

REGIONE CAMPANIA
PROVINCIA DI AVELLINO

COMUNE DI FRIGENTO
COMUNE DI GUARDIA LOMBARDI
COMUNE DI ROCCA SAN FELICE
COMUNE DI STURNO
COMUNE DI BISACCIA



AUTORIZZAZIONE UNICA ex d.lgs. 387/2003

Costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Taverna del Principe" da realizzarsi nel comune di FRIGENTO (AV) e delle opere ed infrastrutture connesse da realizzarsi nei comuni di FRIGENTO (AV), GUARDIA LOMBARDI (AV), ROCCA SAN FELICE (AV), STURNO (AV) e BISACCIA (AV), avente potenza nominale pari a 39,6 MW

Titolo elaborato

Relazione generale

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0474	A	R01	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Gennaio 2022	Prima emissione	ADP	GDS	GMA

Proponente

Camelia Rinnovabili s.r.l.

Largo Augusto 3
20122 Milano



Progettazione



F4 Ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giovanni DI SANTO)



Società certificata secondo la norma UNI-EN ISO 9001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).





Sommario

1	Introduzione	3
1.1	Dati generali proponente	3
1.2	Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto	4
1.2.1	Realizzazione dell'impianto	4
1.2.1	Gestione dell'impianto	7
1.2.2	Dismissione dell'impianto	7
1.3	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	8
2	Descrizione generale del progetto	11
2.1	Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo	13
2.1.1	Normativa di riferimento nazionale e regionale	13
2.1.2	Elenco delle Amministrazioni e degli Enti Territoriali potenzialmente interessati dal progetto e delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o dell'impianto	20
2.1.3	Normativa tecnica di riferimento	26
3	Descrizione stato di fatto del contesto	27
3.1	Descrizione del sito d'intervento	27
3.2	Conclusioni sull'analisi dei beni paesaggistici presenti nell'area di interesse	29
3.3	Documentazione fotografica	30
3.4	Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali	31
3.5	Alternativa "0"	32
3.6	Alternative di localizzazione	33
3.7	Alternative dimensionali	37



3.8 Alternative progettuali	37
4 Il progetto	39
4.1 Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento	39
4.2 Descrizione del progetto	45
5 Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia	53
6 Disponibilità aree ed individuazione interferenze	56
7 Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	58
8 Esito delle valutazioni delle criticità ambientali	67
9 Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.	85
10 Criteri ed elaborati del progetto esecutivo	86
11 Relazione sulla fase di cantierizzazione	92
12 Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto	96
12.1 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi dell'intervento	101
12.2 Cronoprogramma della producibilità	101
Allegati	102



1 Introduzione

1.1 Dati generali proponente

La presente relazione riporta i criteri di valutazione ed i risultati relativi allo studio per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato "Taverna del Principe", da realizzarsi nel territorio comunale di Frigento, in provincia di Avellino, da parte della società **Camelia Rinnovabili Srl**, con sede legale in Largo Augusto 3 20122 Milano, in qualità di proponente.

Il gruppo BayWa r.e. GmbH rappresenta un'azienda globale leader nel settore dell'energia rinnovabile che si occupa di sviluppo di progetti, fornitura di servizi, distribuzione di materiale ed erogazione di soluzioni energetiche. Ad oggi ha portato in rete più di 3.5 GW di energia a livello globale e gestisce oltre 8.5 GW di impianti. Collabora con imprese di tutto il mondo per ridurre il loro impatto ambientale e diminuire i loro costi energetici. BayWa r.e. è uno dei principali fornitori nel mercato della distribuzione di materiale per l'energia solare ed è il partner preferito da migliaia di installatori. In Germania, dispone di un'attività di trading di energia in rapida crescita e fornisce decine di migliaia di clienti. BayWa r.e. fa parte del Gruppo BayWa da 17.1 miliardi di € di fatturato. Da oltre 90 anni BayWa fornisce soluzioni leader nel mercato nei settori agricolo, energetico ed edile. BayWa r.e. Italia S.r.l. possiede aziende che sviluppano progetti, forniscono servizi di investimento e gestione per progetti di energia eolica e fotovoltaica efficaci e sostenibili. Le competenze del management, basate su più di 15 anni di esperienza nell'industria dell'energia eolica, comprendono l'identificazione, lo sviluppo di progetti, la gestione delle pratiche autorizzative, il finanziamento, l'approvvigionamento, la costruzione e la gestione di parchi eolici e fotovoltaici.

Caratteristiche della fonte utilizzata

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni.

Il sito di Frigento è in corso di sviluppo da parte di **Camelia Rinnovabili Srl**. L'area può essere classificata come semplice senza ostacoli significativi, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di Siemens Gamesa SG 6,6-170 MW-HH115 con potenza massima 6,6 MW.

Si può affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

La stima energetica del parco in progetto è stata ottenuta a partire dal campo di velocità sulle posizioni delle turbine, considerando la curva di potenza caratteristica della macchina considerata. L'energia lorda prodotta dall'intero impianto e le perdite di scia vengono riportate nell'elaborato "Analisi anemologica del sito e analisi della producibilità attesa".



1.2 Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto

1.2.1 Realizzazione dell'impianto

La realizzazione dell'impianto avverrà attraverso le fasi di seguito riportate:

- realizzazione opere provvisionali;
- realizzazione di opere civili di fondazione,
- attività di montaggio;
- realizzazione di opere di viabilità stradale;
- realizzazione di cavidotti e rete elettrica.

Opere provvisionali

Le opere provvisionali riguardano la predisposizione delle aree da utilizzare durante la fase di cantiere come piazzole per i montaggi delle torri e degli aerogeneratori e il conseguente carico e trasporto del materiale di risulta. Tali opere sono di natura provvisoria ossia limitate alla sola fase di cantiere.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 5.300 m² costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 23 x 88 m, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Sarà inoltre realizzata un'area ausiliaria di dimensioni approssimative 10 x 19 m che ospiterà le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale.

In adiacenza al parco è prevista la realizzazione di un'area di cantiere che avrà lo scopo di consentire un più agevole approvvigionamento dei componenti dell'aerogeneratore presso le singole postazioni di montaggio.

La suddetta area verrà collocata in prossimità dell'aerogeneratore F03 e sarà utilizzata per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc...

La stessa avrà una dimensione pari a circa 2500 m² e sarà utilizzata come deposito mezzi ed eventuale stoccaggio di materiali, per l'installazione di prefabbricati, adibiti a uffici, magazzini, servizi etc.,

L'area sarà realizzata secondo le modalità costruttive descritte per la piazzola e sarà ripristinata allo status quo ante al termine delle attività di realizzazione.



Montate le torri e installate su ciascuna delle loro sommità la navicella con il rotore e le pale, si procederà a smantellare i collegamenti ed i piazzali di servizio (opere provvisorie) in quanto temporanei e strumentali alla esecuzione delle opere, ripristinando così lo status quo ante.

Opere civili di fondazione

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato del tipo indiretto su pali. La fondazione è stata calcolata preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono state eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

La fondazione degli aerogeneratori è su pali. Il plinto ed i pali di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle indagini geologiche e sulla base dall'analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell'aerogeneratore).

La fondazione è costituita da un plinto su pali; il plinto ha un diametro pari a 23,70 m ed altezza variabile da 3,00 m (esterno gona aerogeneratore) a 0,50 m (esterno plinto); i pali sono 12 con di diametro pari a 1,00 m e lunghezza 20,00 m. Ad ogni buon conto, tutti i calcoli eseguiti e la relativa scelta dei materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza. Pertanto, quanto riportato nel presente progetto, potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, in termini sia dimensionali (diametro platea, lunghezza e diametro pali) sia di forma (platea circolare/dodecagonale/etc., numero pali) fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

Attività di montaggio

Ultimate le fondazioni, il lavoro d'installazione delle turbine in cantiere consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- trasporto e scarico dei materiali relativi agli aerogeneratori;
- controllo delle torri e del loro posizionamento;
- montaggio torre;
- sollevamento della navicella e relativo posizionamento;
- montaggio delle pale sul mozzo;
- sollevamento del rotore e dei cavi in navicella;
- collegamento delle attrezzature elettriche e dei cavi al quadro di controllo a base torre;
- messa in esercizio della macchina.

Le strutture in elevazione saranno costituite unicamente dalla torre che rappresenta il sostegno dell'aerogeneratore, ossia del rotore e della navicella: la torre sarà composta da un elemento in acciaio a sezione circolare, finita in superficie con vernici protettive, avrà una forma tronco conica cava internamente e sarà realizzata in conci assemblati in opera con altezza media dell'asse del mozzo dal piano di campagna pari al massimo a 115 m.

La torre sarà accessibile dall'interno. La stessa sarà rastremata all'estremità superiore per permettere alle pale, flesse per la spinta del vento, di poter ruotare liberamente. Sempre all'interno della torre, troveranno adeguata collocazione i cavi per il convogliamento e trasporto dell'energia



prodotta alla cabina di trasformazione posta alla base della stessa, dalla quale sarà poi indirizzata nella rete di interconnessione interna al parco eolico, per essere inviata tramite elettrodotto interrato alla nuova stazione di connessione posta in prossimità del parco, nel comune di Bisaccia (Av), e riversata nella rete elettrica del Gestore Nazionale.

Cavidotti e rete elettrica interna al parco

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico possono essere schematicamente suddivise in due sezioni:

- opere elettriche di trasformazione e di collegamento fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla rete del Gestore Nazionale.

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore sarà trasformata da bassa a media tensione per mezzo del trasformatore installato a bordo dello stesso e quindi trasferita al quadro MT all'interno della struttura di sostegno tubolare.

Viabilità

Questa categoria di opere civili sarà costituita dalle strade di accesso e di servizio che si rendono indispensabili per poter raggiungere i punti ove collocare fisicamente gli aerogeneratori a partire dalla viabilità esistente.

Le aree interessate dai lavori per la realizzazione del parco eolico risultano, già allo stato attuale, perlopiù accessibili ai mezzi d'opera necessari alla realizzazione dei lavori; infatti, la viabilità esistente presente nell'area è già oggi idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, si presta al trasporto eccezionale dei componenti degli aerogeneratori. Tale condizione al contorno consentirà di minimizzare la viabilità di nuova costruzione e dunque, soprattutto in fase di cantiere, ridurrà la magnitudo degli impatti.

La viabilità interna al parco eolico, quindi, sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti adeguate, in parte da adeguare e da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

Bisogna sottolineare che tutte le strade saranno in futuro solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra.

Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

I cavidotti interrati, indispensabili per il trasporto dell'energia elettrica da ciascun aerogeneratore alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) AT/MT per la successiva immissione in rete, percorreranno lo stesso tracciato della viabilità di servizio prevista per i lavori di costruzione e gestione del parco eolico. Nelle aree esterne a quelle interessate dai lavori i tracciati sfrutteranno per quanto possibile la viabilità pubblica principalmente al fine di minimizzare gli impatti sul territorio interessato. Essi attraverseranno i territori comunali di: Bisaccia, Guardia Lombardi, Rocca San Felice, Frigento e Sturno tutti localizzati in provincia di Avellino.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla Stazione Utente 30/36kV, con funzione di trasformazione ed immessa nella RTN.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Utente avverranno tramite linee in MT interrate, esercite a 30 kV, ubicate sfruttando per quanto possibile la rete stradale esistente ovvero lungo la rete viaria da adeguare/realizzare ex novo nell'ambito del presente progetto.



La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202102473), allegata alla suddetta relazione, prevede che il futuro impianto eolico venga **collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia"**.

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

1.2.1 Gestione dell'impianto

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche saranno dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella.

1.2.2 Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia.

In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione.

Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili.

A grandi linee di seguito si riportano le attività che verranno introdotte nel caso in cui, alla fine della vita utile, si decidesse di dismettere l'impianto eolico.

Verranno smontate le torri, in opera rimarrà solamente parte del plinto di fondazione che sarà rinterrato garantendo un franco di almeno un metro dal piano campagna.

Per le piazzole sono previsti i seguenti interventi:

- rimozione di parte del terreno di riporto per le piazzole in rilevato. Il materiale di risulta sarà in parte riutilizzato e la parte in esubero verrà recuperata se le caratteristiche qualitative dei terreni lo consentono;
- rinverdimento con formazione di un tappeto erboso con preparazione meccanica dello stesso, concimazione di fondo, semina manuale o meccanica di specie vegetali autoctone.

Si procederà alla disconnessione del cavidotto elettrico, l'operazione di dismissione prevederà le seguenti operazioni:



- scavo a sezione ristretta lungo la trincea dove sono stati posati i cavi, rimozione in sequenza di nastro segnalatore, tubo corrugato (eventuale), tegolino protettivo, conduttori;
- rimozione dello strato di sabbia cementata e asfalto ove presente.

Dopo aver rimosso in sequenza i materiali, saranno ripristinati i manti stradali utilizzando quanto più possibile i materiali di risulta dello scavo stesso.

Naturalmente, dove il manto stradale è di tipo sterrato sarà ripristinato allo stato originale mediante un'operazione di costipatura del terreno, mentre dove il manto stradale è in materiale asfaltato sarà ripristinato l'asfalto asportato.

1.3 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale

Per valutare coerentemente l'inserimento dell'opera nel territorio di sua pertinenza, si è ritenuto opportuno analizzare quello che è il contesto all'interno del quale i comuni interessati dal progetto ricadono.

Lo scenario demografico italiano vede un leggero decremento della popolazione residente, pari allo -0,3% tra il 2012 ed il 2021, anche in Campania si è registrato un calo di -2,4%; una ulteriore riduzione demografica si è registrata anche nella Provincia di Avellino (-6,0%). Con riferimento ai Comuni direttamente interessati dal progetto, si rilevano riduzioni ancor più marcate: -7,9% per Bisaccia, -11,8% per Frigento, -14,7% per Guardia Lombardi, -7,6% per Rocca San Felice, -8,9% per Sturno (ISTAT, 2012-2021).

La densità di popolazione di Bisaccia (35,27 ab/km²), Frigento (91,59 ab/km²), Guardia Lombardi (27 ab/km²) e Rocca San Felice (56 ab/km²) sono di molto inferiori rispetto alla media nazionale (196,10 ab/km²) e a quella provinciale (143,60 ab/km²) (ISTAT 2021), ma superiore rispetto a quella della Campania (0,41 ab/km²); quella di Sturno (171 ab/km²) è inferiore rispetto alla media nazionale ma superiore rispetto a quella provinciale e regionale.

Tabella 1: Popolazione residente nell'area d'interesse (Fonte: ISTAT, 2012-2018)

Territorio	Sup. [km ²]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Italia	302.068,2564	59.394.207	59.685.227	60.782.668	60.795.612	60.665.551	60.589.445	60.483.973	59.816.673	59.641.488	59.236.213
Campania	13.670.598	5.764.424	5.769.750	5.869.965	5.861.529	5.850.850	5.839.084	5.826.860	5.740.291	5.712.143	5.624.260
Prov. Avellino	2.805,9638	428.855	428.523	430.214	427.936	425.325	423.506	421.523	414.109	410.369	402.929
Bisaccia	102,16	3.913	3.870	3.850	3.835	3.831	3.811	3.815	3.749	3.685	3.604
Frigento	38,04	3.951	3.926	3.887	3.854	3.780	3.731	3.663	3.564	3.521	3.484
Guardia Lombardi	55,87	1.797	1.783	1.777	1.742	1.718	1.698	1.662	1.625	1.595	1.533
Rocca San Felice	14,41	870	876	871	861	851	843	835	838	819	804
Sturno	16,67	3138	3122	3111	3092	3080	3083	3038	2939	2932	2859

Secondo la Rilevazione sulle forze di lavoro dell'Istat, nella media del 2020 l'occupazione in Campania è diminuita (-1.9 per cento, da -1.0 l'anno precedente), risentendo degli effetti dell'emergenza sanitaria; la riduzione è stata in linea con la media italiana e delle regioni meridionali (-2.0 per cento per entrambe), portando il tasso di occupazione al 40.9 per cento (dal 41.5 del 2019). Il ridimensionamento dell'occupazione è stato maggiore nel secondo trimestre del 2020, in seguito allo scoppio della pandemia; ha rallentato nei mesi estivi, per poi interrompersi nel trimestre finale,

quando si è registrato un moderato recupero. Alla riduzione dell'occupazione hanno contribuito maggiormente i servizi, particolarmente colpiti dalle misure restrittive introdotte per limitare la diffusione del contagio. Il calo è stato più ampio per i lavoratori autonomi rispetto a quelli alle dipendenze (rispettivamente -2.3 e -1.8 per cento); la riduzione è stata inoltre più intensa per le donne, i giovani con meno di 35 anni e gli stranieri. Relativamente ai lavoratori dipendenti, la flessione ha interessato principalmente gli individui con un contratto a tempo determinato (-11.8 per cento). Grazie all'estensione dei regimi di integrazione salariale in costanza di rapporto di lavoro, al blocco dei licenziamenti e alle misure di sostegno alle imprese, il calo dell'occupazione è stato minore di quello, molto più marcato, delle ore lavorate (-12.2 per cento; -11.2 in Italia), che si sono attestate sul valore minimo dal 2004, il primo anno in cui è disponibile il dato a livello regionale.

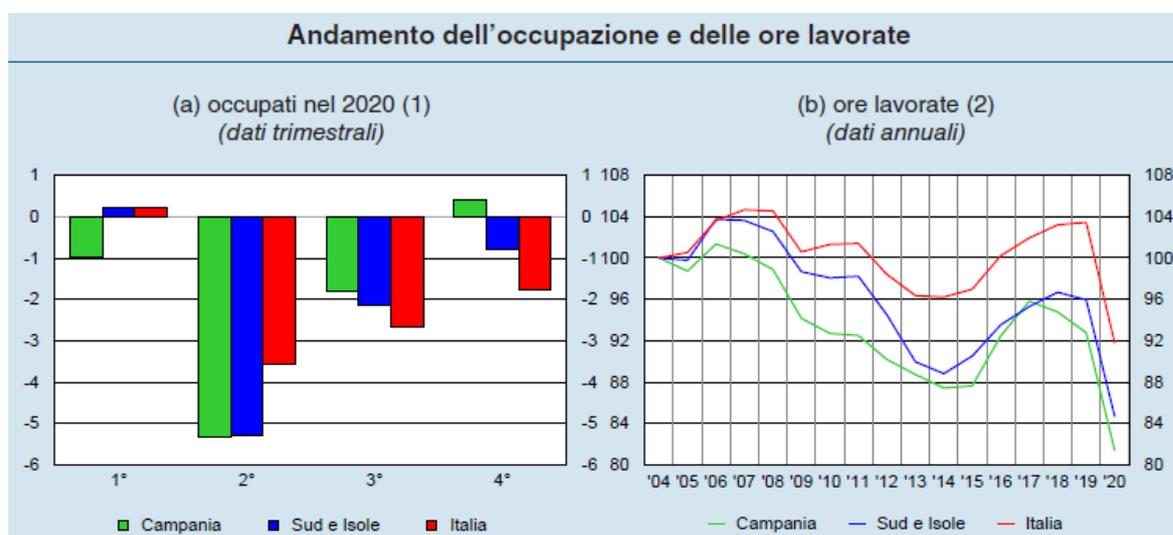


Figura 1: rilevazione sulla forza lavoro e ore lavorate in Campania (elaborazione Banca d'Italia su dati ISTAT) - (1) Variazioni percentuali sul periodo corrispondente. - (2) Numeri indice: 2004=100.

Con riferimento al lavoro dipendente del settore privato, nel 2020 sono state create circa 16.000 nuove posizioni lavorative al netto di quelle cessate (assunzioni nette), poco più della metà rispetto all'anno precedente. I contratti a tempo indeterminato hanno contenuto il calo delle assunzioni nette, che sono state sostenute dal blocco dei licenziamenti e dalle stabilizzazioni di contratti temporanei concentratesi nell'ultima parte dell'anno, verosimilmente per effetto degli sgravi contributivi in scadenza.

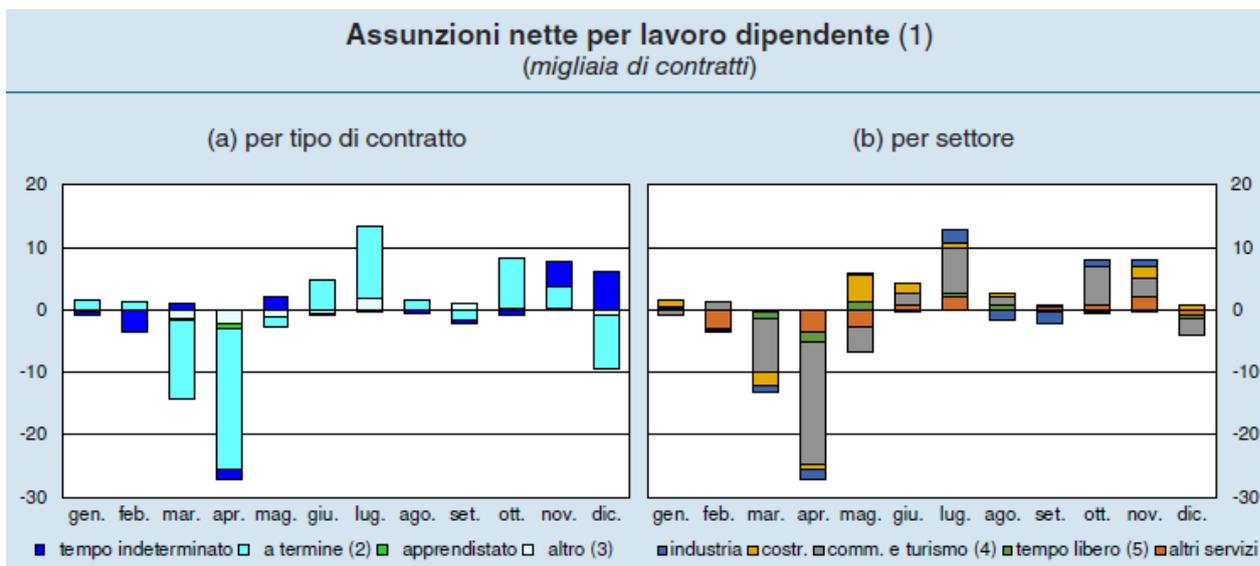


Figura 2: assunzioni per lavoro dipendente in Campania (elaborazione Banca d'Italia su dati INPS) - (1) Assunzioni al netto delle cessazioni e delle trasformazioni nel 2020 in differenza rispetto al 2019. L'universo di riferimento sono i lavoratori dipendenti del settore privato, a esclusione dei lavoratori domestici e degli operai agricoli, e i lavoratori degli Enti pubblici economici. – (2) Comprende anche gli stagionali. – (3) Comprende somministrazione e lavoro intermittente. – (4) Il settore comprende commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli, trasporto e magazzinaggio, servizi di alloggio e di ristorazione. – (5) Il settore comprende attività artistiche, di intrattenimento e divertimento, riparazione di beni per la casa e altri servizi.

A livello di ricadute sul territorio, la costruzione di un parco eolico incide sui seguenti aspetti socioeconomici:

- incremento delle risorse economiche per le amministrazioni locali;
- beneficio economico per i proprietari delle aree interessate;
- creazione di posti di lavoro;
- incremento dei flussi turistico-didattici.

L'incremento delle risorse economiche per le Amministrazioni Comunali comporterà la possibilità di programmare investimenti a medio-lungo termine, con ricadute significative su tutta la comunità.

Nella fase di costruzione, inoltre, si genereranno diversi posti di lavoro che potranno, seppure in modo lieve, disincentivare la popolazione rispetto all'annoso fenomeno migratorio in atto. Infine, il parco potrebbe diventare meta di turismo per gli alunni delle scuole di tutta l'area vasta di riferimento portando nuovi introiti e notorietà.



2 Descrizione generale del progetto

L'area individuata per la realizzazione della presente proposta progettuale interessa il territorio comunale di Frigento, nella provincia di Avellino. I comuni di: Bisaccia, Guardia Lombardi, Rocca San Felice, Frigento e Sturno saranno interessati dalla realizzazione delle opere civili, mentre il comune di Bisaccia ospiterà anche la Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SET) per la connessione del nuovo impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il parco eolico di progetto avrà una potenza complessiva di 39,6 MW, costituito da 6 aerogeneratori con potenza unitaria di 6,6 MW.

L'ubicazione dell'impianto interessa un'area collinare con quote variabili comprese tra i 620 ed i 766 metri sul livello del mare, essa si articola e caratterizza morfologicamente grazie alla presenza di incisioni vallive di corpi idrici secondari o scoli naturali.

Nel caso specifico, nell'area di intervento sono presenti le seguenti:

- Reti infrastrutturali di tipo viario:
 - La Strada Statale N.303 a sud-ovest dell'impianto e su cui viaggerà per un breve tratto il cavidotto;
 - La Strada Statale N.91 lungo la quale sarà realizzata la futura stazione elettrica di trasformazione e sui cui sarà posato l'ultimo tratto del cavidotto interrato MT;
 - La Strada Provinciale N.235 a nord-est dell'impianto;
 - Diverse Strade Comunali ed interpoderali.

La viabilità interna al parco eolico sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti da adeguare ed in parte da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

Nelle zone in cui le strade di progetto percorreranno piste interpoderali esistenti le opere civili previste consisteranno in interventi di adeguamento della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti l'aerogeneratore. Detti adeguamenti prevedranno degli allargamenti in corrispondenza delle viabilità caratterizzate da raggi di curvatura troppo stretti ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza.

- Elettrodotti: l'area di intervento è attraversata, pur senza interferenze dirette con l'impianto da linee BT ed MT.

Il tracciato del cavidotto destinato al trasporto dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico è stato individuato con l'obiettivo di minimizzare il percorso per il collegamento dell'impianto alla RTN e di interessare, per quanto possibile, strade o piste esistenti, nonché territori privi di peculiarità naturalistico-ambientali.

Si rimanda agli elaborati di progetto per gli approfondimenti relativi ai dettagli tecnici dell'opera proposta.

Nella figura di seguito riportata è possibile visualizzare il layout del parco in oggetto su base IGM 25.000.

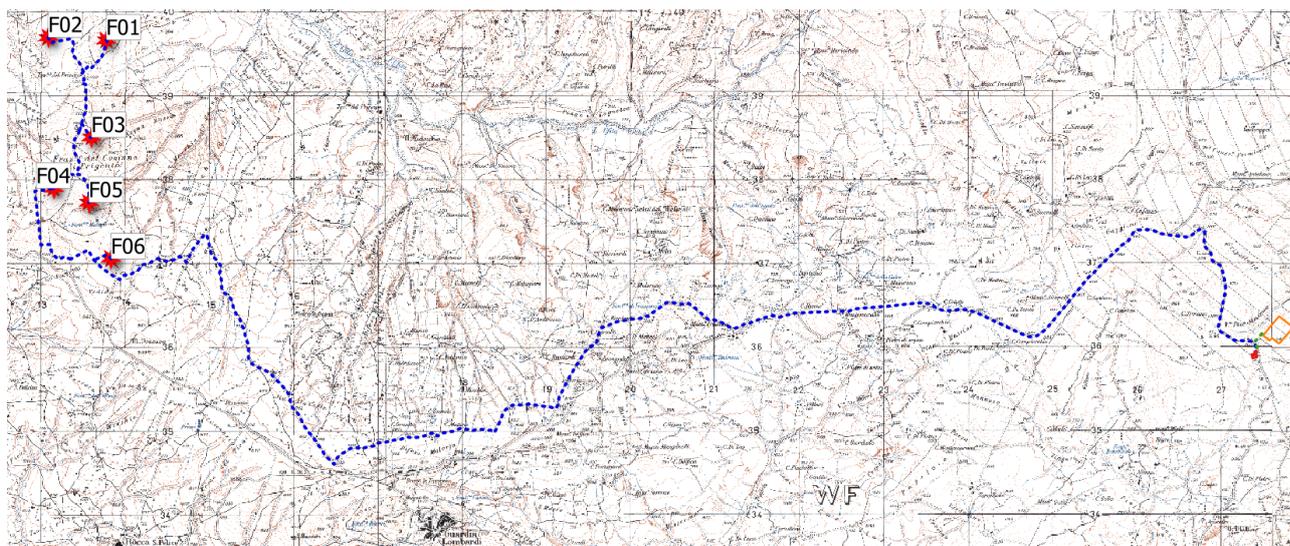


Figura 3: Layout di impianto su base IGM 25.000

Si riportano di seguito le coordinate le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori.

WTG	D rotore	H tot	Coordinate UTM-WGS84 fuso 33		Coordinate GB-Roma 40 fuso est	
			E	N	E	N
F01	170	200	513704	4539469	2533712	4539477
F02	170	200	513015	4539500	2533023	4539508
F03	170	200	513527	4538308	2533535	4538315
F04	170	200	513077	4537699	2533085	4537707
F05	170	200	513497	4537532	2533505	4537339
F06	170	200	513760	4536859	2533768	4536867

Tabella 2: Ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto, ossia di una rete viaria interna al parco che si snoderà seguendo lo sviluppo delle esistenti piste interpoderali.

Le opere facenti parte del progetto del parco eolico comprese le opere connesse ricadono interamente all'interno dei territori comunali di: Bisaccia, Guardia Lombardi, Rocca San Felice, Frigento e Sturno, in aree che, in base allo strumento urbanistico vigente sono classificate come Zona Agricola Ordinaria E-O.



2.1 Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Campania. Si è tenuto conto, inoltre, del PEAR (Piano energetico ambientale regionale) della Regione Campania.

Nello specifico, dal punto di vista normativo, programmatico ed autorizzativo, il presente progetto si inquadra come di seguito specificato.

2.1.1 Normativa di riferimento nazionale e regionale

Settore energetico:

- A livello nazionale:
 - Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
 - Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
 - Carbon Tax, introdotta ai sensi dell'art. 8 della Legge n. 448/1998;
 - Legge n. 239 del 23 agosto 2004 sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
 - Strategia Energetica Nazionale 2017, approvata con Decreto Ministeriale del 10 novembre 2017;
 - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico il 21/01/2020.
 - Ulteriori provvedimenti legislativi, che negli ultimi anni hanno mirato alla diversificazione delle fonti energetiche, ad un maggior sviluppo della concorrenza ed una maggiore protezione dell'ambiente, sono i seguenti:
 - Legge 9 gennaio 1991 n. 9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
 - Legge 9 gennaio 1991 n. 10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
 - Provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992, che ha fissato le tariffe incentivanti, definendo l'assimilabilità alle fonti rinnovabili sulla base di un indice di efficienza energetica a cui commisurare l'entità dell'incentivazione;
 - Delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
 - Legge 01 giugno 2001 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997;
 - Decreto legge 7 febbraio 2002, contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;



- Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
 - Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge Finanziaria 2008) e Legge 29 novembre 2007, n. 222 (Collegato alla Finanziaria 2008) - Individuazione di un nuovo sistema di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili basato sui seguenti meccanismi alternativi su richiesta del Produttore: il rilascio di certificati verdi oppure una tariffa onnicomprensiva.
 - Questo quadro di incentivi è stato modificato dal D.M. 18/12/2008, dal D.M. 06/07/2012 e, da ultimo, dal D.M. 23/06/2016 (decreto che prevede l'incentivazione degli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso);
 - Legge n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, che stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
 - D. lgs. 8 luglio 2010, n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n. 129 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
 - Decreto dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d. lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi.
- A livello regionale sono stati considerati i seguenti atti normativi:
- Dgr Campania 19 marzo 2004, n. 460 "Individuazione della struttura regionale competente per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili";
 - Dgr Campania 4 marzo 2006, n. 283 "Approvazione delle procedure degli interventi a favore dell'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico in agricoltura";
 - Dgr Campania 30 novembre 2006, n. 1955 "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico relativo alla installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile";
 - Dgr Campania 20 marzo 2009, n. 500 "Procedimento di autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - Nuove Linee guida";
 - Dgr Campania 30 ottobre 2009, n. 1642 "Norme sul procedimento di autorizzazione unica di impianti a fonti rinnovabili - Revoca Dgr 500/2009";
 - Decreto dirigenziale Campania 18 febbraio 2011 n. 50 "Criteri per l'applicazione delle Linee guida nazionali di autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili";



- Lr Campania 1° luglio 2011, n. 11 "Limiti e condizioni per le autorizzazioni di nuovi impianti eolici";
- Decreto dirigenziale Campania 26 ottobre 2011, n. 516 "Precisazioni e modifiche alla procedura di autorizzazione di impianti a fonti rinnovabili";
- Decreto dirigenziale Campania 26 ottobre 2011, n. 516 "Precisazioni e modifiche alla procedura di autorizzazione di impianti a fonti rinnovabili";
- DGR Campania 21 giugno 2013, n. 193 "Approvazione programma "Energia efficiente - Piano per promuovere e sostenere l'efficienza energetica della Regione Campania";
- DGR Campania 8 agosto 2013, n. 325 "Ulteriori disposizioni in materia di autorizzazioni di impianti a fonti rinnovabili";
- DGR Campania 4 ottobre 2016, n. 532 "Indirizzi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 Kw" - Attuazione articolo 15, comma 2, Lr 6/2016";
- DGR Campania 4 ottobre 2016, n. 533 "Criteri per la individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti eolici con potenza superiore a 20 Kw - Attuazione articolo 15, Lr 6/2016";
- DGR Campania 28 marzo 2017, n. 169 "Approvazione dello standard formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili (Fer)";
- Legge Regionale 6 novembre 2018, n.37 "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Ambientale";
- Decreto dirigenziale Campania 18 settembre 2020, n. 353 "Piano energia e ambiente regionale (Pear)".

Settore ambientale

Le procedure di Valutazione Ambientale sono regolate dalle seguenti normative:

- a livello nazionale:
 - D. lgs. n. 387 del 29/12/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
 - D. lgs. n. 152 del 03/04/2006 "Norme in materia ambientale" e s.m.i., tra cui vanno segnalati il D. lgs. n. 4/2008, il D. lgs. n. 128/2010, il D. lgs. n. 46/2014 ed il D. lgs. n. 104/2017;
 - D. M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" che, nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER);
 - R.D. 30 dicembre 1923 n. 3267 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani";
 - R.D. 3 giugno 1940 n. 1357 "Regolamento per l'applicazione della L. 29 giugno 1939 n. 1497 sulla protezione delle bellezze naturali";



- Direttiva europea n. 92/42/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 (Direttiva Habitat) "Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatica";
- Direttiva europea n. 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979, modificata dalla Direttiva n. 2009/147/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici nei parchi nazionali e regionali, nelle aree vincolate secondo i Piani Stralcio di Bacino redatti ai sensi del D. Lgs. n. 152/2006;
- D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357 "Regolamento di recepimento della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- D. lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'art. 10 della legge 6 luglio 2002 n. 137";
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42".
- a livello regionale da:
 - L.R. Campania n. 33 del 1993 "istituzione dei parchi regionali";
 - L.R. Campania n. 13 del 2008 per l'approvazione del Piano Territoriale Regionale (PTR).

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica");
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 ("Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne");
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 ("Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno");
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 ("Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59");
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici");
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 ("Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti");
- Norme CEI 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;



- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- DPCM 8 luglio 2003 – "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
- Circolare Ministero della transizione ecologica DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;



- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1ª Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza: Criteri generali:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");



- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi").

Opere civili e sicurezza: Zone sismiche:

- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni:

- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni).

Opere civili e sicurezza: Norme tecniche:

- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

Il rilascio della autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- A. istanza al Ministero della transizione ecologica per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero della cultura, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal d.lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza



- del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- B. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 Assessorato Territorio ed Ambiente - Dipartimento Ambiente;
 - C. la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
 - D. a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
 - E. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

2.1.2 Elenco delle Amministrazioni e degli Enti Territoriali potenzialmente interessati dal progetto e delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o dell'impianto

Proponente	CAMELIA RINNOVABILI SRL – con sede legale in Largo Augusto n.3, 20122 Milano - Tel.: 02 3211191 – Fax.: 02 32111933- Email: cameliarinnovabili@baywa-re.it PEC: cameliarinnovabili@legalmail.it
Progetto	Progetto per la costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Taverna del Principe" da realizzarsi nel comune di FRIGENTO (AV) e delle opere ed infrastrutture connesse da realizzarsi nei comuni di FRIGENTO (AV), GUARDIA LOMBARDI (AV), ROCCA SAN FELICE (AV), STURNO (AV) e BISACCIA (AV), avente potenza nominale pari a 39,6 MW"
Categoria di opera	<i>Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 1 MW</i>

Amministrazioni potenzialmente interessate	Indirizzo	PEC
REGIONE CAMPANIA, 50 02 03 UOD ENERGIA EFFICIENTAMENTO E RISPARMIO ENERGETICO, GREEN ECONOMY E BIOENERGIA	Centro Direzionale is. A6 - 80143 Napoli	uod.500203@pec.regione.campania.it
GIUNTA REGIONALE DELLA CAMPANIA DIREZIONE GENERALE PER CICLO INTEGRATO DELLE ACQUE E DEI RIFIUTI VALUTAZIONI E AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI STAFF-	via Alcide De Gasperi, 28 - 80133 Napoli	staff.501792@pec.regione.campania.it



TECNICO AMMINISTRATIVO VALUTAZIONI AMBIENTALI		
REGIONE CAMPANIA, 50 18 03 - UOD GENIO CIVILE DI AVELLINO; PRESIDIO PROTEZIONE CIVILE	Via Roma, 1 – 83100 AVELLINO	uod.501803@pec.regione.campania.it
REGIONE CAMPANIA, 50 07 04 - UOD UFFICIO CENTRALE FORESTE E CACCIA	Centro Direzionale is. A6 – 80143 Napoli	uod.500704@pec.regione.campania.it
REGIONE CAMPANIA, 50 07 06 - UOD TUTELA DELLA QUALITÀ, TRACCIABILITÀ DEI PRODOTTI AGRICOLI E ZOOTECNICI SERVIZI DI SVILUPPO AGRICOLO	Centro Direzionale is. A6 – 80143 Napoli	uod.500706@pec.regione.campania.it
REGIONE CAMPANIA, 50 07 10 - UOD SERVIZIO TERRITORIALE PROVINCIALE AVELLINO	Centro Direzionale Collina Liquorini - 83100 Avelino	uod.500710@pec.regione.campania.it
AERONAUTICA MILITARE – TERZA REGIONE AEREA – REPARTO TERRITORIO E PATRIMONIO	Lungomare Nazario Sauro, 39- 70100, BARI (Ba)	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it
COMANDO RFC REGIONALE CAMPANIA UFFICIO AFFARI GENERALI	Via G. Lahalle- CASERMA MAMELI 80141 ,NAPOLI (Na)	comfodisud@postacert.difesa.it
COMANDO MARITTIMO SUD DI TARANTO	Corso due Mari, 38-74123 Taranto 74100, TARANTO (TA)	marina.sud@postacert.difesa.it
ENAV S.P.A.	VIA SALARIA, 71 600138, ROMA	protocollogenerale@pec.enav.it
ENAC - ENTE NAZIONALE AVIAZIONE CIVILE	VIALE Fulco Ruffo di Calabria- Aeroporto di Capodichino 80144, Napoli (NA)	protocollo@pec.enac.gov.it
MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI - DIREZIONE GENERALE TERRITORIALE PER IL CENTRO SUD U.S.T.I.F. CAMPANIA	Via Emanuele Gianturco, 1 02/A 80142, Napoli (Na)	ustif-napoli@pec.mit.gov.it
MINISTERO DELLA CULTURA DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA, BELLE ARTI E PAESAGGIO SERVIZIO V TUTELA DEL PAESAGGIO	Via di San Michele, 22 00153 Roma	mbac-dg- abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it
MINISTERO DELLA CULTURA SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO PER LE PROVINCE DI SALERNO ED AVELLINO	Carcere Borbonico - Via Dalmazia, 22- AVELLINO	mbac-sabap- sa@mailcert.beniculturali.it
MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO- COMUNICAZIONI - ISPettorato Territoriale DELLA CAMPANIA - INTERFERENZE ELETTRICHE	Piazza Garibaldi, 19 80142, NAPOLI (Na)	dgat.div12.ispcmp@pec.mise.gov.it
TERNA	Viale Egidio Galbani, 70 – 00156 - ROMA	connessioni@pec.terna.it



ARPAC - AG. REG. PROTEZIONE AMBIENTALE CAMPANIA DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI AVELLINO	ViaCircumvallazione,162 83100 Avellino	arpac.dipartimentoavellino@pec.arpacampania.it
ASL BN - AZIENDA SANITARIA LOCALE AVELLINO	Via degli Imbimbo, 10/12 83100 Avellino	direzione.generale@pec.aslavellino.it
AUTORITA' DI BACINO DISTRETTUALE DELL'APPENNINO MERIDIONALE	Viale Lincoln - ex Area Saint Gobain - 81100 Caserta	protocollo@pec.distrettoappenninomeridionale.it
COMUNE DI FRIGENTO (AV)	Via Roma 6 - 83040 Frigento (AV)	COMUNE DI FRIGENTO protocollo.frigento@cert.irpinianet.eu
COMUNE DI GUARDIA LOMBARDI(AV)	Via Beveri 17 - 83040 Guardia Lombardi (AV)	COMUNE DI GUARDIA LOMBARDI protocollo@pec.comune.guardialombardi.av.it
COMUNE DI ROCCA SAN FELICE (AV)	Via Giuseppe Santoli - 83050 Rocca San Felice (AV)	COMUNE DI ROCCA SAN FELICE ragioneria.roccasanfelice@asmepec.it
COMUNE DI STURNO (AV)	Piazza Municipio 1 - 83055 Sturno (AV)	COMUNE DI STURNO Protocollo.sturno@asmepec.it:
COMUNE DI BISACCIA (AV)	Via XXIII Luglio - 83044 Bisaccia Nuova (AV)	COMUNE DI BISACCIA- protocollo.bisaccia@asmepec.it

Autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi³ comunque denominati, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o dell'impianto	Riferimenti normativi	Oggetto del regime autorizzativo	Autorità competente (corredata di PEC)
Autorizzazione Unica in materia di Energia	Art. 12 del Dlgs 387/2003	Autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto eolico	50 02 03 UOD ENERGIA EFFICIENTAMENTO E RISPARMIO ENERGETICO, GREEN ECONOMY E BIOENERGIA uod.500203@pec.regione.campania.it
VIA (Valutazione di impatto ambientale)	Art.23 D.Lgs.152/2006	Valutazione di impatto ambientale	MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo Divisione V - Sistemi di Valutazione Ambientale Via Cristoforo Colombo, 44 00147 Roma
Autorizzazione Piano preliminare di Utilizzo Terre e Rocce da scavo	DPR 120/2017	Piano preliminare di Utilizzo Terre e Rocce da scavo	MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo Divisione V - Sistemi di Valutazione Ambientale Via Cristoforo Colombo, 44 00147 Roma



Nulla osta delle forze armate (esercito, marina, aeronautica) per le servitù militari Nulla osta per la sicurezza al volo	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 R.D. 30 MARZO 1942, N. 327	Servitù militari e per la sicurezza del volo a bassa quota solo se necessario e solo nel caso di impianti ubicati in prossimità di zone sottoposte a vincolo militare	AERONAUTICA MILITARE – TERZA REGIONE AEREA – REPARTO TERRITORIO E PATRIMONIO aerescuoleaeroregione3@postacert.difesa.it COMANDO RFC REGIONALE CAMPANIA UFFICIO AFFARI GENERALI comfodisud@postacert.difesa.it COMANDO MARITTIMO SUD DI TARANTO marina.sud@postacert.difesa.it
Parere di conformità del progetto alla normativa di prevenzione incendi	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 D.P.R. 151/2011	Prevenzione incendi	COMANDO PROVINCIALE DEI VIGILI DEL FUOCO DELLA PROVINCIA DI AVELLINO com.avellino@cert.vigilfuoco.it
Valutazione ostacoli e pericoli per la navigazione aerea	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 R.D. 30 marzo 1942, n. 327	Interferenze al volo	ENAV S.P.A. protocollogenerale@pec.enav.it ENAC ENTE NAZIONALE AVIAZIONE CIVILE protocollo@pec.enac.gov.it
Compatibilità paesaggistica	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 <u>D.M.22 gennaio 2004, n. 42 (D.Lgs 152/06 art.25 c.2 e c.2- quinquies)</u>	Autorizzazione paesaggistica	MINISTERO DELLA CULTURA DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA, BELLE ARTI E PAESAGGIO SERVIZIO V TUTELA DEL PAESAGGIO Via di San Michele, 22
			00153 Roma PEC mbac-dg- abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it MINISTERO DELLA CULTURA SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO PER LE PROVINCE DI SALERNO ED AVELLINO mbac-sabap-sa@mailcert.beniculturali.it
Nulla osta circa le eventuali interferenze con le reti fisse	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011	Interferenze con le reti dei trasporti	MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI DIREZIONE GENERALE TERRITORIALE PER IL CENTRO SUD U.S.T.I.F. CAMPANIA ustif-napoli@pec.mit.gov.it
Nulla osta ai sensi dell'articolo 95 del D.Lgs. n. 259 del 2003 e TU 1775/33	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 D.Lgs. n. 259 del 2003 e TU 1775/33	Interferenze con reti elettriche e telecomunicazioni	MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO- COMUNICAZIONI -Ispettorato Territoriale della Campania - Interferenze Elettriche dgat.div12.ispcmp@pec.mise.gov.it



Nulla osta all'attraversamento, all'uso delle strade di competenza ed alla verifica delle fasce di rispetto	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 D.Lgs 285/92 (Codice della strada) e s.m.i., ove previsto	Strade Provinciali	PROVINCIA DI AVELLINO info@pec.provincia.avellino.it
Nulla Osta per l'autorizzazione all'attraversamento del demanio idrico Nulla Osta per autorizzazione di linee elettriche	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 Demanio idrico. R.D. 25. 07.1904 n.523 - R.D.11.12.1933 1775, R.D.1285/1920 - D.Lgs 112/98 – D.Lgs 96/99 e R.D. 11.12.1933 n. 1775 e s.m.i.) Linee elettriche art. 111 del R.D. 11.12.1933 n. 1775 e s.m.i., degli artt. 87, 88 e 106 del D.P.R. 24.07.1977 n. 616	Attraversamento demanio Idrico e Linee elettriche	50 8 03 - UOD GENIO CIVILE DI AVELLINO; PRESIDIO PROTEZIONE CIVILE uod.501803@pec.regione.campania.it
Benestare sul progetto con la soluzione tecnica fornita dal Gestore di Rete, in merito alla realizzazione dell'opera di connessione, per la rispondenza tecnica ai requisiti indicati nel Codice di Rete	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011	Opere elettriche di collegamento	TERNA SPA info@pec.terna.it
Nulla osta all'attraversamento, all'uso delle strade di competenza ed alla verifica delle fasce di rispetto Parere comuni interessati dal progetto	D.Lgs 285/92 (Codice della strada) e s.m.i., ove previsto DPR 380 del 2001 e smi Art. 23 commi 3 del D.Lsg 152/2006 e s.m.i	Territorio comunale Impatti ambientali nei comuni parzialmente interessati dal progetto	COMUNE DI FRIGENTO protocollo.frigento@cert.irpinianet.eu COMUNE DI STURNO Protocollo.sturno@asmepec.it: COMUNE DI ROCCA SAN FELICE ragioneria.roccasanfelice@asmepec.it COMUNE DI GUARDIA LOMBARDI protocollo@pec.comune.guardialombardi.av.it COMUNE DI BISACCIA- protocollo.bisaccia@asmepec.it
Autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico	Regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267 e al Decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n.616	Aree soggette a vincolo idrogeologico	COMUNITÀ MONTANA ALTA IRPINIA protocollo@pec.cmaltairpinia.it COMUNITÀ MONTANA UFITA info@cmufita.it - cmufitaXXX@pec.it
Permesso di costruire	Parte I, titolo II, capo II del Dpr n.380/01 smi e articolo 1 della Lr n.19/01 smi	Nulla osta di costruire	COMUNE DI FRIGENTO protocollo.frigento@cert.irpinianet.eu COMUNE DI BISACCIA- protocollo.bisaccia@asmepec.it



Parere di compatibilità elettromagnetica e l'impatto acustico	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 Compatibilità elettromagnetica, ai sensi della L.36/01, DPCM 08/07/03, Circolare Ministeriale del 15/11/04; Acustica ambientale, ai sensi della L.447/95	Prevenzione impatto acustico e elettromagnetico	ARPAC - AG. REG. PROTEZIONE AMBIENTALE CAMPANIA DIPARTIMENTO PROVINCIALE DI AVELLINO arpac.dipartimentoavellino@pec.arpacampania.it
Conformità ai piani di bacino	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011	Prevenzione dissesto idrogeologico	AUTORITA' DI BACINO DISTRETTUALE DELL'APPENNINO MERIDIONALE protocollo@pec.distrettoappenninomeridionale.it
Attestazione di non interessamento di particelle soggette ad Usi Civici, ovvero mutamento di destinazione d'uso temporaneo o del 1927 e semidefinitivo dei terreni gravati da usi civici	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 legge n. 1766 del 1927	Usi CIVICI	50 07 04 - UOD UFFICIO CENTRALE FORESTE E CACCIA uod.500704@pec.regione.campania.it
Parere in merito alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali (anche rispetto alle produzioni agroalimentari di qualità) e alla tutela della biodiversità (anche rispetto alla capacità d'uso dei suoli) nonché al patrimonio culturale e del paesaggio rurale	Decreto Dirigenziale n. 516 del 26/10/2011 Legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché ai sensi del D.Lgs 18 maggio 2001, n. 228, così come previsto al comma 7 dell'Art12 del D.lgs 387/03	USO AGRICOLO DEL SUOLO	50 07 06 - UOD TUTELA DELLA QUALITÀ, TRACCIABILITÀ DEI PRODOTTI AGRICOLI E ZOOTECNICI SERVIZI DI SVILUPPO AGRICOLO uod.500706@pec.regione.campania.it 50 07 10 - UOD SERVIZIO TERRITORIALE PROVINCIALE AVELLINO uod.500710@pec.regione.campania.it



2.1.3 Normativa tecnica di riferimento

Le normative tecniche a cui gli Enti titolari dei procedimenti devono fare riferimento sono:

- Legge 24/07/90 n° 241, "Norme sul procedimento amministrativo in materia di conferenza dei servizi";
- DPCM 08/06/01 n°327 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di Pubblica Utilità";
- D. Lgs n. 42 del 22/01/2004;
- R. D. 25/07/1904 n. 523;
- T.U. n. 1775/33;
- D.P.R. N. 156 DEL 29/03/1973;
- D. Lgs. 01/08/2003 n. 259;
- R.D.L. 30/12/1923 n. 3267;
- D.P.R. 233/2007 e ss.mm.ii.;
- D.P.R. 91/2009;
- D.P.C.M. 14/11/1997;
- D.P.C.M. 08/07/2003;
- D.M. 29/05/2008;
- D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.;
- D. Lgs 387/2003.

I riferimenti sopra citati possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme vigenti e deliberazioni in materia anche se non espressamente indicate, si considerano applicabili.

3 Descrizione stato di fatto del contesto

3.1 Descrizione del sito d'intervento

Geologia, morfologia e idrogeologia dell'area d'intervento

L'area di intervento è situata a ovest dell'abitato di Frigento (AV), e precisamente in località Taverna del Principe, altopiano compreso tra il Vallone Grande e i suoi affluenti (Fosso della Lupara) e il Vallone della difesa entrambi affluenti di destra del Fiume Ufita principale affluente di destra del Fiume Calore.

Le formazioni affioranti nell'area in studio vengono di seguito elencate dalle più antiche alle più recenti:

- Complesso degli argilloscisti varicolori (O3, in carta geologica) – **Oligocene**;
- Complesso calcareo-marnoso-arenaceo (M2-O3,) - **Oligo-Miocene**;
- Pag (in carta geologica) – **Pliocene**;
- dt (in carta geologica) - **Pleistocene – Olocene**.

L'ubicazione di tutti e 6 gli aerogeneratori, avverrà su terreni prettamente argilloso marnosi appartenenti agli scisti argilloso-marnosi galestrini, talora aciculari, di vario colore; marnoscisti, calcari marnosi rosso-rosati; marne, calcari marnosi paesiniformi, avvolte con selce; calcari giallobrunastri, ecc., silicei; calcareniti minute; molasse giallastre; arenarie, scisti microarenaceo-micacei giallastri, ecc., finemente fogliettati; talora calciruditi, con resti di lamellibranchi, crinoidi, litotamni.

Tale unità stratigrafica nota in letteratura con il nome "Complesso-calcareo-marnoso-arenaceo" affiora sotto una coltre di terreno vegetale di massimo 1.50 m, prima con uno strato alterato per l'infiltrazione di acqua superficiale e poi con un'alternanza di straterelli di scisti marnoso galestrini di vario colore, marnoscisti e calcari marnosi biancastri.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato *Relazione geologica*.

L'area oggetto di studio ricade parzialmente nell'ambito di competenza dell'**ex Autorità di Bacino Nazionale Liri-Garigliano e Volturno** ed in parte in quello dell'**ex Autorità di Bacino Interregionale Puglia**. In particolare, l'area di studio rappresentata dal buffer sovralocale si caratterizza per la presenza dei seguenti bacini idrografici:

- Fiume Ufita;
- Fiume Ofanto;
- Torrente Fredane;
- Torrente Isca di Morra
- diversi Valloni (Vallone S. Nicola, Vallone S.Leo, Vallone dei Pali, Vallone Candi, Vallone Penta, Vallone Sant'Arcangelo, Vallone Ferrara, Vallone della Volpe).

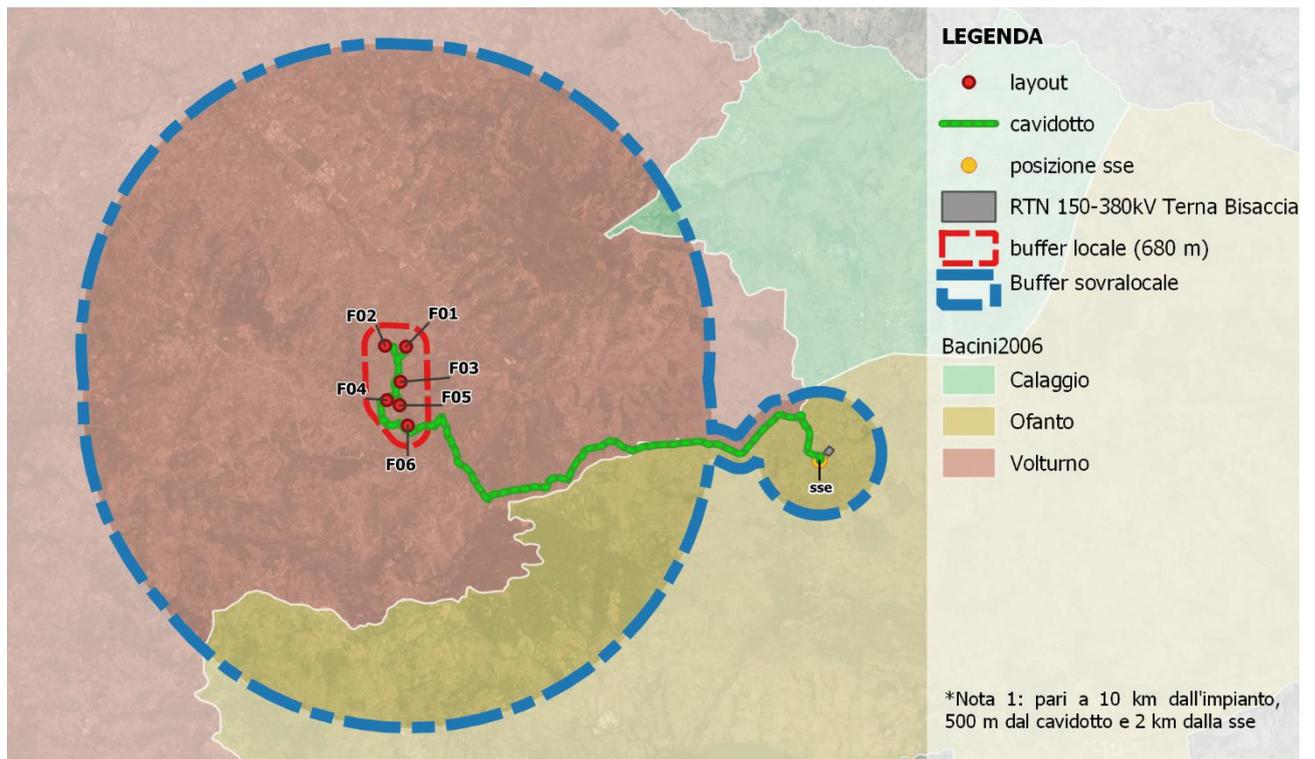


Figura 4: Inquadramento dei bacini idrografici



3.2 Conclusioni sull'analisi dei beni paesaggistici presenti nell'area di interesse

L'art.15 della L.R. n.6/2016 individua le aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 KW; le suddette aree sono:

- a) aree che presentano vulnerabilità ambientali, individuate in quelle per le quali è stato apposto il vincolo idrogeologico di cui al regio decreto-legge 30 dicembre 1923, n. 3267 (Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani);
- b) aree caratterizzate da pericolosità ovvero rischio idrogeologico, perimetrare nei Piani di assetto idrogeologico adottati;
- c) aree individuate come beni paesaggistici di cui all'articolo 134 di cui alle lettere a), b) e c) del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137);
- d) aree di particolare pregio ambientale individuate come Siti di Importanza Comunitaria (SIC),
- e) Zone di Protezione Speciale (ZPS), Important Bird Areas (IBA), siti Ramsar e Zone Speciali di Conservazione (ZSC), parchi regionali, riserve naturali di cui alla legge regionale della fauna individuate ai sensi della normativa regionale vigente, geositi;
- f) aree di pregio agricolo e beneficiarie di contributi per la valorizzazione della produzione di eccellenza campana o di pregio paesaggistico in quanto testimonianza della tradizione agricola della Regione;
- g) aree sottoposte a vincolo paesaggistico, a vincolo archeologico, zone di rispetto delle zone umide o di nidificazione e transito d'avifauna migratoria o protetta.

Dalla ricognizione di tali aree è emerso che l'impianto proposto risulta essere compreso all'interno di alcune delle categorie individuate dalle leggi in oggetto come aree riportate alla lettera b).

In ogni caso, a conclusione dell'analisi dei vincoli, è possibile rilevare che la collocazione degli aerogeneratori si può ritenere compatibile con le aree sensibili dal punto di vista paesaggistico in quanto la loro presenza va ad alterare in maniera non significativamente pregiudizievole il paesaggio circostante.

3.3 Documentazione fotografica



Figura 5: panoramica dell'area di intervento dall'abitato di Morra de Sanctis



Figura 6: panoramica dell'area di intervento dal territorio comunale di Guardia Lombardi



Figura 7: panoramica dell'area di intervento di intervento dall'abitato di Rocca San Felice



Figura 8: panoramica dell'area di intervento di intervento dalla SS303 nel territorio comunale di Rocca San Felice



Figura 9: panoramica dell'area di intervento di intervento dall'abitato di Frigento

3.4 Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali

Descrizione delle alternative progettuali e motivazioni giustificative sulla scelta delle soluzioni progettuali

In fase di progetto preliminare sono state considerate diverse soluzioni alternative soprattutto per quanto riguarda il posizionamento delle vie di servizio e di accesso al parco.

Per quanto riguarda l'esatta posizione degli aerogeneratori, essa è diretta conseguenza dello studio del regime eolico effettuato tramite software di simulazione.

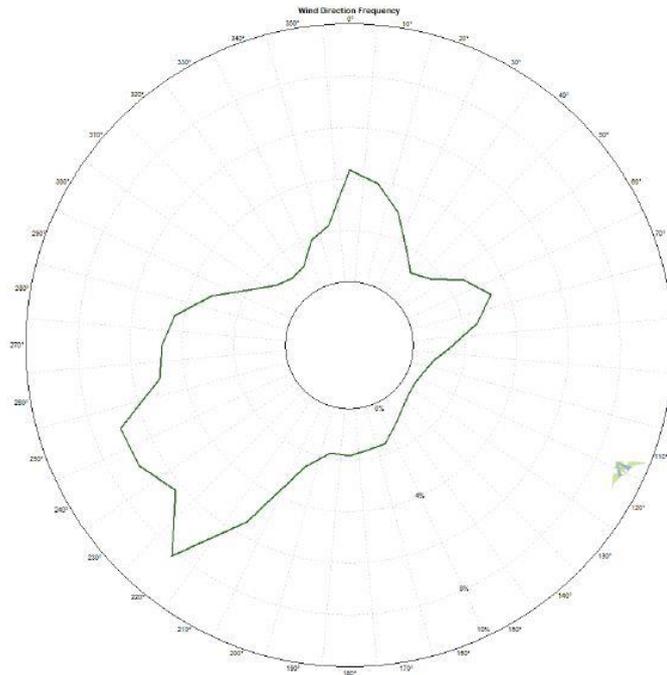


Tabella 3: Distribuzioni di frequenza della direzione di provenienza del vento (rosa dei venti)

I risultati sintetici del monitoraggio sono rappresentati nella figura precedente, nella quale vengono riportati le statistiche in merito alla distribuzione del vento e la rosa dei venti.

L'elaborazione del modello della distribuzione degli aerogeneratori permette il massimo sfruttamento delle potenzialità energetiche (eoliche) del sito, vincolando la loro distribuzione ad una spaziatura quanto più ampia possibile ed una disposizione (regolare) che abbia il minimo impatto visuale e, più in generale, che l'impianto abbia il massimo del rapporto costi – benefici.

Nel corso delle attività di progettazione sono state studiate diverse alternative:

1. Alternativa "0" o del "non fare";
2. Alternative di localizzazione;
3. Alternative dimensionali;
4. Alternative progettuali.

3.5 Alternativa "0"

Su scala locale, la mancata realizzazione dell'impianto comporta certamente l'insussistenza delle azioni di disturbo dovute alle attività di cantiere che, in ogni caso, stante la tipologia di opere previste e la relativa durata temporale, sono state valutate mediamente più che accettabili su tutte le matrici ambientali. Anche per la fase di esercizio non si rileva un'alterazione significativa delle matrici ambientali, incluso l'impatto paesaggistico, per il quale le analisi effettuate in ambiente GIS hanno evidenziato un incremento dell'indice di affollamento poco rilevante.

Ampliando il livello di analisi, l'aspetto più rilevante della mancata realizzazione dell'impianto è in ogni caso legato alle modalità con le quali verrebbe soddisfatta la domanda di energia elettrica anche locale, che resterebbe sostanzialmente legata all'attuale mix di produzione,



ancora fortemente dipendente dalle fonti fossili, con tutti i risvolti negativi direttamente ed in direttamente connessi. La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta infatti, oltre al consumo di risorse non rinnovabili, anche l'emissione in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra. Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. Oltre alle conseguenze ambientali derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili, considerando probabili scenari futuri che prevedono un aumento del prezzo del petrolio, si avrà anche un conseguente aumento del costo dell'energia in termini economici.

In tal caso, al di là degli aspetti specifici legati al progetto, la scelta di non realizzare l'impianto si rivelerebbe in contrasto con gli obiettivi di incremento della quota di consumi soddisfatta da fonti rinnovabili prefissati a livello europeo e nazionale.

Per quanto sopra, l'alternativa "0" non produce gli effetti positivi legati al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas clima alteranti prefissati.

3.6 Alternative di localizzazione

L'individuazione dell'ubicazione degli aerogeneratori è frutto di una preliminare ed approfondita valutazione sia dal punto di vista geologico ed idrogeologico che dal punto di vista anemologico.

La scelta del layout di progetto è sostanzialmente il risultato di un'analisi multicriteriale sviluppata analiticamente anche in ambiente GIS prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- Coerenza con i vigenti strumenti della pianificazione urbanistica, sia a scala comunale che sovracomunale;
- Ventosità dell'area e, di conseguenza, producibilità dell'impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza con infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una sottostazione elettrica;
- Ottima accessibilità del sito e assenza di ostacoli al trasporto ed all'assemblaggio dei componenti;
- Presenza di una di categorie di beni/aree tutelate.

Si è inoltre tenuto conto della presenza di altri impianti esistenti/autorizzati, nonché di aspetti legati alla sicurezza (distanza da potenziali ricettori e infrastrutture viarie con volumi di traffico incompatibili con la presenza dell'impianto).

Nello specifico l'attuale localizzazione dell'impianto eolico deriva anche dalla valutazione di un'ipotesi alternativa di posizionamento degli aerogeneratori, tale ipotesi è caratterizzata dalla installazione di 6 aerogeneratori posti in prossimità del layout proposto; si riporta di seguito mappa con la localizzazione di due layout messi a confronto (di progetto in rosso e alternativo in blu).

LEGENDA

- ◆ layout
- ◆ layout alternativo
- area attinente il parco eolico
- area attinente il parco eolico alternativo

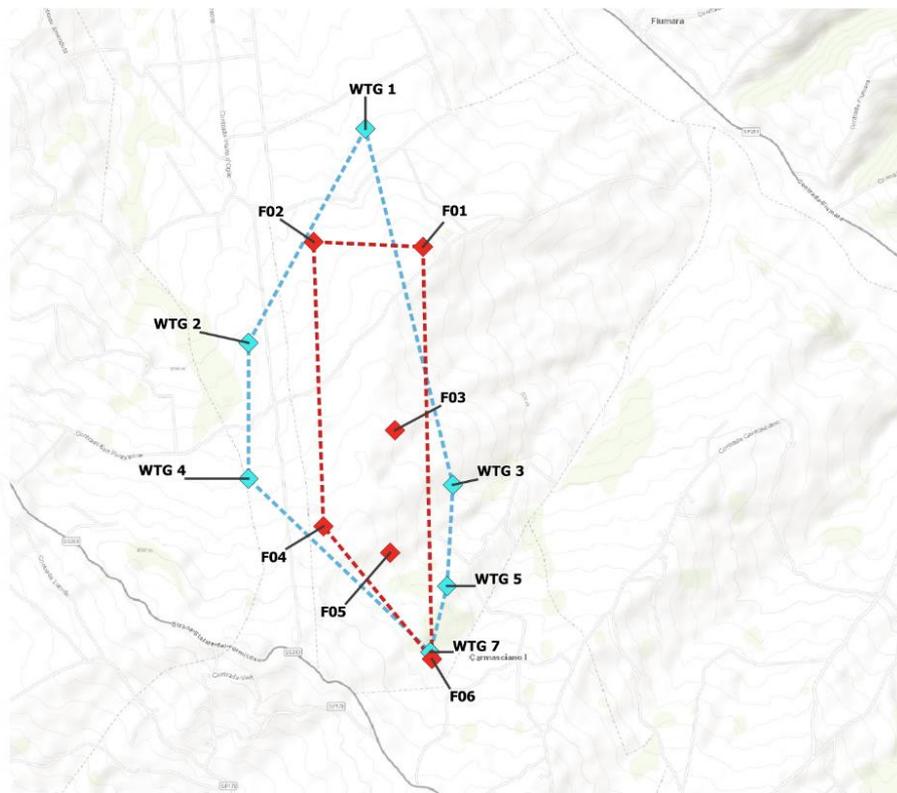


Figura 10: Individuazione dell'alternativa di localizzazione

In relazione alle criticità ecologiche, sia il layout proposto che l'alternativa di localizzazione, non presentano sovrapposizioni con aree che la Regione Campania ha indicato come rilevanti dal punto di vista ecologico.

LEGENDA

- ◆ layout
- ◆ layout alternativo
- area attinente il parco eolico
- area attinente il parco eolico alternativo

Ecosistemi ed elementi di interesse ecologico

- Boschi di conifere e latifoglie

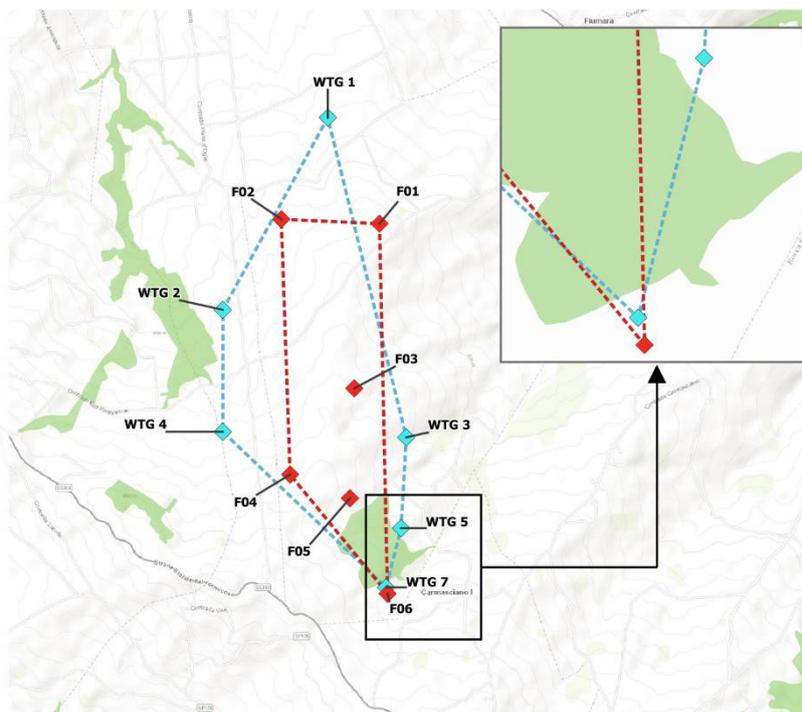


Figura 11: PTCP - Ecosistemi ed elementi di interesse ecologico

Dal punto di vista dei vincoli presenti nell'area si evidenzia in entrambi i casi una vicinanza rispetto al bosco di conifere e latifoglie. Stessa cosa dicasi per le criticità paesaggistiche, **la WTG4 del layout alternativo ricade in un'area a rischio frana molto elevata**. Invece, per quanto riguarda i vincoli paesaggistici, né gli aerogeneratori del layout proposto, né quelli del layout alternativo interferiscono con essi; tuttavia, gli aerogeneratori **WTG-3, WTG-4, WTG-5, WTG-7 sono molto prossimi alle aree boscate**, pertanto le opere civili quali viabilità e piazzole, interferirebbero inevitabilmente con essi.

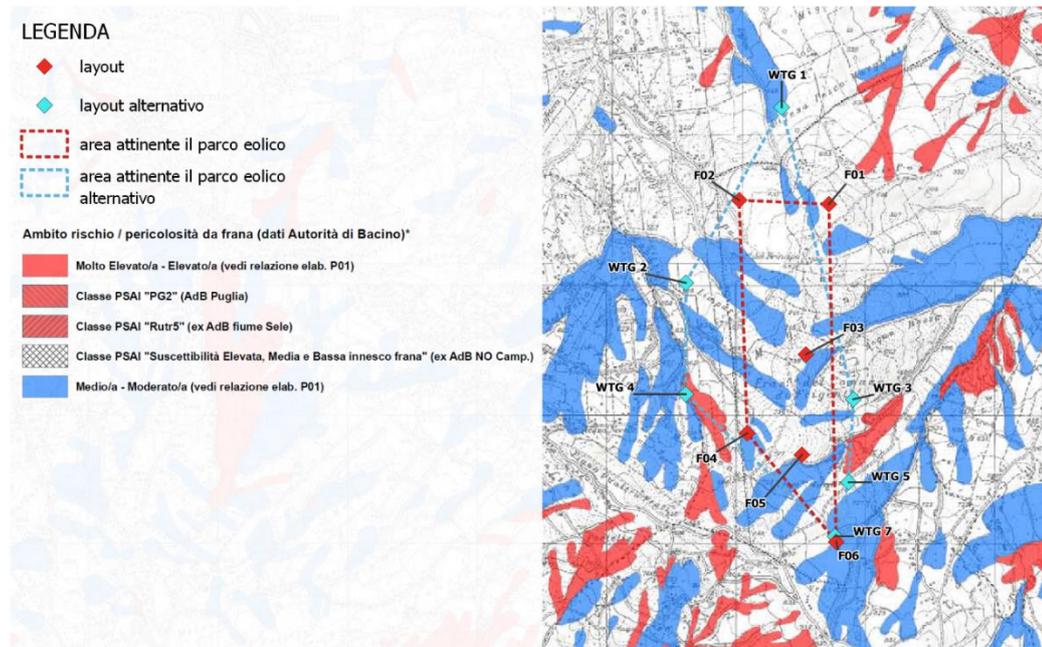


Figura 12: PTCP - Vincoli geologici ed ambientali

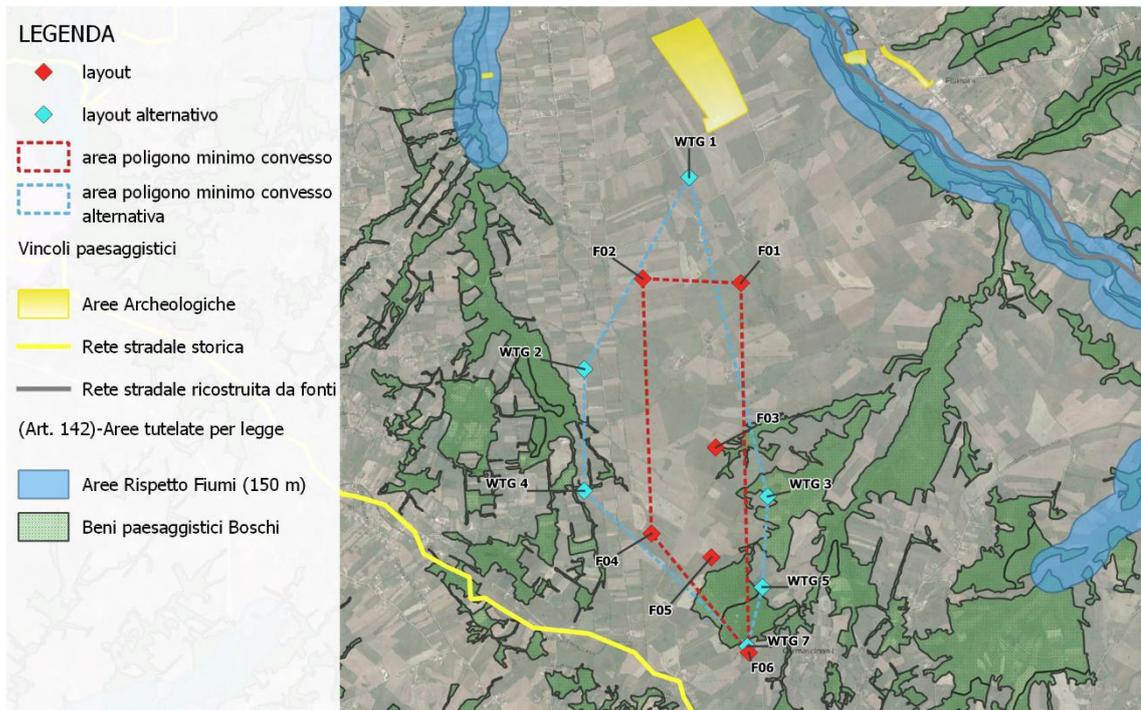


Figura 13: PTCP - Vincoli paesaggistici

Con riferimento al quadro di trasformabilità definita nel PTCP si evidenzia che in entrambi i layout alcune WTG ricadono su aree a trasformabilità condizionata da nulla osta; tuttavia nel layout alternativo **la WTG-4 ricade su un'area non trasformabile.**

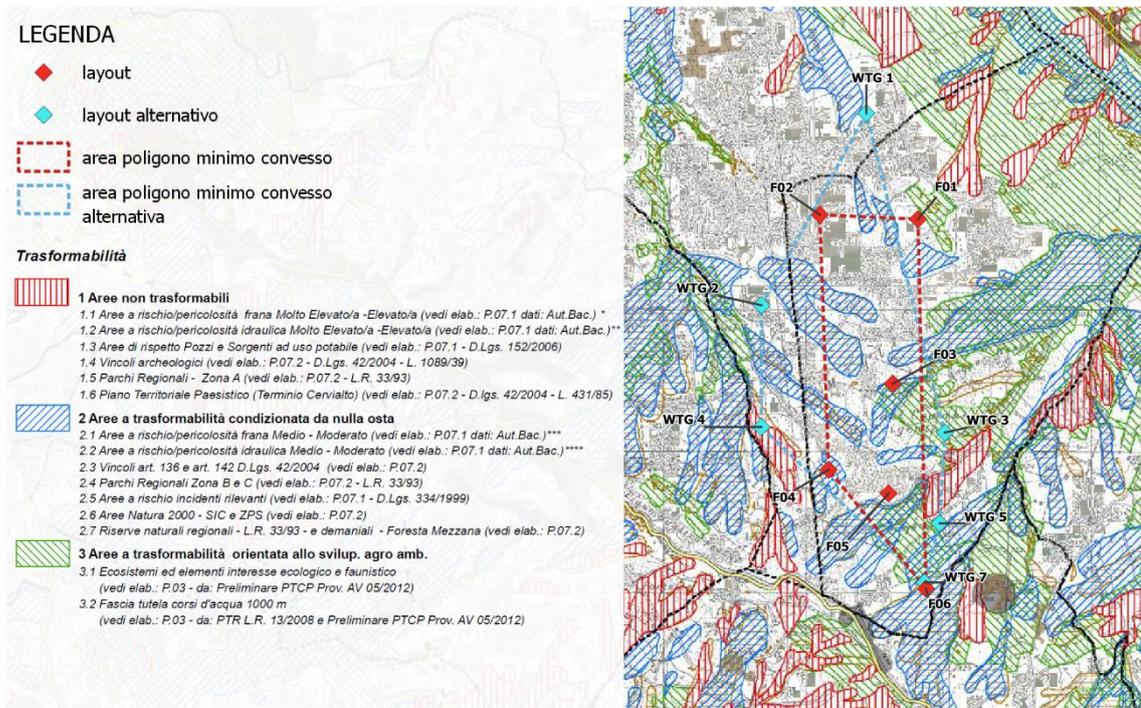


Figura 14: PTCP - Quadro delle trasformabilità



Dunque, la scelta della localizzazione del layout di progetto è quella migliore dal punto di vista dell'equilibrio tra fattori di impatto e produttività potenziale.

3.7 Alternative dimensionali

Le alternative possono essere valutate tanto in termini di riduzione quanto di incremento della potenza. A tal proposito, in coerenza con il principio di ottimizzazione dell'occupazione di territorio, una riduzione della potenza attraverso l'utilizzo di aerogeneratori più piccoli non sarebbe ammissibile. Altrettanto vincolata è la scelta della taglia degli aerogeneratori in aumento della potenza, che è funzione delle caratteristiche del sito (inclusa la ventosità).

Resta, pertanto, da valutare una modifica della taglia dell'impianto attraverso una riduzione o un incremento del numero di aerogeneratori.

La riduzione del numero di aerogeneratori potrebbe comportare una riduzione della produzione al di sotto di una soglia di sostenibilità economica dell'investimento. Si potrebbe manifestare, infatti, l'impossibilità di sfruttare quelle economie di scala che, allo stato, rendono competitivi gli impianti di macro-generazione. Dal punto di vista ambientale non risulterebbe apprezzabile una riduzione degli impatti, già di per sé mediamente accettabili.

Di contro, l'incremento del numero di aerogeneratori sarebbe certamente positivo dal punto di vista economico e finanziario, ma si scontrerebbe con la difficoltà di garantire il rispetto di tutte le distanze di sicurezza, anche dal punto di vista delle interferenze con un incremento dei rischi sulla popolazione. Andrebbe comunque rivalutato l'indice di affollamento, che invece oltre un certo numero di aerogeneratori potrebbe comportare un incremento percettibile dell'impatto paesaggistico.

3.8 Alternative progettuali

In relazione alle alternative progettuali, considerando che la tipologia di aerogeneratori previsti in progetto rappresentano la più recente evoluzione tecnologica disponibile (compatibilmente con le caratteristiche dell'area di intervento), ne deriva che l'unica alternativa ammissibile sarebbe l'ipotesi di realizzare un altro tipo di impianto da fonti rinnovabili, coerentemente con gli obiettivi di incremento della produzione di fonti rinnovabili cui si è precedentemente fatto cenno.

Tuttavia, quest'ultima ipotesi risulterebbe inaccettabile in quanto meno sostenibile dal punto di vista economico ed ambientale in virtù delle caratteristiche del territorio circostante l'area di intervento, già descritte. In particolare, la realizzazione di un impianto fotovoltaico, a parità di energia elettrica prodotta, richiederebbe un incremento notevole dell'occupazione di suolo a danno delle superfici destinate all'attività agricola. Ciò avrebbe ripercussioni sull'economia locale (e quindi sulla popolazione), oltre che sulle funzioni di presidio del territorio svolte dagli imprenditori agricoli, con tutti i risvolti positivi dal punto di vista del controllo del dissesto idrogeologico, su cui attualmente si fonda una notevole mole di sussidi economici europei e nazionali nell'ambito della PAC.

Anche la possibilità di installare un impianto di pari potenza alimentato da biomasse non appare favorevole perché l'approvvigionamento della materia prima non sarebbe sostenibile dal



punto di vista economico, stante la mancanza, entro un raggio compatibile con gli eventuali costi massimi di approvvigionamento, di una sufficiente quantità di boschi. Il ricorso ai soli sottoprodotti dell'attività agricola, di bassa densità, richiederebbe un'estensione del bacino d'approvvigionamento tale che i costi di trasporto avrebbero un'incidenza inammissibile. Dal punto di vista ambientale, nell'ambito di un bilancio complessivamente neutro di anidride carbonica, su scala locale l'impianto provocherebbe un incremento delle polveri sottili, con un peggioramento delle condizioni della componente atmosfera e dei rischi per la popolazione. A ciò va aggiunto anche l'incremento dell'inquinamento prodotto dalla grande quantità di automezzi in circolazione nell'area, il notevole consumo di acqua per la pulizia delle apparecchiature ed il notevole effetto distorsivo che alcuni prodotti/sottoprodotti di origine agricola avrebbero sui mercati locali (ad esempio la paglia è utilizzata anche come lettiera per gli allevamenti, pertanto l'impiego in centrale avrebbe come effetto l'incremento dei prezzi di approvvigionamento; il legname derivante dalle utilizzazioni boschive nella peggiore dei casi viene utilizzato come legna da ardere, pertanto l'impiego in centrale comporterebbe un incremento dei prezzi).



4 Il progetto

4.1 Descrizione dei criteri utilizzati per la definizione dell'intervento

Individuazione dei criteri di progettazione delle strutture e degli impianti, in particolare per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione; individuazione dei parametri dimensionali e strutturali completi di descrizione del rapporto dell'intervento (impianto, opere e infrastrutture indispensabili) con l'area circostante

I criteri utilizzati per definire le aree interessate dalle opere di progetto sono diversi. In particolare, è stato fatto un lavoro, principalmente, di monitoraggio anemometrico dell'area, di censimento dei vincoli presenti nella zona, di localizzazione della viabilità pubblica presente nell'area, e, subordinatamente, di verifica della disponibilità delle aree da parte dei privati.

Il monitoraggio anemometrico ha portato a individuare alcune aree ritenute idonee alla produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, creando un primo filtro che ha portato a escludere alcune aree a discapito di altre giudicate, queste ultime, più esposte al vento.

Il censimento dei vincoli di natura ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico ha definito che l'intervento proposto risulta coerente con la pianificazione territoriale vigente di livello regionale, provinciale e comunale, nonché con il quadro definito dalle norme settoriali vigenti e adottate.

Successivamente è stata fatta una verifica sul campo, andando a controllare la litologia e l'idrografia presente nell'area, privilegiando aree sulle quali affiorano terreni o rocce stabili e sulle quali sussista una scarsa probabilità di inondazione.

Inoltre, è stato fatto un lavoro di verifica del tipo di viabilità presente nell'area, privilegiando aree sulle quali non fossero presenti strade a scorrimento veloce, per evitare che alcune opere di progetto (es. cavidotti) andassero a intaccare tali strade, creando congestioni di traffico durante la fase di cantierizzazione. Infine, è stata fatta una verifica sulla disponibilità delle aree da parte dei privati.

Quest'analisi multicriterio ha portato all'individuazione delle aree da destinare all'ubicazione degli aerogeneratori, risultando, pertanto, quella che, a giudizio della società proponente, ha un impatto sull'ambiente circostante più basso delle altre soluzioni prese in considerazione.

Metodologia utilizzata per l'inserimento del parco eolico sul territorio

Per il posizionamento degli aerogeneratori, selezionati in base alle caratteristiche anemologiche del sito analizzate attentamente grazie alle rilevazioni eseguite, sono state considerate numerose ipotesi ricercando, anzitutto, il rispetto dei vincoli posti da normativa nazionale circa i livelli di pressione sonora (impatto acustico) e quindi la soluzione capace di garantire il migliore compromesso tra impatto paesaggistico e produzione energetica.

Il risultato del lavoro, le cui soluzioni tecniche sono esposte nel seguito della presente relazione, ha portato alla definizione di un layout costituito da un totale di 6 aerogeneratori in agro di Frigento, tutti aventi potenza unitaria pari a 6,6 MW per una potenza complessiva di 39,6 MW.

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di illustrare il rispetto dei suddetti criteri d'inserimento.



Nello specifico i criteri generali ed i vincoli principali osservati nella definizione del layout sono stati i seguenti:

- anemologia in proiezione con una velocità media del vento di superiore a 4 m/s a 25 m dal suolo;
- distanza dai centri abitati: maggiore di 1000 m;
- distanza non inferiore a 300 m (distanza minima subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti) da fabbricati registrati al catasto alle categorie:
 - B1: Collegi e convitti, educandati; ricoveri; orfanotrofi; ospizi; conventi; seminari; caserme;
 - B2: Case di cura ed ospedali (senza fine di lucro);
 - B5: Scuole e laboratori scientifici;
 - D4: Case di cura ed ospedali (con fine di lucro);
 - D10: Fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole.

Bisogna specificare, che in ogni caso, ai fini della sicurezza, si è tenuto conto della presenza di tutti fabbricati regolarmente accatastati presenti nelle vicinanze degli aerogeneratori:

- distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 300 metri;
- distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- distanza minima da strade comunali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 m;
- orografia/morfologia del sito: si sono evitate, per quanto possibile, zone franose attraversando i versanti lungo le linee di massima pendenza;
- idrografia del sito: si sono evitate zone allagabili, posizionando gli aerogeneratori a una opportuna distanza dai compluvi, individuabili sulla cartografia tecnica come linee blu (reticolo idrografico), in modo tale che le aeree di intervento sono in sicurezza idraulica definita, quest'ultima, in termini di tempo ritorno pari a 30, 200 e 500 anni;
- minimizzazione degli interventi sul suolo, individuare siti facilmente ripristinabili alle condizioni morfologiche iniziali;
- sfruttamento di percorsi e/o sentieri esistenti: lunghezze e pendenze delle livellette stradali tali da seguire, per quanto possibile, l'orografia propria del terreno, considerando anche le pendenze superabili dai mezzi di trasporto;
- strade con una larghezza minima di circa 4.0 m;
- si è cercato di evitare, ove possibile, le aree di rispetto delle sorgenti e delle cisterne a cielo aperto;
- si sono evitate zone boscate;
- riduzione della parcellizzazione della proprietà privata e pubblica, attraverso l'utilizzo di corridoi di servitù già costituite da infrastrutture esistenti;



- distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazione astronomica e di rilevazione dei dati spaziali.

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, sono state ipotizzate diverse configurazioni dell'impianto raggiungendo, attraverso un esame delle diverse soluzioni progettuali di installazione possibili, una soluzione progettuale che ottimizzasse l'iniziativa.

Per quanto riguarda ipotesi alternative progettuali di collocazione dell'impianto, è doveroso precisare che gli interventi relativi alle stesse sarebbero andate ad incidere su aree naturalisticamente più importanti o su aree troppo prossime ad altri impianti esistenti o, ancora, in vicinanza di strade statali e/o provinciali.

La soluzione proposta per la disposizione dell'impianto deriva dalla scelta fra le alternative più idonee a garantire una buona produttività compatibilmente con l'ambiente circostante.

Dall'esame dei differenti criteri di localizzazione possibili, diversi per disposizione delle macchine e per densità delle stesse, risultano varie tipologie, di seguito riassunte, al fine di meglio giustificare la configurazione prescelta:

- disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
- disposizione su una unica fila;
- disposizione su file parallele;
- disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
- disposizione risultante dalla combinazione e/o sovrapposizione delle precedenti tipologie;
- disposizione apparentemente casuale.

La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie, mentre l'ultima è caratterizzata da disposizioni in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente con orografia complessa. Le file possono risultare con un minor numero di elementi in larghezza nella forma detta di "pine-tree array".

L'interdistanza fra gli aerogeneratori può variare da $(3 \div 5) \cdot D$ a $(5 \div 7) \cdot D$, dove D è il diametro massimo del cerchio descritto dalle pale nella loro rotazione, a seconda se si tratti della distanza entro le file parallele alla direzione dominante del vento o tra file poste con angolature diverse. Tale dato, tuttavia, non è vincolante, in quanto l'interdistanza definitiva viene prescelta in base a precise simulazioni puntuali di interferenza.

L'area occupata dall'impianto eolico in progetto ha la forma di un poligono irregolare e gli aerogeneratori sono disposti in maniera apparentemente casuale ma comunque studiata per limitare l'impatto visivo; tale area è solo marginalmente utilizzata dalle macchine, dalle rispettive piazzole e strade annesse, mentre la totalità della superficie potrà continuare ad essere impiegata secondo la destinazione d'uso cui era destinata precedentemente alla realizzazione dell'impianto. Tale disposizione consente di ottimizzare gli aspetti produttivi con i vincoli limitrofi, inclusa una minimizzazione degli impatti sulla fauna, gestire in maniera ottimale le viste e armonizzare il più possibile il layout.

La dislocazione degli aerogeneratori sul territorio è quindi scaturita dall'attenta analisi dei diversi fattori e criteri sopra descritti (morfologia, orografia e idrografia del territorio, condizioni di accessibilità al sito, distanze da fabbricati e strade esistenti attraverso una serie di rilievi sul campo) e da considerazioni sulla sicurezza e sul massimo rendimento degli aerogeneratori e del parco nel suo complesso, in base sia a studi anemologici che ad una serie di elaborazioni e simulazioni informatizzate.

Dai risultati delle analisi per le diverse soluzioni alternative la scelta presentata è risultata come la più opportuna sotto molteplici aspetti:



- Produttività: le analisi numeriche relative alla ventosità del sito lo propongono come ottimale rispetto ad aree contigue.
- Impatto sull'ambiente e aspetto paesaggistico: l'analisi dei vincoli ha evidenziato che i siti interessati risultano essere le aree migliori del territorio Comunale per la localizzazione di un impianto eolico, sia sotto l'aspetto ambientale che paesaggistico. Inoltre, la disposizione delle macchine su unica fila curva risulta di minimo impatto per la fauna locale.
- La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito a diversi sopralluoghi, durante i quali tutte le posizioni sono state controllate e valutate "tecnicamente fattibili" sia per accessibilità che per la disponibilità di spazio per i lavori di costruzione.
- La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta la distanza massima di gittata prevista (nella fattispecie circa 204,3 m (cfr. Relazione specialistica — Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti).
- Con riferimento alle distanze dalle strade, si evidenzia che l'area delimitata dal buffer di 200 m non interferisce con le strade provinciali e comunali.

Il parco eolico in progetto risulta quindi:

- Compatibile con gli strumenti di pianificazione esistenti, generali e settoriali d'ambito regionale e locale;
- Compatibile con le esigenze di fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo della regione;
- Coerente con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive;
- Concepito con un grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni dell'impianto proposto;
- Concepito utilizzando le migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- Finalizzato a minimizzare i costi di trasporto dell'energia e dell'impatto ambientale delle nuove infrastrutture di collegamento alle reti esistenti;
- Concepito dando priorità alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate compreso il contributo allo sviluppo ed all'adeguamento della forestazione ovvero tutte le altre misure di compensazione delle criticità ambientali territoriali assunte anche a seguito di eventuali accordi tra il proponente e l'Ente.

Caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti e i criteri di progettazione delle strutture e degli impianti

Per quanto concerne le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali utilizzati per la realizzazione degli aerogeneratori si rappresenta quanto segue.

Le fondazioni delle torri saranno costituite da plinti in c.a. di idonee dimensioni poggianti su pali in c.a. trivellati.

Essi saranno dimensionati per resistere agli sforzi di ribaltamento e scivolamento prodotti dalle forze agenti sulla torre. Essendo condizionante l'azione di ribaltamento essi saranno del tipo snello di grande dimensione in pianta ed altezza ridotta. A tal proposito si rimanda alla consultazione delle relazioni e delle tavole di progetto.



Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio.

Le piazzole saranno realizzate con materiali selezionati dagli scavi, adeguatamente compattate anche per assicurare la stabilità della gru. Le piazzole devono contenere un'area sufficiente a consentire sia lo scarico e lo stoccaggio dei vari elementi dai mezzi di trasporto, sia il posizionamento delle gru (principale e secondarie). Esse devono quindi possedere i requisiti dimensionali e plano altimetrici specificatamente forniti dall'azienda installatrice degli aerogeneratori, sia per quanto riguarda lo stoccaggio e il montaggio degli elementi delle turbine stesse, sia per le manovre necessarie al montaggio e al funzionamento delle gru.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 5.300 m² costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 23 x 88 m, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Sarà inoltre realizzata un'area ausiliaria di dimensioni approssimative 10 x 19 m che ospiterà le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale.

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario (piazzole di stoccaggio) e in parte ridimensionate (piazzole di montaggio), in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la sovrastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

Le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 4 m. Nel caso specifico le inclinazioni laterali saranno trascurabili mentre le pendenze potranno essere significative viste le caratteristiche geomorfologiche dell'area. Nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m).



Vista l'orografia dei luoghi gli interventi di adeguamento, così come la viabilità di nuova realizzazione, non comporteranno la necessità di realizzare muri di sostegno o opere d'arte analoghe.

Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento, per poter essere riutilizzato nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Tutte le strade saranno in futuro solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, e saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinandole con una pavimentazione stradale a macadam, oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti.

La rete elettrica MT sarà realizzata con posa completamente interrata allo scopo di ridurre l'impatto della stessa sull'ambiente, assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e la sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e la modalità e le caratteristiche di posa interrata sono mostrate nelle tavole del progetto allegate.

La rete di cavidotti MT si estende per circa 47,5 Km e l'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

In particolare, l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco in oggetto verrà convogliata tramite un cavidotto interrato a 30 kV. A valle del cavidotto esterno in MT è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT) situata nelle immediate vicinanze del punto di consegna.

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202102473), prevede che il futuro impianto eolico venga **collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia"**.

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del parco eolico quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto verranno prelevati da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti a tale scopo autorizzati.

I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto.

Per quanto riguarda le discariche, **delle quali non si prevede utilizzo** se non per i rifiuti provenienti dalle attività di cantiere e dalla fresatura di asfalto per la posa dei cavidotti, si farà riferimento all'elenco degli impianti autorizzati presenti nel territorio regionale.

Si rimanda, per i dettagli, al Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti.

Tutto ciò che non verrà inviato a discarica verrà consegnato a gestori autorizzati che provvederanno al conferimento degli stessi presso impianti di recupero dei rifiuti specificati precedentemente.



4.2 Descrizione del progetto

Individuazione dei parametri dimensionali e strutturali completi di descrizione del rapporto dell'intervento (impianto, opere e infrastrutture indispensabili) con l'area circostante

Nel sito in oggetto è prevista l'installazione di 6 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6,6 MW, per una potenza complessiva di 39,6 MW.

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Siemens Gamesa SG 6,6-170 MW-HH115 o similare. L'impianto, ovvero il poligono che lo racchiude, occuperà un'area approssimativamente di circa 149 ha, solo marginalmente occupata dalle macchine, dalle rispettive piazzole e strade annesse, mentre la totalità della superficie potrà continuare ad essere impiegata secondo la destinazione d'uso cui era destinata precedentemente alla realizzazione dell'impianto.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di Siemens Gamesa SG 6,6-170 MW-HH115 o similare con potenza massima 6,6 MW.

Il futuro impianto sarà costituito essenzialmente da:

- 6 aerogeneratori con le caratteristiche indicate nelle sezioni precedenti;
- Opere civili: in particolare fondazioni in calcestruzzo armato delle torri (con relativo impianto di messa a terra), piazzole provvisorie per il deposito dei componenti e il successivo montaggio degli aerogeneratori, piazzole definitive per l'esercizio dell'impianto, piste di accesso alle postazioni delle turbine, adeguamento per quanto possibile dei tratti di viabilità già esistenti;
- Cavidotti interrati di interconnessione tra le macchine e di connessione dei diversi circuiti al punto di consegna;
- Nuova Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SET) MT/AT in adiacenza ad una futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150 kV .

La dislocazione degli aerogeneratori sul territorio è scaturita da un'attenta analisi di diversi fattori, tra cui, la morfologia del territorio, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da fabbricati e strade esistenti attraverso una serie di rilievi sul campo; oltre a ciò, sono state fatte considerazioni sulla sicurezza e sul massimo rendimento degli aerogeneratori e del parco nel suo complesso in base sia a studi anemologici che ad una serie di elaborazioni e simulazioni informatizzate finalizzate a:

- Minimizzare l'impatto visivo;
- Ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- Ottimizzare il progetto della viabilità di servizio al parco;
- Ottimizzare la produzione energetica.

Più in dettaglio i criteri ed i vincoli osservati nella definizione del layout sono stati i seguenti:

- Potenziale eolico del sito;
- Orografia e morfologia del sito;
- Accessibilità e minimizzazione degli interventi sull'ambiente esistente;
- Disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 3D-5D atta a minimizzare l'effetto scia;



- Condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

Il numero complessivo e la posizione reciproca delle torri di un parco eolico è il risultato di complesse elaborazioni che tengono in debito conto la morfologia del territorio, le caratteristiche del vento e la tipologia delle stesse.

Inoltre, la disposizione degli aerogeneratori, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare due opposte esigenze:

il funzionamento e la producibilità dell'impianto;

la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo, ovvero eliminando, le interferenze ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito a diversi sopralluoghi, durante i quali tutte le posizioni sono state controllate e valutate "tecnicamente fattibili" sia per accessibilità che per la disponibilità di spazio per i lavori di costruzione.

Tale disposizione, scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area, è stata interpolata con la valutazione di sicurezza del parco stesso.

La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta la distanza massima di gittata prevista (nella fattispecie circa 204,3 m) per la tipologia di macchina da installare (cfr. Relazione specialistica — Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti).

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202102473), prevede che il futuro impianto eolico venga **collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia"**.

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

I cavidotti interrati, indispensabili per il trasporto dell'energia elettrica da ciascun aerogeneratore alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) AT/MT per la successiva immissione in rete, percorreranno lo stesso tracciato della viabilità di servizio prevista per i lavori di costruzione e gestione del parco eolico. Nelle aree esterne a quelle interessate dai lavori i tracciati sfrutteranno per quanto possibile la viabilità pubblica principalmente al fine di minimizzare gli impatti sul territorio interessato.

Le aree interessate dai lavori per la realizzazione del parco eolico risultano, già allo stato attuale, facilmente accessibili ai mezzi d'opera necessari alla realizzazione dei lavori; infatti, la viabilità esistente presente nell'area, per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, si presta al trasporto eccezionale dei componenti degli aerogeneratori, come testimoniato dalla presenza di turbine di grande taglia nella zona. Tale condizione al contorno consentirà di minimizzare la viabilità di nuova costruzione e dunque, soprattutto in fase di cantiere, ridurrà la magnitudo degli impatti.

L'accesso all'area del parco potrà avvenire dalla SS303, la quale lambisce il layout dell'impianto eolico o da viabilità locale/interpodereale ad essa direttamente collegata.



Viabilità e piazzole

Questa categoria di opere civili è costituita dalle strade di accesso e di servizio che si rendono indispensabili per poter raggiungere i punti ove collocare fisicamente i generatori eolici a partire dalla viabilità esistente. La viabilità del parco sarà costituita da tratti di nuova realizzazione, ubicati perlopiù in terreni di proprietà privata, caratterizzati, ove possibile, da livellette radenti il terreno in situ in maniera da ridurre le opere di scavo.

La viabilità interna al campo eolico sarà costituita da una serie di infrastrutture, in parte esistenti da adeguare ed in parte da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutti i siti in cui verranno posizionati gli aerogeneratori.

I tratti di nuova realizzazione, ubicati perlopiù in terreni di proprietà privata, saranno caratterizzati, ove possibile, da livellette radenti il terreno in situ in maniera da ridurre le opere di scavo. Alcuni tratti di viabilità esistente necessitano di interventi di miglioramento e adeguamento della sede stradale, al fine di consentire il passaggio dei trasporti eccezionali; tuttavia, non saranno necessari movimenti terra significativi, per le condizioni generalmente discrete delle strade stesse. Viceversa, l'adeguamento di dette strade avrà un impatto positivo per i coltivatori della zona, andando a migliorarne la fruibilità e rimanendo immutata la destinazione d'uso delle stesse, che rimarranno pubbliche.

Detti adeguamenti prevedranno dei raccordi agli incroci di strade e nei punti di maggiore deviazione della direzione stradale oltre ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza. Nella fattispecie, la sede stradale sarà portata ad una larghezza minima della carreggiata stradale pari a 4 m; nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m), per cui saranno necessari interventi di adeguamento di alcuni tratti di viabilità esistente al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

Sulle strade già adeguate sarà infine necessario realizzare area di manovra sugli svincoli con opportuni raggi di curvatura. Le modalità di realizzazioni di tali aree sono le stesse di quella con cui saranno realizzate le nuove strade; inoltre, queste ultime verranno completamente ripristinate allo stato originario al termine delle attività di cantiere.

La realizzazione dei nuovi tratti stradali sarà contenuta e limitata ai brevi percorsi che vanno dalle strade esistenti all'area di installazione degli aerogeneratori; i percorsi stradali ex novo saranno genericamente realizzati in massicciate tipo macadam (oppure cementata nei tratti in cui le pendenze dovessero diventare rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza pari ad almeno a 4 m per uno sviluppo lineare pari a circa 1.947 metri. La tabella seguente riporta i dettagli relativi ai tracciati stradali previsti in progetto. Il corpo stradale dei tratti in rilevato sarà realizzato, prevalentemente, utilizzando terreno proveniente dagli scavi.

Tabella 4: Lunghezza tracciati stradali di progetto

Tracciato	Intervento di adeguamento (m)	Ex novo (m)
COLLEGAMENTO F01	650,00	0
ROAD F01	0	211,60
COLLEGAMENTO F02	500,00	0
ROAD F02	0	490,60
COLLEGAMENTO F03-F04-F05	1228,00	0
ROAD F03	0	208,90
ROAD F04	0	348,40
ROAD F05	0	417,10
COLLEGAMENTO F06	288,00	0
ROAD F06	0	270,30
Totali	2.666,00	1.946,90

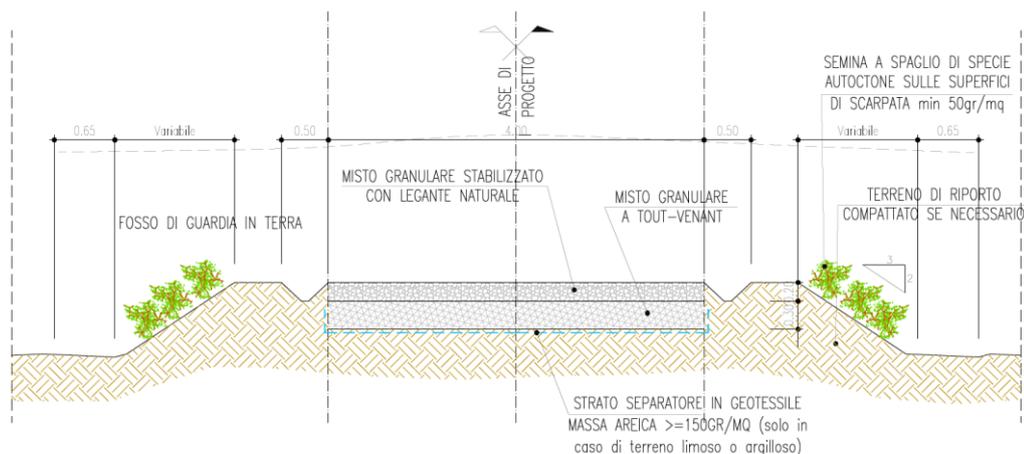


Figura 15: sezione tipo rilevato strada

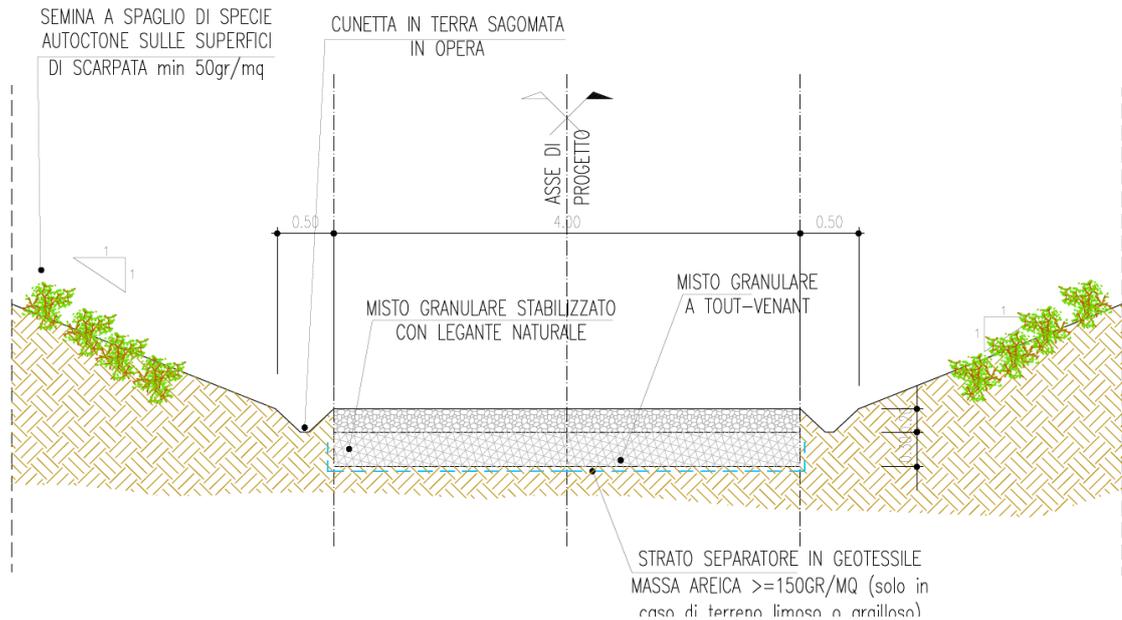


Figura 16: sezione tipo trincea strada

Per la viabilità esistente (strade provinciali, comunali e poderali), ove fosse necessario ripristinare il pacchetto stradale per garantire la portanza minima o allargare la sezione stradale per adeguarla a quella di progetto, si eseguiranno le modalità costruttive previste per i tratti ex novo.

Si precisa che gli allargamenti delle sedi stradali avverranno in sinistra o in destra in funzione dell'esistenza di vegetazione di pregio (aree arborate o colture di pregio); laddove non si riscontrassero situazioni particolari, legate all'eventuale uso del territorio, l'allargamento avverrà indifferentemente in entrambe le direzioni.

Tutte le strade realizzate ex novo saranno, in futuro, solo utilizzate per la manutenzione degli aerogeneratori, chiuse al pubblico passaggio (ad esclusione dei proprietari dei fondi interessati), e saranno realizzate seguendo il più possibile l'andamento topografico esistente in loco.

Per quanto possibile, all'interno dell'area di intervento si cercherà di utilizzare la viabilità esistente, costituita da stradine interpoderali in parte anche asfaltate, eventualmente adeguate alle necessità sopra descritte. L'adeguamento potrà consistere:

- nella regolarizzazione e spianamento del fondo;
- nell'allargamento della sede stradale;
- nel cambiamento del raggio di alcune curve.

Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

I cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale in MT attraverseranno il territorio comunale di: Bisaccia, Guardia Lombardi, Rocca San Felice, Frigento, Sturno in provincia di Avellino.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla Stazione Utente 30/150 kV, con funzione di trasformazione ed immessa nella RTN.

Come sopra accennato, il parco eolico in progetto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di un nuovo stallo condiviso con altri produttori realizzato nel territorio comunale di Bisaccia, in provincia di Avellino.



Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 2 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $6.6 \times 3 = 19,8$ MW (F01 - F02 -F03- SSE);
- Sottocampo 1: $6.6 \times 3 = 19,8$ MW (F04 - F05 -F06- SSE);

Il collegamento tra il montante in AT condiviso nell'area della SET di Camelia Rinnovabili S.r.l e la futura Stazione Elettrica (SE) RTN a 150 kV sarà realizzato mediante cavo in alta tensione interrato.

La rete di cavidotti MT si estende per circa 47,5 Km.

La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202102473), prevede che il futuro impianto eolico venga **collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia"**.

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La stazione elettrica sarà costituita da:

- N.1 stalli trasformatore da 30kV a 36kV;
- N.1 stallo di arrivo linea in cavo AT;
- N.1 edificio servizi per le apparecchiature MT e BT;
- Viabilità di accesso alla stazione elettrica e opere di accesso e recinzione.

Nella sottostazione elettrica sarà presente n.1 edificio utente suddiviso in più locali tecnici per il contenimento delle apparecchiature MT, BT di stazione.

Per tutti i locali è prevista un'altezza fuori terra massima di 3.20 m come quota finita. Le dimensioni in pianta del fabbricato sono: lunghezza 30 m, profondità 4.5 m con annesso locale di misura.

L'edificio conterrà i locali adibiti alle seguenti funzioni:

- Locale MT
- Locale BT
- Locale Gruppo Elettrogeno
- Locale Misure
- Locale Telecontrollo Aerogeneratori
- Locale Tecnico

Descrizione degli aerogeneratori

Per il Parco eolico in oggetto, il proponente ha optato per un aerogeneratore di grande taglia ad asse orizzontale con rotore tripala le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- Rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 170 m, posto sopravvento alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;



- Navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/MT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- Torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio, avente altezza fino all'asse del rotore pari a massimi 115 m;
- Altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 200 m;
- Area spazzata massima: 22.698 m².

In particolare, il modello commerciale che attualmente soddisfa questi requisiti tecnico-dimensionali è il Siemens Gamesa SG 6,6-170 MW-HH115.

La spinta del vento, agendo sul profilo alare delle pale, provoca la rotazione del rotore e la conseguente produzione di energia meccanica, che viene poi trasformata in energia elettrica dal generatore.

Questo schema di funzionamento, molto semplice in principio, viene garantito nella realtà da una serie di componenti elettromeccanici, per la maggior parte contenuti all'interno della navicella, che oggi, grazie alla ricerca e alla sperimentazione maturata negli anni, hanno raggiunto un livello di efficienza tale da rendere l'eolico una delle fonti rinnovabili più competitive sul mercato.

I componenti principali degli aerogeneratori sono costituiti dal rotore, dal sistema di trasmissione, dal generatore, dal sistema di frenatura, dal sistema di orientamento, dalla gondola e dalla torre. L'albero principale trasmette la potenza al generatore tramite un sistema di riduzione. Tale sistema è composto da uno stadio planetario e 2 stadi ad assi paralleli. Da questo la potenza è trasmessa, tramite l'accoppiamento a giunto cardanico, al generatore.

Il sistema di arresto principale è costituito dal blocco totale delle pale mentre quello secondario è un sistema di emergenza a disco attivato idraulicamente e montato sull'albero del sistema di riduzione. In particolare, l'azione congiunta del freno primario aerodinamico e del freno meccanico di emergenza (situato all'uscita dell'asse veloce del moltiplicatore) con sistema di controllo idraulico, permette una frenata controllata che evita danneggiamenti a causa di trasmissione di carichi eccessivi.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono costantemente monitorate e controllate da diverse unità a microprocessore. Il sistema di controllo è posizionato nella gondola. La variazione dell'angolo d'attacco delle pale è regolata da un sistema idraulico che permette una rotazione di 95°. Questo sistema fornisce anche pressione al sistema frenante.

Il sistema di imbardata, di tipo attivo per assicurare un ottimo adattamento a terreni complessi, è costituito da motori alimentati elettricamente e controllati dall'apposito sistema di controllo sulla base di informazioni ricevute dalla veletta montata sulla sommità della gondola. I meccanismi di imbardata fanno ruotare i pignoni che si collegano con l'anello a denti larghi montato in cima alla torre.

Il telaio della gondola poggia sulla corona di orientamento e scivola su un alloggiamento di nylon per evitare che gli sforzi trasmessi generino eccessive tensioni sugli ingranaggi del sistema di orientamento. La copertura della gondola, costituita da poliestere rinforzato con fibra di vetro, protegge tutti i componenti interni dagli agenti atmosferici. L'accesso alla gondola ospita anche un paranco di servizio della portata di 800 kg che può essere incrementata fino a 6400 kg per sollevare i componenti principali.

La torre di sostegno di tipo tubolare avrà una struttura in acciaio, il colore della struttura sarà chiaro, avrà una forma tronco-conica e sarà costituita da quattro o più tronchi aventi altezza



complessiva fino all'asse del rotore pari al massimo a 115 m. In questo modo è assicurata la possibilità di un più semplice trasporto. Le diverse sezioni sono state ottimizzate per lunghezza, diametro e peso allo scopo di assicurare anche un peso adeguato al trasporto. Il collegamento tra le singole sezioni è realizzato in cantiere tramite flange ad anello a forma di L, che sono bullonate fra loro. Il design dei tubi in acciaio è scelto in modo tale da permettere una combinazione modulare dei segmenti alle altezze al mozzo necessarie.

Il rotore si trova all'estremità dell'albero lento, ed è costituito da tre pale fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella. Il rotore è posto sopravento rispetto al sostegno. La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Nel caso del parco in oggetto, il rotore avrà diametro massimo di 170 m e una velocità di rotazione variabile tra circa 4 e 8,83 rpm. Combinato con un sistema di regolazione del passo delle pale, fornisce la migliore resa possibile adattandosi allo stesso tempo alle specifiche della rete elettrica (accoppiamento con il generatore) e, allo stesso tempo, minimizzando le emissioni acustiche.

Le pale, a profilo alare, di lunghezza massima pari ad 83.5 m, composte in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fibra di carbonio, sono ottimizzate per operare a velocità variabile e saranno protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato. Saranno verniciate con colore chiaro.

L'interfaccia tra il rotore ed il sistema di trasmissione del moto è il mozzo a cui sono incernierate le tre pale. I cuscinetti delle pale sono imbullonati direttamente sul mozzo, che sostiene anche le flange per gli attuatori di passo e le corrispondenti unità di controllo. Il gruppo mozzo è schermato secondo il principio della gabbia di Faraday, in modo da fornire la protezione ottimale ai componenti elettronici installati al suo interno.

Il mozzo è generalmente realizzato in ghisa fusa a forma combinata di stella e sfera, in modo tale da ottenere un flusso di carico ottimale con un peso dei componenti ridotto e con dimensioni esterne contenute.

La navicella è il corpo centrale dell'aerogeneratore, costituita da una struttura portante in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera; è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata. All'interno della navicella sono contenute le principali apparecchiature elettromeccaniche necessarie alla generazione di energia elettrica; in particolare si distinguono:

- Albero Lento
- Moltiplicatore di giri
- Albero Veloce
- Generatore
- Convertitore
- Trasformatore MT/BT

Tutti i componenti sono assemblati modularmente sul basamento. Ciò consente l'utilizzo di una gru di dimensioni ridotte per l'assemblaggio in sito e semplifica i successivi lavori di manutenzione e riparazione. La navicella contiene l'albero lento, unito direttamente al mozzo, che trasmette la potenza captata dalle pale al generatore attraverso un moltiplicatore di giri.



5 Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e la sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e la modalità e le caratteristiche di posa interrata sono mostrate nelle tavole del progetto allegate.

Per il collegamento degli aerogeneratori si prevede la realizzazione di linee MT a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

Il percorso del collegamento del Parco Eolico alla Stazione di Trasformazione è stato scelto tenendo conto di molteplici fattori, quali:

- contenere per quanto possibile i tracciati dei cavidotti sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico-economica;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse ed isolate, rispettando le distanze prescritte dalla normativa vigente;
- evitare interferenze con zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- transitare su aree di minor pregio interessando aree prevalentemente agricole e sfruttando la viabilità esistente per quanto possibile.

Come sopra accennato, la rete a 30 kV avrà una lunghezza totale pari a circa 47,5 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo 26/45 kV - RG16H1R12 26/45kV o equivalenti con conduttore in alluminio. Il calcolo delle perdite di tensione nei cavi elettrici è riportato nella tabella seguente.

I cavi verranno posati ad una profondità non inferiore a 120 cm, con un tegolo di protezione in prossimità dei giunti (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm per una e due terne.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

Come accennato, nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

Tabella 5: perdite di tensione nei cavi

Circuito	Tratto	Potenza		lb (corrente di impiego)	lo min - portata minima del cavo	Sezione cavo	lo	lz (Portata)	Lunghezza	Caduta di tensione	Caduta di tensione	Caduta di tensione complessiva
		MW	n. terne	A	A	mmq	A	A	m	V	%	%
1	F01-4	6.6	1	118	118	240	370	370	141	9.6	0.03%	0.03%
	F02-4	6.6	2	118	137	240	370	318	141	15.9	0.04%	0.07%
	F02-4	13.2	2	235	274	400	478	411	282	20.6	0.06%	0.13%
	3-4	13.2	1	235	235	400	478	478	282	16.0	0.04%	0.17%
	F03-3	13.2	2	235	274	400	478	411	282	5.4	0.01%	0.19%
	F03-3	19.8	2	353	410	630	620	533	423	5.4	0.01%	0.20%
	2-3	19.8	1	353	353	630	620	620	423	15.2	0.04%	0.24%
	F04-2	19.8	2	353	410	630	620	533	423	9.3	0.03%	0.27%
	F04-1	19.8	2	353	410	630	620	533	423	46.2	0.13%	0.40%
	CAVIDOTTO ESTERNO	19.8	2	353	410	630	620	533	423	515.3	1.43%	1.83%
2	F05-2	6.6	1	118	118	240	370	370	407	7.2	0.02%	0.02%
	F04-2	6.6	1	118	118	240	370	370	348	6.2	0.02%	0.04%
	F04-1	13.2	2	235	274	630	620	533	1731	30.8	0.09%	0.12%
	F06-1	13.2	1	235	235	630	620	620	241	3.7	0.01%	0.13%
	F06-1	19.8	2	353	410	630	620	533	241	6.4	0.02%	0.15%
		CAVIDOTTO ESTERNO	19.8	2	353	410	630	620	533	19321	515.3	1.43%

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto.

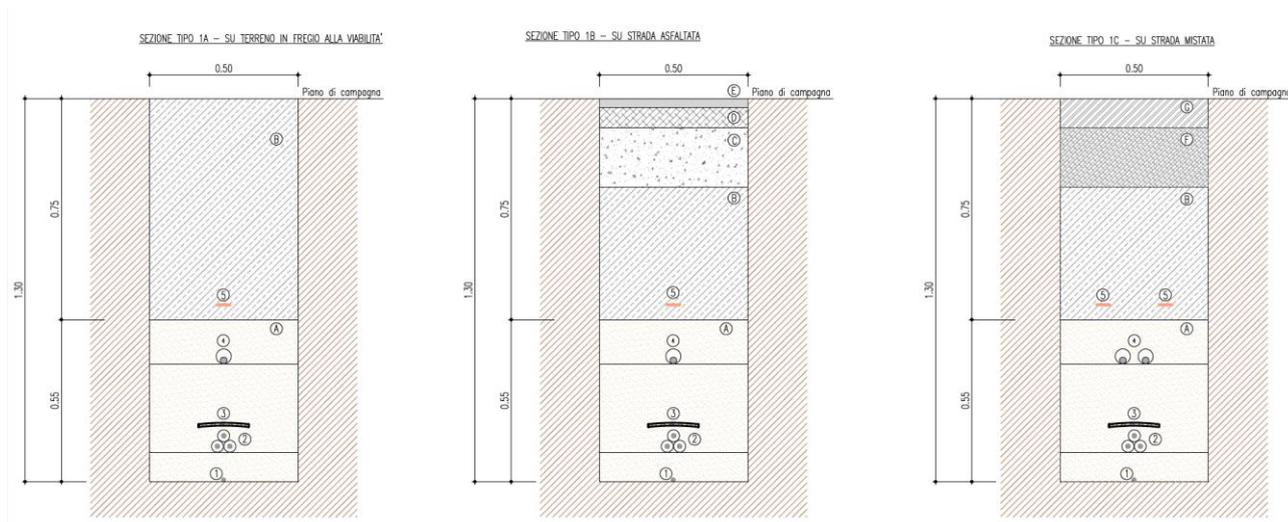


Figura 17: sezioni tipo 1A ,1B e 1C

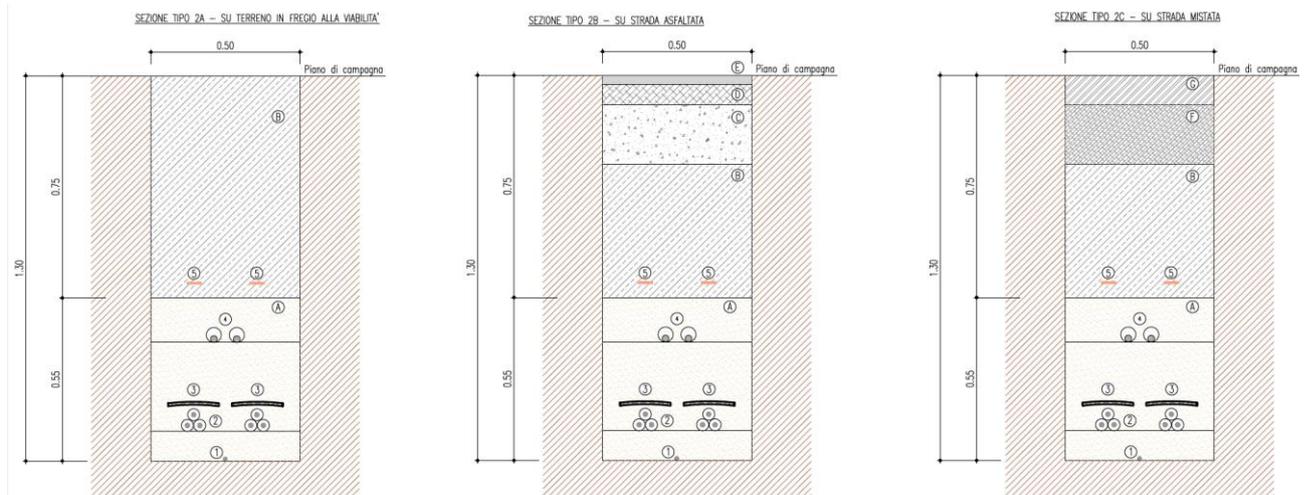


Figura 18: sezioni tipo 2A ,2B e 2C

LEGENDA		
(A) Sabbia ϕ 0-3 mm	(F) Stabilizzato ϕ 0-25 mm	(3) Tegolino di protezione
(B) Rinterro con terreno proveniente dagli scavi	(G) Conglomerato bituminoso - Strato di base	(4) Fibra ottica in tubazione ϕ 50
(C) Terreno vegetale	(H) Conglomerato bituminoso - Strato di collegamento (Byrider)	(5) Nastro monitor
(D) Conglomerato cementizio C 15/25	(1) Cavo di terra	(6) Cavidotto in PEAD SN 8 ϕ 150
(E) Pietrisco ϕ 70-120 mm	(2) Cavi MT	

Figura 19: Legenda



6 Disponibilità aree ed individuazione interferenze

Accertamento in ordine alla disponibilità delle aree ed immobili interessati dall'intervento

Così come le infrastrutture lineari energetiche, il procedimento autorizzatorio di cui all'art. 12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi, comporta la dichiarazione di pubblica utilità degli interventi previsti a progetto, ai sensi degli artt. 52-quater "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" d.p.pr. 327/2001. Ne consegue che le aree scelte per la realizzazione dell'impianto risultano disponibili a norma di legge.

Censimento delle interferenze e degli enti gestori

Le reti esistenti nell'area d'intervento che interferiscono con le opere di progetto sono di tipo viario: in particolare sono da annoverare diverse strade locali ed interpoderali, ed il reticolo idrografico. In questo caso l'Ente è l'ex **Autorità di Bacino Nazionale Liri-Garigliano e Volturno** ed in parte in quello dell'ex **Autorità di Bacino Interregionale Puglia**.

Accertamento di eventuali interferenze con strutture esistenti

La viabilità all'interno del parco si presenta in condizioni variegate.

In particolare, alcune delle strade interne risultano essere idonee, in termini di pendenze e di raggi di curvatura, al transito dei mezzi che dovranno trasportare i componenti degli aerogeneratori durante la fase di installazione degli stessi. Altre strade, invece, non risultano esserlo, pertanto la prima interferenza con le strutture esistenti da annoverare è l'inadeguatezza di alcune strade al transito dei mezzi pesanti durante la fase di cantiere.

Inoltre, si evidenziano interferenze tra i cavidotti interrati ed il reticolo idrografico in corrispondenza dei tracciati stradali che portano verso la futura sottostazione; in tali situazioni è prevista la posa dei cavidotti mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), in seguito ad analisi idraulica è stata determinata una profondità di posa dei cavidotti in progetto pari a quella massima di escavazione più un franco di sicurezza di 1.00 m (cfr. Relazione idrologica e idraulica).

In corrispondenza dei viadotti, l'interferenza viene risolta mediante staffaggio.

In particolare, il cavidotto di collegamento in diversi punti verrà realizzato in TOC allo scopo di risolvere senza interferenze visibili o dirette, anche l'intersezione con la rete stradale statale, fino a raggiungere una profondità, in corrispondenza dell'intersezione, non inferiore a 2 m. Tali interferenze sono meglio rappresentate negli elaborati "Planimetria con individuazione delle interferenze".

Per quanto riguarda l'interferenza tra le strade locali e le fasi di lavoro iniziali di installazione delle torri si rappresenta quanto segue.

Le strade giudicate non idonee al transito dei mezzi saranno oggetto di interventi di adeguamento per allargarne la sede stradale fino a circa 4,0 m, e nell'aumento del raggio di curvatura, il quale in nessun caso sarà inferiore a 70 metri.



La viabilità del parco prevede la progettazione di strade ex-novo, pertanto classificabili come nuovi interventi, che consentiranno l'accesso alle piazzole a servizio degli aerogeneratori.





7 Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto

In riferimento agli aspetti riguardanti l'impatto acustico, gli effetti di shadow flickering e la rottura accidentale degli organi rotanti

Livelli di Rumore dell'Aerogeneratore

In base alle valutazioni effettuate nello studio previsionale di impatto acustico, ipotizzando lo scenario di funzionamento più gravoso dal punto di vista delle emissioni di rumore del parco eolico "Taverna del Principe" si evince che, in ossequio alla classificazione acustica dell'area interessata dal progetto, sia i limiti di emissione e quelli assoluti di immissione risultano sempre rispettati, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno.

Relativamente ai limiti differenziali, di cui all'art. 2, comma 2 del più volte citato DPCM 1 marzo 1991, che in genere costituiscono la principale criticità per la compatibilità acustica di impianti di questo tipo, in base ai risultati dei rilievi effettuati e delle simulazioni **si riscontra o la non applicabilità degli stessi o il rispetto dei limiti nel caso contrario, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello di riferimento notturno per tutti i ricettori potenzialmente sensibili considerati nell'analisi.**

Per quanto concerne in particolare il limite differenziale è opportuno comunque effettuare le seguenti precisazioni:

- la caratterizzazione del clima acustico notturno ante operam è stata effettuata con una velocità del vento sempre inferiore a 5 m/s (la normativa prevede che, al fine di ottenere delle misure rappresentative, i rilievi debbano essere effettuati ad una velocità del vento inferiore ai 5 m/s), registrando livelli di rumore di fondo inferiori rispetto a quelli che si otterrebbero durante le condizioni di esercizio ipotizzate per l'impianto eolico in oggetto (velocità del vento al mozzo superiori a 9 m/s). Pertanto, i risultati che si sono ottenuti tutelano i ricettori sensibili anche alla luce di numerosi studi in materia, che evidenziano come all'aumentare della velocità del vento il rumore di fondo tende a mascherare completamente il livello di pressione sonora generato dal parco eolico;
- la normativa impone la verifica del rispetto dei limiti differenziali negli ambienti abitativi interni ma, tuttavia, per ragioni di accessibilità ai singoli edifici, i rilievi fonometrici sono stati condotti presso una postazione ritenuta rappresentativa del clima acustico dei singoli ricettori individuati. Pertanto, la verifica del criterio differenziale è stata effettuata utilizzando quale contributo sonoro dei soli aerogeneratori il valore restituito dal modello numerico di simulazione in prossimità della facciata degli edifici, ritenuto rappresentativo del valore misurato all'interno dell'edificio a finestre aperte. Tale approccio nell'applicazione del criterio differenziale è cautelativo per i ricettori sensibili, in quanto è plausibile ritenere che i valori così ottenuti siano sensibilmente più alti di quelli che si misurerebbero all'interno delle abitazioni a finestre aperte.
- le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori da impiegarsi nel parco eolico in esame consentono agli stessi di adeguare i livelli di pressione sonora emessi (a scapito di un decremento dell'efficienza e quindi della producibilità) nel caso di scenari di funzionamento critici (in corrispondenza di velocità del vento ad altezza mozzo maggiori di 9 m/s) riducendone così, anche sensibilmente, l'impatto acustico.



Inoltre, si è provveduto a valutare anche gli impatti cumulativi associati alla presenza degli aerogeneratori in esercizio nell'area vasta costituita dal buffer di 700 m dalla posizione dei ricettori individuati. Tale valutazione ha confermato il rispetto di tutti i limiti normativi.

In definitiva, alla luce delle suddette considerazioni, è possibile concludere che, in fase di esercizio, anche nello scenario emissivo più gravoso, il parco eolico oggetto del presente studio sarà compatibile con il clima acustico dell'area interessata.

In ogni caso, al fine di tutelare ulteriormente i ricettori individuati e di convalidare i risultati stimati dalla presente valutazione di impatto acustico, si ritiene opportuno prevedere, in fase di avvio del parco eolico, un monitoraggio post operam dei livelli di rumore generati dall'impianto stesso in condizioni di reale operatività. Qualora, in fase di collaudo, le previsioni si rivelassero non corrispondenti alle ipotesi di progetto e quindi i limiti normativi non fossero rispettati, si provvederà ad attenuare i livelli sonori prodotti mediante opportune soluzioni di bonifica acustica al fine di rientrare nei limiti imposti.

Le valutazioni espresse mantengono validità finché permangono invariate sia le caratteristiche dell'impianto sorgente che le condizioni acustiche caratteristiche dell'area in esame.

Shadow flickering

L'analisi dell'impatto da shadow flickering prodotto da un parco eolico è realizzata, generalmente, attraverso l'impiego di specifici applicativi che modellano il fenomeno in esame. I pacchetti software impiegati per la progettazione di impianti eolici contengono moduli specifici per il calcolo e l'analisi del fenomeno di flickering.

Nello specifico è stato impiegato il modulo shadow flickering del software WindFarm 5.0.1.2 (ReSoft Limited©). Esso consente di analizzare la posizione del sole nell'arco di un anno allo scopo di identificare i tempi in cui ogni aerogeneratore può proiettare ombre sulle finestre delle abitazioni vicine. In particolare, il modello permette di:

- calcolare il potenziale per le ombre intermittenti alle finestre delle abitazioni;
- mostrare un calendario grafico degli eventi di flickering;
- mostrare un elenco dettagliato di ciascun evento di ombreggiamento (ora di inizio, di fine, durata del fenomeno, aerogeneratore/i coinvolti ecc.);
- creare mappe di impatto potenziale che mostrano le ore d'ombra intermittente per l'intero parco eolico o per le singole macchine (curve di isodurata) nell'arco dell'anno.

Al di là di una certa distanza, come già osservato, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro apparente del disco solare diventa piccolo. Poiché non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, WindFarm permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro della turbina o dell'altezza complessiva del generatore eolico.

Lo *shadow flickering* (ombreggiamento intermittente) avviene quando le pale dell'aerogeneratore oscurano i raggi del sole visti da uno specifico punto (es. una finestra di un edificio). L'impatto da ombra è nullo nelle giornate di sole quando la risorsa vento è assente, in questo caso, infatti, il movimento dell'ombra risulta lento ed impercettibile.



Al fine di verificare la presenza e l'intensità del fenomeno dello shadow flickering indotto dal parco eolico in progetto sono state effettuate una serie di simulazioni con software dedicato che hanno tenuto conto:

- della latitudine locale, allo scopo di considerare il corretto diagramma solare;
- della geometria effettiva delle macchine previste, ed in particolare dell'altezza complessiva di macchina, intesa come somma tra l'altezza del mozzo ed il raggio del rotore;
- dell'orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- della posizione del sole e quindi della proiezione dell'ombra rispetto ai recettori;
- dell'orografia locale, tramite un modello digitale del terreno (DTM);
- della posizione dei possibili ricettori (abitazioni), nonché degli aerogeneratori (layout di progetto).

Le simulazioni effettuate sono state condotte in condizioni conservative, assumendo il cielo completamente sgombro da nubi, foschia, ecc. e nessun ostacolo interposto tra i ricettori individuati e gli aerogeneratori previsti in progetto.

Il programma effettua il calcolo delle ore del giorno in cui si potrebbe avere l'effetto del flickering sul ricettore considerato, facendo la somma dei minuti in cui il fenomeno risulta presente. Effettua poi la somma teorica dei minuti di ciascun mese (worst case) che poi può essere ridotta in considerazione delle giornate soleggiate, dell'operatività effettiva dell'impianto eolico, della direzione del vento ecc... Inoltre, avendo calcolato geometricamente l'evoluzione delle ombre durante la giornata, è possibile identificare l'area in cui avviene il fenomeno dello shadow flickering per ciascun aerogeneratore.

La frequenza dello shadow flickering è correlata alla velocità di rotazione del rotore; le frequenze tipiche per le macchine considerate nel presente progetto sono dell'ordine di 0.55-0.75 Hz (corrispondenti a 11 - 15 rpm, circa un passaggio ogni 1.8-1.3 secondi). In termini di impatto sulla popolazione, tali frequenze sono innocue; basti pensare che le lampade stroboscopiche, largamente impiegate nelle discoteche, producono frequenze comprese tra 5 e 10 Hz.

La tabella seguente riassume i risultati dell'analisi eseguita secondo la metodologia di calcolo descritta nelle sezioni precedenti.

Tabella 6: risultati del calcolo

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R1	153	104.8	16.8	A/3
R2	167	157.3	25.2	A/3
R3	167	164.9	26.5	A/4 - C/2
R4	166	335.9	53.9	A/4
R5	132	147.1	23.6	A/4
R6	186	169.8	27.2	A/3 - C/6
R7	0	0	0.0	A/4
R8	48	27.8	4.5	A/4
R9	0	0	0.0	A/4
R10	155	148.5	23.8	A/4 - C/2
R11	130	70.1	11.2	A/4



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R12	117	58.4	9.4	A4-C2-F3
R13	0	0	0.0	A/2
R14	0	0	0.0	A/4 - C/2
R15	0	0	0.0	A/4 - C/2
R16	0	0	0.0	A/4 - C/2
R17	106	80.5	12.9	A/2 - C/6
R18	101	90.7	14.6	A/4 - C/2
R19	97	38.8	6.2	A/4
R20	103	45	7.2	A/2
R21	70	28.3	4.5	A/4 - C/2-6
R22	137	95.3	15.3	A/4 - C/2-6
R23	143	105.2	16.9	A/2
R24	78	45.5	7.3	A/2
R25	71	47.7	7.7	A/4
R26	67	53.6	8.6	A/3
R27	64	44.2	7.1	A/4
R28	87	28.9	4.6	A/3
R29	85	28.6	4.6	A/3 - C/2
R30	86	25.2	4.0	A/3
R31	57	17.6	2.8	A/3
R32	80	23.1	3.7	A/4
R33	104	46.7	7.5	D/10
R34	84	33.5	5.4	A/4
R35	78	31.5	5.1	A/3
R36	65	24.5	3.9	A/3 - C/6
R37	66	26.2	4.2	A/3-C/2
R38	66	25.9	4.2	A/2
R39	70	27.8	4.5	A/2
R40	118	54.7	8.8	A/4
R41	56	17.4	2.8	A/4
R42	49	14.5	2.3	A/4 - C/2
R43	60	30.2	4.8	A/2 - C/2
R44	36	12.8	2.1	A/4
R45	35	12.8	2.1	A/4 - C/6
R46	35	12.9	2.1	A/2 - C/2
R47	36	13.6	2.2	A/4 - C/2
R48	30	4.7	0.8	A/4 - C/2
R49	32	3.3	0.5	A/4
R50	26	1.5	0.2	A/4
R51	15	0.2	0.0	A/3
R52	11	0.1	0.0	A/4 - C/6
R53	0	0	0.0	A/4 - C/6



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R54	24	0.8	0.1	A/4
R55	54	4.6	0.7	A/4
R56	32	0.9	0.1	A/4 - C/2
R57	29	0.5	0.1	A/4
R58	8	0	0.0	A/4
R59	70	18.8	3.0	A/4 - C/2
R60	19	1.1	0.2	A/2 - C/6
R61	16	0.7	0.1	A/4
R62	14	0.4	0.1	A/2 - C/6
R63	0	0	0.0	A/2 - C/2
R64	0	0	0.0	A/4
R65	0	0	0.0	A/4
R66	0	0	0.0	C/2 - A/2
R67	0	0	0.0	C/2 - A/2
R68	0	0	0.0	A/4
R69	0	0	0.0	A/4
R70	0	0	0.0	A/4 - C/2
R71	9	0.3	0.0	A/2-C1-2-3
R72	8	0.5	0.1	A/2
R73	4	0.2	0.0	A/4
R74	0	0	0.0	A/2-C/1-6
R75	31	4	0.6	A/4
R76	34	3.6	0.6	C/2 - A/2
R77	46	9.6	1.5	A/4
R78	16	1.6	0.3	C/2 - A/4
R79	0	0	0.0	C/2 - A/2
R80	72	18.9	3.0	A/4-C/2-6
R81	97	20.6	3.3	A/4 - C/6
R82	28	9.7	1.6	A/2 - C/2
R83	29	9.4	1.5	A/2
R84	28	9.1	1.5	A/4 - C/6
R85	29	9.4	1.5	A/4
R86	83	19	3.0	A/2 - C/2
R87	76	17.2	2.8	A/4-C/2-6
R88	78	18.7	3.0	A/4
R89	79	18.7	3.0	A/4
R90	84	20.7	3.3	A/4 - C/2
R91	77	18.9	3.0	D/10 - C/3
R92	70	15.3	2.5	A/4
R93	22	6.3	1.0	A/4
R94	59	11.4	1.8	A/4
R95	74	18.1	2.9	A/4



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R96	71	17.1	2.7	A/2 - C/2
R97	59	11.1	1.8	A/4 - C/2
R98	33	7.3	1.2	A/4
R99	0	0	0.0	A/4 - C/6
R100	0	0	0.0	A/4 - C/6
R101	0	0	0.0	A/2 - C/6
R102	0	0	0.0	A/4 - C/2
R103	0	0	0.0	A/4
R104	22	2.4	0.4	A/4
R105	30	2.3	0.4	A/4 - C/2-6
R106	0	0	0.0	A/2 - C/2
R107	0	0	0.0	A/2
R108	0	0	0.0	A/4 - C/6
R109	0	0	0.0	C/2 - A/4
R110	0	0	0.0	C/2 - A/4
R111	0	0	0.0	A/4
R112	0	0	0.0	A/4-C/6
R113	0	0	0.0	A/4-C/6
R114	0	0	0.0	A/4
R115	0	0	0.0	A/4

Nello specifico, la tabella precedente riporta il numero di giorni e di ore in cui è fisicamente possibile che il fenomeno si presenti (caso peggiore) e il valore realistico atteso di ore nell'arco dell'anno in cui il fenomeno potrebbe presentarsi. A tal proposito è importante sottolineare che anche il caso realistico, valutato tenendo conto dell'eliofania locale nonché delle ore di funzionamento dell'impianto (rotore in rotazione), rappresenta comunque un valore cautelativo in quanto nella stima non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al fatto che il piano di rotazione delle pale non sempre risulta ortogonale alla direttrice sole-ricettore e all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole ed il singolo ricettore analizzato.

Dall'analisi della tabella si evince che, dei ricettori considerati nel buffer di 1700 m dagli aerogeneratori, solo un fabbricato, classificati come abitazione, risultano essere soggetti al fenomeno per un numero di ore superiore a 30 nel corso dell'anno. Inoltre, **nessuna** abitazione risulta soggetta ad una durata superiore a 30 minuti al giorno.

Il dettaglio dei fabbricati che potrebbero essere soggetti al fenomeno dello shadow flickering è riportato nella tavola grafica allegata alla presente relazione.

In linea generale, l'effetto si può considerare trascurabile per via della scarsa durata del fenomeno che si riduce, nel caso realistico, a poche ore l'anno.

Infatti, se si considera il grafico della frequenza relativa alla direzione di provenienza del vento (figura successiva) per la torre anemometrica del parco eolico in oggetto si evince che i risultati sopra riportati possono essere ridotti di almeno un ulteriore 40.0 %, dal momento che le direzioni prevalenti del vento risultano essere: NNE-SSO. Alla luce di ciò, le ore del fenomeno subiscono un ulteriore abbattimento, che le porta ad essere circa il 16.04% di quelle calcolate dal modello nell'ipotesi WORST CASE.

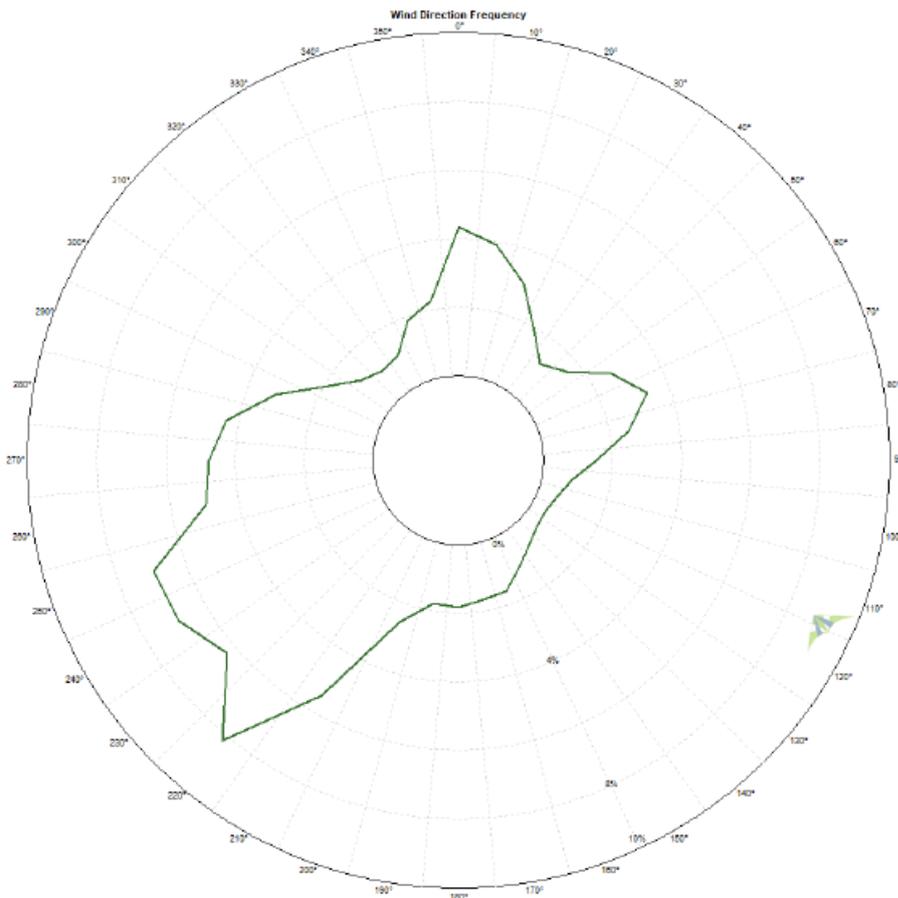


Figura 20: frequenza della direzione di provenienza del vento per la torre anemometrica di riferimento

Inoltre, si rappresenta che si tratta di fenomeni:

- limitati nello spazio, in quanto relativi solo a tre edifici molto prossimi;
- episodici durante l'anno e localizzati all'alba o al tramonto;
- di breve durata nel corso della giornata, in quanto ciascun edificio è interessato solo per un breve periodo;
- limitati come intensità, dal momento che la luce del sole, in condizioni di alba o tramonto, risulta di intensità modesta e, quindi, è modesta anche la variazione dovuta allo shadow flickering.

Va altresì sottolineato che:



- la velocità di rotazione dell'aerogeneratore di progetto è dell'ordine di 11 rotazioni al minuto, quindi nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;

Alla luce di quanto sopra esposto, al fine di ridurre e/o annullare completamente il fenomeno in oggetto e di eliminare completamente qualunque disturbo indotto sulle abitazioni interessate potrà essere prevista, di concerto con i proprietari dell'immobile, come intervento di mitigazione, la piantumazione di barriere sempreverdi (normali siepi di recinzione).

Le distanze reciproche tra generatori eolici e ricettori, le condizioni orografiche del sito considerato, determinano la pressoché totale assenza del fenomeno in esame. In aggiunta, il fenomeno si manifesta su un numero limitatissimo di ricettori esclusivamente quando il sole presenta un'altezza inferiore ai 15° sull'orizzonte, pertanto può ritenersi trascurabile, per l'elevata intensità della radiazione diffusa rispetto a quella diretta.

È comunque utile sottolineare che, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni effettuate sono state eseguite in condizioni non realistiche, ipotizzando che si verificano contemporaneamente le condizioni più sfavorevoli per un determinato ricettore potenzialmente soggetto a shadow flickering, ovvero concomitanza dei seguenti fattori: assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta. Pertanto, si sottolinea che i risultati presentati rappresentano il caso peggiore in cui si verificano i fattori sopra esposti in concomitanza per cui è ragionevole ritenere che tale fenomeno possa essere difficilmente percepito nelle condizioni reali.

Rottura accidentale degli organi rotanti

La tecnologia costruttiva degli aerogeneratori è alquanto sofisticata e di chiara derivazione aeronautica, per cui, la valutazione della gittata massima degli elementi di un aerogeneratore, in caso di rottura accidentale, comporta lo sviluppo di modelli di calcolo articolati e complessi.

In generale, in fase progettuale si preferisce utilizzare un modello di facile soluzione e che fornisca un risultato maggiorato di circa il 20%, garantendo così un ulteriore margine di sicurezza.

Il calcolo della gittata massima richiede la conoscenza dei valori H (altezza del mozzo), R (distanza dal mozzo del baricentro del frammento staccatosi dal rotore) e V (velocità di distacco del frammento di pala). Nel caso analizzato, i valori di H ed R sono rispettivamente H=115 m ed R=83.5 m

Il massimo numero di giri per minuto che l'aerogeneratore compie è pari 8,83, quindi supponendo che la rottura della pala avvenga vicino al mozzo e considerando R=28,3 m (lunghezza pala/3), si ottiene una velocità di distacco di 26,20 m/s nel baricentro della pala.

Di seguito si riporta il grafico della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco.

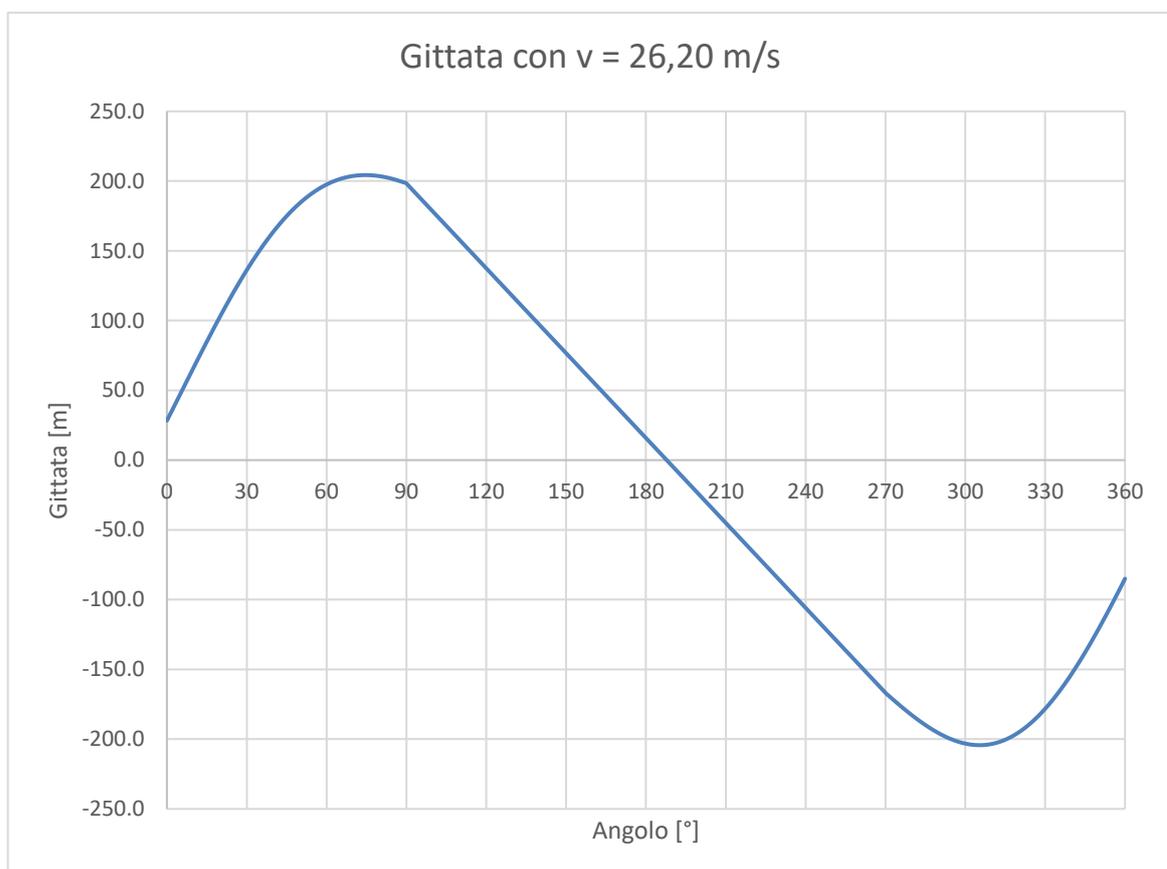


Figura 21: andamento della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco relativo all'aerogeneratore

La gittata massima è di circa 204,3 m.

Il valore ricavato è sicuramente compatibile con quello degli studi forniti dalle ditte produttrici.

8 Esito delle valutazioni delle criticità ambientali

Analisi degli aspetti riguardanti il paesaggio, l'ambiente, gli immobili di interesse storico e sintesi degli interventi di mitigazione e compensazione ambientale

Significance		Layout definitivo senza misure di mitigazione	
Positive ↑	Molto alta		
	Alta	- 05.02.b - Esercizio - Emissioni di gas serra	
	Moderata	- 04.04.b - Esercizio - Consumo di risorsa idrica ed alterazione della qualità delle acque	
	Bassa	- 01.02.a - Cantiere - Impatto sull'occupazione - 01.02.b - Esercizio - Impatto sull'occupazione	
	Nessun impatto		
Negative ↓	Bassa	- 01.03.a - Cantiere - Disturbo alla viabilità - 01.01.a - Cantiere - Effetti sulla salute pubblica - 01.01.b - Esercizio - Effetti sulla salute pubblica - 02.01.a - Cantiere - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.02.a - Cantiere - Alterazione di habitat - 02.03.a - Cantiere - Disturbo alla fauna - 02.01.b - Esercizio - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.03.b - Esercizio - Disturbo alla fauna - 02.04.b - Esercizio - Mortalità per collisioni dell'avifauna - 02.05.b - Esercizio - Mortalità per collisioni dei chiroterteri - 02.06.b - Esercizio - Incidenza sulle aree Rete Natura 2000 limitrofe e sulle relative interconnessioni - 03.01.a - Cantiere - Alterazione della qualità dei suoli - 03.02.a - Cantiere - Rischio di instabilità dei profili - 03.03.a - Cantiere - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 03.03.b - Esercizio - Limitazione/Perdita d'uso del suolo e frammentazione - 04.01.a - Cantiere - Alterazione qualità acque superficiali e sotterranee - 04.02.a - Cantiere - Consumo di risorsa idrica - 04.03.b - Esercizio - Modifica al drenaggio superficiale - 05.02.a - Cantiere - Emissioni di gas serra da traffico veicolare - 06.01.a - Cantiere - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 06.01.b - Esercizio Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 07.01.a - Cantiere - Disturbo alla popolazione - 07.02.a - Esercizio - Disturbo alla popolazione	
		Moderata	- 05.01.a - Cantiere - Emissioni di polvere
		Alta	
		Molto alta	



Come è possibile osservare dalla matrice di identificazione delle magnitudo degli impatti in relazione a ciascuna azione di progetto, l'iniziativa genera delle pressioni nei confronti delle principali componenti ambientali che non superano il livello identificato come "basso". (cfr. Quadro di riferimento ambientale). Solo le componenti: "Cantiere - Emissioni di polvere"

Impatto visivo e paesaggistico

L'installazione di un parco eolico all'interno di una zona naturale più o meno antropizzata richiede analisi sulla qualità e soprattutto, sulla vulnerabilità degli elementi che costituiscono il paesaggio di fronte all'attuazione del progetto.

L'analisi dell'impatto visivo del futuro parco costituisce un aspetto di particolare importanza all'interno dello studio paesaggistico a partire dalla qualità dell'ambiente e dalla fragilità intrinseca del paesaggio.

Allo stesso modo, l'analisi dell'impatto visivo del progetto ha tenuto conto dell'equilibrio proprio del paesaggio in cui si colloca il parco eolico e delle possibili alterazioni del panorama in relazione ai diversi ambiti visivi.

Una ulteriore fonte di informazioni per la corretta definizione delle caratteristiche paesaggistiche è la Carta della Naturalità che rappresenta aree che per il carattere intrinseco della naturalità risultano omogenee indipendentemente dal fatto che le biocenosi, l'assetto dei sistemi territoriale, l'uso del suolo siano differenti.

L'attribuzione ai vari livelli di naturalità dei vari contesti territoriali e degli habitat in essi presenti è stata effettuata valutando le alterazioni esistenti in termini floristici e strutturali della vegetazione attuale rispetto a quella potenziale.

L'impatto sulla componente paesaggio durante la fase di esercizio è senza dubbio un elemento di notevole contrasto nell'ambito di una valutazione tra il giudizio positivo e quello negativo: l'argomento è tuttora dibattuto dall'opinione pubblica interessata dalla presenza di wind farms e pare non realistico trovare una soluzione condivisa da tutti circa l'accettabilità della modificazione paesaggistica legata alla presenza di un parco eolico.

In letteratura esistono molte organizzazioni planimetriche che hanno il potenziale per ridurre gli impatti sul paesaggio. Gipe (2002) suggerisce che una collocazione corrispondente alle caratteristiche del paesaggio esistente – per esempio, a riflettere le linee di crinale in un ambiente collinare, o a scacchiera in un territorio piano – contribuisce alla "leggibilità" degli impianti, con impatti più positivi ed accettabili.

Secondo Stanton (1996), collocare le apparecchiature eoliche lontano dai crinali non ne riduce l'impatto, e compromette la correlazione fra paesaggio e funzioni delle stesse: *"è un problema di onestà, rappresentare una forma in correlazione diretta alla sua funzione e alla nostra cultura"*.

Al fine di procedere ad una stima corretta dell'impatto visivo del parco eolico in progetto sono stati effettuati dei fotoinserti. In tal modo è possibile comprendere come il paesaggio possa modificarsi all'interno di uno scenario naturale essenzialmente costituito da campi coltivati a seminativi, intercalati da piccole zone in cui è presente vegetazione arborea ed arbustiva.

Di seguito, a titolo esemplificativo, si riporta lo stato dei luoghi dai punti di ripresa fotografica scelti per effettuare i fotoinserti:

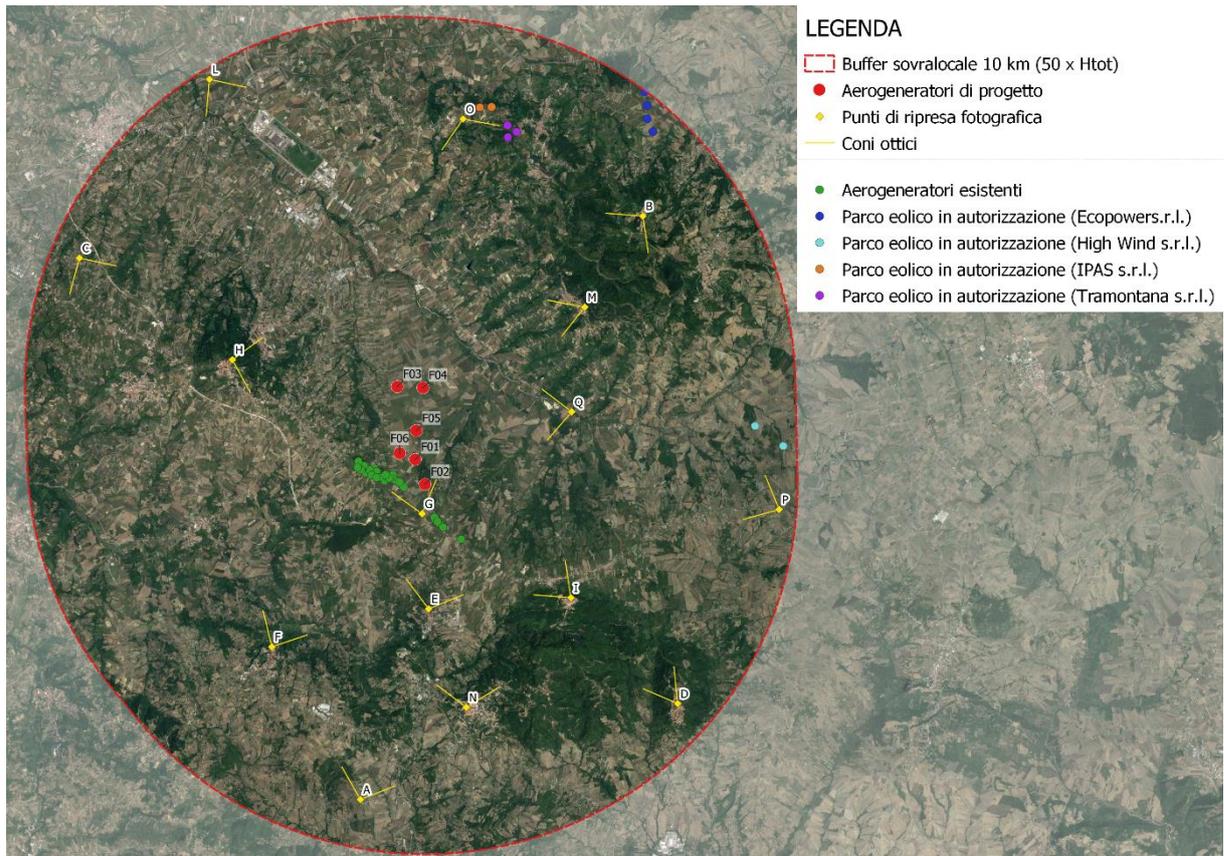


Figura 22: Mappa con localizzazione dei punti di vista dai quali sono stati effettuati i fotoinserimenti



Figura 23: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica A



Figura 24: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica B



Figura 25: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica C



Figura 26: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica D



Figura 27: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica E



Figura 28: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica F



Figura 29: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica G



Figura 30: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica H



Figura 31: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica I



Figura 32: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica L



Figura 33: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica M



Figura 34: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica N



Figura 35: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica O



Figura 36: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica P



Figura 37: Stato dei luoghi in corrispondenza del punto di ripresa fotografica

I colori tenui con i quali verranno realizzate le macchine, sullo sfondo del cielo, tendono a sfumarne l'esile sagoma.

L'analisi della visibilità a larga scala è stata effettuata attraverso l'utilizzo delle mappe di intervisibilità che, sulla base dell'orografia, caratterizzano il territorio limitrofo al parco classificandolo in base al numero di aerogeneratori visibili da ciascun punto del territorio stesso. La mappa è stata generata considerando anche la parziale visibilità delle torri.

Aree non idonee

Con riferimento al D.lgs. n.42/2004, alle Aree idonee e aree non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica (D.G.R. Campania 4 ottobre 2016, n. 533) e alle Linee guida di cui al Decreto dello Ministero dello Sviluppo Economico 10.09.2010, è emerso che l'impianto proposto risulta essere compreso all'interno di alcune delle categorie individuate dalle leggi in oggetto come aree da sottoporre ad eventuali prescrizioni per un corretto inserimento nel territorio degli impianti.

Dall'analisi della cartografia dei beni paesaggistici (PTCP) e dalle aree idonee e non idonee individuate dalla D.G.R. sopracitata, si rileva che:



- a. Tratti di cavidotto intercettano elementi della rete ecologica denominati "Ecosistemi ed elementi di interesse ecologico e faunistico" ed una "Direttrice Polifunzionale REP";
- b. Un tratto del cavidotto attraversa un'area di ripopolamento e cattura;
- c. Gli aerogeneratori F03, F04 e F06 ricadono in aree a rischio/pericolosità a frana medio. Il cavidotto oltre a rientrare a aree a rischio/ pericolosità a frana medio, rientra anche su aree a rischio elevato;
- d. Un brevissimo tratto di cavidotto lambisce la fascia di rispetto di 150 m da un reticolo idrografico;
- e. Un tratto di cavidotto insiste, osservando la cartografia, su territori ricoperti da boschi o soggetti a rimboschimento, definiti dall'art 142, c.1 lett.g del D.lgs 42/2004.

Bisogna evidenziare che in tutti i casi il cavidotto percorrerà la viabilità asfaltata già esistente.

- f. La Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) ed il tratto finale del cavidotto ricadono su aree soggette a vincolo idrogeologico. Ne consegue che, **si procederà a sottoporre il progetto all'esame dell'Ufficio Foreste e Tutela del Territorio per il rilascio del giudizio di compatibilità.**

Relativamente alla sovrapposizione degli adeguamenti con la fascia di rispetto di 150 m di fiumi, torrenti e corsi d'acqua, bisogna specificare che si tratta di interventi temporanei e che alla fine dei lavori si prevederà il ripristino dello stato dei luoghi; inoltre, tali interventi, secondo quanto riportato dal DPR 31/2017 all' art.19, sono esenti da autorizzazione paesaggistica.

Alla luce di quanto descritto sopra, l'intervento è sicuramente un'opera di interesse pubblico; pertanto, non è in contrasto con le prescrizioni della legge regionale sopra descritta.

- Con riferimento alle aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità, i 4 comuni su cui ricadono le opere in progetto rientrano all'interno della zona di produzione di alcuni Vini DOP-DOC quali "Vino Irpinia DOP"; tuttavia nessuna delle opere in progetto ricadono su aree occupate da vigneti.

A conclusione dell'analisi dei vincoli, è possibile rilevare che la collocazione degli aerogeneratori si può ritenere compatibile con le aree sensibili dal punto di vista paesaggistico in quanto la loro presenza va ad alterare in maniera non significativamente pregiudizievole il paesaggio circostante.

Si sottolinea che le precedenti categorie non costituiscono un motivo di esclusione a priori alla realizzazione dell'impianto in esame, ma piuttosto andrebbero sottoposte ad eventuali prescrizioni per il corretto inserimento nel territorio della proposta progettuale, infatti, il D.M. all'allegato 3 delle linee guida, lettera d), vieta l'individuazione di aree e siti non idonei su porzioni significative di territorio (anche utilizzando fasce di rispetto ingiustificate) e stabilisce che non possono configurarsi come divieto preliminare, ma come atto di accelerazione e semplificazione dell'iter autorizzativo, anche in termini di opportunità localizzative.

Per maggiori dettagli, si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale, in cui sono riportate in dettaglio tutte le sovrapposizioni presenti e le considerazioni in merito.



Emissioni sonore

In base alle valutazioni effettuate nel presente studio previsionale di impatto acustico, ipotizzando lo scenario di funzionamento più gravoso dal punto di vista delle emissioni di rumore del parco eolico "Taverna del Principe" si evince che i limiti assoluti di immissione di cui all'art. 6 dpcm 1.03.1991, validi per "Tutto il territorio nazionale", risultano sempre rispettati, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno.

Relativamente ai limiti differenziali, di cui all'art. 2, comma 2 del citato dpcm, che in genere costituiscono la principale criticità per la compatibilità acustica di impianti di questo tipo, si riscontra anche per essi, il rispetto sia per il periodo di riferimento diurno che per quello di riferimento notturno per tutti i ricettori potenzialmente sensibili considerati nell'analisi.

- le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori da impiegarsi nel parco eolico in esame consentono agli stessi di adeguare i livelli di pressione sonora emessi (a scapito di un decremento dell'efficienza e quindi della producibilità) nel caso di scenari di funzionamento critici (in corrispondenza di velocità del vento ad altezza mozzo maggiori di 9 m/s) riducendone così, anche sensibilmente, l'impatto acustico.

Alla luce delle suddette considerazioni, è possibile concludere che, in fase di esercizio, anche nello scenario emissivo più gravoso, il parco eolico oggetto del presente studio sarà compatibile con il clima acustico dell'area interessata.

In ogni caso, al fine di tutelare ulteriormente i ricettori individuati e di convalidare i risultati stimati dalla presente valutazione di impatto acustico, si ritiene opportuno prevedere, in fase di avvio del parco eolico, un monitoraggio post operam dei livelli di rumore generati dall'impianto stesso in condizioni di reale operatività. Qualora, in fase di collaudo, le previsioni si rivelassero non corrispondenti alle ipotesi di progetto e quindi i limiti normativi non fossero rispettati, si provvederà ad attenuare i livelli sonori prodotti mediante opportune soluzioni di bonifica acustica al fine di rientrare nei limiti imposti.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato "Studio previsionale di impatto acustico".

Vibrazioni

Non si rilevano impatti significativi legati alla componente vibrazioni.

Gestione dei reflui

La maggior parte della viabilità di servizio e le piazzole su cui sorgeranno le turbine verranno realizzate senza ricorrere a pavimentazioni impermeabili, questo consentirà di non provocare variazioni sensibili al coefficiente di infiltrazione delle precipitazioni, non perturbando le dinamiche di ricarica delle falde acquifere.

I reflui prodotti in fase di cantiere per servizi igienici sono trattati con l'ausilio di autospurgo, in conformità alle vigenti norme, rendendo pressoché nulla la possibilità che si verifichino sversamenti nell'ambiente circostante.

Gli impatti sulla componente suolo sono essenzialmente legati alle operazioni di movimento materie per la realizzazione delle strade di servizio, delle piazzole e dei cavidotti per la connessione alla rete. In base a quanto emerge dagli elaborati progettuali, nell'ambito delle lavorazioni in esame, non si realizzano scavi o riporti tali da compromettere la componente suolo e sottosuolo.



La realizzazione del parco eolico, al netto dei volumi di terreno da riutilizzare in sito, prevede una certa quantità di terreno in esubero da gestire all'interno; nella tabella seguente è riportato il dettaglio degli esuberi.

Tabella 7: Movimento materie opere civili

	CER	Scavo (m ³)	Riporto (m ³)	Terreno necessario per i ripristini (m ³)
		Viabilità e Piazzole	Viabilità e Piazzole	Viabilità e Piazzole
F01	CER 17.05.04	829	0	-829
F02	CER 17.05.04	1.868	930	-938
F03	CER 17.05.04	712	2.118	1.406
F04	CER 17.05.04	1.769	923	-846
F05	CER 17.05.04	1.653	1.158	-495
F06	CER 17.05.04	3.916	748	-3.168
Esubero terreno pali di fondazione (mc)	CER 17.05.07		1.130	
Esubero terreno cavidotti (mc)	CER 17.05.04		1.245	
Esubero terreno plinti di fondazione	CER 17.05.04		3.600	
Esubero terreno provenite da demolizioni di conglomerato bituminoso per realizzazione cavidotti	CER 17.03.02		164	
Esubero cls proveniente dalle demolizioni delle piste cementate	CER 17.09.04		0	
Volume complessivo di terreno in esubero a fine lavori (mc)			4.869	

Come è possibile evincere dalla tabella precedente per la realizzazione delle turbine di progetto sono previste delle fondazioni di tipo indiretto: ogni plinto di fondazione sarà dotato di 12 pali DN1000 di lunghezza pari a 20 metri. Complessivamente i terreni scavati per la realizzazione dei pali sommano a circa 1130,4 m³.

I lavori di realizzazione delle piazzole di montaggio, della viabilità a servizio delle turbine nonché i ripristini finali comporteranno la necessità di riutilizzare terreni in sito ("suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale scavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato scavato") per circa **70.211 mc**.

Il volume di terreno in esubero complessivo a fine lavori è pari a ca. **4.869 mc** considerando le opere civili e i terreni in esubero delle fondazioni e dei cavidotti.

(cfr. "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti" per maggiori informazioni).



Gestione dei rifiuti

Nell'area di cantiere è prevista la predisposizione di zone destinate alla raccolta differenziata delle differenti tipologie di rifiuti prodotti. Tutti i rifiuti prodotti durante la fase di costruzione saranno in ogni caso gestiti in conformità alla normativa vigente, favorendo le attività di recupero, ove possibile, in luogo dello smaltimento.

In considerazione della tipologia dei rifiuti prodotti, delle modalità controllate di gestione degli stessi e della temporaneità delle attività di cantiere, non si prevedono effetti negativi rilevanti sulla componente in esame. Durante la fase di esercizio potranno essere prodotti rifiuti esclusivamente in concomitanza di attività manutentive sia ordinarie che straordinarie. Anche in questo caso essi saranno gestiti dalla ditta responsabile della manutenzione in conformità alla normativa vigente.

Emissioni in atmosfera

La componente atmosfera manifesta delle interferenze con il progetto che sono sostanzialmente molto diverse tra la fase di cantiere e quella di esercizio.

Nella fase di cantiere tale componente è oggetto di interazioni (negative) legate alle emissioni di polveri e gas serra: durante le operazioni di movimento materia legate essenzialmente alle attività di realizzazione della viabilità di servizio e dei caviddotti; mentre nella fase di esercizio le interazioni divengono positive e legate alla produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di gas serra.

La valutazione della componente atmosfera in termini qualitativi non può attuarsi in maniera puntuale, in quanto mancano dati di rilevazione dei parametri di riferimento; nell'area in esame non è presente un sistema di monitoraggio della qualità dell'aria.

Per giungere ad una definizione dello stato attuale dell'atmosfera si è proceduto puntando preliminarmente alla descrizione e alla ricerca delle principali sostanze inquinanti e delle loro fonti di emissione. Esse sono in gran parte prodotte dall'attività umana (attività industriale, centrali termoelettriche, riscaldamento domestico, trasporti) e, in misura minore, sono di origine naturale (pulviscolo, eruzioni vulcaniche, decomposizione di materiali organici, incendi).

Gli indicatori relativi all'ambiente atmosferico sono le emissioni, la cui quantificazione, distribuzione ed evoluzione temporale derivano da processi di stima, mentre la qualità dell'aria è basata su indicatori di stato. Le sostanze emesse nell'ambiente atmosferico contribuiscono alle seguenti fenomenologie: i cambiamenti climatici, la diminuzione dell'ozono atmosferico, l'acidificazione, lo smog fotochimico, il deterioramento della qualità dell'aria. Le sostanze lesive per l'ozono stratosferico sono CFC e HCFC, mentre i gas serra responsabili dei cambiamenti climatici sono CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆; le sostanze acidificanti sono SO_x, NO_x.

Gli indicatori relativi alla qualità dell'aria e ritenuti più significativi, anche in relazione alla normativa vigente, sono: ossidi di azoto NO₂ e NO_x, la cui fonte è rappresentata principalmente da impianti di riscaldamento civile ed industriale, da traffico autoveicolare, dalle centrali di produzione di energia e da attività derivanti da processi industriali vari, quali produzione di vetro, calce cemento, ecc. Gli ossidi di azoto contribuiscono ai fenomeni di eutrofizzazione, smog fotochimico e piogge acide. L'ozono troposferico è di origine sia antropica sia naturale ed è un inquinante secondario, cioè non viene emesso direttamente da una o più sorgenti, ma si produce per effetto della radiazione solare in presenza di inquinanti primari quali ossidi di azoto NO_x e composti organici volatili (COV), prodotti in larga parte dai motori a combustione e dall'uso di solventi organici.



Le principali sorgenti di PM_{10} si possono dividere in due categorie sorgenti naturali (erosione dei suoli e degli edifici da parte degli agenti meteorologici) e antropiche (principalmente traffico autoveicolare, gli impianti di riscaldamento e alcuni processi industriali). Il particolato fine è monitorato principalmente per i suoi effetti sanitari e tossicologici.

Le principali sorgenti di benzene C_6H_6 sono gli autoveicoli alimentati a benzina (gas di scarico e vapori), i processi di combustione che usano combustibili derivati dal petrolio e l'uso di solventi contenenti benzene.

Si fa presente che l'area in esame non è interessata da insediamenti industriali e attività produttive che possano causare rilascio di emissioni inquinanti in atmosfera e, anzi, è prevalentemente orientata verso l'utilizzo agricolo.

Pertanto, in assenza delle principali fonti di emissione degli inquinanti citati, nonché, appunto, in considerazione dell'uso attuale del territorio e dello stato ambientale, si ritiene che il livello di qualità dell'aria sia in linea con i dati delle centraline di monitoraggio gestite dall'ARPA di Basilicata più vicine all'area di intervento. I dati riportati nello Studio di impatto ambientale si riferiscono alle relazioni ambientali disponibili per il 2016, il 2017 e il 2018 (<http://www.arpab.it/pubblicazioni.asp>).

Valutazione impatti - Impatto in fase di costruzione

Polveri da movimento terra

In tale fase sono riconoscibili effetti derivanti dai movimenti terra per la realizzazione/sistemazione della viabilità di servizio e delle piazzole, oltre che dal transito dei mezzi di cantiere.

Le emissioni sono state stimate a partire da una valutazione quantitativa delle attività svolte nei cantieri, tramite opportuni fattori di emissione derivati da "*Compilation of air pollutant emission factors*" – E.P.A. - Volume I, Stationary Point and Area Sources (Fifth Edition) e riportati all'interno di linee guida prodotte da Barbaro A. et al. (2009) per la Provincia di Firenze. Per i dettagli si rimanda al Quadro Ambientale dello Studio di impatto.

Sulla base delle assunzioni fatte, sono state calcolate le emissioni di polveri. In particolare, i dati evidenziano un abbattimento quasi dell'86% di quelle stimate in assenza di misure di mitigazione. In assenza di specifici fattori di emissione, si è ipotizzato che il PM_{10} costituisca il 60% delle PTS e che il $PM_{2.5}$ sia pari alla sottrazione tra PTS e PM_{10} .

Per l'abbattimento delle polveri emesse dalle operazioni sopra descritte sono previste una serie di misure di mitigazione, tra cui:

- Bagnatura con acqua delle superfici di terreno oggetto di scavo e movimentazione con idonei nebulizzatori ad alta pressione. Tale sistema risulta idoneo all'applicazione in esame in quanto progettato per l'impiego in esterno e su ampie superfici. Inoltre, tale sistema garantisce bassi consumi idrici ed evita il formarsi di fanghiglia a causa di eccessiva bagnatura del materiale stesso;
- Bagnatura con acqua del fondo delle piste non pavimentate interne all'area di cantiere attraverso l'impiego di autocisterne. In particolare, si prevede un abbattimento pari al 90% delle emissioni;
- Pulizia delle ruote dei mezzi in uscita dall'area di cantiere attraverso il montaggio di idonea vasca di lavaggio, onde evitare la produzione di polveri anche sulle strade pavimentate.



Ulteriori precauzioni che possono essere adottate per ridurre in concreto le emissioni di polveri sono:

- Copertura del materiale caricato sui mezzi, che potrebbe cadere e disperdersi durante il trasporto, oltre che dei cumuli di terreno stoccati nell'area di cantiere;
- Circolazione a bassa velocità nelle zone di cantiere sterrate;
- Se necessario, idonea recinzione delle aree di cantiere con barriere antipolvere, finalizzata a ridurre il sollevamento e la fuoriuscita delle polveri;
- Se necessario, sospensione delle attività di cantiere nel caso di condizioni particolarmente ventose.

I dati evidenziano che, grazie ai sistemi di abbattimento previsti, le emissioni di polveri si mantengono in un intervallo che va da 415 a 830 g/h e può essere considerato medio. Tuttavia, considerata la durata dei lavori si ritiene non necessaria l'implementazione di un modello di dispersione delle polveri, ma si reputa doveroso eseguire un monitoraggio delle polveri durante tutta la fase di cantiere, prevedendo delle centraline nei pressi dei ricettori più prossimi all'impianto. Si tratta in ogni caso di valori accettabili per il tipo di attività e considerando la temporaneità delle stesse.

Da quanto sopra si evidenzia che l'impatto è classificabile come:

- Di moderata sensibilità, rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione delle emissioni di polveri nell'area nel caso delle attività di cantiere valutate è bassa. Il d.lgs. 155/2010 demanda alla pianificazione regionale le misure finalizzate al miglioramento della qualità dell'aria. Vi è un generico richiamo all'utilizzo di mezzi in regola con le vigenti direttive comunitarie e/o che siano dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni di particolato. Per quanto concerne il traffico veicolare, il Piano Regionale di qualità dell'aria della Puglia non disciplina misure specifiche di contenimento delle emissioni applicabili al caso di specie, poiché sono tutte per lo più focalizzate sulle aree urbane (PRQA, par.6.1.1). Stesso discorso vale per le misure edili, per lo più focalizzate all'utilizzo di materiali e tecniche di costruzione innovative in aree urbane e industriali (PRQA par.6.1.4);
 - Il numero di potenziali recettori nell'area parco è basso;
 - Sempre con riferimento alla produzione di polveri, consideriamo media/moderata la vulnerabilità ai cambiamenti dei recettori o delle risorse anche se essendo un impatto temporaneo si ha completa reversibilità. Bisogna sottolineare che, essendo i ricettori già inseriti in un contesto, quello rurale, interessato da quelle legate alle lavorazioni agricole ed al transito dei mezzi agricoli, le emissioni di polveri derivanti dalle lavorazioni meccaniche dei terreni possono ritenersi più che tollerate;
- Di moderata magnitudine, rilevando che le emissioni di polveri, per quanto inevitabili, sono:
 - di moderata intensità anche in virtù delle emissioni riscontrate dopo le misure di mitigazione adottate, in ogni caso compatibili con i riferimenti normativi presi in considerazione. Si fa inoltre presente che sarà previsto un monitoraggio delle polveri durante tutta la fase di cantiere, prevedendo delle centraline nei pressi dei ricettori più prossimi all'impianto;



- confinate nell'area di cantiere o nelle loro immediate vicinanze;
- di carattere temporaneo e legate strettamente alla fase di cantiere.

Si ritiene auspicabile l'adozione, quale misura di mitigazione, della bagnatura delle superfici e dei cumuli, poiché consente di ridurre l'impatto fino a valori più che accettabili, anche se ciò comporta il consumo di una certa quantità di risorsa idrica, dovendo peraltro affrontare problemi di gestione delle acque.

Nel complesso l'impatto può ritenersi **MODERATO**.

Emissioni inquinanti da traffico veicolare

I mezzi d'opera impiegati per il movimento materie e, più in generale, per le attività di cantiere, determinano l'immissione in atmosfera di sostanze inquinanti (CO, CO₂, NO_x, SO_x, polveri) derivanti dalla combustione del carburante.

La metodologia adottata per la stima di tali emissioni si basa sull'utilizzo dei fattori di emissione elaborati dall'E.E.A. (European Environmental Agency), relativi ai mezzi di trasporto circolanti in Italia.

Le emissioni gassose dei veicoli dipendono fortemente dal tipo e dalla cilindrata del motore, dai regimi di marcia, dalla temperatura, dal profilo altimetrico del percorso e dalle condizioni ambientali.

Va specificato che il fattore di emissione tabellato di seguito rappresenta un valore medio che non tiene conto, ad esempio, dell'efficienza dei controlli, della qualità della manutenzione, delle caratteristiche operative e dell'età del mezzo.

Nel caso in esame è stata effettuata una stima del livello di emissioni nelle aree di cantiere e dei trasporti all'esterno di queste.

Tabella 8: Emissioni per veicolo pesante >32t – copert 3 (Banca dati dei fattori di emissione medi per il parco circolante in Italia – A.P.A.T.)

NOx					PM				
Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot		Hot	Tot	Hot	Tot
Highway	0	4.71	0	15.03	Highway	0	0.2	0	0.64
Rural	5.9	5.9	18.95	18.95	Rural	0.15	0.24	0.48	0.77
Urban	8.96	8.96	18.99	18.99	Urban	0.29	0.38	0.62	0.81
NMVO					CO2				
Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot		Hot	Tot	Hot	Tot
Highway	0	0.49	0	1.57	Highway	0	982.99	0	3137.64
Rural	0.66	0.66	2.12	2.12	Rural	977.25	977.25	3137.64	3137.64
Urban	1.15	1.15	2.44	2.44	Urban	1480.62	1480.62	3137.64	3137.64
CO					N2O				
Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot		Hot	Tot	Hot	Tot
Highway	0	1.09	0	3.48	Highway	----	0.03	----	0.1
Rural	1.11	1.11	3.57	3.57	Rural	----	0.03	----	0.1
Urban	1.95	1.95	4.13	4.13	Urban	----	0.03	----	0.06
					NH3				
Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel		Driving conditions	g/km*veh		g/kg of fuel	
	Hot	Tot	Hot	Tot		Hot	Tot	Hot	Tot
Highway	----	0	----	0.01	Highway	----	0	----	0.01
Rural	----	0	----	0.01	Rural	----	0	----	0.01
Urban	----	0	----	0.01	Urban	----	0	----	0.01

Tipo di veicolo	Peso	Tipo combustibile
Heavy duty	>32t	Gasolio



In base alle valutazioni eseguite, è risultato che le emissioni durante le operazioni di movimentazione dei mezzi, tutti omologati ed accompagnati da certificato di conformità, risulteranno conformi alle normative internazionali sulle emissioni in atmosfera.

Le quantità in gioco, comunque, non sono in grado di produrre (da sole) effetti significativi dal punto di vista dei cambiamenti climatici.

Le quantità in gioco, comunque, non sono in grado di produrre (da sole) effetti significativi dal punto di vista dei cambiamenti climatici.

In virtù dei valori sopra riportati, l'impatto connesso con le emissioni inquinanti derivanti dal traffico veicolare, può essere classificato come:

- Di bassa sensitività, rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione delle emissioni di polveri nell'area nel caso delle attività di cantiere valutate è bassa. Il Piano Regionale di tutela della qualità dell'aria, redatto in conformità alla Direttiva 2008/50/CE sulla "qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa" al relativo D. lgs. 155/2010 di recepimento ed alle Linee Guida approvate dal Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente. La Regione Campania ha approvato con DGRC n.683 del 23/12/2014 la nuova configurazione della rete che prevede un incremento delle centraline di rilevamento, situate con capillarità e con maggiore densità nelle aree sensibili, in accordo con la zonizzazione e classificazione del territorio regionale approvata con medesimo provvedimento.
I dati della rete di monitoraggio vengono diffusi ogni giorno sul sito internet www.arpacampania.it, attraverso un bollettino quotidiano per ogni zona che riporta i valori di concentrazione massimi orari e medi giornalieri per inquinanti come biossido di azoto, monossido di carbonio, ozono, benzene, biossido di zolfo, particolato PM10 e PM2,5.
L'area di interesse risulta prevalentemente in zona costiera collinare (IT1507).
 - Sempre con riferimento alla produzione di inquinanti da traffico veicolare, consideriamo media/moderata la vulnerabilità ai cambiamenti dei recettori o delle risorse anche se essendo un impatto temporaneo si ha completa reversibilità. Peraltro, essendo in già inseriti in un contesto, quello rurale, interessato da quelle legate alle lavorazioni agricole ed al transito dei mezzi agricoli, le emissioni di polveri derivanti dalle lavorazioni meccaniche dei terreni sono più che tollerate;
- Di bassa magnitudine, rilevando che le emissioni di inquinanti da traffico veicolare, per quanto inevitabili, sono:
 - di modesta intensità se comparate con i volumi di traffico delle infrastrutture viarie limitrofe e in ogni caso coerenti con le vigenti norme, in virtù dell'utilizzo di mezzi in regola con le vigenti direttive comunitarie;
 - confinate nell'area di cantiere o nelle loro immediate vicinanze;
 - di carattere temporaneo e legate strettamente alla fase di cantiere.

L'attenta manutenzione e le periodiche revisioni contribuiscono inoltre a garantire un buon livello di funzionamento e, di conseguenza, il rispetto degli standard attesi. Si fa presente, inoltre, che per tutti i mezzi di trasporto vige l'obbligo, durante le fasi di carico e scarico, di spegnere il motore e di circolare entro l'area di cantiere con velocità ridotte.



Data la durata temporalmente limitata dei lavori legati alle attività di cantiere e dato che le emissioni non si verificheranno per tutti i giorni della settimana e saranno limitate nel tempo, si ritiene che l'impatto associato sia da considerarsi complessivamente **BASSO**.

Va in ogni caso rilevato che le emissioni in fase di cantiere sono abbondantemente compensate dalla riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente durante la fase di esercizio dell'impianto, come meglio dettagliato di seguito.

Valutazione impatti - Impatto in fase di esercizio

In fase di esercizio, tralasciando le trascurabili emissioni di polveri ed inquinanti dovute alle operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, la produzione di energia elettrica consente di evitare il ricorso a fonti di produzione inquinante.

In proposito, l'ISPRA, ha calcolato quanto la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione complessivo della produzione elettrica nazionale che nel 2019 e 2020 (per quest'ultimo anno si parla di stime preliminari) è stato rispettivamente pari a 266.3 e 256.5 gCO₂/kWh in media (dato che non comprende la produzione di calore).

Sulla base degli stessi dati, solo in termini di sostituzione di un impianto alimentato da fonti fossili, un impianto eolico consente di evitare la produzione di 454,6 gCO₂/kWh prodotto (dati relativi al 2020) in media che rappresenta il fattore di sostituzione di emissioni di gas serra di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, rispetto alla media degli impianti alimentati da fonti fossili.

Sulla base degli stessi dati, solo in termini di sostituzione di un impianto alimentato da fonti fossili, un impianto eolico consente di evitare la produzione di 454,6 gCO₂/kWh prodotto (dati relativi al 2020) in media che rappresenta il fattore di sostituzione di emissioni di gas serra di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, rispetto alla media degli impianti alimentati da fonti fossili.

Tenendo conto di una producibilità netta pari a 140658 MWh/anno, l'impianto eolico proposto consentirebbe di evitare l'emissione di circa **654,4 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (ca. 32,7 ktCO₂/anno)**.

Prendendo in considerazione la metodologia **LCA (Life Cycle Assessment)** per la valutazione dei carichi ambientali connessi con l'impianto in progetto lungo l'intero ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime necessarie per la produzione dei materiali e dell'energia per la produzione dei componenti degli aerogeneratori, fino al loro smaltimento o riciclo finale, si può ipotizzare che l'impronta ecologica dello stesso sia compresa tra 3 e 34.4 gCO₂/kWh¹.

Prendendo in considerazione i dati forniti dal produttore per l'aerogeneratore SG-170², il fattore emissivo di sostituzione delle fonti fossili si riduce quindi a 441 gCO₂/kWh e le emissioni evitate tenendo conto dell'impronta ecologica sono pari a **654,4 ktCO₂ in 20 anni di esercizio (ca. 32,7 ktCO₂/anno)**.

In virtù di quanto sopra, l'impatto può ritenersi:

- Di moderata sensibilità rilevando quanto segue:
 - La regolamentazione del settore è moderata. Le direttive e le norme sulle emissioni di gas serra legate alla produzione di energia sono diventate sempre

¹ Khoie R., Bose A., Saltsman J. (2020). Carbon emissions of wind power; a study of emissions of windmill in the Panhandle of Texas. International Solar Energy Society. AES Solar 2020 Proceedings.

² Siemens-Gamesa (2020). Environmental Product Declaration according to ISP 14025. PCR 2007-08 – Electricity, steam, and hot water generation & distribution – Versione 4.0. The International EPD System.



più stringenti negli ultimi anni, ma nell'area di interesse non ci sono aree per le quali vigono particolari vincoli in tale senso;

- La sensibilità della popolazione nei confronti di tale tematica non è trascurabile ed i recettori interessati dalle mancate emissioni gassose di un impianto eolico non possono essere circoscritti a quelli presenti nell'intorno dell'impianto;
- La vulnerabilità ai cambiamenti indotti dalle emissioni di gas serra nell'area in esame e per il periodo di esercizio dell'impianto è bassa;
- Di elevata magnitudine positiva, in virtù:
 - Delle significative mancate emissioni gassose che un impianto "tradizionale" avrebbe generato per produrre gli stessi quantitativi energetici;
 - Dell'estensione di tali positivi effetti, più estesi rispetto all'area occupata dall'impianto;
 - Della durata temporale della riduzione di emissioni, stimabile in circa venti anni.

Alla luce di quanto esposto, la significatività dell'impatto sarà fortemente **POSITIVA** e di elevata intensità.



9 Indagini geologiche, idrogeologiche, idrologiche idrauliche, geotecniche, sismiche, ecc.

Ai fini della caratterizzazione preliminare per la fattibilità del progetto, volta a definire le caratteristiche geologiche latu sensu dell'intera area e ad escludere la presenza di elementi di criticità morfologica, il rilevamento geo-morfologico di superficie e la consultazione di indagini pregresse si sono dimostrate utili al raggiungimento dell'obiettivo. Le informazioni, tuttavia, possono ritenersi valide nei limiti che questa prima fase cognitiva consente, ovvero acquisizione di dati e notizie preliminari finalizzate alla redazione del progetto definitivo allo scopo di attivare tutte le procedure autorizzative del caso.

Si rimanda ai successivi gradi di approfondimento della progettazione la verifica arealmente estesa e puntuale delle caratteristiche litologiche, geotecniche, idrogeologiche e sismiche dei terreni di sedime che sarà di approfondimento di quanto già riportato nella documentazione geologica e che, inoltre, consentirà anche di redigere una cartografia tematica di maggior dettaglio.

La campagna di indagini geognostiche è stata strutturata in relazione alla natura dei litotipi affioranti ed ha visto l'esecuzione di prove sismiche indirette che hanno interessato l'area di sedime degli aerogeneratori in progetto.

Gli allegati alla relazione geologica riportano, l'ubicazione di tutte le indagini eseguite con la localizzazione delle postazioni delle nuove torri eoliche.



10 Criteri ed elaborati del progetto esecutivo

Si riportano, di seguito, l'elenco e la descrizione dei documenti componenti il progetto esecutivo in accordo con il D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207.

Introduzione

1. Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari ed eventuali analisi;
- l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;
- m) schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Relazione Generale del Progetto Esecutivo

1. La relazione generale del progetto esecutivo descrive in dettaglio, anche attraverso specifici riferimenti agli elaborati grafici e alle prescrizioni del capitolato speciale d'appalto, i criteri utilizzati per le scelte progettuali esecutive, per i particolari costruttivi e per il conseguimento e la verifica dei prescritti livelli di sicurezza e qualitativi. Nel caso in cui il progetto prevede l'impiego di componenti prefabbricati, la relazione precisa le caratteristiche illustrate negli elaborati grafici e le prescrizioni del capitolato speciale d'appalto riguardanti le modalità di presentazione e di approvazione dei componenti da utilizzare.

2. La relazione generale contiene l'illustrazione dei criteri seguiti e delle scelte effettuate per trasferire sul piano contrattuale e sul piano costruttivo le soluzioni spaziali, tipologiche, funzionali, architettoniche e tecnologiche previste dal progetto definitivo approvato; la relazione contiene inoltre la descrizione delle indagini, rilievi e ricerche effettuati al fine di ridurre in corso di esecuzione la possibilità di imprevisti.

3. La relazione generale dei progetti riguardanti gli interventi complessi di cui all'articolo 2, comma 1, lettere h) ed i), è corredata:



a) da una rappresentazione grafica di tutte le attività costruttive suddivise in livelli gerarchici dal più generale oggetto del progetto fino alle più elementari attività gestibili autonomamente dal punto di vista delle responsabilità, dei costi e dei tempi;

b) da un diagramma che rappresenti graficamente la pianificazione delle lavorazioni nei suoi principali aspetti di sequenza logica e temporale, ferma restando la prescrizione all'impresa, in sede di capitolato speciale d'appalto, dell'obbligo di presentazione di un programma di esecuzione delle lavorazioni riguardante tutte le fasi costruttive intermedie, con la indicazione dell'importo dei vari stati di avanzamento dell'esecuzione dell'intervento alle scadenze temporali contrattualmente previste.

Relazioni Specialistiche

1. Le relazioni geologica, geotecnica, idrologica e idraulica illustrano puntualmente, sulla base del progetto definitivo, le soluzioni adottate.

2. Per gli interventi di particolare complessità, per i quali si sono rese necessarie, nell'ambito del progetto definitivo, relazioni specialistiche, queste sono sviluppate in modo da definire in dettaglio gli aspetti inerenti alla esecuzione e alla manutenzione degli impianti tecnologici e di ogni altro aspetto dell'intervento o del lavoro, compreso quello relativo alle opere a verde.

3. Le relazioni contengono l'illustrazione di tutte le problematiche esaminate e delle verifiche analitiche effettuate in sede di progettazione esecutiva.

Elaborati grafici del progetto esecutivo

1. Gli elaborati grafici esecutivi, eseguiti con i procedimenti più idonei, sono costituiti:

a) dagli elaborati che sviluppano nelle scale ammesse o prescritte, tutti gli elaborati grafici del progetto definitivo;

b) dagli elaborati che risultino necessari all'esecuzione delle opere o dei lavori sulla base degli esiti, degli studi e di indagini eseguite in sede di progettazione esecutiva.

c) dagli elaborati di tutti i particolari costruttivi;

d) dagli elaborati atti ad illustrare le modalità esecutive di dettaglio;

e) dagli elaborati di tutte le lavorazioni che risultano necessarie per il rispetto delle prescrizioni disposte dagli organismi competenti in sede di approvazione dei progetti preliminari, definitivi o di approvazione di specifici aspetti dei progetti;

f) dagli elaborati di tutti i lavori da eseguire per soddisfare le esigenze di cui all'articolo 15, comma 7;

g) dagli elaborati atti a definire le caratteristiche dimensionali, prestazionali e di assemblaggio dei componenti prefabbricati.

2. Gli elaborati sono comunque redatti in scala non inferiore al doppio di quelle del progetto definitivo, o comunque in modo da consentire all'esecutore una sicura interpretazione ed esecuzione dei lavori in ogni loro elemento.



Calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti

1 I calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti, nell'osservanza delle rispettive normative vigenti, possono essere eseguiti anche mediante utilizzo di programmi informatici.

2. I calcoli esecutivi delle strutture consentono la definizione e il dimensionamento delle stesse in ogni loro aspetto generale e particolare, in modo da escludere la necessità di variazioni in corso di esecuzione.

3. I calcoli esecutivi degli impianti sono eseguiti con riferimento alle condizioni di esercizio, alla destinazione specifica dell'intervento e devono permettere di stabilire e dimensionare tutte le apparecchiature, condutture, canalizzazioni e qualsiasi altro elemento necessario per la funzionalità dell'impianto stesso, nonché consentire di determinarne il prezzo.

4. La progettazione esecutiva delle strutture e degli impianti è effettuata unitamente alla progettazione esecutiva delle opere civili al fine di prevedere esattamente ingombri, passaggi, cavedi, sedi, attraversamenti e simili e di ottimizzare le fasi di realizzazione.

5. I calcoli delle strutture e degli impianti, comunque eseguiti, sono accompagnati da una relazione illustrativa dei criteri e delle modalità di calcolo che ne consentano una agevole lettura e verificabilità.

6. Il progetto esecutivo delle strutture comprende:

a) gli elaborati grafici di insieme (carpenterie, profili e sezioni) in scala non inferiore ad 1:50, e gli elaborati grafici di dettaglio in scala non inferiore ad 1: 10, contenenti fra l'altro:

1) per le strutture in cemento armato o in cemento armato precompresso: i tracciati dei ferri di armatura con l'indicazione delle sezioni e delle misure parziali e complessive, nonché i tracciati delle armature per la precompressione; resta esclusa soltanto la compilazione delle distinte di ordinazione a carattere organizzativo di cantiere;

2) per le strutture metalliche o lignee: tutti i profili e i particolari relativi ai collegamenti, completi nella forma e spessore delle piastre, del numero e posizione di chiodi e bulloni, dello spessore, tipo, posizione e lunghezza delle saldature; resta esclusa soltanto la compilazione dei disegni di officina e dei relativi distinti pezzi;

3) per le strutture murarie: tutti gli elementi tipologici e dimensionali atti a consentirne l'esecuzione.

b) la relazione di calcolo contenente:

1) l'indicazione delle norme di riferimento;

2) la specifica della qualità e delle caratteristiche meccaniche dei materiali e delle modalità di esecuzione qualora necessarie;

3) l'analisi dei carichi per i quali le strutture sono state dimensionate;

4) le verifiche statiche.

7. Nelle strutture che si identificano con l'intero intervento, quali ponti, viadotti, pontili di attracco, opere di sostegno delle terre e simili, il progetto esecutivo deve essere completo dei particolari esecutivi di tutte le opere integrative.

8. Il progetto esecutivo degli impianti comprende:



- a) gli elaborati grafici di insieme, in scala ammessa o prescritta e comunque non inferiore ad 1:50, e gli elaborati grafici di dettaglio, in scala non inferiore ad 1:10, con le notazioni metriche necessarie;
- b) l'elencazione descrittiva particolareggiata delle parti di ogni impianto con le relative relazioni di calcolo;
- c) la specificazione delle caratteristiche funzionali e qualitative dei materiali, macchinari ed apparecchiature.

Piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti

1. Il piano di manutenzione è il documento complementare al progetto esecutivo che prevede, pianifica e programma, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati, l'attività di manutenzione dell'intervento al fine di mantenerne nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di qualità, l'efficienza ed il valore economico.

2. Il piano di manutenzione assume contenuto differenziato in relazione all'importanza e alla specificità dell'intervento, ed è costituito dai seguenti documenti operativi:

- a) il manuale d'uso;
- b) il manuale di manutenzione;
- c) il programma di manutenzione;

3. Il manuale d'uso si riferisce all'uso delle parti più importanti del bene, ed in particolare degli impianti tecnologici. Il manuale contiene l'insieme delle informazioni atte a permettere all'utente di conoscere le modalità di fruizione del bene, nonché tutti gli elementi necessari per limitare quanto più possibile i danni derivanti da un'utilizzazione impropria, per consentire di eseguire tutte le operazioni atte alla sua conservazione che non richiedono conoscenze specialistiche e per riconoscere tempestivamente fenomeni di deterioramento anomalo al fine di sollecitare interventi specialistici.

4. Il manuale d'uso contiene le seguenti informazioni:

- a) la collocazione nell'intervento delle parti menzionate;
- b) la rappresentazione grafica;
- c) la descrizione;
- d) le modalità di uso corretto.

5. Il manuale di manutenzione si riferisce alla manutenzione delle parti più importanti del bene ed in particolare degli impianti tecnologici. Esso fornisce, in relazione alle diverse unità tecnologiche, alle caratteristiche dei materiali o dei componenti interessati, le indicazioni necessarie per la corretta manutenzione nonché per il ricorso ai centri di assistenza o di servizio.

6. Il manuale di manutenzione contiene le seguenti informazioni:

- a) la collocazione nell'intervento delle parti menzionate;
- b) la rappresentazione grafica;
- c) la descrizione delle risorse necessarie per l'intervento manutentivo;
- d) il livello minimo delle prestazioni;
- e) le anomalie riscontrabili;



- f) le manutenzioni eseguibili direttamente dall'utente;
- g) le manutenzioni da eseguire a cura di personale specializzato.

7. Il programma di manutenzione prevede un sistema di controlli e di interventi da eseguire, a cadenze temporalmente o altrimenti prefissate, al fine di una corretta gestione del bene e delle sue parti nel corso degli anni. Esso si articola secondo tre sottoprogrammi:

- a) il sottoprogramma delle prestazioni, che prende in considerazione, per classe di requisito, le prestazioni fornite dal bene e dalle sue parti nel corso del suo ciclo di vita;
- b) il sottoprogramma dei controlli, che definisce il programma delle verifiche e dei controlli al fine di rilevare il livello prestazionale (qualitativo e quantitativo) nei successivi momenti della vita del bene, individuando la dinamica della caduta delle prestazioni aventi come estremi il valore di collaudo e quello minimo di norma;
- c) il sottoprogramma degli interventi di manutenzione, che riporta in ordine temporale i differenti interventi di manutenzione, al fine di fornire le informazioni per una corretta conservazione del bene.

8. Il programma di manutenzione, il manuale d'uso ed il manuale di manutenzione redatti in fase di progettazione sono sottoposti a cura del direttore dei lavori, al termine della realizzazione dell'intervento, al controllo ed alla verifica di validità, con gli eventuali aggiornamenti resi necessari dai problemi emersi durante l'esecuzione dei lavori.

9. Il piano di manutenzione è redatto a corredo dei:

- a) progetti affidati dopo sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 35.000.000 di Euro;
- b) progetti affidati dopo dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 25.000.000 di Euro;
- c) progetti affidati dopo diciotto mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo pari o superiore a 10.000.000 di Euro, e inferiore a 25.000.000 di Euro;
- d) progetti affidati dopo ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente regolamento, se relativi a lavori di importo inferiore a 10.000.000 di Euro, fatto salvo il potere di deroga del responsabile del procedimento, ai sensi dell'articolo 16, comma 2, della Legge.

Piani di Sicurezza e di Coordinamento

1. I piani di sicurezza e di coordinamento sono i documenti complementari al progetto esecutivo che prevedono l'organizzazione delle lavorazioni atte a prevenire o ridurre i rischi per la sicurezza e la salute dei lavoratori. La loro redazione comporta, con riferimento alle varie tipologie di lavorazioni, individuazione, l'analisi e la valutazione dei rischi intrinseci al particolare procedimento di lavorazione connessi a congestione di aree di lavorazioni e dipendenti da sovrapposizione di fasi di lavorazioni.

2. I piani sono costituiti da una relazione tecnica contenente le coordinate e la descrizione dell'intervento e delle fasi del procedimento attuativo, la individuazione delle caratteristiche delle attività lavorative con la specificazione di quelle critiche, la stima della durata delle lavorazioni, e da



una relazione contenente la individuazione, l'analisi e la valutazione dei rischi in rapporto alla morfologia del sito, alla pianificazione e programmazione delle lavorazioni, alla presenza contemporanea di più soggetti prestatori d'opera, all'utilizzo di sostanze pericolose e ad ogni altro elemento utile a valutare oggettivamente i rischi per i lavoratori. I piani sono integrati da un disciplinare contenente le prescrizioni operative atte a garantire il rispetto delle norme per la prevenzione degli infortuni e per la tutela della salute dei lavoratori e da tutte le informazioni relative alla gestione del cantiere. Tale disciplinare comprende la stima dei costi per dare attuazione alle prescrizioni in esso contenute.

Cronoprogramma

1. Il progetto esecutivo è corredato dal cronoprogramma delle lavorazioni, redatto al fine di stabilire in via convenzionale, nel caso di lavori compensati a prezzo chiuso, l'importo degli stessi da eseguire per ogni anno intero decorrente dalla data della consegna.

2. Nei casi di appalto-concorso e di appalto di progettazione esecutiva ed esecuzione, il cronoprogramma è presentato dall'appaltatore unitamente all'offerta.

3 Nel calcolo del tempo contrattuale deve tenersi conto della prevedibile incidenza dei giorni di andamento stagionale sfavorevole.

4. Nel caso di sospensione o di ritardo dei lavori per fatti imputabili all'impresa, resta fermo lo sviluppo esecutivo risultante dal cronoprogramma.



11 Relazione sulla fase di cantierizzazione

Descrizione dei fabbisogni di materiali da approvvigionamento, e degli esuberanti di materiale di scarto, provenienti dagli scavi; individuazione delle cave per approvvigionamento delle materie e delle aree di deposito per lo smaltimento delle terre di scarto; descrizione delle soluzioni di sistemazione finali proposte

Nella fase di cantiere nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 5.300 m² costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 23 x 88 m, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Sarà inoltre realizzata un'area ausiliaria di dimensioni approssimative 10 x 19 m che ospiterà le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale.

Le strade di accesso per il transito dei mezzi eccezionali di carreggiata 4 m circa si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 1.947 m per le strade ex-novo.

Scavi e sbancamenti

Le attività di scavo possono essere suddivise in diverse fasi:

- **scotico**: asportazione di uno strato superficiale del terreno vegetale, per una profondità fino a 50 cm, eseguito con mezzi meccanici; l'operazione verrà eseguita per rimuovere la bassa vegetazione spontanea e per preparare il terreno alle successive lavorazioni (scavi, formazione di sottofondi per opere di pavimentazione, ecc.). Il terreno di scotico normalmente possiede buone caratteristiche organolettiche e può essere utilizzato, ove si verificasse una eccedenza, in altri siti per rimodellamento e ripristini fondiari;
- **scavo di sbancamento/splateamento**: per la realizzazione della viabilità di progetto e delle piazzole di montaggio. Nel progetto proposto lo scavo di sbancamento ha profondità alquanto limitate soprattutto perché, ove le caratteristiche di portanza dei terreni posti immediatamente al di sotto dello scotico non fossero adeguate, si procederà con la tecnica della stabilizzazione a calce senza procedere con ulteriori scavi.
- **scavo a sezione ristretta obbligata**: per la realizzazione dei cavidotti e delle fondazioni. In entrambe le lavorazioni la maggior parte dei terreni scavati verrà utilizzato per rinterrare i cavi. Si genererà una lieve eccedenza che verrà gestita in analogia a quanto previsto per il terreno proveniente dallo sbancamento.



Le aree interessate, dopo aver subito lo sbancamento per circa 50 cm, vengono riempite con acciottolato di vaglio diverso, costipato e rullato. Nel caso di massimo carico, che corrisponde al trasporto del drive train (circa 130 t, mezzo + carico), si dovrà avere una sollecitazione sotto l'inerte costipato e rullato inferiore al carico ammissibile del terreno. Il terreno, considerato di media consistenza si ritiene possa resistere a sollecitazioni unitarie superiori a 1,5-2,0 kg/cm²; tale dato sarà comunque verificato a seguito delle prove geognostiche che saranno eseguite in sede di progettazione esecutiva. Alternativamente, ove possibile, si impiegherà un trattamento a calce allo scopo di ridurre i volumi di scavo.

Relativamente alle fondazioni gli scavi non necessiteranno d'opere di contenimento perché la pendenza delle pareti di scavo prevista garantisce condizioni di sicurezza.

Anche per la realizzazione del cavidotto si renderà necessario uno scavo; in parte i materiali scavati saranno utilizzati come materiale di ricoprimento, previa compattazione e quindi di riporto.

Il terreno movimentato e relativo scavi di sbancamento e scavi a sezione ristretta per fondazioni, strade e cavidotti sarà depositato in luogo tale da non causare ingombro durante le fasi di lavoro, ed al fine di ostacolare quanto meno le attività agricole dei proprietari dei terreni.

I volumi in esubero, dati dalla differenza fra scavo e riporto, non verranno allontanati dal cantiere come rifiuti (ai sensi della normativa di settore) dall'area di cantiere ma verranno riutilizzati.

Ovviamente, ove contingenti necessità operative imponessero l'allontanamento di parte di terreno in esubero dall'area di cantiere come "rifiuto", verrà applicata la normativa di settore in tema di trasporto e conferimento. Ad ogni modo, per maggiori informazioni si consulti la relazione "Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti".

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole e di strade eccedenti le necessità di cui alla successiva fase di esercizio, saranno dismesse, il materiale costipato di sottofondo sarà coperto da uno strato di terreno vegetale per rendere il terreno coltivabile e consentire future eventuali operazioni di manutenzione delle macchine installate.

Descrizione della viabilità di accesso ai cantieri e valutazione della sua adeguatezza, in relazione anche alle modalità di trasporto delle apparecchiature

I mezzi pesanti che dovranno trasportare la componentistica di montaggio di ciascun aerogeneratore, durante la fase di installazione, seguiranno un tracciato così definito:

- Partenza dal porto di Manfredonia;
- SS89;
- SS673;
- SS655;
- SS401;
- SS7Dir;
- SS400;
- SP250;
- SS425
- Prendere la SS303.

Ad ogni modo il suddetto percorso potrebbe variare in funzione delle esigenze del fornitore degli aerogeneratori e relativo trasporto.



Si premette che il trasporto dei componenti costituenti le torri eoliche avverrà su un tracciato di strade statali e locali già esistente, mentre si renderanno necessari interventi contenuti di nuova viabilità di fatto limitati a:

- Realizzazione delle bretelle di collegamento tra la viabilità esistente e i singoli aerogeneratori. Tali bretelle sono concentrate all'interno di terreni adibiti ad uso agricolo e saranno realizzate rispettando per quanto possibile i tracciati esistenti ovvero i limiti di confine degli appezzamenti agricoli;
- Adeguamenti della viabilità comunale esistente così come mostrato negli elaborati grafici riportati a corredo della presente;
- Eventuali allargamenti in corrispondenza di svincoli caratterizzati da raggi di curvatura incompatibili con il transito dei mezzi eccezionali.

Tali mezzi avranno le dimensioni massime idonee al trasporto dell'aerogeneratore previsto in progetto; per i tronchi delle torri il trasporto prevede un ingombro massimo in larghezza di 4 m circa. I viaggi previsti per il trasporto dei principali componenti dell'aerogeneratore sono indicati nella tabella seguente.

Tabella 9: viaggi previsti per il trasporto dell'aerogeneratore

Quantità	Descrizione del trasporto Siemens Gamesa SG 6,6 MW -HH 115
1	Trasporto navicella
3	Trasporto singola pala
5	Trasporto tronchi torre
1	Trasporto drive train
1	Trasporto mozzo (Hub)

Montaggio delle apparecchiature

Si premette che la navicella non è equipaggiata di generatore, moltiplicatore di giri, trasformatore, ecc. Tali dispositivi (drive train) verranno alloggiati nella navicella in cantiere, e successivamente la navicella verrà sollevata e posata in quota completamente assemblata. La torre è invece costituita da 5 tronchi che vengono innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale vengono unite in quota alla navicella. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore è richiesto l'impiego di una gru a traliccio semovente che dovrà essere piazzata nell'area predisposta, prospiciente il blocco di fondazione della torre. Per il montaggio del singolo aerogeneratore occorrono in particolare i seguenti mezzi:

- gru tralicciata da 500 t min con altezza minima sotto gancio pari a 120 m;
- gru di appoggio da 160 t;
- gru di appoggio da 60 t.

L'area predisposta, come specificato nei punti precedenti, sarà opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni dovute al carico gravante. La casa costruttrice fornisce le specifiche a cui dovrà rispondere il sistema per erigere il singolo aerogeneratore.

Il montaggio del singolo aerogeneratore richiede mediamente 2/3 (due/tre) giorni consecutivi. Durante le fasi di montaggio la velocità del vento a 60 m non dovrà essere superiore a 8.0 m/s al fine di non ostacolare e consentire di eseguire in sicurezza le operazioni di montaggio stesse.

In conformità al progetto:



i lavori verranno eseguiti in maniera da non determinare alcun danneggiamento o alterazione agli eventuali beni architettonici diffusi nel paesaggio agrario;
tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del campo eolico quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto verranno prelevate da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti a tale scopo autorizzati;
i materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto;
in linea generale verrà effettuato il compenso tra i materiali di scavo e quelli di riporto;
i lavori di messa in opera del cantiere (fasi di spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali) saranno gestiti al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area.

Eventuale progettazione della viabilità provvisoria

La viabilità di progetto verrà utilizzata sia in fase di cantiere sia in fase di manutenzione degli aerogeneratori, per cui non è prevista la progettazione della viabilità provvisoria.

Indicazione degli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli per le persone

Gli accorgimenti da prescrivere durante la fase di manutenzione consistono nel posizionare segnali stradali lungo la viabilità di nuova realizzazione e in prossimità di ciascuna pala. In particolare, i primi hanno l'obiettivo di invitare gli autisti dei veicoli transitanti nella zona a rispettare i limiti di velocità imposti dalla normativa stradale vigente. I secondi, invece, vogliono avvertire le persone transitanti nell'area delle torri che è presente il rischio elettrico.

Indicazione degli accorgimenti atti a evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici e atmosferici

Dal punto di vista dell'alterazione della qualità delle acque superficiali e sotterranee si prevede un'attenta manutenzione e periodiche revisioni dei mezzi, in conformità con le vigenti norme, al fine di evitare perdite di olio motore o carburante sul suolo. Relativamente alla componente rumore, si prevede l'impiego di mezzi a bassa emissione e l'organizzazione delle attività di cantiere in modo da lavorare solo nelle ore diurne, limitando il concentrazione nello stesso periodo, di più attività ad alta rumorosità o in periodi di maggiore sensibilità dell'ambiente circostante.

Descrizione del ripristino dell'area cantiere

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto, le porzioni di piazzole non definitive saranno ricoperte del terreno vegetale originario perché siano nuovamente destinate alle attività agricole di origine.



12 Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto

- Oneri della sicurezza
- Rilievi, accertamenti e indagini
- Imprevisti
- Acquisizione aree o immobili, indennizzi;
- Spese tecniche;
- Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche e collaudi
- Collaudi

Rifacendosi all'esperienza fin qui maturata e ad un esame dei costi sostenuti per la realizzazione di altri impianti in Italia, si è potuto redigere, in via preliminare, un'analisi dei costi da sostenere per la realizzazione dell'impianto oggetto di studio.

Le voci più importanti che concorrono alla realizzazione di un quadro economico per la realizzazione di un parco eolico possono essere attribuite agli investimenti iniziali e di sviluppo della promozione (studio di fattibilità, costi di progettazione, autorizzazioni/concessioni, costo degli aerogeneratori, ecc.) ed alla gestione (costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, affitto dei terreni, ecc.).

Per quel che concerne i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria va detto che questi vengono definiti attraverso dei contratti di "service" tra il committente e il fornitore degli aerogeneratori. Tali contratti prevedono la manutenzione ordinaria per ogni macchina eolica, con controlli periodici e revisione delle apparecchiature meccaniche ed elettriche. La manutenzione straordinaria è, solitamente, inserita parzialmente nei contratti di service e prevede la sostituzione delle parti meccaniche non funzionanti. Tali contratti, inoltre, vengono stipulati all'acquisto degli aerogeneratori ed hanno una durata di almeno 10 anni. Il fornitore delle apparecchiature prevede, all'interno del contratto, anche dei corsi di formazione e specializzazione per gli addetti alla manutenzione. Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quando anche la vita delle macchine sia di 30 anni, quelle esistenti potranno essere sottoposte a repowering, cioè sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci, magari di maggiore potenza allo scopo di ridurre il numero.

Costi dell'investimento iniziale

Ai fini della realizzazione di un impianto eolico e, quindi, del suo avviamento, i costi maggiori da sostenere sono concentrati nella fase autorizzativa-promozionale e di costruzione.

Nel suo complesso l'investimento può essere così suddiviso:

- attività di sviluppo e promozione: 5% dell'investimento totale;
- acquisizione aerogeneratori: 75% dell'investimento totale;
- realizzazione opere infrastrutturali civili ed elettriche: 20% dell'investimento totale;

Come si evince da quanto sopra riportato, la spesa maggiore dell'intero investimento consiste nell'acquisizione degli aerogeneratori; per quanto concerne, invece, la realizzazione delle opere accessorie, delle infrastrutture e della connessione alla rete, queste dipendono



essenzialmente dalla complessità del sito ed in particolare: accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza del punto di connessione dalla rete elettrica, ecc...

Ad oggi, si può stimare che, mediamente, il costo "chiavi in mano" di un impianto eolico sia dell'ordine di 900.000/950.000 €/MW installato.

Sviluppo dell'iniziativa

Lo sviluppo dell'iniziativa consiste nell'individuazione del sito, nella valutazione dei vincoli ambientali e non presenti sul territorio, nella sua valutazione anemologica attraverso una campagna di misurazione della durata minima di un anno, nella progettazione dell'impianto, nell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto stesso, dal giudizio di compatibilità ambientale all'Autorizzazione Unica, come da normativa nazionale (d.lgs. 387/03).

Anche se, nel complesso, dal punto di vista economico rappresenta solo il 5% circa dell'investimento totale, in realtà la sua importanza è enorme in quanto un'errata valutazione del sito potrebbe avere ripercussioni pesanti sulla producibilità dell'impianto stesso.

A causa degli innumerevoli fattori esterni che condizionano tale fase, i tempi stimati sono quasi sempre superiori ad un anno.

Installazione degli aerogeneratori

Nell'economia generale dell'investimento l'acquisto degli aerogeneratori rappresenta la percentuale maggiore dello stesso. Il tipo di aerogeneratore da installare varia in base a diversi fattori, come, in particolare, l'orografia del sito e le sue condizioni di ventosità, oltre che in funzione dei modelli effettivamente disponibili sul mercato e adeguati alle caratteristiche del sito individuato.

Nel caso oggetto di studio il modello di aerogeneratore attualmente previsto dalla proposta progettuale in esame e che sfrutta in modo migliore le condizioni di ventosità del sito, presenta le seguenti caratteristiche dimensionali:

- potenza massima nominale aerogeneratore: 6,6 MW;
- diametro massimo rotore: 115 m;
- altezza complessiva massima al tip (punta): 200 m.

Opere accessorie ed infrastrutture

I costi relativi alle opere accessorie ed alle infrastrutture sono, generalmente, molto variabili in quanto dipendono dalle caratteristiche del sito e dalla sua complessità.

Bisogna tener presente, infatti, che per realizzare le fondazioni, le piazzole, gli scavi per i cavidotti, la viabilità necessaria per raggiungere le postazioni con i mezzi speciali (dagli automezzi adibiti al trasporto dei componenti alle gru usate per il montaggio degli stessi), la morfologia e la natura del terreno possono influenzare anche in maniera rilevante questi costi.

Se da un lato, inoltre, l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, dall'altro la distanza dalle linee elettriche esistenti o da costruire determina i costi di trasmissione alla rete elettrica.

Nel computo generale questi costi incidono, sull'intero investimento, per un 20% circa.

L'impianto eolico in oggetto è ubicato in un'area dotata di idonea viabilità perché le strade utilizzate per raggiungerlo, provinciali e comunali, sono tutte in buone condizioni generali.



L'allacciamento

Il gestore della rete propone la soluzione per la connessione alla RTN ed individua le parti di impianto necessarie:

- impianti di rete per la connessione;
- impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, con obbligo di connessione a terzi. Con il termine impianto di utenza per la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

I fattori che caratterizzano la connessione alla RTN sono:

- potenza di connessione;
- livello di tensione alla quale viene realizzata la connessione;
- tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- tipologia della rete elettrica esistente;
- eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:
potenza dell'impianto;

- obbligo di progettazione di impianti di rete;
- tipologia di sottostazioni;
- tipologia della rete (ad alta o media tensione);
- lunghezza del cavidotto interrato;
- numero di linee di cavo interrato;
- eventuali linee aeree.

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202102473), prevede che il futuro impianto eolico venga collegata in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia".

Il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento del parco in oggetto allo stallo a 36 kV della stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.



Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- costi di produzione dell'energia elettrica;
- costi sostenuti per il canone di concessione all'Ente concedente;
- costi esterni (impatto ambientale);
- costi di dismissione.

I costi di funzionamento di un impianto eolico riguardano, essenzialmente, l'amministrazione, il canone agli Enti Locali ed ai proprietari dei terreni sui quali sono installati gli aerogeneratori, i premi assicurativi e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto stesso.

Per quel che concerne l'esercizio dell'impianto, va detto che con le moderne tecnologie gli impianti sono ormai controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito. In relazione, invece, alla manutenzione, va detto che gli attuali aerogeneratori sono realizzati per funzionare oltre 200.000 ore, durante la vita dell'impianto prevista in 30 anni.

Dopo un periodo iniziale di garanzia, in genere di tre anni, coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione, ovvero provvedono in maniera autonoma alla stessa.

I costi della manutenzione, man mano che l'impianto accumula ore di funzionamento, tendono ad aumentare; alcune parti, infatti, sono particolarmente soggette ad usura e, quindi, necessitano di essere sostituite durante la vita dell'aerogeneratore; si tratta, generalmente, del rotore e degli ingranaggi contenuti nel moltiplicatore di giri dell'albero. In tal caso, la spesa da sostenere per la manutenzione è di circa 2.000.000 €/annui.



QUADRO ECONOMICO GENERALE (VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA)				
	Descrizione	Importi (€)	iva (%)	TOTALE iva compresa (€)
A)	Costo dei lavori			
A.1	Lavori previsti	€ 31'856'362.66	10%	€ 35'041'998.93
A.2	Oneri di sicurezza	€ 43'776.24	10%	€ 48'153.86
A.3	Opere di mitigazione	€ 37'500.00	10%	€ 41'250.00
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 255'260.00	10%	€ 280'786.00
A.5	Opere connesse (comprese nel punto A.1)	€ 0.00	10%	€ 0.00
	Totale A	€ 32'192'898.90		€ 35'412'188.79
B)	Spese Generali			
B.1)	Spese tecniche	€ 90'000.00	22%	€ 109'800.00
B.2)	Spese di consulenza e supporto tecnico	€ 0.00	22%	€ 0.00
B.3)	Collaudi	€ 20'000.00	22%	€ 24'400.00
B.4)	Rilievi accertamenti ed indagini	€ 25'000.00	22%	€ 30'500.00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche (4% su B.1 e B.3)	€ 4'400.00	22%	€ 5'368.00
B.6)	Imprevisti	€ 50'000.00	22%	€ 61'000.00
B.7)	Spese varie	€ 30'000.00	22%	€ 36'600.00
	Totale B	€ 219'400.00		€ 267'668.00
C)	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero			
	"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)	€ 32'412'298.90		€ 35'679'856.79



12.1 Sintesi di forme e fonti di finanziamento per la copertura dei costi dell'intervento

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la società **Camelia Rinnovabili Srl**, con sede legale in Largo Augusto 3 20122 Milano, in qualità di proponente. Lo studio è stato redatto in ottemperanza all'art. 8 comma 4 della l. 447/1995 "*legge quadro sull'inquinamento acustico*"

Il gruppo BayWa r.e. GmbH rappresenta un'azienda globale leader nel settore dell'energia rinnovabile che si occupa di sviluppo di progetti, fornitura di servizi, distribuzione di materiale ed erogazione di soluzioni energetiche. Ad oggi ha portato in rete più di 3.5 GW di energia a livello globale e gestisce oltre 8.5 GW di impianti. Collabora con imprese di tutto il mondo per ridurre il loro impatto ambientale e diminuire i loro costi energetici. BayWa r.e. è uno dei principali fornitori nel mercato della distribuzione di materiale per l'energia solare ed è il partner preferito da migliaia di installatori. In Germania, dispone di un'attività di trading di energia in rapida crescita e fornisce decine di migliaia di clienti. BayWa r.e. fa parte del Gruppo BayWa da 17.1 miliardi di € di fatturato. Da oltre 90 anni BayWa fornisce soluzioni leader nel mercato nei settori agricolo, energetico ed edile. BayWa r.e. Italia S.r.l. possiede aziende che sviluppano progetti, forniscono servizi di investimento e gestione per progetti di energia eolica e fotovoltaica efficaci e sostenibili. Le competenze del management, basate su più di 15 anni di esperienza nell'industria dell'energia eolica, comprendono l'identificazione, lo sviluppo di progetti, la gestione delle pratiche autorizzative, il finanziamento, l'approvvigionamento, la costruzione e la gestione di parchi eolici e fotovoltaici.

12.2 Cronoprogramma della producibilità

Il cronoprogramma della producibilità stima il comportamento energetico dell'installazione eolica in progetto. In particolare, sulla base dell'esperienza, si può considerare un'oscillazione di produzione annua inferiore al 14% con riduzioni durante il 10° e il 15° anno, in corrispondenza dei quali si ipotizzano interventi di manutenzione straordinaria sul 20% degli aerogeneratori installati. La producibilità si riduce notevolmente durante l'ultimo anno di vita utile dell'impianto, quando è pensabile inizi la fase di repowering dello stesso.



Allegati

All.1 STMG

[PEC](#)

Spettabile

BAYWA R.E. PROGETTI SRL

LARGO AUGUSTO 3

20122 MILANO (MI)

baywareprogetti@legalmail.it

**Oggetto: Codice Pratica: 202102473 – Comune di FRIGENTO (AV) – Preventivo di
connessione**

Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 39,6 MW.

Con riferimento alla Vs. richiesta di connessione per l'impianto in oggetto, Vi comunichiamo il preventivo di connessione, che Terna S.p.A. è tenuta ad elaborare ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARG/elt 99/08 e s.m.i. (TICA).

Il preventivo per la connessione, redatto secondo quanto previsto dalla normativa vigente e dal capitolo 1 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete e ai suoi allegati (nel seguito: Codice di Rete), contiene in allegato:

- A.1 la soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione dell'impianto in oggetto ed il corrispettivo di connessione;
- A.2 l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- A.3 una nota informativa in merito alla determinazione del corrispettivo per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo e assistenza dell'iter autorizzativo;
- A.4 la comunicazione relativa agli Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione del TICA.

Qualora sia Vs. intenzione proseguire l'iter procedurale per la connessione dell'impianto in oggetto, Vi ricordiamo che, pena la decadenza della richiesta, dovrete procedere all'accettazione del suddetto preventivo di connessione entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla presente, accedendo al portale MyTerna (raggiungibile dalla sezione "Sistema elettrico" del sito www.terna.it e seguendo le istruzioni riportate nel manuale di registrazione) ed utilizzando l'apposita funzione disponibile nella pagina relativa alla pratica in oggetto.

Vi ricordiamo che, come previsto dal vigente Codice di Rete, l'accettazione dovrà essere corredata da documentazione attestante il pagamento del 30% del corrispettivo di connessione, così come definito nel seguente allegato A1 (l'importo è soggetto ad IVA), utilizzando il seguente conto:

Banca Popolare di Sondrio SpA

IBAN --- IT14K0569603211000005335X04 - SWIFT POSOIT22

Inserire nella causale di pagamento:

Codice pratica..... Versamento 30% del corrispettivo di connessione
relativo all'impianto situato a(Comune /
(Provincia),

ed allegare copia della disposizione bancaria dell'avvenuto pagamento sul portale MyTerna <https://myterna.terna.it>, completa del Codice Riferimento Operazione (CRO).

In assenza dell'accettazione del preventivo e del versamento della quota del corrispettivo nei termini indicati, la richiesta di connessione per l'impianto in oggetto dovrà intendersi decaduta.

Vi comunichiamo altresì che Terna ha provveduto ad individuare le aree e linee critiche sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in alta e altissima tensione secondo la metodologia approvata dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Vi informiamo che, qualora il Vs. impianto ricada in un'area/linea critica come da relativa pubblicazione sul sito di Terna, resta valido quanto previsto dalla normativa vigente ed in particolare dalle Delibere ARERA ARG/elt 226/12 e ARG/elt 328/12.

Vi informiamo che, per l'iter della Vs. pratica di connessione, nonché per quanto di nostra competenza relativamente al procedimento autorizzativo, il riferimento di Terna è l'Ing. Alessandra Zagnoni.

Contatti:

Andrea Zollo 0683138423

Stefano Maiorani 0683139554

Vi rappresentiamo infine che, qualora sia Vs. intenzione avvalerVi della consulenza di Terna ai fini della predisposizione della documentazione progettuale da presentare in autorizzazione, a fronte del corrispettivo di cui all'allegato A.3 di cui sopra, è necessario formalizzare apposita richiesta a Terna.

Rimaniamo a disposizione per ogni eventuale chiarimento in merito.

Con i migliori saluti.

Enrico Maria Carlini

aBIS36

All.:c.s.

Copia: DTSUD
SSD-DSC-ADE-AEACS
SSD-DSC-OML-POACS
DTSUD-AT-RL
SSD-RIT-REI-ARINA
GPI-SVP-PRA
SSD-PRI-PSR

Az.: SSD-PRI-CON

ALLEGATO A1

SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (STMG)
PER LA CONNESSIONE



Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza nominale pari a 39,6 MW da realizzare nel Comune di FRIGENTO (AV). Codice Pratica: 202102473.

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Bisaccia".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comunichiamo che il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

In relazione a quanto stabilito dall'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e s.m.i., Vi comunichiamo inoltre che:

- i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione del Vs. impianto, in accordo con quanto previsto dall'art. 1A.5.2.1 del Codice di Rete, sono di 153 k€ (al netto del costo dei terreni e della sistemazione del sito e nel rispetto di quanto previsto nel documento "Soluzioni Tecniche convenzionali per la connessione alla RTN – Rapporto sui costi medi degli impianti di rete" pubblicato sul ns. sito www.terna.it);
- il corrispettivo di connessione, in accordo con quanto previsto dal Codice di Rete, è pari al prodotto dei costi sopra indicati per il coefficiente relativo alla quota potenza impegnata a Voi imputabile, pari in questo caso a 0,396;
- i tempi di realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione sono 20 mesi per l'ampliamento della SE a 380/150 kV denominata "Bisaccia".

I tempi di realizzazione suddetti decorrono dalla data di stipula del contratto di connessione di cui all'Allegato A.57 del Codice di Rete (disponibile sul ns. sito www.terna.it), che potrà avvenire solo a valle dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie, nonché dei titoli di proprietà o equivalenti sui suoli destinati agli impianti di trasmissione.

Per maggiori dettagli sugli standard tecnici di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, Vi invitiamo a consultare i documenti pubblicati sul sito www.terna.it sezione Codice di Rete.

Facciamo altresì presente che, in relazione alla imprescindibile necessità di garantire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico e la continuità di alimentazione delle utenze, pur in presenza della priorità di dispacciamento per le centrali a fonte rinnovabile, è necessario che gli impianti siano realizzati ed eserciti nel pieno rispetto di tutto quanto previsto dal Codice di Rete e dalla normativa vigente.

Vi informiamo inoltre che, così come riportato nel prospetto informativo Allegato A.2 "Adempimenti ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni":



Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza nominale pari a 39,6 MW da realizzare nel Comune di FRIGENTO (AV). Codice Pratica: 202102473.

- la STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla RTN, nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti RTN;
- ai fini autorizzativi nell'ambito del procedimento unico previsto dall'art. 12 del D.lgs. 387/03 è indispensabile che il proponente presenti alle Amministrazioni competenti la documentazione progettuale completa delle opere RTN benestariata da Terna.

Rappresentiamo pertanto la necessità che il progetto delle opere RTN sia sottoposto a Terna per la verifica di rispondenza ai requisiti tecnici di Terna medesima, con conseguente rilascio del parere tecnico che dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi di cui al D.lgs. 387/03.

Riteniamo opportuno segnalare che, in considerazione della progressiva evoluzione dello scenario di generazione nell'area:

- sarà necessario prevedere adeguati rinforzi di rete, alcuni dei quali già previsti nel Piano di Sviluppo della RTN;
- non si esclude che potrà essere necessario realizzare ulteriori interventi di rinforzo e potenziamento della RTN, nonché adeguare gli impianti esistenti alle nuove correnti di corto circuito; tali opere potranno essere programmate in funzione dell'effettivo scenario di produzione che verrà via via a concretizzarsi.

Pertanto, fino al completamento dei suddetti interventi, ferma restando la priorità di dispacciamento riservata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, non sono comunque da escludere, in particolari condizioni di esercizio, limitazioni della potenza generata dai nuovi impianti di produzione, in relazione alle esigenze di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio di trasmissione e dispacciamento.

Enrico Maria Carlini

ALLEGATO A.2

**ADEMPIMENTI AI FINI DELL'OTTENIMENTO DELLE
AUTORIZZAZIONI
PROSPETTO INFORMATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

INDICE

1	OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE.....	1
2	PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI.....	1
2.1	Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente.....	1
2.2	Autorizzazioni a cura del Gestore	4
3	AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI	5
3.1	Impianti soggetti ad iter unico.....	5
3.1.1	<i>Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio.....</i>	<i>7</i>
3.2	Impianti non soggetti ad iter unico.....	7

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

1 OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE

Con Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. l'Autorità per l'energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha disciplinato le condizioni tecniche ed economiche per le connessioni alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica e linee elettriche di connessione.

Ai sensi della citata Delibera, il Gestore fornisce, all'interno del preventivo di connessione (di seguito preventivo), un documento con l'elenco degli adempimenti a cura del soggetto richiedente la connessione (di seguito soggetto richiedente) per l'ottenimento delle autorizzazioni delle opere di rete.

Il presente documento risponde a tale finalità e ha uno scopo meramente informativo, al fine di facilitare il soggetto richiedente nella cura degli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione. Per un quadro completo dei diritti e degli obblighi che sorgono in capo al soggetto richiedente la connessione si rimanda a quanto previsto dal Codice di rete.

In base a quanto previsto dal Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete (Codice di Rete), che recepisce le condizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i., il Gestore, a seguito di una richiesta di connessione, elabora il preventivo, che comprende tra l'altro, la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG).

La STMG è definita dal Gestore sulla base di criteri finalizzati a garantire la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire, tenendo conto dei diversi aspetti tecnici ed economici associati alla realizzazione delle opere di allacciamento.

In particolare il Gestore analizza ogni iniziativa nel contesto di rete in cui si inserisce e si adopera per minimizzare eventuali problemi legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area, al fine di evitare limitazioni di esercizio degli impianti di generazione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

La STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti di rete per la connessione.

2 PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI

2.1 Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente

Il Gestore, all'atto dell'accettazione del preventivo, consente al soggetto richiedente di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli impianti di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, fermo restando che in presenza di iter unico, le autorizzazioni di tali opere saranno obbligatoriamente a cura del soggetto richiedente.

Il soggetto richiedente che si avvalga della facoltà suindicata è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle Amministrazioni competenti.

In particolare, ai fini della predisposizione della documentazione progettuale (ed eventuale supporto tecnico in iter autorizzativo) da presentare in autorizzazione, il soggetto richiedente può avvalersi della consulenza del Gestore a fronte di una remunerazione stabilita dal Gestore medesimo nel preventivo, secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

Al fine di formalizzare quanto sopra, il soggetto richiedente adempie agli “*Impegni per la progettazione*”¹ di cui al Codice di Rete, mediante l’utilizzo del portale MyTerna (o attraverso invio del Modello 4/a disponibile su www.terna.it), con cui tra l’altro, si impegna incondizionatamente ed irrevocabilmente a:

- individuare in accordo con Terna le aree per la realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione e successivamente sottoporre al Gestore, prima della presentazione alle preposte Amministrazioni, il progetto di tali opere, indicate nella STMG, ai fini del rilascio, da parte del Gestore, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete, allegando al progetto copia della disposizione bancaria² dell’avvenuto pagamento del corrispettivo di cui al Codice medesimo, nella misura fissa di 2500 Euro (IVA esclusa)³;
- assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (se del caso) cedere a titolo gratuito al Gestore, nei casi di iter unico con autorizzazione emessa a nome del soggetto richiedente, il progetto come autorizzato e l’autorizzazione relativa alle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l’espletamento degli adempimenti di competenza del Gestore medesimo ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- manlevare e tenere indenne il Gestore e gli eventuali affidatari della realizzazione delle opere di rete da qualunque pretesa possa essere avanzata in relazione all’utilizzazione del progetto;
- autorizzare espressamente il Gestore ad utilizzare il progetto riguardante gli impianti elettrici di connessione alla Rete Elettrica Nazionale e a diffonderlo ad altri soggetti del settore energetico direttamente interessati ad utilizzarlo, rinunciando espressamente ai diritti di proprietà intellettuale, di sfruttamento economico e di utilizzo, di riproduzione ed elaborazione (in ogni forma e modo nel complesso ed in ogni singola parte), degli elaborati, disegni, schemi, e specifiche e degli altri documenti inerenti il detto progetto creati e realizzati dal soggetto

¹ Anche nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l’elaborazione del progetto, lo stesso è tenuto a presentare al Gestore gli impegni per la progettazione di cui al Codice di Rete unitamente al progetto, affinché il Gestore possa verificare le modalità di collegamento degli impianti di utente sugli impianti RTN in progetto. Qualora sia previsto ad esempio il collegamento di più impianti di utente ad una medesima stazione elettrica RTN il Gestore dovrà verificare che non vi siano sovrapposizioni nell’utilizzo degli stalli in stazione.

² Tale corrispettivo dovrà essere versato su Banca Popolare di Sondrio IBAN IT90P0569603211000005500X72, SWIFTPOS0IT22, intestato a TERNA S.p.A. - causale di pagamento: “Trasmissione progetto impianto Codice Pratica da ... kW sito nel comune di per parere di rispondenza”.

³ Nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l’elaborazione del progetto completo tale corrispettivo sarà nullo.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

richiedente e/o da questo commissionati a terzi. Il Gestore riconosce che il richiedente non è responsabile per l'uso che i soggetti presso i quali il progetto verrà diffuso faranno dello stesso e si impegna ad inserire tale specifica pattuizione negli accordi che intercorreranno tra il Gestore e i detti soggetti;

- autorizzare altresì il Gestore e gli eventuali affidatari ad effettuare tutte le eventuali variazioni e modifiche che si dovessero rendere necessarie ai fini della progettazione esecutiva e della realizzazione delle opere suddette.

Il progetto delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione dovrà essere elaborato in piena osservanza della STMG fornita dal Gestore, nonché di quanto riportato nella specifica tecnica *"Guida alla preparazione della documentazione tecnica per la connessione alla RTN degli impianti di Utente"*.

Tale specifica tecnica, allegata al presente documento e disponibile sul sito www.terna.it, contiene la documentazione tecnica di base che deve essere prodotta per l'esame preliminare di fattibilità dell'allacciamento alla RTN degli impianti, nonché per la verifica di rispondenza del progetto ai requisiti del Gestore, ai fini delle richieste di autorizzazione. Inoltre, ove previsto dalla normativa vigente, la documentazione suddetta dovrà essere integrata con gli studi e le valutazioni dell'impatto territoriale, paesaggistico ed ambientale delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Il progetto sarà inviato al Gestore mediante la compilazione del Modello 4/b *"Trasmissione degli elaborati di progetto"* di cui al Codice di rete e disponibile sul sito www.terna.it.

Rientrano le opere di rete strettamente necessarie per la connessione interventi quali ad esempio:

- 1) nuova stazione elettrica (S.E.) e relativi raccordi di collegamento su linea esistente, compresi punti di raccolta AAT - AT;
- 2) modifiche o ampliamenti di S.E. esistenti (ad esempio nuovo stallo AT o AAT o eventuale nuova sezione AT o AAT);
- 3) interventi di potenziamento e/o ricostruzione di elettrodotti e realizzazione di nuovi elettrodotti, necessari per la connessione.

Per quanto riguarda i casi in cui vi sia una pluralità di soluzioni di connessione che interessano il medesimo impianto RTN, la localizzazione ed il progetto di tale impianto è definita in stretto coordinamento con il Gestore che si adopera per raggiungere, ove possibile, un comune accordo tra i soggetti interessati dalla medesima STMG, al fine:

- del raggiungimento di una localizzazione condivisa delle aree destinate ai nuovi impianti RTN;
- della definizione di un unico progetto da presentare alle competenti Amministrazioni.

Relativamente ai terreni interessati dagli interventi, il soggetto autorizzante dovrà disporre di titolo di proprietà o predisporre gli atti che gli consentano di attuare la procedura di esproprio.

In seguito alla predisposizione della documentazione di progetto e prima dell'approvazione della stessa da parte del Gestore, il soggetto richiedente rende disponibile al Gestore il progetto

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

medesimo, autorizzandolo altresì alla riproduzione e divulgazione dello stesso ai fini delle relative attività di connessione e sviluppo di sua competenza.

A valle del benessere al progetto, relativamente alla verifica della rispondenza ai requisiti tecnici del Gestore, lo stesso sarà trasmesso a tutte le società cui è stata fornita la medesima STMG, in modo che le stesse società possano tenerne conto, nei propri iter autorizzativi presso le competenti Amministrazioni.

Il soggetto richiedente che abbia ottenuto le autorizzazioni provvede a far sì che le stesse siano trasferite a titolo gratuito al Gestore. A tal fine il soggetto richiedente ed il Gestore inviano alle competenti Amministrazioni richiesta congiunta di voltura a favore del Gestore delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti.

2.2 Autorizzazioni a cura del Gestore

Il soggetto richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo:

- dichiara di volersi avvalere del Gestore per l'avvio e la gestione della procedura autorizzativa presso le competenti Amministrazioni; richiede al Gestore, a fronte di una remunerazione stabilita nel preventivo dal Gestore medesimo secondo principi di trasparenza e non discriminazione, di elaborare la documentazione progettuale;
- provvede alla richiesta di autorizzazione e gestione dell'iter autorizzativo delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, su eventuale mandato del Gestore, nei casi di cui al punto 3.2, e sempre in presenza dell'iter unico nei casi di cui al punto 3.1.

In base a quanto disposto dalla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. entro 90 (novanta) giorni lavorativi per connessioni in AT e 120 (centoventi) giorni per connessioni AAT dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo da parte del richiedente, il Gestore presenta, informando il soggetto richiedente stesso, le richieste di autorizzazioni di propria competenza e, con cadenza semestrale, lo tiene aggiornato sullo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo medesimo.

Resta inteso che, ove necessario, e previo accordo con il soggetto richiedente, il Gestore potrà avviare, prima della richiesta di autorizzazione, una fase di concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli E.E. L.L. atta a favorire ed accelerare l'esito positivo dell'iter autorizzativo.

In tal caso sarà possibile derogare dalle tempistiche di cui alla citata delibera.

Non sussisterà alcuna responsabilità del Gestore per inadempimenti dovuti a forza maggiore, caso fortuito, ovvero ad eventi comunque al di fuori del loro controllo

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

3 AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI

3.1 Impianti soggetti ad iter unico

➤ Impianti di generazione sottoposti al D. Lgs. 387/03

Nel caso di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'articolo 12 comma 3, prevede che *“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 dalle province delegate dalla regione”*. Ai sensi del successivo comma 4, *“l'autorizzazione “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 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni”*. Le opere connesse e le infrastrutture indispensabili di cui al citato articolo 12 comprendono anche, specifica l'articolo 1-octies del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105 *“le opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione e alla rete di trasmissione nazionale necessarie all'immissione dell'energia prodotta dall'impianto come risultanti dalla soluzione di connessione rilasciata dal gestore di rete”*.

Gli impianti di generazione e le relative opere connesse sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o Provincia da essa delegata, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

Tali pareri sono acquisiti nell'ambito della Conferenza dei Servizi che costituisce uno strumento di semplificazione dei procedimenti decisionali in materia di realizzazione di interventi di trasformazione del territorio, in quanto consente di assumere in un unico contesto tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta o gli assensi delle varie Amministrazioni coinvolte.

Nell'iter autorizzativo dell'impianto di produzione confluiscono quindi le opere connesse ed infrastrutture indispensabili ai fini della connessione dell'impianto di produzione alla rete, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

L'art. 13 del D.M. 10 settembre 2010, recante *“Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, indica i contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica. Ai sensi della lettera f), ai fini dell'ammissibilità dell'istanza, è indispensabile che il soggetto richiedente allegghi alla propria documentazione *“il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale, esplicitamente accettato dal proponente; al preventivo sono allegati gli elaborati necessari al rilascio dell'autorizzazione degli impianti di rete per la connessione, predisposti dal gestore di rete competente, nonché gli elaborati relativi agli eventuali impianti di utenza per la connessione, predisposti dal proponente.”*.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

Il soggetto richiedente che abbia accettato il preventivo definito dal Gestore, sottopone a quest'ultimo la documentazione relativa al progetto delle opere elettriche necessarie per la connessione per la verifica di rispondenza alla STMG, al Codice di Rete ed ai requisiti tecnici del Gestore.

Il parere tecnico rilasciato dal Gestore dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi.

In base all'art. 14 del D.lgs. 387/03, l'AEEG *"emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, secondo alcuni principi:

- lettera f-quater) è previsto *"l'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui"*;
- lettera f-quinquies) *"prevedono che gli interventi obbligatori di adeguamento della rete di cui alla lettera f-quater), includano tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti di autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta"*.

Affinché il Gestore garantisca quanto indicato ai commi suddetti, è necessario che il soggetto richiedente autorizzi, tramite procedimento unico le opere di rete e gli interventi su rete esistente strettamente necessari per la connessione indicati nella STMG formulata dal Gestore.

Ciò consente di connettere alla RTN anche impianti di produzione realizzati in zone a bassa copertura di rete (in cui al rete non è presente o è distante dagli impianti di produzione), o altresì zone in cui la rete è poco magliata, o non adeguata ad accogliere ulteriore potenza rispetto a quella installata.

Il comma 2 dell'art. 14, del D.lgs. 387/03 prevede inoltre che *"costi associati allo sviluppo della rete siano a carico del gestore della rete"*.

Tali interventi saranno pertanto a carico del Gestore e saranno realizzati dal Gestore medesimo.

- Impianti di generazione autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55

Gli impianti di generazione di potenza termica superiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55, che prevede un'autorizzazione unica di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico per gli impianti di produzione e *"le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, ivi compresi gli interventi di sviluppo e adeguamento della rete elettrica di trasmissione nazionale necessari all'immissione in rete dell'energia prodotta"*, indicati espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

➤ Impianti di cogenerazione autorizzati ai sensi del D. Lgs. 115/08

Gli impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi dell'articolo 11, comma 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, che prevede un'autorizzazione unica da parte dell'Amministrazione competente per gli impianti di produzione e per le relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

3.1.1 Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio

L'autorizzazione unica rilasciata dalle competenti Amministrazioni, dovrà espressamente prevedere per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione, l'autorizzazione oltre che alla costruzione anche all'esercizio.

Dal momento che tali impianti risulteranno nella proprietà del Gestore e saranno eserciti dal Gestore medesimo, è indispensabile che l'Amministrazione competente provveda, a fronte di richiesta congiunta del Gestore e del soggetto richiedente, all'emissione di apposito decreto di voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione completa relativamente alla costruzione ed esercizio degli impianti RTN.

3.2 Impianti non soggetti ad iter unico

Nel caso di connessione di impianti di generazione da fonte convenzionale di potenza termica non superiore a 300 MW e non soggetti all'autorizzazione di cui al Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e di impianti di generazione non sottoposti al Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'autorizzazione delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate dal Gestore nella STMG, è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290 e successive modificazioni.

Come descritto al paragrafo 2, la richiesta di autorizzazione è a cura del Gestore ed il provvedimento di autorizzazione è rilasciato a nome del Gestore medesimo.

In alternativa, previo apposito mandato del Gestore e qualora ritenuto possibile dal Ministero dello Sviluppo Economico, il soggetto richiedente avvia e gestisce la procedura autorizzativa per conto del Gestore medesimo al fine di ottenere le autorizzazioni delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Le autorizzazioni succitate saranno ottenute a nome del Gestore, che parteciperà in ogni caso alle Conferenze di Servizi indette e che approverà le eventuali modifiche progettuali richieste.

ALLEGATO A.3

PROGETTO DELLE OPERE RTN NECESSARIE PER LA CONNESSIONE

**DETERMINAZIONE DEL CORRISPETTIVO PER LA PREDISPOSIZIONE DELLA
DOCUMENTAZIONE DA PRESENTARE NELL'AMBITO DELL'ITER
AUTORIZZATIVO E ASSISTENZA / GESTIONE ITER AUTORIZZATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

INDICE

1	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	3
2	DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI	3
2.1	Piano Tecnico delle Opere (PTO).....	3
	2.1.1 <i>PTO stazioni</i>	3
	2.1.2 <i>PTO elettrodotti aerei</i>	4
	2.1.3 <i>PTO elettrodotti in cavo</i>	5
2.2	Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente.....	6
2.3	Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici	7
2.4	Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio	7
2.5	Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾	8
2.6	Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.7	Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾.....	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.8	Gestione iter autorizzativo	9
	2.8.1 <i>Assistenza all'iter autorizzativo</i>	9
3	CORRISPETTIVI.....	9

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

1 RIFERIMENTI NORMATIVI

L'art. 21 del Testo Unico per le Connessioni Attive (TICA) recita: “[...] Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell’ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo nell’ambito delle proprie MCC.”

L'art. 3 dello stesso regolamento prevede poi che **Terna** debba stabilire “le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell’iter autorizzativo.”

In ottemperanza agli obblighi sanciti dalla normativa vigente **Terna** propone le seguenti prestazioni finalizzate all’ottenimento dell’autorizzazione:

1. elaborazione del piano tecnico (PTO) delle opere connesse quali stazioni elettriche (A) ed elettrodotti aerei (B) o in cavo (C);
2. redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica;
3. elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici;
4. predisposizione della documentazione per l’imposizione del vincolo preordinato all’esproprio;
5. elaborazione della relazione geologica e sismica asseverata da professionista abilitato;
6. elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica asseverata da professionista abilitato;
7. elaborazione della relazione di indagine idraulica [eventuale] (studio di compatibilità idraulica) asseverata da professionista abilitato;
8. gestione iter autorizzativo (A) o, nel caso di autorizzazione unica assistenza all’iter autorizzativo (B).

2 DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI

2.1 Piano Tecnico delle Opere (PTO)

2.1.1 PTO stazioni

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- rappresentazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata dall'opera con individuazione delle particelle catastali interessate;
- piante, prospetti e sezioni degli edifici;
- planimetria elettromeccanica;
- sezioni longitudinali delle varie parti di impianto;
- schema elettrico unifilare;
- rete di terra (indicazioni);
- principali caratteristiche tecniche dell'impianto (apparecchiature, servizi ausiliari, sistema di controllo, illuminazione, accessi, viabilità interna ed esterna, etc.);
- studio piano - altimetrico;
- indicazioni relative alla sicurezza antincendio;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
SE smistamento 150 kV	10,0 + 2,0 * S
SE smistamento 220 kV	12,5 + 2,5 * S
SE smistamento 380 kV	15,0 + 3,0 * S
Nuova sezione SE 150 kV	10,0 + 2,0 * S
SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV	16,0 + 2,0 * S
Nuovo stallo 150 kV	16
Nuovo stallo 220 kV	18
Nuovo stallo 380 kV	20

S = numero di stalli

2.1.2 PTO elettrodotti aerei

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica generale;

- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia 1:25000 con attraversamenti;
- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei componenti di elettrodotti in aereo (sezione conduttori, morsetteria, isolatori, equipaggiamenti, corda di guardia, fondazioni, impianto di terra etc.);
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente;
- profilo plano-altimetrico con scelta dei sostegni 1 e loro distribuzione, con evidenza della fascia altimetrica compresa tra l'altezza massima prevista per i sostegni ed il franco minimo rispetto al piano campagna;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata e posizione dei sostegni;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	12,0 + 4,5 * I
Elettrodotto aereo 220 kV	13,5 + 4,7 * I
Elettrodotto aereo 380 kV	15,0 + 4,8 * I

I = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.1.3 PTO elettrodotti in cavo

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia con attraversamenti;

¹ (Se del caso, informazioni ulteriori sulle caratteristiche dei sostegni) Per le tipologie dei sostegni: ipotesi di carico, calcoli di verifica e diagrammi di utilizzazione, con riferimento alle norme vigenti. Per le tipologie di fondazioni di prevedibile utilizzo per l'intervento proposto: i rispettivi disegni e i calcoli di verifica, con riferimento alle norme vigenti.

- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei cavi;
- sezione di scavo e posa dei cavi;
- tipici di attraversamenti dei cavi con altre infrastrutture;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto in cavo MT	$6,0 + 1,2 * l$
Elettrodotto in cavo AT	$9,0 + 1,5 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.2 Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente

Redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica

Redazione dello studio di impatto ambientale con eventuale verifica di assoggettabilità dell'impianto di utenza e dell'impianto di rete per la connessione secondo i disposti di cui al D.Lgs. 152/06 ed al D.Lgs 4/08. Il documento è asseverato a firma di tecnico abilitato.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	$19,5 + 2,7 * l$
Elettrodotto aereo 220 kV	$21,0 + 2,9 * l$
Elettrodotto aereo 380 kV	$22,5 + 3,0 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.3 Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici

La documentazione si compone dei seguenti elaborati:

- relazione sui campi magnetici;
- tracciato degli elettrodotti su cartografia ufficiale;
- schema disposizione conduttori;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aerei	$7,5 + 1,5 * l$
Elettrodotto in cavo	$6,8 + 1,0 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.4 Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio

Elaborazione della documentazione necessaria ai sensi del T.U. 327/02 e s.m.i. sulla espropriazione per pubblica utilità costituita da:

- Predisposizione della documentazione per le pubblicazioni di rito (Albi pretori, quotidiani, ecc.) se gli intestatari sono maggiori o uguali a 50
- Predisposizione delle lettere di avvio del procedimento di esproprio o asservimento da inviare alle ditte interessate se gli intestatari sono minori di 50
- Elenchi delle ditte catastali interessati dalle opere in progetto, con definizione della superficie asservita
- Elenchi dei fogli e particelle dei terreni su cui ricadono le opere in progetto
- Planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata

	Formula di corrispettivo [k€]
elettrodotto aerei	$7,5 + 0,5 * l$
elettrodotto in cavo	$7,5 + 0,3 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.5 Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 4

2.6 Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

2.7 Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

⁽¹⁾ La relazione geologica e sismica sarà asseverata da professionista abilitato.

⁽²⁾ La relazione idrologica e idrogeologica dovrà tenere conto di tutti i vincoli correlati alla presenza del reticolo idrografico e dovrà evidenziare l'eventuale presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità, la relazione dovrà essere asseverata da professionista abilitato.

⁽³⁾ La relazione di indagine idraulica dovrà essere sviluppata nel caso la *Relazione idrologica e idrogeologica* di cui al punto 2.6 evidenzi la presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità e dovrà approfondirne la valutazione e prevedere le eventuali opere necessarie a contenere il rischio a garanzia della sicurezza degli impianti in progetto.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.8 Gestione iter autorizzativo

Prevista solo nel caso in cui non sia possibile avvalersi di autorizzazione unica (impianti non disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, né dalla Legge n. 55/2002), l'attività consta nell'istruzione della domanda di autorizzazione per la costruzione ed esercizio degli impianti RTN, nella partecipazione in qualità di richiedente l'autorizzazione alle Conferenza di Servizi e a eventuali riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 20 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario, con l'aggiunta delle spese di istruttoria. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

2.8.1 Assistenza all'iter autorizzativo

L'attività, prevista in particolare nel caso in cui sia necessario avvalersi di autorizzazione unica (impianti disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, dalla Legge n. 55/2002 o merchant lines disciplinate dalla Legge N. 290/2003) consta nell'affiancamento del committente durante la Conferenza di Servizi ed in occasione di riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 10 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

3 CORRISPETTIVI

I corrispettivi sono determinati da **Terna**, a seguito di apposita richiesta da parte del richiedente la connessione, sulla base dei valori di riferimento di cui al presente documento. In funzione della particolarità o specificità (anche in relazione alle diverse situazioni territoriali) delle attività richieste, i corrispettivi potranno differire di $\pm 10\%$ rispetto ai valori di riferimento complessivi indicati nel presente documento.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

QUADRO SINOTTICO DEI VALORI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI

			formula di corrispettivo [k€]
PTO	Stazioni	SE smistamento 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
		SE smistamento 220 kV	$12,5 + 2,5 * S$
		SE smistamento 380 kV	$15,0 + 3,0 * S$
		nuova sezione SE 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
		SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV	$16,0 + 2,0 * S$
		nuovo stallo 150 kV	16
		nuovo stallo 220 kV	18
		nuovo stallo 380 kV	20
	Elettrodotti aerei	elettrodotto aereo 150 kV	$12,0 + 4,5 * I$
		elettrodotto aereo 220 kV	$13,5 + 4,7 * I$
		elettrodotto aereo 380 kV	$15,0 + 4,8 * I$
	Elettrodotti in cavo	elettrodotto in cavo MT	$6,0 + 1,2 * I$
		elettrodotto in cavo AT	$9,0 + 1,5 * I$
SIA	elettrodotto aereo 150 kV	$19,5 + 2,7 * I$	
	elettrodotto aereo 220 kV	$21,0 + 2,9 * I$	
	elettrodotto aereo 380 kV	$22,5 + 3,0 * I$	
Relazione ARPA	elettrodotto aerei	$7,5 + 1,5 * I$	
	elettrodotto in cavo	$6,8 + 1,0 * I$	
Relazione ESPROPRIO	elettrodotto aerei	$7,5 + 0,5 * I$	
	elettrodotto in cavo	$7,5 + 0,3 * I$	
Relazione geologica e sismica		4	
Relazione idrologica e idrogeologica		6,9	
Relazione di indagine idraulica		6,9	
Assistenza iter		10% corrispettivo del progetto	

ALLEGATO A.4

COMUNICAZIONE DI AVVIO DEI LAVORI

Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i.
dell'AEEG

COMUNICAZIONE AVVIO LAVORI

Per le connessioni in alta ed altissima tensione l'art. 31 dell'Allegato A della deliberazione 99/08 e s.m.i. prevede che il preventivo accettato dal richiedente cessi di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo.

Con riferimento a quanto sopra, nel caso in cui il termine sopraindicato non possa essere rispettato a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per causa di forza maggiore o per cause non imputabili al titolare dell'iniziativa, in ottemperanza agli obblighi sanciti dalla citata deliberazione, al fine di evitare la decadenza della soluzione accettata, è necessario che lo stesso comunichi al Gestore di Rete competente (entro 18 mesi dall'accettazione del preventivo per la connessione) la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica; in tale caso sarà inoltre necessario trasmettere, con cadenza periodica di 180 giorni, una comunicazione recante un aggiornamento dell'avanzamento sullo stato lavori.

Per l'invio delle comunicazioni ora richiamate relative all'avvio o al mancato avvio dei lavori, occorre seguire la seguente procedura:

1. registrarsi, qualora non l'abbiate ancora fatto, sul portale My Terna, raggiungibile all'indirizzo <https://myterna.terna.it>, accedendo con la funzione "Primo accesso Controparti esistenti";
2. accedere alla funzione "Visualizza pratiche" e quindi selezionare la pratica di interesse (mediante il pulsante "Pratica");
3. all'interno della pagina dedicata alla pratica, utilizzare la funzione "SAL impianto di utenza" per comunicare la data di avvio lavori o il motivo del mancato avvio (in questo caso la data sarà recepita automaticamente dal sistema al momento della conferma);
4. compilare, a seconda dei casi, i campi delle date presunte di fine o avvio lavori;
5. Confermare i dati attraverso l'apposito pulsante.

I due campi "Data di avvio lavori" e "Motivo mancato avvio" sono mutuamente escludenti: sarà possibile valorizzarne uno solo.

Qualora però comunichiate l'avvio lavori dopo già averne in precedenza comunicato il ritardo, rimarrà visualizzato l'ultima motivazione inserita, ma sarà comunque possibile valorizzare la data di avvio dei lavori.

In assenza delle comunicazioni di cui sopra, verrà avviato il processo di decadimento del Preventivo per la Connessione dell'impianto in oggetto.