



## PROGETTO DEFINITIVO

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "IBE Guglionesi" di potenza nominale pari a 48 MW nel comune di Guglionesi e relative opere connesse da realizzarsi nei comuni di Guglionesi, Montenero di Bisaccia e Montecilfone

Titolo elaborato

# Relazione Generale

Codice elaborato

**F0516AR01A**

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

### 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)



Gruppo di lavoro

Dott. For. Luigi ZUCCARO  
Ing. Giuseppe MANZI  
Ing. Stefania CONTE  
Ing. Gerardo SCAVONE  
Ing. Jr. Flavio TRIANI  
Arch. Gaia TELESCA



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).



#### Altea Green Power S.p.A.

Corso Re Umberto, 8 10121 Torino (TO)  
Tel+011-0195120 - www.alteagreenpower.com

Consulenze specialistiche

#### ARCHEOLOGIA

##### Dott.ssa Alessandra VELLA

Via Teano - Casi snc  
81057 Teano (CE)  
alessandra.vell@gmail.com

#### GEOLOGIA

##### Dott. Geol. Maurizio GIACOMINO

Via del Ginepro, 23  
75100 Matera  
mauriziogiacomino@gmail.com

### Committente

#### IBE Guglionesi Wind Srl

Corso Re Umberto, 8 10121 Torino (TO)  
Tel. 011-0195120

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Settembre 2022	Prima emissione	GDS	GMA	GZU

File sorgente: F0516AR01A - Relazione Generale.docx

## Sommario

<b>1</b>	<b>Informazioni essenziali</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Introduzione</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>2.1</b>	<b>Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto</b>	<b>5</b>
2.1.1	Realizzazione dell'impianto	5
2.1.2	Gestione dell'impianto	8
2.1.3	Dismissione dell'impianto	8
<b>3</b>	<b>Sintesi dell'intervento e localizzazione</b>	<b>10</b>
<b>3.1</b>	<b>Inquadramento normativo, programmatico ed autorizzativo</b>	<b>14</b>
3.1.1	Normativa di riferimento nazionale e regionale	14
3.1.2	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
3.1.3	Normativa tecnica di riferimento	21
<b>4</b>	<b>Descrizione stato di fatto del contesto</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>4.1</b>	<b>Descrizione del sito d'intervento</b>	<b>12</b>
<b>4.2</b>	<b>Conclusioni sull'analisi dei beni paesaggistici presenti nell'area di interesse</b>	Errore. Il segnalibro non è definito.
<b>4.3</b>	<b>Descrizione delle finalità dell'intervento e scelta delle alternative progettuali</b>	<b>22</b>
4.3.1	Alternativa "0"	23
4.3.2	Alternative di localizzazione	23
4.3.3	Alternative dimensionali	28
4.3.4	Alternative progettuali	28

---

<b>5</b>	<b>Il progetto</b>	<b>30</b>
5.1	Ingombro degli aerogeneratori	30
5.2	Piazzole aerogeneratori	30
5.3	Cavidotti, rete elettrica e sottostazione	30
<b>6</b>	<b>Motivazione della scelta del collegamento dell'impianto al punto di consegna dell'energia</b>	<b>34</b>
<b>7</b>	<b>Disponibilità aree ed individuazione interferenze</b>	<b>36</b>
<b>8</b>	<b>Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto</b>	<b>37</b>
	<b>Allegati</b>	<b>42</b>

## 1 Informazioni essenziali

<b>Proponente</b>	<b>IBE Guglionesi WIND s.r.l.</b>
<b>Potenza complessiva</b>	48 MW
<b>Potenza singola WTG</b>	6 MW
<b>Numero aerogeneratori</b>	8
<b>Altezza hub max</b>	115 m
<b>Diametro rotore max</b>	170 m
<b>Altezza complessiva max</b>	200 m
<b>Area poligono impianto</b>	297 ha
<b>Lunghezza cavidotti AT (scavo)</b>	18.5 km
<b>RTN esistente (si/no)</b>	no
<b>RTN autorizzata (si/no)</b>	no
<b>Tipo di connessione alla RTN (cavo)</b>	cavo AT dalla cabina di raccolta fino allo stallo di arrivo in SE RTN Terna
<b>Piazzola di montaggio (max)</b>	Circa 5.300 m <sup>2</sup>
<b>Piazzola definitiva (max)</b>	Circa 1.340 m <sup>2</sup>
<b>Coordinate WTG</b>	cfr. Tabella 1 SIA

## 2 Introduzione

La presente relazione generale finalizzata all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'impianto eolico da realizzarsi nei Comuni di Guglionesi, Montenero di Bisaccia e Montecilfone connesso alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 36 KV su una futura stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150//36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi".

L'aerogeneratore tipo avrà diametro massimo di 170m e altezza hub massima di 115m. L'impianto eolico è costituito da n.8 turbine ciascuna da 6.0MW di potenza per complessivi 48MW.

Il progetto definitivo sottoposto a Valutazione d'Impatto Ambientale è stato sviluppato in accordo con le "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise" del 4 agosto 2011 n. 621.

### 2.1 Fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto

#### 2.1.1 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 m<sup>2</sup> 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 25 x 90 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 20 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 stessa avrà una dimensione pari a circa 7000 m<sup>2</sup> 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 costruzione dell'impianto.

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 ipotizzata su pali.

Il plinto ed i pali di fondazione sono stati pre-dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno 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 circa 24m ed altezza variabile da 3,00 m (esterno gonna aerogeneratore) a 0,50 m (esterno plinto); i pali sono 12 con di diametro pari a 0,80 m e lunghezza 10,00 m.

In fase di progettazione esecutiva verranno verificati tutti i calcoli eseguiti nonché verrà validata la scelta dei materiali, sezioni e dimensioni; pertanto potranno subire variazioni per garantire i necessari livelli di sicurezza.

### **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 turbina.

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 Montecilfone (Cb), 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 ad alta tensione (36kV) per mezzo del trasformatore installato a bordo dello stesso e quindi trasferita ai quadri posti 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 stessi; 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, in definitiva, 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 (SE) 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.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata ad una cabina di raccolta esercita a 36kV dalla quale prenderà origine un unico cavo sempre a 36kV fino alla SE Terna.

### La stazione elettrica

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione **201901110**), prevede che il futuro impianto eolico venga collegato alla RTN secondo due ipotesi:

- Ipotesi 1: lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi". Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA, l'elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.
- Ipotesi 2: lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150//36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi".

**Il presente progetto sviluppa la connessione alla RTN secondo lo schema di collegamento riportato nella "ipotesi 2".**

## 2.1.2 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.

## 2.1.3 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.

### 3 Sintesi dell'intervento e localizzazione

L'impianto in progetto (costituito da n. 8 aerogeneratori da 6.0 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 48.0 MW), denominato "IBE Guglionesi", interesserà i territori comunali di Guglionesi (CB), Montenero di Bisaccia (CB) e Montecilfone (CB). In particolare, Guglionesi sarà interessato dall'installazione degli otto aerogeneratori mentre il tracciato del cavidotto di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e le altre opere connesse interesseranno oltre al comune citato, anche i territori comunali di Montenero di Bisaccia (CB) e Montecilfone (CB).

Il modello di aerogeneratore attualmente previsto dalla proposta progettuale in esame è Siemens Gamesa SG 6.0-170, caratterizzato da un diametro massimo del rotore pari a 170 m e da un'altezza della torre al mozzo di 200 m.

L'area del parco eolico ricade in zona classificata agricola (**E – zona agricola**) come desunto dallo strumento urbanistico del comune interessato, in un ambito territoriale che urbanisticamente è caratterizzato da fabbricati sparsi e masserie.

Di seguito si riporta l'inquadramento territoriale dell'area di progetto su ortofoto.

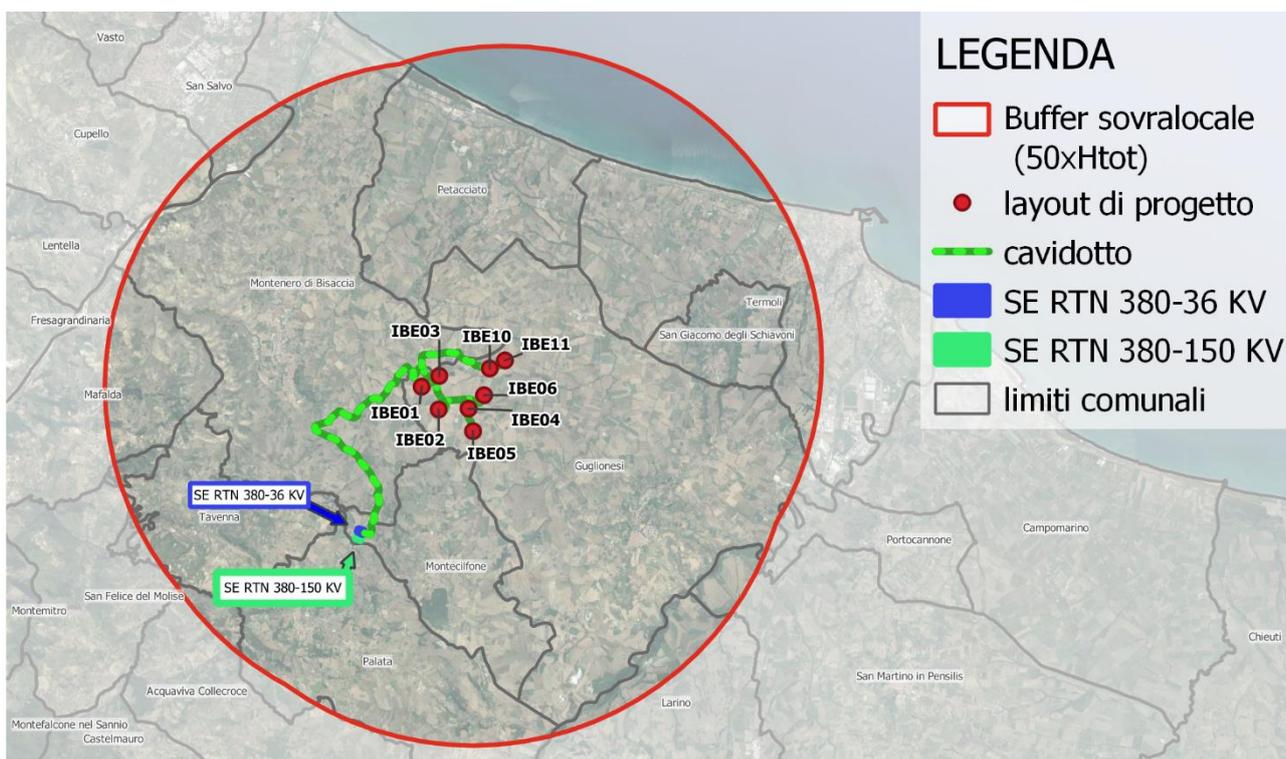


Figura 1: inquadramento su ortofoto

L'area ove è prevista l'installazione degli aerogeneratori si colloca in un ambito territoriale che urbanisticamente è caratterizzato da fabbricati sparsi e masserie.

Si riportano di seguito le coordinate WGS84 UTM fuso 33N.

**Tabella 1: ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto**

WTG	D rotore	H tot	Coordinate UTM- WGS84 zone 33N	
			E	N
IBE01	170	200	486093	4644831
IBE02	170	200	486630	4644106
IBE03	170	200	486651	4645176
IBE04	170	200	487577	4644133
IBE05	170	200	487717	4643418
IBE06	170	200	488064	4644561
IBE10	170	200	488246	4645411
IBE11	170	200	488724	4645667

Le aree interessate dal parco eolico risultano facilmente raggiungibili; il collegamento avviene attraverso viabilità di tipo Statale e Provinciale esistente per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, al transito dei componenti necessari all'assemblaggio delle singole macchine eoliche in modo da minimizzare la necessità di nuova costruzione. Nel caso specifico, nell'area di intervento sono presenti le seguenti reti infrastrutturali di tipo viario:

- La Strada Provinciale SP 127 ad ovest dell'impianto;
- La Strada Provinciale SP 124 a sud-ovest dell'area di impianto e che sarà interessata dal passaggio del cavidotto verso l'area della sottostazione elettrica;
- Diverse Strade Comunali (Str. Guardiola) 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.

Nella fattispecie, la sede stradale sarà portata ad una larghezza minima della carreggiata stradale pari a 5 m nei tratti in rettilineo, oltre alla cunetta di larghezza pari a 0,50 m per il deflusso delle acque meteoriche; nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m); saranno quindi necessari interventi di adeguamento di alcune viabilità presenti al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

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 riscontrano situazioni particolari, legate all'eventuale uso del territorio, l'allargamento avverrà indifferentemente in entrambe le direzioni.

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.

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.

### **3.1 Descrizione del sito d'intervento<sup>1</sup>**

#### Geologia, morfologia e idrogeologia dell'area d'intervento

L'inquadramento geologico e geomorfologico, oltre che dalle analisi di dettaglio riportate nella relazione geologica, è stato effettuato sulla base di informazioni pubbliche reperite da fonti istituzionali.

L'Appennino molisano è parte di una più ampia catena (la catena appenninica meridionale) caratterizzata da una struttura a falde di ricoprimento di tipo "thrust and fold belt", tipica delle catene monovergenti, con direzione del trasporto orogenetico verso i quadranti nordorientali.

Tale catena deriva dalla deformazione compressiva, realizzatasi durante il Miocene ed il Pliocene, del Margine continentale apulo-adriatico sviluppatosi a partire dal Trias e costituito da un'alternanza di piattaforme carbonatiche e bacini profondi.

Le unità tettoniche (o stratigrafico-strutturali) che compongono l'Appennino molisano sono le seguenti:

- L'Unità della piattaforma carbonatica laziale-abruzzese
- Le Unità molisane (falde molisane)
- la Falda sannitica
- La Formazione di San Bartolomeo
- I Cicli pliocenici
- Il Ciclo Pliocene superiore p.p. – Pleistocene

Le unità arealmente più rappresentative sono le unità di piattaforma (Unità del Matese), le unità di transizione piattaforma-bacino (Unità dei Monti della Meta, dei Monti di Venafro, del Matese nord-occidentale e della Montagnola di Frosolone) e le unità derivate dalla deformazione del Bacino Molisano che risultano geometricamente e tettonicamente sottoposte alle grandi strutture carbonatiche prima menzionate.

Le successioni riferibili alle Unità Molisane e alla Falda Sannitica, che predominano fortemente nei settori medio-alti dei bacini idrografici a deflusso adriatico, si sono deposte in ambiente di mare

---

<sup>1</sup> ACCORDO DI PROGRAMMA tra REGIONE MOLISE e UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DEL MOLISE Realizzazione del repertorio regionale dei geositi e Valorizzazione dei siti a fini turistici - Il Atto aggiuntivo dell'Accordo di programma n. 2536/2008 stipulato tra Regione Molise e Università degli Studi del Molise Caratterizzazione geologico-ambientale del territorio molisano e delle unità territoriali (macro-aree) individuate

profondo ed oggi affiorano lungo strutture costituite da falde embriciate ed interessate da una tettonica polifasica.

Le Unità Molisane sono costituite da quattro unità tettoniche rappresentate, dall'interno verso l'esterno, dalle seguenti unità: Unità di Frosolone, Unità di Agnone, Unità del Tufillo e Unità della Daunia.

Le aree della porzione mediana ed esterna della catena appenninica molisana fanno graduale passaggio, verso la costa, ad un settore prevalentemente occupato da successioni di avanfossa plio-pleistocenica e le successioni costituite da depositi continentali quaternari riferibili a differenti ambienti deposizionali.

Partendo dall'assetto geologico-strutturale e dei connessi caratteri fisiografici del territorio molisano e tenendo conto della distribuzione territoriale dei potenziali geositi, il territorio regionale è stato suddiviso in sette grandi aree, di riferimento sia per la caratterizzazione dei contesti territoriali in cui ricadono i singoli geositi sia per gli aspetti concernenti la valorizzazione degli stessi:

- Alto Molise;
- Mainarde - M.ti di Venafro - Alto Volturno;
- Montagnola di Frosolone;
- Matese - Conca di Boiano – Sepino;
- Molise Centrale;
- Basso Molise;
- Fascia costiera.

L'area del parco eolico in progetto ricade nel contesto territoriale della "fascia costiera", che presenta una superficie di circa 597 Km<sup>2</sup>, è compresa tra l'allineamento individuato dai comuni di Montenero di Bisaccia – Guglionesi - Ururi ed il mare Adriatico.

Il paesaggio è dominato da dorsali poco acclivi ad eccezione del rilievo di M. Capraro (369 m) nei pressi di Guglionesi. Il territorio risulta modellato nei **terreni argillosi**, in genere piuttosto stabili che si raccordano con ampie aree pianeggianti.

Nell'area affiorano anche depositi dell'avanfossa plio-pleistocenica a composizione argillosa e sabbioso-ghiaioso-conglomeratica e depositi sabbiosi lungo le piane costiere.

I processi morfogenetici predominanti sono costituiti da una serie di fenomeni franosi sia lenti che rapidi come scorrimenti, scivolamenti, colamenti e fenomeni complessi come la frana di Petacciato, spesso in stretta interazione con i processi di erosione idrica.

Mentre, in corrispondenza delle posizioni più sommitali o lungo i versanti si sviluppano fenomeni superficiali quali creep e soliflusso, nonché limitati movimenti in massa superficiali lenti legati all'azione delle acque incanalate.

Questi processi si rinvergono anche lungo la fascia costiera adriatica a quote tra i 50 e 200 m e sono di origine fluvio-marina, legati ad oscillazioni glacio-eustatico e tettoniche quaternarie del livello del mare.

Nelle zone di fondovalle dei corsi del Fiume Trigno, Torrente Sinarca, Fiume Biferno e Torrente Saccione i processi dominanti sono riferibili all'azione di progressiva reincisione delle superfici terrazzate, all'erosione lineare verticale e laterale che localmente può favorire fenomeni franosi.

Invece, lungo i tratti da intermedi a terminali dei corsi d'acqua si sviluppano processi legati all'azione fluviale, sia deposizionale che erosionale, che porta ad una continua riconfigurazione morfologica.

Dal punto di vista idrografico l'area è interessata dal tratto finale dei corsi dei fiumi Trigno e Biferno che sfociano nell'Adriatico. Inoltre, sono presenti il Torrente Sinarca che nasce nei pressi di Palata da Il Monte (541 m) e il Torrente Saccione che si origina dal Colle Frascari (478 m) in località Difesa Nuova nei pressi di Montelongo.

Il reticolo idrografico che si sviluppa è variabile dal pinnato per il Fiume Biferno, al dendritico per i fiumi Trigno e Sinarca, fino al convergente per il Fiume Saccione.

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

## **3.2 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 Molise. Si è tenuto conto, inoltre, del PEAR (Piano energetico ambientale regionale) della Regione Molise.

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

### **3.2.1 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:
  - PPTAV Molise – Piano Paesistico della Regione Molise redatti ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n.24;
  - PTCP Provincia di Campobasso.

### 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'elettricit ";
- 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, nonch  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 compatibilit  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:
  - D.G.R. n.621 del 4 agosto 2011 le "linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise";
  - Deliberaz. G.R. Molise 22/06/2022, n. 187 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il decreto ministeriale del 10 settembre 2010".

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 Circolari 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.

### 3.2.2 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

- Ministero della Transizione Ecologica
- Ministero della Cultura
- Regione Molise
- Provincia di Campobasso
- Comune di Guglionesi
- Comune di Montenero di Bisaccia
- Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale e nello specifico nell'Unit of Management Regionale Molise (ex Autorità di Bacino Interregionale Fortore; Saccione; Trigno; Regionale Molise).

- ARPA Molise
- Ministero delle Comunicazioni Ispettorato Territoriale Molise;
- Snam S.p.a. / Italgas S.p.a.
- Terna S.p.a.
- Ente nazionale per l'aviazione civile
- Enav
- Anas S.p.a.

### 3.2.3 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.

## 3.3 Quadro di sintesi degli impatti

Di seguito si riporta il quadro di sintesi degli impatti come riportato nello Atudio d'Impatto Ambientale.

	Significance	Layout
SIT IVE	Molto alta	

	Alta	- 05.3 - Atmosfera - Esercizio - Emissioni di gas serra
	Moderata	- 04.5 - Acque - Esercizio - Consumo di risorsa idrica ed alterazione della qualità delle acque
	Bassa	- 01.2 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Impatto sull'occupazione - 01.4 - Popolazione e salute umana - Esercizio - Impatto sull'occupazione
	Nessun impatto	
NEGATIVE	Bassa	- 01.1 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Disturbo alla viabilità - 01.3 - Popolazione e salute umana - Cantiere - Effetti sulla salute pubblica - 01.5 - Popolazione e salute umana Esercizio - Effetti sulla salute pubblica - 02.1 - Biodiversità - Cantiere - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.2 - Biodiversità - Cantiere - Alterazione di habitat - 02.3 - Biodiversità - Cantiere - Disturbo alla fauna - 02.4 - Biodiversità - Esercizio - Sottrazione di habitat per occupazione di suolo - 02.5 - Biodiversità - Esercizio - Disturbo alla fauna - 02.6 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dell'avifauna - 02.7 - Biodiversità - Esercizio - Mortalità per collisioni dei chirotteri - 02.8 - Biodiversità - Esercizio - Incidenza sui siti Rete Natura 2000 limitrofi - 03.1 - Suolo e sottosuolo - Cantiere - Alterazione della qualità dei suoli - 03.2 - Suolo e sottosuolo - Cantiere - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 03.3 - Suolo e sottosuolo - Esercizio - Limitazione/Perdita d'uso del suolo - 04.1 - Geologia - Cantiere - Rischio di instabilità dei profili delle opere e dei rilevati - 04.2 - Acque - Cantiere - Alterazione della qualità delle acque superficiali e sotterranee - 04.3 - Acque - Cantiere - Consumo di risorsa idrica - 04.4 - Acque - Esercizio - Alterazione del drenaggio superficiale - 05.2 - Atmosfera - Cantiere - Emissioni di gas serra da traffico veicolare - 06.1 - Sistema paesaggistico - Cantiere - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio - 07.1 - Rumore - Cantiere - Disturbo alla popolazione - 07.2 - Rumore - Esercizio - Disturbo alla popolazione - 07.3 - Campi elettromagnetici, shadow flickering e rottura accidentale organi rotanti - esercizio - Effetti sulla salute pubblica
	Moderata	- 05.1 - Atmosfera - Cantiere - Emissioni di polvere - 06.2 - Sistema paesaggistico - Esercizio - Alterazione strutturale e percettiva del paesaggio
	Alta	
	Molto alta	

E' possibile osservare come a carico del progetto siano associabili impatti negativi di "magnitudo" bassa e moderata.

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

Le possibili alternative valutabili sono le seguenti:

- a. Alternativa "0" o del "non fare";

- b. Alternative di localizzazione;
- c. Alternative dimensionali;
- d. Alternative progettuali.

### 3.4.1 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.

### 3.4.2 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 8 aerogeneratori prossimi al layout di progetto ma sono stati messi a confronto tre modelli diversi di aerogeneratore (SG 6.0-170, V162-5.6, Nordex 163-5); si riporta di seguito mappa con la localizzazione di due layout messi a confronto (di progetto in rosso e alternativo in blu).

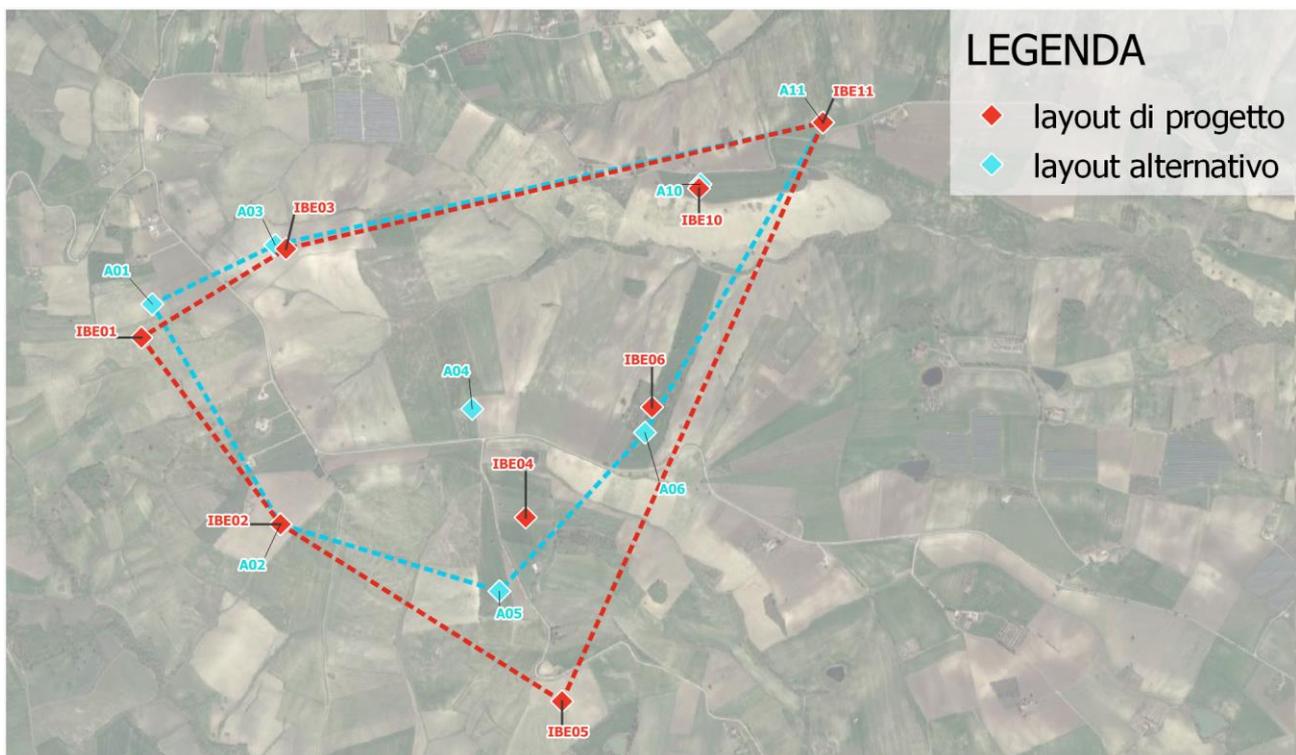


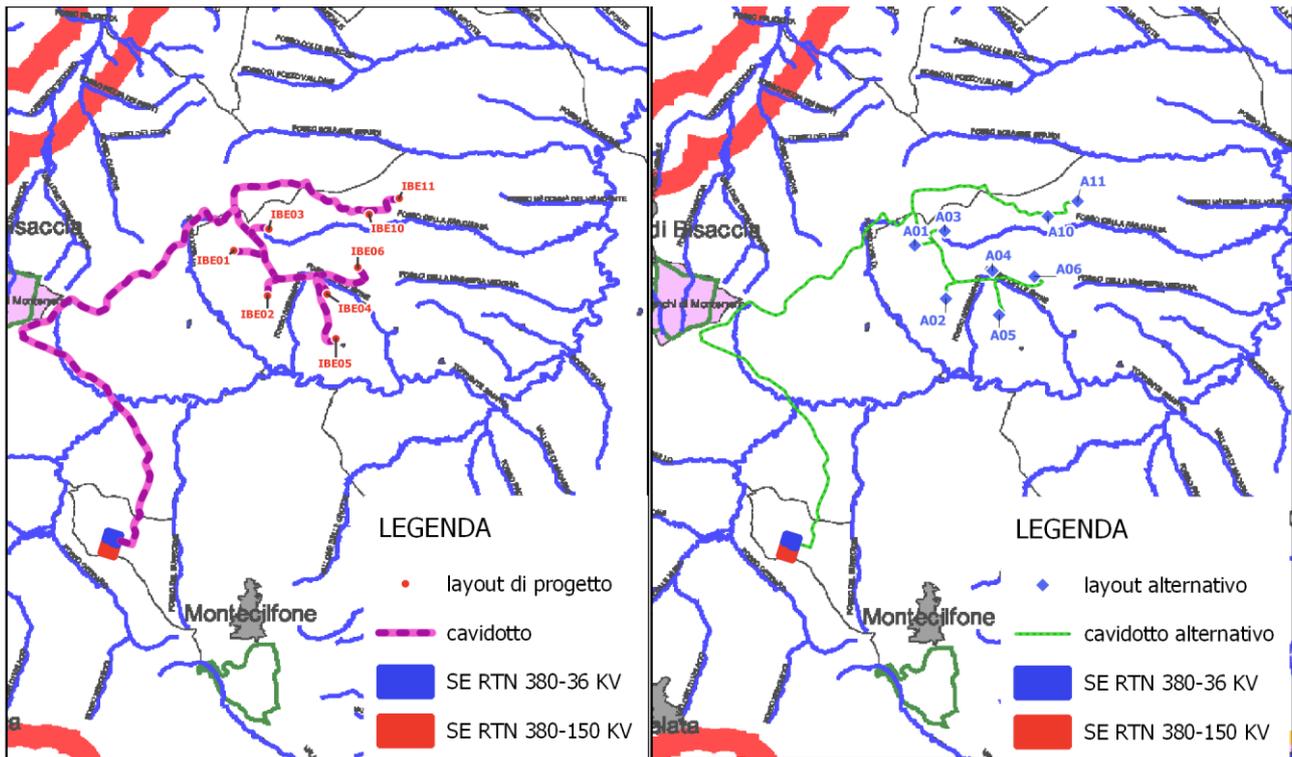
Figura 2: localizzazione del layout alternativo valutato e del layout di progetto su base ortofoto

Tabella 2. Confronto dati tecnici layout di progetto e layout alternativo

	Layout di progetto		Layout alternativo	
	SG 170-6.0	SG 170-6.0	V162-5.6	N163-5
<b>N. turbine</b>	8	8	8	8
<b>Modello</b>	Siemens Gamesa 6-170	Siemens Gamesa 6-170	Vestas 162-5.6	Nordex 163-5
<b>Altezza totale</b>	200 m	200 m	200 m	200 m
<b>Altezza hub</b>	115 m	115 m	119 m	118 m
<b>Diametro rotore</b>	170 m	170 m	162 m	163 m
<b>Potenza nominale WTG</b>	6,0 MW	6,0 MW	5,6 MW	5,0 MW
<b>Potenza complessiva</b>	<b>48,0 MW</b>	<b>48,0 MW</b>	<b>44,8 MW</b>	<b>40,0 MW</b>
<b>Produzione annuale stimata impianto eolico</b>	<b>108.15 GWh</b>	102.21 GWh	105.52 GWh	105.14 GWh

**Dunque, a parità di numero di aerogeneratori, il layout di progetto garantisce una maggiore producibilità rispetto a quello alternativo.**

Entrambi i layout, definitivo e alternativo, non interferiscono con aree della Rete Ecologica, ad eccezione del cavidotto che, in entrambi i casi, interferisce con i corpi idrici, come evidenziato dall'immagine esemplificativa.



**Figura 3: Rete Ecologica Biodiversità Regione Molise**

Le simulazioni effettuate nello studio sugli effetti dello shadow flickering del layout di progetto (cfr. paragrafo specifico del presente SIA), hanno tenuto conto dei ricettori presenti in un raggio di 1.7 km dagli aerogeneratori; le valutazioni, non hanno determinato il superamento dei limiti di legge per i ricettori analizzati, vista anche la distanza degli stessi dagli aerogeneratori (distanza di oltre 500 m tra le aree di lavoro ed i ricettori più prossimi).

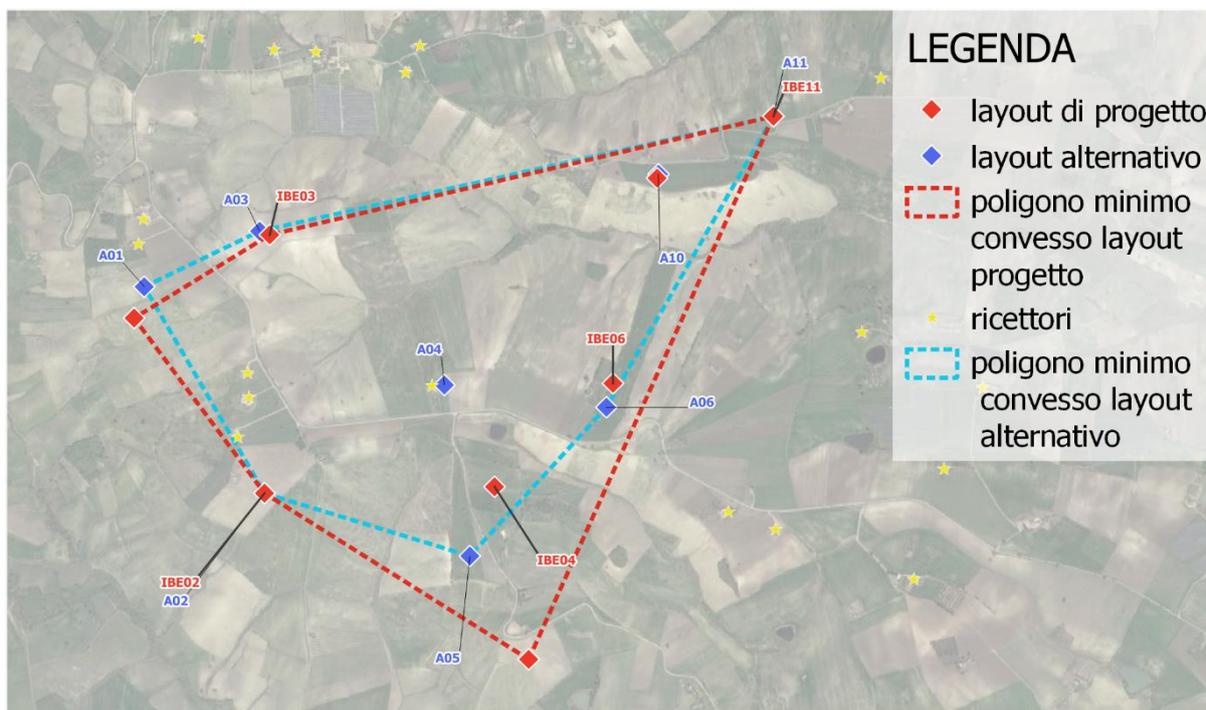


Figura 4: individuazione dei ricettori per la valutazione dell'impatto acustico e dell'impatto derivante dal fenomeno di shadow flickering

Il Layout alternativo vede la presenza nelle vicinanze della A04 e A01 di un maggior numero di ricettori, il più vicino ad una distanza di 50 m dalla wtg A04 con un possibile conseguente aumento dell'impatto acustico rispetto al layout scelto. Anche in questo caso la maggiore vicinanza dei ricettori alle wtg del layout alternativo, comporta una maggiore intensità delle ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore, rispetto a quelle proiettate ad una distanza crescente. Al diminuire della distanza tra aerogeneratore e ricettore, le pale, durante il loro moto di rotazione, andranno a coprire una porzione sempre più grande del disco solare, inducendo un effetto di flicker di maggiore intensità con un conseguente aumento del disturbo sulle abitazioni interessate dal fenomeno.

Dal punto di vista della percepibilità dell'impianto sul territorio circostante è stata prodotta la mappa di intervisibilità sul buffer di 20 km per entrambi i layout. L'alternativa di localizzazione valutata nello studio di impatto ambientale comporterebbe un aggravio significativo dell'impatto paesaggistico poiché genererebbe un incremento di visibilità pari a 41.06% contro l'incremento del 24.61% determinato dal layout di progetto.

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "IBE Guglionesi" di potenza nominale pari a 48 MW nel comune di Guglionesi e relative opere connesse da realizzarsi nei comuni di Guglionesi, Montenero di Bisaccia e Montecilfone

Relazione Generale

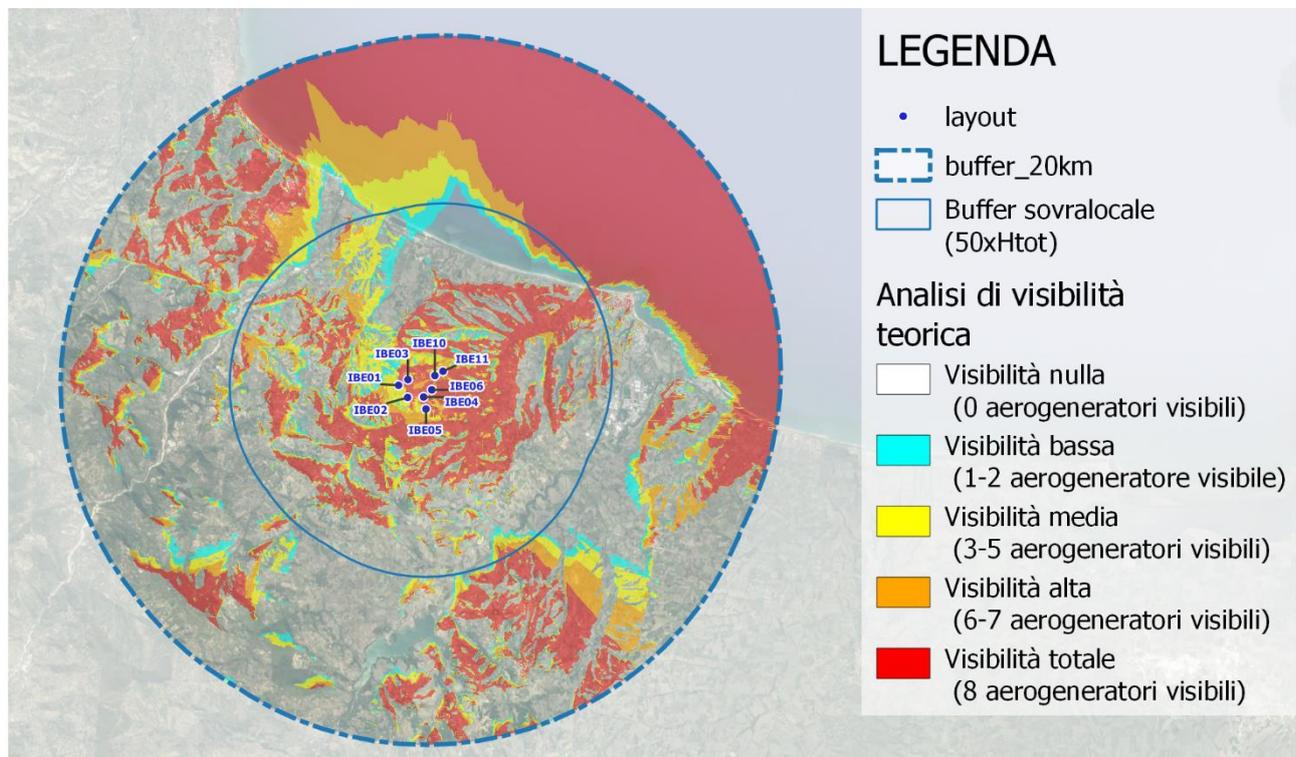
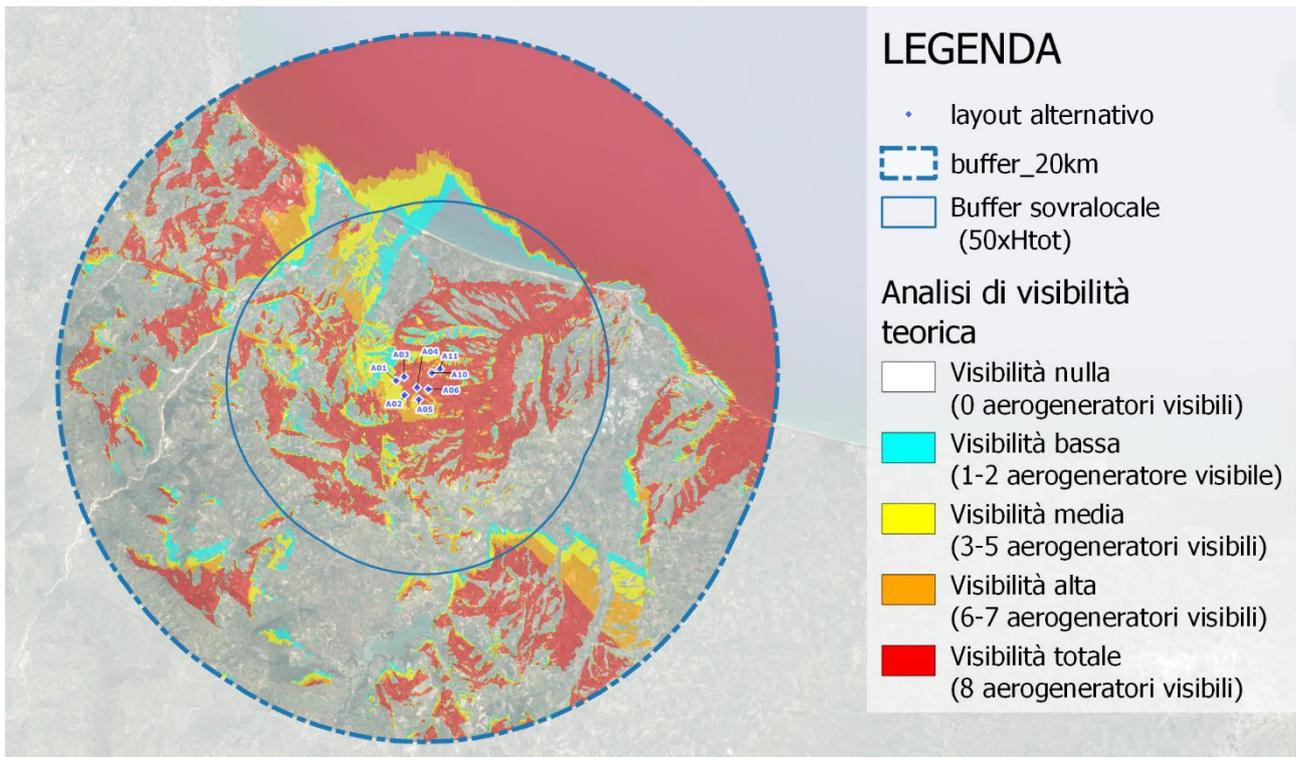


Figura 5: Mappe di visibilità teorica (20 km) - confronto tra layout alternativo e layout di progetto

Sulla base di quanto esplicitato sopra si può affermare che una localizzazione differente avrebbe comportato:

- una minore producibilità dell'impianto a parità del numero di aerogeneratori e quindi presumibilmente di superficie occupata;
- una minore distanza dai ricettori con un possibile conseguente aumento dell'impatto acustico rispetto al layout scelto e con un maggior fenomeno dello shadow flickering;
- un maggior incremento di visibilità e quindi un aggravio dell'impatto paesaggistico.

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

### 3.4.3 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.

### 3.4.4 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 Ingombro degli aerogeneratori

Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

Tabella 3: Dati tecnici aerogeneratori di progetto

Potenza nominale aerogeneratore	6.0 MW
Altezza hub	115 m
Diametro rotore	170 m
Altezza totale	200 m
Area spazzata	22698 m <sup>2</sup>
Direzione rotazione	Senso orario
Numero di pale	3



### 4.2 Piazzole aerogeneratori

Accanto a ogni torre, sarà costruita una piazzola orizzontale a servizio degli aerogeneratori, in cui, in fase di costruzione del parco sarà posizionata la gru necessaria per sollevare gli elementi di assemblaggio degli aerogeneratori. Le piazzole saranno realizzate con materiali selezionati dagli scavi, adeguatamente compattate anche per assicurare la stabilità della gru; esse devono 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.

La piazzola sarà 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.

Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli delle dimensioni riportate in figura e meglio visibili nell'elaborato grafico prodotto "Planimetria di dettaglio delle piazzole di montaggio":

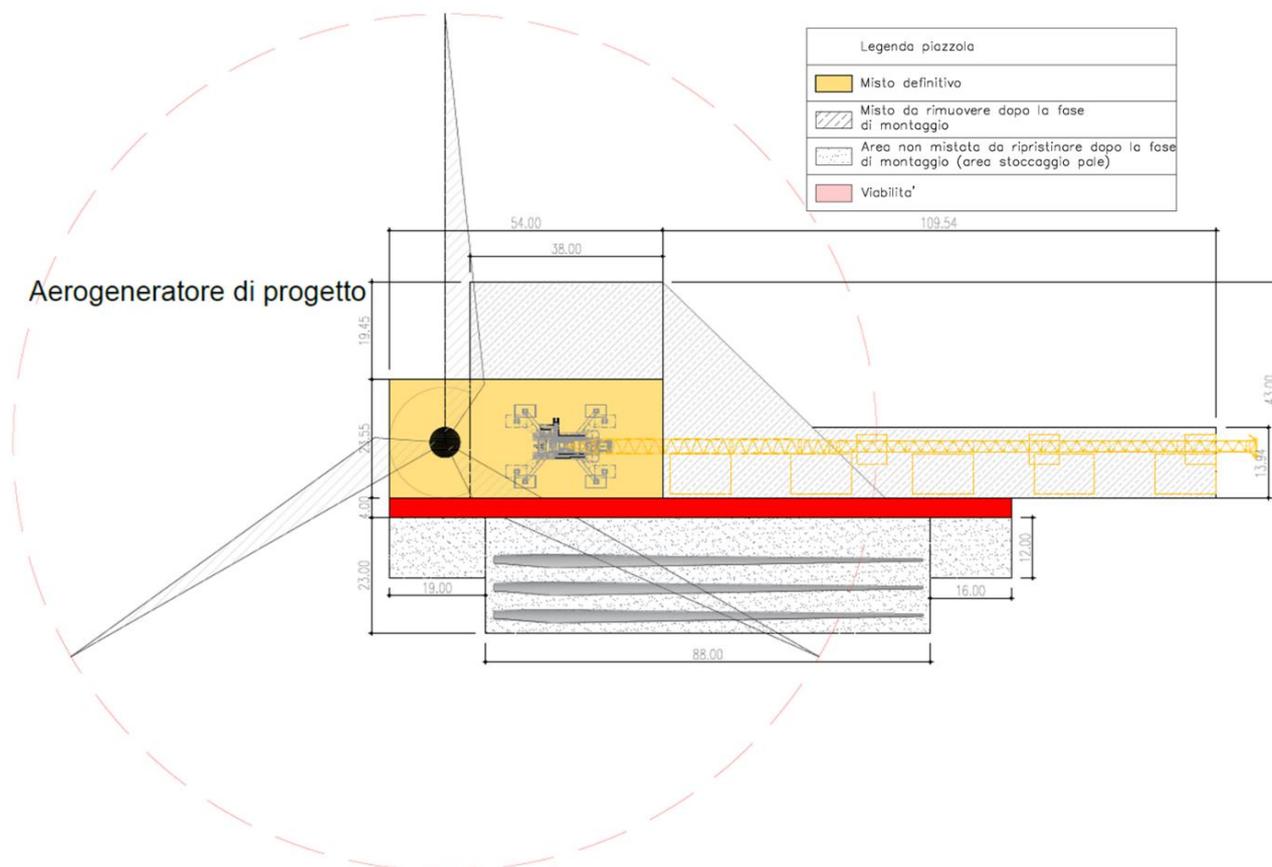


Figura 6: Configurazione piazzole degli aerogeneratori di progetto

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.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la soprastruttura 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.

### 4.3 Cavidotti, rete elettrica e sottostazione

Per la connessione dell'impianto eolico è prevista la posa di cavidotti, prima di interconnessione tra gli aerogeneratori di progetto, e poi di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta fino alla futura sottostazione elettrica di trasformazione RTN 380/36 kV prevista nel comune di Montecilfone (CB).

Dunque, le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, 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 è trasformata da bassa a media tensione per mezzo del trasformatore installato a bordo navicella e quindi trasferita al quadro MT posto a base torre all'interno della struttura di sostegno tubolare.

Di qui l'energia elettrica prodotta da ciascun circuito (sottocampo) è trasferita mediante un cavidotto interrato a 36 kV al nuovo stallo per essere trasformata in alta tensione ed infine immessa nella rete di trasmissione nazionale AT di proprietà TERNA S.p.A.

Il trasporto dell'energia avviene mediante cavi che verranno posati ad una profondità non inferiore a 120 cm.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm per una, 70 cm per due terne e 100 cm per tre terne. Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Presso la SE è previsto:

- la misura dell'energia prodotta dal parco;
- la consegna a TERNA S.p.A.
- un ulteriore innalzamento della tensione da 36 kV a 150 kV.

La stazione elettrica sarà costituita da:

- N.1 stalli trasformatore AT/MT;
- N.1 stallo di arrivo linea in cavo AT da SE RTN;
- 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.

L'edificio conterrà i locali adibiti alle seguenti funzioni:

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

## 4.4 Viabilità di servizio

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 gli aerogeneratori a partire dalla viabilità esistente.

Le aree interessate dal parco eolico risultano facilmente raggiungibili; il collegamento avviene attraverso viabilità di tipo Statale e Provinciale esistente per lo più idonea, in termini di pendenze e raggi di curvatura, al transito dei componenti necessari all'assemblaggio delle singole macchine eoliche in modo da minimizzare la viabilità di nuova costruzione. Nel caso specifico, nell'area di intervento sono presenti le seguenti reti infrastrutturali di tipo viario:

- La Strada Provinciale SP 127 ad ovest dell'impianto;
- La Strada Provinciale SP 124 a sud-ovest dell'area di impianto e che sarà interessata dal passaggio del cavidotto verso l'area della sottostazione elettrica;
- 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.

Nella fattispecie, la sede stradale sarà portata ad una larghezza minima della carreggiata stradale pari a 5 m nei tratti in rettilineo, oltre alla cunetta di larghezza pari a 0,50 m per il deflusso delle acque meteoriche; nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi (almeno 70 m); saranno quindi necessari interventi di adeguamento di alcune viabilità presenti al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

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 riscontrano situazioni particolari, legate all'eventuale uso del territorio, l'allargamento avverrà indifferentemente in entrambe le direzioni.

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.

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.

## 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 a 36kV con collegamenti del tipo "entra-esce".

Il percorso del collegamento del Parco Eolico alla cabina di raccolta 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.

La rete a 36 kV avrà una lunghezza totale pari a circa 40 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo ARE4H5E 20,8/36kV o similari con conduttore in alluminio.

Il calcolo delle perdite di tensione nei cavi elettrici è riportato nella "Relazione Tecnica dei sistemi elettrici".

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.

Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "Planimetria del tracciato dell'elettrodotto"

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "IBE Guglionesi" di potenza nominale pari a 48 MW nel comune di Guglionesi e relative opere connesse da realizzarsi nei comuni di Guglionesi, Montenero di Bisaccia e Montecilfone

Relazione Generale

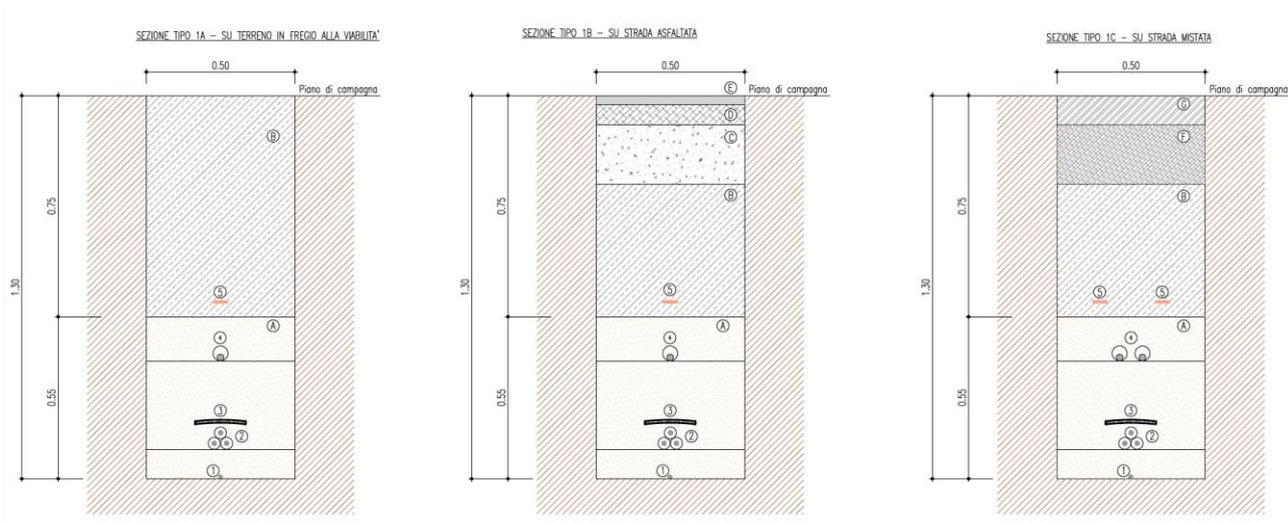


Figura 7: sezioni tipo 1A ,1B e 1C

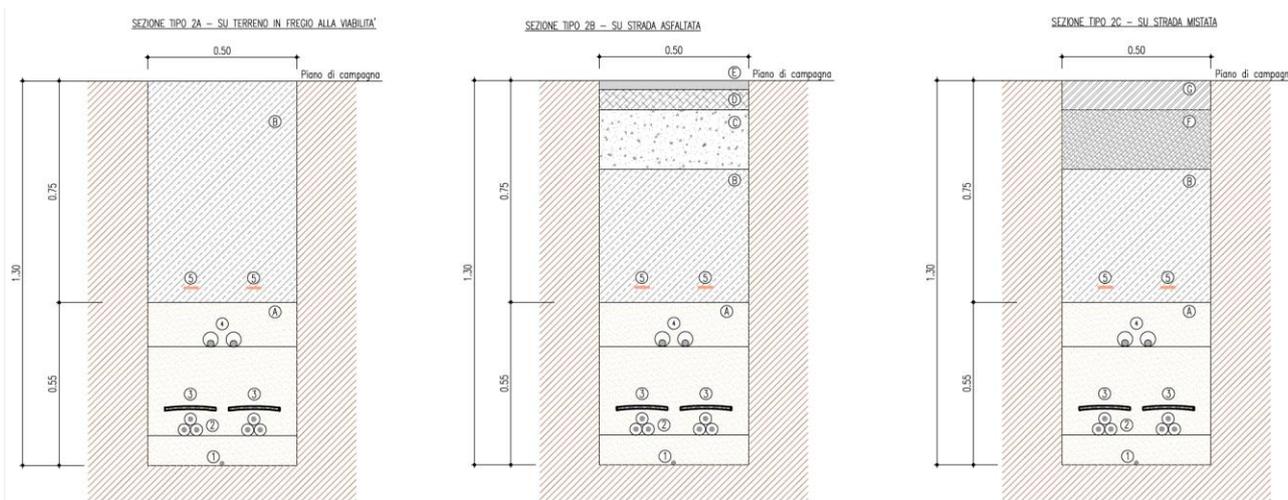


Figura 8: sezioni tipo 2A ,2B e 2C

LEGENDA		
(A) Sabbia $\phi$ 0-3 mm	(F) Stabilizzato $\phi$ 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 $\phi$ 50
(C) Terreno vegetale	(H) Conglomerato bituminoso - Strato di collegamento (Bynder)	(5) Nastro monitor
(D) Conglomerato cementizio C 15/25	(1) Cavo di terra	(6) Cavidotto in PEAD SN 8 $\phi$ 150
(E) Pietrisco $\phi$ 70-120 mm	(2) Cavi MT	

Figura 9: 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'*Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale* e nello specifico nell'*Unit of Management Regionale Molise (ex Autorità di Bacino Interregionale Fortore; Saccione; Trigno; Regionale Molise)*.

### 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 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 del tracciato dell'elettrodotto".

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 7,0 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 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

Sulla base di esperienze pregresse in riferimento ai costi sostenuti per la realizzazione di altri impianti eolici 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 maintenance. Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quand'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 700.000 €/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: 6,0 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.

### **Connessione alla RTN**

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 cavo 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 **201901110**), prevede che il futuro impianto eolico venga collegato alla RTN secondo due ipotesi:

- Ipotesi 1: lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV della RTN, da inserire in entrata - uscita sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi". Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA, l'elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.
- Ipotesi 2: lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione

(SE) a 380/150//36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi".

**Il presente progetto sviluppa la connessione alla RTN secondo lo schema di collegamento riportato nella "ipotesi 2".**

### **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.

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "IBE Guglionesi" di potenza nominale pari a 48 MW nel comune di Guglionesi e relative opere connesse da realizzarsi nei comuni di Guglionesi, Montenero di Bisaccia e Montecilfone

Relazione Generale

<b>QUADRO ECONOMICO GENERALE</b> <b>(VALORE COMPLESSIVO DELL'OPERA PRIVATA)</b>				
	<b>Descrizione</b>	<b>Importi (€)</b>	<b>iva (%)</b>	<b>TOTALE iva compresa (€)</b>
<b>A)</b>	<b>Costo dei lavori</b>			
A.1	Lavori previsti	€ 31'835'014.59	10%	€ 35'018'516.05
A.2	Oneri di sicurezza	€ 53'102.40	10%	€ 58'412.64
A.3	Opere di mitigazione	€ 10'467.50	10%	€ 11'514.25
A.4	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 486'554.50	10%	€ 535'209.95
A.5	Opere connesse	-		
	<b>Totale A</b>	€ 32'385'138.99		€ 35'623'652.89
<b>B)</b>	<b>Spese Generali</b>			
B.1 )	Spese tecniche	€ 140'000.00	22%	€ 170'800.00
B.2 )	Spese di consulenza e supporto tecnico	€ 0.00	22%	€ 0.00
B.3 )	Collaudi	€ 40'000.00	22%	€ 48'800.00
B.4 )	Rilievi accertamenti ed indagini	€ 50'000.00	22%	€ 61'000.00
B.5 )	Oneri di legge su spese tecniche (4% su B.1 e B.3)	€ 7'200.00	22%	€ 8'784.00
B.6 )	Imprevisti	€ 75'000.00	22%	€ 91'500.00
B.7 )	Spese varie	€ 50'000.00	22%	€ 61'000.00
	<b>Totale B</b>	€ 362'200.00		€ 441'884.00
C)	Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero			
	<b>"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A+B+C)</b>	€ 32'747'338.99		€ 36'065'536.89

## **AII.1 STMG**

# **Allegati**

PEC

Spettabile

**IBE GUGLIONESI S.r.l.**

[ibe.guglionesi@legalmail.it](mailto:ibe.guglionesi@legalmail.it)

**Oggetto: Codice Pratica: 201901110 – Comune di Guglionesi (CB) - Preventivo di connessione.**

Richiesta di modifica di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 48 MW.

Con riferimento alla Vs. richiesta di modifica di connessione, Vi comunichiamo il preventivo per la connessione che Terna S.p.A. è tenuta ad elaborare ai sensi delle deliberazioni, della normativa vigente e del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete).

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, dovete 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](http://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, 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 Sp.A. ha provveduto ad individuare le aree e linee critiche sulla RTN in alta e altissima tensione secondo la metodologia approvata dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), e che qualora il Vs. impianto dovesse ricadere in un'area/linea critica come da relativa pubblicazione sul sito di Terna, resta valido quanto previsto dalla normativa vigente, ed in particolare dalla Delibera 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:	Eugenio Mazzini	Tel. 06.8313.8989
	Lorenzo Del Rio	Tel. 06.8313.9282
	Olimpia Sanviti	Tel. 06.8313.8289

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.

**Luca Piemonti**

MTF

All.: c.s.

Copia: RITREAVARI RM  
GPI-SVP-PRA  
DTCVRL  
DTC  
DSC-OMLT-POACS  
DSC-AES-AESCS  
SSD-PRI-PSR  
SSD-PRI-ESP  
Az.: SSD-PRI-Conn RTN

---

## ALLEGATO A1

SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (STMG)  
PER LA CONNESSIONE



**Codice Pratica: 201901110 – Comune di Guglionesi (CB) -  
Preventivo di connessione.**

Richiesta di modifica di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 48 MW.

### **Ipotesi 1**

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA, Vi comunichiamo che l'elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Vi informiamo fin d'ora che al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare.

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

- i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione del Vs. impianto, in accordo con quanto previsto dal Codice di Rete, sono di 450 k€ (a cui si aggiunge il 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](http://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 0,1477;
- i tempi di realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione del Vs. impianto sono pari a 20 mesi per la nuova SE della RTN, e 8 mesi + 1 mese/km per i raccordi alla linea RTN.

I tempi di realizzazione suddetti decorrono dalla data di stipula del contratto di connessione di cui al Codice di Rete (disponibile sul ns. sito [www.terna.it](http://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.



**Codice Pratica: 201901110 – Comune di Guglionesi (CB) -  
Preventivo di connessione.**

Richiesta di modifica di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 48 MW.

## **Ipotesi 2**

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150//36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'ARERA, Vi comunichiamo che l'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima 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](http://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 0,48;
- i tempi di realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione del Vs. impianto sono pari a 20 mesi per la nuova SE della RTN e 8 mesi + 1 mese/km per i raccordi alla linea RTN.

I tempi di realizzazione suddetti decorrono dalla data di stipula del contratto di connessione di cui al Codice di Rete (disponibile sul ns. sito [www.terna.it](http://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.



**Codice Pratica: 201901110 – Comune di Guglionesi (CB) -  
Preventivo di connessione.**

Richiesta di modifica di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 48 MW.

Per entrambe le soluzioni, 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](http://www.terna.it) sezione Codice di Rete nonché la normativa vigente.

Vi informiamo sin d'ora che sarà necessario provvedere alla stipula del contratto di connessione, di cui al Codice di Rete (disponibile sul ns. sito [www.terna.it](http://www.terna.it).)

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"*:

- 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 sopracitato 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.



**Codice Pratica: 201901110 – Comune di Guglionesi (CB) -  
Preventivo di connessione.**

Richiesta di modifica di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 48 MW.

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.

**Luca Piemonti**

---

ALLEGATO A.2

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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		Rev. 03 del 13.07.2012

## INDICE

<b>1</b>	<b>OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI.....</b>	<b>1</b>
2.1	Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente.....	1
2.2	Autorizzazioni a cura del Gestore .....	4
<b>3</b>	<b>AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI .....</b>	<b>5</b>
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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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*”<sup>1</sup> di cui al Codice di Rete, mediante l’utilizzo del portale [MyTerna](http://www.myterna.it) (o attraverso invio del Modello 4/a disponibile su [www.terna.it](http://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 bancaria<sup>2</sup> dell’avvenuto pagamento del corrispettivo di cui al Codice medesimo, nella misura fissa di 2500 Euro (IVA esclusa)<sup>3</sup>;
- 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

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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”.

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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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](http://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](http://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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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.”*.

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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.

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 2</b>
		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**

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 3</b>
		Rev. 01 del 13.07.2012

## INDICE

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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 3</b>
		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

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 3</b>
		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.

	<b>Formula di corrispettivo [k€]</b>
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.

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

*l = 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;

---

<sup>1</sup> (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.

	<b>formula di corrispettivo [k€]</b>
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.

	<b>Formula di corrispettivo [k€]</b>
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.

	<b>formula di corrispettivo [k€]</b>
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

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

*l = lunghezza dell'elettrodotto [km]*

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 3</b>
		Rev. 01 del 13.07.2012

## 2.5 Elaborazione della relazione geologica e sismica <sup>(1)</sup>

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

Corrispettivo [k€] 4

## 2.6 Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica <sup>(2)</sup>

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

Corrispettivo [k€] 6,9

## 2.7 Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] <sup>(3)</sup>

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

Corrispettivo [k€] 6,9

-----  
<sup>(1)</sup> La relazione geologica e sismica sarà asseverata da professionista abilitato.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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.

	<b>PROSPETTO INFORMATIVO</b>	<b>Allegato 3</b>
		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.

**QUADRO SINOTTICO DEI VALORI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI**

			<b>formula di corrispettivo [k€]</b>
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.