

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI BARI
COMUNE DI GRAVINA IN PUGLIA



AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.LGS. 387/2003

Progetto Definitivo
Parco eolico "Monte Marano" e opere connesse

TITOLO ELABORATO

Relazione descrittiva di progetto

CODICE ELABORATO

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0433	A	R02	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione

SCALA

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
luglio 2021	prima emissione	MCO	GDS	GMA

PROPONENTE

FRI-EL

FRI-EL S.p.A.

Piazza della Rotonda 2
00186 Roma (RM)
fri-elspa@legalmail.it
P. Iva 01652230218
Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTAZIONE



F4 ingegneria srl

via Di Giura - Centro Direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1 944 797 - Fax: +39 0971 5 54 52
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giuseppe Manzi)



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





Sommario

1	Introduzione	4
1.1	Descrizione del proponente	4
2	Normativa di riferimento	5
3	Inquadramento territoriale	6
3.1	Localizzazione dell'intervento	6
3.1.1	Geologia ed idrogeologia dell'area d'intervento	8
3.1.1.1	<i>Contesto geologico</i>	8
3.1.1.1	<i>Contesto idrogeologico</i>	10
3.2	Documentazione fotografica	11
3.3	Analisi del regime vincolistico	14
3.3.1	Coerenza del progetto con il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 2414	
3.3.2	Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) del distretto idrografico dell'Appennino meridionale	18
3.3.3	Vincoli paesaggistici e ambientali derivati dal Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia	21
4	Caratteristiche della risorsa eolica	31
5	Descrizione dell'intervento	34
5.1	Criteri di scelta del sito d'impianto	34
5.2	Fase 1: Realizzazione dell'impianto	36
5.2.1	Caratteristiche tecniche delle opere di progetto	36
5.2.1.1	<i>Descrizione delle unità di produzione</i>	36
5.2.1.2	<i>Descrizione delle opere civili</i>	38
5.2.1.3	<i>Descrizione degli impianti elettrici</i>	42



5.3 Fase 2: Esercizio dell'impianto	44
5.4 Fase 3: Dismissione dell'impianto	45
6 Gestione dei materiali e dei rifiuti di risulta	47
7 Valutazioni sulla sicurezza dell'impianto	48
7.1 Impatto acustico	48
7.2 Effetti dello shadow flickering	52
7.3 Rottura accidentale degli organi rotanti	53
7.4 Impatto elettromagnetico	54
7.5 Ostacoli verticali per la navigazione aerea	56
8 Utilizzo di risorse	58
8.1 Suolo	58
8.2 Materiale inerte	58
8.3 Acqua	59
8.4 Energia elettrica	59
8.5 Gasolio	60
9 Stima emissioni, scarichi, produzione rifiuti, rumore, traffico	61
9.1 Emissioni in atmosfera	61
9.2 Emissioni sonore	61
9.3 Vibrazioni	62
9.4 Scarichi idrici	62
9.5 Emissione di radiazioni ionizzanti e non	62
9.6 Traffico indotto	63
9.7 Produzione di rifiuti	63
10 Disponibilità aree	66
11 Interferenze reti	67



12 Cronoprogramma	68
13 Stima dei costi	69
14 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche	71
15 Il progetto esecutivo	73





1 Introduzione

Il progetto in esame - presentato dalla società FRI-EL Spa, con sede legale in Piazza della Rotonda 2 00186 Roma, in qualità di proponente – è relativo alla realizzazione di un nuovo parco eolico di proprietà, denominato "Monte Marano", localizzato nel territorio comunale di Gravina in Puglia, in provincia di Bari.

Il progetto è in linea con gli obiettivi nazionali ed europei per la riduzione delle emissioni di CO₂, legate a processi di produzione di energia elettrica.

1.1 Descrizione del proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è il gruppo FRI-EL che, attivo nel settore sin dal 2002, si colloca tra i principali produttori italiani di energia da fonte eolica grazie anche alla collaborazione con partner internazionali. Il gruppo dispone attualmente di 34 parchi eolici nel territorio italiano, un parco eolico in Bulgaria ed uno in Spagna, per una capacità complessiva installata di 950 MW. Inoltre, il gruppo FRI-EL opera in diversi settori, infatti, oltre ad essere azienda leader nel settore eolico, si colloca tra i primi produttori in Italia di energia prodotta dalla combustione di biogas di origine agricola. Il gruppo gestisce 21 impianti idroelettrici, un impianto a biomassa solida ed una delle centrali termoelettriche a biomassa liquida più grandi d'Europa. Le attività e le principali competenze del gruppo comprendono tutte le fasi di progettazione, costruzione, produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili, includendo l'analisi e la valutazione del paesaggio ed il processo di approvazione.



2 Normativa di riferimento

Si riportano di seguito i principali riferimenti legislativi per l'autorizzazione e la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia ed in Puglia (si ricorda che sono riportati solo i documenti rilevanti per questo tipo di intervento).

Leggi Nazionali

- D. lgs. n. 387 del 29/12/2003, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- D. M. del 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, tali linee guida 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).
- D. lgs. n. 28 del 03/03/2011, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"; tale decreto ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.
- D. lgs. n. 42 del 22/01/2004, "Codice dei beni culturali e del paesaggio".
- D. lgs. n. 152 del 03/04/2006, "Norme in materia ambientale".
- D. lgs. n. 104 del 16/06/2017, "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della L. 9 luglio 2015, n. 114".

Leggi Regionali

- Deliberazione della Giunta Regionale 28 dicembre 2010, n. 3029, "Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica".
- Deliberazione della Giunta Regionale 26 ottobre 2010, n. 2259, "Procedimento di autorizzazione unica alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oneri istruttori. Integrazioni alla DGR n. 35/2007".
- Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24, "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

3 Inquadramento territoriale

3.1 Localizzazione dell'intervento

L'area individuata per la realizzazione della presente proposta progettuale interessa il territorio comunale di Gravina in Puglia, in provincia di Bari.

L'impianto proposto ricade all'interno dei seguenti riferimenti cartografici:

- Fogli di mappa catastale del Comune di Gravina in Puglia n. 47-48-70-71-72-73-74-91-92-93-94-95-98-101-110-111-112-115-116;
- Fogli I.G.M. serie 50 in scala 1:50000 n. 453-Spinazzola, 454-Altamura e 472-Matera;
- Fogli della C.T.R. in scala 1:5000 codificati 453123, 453122, 453164, 453161, 454134, 453162, 454133, 454132, 472014.

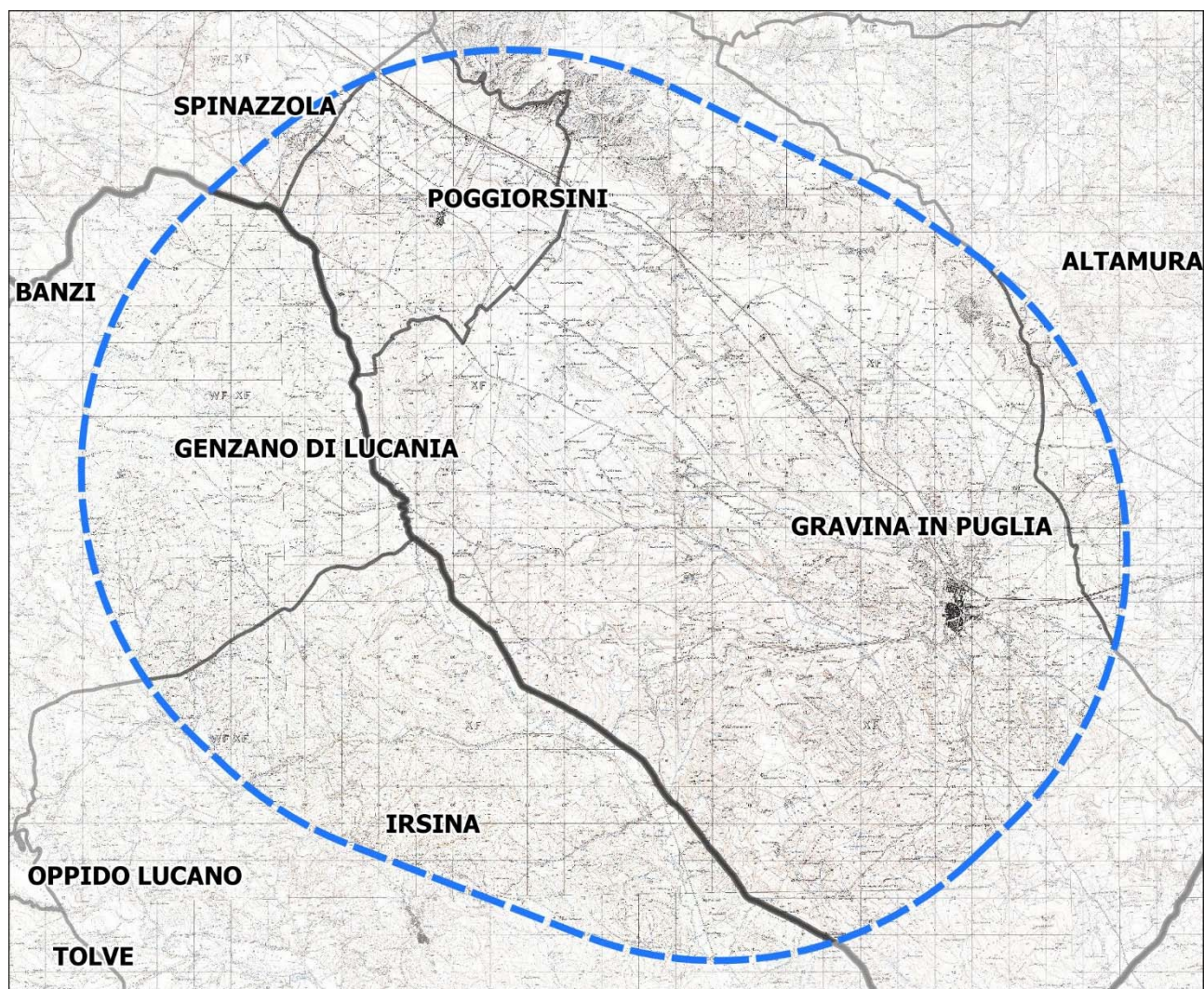


Figura 1: Inquadramento territoriale su base IGM 1:25000 con indicazione dell'area di intervento

Il progetto prevede l'installazione di 12 nuovi aerogeneratori di potenza unitaria massima pari a 6.2 MW, per una potenza complessiva di 74.4 MW.

Il modello di aerogeneratore attualmente previsto dalla proposta progettuale in esame è caratterizzato da un diametro massimo del rotore pari a 170 m, da un'altezza al mozzo di 115 m e da un'altezza complessiva al tip (punta) della pala di 200 m, quindi si tratterà di macchine di grande taglia. In particolare, i modelli commerciali che attualmente soddisfano questi requisiti tecnico-dimensionali sono: SG 170 HH 115 m 6.2 MW, Vestas V162 HH 119 m 6.0 MW, GE 164 HH 118 m 6.0 MW e GE 158 HH 121 m 5.8 MW.



Figura 2: Layout di impianto su base ortofoto

Il futuro parco eolico, denominato "Monte Marano", interesserà una fascia altimetrica compresa tra i 325 ed i 490 m s.l.m. nel settore nord occidentale del territorio comunale di Gravina in Puglia, destinata principalmente a colture foraggere e cerealicole stagionali che conferiscono al paesaggio caratteristiche di antropizzazione tali da non favorire processi di completa rinaturalizzazione.

La zona è servita da una buona rete viaria, sia di interesse locale che sovralocale: la SP 52 da nord-ovest verso l'abitato di Gravina in Puglia; la SC 8 (Contrada Sant'Antonio), la SP 26 e la SP 190 sul tracciato del cavidotto da nord-ovest verso sud-est; la SP 193 e strade locali sul tracciato del cavidotto da sud-est verso sud; la SS 96 Barese e la SS 655 a sud.

Il layout di impianto, in particolare, è attraversato da una rete di strade locali (Contrada Sant'Angelo, Contrada S. Felice e Contrada Santa Teresa) ed interpoderali, non sempre mappata, ma ben visibile da ortofoto e facilmente percorribile (salvo opportuni adeguamenti) dai mezzi di cantiere.

La rete stradale risulta idonea a soddisfare le esigenze connesse all'esercizio dell'intervento da realizzare.



Nell'area di analisi, oltre alla rete viaria, sono presenti le seguenti reti infrastrutturali:

- elettrodotti: le linee che transitano nell'area sono sia in BT che in MT ed AT;
- rete idrica interrata;
- rete telefonica su palo.

La rete telefonica/dati esistenti risulta idonea a soddisfare le esigenze connesse all'esercizio dell'intervento da realizzare.

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

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori

WTG	Coordinate UTM-WGS84 fuso 33		Coordinate GB-Roma 40 fuso est		Altitudine [m s.l.m.]
	E	N	E	N	
GIP1	605901	4523327	2625910	4523334	491
GIP2	606694	4522590	2626703	4522597	485
GIP3	607421	4522604	2627430	4522611	467
GIP4	608298	4522255	2628307	4522262	454
GIP5	607471	4524715	2627480	4524722	454
GIP6	608470	4523969	2628479	4523976	437
GIP7	609009	4523183	2629018	4523190	414
GIP8	611906	4521343	2631915	4521350	425
GIP9	612459	4520695	2632469	4520703	419
GIP10	613077	4520115	2633087	4520122	431
GIP11	612551	4522179	2632561	4522186	419
GIP12	614126	4521111	2634136	4521118	417

3.1.1 Geologia ed idrogeologia dell'area d'intervento

L'inquadramento geologico ed idrogeologico è approfondito nell'elaborato "Relazione geologica" ed allegati.

3.1.1.1 Contesto geologico

La configurazione geologica dell'area compresa tra Basilicata e Puglia è il risultato di imponenti deformazioni tettoniche che hanno determinato accavallamenti e traslazioni di masse rocciose e terrigene, anche di notevoli proporzioni, da ovest verso est.

L'area in esame può essere inquadrata nel sistema orogenico appenninico dell'Italia meridionale tra il margine tirrenico e quello adriatico, caratterizzato da tre domini principali:

- la Catena a sud-ovest, rappresentata dall'Appennino campano-lucano;
- l'area di Avanfossa (la Fossa Bradanica) ad est, depressione colmata da sedimenti argilloso-sabbioso-conglomeratici;

- l'Avampaese Apulo ad est, rappresentata dalla regione apulo-garganica e costituita da carbonati.

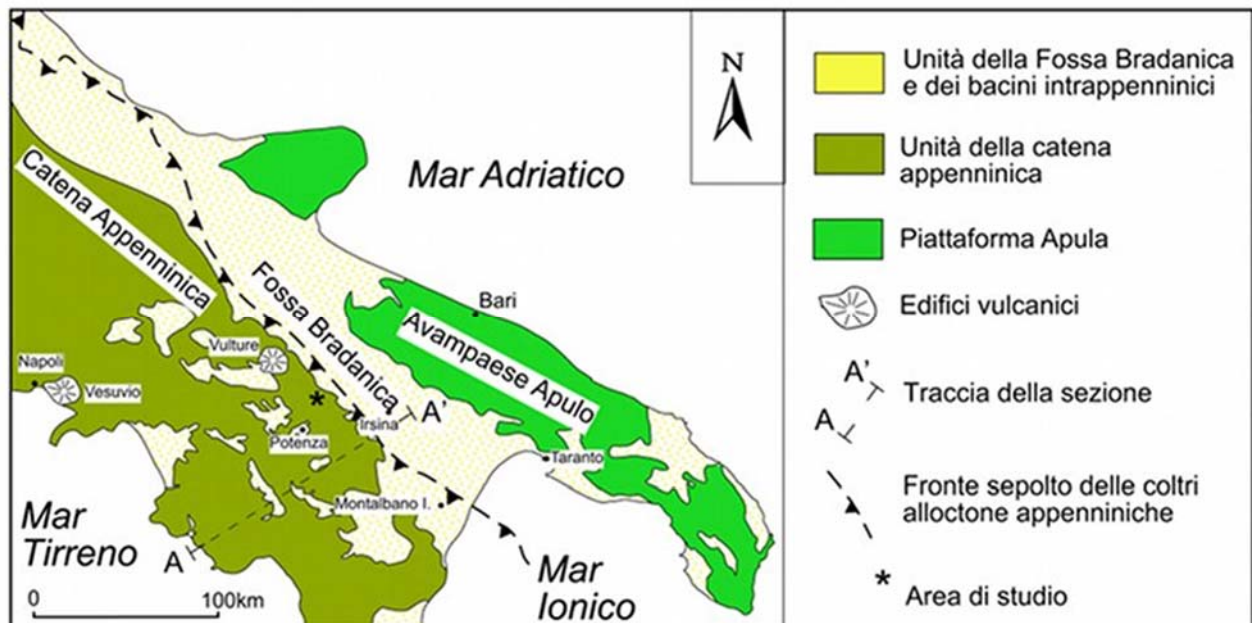


Figura 3: Schema geologico-strutturale del sistema Catena-Avanfossa-Avampaese (Fonte: Parco Nazionale Appennino Lucano)

Il sistema orogenico appenninico si è formato a partire dall'Oligocene superiore-Miocene inferiore dal progressivo accavallamento da ovest verso est, dovuto a compressione, di unità stratigrafico-strutturali mesozoico-paleogene e di unità sinorogene di Avanfossa.

Il sito di impianto, racchiuso nella parte nord-est del Foglio n. 187 "Melfi" della Carta Geologica d'Italia scala 1:100000, è caratterizzato da terreni attribuibili al ciclo deposizionale plio-pleistocenico, il cosiddetto Ciclo di sedimentazione dell'Avanfossa Bradanica, serie trasgressiva e regressiva sui Calcari Cretacei di Altamura e sul Flysch della Catena Appenninica.

L'Avanfossa Bradanica, situata tra le Murge e gli Appennini, è il tratto di Avanfossa plio-quadernaria a sud del Fiume Ofanto, dove – dato che il territorio di Gravina in Puglia ricade nella zona sud-occidentale del Foglio n. 188, zona più prossima all'Avampaese Apulo – il termine di apertura della serie sedimentaria è costituito dalle Calcareni di Gravina (rocce calcaree detritiche a grana media) e gran parte del riempimento è rappresentato dalle Argille Subappenniniche.

Nell'area oggetto di studio e nelle zone limitrofe (come riportato nell'allegato Carta Geologica) affiorano, dal basso verso l'alto in ordine stratigrafico, i seguenti litotipi:

- Argille di Gravina: argille più o meno siltose o sabbiose di colore grigio-azzurro con fossili marini.
- Sabbie di Monte Marano: sabbia limosa debolmente argillosa di colore giallastro a luoghi rossastra a granulometria medio fine; intercalati ad essa ci sono livelli sparsi di arenaria, lenti ciottolose e conglomeratiche, livelli limoso-sabbiosi e frequenti straterelli di calcare polverulento e concrezioni calcaree nodulari.
- Sabbie dello Staturo: sabbie fini quarzoso-micacee con lenti conglomeratiche a stratificazione incrociata; sono presenti abbondanti miche che fanno pensare ad una deposizione alluvionale.



- Conglomerati d'Irsina: conglomerati poligenici immersi in scarsa matrice sabbiosa di colore rossastro con lenti di colore ocreo.
- Depositi alluvionali attuali e recenti nella Valle Pentecchia e lungo i tratti degli affluenti principali del Torrente Gravina, composti da limi sabbiosi e sabbioso-argillosi rivenienti dall'erosione dei depositi plio-pleistocenici circostanti.

L'Avanfossa Bradanica è stata interessata, in particolare, da un avanzamento del fronte appenninico che ha portato al sollevamento dell'intera area con la migrazione verso est-nord est della valle del Fiume Bradano e dei suoi affluenti fino alla cattura del torrente Basentello, ormai troncato dal sollevamento della zona di Palazzo San Gervasio e con un bacino imbrifero ridotto.

La zona di interesse – e in generale la parte occidentale dell'Avanfossa Bradanica – non presenta, nei terreni di chiusura del ciclo sedimentario dell'Avanfossa Bradanica, indici di grossi movimenti tettonici (quali faglie, pieghe o sovrascorrimenti), ma solo piccole fratture determinate dal sollevamento generale dell'Avanfossa Bradanica.

Il sito di impianto insiste sulla spianata di sedimentazione ad ovest dell'abitato di Gravina, interrotta da fossi con valli ampie sui cui versanti affiorano terreni sabbiosi ghiaiosi e sabbioso limosi nella parte alta ed argille subappenniniche nella parte media e bassa.

Le macchine eoliche saranno ubicate su pianori con terreni stabili, a distanza dai versanti argillosi soggetti a fenomeni di instabilità (come evidenziato nell'allegato Carta Geomorfologica).

3.1.1.1 Contesto idrogeologico

L'area di interesse è caratterizzata da un'idrologia superficiale: i terreni della piana – di sedimentazione marina di chiusura del ciclo sedimentario dell'Avanfossa Bradanica – sono incisi da fossi poco profondi a fondo piatto che formano un reticolo dendritico terminante nel fiume Bradano.

Tali fossi sono in secca gran parte dell'anno, riattivandosi soltanto durante i periodi di piovosità maggiore autunnali ed invernali.

Le caratteristiche granulometriche e litologiche degli strati superficiali permettono l'infiltrazione di acqua di precipitazione meteorica, favorendo una circolazione di acqua nel sottosuolo ed il conseguente accumulo di acqua di falda.

Tali accumuli si rinvergono solo dove affiorano terreni granulari dei depositi alluvionali su argille grigio-azzurre impermeabili che fanno da letto alle falde.

I rilievi di superficie ed i dati di bibliografia (approfonditi nell'elaborato Relazione geologica) hanno evidenziato la presenza della falda acquifera ad una profondità variabile da 13.5 a 16.5 m.

3.2 Documentazione fotografica



Figura 4: Ripresa fotografica dell'area di intervento prossima all'installazione di GIP1



Figura 5: Ripresa fotografica dell'area di intervento prossima all'installazione di GIP2



Figura 6: Ripresa fotografica dell'area di intervento prossima all'installazione di GIP6



Figura 7: Ripresa fotografica dell'area di intervento prossima all'installazione di GIP11



Figura 8: Ripresa fotografica dell'area di intervento lungo C.da Santa Teresa



Figura 9: Ripresa fotografica dell'area di intervento verso C.da S. Antonio



Figura 10: Panoramica dell'area di intervento dal Bosco Difesa Grande



Figura 11: Panoramica dell'area di intervento dalla zona archeologica Botromagno

3.3 Analisi del regime vincolistico

3.3.1 Coerenza del progetto con il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24

Il Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 è il regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante l'individuazione di aree e siti non idonei alla localizzazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.

Nelle aree e nei siti elencati nell'Allegato 3 non è consentita l'installazione di specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili (FER) e relative opere connesse, con differenze legate al tipo di impianto; mentre la realizzazione delle sole opere di connessione



relative ad impianti esterni ad aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge.

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico ed artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale ritenuti meritevoli di tutela ed incompatibili con determinate tipologie di impianti FER.

L'impianto eolico in progetto viene classificato con il codice E.4.d dal R. R. 24/2010, All. 2 (pag. 53) perché con potenza superiore a 1000 kW: l'installazione di tale tipologia di impianto FER non è consentita all'interno delle aree non idonee individuate dal Regolamento.

L'impianto eolico in progetto, in accordo a quanto indicato nell'All. 2 del R. R. 24/2010, non interessa nessuna delle seguenti aree o siti non idonei riportati nell'Allegato 3 del Regolamento:

- Aree naturali protette nazionali-regionali;
- Zone umide Ramsar;
- Siti d'importanza comunitaria – SIC;
- Zone di Protezione speciale – ZPS;
- Important Bird Area (IBA);
- Siti UNESCO (Castel del Monte, il più prossimo, dista circa 30 chilometri dal buffer sovralocale);
- Beni culturali e relativo buffer di 100 m ai sensi della Parte II del D. lgs. 42/2004 (vincolo ex L. 1089/39);
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del D. lgs. 42/2004 (vincolo L. 1497/39);
- Aree tutelate per legge ai sensi dell'art. 142 del D.lgs. 42/2004 (territori costieri fino a 300 m; laghi e territori contermini fino a 300 m; zone archeologiche e relativi buffer esterni di 100 m);
- PUTT/P: Ambito territoriale esteso A;
- Area edificabile urbana e relativo buffer di 1 Km;
- Segnalazioni carta dei beni e relativo buffer di 100 m (riconosciute dal PUTT/P nelle componenti storico-culturali ed individuate attraverso cartografie nel PPTR);
- Grotte e relativo buffer di 100 m;
- Lame e gravine.

L'intervento in progetto, in particolare tratti del cavidotto e delle piste di accesso agli aerogeneratori, interferisce con le seguenti aree o siti non idonei riportati nell'Allegato 3 del Regolamento:

- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità, in particolare le connessioni rappresentate dai corsi d'acqua episodici: il torrente Pentecchia di Chimienti ed il suo affluente Canalecchie.

Il tratto centrale del cavidotto, da GIP3 a GIP12, corre lungo le sponde dei suddetti corsi d'acqua, oltre al cavidotto e la strada a servizio di GIP11.

Il Regolamento non riporta indicazioni specifiche per gli impianti a rete e le opere civili, tuttavia il cavidotto sarà interrato su sede stradale esistente (Contrada S. Antonio SC 8, SP 190 e SP 26), a meno di attraversamenti in TOC o mediante staffaggio di tubi in aria su viadotti esistenti.



- Aree tutelate per legge ai sensi dell'art. 142 del D.lgs. 42/2004 (fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m; boschi e relativi buffer esterni di 100 m; tratturi e relativi buffer esterni di 100 m).
 - Il tratto centrale del cavidotto ed il cavidotto e la strada a servizio di GIP11 e GIP-GIP9 corrono lungo le sponde del torrente Pentecchia di Chimienti e del suo affluente Canalecchie.

Il Reg. Reg. 24/2010 (pag. 20) considera in genere non autorizzabile la realizzazione di nuove infrastrutture a rete nell'area di pertinenza dei corsi d'acqua, con l'esclusione delle manutenzioni delle opere esistenti, e non autorizzabile la costruzione di impianti ed infrastrutture nell'area annessa.

Le problematiche evidenziate dal Regolamento sono legate alla conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale, ma il cavidotto a servizio degli aerogeneratori, realizzato interrato su sede stradale esistente (a meno di cavi posati in tubo in aria per attraversamento di viadotti) è un intervento che non porta alla trasformazione delle fasce ripariali e non risulta in contrasto con la conservazione del suolo e con il mantenimento dell'assetto geomorfologico d'insieme.
 - Il tratto finale del cavidotto incide sul margine del bosco presso jazzo rov.e, nella relativa fascia di rispetto (di cui alcuni segmenti non su strade esistenti).

La salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato o di una sua trasformazione compatibile con la qualificazione paesaggistica costituisce l'obiettivo principale individuato dal R. R. 24/2010 (pag. 22) per l'area annessa (di rispetto), tuttavia il cavidotto sarà interrato su strada esistente o in terreni coltivati a seminativi (come risulta dalla CTR Puglia 2011) con ripristino dello stato dei luoghi alla fine del cantiere, pertanto l'intervento consente comunque la conservazione degli elementi caratterizzanti il sistema botanico/vegetazionale e del suolo.
 - Il cavidotto intercetta il Tratturello Tolve – Gravina nei pressi di Masseria Nardone.

Il PUTT/P classifica il tratturello come Ambito Territoriale Esteso C, ma il R. R. 24/2010 (pag. 26) non riporta indicazioni specifiche per le opere di connessione. L'interferenza del progetto con il tratturo, tuttavia, è relativa all'attraversamento del cavidotto eseguito in TOC (Trivellazione Orizzontale continua), pertanto l'intervento permette comunque di conservare l'assetto paesistico attuale.
- Il cavidotto e la viabilità a servizio dell'aerogeneratore GIP5 attraversano l'ambito B del PUTT/P.

L'ambito B non è classificato idoneo all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili secondo il R. R. 24/2010 (pag. 33), ma non costituisce un'interferenza ostativa né per la viabilità (un'infrastruttura a rete) né per il cavidotto (un'opera di connessione) in quanto non rientranti tra quelle citate dal Regolamento per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Inoltre, gli interventi di "collocamento entro terra di tubazioni di reti infrastrutturali, con ripristino dello stato dei luoghi e senza opere edilizie fuori



terra", sono esentati dalla richiesta di autorizzazione paesaggistica in accordo all'art. 5.02, punto 1.06 delle NTA del PUTT/P (pag. 37).

- Segnalazioni carta dei beni e relativo buffer di 100 m (riconosciute dal PUTT/P nelle componenti storico-culturali ed individuate attraverso cartografie nel PPTR): il tratto finale del cavidotto attraversa l'area di rispetto di jazzo S. Teresa e quella di Masseria Zingariello.

Il R. R. 24/2010 (pag. 35) considera in genere non autorizzabili attrezzature e/o impianti, estendendo tale divieto alle FER, ma non riporta indicazioni specifiche relativamente alle opere di connessione.

L'interferenza del progetto con il buffer dei beni architettonici, tuttavia, è relativa all'attraversamento del cavidotto interrato su sede stradale esistente (Contrada S. Teresa e la SP 193) con ripristino dei luoghi alla fine del cantiere, pertanto l'intervento permette comunque di conservare l'assetto paesistico attuale in quanto non in contrasto con l'integrità dei siti e con i valori storico-culturali dei luoghi.

- Il cono visuale della gravina di Gravina in Puglia: gli aerogeneratori GIP8 - GIP9 - GIP10 - GIP11 - GIP12 rientrano nei coni visuali fino a 6 km e fino a 10 km, ma non nelle zone interne ai coni; l'ultimo tratto del cavidotto esterno rientra nelle zone interne al cono visuale fino a 4 Km, 6 Km e 10 Km.

L'impatto percettivo delle macchine eoliche sul territorio è stato oggetto di valutazione nella Relazione paesaggistica e nell'Analisi della compatibilità ambientale.

Il cavidotto sarà interrato su strada stradale esistente (la SP 193) con ripristino dello stato dei luoghi alla fine del cantiere, pertanto avrà un trascurabile impatto percettivo in fase di esercizio.

Il R. R. 24/2010 (pag. 37) specifica soltanto che i grandi aerogeneratori possono produrre alterazioni significative dei valori paesaggistici presenti nelle zone interne ai coni visuali, ma non riporta indicazioni relative alla realizzazione di impianti a rete.

- I versanti sono interessati dalle seguenti opere in progetto: alcuni tratti di cavidotto e di piste di accesso a servizio di alcuni aerogeneratori ed alcuni segmenti del cavidotto centrale e di quello esterno.

Il R. R. 24/2010 (pag. 41) specifica anche che, pur non esistendo nel PUTT/P indicazioni specifiche relativamente alle FER, nell'area di pertinenza non è in genere autorizzabile la realizzazione di nuove infrastrutture a rete con la esclusione delle manutenzioni delle opere esistenti, mentre nell'area annessa non è autorizzabile la costruzione di impianti ed infrastrutture.

Le opere interferenti suddette (viabilità e cavidotto interrato), tuttavia, non comportano alterazioni degli equilibri idrogeologici o dell'assetto morfologico generale del versante interessato e non compromettono la qualità paesaggistica dei luoghi.

- Aree a vincolo idrogeologico (R.D. 30 dicembre 1923, n. 3267; D. Lgs. 42/2004 art. 143, comma 1, lett. E): il tratto finale del cavidotto interferisce con la zona Gravina in Puglia IV.



Il R. R. 24/2010 (pag. 37) specifica che qualunque intervento è soggetto a nulla osta e/o autorizzazioni dell'Ispettorato Dipartimentale delle Foreste della Regione Puglia.

La Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali della Regione Puglia ha competenza in materia di rilascio di parere forestale per movimento terra in zona sottoposta a vincolo idrogeologico, ai sensi del R.D.L. 30/12/1923, n. 3267 (riordino e riforma della legislazione in materia di boschi e di territori montani) e del R.D.L. 16/05/1926, n. 1126 (regolamento per l'applicazione del R.D.L. 3267/1923).

Ai sensi del R. R. n. 9 dell'11 marzo 2015 recante "Norme per i terreni sottoposti a vincolo idrogeologico" – art. 25 comma 6 (pag. 13) – l'opera di connessione in progetto, data la lunghezza superiore a 100 m, è soggetta a richiesta di parere forestale per movimento terra in zona sottoposta a vincolo idrogeologico ai sensi del R. R. 9/2015, art. 26 comma 1 (pag. 13).

- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità: il territorio comunale di Gravina in Puglia è la zona di raccolta delle uve destinate alla produzione del vino "Gravina" DOC e fa parte del territorio di produzione dei vini IGT "Murgia" e "Puglia", ma le opere in progetto non attraversano vigneti.

Le sovrapposizioni di aree o siti non idonei con il cavidotto e le opere civili sono approfonditi nell'elaborato "SIA – Analisi delle motivazioni e delle coerenze".

L'analisi del rischio idraulico e del rischio geomorfologico dell'area di studio, trattati in dettaglio al paragrafo successivo, ha evidenziato la presenza di aree a rischio frane R1-R2-R3 (rispettivamente a suscettibilità da frana moderata, media ed elevata) e di fasce di pericolosità idraulica P1-P2-P3 (rispettivamente moderata, elevata e molto elevata), in cui ricadono tratti di cavidotto interno ed esterno.

Il progetto proposto risulta compatibile con il P.A.I. come risulta dagli elaborati "Relazione Geologica", in cui è stata analizzata l'incidenza dell'intervento sui versanti, e "Relazione Idraulica", dove è stata effettuata la verifica delle interferenze delle opere in progetto con il reticolo idrografico.

In generale, quindi, il progetto è coerente con il suddetto Regolamento.

3.3.2 Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) del distretto idrografico dell'Appennino meridionale

L'area sovralocale di interesse ricade nella Unit of Management Bradano (UoM ITI012), che include il bacino interregionale del fiume Bradano (regioni Basilicata e Puglia), rientrando nell'ex Autorità di Bacino Interregionale Basilicata che ha elaborato il Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico (PAI).

La Conferenza Istituzionale Permanente dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ha adottato, con Delibera n. 4.9_2 del 20/12/2019, il "Progetto di Variante al Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico – Aree di versante" (territorio ex Autorità di Bacino della Basilicata) – Aggiornamento 2019.

Il PAI è suddiviso in:

- Piano Stralcio delle Aree di Versante, riguardante il rischio da frana;
- Piano di Gestione dei Rischi di Alluvione (PGRA), riguardante il rischio idraulico.



Il Piano Stralcio delle Aree di Versante perimetra le seguenti aree a rischio frana:

- R4 – Molto elevato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni tali da provocare la perdita di vite umane e/o lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici ed alle infrastrutture, danni al patrimonio ambientale e culturale, la distruzione di attività socio-economiche;
- R3 – Elevato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti rischi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici ed alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione delle attività socio-economiche, danni al patrimonio ambientale e culturale;
- R2 – Medio = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni minori agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale, che non pregiudicano le attività economiche e l'agibilità degli edifici;
- R1 – Moderato = area in cui è possibile l'instaurarsi di fenomeni comportanti danni sociali ed economici marginali al patrimonio ambientale e culturale;
- P = area che, pur presentando condizioni di instabilità o di propensione all'instabilità, interessa zone non antropizzate e quasi sempre prive di beni esposti e, pertanto, non minaccia direttamente l'incolumità delle persone e non provoca in maniera diretta danni a beni ed infrastrutture;
- ASV (aree assoggettate a verifica idrogeologica) = aree nelle quali sono presenti fenomeni di dissesto ed instabilità, attivi o quiescenti, da assoggettare a specifica ricognizione e verifica.

L'area di studio è caratterizzata da aree a rischio frane R1-R2-R3: in particolare il cavidotto a servizio degli aerogeneratori ricade in aree R1 in località S. Antonio Pellicciari, Lamia Giannina e Costa Ruzzolente lungo la viabilità esistente (la SP 26 e Contrada Sant'Angelo), mentre il cavidotto a servizio di GIP8 interessa un'area R1 nei pressi di Masseria S. Antonio Pace lungo una strada poderale esistente.

In tali aree, ai sensi dell'art. 19 comma 3.1 delle NTA-PAI (pag. 19), sono anche consentiti interventi di nuova costruzione, di ampliamento e completamento di opere esistenti, così come definiti dalla legislazione vigente, realizzati con modalità che non determinino situazioni di pericolosità idrogeologica.

In merito alle suddette interferenze, l'installazione del cavidotto interrato lungo viabilità esistente, effettuato con modalità tali da non determinare situazioni di pericolosità idrogeologica, rientra negli interventi di nuova costruzione consentiti dalla norma.

Il progetto proposto risulta compatibile con la classe di rischio delle aree interessate come risulta dall'elaborato "Relazione Geologica", in cui, in base al rilievo plano-altimetrico e l'analisi dei versanti interessati, risulta che la topografia e le variazioni altimetriche sono tali da non provocare movimenti gravitativi superficiali o profondi.

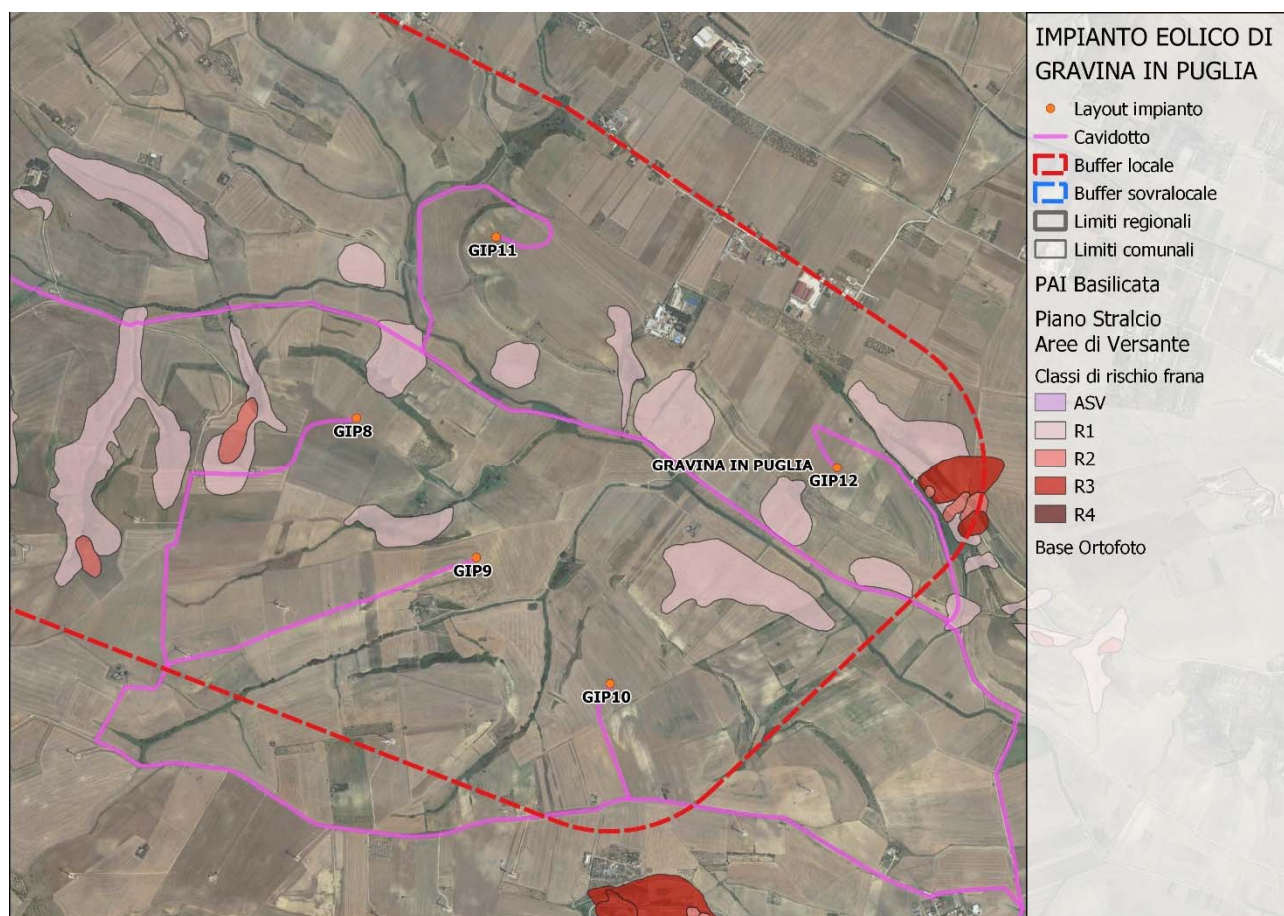


Figura 12: Aree a rischio geomorfologico dell'area parco

Il Piano di Gestione dei Rischi di Alluvione perimetra le seguenti aree inondabili dai corsi d'acqua:

- P3 – Fasce di pericolosità idraulica molto elevata: le parti di territorio ad alta frequenza di inondazione, corrispondente a piene con tempi di ritorno (Tr) fino a 30 anni (alluvioni frequenti);
- P2 – Fasce di pericolosità idraulica elevata: le parti di territorio con moderata frequenza di inondazione, corrispondente a piene con tempi di ritorno (Tr) fino a 200 anni (alluvioni poco frequenti);
- P1 – Fasce di pericolosità idraulica moderata: le parti di territorio a bassa frequenza di inondazione, corrispondente a piene con tempi di ritorno (Tr) fino a 500 anni (alluvioni rare di estrema intensità).

Il sito di progetto è situato nella Valle Pentecchia ed è caratterizzato da diverse fasce inondabili P3 a pericolosità idraulica molto elevata: in particolare, il cavidotto a servizio degli aerogeneratori, interrato su rete viaria esistente, è collocato sulla strada lungo il torrente Pentecchia di Chimenti.

Ai sensi dell'art. 10 comma 2 delle NTA-PAI (pag. 12), comunque, la realizzazione di infrastrutture o impianti lineari o a rete quali quelli elettrici (rientranti nelle opere di interesse pubblico), nel caso in cui sia prevista all'interno dell'area di sedime di strade pubbliche o private, è consentita previa trasmissione all'Autorità di Bacino ed agli Uffici regionali competenti di uno studio idrologico idraulico in cui si verifichi che l'intervento, sia nella fase di cantiere che nella fase

di esercizio, non incrementi le condizioni di pericolosità idrogeologica né determini alcun pregiudizio alla realizzazione di interventi di rimozione e/o riduzione delle condizioni di pericolosità preesistenti.

Il progetto proposto risulta compatibile con la classe di rischio delle aree come risulta dall'elaborato "Relazione Idraulica", dove è stata progettata la risoluzione delle interferenze delle opere con il reticolo idrografico, prevedendo la realizzazione di nuovi tombini idraulici sulla viabilità (sia esistente che ex novo) ed attraversamenti del cavidotto in TOC o tramite staffaggio dei tubi in aria su viadotti esistenti.

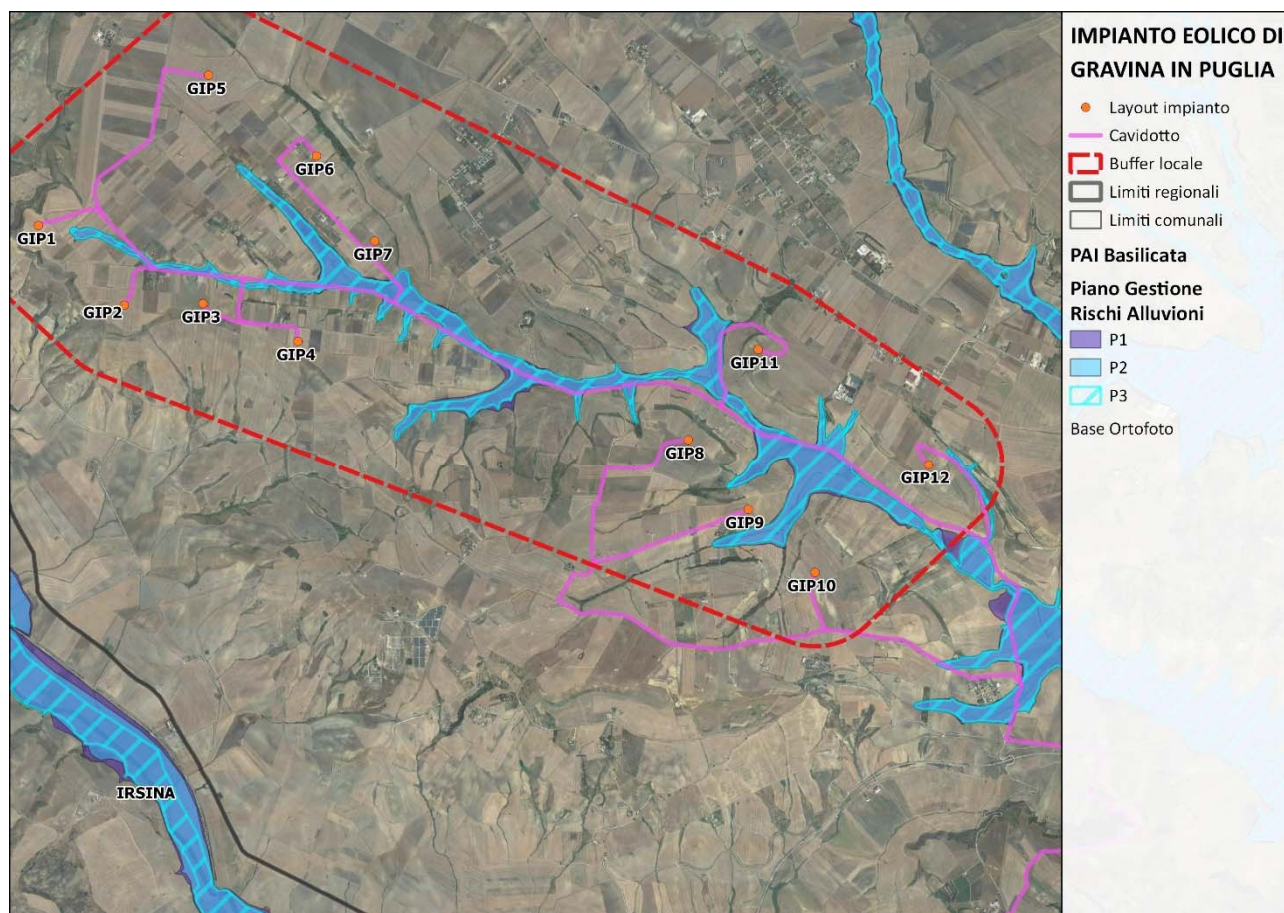


Figura 13: Aree a rischio idraulico dell'area parco

3.3.3 Vincoli paesaggistici e ambientali derivati dal Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia

Il Piano Paesaggistico della Regione Puglia (PPTR) ha individuato, ai sensi dell'art. 143 co.1 lett. b) e c) del D. lgs. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio), le aree sottoposte a tutela paesaggistica nonché, ai sensi dell'art. 143 co.1 lett. e) del Codice, gli ulteriori contesti da sottoporre a misure di salvaguardia, pertanto le aree sottoposte a tutele dal PPTR si dividono in:

- beni paesaggistici, ai sensi dell'art. 134 del Codice, distinti ulteriormente in due categorie di beni:



- immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex art. 136 del Codice), ossia quelle aree per le quali è stato emanato un provvedimento di dichiarazione del notevole interesse pubblico;
- aree tutelate per legge (ex art. 142 del Codice);
- ulteriori contesti paesaggistici, ai sensi dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice.

Il sistema delle tutele, ovvero l'insieme dei beni paesaggistici (BP) e degli ulteriori contesti paesaggistici (UCP), fa riferimento a tre sistemi costituiti da:

- Struttura idrogeomorfologica
 - Componenti geomorfologiche
 - Componenti idrogeologiche
- Struttura ecosistemica e ambientale
 - Componenti botanico-vegetazionali
 - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
- Struttura antropica e storico-culturale
 - Componenti culturali e insediative
 - Componenti dei valori percettivi

Le strutture sono state analizzate dettagliatamente nell'elaborato "SIA – Analisi delle motivazioni e delle coerenze", di cui si riportano di seguito i principali risultati.

- **Struttura idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche**

Gli aerogeneratori non interferiscono direttamente con la struttura idrogeomorfologica.

La viabilità di accesso agli aerogeneratori GIP4-GIP11-GIP12, su strade esistenti, e tratti di cavidotto interrato interessano contesti classificati come UCP-Versanti.

Le suddette opere non rientrano negli interventi considerati non ammissibili dalle NTA-PPTR (art. 53, comma 2, pagg. 38-39), in particolare non comportano alterazioni degli equilibri idrogeologici o dell'assetto morfologico generale del versante.

La valutazione di impatto paesaggistico, comunque, ha tenuto conto dei contesti classificati come UCP Versanti interessati dal progetto in esame.



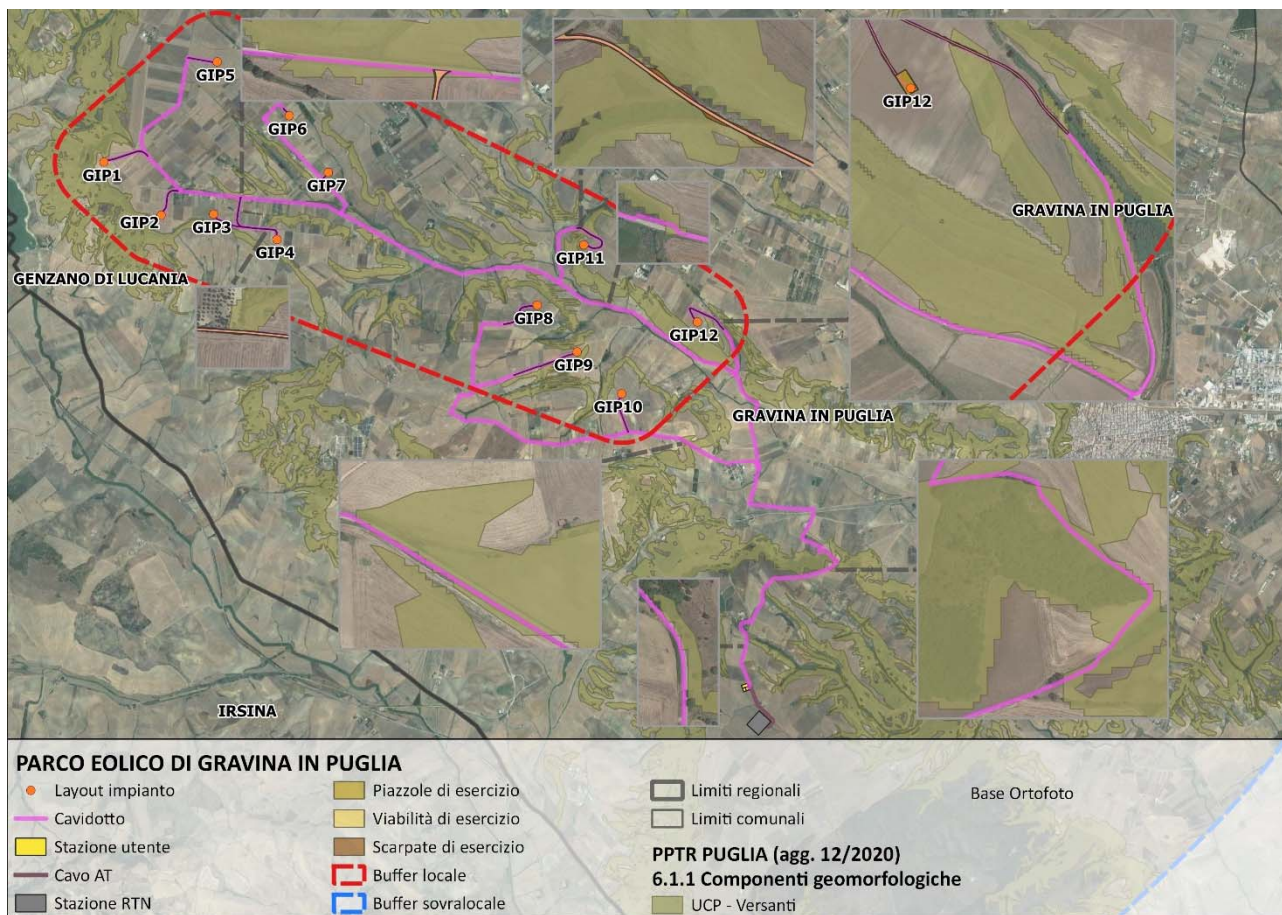


Figura 14: PPTR-Puglia Componenti geomorfologiche: UCP-Versanti

▪ **Struttura idrogeomorfologica – Componenti idrologiche**

Il cavidotto centrale, interrato in sede stradale esistente, interferisce con BP – Fiumi, torrenti e corsi d’acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche (il torrente Pentecchia di Chimienti ed il suo affluente Canalecchie).

Nei territori interessati dai suddetti corsi d’acqua, ai sensi dell’art. 46, comma 2, lett. a10) delle NTA-PPTR (pag. 34), sono ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile.

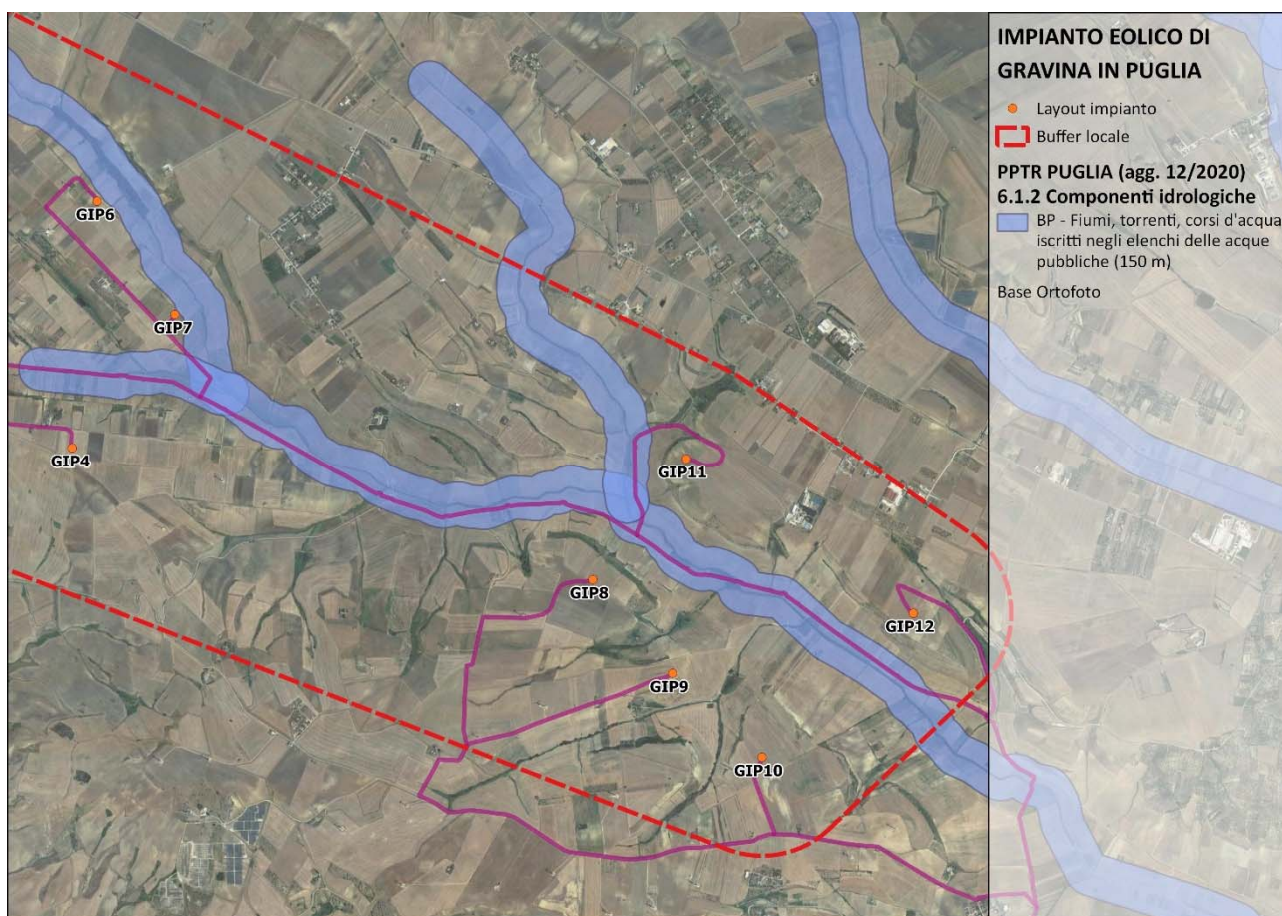


Figura 15: PPTR-Puglia Componenti idrologiche: BP-Corsi d'acqua

Il cavidotto lungo il tracciato centrale e nel tratto a servizio di GIP8 - GIP9 - GIP10 intercetta marginalmente il buffer di aste idrografiche rientranti nel UCP-Reticolo idrografico di connessione della RER, tuttavia l'opera sarà interrata su sede viaria esistente.

Il progetto, comunque, non è in contrasto con la tutela del sistema idrografico e degli assetti morfologici naturali dei solchi erosivi fluvio carsici delle lame (condizioni di non ammissibilità degli interventi ai sensi delle NTA-PPTR, art. 47, comma 2, pag. 35), infatti il cavidotto interrato segue vie locali, interferendo con le fasce ripariali su attraversamenti già esistenti.

La valutazione di impatto paesaggistico, comunque, ha tenuto conto anche di tali contesti.

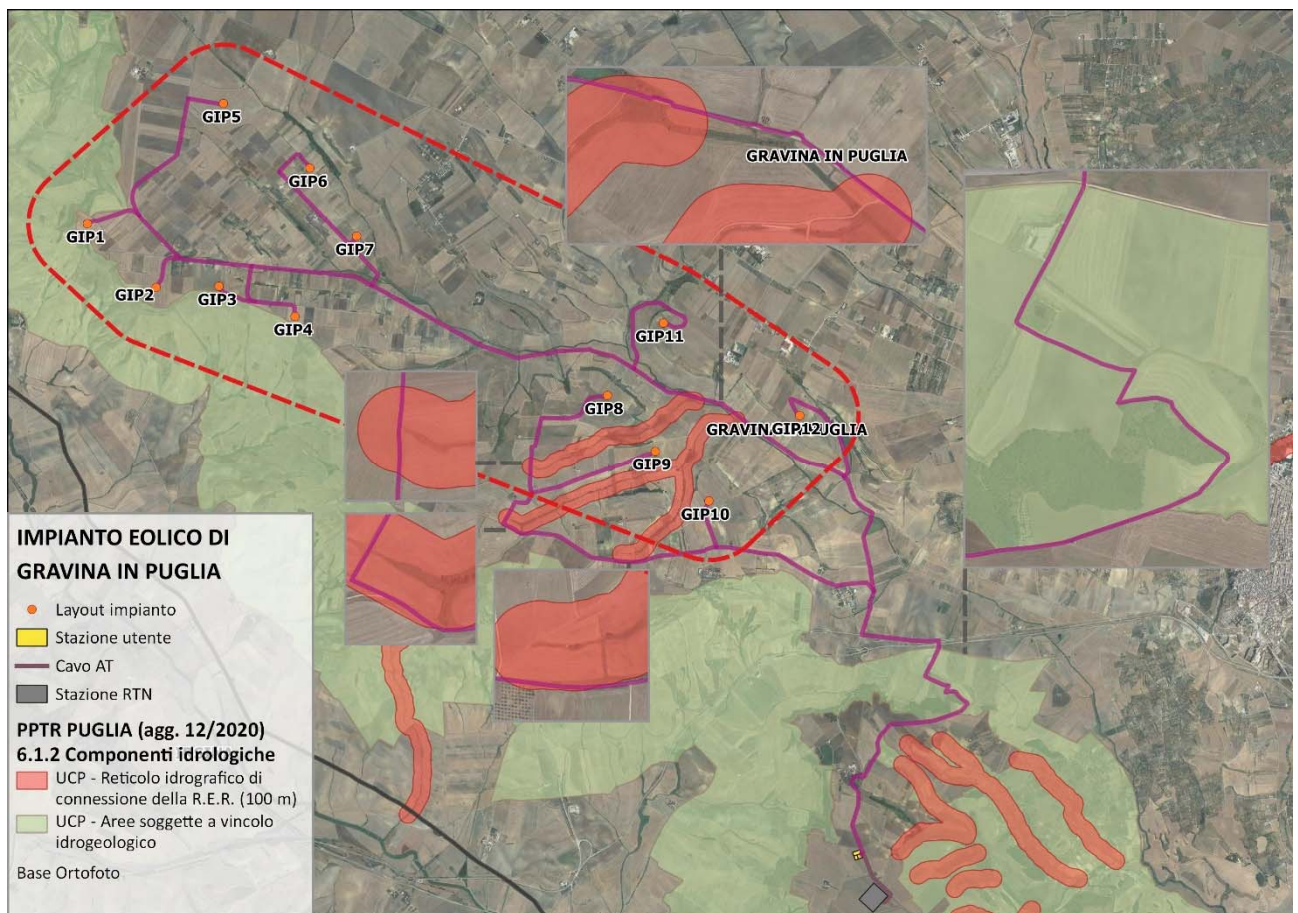


Figura 16: PPTR-Puglia Componenti idrologiche: UCP-Reticolo idrografico di connessione della RER / Aree soggette a vincolo idrogeologico

Il cavidotto, interrato su strade o vie poderali esistenti o lungo confini fondiari, interferisce con un'area soggetta a vincolo idrogeologico: la zona Gravina in Puglia IV.

L'installazione del cavidotto, ai sensi delle NTA-PPTR (art. 43, comma 5, pag. 30), sarà realizzata nel rispetto dell'assetto paesaggistico, non compromettendo gli elementi storico-culturali e di naturalità esistenti e garantendo la permeabilità dei suoli.

L'opera di connessione in progetto è soggetta a richiesta di parere forestale per movimento terra in zona sottoposta a vincolo idrogeologico ai sensi del R. R. 9/2015, art. 26 comma 1 (pag. 13).

▪ **Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali**

Gli aerogeneratori in progetto non interessano direttamente le componenti botanico-vegetazionali, mentre il cavidotto interrato interessa le seguenti aree tutelate:

- BP - Boschi e UCP - Aree di rispetto dei boschi:
 - attraversamento del tratto finale del cavidotto sul margine del bosco presso jazzo rov.e e nella relativa fascia di rispetto di 100 m (di cui alcuni segmenti non su strade esistenti).

Le NTA-PPTR considerano ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile sia per i boschi (art. 62



comma 2 lett. a9), pag. 46) che per le aree di rispetto dei boschi (art. 63 comma 2 lett. a6), pag. 48).

▪ UCP - Formazioni arbustive:

- attraversamento del tratto centrale in tubo in aria sotto il ponte presso Masseria Lamacolma lungo Contrada S. Antonio SC 8;
- attraversamento del cavidotto a servizio di GIP7 su strada locale;
- attraversamento del cavidotto a servizio di GIP11 in tubo in aria sotto il ponte lungo la SP 190 ed attraversamento lungo la pista di accesso;
- tratto finale cavidotto: arbusti lungo il torrente Pentecchia su due ponti della SP 26, attraversamento presso Masseria S. Teresa su strada esistente.

Le NTA-PPTR, art. 66 comma 2 (pagg. 51-52), considerano non ammissibile la realizzazione di parchi eolici alla lett. a6) nelle aree con formazioni arbustive, ma non riportano indicazioni specifiche per il cavidotto e le piste di accesso agli aerogeneratori, comunque gli interventi non comportano rimozione della vegetazione erbacea, arborea ed arbustiva naturale (lett. a1) o eliminazione/trasformazione degli elementi antropici e seminaturali del paesaggio agrario con alta valenza ecologica e paesaggistica (lett. a2), quindi, ai sensi dell'art. 66 comma 3, non compromettono gli elementi storico-culturali e di naturalità esistenti, assicurando la salvaguardia delle visuali in quanto il cavidotto è interrato e non visibile in fase di esercizio.

La valutazione di impatto paesaggistico, comunque, ha tenuto conto anche di tali contesti.

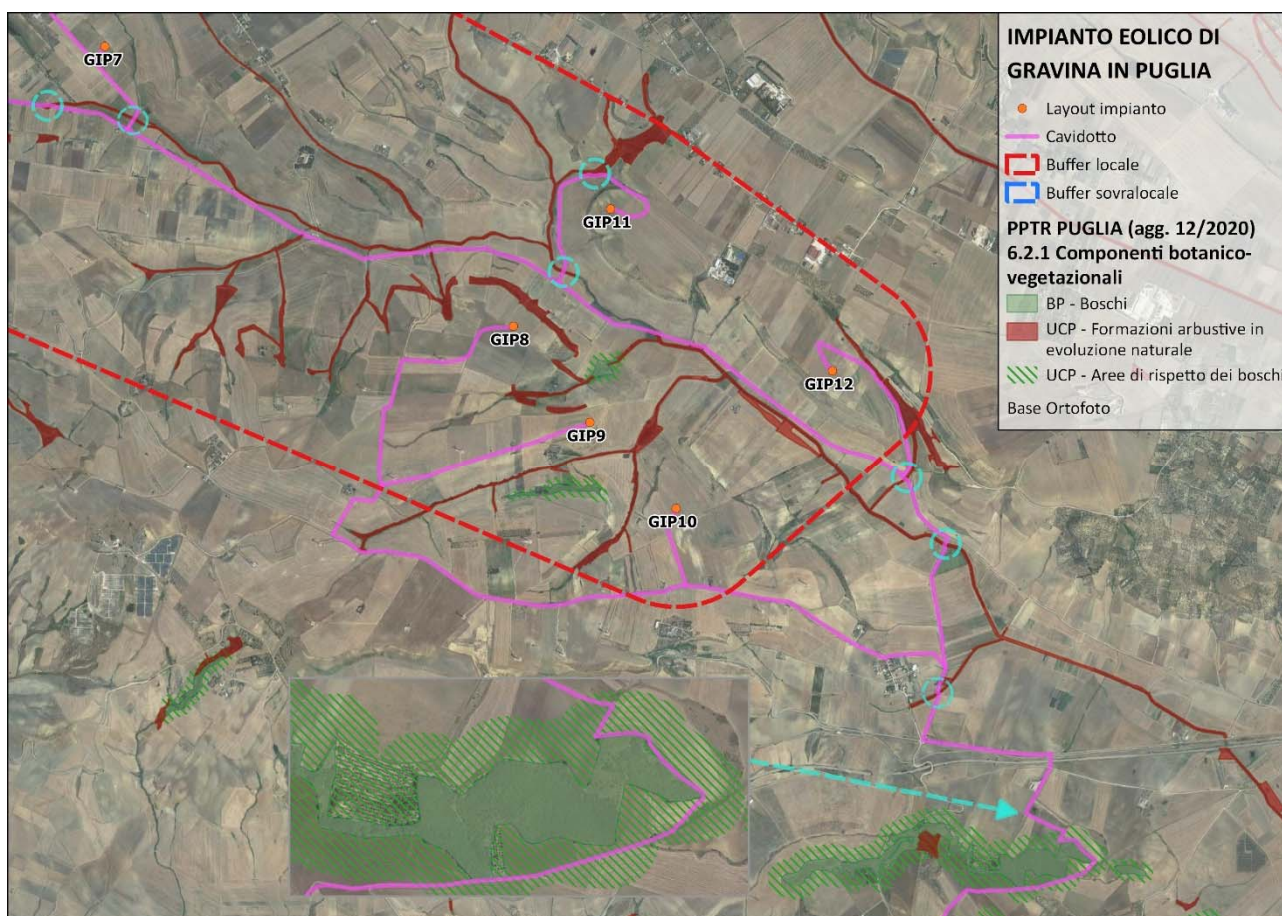


Figura 17: PPTR-Puglia Componenti botanico-vegetazionali: Boschi - Formazioni arbustive

▪ **Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e siti naturalistici**

L'area sovralocale di analisi è caratterizzata a nord-est dal Parco nazionale dell'Alta Murgia e dal SIC/ZPS Murgia Alta IT9120007 ed a sud-est dalla ZSC Bosco Difesa Grande IT9120008, tuttavia le opere in progetto non interferiscono direttamente con tali aree.

L'impianto eolico proposto rientra in parte nei buffer di 5 Km del SIC/ZPS Murgia Alta e della ZSC Bosco Difesa Grande, pertanto, ai sensi del R.R. n. 28 del 22/12/2008 (art. 5, comma 1 lettera n), è stata effettuata una Valutazione d'Incidenza Ambientale – VinCA.

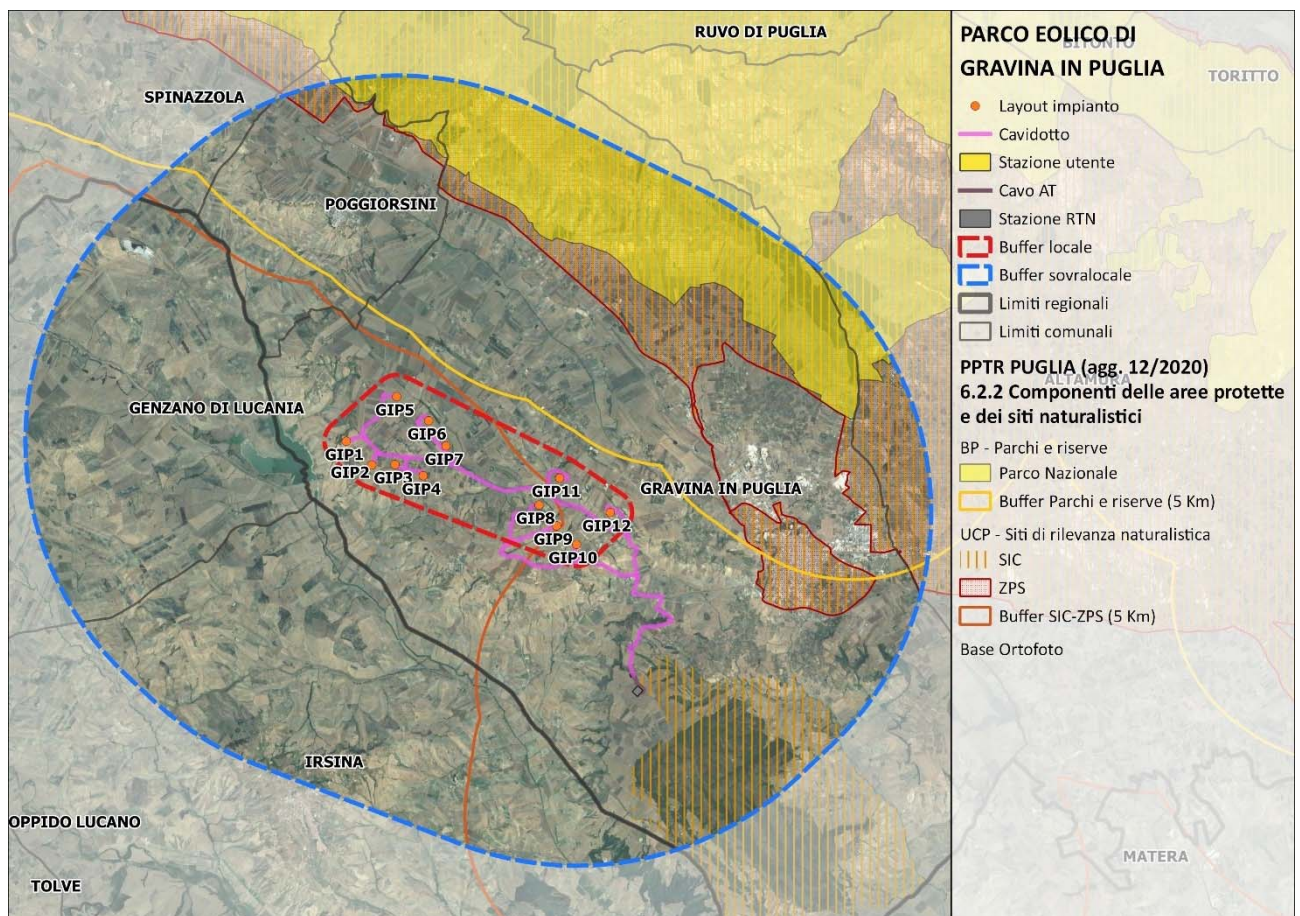


Figura 18: PPTR-Puglia Componenti delle aree protette e siti naturalistici: buffer

▪ **Struttura antropica e storico-culturale – Componenti culturali e insediative**

Tra le opere di progetto solo il cavidotto attraversa in TOC il Tratturello Tolve – Gravina nei pressi di Masseria Nardone e percorre, interrato in sede stradale esistente, l’area di rispetto di jazzo S. Teresa e quella di Masseria Zingariello (UCP-Segnalazioni architettoniche).

Le NTA-PPTR considerano ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile sia nel caso del tratturo (art. 81, comma 2 lett. a7), pag. 64) che della fascia di rispetto delle masserie ricadenti in zona a destinazione rurale (art. 82, comma 2 lett. a7), pag. 65).

L’interferenza con le componenti suddette è comunque considerata nell’ambito della valutazione sull’impatto paesaggistico del progetto nel contesto di riferimento.

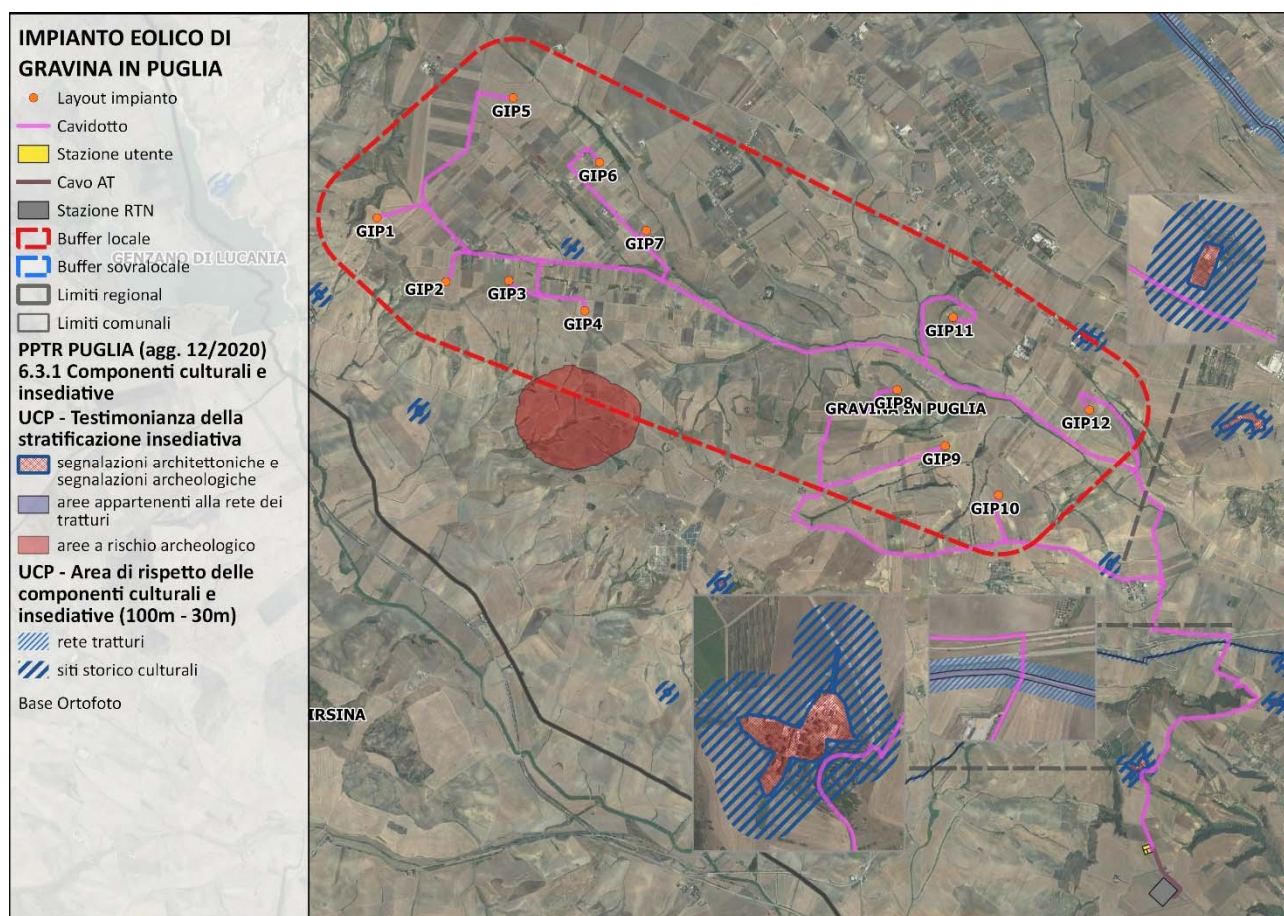


Figura 19: PPTR-Puglia Componenti culturali e insediative

▪ Struttura antropica e storico-culturale – Componenti dei valori percettivi

L'area sovralocale presenta diversi siti da cui godere di visuali panoramiche, in particolare il belvedere del centro storico di Poggiorsini e della gravina di Gravina in Puglia, ed è interessata dalla presenza di strade panoramiche ad est, in particolare la via principale che attraversa l'abitato di Gravina e la sua biforcazione verso la zona archeologica in località Botromagno e fino alla SP 193. L'area di interesse è anche percorsa da diverse strade a valenza paesaggistica, in particolare la viabilità ai piedi del costone murgiano (la SP 230 e la SP 27 che coincidono con il tratturo Melfi-Castellaneta, la SP 202), la SP 158 che sale dall'abitato di Gravina in Puglia per attraversare il bosco Difesa Grande e la SP 193 che dal bosco prosegue verso l'incrocio con la SS 96, sovrapponendosi con il cavidotto per circa 850 m.

L'analisi delle componenti percettive evidenzia che l'ultimo tratto del cavidotto esterno interferisce con esse, sovrapponendosi per parte del tracciato con la strada a valenza paesaggistica SP 193 e rientrando nel cono visuale dall'abitato di Gravina, tuttavia si tratta di un'opera di connessione interrata su strada stradale esistente con ripristino dello stato dei luoghi alla fine del cantiere, pertanto avrà un trascurabile impatto percettivo in fase di esercizio.

Le NTA-PPTR non forniscono indicazioni specifiche per gli impianti, tuttavia l'intervento in esame non rientra nelle condizioni di inammissibilità ai sensi dell'art. 88 comma 2 (pag. 70), infatti non comporta modificazioni dello stato dei luoghi tali da compromettere l'integrità dei peculiari valori paesaggistici delle aree comprese nel cono visuale (lett. a1) ed i molteplici punti di vista e belvedere e/o occludere le visuali sul panorama che da essi si fruisce (lett. a2).

La valutazione di impatto paesaggistico (documento "V817SJ7_RelazionePaesaggistica"), comunque, ha tenuto conto degli ulteriori contesti interessati dal progetto proposto.

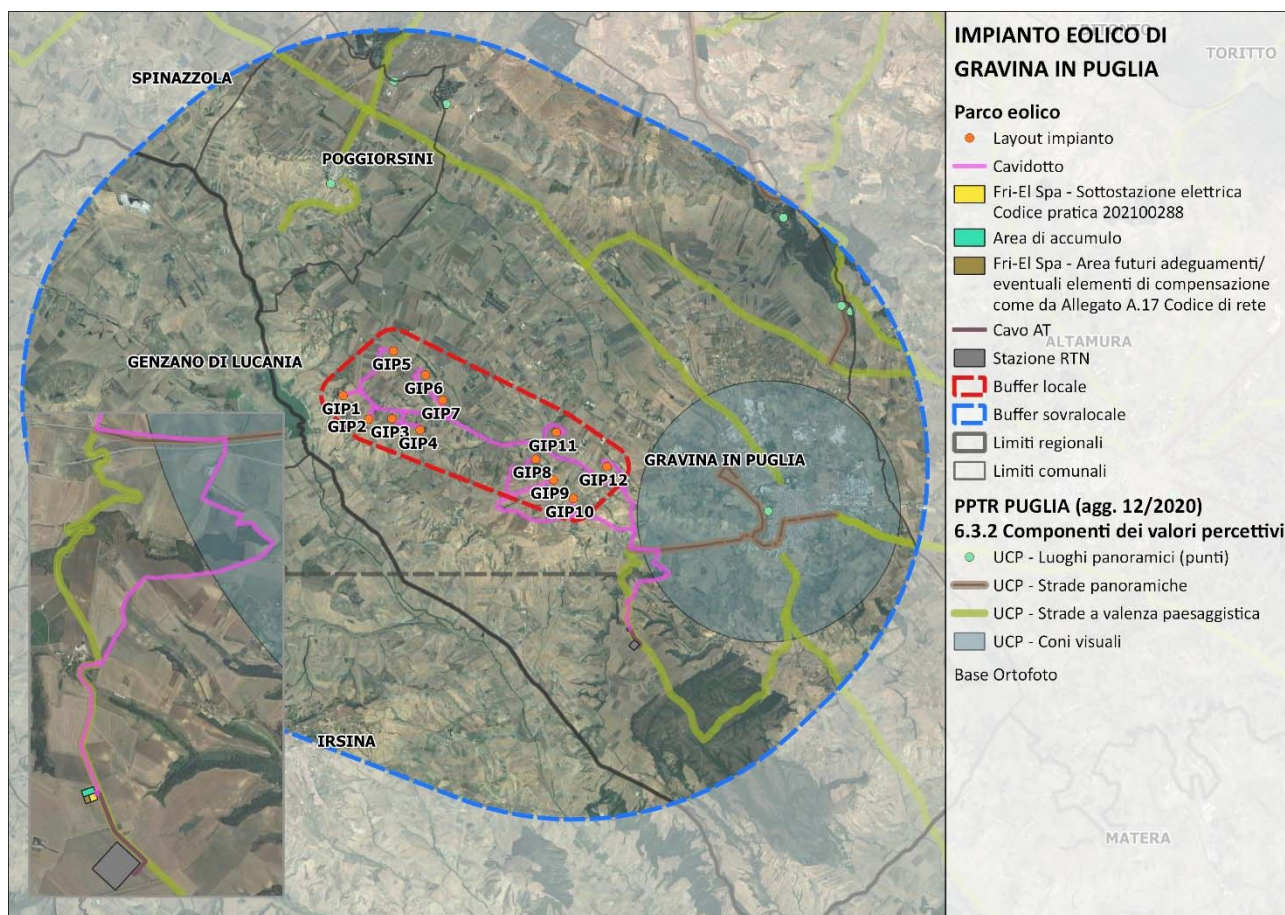


Figura 20: PPTR-Puglia Componenti dei valori percettivi

4 Caratteristiche della risorsa eolica

I dati anemologici del sito (approfonditi nell'elaborato "Studio anemologico") sono estrapolati dalla torre anemometrica G705, installata nel marzo 2007 in agro di Gravina nelle immediate vicinanze del parco eolico proposto e con le seguenti caratteristiche:

Tabella 2: Descrizione torre anemometrica G705

Codice torre	G705
Coordinate (UTM WGS84)	X606.499 Y4.522.931
Periodo misurazione	15/04/2007 – 15/04/2009
Quote sensori di velocità	50m, 40m, 30m
Quote sensori di direzione	50m, 40m
Logger	Secondwind Nomad 2
Availability	99,9%

La stazione anemometrica misura la direzione e la velocità del vento e la temperatura ambiente (che determina la densità dell'aria), necessarie per il calcolo della stima di producibilità. La statistica del vento è suddivisa in 16 settori cardinali e viene rappresentata tramite una funzione di Weibull.

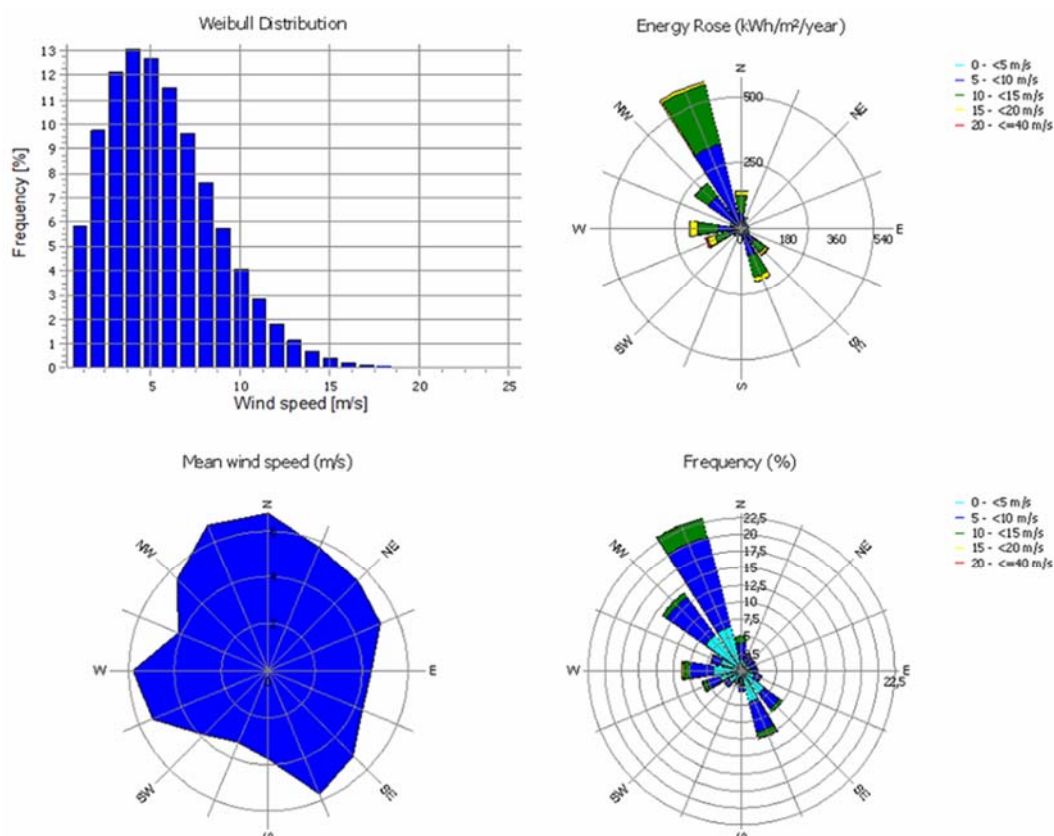


Figura 21: Statistica misurata a 50 m della torre G705: grafico statistica e rosa dei venti

La velocità media del vento a 50 m è di 5,65 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione N-O (maestrale).



La campagna anemometrica di G705 è durata due mesi, ma, tramite correlazione con serie dati a lungo termine di 20 anni reperibile da ERA5+, è stata calcolata la statistica media del vento a lungo termine (rappresentativa del periodo 30/09/2000 – 30/09/2020): si è così stimata una velocità media a lungo termine del vento a 50 m di 5,59 m/s.

Uno dei possibili modelli di aerogeneratore è il Siemens Gamesa SG 170 m 6,2 MW con quota hub pari a 115 m, quindi, tramite estrapolazione verticale, è stata calcolata una velocità media del vento a quota 115 m pari a 6,55 m/s.

Il software Wasp (sviluppato dall'istituto di ricerca danese Risoe), partendo dalla statistica sopra calcolata, ha permesso di estrapolare la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore del parco a quota hub. A partire dal vento medio indisturbato (senza effetti di scia) così trovato, tramite il programma di calcolo Windpro (versione 3.4.415), è stata calcolata la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore e, quindi, la produzione totale del parco eolico (con le ore equivalenti di produzione, pari al rapporto tra la produzione annua e la potenza nominale degli aerogeneratori).

Tabella 3: Produzione netta ed ore equivalenti degli aerogeneratori

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti [h]
GIP01	21.448	6,2	3459
GIP02	19.249	6,2	3105
GIP03	17.556	6,2	2832
GIP04	16.451	6,2	2653
GIP05	15.953	6,2	2573
GIP06	15.372	6,2	2479
GIP07	14.014	6,2	2260
GIP08	16.037	6,2	2587
GIP09	14.974	6,2	2415
GIP10	15.344	6,2	2475
GIP11	16.502	6,2	2662
GIP12	16.415	6,2	2648

Tabella 4: Stima produzione energetica annuale del parco dopo 10 anni operativi

N. aerogeneratori	12
Potenza nominale	74,40 MW
Produzione lorda	230,6 GWh
Perdite	13,6%
Produzione netta	199,3 GWh
Ore equivalenti	2679 h

La produzione netta rappresenta l'effettiva produzione energetica a valle dell'impianto contabilizzata dal gestore della rete, considerando le potenziali perdite che possono agire sull'impianto (dovute a wake effect, availability WTGs, availability grid, substation and BoP electrical losses, power curve adjustment, high temperature shut down, environmental (icing), high wind hysteresis, grid curtailment).



Alla stima centrale vanno applicate le fonti di incertezza legate alle suddette fasi di calcolo (considerate come errori indipendenti e modellati come processi gaussiani) così da calcolare la produzione con probabilità di eccedenza P50, P75 e P90 con una base statistica di 10 anni.

Tabella 5: Produzione energetica a 10 anni con i livelli di eccedenza

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh]	Ore equivalenti [h]
P50	199,3	2679
P75	178,9	2404
P90	160,5	2157

La produzione annuale P50, al netto delle perdite, è dunque pari a 199,3 GWh con 2679 ore equivalenti, pertanto il sito, caratterizzato da ottimi valori di ventosità, garantisce un'elevata producibilità.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione delle emissioni di contaminanti in atmosfera rispetto alla generazione di energia elettrica dai combustibili fossili utilizzati nel settore termoelettrico. Nella presente relazione si considerano i fattori di emissione degli inquinanti in atmosfera per la produzione di energia elettrica da combustibili fossili elaborati da ISPRA.

Il rapporto ISPRA n. 317/2020 "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020" (https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf), in particolare, esamina l'andamento della produzione elettrica nazionale dalle diverse fonti energetiche, elabora i fattori di emissione di gas a effetto serra ed altri inquinanti atmosferici per il settore elettrico, analizza le caratteristiche dei sistemi elettrici e degli impianti dedicati alla produzione del calore nei principali Paesi Europei in relazione al mix di fonti utilizzate, all'efficienza di trasformazione ed ai fattori di emissione di gas a effetto serra.

Il rapporto considera i dati relativi al sistema elettrico pubblicati da TERNA a gennaio 2020 con dati aggiornati fino a dicembre 2019.

I fattori di emissione per la produzione e consumo di energia elettrica sono stati calcolati in base al consumo di combustibili comunicati a ISPRA da TERNA a partire dal 2005.

Il fattore di emissione di CO₂ per la produzione termoelettrica lorda nazionale relativo all'anno 2018 è pari a 444,4 g CO₂/kWh (Rapporto ISPRA n. 317/2020, Tab. 2.3, pag. 28).

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di altri inquinanti atmosferici – ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM) e monossido di carbonio (CO) – di cui i fattori di emissione relativi all'anno 2018 sono riportati nel Rapporto ISPRA n. 317/2020, Tab. 2.15, pag. 37.

La produzione annuale del parco eolico di 199,3 GWh consentirà il seguente risparmio annuo di emissioni:

Tabella 6: Risparmio emissioni annuo

Inquinanti	CO ₂	NO _x	SO _x	COVNM	CO
Fattore di emissione	444,4 g/KWh	218,38 mg/KWh	58,4 mg/KWh	83,42 mg/KWh	218,38 mg/KWh
Risparmio emissioni annuo	448,47 kg	0,91 kg	3,41 kg	2,39 kg	0,91 kg



5 Descrizione dell'intervento

Il progetto proposto riguarda l'installazione di un nuovo impianto eolico, denominato "Monte Marano", con le relative opere di connessione alla RTN, nel territorio comunale di Gravina in Puglia, in provincia di Bari.

L'installazione degli aerogeneratori comporterà anche l'adeguamento di viabilità esistente e/o la realizzazione di viabilità ex novo e la realizzazione di nuovi cavidotti interrati in media tensione per la raccolta ed il trasporto dell'energia prodotta.

In sintesi, le fasi dell'intero progetto prevedono:

1. Realizzazione dell'impianto;
2. Esercizio dell'impianto;
3. Dismissione dell'impianto.

L'intervento prevede l'installazione di 12 nuovi aerogeneratori di ultima generazione caratterizzati da una potenza unitaria massima pari a 6.2 MW, un diametro massimo del rotore pari a 170 m, un'altezza al mozzo di 115 m ed un'altezza complessiva al tip (punta) della pala di 200 m.

5.1 Criteri di scelta del sito d'impianto

Il layout del nuovo impianto è stato predisposto conciliando i vincoli normativi con i parametri tecnici derivanti dalle caratteristiche del sito, quali la conformazione del terreno, la morfologia del territorio, le infrastrutture esistenti e le condizioni anemologiche.

L'analisi dei vincoli pianificatori, naturalistici ed ambientali, storico-architettonici e paesaggistici (effettuata tramite cartografia georeferenziata) ha evidenziato le aree non idonee per l'installazione degli aerogeneratori e la realizzazione delle opere civili connesse.

I sopralluoghi – effettuati con specialisti delle diverse discipline coinvolte (ingegneri ambientali, ingegneri civili, geologi, archeologi ed agronomi) ad aprile 2021 e giugno 2021 – hanno consentito il rilievo geometrico e fotografico dello stato dei luoghi e l'individuazione delle aree maggiormente indicate per l'installazione del parco eolico.

L'analisi multicriteri che ha portato alla scelta del sito di impianto consta dalle seguenti fasi:

- il monitoraggio anemometrico dell'area, che ha individuato le aree più esposte al vento;
- il censimento dei vincoli ambientali, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che ha definito la coerenza dell'intervento proposto con la pianificazione territoriale vigente di livello nazionale, regionale, provinciale e comunale, nonché con le norme settoriali;
- l'individuazione della viabilità pubblica presente nell'area;
- il controllo della disponibilità delle aree da parte dei privati;
- le indagini sul campo, volte, in particolare, alla verifica della litologia, dell'idrografia delle componenti paesaggistiche dell'area.

Il layout, inoltre, ha previsto una disposizione attenta al corretto inserimento nella preesistenza dei luoghi interessati – e conforme, in particolare, alle indicazioni del D.M. 10



settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" – tramite le seguenti misure:

- Disposizione degli aerogeneratori a distanza sufficiente da minimizzare le perdite per effetto scia, ma comunque rispettando una distanza minima tra le macchine di 5 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore a 200 m;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore;
- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre;
- Distanza non inferiore a 500 m (distanza minima subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti) da fabbricati registrati al catasto alle categorie:
 - B1: Collegi e convitti, educandati; ricoveri; orfanotrofi; ospizi; conventi; seminari; caserme;
 - B2: Case di cura ed ospedali (senza fine di lucro);
 - B5: Scuole e laboratori scientifici;
 - D4: Case di cura ed ospedali (con fine di lucro);
 - D10: Fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole.

Si specifica che, ai fini della sicurezza, si è tenuto conto di tutti i fabbricati regolarmente accatastati presenti nelle vicinanze degli aerogeneratori;

- Impiego e/o adeguamento di viabilità esistente se tecnicamente possibile;
- Minimizzazione dell'occupazione di suolo;
- Contenimento dei volumi di scavo;
- Minimizzazione della lunghezza dei cavidotti elettrici;
- Minimizzazione della parcellizzazione della proprietà privata e pubblica, mediante l'utilizzo di corridoi di servitù già costituite da infrastrutture esistenti;
- Ubicazione delle opere in progetto su terreni coltivati a seminativi, minimizzando le interferenze con colture arboree ed evitando le zone boscate.

L'impianto eolico proposto occupa un'area poligonale irregolare e gli aerogeneratori hanno una disposizione apparentemente casuale, studiata per limitare l'impatto visivo e minimizzare gli impatti sulla fauna.

L'area di impianto è solo marginalmente occupata da aerogeneratori, piazzole e strade, infatti la quasi totalità della superficie continuerà ad essere destinata all'uso precedente la realizzazione dell'intervento.

L'area di ubicazione degli aerogeneratori così individuata, pertanto, risulta, a giudizio della società proponente, la scelta con un impatto sul territorio circostante più basso rispetto alle altre soluzioni considerate.

In conclusione, il parco eolico in progetto risulta:

- compatibile con gli strumenti di pianificazione esistenti, generali e settoriali d'ambito nazionale, regionale e locale;



- compatibile con le esigenze di fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo della regione;
- coerente con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive;
- concepito come tecnologicamente innovativo, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni;
- realizzato con le migliori tecnologie ai fini energetici ed ambientali;
- concepito dando priorità alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate, compresi il contributo allo sviluppo ed all'adeguamento della forestazione e tutte le altre misure di compensazione delle criticità ambientali assunte anche a seguito di accordi tra il proponente e l'Ente.

5.2 Fase 1: Realizzazione dell'impianto

5.2.1 Caratteristiche tecniche delle opere di progetto

5.2.1.1 Descrizione delle unità di produzione

Il progetto proposto prevede l'installazione di 12 aerogeneratori ad asse orizzontale di potenza unitaria pari a 6.2 MW, un diametro massimo del rotore pari a 170 m, un'altezza al mozzo di 115 m ed un'altezza complessiva al tip (punta) della pala di 200 m.

L'aerogeneratore è una macchina rotante che converte l'energia cinetica del vento dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica ed è composto da tre elementi fondamentali: il rotore, la navicella (o gondola) e la torre di sostegno.

Gli aerogeneratori presentano tre pale a profilo alare in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato. Le pale, verniciate di colore chiaro, sono collegate ad un mozzo rigido formando il rotore.

La navicella – la cabina posta sulla sommità della torre in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera – sostiene il mozzo del rotore e contiene il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore BT/MT, l'albero di trasmissione lento, l'albero veloce e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo. Il rotore e la navicella formano la cosiddetta "turbina".

Il rotore, situato all'estremità dell'albero lento, è posto sopravento rispetto al sostegno, con velocità variabile atta a massimizzare la potenza e minimizzare le emissioni acustiche.

La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento (controllo di imbardata). L'esatto allineamento del rotore alla direzione del vento permette di ottimizzare la resa ed evitare carichi aggiuntivi sull'aerogeneratore causati da un flusso d'aria obliquo.

Rotore e generatore elettrico sono associati ad un moltiplicatore di giri affinché la lenta rotazione delle pale permetta una corretta alimentazione del generatore elettrico.

L'albero principale trasmette la potenza al generatore tramite un sistema di riduzione, composto da uno stadio planetario e 2 stadi ad assi paralleli. Da questo la potenza è trasmessa, tramite l'accoppiamento a giunto cardanico, al generatore.



Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono trifase ad induzione con rotore a gabbia, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente su ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 33.000 V.

Il generatore è collegato alla rete tramite un convertitore di frequenza PWM che consente il funzionamento del generatore a velocità e tensione variabile, fornendo al contempo potenza costante. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione dell'aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore. L'aria-acqua per lo scambio di calore avviene in uno scambiatore di calore esterno.

I dispositivi di controllo verificano il funzionamento della macchina, gestiscono l'erogazione dell'energia elettrica e l'arresto del sistema oltre certe velocità del vento per motivi di sicurezza (dovuti al calore generato dall'attrito del rotore sull'asse e/o a sollecitazioni meccaniche della struttura).

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono costantemente monitorate e controllate da diverse unità a microprocessore. Il sistema di controllo è posizionato nella gondola.

La torre di sostegno è costituita da una struttura tubolare in acciaio di forma tronco-conica di colore chiaro, realizzata in 5 sezioni assemblate in sito tramite flange ad anello a forma di L, bullonate fra loro. Fondamenta in cemento armato fissano la torre al suolo, assicurando sicurezza e stabilità a tutta la struttura.

Alla base della torre c'è una porta di accesso ed una scala montata all'interno e dotata di parapetti. In corrispondenza di ogni tronco di torre è prevista una piattaforma di riposo. È presente, inoltre, un sistema di illuminazione di emergenza interno.

Le principali caratteristiche tecniche degli aerogeneratori previsti sono di seguito riportate:

Tabella 7: Dati tecnici aerogeneratori

Potenza nominale	6,2 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22,698 mq
Altezza al mozzo	115 m
Classe di Vento IEC	IIIA
Velocità cut-in	3 m/s
Velocità nominale	11 m/s
Velocità cut-out	25 m/s

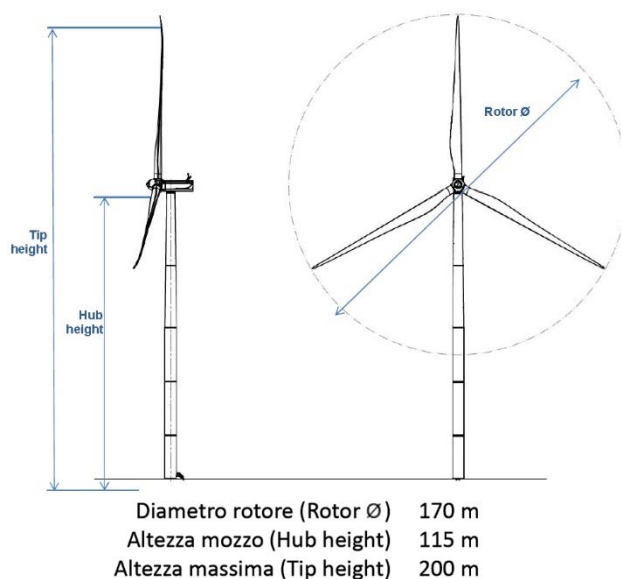


Figura 22: Vista aerogeneratore

5.2.1.2 Descrizione delle opere civili

Opere provvisionali

Le opere provvisionali, di natura provvisoria, sono relative alla predisposizione delle aree da utilizzare in fase di cantiere come piazzole di servizio per il montaggio degli aerogeneratori ed il conseguente carico e trasporto del materiale di risulta.

Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio (principale e secondaria) ed allo scarico e stoccaggio dei vari componenti dai mezzi di trasporto.

In corrispondenza di ciascuna torre, quindi, saranno realizzate una piazzola per il montaggio, di dimensioni pari almeno a 30 m x 50 m, ed un'area per lo stoccaggio temporaneo delle pale, di dimensioni pari almeno a 88 m x 32 m (vedi elaborati di progetto), rispettando i requisiti dimensionali e plano-altimetrici richiesti dalla ditta installatrice.

Le piazzole saranno realizzate con materiali selezionati dagli scavi, adeguatamente compattati anche per assicurare la capacità portante prevista per ogni area.

L'intervento prevede l'utilizzo di un'area di cantiere esistente, realizzata per un impianto eolico installato dalla società proponente nelle vicinanze del sito in esame ed ubicata lungo la strada SP 203 in località Spinalva.

Nell'area di cantiere, di circa 4.500 m², verranno installati dei prefabbricati – adibiti ad uffici, magazzini, servizi – ed individuate delle zone per il deposito mezzi e per lo stoccaggio materiali e rifiuti.

Al termine della fase di cantiere, le piazzole di stoccaggio verranno restituite all'uso originario stendendo uno strato di terreno vegetale superficiale, mentre le piazzole di montaggio saranno ridimensionate così da garantire la gestione e la manutenzione ordinaria dell'aerogeneratore (da effettuare con la modalità di montaggio "just in time") durante la fase di esercizio dell'impianto.

Le scarpatine ai bordi della viabilità e delle piazzole definitive dell'impianto saranno oggetto di interventi di rinverdimento con specie arbustive ed arboree.



Opere civili di fondazione

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato del tipo indiretto su pali (v. elaborato "Calcoli preliminari delle strutture - fondazioni").

Sulla scorta dei valori di sollecitazione che gli aerogeneratori trasmettono alle fondazioni e dei valori medi di portanza dei terreni, sono state previste fondazioni di tipo profondo dimensionate per resistere agli sforzi di ribaltamento e slittamento prodotti dalle forze agenti sulla torre.

La fondazione è stata dimensionata in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno, derivanti da indagini geologiche in sito, e delle massime sollecitazioni trasmesse dall'aerogeneratore al terreno (il carico della macchina ed il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento) fornite dal costruttore.

La fondazione di ogni aerogeneratore, dimensionata in conformità alla normativa tecnica vigente, sarà costituita da un plinto in calcestruzzo gettato in opera (con resistenza caratteristica C35/45) a pianta circolare. Il plinto, di diametro pari a circa 24 m, sarà composto da un anello esterno a sezione tronco-conica con altezza variabile da 3 m (esterno gonna aerogeneratore) a 0.5 m (esterno plinto) e sul basamento sarà realizzato un piano di montaggio dell'armatura in magrone dello spessore di 15 cm.

Il plinto poggerà su n. 12 pali del diametro di 0.8 m e della lunghezza di 10 m, posti a corona circolare ad una distanza di circa 11 m dal centro, realizzati in calcestruzzo armato.

All'interno del nucleo centrale sarà posizionato il concio di fondazione in acciaio che conetterà la porzione fuori terra in acciaio con la parte in calcestruzzo interrata.

La torre sarà ancorata alla fondazione tramite un concio di fondazione (un anello in acciaio). L'aggancio tra la torre ed il concio di fondazione sarà realizzato con l'accoppiamento delle due flange di estremità ed il serraggio dei bulloni di unione.

I calcoli strutturali andranno verificati in sede di progettazione esecutiva, pertanto potranno subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza, in termini sia di dimensioni (diametro platea, lunghezza e diametro pali) sia di forma (platea circolare/dodecagonale/..., numero pali) fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazione.

Le fondazioni saranno eseguite con la seguente procedura:

- scoticamento di un idoneo spessore di materiale vegetale (circa 50 cm) e livellamento; lo stesso verrà temporaneamente stoccato e successivamente riutilizzato in sito per i rinterri ed i ripristini delle aree alle condizioni originarie;
- scavo fino alla quota di imposta delle fondazioni (indicativamente pari a circa -4 m rispetto al piano di campagna rilevato nel punto coincidente con l'asse verticale dell'aerogeneratore);
- scavo con perforatrice fino alla profondità di 10 m per ciascun palo;
- posizionamento armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei pali;
- posizionamento armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei plinti;
- rinterro dello scavo.

Le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo sono dettagliate nell'elaborato "Piano di utilizzo terre da scavo".

All'interno della fondazione sarà collocata una serie di tubi, tipicamente in PVC o metallici, che collegherà la torre dell'aerogeneratore al bordo della fondazione stessa; in questi condotti



alloggeranno i cavi elettrici di interconnessione tra l'aerogeneratore e la sottostazione elettrica, i cavi di trasmissione dati ed i collegamenti di messa a terra.

Nel dintorno del plinto di fondazione, inoltre, verrà collocata una maglia di terra in rame, a cui saranno connesse tutte le masse metalliche dell'impianto, per disperdere nel terreno, nonché per scaricare a terra eventuali scariche elettriche dovute a fulmini atmosferici.

Attività di montaggio

Ultimate le fondazioni, l'installazione degli aerogeneratori in cantiere consta delle seguenti fasi principali:

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

La torre – struttura di sostegno del rotore e della navicella – è costituita da un elemento in acciaio a sezione circolare, finito in superficie con vernici protettive, ed è formata da conci assemblati in opera.

La torre, cava internamente, è di forma tronco-conica, rastremata all'estremità superiore per permettere alle pale, flesse per la spinta del vento, di ruotare liberamente.

All'interno della torre sono collocati i cavi per il convogliamento e trasporto dell'energia prodotta alla cabina di trasformazione posta alla base della stessa, da cui è indirizzata nella rete di interconnessione interna al parco eolico; da qui l'energia è inviata, tramite elettrodotto interrato, alla nuova stazione di connessione posta in prossimità del parco, nel comune di Gravina in Puglia (BA), e riversata nella rete elettrica del Gestore Nazionale.

Viabilità esterna di accesso e viabilità interna

La progettazione della viabilità interna al sito di impianto è stata tesa a conciliare i vincoli di pendenze e curve imposti dal produttore dell'aerogeneratore con il massimo utilizzo della viabilità esistente e la minimizzazione dei volumi di scavo e riporto.

La viabilità esterna di accesso al sito è stata oggetto di uno studio di fattibilità trasporti (Relazione viabilità accesso di cantiere – Road Survey) condotto da una società specializzata nel trasporto eccezionale (La Molisana Trasporti). Tale studio ha evidenziato la necessità di adeguare temporaneamente la viabilità esistente in alcuni tratti per garantire il transito delle pale, infatti, al termine delle operazioni di trasporto, sarà garantito il ripristino totale delle aree interessate dagli interventi.

L'itinerario stradale per il trasporto degli aerogeneratori al sito di impianto, scelto per ridurre al minimo gli interventi di adeguamento della viabilità, prevede il Porto di Manfredonia come luogo di carico. I camion per trasporti eccezionali proseguono poi lungo il seguente percorso stradale: SS 89, SS 673, SS 16, SS 65, SS 96bis, SS 96, NSA 294 e SP 26.



Dalla SP 26, i camion procedono in prevalenza su strade locali per raggiungere la piazzola a servizio di ogni aerogeneratore dai seguenti accessi al sito di impianto (attraversato da sud-est verso nord-ovest):

- c.da Sant'Angelo – accesso 1 (GIP12);
- accesso 2 (GIP9- GIP8);
- SP 190 – accesso 3 (GIP11);
- c.da S. Antonio SC 8 – via locale – accessi 4 (GIP7-GIP6) – 5 (GIP4-GIP3) – 6 (GIP2) – 7 (GIP1) – 8 (GIP5);
- c.da S. Felice – c.da S. Teresa – accesso 9 (GIP10).

Il necessario utilizzo di veicoli per trasporti eccezionali implica alcuni interventi sulla viabilità di carattere temporaneo per garantire una carreggiata di larghezza pari a 5 m ed uno spazio aereo di 5,50 m x 5,50 m privo di ostacoli aerei (cavi, rami, ...) quali:

- allargamento di sede stradale;
- rimozione di segnaletica stradale;
- sistemazione di fondo stradale;
- realizzazione di by-pass come da specifiche tecniche per le carreggiate;
- taglio di n. 1 albero da frutto lungo i confini stradali su seminativi arborati;
- taglio di vegetazione sporgente su sede stradale.

La viabilità interna al sito, invece, prevede interventi di adeguamento di strade interpoderali esistenti e di realizzazione di nuovi tratti di servizio – caratterizzati, ove possibile, da livellette radenti il terreno in situ così da ridurre le opere di scavo – per raggiungere le postazioni degli aerogeneratori.

Gli adeguamenti suddetti prevedono dei raccordi agli incroci di strade e nei punti di maggiore deviazione della direzione stradale e degli ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza.

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), mentre, in assenza di situazioni particolari di uso del territorio, l'allargamento avverrà indifferentemente in entrambe le direzioni.

I percorsi stradali ex novo saranno realizzati similmente alle carrarecce esistenti, con sottofondo di materiale pietroso misto stabilizzato e massiciata tipo macadam (ovvero pavimentazione stradale costituita da pietrisco ed acqua, costipata e spianata ripetutamente da rullo compressore), pertanto in nessun tratto sono previsti strati bituminosi impermeabili.

Le piste di accesso agli aerogeneratori di nuova realizzazione seguiranno l'andamento topografico esistente in loco il più possibile, così da minimizzare i movimenti di terra, ed avranno una larghezza pari a 5 m per uno sviluppo lineare pari a circa 6900 m.

Le piste di accesso, nella fase di gestione impianto, saranno utilizzate soltanto per la manutenzione degli aerogeneratori, pertanto saranno chiuse al pubblico passaggio ad esclusione dei proprietari dei fondi interessati.

Valutazione dei movimenti terra

La fase di realizzazione del nuovo impianto eolico prevede i movimenti terra di seguito riportati:

Tabella 8: Dati movimenti terra

	Scavo [m ³]	Rinterro [m ³]	Esubero [m ³]
Plinti di fondazione: terre	11906	4706	7200
Piazzole e viabilità: terre	3153	4384	-1231
Cavidotti: terre	27126	25924	1202
Totale terre da scavo	42185	35014	7171
Cavidotti: CER 17.05.04 (fresatura asfalto)	1155	0	1155
Pali di sottofondazione: CER 01.05.07 (terre miste a fanghi di perforazione)	723	0	723

5.2.1.3 Descrizione degli impianti elettrici

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 tra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla rete del Gestore Nazionale.

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

Cavidotti di collegamento alla rete elettrica nazionale

L'energia prodotta dal campo eolico sarà raccolta e convogliata verso la stazione elettrica di trasformazione (SET) AT/MT mediante una rete elettrica costituita da linee di elettrodotti in MT e con tensione di esercizio di 30 kV entro cavo interrato.

Ogni aerogeneratore è dotato di un generatore con relativo convertitore, di un trasformatore BT/MT e di organi di protezione ed interruzione atti a proteggere la macchina e la linea elettrica in partenza dalla stessa.

La tensione BT a 0.720 kV in arrivo dalla macchina verrà elevata a 30 kV all'interno del generatore eolico tramite un trasformatore elevatore dedicato.

Ciascun aerogeneratore, quindi, avrà all'interno:

- l'arrivo del cavo BT (0.720 kV) proveniente dal generatore-convertitore;
- il trasformatore elevatore BT/MT (0.720/30 kV);
- la cella MT (30 kV) per la partenza verso i quadri di macchina e da lì verso la stazione di trasformazione.

Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 5 circuiti (o sottocampi) così costituiti:

- Sottocampo 1: 6.2 x 3 = 18.6 MW (GIP8-GIP9-GIP10);
- Sottocampo 2: 6.2 x 2 = 12.4 MW (GIP11-GIP12);
- Sottocampo 3: 6.2 x 2 = 12.4 MW (GIP6-GIP7);
- Sottocampo 4: 6.2 x 3 = 18.6 MW (GIP5-GIP1-GIP2);
- Sottocampo 5: 6.2 x 2 = 12.4 MW (GIP4-GIP3).



I cavidotti, tutti localizzati nel territorio comunale di Gravina in Puglia (BA), saranno posati nel terreno in apposite trincee, seguendo il tracciato della viabilità interna di servizio all'impianto (da adeguare o realizzare ex novo) e, per quanto possibile, la viabilità esistente pubblica per minimizzare gli impatti sul territorio interessato.

La realizzazione del cavidotto lungo viabilità esistente prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ristretta, di larghezza adeguata e profondità pari a 120 cm, in prossimità del ciglio laterale della strada così da minimizzare il taglio dell'asfalto.

I cavi saranno interrati direttamente, con posa a trifoglio, e saranno provvisti di protezione meccanica supplementare (lastra piana a tegola). All'interno dello scavo per la posa dei cavi MT saranno posate anche la fibra ottica ed il cavo dell'impianto di terra.

I cavi saranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata con una profondità di 120 cm ed una larghezza pari a 50 cm nel caso di una terna, 70 cm nel caso di due terne, 100 cm nel caso di tre terne, 135 cm nel caso di 4 terne e 175 cm nel caso di cinque terne. La sezione di posa dei cavi, inoltre, sarà variabile a seconda dell'ubicazione in sede stradale o in terreno.

La rete elettrica MT sarà realizzata con posa completamente interrata così da ridurre l'impatto sul contesto paesistico.

La rete a 30 kV, di lunghezza totale pari a circa 35.3 Km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo ARE4H5E - 18/30 kV o equivalenti con conduttore in alluminio.

L'energia prodotta dal parco eolico verrà trasportata alla Sottostazione elettrica (SSE) 30/150 kV, collegata alla stazione di consegna mediante un cavo AT così da trasferire l'energia elettrica prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante la futura Stazione Elettrica (SE) 380/150 kV RTN, ubicata in prossimità della stazione di utenza.

I dettagli costruttivi e dimensionali sono riportati negli elaborati "Planimetria del tracciato dell'elettrodotta e sezioni tipo" e "Schema di collegamento alla rete elettrica di distribuzione e trasmissione".

Le interferenze del tracciato del cavidotto con altri impianti a rete sotterranei e corsi d'acqua superficiali sono state analizzate negli elaborati "Relazione tecnica interferenza linee elettriche interrate con reti interrate di telecomunicazione" e "Planimetria con individuazione di tutte le interferenze".

Stazione elettrica di trasformazione

Il percorso di collegamento del parco eolico alla stazione di trasformazione deriva dall'ottimizzazione di diversi fattori:

- contenimento dei tracciati dei cavidotti sia per minimizzare l'occupazione di suolo sia per mantenere opportuni livelli di convenienza tecnico-economica;
- rispetto delle distanze prescritte dalla normativa vigente da case sparse ed isolate;
- evitare interferenze con zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- transito su aree di minor pregio, interessando aree prevalentemente agricole e sfruttando la viabilità esistente per quanto possibile.

Nello specifico caso in esame è stata fatta richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica da 74.4 MW integrato con un sistema di accumulo da 20 MW. La potenza complessiva richiesta in immissione è pari a 74.4 MW. In base alla soluzione di connessione (STMG - codice pratica del preventivo di connessione 202100288), il futuro impianto eolico sarà collegato in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea 150



kV "Genzano 380 – Matera 380". Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV, per il collegamento del parco eolico in oggetto sulla Stazione Elettrica della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo 150 kV costituisce impianto di rete per la connessione.

Si rappresenta, inoltre, che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle future infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione RTN Terna con altri impianti di produzione; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare.

La sottostazione sarà distinguibile in tre unità separate:

- la prima indicata come "Fri-El Spa - Codice pratica 202100288", che rappresenta la stazione utenza di trasformazione 30/150 kV; essa ospita anche gli spazi per un'eventuale condivisione in condominio AT a 150 kV, che sarà utilizzato per condividere eventualmente lo stallo di connessione assegnato da Terna SpA tra diversi produttori di energia;
- la seconda indicata come "Area di accumulo", che sarà destinata ad ospitare un impianto di accumulo elettrochimico da 20 MW e 40 MWh;
- la terza rappresenta un'area dedicata a futuri adeguamenti/eventuali elementi di compensazione come da Allegato A.17 del Codice di rete.

I dettagli costruttivi e dimensionali sono riportati negli elaborati "Relazione tecnica opere utente per la connessione" e "Planimetria e sezione elettromeccanica SET".

5.3 Fase 2: Esercizio dell'impianto

La fase di esercizio, terminata la costruzione, prevede le attività di normale gestione dell'impianto eolico.

Questa fase non prevede il presidio di operatori, infatti la presenza di personale è subordinata soltanto alle operazioni di verifica periodica ed agli interventi di manutenzione ordinaria (di aerogeneratori, viabilità, opere connesse ed all'interno della sottostazione elettrica) e, in casi limitati, di manutenzione straordinaria.

Le attività principali legate alla gestione dell'impianto sono di seguito riportate:

- servizio di controllo da remoto delle parti meccaniche ed elettriche, attraverso fibra ottica predisposta per ogni aerogeneratore;
- conduzione impianto, seguendo liste di controllo e procedure stabilite, congiuntamente ad operazioni di verifica programmata per garantire le prestazioni ottimali e la regolarità di funzionamento;
- manutenzione preventiva ed ordinaria programmate seguendo le procedure stabilite, con cadenza annuale sui cavidotti e semestrale sugli aerogeneratori e sulla sottostazione;
- manutenzione ordinaria delle opere civili: operazioni volte alla conservazione delle strade di accesso agli aerogeneratori e delle opere idrauliche per lo smaltimento delle acque meteoriche, con particolare riferimento alla pulizia dei canali, al mantenimento dello strato di pietrisco superficiale e dei rompi tratta trasversali ed alla rimozione delle erbe infestanti in prossimità delle piazzole e dell'area di stazione;
- interventi di manutenzione straordinaria in caso di segnalazione di malfunzionamento o guasto: il servizio di pronto intervento su guasto sarà



organizzato per la reperibilità immediata di un gruppo composto da personale tecnico-operativo adeguatamente formato e disponibile 24 ore su 24;

- redazione di rapporti periodici sui livelli di produzione di energia elettrica e sulle prestazioni dei vari componenti di impianto.

Le piazzole e la viabilità di servizio degli aerogeneratori sono già predisposte per consentire il passaggio della gru tralicciata durante eventuali manutenzioni straordinarie (quali operazioni di sostituzione delle pale o del moltiplicatore di giri).

5.4 Fase 3: Dismissione dell'impianto

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

L'energia eolica si caratterizza come fonte "sostenibile" anche per la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione, infatti, esaurita la vita utile dell'impianto, è 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.

La dismissione del parco eolico prevederà le attività di seguito riportate:

1. Smontaggio degli aerogeneratori: rotore (che sarà smontato nei suoi componenti a terra), pale e mozzo di rotazione, navicella e sezioni della torre saranno smaltiti presso specifiche aziende di riciclaggio.
2. Demolizione del primo metro (in profondità) delle fondazioni con trasporto a discarica del conglomerato cementizio armato di risulta: in opera rimarrà soltanto parte del plinto di fondazione che sarà rinterrato garantendo un franco di almeno un metro dal piano campagna.
3. Rimozione delle piazzole, articolata nei seguenti interventi:
 - rimozione di parte del terreno di riporto per le piazzole in rilevato: il materiale di risulta sarà utilizzato per riprofilature e ripristini fondiari;
 - disfacimento della pavimentazione (costituita da uno strato di fondazione con misto granulare naturale di 30 cm e dal soprastante strato di misto artificiale di cm 20) con trasporto a discarica del materiale;
 - realizzazione dei tratti in rilevato utilizzando prevalentemente terreno proveniente dagli scavi;
 - rinverdimento del terreno con formazione di tappeto erboso attraverso semina manuale o meccanica di specie vegetali autoctone, previa preparazione meccanica del terreno e concimazione di fondo.
4. Disconnessione e rimozione dei cavidotti elettrici, suddivisa nelle seguenti operazioni:
 - scavo a sezione ristretta lungo la trincea di posa dei cavi;
 - rimozione, in sequenza, di nastro segnalatore, tubo corrugato, tegolino protettivo e conduttori (questi ultimi saranno smaltiti presso specifiche aziende di riciclaggio);
 - rimozione dello strato di sabbia cementata ed asfalto ove presente;



- ripristino dei sottofondi stradali allo stato originario utilizzando i materiali di risulta dello scavo quanto più possibile e dei manti stradali ante operam (di tipo sterrato, mediante costipatura del terreno, o in materiale asfaltato).
5. Rimozione della sottostazione elettrica, salvo i casi di utilizzo da parte di altri produttori di energia elettrica – di concerto con il gestore della RTN – o di trasferimento al gestore della rete negli asset della RTN, per sua espressa richiesta. La rimozione sarà articolata nei seguenti interventi:
- smontaggio e smaltimento degli apparati elettromeccanici;
 - demolizione delle parti superiori delle fondazioni e conferimento presso discarica autorizzata;
 - rinverdimento dell'area.

Lo smontaggio degli aerogeneratori prevede l'utilizzo di mezzi meccanici dotati di sistema di sollevamento (gru) e di operatori in elevazione ed a terra.

La parziale rimozione delle fondazioni, per massimizzare la quantità di materiale recuperabile, seguirà procedure (quali taglio ferri sporgenti e riduzione dei rifiuti a piccoli cubi) tali da rendere il rifiuto utilizzabile nel centro di recupero.

I prodotti dello smantellamento – quali acciaio delle torri, calcestruzzo delle opere di fondazione, cavi MT, apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche, ... – saranno oggetto di un'accurata valutazione per garantirne il massimo recupero.

Le attività di dismissione a fine vita utile sono dettagliate nell'elaborato "Progetto di dismissione".



6 Gestione dei materiali e dei rifiuti di risulta

I materiali da costruzione necessari alla realizzazione del parco eolico (quali pietrame, pietrisco, ghiaia e ghiaietto) verranno prelevati da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti all'uopo autorizzati.

I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle strutture di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per realizzare il sottofondo delle strade di progetto.

Si rimanda, per i dettagli, all'elaborato "Piano di utilizzo terre da scavo".

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere e dalla fresatura di asfalto per la posa dei cavidotti saranno conferiti presso discariche autorizzate presenti sul territorio regionale e censite nel Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali, approvato con D.G.R. del 19/05/2015 n. 1023.

I rifiuti non inviati a discarica saranno consegnati a gestori autorizzati che provvederanno al conferimento degli stessi presso impianti di recupero dei rifiuti.





7 Valutazioni sulla sicurezza dell'impianto

L'impianto eolico proposto può produrre i seguenti impatti sulla sicurezza dello spazio circostante: le emissioni sonore, gli effetti di shadow flickering, la rottura accidentale degli organi rotanti, l'impatto elettromagnetico e le interferenze con la navigazione aerea.

7.1 Impatto acustico

La valutazione di impatto acustico previsionale dell'impatto prodotto dal nuovo impianto eolico è stata condotta ai sensi della L. 447/1995 e s.m.i., impiegando il codice di modellazione acustica Predictor-LIMA Type 7810-I ver.2021.1 per la stima della propagazione del rumore in ambiente esterno.

Gli aerogeneratori sono stati schematizzati come sorgenti sonore puntiformi senza specifica direttività (omnidirezionali), poste ad un'altezza dal piano campagna pari all'altezza reale di installazione (altezza mozzo di 115 m).

Nel caso specifico, il costruttore fornisce i dati delle emissioni acustiche di seguito riportate:

Tabella 9: Specifiche aerogeneratore di riferimento

Modello	SG170
Potenza	6.2 MW
Diametro rotore	170 m
Altezza mozzo	115 m

Velocità del vento ad altezza hub [m/s]	L_w(A)¹ [dBA] Mode 0
3	92.0
4	92.0
5	94.5
6	98.4
7	101.8
8	104.7
9	106.0
10	106.0
11	106.0
12	106.0
13	106.0
14	106.0
15	106.0
16	106.0
17	106.0
18	106.0

¹ Livello di potenza sonora, con ponderazione A, dichiarato dal costruttore a quota mozzo (hub). Il dato è riferito alle condizioni di massima producibilità della macchina.



Velocità del vento ad altezza hub [m/s]	$L_w(A)^1$ [dBA] Mode 0
19	106.0
20	106.0

Il contributo sonoro dovuto alla sola presenza degli aerogeneratori è stato stimato applicando il modello previsionale di propagazione del rumore relativo ad un punto di ricezione ad una quota di 4 m di altezza dal suolo. La simulazione ha cautelativamente ipotizzato lo scenario di funzionamento più gravoso in termini emissivi, ovvero quello relativo alla massima potenza sonora $L_w(A)$ emessa pari a 106.0 dB(A) e corrispondente a velocità del vento al mozzo superiori a 9 m/s, senza dispositivi destinati a ridurre le emissioni acustiche.

Tali valori sono poi stati confrontati con i limiti di legge assoluti di immissione e differenziali presso le posizioni corrispondenti ai ricettori potenzialmente sensibili individuati nell'area.

I risultati della valutazione sono stati visualizzati graficamente in forma di isofoniche (superfici di isolivello) dei livelli sonori di immissione sovrapposte ad una ripresa aerofotogrammetrica dell'area di studio nello scenario analizzato.

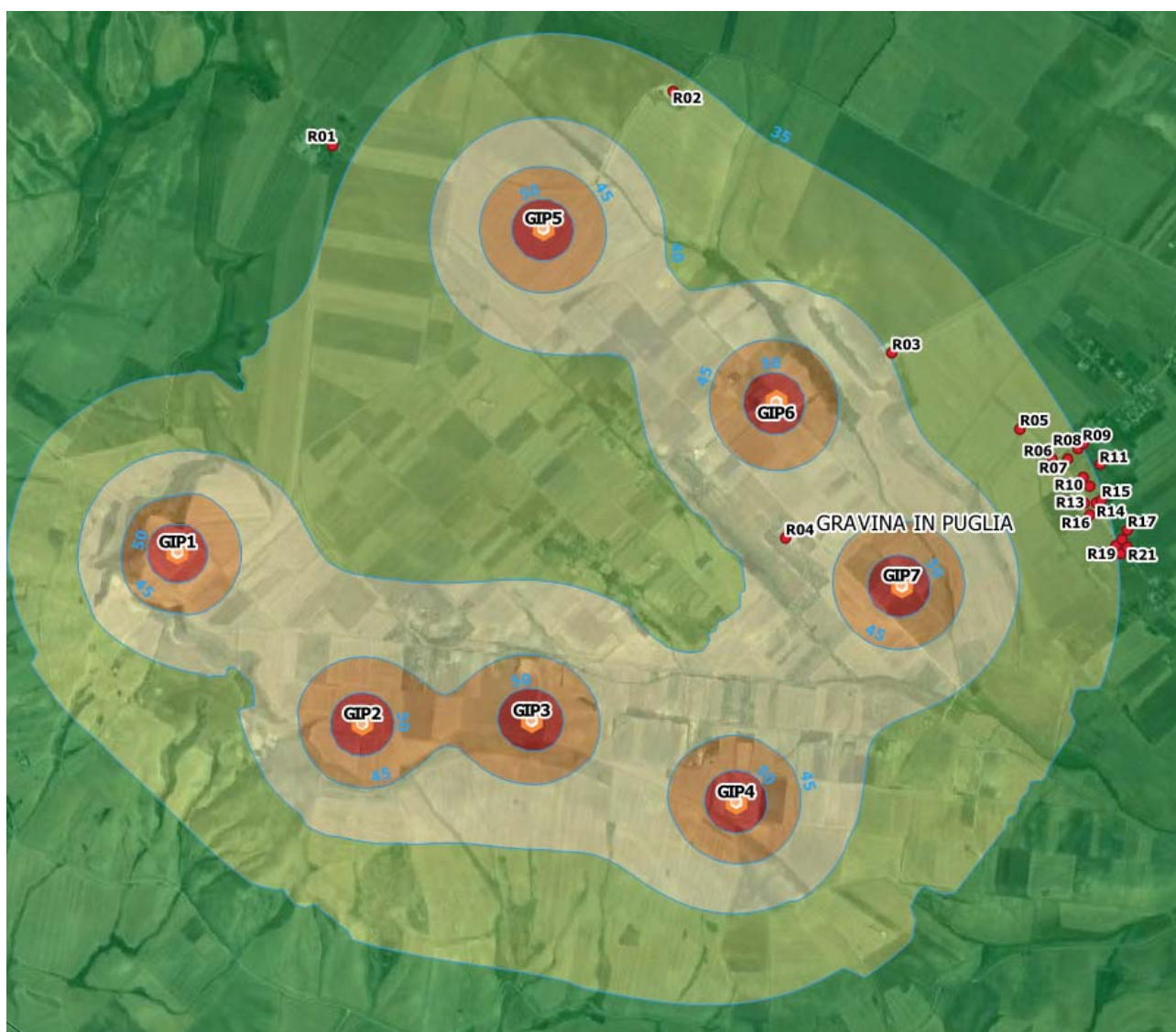


Figura 23: Stralcio mappa previsionale del rumore ambientale post operam (Ri: ricettori, GIPI: aerogeneratori)

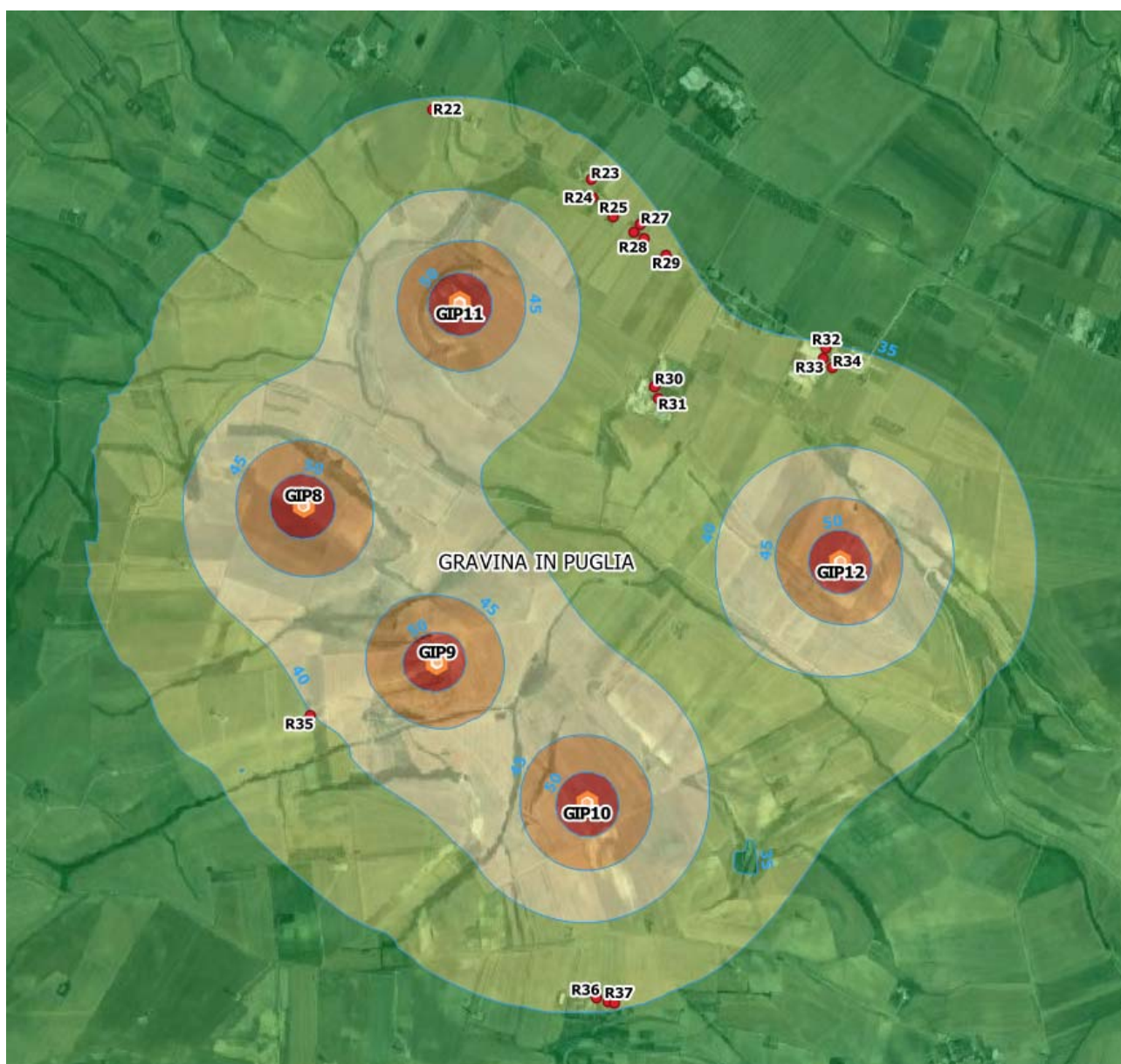


Figura 24: Stralcio mappa previsionale del rumore ambientale post operam (Ri: ricettori, GIPi: aerogeneratori)

Il livello di rumore ambientale post operam è stato confrontato con i valori limite assoluti di immissione di cui all'art. 6 del DPCM 01/03/1991 validi per "Tutto il territorio nazionale", risultando sempre ampiamente rispettati sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno.

I risultati delle simulazioni hanno evidenziato la non applicabilità dei limiti differenziali di cui all'art. 2 comma 2 del citato DPCM, sia per il periodo di riferimento diurno che per quello notturno, per tutti i ricettori potenzialmente sensibili considerati nell'analisi.

Lo studio è riportato nell'elaborato "Studio previsionale di impatto acustico".



7.2 Effetti dello shadow flickering

Gli aerogeneratori, essendo strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree circostanti in presenza di irraggiamento solare diretto.

Il fenomeno di shadow flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) è generato dalla proiezione, al suolo o su un ricettore (edificio), dell'ombra prodotta dalle pale degli aerogeneratori in rotazione quando il sole si trova alle loro spalle.

L'impatto indotto sui recettori potenzialmente sensibili (dettagliato nell'elaborato "Studio sugli effetti di shadow flickering") è stato studiato con l'impiego dell'apposito modulo del software WindFarm 5.0.1.2 (ReSoft Limited©), che analizza la posizione del sole nell'arco di un anno così da identificare i tempi in cui ogni aerogeneratore può proiettare ombre sulle finestre delle abitazioni vicine.

L'ombra, al di là di una certa distanza, smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala ed il diametro apparente del disco solare diventa piccolo: non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, pertanto si individuano i recettori sensibili nel limite di influenza corrispondente all'involuppo delle aree buffer circolari di raggio pari a 10 volte il diametro del rotore (nel caso in esame 1700 m) centrate sugli aerogeneratori.

Le simulazioni sono state condotte in condizioni conservative (il worst case), assumendo il cielo completamente sgombro da nubi o foschia, nessun ostacolo interposto tra i ricettori individuati e gli aerogeneratori, gli aerogeneratori sempre operativi e la perpendicolarità tra il piano del rotore e la congiungente sole-ricettore (worst case wind direction).

L'analisi del worst case ha evidenziato la presenza di cinque abitazioni nel buffer soggette al fenomeno per una durata superiore a 30 ore nel corso dell'anno, mentre nessuna abitazione risulta soggetta per una durata superiore a 30 minuti al giorno.

Le ore del fenomeno si riducono considerando la frequenza della direzione di provenienza del vento per le torri, infatti nessun ricettore sensibile risulta soggetto al fenomeno per una durata superiore a 30 ore nell'anno.

Si sottolinea anche che la velocità di rotazione dell'aerogeneratore di progetto è dell'ordine di 10 rotazioni al minuto, quindi nettamente inferiore a 60 rpm, la frequenza massima raccomandata per ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere.

Il progetto prevede comunque, in corrispondenza dei ricettori interessati e di concerto con i proprietari, un'eventuale misura di mitigazione: la piantumazione di barriere sempreverdi (normali siepi di recinzione) al fine di ridurre e/o annullare il fenomeno in oggetto così da eliminare completamente qualunque disturbo indotto.

Le distanze tra generatori eolici e ricettori e l'orografia del sito determinano la pressoché totale assenza dello shadow flickering.

Il fenomeno, inoltre, si manifesta su un numero limitatissimo di ricettori esclusivamente quando il sole presenta un'altezza inferiore a 15° sull'orizzonte, pertanto può ritenersi trascurabile per l'elevata intensità della radiazione diffusa rispetto a quella diretta.

Si sottolinea che le simulazioni effettuate sono state eseguite, a vantaggio di sicurezza, in condizioni non realistiche, ipotizzando la concomitanza dei fattori più sfavorevoli (assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta), pertanto è ragionevole ritenere che il fenomeno possa essere difficilmente percepito nelle condizioni reali.

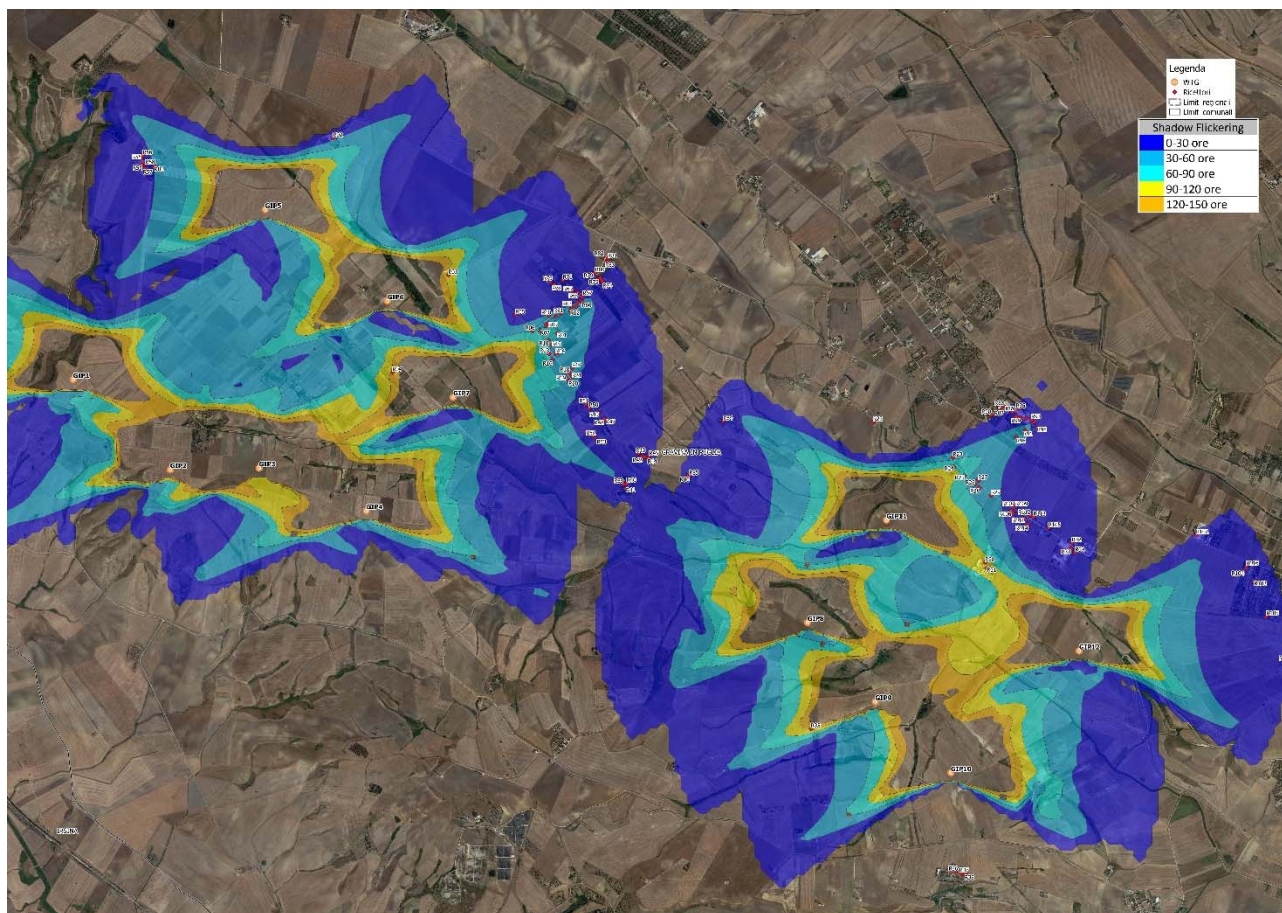


Figura 25: Mappa di impatto potenziale da shadow flickering nel worst case per il campo eolico proposto

7.3 Rottura accidentale degli organi rotanti

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

Lo studio (dettagliato nell'elaborato "Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti") ha utilizzato un modello teorico di caratterizzazione di moto nello spazio di facile soluzione ma con risultati maggiorati di circa il 20% rispetto ad altri modelli teorici più complessi, garantendo così un ulteriore margine di sicurezza.

Il calcolo della gittata massima richiede la conoscenza dei seguenti valori: altezza del mozzo H, distanza dal mozzo del baricentro del frammento staccatosi dal rotore R e velocità di distacco del frammento di pala V.

Nel caso in esame, i valori di H ed R sono rispettivamente H=115 m ed R=85 m, mentre il calcolo della velocità di distacco del frammento di pala V si calcola con la seguente formula:

$$V = \frac{2 \times \pi \times R \times rpm}{60}$$

Il massimo numero di rivoluzioni per minuto compiute dall'aerogeneratore è pari a $\text{rpm}=11$, quindi, supponendo che la rottura della pala avvenga vicino al mozzo e considerando $R=28.3$ m (lunghezza pala/3), si ottiene una velocità di distacco di 32.62 m/s nel baricentro della pala.

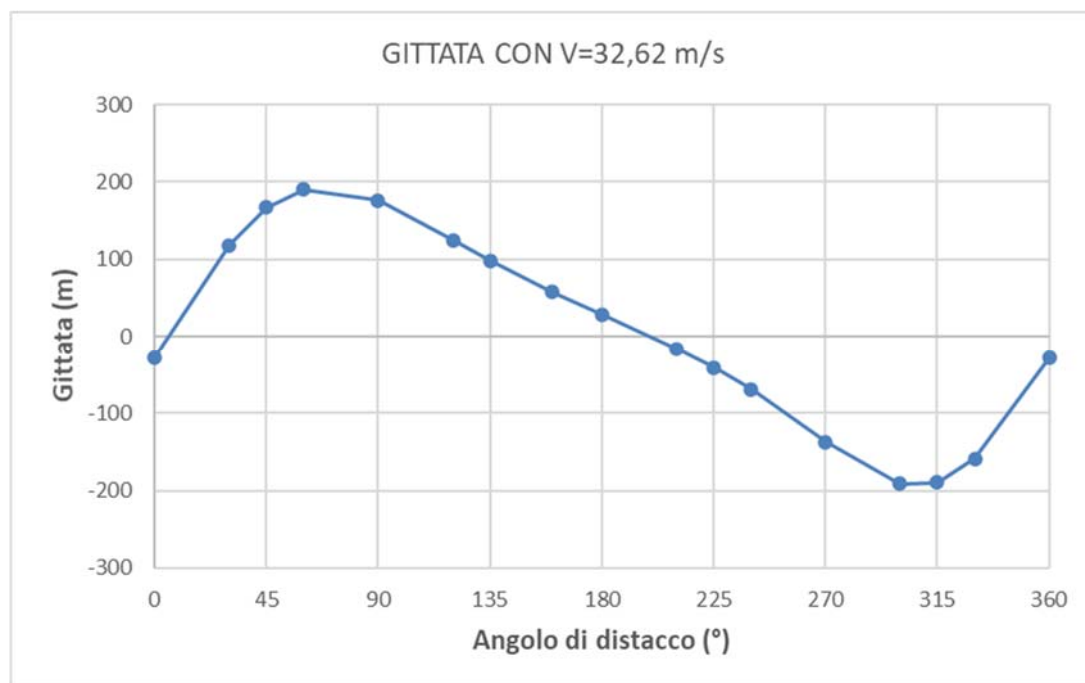


Figura 26: Andamento della gittata in funzione dell'angolo e della velocità di distacco

Il modello restituisce una gittata massima pari a circa 191 m nel caso di distacco di una pala intera dal mozzo con una velocità di 32.60 m/s (la massima velocità raggiunta dal baricentro della pala quando il rotore compie 11 rivoluzioni per minuto): un valore compatibile con quello fornito dalle ditte produttrici.

Tale valore di gittata massima sovrastima quello reale perché il calcolo è stato condotto nella situazione più gravosa al momento dell'ipotetica rottura: massimo numero di giri del rotore, inclinazione della pala corrispondente alla massima velocità, esclusione delle forze di resistenza viscoso dell'aria.

Gli aerogeneratori del parco eolico in progetto sono ubicati ad una distanza superiore a 500 m dalle abitazioni più prossime, pertanto l'ipotetica rottura accidentale non determina condizioni di pericolo per cose o persone.

7.4 Impatto elettromagnetico

Le apparecchiature a funzionamento elettrico generano, durante il funzionamento, campi elettromagnetici, in particolare radiazioni non ionizzanti (NIR) con un'energia associata che non è sufficiente ad indurre nella materia il fenomeno della ionizzazione, ovvero non possono dare luogo alla creazione di atomi o molecole elettricamente cariche (ioni).

L'impatto elettromagnetico del parco eolico in progetto è prodotto in particolare da:

- linee MT in cavidotti interrati;



- sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità di una nuova Stazione Terna 380/150 kV, ovvero linee/sbarre aeree di connessione tra il trafo, le apparecchiature elettromeccaniche e l'area TERNA.

La progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di ambienti abitativi e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore deve rispettare l'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ per il valore dell'induzione magnetica (mediana dei valori nelle 24 ore in condizioni normali di esercizio) ai sensi dell'art. 4 comma 1 del DPCM 8 luglio 2003.

Lo stesso DPCM, all'art 6, fissa i parametri per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti in cui si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità sopra richiamato ed alla portata della corrente in servizio normale.

Per quanto riguarda l'impatto elettromagnetico generato dai circuiti MT all'interno della turbina, si deve considerare una fascia di rispetto di larghezza pari a 1 m intorno alla superficie esterna della torre in acciaio: all'interno della fascia si avrà un valore di induzione magnetica $>$ di $3 \mu\text{T}$, mentre al suo esterno sarà rispettato il limite di qualità.

Nei pressi delle torri eoliche, tuttavia, non è prevista la presenza di persone, infatti l'accesso alle piazzole, trattandosi di aree private, è interdetto al pubblico ed è consentito solo a personale esperto ed addestrato in occasione di manutenzioni programmate e/o straordinarie (eventi sporadici e di durata limitata).

Per quanto concerne i cavi MT interrati che collegano ogni macchina alla stazione di trasformazione tramite circuiti dedicati, il valore di qualità (induzione magnetica $<$ di $3 \mu\text{T}$) si raggiunge ad una distanza di circa 1 m dal cavo, che è comunque interrato ad una profondità di almeno 1.2 m rispetto al piano campagna.

Le aree di posa dei cavi, tuttavia, sono prevalentemente localizzate lungo viabilità esistente e su aree agricole, dove non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore né tantomeno è prevista la costruzione di edifici.

La sottostazione elettrica (SSE) è assimilabile ad una Cabina Primaria, pertanto la fascia di rispetto rientra nei confini dell'area di pertinenza dell'impianto (area recintata) in conformità al paragrafo 5.2.2 dell'Allegato al decreto 29 maggio 2008 (Distanza di Prima Approssimazione – DPA).

L'impatto elettromagnetico nella SSE risulta essenzialmente dovuto:

- al trasformatore AT/MT;
- alle linee/sbarre aeree di connessione tra il trafo, le apparecchiature elettromeccaniche e l'area TERNA.

L'impatto generato dalle sbarre AT è quello più significativo, pertanto la fascia di rispetto è stata valutata soltanto in riferimento a queste ultime mediante la formula proposta dal paragrafo 6.2.1 della norma CEI 106-11.

Il calcolo restituisce un valore di 8.54 m, inferiore alla distanza delle sbarre dal perimetro della SSE (distanza minima dalla recinzione di oltre 10 m) e dello stesso ordine di grandezza dell'altezza delle sbarre stesse (pari a 5 m).

La SSE, comunque, è realizzata in un'area agricola, con totale assenza di edifici abitati per un raggio di oltre 450 m; inoltre, nell'area della sottostazione non è prevista la permanenza di persone per periodi continuativi superiori a 4 ore con l'impianto in tensione.

L'impatto elettromagnetico su persone prodotto dall'adeguamento della stazione di trasformazione, pertanto, è del tutto trascurabile.



La stazione di trasformazione (ed eventuale condivisione AT) è collegata alla SE Terna per la consegna alla RTN dell'energia prodotta dall'impianto in progetto attraverso un raccordo interrato di connessione AT a 150 kV, costituita da cavi unipolari avvolti reciprocamente a spirale.

La "Linea guida ENEL per l'applicazione del § 5.1.3 dell'allegato al DM 29/05/08", nelle schede A15 e A14, definisce valori di DPA compresi tra 3.10 e 5.10 m, tuttavia, grazie all'avvolgimento dei cavi a spirale, tale larghezza deve essere considerata inferiore ai valori suddetti.

La valutazione dell'impatto elettromagnetico (dettagliato nell'elaborato "Relazione tecnica sull'impatto elettromagnetico") non ha evidenziato problematiche particolari relative ai componenti del parco eolico "Monte Marano" in merito all'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici, confermandone la rispondenza alle normative vigenti.

7.5 Ostacoli verticali per la navigazione aerea

Gli aerogeneratori possono interferire con la navigazione aerea, in quanto sono manufatti di dimensioni ragguardevoli specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese che, ove ricadenti in prossimità di aeroporti, possono disturbare i piloti che sorvolano l'area di impianto, tanto da degradarne le prestazioni e comprometterne l'operatività, soprattutto in particolari condizioni di orografia articolata, fenomeni meteorologici e condizioni di abbagliamento.

Gli aerogeneratori devono essere sottoposti a valutazione di compatibilità ostacoli per il rilascio dell'autorizzazione dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) se concorrono le seguenti condizioni (documento ENAC "Verifica preliminare potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea", pag. 9):

- a. ubicazione entro 45 Km dal centro dell'ARP (Aerodrome Reference Point) di un qualsiasi aeroporto;
- b. ubicazione entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- c. interferente con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione/navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

Al di fuori delle condizioni suddette, dovranno essere sottoposte all'iter valutativo solo le strutture di altezza dal suolo (AGL), al top della pala, uguale o superiore a 100 m (45 m se sull'acqua).

L'aeroporto più vicino al comune di Gravina in Puglia (BA), dove è ubicato l'impianto eolico proposto, è l'aeroporto di Bari, ad una distanza di circa 48 Km, ma gli aerogeneratori hanno un'altezza massima pari a 200 m, pertanto è necessario avviare l'iter autorizzativo all'ENAC.

Gli aerogeneratori, comunque, saranno dotati di apposita segnaletica conforme alle prescrizioni dell'ENAC, in particolare:

- Segnaletica cromatica diurna: le tre pale dell'aerogeneratore saranno verniciate con tre bande (rossa - bianca - rossa), ciascuna di 6 m di lunghezza, impegnando gli ultimi 18 m delle stesse.
- Segnaletica luminosa notturna, che prevede luci posizionate sull'estradosso della navicella dell'aerogeneratore e comprende:
 - due lampade a luce rossa intermittente di intensità effettiva di 2000 candele, proiettata su un arco orizzontale di 360° e su un arco verticale di minimo 3°, conformi alle norme ICAO;



- una centralina di controllo e monitoraggio;
- un'apparecchiatura di alimentazione di emergenza.

La soluzione prevista – in grado di evidenziare l'ubicazione, l'estensione e l'altimetria del parco eolico – consente un'adeguata segnalazione del parco eolico ai fini della navigazione aerea, unitamente alla pubblicazione dei dati di posizione, quota ed altezza di tutti gli aerogeneratori.

La società proponente, inoltre, comunicherà tempestivamente agli enti competenti la data di inizio e fine dei lavori di montaggio degli aerogeneratori e di attivazione della segnaletica luminosa.



8 Utilizzo di risorse

8.1 Suolo

La fase di realizzazione dell'impianto eolico in progetto prevede la seguente occupazione di suolo:

Tabella 10: Occupazione di suolo in fase di cantiere

Ingombri	Cavidotti	Viabilità di progetto	Piazzole	Scarpate	Stazione elettrica di utenza	Adeguamenti	Area di cantiere	TOT.
	ha	ha	ha	ha	ha	ha	ha	ha
Suolo occupato in fase di cantiere	2.75	4.57	9.38	2.74	0.83	3.30	0.45	24.02

La fase di esercizio prevede il seguente consumo di suolo:

Tabella 11: Consumo di suolo in fase di esercizio

Ingombri	Viabilità di progetto	Piazzole	Stazione elettrica di utenza	TOT.
	ha	ha	ha	ha
Suolo consumato in fase di esercizio	2.62	1.78	0.83	5.23

I calcoli sopra riportati sono dettagliati nell'elaborato "Relazione pedoagronomica".

La fase di dismissione, invece, non prevede consumo di suolo ulteriore rispetto a quanto già illustrato per la fase precedente.

8.2 Materiale inerte

I principali materiali inerti impiegati durante la fase di realizzazione del nuovo impianto sono di seguito riportati.

Tabella 12: Impiego materiali inerti

Interventi	Tipologia	Quantità	
Adeguamento viabilità esistente	Misto di cava	m ³	23136.00
Realizzazione strade di accesso aerogeneratori	Misto stabilizzato	m ³	18995.20
Piazzole			
Cavidotti interrati	Sabbia	m ³	3142.76
Fondazioni	Calcestruzzo	m ³	10085.18



	Acciaio per armature	kg	1422350
Stazione elettrica di trasformazione Area di accumulo	Misto stabilizzato	m ³	680.70
	Ghiaietto calcareo	m ³	206.10
	Calcestruzzo	m ³	84.00
	Acciaio per armature	kg	4900
Totale misto di cava		m ³	23136
Totale misto stabilizzato		m ³	19675.90
Totale ghiaietto calcareo		m ³	206.10
Totale calcestruzzo		m ³	10169.18
Totale acciaio per armature		kg	1427250

La fase di esercizio non prevede l'utilizzo di inerti, se non per sistemazioni straordinarie della viabilità durante la vita utile dell'impianto.

La fase di dismissione non prevede l'impiego di inerti.

8.3 Acqua

Nelle fasi di cantiere del nuovo impianto eolico (realizzazione e dismissione) l'acqua sarà utilizzata per:

- usi civili;
- operazioni di lavaggio delle aree di lavoro;
- condizionamento fluidi di perforazione (a base acqua) e cementi;
- eventuale bagnatura aree.

L'acqua non dovrebbe essere utilizzata durante le attività di ripristino territoriale, mentre il movimento degli automezzi e lo smantellamento delle strutture durante la fase di dismissione potrebbero provocare un eccessivo sollevamento di polveri così l'acqua potrà essere utilizzata per la bagnatura dei terreni.

L'approvvigionamento idrico sarà garantito tramite autobotte.

I quantitativi di acqua eventualmente utilizzati saranno minimi e limitati alla sola durata delle attività.

La fase di esercizio, invece, non prevede consumi di acqua, infatti l'impianto eolico non sarà presidiato e così non sarà necessario l'approvvigionamento di acqua ad uso civile.

8.4 Energia elettrica

L'utilizzo di energia elettrica nelle fasi di cantiere dell'impianto eolico in progetto (realizzazione e dismissione), necessaria principalmente al funzionamento di utensili e macchinari, sarà garantito da gruppi elettrogeni.

I consumi di energia elettrica durante la fase di esercizio saranno limitati e legati al funzionamento in continuo dei sistemi di controllo, delle protezioni elettromeccaniche, delle



apparecchiature di misura, del montacarichi all'interno delle torri, degli apparati di illuminazione e di climatizzazione dei locali.

8.5 Gasolio

La fornitura di gasolio durante le fasi di cantiere (realizzazione e dismissione) sarà limitata al funzionamento dei macchinari, al rifornimento dei mezzi impiegati ed all'utilizzo di eventuali motogeneratori per la produzione di energia elettrica.

Nella fase di esercizio non è previsto utilizzo di gasolio, se non limitate quantità per il rifornimento dei mezzi impiegati per il trasporto del personale di manutenzione.





9 Stima emissioni, scarichi, produzione rifiuti, rumore, traffico

9.1 Emissioni in atmosfera

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione complessivo dell'intera produzione termo-elettrica nazionale, evitando così il ricorso a fonti di produzione più inquinanti.

La produzione netta stimata di energia elettrica del parco eolico in progetto sarà di circa 199300 MWh/anno, pari al consumo medio annuale di circa 73800 famiglie (2,7 MWh/famiglia all'anno) e ad un risparmio di emissioni pari a circa 448,47 Kg/anno di anidride carbonica.

Le principali emissioni in atmosfera durante le fasi di realizzazione dell'impianto eolico (adeguamento viabilità esistente e realizzazione nuove strade, realizzazione nuove piazzole, scavi e rinterri, perforazione pali fondazioni, trasporto e ripristino territoriale) e di dismissione saranno rappresentate da:

- emissioni di inquinanti dovute alla combustione di gasolio dei motori diesel dei generatori elettrici, delle macchine di movimento terra e degli automezzi per il trasporto di personale, materiali ed apparecchiature;
- contributo indiretto del sollevamento polveri dovuto alle attività di movimento terra, scavi, eventuali sbancamenti, rinterri e, in fase di ripristino territoriale, alle attività di demolizione e smantellamento.

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di emissioni in atmosfera, a meno delle manutenzioni programmate e straordinarie dell'impianto, eventi sporadici e di durata limitata.

9.2 Emissioni sonore

Le principali emissioni sonore durante le fasi di cantiere (realizzazione e dismissione) saranno legate al funzionamento degli automezzi per il trasporto di personale ed apparecchiature, dei mezzi per i movimenti terra ed il trasporto di materiale da e verso l'impianto.

Tali attività si svolgeranno durante le ore diurne, per cinque giorni alla settimana (da lunedì a venerdì).

I mezzi meccanici e di movimento terra resteranno nel cantiere per tutta la durata delle attività, quindi non altereranno il normale traffico delle strade limitrofe alle aree di progetto.

Le emissioni sonore in questa fase saranno assimilabili a quelle prodotte da un ordinario cantiere civile di piccole dimensioni, di durata limitata nel tempo ed operante solo nel periodo diurno.

In fase di esercizio, invece, le principali emissioni sonore saranno legate al funzionamento degli aerogeneratori.

Un aerogeneratore di grande taglia, il cui utilizzo è previsto per l'impianto eolico in progetto, raggiunge, in condizioni di funzionamento a piena potenza, livelli di emissione sonora fino a 106 dB.



La realizzazione e la gestione dell'impianto eolico proposto non prevedono in nessun momento il superamento dei valori soglia di emissione acustica previsti dalla normativa vigente, come dettagliato nell'elaborato "Studio previsionale impatto acustico".

9.3 Vibrazioni

Le fasi di cantiere (realizzazione e dismissione) prevedono attività che esporranno i lavoratori a vibrazioni a corpo intero (a bassa frequenza) nel caso dei conducenti di veicoli (mezzi di trasporto e di cantiere, macchine movimento terra quali autocarri, escavatori e ruspe) ed a vibrazioni mano-braccio (ad alta frequenza) durante l'utilizzo di attrezzi manuali a percussione.

Tali emissioni, tuttavia, saranno di entità ridotta e limitate nel tempo ed i lavoratori addetti saranno adeguatamente formati ed addestrati e dotati di idonei dispositivi di protezione individuale.

In fase di esercizio solo le operazioni di manutenzione possono esporre gli addetti a vibrazioni per le stesse considerazioni precedenti.

Una turbina eolica, in fase di esercizio, emette vibrazioni di natura aerodinamica (causate dall'interazione tra il vento e le pale), meccanica (generate dagli attriti meccanici dei componenti del rotore e del sistema di trasmissione del generatore) e cinetica (prodotte dalle oscillazioni e dal passaggio e cambiamento di stato da stazionario a combinato).

Le vibrazioni, tuttavia, perdono energia durante la propagazione nel terreno e diminuiscono di ampiezza con l'aumentare della distanza dalla sorgente, pertanto si può affermare che l'apporto in termini di effetti o sensazioni di vibrazione anche nei confronti dei recettori (edifici) più vicini (circa 500 m) può essere considerato trascurabile e/o nullo.

9.4 Scarichi idrici

Le attività in progetto non prevedono scarichi idrici su corpi idrici superficiali o in pubblica fognatura.

In particolare, l'area di cantiere sarà dotata di bagni chimici i cui scarichi saranno gestiti come rifiuto ai sensi della normativa vigente.

9.5 Emissione di radiazioni ionizzanti e non

Le fasi di cantiere non prevedono in generale l'emissione di radiazioni ionizzanti, ad eccezione di eventuali operazioni di saldatura e taglio ossiacetilenico che saranno eseguite in conformità alla normativa vigente da personale qualificato e dotato degli opportuni dispositivi di protezione individuale ed adottando tutte le misure di prevenzione e protezione per la tutela dell'ambiente circostante (quali adeguato sistema di ventilazione ed aspirazione, utilizzo di idonee schermature, verifica apparecchiature, ...).

In fase di esercizio è previsto l'originarsi di emissioni non ionizzanti, in particolare di radiazioni dovute a campi elettromagnetici generate dai vari impianti in media ed alta tensione, soprattutto in prossimità della sottostazione elettrica di trasformazione e connessione.



A titolo cautelativo, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, è stata eseguita una valutazione previsionale delle radiazioni da campi elettromagnetici, i cui risultati sono riportati nell'elaborato "Relazione tecnica sull'impatto elettromagnetico".

9.6 Traffico indotto

Nelle fasi di cantiere (realizzazione e dismissione) il traffico dei mezzi sarà dovuto a:

- spostamento degli operatori addetti alle lavorazioni (automobili);
- movimentazione dei materiali necessari al cantiere (quali gli inerti), dei materiali di risulta e delle apparecchiature di servizio (automezzi pesanti);
- trasporto dei componenti degli aerogeneratori (36 pale, 12 mozzi, 12 navicelle, 60 sezioni di torre, 1 trasformatore);
- approvvigionamento idrico tramite autobotte;
- approvvigionamento gasolio.

La fase più intensa sarà rappresentata dal trasporto dei componenti degli aerogeneratori, che si prevede sbarcheranno al porto di Manfredonia. La durata prevista per il completamento del trasporto è stimata in via preliminare pari a circa 1 mese.

Il percorso è trattato nel dettaglio nella "Relazione viabilità accesso di cantiere – Road Survey", redatta da una società specializzata nel trasporto eccezionale (La Molisana Trasporti).

I mezzi meccanici e di movimento terra, invece, resteranno in cantiere per tutta la durata delle attività e non influenzeranno il normale traffico delle strade limitrofe all'area di progetto.

In fase di esercizio il traffico indotto sarà del tutto trascurabile perché riconducibile solo ai mezzi di trasporto del personale per eventuali attività di manutenzione ordinaria e straordinaria.

9.7 Produzione di rifiuti

Nelle fasi di cantiere (realizzazione e dismissione) verranno prodotti, in generale, rifiuti riconducibili alle seguenti categorie:

- Rifiuti legati ai componenti degli aerogeneratori dismessi (acciaio, fibra di vetro, metalli, ...);
- Rifiuti solidi assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, ...);
- Rifiuti speciali derivanti da scarti di lavorazione ed eventuali materiali di sfrido;
- Eventuali acque reflue (civili, di lavaggio, meteoriche);
- Sversamenti accidentali sul suolo (oli minerali, oli disarmanti, carburanti, grassi, ...).

Inerti da costruzione

Il R. R. 12 giugno 2006 n. 6 "Regolamento regionale per la gestione dei materiali edili" (art. 3, pag. 1) prescrive l'adozione di misure atte a ridurre lo smaltimento in discarica di materiale derivante da lavori di costruzione e demolizione, attraverso operazioni di reimpiego, previa verifica della compatibilità tecnica al riutilizzo in relazione alla tipologia dei lavori previsti.

Gli inerti, in particolare, potranno essere utilizzati, previa caratterizzazione ambientale, sia per la formazione di rilevati che per la formazione di sottofondo per strade di accesso e piazzole di montaggio.

Al termine dei lavori sono previsti il ridimensionamento delle piazzole di montaggio e degli allargamenti viari non necessari alla gestione dell'impianto e la dismissione delle aree di cantiere.



I materiali lapidei derivanti da tali operazioni verranno utilizzati per il ricarico di strade e piazzole di esercizio se necessario, altrimenti si provvederà al conferimento a discarica secondo la normativa rifiuti o presso impianti di gestione terre da scavo classificate come sottoprodotti, a seconda dei risultati della caratterizzazione ambientale.

Materiale di risulta dalle operazioni di montaggio

L'installazione delle componenti tecnologiche all'interno della sottostazione di trasformazione produrrà modeste quantità di rifiuti, costituiti soprattutto dagli imballaggi per il trasporto delle componenti in sito.

Le operazioni di predisposizione dei collegamenti elettrici produrranno piccole quantità di sfridi di cavo, riutilizzati quasi sempre dalla ditta appaltatrice in altri lavori oppure eventualmente smaltiti in discarica.

Le bobine in legno su cui sono avvolti i cavi, invece, saranno riutilizzate e recuperate.

Sostanze potenzialmente dannose per l'ambiente eventualmente prodotte in cantiere (quali taniche e latte metalliche contenenti vernici, oli lubrificanti, ...) dovranno essere temporaneamente stoccate in appositi contenitori per impedirne la fuoriuscita nell'ambiente ed avviate presso centri di raccolta e smaltimento autorizzati.

In presenza di una eventuale produzione di oli usati (per esempio oli per lubrificazione delle attrezzature e dei mezzi di cantiere), ai sensi dell'art. 236 del D. lgs 152/2006, deve essere assicurato l'adeguato trattamento degli stessi e lo smaltimento presso il "Consorzio Obbligatorio degli Oli Esausti". Nel caso specifico, gli oli impiegati sono da riferirsi principalmente ai quantitativi impiegati per la manutenzione dei mezzi e delle varie attrezzature in fase di cantiere. La manutenzione ordinaria dei mezzi, tuttavia, verrà effettuata presso officine esterne, pertanto, considerate le ridotte quantità e gli accorgimenti adottati per l'impiego di tali prodotti, appare improbabile o minimo l'impatto derivante dal possibile sversamento di tali rifiuti.

Imballaggi

Gli imballaggi saranno destinati preferibilmente al recupero ed al riciclaggio, prevedendo lo smaltimento in discarica solo in assenza dei necessari requisiti (come imballaggi contaminati o imbrattati da altre sostanze).

Materiali plastici

Il materiale plastico di qualunque genere non contaminato, gli sfridi di tubazioni in PE per la realizzazione dei cavidotti e gli avanzi del geotessuto sono destinati preferibilmente al riciclaggio.

Lo smaltimento in discarica sarà previsto solo in assenza dei necessari requisiti per il riciclaggio (come materiali contaminati o imbrattati da altre sostanze) direttamente dalla ditta appaltatrice delle operazioni di ripristino finale delle aree di cantiere.

Sversamento accidentale di liquidi

Durante le attività di cantiere possono verificarsi contaminazioni del suolo derivanti da sversamenti accidentali di liquidi (oli minerali, oli disarmanti, carburanti, grassi, ...), pertanto si effettuerà, in via prioritaria, lo stoccaggio di liquidi potenzialmente dannosi all'interno di vasche di contenimento così da evitare il rilascio nell'ambiente di questi inquinanti.

L'esecuzione delle opere in progetto tenderà, in generale, a minimizzare i rischi di contaminazione da liquidi anche pericolosi ed a impiegare misure di estrema cautela e sicurezza nello stoccaggio.

I rifiuti maggiormente prodotti in fase di esercizio saranno legati alla manutenzione degli organi meccanici ed elettrici dell'impianto eolico ed in particolare:

- oli per motori, ingranaggi e lubrificazione;



- filtri dell'olio;
- stracci;
- imballaggi in materiali misti;
- apparecchiature elettriche fuori uso;
- batterie al piombo;
- neon esausti integri;
- materiale elettronico.





10 Disponibilità aree

L'intervento in progetto interessa aree sia di proprietà pubblica che di proprietà privata.

L'Autorizzazione Unica – ottenuta a seguito di conferenza dei servizi di cui al D. lgs. 387/2003, art. 12 comma 3 – comporta la dichiarazione di pubblica utilità degli interventi per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, 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" del D.P.R. 327/2001.

L'interferenza del progetto con suoli privati viene compensato con un congruo corrispettivo monetario ai proprietari (dettagliato nell'elaborato "Contratti notarili + Piano particellare di esproprio descrittivo + Dichiarazione pubblica utilità"); in ragione della specifica occupazione sono state determinate le seguenti indennità:

- indennità di esproprio, per le aree necessarie alla realizzazione ed alla permanenza dell'impianto;
- indennità di servitù, distinta tra servitù di passaggio (per il cavidotto) e servitù di sorvolo;
- indennità di occupazione temporanea.

Le aree private scelte per la realizzazione dell'impianto, quindi, risultano disponibili a norma di legge.



11 Interferenze reti

Le opere di progetto interferiscono con le seguenti reti esistenti nell'area d'intervento:

- rete viaria: la SS 96 Barese, la SP 26, strade comunali (la SC 8 – Contrada Sant'Antonio, Contrada Sant'Angelo, Contrada S. Felice, Contrada Santa Teresa) ed interpoderali;
- elettrodotti aerei ed interrati;
- rete telefonica su palo.

La viabilità interna al parco si presenta in condizioni variegata: alcuni tratti risultano idonei – in termini di larghezza, pendenze e raggi di curvatura – al transito dei mezzi di trasporto durante la fase di cantiere; altri tratti, invece, necessitano di adeguamenti temporanei per allargare la sede stradale fino a circa 5 m ed aumentare il raggio di curvatura (che non sarà inferiore a 70 metri).

Il layout del parco prevede anche la realizzazione di strade ex novo per consentire l'accesso alle piazzole a servizio degli aerogeneratori.



12 Cronoprogramma

Si prevede che le attività di realizzazione dell'impianto eolico in progetto, dall'iter autorizzativo all'avvio della produzione, coprano un arco temporale di circa 26 mesi.

Il dettaglio delle lavorazioni, con le tempistiche di esecuzione, è riportato nell'elaborato "Cronoprogramma".





13 Stima dei costi

Le opere di realizzazione dell'impianto eolico proposto avranno un costo stimato pari a € 65.586.446,00, come dettagliato nei documenti "Computo metrico estimativo" e "Quadro economico".

Le operazioni di dismissione a fine vita dell'impianto, invece, avranno un costo stimato pari a € 3.162.864,41, come descritto nell'elaborato "Progetto di dismissione".

Le spese economiche più onerose nella realizzazione di un parco eolico sono relative agli investimenti iniziali (studio di fattibilità, costi di progettazione, autorizzazioni/concessioni, costo degli aerogeneratori, costruzione, ...) ed alla gestione (manutenzione ordinaria e straordinaria, affitto dei terreni, ...).

I costi dell'investimento iniziale possono essere così suddivisi:

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

Lo sviluppo dell'iniziativa consta delle seguenti attività: individuazione del sito, valutazione dei vincoli presenti sul territorio, valutazione anemologica (mediante una campagna di misurazione della durata minima di un anno), progettazione dell'impianto, iter autorizzativo (dal giudizio di compatibilità ambientale all'Autorizzazione Unica come da normativa nazionale).

Tale fase riveste enorme importanza in quanto un'errata valutazione del sito potrebbe avere ripercussioni pesanti sulla producibilità dell'impianto.

I costi relativi alle opere accessorie ed alle infrastrutture sono assai variabili perché dipendono dalle caratteristiche e dalla complessità del sito (accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza del punto di connessione dalla rete elettrica, ...).

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

- impianto di rete per la connessione: la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, con obbligo di connessione a terzi;
- impianto di utenza per la connessione, di cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:

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

I costi di gestione nella fase di produzione sono relativi a:

- costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione;
- 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, quindi, riguardano l'amministrazione, il canone agli Enti Locali ed ai proprietari dei terreni su cui sono installati gli aerogeneratori, i premi assicurativi e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto (dopo un periodo iniziale di garanzia – in genere tre anni – coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione ed altri provvedono in maniera autonoma alla stessa).

I costi della manutenzione, man mano che l'impianto accumula ore di funzionamento, tendono ad aumentare, infatti alcune parti sono particolarmente soggette ad usura e vanno sostituite (generalmente il rotore e gli ingranaggi contenuti nel moltiplicatore di giri dell'albero).

Tra le voci di costo è previsto lo smontaggio degli aerogeneratori anche se, a fine vita utile (massimo 30 anni), le macchine potranno essere sottoposte a repowering, cioè sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci, magari di maggiore potenza allo scopo di ridurre il numero.



14 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche

La costruzione di un impianto per la produzione di energia alimentato da fonte rinnovabile è caratterizzata, oltre che da significativi benefici e risparmi nell'ambito della salute, della qualità dell'aria e dell'ambiente in generale (relativi alla riduzione dell'inquinamento connesso al consumo di combustibili fossili), anche da importanti ricadute sociali ed economiche.

Gli investimenti nelle energie rinnovabili non generano solo significativi benefici economici, ma anche importanti ricadute socio-occupazionali riconducibili a:

- occupazione diretta, che si genera nel settore produttivo relativo all'intera filiera di realizzazione dell'impianto eolico;
- occupazione indiretta, che riguarda i lavoratori impegnati nelle attività di supporto e di approvvigionamento del settore, compresa la fornitura delle materie prime necessarie alla produzione primaria;
- occupazione indotta, che discende dalle attività economiche generate dai gruppi precedenti, ossia l'insieme dei beni e servizi necessari alla vita dei lavoratori e delle loro famiglie; qui l'indotto rappresenta l'insieme delle attività commerciali e di servizio o di pubblica utilità provenienti dai redditi dei primi due gruppi.

Il settore eolico include i seguenti segmenti produttivi, relativi alle varie fasi di sviluppo dell'impianto eolico:

- Produzione, in cui si inseriscono le attività connesse alla produzione degli aerogeneratori e dei componenti del parco, comprese le attività di ricerca e sperimentazione. A questa fase si associa un tipo di occupazione temporanea perché associata al periodo di tempo necessario a produrre i componenti dell'impianto.
- Costruzione ed Installazione, che comprende le operazioni relative a progettazione, costruzione ed installazione, incluse le attività di assemblaggio delle componenti accessorie finalizzate alla consegna dell'impianto eolico. In tale ambito l'occupazione è di tipo temporanea in quanto definita per il tempo necessario all'installazione ed avviamento dell'impianto.
- Gestione e Manutenzione, che include attività necessarie a garantire la produzione di energia elettrica nel rispetto delle norme e dei regolamenti vigenti ed a minimizzarne i rischi (attività di natura tecnica ed operazioni di gestione degli assetti finanziari, commerciali ed amministrativi). Questa fase prevede un'occupazione permanente perché impiegata lungo tutto il periodo di funzionamento all'impianto eolico.
- Dismissione, che comprende le attività connesse alla dismissione dell'impianto eolico ed al recupero/riciclo dei materiali riutilizzabili.

Le ricadute socio-economiche sul territorio si concretizzano anche nei seguenti aspetti:

- beneficio economico per i proprietari delle aree interessate;
- incremento delle risorse economiche per l'amministrazione locale, che avrà la possibilità di programmare investimenti a medio-lungo termine, con ricadute significative su tutta la comunità;



- incremento dei flussi turistico-didattici, infatti il parco potrebbe diventare meta di turismo per gli alunni delle scuole dell'area vasta di riferimento portando nuovi introiti e notorietà.





15 Il progetto esecutivo

Il progetto esecutivo sarà redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo e delle prescrizioni dettate in sede di conferenza di servizi e di pronuncia di compatibilità ambientale.

Ai sensi dell'art. 33 del D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207 "Regolamento di esecuzione ed attuazione del D. lgs. 163/2006 recante «Codice dei contratti pubblici»", sarà articolato nei seguenti documenti:

- relazione generale;
- relazioni specialistiche;
- elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- piano di sicurezza e di coordinamento e quadro di incidenza della manodopera;
- computo metrico estimativo e quadro economico;
- cronoprogramma;
- elenco dei prezzi unitari ed eventuali analisi;
- schema di contratto e capitolato speciale di appalto;
- piano particellare di esproprio.

I contenuti dei suddetti documenti saranno conformi alle indicazioni contenute negli artt. 34÷43 del citato Regolamento.