



Nuovo impianto per la produzione
di energia da fonte eolica
nei comuni di Ballao e
Armungia(SU)

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Rev. 0.0

Data: 09 NOVEMBRE 2020

VIA-WIND001.REL001

Committente:

Econergy Project 2 S.r.l.
via Alessandro Manzoni n. 30
20121 MILANO (MI)
C. F. e P. IVA: 10982660960
PEC: econergyproject2@legalmail.it

Incaricato:

Queequeg Renewables, ltd
Unit 3.21, 1110 Great West Road
TW80GP London (UK)
Company number: 111780524
email: mail@quenter.co.uk

SOMMARIO

1.	Dati generali e anagrafica	5
2.	Premessa	7
2.1.	Contesto del progetto	7
2.2.	Scenario e normativa di riferimento.....	9
2.3.	Proponente del progetto	17
3.	Inquadramento del progetto e dello stato di fatto	18
3.1.	Localizzazione e caratteristiche del sito	21
3.1.1.	IL COMUNE E LE AREE URBANE DI RIFERIMENTO.....	21
3.1.2.	GEOGRAFIA DELL'AREA DI RIFERIMENTO	22
3.2.	Giustificazione dell'opera.....	23
3.3.	Fattibilità dell'opera e criteri di progettazione	23
3.3.1	FATTIBILITÀ NEL CONTESTO NORMATIVO.....	24
3.3.2.	FATTIBILITÀ LOGISTICA E TECNICA	24
3.4.	Analisi della potenzialità anemologica	25
3.5.	Inquadramento urbanistico e paesaggistico	25
4.	Dettaglio degli interventi in progetto.....	27
4.1.	Descrizione dei generatori	27
4.2.	Descrizione degli interventi sulla viabilità	29
4.2.1.	VIABILITÀ DI ACCESSO AL SITO DEL PROGETTO.....	31
4.2.2.	VIABILITÀ INTERNA DI ACCESSO AGLI AEROGENERATORI.....	32
4.3.	Descrizione degli interventi civili	37
4.3.1.	PIAZZOLE E AREE DI MANOVRA DEI MEZZI PESANTI.....	38
4.3.2.	FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI.....	39
4.3.3.	OPERE DI REGOLAZIONE DEI FLUSSI IDRICI	40
4.3.4.	ANALISI DELLE SUPERFICI OCCUPATE DALL'IMPIANTO	40
4.4.	Opere elettriche	41
4.4.1.	OPERE DI CONNESSIONE INTERNE	41
4.4.2.	OPERE DI CONNESSIONE ALLA STEP-UP	44
4.4.3.	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE MT/AT (STEP-UP).....	46
4.5.	Interventi di ripristino, mitigazione e compensazione	48
4.5.1.	INTERVENTI DI MITIGAZIONE DURANTE LA FASE DI CANTIERE	49
4.5.2.	INTERVENTI DI MITIGAZIONE DURANTE LA FASE DI OPERATIVITÀ DELL'IMPIANTO.....	49

4.5.3.	INTERVENTI DI RIPRISTINO AMBIENTALE	50
4.5.4.	MISURE DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	51
4.5.5.	MISURE DI COMPENSAZIONE PAESAGGISTICA	51
4.6.	Aree di cantiere	52
4.7.	Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio.....	52
4.8.	Dismissione e ripristino del contesto	52
5.	Primi elementi sulla sicurezza	53
5.1.	Sicurezza durante la fase di cantiere	53
6.	Aspetti economici.....	55
6.1.	CAPEX	55
6.1.1.	ACQUISTO DELLA TECNOLOGIA E DEI MATERIALI	55
6.1.2.	PROGETTO E SVILUPPO	55
6.1.3.	OPERE INFRASTRUTTURALI	56
6.1.4.	OPERE ELETTRICHE E DI CONNESSIONE	56
6.2.	OPEX	56
6.3.	Dismissione e ripristino	57

1. Dati generali e anagrafica

Ubicazione impianto

Nome Impianto	Ballao (Brunco 'e Niada)
Comune	Ballao, Armungia
CAP	09040
Coordinate Geografiche (gradi decimali)	39.598°N, 9.41°E

Carta Tecnica Regionale

Fogli	541130, 541140, 549010, 549020, 549050
-------	--

Proponente

Ragione Sociale	Econergy Project 2 S.r.l.
Indirizzo	via Alessandro Manzoni n. 30 20121, Milano (MI)

Caratteristiche dell'impianto

Potenza di picco	92,4 MW
Numero aerogeneratori	14
Potenza singolo aerogeneratore	6,6 MW

Staff e professionisti coinvolti

Progetto a cura di	Queequeg Renewables, ltd
Senior Project Manager	Ing. Caterina Lamarca
Senior Engineering Manager	Ing. Vincenzo Diana
Project Engineer	Ing. Matteo Cappilli
Project Engineer	Ing. Paola Fanni
Relazione Paesaggistica	Studio ing. Bruno Manca
Progettazione opere elettriche	Ing. Michele Pigliaru
Progettazione opere alta tensione	Ing. Marco Murru
Valutazione Geotecnica	Dott. Geol. Cosima Atzori
Valutazione Geologica	Dott. Geol. Cosima Atzori
Valutazione impatto acustico	BCF Ambiente
Relazione botanica	Dott. Luca Iriti

Relazione agronomica	Dott.ssa Agronoma Giulia Urracci
Calcoli strutturali preliminari e ingegneria civile	Ing. Giuseppe Pili
Valutazione faunistica	Dott. Maurizio Medda
Consulenza monitoraggio chiroterofauna	Centro Pipistrelli Sardegna
Cartografia	Compucart
Valutazione archeologica	Dott. Fabrizio Delussu
Studio d'Impatto Ambientale	IAT S.r.l.
Rilievi e consulenza catastale	Geom. Massimo Porcu

2. Premessa

La presente relazione è parte integrante del procedimento di **Valutazione d'Impatto Ambientale** ai sensi del Decreto Legislativo numero 152 del 2006, e di **Autorizzazione Unica** Regionale ai sensi dell'articolo 12 del Decreto Legislativo numero 387 del 2003 e del D. G. R. 3/15 del 23 Gennaio 2018.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica, di potenza nominale pari a 92.400 kW, da localizzarsi su un terreno ricadente nel Comune di Ballao (SU). L'impianto verrà allacciato alla Rete Elettrica Nazionale di Alta Tensione attraverso la stazione elettrica da realizzarsi nel Comune di Armungia.

Questo documento fornisce un dettaglio delle scelte progettuali, sia dal punto di vista civile, che funzionale, inquadrando il territorio oggetto dell'intervento e dettagliando le scelte che hanno portato al posizionamento degli aerogeneratori, delle opere accessorie, e arrivando infine alla progettazione delle opere elettriche interne e di connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

2.1. Contesto del progetto

L'energia eolica è una fonte rinnovabile che sfrutta il movimento delle masse d'aria per generare elettricità attraverso il moto rotatorio delle pale intorno a un asse detto 'mozzo'. Le correnti d'aria generano complessivamente 840.000 TWh di energia ogni anno, pari a circa otto volte il consumo mondiale odierno di energia. Secondo l'Agenzia Statistica e Analitica del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America (EIA), il consumo elettrico mondiale crescerà del 50% dal 2020 al 2050.

La tecnologia eolica attualmente permette di sfruttare con un'efficienza molto alta e per un periodo di tempo prolungato l'energia delle correnti d'aria trasformandola in corrente elettrica. Al momento nel mondo ci sono 83 paesi che sfruttano su scala commerciale nazionale l'energia eolica per la produzione di energia elettrica, contribuendo in totale a una potenza installata a fine 2018 pari a 591 GW¹.

L'Europa produce attualmente il 15% della propria energia da fonte eolica², di cui lo stato Maggiore produttore, la Danimarca, produce quasi il 47% della propria energia dal vento³. L'Italia è il paese che nel

¹ [http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC - Global Wind Statistics 2011.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC_-_Global_Wind_Statistics_2011.pdf)

² https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf

³ <https://www.reuters.com/article/us-climate-change-denmark-windpower-idUSKBN1Z10KE>

2019 ha un totale di potenza eolica installata pari a circa 11 GW⁴, per una produzione totale annua immessa in rete pari a 20,063 GWh⁵. Questi dati la collocano al quinto posto tra i paesi europei. Per quanto riguarda la nuova potenza installata si trova invece al dodicesimo posto nel medesimo anno con 456 MW di nuovi parchi eolici costruiti e connessi alla rete. Il territorio italiano presenta inoltre buone condizioni di ventosità, avendo le caratteristiche peninsulari di esposizione a diversi fronti di pressione e temperatura dovuti ai mari, e conseguentemente una naturale predisposizione per la risorsa eolica.

L'energia eolica è assieme a quella solare fotovoltaica la fonte rinnovabile con la *LCOE* ("levelized cost of energy", costo agglomerato dell'energia) più basso⁶. Questo dato è stato ottenuto grazie a ingenti investimenti che hanno migliorato l'efficienza delle soluzioni tecnologiche, che soprattutto negli ultimi anni hanno permesso da un lato di abbattere i costi dei generatori installati, e dall'altra di aumentarne l'efficienza a parità di ventosità. Poiché la LCOE è definita come il rapporto tra la somma di tutti i costi da sostenere per la generazione dell'energia durante tutta la vita dell'impianto e la valorizzazione economica di tutta l'energia prodotta nello stesso lasso di tempo, la conseguenza è stata un abbassamento del suddetto rapporto su valori in alcuni casi inferiori a quello dell'energia prodotta dalle fonti fossili.

Nei primi sei mesi del 2020, pur con le problematiche causate dalla pandemia del COVID-19, i paesi europei hanno installato 5,1 GW di nuovo eolico⁷, di cui 38 MW in Italia. Questo trend conferma che la strategia europea e nazionale è indirizzata verso uno sviluppo di nuove installazioni con un passo in continua crescita, creando indotto e posti di lavoro, e assicurando un approvvigionamento elettrico a basso impatto e a basso costo per i prossimi anni.

Nell'odierno scenario economico che l'Italia sta attraversando, l'energia e la produzione da fonti rinnovabili costituiscono un punto focale per il rilancio della crescita, contribuendo alla domanda interna di manodopera e di servizi specializzati di cui il Paese è esportatore di primaria importanza.

⁴ Fonte: WindEurope

⁵ Fonte: report Terna https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Aprile%202020_8d7fda6a96bc659.pdf

⁶ Si riporta, a titolo di esempio, report del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America (USDOE) dove si analizza la Maggiore profittabilità di una generazione eolica rispetto a quella da fonti fossili come carbone o petrolio:

https://emp.lbl.gov/sites/default/files/wtmr_final_for_posting_8-9-19.pdf

⁷ <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/resilient-wind-industry-delivers-17-percent-of-europes-electricity-proves-smart-bet-for-europes-green-recovery/>

2.2. Scenario e normativa di riferimento

Le necessità legate a fabbisogni energetici in continuo aumento spingono il progresso quotidiano verso l'applicazione di tecnologie innovative, atte a sopperire alla domanda energetica in modo sostenibile, limitando l'impatto che deriva da questi ultimi e richiedendo un uso consapevole del territorio. La profonda trasformazione che sta attraversando il mercato dell'energia da diversi decenni vede uno spostamento dalla produzione centralizzata, che era stata punto di riferimento fino agli anni sessanta, verso una generazione di minore entità più diffusa sul territorio. In quest'ambito le rinnovabili hanno un ruolo chiave, oltre che per l'impatto ambientale delle emissioni, anche per la possibilità di avere una micro-generazione diffusa sul territorio, sfruttando le caratteristiche del territorio per la possibilità di risorse, e contemporaneamente la domanda di energia locale.

In quest'ottica con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, numero 387, il Parlamento Italiano ha proceduto all'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il presente impianto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato IV alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. numero 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c), "Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW", pertanto rientra nelle categorie di opere da sottoporre a procedura di verifica di **Valutazione di Impatto Ambientale**, in conformità a quanto disposto dal Testo Unico Ambientale (T.U.A.) e dall'allegato B1 alla D.G.R. 45/24 del 2017.

Nel 2008 inoltre l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (meglio conosciuto anche come "Pacchetto 20/20/20") che prevede obiettivi climatici sostanziali per tutti i Paesi membri dell'Unione, tra cui l'Italia, a) di ridurre del 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli registrati nel 1990, b) di ottenere almeno il 20% dell'energia consumata da fonti rinnovabili, e c) ridurre del 20% i consumi previsti. Questo obiettivo è stato successivamente rimodulato e rafforzato per l'anno 2030, portando per quella data al 40% la percentuale di abbattimento delle emissioni di gas serra, al 27% la quota di consumi generati da rinnovabili e al 27% il taglio dei consumi elettrici.

L'Italia ha fatto propri questi impegni redigendo un "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima". Riguardo alle energie rinnovabili in particolare, l'Italia prevede di arrivare al 2030 con un minimo del 55,4% di energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovendo la realizzazione di nuovi impianti di produzione e il revamping o repowering di quelli esistenti per tenere il passo con le evoluzioni tecnologiche.

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire gli obiettivi sopra esposti, aumentando la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile senza emettere gas serra in atmosfera, con un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal vento.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- limitato inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- la produzione di energia senza utilizzo sostanziale di materie prime in approvvigionamento durante la fase di esercizio;
- la produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira pertanto a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Tra le politiche introdotte e necessarie per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, è stato dato incarico alle Regioni di individuare le aree idonee per la realizzazione di questi impianti, stabilendo criteri di priorità e di tutela del paesaggio e dell'ambiente.

2.2.1. Leggi e norme di riferimento

Per la realizzazione del presente progetto, si è fatto riferimento alla seguente normativa:

- D.P.R. 44 del 13 Marzo 1976 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide di importanza internazionale", firmata a Ramsar il 2 Febbraio 1971;
- Legge 431/85 (ex legge "Galasso") riguardante i vincoli di interesse paesaggistici e ambientali;
- Legge Regionale 31/89 "Norme per l'istituzione e la gestione dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali nonché delle aree naturali protette";
- D.P.R. 12 Aprile 1996 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art.40, comma 1, della legge 22 Febbraio 1995 numero 46, concernente le disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale";
- Direttiva Comunitaria 92/43/CEE "Habitat";
- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";

- D.P.R. numero 357/97 "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche";
- Legge Regionale numero 1/99 art.31 recante "Norma transitoria in materia di valutazione di impatto ambientale";
- L. numero 490/99 "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre, numero 352";
- Legge Regionale numero 4/00 "Disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale — modifica art.31 della Legge Regionale numero 1 del 1999;
- D.P.R. numero 554/99 "Regolamento di attuazione della legge quadro in materia di lavori pubblici" 11 febbraio 1994, numero 109, e successive modifiche;
- Legge Regionale numero 17/00 "Valutazione di impatto ambientale". Modifiche all art. 31 della Legge Regionale numero 1 del 1999";
- D.M. 3 Aprile 2000 "Elenco delle zone di protezione speciale designate ai sensi della direttiva 79/409/CEE e dei siti di importanza comunitaria proposti ai sensi della direttiva 92/43/CEE";
- Deliberazione 20 Luglio 2000 della conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano — " Approvazione del III aggiornamento dell'elenco ufficiale delle aree naturali protette, ai sensi del combinato disposto dell'art.3, comma 4, lettera c), della legge 6 dicembre 1991, numero 394, e dell'art. 7, comma 1, allegato A, del decreto legislativo 28 Agosto 1997, numero 281 (Deliberazione numero 993);
- Legge Regionale numero 14/00 all'art. 3 comma 1 dispone che in materia di autorizzazione agli scarichi devono essere applicate le norme recate dal D.Lgs. 152/99, per quanto non diversamente disciplinate dal medesimo articolo;
- Circolare esplicativa sulle innovazioni introdotte in materia di valutazione di impatto ambientale con l'art. 17 Legge Regionale . 05.09.2000 numero 17;
- Legge Regionale 29 Aprile 2003, numero 3 Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale della Regione (legge finanziaria 2003), modifica dell'art. 31 comma 1 della Legge Regionale numero 1 del 1999; D.Lgs. 29 dicembre 2003, numero 387, "Attuazione della direttiva 2001/77 Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili";
- L. 23 Agosto 2004, numero 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";
- D.Lgs. 3 Aprile 2006, numero 152 "Norme in materia ambientale";

- Legge Regionale 12 Giugno 2006, numero 9 Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali;
- Legge Regionale 29 Maggio 2007, numero 2 art. 18 comma 1;
- Legge 24 dicembre 2007, numero 244. Finanziaria 2008;
- D.Lgs. 16 gennaio 2008, numero 4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 Aprile 2006, numero 152, recante norme in materia ambientale";
- D.G.R. del 23 Aprile 2008 numero 24/23 Direttive per lo svolgimento delle procedure di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica;
- D.M. Sviluppo economico 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 16 gennaio 2009 numero 3/17 Modifiche allo "Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici";
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- L. 23 Luglio 2009, numero 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- Legge Regionale 7 Agosto 2009, numero 3 "Disposizioni urgenti nei settori economico e sociale";
- D.G.R. del 12 marzo 2010 numero 10/3 "Linee guida per l'autorizzazione unica alla realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili"; (abrogato da D.G.R. del 1 Luglio 2010, numero 25/40);
- Sentenza del TAR numero 673 del 9 Aprile 2010. " Esclusione dell'ubicazione di impianti eolici in zone contermini alle aree P.I.P. - Illegittimità - Art. 112 N.T.A. al P.P.R. - Individuazione delle aree da destinare all'eolico mediante studio specifico" D.G.R. del 1 Luglio 2010, numero 25/40 "Nuove linee guida regionali per l'autorizzazione unica di impianti da fonti rinnovabili";
- Decreto del 10 Settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D.G.R. del 30/12/2010 numero 47/63 "Autorizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Modifica della Delib.G.R. numero 25/40 del 1/7/2010";
- Sentenza TAR Sardegna 14/01/2011 numero 28;
- D. Lgs numero 28/2011 "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";

- DGR numero 27/16 Giugno 2011 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", modifica della D.G.R. numero 25/40 dell'1/7/2010";
- D.M. del 06/07/2012 — Decreto attuativo del D.Lgs 28/2011 — definizione dei nuovi incentivi per le FER;
- D.G.R. numero 34/33 del 7/08/2012 - Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della deliberazione numero 24/23 del 23 Aprile 2008
- D.G.R numero 45/34 novembre 2012, "Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale di cui alla Delib. G.R. numero 3/17 del 16.1.2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale numero 224/2012. Indirizzi ai fini dell'attuazione dell'art 4 comma 3 del D.Lgs. numero 28/2011';
- Legge Regionale . 25 di 17/12/12 "Disposizioni urgenti in materia di enti locali e settori diversi" — Buras 20 dicembre 2012.
- DGR N. 40/11 DEL 7.8.2015 - Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti di energia eolica.
- DECRETO LEGISLATIVO 16 Giugno 2017, numero 104 Modifiche al decreto legislativo 3 Aprile 2006, numero 152;
- Regio Decreto 11 dicembre 1933, numero 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, numero 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, numero 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica");
- Legge 28 Giugno 1986, numero 339 ("Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne");
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 Aprile 1992 ("Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno");
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, numero 112 ("Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, numero 59");
- Legge 22 febbraio 2001, numero 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), (G.U. n° 55 del 7 marzo 2001);

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 Luglio 2003 ("Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"), (GU n° 200 del 29/08/03);
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", 2a Ed
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica, Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, numero 257 —G.U. numero 9 dell' 11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo.
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni.
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne",

- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03,
- Circola Ministeriale numero DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica — Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68,
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT', trasmessa con nota Ministeriale numero LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73,
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici,
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne,
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata,
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° ed.;
- EI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 Luglio 2003 (Art.6)", 1a ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'appropriamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, numero 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui

all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorita per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, numero 5/04,

- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica,
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive — TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni);
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme tecniche numero 78 del 28 Luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche — Norme Tecniche n° 90 del 15 Aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali.
- D.M. 14 Gennaio 2008 ("Norme tecniche per le costruzioni");
- Opere civili e sicurezza: Sicurezza nei luoghi di lavoro;
- D.Leg. 494/1996 ("Attuazione delle direttive 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili");
- D.Leg. 528/1999 ("Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 14 Agosto 1996, n° 494 recante attuazione delle direttive 92/57/CEE in materia di prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili");
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008, numero 81 ("Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, numero 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro") e successive modifiche;

In conclusione, si evidenzia che in base all'art. 1 della legge 9 gennaio 1991 numero 10, l'intervento in progetto è opera di pubblico interesse e pubblica utilità "ex lege" ad ogni effetto e per ogni conseguenza, giuridica, economica, procedimentale, espropriativa, come anche definito dall'art. 12 del D.LGS.N. 387 del 29 dicembre 2003.

2.3. Proponente del progetto

Il proponente del progetto è **Econergy Project 2 S.r.l.**, società del gruppo Econergy (in seguito Econergy o Econergy Group) con sede a Milano.

Econergy Group è un gruppo internazionale di investimenti e gestione, investitore attivo e gestore di risorse di energia rinnovabile nel mercato italiano per quasi un decennio. Tra i 20 principali gestori di risorse rinnovabili in Italia, il Gruppo Econergy si sta attualmente concentrando sulla creazione di valore per gli investitori aumentando la propria presenza sul mercato europeo delle energie alternative e continuando la sua acquisizione e la strategia di gestione attiva di risorse rinnovabili di alta qualità.

Econergy è stata recentemente classificata tra i primi 50 principali team di investimento in energie rinnovabili in Europa. Con investimenti e gestione di asset per un valore di oltre 350 milioni di euro e un totale di 90 MW acquisiti, con oltre 600 MW di progetti in grid parity in fase di sviluppo, la società ha negoziato con successo più di 20 accordi di finanziamento con le migliori banche italiane.

Il gruppo gestisce un portafoglio che comprende 30 impianti situati in Puglia, Piemonte, Lazio, Sardegna e Toscana, operativi e collegati alla rete per una media di 6 anni, con una produzione cumulativa di oltre di 50 GWh all'anno. Gli impianti sono stati gestiti e parzialmente di proprietà del Gruppo Econergy.

3. Inquadramento del progetto e dello stato di fatto

Il progetto "Bruncu 'e Niada" è ubicato nel Comune di Ballao, in provincia Sud Sardegna, ed in particolare in località "Niu de is Crobus", ai confini con i Comuni di Perdasdefogu ed Escalaplano.

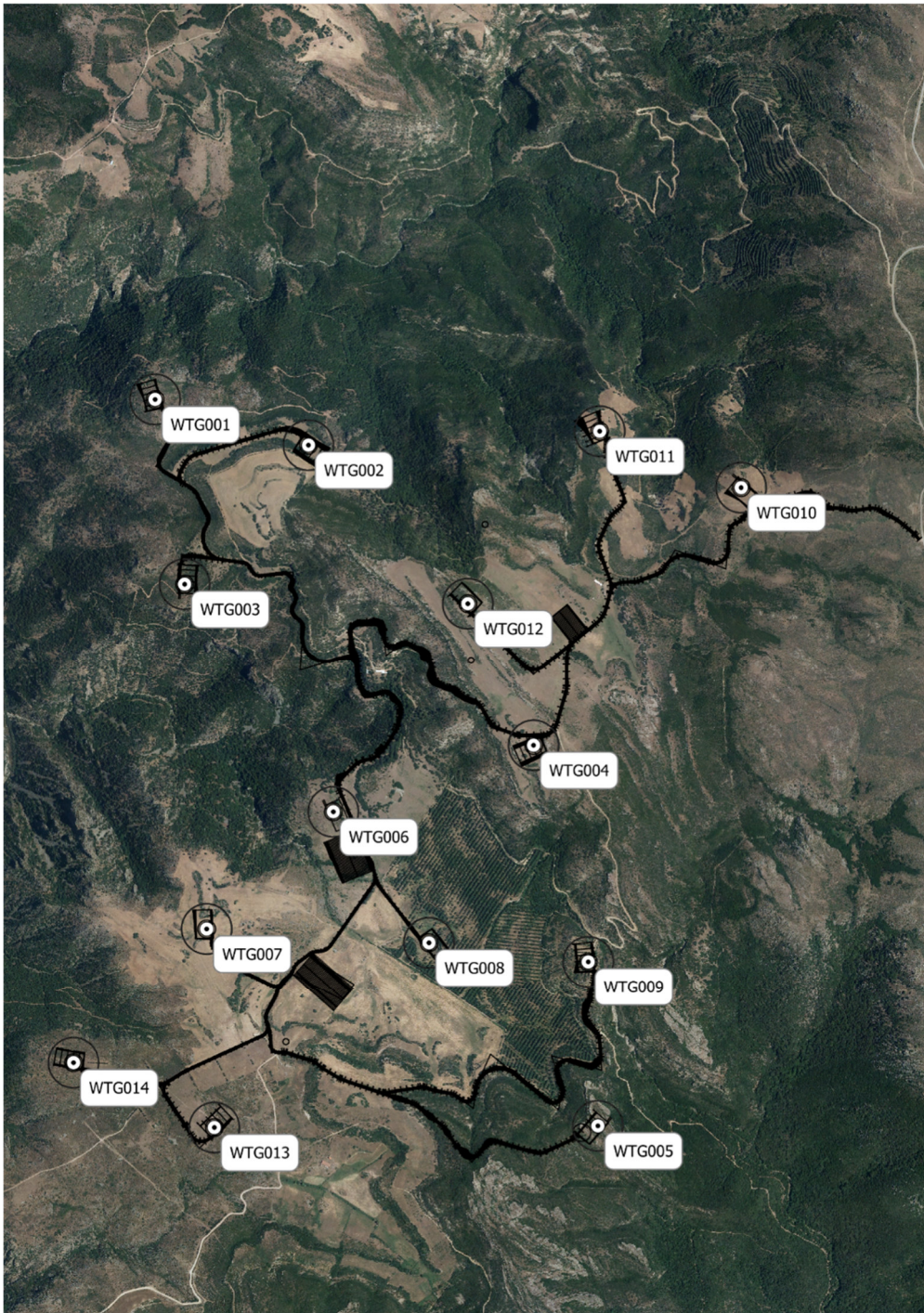
È prevista l'installazione di quattordici aerogeneratori di ultima generazione ad asse orizzontale (HAWTG, *Horizontal axis wind turbine generators*) di potenza pari a 6,6 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 92,4 MW, denominati in ordine crescente da WTG001 a WTG014. Gli aerogeneratori saranno montati su torri tubolari di acciaio che porteranno il mozzo del rotore a un'altezza da terra di 135 metri, e l'altezza massima dal suolo di ogni macchina sarà pertanto pari a 220 metri. È inoltre prevista l'installazione di una torre anemometrica di misura che monitorerà le condizioni di vento e ambientali della zona di impianto per tutta la vita di quest'ultimo.

Aerogeneratore	X	Y	Z (m)
WTG001	1534683	4384682	403
WTG002	1535203	4384528	422
WTG003	1534783	4384057	416
WTG004	1535966	4383509	531
WTG005	1535555	4382071	497
WTG006	1535287	4383284	418
WTG007	1534858	4382887	437
WTG008	1535458	4382569	418
WTG009	1536151	4382776	483
WTG010	1536728	4384419	585
WTG011	1536190	4384575	527
WTG012	1535743	4383991	555
WTG013	1534883	4382213	431
WTG014	1534406	4382432	444

[Coordinate e quota degli aerogeneratori]

L'energia prodotta sarà convogliata verso la stazione elettrica SE Armungia, gestita dall'operatore Terna S.p.A., tramite un cavidotto in media tensione a 30 kV interamente interrato su strada, che raggiungerà la stazione di innalzamento della tensione di competenza del proponente collocata, come da

elaborati prodotti (rif. Elaborati AU-WIND001.ELB010a; AU-WIND001.ELB011b;), nelle vicinanze della SE Armungia. Nella Sottostazione Elettrica Utente (SSE), l'energia prodotta dall'impianto ad una tensione di 30 kV, viene portata ad una tensione di 150 kV per poi convogliarla nella Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. per poter essere dispacciata sul territorio servendo utenze civili e commerciali. I dettagli della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di connessione sono descritti nel preventivo di connessione numero 201900807, rilasciato in data 01 Ottobre 2019 e accettato dalla proponente il 29 Gennaio 2020.



La nuova Stazione Elettrica "Ballao" verrà realizzata in entra-esce sulla linea elettrica RTN Goni-EAF Armungia. Dalla medesima SE Armungia verrà realizzato un ulteriore elettrodotto da 150 kV che collegherà la stazione alla nuova SE Burcei, realizzata in entra-esce sulla linea RTN Muravera-Selargius.

3.1. Localizzazione e caratteristiche del sito

Il progetto si sviluppa nella subregione del Gerrei, nella provincia di relativa recente istituzione del Sud Sardegna, nel quadrante sud-orientale della Regione Autonoma della Sardegna.

L'area di progetto destinata ai generatori eolici occupa un'area, intesa come sottesa delle posizioni degli aerogeneratori più periferici, pari a 450 ha, e si sviluppa longitudinalmente (N-S) per 2.47 km, e latitudinalmente (E-O) per 2,07 km.

In termini di inserimento paesaggistico, le aree interessate dagli aerogeneratori si possono considerare come inserite nel vicino Ambito Paesaggistico censito dal P.P.R. all'art. 14 delle N.T.A. "Salto di Quirra".

3.1.1. Il Comune e le aree urbane di riferimento

L'area è destinata ad attività prettamente pastorali, distante dai centri abitati e dai Comuni più vicini, misurando in linea d'aria circa 5 km dalla zona urbana del Comune di Escalaplano, 8,5 km da quella del Comune di Perdasdefogu, e 5,5 km da quella di Ballao.

Il Comune di Ballao conta 743 abitanti, mentre il Comune di Perdasdefogu 1.825 e quello di Escalaplano 2.122⁸; pertanto le aree comunali di contesto all'opera hanno una densità di abitanti per km² tra i 15 e i 27. I Comuni in Regione Autonoma della Sardegna hanno una densità che varia tra i 3.059 (Monserrato) e i 3,59 abitanti/km² (Semestene), collocando le aree di inserimento del progetto tra le meno densamente popolate nella Provincia e nella Regione. Il Comune di Ballao in particolare è stato interessato da uno spopolamento continuo a partire dal momento di sua massima popolosità nel 1961 (1.679 abitanti).

Il Comune di Ballao ha origine nuragica e un'economia basata principalmente sulle attività pastorali e agricole. Piccole attività artigianali e di pesca contribuiscono all'economia prevalentemente locale. Risultano 288 residenti di età pari a 15 anni o più, dei quali 207 risultano occupati e 67 precedentemente occupati ma adesso disoccupati e in cerca di nuova occupazione. Il totale dei maschi residenti di età pari a 15 anni o più è di 180 individui, dei quali 134 occupati e 43 precedentemente occupati ma adesso disoccupati e in cerca di nuova occupazione. Il totale delle femmine residenti di età pari a 15 anni o più è di 108 unità delle quali 73 sono occupate e 24 sono state precedentemente occupate ma adesso sono disoccupate e in cerca di nuova occupazione.

⁸ Fonte: dati ISTAT al 31/12/2019.

3.1.2. Geografia dell'area di riferimento

L'area dell'impianto è raggiunta a nord dalla Strada Comunale per Perdasdefogu e dalla Strada Provinciale 13, mentre a sud si collega alla Strada Comunale per Ballao e dalla Strada Statale 387. La viabilità che raggiunge le aree oggetto dell'intervento dei singoli aerogeneratori è privata.

Per le viabilità citate si renderanno necessari interventi di adeguamento atti a consentire l'ottimale transito delle componenti dell'impianto e dei mezzi impiegati nella realizzazione delle opere di installazione. Le nuove viabilità sono state previste solo per brevi tratti, e solo dove non fosse possibile utilizzare le strade rurali già esistenti. Tutti gli interventi di adeguamento e di realizzazione della viabilità necessari per il progetto sono stati concepiti in modo da minimizzare gli sbancamenti di terreno e quindi l'impatto sull'orografia del territorio.

Le caratteristiche geologiche dell'area dell'altopiano interessata dall'impianto contraddistinta da affioramenti di basamento metamorfico varistico, presenti in prossimità degli aerogeneratori WTG001, WTG003, WTG010, WTG013 e WTG014. I terreni oggetto dell'intervento si sviluppano a una quota tra i 400 e i 580 metri sopra il livello del mare, non ricadono in zone destinate alla coltivazione pregiate, in aree definibili come boschive, o comunque in zone che possano subire impatti sensibili diretti dalla presenza degli aerogeneratori e dalle opere ancillari previste.

La morfologia dell'ambito in oggetto si presenta generalmente morbida, con alcuni profili di pendenze tipiche delle zone ad altopiano roccioso, molto ben esposte al vento e senza particolari ostacoli che si antepongano al flusso del vento dominante. La viabilità interna esistente è attualmente utilizzata per le attività pastorali e di ordinaria manutenzione dei fondi; gli adeguamenti alla viabilità verranno pertanto progettati tenendo conto anche delle necessità relative ad attività diverse da quelle prettamente relative all'installazione e manutenzione del solo parco eolico.

L'area oggetto dell'intervento è caratterizzata da alcuni corsi d'acqua naturali di entità modesta e da alcuni impluvi. Generatori e piazzole sono stati posizionati a debita distanza da questi elementi. Le uniche intersezioni presenti si verificano per le strade, comunque già presenti, e per i cavidotti interrati che collegheranno gli aerogeneratori.

3.2. Giustificazione dell'opera

Facendo riferimento all'inquadramento normativo di cui al precedente capitolo 2.2, risulta evidente che l'opera trova la propria giustificazione principale nella realizzazione di un impianto generatore di energia elettrica a basso costo che permetta di non avere emissioni (liquide o gassose) in atmosfera, e che — non basandosi sul consumo di sostanze soggette a scarsità come petrolio o combustibile nucleare — può permettere un approvvigionamento nel lungo periodo di elettricità a prezzo fisso ed in modo sostenibile per l'ambiente.

Il progetto proposto ha diverse ricadute sul territorio che non si limitano a quelle ambientali e paesaggistiche, ma che toccano gli aspetti socio-economici del contesto, infatti la realizzazione dell'opera così come la sua manutenzione richiedono la messa in campo di forza lavoro e conseguentemente la generazione di posti di lavoro, in relazione alla dimensione dell'impianto e alla sua manutenibilità.

3.3. Fattibilità dell'opera e criteri di progettazione

L'intervento in oggetto è stato valutato in un ambito di fattibilità tecnica e di inserimento nel contesto, tenendo in considerazione una pluralità di fattori che sono scaturiti nella scelta progettuale descritta.

In particolare la risorsa vento è stato uno degli aspetti principali e determinanti. Le informazioni preliminari a disposizione provengono dall'analisi dei dati messi a disposizione dalle stazioni meteorologiche circostanti e dalle stime di potenzialità del vento prodotte da diversi elementi tecnologici quali rilevazioni satellitari. Per definire ulteriormente la potenzialità verrà inoltre installato un anemometro tramite procedura SUAP che monitorerà per un periodo massimo di 36 mesi la ventosità con livello di dettaglio alto a tre quote da terra, ossia 50, 75 e 95 metri. La posizione dell'anemometro è baricentrica rispetto agli aerogeneratori, e lontano da interferenze dell'orografia quali manufatti o costoni che ne alterino le proprietà e le caratteristiche in termini di direzione, intensità e andamento durante le ore della giornata o le stagioni. L'elaborazione dei dati estrapolati dalla postazione anemometrica verrà affidato a una società specializzata che ne certificherà la consistenza acclarando le potenzialità di produzione dell'impianto nel contesto della tecnologia utilizzata, fornendo una previsione quanto più accurata possibile per tutta la vita utile dell'impianto. Si rimanda al successivo punto 3.4 e alla relazione di studio della risorsa vento per ogni ulteriore dettaglio.

3.3.1 Fattibilità nel contesto normativo

Elemento fondamentale per l'inquadramento di massima delle aree oggetto di intervento sono state le linee guida previste dalle norme nazionali e regionali di cui al precedente capitolo 2.2. Per gli aspetti regolatori del territorio si è fatto riferimento principalmente al Piano Paesaggistico Regionale, dal quale si evincono le tipologie paesaggistiche e ambientali da preservare.

Da un punto di vista dell'inquadramento del progetto, sono stati valutati attentamente i contesti ambientali e paesaggistici di dettaglio, ritenuti estremamente importanti per la sostenibilità dell'opera e per valutarne l'impatto sul territorio e negli ambiti proposti, quali quello geologico, delle caratteristiche morfologiche, della vegetazione, della fauna e degli insediamenti archeologici e storico-culturali, oltre che alla presenza di Zone di Protezione Speciali, Siti di Interesse Comunitario, Oasi di Protezioni Faunistica, Parchi o altri istituti analoghi.

Nel dettaglio le aree interessate dal progetto ricadono nell'ambito paesaggistico costiero del "Salto di Quirra", di cui all'articolo 14 delle N.T.A. del PPR Regione Sardegna.

3.3.2 Fattibilità logistica e tecnica

Elemento sostanziale per la valutazione del progetto è stato il criterio di accessibilità logistica e fattibilità generale dell'intervento. Come da descrizione, l'accesso da parte dei mezzi necessari al sito avverrà tramite viabilità pubblica che richiederà adeguamenti per il trasporto in sicurezza dei mezzi pesanti e del trasporto delle componenti dal porto di Arbatax (punto di arrivo di tutti i materiali) fino alle singole piazzole. Un trasportatore specializzato e un professionista incaricato della verifica della viabilità hanno verificato l'idoneità da un punto di vista delle pendenze e delle ampiezze delle carreggiate in progetto.

È stata valutata la fattibilità tecnico-economica delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale, e quindi la realizzazione di una stazione *step-up* MT/AT in prossimità di una SE di Terna S.p.A. per poter convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori.

Si è quindi proceduto a stipulare contratti preliminari sulle zone interessate dall'intervento con i rispettivi legittimi proprietari.

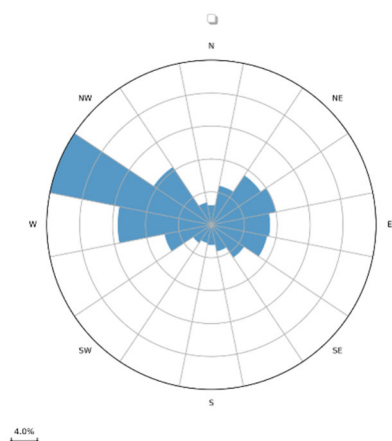


Figura 2 – Rosa dei Venti della risorsa vento rilevata

3.4. Analisi della potenzialità anemologica

La stima della risorsa anemologica e quindi della capacità produttiva dell'impianto a progetto è stata effettuata tramite indagine satellitare del flusso del moto ventoso in una zona con un buffer di 9km dal perimetro del sito. La stima di produzione viene quindi calcolata stimando il flusso ventoso che verrà captato dalla superficie di ogni aerogeneratore e quindi convertito secondo la stima di conversione e la curva di potenza fornite e certificate dal

produttore del generatore. A questo vengono applicate le perdite dovute all'effetto scia (per quanto non preponderante) tra gli aerogeneratori in forza della disposizione dei generatori eolici rispetto al vento dominante, alla rarefazione dell'aria dovuta alla quota da livello del mare, dalla perdita di produzione dovuto dall'indisponibilità della rete elettrica e dalle cadute di tensione dell'impianto elettrico fino alla stazione di innalzamento ad alta tensione.

Il vento dominante appare essere il Maestrale, con direzione Ovest-Nordovest; altri venti di rilevanza minore sono Grecale e Scirocco, dovuti in particolare alla collocazione geografica del sito esposta a due fronti marittimi con caratteristiche diverse, ossia il Mar Tirreno e il Mar Mediterraneo meridionale.

In funzione dei dati rilevati ed elaborati si stima che il progetto avrà una producibilità pari a circa 2.850 ore equivalenti⁹, con una generazione annua attesa pari a circa 263 GWh.

Si rimanda alla relazione sulla potenzialità anemologica [AU-WIND001.REL039] per i dettagli di merito.

3.5. Inquadramento urbanistico e paesaggistico

Gli elaborati grafici [AU-WIND001.ELB001a/b/c] e [AU-WIND.ELB022a e AU-WIND001.ELB023a/b/c] dettagliano il contesto degli elementi e delle arealità paesaggistiche di insieme, mostrando come l'area interessata dall'intervento ricada in un'area non urbanizzata, come la maggior parte del territorio limitrofo. In termini di inserimento paesaggistico, le aree interessate dagli aerogeneratori si possono

⁹ Per "ore equivalenti" si intendono il numero di ore necessarie a piena potenza in un anno per realizzare l'energia corrispondente a 1 kWh per ogni kW di potenza installata.

considerare come inserite nel vicino Ambito Paesaggistico censito dal P.P.R. all'art. 14 delle N.T.A. "Salto di Quirra".

Lungo il perimetro est, il sito tange l'area del Parco Geominerario ambientale e storico n.5 denominata "Sarrabus-Gerrei". Sulla destra dell'area di progetto sono presenti alcune aree estrattive di seconda categoria (cave) e diverse aree speciali e militari sono dislocate sul territorio, prevalentemente in prossimità degli insediamenti urbani. I centri urbanizzati più vicini sono Ballao ed Escalaplano, distanti entrambi circa 6 km dall'area di interesse.

In merito alle norme paesaggistiche e urbanistiche che regolano le trasformazioni, il progetto risulta coerente con gli strumenti programmatici e normativi vigenti e non vi sono forme di incompatibilità rispetto a norme specifiche che riguardano l'area e il sito di intervento.

4. Dettaglio degli interventi in progetto

4.1. Descrizione dei generatori

Gli aerogeneratori previsti sono macchine con potenza nominale pari a 6,6 MW, orientati sopravento, con controllo attivo del *pitch* delle pale e dello *yaw* della navicella. Per la progettazione di dettaglio, ai fini della valutazione dei carichi, delle dimensioni e di tutti i valori tecnici e di ingombro architettonico sono stati utilizzati gli aerogeneratori SG-170 di Siemens Gamesa. In fase realizzativa le macchine potranno però essere differenti, rimanendo nelle caratteristiche tecniche e dimensionali delle stesse.

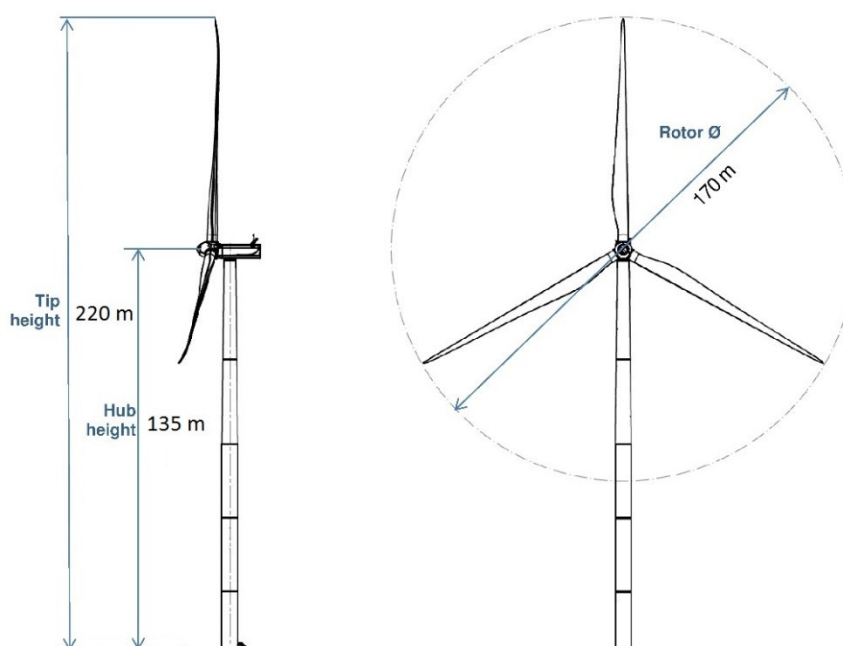


Figura 3 – generatore eolico ad asse orizzontale

Il rotore (*rotor*) del generatore è composto da tre pale ognuna di lunghezza pari a 83,33 metri. Nel complesso, il gruppo rotante ha un diametro di 170 metri, e spazia un'area pari a 22.686,5 metri quadrati. Il mozzo del generatore sarà collocato ad un'altezza di 135 metri (*hub height*), mentre l'altezza massima raggiunta da ogni generatore (*tip height*), inclusa l'altezza massima da terra delle pale, sarà di 220 metri.

Ognuna delle tre pale è controllata da un gruppo di motoriduttori che ne regolano il *pitch* generando l'effetto di portanza necessario a ottimizzare la coppia rotante generata dal flusso del vento o, in caso di fermo macchina, a garantire assieme al freno lo stazionamento del rotore per manutenzione o non disponibilità della rete.

La navicella su cui è montato il gruppo rotore comprensivo delle pale sarà montato sulla torre con una ralla di brandeggio (*yaw*) anch'essa controllata da un gruppo di motoriduttori che orienteranno il generatore sopravento rispetto al vento, massimizzando la captazione del flusso d'aria da parte della superficie del rotore. Sulla navicella sarà inoltre installato un gruppo di sensori che, collegati al sistema di controllo, governerà orientamento della navicella, inclinazione delle pale, freno dell'albero motore e ogni altra attività del generatore.

Il moto rotatorio dell'albero del generatore alimenta un generatore asincrono che produrrà energia elettrica ad una tensione trifase di 690 V e 50 Hz. L'energia prodotta dall'alternatore viene elevata in tensione tramite un trasformatore 0,69/30 kV e convogliata verso la Rete tramite una linea in cavo interrato che segue la viabilità interna per collegarsi agli altri aerogeneratori. (vedi elaborati di progetto AU-WIND001.ELB008c-Schema a Blocchi e AU-WIND001.ELB008b - Schemi unifilari AC).

Il parco eolico ha un alto livello di automazione, lasciando l'ottimizzazione del pitch e del brandeggio degli aerogeneratori a un sistema PLC programmabile che analizza le condizioni metereologiche in tempo reale, orientando la navicella e ruotando la terna di pale in funzione dell'intensità e della direzione del vento così da ottimizzarne il ciclo produttivo durante la giornata, le stagioni e gli anni. Un sistema di controllo di tipo SCADA, collegato tramite connessione Internet e interconnesso tra le turbine grazie a una rete di fibra ottica interrata assieme all'impianto elettrico interno, trasferirà invece le informazioni riguardo al parco eolico a una stazione di monitoraggio remota.



Figura 4 – Blade lifter, utilizzato per il trasporto di pale per aerogeneratori

4.2. Descrizione degli interventi sulla viabilità.

La particolarità dell’infrastruttura da realizzare, sicuramente inquadrabile nella tipologia “diffusa” e non “puntuale”, ha comportato la previsione di una rete viaria che, partendo dalle consistenti preesistenze, arrivasse a servire tutte le opere previste per la realizzazione del parco eolico in progetto. Nello specifico la viabilità in progetto è finalizzata a garantire l’accesso alle piazzole degli aerogeneratori, sia nella fase iniziale di realizzazione dell’opera che in quella di esercizio. Tale viabilità, se inquadrabile inizialmente come opera finalizzata ad un’opera ex novo che potrebbe quindi essere vista come un fattore di disturbo nell’ambiente attraversato, va considerata come una infrastruttura fruibile da tutte le professionalità presenti sul territorio, partendo dagli allevatori e finendo con il Corpo Forestale.

Nella progettazione dell’intero parco eolico lo studio della viabilità esistente ha giocato un ruolo importante per la definizione finale della posizione degli aerogeneratori unitamente all’individuazione delle aree idonee dal punto di vista della ventosità. Criterio base della progettazione della viabilità è stato infatti quello di minimizzare l’utilizzo del territorio alla luce dell’orografia dei luoghi e delle caratteristiche minime che tale infrastruttura deve avere perché possa essere percorsa dai mezzi di trasporto individuati per la

realizzazione dell'opera. Le caratteristiche geometriche della viabilità interna del parco sono state infatti individuate secondo i raggi di curvatura, la pendenza longitudinale e trasversale necessarie necessari ai mezzi pesanti che opereranno durante la fase di cantiere. Sulla scorta dell'esperienza maturata nella realizzazione di infrastrutture simile sono stati individuati i mezzi più idonei per il trasporto dei componenti gli aerogeneratori. La volontà anzi dichiarata di voler minimizzare l'utilizzo del territorio si manifesta anche nella scelta e nell'individuazione di mezzi speciali quali i blade lifter (*alzapala*) il cui utilizzo permetterà di avere lunghezze di convoglio massimo di circa 40 m e non di 95 m, come invece sarebbe stato se si fosse optato per un trasporto in orizzontale delle pale che misurano circa 85 m di lunghezza.

La viabilità dovrà sopportare un peso per asse pari a 24,5 tonnellate. Le componenti con il maggiore ingombro che percorreranno il tragitto dal porto di Arbatax ai luoghi d'intervento sono le navicelle dei generatori, i tronchi delle torri di sostegno e le pale.

Per le pale verranno utilizzati dei *blade lifter* (o alza-pala) come raffigurati in immagine. Queste macchine permettono di elevare la punta delle pale trasportate evitando l'interferenza con ostacoli a terra (segnaletica verticale, guard rail, tralicci linee elettriche, ecc.) che l'utilizzo di un trasporto tradizionale certamente causerebbe. Questi mezzi dispongono di sistemi di sicurezza anti-ribaltamento quali anemometri montati sulla cima della pala, misuratori di sforzi di torsione, e riescono a inclinare la pala fino a un massimo di 60° da terra e di ruotarla di 360° intorno al proprio asse (*pitch*).

Le componenti di sezione tubolare del palo sono invece trasportate su mezzi per trasporti eccezionali con asse posteriore sterzante, con altezze massime sul piano stradale tali da permettere il passaggio sotto i ponti e nelle gallerie, e richiedono le caratteristiche di pendenza longitudinale e raggio di curvatura della viabilità compatibili con quelle inserite a progetto.

Nella fase di esecuzione della viabilità, a seguito di un più dettagliato rilievo e studio dell'orografia delle aree interessate, verrà ottimizzata la regimentazione delle acque.

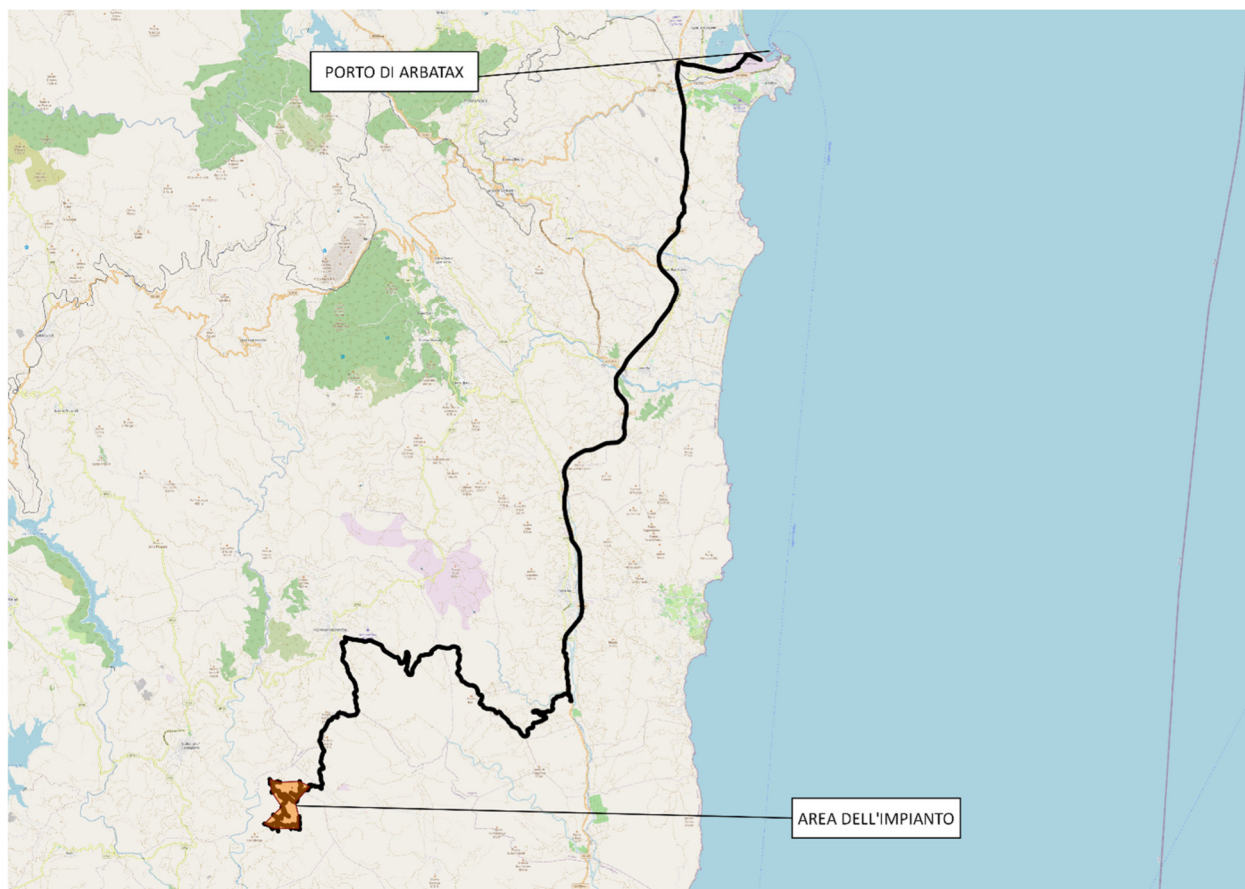


Figura 5 – Panoramica della viabilità di accesso al sito

4.2.1. Viabilità di accesso al sito del progetto

La viabilità di arrivo prevista è composta da strade statali, provinciali e comunali. La viabilità esistente è per lo più in condizioni idonee, e saranno necessari adeguamenti solo nell'ultimo tratto di accesso al sito di progetto, limitando gli interventi a modifiche temporanee del tracciato per permettere il transito in sicurezza delle componenti e dei mezzi.

In dettaglio i mezzi di trasporto caricheranno dalla parte del porto di Arbatax dedicata al transito commerciale, e attraverseranno le zone di smistamento mezzi onde poi immettersi nella viabilità comunale

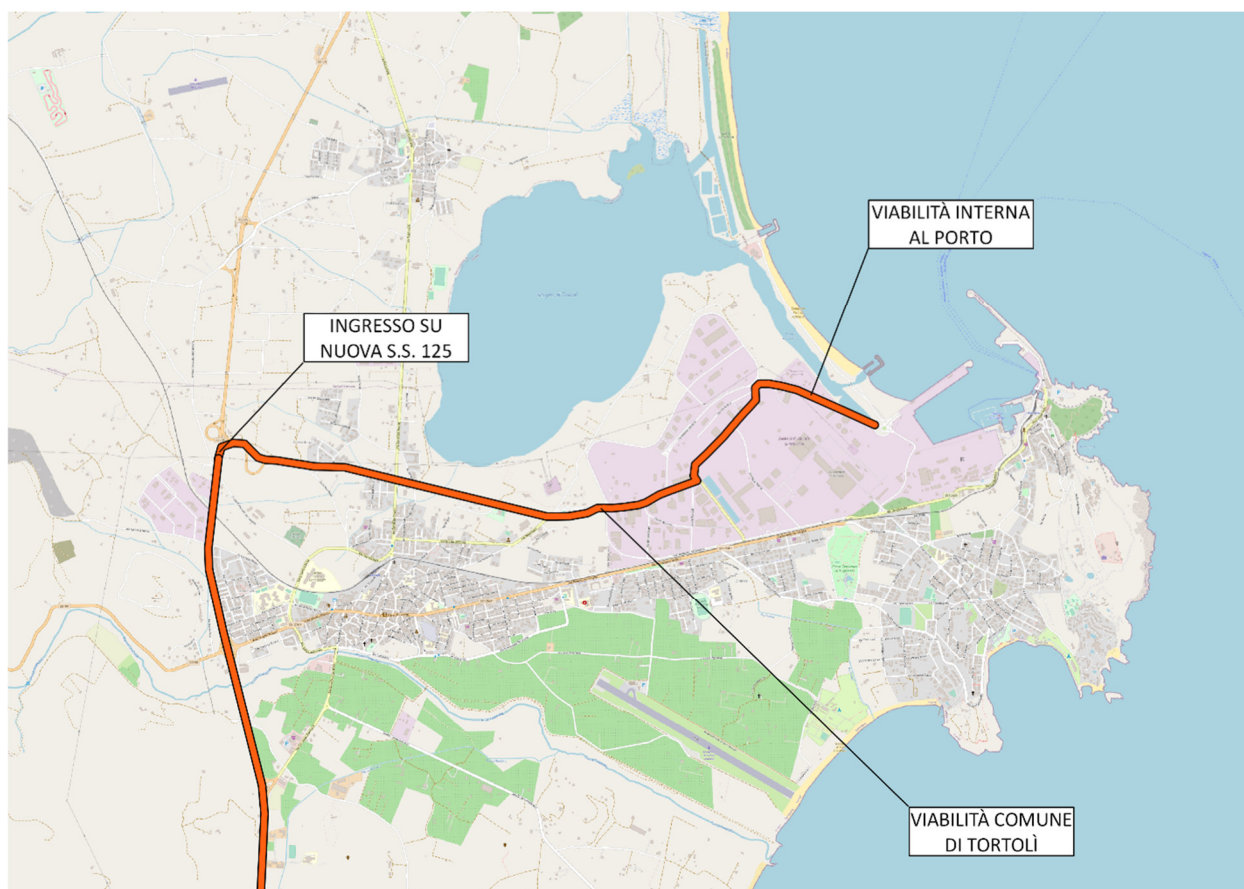


Figura 6 – Viabilità di dettaglio: primo tratto

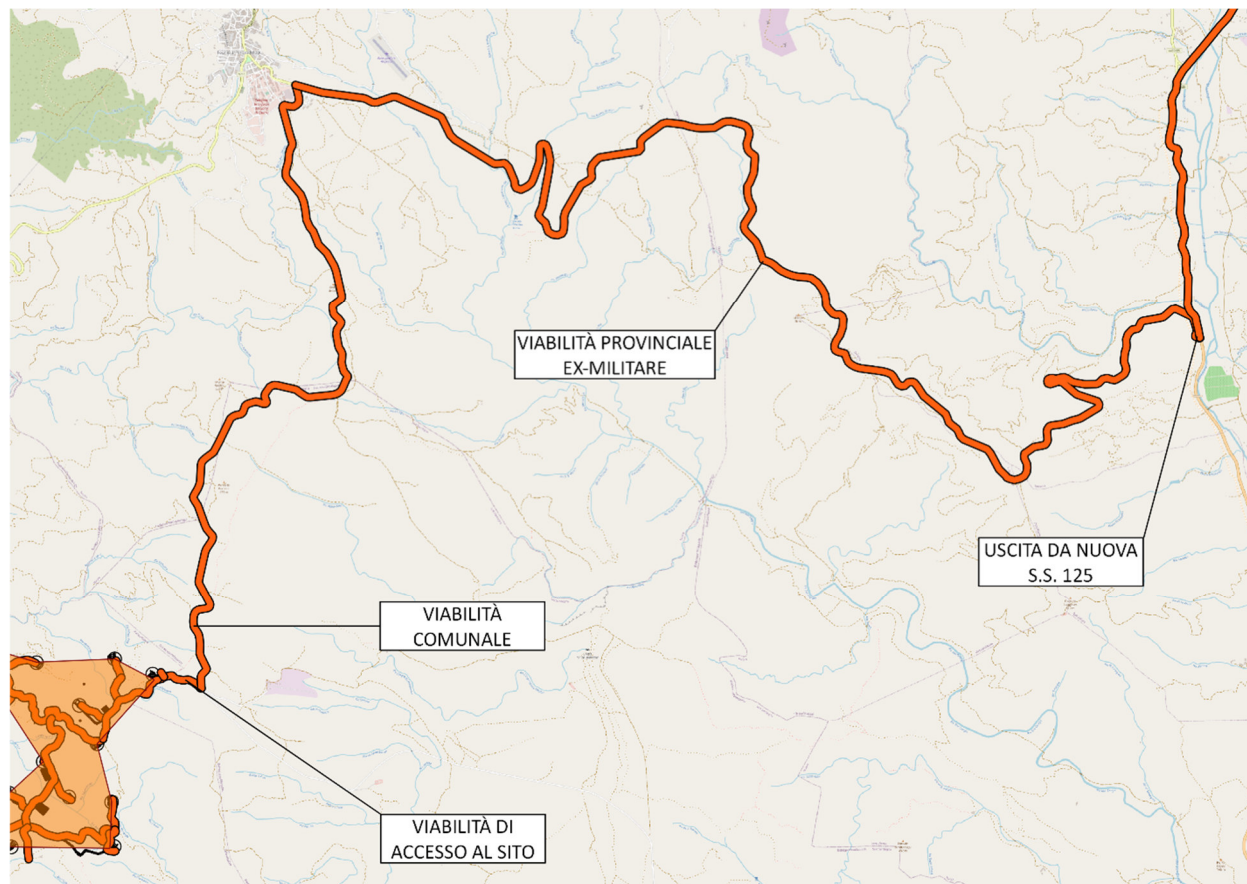
di Tortolì. Di lì utilizzeranno le rampe di accesso per la nuova S. S. 125 "Orientale Sarda" per percorrere il tratto più lungo fino all'uscita in prossimità del Comune di Perdasdefogu. Da lì la strada da percorrere sarà la Provinciale ex-militare fino all'ingresso del comune di Perdasdefogu, in prossimità della zona militare. La viabilità successiva sarà quella comunale verso sud, dove quindi i mezzi entreranno nell'area di cantiere nei pressi dell'aerogeneratore WTG010.

4.2.2. Viabilità interna di accesso agli aerogeneratori

Sono a progetto quattro tronchi di viabilità principali all'interno del parco, e una viabilità dedicata a ciascun aerogeneratore.

Da un punto di vista paesaggistico e ambientale, la viabilità interna a progetto attraversa in ordine di arrivo i corpi idrici "Riu Marcasua", il "Canalis Strintu" e il "Riu Acca Sa Isca".

Amministrativamente la viabilità nel suo primo tratto attraversa per poco meno di 200 metri il territorio del Comune di Villaputzu (SU).



La modifica sostanziale prevista alla viabilità interna, a partire dal tratto bitumato che si deve lasciare per accedere al parco eolico, è l'adeguamento della larghezza della viabilità rurale esistente ai 5 m necessari. Nello schema riportato di seguito e nella successiva tabella sono riportati schematicamente le caratteristiche dei tratti viari interni al parco. La prima macro distinzione, riportata nella figura 7, è quella che evidenzia la viabilità ex novo rispetto alla viabilità esistente.

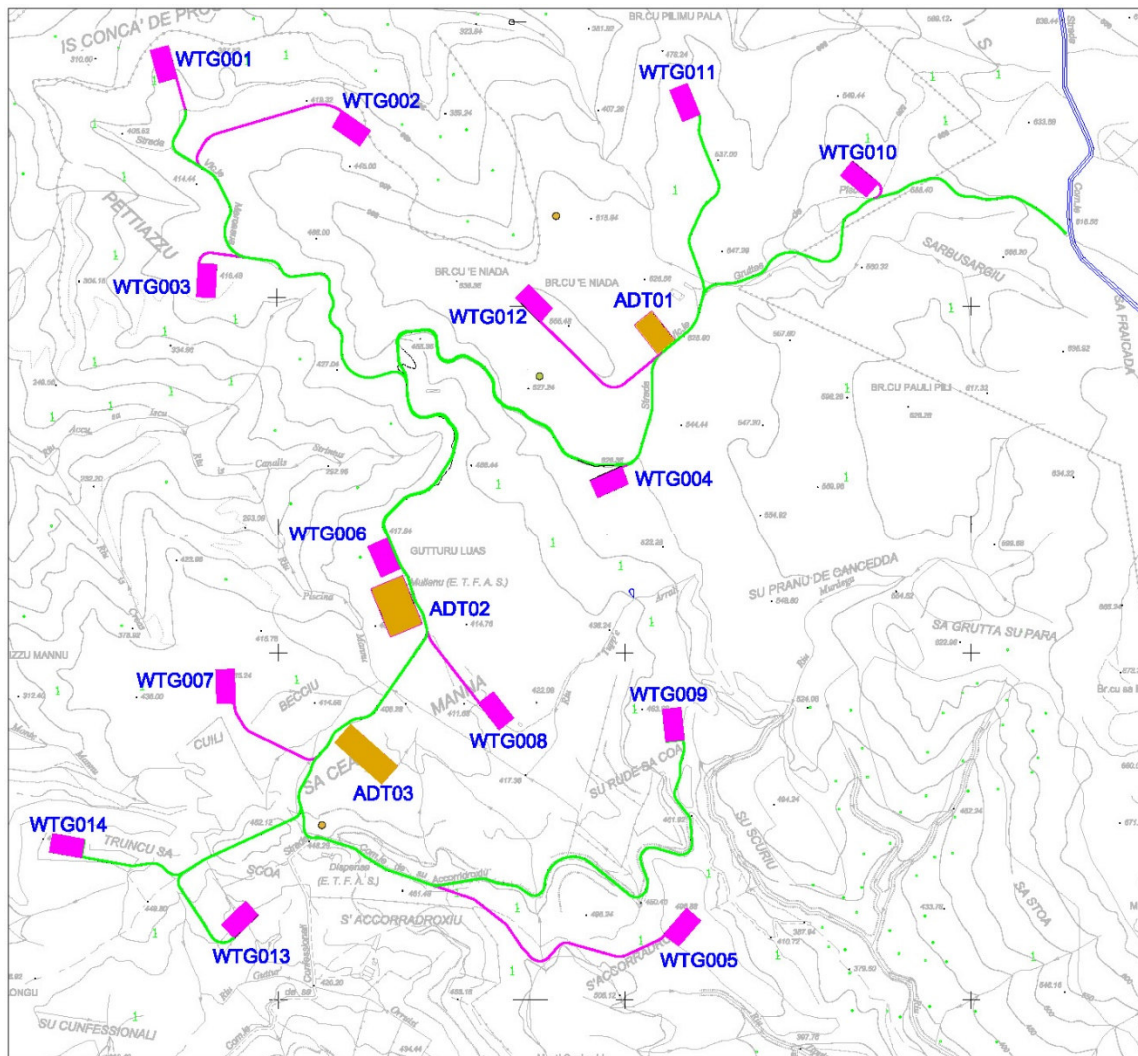


Figura 7 – Viabilità interna con evidenziate le tipologia d'intervento



Gli interventi di adeguamento previsti sulla viabilità esistente sono principalmente finalizzati ad adeguarne la larghezza e le caratteristiche plano-altimetriche a quelle minima indispensabile per il transito dei veicoli pesanti.

NOME ASSE	Lunghezza Totale (m)	Lunghezza tratto ex novo (m)	Pendenza minima (%)	Pendenza massima (%)	Raggio Verticale min. (m)
Viabilità Principale Tratto 1 (Asse P1)	1706,171	0	1,160	13,158	200
Viabilità Principale Tratto 2 (Asse P2)	1594,388	0	0,374	19,845	250
Viabilità Principale Tratto 3 (Asse P3)	975,355	0	0,060	11,316	250
Viabilità Principale Tratto 4 (Asse P4)	445,491	0	0,303	7,296	200
Diramazione Pala 1 (Asse WTG001)	834,827	91,216	0,890	10,386	350
Diramazione Pala 2 (Asse WTG002)	509,679	509,679	0,082	5,680	200
Diramazione Pala 3 (Asse WTG003)	158,025	158,025	1,751	9,689	200
Diramazione Pala 4 (Asse WTG004)	19,020	19,020	2,430	2,430	-
Diramazione Pala 5 (Asse WTG005)	800,135	800,135	0,000	12,697	200
Diramazione Pala 6 (Asse WTG006)	0,000	0,000	2,045	2,045	-
Diramazione Pala 7 (Asse WTG007)	319,374	319,374	0,551	12,199	200
Diramazione Pala 8 (Asse WTG008)	264,755	264,755	1,905	2,317	300
Diramazione Pala 9 (Asse WTG009)	1699,390	0	0,059	16,220	200
Diramazione Pala 10 (Asse WTG0010)	58,554	58,554	2,040	14,366	200
Diramazione Pala 11 (Asse WTG0011)	566,383	566,383	0,041	12,511	200
Diramazione Pala 12 (Asse WTG0012)	464,433	464,433	0,009	8,878	300
Diramazione Pala 13 (Asse WTG0013)	291,998	0	0,062	6,473	300
Diramazione Pala 14 (Asse WTG0014)	709,252	0	0,942	9,973	250
TOTALE	11'417,230	3'251,574			

Si evidenzia che alle lunghezze dei vari tratti è stata sottratta la lunghezza delle piattaforme di servizio alle turbine (96 m) in quanto saranno tutte realizzate ex novo. Si evidenzia che sul totale di circa **11'417 m** di viabilità interna, solo il **28,48%** è di nuova apertura.

La sezione tipo della viabilità interna (vedi sezione tipo in rilevato riportata in fig. 8), prevede una carreggiata di 5,00 m di larghezza e due arginelli di 0,50 m ai lati della stessa. Considerando esclusivamente l'ingombro del cassonetto e degli arginelli, per complessivi 6,00 m di larghezza, l'area di impronta della viabilità è di complessivi 68503 m²: superficie alla quale deve essere aggiunta quella derivante dall'ingombro dei rilevati o degli scavi. In fase esecutiva si dovrà prevedere un rilievo più dettagliato dello stato dei luoghi al fine di minimizzare l'altezza dei rilevati e la profondità degli scavi ed avvicinarsi all'area ottimale d'ingombro che è quella del solo cassonetto + arginelli.

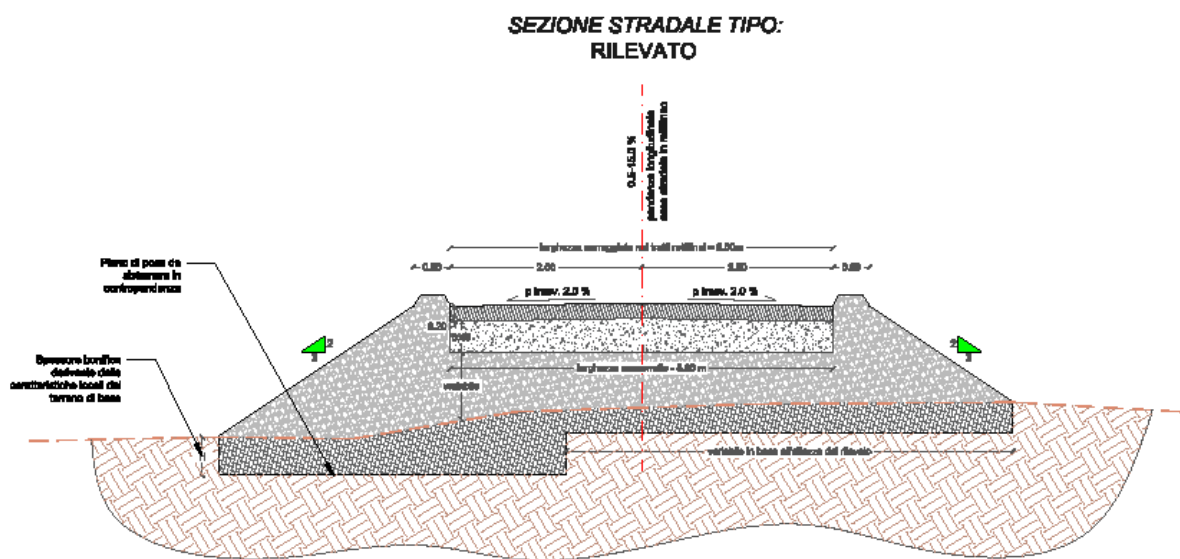


Figura 8: sezione stradale tipo in rilevato all'interno del parco eolico

Per la realizzazione dei rilevati è previsto l'utilizzo del materiale proveniente dagli scavi, previa verifica dell'appartenenza alla classe "A1" secondo **UNI CNR 10006-2002**, con pacchetto stradale composto da uno strato di fondazione di 40 cm e strato di finitura da 20 cm in misto stabilizzato. Nei tratti stradali con elevata pendenza longitudinale la stabilizzazione del misto granulare costituente lo strato di finitura/usura potrebbe essere realizzata con cemento. Localmente potrebbe essere necessario l'utilizzo di appositi **geosintetici** allo scopo di migliorare la capacità portante del sottofondo stradale, anche alla luce dei notevoli carichi che ogni asse degli automezzi dovrà scaricare a terra (carico massimo di 24,5 t ad asse). Sarà fondamentale in fase di esecuzione dell'opera l'effettuazione di prove sul materiale da utilizzare e successivamente sul corpo stradale per la verifica della portanza dell'infrastruttura viaria.

Di seguito si riportano le raccomandazioni della casa costruttrice degli aerogeneratori.

	Pendenze Longitudinali (%)				Pendenze Trasversali (%)	
	Massima		Minima		Massima	Minima
	Sezione rettilinea	Sezione curva	Sezione dritta	Sezione curva	Sezione dritta/ curva	Sezione dritta/ curva
A. Strada d'accesso al parco eolico e strada interna al parco eolico	> 10 e ≤13 senza calcestruzzo se il tratto in pendenza <200 m ⁽¹⁾ > 10 e ≤13 calcestruzzo o pavimentazione migliorata con calcestruzzo se il tratto in pendenza > 200 m ⁽¹⁾ > 13 e ≤15 calcestruzzo o pavimentazione migliorata + trattore 6x6 > 15 necessità di studio del traino	Fino a 7 senza calcestruzzo ⁽¹⁾ > 7 e ≤10 Calcestruzzo o pavimentazioni migliorate ⁽¹⁾ > 10 necessità di studio del traino	0.50	0.50	2	0.20
B. Accesso e strade interne in retromarcia	≤ 3 fino a max. di 1000 m senza calcestruzzo. > 3 e ≤5 max. 1000 m calcestruzzo migliorato o pavimentazione	<2 fino a max. 500 m senza calcestruzzo. ≥2 e ≤3 max. 500 m di calcestruzzo o pavimentazione migliorata	0.50	0.50	2	0.20
<p>(1) I valori standard SGRE sono ≤13% per le pendenze longitudinali e <10% per le sezioni curve. (2) Pavimentazione migliorata: fondo stradale con coefficiente di attrito di almeno 0,35</p>						

4.3. Descrizione degli interventi civili

Le opere civili comprendono la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori, le piazzole di posizionamento delle gru, gli scavi, canali e cavidotti necessari per i cavi elettrici e i cavi in fibra ottica, e la realizzazione delle opere di posizionamento della SE e della cabina di step-up.

4.3.1. Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti

Le aree individuate per la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori (cfr. elaborati grafici AU-WIND001.ELB001b/c e AU-WIND001.ELB005a) sono destinate al posizionamento delle gru che installeranno gli aerogeneratori e dei mezzi di betonaggio che getteranno il calcestruzzo che costituirà il plinto di ogni fondazione. Nella fase successiva si utilizzeranno in fase di montaggio per il deposito delle componenti di ogni aerogeneratore (piazzole di cantiere).

La singola piazzola occuperà un'area di circa mezzo ettaro (95 m di lunghezza per 53 m di larghezza) che verrà livellata in fase di cantiere in modo da avere pendenza longitudinale massima pari a 2,4%. Di quest'area, durante tutta la vita dell'impianto, verrà mantenuta in terreno battuto soltanto la piazzola di posizionamento della gru, che verrà utilizzata per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, mentre le aree di posizionamento delle pale e della componentistica a base torre torneranno spontaneamente a una vocazione naturale grazie all'accrescimento del manto erboso.

Le aree a base torre saranno inoltre piantumate per mitigare l'impatto visivo degli sbancamenti e dei rinterri di materia che si renderanno necessari per garantire la pendenza prescritta dalle macchine di cantiere e dai mezzi pesanti.

4.3.2. Fondazioni degli aerogeneratori



Figura 9 – Foto di un impianto di betonaggio semovente in esercizio

Le fondazioni di sostegno saranno realizzate in calcestruzzo armato con base cilindrica e cono soprastante rastremato in prossimità del concio di fissaggio della base della torre. Per una descrizione delle caratteristiche strutturali dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, si rimanda all’elaborato AU-WIND001.ELB005b e alla relazione di calcolo AU-WIND001.REL045.

Lo scavo delle fondazioni verrà realizzato con mezzi pesanti di movimentazione terra, mentre il posizionamento dell’armatura in ferro avverrà ad opera di personale specializzato e con l’ausilio di gru o di mezzi di sollevamento in genere. Per quanto concerne il getto del calcestruzzo, si utilizzerà un impianto di betonaggio mobile. Detto impianto permette di essere posizionato nelle vicinanze della piazzola per i mezzi pesanti in corrispondenza di ogni aerogeneratore per gettare il calcestruzzo necessario direttamente sull’armatura posizionata con l’ausilio di una betonpompa. Questa organizzazione di cantiere permetterà il trasporto degli inerti indispensabili per il calcestruzzo con tempistiche non necessariamente legate al getto dei vari plinti, evitando il trasporto di calcestruzzo su gomma dall’impianto di produzione fino all’area di

progetto. Per l'approvvigionamento dell'acqua saranno utilizzate per quanto possibile le sorgenti presenti in situ in maniera da minimizzare ulteriormente il trasporto su gomma. In assenza di un impianto di questo genere, ciascun plinto di fondazione richiederebbe circa 112 betoniere per il getto del calcestruzzo necessario, con conseguente importante aggravio dell'impatto sulla viabilità esterna durante il periodo del cantiere.

4.3.3. Opere di regolazione dei flussi idrici

La viabilità interna al parco sarà dotata di un sistema di drenaggio a bordo strada dimensionato in modo da evacuare i flussi piovani e di seconda pioggia. La pendenza naturale delle strade contribuirà al deflusso naturale delle acque senza creare ristagni.

Come criterio generale è stata prevista una pendenza di almeno 1.5% per regimentare il flusso delle acque, e laddove necessario —come ad esempio in presenza di cunette, dossi o avvallamenti— di istituire sistemi di tombini e canali di evacuazione per non ostacolare il naturale deflusso idrico e non alterare l'assetto idrologico del contesto.

In prossimità delle fondazioni degli aerogeneratori saranno realizzati fossi di guardia per la captazione delle acque non assorbite dal terreno corrispondente ai plinti entro dei compluvi naturali. Detti flussi saranno poi convogliati sui canali a bordo viabilità per il regolare deflusso.

Altre aree di intervento come piazzole e aree di cantiere non altereranno la permeabilità del terreno, non rendendo pertanto necessarie ulteriori opere per la regimentazione delle acque meteoriche..

4.3.4. Analisi delle superfici occupate dall'impianto

Le opere civili a progetto nell'impianto relative alla fase di cantiere occupano una superficie totale di **24 ha circa**, suddivisi in 12,4 ha circa di viabilità interna all'impianto inclusi gli ingombri degli scavi e dei rilevati, 3,8 ha circa di aree di deposito temporanee, 7 ha occupati dai plinti di fondazione e dalle piazzole di deposito/montaggio degli aerogeneratori e 0,3 ha dedicati alla stazione di step-up.

Poiché le aree di deposito temporanee e le porzioni di piazzola dedicate alla posa temporanea delle componenti durante la fase di cantiere verranno restituite a contesto naturale dopo la cantierizzazione, si può pertanto considerare che le aree di terreno dedicate al progetto durante la sua fase di esercizio saranno di circa 26700 m² (ingombro piazzole permanenti e fondazioni aerogeneratori), a cui andranno sommati i circa 3.000 m² della step-up per l'innalzamento della tensione MT e 20000 m² di viabilità "ex novo". La restante parte della viabilità (esistente), avrà un uso promiscuo e non specificamente dedicato

all'impianto; questo porta a considerare la superficie totale permanente dedicata all'impianto durante la sua fase di esercizio pari a circa 4,9 ha.

4.4. Opere elettriche

Lo schema 'a blocchi' dell'impianto comprende complessivamente:

- Aerogeneratori con relativo sistema di protezione e controllo;
- Linee MT 30 kV interrate su viabilità interna che collegano in parallelo i generatori;
- Cabina MT di parallelo tra i generatori;
- Stazione di *step-up* MT/AT;
- Collegamento AT 150 kV in antenna verso la nuova SE Terna;

Si rimanda agli elaborati di progetto elettrico per ogni ulteriore dettaglio in merito.

Per la connessione dell'impianto "Bruncu 'e Niada" alla rete elettrica AT/AAT di Terna, come da prescrizioni del preventivo numero 201900807 emesso da Terna S.p.A. l'1 Ottobre 2019 ed accettato in data 29 Gennaio 2020, sono necessarie opere di adeguamento della rete elettrica, tra cui la realizzazione di due nuove stazioni elettriche e di un elettrodotto 150 kV che le collega. Dette opere verranno autorizzate tramite procedura integrata alla presente, in quanto necessarie e prodromiche.

4.4.1. Descrizione generale dell'impianto eolico

L'impianto eolico in esame sarà connesso direttamente alla rete AT previa realizzazione di una sottostazione di trasformazione AT/MT ("step-up").

Si prevede l'installazione di n. **14** aerogeneratori con potenza nominale di **6,6 MW** ciascuno per una potenza nominale totale di **92,4 MW**.

L'impianto è suddiviso in 2 sezioni da 7 aerogeneratori ciascuna. Ogni sezione è ulteriormente suddivisa in 2 sottocampi secondo il seguente schema:

- Sezione 1:
 - Sottocampo 1
 - Aerogeneratore n. 1
 - Aerogeneratore n. 2
 - Aerogeneratore n. 3
 - Sottocampo 3
 - Aerogeneratore n. 4
 - Aerogeneratore n. 6
 - Aerogeneratore n. 7
 - Aerogeneratore n. 8
- Sezione 2:
 - Sottocampo 2

- Aerogeneratore n. 10
- Aerogeneratore n. 11
- Aerogeneratore n. 12
- Sottocampo 4
 - Aerogeneratore n. 5
 - Aerogeneratore n. 9
 - Aerogeneratore n. 13
 - Aerogeneratore n. 14

Lo schema di collegamento degli aerogeneratori è riportato sul documento di progetto AU-WIND001.ELB009a.

Ai 4 sottocampi corrispondono **4 linee MT a 30 kV in cavo unipolare ARP1H5(AR)E interrato** che collegano l'impianto alla sottostazione MT/AT (step-up).

All'interno di ciascun sottocampo, gli aerogeneratori vengono collegati in parallelo in di un quadro MT posizionato all'interno di un aerogeneratore stesso, mediante linee **MT a 30 kV in cavo ARP1H5EX tripolare elicordato interrato**.

Ciascun aerogeneratore contiene al suo interno:

- Un alternatore asincrono da 6,6 MW nominali posto nella navicella a 135 metri di altezza;
- Un trasformatore BT/MT 0,69/30 kV da 7 MVA posto anch'esso nella navicella;
- Un quadro MT dislocato alla base della torre;
- Quadro BT di potenza dislocato nella navicella;
- Quadro BT ausiliari alla base della torre.

4.4.2. Gli aerogeneratori

Sono previsti n. 14 aerogeneratori. Ciascuna macchina sarà costituita dai seguenti macroblocchi:

- una fondazione in CLS armato
- un palo in acciaio
- una navicella

Ciascun aerogeneratore avrà le seguenti caratteristiche:

Rotore:

Tipo	Asse orizzontale a 3 pale
Posizione	Sopravento
Diametro	170 m

Superficie spazzata	22698 m ²
Regolazione della Potenza	Regolazione del passo e della coppia con velocità variabile
Inclinazione del rotore	6 gradi
Pala:	
Tipo	Autoportante
Lunghezza della lama	83,5 m
Corda massima	4,5 m
Materiale	G (fibra di vetro) - CRP (plastica rinforzata con carbonio)
Generatore:	
Tipo.	Asincrono, DFIG
Potenza nominale di base	6,6 MW
Tensione nominale	690 V
Frequenza	50 Hz
Sistema di imbardata:	
Tipo	Attivo
Cuscinetto d'imbardata	Orientato esternamente
Trasmissione di imbardata	Motoriduttori elettrici
Freno di imbardata	Freno ad attrito attivo
Sistema di controllo:	
Tipo	Sistema di controllo integrato (ICS)
Sistema SCADA	Sistema SGRE SCADA
Freno aerodinamico:	
Tipo	Pitching a campata piena
Attivazione	Idraulica
Freno meccanico:	
Tipo	Freno a disco idraulico
Posizione Gearbox	Posteriore
Torre:	
Tipo	Tubolare in acciaio
Altezza al mozzo	135 m
Dati operativi	
Velocità del vento di Cut-in	3 m/s
Velocità nominale del vento IEC61400-1)	11,0 m/s (vento costante senza turbolenza, come definito da
Velocità del vento Cut-out	25 m/s

In ogni aerogeneratore sono contenute le seguenti apparecchiature elettriche:

- Un alternatore asincrono da 6,6 MW nominali posto nella navicella a 135 metri di altezza;
- Un trasformatore BT/MT 0,69/30 kV da 7 MVA posto anch'esso nella navicella;
- Un quadro MT dislocato alla base della torre;
- Quadro BT di potenza dislocato nella navicella;
- Quadro BT ausiliari alla base della torre.

4.4.3. Opere di connessione alla step-up

L'impianto eolico sarà connesso alla step-up (Sottostazione Elettrica Utente – SSEU), tramite linee in cavo a 30 kV direttamente interrate. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSEU, saranno delle seguenti tipologie:

- Cavi tripolari con anime disposte ad elica visibile e conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per l'interconnessione fra gli aerogeneratori (vedi AU-WIND001.ELB008c e AU-WIND001.ELB010a).
- Cavi unipolari con conduttori in alluminio riuniti in fasci tripolari a trifoglio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per il vettoriamento dell'energia prodotta dal parco eolico verso la step-up adiacente alla SE Armungia (vedi AU-WIND001.ELB008c e AU-WIND001.ELB010a).

L'isolante dei cavi è costituito da miscela in elastomero termoplastico HPTE, e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela estrusa. Il cavo presenta uno schermo metallico. Sopra lo schermo metallico è presente una guaina protettiva. In generale, per tutte le linee elettriche MT a 30 kV, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,50 m dal piano di calpestio. Nel progetto in esame è stata ipotizzata l'utilizzazione di cavi MT dotati di protezione meccanica in materiale polimerico (Air Bag); questo cavo consente di evitare la posa di una protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 art. 4.3.11 lettera b). In fase esecutiva potrà essere comunque utilizzato un cavo senza armatura a patto di inserire, nella sezione di scavo, una protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 - posa tipo M). Per l'attraversamento del Fiume Flumendosa e della Strada Statale 387, è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (TOC). Si tratta di una tecnologia che consente la posa lungo un profilo trivellato di tubazioni in polietilene, in acciaio o in ghisa sferoidale. Le tubazioni installabili hanno diametri compresi tra 40 mm e 1600 mm e vengono utilizzate per numerosi sottoservizi (acqua, energia, telecomunicazioni etc). Il profilo di trivellazione, accuratamente prescelto in fase

progettuale, viene seguito grazie a sistemi di guida estremamente precisi, solitamente magnetici, tali da consentire di evitare ostacoli naturali e/o artificiali e di raggiungere un obiettivo prestabilito, operando da una postazione prossima al punto di ingresso nel terreno della perforazione, con una macchina di perforazione chiamata RIG. Le fasi di lavorazione sono sostanzialmente tre:

- nel corso della prima fase, viene realizzato un foro pilota mediante l'introduzione nel punto di ingresso di una colonna di aste, con un utensile di perforazione posto in testa; la fase si conclude con il raggiungimento del punto di uscita prestabilito;
- successivamente sulla testa di perforazione viene montato un opportuno alesatore che permette di allargare il diametro del foro fino a raggiungere le dimensioni utili alla posa dei tubi previsti;
- infine, viene tirata nel foro la colonna della tubazione presaldata, completando il lavoro.

La perforazione viene solitamente favorita dall'uso di fluidi come fanghi bentonitici o polimerici e non sono necessari scavi a cielo aperto lungo l'asse di trivellazione. Al termine delle operazioni l'area di lavoro viene restituita allo status quo ante mediante il ripristino dei punti di ingresso e di uscita.

Le TOC sono particolarmente adatte per il superamento di ostacoli, quali fiumi, canali, strade di grande comunicazione, aree pubbliche, aree archeologiche etc.

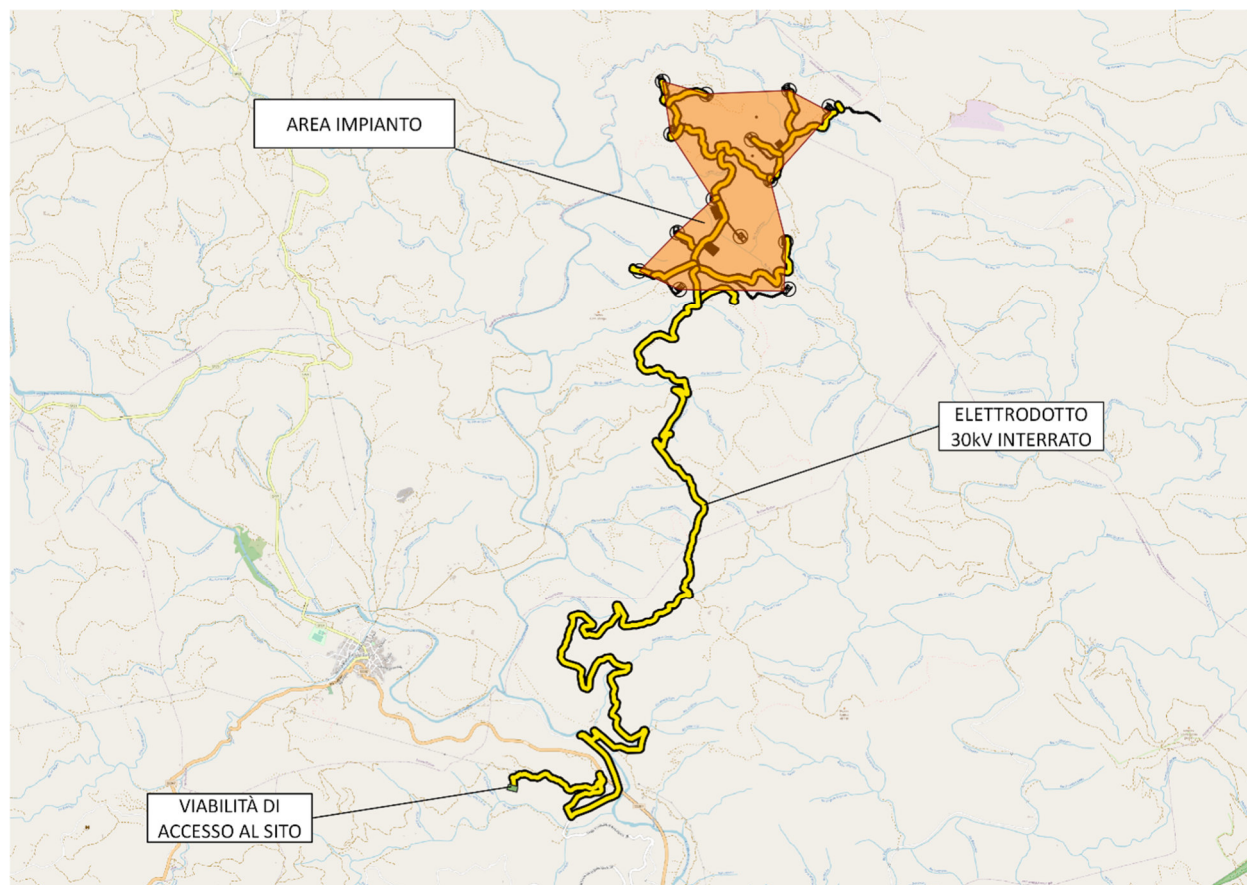
Nel caso in questione è prevista l'utilizzazione della TOC per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà in una unica soluzione il Fiume Flumendosa e la Strada Statale 387. Il cavidotto conterrà tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra. I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. Questi tubi, in modo particolare per quanto riguarda la resistenza alle sollecitazioni meccaniche, non costituiscono protezione meccanica supplementare ai sensi delle Norme CEI 11-17 e di conseguenza devono essere posati ad una profondità minima di 1,7 m. Il colore deve essere diverso da arancio, giallo, rosso, nero e nero a bande blu.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato AU-WIND001.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT.

La tensione di esercizio dei cavi è pari a 30kV. Le correnti nominali per ciascuna linea sono funzione della potenza vettoriata (vedi documento di progetto AU-WIND001.ELB008b).

La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (La sigla SSEU sta per Sottostazione Elettrica Utente – La sigla WTG indica l'aerogeneratore). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto AU-WIND001.ELB008b).



4.4.4. Stazione di trasformazione MT/AT (step-up)

La cabina di step-up MT/AT di competenza del Proponente (SSEU), sarà adiacente alla nuova stazione elettrica "SE Armungia" di Terna S.p.A.

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso la cabina di step-up MT/AT, connessa alla rete di trasmissione nazionale. La step-up riceve a 30 kV l'energia prodotta dall'impianto eolico tramite una cabina MT posta all'interno dell'area della step-up stessa. Successivamente l'energia collettata viene innalzata al livello di tensione della RTN 150kV tramite due trasformatori 150/30 kV della potenza di 45-63 MVA (ONAN-ONAF). Dai trasformatori si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con l'adiacente cabina primaria

Terna (SE Armungia), attraverso un sistema di sbarre aeree. Nei documenti di progetto AU-WIND001.ELB011b e AU-WIND001.ELB011c sono riportate la pianta, la sezione e gli inquadramenti della SSEU in questione. Sugli schemi unifilari (AU-WIND001.ELB008b), sono descritte le apparecchiature che compongono la SSEU.

Sezione 150 kV

La porzione di impianto AT di utente sarà così composta (procedendo dal lato impianto verso la SE Armungia di Terna):

- Apparatî sezione 1
 - N. 3 TA induttivi lato MT (misure)
 - n. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 45 MVA in ONAN e 63 MVA in ONAF;
 - n. 1 scaricatore di sovratensioni;
 - n. 3 TA induttivi lato AT (protezioni);
 - n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
 - n. 3 TV induttivi (misure);
 - n. 3 TV capacitivi (protezioni);
 - n. 1 sezionatore di linea;
 - n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;
- Apparatî sezione 2
 - N. 3 TA induttivi lato MT (misure)
 - n. 1 trasformatore AT/MT 150/30 kV della potenza di 45 MVA in ONAN e 63 MVA in ONAF;
 - n. 1 scaricatore di sovratensioni;
 - n. 3 TA induttivi lato AT (protezioni);
 - n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
 - n. 3 TV induttivi (misure);
 - n. 3 TV capacitivi (protezioni);
 - n. 1 sezionatore di linea;
 - n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;
- Apparatî montante generale
 - n. 1 sezionatore di linea;

- n. 1 interruttore di protezione generale (DG) che svolge anche la funzione di dispositivo di interfaccia (DDI);
- n. 1 sezionatore di linea;
- n. 1 sistema di distribuzione in corda e sbarre di alluminio;

Le distanze di guardia e di vincolo previste per le tensioni di funzionamento saranno progettate in armonia con quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale anche al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione. Ove sussistano problematiche relative allo spazio, si può prendere in esame la possibilità di ridurre alcune distanze nel rispetto delle distanze di sicurezza e di quelle strettamente necessarie previste per le operazioni di manutenzione (CeI 11-48).

Sezione 30 kV

L'impianto sarà completato dalla sezione 30 kV, posta all'interno della cabina MT, la quale sarà composta da:

- n. 1 quadro MT generale 30kV completo di:
 - Scomparti di sezionamento e protezione linee provenienti dall'impianto eolico (n. 4 montanti suddivisi in 2 sezioni)
 - Scomparti misure
 - Scomparto protezione generale
 - Scomparto trafo ausiliari
- Trasformatore MT/BT servizi ausiliari 30/0,4 kV da 100 kVA;
- Quadro servizi ausiliari;
- Misuratori fiscali;
- Sistema di monitoraggio e controllo;
- Impianto TVCC;

L'edificio ospitante la cabina MT, come già detto in precedenza, è contenuto all'interno dei confini della cabina MT/AT ed è anch'esso di nuova edificazione.

La massima corrente presente sul lato MT della step-up è pari a 890 A.

4.5. Interventi di ripristino, mitigazione e compensazione

Si descrivono qui i criteri, e le tecniche che saranno adottate per minimizzare gli impatti negativi del progetto sulla flora in conseguenza della realizzazione del progetto, e che dopo lo smantellamento dello stesso permetteranno di restituire all'integrità precedente il contesto ambientale coinvolto dall'intervento. Si vogliono inoltre descrivere le misure compensative che integrino le prestazioni dell'impianto a vantaggio

del complesso d'ambito, integrandole nel quadro programmatico dello Studio d'Impatto Ambientale e valutandone le ricadute e il valore nel progetto.

4.5.1. Interventi di mitigazione durante la fase di cantiere

Gli spazi destinati allo stoccaggio momentaneo delle apparecchiature e delle strutture che comporranno l'impianto eolico sono delimitati da progetto (cfr. elaborato [AU-WIND001.ELB005e] sulle aree di cantiere) e saranno utilizzati durante questa fase escludendo l'utilizzo dei terreni limitrofi, e pertanto limitando drasticamente l'impatto sul suolo e sulla vegetazione durante questa fase. Essenze arboree o altra vegetazione che dovesse interferire con le aree di cantiere verranno espantate e reimpiantate o sostituite in zone idonee quanto più possibile vicine, sfruttando ove possibile l'effetto di mascheramento delle piazzole, delle aree di cantiere o delle viabilità per preservare l'orizzonte.

Le operazioni di scavo lungo la viabilità da adeguarsi e in prossimità di piazzole e fondazioni prediligeranno l'utilizzo di scotico in situ preservandone le qualità agronomiche e riutilizzeranno il restante materiale asportato nelle operazioni di riporto, tutelando in primis gli ambiti di rimozione e alterando quanto meno possibile gli orizzonti delle installazioni di ogni aerogeneratore. In particolare il materiale derivante dall'asporto in profondità presso le fondazioni garantirà la disponibilità di substrato roccioso da impiegarsi per la realizzazione della sovrastruttura dei manti stradali presso la viabilità interna del progetto.

Le aree oggetto di transito dai mezzi pesanti saranno periodicamente inumidite per limitare quanto più possibile il sollevamento di polveri che possano posarsi sui terreni limitrofi, e l'organizzazione delle attività del cantiere limiterà inoltre gli impatti acustici e la circolazione dei mezzi di cantiere e di trasporto in orari prestabiliti.

La fase terminale del cantiere prevede inoltre lo smantellamento di qualunque altro accumulo di detriti estranei al contesto. La chiusura del cantiere verrà condotta nel rispetto delle norme di gestione e conferimento di tutti i rifiuti che verranno prodotti durante la fase di preparazione delle aree, scarico dei materiali e montaggio dei manufatti e delle apparecchiature.

Per i dettagli sul cronoprogramma di cantiere, si può far riferimento alla relazione apposita [AU-WIND001.REL017a].

4.5.2. Interventi di mitigazione durante la fase di operatività dell'impianto

L'area di pertinenza dell'impianto non ricade in zone SIC, ZPS o in zone IBA. Sono altresì escluse zone ad alta sensibilità ecologica per presenza di specie tutelate.

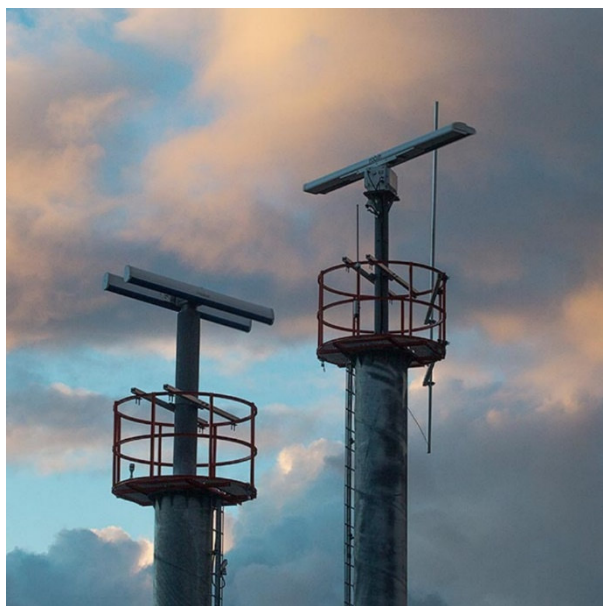


Figura 12 – un sistema di tracciamento radar per piccola avifauna installato su un impianto eolico.

Tuttavia la presenza di un'area buffer di 5km dall'avvistamento di chiroterofauna, nonché la vicinanza di zone in cui si sono verificati avvistamenti di avifauna di pregio, ha spinto la proponente a considerare in progetto l'installazione di un sistema di monitoraggio radar della piccola, media e grande avifauna. Il sistema proposto campiona un'area minima di circa 12 km², identificando uccelli e mammiferi anche di piccola taglia e misurandone la distanza dagli aerogeneratori più prossimi con un campionamento di circa una rilevazione al secondo (1 Hz). Il dispositivo potrà eventualmente montare anche un dissuasore ad ultrasuoni che in caso di avvicinamento di volatili emetterà un ultrasuono impercettibile all'orecchio umano allo scopo di allontanare il singolo animale o lo stormo. In caso di avvicinamento a meno di 500 m dall'aerogeneratore più vicino, il radar invierà invece agli aerogeneratori interessati un segnale che ridurrà la velocità di rotazione, o in caso di rischio di collisione fermerà la macchina permettendo ai volatili in attraversamento di superare l'area spazzata dalle pale degli aerogeneratori.

Questo dispositivo, utilizzato estensivamente in ambito di aviazione civile e militare con risultati sensibili nell'evitare le collisioni tra uccelli e aeromobili da diverso tempo, è ad oggi utilizzato —qualora necessario— anche negli impianti eolici sia onshore che offshore. L'utilizzo di questi dispositivo ha permesso di osservare una sensibile diminuzione degli impatti letali tra le parti mobili dell'aerogeneratore e l'avifauna.

Altre mitigazioni sulla componente ambientale e paesaggistica sono previste dalle plantumazioni a bordo piazzola che compenseranno l'alterazione del profilo orografico conservando un andamento morbido e quanto più possibile simile alla morfologia dei terreni ante-operam possibile. Per questo verranno adottati principalmente arbusti già presenti nel contesto.

4.5.3. Interventi di ripristino ambientale

A seguito di smantellamento dell'impianto a fine vita, le aree pianeggianti quali le piazzole, le aree delle fondazioni e le aree di cantiere verranno restituite a una destinazione pastorale, già ora utilizzo

predominante di gran parte delle aree. Le viabilità invece, essendo per lo più adeguamento delle strade preesistenti, torneranno spontaneamente all'utilizzo che hanno attualmente senza necessità di interventi sostanziali.

Le superfici oggetto di sbancamenti di terreno e rimozione del materiale roccioso o terroso durante la fase di cantiere, invece, saranno restituite alla loro precedente morfologia riutilizzando i terreni rimossi durante la fase di cantiere. Dove questo fosse difficilmente realizzabile o addirittura non raggiungibile, si provvederà alla plantumazione di essenze arbustive locali spontanee per ripristinare l'aspetto visivo naturale del contesto. Come da relazione specialistica botanica (VIA-WIND001.REL021), tali essenze verranno reperite esclusivamente da vivai locali, con lo scopo di evitare eventuali fenomeni di inquinamento genetico con gli esemplari spontanei già presenti e l'introduzione accidentale di propaguli di specie aliene invasive.

4.5.4. Misure di compensazione ambientale

Le aree interessate da piazzole e fondazioni sono quasi sempre caratterizzate da un impatto contenuto, e non sono previste modifiche sostanziali sul contesto arboreo e botanico. Al fine di mitigare l'impatto visivo e di stabilizzare i profili pedologici in corrispondenza degli interventi, saranno comunque previsti interventi di plantumazione di specie locali quali (a mero titolo di esempio)) *Genista corsica* o *Stachys glutinosa* in prossimità delle aree a piazzola e intorno alle fondazioni, e qualora queste siano già presenti in zona, verranno intensificate le presenze preesistenti con nuove plantumazioni.

Le strade con adeguamenti consistenti e i tratti di nuova realizzazione saranno contornati da arbusti di altezza media pari a circa 1.5 metri da ambo i lati, selezionati tra le essenze già presenti negli ambiti di intervento. Questi inserimenti manterranno un grado di naturalizzazione degli ambiti oggetto d'intervento e saranno coadiuvati dall'utilizzo del cotico superficiale asportato dalle aree di cantiere.

4.5.5. Misure di compensazione paesaggistica

Le indagini in situ per la rilevazione di elementi archeologici e storici/artistici (per cui si rimanda alla relazione dedicata VIA-WIND001.REL036) ha rilevato principalmente due agglomerati storici: il primo è sito in prossimità della turbina WTG006 ("Gutturu Luas") e il secondo dislocato approssimativamente tra le turbine WTG008 e WTG013 ("S'Accorradroxiu").

Per entrambi, pur essendo corpi archeologici non censiti dal PPR della Regione Sardegna, si propone di valorizzare i contesti con un sentiero di accesso e una cartellonistica dedicata, da concordarsi con la Soprintendenza ai Beni Culturali.

4.6. Aree di cantiere

Sono state individuate tre aree di cantiere provvisorie: la prima più a nord, la seconda in posizione intermedia e la terza più a sud, seguendo il naturale sezionamento dell'area e della logistica esistente, e approfittando delle acclività esistenti per minimizzare sbancamenti e alterazioni della morfologia.

La prima misura una superficie di 7.482 m², la seconda di 14.448 m², mentre la terza 16.354 m².

4.7. Gestione dell'impianto durante la fase di esercizio

L'impianto è stato concepito per permettere la gestione tecnica e logistica dei generatori durante tutta la loro vita, sfruttando gli interventi in loco previsti nella fase di cantiere e calendarizzando le attività di manutenzione ordinaria e riservandosi la disponibilità per quelle di manutenzione straordinaria.

I dati di esercizio saranno controllati tramite un monitoraggio remoto e connessione alla rete internet, e pertanto gli interventi umani con veicoli saranno circostanziati nel tempo, e si ridurranno principalmente ad attività di manutenzione ordinaria annuale. A queste si aggiungeranno attività sporadiche quali la guardiania, il controllo della vegetazione a bordo strada e la sua potatura in caso di crescita oltre il limite della carreggiata, e le ispezioni periodiche che dovessero rendersi necessarie al di fuori degli ambiti manutentivi ordinari.

4.8. Dismissione e ripristino del contesto

La vita prevista per un impianto come quello proposto può arrivare a 35 anni. Il repowering può garantire un allungamento di questo arco temporale sostituendo le macchine installate con nuove più performanti o meno impattanti.

Nella prospettiva di smantellamento a fine vita del parco eolico proposto, la normativa sancisce che il proponente dovrà versare una garanzia sugli importi che si renderanno necessari per la rimozione e il ripristino dei contesti oggetto del presente intervento. La fase di decommissionamento dell'impianto è dettagliata nello specifico negli allegati [AU-WIND001.REL002 e AU-WIND001.REL017b], cui si rimanda per ogni ulteriore dettaglio.

5. Primi elementi sulla sicurezza

Il parco eolico "Bruncu 'e Niada" è stato progettato tenendo in considerazione una molteplicità di fattori ambientali, tecnici e prestazionali, e rispetta le norme di sicurezza per la massima gittata prevista per la tipologia di aerogeneratore installato, per le opere elettriche e per quelle civili.

Durante la fase di realizzazione sono previste alcune aree temporanee per lo stoccaggio dei materiali dopo il trasporto *in situ* e prima dell'installazione e montaggio. Queste aree constano a progetto per circa 34000 metri quadri, dislocate in tre zone distinte del parco.

5.1. Sicurezza durante la fase di cantiere

Durante la fase di preparazione del sito le piazzole degli aerogeneratori saranno adibite a posa della terna di pale successivamente montate e delle componenti dell'aerogeneratore stesso quali torre tubolare e navicella.

La fase di cantiere sarà suddivisa in due ulteriori sotto-fasi:

- la preparazione del sito per le opere civili, che comprenderà l'adeguamento della viabilità esterna e interna, la movimentazione terra, la realizzazione del plinto, la realizzazione delle piazzole temporanee e di competenza degli aerogeneratori, e la realizzazione dei cavidotti interrati;
- il montaggio degli aerogeneratori e la loro messa in esercizio.

La durata complessiva di queste attività si stima in circa 12 mesi dall'apertura del cantiere.

Durante questa prima fase si procederà agli sbancamenti per rendere idonea e più regolare la morfologia del terreno oggetto degli interventi civili quale strade e piazzole. Per le zone delle piazzole di transito degli aerogeneratori, si procederà rimuovendo una prima porzione di terreno pari a circa 20 cm (scotico), e quindi successivamente gli scavi di sbancamento per altri 50 cm, riempiti successivamente con uno strato di 25 cm in misto granulare frantumato meccanicamente, mediante la compattazione a strati eseguita con macchinari predisposti a questo scopo, e quindi uno strato di 25 cm costituito da un inerte superficiale di adeguata granulometrica compattata meccanicamente. Con queste caratteristiche si potrà garantire una pressione superficiale sulle piazzole pari a 4 kg/cm^2 , o in caso di compattazione Maggiore (ad esempio in prossimità della piazzola adibita alla gru di sollevamento) fino a 6 kg/cm^2 .

Le strade e la viabilità interna verranno in questa fase adeguate tenendo conto delle prescrizioni di sicurezza per la movimentazione dei mezzi di trasporto e delle gru, e realizzando le opere per la regolazione di deflusso descritte nel capitolo 4. Durante la fase di movimento dei mezzi e dei materiali verranno apposte

le segnaletiche prescritte e necessarie a regolare il traffico cercando di impattare quanto meno possibile sulla viabilità ordinaria.



Figura 13 – Una gru tipo Liebherr 1750 durante l'installazione di un generatore eolico

Durante questa fase l'approvvigionamento dei materiali da costruzione necessari alla realizzazione del progetto come pietrame, ghiaia, pietrisco o ghiaietto, verranno, ove possibili riutilizzate terre e rocce asportate in sito, e solo qualora questo non fosse possibile, prelevate da cave autorizzate e/o impianti di frantumazione e vagliatura per inerti autorizzati. I materiali asportati dagli scavi verranno riutilizzati all'interno dell'area di impianto stessa per realizzare le fondazioni dei generatori eolici: il pietrisco a copertura del manto stradale o altre opere di riempimento necessarie.

I lavori in oggetto per questa fase verranno svolti in modo da non interferire nelle attività inderogabile svolte nelle aree immediatamente circostanti.

Durante la fase di montaggio dei generatori eolici, verrà impiegata una gru principale tipo Liebherr "1750" da 750 tonnellate a 9 assi, braccio telescopico e altezza sottogancio pari ad almeno 150 m dal piano campagna, e

due gru secondarie di supporto alla principale. Le piazzole e il manto stradale saranno realizzati così da tollerare le pressioni previste da questi automezzi durante la loro fase operativa. L'erezione e la corretta messa in esercizio di un singolo aerogeneratore richiede mediamente tre giorni lavorativi, durante i quali le norme di sicurezza prevedono un vento in sito non superiore agli 8 m/s a 60 metri di quota da terra. I lavori saranno svolti in modo da mantenere in sicurezza i manufatti e i beni architettonici circostanti le aree di intervento e trasporto, e non saranno ulteriormente alterate le componenti di paesaggio oltre a quelle previste in progetto.

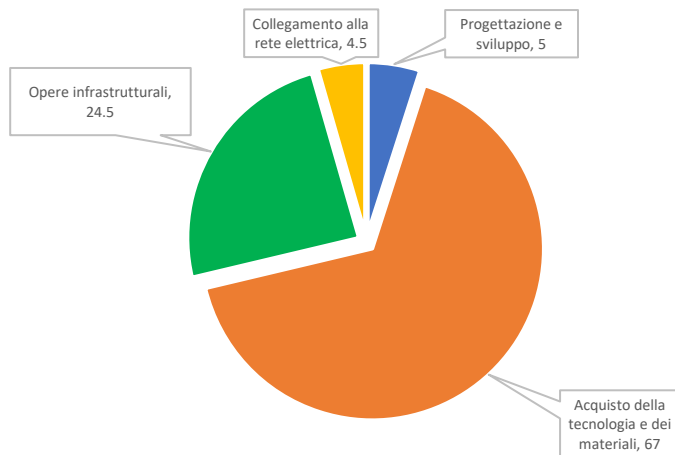
Terminata la fase di installazione, le aree non più necessarie per la manutenzione del parco saranno coperte con lo scotico precedentemente accantonato per favorirne la rinaturalizzazione.

6. Aspetti economici

Si riassumono in questo capitolo i termini economici relativi al progetto proposto, dettagliandone il CAPEX (*capital expenditure*), ossia la somma dei costi necessari per la corretta messa in esercizio dell'impianto, l'OPEX (*operating expenses*), cioè le spese correnti schematizzate per comodità in ricorrenze annuali necessarie per il funzionamento dell'impianto, e i costi di dismissione del progetto.

6.1. CAPEX

Ai fini della realizzazione del progetto, si possono così suddividere le spese necessarie per la realizzazione delle opere descritte nel presente progetto.



6.1.1. Acquisto della tecnologia e dei materiali

La parte di gran lunga più consistente dell'approvvigionamento tecnologico consiste nell'acquisto e nel trasporto sul luogo d'installazione dei quattordici aerogeneratori a progetto. Si stima che questo rappresenti il 67% del totale dell'investimento necessario.

La tecnologia ha progredito sensibilmente negli ultimi anni, permettendo di realizzare generatori con una potenza molto superiore a quella dei decenni passati, e questo ha comportato un costo specifico per ogni macchina più alto in percentuale del totale CAPEX dedicato globalmente alla realizzazione dei parchi eolici. Questo d'altro canto ha permesso di abbattere il costo specifico dell'energia prodotta ottimizzando l'area spazzata dal rotore, riducendo in proporzione la superficie occupata dai generatori, e riducendo costi di manutenzione e impatto generale dell'opera.

6.1.2. Progetto e sviluppo

Con "progetto e sviluppo" si intendono le molteplici attività tecniche, amministrative, commerciali e di sviluppo di business che permettono di valutare i molteplici aspetti che compongono la progettazione di un parco eolico e che scaturiscono con le richieste di Valutazione d'Impatto Ambientale ai sensi del D.Lgs. 152/2006, e di Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003.

Dette attività coinvolgono una pluralità di professionisti e di competenze, e dalle sue fasi più preliminari alla presentazione del progetto richiede dai 6 ai 12 mesi di attività.

6.1.3. Opere infrastrutturali

Le opere infrastrutturali necessarie alla realizzazione e alla messa in esercizio di un parco eolico sono le componenti a maggior variabilità nello sviluppo di un progetto come quello del parco "Brunu 'e Niada", poichè sono fortemente influenzate dall'orografia, dalla distanza dal porto di sbarco dei materiali, dalla conformazione della viabilità preesistente (esterna ed esterna) e da altri fattori strettamente legati a ogni progetto. Nonostante le strade statali, provinciali e comunali identificate per il raggiungimento del sito siano generalmente in buono stato e non siano previsti interventi ingenti su questo segmento, la viabilità interna richiede d'altro canto un'attenzione Maggiore. I cavidotti interni di collegamento tra i generatori eolici, essendo interamente interrati e realizzati in prossimità della viabilità interna, rappresentano invece una porzione considerevole delle opere infrastrutturali.

Nel caso del progetto in esame il costo totale di queste opere si attesta al 24,5% dell'investimento totale.

6.1.4. Opere elettriche e di connessione

Con questo segmento di costo si includono le opere di elettrodotto che collegano l'impianto alla stazione di *step-up* in prossimità della nuova SE Armungia, la stazione di *step-up* che rilancia la tensione da 30 kV a 150 kV e il segmento di cavo in alta tensione che collega quest'ultima alla SE di proprietà Terna S.p.A.. La lunghezza del tracciato interrato di competenza del progetto dal parco eolico alla SE Terna S.p.A. misura circa 14 km. Il totale di queste opere sull'economia generale del progetto impatta per il 5%.

6.2. OPEX

Le attività di questa categoria constano principalmente di:

- Costi di mantenimento in esercizio dell'impianto con interventi periodici di manutenzione ordinaria;
- Costi di mantenimento in esercizio con interventi di manutenzione straordinaria;
- Costi di diritto di superficie per le aree di competenza dell'impianto di produzione;
- Costi di consumo dell'energia necessaria per le apparecchiature in caso di fermo impianto;

- Costi di mitigazione e compensazione;
- Costi amministrativi (Tasse locali, concessioni, assicurazione, etc.).

Le parti soggette a una Maggiore usura durante la propria vita in un generatore eolico sono ingranaggi, motoriduttori e il gruppo di moltiplicazione di giri. La manutenzione e possibilmente la sostituzione di queste parti richiede l'utilizzo periodico di gru che portino in quota il personale specializzato addetto alle operazioni, il materiale di consumo e la componentistica di sostituzione. La vita utile di un aerogeneratore è stimata in 35 anni con interventi periodici di manutenzione, e considerando la sostituzione di alcune componenti più soggette a usura; tuttavia è riscontrato un fisiologico incremento della voce di costo delle spese di manutenzione per sostituzione componenti durante la vita dell'impianto. Per praticità è stato considerata una media calcolata sulla vita intera del progetto.

6.3. Dismissione e ripristino

Le attività dettagliate al punto 4.8 del presente documento sono quantificate in base al ripristino delle aree oggetto degli interventi, e comprendono il conferimento dei materiali di risulta di queste attività, così come dei materiali che compongono i generatori eolici e la componentistica degli impianti, recuperando —ove possibile— le materie prime.