

**RICCIA – TUFARA -
GAMBATESA**

REGIONE MOLISE

**PROVINCIA DI
CAMPOBASSO**

**IMPIANTO EOLICO DA 55 MW COMPOSTO DA N. 10
AEROGENERATORI RICADENTI NEI COMUNI DI RICCIA,
TUFARA E GAMBATESA IN PROVINCIA DI CAMPOBASSO,
CON RELATIVE OPERE ED INFRASTRUTTURE**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA

Proponente:

EN.IT s.r.l.
Via Antonio Locatelli n.1
37122 Verona
P.IVA 04642500237
www.enitspa.it
enitsrl@pec.enitspa.it

Progettazione:

WH Group s.r.l.
Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR)
P.IVA 12336131003
ingegneria@enitgroup.eu

Ing. Antonio Tartaglia



Spazio riservato agli Enti:

File: 2022030_7_RelazioneTecnica

Cod. 2022030

Scala: ---

7	Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Approvato
	00	24/07/2023	Prima emissione	A. Tartaglia	S.M. Caputo

INDICE

1	PREMESSA	5
2	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	7
3	DATI DI PROGETTO	9
4	CARATTERISTICHE PRINCIPALI	10
4.1	Localizzazione dell'impianto	10
4.2	Caratteristiche anemometriche.....	12
5	PROGETTO DELL'OPERA	14
5.1	Caratteristiche generali della centrale eolica.....	14
5.2	Soluzione di connessione.....	15
5.3	Tipologia di aerogeneratore.....	15
5.4	Cabina di consegna.....	17
5.5	Potenza installabile e producibilità	17
6	INFRASTRUTTURE E OPERE CIVILI.....	19
6.1	Strade di accesso e viabilità di servizio	19
6.2	Cavidotti.....	20
6.3	Fondazioni aerogeneratore	20
6.4	Piazzole aerogeneratore	21
6.5	Alimentazione ausiliari.....	22
6.6	Tipologia di cavi.....	22
6.7	Protezione contro i contatti diretti	24
6.7.1	<i>Protezione mediante isolamento.....</i>	<i>24</i>
6.7.2	<i>Protezione mediante involucri o barriere.....</i>	<i>24</i>
6.8	Protezione contro i contatti indiretti	24
6.8.1	<i>Guasti in media tensione.....</i>	<i>24</i>
6.8.2	<i>Guasti in bassa tensione.....</i>	<i>25</i>
6.9	Protezione delle condutture contro le sovracorrenti	27
6.9.1	<i>Protezione contro i sovraccarichi</i>	<i>27</i>
6.9.2	<i>Protezione contro i corto circuiti</i>	<i>27</i>
6.9.3	<i>Protezione lato c.a.....</i>	<i>27</i>
6.10	Metodi di dimensionamento e calcolo	27
6.10.1	<i>Dimensionamento cavi.....</i>	<i>27</i>
6.10.2	<i>Cadute di tensione</i>	<i>28</i>
6.10.3	<i>Dimensionamento conduttori di protezione.....</i>	<i>29</i>
6.10.4	<i>Calcolo dei guasti.....</i>	<i>29</i>
6.10.5	<i>Calcolo delle correnti massime di cortocircuito</i>	<i>29</i>
6.10.6	<i>Calcolo delle correnti di cortocircuito.....</i>	<i>29</i>
6.11	Impianto di messa a terra	30
6.11.1	<i>Messa a terra lato locale tecnico (aerogeneratore).....</i>	<i>30</i>
7	DESCRIZIONE FASI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERE	30
7.1	Viabilità e aree di lavoro	35
7.2	Volumi di scavo e di riporto	36

7.3	Regimazione deflusso acque meteoriche.....	37
7.4	Scavi.....	37
7.5	Interferenze cavidotti interrati	39
7.5.1	<i>Cabina di consegna.....</i>	41
7.5.2	<i>Trasporto dei componenti di impianto</i>	41
7.6	Descrizione fase di esercizio	42
7.6.1	<i>Utilizzo del suolo durante la fase di funzionamento</i>	42
8	IL PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	43
8.1	Dismissione opere edili.....	44
8.2	Smontaggio aerogeneratori	44
8.3	Rimozione dell'elettrodoto interrato	46
8.4	Sistemazione viabilità	46
8.5	Rimozione delle componenti elettromeccaniche della cabina di consegna.....	46
8.6	Interventi generali	46
8.7	Recupero dei materiali derivanti dalla dismissione.....	47
8.7.1	<i>La gestione dei rifiuti speciali</i>	47
8.8	Rinaturalizzazione del sito, delle piazzole e della viabilità di servizio	49
8.8.1	<i>Operazioni di ripristino ambientale</i>	49
8.8.2	<i>Opere di copertura e stabilizzazione</i>	50
9	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE DEL PROGETTO	50
9.1	Motivazione del progetto	50
9.2	Selezione della tecnologia impiegata	53
9.3	Criteri di scelta dell'ubicazione delle WTG	54
9.4	Logistiche di trasporto	55
9.5	Valutazione delle peculiarità territoriali	55
9.6	Condizionamenti dovuti a orografia e morfologia del territorio	55
9.7	Analisi degli ecosistemi	56
9.8	Criteri per la definizione del layout	56
9.9	Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera.....	57
9.10	Alternativa 1 – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia	58
9.11	Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	59
9.12	Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori.....	60
9.13	Alternativa 4 – Alternativa localizzativa	60
10	QUADRO ECONOMICO DELL'INVESTIMENTO	61
11	ALLEGATO 1: ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESE E CONCESSIONI	63
12	ALLEGATO 2: CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI COSTRUZIONE	64
13	ALLEGATO 3: CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO E RELATIVO COMPUTO METRICO	65

Indice delle figure

Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto.....	6
Figura 2 – Inquadramento dell’impianto eolico su confini comunali	12
Figura 3 – Esempio di installazione di turbina eolica.....	15
Figura 4 – Tipico dell’aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13)	16
Figura 5 - Piazzola permanente tipo.....	22
Figura 6 - Posa in opera tubazione per alloggio cavi	40
Figura 7 – Principali attività operative della gestione dei rifiuti speciali	48
Figura 8 - Opere di ingegneria naturalistica distinte per pendenza	50

Indice delle tabelle

Tabella 1 – Inquadramento particellare delle opere in progetto	11
Tabella 2 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori.....	12
Tabella 3 – Caratteristiche tecniche del tipo di cavidotto utilizzato.....	23
Tabella 4 – Tipologia e lunghezza cavidotto per le diverse tratte di collegamento.....	23
Tabella 5 - Valori UTP da norma CEI 99-3 e della guida CEI 11-37	25
Tabella 6 - Stima dei volumi di scavo e riporto per la realizzazione del cavidotto	39
Tabella 7 - Il potenziale eolico regionale: benefici occupazionali, Anev 2020	52

I PREMESSA

La presente relazione descrive tecnicamente la centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, da realizzarsi nell'agro del Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, in Provincia di Campobasso. Parte del tracciato del cavidotto di vettoriamento interessa anche il comune di Castelpagano, in Provincia di Benevento.

Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

Tutta la progettazione della centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali, ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e ingombri.

La disposizione delle turbine eoliche è stata valutata tenendo in considerazione sia la componente paesaggistica e ambientale (minore impatto ambientale) che quella tecnica (migliore resa energetica a parità di costi dell'impianto).

I principali condizionamenti alla base delle scelte progettuali sono legati ai seguenti aspetti:

- ❖ normativa in vigore;
- ❖ presenza di risorse ambientali e paesaggistiche;
- ❖ vincoli territoriali ed urbanistici;
- ❖ salvaguardia ed efficienza degli insediamenti;
- ❖ presenza di infrastrutture (rete elettrica di trasmissione, viabilità, etc.) e di altri impianti;
- ❖ orografia e caratteristiche del territorio, soprattutto in funzione della producibilità eolica;
- ❖ efficienza e innovazione tecnologica.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 55 MW, articolata in 10 aereogeneratori di cui 5 da 5 MW e 5 da 6 MW.

Insieme agli aereogeneratori, le opere e le infrastrutture connesse oggetto del presente procedimento autorizzativo sono:

- ❖ Le piazzole nelle vicinanze dell'aereogeneratore per l'installazione e la futura manutenzione delle torri;
- ❖ Le viabilità di accesso agli aereogeneratori;
- ❖ Il cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aereogeneratori per una lunghezza totale di scavo pari a 27,70 km, ricadenti nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, nel comune di Benevento;

- ❖ L'ubicazione di una nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT;
- ❖ La realizzazione di due linee AT (una per sottostazione) tra le stesse nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della Committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

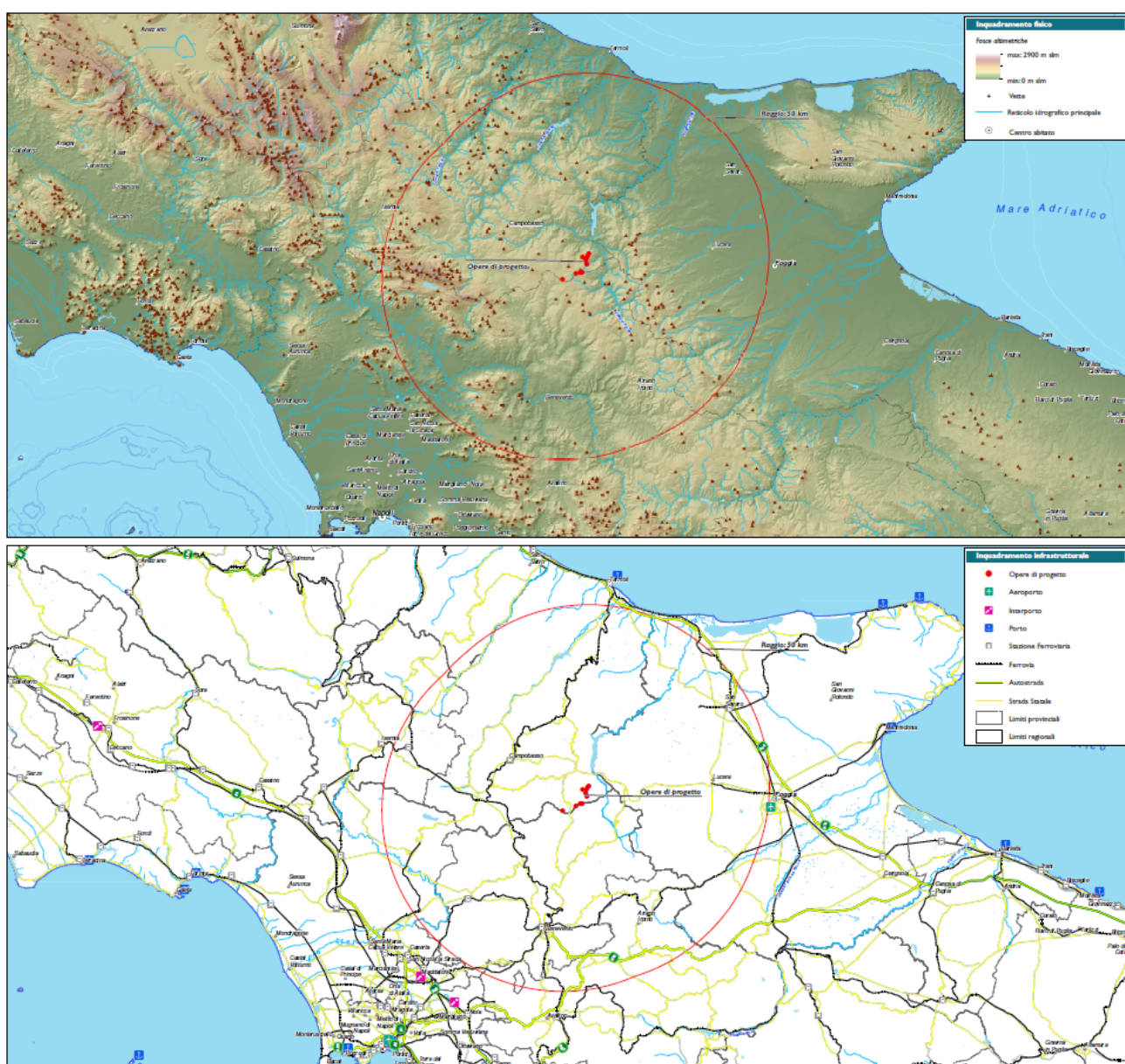


Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto

2 **NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

Il quadro normativo nazionale italiano sulle fonti rinnovabili è stato modificato in modo sostanziale negli ultimi anni a seguito delle nuove politiche del settore energetico- ambientale e conseguenti anche ad impegni internazionali e direttive comunitarie.

Si segnala, in particolare:

- ❖ Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003: “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”, pubblicato sul supplemento ordinario n. 17 della Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004. Esso prevede la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative attraverso un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, la cui durata massima è stabilita in 180 giorni. Inoltre, stabilisce che l’autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato costituisce titolo a costruire ed esercire l’impianto in conformità al progetto approvato.
- ❖ Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010: “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010. Questo decreto introduce: alla Parte II, il regime giuridico delle Autorizzazioni, alla Parte III disciplina le fasi del Procedimento autorizzatorio Unico, alla Parte IV detta criteri essenziali per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio.
- ❖ Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152: “Norme in materia Ambientale”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 88 del 14 aprile 2006 (e s.m.i.);

I principali riferimenti normativi della regione Molise a cui si fa riferimento sono qui di seguito riportati (si precisa che, come il caso delle normative nazionali, anche per le normative regionali l’elenco che segue non è esaustivo):

- ❖ D.G.R. Molise n. 621 del 04.08.2011: “Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all’art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l’autorizzazione alla costruzione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise”, pubblicata nel Bollettino Ufficiale della Regione (BUR) Molise n.25 del 16/09/2011;
- ❖ Legge Regione Molise n. 22 del 07.08.2009 e s.m.i. (L.R. n.23 23/12/2010): “Nuova disciplina degli insediamenti degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise”, pubblicato su BUR n. 18 del 14/08/2009.

Segue quindi un elenco delle normative tecniche di riferimento in materia di impianti elettrici:

- ❖ DPCM 23/4/92: Decreto che fissa i limiti massimi di esposizione ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza industriale di 50 Hz.
- ❖ CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;

- ❖ CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- ❖ CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo;
- ❖ CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ❖ CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- ❖ CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- ❖ CEI 81-3: Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico;
- ❖ CEI EN 61400: Sistemi di generazione a turbina eolica;
- ❖ CEI EN 60099: Scaricatori;
- ❖ CEI-UNEL 35027: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV – Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata;
- ❖ Legge n. 339 del 28/6/86 e relativo regolamento di attuazione (D.M. 21/3/88) che recepisce la norma CEI 11-4 per le linee elettriche: Per la parte elettrica dei lavori, la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne;
- ❖ D.M. 16/1/91: Distanze minime dei conduttori dal terreno, da acque non navigabili e da fabbricati, tenendo conto dei campi elettrici e magnetici e del rischio di scarica.
- ❖ D.M n. 36 del 22/01/2008 che sostituisce la legge n. 46 del 05/03/1990 Norme per la sicurezza degli impianti elettrici
- ❖ D.L n 81/08 Testo unico per la sicurezza in sostituzione dei D.L. n. 626 del 19/09/1994 e s.m. Attuazioni delle Direttive Comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro, e D.L. n. 494 del 14/08/1996 e s.m. Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili.
- ❖ D.G.R. n. 187 del 22/06/2022 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi del paragrafo 17.3 delle "Linee guida per autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il decreto ministeriale del 10 settembre 2010"

3 DATI DI PROGETTO

Proponente	EN.IT s.r.l.			
Sede legale	Via Antonio Locatelli n.1 37122 Verona (VR) enitsrl@pec.enitspa.it P.IVA 04642500237			
SITO				
Ubicazione delle WTG	Comune di Riccia (CB) Comune di Tufara (CB) Comune di Gambatesa (CB)			
Uso	Terreno agricolo			
Dati catastali delle WTG		Comune	Foglio	P.Ila
	WTG 1	Gambatesa	38	128
	WTG 2	Tufara	11	203
	WTG 3	Gambatesa	40	153
	WTG 4	Gambatesa	44	208
	WTG 5	Gambatesa	42	61
	WTG 6	Tufara	26	6
	WTG 7	Tufara	35	154
	WTG 8	Tufara	35	170
	WTG 9	Riccia	66	133
	WTG 10	Riccia	70	214

Proponente	EN.IT s.r.l.					
Localizzazione delle WTG	<i>Geografiche WGS84</i>		<i>WGS84 UTM33T</i>		<i>Quota slm (m)</i>	
	<i>LAT</i>	<i>LONG</i>	<i>E</i>	<i>N</i>		
	WTG 1	41,494661	14,924939	493734.686	4593674.210	718,604
	WTG 2	41.489.847	14,9221	493497.150	4593045.941	771,625
	WTG 3	41,484289	14,91735	493100.135	4592523.299	836,924
	WTG 4	41,477006	14,915214	492921.023	4591714.922	879,561
	WTG 5	41,486847	14,904992	492068.764	4592808.345	654,594
	WTG 6	41,468703	14,985523	498791.128	4590789.766	792,209
	WTG 7	41,450292	14,903161	491911.371	4588750.231	933,054
	WTG 8	41,449353	14,896953	491392.714	4588646.583	974,372
	WTG 9	41,432122	14,838669	486520.815	4586741.066	917,741
WTG 10	41,445242	14,882431	490179.103	4588191.734	774,043	
DATI TECNICI						
Potenza nominale dell'impianto	55 MW					
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto			SI		
	Trasformazione			SI		
	Ampliamento			NO		
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento			MT neutro isolato		
	Tensione nominale (Un)			Trasporto 30.000 V Consegna 36.000 V		
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare			Normativa TERNA		
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione					
Punto di Consegna	Nuova stazione di trasformazione su linea "Campobasso CP – Castelpagano "					

4 CARATTERISTICHE PRINCIPALI

4.1 Localizzazione dell'impianto

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale eolica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabina elettrica di consegna, rete elettrica interrata a 30 kV, strade di accesso alle WTG in fase di cantiere e di esercizio).

In particolare, 2 aerogeneratori sorgeranno nel comune di Riccia, 4 aerogeneratore nel comune di Tufara e 4 aerogeneratori nel comune di Gambatesa.

La centrale eolica catastalmente è così identificabile:

ID	Comune	Foglio	P.Ile
WTG 1	Gambatesa	38	128
WTG 2	Tufara	11	203
WTG 3	Gambatesa	40	153
WTG 4	Gambatesa	44	208
WTG 5	Gambatesa	42	61
WTG 6	Tufara	26	6
WTG 7	Tufara	35	154
WTG 8	Tufara	35	170
WTG 9	Riccia	66	133
WTG 10	Riccia	70	214

Tabella 1 – Inquadramento particellare delle opere in progetto

Per garantire l'accesso alle WTG saranno realizzate delle nuove strade brecciate ed alcuni adeguamenti alla viabilità esistente. Infine, durante la fase di cantiere saranno realizzate delle strade e delle piazzole temporanee.

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33) e dimensioni verticali degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro rotore (m)</i>	<i>Potenza (MW)</i>	<i>Est</i>	<i>Nord</i>	<i>Quota slmm (m)</i>
WTG1	125	150	5.00	493734.686	4593674.210	718,604
WTG2	125	150	5.00	493497.150	4593045.941	771,625
WTG 3	125	150	5.00	493100.135	4592523.299	836,924
WTG4	125	150	5.00	492921.023	4591714.922	879,561
WTG5	125	150	5.00	492068.764	4592808.345	654,594
WTG6	125	150	6.00	498791.128	4590789.766	792,209
WTG7	125	150	6.00	491911.371	4588750.231	933,054

WTG8	125	150	6.00	491392.714	4588646.583	974,372
WTG9	125	150	6.00	486520.815	4586741.066	917,741
WTG10	125	150	6.00	490179.103	4588191.734	774,043

Tabella 2 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori

A seguire un inquadramento del layout dell’impianto, in cui sono mostrate le posizioni degli aerogeneratori.

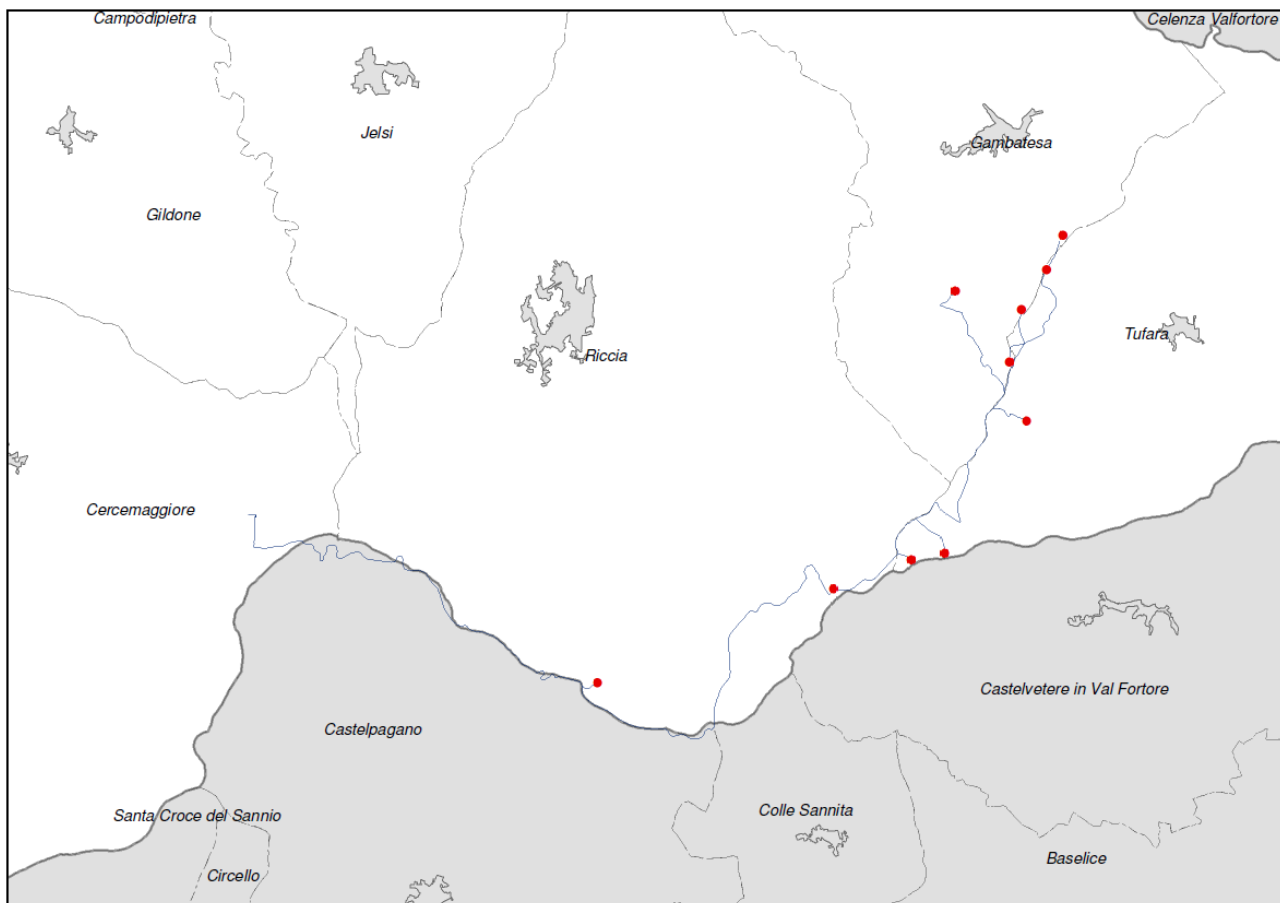


Figura 2 – Inquadramento dell’impianto eolico su confini comunali

4.2 Caratteristiche anemometriche

Per le analisi anemologiche del sito sono stati utilizzati dei dati ricavati da una stazione anemometrica installata ubicata a circa 7 km a SUD dalla zona interessata dall’iniziativa, con l’obiettivo poi di ricostruire una griglia eolica di area vasta. Tali dati sono stati poi impiegati per l’individuazione dei dati a mesoscala impiegati per la stima di producibilità.

I dati disponibili, registrati durante l’anno 2006 sono stati correlati a 3 diversi Database:

- ❖ ERA5;
- ❖ MERRA2;
- ❖ CFSR

Tra questi il più rappresentativo è ERA5.

Il sistema di monitoraggio, al top della configurazione, è costituito da due sensori di velocità posti alle altezze di 30, 40 e 50 m sls e due sensori di direzione a 30 e 50 m sls. I dati sono stati registrati con una frequenza di acquisizione pari a 10 minuti.

I dati provenienti da ogni sensore sono stati preventivamente esaminati per evidenziare eventuali anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione.

L'analisi dei dati evidenzia la presenza di una direzione principale di provenienza del vento. Le distribuzioni delle frequenze di occorrenza, relative alla coppia di sensori alla massima altezza, sono state riportate sui relativi diagrammi azimutali (Rosa dei Venti).

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito, inoltre, di stimare il coefficiente di Wind Shear locale. Tale parametro caratterizza il profilo di strato limite atmosferico della velocità vento rispetto al suolo, come definito dalla formula riportata di seguito:

$$V_{h0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

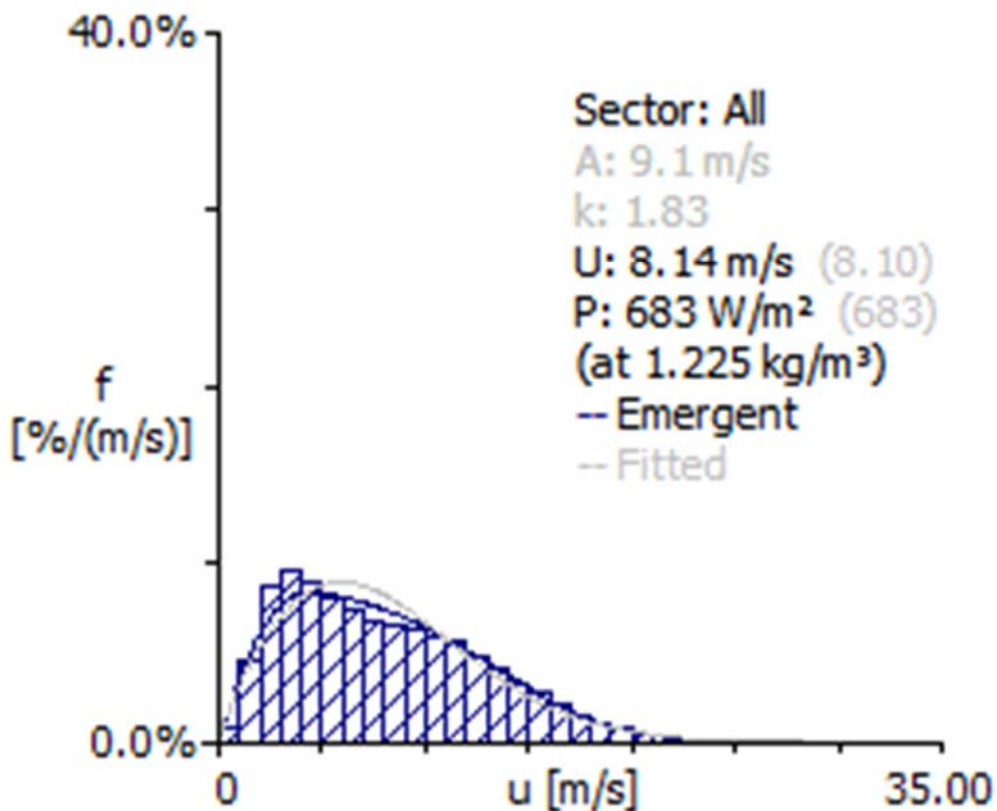
essendo:

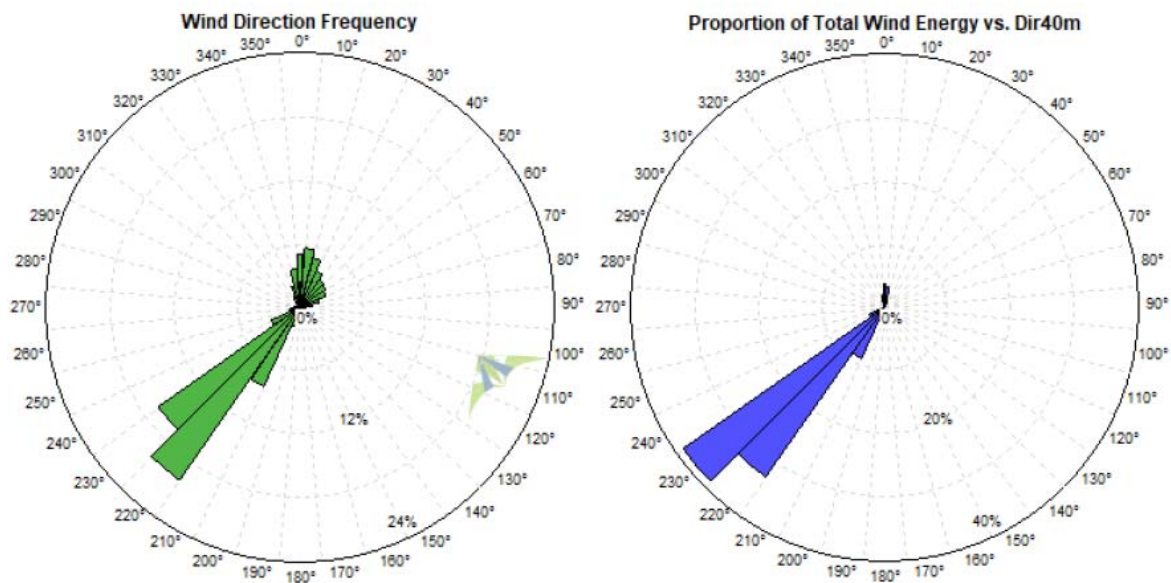
α = coefficiente di wind shear;

V_{h0} = velocità vento ad altezza $h=h_0$;

$V_{h_{ref}}$ = velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$.

Si riportano di seguito le rose dei venti ad altezza mozzo, sia su base energetica che su base tempo, la distribuzione di Weibull ed il profilo del vento che caratterizzano l'anemologia del sito.





Come è possibile notare, la rosa dei venti energetica evidenzia una direzione prevalente del vento da sud-ovest con un contributo da nord di minore entità. La velocità media del sito ad altezza mozzo è pari a 6,7 – 6,8 m/s.

5 PROGETTO DELL'OPERA

5.1 Caratteristiche generali della centrale eolica

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 5 macchine con potenza di 5 MW e da 5 macchine da 6 MW, risulta pari a 55 MW. Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- ❖ Vani tecnici di trasformazione interni alle torri;
- ❖ Quadri elettrici MT;
- ❖ Cabina di consegna.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

Opere Civili:

- ❖ Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- ❖ Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito;
- ❖ Realizzazioni dei cavidotti di utenza e di connessione;
- ❖ Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- ❖ Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- ❖ Posa in opera della cabina di consegna alla rete AT di Terna.



Figura 3 – Esempio di installazione di turbina eolica

Opere impiantistiche:

- ❖ Installazione degli aerogeneratori;
- ❖ Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la cabina di consegna dell'energia elettrica prodotta.

5.2 Soluzione di connessione

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano", nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

5.3 Tipologia di aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'ottenimento della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- ❖ la politica aziendale del Proponente impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare;
- ❖ l'innovazione tecnologica del settore è tale che nell'arco di 1-2 anni molti modelli usciranno dal mercato a vantaggio di nuovi modelli più efficienti;
- ❖ l'innovazione di processo è tale che ogni anno si assiste ad una diminuzione di prezzo a parità di prestazione; scegliere perciò il modello oggi, implicherebbe la rinuncia a godere del risparmio economico ottenibile fra qualche anno;

Alla luce di ciò, per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio di Impatto Ambientale, è stato perciò scelto un “Aerogeneratore di Progetto”. Il tipo di turbina utilizzato è la Vestas V150 con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

- ❖ Potenza nominale 5 e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell’energia verso la cabina utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.

Per l’architettura dell’aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all’Elaborato Grafico 2022030_9.13_TipicoAerogeneratore.

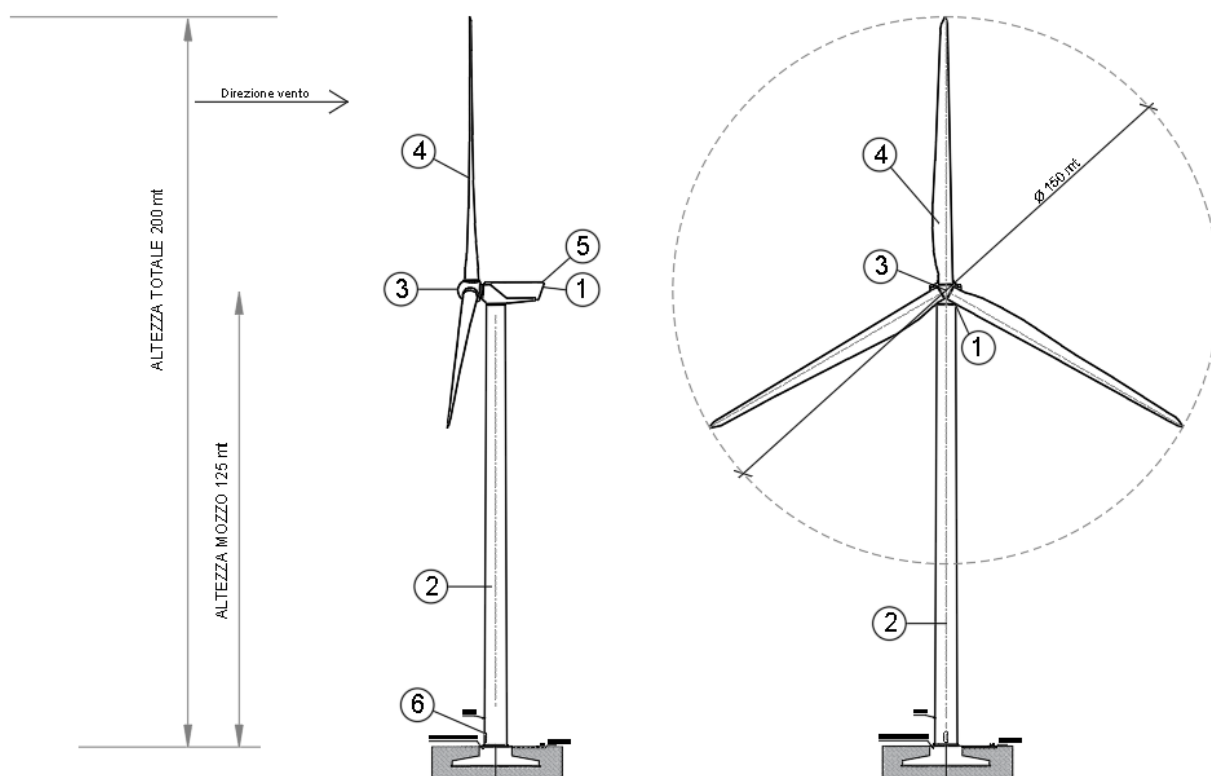


Figura 4 – Tipico dell’aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13)

5.4 Cabina di consegna

A seguito di apposita richiesta di connessione, la Società En.It Italia srl ha ottenuto e successivamente accettato le due Soluzioni Tecniche Minime Generale (STMG):

- ❖ Codice Pratica n. **202002069** di potenza pari a **30 MW**;
- ❖ Codice Pratica n. **202002223** di potenza pari a **25 MW**.

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano", nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

Le Sotto Stazioni Elettriche di Utenza (SSEU) di trasformazione MT/AT prevista in progetto hanno la duplice funzione di:

- ❖ raccogliere l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco eolico mediante la rete di cavidotti,
- ❖ convertire la stessa energia da MT ad AT.

Il tutto finalizzato alla consegna in AT dell'energia prodotta dal parco eolico alla stazione elettrica del gestore TERNA S.p.A.

Come detto, il sistema realizzato per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori per la connessione alla Rete Nazionale prevede:

- ❖ l'ubicazione di una nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT,
- ❖ la realizzazione di una linea AT tra la stessa nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

Nella SSEU MT/AT vengono individuate le seguenti aree:

- ❖ Area Locali Locali Tecnici MT;
- ❖ Area Trasformatore/i;
- ❖ Area Locali Tecnici AT;
- ❖ Area Libera brecciata.

Per migliori particolari e gli ingombri si rimanda alla lettura della allegata documentazione progettuale.

5.5 Potenza installabile e producibilità

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 10 macchine risulta pari a 55 MW. È stata effettuata una analisi della producibilità stimata per l'impianto proposto in funzione delle caratteristiche anemologiche del sito, del layout proposto e delle caratteristiche (curva di potenza) degli aerogeneratori.

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (wake decay constant) pari a:

$$k = 0,5/\ln(h_{\text{mozzo}} / z_0)$$

Turbine		Potenza	Hmozzo	Velocità vento al mozzo [m/s]	Perdita per scia aerodinamica	Lorda [GWh/anno]	Netta [GWh/anno]	Ore equivalenti [h]
WTG 1	V150-5.0MW	5 MW	125	7,88	9,15 %	20,466	18,593	3503
WTG 2	V150-5.0MW	5MW	125	7,88	9,31%	20,350	18,455	3477
WTG 3	V150-5.0MW	5MW	125	7,82	7,83%	20,304	18,714	3526
WTG 4	V150-5.0MW	5MW	125	8,12	6,35%	20.815	19.493	3673
WTG 5	V150-5.0MW	5MW	125	7,65	0,74%	19,707	19,561	3686
WTG 6	V150-6.0MW	6 MW	125	7,84	5.19%	22.464	21.298	3344
WTG 7	V150-6.0MW	6 MW	125	8,48	1,24 %	24,588	24,283	3813
WTG 8	V150-6.0MW	6 MW	125	8,41	1,06 %	24,346	24,088	3782
WTG 9	V150-6.0MW	6 MW	125	7,82	0,48 %	22,369	22,262	3495
WTG 10	V150-6.0MW	6 MW	125	8,30	1,48 %	24,034	23,678	3718
TOTALI		55 MW				219.410	210.448	
MEDIE				8,02	4,26%	21.941	21.045	3605

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita:

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	2 %
Disponibilità	2 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.5 %

Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.2 %

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua (P50) della centrale eolica in progetto sia pari a 198,30 GWh/anno, corrispondente a 3605 ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale.

Turbine				Energia annua	ore equivalenti
				P50	(P 50)
				[GWh/anno]	[h]
WTG1	V150-5.0MW	5.0	MW	17,516	3503
WTG2	V150-5.0MW	5.0	MW	17,386	3477
WTG3	V150-5.0MW	5.0	MW	17,630	3526
WTG4	V150-5.0MW	5.0	MW	18,364	3673
WTG5	V150-5.0MW	5.0	MW	18,428	3686
WTG6	V150-6.0MW	6	MW	20,064	3344
WTG7	V150-6.0MW	6	MW	22,876	3813
WTG8	V150-6.0MW	6	MW	22,693	3782
WTG9	V150-6.0MW	6	MW	20,972	3495
WTG10	V150-6.0MW	6	MW	22,306	3718
Totali		55.00	MW	198,30	
Medie					3605

6 INFRASTRUTTURE E OPERE CIVILI

6.1 Strade di accesso e viabilità di servizio

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori. Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade come rappresentato nell'Elaborato *2022030_1.12_PlanimetriaAccessiStradali*.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il tratto che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalla SS e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

I tratti di nuova viabilità di progetto sono circa 5,5 km.

6.2 Cavidotti

L'intervento è previsto nel territorio dei comuni di Riccia, Tufara e Gambatesa (CB) e il punto di allaccio alla rete TERNA è nel comune di Cercemaggiore (CB). Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dalla STMG, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Le cabine di consegna sono state ipotizzate in area prossima alla Sottostazione elettrica mitigate con alberature già presenti in loco per mitigare tali installazioni

La distanza tra la cabina di consegna e l'aerogeneratore più vicino sarà pari a circa 5,8 km in linea d'aria, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e il punto di connessione. In particolare, il cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aerogeneratori avrà una lunghezza pari a 25.619 m per la STMG cod.202002223 e una lunghezza di 21.098 m per la STMG cod.202002069, ricadente nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento.

Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione; pertanto, i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

6.3 Fondazioni aerogeneratore

Dal punto di vista strutturale assume grande rilevanza la struttura di fondazione: esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza di una maggiore risorsa eolica in quota, che per una maggiore frequenza di fulminazione. Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione nei confronti di quello dell'aerogeneratore: una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

Alcuni aspetti indispensabili da esaminare nel dimensionamento di una struttura di fondazione:

- ❖ caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, tipologia di terreno, andamento orografico;
- ❖ velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, valori del vento estremo;
- ❖ effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale;
- ❖ criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza:
 - forze ambientali + peso proprio;

- forze di esercizio + peso proprio;
- la più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali;
- ❖ materiale strutturale;
- ❖ protezione superficiale della struttura: gli effetti da contrastare possono essere lo scouring (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche;
- ❖ fenomeni di fatica.

Dalle indagini geologiche e geotecniche condotte in situ, che hanno consentito di ottenere la caratterizzazione geotecnica del terreno, in considerazione della classe sismica dei comuni in oggetto ed in riferimento alle forze agenti sulla struttura torre - aerogeneratore, è previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato il cui calcolo e reale dimensionamento sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali che saranno eseguite in fase di progettazione esecutiva.

Il plinto di fondazione, su cui poggerà la base della torre di sostegno, sarà realizzato in c.a. con la definizione di una armatura in ferro. La parte centrale sarà costituita da un concio che sarà annegato nel calcestruzzo e a cui sarà ancorata la sezione inferiore della torre tubolare tramite tirafondi. Essi risulteranno completamente interrati alla profondità tale da consentire il riposizionamento di un adeguato strato di materiale terroso in modo da assicurare la ricostruzione e l'impiego del suolo.

È previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato a platea circolare, il cui calcolo sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali, da effettuarsi in fase di progetto esecutivo.

6.4 Piazzole aerogeneratore

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei n.10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Per impostare correttamente la progettazione delle piazzole si è analizzato nel dettaglio i pesi e le dimensioni di ogni componente dei potenziali modelli di aerogeneratore da utilizzare, le tipologie e dimensioni di gru necessarie e conseguenti dimensioni minime necessarie per le piazzole.

Nello specifico le piazzole di cantiere sono state dimensionate per consentire l'utilizzo di una tralicciata, la quale oltre la piazzola di montaggio, necessita di una pista di 120 metri circa, rettilinea e planare e contigua alla piazzola, sulla quale distendere il braccio tralicciato per effettuare il montaggio, e di un'ulteriore piccola piazzola su cui posizionare 2 autogrù secondarie necessarie al montaggio e sollevamento del braccio.

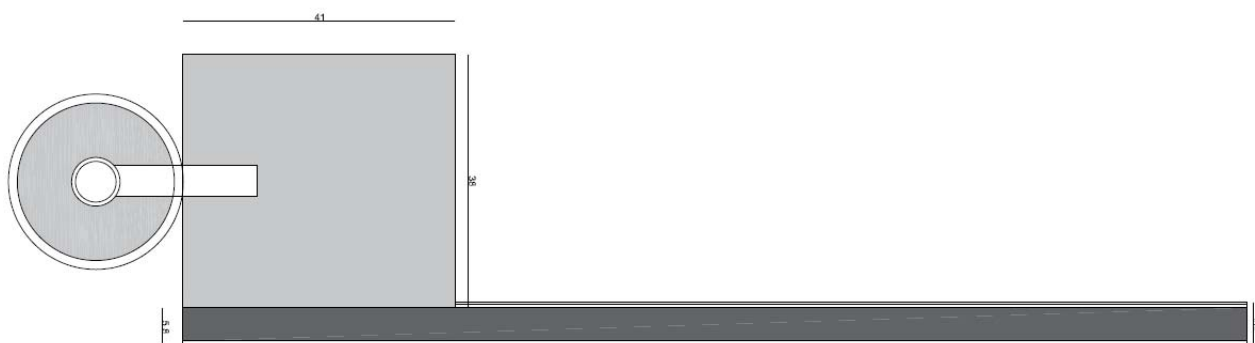
Le piazzole di montaggio così definite, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati

del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase).

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono suddivise in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a 2 kg/cm² e zone a 3 kg/cm², caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.



PIAZZOLA DEFINITIVA
PIANTA SCHEMATICA

Figura 5 - Piazzola permanente tipo

6.5 Alimentazione ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata direttamente dal trasformatore MT/BT a cui sarà installato un trafo 690/400 e farà capo al quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenterà:

- ❖ gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- ❖ l'impianto di videocontrollo ed il relativo impianto di illuminazione.

6.6 Tipologia di cavi

Per la connessione dell'impianto è stata ipotizzata 1 linee MT che partendo dalla cabina di consegna si collega in entra esci fra i vari aereogeneratori.

È stato scelto come tipologia di cavo ARE4H5(AR)E 3X e 1X, 18/30 kV, che presenta le seguenti caratteristiche:

TIPOLOGIA CAVO	TRIPOLARE
TENSIONE NOMINALE	30 kV
ANIMA	CONDUTTORE A CORDA ROTONDA COMPATTA DI ALLUMINIO

SEMICONDUETTIVO INTERNO	MESCOLA ESTRUSA
ISOLANTE	MESCOLA DI POLIETILENE RETICOLATO
SEMICONDUETTIVO ESTERNO	MESCOLA ESTRUSA
GUAINA	POLIETILENE

Tabella 3 – Caratteristiche tecniche del tipo di cavidotto utilizzato

Si riportano di seguito le lunghezze dei cavi considerati (vedi elaborato grafico relativo allo schema unifilare):

TRATTO	TIPO DI CAVO 18/30 kV	SEZIONE [mm ²]	LUNGHEZZA LINEA [m]
Cavidotto STMG– 25 MW			
Cabina di consegna - Cabina di sezionamento B	ARG7H1R	500	9100
Cabina di sezionamento B – sezionamento A	ARG7H1R	500	10000
Sezionamento A – WTG 5	ARG7H1R	70	2350
Cabina di sezionamento A – WTG 4	ARG7H1R	240	1400
WTG 4 – WTG 3	ARG7H1R	240	1100
WTG 3 – WTG 2	ARG7H1R	120	2200
WTG 2- WTG 1	ARG7H1R	120	700
Cavidotto STMG– 30 MW			
Cabina di Consegna – WTG 10	ARG7H1R	630	7900
WTG 10- WTG 9	ARG7H1R	400	6750
WTG 9 – WTG 8	ARG7H1R	400	1600
WTG 8 – WTG 7	ARG7H1R	120	1800
WTG 7 – WTG 8	ARG7H1R	120	1800
WTG 7 – WTG 6	ARG7H1R	120	4400

Tabella 4 – Tipologia e lunghezza cavidotto per le diverse tratte di collegamento

6.7 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con le parti in tensione di un impianto elettrico.

6.7.1 Protezione mediante isolamento

Le parti in tensione saranno completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

6.7.2 Protezione mediante involucri o barriere

Le parti in tensione saranno poste entro involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB (dito di prova) o IPXXD (filo di prova di 1 mm) se a portata di mano. Gli involucri o le barriere devono essere rimossi solo con l'uso di chiavi o attrezzi.

6.8 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti metalliche accessibili normalmente non in tensione, ma che potrebbero esserlo per cause accidentali o per cedimento dell'isolamento principale.

6.8.1 Guasti in media tensione

In caso di guasto monofase a terra sulla media tensione, a monte del dispositivo generale, l'interruzione della corrente di guasto I_F è garantita dalle protezioni installate a monte sulla prima cabina di consegna.

Per il corretto dimensionamento dell'impianto di terra, dai valori di:

- ❖ Corrente di guasto monofase a terra MT (I_F)
- ❖ Tempo di eliminazione del guasto (t_F)

I guasti a terra sulle linee di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico saranno interrotti dalle protezioni presenti nell'impianto.

La sicurezza delle persone sarà sicuramente garantita se l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico garantirà una resistenza di terra R_E tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

$$R_E I_{k1} \leq U_{TP}$$

Dove I_{k1} è la massima corrente di guasto monofase a terra e U_{TP} è la tensione di contatto ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.

I valori di U_{TP} , indicati dalla norma CEI 99-3 e dalla guida CEI 11-37, sono riportati nella tabella sottostante.

t_F (s)	U_{TP} (V)	t_F (s)	U_{TP} (V)
0.04	800	0.55	185
0.06	758	0.60	166
0.08	700	0.64	150
0.10	660	0.65	144
0.14	600	0.70	135

0.15	577	0.72	125
0.20	500	0.80	120
0.25	444	0.90	110
0.29	400	0.95	108
0.30	398	1.00	107
0.35	335	1.10	100
0.39	300	3.00	85
0.40	289	5.00	82
0.45	248	7.00	81
0.49	220	10.00	80
0.50	213	> 10.00	75

Tabella 5 - Valori UTP da norma CEI 99-3 e della guida CEI 11-37

Se la suddetta relazione $R_E I_{k1} \leq U_{Tp}$ non potrà essere garantita, occorrerà procedere alla misura delle tensioni di contatto e di passo e verificare che esse rispettino i limiti ammessi.

Nel caso ciò non avvenga, si dovranno mettere in atto le misure di protezione di cui alla norma CEI 99-3 (equipotenzializzazione, asfaltatura, ecc.).

6.8.2 Guasti in bassa tensione

La protezione contro i contatti indiretti lato bassa tensione verrà realizzata con interruzione automatica del circuito secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8, art. 413.1.

Le relazioni che regolano la scelta delle caratteristiche che dovranno possedere i dispositivi di protezione cambiano in funzione dei modi di collegamento a terra definiti TN, TT e IT.

Sistema TN = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate allo stesso punto per mezzo di un conduttore di protezione.

In maniera più specifica, si ha sistema TN-S quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono separati, sistema TN-C quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono combinati in un unico conduttore (PEN), sistema TN-C-S quando il sistema TN-C è limitato ad una parte dell'impianto.

Sistema TT = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema di alimentazione.

Sistema IT = Il sistema ha le parti attive separate da terra (flottante) mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra individualmente, a gruppi o collettivamente.

Il sistema TN è relativo agli impianti in bassa tensione lato CA posti all'interno e all'esterno del locale tecnico le cui alimentazioni sono derivate dal quadro ausiliari. Il comune (neutro) è collegato alla terra del locale tecnico e le masse sono collegate ai dispersori di terra posti nelle vicinanze dei quadri di controllo.

I singoli dispersori e la terra del locale tecnico sono collegati tramite conduttori di terra.

Il sistema pertanto è riconducibile al tipo TN-S.

Per il sistema TN la condizione da soddisfare è la seguente:

$$Z_s \cdot I_a = U_0 \quad \text{dove:}$$

Z_s = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente

I_a = è la corrente che provoca l'interruzione automatica dell'alimentazione entro il tempo definito nella tabella 41A dell'art. 413.1.3.3 delle norme C.E.I. 64-8 in funzione della tensione nominale U_0 .

U_0 = è la tensione nominale in c.a. valore efficace trifase e terra che corrisponde alla tensione fase-neutro

La scelta del dispositivo nel sistema TN può essere fatta fra:

- ❖ dispositivo di protezione a corrente differenziale;
- ❖ dispositivo di protezione contro le sovracorrenti;

Più specificatamente:

- ❖ nel sistema TN-C, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore detto PEN, non si devono usare dispositivi di protezione a corrente differenziale;
- ❖ nel sistema TN-C-S, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore in una parte del sistema, se si usano dispositivi di protezione differenziale, non si deve utilizzare un conduttore PEN a valle degli stessi

Per il sistema IT la condizione da soddisfare è la seguente:

$$R_E \cdot I_d = U_L \quad \text{dove:}$$

R_E = è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

I_d = è la corrente di guasto del primo guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di linea ed una massa

U_L = è la tensione limite convenzionale assunta a 50V per i sistemi in c.a e a 120V per i sistemi in c.c.

Si precisa che per l'impianto in questione, apparecchiature e sistemi di cablaggio in classe II, si una protezione di tipo passivo che non necessita di interruzione automatica del circuito realizza secondo CEI 64-8 art. 413.2.

6.9 Protezione delle condutture contro le sovracorrenti

I conduttori attivi devono essere protetti da uno o più dispositivi al verificarsi di sovracorrenti che possono essere causate da sovraccarichi o da corto circuiti.

I dispositivi che assicurano tali protezioni sono:

- ❖ interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente;
- ❖ fusibili.

6.9.1 Protezione contro i sovraccarichi

Al fine di evitare le correnti di sovraccarico che provocherebbero un riscaldamento nocivo all'isolamento o all'ambiente circostante, una conduttura, avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b \leq I_z$), deve essere protetta da un dispositivo avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f tali che soddisfino le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \times I_z$$

Gli interruttori conformi alle norme C.E.I. 23-3 e 17-5 soddisfano la seconda condizione.

6.9.2 Protezione contro i corto circuiti

I dispositivi di protezione devono interrompere le correnti di corto circuito che possono verificarsi nell'impianto in modo tale da garantire che nel conduttore non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione:

$$I_t^2 \leq K^2 S^2 \quad \text{dove:}$$

I_t^2 = Integrale di Joule, cioè l'energia specifica passante in un tempo uguale alla durata del corto circuito;

K = Coefficiente caratteristico di ogni cavo;

S = Sezione del conduttore.

6.9.3 Protezione lato c.a.

Si prevede la protezione contro le sovracorrenti dovute ai cortocircuiti che coincide solitamente con l'interruttore generale di bassa tensione in quanto adatto alle forti correnti lato rete.

Infatti, in caso di cortocircuito, l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore massimo pari a circa il doppio della propria corrente nominale facendo intervenire le protezioni interne mentre il cortocircuito viene alimentato direttamente dalla rete.

6.10 Metodi di dimensionamento e calcolo

6.10.1 Dimensionamento cavi

Il dimensionamento dei cavi è tale da garantire la protezione della conduttura alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

$$a) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) I_f \leq 1.45 I_z$$

Per soddisfare alla condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b viene determinata la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

$$I_z \text{ minima} = I_n/k$$

dove il coefficiente k di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli. La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale ($I_z \text{ minima}$). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. (par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma 23.3 IV Ed. hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 e costante per tutte le tarature inferiori a 125A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45. Ne deriva che in base a queste normative la condizione b sarà sempre soddisfatta.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono pertanto protette contro le sovracorrenti.

Dalla sezione del cavo di fase deriva il calcolo dell' I^2t del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:

$$I^2t = K^2S^2$$

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), in funzione del materiale conduttore e del materiale isolante.

6.10.2 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono valutate in base alle tabelle UNEL 35023-70.

In accordo con queste tabelle la caduta di tensione di un singolo ramo vale:

$$cdt(I_b) = kcdt \times I_b \times (L_c / 1000) \times [R_{cavo} \times \cos\varphi + X_{cavo} \times \sin\varphi] \times 100/V_n [\%]$$

dove:

$$kcdt = 2 \text{ per sistemi monofase}$$

$$kcdt = 1.73 \text{ per sistemi trifase.}$$

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della R_{cavo} riportate sono riferiti a 80°C, mentre la X_{cavo} è riferita a 50Hz, entrambe sono espresse in ohm/km.

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di un'utenza viene determinata tramite la somma delle cadute di tensione, assolute di un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza

in esame, da questa viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

6.10.3 Dimensionamento conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 (par. 543.1) prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- ❖ determinazione in relazione alla sezione di fase;
- ❖ determinazione tramite calcolo.

Il primo criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- ❖ $S_{pe} = S_f$ se $S_f < 16 \text{ mm}^2$;
- ❖ $S_{pe} = 16 \text{ mm}^2$ se $16 \leq S_f \leq 35$;
- ❖ $S_{pe} = S_f / 2$ se $S_f > 35 \text{ mm}^2$.

Il secondo criterio consiste nel determinarne il valore tramite l'integrale di Joule.

Il metodo adottato in questo progetto è il secondo.

6.10.4 Calcolo dei guasti

Il calcolo dei guasti viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- ❖ guasto trifase (simmetrico);
- ❖ guasto fase terra (dissimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza sono inizializzati da quelli della utenza a monte e i primi vanno, a loro volta, ad inizializzare i parametri della linea a valle.

6.10.5 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- ❖ la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- ❖ l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

6.10.6 Calcolo delle correnti di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- ❖ la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- ❖ l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

trascurando l'abbassamento della tensione di linea e l'innalzamento della temperatura si avrebbe:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + L^2}}$$

La Norma 64-8 propone una formula che tiene conto dei parametri prima trascurati, precisando che "i valori ottenuti con tale formula servono per la verifica della tempestività di

intervento dei dispositivi di protezione, ma non per la determinazione del potere di interruzione”:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S}{1.5 \cdot \rho \cdot 2l}$$

dove: I_{cc} = corrente di corto-circuito in A

0.8 = fattore che tiene conto dell'abbassamento di tensione

V = tensione in V

S = sezione del conduttore in mm²

1.5 = fattore che tiene conto dell'aumento di temperatura

ρ = resistività del conduttore a 20°C in mm²/m

2 = fattore per monofase

l = lunghezza della linea in m

6.11 Impianto di messa a terra

6.11.1 Messa a terra lato locale tecnico (aerogeneratore)

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- ❖ dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- ❖ dagli anelli di terra degli aerogeneratori, realizzati con tondino in acciaio di sezione almeno 50 mm²;
- ❖ da quattro picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello;
- ❖ dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

$$S_p^{2 \cdot K^2} = I^2 \cdot t$$

S_p = Sezione del conduttore di protezione;

I = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

K = Valore caratteristico del conduttore.

7 DESCRIZIONE FASI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERE

La realizzazione dell'intervento proposto può suddividersi nelle seguenti aree di intervento non necessariamente contemporaneamente attivate:

- ❖ apertura a predisposizione cantiere;

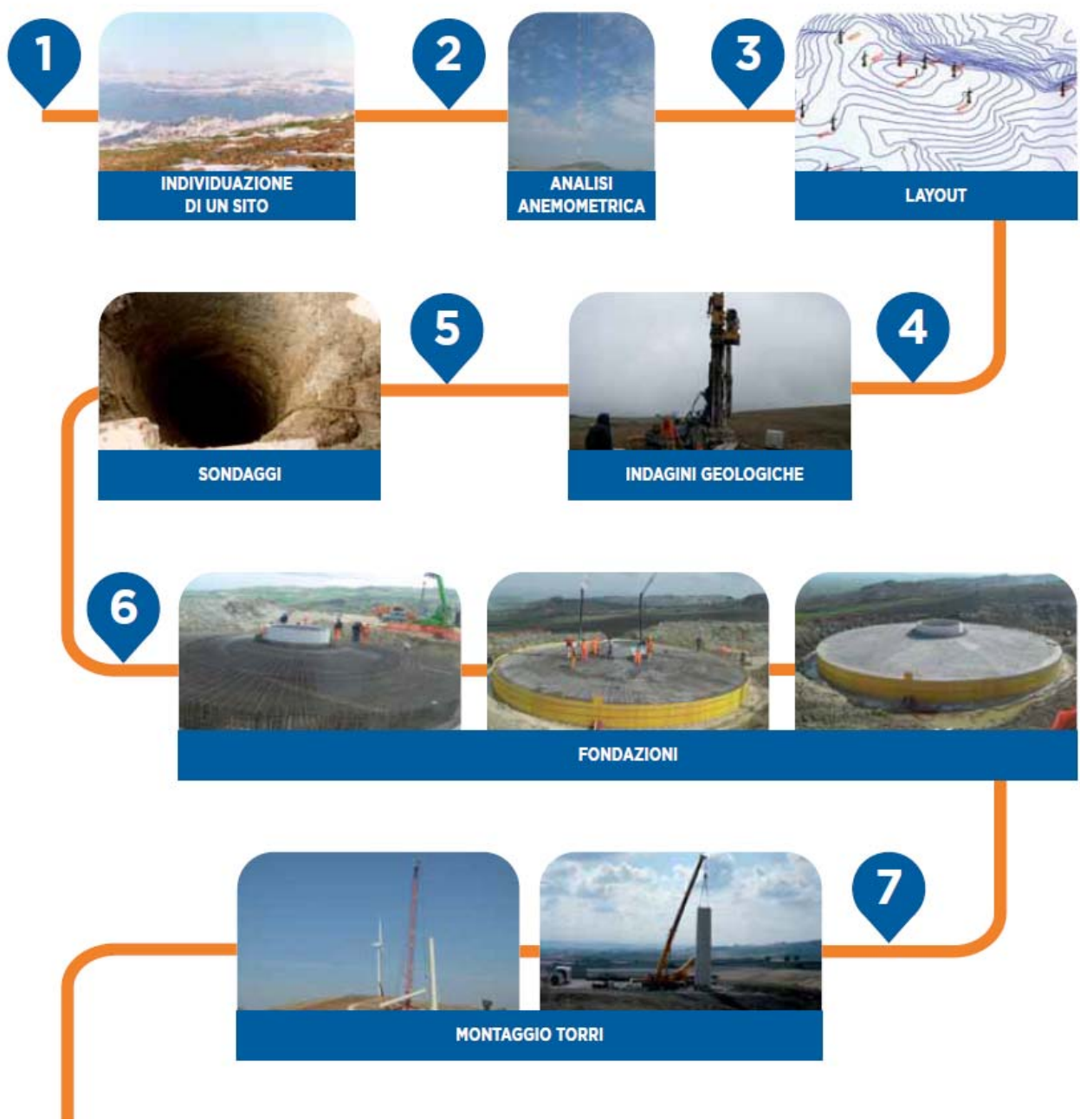
- ❖ interventi sulla viabilità esistente, al fine di rendere possibile il transito dei mezzi speciali per il trasporto degli elementi dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della pista d'accesso alla piazzola, che dalla viabilità interpodereale esistente consenta il transito dei mezzi di cantiere, per il raggiungimento dell'area d'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ realizzazione della piazzola per l'installazione dell'aerogeneratore;
- ❖ scavi a sezione larga per la realizzazione della fondazione di macchina e scavi a sezione ristretta per la messa in opera dei cavidotti;
- ❖ realizzazione delle fondazioni di macchina;
- ❖ installazione aerogeneratori;
- ❖ realizzazione cabina elettrica di sezionamento;
- ❖ messa in opera dei cavidotti interrati;
- ❖ realizzazione cabina utente di consegna;
- ❖ realizzazione della connessione elettrica d'impianto alla rete elettrica nazionale gestita da Terna SpA.

Qui di seguito una possibile suddivisione delle fasi di lavoro:

- ❖ predisposizione del cantiere attraverso i rilievi sull'area e picchettamento delle aree di intervento;
- ❖ apprestamento delle aree di cantiere;
- ❖ realizzazione delle piste d'accesso all'area di intervento dei mezzi di cantiere;
- ❖ livellamento e preparazione delle piazzole;
- ❖ modifica della viabilità esistente fino alla finitura per consentire l'accesso dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori;
- ❖ realizzazione delle fondazioni in piazzola (scavi, casseforme, armature, getto cls, disarmi, riempimenti);
- ❖ montaggio aerogeneratore;
- ❖ montaggio impianto elettrico aerogeneratore;
- ❖ posa cavidotto in area piazzola e pista di accesso;
- ❖ finitura piazzola e pista;
- ❖ preparazione area cabina di sezionamento (livellamento, scavi e rilevati);
- ❖ fondazioni cabina elettrica;
- ❖ montaggio cabina elettrica di consegna;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere edili compresa la risoluzione di eventuali interferenze;
- ❖ messa in opera cavidotti interrati interni: opere elettriche;

- ❖ impianto elettrico cabina di consegna;
- ❖ posa cavidotti di collegamento tra la cabina di consegna e la CP MT/AT;
- ❖ collaudi impianto elettrico generazione e trasformazione;
- ❖ opere di ripristino e mitigazione ambientale;
- ❖ conferimento inerti provenienti dagli scavi e dai movimenti terra;
- ❖ posa terreno vegetale per favorire recupero situazione preesistente.

A seguire si schematizzano le fasi di realizzazione di un parco eolico.





7.1 Viabilità e aree di lavoro

Viabilità

Le piste di nuova realizzazione, ove necessarie per il raggiungimento delle postazioni di installazione degli aerogeneratori a partire dalla viabilità esistente, saranno realizzate in maniera tale da minimizzare l'occupazione territoriale e garantirne il consueto impiego del suolo, in considerazione dei requisiti tecnici minimi richiesti dai trasporti eccezionali. È da evidenziare che l'area di impianto è servita da viabilità interpodereale articolata, la cui estensione e ramificazione è tale da rendere necessaria la realizzazione di tratti limitati di nuova viabilità.

Dette piste:

- ❖ avranno ampiezza minima di 5 m, e raggio interno di curvatura minimo di 60 m;
- ❖ avranno pendenze e inclinazioni laterali idonee al progetto: il manto stradale dovrà essere piano visto che alcuni autocarri hanno una luce libera da terra di soli 10 cm.

Il manto stradale sarà costituito da macadam (sistema di pavimentazione stradale costituito da pietrisco che, misto a sabbia e acqua, è spianato da un rullo compressore). Tutti gli strati dovranno essere opportunamente compattati per evitare problemi al transito di autocarri con carichi pesanti.

Le strade interne di servizio saranno realizzate su una fondazione stradale in materiale legante misto di cava, previo lo scavo o la scarifica e sovrapponendo uno strato successivo di materiale misto granulare stabilizzato e successivo compattamento con pendenza verso i margini di circa il 2%.

Il pacchetto stradale sarà costituito da massicciata stradale, di spessore non inferiore a cm. 40, e sovrastante strato di misto granulare stabilizzato, dello spessore non inferiore a cm. 10.

Le fasi di realizzazione delle piste vedranno:

- ❖ la rimozione dello strato di terreno vegetale;
- ❖ la predisposizione delle trincee e delle tubazioni necessari al passaggio dei cavi MT, dei cavi per la protezione di terra e delle fibre ottiche per il controllo degli aerogeneratori;
- ❖ il riempimento delle trincee;
- ❖ la realizzazione dello strato di fondazione;
- ❖ la realizzazione dei fossi di guardia e predisposizione delle opere idrauliche per il drenaggio della strada e dei terreni circostanti;
- ❖ la realizzazione dello strato di finitura.

L'area di interesse, in riferimento all'andamento del profilo orografico, è tale da non richiedere sbancamenti o riporti di materiale di grossa entità.

Aree di lavoro

Intorno a ciascuna delle torri sarà realizzato un piazzale per il lavoro delle gru durante la fase di installazione degli aerogeneratori. Tale area sarà realizzata mediante livellamento del terreno effettuato con piccoli scavi e riporti, più o meno accentuati a seconda dell'orografia del terreno e compattando la superficie interessata in modo tale da renderla idonea alle lavorazioni.

Essa risulterà perfettamente livellata, con una pendenza massima di +/-100 mm.

Inoltre, per evitare che l'aerogeneratore si sporchi nella fase di montaggio si compatterà e ricoprirà di ghiaietto il terreno per mantenere la superficie del piazzale asciutta e pulita.

Per approfondimenti, si rimanda alla trattazione specialistica contenuta nelle relazioni e negli elaborati grafici di progetto.

7.2 Volumi di scavo e di riporto

Di seguito si riporta il computo dei volumi di scavo e di riporto previsti in progetto per la realizzazione di piste e piazzole.

	Sterro (m ³)	Riporto (m ³)	S - R (m ³)
Piazzola temporanea WTG 1	10,876,26	5.598,94	5.277
Piazzola temporanea WTG 2	11.718,50	1.857,08	9.861
Piazzola temporanea WTG 3	2.676,94	2.524,44	153
Piazzola temporanea WTG 4	5,908,21	3.549,99	2.358
Piazzola temporanea WTG 5	10.594,71	7.273,06	3.322
Piazzola temporanea WTG 6	12.153,65	3.673,77	8.480
Piazzola temporanea WTG 7	2.758,67	2.771,87	-13
Piazzola temporanea WTG 8	3.875,06	6.424,01	-2.549
Piazzola temporanea WTG 9	11.326,53	2.281,66	9.045
Piazzola temporanea WTG 10	5.143,98	6.306,81	-1.163
			34.771

	Sterro (m ³)	Riporto (m ³)	S - R (m ³)
Strada d'accesso WTG 2	13.163,21	2.461,99	10.701
Strada d'accesso WTG 3	3.408,87	2.847,59	561
Strada d'accesso WTG 7	226,30	43,05	183
Strada d'accesso WTG 8	2.222,63	581,09	1.642
Strada d'accesso WTG 9	11.760,11	966,19	10.794
Strada d'accesso WTG 10	6.705,43	6.315,17	390
			24.271

TOTALE	114.519,06	55.476,71	59.042
--------	------------	-----------	--------

7.3 Regimazione deflusso acque meteoriche

Nei progetti e nell'esecuzione delle opere che in qualsiasi modo modificano il suolo deve essere prevista la corretta canalizzazione ed il recapito più opportuno delle acque meteoriche, tale da non alterare il reticolo idraulico di deflusso superficiale delle acque nelle aree scoperte adiacenti.

In linea di massima tutte le realizzazioni dovranno essere effettuate con modalità atte a consentire una corretta regimazione delle acque superficiali favorendo l'infiltrazione nel terreno e comunque la ritenzione temporanea delle acque meteoriche.

Dovrà essere evitata l'interruzione del deflusso superficiale dei fossi e dei canali nelle aree agricole senza prevedere un nuovo e/o diverso recapito per le acque di scorrimento intercettate.

L'allontanamento delle acque piovane dai piani viari dovrà avvenire recapitando le stesse direttamente alla rete idrografica. Nel caso in cui tale recapito non sia possibile si dovrà prevedere la realizzazione di sciacqui laterali.

I rilevati non potranno in nessun caso alterare il corso delle acque superficiali incanalate. Allo scopo di mantenere la funzionalità del deflusso delle acque di superficie si dovranno prevedere opportune "luci" di passaggio lungo lo sviluppo del rilevato.

La messa in opera degli impianti tecnologici a mezzo di reti interrato dovrà evitare la variazione e/o la alterazione del reticolo di deflusso delle acque superficiali.

Le eventuali modifiche non dovranno comportare concentrazioni e ristagni di acque nelle aree di intervento e in quelle limitrofe.

Nel progetto in questione, al fine di garantire la regimazione del deflusso naturale delle acque meteoriche è previsto l'impiego di cunette, fossi di guardia e drenaggi opportunamente posizionati:

- ❖ le cunette saranno realizzate su entrambi i lati della pista e lungo il perimetro della piazzola;
- ❖ i fossi di guardia saranno realizzati qualora le indagini geognostiche in fase di progettazione esecutiva lo richiedessero;
- ❖ i drenaggi adempiranno allo scopo di captare le acque che potranno raccogliersi attorno alla fondazione degli aerogeneratori, al fine di preservare l'integrità di quest'ultima.

7.4 Scavi

Scavi a sezione obbligata per la realizzazione delle fondazioni

Gli scavi di fondazione riguarderanno la messa in opera dei plinti di fondazione, nel qual caso saranno a sezione ampia/obbligata. Gli scavi saranno effettuati con mezzi meccanici, evitando scoscendimenti e franamenti.

I materiali rinvenuti dagli scavi, realizzati per l'esecuzione delle fondazioni, nell'ordine:

- ❖ saranno utilizzati per il rinterro di ciascuna fondazione;

- ❖ potranno essere impiegati per il ripristino dello stato dei luoghi, relativamente alle opere temporanee di cantiere;
- ❖ potranno essere impiegati per la realizzazione/adequamento delle strade e/o piste nell'ambito del cantiere (pertanto in situ);
- ❖ se in eccesso rispetto alla possibilità di reimpiego in situ, saranno gestiti quale rifiuti ai sensi della parte IV del D.Lgs. 152/2006 e trasportati presso un centro di recupero autorizzato o in discarica.

Di seguito si riporta il computo dei volumi di scavo e di riporto previsti in progetto per la messa in opera dei cavidotti.

Ad oggi, infatti, la società proponente l'impianto, per l'impiego del materiale rinveniente gli scavi, non ha la disponibilità di siti differenti da quello interessato dall'intervento. Pertanto, il materiale non utilizzabile direttamente in situ sarà catalogato e gestito ai sensi della parte IV del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

Nell'ottica della prevenzione e riduzione della produzione di rifiuti, qualora la ditta appaltatrice ed esecutrice i lavori avrà a disposizione siti di conferimento finali differenti da quello in cui il materiale è stato prodotto, la stessa provvederà a caratterizzare il materiale ai sensi delle disposizioni delle norme vigenti in materia di terre e rocce da scavo.

Scavi a sezione ristretta per la messa in opera dei cavidotti

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavidotti, avranno ampiezza minima necessaria alla posa per ciascuna tratta, in conformità con le norme di settore, del numero di cavidotti ivi previsti e profondità minima di circa 1,2/1,3m. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositate in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro.

Gli scavi saranno effettuati con mezzi meccanici, evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi.

Per la realizzazione dell'infrastruttura di canalizzazione dei cavi dovranno essere osservate le seguenti prescrizioni di carattere generale:

- ❖ attenersi alle norme, ai regolamenti ed alle disposizioni nazionali e locali vigenti in materia di tutela ambientale, paesaggistica, ecologica, architettonico-monumentale e di vincolo idrogeologico;
- ❖ rispettare, nelle interferenze con altri servizi le prescrizioni stabilite; collocare in posizioni ben visibili gli sbarramenti protettivi e le segnalazioni stradali necessarie;
- ❖ assicurare la continuità della circolazione stradale e mantenere la disponibilità dei transiti e degli accessi carrai e pedonali; organizzare il lavoro in modo da occupare la sede stradale e le sue pertinenze il minor tempo possibile.

I materiali rinvenuti dagli scavi, realizzati per l'esecuzione della messa in opera dei cavidotti, nell'ordine:

- ❖ saranno utilizzati per il rinterro;
- ❖ se in eccesso rispetto alla possibilità di reimpiego in situ, saranno gestiti quale rifiuti ai sensi della parte IV del D.Lgs. 152/2006 e trasportati in discarica autorizzata e/o, ove possibile, conferiti presso impianto di recupero di rifiuti.

Ad oggi, infatti, la società proponente l'impianto, per l'impiego del materiale rinveniente gli scavi, non ha la disponibilità di siti differenti da quello interessato dall'intervento. Pertanto, il materiale non utilizzabile direttamente in situ sarà catalogato e gestito ai sensi della parte IV del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

Nell'ottica della prevenzione e riduzione della produzione di rifiuti, qualora la ditta appaltatrice ed esecutrice i lavori avrà a disposizione siti di conferimento finali differenti da quello in cui il materiale è stato prodotto, la stessa provvederà a caratterizzare il materiale ai sensi delle disposizioni delle norme vigenti in materia di terre e rocce da scavo.

Descrizione lavori	Volumetria (m ³)
Scavo per realizzare il cavidotto MT	19.916,25
<i>materiale rinveniente dallo scavo del cavidotto da conferire in discarica, compreso il fresato</i>	3.983,25
Materiale rinveniente dallo scavo del cavidotto riutilizzabile come MPS per il rinterro dello stesso	11.949,75
Materiale rinveniente dallo scavo del cavidotto riutilizzabile come MPS in altri rinterri	3.983,25
Sterro – Riporto	3.983,25

Tabella 6 - Stima dei volumi di scavo e riporto per la realizzazione del cavidotto

7.5 Interferenze cavidotti interrati

Incroci con tubazioni metalliche interrate

Per la risoluzione dell'interferenza tra il tragitto di messa in opera dei cavidotti MT e le tubazioni/condotte sotterranee, è previsto:

- ❖ nel caso di condutture poco profonde, l'utilizzo di tecnologia no dig (TOC - Trivellazione Orizzontale Controllata), che consentirà il sottopasso della infrastruttura esistente. Il sottopasso dei cavi avverrà introducendo gli stessi nella tubazione messa in opera a rivestimento del foro effettuato mediante la perforazione orizzontale controllata. La posa del cavidotto sarà realizzata mediante l'utilizzo di tubi della tipologia normata. Le tipologie dei tubi da impiegare sono definite in relazione alla resistenza all'urto ex CEI 23-46.
- ❖ nel caso di condutture profonde, la messa in opera dei cavidotti sarà effettuata con la usuale modalità di posa utilizzata per l'installazione dei cavidotti al margine della sede stradale, fermo restando le dovute autorizzazioni e pareri, nonché l'applicazione delle distanze e norme tecniche di cui alla documentazione ENEL "Interferenza tra cavi di energia ed altre canalizzazioni, opere e strutture".

La TOC, partendo dal piano campagna, permette di installare tubazioni al di sotto di tali criticità, preservando l'integrità delle superficie ed evitando interferenze con le peculiarità ambientali e gli usuali impieghi delle aree interessate dall'intervento. La tecnologia riduce al

minimo l’impatto ambientale, non richiedendo alcuno scavo lungo la traiettoria di posa della condotta.

Reticolo idrografico

Il superamento del tratto interferente con il reticolo idrografico potrà essere realizzato:

- ❖ mediante sottopasso dello stesso, da effettuarsi con tecnologia “no dig”, mediante sistema “Microtunnelling – Pilot System”.

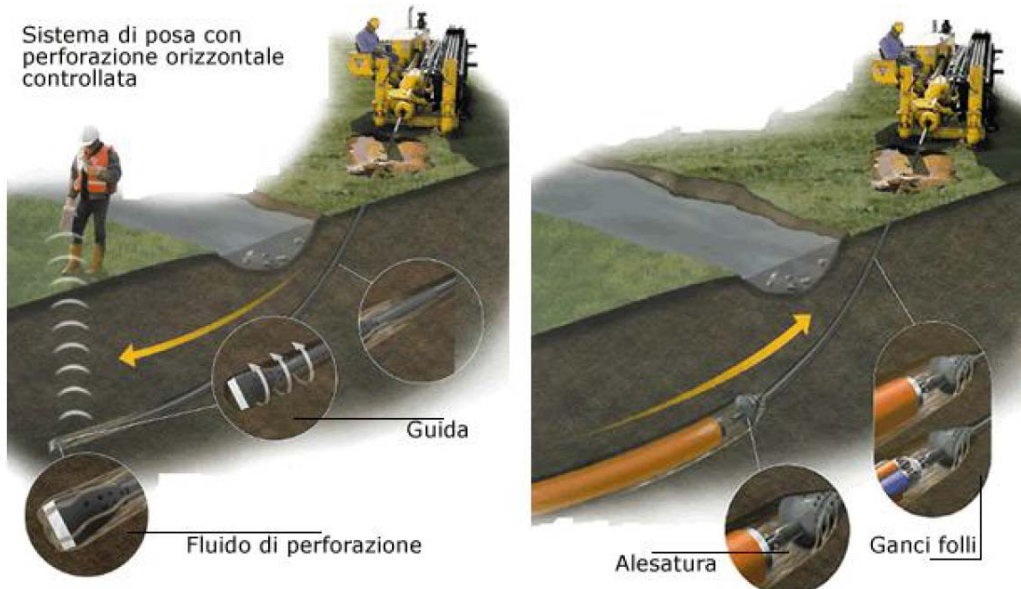


Figura 6 - Posa in opera tubazione per alloggiare cavi

Il sottopasso dei cavi avverrà introducendo gli stessi nella tubazione messa in opera a rivestimento del foro effettuato mediante la perforazione orizzontale controllata. La posa del cavidotto sarà realizzata mediante l’utilizzo di tubi della tipologia normata. Le tipologie dei tubi da impiegare sono definite in relazione alla resistenza all’urto ex CEI 23-46.

La messa in opera dei cavidotti con tecnologia “no dig” garantisce che:

- il deflusso delle acque non sia in alcun modo alterato. La struttura esistente dedicata alla canalizzazione delle acque al di sotto della viabilità asfaltata esistente non subisce alcun tipo d’intervento, conservando l’attuale sicurezza idraulica.
- l’alveo ed il letto del canale non siano in alcun modo interessati dalle opere in progetto in quanto l’attraversamento è del tipo sottopassante le canalizzazioni esistenti. In tal modo è garantita la funzionalità idraulica del canale anche durante le operazioni di cantiere.
- il tracciato del sottoattraversamento risulta essere rettilineo e, per quanto possibile normale all’asse del canale secondo la direzione dell’esistente struttura di regimazione. Questo minimizza gli impatti delle opere da realizzare per quel che attiene il rumore, la movimentazione del terreno, trattamento materiali di risulta;
- la direzione di posa in opera seguirà il margine asfaltato della viabilità esistente.

- ❖ ove esistenti idonee sovra-infrastrutture, mediante ancoraggio del/dei cavi sul parametro di valle dell'opera esistente (ponte, passerella), garantendo l'assenza di interferenze con la sezione libera di deflusso dell'opera medesima.

7.5.1 Cabina di consegna

A seguito di apposita richiesta di connessione, la Società En.It Italia srl ha ottenuto e successivamente accettato le due Soluzioni Tecniche Minime Generale (STMG):

- ❖ Codice Pratica n. **202002069** di potenza pari a **30 MW**;
- ❖ Codice Pratica n. **202002223** di potenza pari a **25 MW**.

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano", nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

Le Sotto Stazioni Elettriche Utente (SSEU) di trasformazione MT/AT prevista in progetto hanno la duplice funzione di:

- ❖ raccogliere l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco eolico mediante la rete di cavidotti,
- ❖ convertire la stessa energia da MT ad AT.

Il tutto finalizzato alla consegna in AT dell'energia prodotta dal parco eolico alla stazione elettrica del gestore TERNA S.p.A.

Come detto, il sistema realizzato per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori per la connessione alla Rete Nazionale prevede:

- ❖ l'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT,
- ❖ la realizzazione di una linea AT (una per ogni STMG) tra la stessa nuova Sotto Stazione Elettrica Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

Nella SSEU MT/AT vengono individuate le seguenti aree:

- ❖ Area Locali strumentazione elettrica collocata all'interno dei Locali Tecnici;
- ❖ Area Trasformatore/i;
- ❖ Area componenti elettromeccaniche;
- ❖ Area Libera brecciata e area Libera asfaltata.

Per migliori particolari e gli ingombri si rimanda alla lettura della allegata documentazione progettuale.

7.5.2 Trasporto dei componenti di impianto

Durante la realizzazione dell'opera vari tipi di automezzi avranno accesso al cantiere:

- ❖ automezzi speciali utilizzati per il trasporto delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore;
- ❖ betoniere per il trasporto del cemento;

- ❖ camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- ❖ altri mezzi di dimensioni minori per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- ❖ le due autogrù, quella principale e quella ausiliaria, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

Le gru stazioneranno in cantiere per tutto il tempo necessario ad erigere le torri e a installare gli aerogeneratori, e sarannolocate nelle aree di lavoro preposte.

L'utilizzo dei mezzi di trasporto speciale con ruote posteriori del rimorchio manovrabili e sterzanti permetterà l'accesso a strade di ampiezza minima pari a 5m.

Saranno predisposti percorsi alternativi allo scopo di evitare particolari rallentamenti del traffico ordinario.

È anche previsto il ripristino delle strade eventualmente danneggiate durante la realizzazione dell'opera.

7.6 Descrizione fase di esercizio

L'impianto proposto è un impianto industriale finalizzato alla produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento della fonte rinnovabile eolica ed alla immissione dell'energia prodotto nella Rete di Trasmissione Nazionale.

La quantità di energia annua prodotta dall'impianto eolico proposto è funzione dei parametri tecnici che caratterizzano ciascun aerogeneratore e di quelli anemometrici che qualificano il sito in cui le macchine sono installate.

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore è quindi trasferita, mediante cavidotto interrato MT 30 kV alla sottostazione elettrica di utenza in cui si passa da MT (30 kV) a AT (36 kV) e, quindi, alla nuova stazione di trasformazione della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano".

La conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e quindi in energia elettrica avviene attraverso gli aerogeneratori, macchine costituite da rotore tripala: le azioni aerodinamiche prodotte dal vento sulle pale profilate producono la rotazione del rotore e dell'albero su cui è calettato. Tale albero è collegato ad un generatore, che converte l'energia meccanica di rotazione del rotore, indotta dal vento, in energia elettrica. L'entità della potenza estratta è, naturalmente, legata alla velocità di rotazione del rotore.

Per ricavare l'energia producibile è necessario servirsi del diagramma di potenza (Curva di potenza) caratterizzante l'aerogeneratore considerato, che fornisce il valore di potenza estraibile in relazione ai differenti valori assunti dalla velocità del vento, e la distribuzione della probabilità di velocità (densità di probabilità di Weibull). Nota la distribuzione di Weibull del sito, l'andamento del fattore di potenza e la curva di potenza dell'aerogeneratore che si vuole installare, è possibile determinare il numero di ore/anno in cui la macchina è in grado di funzionare e la quantità di energia elettrica prodotta.

7.6.1 Utilizzo del suolo durante la fase di funzionamento

In esercizio, le aree occupate saranno quelle interessate dalla Cabina di Consegna, dalle aree di servizio attorno a ciascuna torre, ed alle piste d'impianto.

In particolare, per quanto riguarda la viabilità, non si prevedono variazioni sostanziali di quella esistente, se non la creazione di alcuni tratti ad uso privato e strade di accesso alle WTG

8 IL PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

È stato prodotto uno elaborato *2022030_6.3.1_PianoDismissioneRipristino* che descrive il piano di dismissione degli impianti, di ripristino dello stato dei luoghi, comprensivo di stima dei costi di dismissione dell'impianto stesso, di ripristino dello stato dei luoghi e delle misure di reinserimento e recupero ambientale proposte.

La dismissione di un impianto eolico è un processo relativamente lineare, e nella maggior parte dei casi il terreno può essere riportato alle condizioni *ante operam* alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, essendo reversibili le modifiche prodotte al territorio.

Nelle analisi tecniche ed economiche si usa fare riferimento ad una vita utile di un impianto eolico complessiva di 25-30 anni, al termine dei quali si provvederà alla dismissione dell'impianto ed al ripristino dei luoghi.

In alternativa allo smantellamento dell'impianto, potrà essere considerato il ricondizionamento o il potenziamento. Al momento della dismissione definitiva dell'impianto, non si opererà una demolizione distruttiva, ma un semplice smontaggio di tutti i componenti (sezioni torri, pale eoliche, strutture di sostegno, quadri elettrici, cabine elettriche), provvedendo a smaltire adeguatamente la totalità dei componenti nel rispetto della normativa vigente, senza dispersione nell'ambiente dei materiali e delle sostanze che li compongono.

La dismissione si presenta comunque relativamente facile se confrontata con quella di centrali di tipologia diversa. È importante tener presente che materiali o elementi pericolosi sono tassativamente esclusi dalla progettazione dell'impianto e durante la sua realizzazione.

Il decommissioning sarà effettuato secondo un programma preciso e definito.

La disinstallazione di ognuna delle unità produttive verrà effettuata con mezzi e attrezzatura appropriata. Ovviamente sarà rispettato preventivamente l'obbligo della comunicazione a tutti gli Enti interessati della dismissione o ricondizionamento o potenziamento delle componenti di impianto.

Le opere edili presenti nell'impianto da demolire a fine vita dell'impianto eolico sono:

- ❖ piazzole definitive;
- ❖ fondazioni per ogni aerogeneratore (armature, getto cls, etc);
- ❖ cavidotto in area piazzola e pista di accesso;
- ❖ strada di accesso alla piazzola dell'aerogeneratore;
- ❖ cavidotti di collegamento tra gli aerogeneratori;
- ❖ cavidotti di collegamento alla cabina di consegna MT;
- ❖ cavidotto di collegamento tra la cabina di consegna e la CP ;
- ❖ fondazioni cabina elettrica di consegna MT;
- ❖ cavidotti interrati interni.

Le componenti e gli impianti elettromeccanici presenti nell'impianto da demolire a fine vita sono:

- ❖ aerogeneratori;
- ❖ impianto elettrico aerogeneratori;

- ❖ coimpianto elettrico MT/AT di connessione e consegna.

8.1 Dismissione opere edili

Alcune Opere Edili saranno già state demolite alla fine del cantiere ripristinando la configurazione *ante operam*, come ad esempio:

- ❖ Rimozione Area per Stoccaggio Pale WTG e successivo ripristino terreno agrario;
- ❖ Rimozione Piazzola Temporanea di cantiere e successivo ripristino con terreno agrario;
- ❖ Rimozione Viabilità Temporanea con ripristino all'originario stato dei luoghi;
- ❖ Rimozione Allargamenti Temporanei per l'accesso delle componenti delle WTG all'area di cantiere con ripristino all'originario stato dei luoghi.

Mentre a fine vita dell'impianto per quanto riguarda le opere edili in dismissione, gli interventi, suddivisi per macro-voci, consisteranno essenzialmente in:

- ❖ Realizzazione delle Piazzole per il Cantiere di Smontaggio delle WTG. Le piazzole in questione saranno di dimensioni idonee al posizionamento delle gru ed allo stoccaggio delle componenti smontate, cercando di limitare al minimo indispensabile gli ingombri in pianta.
- ❖ Rimozione delle Piazzole per il cantiere di Smontaggio WTG e, se richiesto, delle Piazzole Definitive e della Viabilità Definitiva di Accesso alle Piazzole Definitive con realizzazione ex novo, ove necessario, di cunette laterali ed altre opere per la canalizzazione acque meteoriche;
- ❖ Annegamento delle strutture in calcestruzzo sotto il profilo del suolo.
- ❖ Demolizione parziale o totale, se richiesto, dei plinti di fondazione con Trasporto a rifiuto del materiale demolito.
- ❖ Copertura con terreno vegetale di tutte le cavità createsi con lo smantellamento del plinto.

8.2 Smontaggio aerogeneratori

Lo smontaggio dell'aerogeneratore prevede, una volta che le varie parti siano state calate a terra, la sezionatura in modo da ridurre le dimensioni dei pezzi e permettere quindi l'impiego di automezzi di minori dimensioni.

Le attività di smontaggio producono le stesse problematiche della fase di costruzione: emissioni di polveri prodotte dagli scavi, dalla movimentazione di materiali sfusi, dalla circolazione dei veicoli di trasporto su strade sterrate, ecc.; i disturbi provocati dal rumore del cantiere e del traffico dei mezzi pesanti.

Saranno quindi riproposte tutte le soluzioni e gli accorgimenti tecnici adottati nella fase di costruzione. Si rimanda alla relazione di progetto Studio di fattibilità ambientale per gli approfondimenti.

I siti dismessi degli aerogeneratori saranno quindi restituiti alla condizione e agli usi originari, mediante:

- ❖ gli interventi necessari per il modellamento del terreno, la stesura di terreno vegetale dove necessario, le lavorazioni agronomiche richieste per il tipo di copertura vegetale previsto;

- ❖ gli impianti di vegetazione in accordo con le associazioni vegetali rilevate.

Le misure di ripristino e di recupero ambientale interesseranno anche quelle parti di strade che nel corso della fase di dismissione avranno subito dei danni.

Più in dettaglio la rimozione delle turbine eoliche seguirà la seguente procedura:

- ❖ sistemazione delle aree interessate dagli interventi di dismissione (viabilità di accesso, viabilità di servizio, ecc.);
- ❖ preparazione delle aree di smontaggio (piazzole di servizio) per consentire l'accesso degli automezzi;
- ❖ posizionamento dell'autogrù nelle aree di smontaggio (qualora per il posizionamento dell'autogrù risultasse necessario l'allargamento delle piazzole esistenti si provvederà alla zollatura delle superfici coperte da vegetazione per il successivo reimpianto al termine dei lavori);
- ❖ rimozione di tutti gli olii utilizzati nei circuiti idraulici dell'aerogeneratore, nei trasformatori, ecc. e successivo trasferimento e smaltimento presso aziende autorizzate al trattamento degli olii esausti;
- ❖ scollegamento cablaggi elettrici;
- ❖ smontaggio e posizionamento a terra del rotore e delle pale, separazione a terra delle varie parti (mozzo, cuscinetti pale, parti ferrose, ecc.) per consentire il carico sugli automezzi;
- ❖ taglio pale a dimensioni trasportabili con mezzi ordinari;
- ❖ smontaggio e posizionamento a terra della navicella, smontaggio cover in vetroresina e recupero degli olii esausti e dei liquidi ancora presenti nelle varie componenti meccaniche;
- ❖ smontaggio e posizionamento a terra dei conci della torre, taglio a dimensioni trasportabili con mezzi ordinari;
- ❖ recupero e smaltimento degli apparati elettrici;
- ❖ lavori di movimentazione del terreno in modo da ricostruire il profilo originario del suolo e per il corretto deflusso delle acque meteoriche;
- ❖ recupero ambientale dei siti attraverso gli interventi di ingegneria naturalistica (inerbimento, impianto delle zolle erbose trapiantate, impianto di arbusti ed alberi di specie autoctone, ecc.).
- ❖ Per ogni macchina si procederà al disaccoppiamento e separazione dei macro-componenti (generatore, mozzo, torre, etc.).

Verranno quindi selezionati i componenti:

- ❖ riutilizzabili;
- ❖ riciclabili;
- ❖ da rottamare secondo le normative vigenti;
- ❖ materiali plastici da trattare secondo la natura dei materiali e le normative vigenti.

La rimozione delle torri e degli aerogeneratori comporta tempi e conseguenti impatti limitati.

Le pale, una volta smontate, verranno posizionate tramite apposita gru su autoarticolati in maniera tale da poter provvedere al trasporto presso il costruttore per il loro ricondizionamento e il successivo riutilizzo.

L'insieme delle fasi di smantellamento delle strutture fuori terra si stima che possa comportare tempi prossimi ai 10 giorni per torre.

8.3 Rimozione dell'elettrodotto interrato

La rimozione dell'elettrodotto interrato, se esplicitamente richiesto dai gestori delle strade, avverrà mediante smantellamento del cavidotto con recupero di cavi interrati, pozzetti, cavi di segnalazione telematica. Fermo restando che è auspicabile non rimuoverli per mantenere l'integrità della fondazione stradale.

8.4 Sistemazione viabilità

Avverrà con la seguente procedura:

- ❖ Sistemazione finale della viabilità con realizzazione delle necessarie opere d'arte (cunette, attraversamenti);
- ❖ Interventi di manutenzione delle strade di accesso e delle opere d'arte di salvaguardia geomorfologica ed idrologica.

8.5 Rimozione delle componenti elettromeccaniche della cabina di consegna

Con la stessa metodica e attenzione attuate per la rimozione degli aerogeneratori si opererà per la dismissione delle componenti elettromeccaniche della cabina di consegna, saranno perciò:

- ❖ smontati tutti gli impianti e le componenti elettromeccaniche;
- ❖ smontati i locali tecnici;
- ❖ demolite tutte le fondazioni, la recinzione ed i piani asfaltati e non, con le relative fondazioni stradali;
- ❖ ricostruito il piano originario con apporto di materiale vegetale.

Anche in questo caso verranno selezionati i componenti riutilizzabili, riciclabili, da rottamare secondo le normative vigenti, i materiali plastici da trattare secondo la natura dei materiali e le normative vigenti.

8.6 Interventi generali

Fermo restando che saranno anche effettuati:

- ❖ Interventi per la messa in sicurezza dei luoghi (segnaletica, barriere di segnalazione degli accessi, ecc.);
- ❖ Trasporto a discarica di tutto il materiale in eccesso proveniente dagli scavi e non ulteriormente utilizzabile, in quanto non idoneo al riutilizzo.

8.7 Recupero dei materiali derivanti dalla dismissione

Come già detto in precedenza, i lavori di dismissione dell'impianto eolico saranno eseguiti da ditte specializzate, organizzate con squadre munite di attrezzature idonee per le tipologie di lavorazione previste.

I componenti dell'aerogeneratore e delle parti elettriche (cavidotti e macchinari elettromeccanici), una volta smontati, verranno selezionati per tipo di materiale e quindi destinati ai trattamenti di recupero e successivo riciclaggio presso aziende autorizzate specializzate.

8.7.1 La gestione dei rifiuti speciali

La gestione dei rifiuti speciali prodotti dalle attività di dismissione sarà conforme alle prescrizioni e modalità stabilite nella parte IV del D. Lgs 152/2006, attraverso le seguenti fasi:

❖ Classificazione e caratterizzazione dei rifiuti

Per attribuire il corretto codice ad un rifiuto si procederà come segue:

- identificare la fonte, o meglio l'attività produttiva che genera il rifiuto consultando i titoli dei capitoli da 01 a 12 o da 17 a 20 per risalire al codice a sei cifre riferito al rifiuto in questione, (ad eccezione dei codici dei suddetti capitoli che terminano con le cifre 99);
- se nessuno dei codici dei capitoli da 01 a 12 o da 17 a 20 si presta per la classificazione di un determinato rifiuto, occorre esaminare i capitoli 13, 14 e 15 per identificare il codice corretto;
- se nessuno di questi codici risulta adeguato, occorre definire il rifiuto utilizzando i codici di cui al capitolo 16;
- se un determinato rifiuto non è classificabile neppure mediante i codici del capitolo 16, occorre utilizzare il codice 99 (rifiuti non altrimenti specificati) preceduto dalle cifre del capitolo che corrisponde all'attività identificata al precedente punto

❖ Conferimento dei rifiuti nelle aree di deposito temporaneo interne al cantiere, organizzate mediante contenitori/casse scarrabili preliminarmente identificate con i rispettivi codici CER e/o pittogrammi di rischio (nel caso di produzione di rifiuti pericolosi).

Per deposito temporaneo s'intende il raggruppamento dei rifiuti effettuato prima della raccolta, nel luogo in cui gli stessi sono prodotti o per gli imprenditori agricoli di cui all'articolo 2135 del Codice civile, presso il sito che sia nella disponibilità giuridica della cooperativa agricola ivi compresi i consorzi agrari di cui gli stessi sono soci.

Ai sensi dell'art. 183 del D.lgs. 152/2006 e succ. mod. punto bb) è previsto che:

il "deposito temporaneo" deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute. Devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose.

I rifiuti pericolosi devono essere sempre identificabili attraverso l'apposizione di etichette o targhe indicante il codice CER e rispettare le specifiche normative inerenti

allo stoccaggio di sostanze pericolose eventualmente contenute nei rifiuti prodotti, devono essere gestiti in maniera da non creare pregiudizio all'ambiente ed alla salute. Ai sensi dell'art. 183 i rifiuti possono essere tenuti in stoccaggio in attesa del loro conferimento a terzi autorizzati senza necessità di autorizzazione, purché nel rispetto di alcune condizioni:

- il deposito deve essere effettuato prima della raccolta, nel luogo in cui sono prodotti;
 - il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche,
 - i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento con cadenza almeno trimestrale o quando il deposito raggiunge i 30 m³ di cui al massimo 10 m³ di rifiuti pericolosi;
 - il termine di durata del deposito temporaneo è di un anno se il quantitativo di rifiuti in deposito non supera i metri cubi sopra specificati.
- ❖ Conferimento a terzi autorizzati al trasporto e al recupero/smaltimento finale dei singoli codici CER

A seguire una schematizzazione dell'intero processo di gestione dei rifiuti in oggetto:

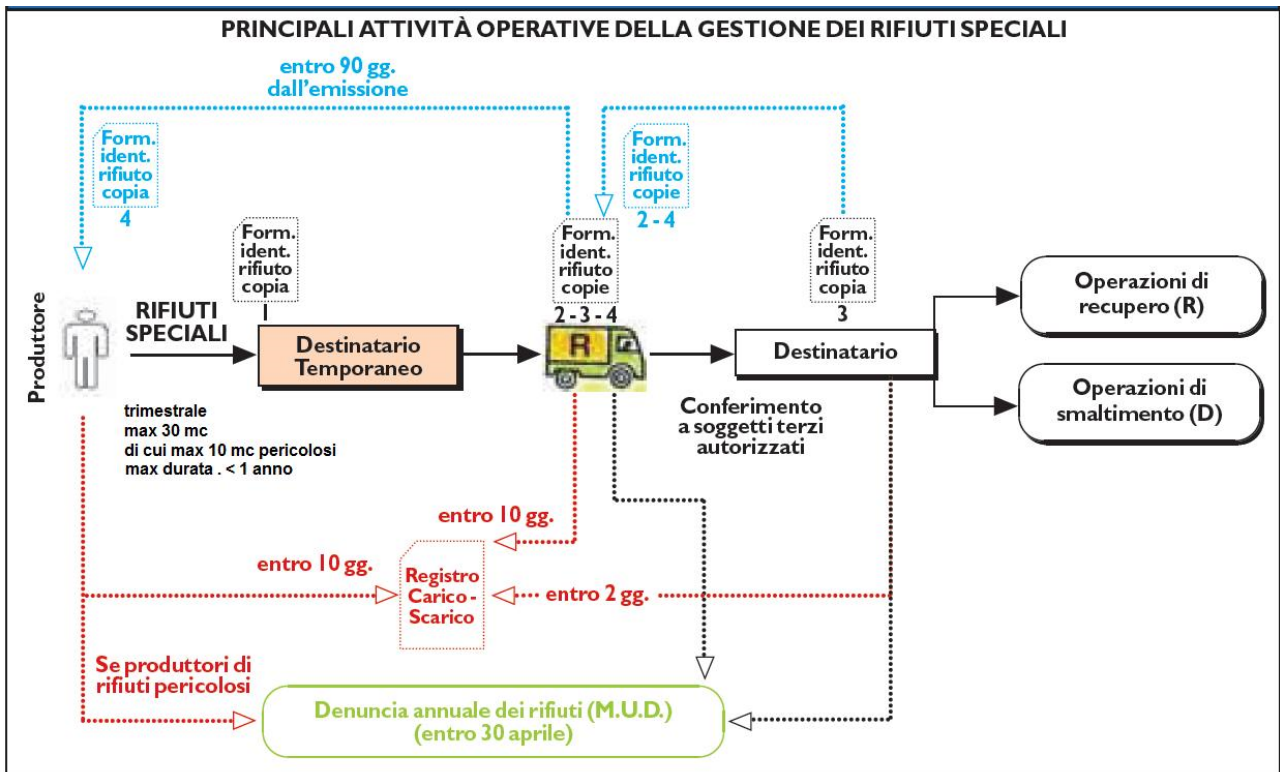


Figura 7 – Principali attività operative della gestione dei rifiuti speciali

Di seguito si riporta, a puto titolo esemplificativo, l'elenco dei codici CER attesi:

- ❖ 20 01 36 apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici);
- ❖ 17 01 01 Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche);
- ❖ 17 04 05 Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici);
- ❖ 17 04 11 Cavi;
- ❖ 17 02 03 Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici);
- ❖ 17 05 08 Pietrisco (derivante dalla demolizione della viabilità);
- ❖ 17 05 04 Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03 (derivante dalla rimozione della ghiaia della viabilità).

8.8 Rinaturalizzazione del sito, delle piazzole e della viabilità di servizio

Al termine delle operazioni di smontaggio, messa a terra, sezionatura, selezione delle componenti e carico negli automezzi per il loro allontanamento, verranno eseguiti gli interventi di rinaturalizzazione del sito, della piazzola di smontaggio e della viabilità di servizio. Gli interventi tipo saranno:

- ❖ eventuali trapianti dal selvatico di zolle;
- ❖ smantellamento delle massicciate in pietrisco dove presenti;
- ❖ trasporto di inerti, terreno e terreno vegetale necessari per i riporti;
- ❖ modellamento del terreno per ripristinare la morfologia originaria dei siti;
- ❖ ricostruzione dello strato superficiale di terreno vegetale idoneo per gli impianti vegetali;
- ❖ realizzazione degli interventi di stabilizzazione e di consolidamento con tecniche di ingegneria naturalistica dove richiesto dalla morfologia e dallo stato dei luoghi;
- ❖ inerbimento mediante semina a spaglio o idrosemina di specie erbacee delle fitocenosi locali; trapianti delle zolle e del cotico erboso nel caso in cui queste erano state in precedenza prelevate;
- ❖ impianto di specie vegetali ed arboree scelte in accordo con le associazioni vegetali rilevate.

8.8.1 Operazioni di ripristino ambientale

Le opere di ripristino della cotica erbosa possono attenuare notevolmente gli impatti sull'ambiente naturale, annullandoli quasi del tutto nelle condizioni maggiormente sfavorevoli. Le opere di ripristino possono essere estese a tutti gli interventi che consentono una maggiore conservazione degli ecosistemi ed una maggiore integrazione con l'ambiente naturale.

Nel caso della realizzazione di un impianto eolico, tali interventi giocano un ruolo di assoluta importanza.

Difatti le operazioni di ripristino possono consentire, attraverso una efficace minimizzazione degli impatti, la conservazione degli habitat naturali presenti.

Le opere di ripristino degli impianti eolici, si riferiscono essenzialmente al rinverdimento e al consolidamento delle superfici sottratte per la realizzazione dei percorsi e delle aree necessarie alla realizzazione dell'impianto.

Il concetto generale è quello di impiegare il più possibile tecnologie e materiali naturali, ricorrendo a soluzioni artificiali solo nei casi di necessità strutturale e/o funzionale. Deve comunque essere adottata la tecnologia meno complessa e a minor livello di energia (complessità, tecnicismo, artificialità, rigidità, costo) a pari risultato funzionale e biologico.

8.8.2 Opere di copertura e stabilizzazione

Le opere di copertura consistono nella semina di specie erbacee per proteggere il suolo dall'erosione superficiale, dalle acque di dilavamento e dall'azione dei vari agenti meteorologici, ripristinando la copertura vegetale. Sono interventi spesso integrati da interventi stabilizzanti.

Le principali opere di copertura sono: le semine a spaglio, le idrosemine, le semine a spessore, le semine su reti o stuoie, le semine con coltre protettiva (paglia, fieno ecc.).

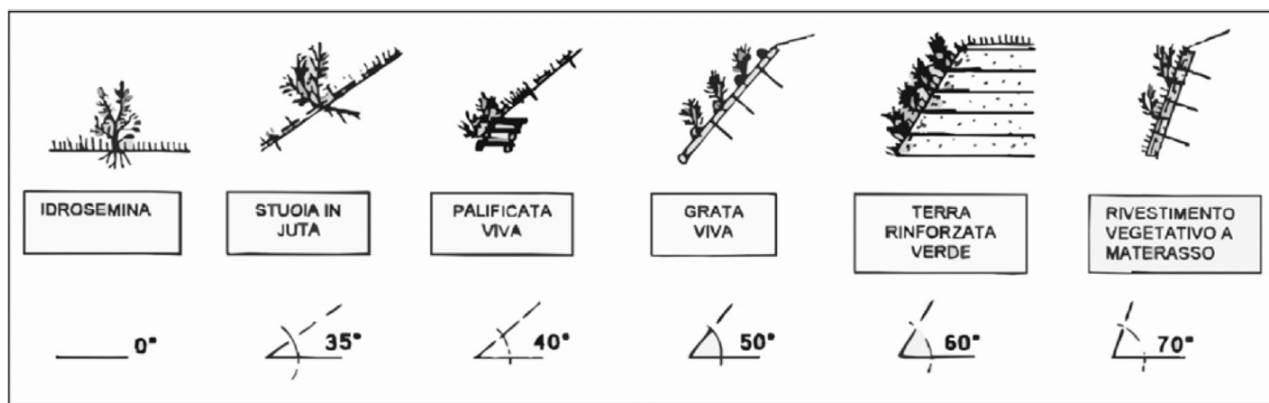


Figura 8 - Opere di ingegneria naturalistica distinte per pendenza

9 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI ALTERNATIVE DEL PROGETTO

Di seguito saranno rappresentate le principali ragioni che, nell'analisi delle alternative progettuali, (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione del progetto, alla tecnologia, all'ubicazione, alle dimensioni e alla portata) compresa l'alternativa zero, hanno condotto alle scelte progettuali adottate.

9.1 Motivazione del progetto

Il progetto in esame, sviluppato in applicazione di tecnologia BAT, si pone l'obiettivo di ampliare le possibilità di produzione di energia elettrica da fonte eolica sfruttando siti privi di caratteristiche naturali di rilievo e ad urbanizzazione poco diffusa nell'auspicio di ridurre le numerose problematiche legate alla interazione tra le torri eoliche e l'ambiente circostante.

L'impianto si configura come tecnologicamente avanzato, in speciale modo in riferimento agli aerogeneratori scelti, selezionati tra le migliori tecnologie disponibili sul mercato (*BAT - Best Available Technology*) e tali da garantire minori impatti ed un corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico – ambientale.

Dal punto di vista paesaggistico il progetto in esame costituisce un cambiamento sia per le peculiarità tecnologiche che lo caratterizzano, sia per l'ambiente in cui si colloca.

Pertanto, è necessario sia valutato in termini di:

- ❖ capacità di risposta all'esigenza iniziale, ossia produrre energia elettrica minimizzando gli impatti, sia in termini ambientali che territoriali;
- ❖ capacità di generare più benessere del "sacrificio" che genera.

Per ciò che attiene il primo punto è da evidenziare che, la scelta di realizzare un impianto eolico con le peculiarità progettuali adottate, se confrontata con le tecnologie tradizionali da fonti non rinnovabili e con le moderne tecnologie da fonte rinnovabile, presenta vantaggi ambientali, tra i quali:

- ❖ garantire un'occupazione superficiale tale da non compromettere le usuali attività agricole;
- ❖ non interessare con attività di sbancamento il sito, grazie a viabilità interna esistente ed alle caratteristiche orografiche delle aree di installazione degli aerogeneratori;
- ❖ minimizzare l'impatto occupazionale delle opere elettriche accessorie all'impianto, seguendo, per la posa e messa in opera delle stesse, la viabilità esistente;
- ❖ contenere l'impatto acustico, mediante l'utilizzo di aerogeneratori di ultima generazione caratterizzati da bassi livelli di emissioni di rumore e rispettando le opportune distanze dagli edifici adibiti ad abitazione anche saltuaria; distanze tali da soddisfare le disposizioni di legge di riferimento;
- ❖ essere completamente rimovibile a fine ciclo produttivo, garantendo al termine della vite utile dell'impianto il pieno ed incondizionato ripristino delle pre-esistenti e vigenti condizioni di aspetto e qualità visiva, generale e puntuale dei luoghi.

In riferimento alla tipologia di impianto proposta, nonché alle specifiche progettuali dello stesso, il progetto proposto è tale da produrre netti vantaggi, sia in termini ambientali che di inserimento territoriale:

- ❖ l'impatto sull'ambiente è minimizzato: non ci sono emissioni di specie inquinanti in atmosfera e i materiali sono riciclabili a fine della vita utile dell'impianto;
- ❖ la produzione energetica è massimizzata, grazie all'impiego di aerogeneratori, in funzione delle caratteristiche di sito, maggiormente performanti;
- ❖ è garantita, in riferimento alle caratteristiche orografiche e geomorfologiche dell'area d'intervento, una notevole producibilità energetica grazie alla disponibilità della risorsa eolica caratterizzante il sito;
- ❖ è garantita una maggiore durata delle parti meccaniche delle macchine grazie alla bassa turbolenza del vento caratterizzante il sito ed al layout d'impianto definito (Low Turbulence Intensity = Longer Lifetime for Turbines);
- ❖ a fine ciclo produttivo ogni opera d'impianto risulta completamente rimovibile;
- ❖ giocare un ruolo determinante nel raggiungimento degli obiettivi ambientali strategici ed energetici, tutelando il territorio e le coste ed impiegando contesti ambientali privi di pregio o emergenze.

Il benessere collettivo è da individuarsi, pertanto, nell'aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto: la produzione di energia elettrica senza che vi siano impatti ambientali rilevanti ed emissione di inquinanti.

A ciò è da associarsi l'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto e delle opere accessorie, che porterà una crescita delle occupazioni ed una specializzazione tecnica che potrà concretizzarsi nella creazione di poligoni industriali tematici ed al rilancio dell'attività della zona. Sia la realizzazione che la conduzione a regime dell'impianto proposto richiederanno personale preparato e dedicato alle attività necessarie per lo svolgimento di tutte le attività richieste. Ciò implicherà un indotto a beneficio della realtà economica e sociale locale.

L'eolico porta benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori.

Uno studio congiunto ANEV - Uil del 2020 sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore. In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

REGIONE	SERVIZIO E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	3.500	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	2.290	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	1.710
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	1.240
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tabella 7 - Il potenziale eolico regionale: benefici occupazionali, Anev 2020

L'unico aspetto che si ritiene costituisca vero costo ambientale dell'opera proposta, assodato il *Life Cycle Assessment* proprio della tecnologia eolica, è la visibilità dell'impianto ed il conseguente impatto visivo che ne scaturisce.

Per valutare a fondo i benefici ambientali derivanti dalla scelta dell'energia eolica è opportuno considerare non solo la fase di esercizio dell'impianto ma l'intero ciclo di vita dello stesso (*"from cradle to grave"*, dalla culla alla tomba), ovvero valutare sia i consumi energetici che le emissioni in atmosfera generate dalle fasi di:

- ❖ produzione componenti;

- ❖ trasporto sul sito;
- ❖ costruzione;
- ❖ gestione esercizio;
- ❖ dismissione impianto e ripristino condizioni *ante operam*.

Lo strumento utilizzato per analisi di questo tipo è il *Life Cycle Assessment (LCA)*. Tramite l’LCA è possibile quantificare, attraverso indici di prestazione ambientale, l’effettivo impatto a lungo termine di un bene, un prodotto o una tecnologia analizzandone l’intero ciclo di vita dalla fornitura della materia prima fino all’utilizzo del prodotto stesso e al suo smaltimento finale. Nel caso particolare di un impianto eolico è interessante valutare due aspetti sostanziali, la quota parte di CO₂ prodotta nell’intero ciclo di vita (per una turbina da 2 MW considerando il mix energetico italiano è pari a circa 1.920 tCO₂) e l’*Energy Pay Back Time (EPBT)*, ovvero il tempo necessario a raggiungere il pareggio tra energia spesa per le fasi di estrazione, produzione, progettazione, trasporto, installazione, futuro smantellamento e riciclaggio dell’opera e quella prodotta in fase di esercizio. Si stima per una turbina eolica un EPBT medio intorno ai 9 mesi. Dopo 9 mesi, quindi, una turbina eolica ha già prodotto l’energia necessaria a tutto il suo ciclo di vita, dall’estrazione delle materie prime necessarie alla costruzione, fino allo smaltimento dell’ultimo componente.

ACCIAIO	90%	RIUTILIZZABILE
ACCIAIO PRIVO DI RUGGINE	90%	RIUTILIZZABILE
GHISA	90%	RIUTILIZZABILE
RAME	95%	RIUTILIZZABILE
ALLUMINIO	90%	RIUTILIZZABILE
PLASTICA - PVC	100%	DISCARICA
FIBRE DI VETRO	100%	DISCARICA
OLIO	100%	INCENERITO
PIOMBO	90%	RIUTILIZZABILE
ZINCO	90%	RIUTILIZZABILE

Riguardo alla fase di dismissione, si può notare come solo una piccola parte dei materiali utilizzati finisca in discarica (vedi immagine).

9.2 Selezione della tecnologia impiegata

Le condizioni anemometriche di sito, per l’approfondimento delle quali si rimanda alla relazione specialistica di progetto, ed il soddisfacimento dei requisiti tecnici minimi d’impianto sono tali da ammettere l’impiego di aerogeneratori aventi caratteristiche geometriche e tecnologiche ben definite.

In particolare, di seguito un elenco delle principali considerazioni valutate per la scelta dell’aerogeneratore:

- ❖ disposizioni della normativa IEC 61400, per la sicurezza e progettazione degli aerogeneratori, nonché la loro applicazione in specifiche condizioni orografiche, la classe di appartenenza dell’aerogeneratore nonché della torre di sostegno dello stesso;
- ❖ caratteristiche anemometriche e potenzialità eoliche di sito e caratteristiche orografiche e morfologiche dello stesso, la producibilità dell’impianto, scegliendo l’aerogeneratore che, a parità di condizioni al contorno, permetta di giustificare

l'investimento e garantisca la massimizzazione del rendimento in termini di energia annua prodotta, nonché di vita utile dell'impianto;

- ❖ distribuzione di eventuali recettori sensibili nell'area d'impianto, la generazione degli impatti prodotta dall'impianto, scegliendo un aerogeneratore caratterizzato da valori di emissione acustica idonei al contesto e tali da garantire il rispetto dei limiti previsti dalle norme di settore;
- ❖ distribuzione di eventuali recettori sensibili nell'area d'impianto, la velocità di rotazione del rotore al fine di garantire la sicurezza relativamente alla rottura degli elementi rotanti ed in termini di ingombro fluidodinamico;
- ❖ qualità, prezzo, tempi di consegna, manutenzione, gestione, l'aerogeneratore che consenta il raggiungimento del miglior compromesso tra questi elementi di valutazione.

9.3 Criteri di scelta dell'ubicazione delle WTG

Il territorio regionale è stato oggetto di analisi e valutazione al fine di individuare il sito che avesse in sé le caratteristiche d'idoneità richieste dal tipo di tecnologia utilizzata per la realizzazione dell'intervento proposto.

In particolare, di seguito i criteri di scelta adottati:

- ❖ studio dell'anemometria, con attenta valutazione delle caratteristiche geomorfologiche del territorio nonché della localizzazione geografica in relazione ai territori complessi circostanti, al fine di individuare la zona ad idoneo potenziale eolico;
- ❖ analisi e valutazione delle logistiche di trasporto degli elementi accessori di impianto sia in riferimento agli spostamenti su terraferma che marittimi: viabilità esistente, porti attrezzati, mobilità, traffico ecc.;
- ❖ valutazione delle peculiarità naturalistiche/ambientali/civiche dell'aree territoriali;
- ❖ analisi dell'orografia e morfologia del territorio, per la valutazione della fattibilità delle opere accessorie da realizzarsi su terraferma e per la limitazione degli impatti delle stesse;
- ❖ analisi degli ecosistemi;
- ❖ infrastrutture di servizio ed utilità dell'indotto, sia in termini economici che occupazionali.

Oltre che ai criteri puramente tecnici, il corretto inserimento dell'impianto nel contesto territoriale richiede che il layout d'impianto sia realizzato nel rispetto delle distanze minime di salvaguardia del benessere della popolazione del luogo e degli elementi paesaggisticamente, ambientalmente e storicamente rilevanti. I piani territoriali di tutela, i piani paesaggistici, i piani urbanistici, nonché le normative finalizzate alla salvaguardia del benessere umano ed al corretto inserimento di tali tipologie di opere nel contesto territoriale prescrivono distanze minime da rispettare, distanze che ovviamente rientrano nella corretta progettazione.

Durante gli studi condotti, nonché tramite l'interpretazione dei dati rilevati da stazioni meteorologiche presenti nella regione, in prossimità della zona di interesse, è stata verificata la presenza di una risorsa eolica in grado di soddisfare i requisiti tecnici minimi richiesti per la realizzazione e messa in esercizio di un impianto eolico.

Per approfondimenti si rimanda alla relazione specialistica di riferimento del progetto definitivo.

9.4 Logistiche di trasporto

La viabilità è caratterizzata da una maglia ben articolata e con caratteristiche idonee alle specifiche esigenze della tecnologia eolica e delle opere accessorie. Il manto stradale risulta in buone condizioni e le carreggiate hanno una larghezza di oltre 4 metri, adatta al transito dei mezzi speciali richiesti dalla realizzazione dell'opera.

L'area d'intervento, così come si evince dagli elaborati grafici di progetto, risulta direttamente accessibile attraverso le strade provinciali e comunali presenti sul territorio ed è caratterizzato da strade vicinali ed interpoderali che saranno impiegate quali viabilità d'impianto, così da ridurre al minimo la necessità di piste di nuova realizzazione per il raggiungimento delle aree d'installazione delle WTG.

Inoltre, la rete ramificata di viabilità statale e provinciale esistente, oltre a rendere agevole il trasporto delle strutture e degli elementi d'impianto, rende efficiente la filiera produttiva in termini di realizzazione, consegna/trasporto, manutenzione.

Al fine di consentire il raggiungimento delle aree di sito, si dovrà intervenire, ove necessario, in corrispondenza degli accessi alle strade provinciali, comunali e vicinali per adeguare i raggi di curvatura, le pendenze e dislivelli alle specifiche esigenze di trasporto degli elementi d'impianto.

9.5 Valutazione delle peculiarità territoriali

Il posizionamento scelto per l'installazione degli aerogeneratori, oltre alle caratteristiche anemologiche di sito, è stato subordinato alla valutazione del contesto paesaggistico ambientale, al rispetto dei vincoli e della tutela del territorio, ed alla disponibilità dei suoli.

Mediante la cartografia di inquadramento delle aree protette regionali in generale e provinciali e comunali in particolare, è stato individuato il sito, e presenta idoneità logistica ed ambientale per la realizzazione dell'intervento proposto.

L'area d'intervento è interessata da altri impianti eolici e da attività agricola produttiva, che conferiscono al paesaggio caratteristiche di antropizzazione tali da non favorire la promozione turistica dell'area e la conservazione dell'integrità paesaggistico ambientale.

Per quanto riguarda le peculiarità ambientali, non vi sono componenti di riconosciuto valore paesaggistico territoriale, né biotipi di interesse biologico-vegetazionale né beni storici. I siti di installazione degli aerogeneratori non insistono in aree protette, ai sensi dei piani paesaggistico-territoriali-urbanistici vigenti.

Per ciò che riguarda il tracciato di messa in opera dei cavidotti interrati a servizio dell'impianto, questo è stato definito in maniera tale da minimizzarne la lunghezza ed interessare territori privi di peculiarità naturalistico – ambientali, ed ove possibili coincidenti con viabilità esistente.

9.6 Condizionamenti dovuti a orografia e morfologia del territorio

L'area di installazione degli aerogeneratori e delle opere connesse è collocata in una porzione di territorio avente una pendenza trascurabile e non risulta interessata da forme di versante a rischio franoso: l'area non rientra in zone franose secondo il quadro dettagliato sulla distribuzione dei fenomeni franosi sul territorio italiano elaborato tramite il Progetto IFFI

(Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia - ISPRA). Pertanto, non sussistono rischi d'innescio di fenomeni di erosione ed alterazioni del profilo naturale del terreno.

La localizzazione degli aerogeneratori nell'area d'intervento è il risultato anche di considerazioni basate sul rispetto dei vincoli intesi a contenere al minimo gli effetti modificativi del suolo ed a consentire la coesistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area.

9.7 Analisi degli ecosistemi

Le analisi condotte hanno mostrato che l'area di impianto non ricade in perimetrazioni in cui sono presenti habitat soggetti a vincoli di protezione e tutela, né beni storici – monumentali ed archeologici, così come si rileva dalla cartografia di riferimento esistente.

In riferimento alla cartografia fornita dal portale della Regione Molise delle aree non idonee all'installazione di impianti da FER (ai sensi del D.G.R. 621/2011 e della L.R. 23/2014 e s.m.i.), si rileva che le aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori non ricadono all'interno di aree non idonee.

Per un'analisi di dettaglio si rimanda all'elaborato grafico di riferimento del progetto definitivo.

Dall'analisi dei rilevamenti cartografici su ortofoto e in riferimento a quanto appurato mediante indagini condotte in situ, si rileva che la massiccia attività agricola condotta nell'area d'installazione degli aerogeneratori, che vede l'impiego di tecniche di coltivazione in netto contrasto con i principi di salvaguardia dell'integrità paesaggistica – naturalistica – ambientale, quali aratura mediante mezzi meccanici, bruciatura delle stoppie ecc., utilizzo di diserbanti, regolare sfalcio della vegetazione, fa sì che l'area d'installazione abbia caratteristiche di antropizzazione tali da escludere che la stessa possa ritenersi a valore ecosistemico.

9.8 Criteri per la definizione del layout

Il posizionamento scelto per l'installazione dell'impianto eolico, come visto, non è subordinato solo alle caratteristiche anemometriche del sito ma anche a vincoli ambientali e di sicurezza dettati dall'esigenza di tutelare elementi importanti nelle finalità di salvaguardia dell'ambiente e dell'equilibrio ecosistemico.

La definizione del layout di impianto è dettata tecnicamente dalla considerazione dell'ingombro fluidodinamico proprio di ciascun aerogeneratore, degli effetti di interferenza fluidodinamica tra le WTG che da esso scaturisce, degli effetti fluidodinamici dovuti alla morfologia del territorio, inteso sia come andamento orografico che copertura del suolo (profili superficiali). Questi ultimi inducono regimi di vento e turbolenza tali da richiedere la massima attenzione nella localizzazione delle macchine, al fine di evitare sollecitazioni meccaniche gravose, in grado di indurre, in breve tempo, rotture a fatica, nonché un notevole deficit nel rendimento e produzione elettrica delle macchine. In riferimento all'ingombro fluidodinamico e all'interferenza tra le macchine che da esso scaturisce, responsabile come accennato di inficiare il corretto funzionamento delle macchine e di indurre notevoli stress meccanici con conseguenze gravi in termini di vite utile dell'impianto, il layout deve essere definito in maniera tale da garantire il massimo rendimento degli aerogeneratori, in termini di produttività, di efficienza meccanica e di vita utile delle macchine.

Oltre che ad i criteri puramente tecnici, il corretto inserimento dell'impianto eolico nel contesto territoriale richiede che il layout d'impianto sia realizzato nel rispetto delle distanze minime di salvaguardia del benessere della popolazione del luogo e degli elementi paesaggisticamente, ambientalmente e storicamente rilevanti. I piani territoriali di tutela, i

piani paesaggistici, i piani inserimento di tali tipologie di opere nel contesto territoriale prescrivono distanze minime da rispettare, distanze che ovviamente rientrano nella corretta progettazione.

Sulla base di tali considerazioni, sono stati quindi selezionati i siti oggetto di intervento.

Inoltre si è tenuto conto delle seguenti alternative:

- ❖ Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera;
- ❖ Alternativa 1 – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia;
- ❖ Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia;
- ❖ Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori;
- ❖ Alternativa 4 – Alternativa localizzativa.

9.9 Alternativa 0 – Realizzazione di nessun'opera

L'opzione zero è l'ipotesi che non prevede la realizzazione del progetto. Il mantenimento dello stato di fatto esclude l'installazione dell'opera e di conseguenza ogni effetto ad essa collegato, sia in termini di impatto ambientale che di benefici.

Dalle valutazioni effettuate risulta che gli impatti legati alla realizzazione dell'opera sono di minore entità rispetto ai benefici che da essa derivano. Come detto, l'impianto si configura come tecnologicamente avanzato, in speciale modo in riferimento agli aerogeneratori scelti, selezionati tra le migliori tecnologie disponibili sul mercato (BAT – *Best Available Technology*) e tali da garantire minori impatti ed un più corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico – ambientale.

L'indotto derivante dalla realizzazione, gestione e manutenzione dell'impianto porterà una crescita delle occupazioni ed una specializzazione tecnica che potrà concretizzarsi nella creazione di poligoni industriali tematici ed al rilancio dell'attività della zona. Lo stesso impianto potrà configurarsi come una nuova attrattiva turistica, nonché quale esempio concreto delle applicazioni di tecnologie finalizzate allo sfruttamento delle fonti rinnovabili, producendo così un nuovo strumento di crescita socio-economica.

Altro aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto è la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti: da una stima basata su uno studio ISPRA del 2018 intitolato "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico" (dati al 2016), risulta che una normale centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, per ogni kWh di energia prodotta genera l'emissione in atmosfera di gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- ❖ 516 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- ❖ 2,5 g/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- ❖ 0,9 g/kWh di NO₂ (ossidi di azoto);
- ❖ 0,1 g/kWh di polveri residue.

Questo significa che in 25 anni di vita utile della centrale eolica di progetto, per la quale si stima una produzione annua non inferiore a 219,41 GWh, una centrale tradizionale produrrebbe:

- ❖ oltre 113215,56 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);

- ❖ oltre 548,52 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- ❖ oltre 197,46 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto);
- ❖ oltre 21,94 tonnellate di polveri residue.

Gli impatti previsti, come approfondito nel dettaglio nella relazione sullo studio dell'impatto ambientale dell'impianto in progetto, sono tali da escludere effetti negativi rilevanti e la compromissione delle biodiversità.

Per ciò che riguarda l'aumento della pressione antropica sul paesaggio è da evidenziare che il rapporto tra potenza d'impianto e occupazione territoriale, determinata considerando l'area occupata dall'installazione degli aerogeneratori e delle opere connesse all'impianto (viabilità, opere ed infrastrutture elettriche) è tale da determinare un'occupazione reale di territorio inferiore al 1% rispetto all'estensione complessiva dell'impianto.

Per ciò che attiene la visibilità dell'impianto, gli aerogeneratori sono identificabili come strutture che si sviluppano essenzialmente in altezza e come tali in grado di indurre una forte interazione con il paesaggio, nella sua componente visuale. Tuttavia, per definire in dettaglio e misurare il grado d'interferenza che un impianto eolico può provocare a tale componente paesaggistica, è opportuno definire in modo oggettivo l'insieme degli elementi che costituiscono il paesaggio e le interazioni che si possono sviluppare tra le componenti e le opere progettuali che s'intendono realizzare. A tal fine si rimanda al capitolo "Stima degli Impatti" della relazione "Studio Impatto Ambientale" (SIA).

Analizzando le alterazioni indotte sul territorio dalla realizzazione dell'opera proposta, da un lato, ed i benefici che scaturiscono dall'applicazione della tecnologia eolica, dall'altro, è possibile affermare che l'alternativa 0 si presenta come non vantaggiosa, poiché l'ipotesi di non realizzazione dell'impianto si configura come complessivamente sfavorevole per la collettività:

- ❖ la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti né occupazione territoriale rilevante, ed ancora senza che il paesaggio sia trasformato in un contesto industriale;
- ❖ la possibilità di nuove opportunità occupazionali che si affiancano alle usuali attività svolte, che continuano ad essere pienamente e proficuamente praticabili;
- ❖ l'indotto generabile;
- ❖ gli impatti paesaggistici associati all'installazione proposta risultino superati dai vantaggi che ne derivano a favore della collettività e del contesto territoriale locale.

9.10 Alternativa I – Utilizzo di aerogeneratori di piccola taglia

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico, viene valutata la realizzazione di un campo eolico, con aerogeneratori di piccola taglia, della medesima potenza complessiva a quella del campo eolico di grande taglia in progetto.

In linea generale, dal punto di vista delle dimensioni, gli aerogeneratori si possono suddividere nelle seguenti taglie:

- ❖ macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- ❖ macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;

- ❖ macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-5.000 kW, diametro del rotore da 80 a 150 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 m.

Per quanto riguarda la piccola taglia (200kW), tali macchine hanno un campo applicativo efficace soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico e diesel).

Si tratta di impianti di scarsa efficienza, anche in considerazione della loro modesta altezza, e che producono una significativa occupazione di suolo per Watt prodotto.

Per ottenere la potenza installata equivalente a quella di progetto (55 MW) si dovrebbe fare ricorso a circa 275 aerogeneratori di piccola taglia da 200 kW, con una ampia superficie occupata e un impatto sul paesaggio piuttosto elevato.

Per tali motivi, l'alternativa 1 si ritiene improponibile.

9.11 Alternativa 2 – Utilizzo di aerogeneratori di media taglia

Supponendo di utilizzare macchine di media taglia (1000 kW), sarebbe necessario installare 55 aerogeneratori per poter raggiungere la potenza prevista di progetto, un numero di wtg comunque maggiore rispetto a quello previsto dal presente impianto proposto.

Impatto visivo. Considerando le Linee guida nazionali del D.M./2010, l'area di potenziale impatto visivo prodotto dagli aerogeneratori viene calcolata come 50 volte l'altezza massima delle wtg di progetto.

Progetto	Num. WTG	Altezza Tip	50 H _{MAX}
Progetto scelto	10	200	10000 m
Alternativa 2	55	125	6250 m

Effettivamente l'area di impatto visivo degli aerogeneratori di progetto (10000 m) sarebbe 1.6 volte maggiore rispetto a quella prodotta dall'installazione di 55 aerogeneratori di media taglia (6250 m).

Tuttavia, l'indice di affollamento sull'area di 55 wtg contro le 10 wtg di progetto, è molto maggiore.

Impatto sul suolo. Considerando la sola occupazione di suolo della piazzola definitiva delle wtg, si riscontra che il suolo occupato da un impianto eolico di media taglia è maggiore rispetto a quello di grande taglia seppur gli aerogeneratori di media taglia necessitano di una piazzola con dimensioni minori.

Progetto	Num. WTG	Area occupata dalle piazzole definitive
Progetto scelto	10	1558 mq x 10 wtg = 15580 mq
Alternativa 2	55	500 mq x 55 wtg = 27500 mq

Gli aerogeneratori di progetto verranno installati in aree agricole; pertanto anche nell'ipotesi di installazione degli aerogeneratori da 1000 kW previsti dall'alternativa 2, è necessario considerare che le 55 wtg vadano ad interessare terreni seminativi.

Ne segue che l'alternativa 2 determinerebbe un maggior consumo di suolo agricolo e dunque un rilevante impatto su elementi caratteristici del paesaggio e sull'economia agricola locale.

Impatto su flora e fauna. È evidente che il numero maggiore di aerogeneratori e il maggior utilizzo del suolo dell'alternativa 2 determina un maggior impatto sulla fauna, soprattutto sull'avifauna, e sulla flora.

Impatto acustico. Il territorio candidato ad ospitare il progetto è caratterizzato da un edificato rado, sparso e diffuso. Ciò rappresenta un vincolo fondamentale nel posizionamento delle WTG al fine di non superare i limiti di normale tollerabilità alle sorgenti sonore, così come indicati all'art. 4 del D.P.C.M 14.11.1997.

Pertanto, l'installazione di 55 aerogeneratori di media taglia, avendo cura di mantenere una congrua distanza dai recettori sensibili e fabbricati adibiti a civile abitazione, comporterebbe l'impegno di un'area particolarmente estesa.

9.12 Alternativa 3 – Utilizzo di pannelli FV in luogo degli aerogeneratori

L'alternativa 3 prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico al posto di quello eolico di progetto.

Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto:

- ❖ A parità di potenza installata (55 MW), l'impianto fotovoltaico ha una produzione di almeno di circa 104 GWh/anno contro i 219,41 GWh/anno dell'impianto eolico di progetto;
- ❖ Per poter raggiungere una potenza di 55 MW, l'impianto fotovoltaico occuperebbe una superficie di circa 80 ettari, a fronte della minore occupazione di suolo che si ha invece con l'installazione degli aerogeneratori.

Impatto visivo. Sicuramente l'impianto eolico produce un impatto visivo maggiore; tuttavia non è da trascurare l'impatto che un impianto fotovoltaico di estensione pari a circa 80 ettari produrrebbe soprattutto nell'area limitrofa all'impianto.

Impatto sul suolo. L'alternativa 3 e dunque l'installazione di un campo fotovoltaico, determinerebbe una maggior occupazione di suolo considerando la possibilità di poter installare circa 1MW in 1,5 ettari.

Impatto su flora e fauna. L'occupazione prevista per la realizzazione del campo fotovoltaico, di un'area piuttosto vasta, per un periodo di tempo di circa 30 anni, potrebbe provare dei danni irreversibili sulla flora, fauna e sugli ecosistemi presenti, anche dopo la dismissione dell'impianto.

9.13 Alternativa 4 – Alternativa localizzativa

Per la delocalizzazione del parco eolico in un altro sito sono stati presi in considerazione le caratteristiche tecniche legate alla natura dei luoghi e ai requisiti di ventosità, da cui dipende la producibilità dell'impianto.

Per tutte le motivazioni su riportate, si è pervenuto all'individuazione dell'attuale layout di impianto e dunque la localizzazione degli aerogeneratori non può essere diversa da quella considerata.

10 QUADRO ECONOMICO DELL'INVESTIMENTO

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato *2022030_15_QuadroEconomico*.

Il valore complessivo dell'opera è stato calcolato considerando le seguenti voci di spesa:

- ❖ Costo totale dei lavori
- ❖ Oneri di sicurezza
- ❖ Oneri di mitigazione
- ❖ Valore aree da acquisire per installazione delle WTG
- ❖ Costi di progettazione e direzione lavori
- ❖ Collaudi
- ❖ Costi di connessione alla RTN
- ❖ Spese varie
- ❖ Costi imprevisti
- ❖ Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge

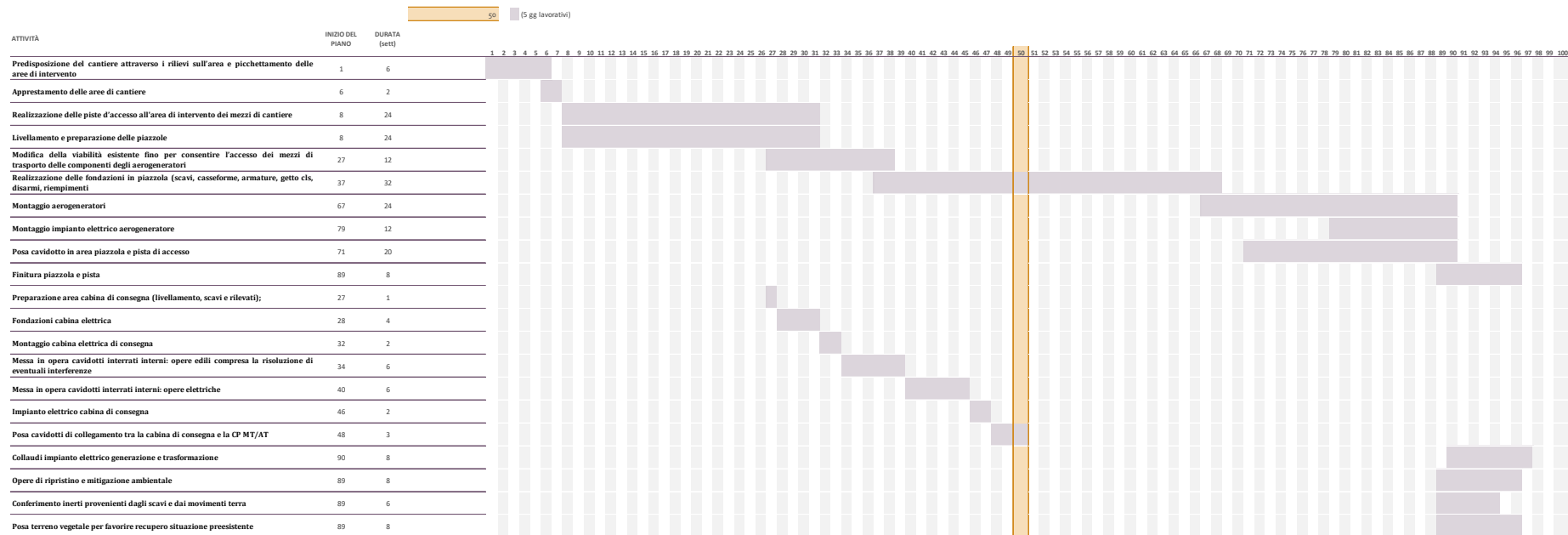
QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	68.678.269,40	10,00%	75.543.898,34
A.2) Oneri di sicurezza	101.138,34	22,00%	123.388,77
A.3) Opere di mitigazione	10.000,00	10,00%	11.000,00
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	16.064,00	22,00%	19.598,08
A.5) Opere connesse	344.000,00	10,00%	378.400,00
TOTALE A	69.147.471,74		76.076.283,19
B) SPESE GENERALI			
B.1 Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	686.762,69	22,00%	837.850,49
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	35.000,00	22,00%	42.700,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	30.000,00	22,00%	36.600,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (includere le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	27.025,58	22,00%	32.971,21
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	107.105,40	22,00%	130.668,59
B.6) Imprevisti	58.000,00	22,00%	70.760,00
B.7) Spese varie	50.163,00	22,00%	61.198,86
TOTALE B	994056,674		1.212.749,14
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	8.500,00	22,00%	10.370,00
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C)	70.150.028,41		77.299.402,34

II ALLEGATO I: ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESE E CONCESSIONI

Elenco degli enti preposti al rilascio delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento.

I2 ALLEGATO 2: CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI COSTRUZIONE

CRONOPROGRAMMA



13 ALLEGATO 3: CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO E RELATIVO COMPUTO METRICO

CRONOPROGRAMMA

