



REGIONE BASILICATA



**PARCO EOLICO SERRA GAGLIARDI
GENZANO DI LUCANIA (PZ)**

ELABORATO DI PROGETTO

Em./Rev.	Data	Red./Dis.	Verificato	Approvato	Descrizione
2	12/02/2016	Ing. M.Martellucci	Ing. M.Martellucci	Ing. F. Di Chiappari	
1	30/07/2014	Ing. M.Martellucci	Ing. M.Martellucci	Ing. F. Di Chiappari	
0	15/05/2010	Ing. M.Martellucci	Ing. M.Martellucci	Ing. F. Di Chiappari	



Redazione: **SKYWIND S.r.l.** via Marconi, 6, 04024 Gaeta (LT)

Titolo dell'allegato:

RELAZIONE GENERALE



Pagine:

1 di 75

Doc.n°:

A.1.

Committente:



SKYWIND  S.r.l. Via Marconi, 6
04024 Gaeta (LT) ITALY

INTRODUZIONE _____	5	1.3.1.4.4. Requisiti tecnici minimi _____	27
1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO _____	5	1.3.1.4.5. Requisiti di sicurezza _____	28
1.1. DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE _____	5	1.3.1.4.6. Requisiti anemologici _____	29
1.2. DATI GENERALI DEL PROGETTO _____	5	1.3.1.4.7. La progettazione _____	30
1.2.1. Ubicazione dell'opera _____	5	1.3.1.4.8. Fase di costruzione _____	31
1.2.2. Dati di progetto _____	7	1.3.1.4.9. Fase di esercizio _____	31
1.3. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO, ED AUTORIZZATIVO 11		1.3.1.4.10. Fase di dismissione _____	32
1.3.1. Concetti basilari sull'energia eolica _____	11	1.3.1.4.11. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione _____	32
1.3.1.1. Il fabbisogno strategico di energia eolica _____	13	1.3.1.4.12. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione _____	33
1.3.1.1.1. Internazionale _____	13	1.3.1.4.13. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03 _____	34
1.3.1.1.2. Europa _____	13	1.3.1.5. Norme e procedure per la valutazione di impatto ambientale e di incidenza _____	34
1.3.1.1.3. Nazionale _____	14	1.3.1.5.1. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del _____ D.Lgs. 387/03	
1.3.1.1.3.1. Il decreto Bersani ed il nuovo meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili _____	17	1.3.1.5.2. Procedure da seguire per la Verifica ex. Art. 10 DPR 12.04.1996 e s.m.i. e per il rilascio del Giudizio di Compatibilità Ambientale es. art. 5 del citato DPR per impianti eolici inshore e offshore e secondo D:Lgs 152/2006 _____	34
1.3.1.1.4. Regionale _____	18	1.3.1.5.3. D.P.R. del 12 aprile 1996 _____	35
1.3.1.2. Normativa di riferimento energetica _____	20	1.3.1.5.4. Recepimento del D.P.R. del 12 aprile 1996 da parte della regione _____ Basilicata	
1.3.1.2.1. Normativa nazionale _____	20	1.3.1.5.5. DPCM 27 dicembre 1988 _____	35
1.3.1.2.2. Normativa regionale _____	21	1.3.1.5.6. D.P.R. n. 357 del 8 settembre 1997 _____	35
1.3.1.3. Normativa di riferimento ambientale _____	22	1.3.1.5.7. _____ Art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE in materia di valutazione di incidenza _____	35
1.3.1.3.1. Strumenti di tutela ambientale a livello comunitario, nazionale e _____ regionale		1.3.1.6. Strumenti di tutela paesaggistico - culturale e di programmazione territoriale _____	36
1.3.1.3.1.1. Protezione natura e biodiversità _____	22	1.3.1.6.1. L. 22/10/1999 n. 490: Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352 _____	36
1.3.1.3.1.2. Normativa internazionale _____	23	1.3.1.6.2. R.D. 30/12/1923 n. 3267: Vincolo idrogeologico _____	36
1.3.1.3.1.3. Normativa comunitaria _____	23		
1.3.1.3.1.4. Normativa nazionale _____	24		
1.3.1.3.1.5. Normativa regionale _____	25		
1.3.1.3.1.6. Direttive CEE 92/43 "Habitat" e 79/409 "Uccelli" _____	25		
1.3.1.3.1.7. Normative sugli elettrodotti _____	26		
1.3.1.4. Il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) _____	26		
1.3.1.4.1. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici di _____ grande generazione			
1.3.1.4.2. Aree e siti non idonei _____	27		
1.3.1.4.3. Aree e siti idonei _____	27		

1.3.1.6.3. L.R. 04-08-1987, n. 20 e s.m.i. L.R. 2 settembre 1993, n. 50 e la Delib.G.R. 23 settembre 2002, n. 1715: Linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale	36	3.7.3. Cavidotti di Alta Tensione 150kv	53
1.3.1.6.4. LR N. 41 DEL 6-09-1978 e s.m.i. Legge Regionale 10.11.1998, n.42 (B.U.R.B. n.65 del 13 novembre 1998) e s.m.i. Legge Regionale n.11 del 26-05-2004 (B.U.R. Basilicata n. 39 del 27-5-2004)	36	3.7.4. Attraversamento viadotti e/o ponti	54
1.3.2. Programma di consultazione agli enti preposti	36	3.8. EVENTUALE SOTTOSTAZIONE DI INGRESSO ALLA STAZIONE DI CONSEGNA RTN	54
1.3.3. Normativa tecnica di riferimento	37	3.9. STAZIONE DI CONSEGNA RTN	55
2. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO DEL CONTESTO	37	4. SCELTA TRACCIATO ELETTRODOTTO	56
2.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INTERVENTO	37	5. DISPONIBILITÀ AREE ED INTERFERENZE	56
2.1.1. Scelta del sito	37	5.1. DISPONIBILITÀ DELLE AREE	56
2.1.2. Compatibilità con gli strumenti urbanistici	38	5.2. INTERFERENZE	56
2.1.3. Ubicazione degli Aerogeneratori ed anemometri utilizzati	38	5.3. ADEGUAMENTI	57
2.1.4. Ubicazione e/o distanze rispetto alle aree non idonee	39	6. ESITO DELLE VALUTAZIONI SULLA SICUREZZA DELL'IMPIANTO	58
2.1.5. Reti infrastrutturali	40	7. SINTESI DEGLI INTERVENTI PREVISTI DI RIDUZIONE DEL RISCHIO	61
2.1.6. Accessibilità al sito	40	8. SINTESI DEI RISULTATI DELLE INDAGINI ESEGUITE (GEOLOGICHE, IDROGEOLOGICHE, IDROLOGICO-IDRAULICHE, SISMICA, ECC)	62
2.1.7. Idoneità delle infrastrutture	41	9. PRIMI ELEMENTI RELATIVI AL SISTEMA DI SICUREZZA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO	64
2.2. ELENCO DEI VINCOLI DI NATURA AMBIENTALE, DI TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO ARTISTICO	42	9.1. DATI GENERALI E RIFERIMENTI NORMATIVI AL D. LGS. 81/2008	64
2.3. DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA	42	9.2. COMUNICAZIONE AGLI ORGANI COMPETENTI	66
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	43	9.3. OBBLIGHI DEI DATORI DI LAVORO, DIRIGENTI E PREPOSTI.	66
3.1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	43	9.4. DOCUMENTO PER LA VALUTAZIONE DEI RISCHI	67
3.2. L'AEROGENERATORE	45	9.4.1. Indicazione dei criteri seguiti per la valutazione	67
3.3. CABINA ELETTRICA AEROGENERATORE	46	9.4.2. Descrizione delle attività prevalenti nei luoghi di lavoro	68
3.4. FONDAZIONE AEROGENERATORE	47	9.4.3. Indicazioni delle fasi lavorative	68
3.4. PIAZZOLE AEROGENERATORI	48	9.4.4. Allestimento del cantiere	68
3.5. VIABILITÀ	48	9.4.5. Installazione segnaletica	68
3.6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE	50	9.4.6. Demolizioni: pavimentazione stradale, muretti e recinzioni	69
3.7. CAVIDOTTI	51	9.4.7. Movimenti terra: scavi con mezzi meccanici	69
3.7.1. Interventi su strade pubbliche	51	9.4.8. Trasporto in discarica dei materiali di risulta e sue sistemazioni	69
3.7.2. Cavidotti di Media Tensione 30Kv	52		69

9.4.9. Drenaggi	70
9.4.10. Realizzazione di pavimentazioni stradali e sue sistemazioni	70
9.4.11. Valutazione dei rischi ed identificazione delle misure conseguenti	70
10. RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE	71
10.1. DESCRIZIONE DEI FABBISOGNI DI MATERIALE DA APPROVVIGIONARE E DEGLI ESUBERI DEI MATERIALI DA SCARTO, PROVENIENTI DAGLI SCAVI E DESCRIZIONE DELLE SOLUZIONI DI SISTEMAZIONE FINALI.	71
10.2. DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AI CANTIERI, PROGETTAZIONE DI VIABILITÀ PROVVISORIA	71
10.3. DESCRIZIONE DEL RIPRISTINO DELL'AREA DI CANTIERE	72
11. RIEPILOGO DEGLI ASPETTI ECONOMICI E FINANZIARI DEL PROGETTO	73
11.1. QUADRO ECONOMICO	73
11.2. SINTESI DI FORME E FONTI DI FINANZIAMENTO PER LA COPERTURA DEI COSTI DELL'INTERVENTO	74
11.3. CRONOPROGRAMMA RIPORTANTE L'ENERGIA TEORICA PRODOTTA ANNUALMENTE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO	75

INTRODUZIONE

Questo documento illustra i risultati delle analisi di Studio elaborati dalla società **Skywind S.r.l.** al fine di sviluppare un sito eolico on-shore nel Comune di Genzano di Lucania (PZ).

Il progetto è stato sviluppato partendo dall'identificazione dell'area per la quale è stata valutata la massima potenzialità teorica di sviluppo eolico prevedendo la realizzazione di un impianto che sfruttasse al meglio tale potenzialità e che rispondesse ai massimi requisiti di qualità indicati nel "Piano Energetico Regionale" approvato dalla Regione Basilicata. Per tale impianto sono quindi stati redatti tutti gli studi necessari per la caratterizzazione del sito e sono stati valutati in maniera estremamente accurata i potenziali impatti.

A seguito di tali valutazioni sono state infine applicate tutte le necessarie misure di mitigazione dei potenziali impatti e di conseguenza è stato ridefinito il progetto del sito eolico in coerenza con le suddette misure di mitigazione. Risultato di tale lavoro è stata la redazione del progetto nel sua configurazione finale descritta nel capitolo 7 del presente documento.

1. Descrizione generale del progetto

1.1. Dati generali identificativi della Società proponente

La Società che si propone di realizzare il parco eolico è la **SkyWind S.r.l.**, Società per la realizzazione e sfruttamento di impianti per la produzione di energia elettrica, con sede legale in via Marconi, 6 Gaeta 04024 (LT) Italia, rappresentata legalmente dal Sig. Mariano Martellucci nato a Minturno (LT) il 16/01/1965 quale Amministratore Unico.

La Skywind si avvale, nel suo "Entourage", di esperienze pluriennali nazionali ed internazionali sia nella progettazione aeronautica conseguite con la principale azienda Aerospaziale italiana che nella meccanica navale.

1.2. Dati generali del progetto

1.2.1. Ubicazione dell'opera

Il Parco Eolico On-shore "Serra Gagliardi" è ubicato esclusivamente nel quadrante sud-est del comune di Genzano di Lucania (PZ), a circa 4 Km dal centro abitato (Fig.1.2.1.).

Il territorio interessato dagli interventi di realizzazione dell'impianto eolico è compreso, in base alla zonizzazione di cui al Piano Regolatore Generale del Comune di Genzano di

Lucania, in Zona E – Agricola con colture prevalenti seminative. Nell'area non sussistono agglomerati abitativi permanenti, tuttavia sono presenti alcune masserie ed edifici, risultanti comunque, ad una distanza superiore a quella minima imposta dal PIEAR della Basilicata, distanze evidenziate nella cartografia A16.a.23.

Il sito scelto per l'impianto è caratterizzato da una buona risorsa eolica, nonché da uno scarso insediamento di edifici, da terreni seminativi per la produzione di grano, da una facile accessibilità viaria al sito ma soprattutto, rientra nelle aree idonee previste dal PIEAR.

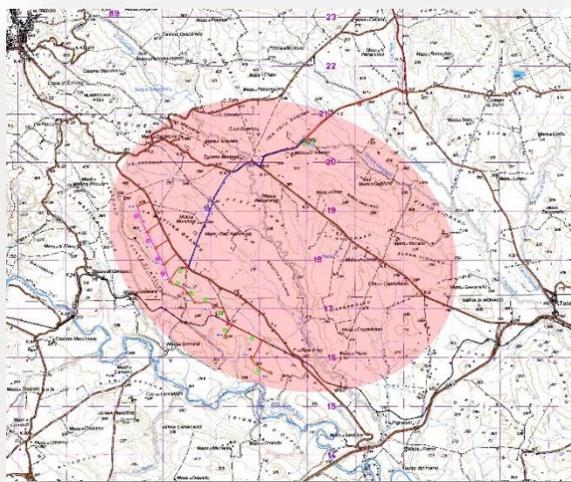


FIG.1.2.1. Inquadramento Territoriale

Un progetto per una centrale elettrica eolica deve prevedere, oltre agli Aerogeneratori, anche tutte le opere e/o infrastrutture necessarie al funzionamento della stessa, ed in dettaglio bisogna prevedere:

- il dimensionamento e scelta tecnico-economica degli Aerogeneratori, dettati dalla risorsa eolica nonché dalla morfologia del sito;
- le fondazioni degli Aerogeneratori;
- le piazzole di montaggio degli Aerogeneratori;
- le viabilità di servizio per l'accesso e/o montaggio-manutenzione delle macchine eoliche;
- la Sottostazione di trasformazione (30Kv-150Kv) e controllo;
- la eventuale Sottostazione di ingresso alla Stazione RTN (150Kv-380Kv);
- la Stazione trasformazione (150Kv-380Kv) e consegna del gestore RTN;

- le connessioni elettriche fra gli aerogeneratori, la sottostazione di trasformazione e la stazione di consegna del gestore RTN.

La realizzazione della centrale eolica (comprendente tutti i sopracitati componenti), persiste unicamente nel territorio di Genzano di Lucania (PZ).

1.2.1.1. Progetto originario

Nel progetto originario, l'impianto era costituito da 14 aerogeneratori da 3MW ciascuno, per una potenza totale di 42MW e si dislocava, così come mostrato in Fig. 1.2.2., in due sotto aree, a destra l'area 1 (Serra Gagliardi) ed a sinistra l'area 2 (La Mattina Grande).

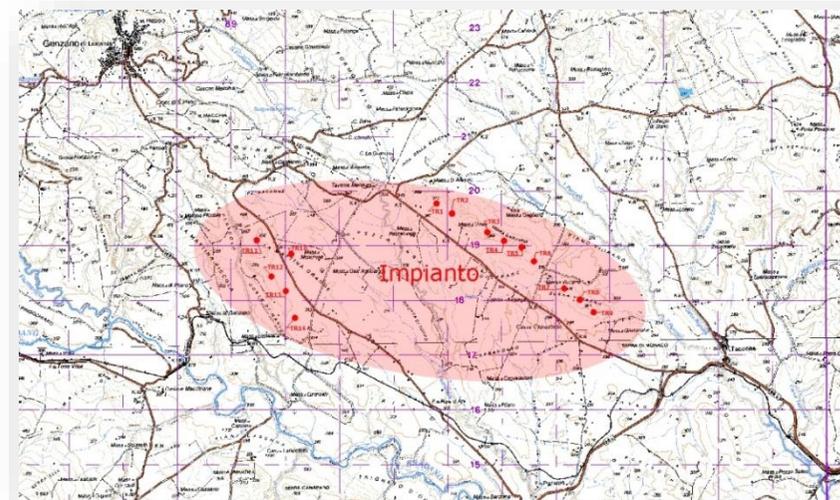


FIG.1.2.2. Inquadramento Territoriale originario

Seguito alle prescrizioni tecnico/ambientali, imposte dall'Amministrazione autorizzante, l'impianto eolico è stato modificato come di seguito:

è costituito da 10 turbine eoliche da 3.6MW ciascuna, per una potenza totale pari a 36 MW.

Il dislocamento degli aerogeneratori si sviluppa unicamente nell'area 2 (La Mattina Grande), tenendo conto della morfologia del territorio e la direzione dei venti prevalenti, con installazione cosiddetta "Di Crinale" come evidenziato in fig. 1.2.3.

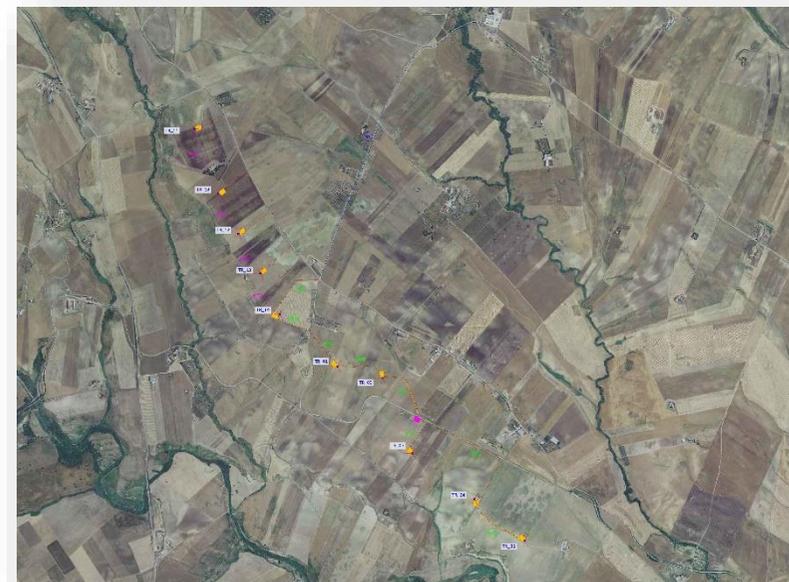
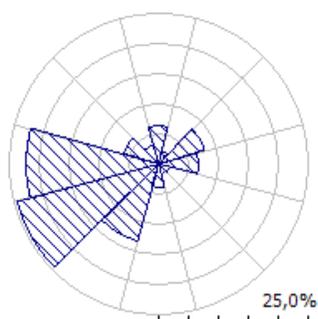


FIG.1.2.3. Dislocamento Aerogeneratori

1.2.2. Dati di progetto

1.2.2.1. Anemometria del progetto originario

La producibilità stimata, emersa dalla campagna anemometrica effettuata nell'area 1 (Serra Gagliardi) e presentata a corredo del progetto originario, dal 15/10/2009 al 14/10/2010 ed applicata ai modelli WASP e come evidenziato nella tabella sottostante, è pari a circa 88,136 GWh/anno e corrispondenti a circa 2448 ore equivalenti di operatività.

Parametro	Totale	Media	Minima	Massima
Netto AEP [GWh]	88,136	8,814	7,978	9,139
Lordo AEP [GWh]	89,064	8,906	8,364	9,189
Perdita scia [%]	1,04	-	-	-

L'energia prodotta, sarà immessa nella Rete Nazionale RTN 380 Kv Matera-S.Sofia.

La densità volumetrica di energia annua unitaria (Ev), come riportato al punto 1.2.1.3. lettera c) del P.I.E.A.R., non deve essere inferiore a 0,2 KWh/(anno*mc), ed è calcolata:

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,2 \left[kWh / (anno \cdot m^3) \right]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

Nella tabella sottostante, è riportata la produzione di energia annua per singolo aerogeneratore, risultante dai modelli WASP, con il corrispondente valore di Ev:

Turbina n°	Localizz. geografica [GB40fE]	Tipo Turbina	Altitudine [m] a.l.m.	Altezza Totale H [m] a.l.s.	Netto AEP [GWh]	Ev
Turbine site TR11	(2609432, 4518916)	Vestas V112 (3.6 MW)	399,891	175	9,108	0,23050292

Turbine site TR10	(2609632, 4518376)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,0018	175	8,893	0,22506175
Turbine site TR12	(2609803, 4518038)	Vestas V112 (3.6 MW)	375,7961	175	9,112	0,23060415
Turbine site TR13	(2609987, 4517705)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,8071	175	9,139	0,23128746
Turbine site TR14	(2610151, 4517363)	Vestas V112 (3.6 MW)	371,223	175	9,117	0,23073069
Turbine site TR01	(2610639,0, 4516924,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	350,9225	175	8,621	0,21817805
Turbine site TR02	(2611024, 4516827)	Vestas V112 (3.6 MW)	332,6517	175	7,978	0,20190517
Turbine site TR03	(2611275,0, 4516198,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	327,4169	175	8,6	0,21764658
Turbine site TR04	(2611800, 4515814)	Vestas V112 (3.6 MW)	325,9323	175	8,779	0,22217667
Turbine site TR05	(2612100, 4515541)	Vestas V112 (3.6 MW)	322,0629	175	8,789	0,22242975

In data 12/08/2011 e 10/09/2011, sono state installate 2 nuove torri anemometriche, rispettivamente, la prima, di altezza pari a 50m, nell'area 1, in località "Serra Gagliardi" e la seconda, di altezza pari a 25m, nell'area 2, in località "La Mattina Grande".

1.2.2.2. Nuova Anemometria Torre 50m – Serra Gagliardi

Dal rilevamento anemometrico, dal 12/08/2011 al 31/10/2014, della torre di 50m dell'area 1 (Serra Gagliardi), è emersa una producibilità stimata, applicata ai modelli WASP e come evidenziato nella tabella sottostante, pari a circa 87,304 GWh/anno e corrispondenti a circa 2425 ore equivalenti di operatività.

Parametro	Totale	Media	Minima	Massima
Netto AEP [GWh]	87,304	8,730	8,164	9,479
Lordo AEP [GWh]	94,998	9,500	9,074	9,792
Perdita scia [%]	8,1	-	-	-

L'energia prodotta, sarà immessa nella Rete Nazionale RTN 380 Kv Matera-S.Sofia.

La densità volumetrica di energia annua unitaria (Ev), come riportato al punto 1.2.1.3. lettera c) del P.I.E.A.R., non deve essere inferiore a 0,2 KWh/(anno*mc), ed è calcolata:

$$Ev = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,2 \left[kWh / (anno \cdot m^3) \right]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

Nella tabella sottostante, è riportata la produzione di energia annua per singolo aerogeneratore, risultante dai modelli WASP, con il corrispondente valore di Ev:

Turbina n°	Localizz. geografica [GB40fE]	Tipo Turbina	Altitudine [m] a.l.m.	Altezza Totale H [m] a.l.s.	Netto AEP [GWh]	Ev
Turbine site TR11	(2609432, 4518916)	Vestas V112 (3.6 MW)	399,891	175	9,479	0,23989209
Turbine site TR10	(2609632, 4518376)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,0018	175	8,615	0,2180262
Turbine site TR12	(2609803, 4518038)	Vestas V112 (3.6 MW)	375,7961	175	8,375	0,21195234
Turbine site TR13	(2609987, 4517705)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,8071	175	8,49	0,21486273
Turbine site TR14	(2610151, 4517363)	Vestas V112 (3.6 MW)	371,223	175	8,676	0,21956997
Turbine site TR01	(2610639,0, 4516924,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	350,9225	175	8,825	0,22334082
Turbine site TR02	(2611024, 4516827)	Vestas V112 (3.6 MW)	332,6517	175	8,164	0,20661241

Turbine site TR03	(2611275,0, 4516198,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	327,4169	175	8,796	0,2226069
Turbine site TR04	(2611800, 4515814)	Vestas V112 (3.6 MW)	325,9323	175	9,016	0,2281746
Turbine site TR05	(2612100, 4515541)	Vestas V112 (3.6 MW)	322,0629	175	8,867	0,22440375

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,2 \left[kWh / (anno \cdot m^3) \right]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo.

Nella tabella sottostante, è riportata la produzione di energia annua per singolo aerogeneratore, risultante dai modelli WASP, con il corrispondente valore di E_v :

1.2.2.3. Nuova Anemometria Torre 25m – La Mattina Grande

Dal rilevamento anemometrico, dal 10/09/2011 al 31/10/2014, della torre di 25m dell'area 2 (La Mattina Grande), è emersa una producibilità stimata, applicata ai modelli WASP e come evidenziato nella tabella sottostante, pari a circa 100,964 GWh/anno e corrispondenti a circa 2804 ore equivalenti di operatività.

Parametro	Totale	Media	Minima	Massima
Netto AEP [GWh]	100,964	10,096	9,312	10,980
Lordo AEP [GWh]	108,277	10,828	10,292	11,162
Perdita scia [%]	6,75	-	-	-

L'energia prodotta, sarà immessa nella Rete Nazionale RTN 380 Kv Matera-S.Sofia.

La densità volumetrica di energia annua unitaria (E_v), come riportato al punto 1.2.1.3. lettera c) del P.I.E.A.R., non deve essere inferiore a 0,2 kWh/(anno*mc), ed è calcolata:

Turbina n°	Localizz. geografica [GB40fE]	Tipo Turbina	Altitudine [m] a.l.m.	Altezza Totale H [m] a.l.s.	Netto AEP [GWh]	E_v
Turbine site TR11	(2609432, 4518916)	Vestas V112 (3.6 MW)	399,891	175	10,98	0,27787901
Turbine site TR10	(2609632, 4518376)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,0018	175	10,137	0,25654458
Turbine site TR12	(2609803, 4518038)	Vestas V112 (3.6 MW)	375,7961	175	9,947	0,25173611
Turbine site TR13	(2609987, 4517705)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,8071	175	10,033	0,25391258
Turbine site TR14	(2610151, 4517363)	Vestas V112 (3.6 MW)	371,223	175	10,088	0,2553045

Turbine site TR01	(2610639,0, 4516924,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	350,9225	175	10,078	0,25505143
Turbine site TR02	(2611024, 4516827)	Vestas V112 (3.6 MW)	332,6517	175	9,312	0,23566569
Turbine site TR03	(2611275,0, 4516198,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	327,4169	175	10,066	0,25474773
Turbine site TR04	(2611800, 4515814)	Vestas V112 (3.6 MW)	325,9323	175	10,272	0,25996113
Turbine site TR05	(2612100, 4515541)	Vestas V112 (3.6 MW)	322,0629	175	10,047	0,25426689

1.3. Inquadramento normativo, programmatico, ed autorizzativo

In questo capitolo sono illustrati i principali strumenti normativi e di pianificazione a livello comunitario, nazionale, regionale e comunale con i quali può interagire l'opera. Gli strumenti normativi presi in esame riguardano sia l'ambito marino che quello terrestre.

L'analisi dei suddetti strumenti normativi è stata condotta in maniera il più possibile esaustiva anche prendendo in considerazione aspetti che interferiscono anche solo marginalmente o indirettamente con l'opera.

1.3.1. Concetti basilari sull'energia eolica

L'aumento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti (es. NOx, Sox, microinquinanti...) legato allo sfruttamento delle fonti energetiche convenzionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti energetiche "rinnovabili", per la produzione di energia elettrica.

Per quanto concerne l'energia nucleare, le scelte del nostro Paese ne hanno da tempo impedito il ricorso, mentre per quanto riguarda i già citati combustibili fossili (petrolio, carbone, gas...), il loro uso determina un aumento netto del contenuto di anidride carbonica nell'atmosfera, con ripercussioni non più trascurabili sul fenomeno conosciuto come "effetto serra".

Accanto alla fonte idraulica, ampiamente utilizzata anche in Italia fin dalle origini dai produttori di energia elettrica, altre fonti rinnovabili si sono fatte strada negli anni più recenti. Fra queste, il vento ha dimostrato di essere in grado di fornire una integrazione significativa alle fonti tradizionali, garantendo il soddisfacimento dei requisiti di economicità e al contempo il rispetto delle esigenze di tutela dell'ambiente nel quale si inseriscono gli impianti.

Le emissioni nell'atmosfera delle tradizionali centrali di potenza di tipo termico costituiscono, infatti, a livello mondiale, il 40% del totale delle emissioni inquinanti e tale percentuale è destinata ad aumentare in previsione nel prossimo ingresso, nel novero dei paesi industrializzati, degli stati oggi emergenti o in via di sviluppo. Oltretutto, il problema si pone drammaticamente in questi ultimi mesi, dopo che gli accordi internazionali di Kyoto sono stati messi in discussione dagli Stati Uniti, con la motivazione che l'osservanza degli stessi comporterebbe un freno alla crescita della loro economia.

Al di là degli aspetti geopolitici, si pone un problema di fondo, legato all'estrema complessità, soprattutto da parte dei Paesi sviluppati dell'Occidente, di ridimensionare i livelli di consumo di energia, ormai funzionali ad un sistema di vivere e di produrre in continua crescita. Nel contempo, tuttavia, non è neanche ammissibile che i paesi in via di

sviluppo rinunciano a standard sociali che è giusto che siano perseguiti, ma che implicano, inevitabilmente, un aumento del consumo pro-capite di energia.

Gli impianti di produzione di energia eolica, in particolare quelli costituiti da più aerogeneratori collegati alle reti elettriche, le così dette "Wind farm", hanno avuto, da anni ormai, applicazioni consistenti, in particolare nel Nord Europa e negli Stati Uniti.

Lo sviluppo di energia eolica prosegue a ritmi sostenuti a livello mondiale dai primi anni '90. L'eolico in Italia, ha avviato il suo processo di diffusione in coincidenza con il provvedimento CIP 6/92 che regolava gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. A fine 2002 in Italia si conta una potenza eolica installata pari a 755 MW (EWEA – European Wind Energy Association – Novembre 2002). Dal 2002, il mercato dell'energia da fonte rinnovabile è incentivato non più solamente dalle convenzioni CIP6, la cui validità prosegue fino al termine della loro scadenza, ma anche dall'introduzione dei cosiddetti Certificati Verdi.

Il nuovo strumento di incentivazione della produzione di energia elettrica da rinnovabili è stato definito con il D.Lgs. 79/1999, emanato in attuazione della direttiva 92/97/CE, noto come "decreto Bersani", con cui è stata avviata una profonda ristrutturazione del settore dell'energia elettrica. Il decreto ha introdotto un criterio di sostegno alle fonti rinnovabili, basato sui criteri di mercato: esso, infatti, istituisce l'obbligo, a partire dal 2002, per i soggetti produttori o importatori di energia elettrica non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale una quota del 2% di energia generata in impianti, alimentati da fonti rinnovabili. La qualifica di IAFR (Impianti a fonti rinnovabili) è certificata dal GRTN e riguarda gli impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999, con il D. Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", l'obbligo stabilito dal D. Lgs. 79/99 è stato incrementato dello 0,35% (pari quindi al 2,35%). La Legge 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) ha ridotto a 50 MWh la taglia del "certificato verde", che in precedenza era pari a 100 MWh.

L'energia elettrica prodotta annualmente con impianti IAFR gode del diritto di avere la priorità di dispacciamento in tempo reale nell'immissione in rete. La possibilità di abbinare a un pacchetto di energia prodotta da impianti IAFR un certificato verde è limitata ai primi otto anni di produzione dell'impianto. I CV hanno validità annuale e

vengono emessi dal GRTN su richiesta dei produttori. I CV sono messi a disposizione degli acquirenti come titoli e scambiati su un apposito mercato di Borsa, gestito dal GRTN. Il "Decreto Marzano" introduce il concetto della "bancabilità" dei CV. La validità dei CV, non venduti entro l'anno, viene estesa agli anni successivi a copertura delle future esigenze del mercato. Il produttore di elettricità da IAFR può decidere di non porre in vendita i CV nel corso dell'anno di produzione, ma può porli in banca nella previsione di negoziarli negli anni successivi a condizioni migliori.

I produttori che non possano, o non vogliano, produrre in proprio elettricità con impianti IAFR, o che non riescano a raggiungere la quota del 2,35%, potranno acquistare i necessari CV dai gestori di impianti IAFR, mediante accordi diretti o rivolgendosi alla Borsa dei CV.

L'offerta di Certificati Verdi è costituita oltre che dai CV emessi a favore di impianti privati che hanno ottenuto la qualificazione IAFR dal Gestore della rete, anche dai Certificati Verdi che il GRTN stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP 6. Ne consegue che oggi sono disponibili sul mercato due tipologie di certificati verdi:

- i Certificati Verdi privati (CVP) relativi ad impianti esenti dagli incentivi CIP6, emessi a consuntivo o preventivo ed intestati a privati;
- i Certificati Verdi di impianti sotto convenzione CIP6 intestati al GRTN (CV GRTN).

I CVP possono essere ceduti sul mercato del GME oppure attraverso contratti bilaterali. Al contrario, i CV GRTN sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il GME, al prezzo fissato con le modalità previste dall'art. 9 del DM 11/11/99, ovvero al prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali rinnovabili sotto convenzione CIP6 e i ricavi della vendita dell'energia stessa.

Infine il GRTN, per compensare eventuali carenze di offerta, può emettere CV allo scoperto, ovvero Certificati Verdi non relativi a generazione di energia elettrica rinnovabile effettivamente prodotta. Nei successivi tre anni il GRTN deve, comunque, ricoprire tali emissioni annullando propri certificati o acquistandone da privati.

La legislazione energetica culmina nella recente riforma dell'incentivazione delle fonti rinnovabili contenuta nella finanziaria 2008 (legge n.244/07) e nel suo collegato fiscale (legge n.222/07), che ridefinisce il sistema di incentivazione basato sui certificati verdi ed introduce un'incentivazione di tipo *feed in tariff* per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza non superiore ad 1 MW. Altro elemento fondamentale introdotto dal d.lgs. n.387/03, modificato anche dalla finanziaria 2008, è la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti da fonti rinnovabili attraverso l'introduzione di un procedimento autorizzativo unico della durata di centottanta giorni per il rilascio da parte della Regione o di altro soggetto da essa delegato di un'autorizzazione che costituisce titolo a costruire ed esercitare l'impianto.

Con l'evoluzione della tecnologia e con il crescere della dimensione delle turbine, si è avviato lo studio delle applicazioni in mare (off-shore). I primi studi sullo sfruttamento dell'energia eolica offshore risalgono agli ultimi anni '70. Le ragioni principali che hanno catalizzato le energie e le ricerche nel settore offshore sono:

- scarsità, in alcuni Paesi, di siti adatti allo sfruttamento dell'energia eolica sulla;
- terraferma;
- velocità del vento più alte;
- venti più stabili;
- rugosità superficiale minore, e quindi turbine più economiche;
- minore turbolenza = maggiore vita delle turbine.

Nella Tabella 1.3.1. è riportata la potenzialità di generazione eolica offshore in Europa.

Profondità del mare in metri	Entro i 10 km offshore	Entro i 20 km offshore	Entro i 30 km offshore
10 m	551	587	596
20 m	1121	1402	1523

30 m	1597	2192	2463
40 m	1852	2615	3028

Tabella 1.3.1. Risorse eoliche offshore in Europa (produz. in TWh/anno: 1 TW = 1.000.000 MW) (Fonte: "Study of Offshore Wind Energy in the EC" Garrad Hassan&Germanisher Lloyd, 1995)

1.3.1.1. Il fabbisogno strategico di energia eolica

1.3.1.1.1. Internazionale

L'energia eolica continua a rappresentare la fonte di generazione di energia elettrica a maggiori tassi di crescita, infatti il tasso di crescita continua a superare il 30% all'anno.

All'inizio del 2002, le installazioni mondiali di potenza eolica hanno raggiunto i 25.000 MW, con oltre il 75% installata in Europa. Nel complesso, la potenza installata fornisce energia sufficiente a soddisfare il fabbisogno di circa 14 milioni di famiglie, ovvero oltre 35 milioni di persone (Greenpeace, Windforce 12).

Nel 1997, il Protocollo di Kyoto ha definito un target di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra pari a 5,2% delle emissioni del 1990, nel periodo 2008-2012. Questa riduzione è stata successivamente riallocata nei singoli paesi che hanno sottoscritto il Protocollo attraverso target nazionali.

1.3.1.1.2. Europa

L'Unione Europea, per raggiungere il proprio obiettivo, ha definito fra le varie misure di riduzione dei gas serra, un target del 22% di produzione della propria energia attraverso fonti rinnovabili nel 2010.

La capacità di generazione eolica installata in Europa è cresciuta del 40% all'anno a partire dal 1996. Gli impianti eolici in Europa producono sufficiente energia per il fabbisogno di circa 5 milioni di persone. Il target di installazioni per la fonte eolica è pari a circa 60.000 MW di capacità nel 2010, che significa produrre energia per soddisfare il fabbisogno di circa 75 milioni di persone.

Nel 2001 è stata emessa una direttiva europea per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili. Il documento definisce innanzitutto le fonti rinnovabili: sole, vento, geotermia, idraulica, onde, mare, gas discarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas e biomasse ivi incluse le frazioni biodegradabili dei rifiuti. Esso stabilisce inoltre che i singoli Stati membri individuino propri obiettivi di incremento della quota dei consumi elettrici interni da soddisfare con le rinnovabili, con una progressione che consenta di giungere, al 2010 ai valori indicativi assegnati dalla stessa direttiva a ciascuno Stato, individuati sulla base di quanto era stato prospettato nel Libro Bianco comunitario, nella Tabella 1.3.1.1.2.a. i suddetti valori.

Paese	Situazione 1997 (*)	Obiettivo indicativo 2010 (* valori di riferimento)
Belgio	1,1	6
Danimarca	8,7	29
Germania	4,5	12,5
Grecia	8,6	20,1
Spagna	19,9	24,4
Francia	15	21
Irlanda	3,6	13,2
Italia	16	25
Lussemburgo	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,5	9
Austria	70	78,1
Portogallo	38,5	39
Finlandia	24,7	31,5
Svezia	49,1	60
Regno Unito	1,7	10
Unione Europea	13,9	22

Tabella 1.3.1.1.2.a. Situazione e obiettivi di incremento della penetrazione delle rinnovabili nel mercato elettrico (* dati espressi in % del consumo lordo di elettricità da coprire con fonti rinnovabili) (N.B. La direttiva non include tra le rinnovabili la frazione umida non biodegradabile dei rifiuti)

In Figura 1.3.1.1.2.b. il contributo relativo dei paesi dell'Unione Europea alla produzione di energia rinnovabile.

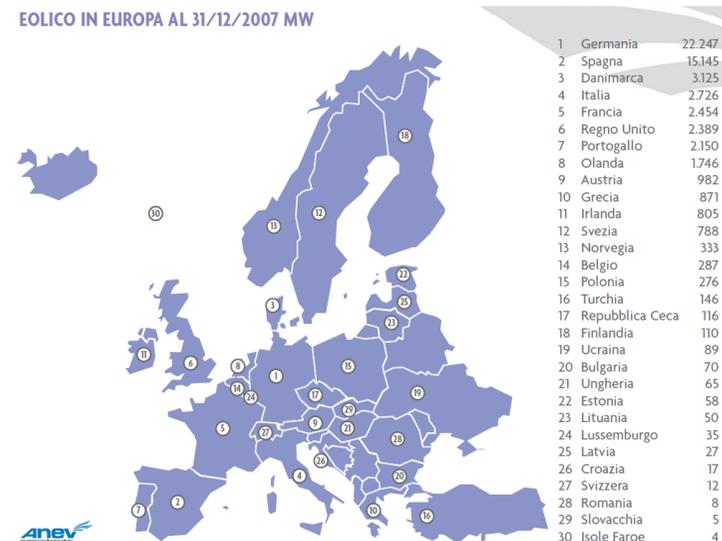


Figura 1.3.1.1.2.b. La generazione eolica in Europa (MW) fonte ANEV

1.3.1.1.3. Nazionale

L'eolico in Italia ha avviato il suo processo di diffusione in coincidenza con il provvedimento CIP 6/92, che regolava gli incentivi all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, nel quadro delle disposizioni stabilite dalla Conferenza di Kyoto, riconoscendo la coerenza e la validità degli orientamenti programmatici comunitari fino a quel momento assunti in materia di politiche per lo sviluppo sostenibile, il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente dell'Unione Europea procede, in data 17 giugno 1998, ad una ripartizione delle quote di riduzione delle emissioni tra gli Stati-membri, da conseguirsi entro il periodo 2008-2010. Al nostro Paese viene assegnato un obiettivo di riduzione delle emissioni, esteso ai sei gas di riferimento, pari al 6.5% rispetto ai livelli del 1990: un'entità di riduzione, quest'ultima che, considerando la crescita tendenziale delle

emissioni, corrisponde secondo le stime della Commissione Europea a circa 100 milioni di tonnellate di anidride carbonica equivalente.

A tal proposito viene approvato, con la delibera CIPE del 19 novembre 1998, un documento "Linee Guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra", che fissa gli obiettivi e le azioni necessarie per la riduzione, entro il 2008-2012 e rispetto ai livelli del 1990, del 6.5% delle emissioni dei gas controllati dal Protocollo di Kyoto. A questo riguardo, i criteri che hanno ispirato la definizione delle azioni a valenza nazionale, ivi contenute, sono i seguenti:

- Valorizzare il potenziale di riduzione e assorbimento delle emissioni dei gas serra connesso ai programmi ed agli interventi comunque necessari per l'adeguamento alle direttive ed ai regolamenti europei, oltre che alle leggi nazionali in materia di protezione dell'ambiente, di produzioni agricole e forestali, di produzione e distribuzione dell'energia, di reti e mezzi di trasporto.
- Orientare l'ammodernamento del sistema energetico e industriale, e delle infrastrutture per la mobilità e il trasporto delle merci, secondo il criterio della migliore efficienza energetica.
- Favorire lo sviluppo delle tecnologie innovative a basse emissioni, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili, al fine di potenziare sia le capacità produttive nazionali, sia le prospettive della cooperazione internazionale nell'ambito del Protocollo di Kyoto.
- Favorire programmi di assorbimento e fissazione del carbonio atmosferico attraverso forme stabili di aumento della copertura vegetale, dentro e fuori azioni nazionali per la riduzione dei gas serra.

	Mt CO2 obiettivo al 2002	Mt CO2 obiettivo al 2006	Mt CO2 obiettivo al 2008-2012
Aumento di efficienza nel parco temoelettrico	-4/5	-10/12	-20/23
Riduzione dei consumi	-4/6	-9/11	-18/21

energetici nel settore dei trasporti			
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO2	-	-	(0,7)
Totale	-20/25	-45/55	-95/112

Tabella 1.3.1.1.3.a. Obiettivi di riduzione delle emissioni collegati alle sei sezioni a carattere nazionale (Fonte: Delibera del CIPE del 19/11/1998)

L'Italia ha ratificato il protocollo di Kyoto con la legge del 1° giugno 2002, n. 120. In tal senso ed alla luce del nuovo panorama normativo, il CIPE ha elaborato una proposta di revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, identificando un ulteriore target di riduzione dei gas serra pari a 41,1 Mt CO2eq anche attraverso la possibilità di ricorrere al mercato dei permessi di emissione o allo scambio di quote di emissione secondo i meccanismi di Emissions Trading (ET) e di Joint Implementation (JI) e Clean Development Mechanism (CDM) del Protocollo di Kyoto.

Inoltre nel 1999 è stato approvato dal CIPE il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, con il quale sono stati individuati, per ciascuna fonte e dunque anche per l'eolico, gli obiettivi di diffusione al 2010. La Tabella 1.3.1.1.3.b. riporta la situazione della produzione di elettricità nel 2000 e gli obiettivi al 2010, sempre relativi al settore elettrico, indicati nel Libro Bianco.

Tecnologia	Situazione al 2000		Obiettivi 2010	
	MWe	TWh	MWe	TWh
Idro > 10 MW	14.445	36,1	15.000	36,0
Idro < 10 MW	2.200	8,1	3.000	11,1
Geotermia	626	4,7	800	5,9
Eolico	681(*)	1,2	25.000	5,0
Solare	16	0,01	300	0,3
Biomasse, biogas e rifiuti (**)	685	1,9	31.000	17,8
Totale	18.653	52,0	24.700	76,1

Tabella 1.3.1.1.3.b. Produzione lorda di elettricità da rinnovabili nel 2000, previsioni di sviluppo al 2010 del Libro Bianco (* Dato riferito a fine 2001) (** La voce biomasse, biogas, rifiuti include il contributo energetico dei rifiuti ivi compresa la frazione non biodegradabile, esclusa dal novero delle rinnovabili dalla direttiva europea)

Si ricorda, ora, che l'obiettivo (indicativo) al 2010 previsto per l'Italia dalla direttiva europea sull'elettricità da rinnovabili è pari al 25% dei consumi elettrici. Il consumo di elettricità nel nostro paese è stato, nel 2000, pari a 297 TWh: si supponga che, anche in virtù di politiche di contenimento dei consumi (peraltro avviate con i decreti ministeriali 24 aprile 2001), i consumi di elettricità crescano solo del 2,5% l'anno: se ne deduce che il consumo interno al 2010 salirebbe a 380 TWh. Conseguentemente, l'obiettivo del 25% corrisponde a un apporto delle rinnovabili di 95 TWh.

Ora, gli obiettivi delineati dal Libro Bianco, individuati sulla base di una valutazione del potenziale sfruttabile che ha tenuto conto dello stato dell'arte delle diverse tecnologie, sono stati a suo tempo giudicati ambiziosi ma realistici: gli obiettivi (indicativi) previsti dalla direttiva aggiungono circa 20 TWh; se si tiene conto che la direttiva esclude dalla definizione delle rinnovabili la frazione non biodegradabile dei rifiuti, che invece, nello scenario del Libro Bianco, apporterebbe un contributo di alcuni TWh, si comprende come il conseguimento dell'obiettivo (indicativo) assegnato dalla direttiva all'Italia appaia di grande complessità.

Considerate le potenzialità, lo stato dell'arte della tecnologia e i tassi di crescita registrati a livello internazionale, si può desumere che l'eolico ha un importante ruolo al fine del conseguimento degli obiettivi nazionali e del massimo avvicinamento a quelli (indicativi) riportati nella direttiva. Peraltro, anche nel nostro Paese sembra avviato un processo di crescita della potenza eolica in esercizio.



Figura 1.3.1.1.3.c. La generazione eolica in Italia (MW) al 31/12/2008 fonte ANEV

1.3.1.1.3.1. Il decreto Bersani ed il nuovo meccanismo di incentivazione delle energie rinnovabili

La predisposizione del decreto legislativo 79/99 di riassetto del settore elettrico, ha fornito l'occasione di aggiornare il quadro degli incentivi nazionali alle fonti rinnovabili. Poiché si è ritenuto che le fonti rinnovabili debbano integrarsi nel mercato dell'elettricità, anche le logiche di sostegno sono state ispirate a questo principio. E dunque si è introdotto un criterio di incentivazione basato sulla creazione di una domanda certa: si è infatti imposto l'obbligo, a carico dei grandi produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, di immettere in rete elettrica, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 (data di entrata in vigore del decreto legislativo 79/99), elettricità che inoltre gode della precedenza nel dispacciamento. La quota è stata inizialmente fissata nel 2% e potrà essere incrementata con successivi atti. La regolamentazione dell'obbligo del 2% è stata effettuata con il decreto ministeriale 11 novembre 1999, con il quale sono stati introdotti i certificati verdi. Talune modifiche e integrazioni, riguardanti soprattutto la co-combustione e i rifacimenti idroelettrici e geotermoelettrici, sono state introdotte con il decreto ministeriale del 18 marzo 2002.

In sostanza, l'elettricità viene immessa in rete e partecipa al mercato elettrico con le relative regole. In aggiunta il produttore che offre elettricità da fonti rinnovabili al fine di soddisfare la domanda del 2% vengono rilasciati i certificati verdi, commerciabili in un mercato parallelo svincolato da quello dell'elettricità: essi costituiscono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo del 2% devono dimostrare di avervi adempiuto.

La struttura dell'incentivo, mirando a soddisfare la domanda con il costo minimo per la collettività, prescinde dalla fonte, a vantaggio di una competizione tra le diverse tipologie. Trattandosi di un meccanismo di mercato, non è possibile fissare, a priori e senza variazioni nel tempo, il ricavo complessivo per KWh prodotto.

Art. 11 del DL 79/99

Energia elettrica da fonti rinnovabili

1. Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse

energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto.

2. L'obbligo di cui al comma 1 si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh; la quota di cui al comma 1 e' inizialmente stabilita nel due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh.
3. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale. I diritti relativi agli impianti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 sono attribuiti al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità.
4. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.
5. Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sono adottate le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi 1, 2 e 3, nonché gli incrementi della percentuale

di cui al comma 2 per gli anni successivi al 2002, tenendo conto delle variazioni connesse al rispetto delle norme volte al contenimento delle emissioni di gas inquinanti, con particolare riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto.

6. Al fine di promuovere l'uso delle diverse tipologie di fonti rinnovabili, con deliberazione del CIPE, adottata su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata, istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono determinati per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali ed è effettuata la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione. Le regioni e le province autonome, anche con proprie risorse, favoriscono il coinvolgimento delle comunità locali nelle iniziative e provvedono, attraverso procedure di gara, all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

1.3.1.1.4. Regionale

Come specificato nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), la delega delle funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio e al gas è stata conferita alle Regioni ai sensi dell'art. 30 del d.lgs. 112/98.

La Regione Basilicata, già nel 1984 con L.R. n.28, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti). Con L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque.

In relazione allo sfruttamento dei giacimenti petroliferi in Val d'Agri la L.R. n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un

apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Con la L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a favorire la diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento.

Intanto, con la L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, è stata disciplinata la valutazione di impatto ambientale, in conformità con le Direttive CEE 85/377 e 97/11, relativamente ai progetti pubblici e privati riguardanti lavori di costruzione, impianti, opere, interventi che possano avere rilevante incidenza sull'ambiente, ivi compresi:

- impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 35MW;
- impianti industriali per il trasporto di gas, vapore e acqua calda: trasporto di energia elettrica mediante linee aeree superiori a 70 kW e 2.1 km di lunghezza;
- stoccaggio in superficie di gas naturali con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- stoccaggio in superficie di combustibili fossili con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
- impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale non superi 1 MW). Soglia in aree naturali protette: tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale complessiva non superi 50 kW;
- agglomerazione industriale di carbon fossile e lignite (tutti i progetti);
- attività di ricerca ed utilizzo delle risorse geotermiche (tutti i progetti);
- attività di ricerca di idrocarburi in terra ferma (tutti i progetti);
- impianti di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare (tutti i progetti, esclusi quelli destinati ad alimentare dispositivi di sicurezza e singoli dispositivi di illuminazione; che risultano essere parzialmente o totalmente integrati ai sensi del D.M.(sviluppo

economico) 19.02.2007; che risultano essere non integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007 la cui potenza non sia inferiore ad 1 MW).

L'individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree protette in Basilicata è, invece, affidata alla l.r. 28/1994. La L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:

- a. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
- b. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
- c. la costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
- d. la costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
- e. il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
- f. la concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;
- g. l'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;
- h. la promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati[...];
- i. l'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.

La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale. Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica,

è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas. La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia. La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali. Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

La legge Finanziaria per il 2009 (L.r., n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9). L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003.

Il settore eolico ha iniziato a svilupparsi in Basilicata a partire dal 2001 con l'entrata in esercizio dei primi impianti realizzati tramite il provvedimento CIP 6/92. Sulla base dei dati 2005, sul territorio lucano sono installati 7 impianti eolici per una potenza di 76 MW e una produzione di circa 148 GWh. A questi impianti se ne sono aggiunti altri tanto che nel 2008 la potenza installata complessiva ha raggiunto i 198 MW circa. In Tab. 1.3.1.1.4.a. si riporta il dettaglio degli impianti in esercizio al 2008.

Comune	Provincia	Aerogeneratori (n°)	Potenza Installata (MW)
--------	-----------	---------------------	-------------------------

Avigliano	PZ	20	13,2
Brindisi di Montagna	PZ	30	60
Campomaggiore	PZ	7	10,5
Colobraro	MT	3	2,55
Corleto Perticara	PZ	11	9,35
Forenza	PZ	36	23,76
Gorgoglione	MT	5	3,25
Maschito	PZ	8+28	15,84
Montemurro	PZ	36	29,08
Rotondella	MT	12	18
Vaglio Basilicata	PZ	20	12,3
TOTALE		204	197,83

Tabella 1.3.1.1.4.a. Impianti eolici in esercizio nel 2008 (elaborazioni Regione Basilicata su dati GSE e TERNA).

1.3.1.2. Normativa di riferimento energetica

1.3.1.2.1. Normativa nazionale

Il 10 agosto 1988 viene approvato il **Piano Energetico Nazionale** (P.E.N.), il primo strumento legislativo a supporto delle energie da fonte rinnovabile. Vengono introdotte norme per la razionalizzazione e risparmio energetico, norme per gli auto produttori e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Il PEN viene adottato il 09/01/1991 con la legge n° 9 e 10.

Il provvedimento **CIP 6/92** regola gli incentivi per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Con la **legge n° 481/95** nasce, in Italia, l'authority AEEG (l'Autorità per l'energia elettrica e il gas), atto a vigilare sull'apertura e concorrenza del mercato energetico italiano, salvaguardandone i principi di universalità, qualità e sicurezza.

La **legge n.59/97** (legge Bassanini) attribuisce le competenze in materia di autorizzazione per gli impianti da FER alle regioni.

Il decreto **lgs. n.112/98**, disciplina la materia relativa alla "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" come materia di legislazione concorrente, nella quale "spetta alle Regioni la podestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato".

Il **DLs n° 79/99** avvia il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano ed attiva i meccanismi di incentivazione per l'efficienza energetica nonché per la produzione da fonti rinnovabili. Vengono così introdotti i "Certificati verdi" resi attuativi dal DM del 11/11/1999 e.s.m. sostituito successivamente dal DM del 24/10/2005.

Il **DLs n° 387/03** modificato dalla Legge 24/12/2007, n. 244, recepisce la direttiva europea 2001/77/CE per la promozione ed incremento della produzione da fonti rinnovabili, ed in dettaglio:

- uniforma a livello europeo la definizione di fonti rinnovabili escludendo da tale definizione la parte non biodegradabile dei rifiuti;
- prevede la definizione di regole per la remunerazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore ai 10 MVA;
- prevede l'adozione di misure dedicate a sostegno di specifiche fonti (biomasse e solare) e tecnologie (generazione distribuita) non ancora pronte per il mercato;
- aumenta la quota di energia da fonte rinnovabile da immettere in rete da parte dei produttori da fonte non rinnovabile;
- razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti da fonti rinnovabili attraverso l'introduzione di un procedimento autorizzativo unico della durata di centottanta giorni per il rilascio da parte della Regione o di altro soggetto da essa delegato di un'autorizzazione che costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto. La stessa normativa, inoltre, prevede che per gli impianti con una potenza determinata (tabella A del d.lgs. citato) si può far ricorso allo strumento della D.I.A. (denuncia di inizio attività).

La **legge n.239/04** (legge Marzano), ridefinire l'assetto istituzionale del settore ed al fine di ripartire chiaramente le competenze fra Stato, Regioni ed enti locali.

La **legge n.244/07**, fa obbligo alle Regioni di adeguare i propri piani o programmi in materia di promozione delle fonti rinnovabili e di efficienza energetica.

La **legge 23 luglio 2009 n. 99** reca "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

Il **DM del 10/09/2010**, definisce le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Detto DM entro 105 giorni dalla sua pubblicazione nella G.U. del 18/09/2010, senza l'adozione da parte delle regioni, sarà efficace in tutto il territorio italiano.

1.3.1.2.2. Normativa regionale

La delega delle funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio e al gas è stata conferita alle Regioni ai sensi dell'art. 30 del d.lgs.112/98;

- L.R. n.28 del 1984, disciplinava i criteri e le modalità di accesso al finanziamento regionale delle iniziative e degli interventi per il contenimento dei consumi energetici e l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili, individuando dette fonti (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso, trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, calore recuperabile da impianti, processi e prodotti);
- L.R. n.33/1988 e ss. modifiche è stata prevista l'elargizione di contributi agli enti locali sul costo dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli impianti destinati al sollevamento e/o depurazione delle acque;
- L.r. 28/1994 regola l'individuazione, classificazione, istituzione, tutela e gestione delle aree protette in Basilicata;
- L.R n.40/1995 ha disciplinato l'utilizzo dell'aliquota relativa da destinarsi allo sviluppo delle attività economiche ed all'incremento industriale del comprensorio, istituendo un apposito Fondo alimentato dai trasferimenti dello Stato a titolo di compartecipazione regionale all'imposta erariale sul prodotto di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi;
- L. R. n.26/1997 è stato previsto il completamento del programma di distribuzione del gas metano, mediante contributi per la realizzazione di opere a

favorire la diffusione del gas metano sulla base di un programma triennale di finanziamento;

- L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, è stata disciplinata la valutazione di impatto ambientale, in conformità con le Direttive CEE 85/377 e 97/11, relativamente ai progetti pubblici e privati riguardanti lavori di costruzione, impianti, opere, interventi che possano avere rilevante incidenza sull'ambiente, ivi compresi:
 - impianti termici per la produzione di vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 35MW;
 - impianti industriali per il trasporto di gas, vapore e acqua calda: trasporto di energia elettrica mediante linee aeree superiori a 70 kW e 2.1 km di lunghezza;
 - stoccaggio in superficie di gas naturali con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
 - stoccaggio in superficie di combustibili fossili con capacità complessiva superiore a 7.000 mc.;
 - impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale non superi 1 MW). Soglia in aree naturali protette: tutti i progetti esclusi quegli degli impianti costituiti da uno o più generatori la cui potenza nominale complessiva non superi 50 kW;
 - agglomerazione industriale di carbon fossile e lignite (tutti i progetti);
 - attività di ricerca ed utilizzo delle risorse geotermiche (tutti i progetti);
 - attività di ricerca di idrocarburi in terra ferma (tutti i progetti);
 - impianti di produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica dell'energia solare (tutti i progetti, esclusi quelli destinati ad alimentare dispositivi di sicurezza e singoli dispositivi di illuminazione; che risultano essere parzialmente o totalmente integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007; che risultano essere non integrati ai sensi del D.M.(sviluppo economico) 19.02.2007 la cui potenza non sia inferiore ad 1MW).
- L.R. n.7/1999 recepisce le funzioni delegate dal d.lgs. n.112/98 e prevede al capo V, dedicato all'energia, le funzioni di competenza regionale concernenti:

- a. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore o pari a 300 MW termici;
 - b. la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da rifiuti;
 - c. la costruzione e l'esercizio delle reti per il trasporto dell'energia elettrica con tensione inferiore o pari a 150 kV;
 - d. la costruzione e l'esercizio delle reti di oleodotti e gasdotti di interesse regionale;
 - e. il rilascio delle concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale;
 - f. la concessione di contributi in conto capitale ex l.10/1999;
 - g. l'assistenza agli enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati nel campo della progettazione, installazione, esercizio e controllo degli impianti termici;
 - h. la promozione della diffusione e dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili e delle assimilate nei settori produttivi, nel rispetto degli impegni assunti a livello europeo ed a livello internazionale, sostenendo, a tal fine, la qualificazione e la riconversione di operatori pubblici e privati;
 - i. l'elaborazione del Piano Energetico Regionale (PER) e la predisposizione dei relativi programmi attuativi, d'intesa con le Province e gli enti locali interessati.
- La L.R. n. 20/2003 detta norme riguardanti la razionalizzazione ed ammodernamento della rete distributiva dei carburanti; a tal fine prevede l'adozione da parte della Regione di un Piano Regionale avente efficacia triennale;
 - Con L.R. n.13/2006 viene costituita la Società Energetica Lucana (SEL) al fine di supportare le politiche regionali in materia di energia. La Società, che è a partecipazione interamente pubblica, è entrata in funzione a fine maggio del 2008 ed ha fra i suoi compiti quello di promuovere il risparmio e l'efficienza energetica, favorendo un migliore utilizzo delle risorse energetiche locali, siano esse convenzionali che rinnovabili, operando nei mercati dell'energia elettrica e del gas;
 - La L.R. n.9/2007 detta disposizioni in materia energetica in applicazione dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario, dagli obblighi internazionali e

in applicazione dell'art.117, c. 3-4 Cost.. Tra le finalità della legge, nelle more dell'attuazione del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR), c'è quella di disciplinare le autorizzazioni per la costruzione e l'avvio di impianti per la produzione di energia. La legge fissa anche delle disposizioni di carattere programmatico laddove prevede che la Regione sostiene il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili attraverso programmi finanziati con risorse comunitarie, nazionali e regionali;

- Nella L.R. n. 28/2007 (Finanziaria Regionale 2008) sono previste disposizioni per la riduzione del costo dell'energia e l'attenuazione delle emissioni inquinanti e climalteranti;
- La legge Finanziaria per il 2009 (L.r., n.31/2008), infine, prevede misure per la riduzione del costo dell'energia regionale elaborate dalla Giunta Regionale. La medesima normativa promuove interventi, affidati alla SEL, per la razionalizzazione e riduzione dei consumi e dei costi energetici dei soggetti pubblici regionali (art.9);
- L'art.10 della legge 31/2008 stabilisce norme per il procedimento amministrativo semplificato per la realizzazione di impianti di cui all'art.2, com.1, lett. C) del d.lgs. 387/2003. è stata in seguito modificata dall'art. 32 della legge regionale 7 agosto 2009 n. 27 di assestamento del bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2009 e del bilancio pluriennale.
- La L.R. n. 1/2010 in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale. D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 L.R. n. 9/2007, è stato approvato il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale (P.I.E.A.R.), successivamente aggiornato e coordinato con la Legge regionale 15 febbraio 2010, n. 21.

1.3.1.3. Normativa di riferimento ambientale

1.3.1.3.1. Strumenti di tutela ambientale a livello comunitario, nazionale e regionale

1.3.1.3.1.1. Protezione natura e biodiversità

Il diritto ambientale ha negli anni manifestato la tendenza alla dislocazione di strategie atte alla tutela del patrimonio naturale a livelli sopranazionali attraverso le direttive comunitarie e le convenzioni internazionali, soprattutto a motivo della estensione e della interdipendenza degli equilibri ecologici e dei molti problemi ambientali che derivano dalla loro alterazione.

In tutto il mondo si è ormai affermata la convinzione che le specie animali e vegetali costituiscono un patrimonio comune dei popoli la cui tutela è interesse dell'umanità.

Esaminando il diritto ambientale internazionale secondo le fonti normative si possono distinguere due grandi filoni facenti capo rispettivamente alla Organizzazione delle Nazioni Unite, a livello mondiale e alla Unione europea ed al Consiglio d'Europa a livello continentale.

1.3.1.3.1.2. Normativa internazionale

Convenzione di Rio sulla diversità biologica del 12/6/1992. La convenzione di Rio costituisce una pietra miliare del diritto ambientale internazionale, in difesa della natura. La convenzione si propone la conservazione della biodiversità, intesa come diversità genetica, di specie e degli ecosistemi;

- Dichiarazione di Rio, approvata il 14/6/1992;
- Carta mondiale della Natura, adottata a Montevideo 28/10/82;
- Convenzione di Bonn, relativa alla conservazione delle specie migratrici appartenenti alla fauna selvatica del 23/6/1979. Tutela le popolazioni di animali selvatici il cui stato di conservazione è considerato sfavorevole oppure che sono in pericolo di estinzione;
- Convenzione di Barcellona per la protezione del Mediterraneo del 16/2/1976. Comprende diversi protocolli tra cui quello relativo alle aree del Mediterraneo particolarmente protette prevedendo l'istituzione di Parchi marini;
- Convenzione di Washington, sul commercio internazionale delle specie di flora e fauna selvatiche, minacciate di estinzione del 3/3/1973. Contiene disposizioni analitiche sul commercio di specie, cioè animali e piante vivi o morti, parti o prodotti degli stessi, mediante permessi e certificati rilasciati da autorità amministrative, assistite da autorità scientifiche;

- Dichiarazione di Stoccolma del 16/6/1972. Con la dichiarazione di Stoccolma, già nel 1972 vengono posti all'attenzione mondiale, pur se con accenti diversi, i temi ambientali mondiali che saranno poi oggetto della convenzione di Rio de Janeiro: inquinamento delle acque e dei mari, gestione dei rifiuti, protezione delle foreste, salvaguardia del patrimonio genetico, possibili cambiamenti climatici;
- Convenzione di Ramsar, relativa alle zone umide di importanza internazionale, del 02/02/71. Ha come obiettivo fondamentale la tutela delle ultime grandi zone umide, come ambienti regolatori del regime delle acque, in quanto habitat di flora e fauna caratteristiche e, in particolare degli uccelli acquatici migratori, considerati come una risorsa internazionale. L'assenza di obblighi precisi per le parti contraenti, fa sì che la convenzione abbia soprattutto una importanza morale. Il controllo internazionale è affidato all'inserimento delle zone umide in appositi elenchi.

1.3.1.3.1.3. Normativa comunitaria

- Regolamento CE 2724/2000 del 30/11/00 di modifica del regolamento CE 338/97 del consiglio relativo alla protezione di specie della flora e della fauna selvatiche mediante il controllo del loro commercio;
- Decreto 98/145/CE del 12/2/98 decisione del consiglio UE concernente l'approvazione in nome della Comunità Europea delle modifiche delle appendici I e II della convenzione di Bonn;
- Decreto 98/746/CE del 21/12/98 decisione del consiglio UE relativa alla approvazione in nome della Comunità Europea della modifica degli allegati II e III della Convenzione di Berna;
- Regolamento CE 939/97 recante modalità di applicazione del regolamento CE 338/97 del Consiglio;
- Direttiva 97/62/CE del 27/10/97 direttiva recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva "Habitat";
- Direttiva 92/43/CEE del 21/5/1992 sulla conservazione degli habitat naturali. Sulla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, della flora e della fauna selvatica, il cui scopo principale è promuovere il mantenimento della biodiversità. La direttiva afferma la esigenza di designare zone speciali di

conservazione per la realizzazione di una Rete Ecologica Europea coerente, denominata Natura 2000 comprendente gli habitat di interesse comunitario, incluse le zone di protezione speciale designate a norma della direttiva "Uccelli". L'attuazione di questa direttiva, attraverso il progetto Bioitaly, ha portato alla designazione dei Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e delle Zone di Protezione Speciale (ZPS) che costituiscono la rete Natura 2000;

- Regolamento 1973/92 "Life" modificato dal regolamento CEE 1404/96 per il sostegno finanziario di azioni relative alla conservazione della natura;
- Regolamento CEE 3626/82 del 3/12/82 di recepimento della convenzione di Washington;
- Direttiva 79/409/CEE del 2/4/75 concernente la conservazione degli uccelli selvatici. Più volte integrata e modificata nel contenuto dei suoi allegati, si prefigge la protezione, la gestione e la regolamentazione di tutte le specie viventi allo stato selvatico nel territorio Europeo, applicandosi ad uccelli, uova, nidi ed habitat;
- Convenzione di Berna, relativa alla conservazione della vita selvatica e dell'ambiente naturale in Europa del 19/9/79.

1.3.1.3.1.4. Normativa nazionale

- D.L. 30 dicembre 1923, n. 3267 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani";
- Legge 29 giugno 1939, n. 1497 "Protezione delle bellezze naturali" (abrogata dal D.Lgs n. 490/99);
- R.D. 3 giugno 1940, n. 1357 "Regolamento per l'applicazione della legge 29 giugno 1939, n. 1497, sulla protezione delle bellezze naturali";
- Legge n. 979 del 31/12/1982 (disposizioni per la difesa del mare) in applicazione della convenzione di Barcellona;
- Legge n. 127 del 5/3/1985. Ratifica ed esecuzione del protocollo relativo alle aree specialmente protette del Mediterraneo, aperto alla firma a Ginevra il 3/4/82;
- Legge n. 394 del 6/12/1991 (legge quadro sulle aree protette). L'insieme delle esperienze statali e regionali in materia di aree protette ha visto come evento conclusivo la approvazione della legge quadro, che comprende principi

generali, finalizzati a ricondurre ad una logica integrata i diversi sistemi di aree protette in via di sviluppo e a norme specifiche per le aree protette nazionali e regionali. Questa legge si qualifica per il recepimento, nelle finalità generali, dei più importanti principi di tutela e gestione delle aree naturali protette (la conservazione delle specie animali e vegetali, delle associazioni vegetali o forestali, delle comunità biologiche, dei biotopi e degli ecosistemi; l'applicazione di metodi di gestione e restauro ambientale; la promozione di attività di educazione ambientale; la difesa e ricostituzione degli equilibri idraulici ed idrogeologici; la valorizzazione e sperimentazione di attività produttive compatibili);

- Legge n. 150 del 7/2/1992 di recepimento della convenzione di Washington;
- Legge n. 157/92 sulla protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio. La normativa sulla difesa della fauna è tradizionalmente associata in Italia a quella sulle attività venatorie e viene periodicamente aggiornata in relazione alle convenzioni internazionali e delle direttive comunitarie. La 157/92 fa infatti propri i principi di tutela della direttiva CEE 79/409 e della convenzione di Berna. Particolare importanza assume la previsione della istituzione, da parte delle regioni, lungo le rotte migratorie dell'avifauna, di zone di protezione finalizzate alla conservazione delle specie migratorie;
- Legge n. 97 del 31/1/1994 nuove disposizioni per le zone montane;
- Legge n. 124 del 14/2/1994 ratifica ed esecuzione della convenzione di Rio de Janeiro;
- DPR n. 357 dell'8/9/1997 regolamento di attuazione della direttiva 92/43 "habitat";
- Legge 11 dicembre 2000 n. 365 (Soverato) "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 12 ottobre 2000, n. 279, recante interventi urgenti per le aree a rischio idrogeologico molto elevato ed in materia di protezione civile, nonché a favore delle zone della Regione Basilicata danneggiate dalle calamità idrogeologiche di settembre ed ottobre 2000";
- Legge n. 179 del 31/7/2002 recante disposizioni in materia ambientale;
- Dlgs 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 12 dicembre 2005 “Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.”
- D.Lgs n. 152 del 3 aprile 2006 “Norme in materia ambientale”;
- D.Lgs del 16 gennaio 2008 n. 4 cosiddetto "Correttivo unificato"

1.3.1.3.1.5. Normativa regionale

- LR n. 38 del 06-08-1997 modificata dalla LR n. 46 del 26/11/2001 Regione Basilicata, norme per l'esercizio delle funzioni regionali in materia di difesa del territorio dal rischio sismico.
- LR n. 42 del 10-11-1998 modificata dalla LR n. 11 del 26/05/2004 Regione Basilicata, norme in materia forestale.
- DGR del 23/12/2003, n. 2337 “*Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico*”.
- DGR Regione Basilicata del 13.12.2004, n. 2920, “Atto di indirizzo per il corretto inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale – modifiche alla DGR n. 1138 del 24.06.2002”.
- LR N. 13 DEL 22-02-2005 Regione Basilicata, La presente legge detta le norme in materia di incendi boschivi in attuazione della Legge Quadro 21 novembre 2000, n. 353.
- DGR 1925 del 28/12/2007, applicazione DM 23/09/2002.

1.3.1.3.1.6. Direttive CEE 92/43 “Habitat” e 79/409 “Uccelli”

Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992. La presente direttiva è relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali e della flora e della fauna selvatiche. GUCE n. 206 del 22 luglio 1992.

Direttiva 97/62/CEE del Consiglio del 27 ottobre 1997. La presente direttiva reca adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE del Consiglio

relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali e della flora e della fauna selvatiche. GUCE n. L 305 del 08/11/1997.

Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357. Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. Supplemento ordinario n.219/L alla GU n.248 del 23 ottobre 1997 – Serie Generale.

Decreto del Ministro dell'Ambiente 20 gennaio 1999. Modificazioni degli allegati A e B del decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, in attuazione della direttiva 97/62/CE del Consiglio, recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE. GU, serie generale, n. 23 del 9 febbraio 1999. (Riporta gli elenchi di habitat e specie aggiornati dopo l'accesso nell'Unione di alcuni nuovi Stati).

Decreto del Presidente della Repubblica 12 marzo 2003, n.120. Regolamento recante modifiche ed integrazioni al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997 n. 357, concernente attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. GU n. 124 del 30 maggio 2003, serie generale.

Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 3 settembre 2002. Linee guida per la gestione dei siti della Rete Natura 2000 (G.U. della Repubblica Italiana n. 224 del 24 settembre 2002).

Direttiva 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979. La presente direttiva è relativa alla conservazione degli uccelli selvatici. GUCE n. 103 del 25 aprile 1979, modificata da:

- Direttiva 81/854/CEE del Consiglio, del 19 ottobre 1981 che adatta la direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, a seguito dell'adesione della Grecia. GUCE L 319, 07.11.1981;
- Direttiva 91/244/CEE della Commissione, del 6 marzo 1991 che modifica la direttiva 79/409/CEE del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli

selvatici (in particolare, sostituisce gli allegati I e III). GUCE L 115, 08.05.1991 (G.U. 13 giugno 1991, n.45, 2° serie speciale);

- Direttiva 94/24/CE del Consiglio, dell'8 giugno 1994 che modifica l'allegato II della direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici GUCE L 164, 30.06.1994 (GU 12 settembre 1994, n.69, 2° serie speciale);
- Decisione 95/1/CE del Consiglio dell'Unione europea, del 1° gennaio 1995, recante adattamento degli atti relativi all'adesione di nuovi Stati membri all'Unione europea (Atto di adesione dell'Austria, della Finlandia e della Svezia). GUCE L 1, 01.01.1995;
- Direttiva 97/49/CE della Commissione, del 29 luglio 1997 (sostituisce l'allegato I della direttiva Uccelli). GUCE L 223, 13.08.1997(G.U. 27 ottobre 1997, n.83, 2° serie speciale).

Recepimento e attuazione a livello nazionale della direttiva "Uccelli":

- Legge n. 157 dell'11 febbraio 1992: Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il venatorio. GU, serie generale, n. 46 del 25 febbraio 1992;
- Legge 3 ottobre 2002, n. 221: Integrazioni alla legge 11 febbraio 1992, n. 157, in materia di protezione della fauna selvatica e di prelievo venatorio, in attuazione della direttiva 79/409/CEE. GU n. 239 del 11 ottobre 2002.

Elenco dei siti di importanza comunitaria e delle zone di protezione speciale della Regione Basilicata. Aree individuate ai sensi delle direttive n. 92/43/CEE e 79/409/CEE.

1.3.1.3.1.7. Normative sugli elettrodotti

Per quanto concerne la normativa sugli elettrodotti, che comprende oltre al conduttore propriamente detto anche le sottostazioni e cabine di trasformazione si fa riferimento alle seguenti normative:

Il D.P.C.M. 23 aprile 1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" integrato dal D.P.C.M.28 settembre 1995 riportante "Norme tecniche procedurali di attuazione relativamente agli elettrodotti" sono le prime normative volte a limitare l'elettrosmog, ossia l'emissione di campi elettrici e magnetici

dovuti agli elettrodotti ed alle loro pertinenze. I suddetti D.P.C.M. sono stati abrogati dal D.P.C.M 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti "che fissa i limiti massimi di esposizione per la popolazione residente nonché i valori di attenzione e degli obiettivi di qualità.

1.3.1.4. Il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR)

La L.R. n. 1 del 19 gennaio 2010, la cosiddetta legge istitutiva del Piano energetico regionale, definisce all'art. 1 le procedure per l'applicazione del P.I.E.A.R. e le modalità per le eventuali modifiche e all' art. 2 ne sancisce l'efficacia.

L'art. 3 della Legge definisce lo svolgimento del procedimento unico volto al rilascio dell'Autorizzazione Unica prevista dal D.Lgs 387/2003 con lo scopo di semplificare e dare velocità alla fase procedimentale prevede l'emanazione di un apposito disciplinare Che definisca in un "unicum" le modalità procedurali delle varie fasi che caratterizzano il rilascio dell'Autorizzazione Unica.

1.3.1.4.1. Procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici di grande generazione

Si definiscono impianti di grande generazione gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW.

Gli impianti di grande generazione devono possedere requisiti minimi di carattere territoriale, anemologico, tecnico e di sicurezza, propedeutici all'avvio dell'iter autorizzativo.

A tal fine il territorio lucano è stato suddiviso nelle seguenti due macro aree:

1. aree e siti non idonei;
2. aree e siti idonei, suddivisi in:
 - Aree di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale;
 - Aree permesse.

1.3.1.4.2. Aree e siti non idonei

In queste aree non è consentita la realizzazione di impianti eolici di macrogenerazione.

Sono aree che per effetto dell'eccezionale valore ambientale, paesaggistico, archeologico e storico, o per effetto della pericolosità idrogeologica, si ritiene necessario preservare.

Ricadono in questa categoria:

1. Le Riserve Naturali regionali e statali;
2. Le aree SIC e quelle pSIC;
3. Le aree ZPS e quelle pZPS;
4. Le Oasi WWF;
5. I siti archeologici, storico-monumentali ed architettonici con fascia di rispetto di 1000 m;
6. Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2, escluso quelle interessate dall'elettrodotto dell'impianto quali opere considerate secondarie;
7. Superfici boscate governate a fustaia;
8. Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione;
9. Le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m;
10. Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico;
11. I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99;
12. Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti;
13. Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità;
14. Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare;
15. Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato.

1.3.1.4.3. Aree e siti idonei

Aree idonee di valore naturalistico, paesaggistico e ambientale.

Ai fini del Piano, sono aree con un valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale medio-alto le aree dei Piani Paesistici soggette a trasformabilità condizionata o ordinaria, i Boschi governati a ceduo e le aree agricole investite da colture di pregio (quali ad esempio le DOC, DOP, IGT, IGP, ecc.).

In tali aree è consentita esclusivamente la realizzazione di impianti eolici, con numero massimo di dieci aerogeneratori, realizzati da soggetti dotati di certificazione di qualità (ISO) ed ambientale (ISO e/o EMAS).

Aree idonee.

Ricadono in questa categoria tutte le aree e i siti che non ricadono nelle altre categorie.

1.3.1.4.4. Requisiti tecnici minimi

I progetti per la realizzazione di impianti eolici di grande generazione, per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, è necessario che, indipendentemente dalla zona in cui ricadono, soddisfino i seguenti vincoli tecnici minimi:

- a) Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- b) Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- c) Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,2 kWh/(anno · mc), come riportato nella formula seguente:

$$E_v = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,3 \left[kWh / (anno \cdot m^3) \right]$$

Dove:

E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);

D = diametro del rotore (espresso in metri);

H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;

- d) Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale). Per gli impianti collegati alla rete in alta tensione, di potenza superiore a 20 MW, ed inoltre, per quelli realizzati nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale, dovranno essere previsti interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale.

Ai fini della valutazione delle ore equivalenti, di cui al punto b, e della densità volumetrica, di cui al punto c, valgono le seguenti definizioni:

Ore equivalenti di funzionamento di un aerogeneratore: rapporto fra la produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in megawattora (MWh) (basata sui dati forniti dalla campagna di misure anemometriche) e la potenza nominale dell'aerogeneratore espressa in megawatt (MW).

Densità volumetrica di energia annua unitaria (Ev): rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in chilowattora anno, e il volume del campo visivo occupato dall'aerogeneratore espresso in metri cubi e pari al volume del parallelepipedo di lati $3D$, $6D$ e H , dove D è il diametro del rotore e H è l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo + lunghezza della pala); cfr. Fig. A - A.

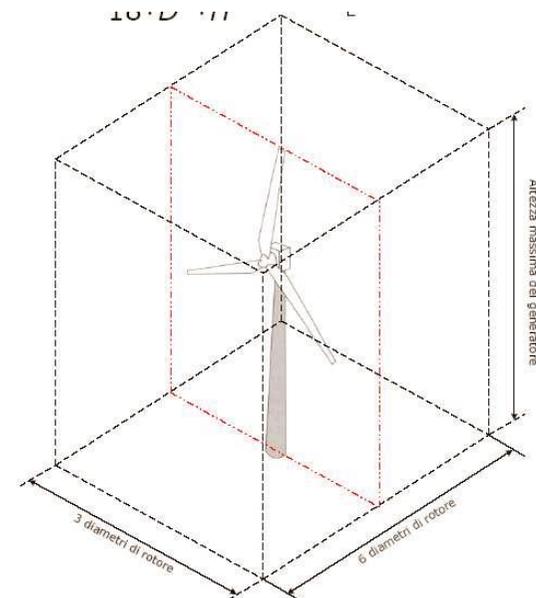


Fig. A - A: Volume del campo visivo occupato da un aerogeneratore.

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell'impianto che permette di avere una misura dell'impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di E_v significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell'impianto.

1.3.1.4.5. Requisiti di sicurezza

Per poter avviare l'iter autorizzativo, i progetti devono rispettare i seguenti requisiti di sicurezza inderogabili:

- a) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 determinata in

- Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni, e comunque non inferiore a 1000 metri;
- a-bis) Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse), di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri;
- b) Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;
- c) Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;
- d) Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- d-bis) Distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;
- e) E' inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 14 gennaio 2008 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture n.617 del 02/02/2009 e, con riferimento al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino;
- f) Distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificare con specifico studio da allegare al progetto.

Ai fini della sicurezza deve essere elaborato un apposito studio sulla gittata massima degli elementi rotanti nel caso di rottura accidentale.

1.3.1.4.6. Requisiti anemologici

Il progetto definitivo dell'impianto deve contenere uno Studio Anemologico, effettuato da società certificate e/o accreditate, correlato alle dimensioni del parco e con rilevazioni della durata di almeno un anno.

Le rilevazioni anemologiche devono rispettare i seguenti requisiti minimi:

- a) Presenza di almeno una torre anemometrica nel sito con documentazione comprovante l'installazione.
- b) La torre anemometrica deve essere installata seguendo le norme IEC 61400 sul posizionamento dei sensori e sulle dimensioni caratteristiche delle diverse parti che compongono la torre medesima.
- c) I sensori di rilevazione della velocità del vento devono essere corredati da certificato di calibrazione non antecedente a 3 anni dalla data di fine del periodo di acquisizione.
- d) Deve essere fornito un certificato di installazione della torre rilasciato dal soggetto incaricato dell'installazione, completa dei sensori e del sistema di acquisizione, memorizzazione e trasmissione dati, nonché un certificato rilasciato dal Comune che attesti l'avvenuta installazione della torre, previa comunicazione. Devono inoltre essere forniti i rapporti di manutenzione della torre.
- e) Deve essere allegata la comprova dell'avvenuto perfezionamento della procedura di autorizzazione tramite comunicazione al Comune, per l'installazione di tutti gli anemometri che effettuano le misurazioni del Parco; la data di perfezionamento deve essere precedente all'inizio delle misurazioni stesse.
- f) Periodo di rilevazione di almeno 1 anno di dati validi e consecutivi (è ammessa una perdita di dati pari al 10% del totale); qualora i dati a disposizione siano relativi ad un periodo di tempo inferiore ad un anno, ma comunque superiore a 9 mesi è facoltà del richiedente adottare una delle due strategie seguenti: considerare il periodo mancante alla stregua di un periodo di calma ed includere tale periodo nel calcolo dell'energia prodotta; integrare i dati mancanti con rilevazioni effettuate tramite torre anemometrica, avente le caratteristiche dei punti b), c), d) ed e), fino al raggiungimento di misurazioni che per un periodo consecutivo di un anno presentino una perdita di dati non superiore al 10% del totale. Qualora i dati mancanti fossero in numero maggiore di 3 mesi, il monitoraggio dovrà estendersi per il periodo necessario ad ottenere dati validi per ognuno dei mesi dell'anno solare.
- g) I dati sperimentali acquisiti dovranno essere forniti alla presentazione del progetto nella loro forma digitale, originaria ed in forma aggregata con periodicità

giornaliera, in un formato alfanumerico tradizionale (ascii o xls). La Pubblica Amministrazione si impegna ad utilizzare i dati anemologici forniti dal proponente per i soli fini istituzionali.

- h) Devono essere fornite le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dai sensori anemometrici utilizzati per la stima della produzione energetica.
- i) Nella documentazione tecnica dovrà essere riportato un calendario dettagliato delle acquisizioni fatte da ciascun sensore di ciascuna torre nei mesi di rilevazione, insieme all'elenco delle misure ritenute non attendibili.

1.3.1.4.7. La progettazione

Dal punto di vista ambientale il progetto deve evidenziare gli elementi che possono produrre apprezzabili impatti sull'ambiente, elencando ed analizzando le singole opere ed operazioni, distinguendo le varie fasi (fase di cantiere, fase di esercizio e di manutenzione, fase di dismissione). Inoltre, dovrà contenere la descrizione dell'ambiente, l'analisi degli impatti, l'analisi delle alternative, le misure di mitigazione correlate alla componente naturalistica (fauna, flora ed ecosistema), così come previsto dalla vigente normativa di settore.

Nella progettazione dell'impianto eolico si deve garantire una disposizione degli aerogeneratori la cui mutua posizione impedisca visivamente il così detto "effetto gruppo" o "effetto selva".

Per garantire la presenza di corridoi di transito per la fauna oltre che ridurre l'impatto visivo gli aerogeneratori devono essere disposti in modo tale che:

- a) la distanza minima tra aerogeneratori sia pari a 3 diametri di rotore;
- b) la distanza minima tra le file di aerogeneratori sia pari a 6 diametri di rotore.

Per impianti che si sviluppano su file parallele e con macchine disposte in configurazione sfalsata la distanza minima fra le file non può essere inferiore a 3 diametri di rotore (Fig. A - B).

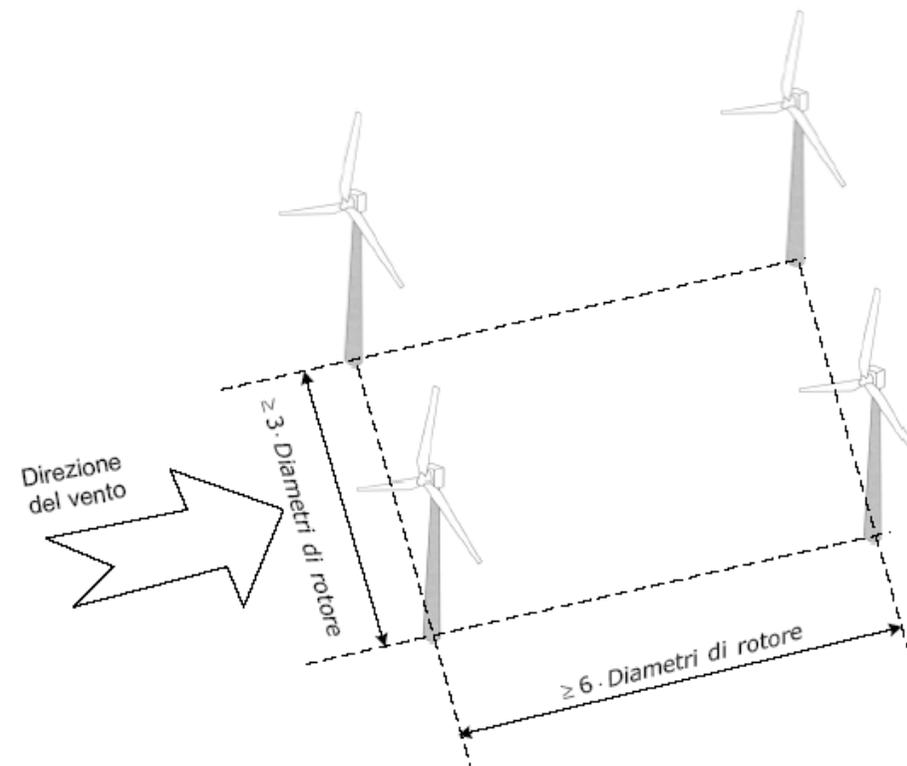


Fig. A - B: Distanze minime tra aerogeneratori.

Nella redazione del progetto bisognerà in ogni caso osservare le prescrizioni di seguito elencate:

1. È obbligatorio utilizzare aerogeneratori con torri tubolari (divieto di utilizzare torri a traliccio e tiranti) rivestite con vernici antiriflesso di colori presenti nel paesaggio o neutri, evitando l'apposizione di scritte e/o avvisi pubblicitari. I trasformatori e tutti gli altri apparati strumentali della cabina di macchina per la trasformazione elettrica da BT a MT devono essere allocati, all'interno della

torre di sostegno dell'aerogeneratore. In alternativa, si può prevedere l'utilizzo di manufatti preesistenti opportunamente ristrutturati al fine di preservare il paesaggio circostante o la creazione di nuovi manufatti.

2. L'ubicazione dell'impianto deve essere il più vicino possibile al punto di connessione alla rete di conferimento dell'energia in modo tale da ridurre l'impatto degli elettrodotti interrati di collegamento. Le linee interrate, in MT AT, devono essere collocate ad una profondità minima di 1,2 m, protette e accessibili nei punti di giunzione, opportunamente segnalate e adiacenti il più possibile ai tracciati stradali. Ove non fosse tecnicamente possibile la realizzazione di elettrodotti interrati in MT il tracciato delle linee aeree deve il più possibile affiancarsi alle infrastrutture lineari esistenti.
3. Bisogna evitare l'ubicazione degli impianti e delle opere connesse (cavidotti interrati, strade di servizio, sottostazione, ecc.) in prossimità di compluvi e torrenti montani indipendentemente dal loro bacino idraulico, regime e portate, e nei pressi di morfo strutture carsiche quali doline e inghiottitoi.
4. Gli sbancamenti ed i riporti di terreno devono essere contenuti il più possibile ed è necessario prevedere per le opere di contenimento e ripristino l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.
5. Dovranno essere indicate le aree di cantiere ed i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto privilegiando le strade esistenti per evitare la realizzazione di modifiche ai tracciati. Andranno valutati accessi alternativi con esame dei relativi costi ambientali.
6. Dovranno essere evidenziate le dimensioni massime delle parti in cui potranno essere scomposti i componenti dell'impianto ed i relativi mezzi di trasporto, privilegiando quelli che consentono un accesso al cantiere senza interventi alla viabilità esistente.
7. Nel caso sia indispensabile realizzare nuovi tratti stradali per garantire l'accesso al sito, dovranno preferirsi soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto; in particolare: piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.
8. Deve essere evitato il rischio di erosione causato dall'impermeabilizzazione delle strade di servizio e dalla costruzione dell'impianto.

1.3.1.4.8. Fase di costruzione

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che la presenza del cantiere non precluda l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti e la continuità della viabilità esistente;
2. Durante la fase di cantiere, dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
3. Dovrà essere predisposto un sistema di smaltimento delle acque meteoriche cadute sull'area di cantiere, e prevedere idonei accorgimenti tecnici che impediscano il dilavamento della superficie dell'area di cantiere;
4. Deve essere ripristinata la vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e deve essere garantita la restituzione alle condizioni ante operam delle aree interessate dalle opere non più necessarie durante la fase di esercizio (piste di lavoro, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali ecc.);
5. Dovranno essere limitate le attività di realizzazione dell'impianto nel periodo riproduttivo delle principali specie animali;
6. Al termine dei lavori il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimenti di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

1.3.1.4.9. Fase di esercizio

1. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'impianto eolico non precluda, in nessun caso, l'esercizio delle attività agricole dei fondi confinanti né ogni altro tipo di attività preesistente;
2. Il soggetto autorizzato dovrà assicurare che l'attività di funzionamento dell'impianto non interferisca con la migrazione e le attività delle specie volatili a rischio di estinzione;
3. Dovrà essere assicurata la protezione dell'impianto eolico in caso d'incendio;
4. Gli oli esausti derivanti dal funzionamento dell'impianto eolico dovranno essere adeguatamente trattati e smaltiti presso il "Consorzio obbligatorio degli oli esausti";

5. Obbligo di revamping (revisione importante delle caratteristiche costruttive e funzionali dell'impianto, ad esempio sostituzione dei rotor o dell'intera turbina, riprogrammazione del sistema di gestione della macchina, ecc.) o di dismissione nel caso di mancato funzionamento dell'impianto per due anni consecutivi;
6. Il proponente dovrà informare annualmente l'Ufficio regionale competente mediante Raccomandata con RR, della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto eolico autorizzato;
7. Obbligo di revamping dell'impianto qualora lo stesso produca per tre anni consecutivi, al netto del periodo di collaudo, una quantità di energia annua minore o uguale all'80% di quella prevista in fase progettuale, se tale riduzione non è imputabile ad una riduzione del vento, o ad altri fattori certificati e non imputabili al gestore dell'impianto.

1.3.1.4.10. Fase di dismissione

Alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il soggetto autorizzato è tenuto a dismettere l'impianto secondo il progetto approvato o, in alternativa, l'adeguamento produttivo dello stesso.

Nel caso di dismissione il soggetto autorizzato dovrà, nel rispetto del progetto approvato e della normativa vigente:

1. Rimuovere gli aerogeneratori in tutte le loro componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uso deputati dalla normativa di settore;
2. Rimuovere completamente le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici della sottostazione conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uso deputati dalla normativa di settore;
3. Ripristinare lo stato preesistente dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di:
 - a. Ripristinare la coltre vegetale assicurando il ricarica con almeno un metro di terreno vegetale;
 - b. Rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale e tutte le relative opere d'arte;
 - c. Utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale;

- d. Utilizzare tecniche di ingegneria naturalistica per i ripristini geomorfologici;
4. Convertire ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento, gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione; in alternativa gli stessi dovranno essere demoliti;
5. Comunicare agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto.

1.3.1.4.11. Documentazione a corredo della domanda di autorizzazione

Nella domanda di autorizzazione unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 deve essere inclusa:

- a) copia della STMG (soluzione tecnica minima generale) esplicitamente accettata in via definitiva dal proponente;
- b) progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili;
- c) relazione tecnica descrittiva dell'intervento riportante anche:
 - i dati generali del proponente;
 - la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata;
 - la descrizione di tutte le fasi necessarie alla realizzazione, alla gestione ed alla dismissione dell'impianto;
 - un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale;
- d) progetto di dismissione dell'impianto contenente le modalità e la stima dei costi delle operazioni di dismissione, di smaltimento e di ripristino dello stato dei luoghi;
- e) impegno alla presentazione, prima del rilascio dell'autorizzazione, di una polizza di fidejussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti;

- tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- f) documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area interessata dalla realizzazione dell'intero progetto, ovvero, nel caso in cui sia necessaria la procedura di esproprio, la richiesta di dichiarazione di pubblica utilità dei lavori e delle opere e di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio corredata dalla documentazione riportante l'estensione, i confini ed i dati catastali delle aree interessate; tale documentazione è aggiornata a cura del proponente nel caso il progetto subisca modifiche durante la fase istruttoria;
 - g) dichiarazione, resa ai sensi degli artt. 46 (come modificato dall'art. 49 del T.U. di cui al DPR 14.11.2002 n°313) e 47 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, emanato con DPR 28.12.2000 n° 445, (nel caso di Società di pers one, anche per tramite dei suoi soci illimitatamente responsabili) dispone delle risorse o delle linee di credito necessarie alla strutturazione di un operazione di finanziamento per la compiuta realizzazione dell'opera;
 - h) piano particellare di esproprio con l'indicazione delle ditte catastali, delle superfici interessate dall'impianto e loro classificazione;
 - i) elenco delle norme e dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse;
 - j) certificazione urbanistica rilasciata dal/dai comuni interessati con indicazione dei vincoli cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture necessaria; ove prescritta, documentazione prevista dalla LR 47/98 e d.lgs. 4/2008 per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale ovvero per la valutazione di impatto ambientale e la valutazione di incidenza;
 - k) Certificato camerale o documentazione attestante i requisiti soggettivi così come previsti dalla legislazione vigente per le imprese industriali e commerciali, espressamente finalizzati, come scopo sociale, alla realizzazione ed alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica;
 - l) i dati e le planimetrie descrittivi del sito con localizzazione georeferenziata dell'impianto in coordinate piane GAUSS BOAGA – Roma 40 fuso est;

- m) Studio d'Incidenza Ambientale, ai sensi del D.P.R. 357/1997, per tutti gli impianti che ricadono in una fascia pari a 1000 metri, esterna al perimetro delle aree SIC-ZPS, pSIC e pZPS;
- n) ricevuta di pagamento degli oneri istruttori, ove previsti;
- o) progetto di sviluppo locale nel caso di impianti collegati alla rete in alta tensione, di potenza superiore a 20 MW. Tale progetto dovrà essere presentato anche nel caso l'impianto venga realizzato nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.

L'istanza è inoltre corredata della specifica documentazione eventualmente richiesta dalle normative di settore di volta in volta rilevanti per l'ottenimento di autorizzazioni, concessioni, nulla osta o atti di assenso comunque denominati che confluiscono nel procedimento unico.

Qualora il progetto interessi il territorio di altre Regioni o di più Province da essa delegate, la richiesta di autorizzazione dovrà essere inoltrata all'ente nel cui territorio è installato il maggior numero di aerogeneratori. L'ente in tal modo individuato provvede allo svolgimento del procedimento, cui partecipano gli altri enti interessati.

1.3.1.4.12. Documentazione da presentare prima del rilascio dell'autorizzazione

- a) polizza di fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta, di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, smaltimento dei rifiuti in discarica e ripristino dello stato originario dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto medesimo, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti; tale cauzione è rivalutata sulla base del tasso di inflazione programmata ogni 5 anni;
- b) quadro economico finanziario asseverato da un istituto bancario o da un intermediario finanziario iscritto nell'elenco speciale di cui all'articolo 107 del testo unico delle leggi in materia bancaria o creditizia emanato con decreto legislativo 1 settembre 1993, n. 385 come da ultimo modificato dalla lettera m) del comma 1 dell'articolo 1 del decreto legge 27 dicembre 2006, n. 297, come modificata dalla legge di conversione, che ne attesti la congruità;

- c) dichiarazione resa da un istituto bancario che attesti che il soggetto proponente l'impianto disponga di risorse finanziarie ovvero di linee di credito proporzionate all'investimento per la realizzazione dell'impianto;
- d) progetto definitivo aggiornato con le modifiche richieste nel corso del procedimento unico.

1.3.1.4.13. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03

Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14 bis della legge 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare.

Nel rispetto del principio di non aggravamento del procedimento di cui all'articolo 1, comma 2 della legge 241 del 1990, l'ulteriore documentazione o i chiarimenti ritenuti necessari per la valutazione dell'intervento sono richiesti, anche su impulso delle altre amministrazioni interessate, dall'Amministrazione procedente in un'unica soluzione ed entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del provvedimento sulla base degli elementi disponibili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 10 bis della legge 241 del 1990.

Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione, di carattere ambientale e territoriale a favore dei Comuni. Sono soggette a DIA tutte le opere di rifacimento realizzate sugli impianti eolici esistenti che non comportino variazioni di potenza installata, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi.

1.3.1.5. Norme e procedure per la valutazione di impatto ambientale e di incidenza

1.3.1.5.1. Osservazioni sul procedimento unico ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/03

Le domande, presentate all'Ufficio regionale competente ai sensi dell'art. 12 del D.lgv 387/2003, dovranno contenere l'indicazione delle principali norme di legge applicabili al procedimento unico e l'elenco dei soggetti competenti interessati al rilascio degli assenti occorrenti per l'ottenimento dell'autorizzazione, nonché la documentazione comprovante l'esistenza di eventuali vincoli cui è soggetta l'area e il sito di ubicazione dell'impianto.

Prima del rilascio dell'autorizzazione di cui all'12 del D.Lgs. 387/03, il proponente dovrà fornire una polizza fideiussione bancaria e/o assicurativa irrevocabile ed escutibile a prima richiesta di importo pari al costo dell'attività di dismissione dell'impianto, di smaltimento dei rifiuti in discarica e al ripristino dello stato dei luoghi, di durata pari alla vita utile dell'impianto, svincolabile solo a seguito di autorizzazione della Regione Basilicata, sottoscritta con firma autenticata e completa di attestazione dei poteri di firma dei contraenti (dette garanzie possono essere prestate esclusivamente dalle Banche e dalle Imprese di assicurazione autorizzate dalle leggi vigenti, nonché dagli intermediari finanziari iscritti nell'elenco speciale tenuto dalla Banca di Italia ai sensi della normativa vigente).

1.3.1.5.2. Procedure da seguire per la Verifica ex. Art. 10 DPR 12.04.1996 e s.m.i. e per il rilascio del Giudizio di Compatibilità Ambientale es. art. 5 del citato DPR per impianti eolici inshore e offshore e secondo D:Lgs 152/2006

Allo scopo di rendere possibile la partecipazione di tutti i soggetti interessati alla procedura di VIA, ai sensi dell'art. 9 del DPR 12/04/1996 e s.m.i. devono essere sottoposti alla Procedura di Giudizio di Compatibilità Ambientale di cui all'art. 5 del citato DPR:

- tutti i progetti relativi all'installazione di impianti eolici in-shore ed off-shore, qualunque sia la tensione della rete su cui avverrà la consegna dell'energia prodotta, devono essere sottoposti alla procedura di giudizio di compatibilità ambientale di cui all'art. 5 del citato decreto del Presidente della Repubblica;
- I progetti relativi all'installazione di impianti eolici, ricadenti anche parzialmente all'interno di Siti d'importanza comunitaria (SIC) così come individuati dalla successiva parte prima o entro due Km. dal perimetro degli stessi, dovranno attivare contestualmente, ai sensi dell'art. 91 della legge regionale n. 6/2001, le procedure relative alla valutazione d'incidenza, ai sensi dell'art. 5 del D.P.R. n. 357/1998, così come modificato dal D.P.R. n. 120/2003. Saranno parimenti soggetti a Procedura di Giudizio di Compatibilità Ambientale i successivi ampliamenti dei suddetti impianti;

1.3.1.5.3. D.P.R. del 12 aprile 1996

Il presente decreto stabilisce gli atti di indirizzo e coordinamento relativi alle condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura d'impatto ambientale ai progetti inclusi nell'allegato II della direttiva 85/337/CEE, concernente la valutazione d'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

1.3.1.5.4. Recepimento del D.P.R. del 12 aprile 1996 da parte della regione Basilicata

La Regione Basilicata, attraverso la L. R. n.47/1998, recentemente modificata con la l.r. 31/2008, ha recepito il DPR 12 aprile 1996 – Valutazione di impatto ambientale.

Successivamente, attraverso la l.r. 31/2008, sono state impartite nuove disposizioni in tema di recepimento nel territorio della Basilicata del DPR 12 aprile 1996.

1.3.1.5.5. DPCM 27 dicembre 1988

Il presente decreto riporta le norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità ambientale di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 346, adottate ai sensi dell'art. 3 del DPCM 10 agosto 1988, n. 377. Tale decreto è stato preso a riferimento per la compilazione del presente elaborato.

1.3.1.5.6. D.P.R. n. 357 del 8 settembre 1997

Il suddetto D.P.R. "Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali nonché della flora e della fauna selvatica" (modificato dal D.P.R. 120/2003) riporta nell'Allegato G i contenuti della relazione per la valutazione di incidenza.

1.3.1.5.7. Art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE in materia di valutazione di incidenza

La Commissione Europea (DG Ambiente) ha redatto nel Novembre 2001 una "Guida metodologica alle disposizioni dell'art. 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" 92/43/CEE.

Il citato documento è stato redatto con l'intento di fornire un aiuto metodologico facoltativo per l'esecuzione o la revisione delle valutazioni a norma dell'articolo 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva "Habitat" (definite in prosieguo "valutazioni dell'articolo 6"). Tali valutazioni sono necessarie ogniqualvolta un progetto o piano sia passibile di avere effetti rilevanti su un sito della rete Natura 2000. Le indicazioni presentate si basano sulla ricerca effettuata per conto della Direzione Generale per l'ambiente della Commissione europea (DG Ambiente). La ricerca fa riferimento sia a una sintesi della letteratura e degli orientamenti elaborati dall'UE e da altri organismi, sia alle esperienze enucleate in alcuni casi-modello in cui sono state svolte valutazioni analoghe a quelle previste dalla direttiva.

Tale documento, congiuntamente a quanto previsto dall'Allegato G del D.P.R. 357/97, sarà preso come riferimento per la stesura della Valutazione di Incidenza nei casi in cui si verificasse la necessità di eseguire una valutazione di incidenza ai sensi del suddetto art. 6. Questa scelta ha l'obiettivo di facilitare, da parte delle Autorità di valutazione dell'opera, il compito di interpretare i risultati riportati in questo studio.

1.3.1.6. Strumenti di tutela paesaggistico - culturale e di programmazione territoriale

1.3.1.6.1. L. 22/10/1999 n. 490: Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352

Tale legge riunisce una serie di norme di programmazione territoriale ed ambientale contenute in una serie di leggi e decreti che a loro volta sono stati abrogati. Gli articoli 138-145 recepiscono gli elenchi dei beni soggetti a tutela, individuati dalla legge 1497/39 e le relative procedure autorizzative.

Nell'articolo 146 è incluso l'elenco dei beni soggetti ad autorizzazione in base alla L. 431/85, fra i quali i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 m dalla linea di battigia.

Per quanto riguarda la gestione dei beni, l'art. 149 recepisce le indicazioni previste nell'art. 1 bis della L. 431/85.

Infine il successivo art. 150 definisce le norme per la redazione degli strumenti urbanistici che tengano conto dei valori individuati negli articoli citati.

1.3.1.6.2. R.D. 30/12/1923 n. 3267: Vincolo idrogeologico

La norma vincola, per prevenire e/o limitare il dissesto idrogeologico, i terreni di qualsiasi natura e destinazione che per effetto di determinate forme di utilizzazione possono subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque, recando danno pubblico (art. 1).

Le trasformazioni dei terreni soggetti a vincolo devono essere autorizzate dal Corpo Forestale (art. 7).

1.3.1.6.3. L.R. 04-08-1987, n. 20 e s.m.i. L.R. 2 settembre 1993, n. 50 e la Delib.G.R. 23 settembre 2002, n. 1715: Linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale

All'entrata in vigore del presente decreto, nelle zone di notevole interesse pubblico paesaggistico ai sensi della L. 1497/39 e della L. 431/85 (ambidue ora inglobate nella L.

490/99), l'attività della Soprintendenza per i beni culturali ed ambientali si avvarrà come strumento di orientamento e di ausilio alla conoscenza del territorio anche delle indicazioni delle suddette linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale (art. 3).

Le strategie del Piano Territoriale Paesistico Regionale sono volte alla salvaguardia dei valori naturali, al recupero di situazioni di degrado, alla conservazione e al restauro del patrimonio storico archeologico, alla riorganizzazione urbanistica-territoriale e alla valorizzazione paesistico - ambientale.

1.3.1.6.4. LR N. 41 DEL 6-09-1978 e s.m.i. Legge Regionale 10.11.1998, n.42 (B.U.R.B. n.65 del 13 novembre 1998) e s.m.i. Legge Regionale n.11 del 26-05-2004 (B.U.R. Basilicata n. 39 del 27-5-2004)

Il testo legislativo è stato redatto ai sensi del secondo comma dell'art. 11 del TU approvato con D.P. Rep. 28/12/1985 n. 1092.

1.3.2. Programma di consultazione agli enti preposti

Nell'ambito della procedura di autorizzazione è previsto, in maniera obbligatoria, che una serie di enti esprimano parere in merito al progetto. Il loro parere è parte integrante della documentazione relativa alla richiesta di Giudizio di Compatibilità Ambientale ai sensi del [**D.A. 1014 del 10.09.03.**](#)

I soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione sono:

- ✓ Soprintendenza per i Beni Architettonici e per il Paesaggio;
- ✓ Soprintendenza per i Beni Archeologici;
- ✓ Provincia di Potenza;
- ✓ Comune di Genzano di Lucania;
- ✓ Ministero delle Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia – Basilicata;
- ✓ Ministero della difesa Direzione Generale dei Lavori e del Demanio Divisione VI;
- ✓ Aeronautica Militare Brigate Spazio Aereo;

- ✓ Aeronautica Militare 16° Reparto Genio Campale;
- ✓ Regione Basilicata. Dipartimento Ambiente, territorio, politiche della sostenibilità – Attività Tutela della Natura e del Paesaggio;
- ✓ Regione Basilicata. Dipartimento Agricoltura, sviluppo rurale, economia montana;
- ✓ Regione Basilicata. Dipartimento Ambiente, Territorio, politiche della Sostenibilità - Ufficio Urbanistica e Tutela del Paesaggio;
- ✓ Ministero delle Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia – Basilicata;
- ✓ Regione Basilicata: Dipartimento Infrastrutture, opere pubbliche e mobilità. Ex Genio Civile; Ufficio provinciale Agricoltura di Potenza;
- ✓ Enel S.p.a.;
- ✓ Comando dei Vigili del Fuoco;
- ✓ Acquedotto Lucano;
- ✓ Consorzio di Bonifica Vulture-Alto Bradano;
- ✓ Arpa Basilicata;
- ✓ TERNA Spa;
- ✓ ENAC;
- ✓ ENAV.

1.3.3. Normativa tecnica di riferimento

- Norme CEI in generale:
 - CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
 - CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
 - CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
 - CEI 20-66: Cavi energia con isolamento estruso e loro accessori per tensioni nominali superiori a 36 kV ($U_m = 42$ kV) fino a 150 kV ($U_m = 170$ kV);
 - CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
 - CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
 - CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

- CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- CEI 11-32:V1: Impianti di produzione eolica;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11.60: Calcolo dei valori del campo elettrico e dell'induzione magnetica, determinati assumendo come mediana della portata di corrente;
- CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta Tensione;

- Norme IEC;
- Norme CENELEC;
- Norme ISO;
- Norme UNI;
- Unificazione TERNA;
- Legislazione vigente in materia di elettrodotti ad alta tensione; in particolare: Legge 22 Febbraio 2001, n. 36, e D.P.C.M. 8 Luglio 2003.

2. Descrizione dello stato di fatto del contesto

2.1. Descrizione del sito di intervento

2.1.1. Scelta del sito

La scelta del sito è stata orientata sin da subito sulla possibilità di sviluppo nella Regione Basilicata di un'installazione eolica on-shore, che risponde indubbiamente nel migliore dei modi ad entrambi gli obiettivi di minimizzazione dell'impatto ambientale e massimizzazione della produzione di energia da fonte rinnovabile.

Per quanto concerne la localizzazione del sito è stata condotta una valutazione preliminare, che ha portato ad identificare l'area del Comune di Genzano di Lucania (PZ) come una delle più vocate a livello regionale per questo tipo di installazioni.

L'impatto visivo del sito eolico scelto è notevolmente più ridotto in quanto installato ad una distanza, dal più vicino centro abitato, di oltre 4 Km, distanza questa pari ad oltre 4 volte la distanza minima consentita nel PIEAR regionale (1.000 metri).

La scelta del sito non è stata condotta in maniera superficiale ma è stata il frutto di un attenta fase di preselezione fra tutti quelli potenzialmente appetibili a livello regionale, in particolare sono stati presi in considerazione i seguenti fattori:

- Vincoli ambientali;
- Risorsa eolica;
- Prossimità alla rete elettrica;
- Accessibilità al sito.

2.1.2. Compatibilità con gli strumenti urbanistici

Il territorio interessato dagli interventi di realizzazione dell'impianto eolico è compreso, in base alla zonizzazione di cui al Piano Regolatore Generale del Comune di Genzano di Lucania, in Zona E – Agricola.

In base al D.Lgs 29.12.2003 n. 387, di recepimento della Direttiva 2001/77/CEE, la realizzazione di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili è consentita se ricade in territori agricoli (art. 12 comma 7 "Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, lettere b) e c)¹⁸ possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici").

¹⁸ - art. 2 "(...) b) impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili: impianti alimentati dalle biomasse e dalla fonte idraulica, ad esclusione, per quest'ultima fonte, degli impianti ad acqua fluente, nonché gli impianti ibridi, di cui alla lettera d); c) impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta: impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che non rientrano tra quelli di cui alla lettera b); (...)"

2.1.3. Ubicazione degli Aerogeneratori ed anemometri utilizzati

Le coordinate piane geografiche (Gauss-Boaga – Roma 40 Fuso Est) degli aerogeneratori sono le seguenti:

COORDINATE GEOGRAFICHE DEGLI AEROGENERATORI (riferimento GAUSS-BOAGA Fuso Est Roma 40)		
AEROGENERAT.	LATITUDINE	LONGITUDINE
TR01	4516923.60 N	2610639.43 E
TR02	4516827.54 N	2611024.36 E
TR03	4516197.69 N	2611274.73 E
TR04	4515814.13 N	2611799.62 E
TR05	4515541.03 N	2612099.75 E
TR10	4518376.03 N	2609631.84 E
TR11	4518915.65 N	2609432.34 E
TR12	4518037.95 N	2609802.66 E
TR13	4517705.06 N	2609987.52 E
TR14	4517362.45 N	2610151.24 E

Mentre le coordinate piane geografiche (Gauss-Boaga – Roma 40 Fuso Est) delle stazioni di rilevamento anemometriche utilizzate sono:

Coordinate geografiche delle stazioni anemometriche (riferimento GAUSS-BOAGA Fuso EST Roma 40)

Stazione Anemometrica	Latitudine	Longitudine
Anemometro 12m "Serra Gagliardi"	4519068 N	2613311 E
Anemometro 25 e 50m "Serra Gagliardi"	4519180 N	2613450 E
Anemometro 25m "La Mattina Grande"	4518923 N	2609475 E

2.1.4. Ubicazione e/o distanze rispetto alle aree non idonee

L'impianto, con la sua componente più vicina (l'aerogeneratore), si localizza ad una distanza aerea dalle aree non idonee pari a circa:

- 1) Le Riserve Naturali regionali e statali:
 - a) 24 Km dal Parco Regionale del Vulture;
 - b) 23 Km dal Parco Regionale di Gallipoli Cognato;
 - c) 30 Km dal Parco Regionale delle Chiese Rupestri;
 - d) 20 Km dal Parco nazionale dell'alta Murgia;
 - e) 35 Km dal Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val d'Agri-Lagonegrese;
 - f) 65 Km dal Parco Nazionale del Pollino.
- 2) Le aree SIC e quelle pSIC:
 - a) 15 Km dal Bosco Cupolicchio di Tricarico, zona SIC più vicina.
- 3) Le aree ZPS e quelle pZPS:
 - a) 15 Km dal Bosco Cupolicchio di Tricarico, zona ZPS più vicina.
- 4) Le Oasi WWF:
 - a) 35 Km Riserva Regionale del Pantano di Pignola, oasi WWF più vicina.
- 5) I siti archeologici, storico-monumentali ed architettonici con fascia di rispetto di 1000 m:
 - a) 9 Km dal Castello di Monteserico di Genzano di Lucania, area archeologicae storico-monumentale più vicina.
- 6) Le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2, escluso quelle interessate dall'elettrodotto dell'impianto quali opere considerate secondarie:
 - a) 23 Km dal Parco Regionale di Gallipoli Cognato, area più vicina.
- 7) Superfici boscate governate a fustaia:
 - a) 1,5 Km da aree boscate più vicine (querceti Mesofili e Meso-Termofili).
- 8) Aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione:
 - a) non inerenti all'area di interesse.
- 9) Le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m:
 - a) non inerenti all'area di interesse.
- 10) Le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D.lgs n.42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l'Assetto Idrogeologico:
 - a) 0,9 Km dal bacino fluviale La Fiumarella;
 - b) 2,65 Km dalla diga di Genzano di Lucania.
- 11) I centri urbani. A tal fine è necessario considerare la zona all'interno del limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99:
 - a) 4 Km da centro abitato di Genzano di Lucania.
- 12) Aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti:
 - a) non inerenti all'area di interesse.
- 13) Aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità:
 - a) 0,23 Km dal limite comunale di Irsina sul quale persiste un vincolo paesistico su tutto il territorio. 10,8 Km dal centro abitato di Irsina;
 - b) 1,9 Km dal limite comunale di Acerenza sul quale persiste un vincolo paesistico su tutto il territorio. 10,6 Km dal centro abitato di Acerenza.
- 14) Aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare:

- a) non inerenti all'area di interesse.
- 15) Aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato:
 - a) non inerenti all'area di interesse.
- 16) Aree IBA:
 - a) 20 Km dal Parco nazionale dell'alta Murgia;
 - b) 15 Km Tricarico.

- per l'area 1 (Sottostazione di elevazione) sulla SP209, sulla SP33 fino a località "Serra Gagliardi" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 1);
- per l'area 2 (Aerogeneratori) sulla Strada Comunale di Piano della Cerzolla fino a località "La Mattina Grande" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 2).

2.1.5. Reti infrastrutturali

Nell'area di installazione sono presenti le seguenti infrastrutture:

- a circa 8 Km vi è la linea elettrica area AAT 380 Kv Matera-S.Sofia;
- a circa 4 Km vi è la linea elettrica aerea AT 150 Kv;
- nel sito vi è la linea elettrica aerea MT 20 Kv;
- le linee elettriche di BT sono tutte aeree e su pali;
- la linea telefonica è aerea su pali;
- le condutture idriche sono di carattere secondario;
- la viabilità pubblica dell'area è tutta bitumata.

2.1.6. Accessibilità al sito

Il sito prescelto per la realizzazione dell'impianto eolico è raggiungibile tramite viabilità di buon livello. In particolare la località di Serra Gagliardi (Comune di Genzano di Lucania) è raggiungibile tramite la strada provinciale SP33 e SP209 nonché dalla strada provinciale SP74 e Piano della Cerzolla.

La viabilità più adeguata al trasporto *in situ* delle componenti degli aerogeneratori è quindi rappresentata dall'Autostrada A14 ed A16, qualsiasi sia la provenienza degli aerogeneratori (estero/nord Europa, Regione Puglia/Taranto/Bari, altri porti adriatici, oppure dalla regione Campania ecc.).

- Uscendo dall'autostrada A16 a Candela, i mezzi possono proseguire sulla strada statale SS655, quindi sulla SS96BIS, quindi:



- Uscendo dall'autostrada A14 a Modugno, i mezzi possono proseguire sulla strada statale SS96, quindi sulla SS96BIS, quindi:

- per l'area 1 sulla SP209, sulla SP33 fino a località "Serra Gagliardi" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 1);
- per l'area 2 sulla Strada Comunale di Piano della Cerzolla fino a località "La Mattina Grande" del Comune di Genzano di Lucania (PT) (area dell'impianto 2).

realizzare ex novo piste di servizio per l'accesso diretto alle piazzole di servizio dell'impianto.

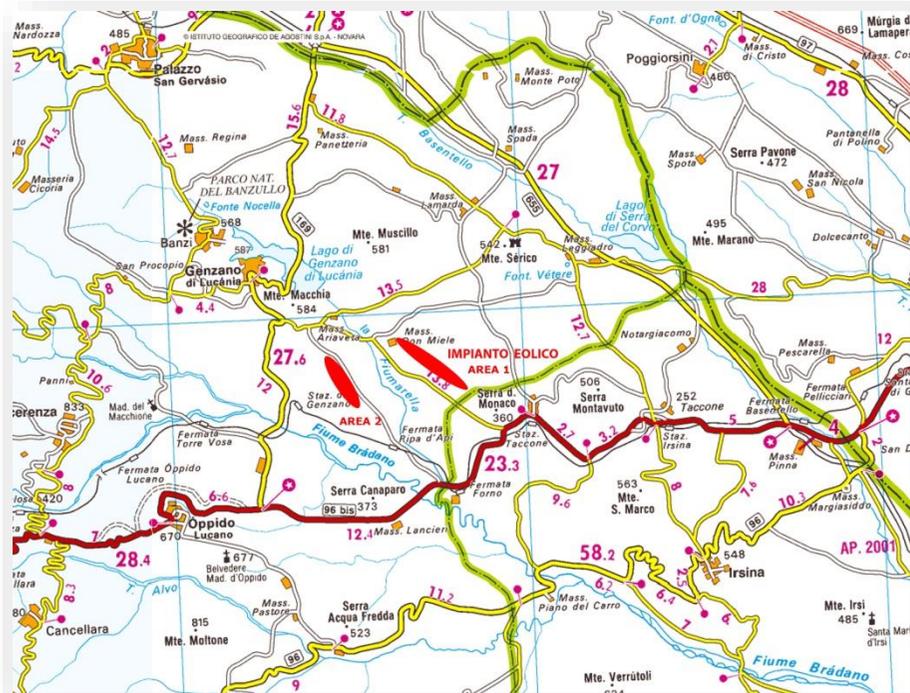
2.1.7. Idoneità delle infrastrutture

Tutte le infrastrutture esistenti nonché la viabilità esistente, soddisfano pienamente tutte le esigenze di servizio dell'impianto eolico ed in dettaglio:

- la linea elettrica area AAT 380 Kv Matera-S.Sofia, a circa 8 Km stradali dall'impianto, soddisfa pienamente, come indicato da Terna, le esigenze tecniche di trasferimento, dell'energia elettrica prodotta, alla rete elettrica nazionale senza causare sovraccarichi delle linee con conseguenti blocchi di produzione.

Criticità che, invece, sono presenti sulla linea elettrica aerea AT 150 Kv a circa 4 Km dall'impianto, evidenziate da Terna;

- la linea elettrica di MT a 20 Kv, che transita su pali nelle immediate vicinanze della Sottostazione di elevazione e Stazione di consegna, è idonea all'alimentazione dei Servizi Ausiliari della sottostazione e stazione che, mediante trasformatori MT/BT, alimenteranno le principali utenze quali: ventilatori, aerotermi, Trasformatori, motori, interruttori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc;



Nell'area d'impianto **non sarà necessario** effettuare interventi di adeguamento della viabilità esistente; comunque nell'area degli aerogeneratori in alcuni casi sarà necessario



- la condotta idrica esistente è idonea per i servizi;
- la viabilità pubblica esistente è idonea per il trasporto delle attrezzature e/o componenti della centrale eolica e non necessita di adeguamenti.

2.2. Elenco dei vincoli di natura ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico artistico

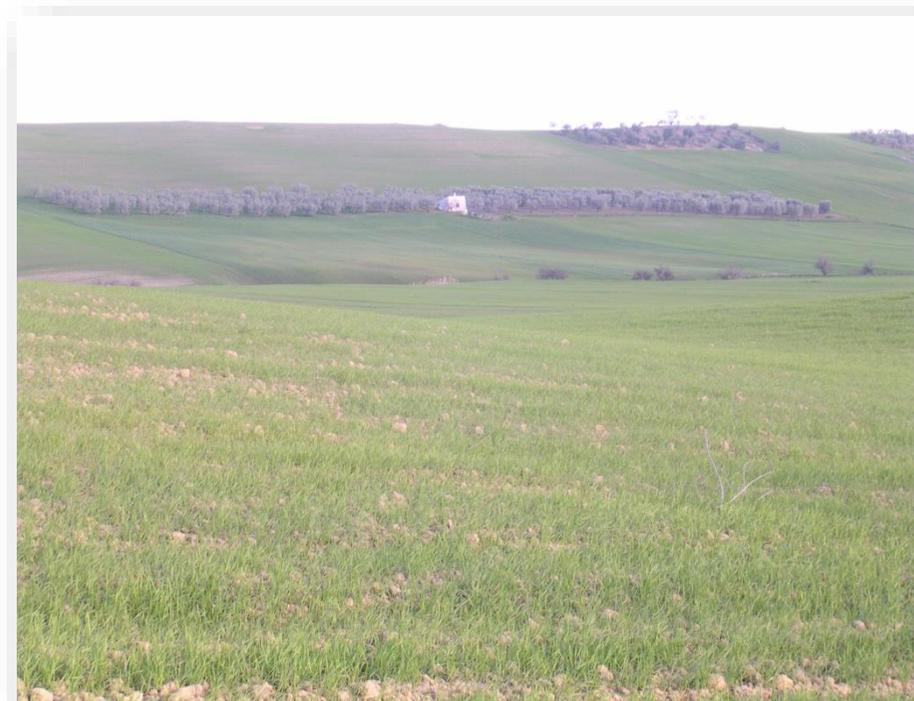
Le strade comunali e provinciali persistenti nell'area erano anticamente dei tratturi. Da una ricerca effettuata, tutte le viabilità persistenti nell'area di sviluppo, risultano essere passate in carico e/o bitumate dagli enti gestori, prima del DM del 22/12/1983 che ne sanciva la tutela della Soprintendenza ai beni archeologici qualora, successivamente al citato decreto, avessero conservato le caratteristiche originarie.

Il cavidotto in MT di interconnessione tra l'area 1 e l'area 2 dell'impianto, effettuerà l'attraversamento del corso d'acqua "La Fiumarella" oggetto di vincolo ai sensi del ex. Art. 142, c. 1 – punto g del Dlgs. N. 42/2004, per mezzo della viabilità provinciale esistente.

Non sono stati riscontrati altri vincoli nell'area di sviluppo.

2.3. Documentazione fotografica

Di seguito sono riportate delle fotografie panoramiche del sito di installazione:



Panoramica sito aerogeneratori TR12-TR13

3. Descrizione del progetto

3.1. Descrizione dell'impianto

L'impianto oggetto di studio si basa sul principio che l'energia del vento viene captata dalle macchine eoliche che la trasformano in energia meccanica di rotazione, utilizzabile per la produzione di energia elettrica: nel caso specifico il sistema di conversione viene denominato aerogeneratore.

L'impianto sarà costituito dai seguenti sistemi:

- produzione, trasformazione e trasmissione dell'energia elettrica;
- misura, controllo e monitoraggio della centrale;
- sicurezza e controllo.

In particolare, l'impianto di produzione sarà costituito da 10 aerogeneratori, ognuno della potenza di 3.3 MW; questi saranno ubicati a circa 4 Km nell'area a S-SE del centro abitato di Genzano di Lucania (PZ), secondo una distribuzione apparentemente casuale, ma che in verità seguirà le condizioni morfologiche, tecniche, anemologiche e paesaggistiche del sito.

Il Parco eolico sarà costituito da:

- n°10 aerogeneratori con generazione in BT;
- n°10 reti di cavidotti interrati da 30 kV per il convogliamento dell'energia in MT;
- n°10 piazzole di montaggio;
- n°1 piazzole di manovra;
- n°1 Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT: controllo dell'impianto, elevazione della tensione a 150 kV (stazione di trasformazione), e convogliamento alla Sottostazione di Consegna (interruttori, sezionatori, apparecchiature di misura e protezione);
- n°1 rete di cavidotti interrati da 150 kV per il convogliamento dell'energia in AT;
- n°1 eventuale Sottostazione di ingresso alla Stazione di Consegna RTN;

- N°1 Stazione di Consegna 150/380 kV: raccolta dell'energia elettrica prodotta; elevazione della tensione a 380 kV, collegamento elettrico alla rete elettrica nazionale (interruttori, sezionatori, apparecchiature di misura e protezione);

La scelta, la disposizione ed il numero degli aerogeneratori, motivata da quanto evidenziato nei paragrafi precedenti, è stata dettata anche dal rispetto delle aree di ingombro del Parco eolico nel suo insieme.

Gli aerogeneratori saranno della Vestas V112-3.6MW ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripale, con generatore di tipo asincrono o sincrono. Il tipo di generatore da utilizzare avrà le seguenti dimensioni: diametro del rotore 112 m (R) massimo, altezza mozzo da 119m (H) massimo.

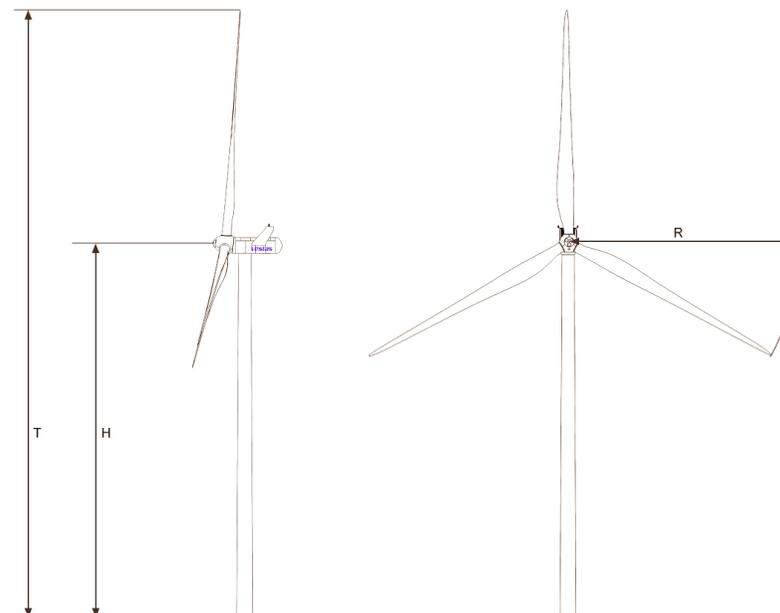


Figura 3.1.a.: Schema Aerogeneratore Vestas V112-3.6MW

La tipica configurazione di un aerogeneratore ad asse orizzontale è la seguente:

- il sostegno, costituito da una torre tubolare, porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno;
- nella navicella sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari.

All'estremità dell'albero lento, corrispondente all'estremo anteriore della navicella, è fissato il rotore costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale. Il rotore può essere posto sia sopravento che sottovento rispetto al sostegno. La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Si precisa che, al fine di mitigare l'impatto visivo degli aerogeneratori, si utilizzeranno torri in acciaio di tipo tubolare e non a traliccio, con impiego di vernici antiriflettenti e di colore grigio perla.

Da ogni generatore viene prodotta energia elettrica a bassa tensione a 690 V e con frequenza pari a quella imposta dalla rete e quindi di 50 Hz.

All'interno di ogni cabina l'impianto di trasformazione BT/MT, consentirà l'elevazione della tensione al valore di trasporto: da 690 V (tensione in uscita dal generatore) a 30 KV (tensione in uscita dal trasformatore). L'energia prodotta verrà trasportata alla cabina di trasformazione e consegna tramite una rete di cavidotti interrati che saranno ubicati preferibilmente lungo la rete viaria di manutenzione interna al parco eolico.

La sottostazione di trasformazione 30/150 kV sarà realizzata nelle vicinanze dell'impianto mentre l'ubicazione della Stazione di consegna è, naturalmente, subordinata alle esigenze funzionali del Gestore e sarà collocata a circa 8 Km dall'impianto eolico sempre ne comune di Genzano di Lucania (PZ).

L'individuazione dell'area per l'installazione del parco eolico e la definizione del *lay-out* sono avvenute dopo aver condotto una serie di studi preliminari di seguito riportati.

Lay-out dell'impianto

Al fine di definire il potenziale energetico del sito è necessario inserire nel codice di calcolo il layout dell'impianto che si intende realizzare nel sito.

Come primo passaggio, è stato definito il *lay-out* preliminare sulla base delle seguenti considerazioni:

- disponibilità di un area priva di boschi, non appartenente ad area parco o altre aree protette;
- altimetria ed orografia dell'area;
- sfruttamento delle zone di massima ventosità;
- massimizzazione della energia producibile;
- condizioni di accesso al sito;
- dimensioni delle macchine da installare e diametro del rotore;
- direzione dei venti prevalenti;
- prescrizioni del Regolamento energetico regionale.

L'analisi ha portato quindi alla definizione di un *lay-out* di massima (indipendente dal modello di aerogeneratori) che risponde ai criteri fondamentali di sfruttamento ottimale dell'area nel rispetto delle condizioni ambientali e naturali del sito e della normativa vigente. Il *lay-out* prevede l'installazione di un totale di 10 aerogeneratori.

Nelle tabelle successive, sono rappresentate le distanze di separazione tra gli aerogeneratori, sempre mantenuta superiore ai tre diametri.

Metri

	TR10	TR11	TR12	TR13	TR14	TR01	TR02	TR03	TR04	TR05
TR10	0	575,85	378,79	759,12	1.138,21	1.767,43	2.082,56	2.728,61	3.356,20	3.758,76
TR11	575,85	0	953,17	1.332,12	1.711,36	2.329,57	2.626,48	3.284,34	3.902,54	4.302,19
TR12	378,79	953,17	0	380,45	759,43	1.393,20	1.719,70	2.356,74	2.989,01	3.392,82
TR13	759,12	1.332,12	380,45	0	379,29	1.017,77	1.358,77	1.982,80	2.619,70	3.024,51
TR14	1.138,21	1.711,36	759,43	379,29	0	656,74	1.024,41	1.619,19	2.262,43	2.668,01
TR01	1.767,43	2.329,57	1.393,20	1.017,77	656,74	0	396,91	965,18	1.605,90	2.011,42
TR02	2.082,56	2.626,48	1.719,70	1.358,77	1.024,41	396,91	0	677,70	1.276,07	1.676,77

TR03	2.728,61	3.284,34	2.356,74	1.982,80	1.619,19	965,18	677,70	0	650,15	1.054,33
TR04	3.356,20	3.902,54	2.989,01	2.619,70	2.262,43	1.605,90	1.276,07	650,15	0	405,62
TR05	3.758,76	4.302,19	3.392,82	3.024,51	2.668,01	2.011,42	1.676,77	1.054,33	405,62	0

Diametro rotore=112m
Diametri rotore

	to TR10	to TR11	to TR12	to TR13	to TR14	to TR01	to TR02	to TR03	to TR04	to TR05
from TR10	0	5,1	3,4	6,8	10,2	15,8	18,6	24,4	30,0	33,6
from TR11	5,1	0	8,5	11,9	15,3	20,8	23,5	29,3	34,8	38,4
from TR12	3,4	8,5	0	3,4	6,8	12,4	15,4	21,0	26,7	30,3
from TR13	6,8	11,9	3,4	0	3,4	9,1	12,1	17,7	23,4	27,0
from TR14	10,2	15,3	6,8	3,4	0	5,9	9,1	14,5	20,2	23,8
from TR01	15,8	20,8	12,4	9,1	5,9	0	3,5	8,6	14,3	18,0
from TR02	18,6	23,5	15,4	12,1	9,1	3,5	0	6,1	11,4	15,0
from TR03	24,4	29,3	21,0	17,7	14,5	8,6	6,1	0	5,8	9,4
from TR04	30,0	34,8	26,7	23,4	20,2	14,3	11,4	5,8	0	3,6
from TR05	33,6	38,4	30,3	27,0	23,8	18,0	15,0	9,4	3,6	0

Per le verifiche acustiche riguardanti gli aerogeneratori, si rimanda alla relazione specialistica allegata.
Il layout del progetto è stato, quindi, elaborato tenendo conto di tutti i fattori di cui sopra.

3.2. L'aerogeneratore

La scelta dell'aerogeneratore è una **scelta tecnologica** che dipende dalle caratteristiche delle macchine di serie disponibili sul mercato al momento della fornitura, per cui in questa fase di progetto è stata scelta una macchina della VESTAS modello V112-3.6MW, **viene comunque preservata la possibilità che il tipo di macchina venga cambiata a causa di eventuali innovazioni tecnologiche prodotte sino alla messa in opera del progetto.**



La macchina prescelta è ad asse orizzontale, come già specificato precedentemente, in cui il sostegno (torre) porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento e da un involucro esterno. All'interno di essa sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri (eventuale), l'albero veloce, il generatore elettrico ed i dispositivi ausiliari. All'esterno della gondola, all'estremità dell'albero lento, è montato il rotore, costituito da un mozzo in acciaio, su cui sono montate le tre pale in vetroresina. La

navicella è in grado di ruotare allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento (imbardata).

Opportuni cavi convogliano al suolo, in un box all'interno della torre in cui è ubicato il trasformatore BT/MT, l'energia elettrica prodotta e trasmettono i segnali necessari per il controllo remoto del sistema aerogeneratore.

Gli impianti ad energia eolica avranno un sistema generatore-convertitore di frequenza a numero di giri variabile e regolazione a fogli singoli. L'aerogeneratore sarà dotato di impianto frenante che, all'occorrenza, arresta la rotazione. In caso di ventosità pericolosa per la tenuta meccanica delle pale, l'aerogeneratore dispone di un sistema in grado di pilotare le pale che vengono portate a posizionarsi in modo da offrire la minima superficie all'azione del vento; la macchina ovviamente viene arrestata.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono monitorate e controllate da un'unità di controllo basata su microprocessori. Il sistema di regolazione del passo viene azionato da 3 cilindri idraulici, uno per ciascuna pala. L'unità idraulica è installata nella navicella e fornisce pressione idraulica sia al sistema del passo che all'impianto frenante. I sistemi sono dotati di accumulatori idraulici che garantiscono lo spegnimento in sicurezza in caso di assenza di rete.

La calotta della navicella rinforzata in fibra di vetro protegge tutti i componenti da pioggia, neve, polvere, sole, ecc. L'accesso alla navicella dalla torre avviene attraverso un passaggio centrale.

3.3. Cabina elettrica aerogeneratore

La cabina aerogeneratore, con annesso trasformatore BT/MT verrà realizzata all'interno di ciascuna torre.

La cabina contiene tutte le apparecchiature di media tensione, (trasformatore MT-BT, quadro MT di sezionamento e protezione) e di bassa tensione (quadro di comando e controllo aerogeneratore).

All'interno la cabina è divisa in due sezioni opportunamente isolate tra loro. Nella prima arrivano i cavi dall'aerogeneratore, conduttori elettrici a circa 690V dai quali l'energia viene convogliata fino ad un trasformatore di potenza e portata ad una tensione di 30Kv.

Di qui l'energia viene immessa nei cavi interrati. Nella seconda, unità di controllo, un computer misura e controlla in ogni istante i parametri del vento, direzione e velocità, e determina la posizione ottimale delle pale nel piano verticale e della navicella nel piano

orizzontale; misura la potenza ed i vari parametri elettrici e regola il rifasamento provvedendo in automatico a segnalare l'emergenza ed ad arrestare il funzionamento in caso di necessità.

In definitiva il computer è dotato di specifico software gestionale e costituisce un vero e proprio sistema di controllo che assolve principalmente a due importanti funzioni:

- gestione dell'aerogeneratore nelle diverse condizioni di lavoro;
- azionamento del dispositivo di sicurezza di bloccaggio dell'aerogeneratore in caso di cattivo funzionamento e/o di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

Tutti i trasformatori di tensione installati all'interno delle cabine di macchina (trasformatori BT/MT) saranno del tipo a resina e pertanto privi di olio.

La tabella sottostante riporta le altezze delle torri:

Turbina n°	Localizz. geografica [GB40fE]	Tipo Turbina	Altitudine [m] a.l.m.	Altezza Totale H [m] a.l.s.
Turbine site TR11	(2609432, 4518916)	Vestas V112 (3.6 MW)	399,891	175
Turbine site TR10	(2609632, 4518376)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,0018	175
Turbine site TR12	(2609803, 4518038)	Vestas V112 (3.6 MW)	375,7961	175
Turbine site TR13	(2609987, 4517705)	Vestas V112 (3.6 MW)	376,8071	175
Turbine site TR14	(2610151, 4517363)	Vestas V112 (3.6 MW)	371,223	175
Turbine site TR01	(2610639,0, 4516924,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	350,9225	175
Turbine site TR02	(2611024, 4516827)	Vestas V112 (3.6 MW)	332,6517	175
Turbine site TR03	(2611275,0, 4516198,0)	Vestas V112 (3.6 MW)	327,4169	175

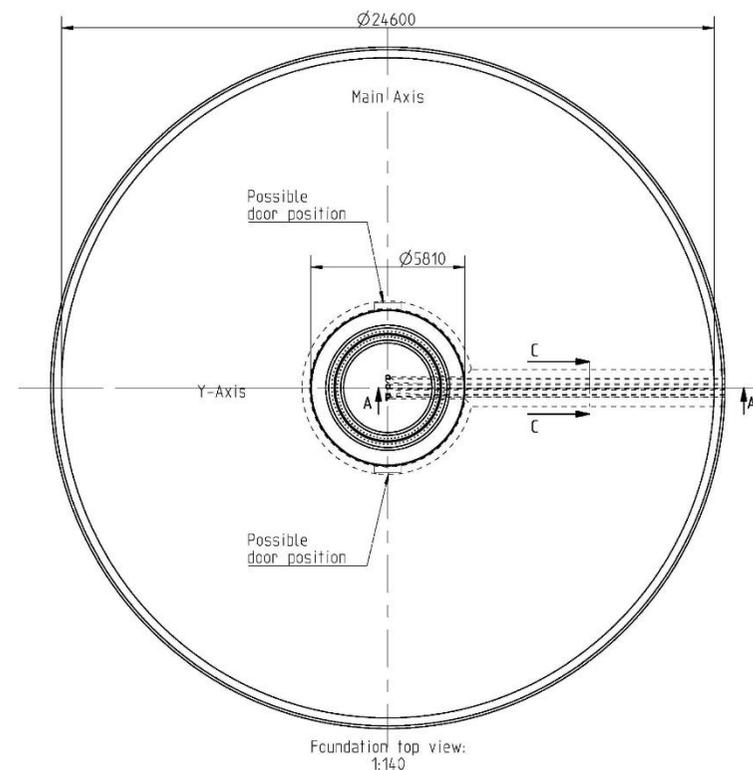
Turbine site TR04	(2611800, 4515814)	Vestas V112 (3.6 MW)	325,9323	175
Turbine site TR05	(2612100, 4515541)	Vestas V112 (3.6 MW)	322,0629	175

3.4. Fondazione aerogeneratore

La torre, il generatore e la cabina di trasformazione andranno a scaricare su una struttura di fondazione in cemento armato che verrà dimensionata in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno.

La fondazione sarà calcolata in modo tale da poter sopportare il carico della macchina e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dalla azione cinetica delle pale in movimento, sarà una fondazione di tipo indiretta, su pali, che verrà dimensionata sulla base delle risultanze geotecniche specifiche per ogni aerogeneratore in fase esecutiva. Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione saranno eseguite con i metodi e procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le massime sollecitazioni sul terreno, saranno calcolate con riferimento ai valori nominali delle azioni (metodo agli stati limite). Il piano di posa delle fondazioni sarà ad una profondità tale da non ricadere in zona ove risultino apprezzabili le variazioni stagionali del contenuto d'acqua.

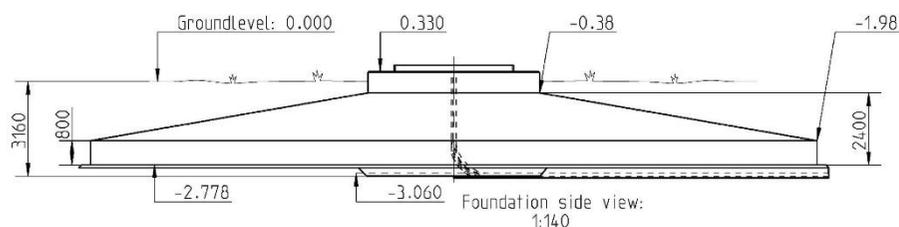
Attese le caratteristiche degli aerogeneratori, pressoché simili, tali fondazioni non subiranno variazioni in funzione della scelta degli aerogeneratori in elevazione: gli unici cambiamenti si riducono alla zona di ancoraggio torre fondazione che invece segue le specifiche della ditta costruttrice. Per la V112-3.6MW sono di 4,2m per la torre H 84m, per arrivare a 4,45m per la torre H119m. L'area della singola fondazione è pari ad 475,2916 mq.



Nella fondazione, oltre al cestello previsto per l'ancoraggio della torre, saranno ospitate le tubazioni passacavo in PVC corrugato, nonché gli opportuni collegamenti alla rete di terra.

Come già specificato in precedenza, la fondazione avrà le seguenti caratteristiche:

- plinto a base circolare con larghezza di circa 24,6 m ed altezza di spessore da circa 0,8m a circa 3,5 m;
- il plinto potrà essere ancorato a circa 16 pali in c.a., di tipo trivellato, che saranno infissi nel terreno ad una profondità variabile tra gli 11 e i 20 m.



La realizzazione delle opere non determinerà variazione alla morfologia dei siti, in quanto la movimentazione di terra derivante dallo scavo per la posa in opera delle fondazioni degli aerogeneratori sarà regolarmente riutilizzata nel cantiere o conferita presso la più vicina discarica regolarmente autorizzata.

3.4. Piazzole aerogeneratori

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore è prevista la realizzazione di una piazzola pressoché pianeggiante, dove troveranno collocazione la torre di sostegno dell'aerogeneratore e la relativa fondazione, la gru di sollevamento, i dispersori di terra e le necessarie vie cavo.

Tale piazzola è realizzata con un'area pressoché pianeggiante ed ha dimensioni tali che dipendono dal tipo di gru tralicciata presa in esame.

La funzione di tale piazzola è anche quella di accogliere i mezzi di sollevamento durante la fase di cantieramento ed installazione nonché i mezzi di servizio durante la vita dell'impianto. La porzione della piazzola adibita allo stazionamento dei mezzi di sollevamento durante l'installazione, sarà realizzata con fondazione in misto di cava dello spessore da 50 a 60 cm più 30 cm di misto granulometrico stabilizzato e finitura a graniglia per 5 cm ed avrà una dimensione di 50m x 40m con un area di 2000mq. L'area complessiva delle piazzole sarà di 28000mq.

3.5. Viabilità

L'accesso al sito avverrà sfruttando la viabilità esistente. Le aree interessate dal Campo Eolico sono facilmente raggiungibili attraverso strade a scorrimento veloce e

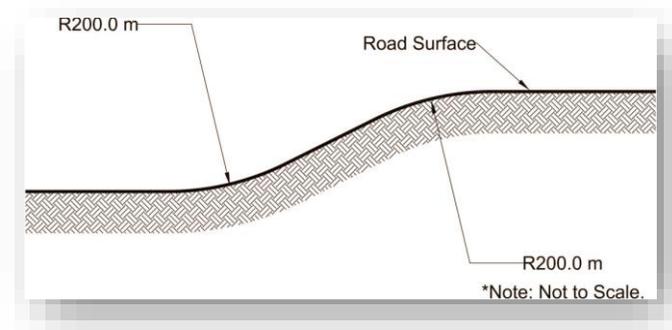
viabilità in parte provinciale ed in parte statale. La viabilità esistente esterna all'area di progetto si presenta pressoché idonea e non necessita di interventi particolari.



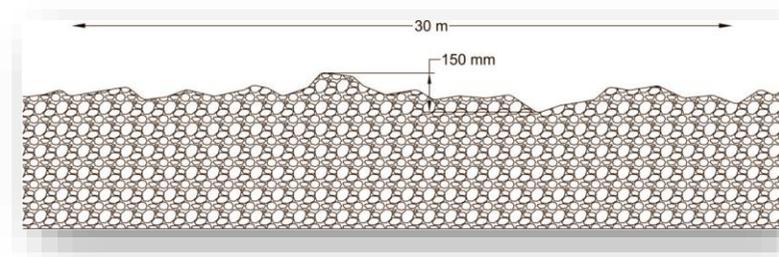
La viabilità di cantiere si concretizzerà nella apertura di piste carrabili in sterrato opportunamente stabilizzato, a carattere provvisorio ed ad ultimazione dei lavori verrà rimosso lo strato di stabilizzante al fine di consentire il normale utilizzo del suolo ante operam, lasciando esclusivamente un ridotto passaggio carrabile per la manutenzione.

Nella fase di gestione le operazioni di piccola manutenzione potranno essere assolate mediante impiego di mezzi fuoristrada sui suoli oggetto di convenzione ed utilizzo delle carrarecce esistenti e/o mediante le viabilità di cantiere ridotte.

Per le operazioni di grande manutenzione di volta in volta si procederà con idonei interventi a carattere provvisorio dimensionati alle esigenze di esecuzione. I tratti delle carrarecce esistenti che dovessero necessitare di migliorie vedrebbero la realizzazione dell'intervento in massiciata tipo "Mac Adam" compatibile con la realtà paesaggistica del luogo. Le strade sterrate quindi, dove necessario, verranno risistemate e ridimensionate in modo da adattarsi alle capacità di carico richieste. Per permettere un comodo accesso dei mezzi di trasporto delle parti che andranno a comporre l'aerogeneratore e delle autogrù, la larghezza minima delle strade dovrà essere pari a 6 m mentre il raggio di curvatura (interno) dovrà essere non inferiore ai 45 m.



Tutte le irregolarità nelle curvature longitudinali non dovranno superare i 150 mm in una sezione longitudinali stradale di 30 m.



Le strade verranno mantenute in continuo durante le operazioni di realizzazione del parco eolico.

Poiché non è prevista la presenza di personale per la conduzione dell'impianto, che verrà gestito tramite ispezioni a cadenza bi-trisettimanale, sarà praticamente nulla l'incidenza sul traffico veicolare conseguente all'esercizio dell'impianto. La viabilità di servizio e/o di cantiere totale, da realizzarsi ex novo, sarà di circa 5300 metri per un'area di circa 38900 mq.

3.6. Sottostazione di trasformazione

La sottostazione di trasformazione occuperà un'area di forma rettangolare di lato 42,80 x 63,65 m per un ingombro totale di 2.724,00 mq. Tutto il perimetro esterno, ad eccezione dei due prospetti esterni dell'immobile destinato ad accogliere il locale tecnico, e i varchi di accesso, sarà circondato da una aiuola con piantumazioni di essenze arboree a fronde larghe.

Oltre l'aiuola, procedendo verso l'interno, l'area sarà circondata con una recinzione h 2,20 m, realizzata in rete metallica a maglie quadrate del tipo elettrosaldata e plastificata e paletti in ferro zincato a sezione a T infissi nel terreno in plinti di cls di misura 40 x40 x h 60 cm. I plinti verranno gettati in buche ricavate nel terreno ad una profondità non inferiore a 40 cm, in tal modo il plinto emergerà dal piano di calpestio stradale per 20 cm, costituendo così una spalla di appoggio al cordolo perimetrale dell'aiuola. I paletti sono disposti ad interasse non superiore a 2,00 m e la maglia è irrigidita da una controventatura in tiranti metallici disposti a croce e ancorati ai paletti. Sul piano di campagna, lungo tutto il perimetro, all'interno dell'area delimitata dalla sopradescritta recinzione, sarà prevista una caditoia larga 60 cm per la raccolta delle acque meteoriche, chiusa superiormente da una griglia di acciaio carrabile.

Lungo tutto il perimetro della caditoia, a passo costante, sono collocati dei tombini che assolvono alla funzione di convogliare le acque meteoriche dalla caditoia alla rete di smaltimento. Tali tombini sono del tipo posato in opera in cls delle dimensioni in pianta di 60x80 cm, chiuso in sommità con chiusini in ghisa carrabili.

Il piazzale ha una pavimentazione del tipo stradale realizzata mediante asportazione dello strato vegetale e posa di una fondazione stradale con tout venant, per uno spessore di 40 cm, sulla quale verranno posti nell'ordine: uno strato di conglomerato bituminoso per strato di base, per lo spessore di 10 cm, uno strato di binder dello spessore di 7 cm, e infine uno strato di usura per 3 cm.

La posa di ogni strato avverrà con opportuna compattazione del materiale posato. Nella realizzazione della pavimentazione del piazzale si predisporranno le adeguate pendenze atte a convogliare le acque meteoriche nella rete di caditoie e tombini perimetrali.

All'interno del piazzale un'area sagomata come da progetto, e anche essa provvista delle adeguate pendenze, conterrà i supporti per i cavi, i sezionatori, i trasformatori di

corrente, gli interruttori, i trasformatori di tensione induttiva e lo scaricatore di tensione. Adiacenti a questa area sono disposti i trasformatori elevatori e il neutro trasformatore che per loro stessa natura prevedono la realizzazione di una paratia parafiamma di h 6,00 m che sia uno schermo fisico a protezione dell'area circostante.

L'area sagomata non è rifinita con la stessa pavimentazione stradale utilizzata nel piazzale precedentemente descritto, ma con la realizzazione di un massetto sopraelevato di 20 cm rispetto al piano del piazzale, debolmente armato con un'armatura doppia e simmetrica realizzata con una rete elettrosaldata di adeguato passo e sezione.

Tale massetto costituisce un piano di posa e di ancoraggio per i plinti che sono sopraelevati rispetto al massetto appena descritto di ulteriori 10 cm, questi saranno previsti di adeguati ferri di armatura tali da garantire un corretto fissaggio delle attrezzature tipo sezionatori trasformatori di corrente sopra descritti.

Il piano di posa dei trasformatori elevatori è posto a quota h 40 dal piano di calpestio del piazzale ed ha forma rettangolare di dimensioni 8,50x7,05 m.

L'immobile che contiene il locale tecnico, ha pianta rettangolare di 18,00x6,00 m. Si compone di un due piani fuori terra per un'altezza totale di m 7,20 sull'estradosso del solaio di copertura. La struttura portante è del tipo intelaiato con travi e pilastri, solai latero-cementizi e fondazioni con travi rovesce.

L'immobile all'interno è diviso per ogni elevazione in tre ambienti funzionali alle attrezzature che dovranno contenere. Al piano di calpestio del piano terra sono realizzate delle aree ribassate (di profondità variabile 50 - 100 cm) e sagomate come da progetto, con la funzione di accogliere al proprio interno tutto le necessarie condutture provenienti dalle attrezzature poste sul piazzale esterno.

Tali aree ribassate sono coperte da pavimentazioni del tipo galleggiante in struttura metallica grigliata. Le restanti aree intere saranno pavimentate con piastrelle del tipo industriale 30x30 antiscivolo ad eccezione della zona denominata bagno ed antibagno che verrà pavimentata con piastrelle in gress porcellanato 20x20 e rivestimenti anch'essi con piastrelle 20x20 per un'altezza di 2,20 m. Le pareti non rivestite da piastrelle saranno finite con intonaci per interni e coloritura con pitture idrolavabili.

Ogni ambiente interno è dotato di vani per l'accesso chiusi con porte (h 2,10 m.) e vani finestra dotati di infissi e protetti con griglie e alettature anti-pioggia al fine di non ridurre la superficie di aerazione. L'accesso alla seconda elevazione fuori terra avviene attraverso una scala esterna in struttura metallica e pianerottoli in grigliato metallico zincato.

La copertura è del tipo piano non praticabile dotata di adeguata pendenza per il convogliamento delle acque meteoriche in appositi pluviali.

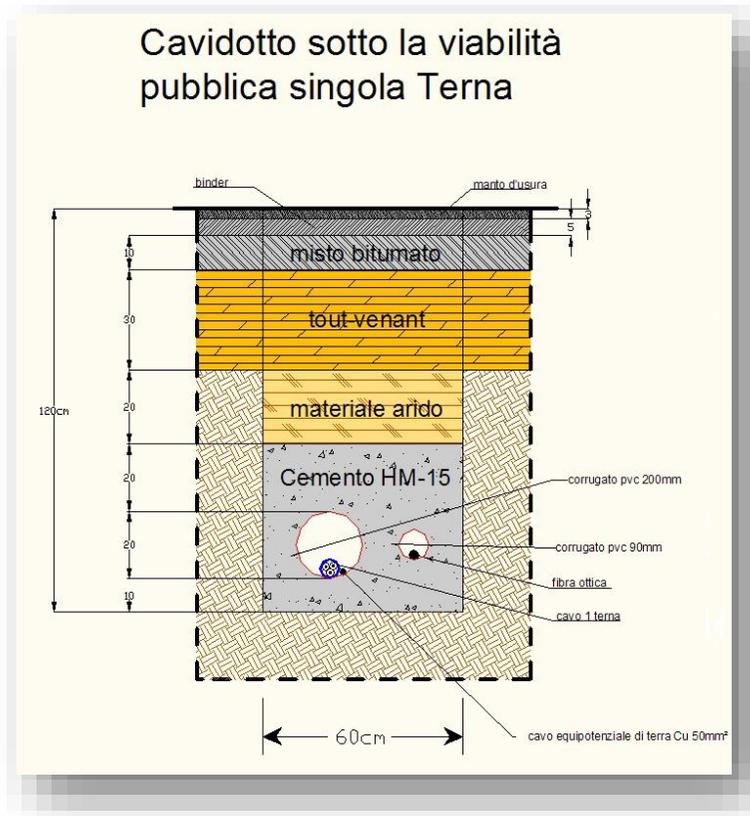
Per lo smaltimento delle acque nere, qualora il sito destinato ad accogliere la sottostazione di trasformazione non sia collegabile alla rete fognaria comunale, si provvederà all'installazione di una fossa imhoff dimensionata per un minimo di 5 abitanti equivalenti e lo smaltimento avverrà per sub irrigazione.

3.7. Cavidotti

Il cavidotto elettrico sarà realizzato con conduttore in rame o in alluminio e materiale isolante in XLPE, armatura in fili di acciaio zincato e protezione esterna in polipropilene. Sarà interrato ad una profondità minima di 0,8 m – 1 m secondo la normativa UNI. Il cavo, per maggior sicurezza, sarà protetto da un tegolo in PVC e segnalati con apposito nastro interrato, nel caso di cavidotto sottostante le strade private interne di servizio al parco eolico, mentre sarà protetto da cemento HM-15, nel caso di cavidotto sottostante la viabilità pubblica.

Il cavidotto in MT seguirà il tracciato delle strade di servizio e pubbliche esistenti, connettendo gli aerogeneratori alla Sottostazione di Trasformazione MT/AT. Successivamente proseguirà, in AT, sotto la viabilità pubblica per raggiungere la Stazione di Consegna AT/AAT. Laddove non vi fossero strade, il cavidotto è interrato in terreni agricoli. In tal caso la profondità di posa passerà ad almeno 150 cm e il cavo sarà protetto da uno strato di cemento HM-15.

Alla fine dei lavori, prima della chiusura del cantiere, tutte le strade interessate al passaggio del cavidotto, verranno ripristinate e riportate alla situazione preesistente i lavori.



3.7.1. Interventi su strade pubbliche

Si prevedono, lungo i tracciati stradali “Strada comunale Piano della Cerzolla”, “Strada comunale Tratturello Palmira Monteserico”, “Sp.74” ex. strada comunale Tratturo di Gravina (così come indicato dalla provinciali Potenza elaborato L.), “S.P. 105”, “S.P. 96” e “S.P. 79”, due macro tipologie di interventi:

- la prima, prevede le realizzazioni di cavidotti per la posa dei cavi elettrici di media tensione (30Kv) di interconnessione tra gli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e la “sottostazione di trasformazione”;
- la seconda, prevede la realizzazione di un cavidotto per la posa dei cavi elettrici di alta tensione (150Kv) di interconnessione tra la “Sottostazione di trasformazione” (30Kv-150Kv) e la eventuale Sottostazione di ingresso alla “Stazione di consegna” Terna vicino la linea di alta tensione a 380kV denominata “Matera – S. Sofia”, necessaria per l’immissione nella rete nazionale (GRT).

La “Stazione di consegna” è collocata ad una distanza stradale di circa 8,4 km circa dalla “sottostazione di trasformazione”.

3.7.2. Cavidotti di Media Tensione 30Kv

I cavidotti di media tensione sono da realizzarsi lungo tracciati stradali pubblici, privati esistenti, lungo tracciati stradali di servizio da realizzarsi all’interno dell’area di sviluppo dell’impianto e terreni agricoli tra gli aerogeneratori e la “sottostazione di trasformazione” per uno sviluppo totale di circa 10 km.

Il cavidotto prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata ad una profondità media non inferiore a 1,20 m dal piano stradale per una larghezza variabile da 60 cm ad un massimo di 90 cm.

Tale scavo verrà realizzato con l’uso di idonei mezzi meccanici (quali escavatori) avendo cura di verificare eventuali interferenze con preesistenti sottoservizi (quali acquedotti, fognature, impianti telefonici).

Lo scavo verrà eseguito per tratti stradali tali da garantire che l’apertura e il ricoprimento degli stessi avvenga in un tempo non superiori a tre giornate lavorative al fine di minimizzare i disagi al traffico veicolare privato.

Per tali scavi dovranno essere approntati idonei dispositivi segnaletici visivi e luminosi, ed eventualmente saranno posizionati nei tratti stradali particolarmente disagiati, per l’eccessiva restringimento della carreggiata, idonea segnaletica luminosa e semafori di scambio di corsia. Tale segnaletica dovrà garantire la sicurezza del flusso di traffico privato durante l’arco dell’intero periodo di svolgimento del cantiere.

Qualora lo scavo lo rendesse necessario, data la natura del terreno, saranno approntate opere provvisorie tali da garantire che il lavoro proceda nel rispetto delle norme di sicurezza.

Lo scavo, qualora necessario, prevede il taglio della pavimentazione in conglomerato bituminoso che dovrà essere eseguito con idonea macchina in modo da lasciare integra la pavimentazione circostante dopo l’esecuzione dello scavo.

Eseguito il taglio della pavimentazione si procederà ad uno scavo a sezione obbligata con mezzo meccanico per una profondità media di 1,20 m:

- Nel caso di passaggio sotto la **pavimentazione di servizio** privata interna al parco eolico, lo scavo verrà riempito da un primo strato di 10 cm di sabbia vagliata su cui vengono posati n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari (tripla terna) del diametro variabile da 79 mm a 112mm. Tali cavi sono composti da conduttori in rame o alluminio per il trasferimento della tensione trifase ed hanno integrato al loro interno cavi in fibra ottica per il monitoraggio della rete. I cavi saranno ricoperti per un’altezza totale di 50 cm con un ulteriore strato di sabbia vagliata e compattata. Sopra questo strato verrà posto in opera un tegolo in c.a al fine di proteggere i sottostanti cavi da eventuali sollecitazioni meccaniche provenienti dal riempimento soprastante. Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi, su cui verrà stesa, sopra il tegolo di protezione, un nastro di pvc di segnalazione. Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, qualora precedentemente previsto, misto bitumato per uno spessore di circa 10 ed a finire, uno strato di binder e manto d’usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario. Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell’intera corsia.
- Nel caso di passaggio sotto la **pavimentazione pubblica** interna ed esterna al parco eolico, verranno posati, all’interno dello scavo, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari

(tripla terna) con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi.

Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, qualora precedentemente previsto, misto bitumato per uno spessore di circa 10 e a finire uno strato di binder e manto d'usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario.

Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell'intera corsia.

- Nel caso di passaggio sotto **terreno agricolo**, verranno posati, all'interno di uno scavo di 1,50cm di profondità, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) oppure n°3 cavi tripolari (tripla terna) con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Il restante scavo verrà riempito con materiale idoneo proveniente dallo scavo e nello specifico con terreno agricolo.

Il cavidotto in media tensione non prevede la costruzioni, per tutta la sua estensione, di alcun pozzetto d'ispezione, data la natura stessa del cavo sopra descritto, che permette un monitoraggio dello stesso in remoto; in caso di guasto lungo la linea lo stesso sistema segnalerà il punto su cui intervenire. In questo modo verranno limitati gli interventi sulla viabilità pubblica e, la mancanza di tombini d'ispezione, aumenterà la sicurezza per le persone e cose.

3.7.3. Cavidotti di Alta Tensione 150kv

I cavidotti di alta tensione sono da realizzare lungo il tracciato stradale che dalla "Sottostazione di trasformazione" giunge sino alla "Stazione di consegna" Terna, per una sviluppo stradale di circa 8,4 km.

Lo scavo verrà effettuato lungo bordo carreggiata, interessando le sedi stradali strada interpodereale Gagliardi, della SP 74 ex strada comunale Tratturo di Gravina, S.P. 105, S.P. 96 e S.P. 79.

Il cavidotto prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata ad una profondità variabile da un minimo di 1,50 m ad un massimo di 1,90 m dal piano stradale per una larghezza 60 cm.

Tale scavo verrà realizzato con l'uso di idonei mezzi meccanici (quali catenaria) avendo cura di verificare eventuali interferenze con preesistenti sottoservizi quali (acquedotti, fognature, impianti telefonici).

Lo scavo verrà eseguito per tratti stradali tali da garantire che l'apertura e il ricoprimento degli stessi avvenga in un tempo non superiori a tre giornate lavorative al fine di minimizzare i disagi al traffico veicolare.

Per tali scavi dovranno essere approntati idonei dispositivi segnaletici visivi e luminosi, ed eventualmente saranno posizionati nei tratti stradali particolarmente disagiati, per l'eccessiva restringimento della carreggiata, idonea segnaletica luminosa e semafori di scambio di corsia. Tale segnaletica dovrà garantire la sicurezza del flusso di traffico durante l'arco dell'intero periodo di svolgimento del cantiere.

Qualora lo scavo lo rendesse necessario, data la natura del terreno, saranno approntate opere provvisorie tali da procedere nel rispetto delle norme di sicurezza.

Lo scavo prevede il taglio della pavimentazione in conglomerato bituminoso che dovrà essere eseguito con idonea macchina in modo da lasciare integra la pavimentazione circostante dopo l'esecuzione dello scavo. Eseguito il taglio della pavimentazione si procederà ad uno scavo a sezione obbligata con mezzo meccanico per una profondità massima di 1,90 m.

Verranno posati, all'interno dello scavo, n° 1 cavo tripolare (singola terna) o n°2 cavi tripolari (doppia terna) o n°3 cavi tripolari (tripla terna) oppure n°3 cavi unipolari con corrugato in PVC da 200mm ed annegati e/o ricoperti da uno strato di 50 cm di cemento HM-15.

Tale cavo è composto da conduttore in rame od alluminio per il trasferimento della tensione trifase ed hanno integrato al loro interno cavi in fibra ottica per il monitoraggio della rete.

Il restante scavo verrà riempito con materiali idonei provenienti dagli scavi, compresi spianamenti, costipamenti, a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi.

Il restante scavo verrà finito con tout-venant di cava per uno spessore di circa 30 cm, misto bitumato per uno spessore di circa 10 e a finire uno strato di binder e manto d'usura fino a ricostruire il livello della sede stradale originario. Prima della stesura del manto di usura si procederà alla scarificazione dell'intera corsia.

Il cavidotto in alta tensione non prevede la costruzioni, per tutta la sua estensione, di alcuna opera d'arte (vedi pozzetti d'ispezione) data la natura stessa del cavo, sopra descritto, che permette un monitoraggio dello stesso in remoto; in caso di guasto lungo la linea lo stesso sistema segnalerà il punto su cui intervenire. In questo modo verranno limitati gli interventi sulla viabilità pubblica e, la mancanza di tombini d'ispezione, aumenterà la sicurezza per le persone e cose.

3.7.4. Attraversamento viadotti e/o ponti

L'attraversamento dei viadotti avverrà attraverso l'ausilio di canali in lamiera metallica zincata di larghezza non inferiore a 60 cm e di lunghezza, per ogni singolo elemento da giuntare, non superiore a 3,00 m. I canali sono dotati di una base forata (c.ca 15% della superficie) con asole 25 x 7 mm e bordi forati con asole 10 x 7 mm. Ogni singolo elemento del canale presenta una estremità sagomata a "Maschio e femmina" tale da garantire la giunzione tra gli elementi rettilinei che si susseguono.

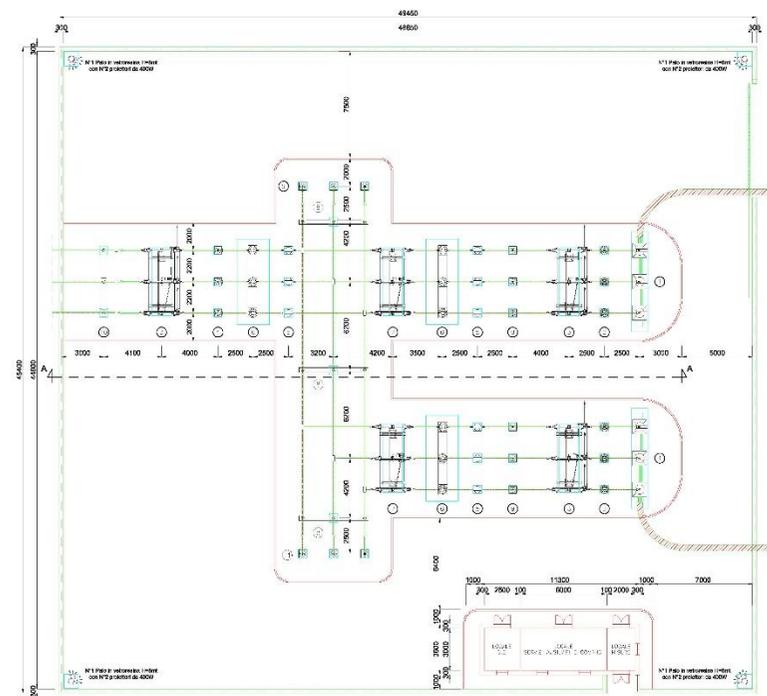
In tutti gli elementi rettilinei è presente una bordatura continua sui fianchi che garantisce il fissaggio di coperchi rettilinei sagomati. Ogni coperchio si monta a "scatto" sugli elementi rettilinei di base e tra loro per semplice attestazione delle estremità.

I canali sopradescritti posati e fissati ad una sottostruttura portante composta da mensole metalliche staffate alla struttura del viadotto ad interassi non superiore 50 cm. Il fissaggio delle mensole alla struttura portante del viadotto avverrà con l'ausilio di tasselli ad espansione o bulloneria filettata con dadi (se la struttura lo consente).

Sui canali si provvederà a posare i cavi provenienti dal cavidotto secondo la specifica tavola di progetto.

3.8. Eventuale Sottostazione di ingresso alla Stazione di consegna RTN

Nel caso fosse prevista la condivisione dello stallo a 150Kv della Stazione di consegna RTN, bisognerà prevedere la costruzione di una Sottostazione di ingresso nella quale confluiranno i cavidotti dei due produttori, così come riportato nella planimetria 7 OFF.13-0048-02OC Rev01 ed 5 OFF.13-0048-02EL Rev01 (documentazione benessere Terna elaborato E.).



3.9. Stazione di consegna RTN

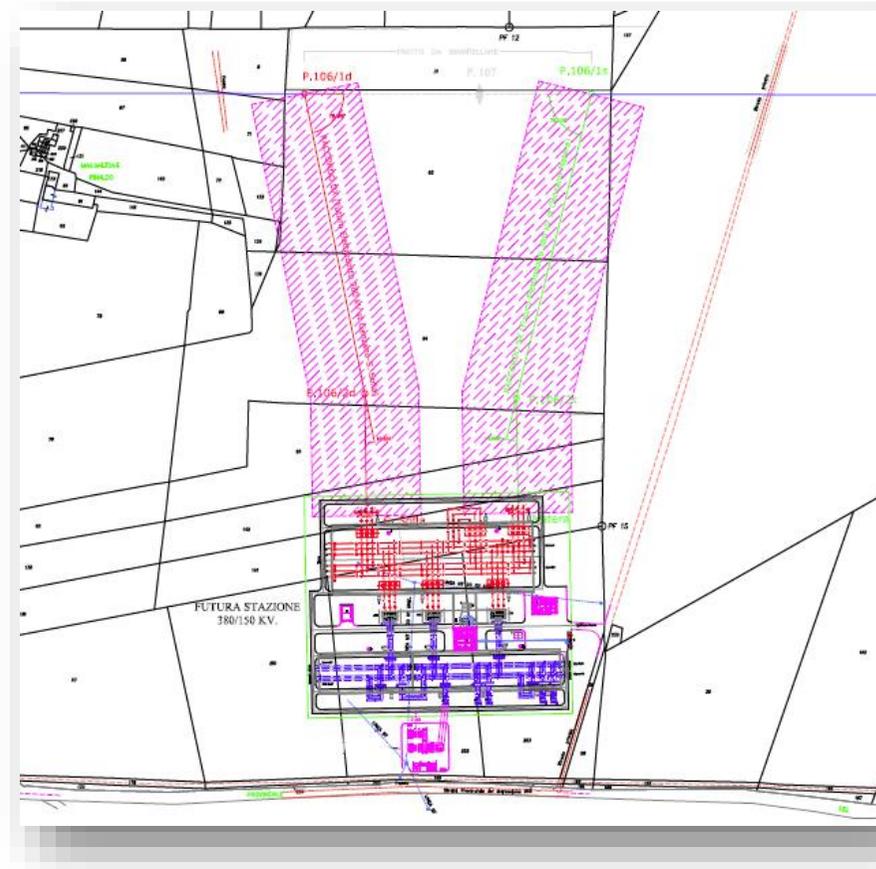
L'allacciamento elettrico alla rete elettrica nazionale, si completa mediante il punto di consegna ubicato in località Gambarda nel Comune di Genzano di Lucania, dove verrà realizzata una futura stazione 380/150 kV sulla linea esistente "Matera – S. Sofia".

L'opera è necessaria per trasferire l'energia elettrica prodotta dalla Centrale elettrica annessa al Campo Eolico di Genzano, attualmente in fase di progettazione, alla RTN tramite l'elettrodotto a 380 kV denominato *Matera – S. Sofia*.

Il collegamento all' elettrodotto sarà realizzato in prossimità dell'attuale tratta 106-108 a mezzo di due raccordi distinti in semplice terna a 380 kV, posti ad una distanza reciproca di un minimo di 160m ad un massimo di 290m.

La nuova stazione a 380 kV sarà ubicata in un'area pressoché pianeggiante in vicinanza dell'elettrodotto citato.

In particolare, essa interesserà un'area di circa 60000 mq, che verrà opportunamente delimitata.



La stazione viene configurata conformemente alla soluzione tecnica minima generale (STMG), elaborata ai sensi dell'art. 3 del d. lgs. n. 79/99, della deliberazione n. 281/05 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete); lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna

con la sezione 150kV della nuova Stazione elettrica di interconnessione a 380 kV della RTN da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Matera – S. Sofia” (cod. 22244C1) e da realizzare conformemente alla unificazione Terna e prevista con tre ATR 380/150kV da 250MVA.

L’individuazione del sito ed il posizionamento della stazione nello stesso risultano dai seguenti disegni allegati:

- Corografia (dis. DE21344G1BFXA0002 rev.01 del 21-01-10 in scala 1:20.000) allegato al PTO raccordi;
- **RELAZIONE TECNICO-ILLUSTRATIVO** Codifica **RE21344G1BFX10343** Rev. 01 del 21/01/2010 Pag. 13 di 24;
- Planimetria catastale (dis. DE21344G1BFXB0001 rev.01 del 21-01-10 In scala 1:2.000), con indicazione delle aree potenzialmente impegnate ed allegato al PTO raccordi.

Tale ubicazione risulta idonea sia sotto il profilo della accessibilità esterna che per il collegamento alla rete AT.

4. Scelta tracciato elettrodotto

La scelta del tracciato per il cavidotto interrato, si è basata sui seguenti aspetti fondamentali:

1. il sito di ubicazione della futura stazione di consegna RTN;
2. il transito in aree scarsamente sviluppate e popolate;
3. la limitazione delle interferenze con altri servizi e/o gestori ed ambientali;
4. l’utilizzo di sedi stradali pubbliche per evitare disagi ai proprietari locali diminuendo i rischi per la sicurezza;
5. diminuendo al massimo la distanza con la Stazione di consegna.

5. Disponibilità aree ed interferenze

5.1. Disponibilità delle aree

La Skywind ha redatto, con tutti i proprietari dei suoli interessati dall’opera, apposito contratto trentennale, per la cessione del diritto di superficie.

E’ politica aziendale, quella di non procedere con gli espropri delle aree interessate dall’impianto, al fine di garantire una ricaduta economica a favore dei proprietari locali. Ciò nonostante, come previsto nel PIEAR onde evitare problematiche di percorso, è stato redatto un apposito piano di esproprio parallelamente ai suddetti contratti, al fine di assicurare i suoli, necessari e/o impegnati dall’impianto, alla realizzazione dello stesso.

Si rimanda, per maggior dettaglio delle aree, all’apposito piano di esproprio.

5.2. Interferenze

Nell’ elaborato A.16.a.23 (Planimetria Interferenze), sono evidenziate le fasce dei requisiti di sicurezza con l’ambiente circostante ed eventuali le interferenze:

REQUISITO	VERIFICATO	NON VERIFICATO	RIF.
Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell’ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica e tale da garantire l’assenza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni, e comunque non inferiore a 1000 metri	X		Planimetria interferenze A.16.a.23
Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse), di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale	X		Planimetria interferenze A.16.a.23

distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri		
Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri	X	Planimetria interferenze A.16.a.23
Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri	X	Planimetria interferenze A.16.a.23
Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri	X	Planimetria interferenze A.16.a.23
Distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri	X	Planimetria interferenze A.16.a.23
E' inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 14 gennaio 2008 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture n.617 del 02/02/2009 e, con riferimento al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino	X	Planimetria del rischio Idrogeologico A.17.a.4.
Distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificare con specifico studio da allegare al progetto	X	Distanza di 50,2 Km dall'aerogeneratore più vicino, notevolmente superiore ai limiti minimi imposti dalla FOAC
L'attraversamento dei viadotti e/o ponticelli avverrà attraverso l'ausilio di canali in lamiera metallica zincata ed a valle del deflusso delle acque	X	Particolari Sezione attraversamenti viadotti A16.b.9.a.
Attraversamento Ferroviario Appulo-Lucano Tratta Genzano di Lucania/Bari	X	Sezione attraversamento Ferroviario A16.b.9.a.

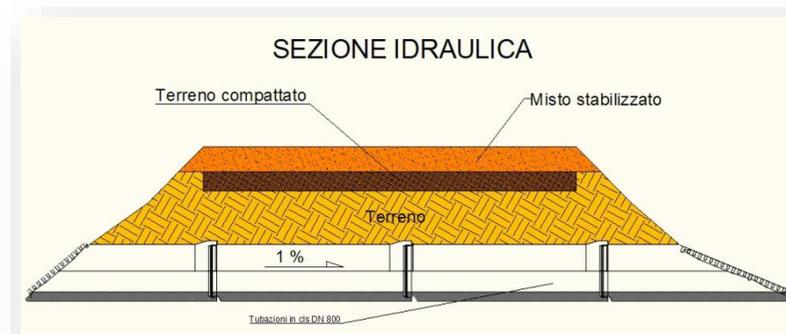
Non sono emerse interferenze, ne aeree che sotterranee, con enti gestori di servizi quali distribuzione energia elettrica, gas, telefonia fissa e/o mobile ed acqua potabile.

Le linee aeree elettriche e telefonia fissa, non interferiscono con l'impianto, in quanto risultanti, laddove intersecano l'area dell'impianto e/o di cantiere, risultano essere ad altezze che soddisfano il passaggio dei mezzi.

Le linee interrato idriche dell'acquedotto Lucano, risultano essere di 2° livello, dunque non condutture principali. L'opera interessata da queste condutture è il cavidotto che sarà interrato sul lato opposto della strada interessata da tali condutture. Qualora risultassero punti di incrocio con le condutture di utenza, l'interferenza verrà risolta facendo passare il cavidotto ad altezza differente (maggiore profondità) e senza alcuna interruzione del servizio.

5.3. Adeguamenti

Nell'elaborato A.16.a.23 (Planimetria Interferenze), sono evidenziati gli adeguamenti ad alcune cunette di raccolta delle acque piovane, situate al bordo della SP33 e della strada comunale di Piano della Cerzolla. L'adeguamento si rende necessario per la realizzazione di alcune viabilità di servizio e di accesso all'impianto. L'adeguamento consisterà nell'inserire delle tubazioni di portata uguale o superiore alla portata idrica delle cunette esistenti, sotto la viabilità da realizzare al fine di permettere lo stesso deflusso idrico delle cunette ante-operam (rif. A.16.a.19.a.).



Si renderà necessario allargare la strada interpodereale sita in località Viorano al fine di permettere il transito dei mezzi pesanti (rif. A.16.a.23.).

6. Esito delle valutazioni sulla sicurezza dell'impianto

1- Introduzione

Un impianto eolico produce impatti di varia natura. Uno di questi riguarda l'ombreggiamento e ancor più l'effetto shadow-flickering. Perché si quantifichi l'impatto di un impianto eolico nel contesto in cui si vuole progettare, è importante calcolare il tempo in cui i recettori sensibili, quali le aree abitate o gli edifici che sorgono nei dintorni dell'area parco, possano essere interessati dalle ombre generate da ciascun aerogeneratore. L'effetto ombreggiamento può ritenersi poco percettibile dall'uomo se il parziale oscuramento della fonte luminosa sia lenta e graduale e segua il naturale moto del sole sull'orizzonte.

L'ombreggiamento diventa percettibile se invece l'ombreggiamento è di tipo intermittente, come avviene quando il recettore è interessato dalle ombre generate dalle pale dell'aerogeneratore in pieno funzionamento. L'effetto, detto di shadow-flickering, riduce la sua percettibilità quando il livello di intensità-luminosa si riduce: alba e tramonto.

Le modalità di calcolo scelte nel presente elaborato partono dallo scenario più gravoso che consta nel considerare tutti i giorni dell'anno come soleggiati (astronomical maximum shadow) e nel calcolare le ombre valutando esclusivamente la posizione astronomica del sole rispetto agli aerogeneratori.

L'impatto da ombra può avvenire quando le pale dell'aerogeneratore oscurano i raggi del sole visti da uno specifico punto (es. una finestra di un edificio adiacente). L'impatto da ombra è quasi nullo nelle giornate di sole o quando la risorsa vento è assente, poiché il movimento dell'ombra risulta lento ed impercettibile.

Nel calcolo presente invece, si considerano anche queste situazioni come impattanti, ponendosi nel caso peggiorativo.

Il seguente elaborato considera l'effetto cumulato della presenza degli aerogeneratori che fanno parte del parco eolico di Genzano di Lucania.

Le fasi di lavoro sono state le seguenti:

1. Sopralluogo e report fotografico dei potenziali recettori;

2. Studio del layout proposto dalla committente;
3. Definizione del modello di aerogeneratore che si intende installare;
4. Definizione del modello di calcolo;
5. Risultati e definizione delle possibili misure di mitigazione.

2 - Sopralluogo e report fotografico dei potenziali recettori

Durante un attento sopralluogo, si sono individuate le aree sensibili all'impatto da ombra più vicine agli aerogeneratori e si sono fotografati i recettori.

I recettori che sono risultati interessati dall'impatto sono i seguenti:

Recettore A



Fig. 74 Part. 233

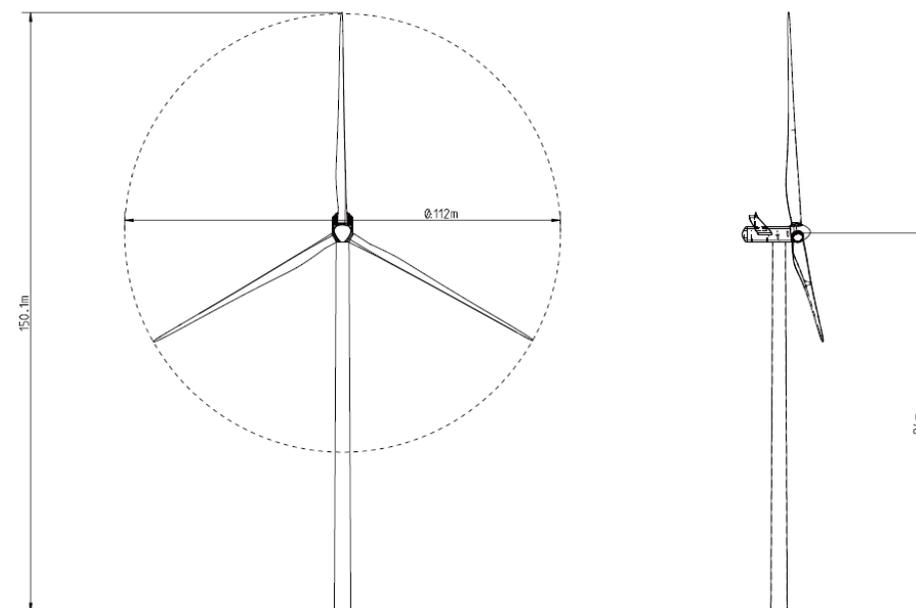
3 - Studio del layout proposto dalla committente

Gli aerogeneratori che si intendono installare e che costituiscono il progetto di parco eolico di Genzano di Lucania, sono stati posizionati nelle seguenti coordinate:

COORDINATE GEOGRAFICHE DEGLI AEROGENERATORI (riferimento GAUSS-BOAGA Fuso Est Roma 40)		
AEROGENERAT.	LATITUDINE	LONGITUDINE
TR01	4516923.60 N	2610639.43 E
TR02	4516827.54 N	2611024.36 E
TR03	4516197.69 N	2611274.73 E
TR04	4515814.13 N	2611799.62 E
TR05	4515541.03 N	2612099.75 E
TR10	4518376.03 N	2609631.84 E
TR11	4518915.65 N	2609432.34 E
TR12	4518037.95 N	2609802.66 E
TR13	4517705.06 N	2609987.52 E
TR14	4517362.45 N	2610151.24 E

4 - Definizione del modello di aerogeneratore che si intende installare

La società intende installare un aerogeneratore di potenza nominale pari a 3.6 MW modello Vestas V112.



Le dimensioni massime sono:

- Altezza del mozzo = 119 m
- Diametro del rotore = 112 m

5 - Definizione del modello di calcolo

L'unico paese europeo che ha regolato l'impatto delle ombre sulle aree limitrofe sensibili è la Germania ("Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windnergianlagen" – WEA - Schattenwurf-Hinweise). Secondo quanto riportato nella normativa tedesca, i limiti d'ombra sono calcolati considerando due importanti considerazioni:

- L'angolo minimo sopra l'orizzonte del sole deve essere pari a 3° ;
- La pala dell'aerogeneratore deve essere coperta almeno per il 20% dal sole.

L'impatto massimo per un punto sensibile, secondo le linee guida tedesche, è:

- Massimo 30 ore annue d'ombra così come calcolato nelle condizioni peggiorative (astronomical maximum shadow);
- Massimo 30 minuti nel giorno più ombrato come da calcolo peggiorativo;
- Se si prevede una regolazione degli aerogeneratori durante il loro funzionamento, limitare ad 8 ore annue l'ombra massima.

In Svezia e in Danimarca invece, non esistono linee guida definite. La tacita metodologia progettuale e valutativa adottata prevede un impatto massimo da ombra calcolato sul caso reale e quindi includendo i giorni poco nuvolosi, di 10 ore e di 8 ore per la Danimarca e per la Svezia rispettivamente.

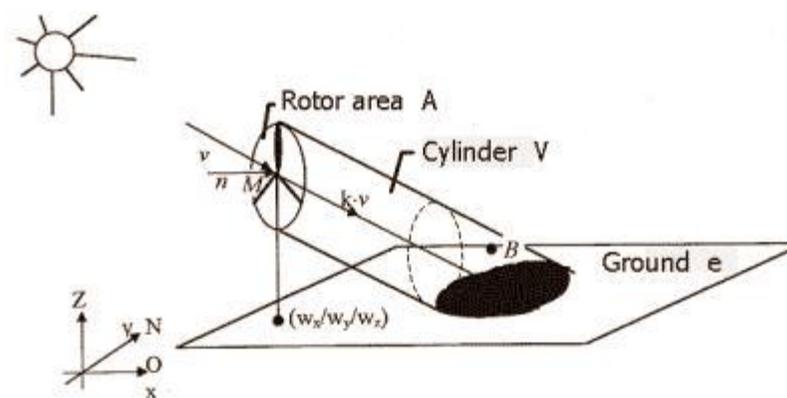
L'intervallo di tempo del giorno in cui l'impatto da ombra è definito critico, varia a seconda delle destinazione d'uso dell'edificio. Un ufficio infatti, avrà impatto zero se l'ombra si verifica dopo le 8 ore lavorative oppure lo stesso può essere critico sugli edifici abitati in cui i membri della famiglia non occupano lo stabile durante le ore lavorative. La valutazione dell'impatto quindi va valutata in funzione di un attento studio delle abitudini dei frequentatori più assidui delle aree sensibili individuate nell'intorno dei punti di installazione di ciascun aerogeneratore.

L'impatto da ombra può essere interpretato in modo differente. Può essere ritenuto impattante la presenza di ombra in un giardino di una casa, oppure, in modo più realistico, può essere considerato impattante l'ombra su un recettore definito, come una finestra. Infine l'impatto dipende strettamente dalle condizioni meteorologiche tipiche del sito di installazione. Per esempio i nostri inverni sono ben più nuvolosi che le estati e quindi se l'impatto si verifica in inverno, il peso di quest'ultimo risulta ridotto. Diverso è

se l'ombra influisce sul recettore quando molto probabilmente non si presenteranno situazioni che possano ridurre l'impatto.

5.1 Il metodo di calcolo dell'impatto da Shadow-Flickering

Il metodo di calcolo adottato nel presente elaborato considera il rotore dell'aerogeneratore come un disco pieno e il calcolo definisce i minuti in cui il recettore, in questo caso una finestra, viene anche parzialmente ombreggiata



Durante il calcolo si è considerata una superficie ricettrice di dimensioni standard pari 1x1 esposta su tutte le possibili direzioni. Le considerazioni che seguiranno verranno poi adeguate all'orientamento effettivo di ciascun recettore e alla posizione reale di eventuali superfici captanti.

Nella relazione specialistica riferita agli effetti di shadow-flickering verrà rappresentato il calendario grafico di ombreggiamento di ciascun aerogeneratore corredato del calendario analitico di ombreggiamento eseguito sempre per ciascun aerogeneratore.

Secondo i criteri di valutazione del presente elaborato, meglio descritti nell'apposita relazione specialistica, e ponendosi nelle condizioni peggiorative di cui alle ipotesi di calcolo, lo studio rappresenterà i recettori interessati per più di 30h/annue nonché quelli interessati per più di 30 minuti nel giorno più ombroso.

7. Sintesi degli interventi previsti di riduzione del rischio

La valutazione di impatto acustico viene eseguita applicando il **metodo assoluto** di confronto. Il metodo assoluto si basa sul confronto del livello del rumore ambientale (con parco eolico funzionante), “previsto”, con il valore del livello limite assoluto di zona (in conformità a quanto previsto dall’art.6 comma 1-a della legge 26.10.1995 e dal D.P.C.M. 14.11.1997).

L’attività dell’impianto eolico di Skywind s.r.l. è ubicata nel Comune di Genzano di Lucania in provincia di Potenza, località Serra Gagliardi una “zona agricola” tipizzata secondo il D.M. 1444/68 in “Tutto il territorio nazionale”.

Per detto Comune in assenza di un piano di Zonizzazione Acustica del proprio territorio, ai sensi dell’art. 8 comma 1 del D.P.C.M. 14.11.1997 “*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*”, i valori assoluti di immissione devono essere confrontati con i limiti di accettabilità della tabella di cui art. 6 del D.P.C.M. 01.03.1991 “*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno*”, di seguito riportati:

ZONIZZAZIONE	LIMITE DIURNO Leq (A)	LIMITE NOTTURNO Leq (A)
TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE	70	60
ZONA A (D.M. N. 1444/68)	65	55
ZONA B (D.M. N. 1444/68)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Dall’analisi dei dati rilevati e simulati, e dall’applicazione del metodo assoluto sopra richiamato, si evince che il valore del livello di pressione sonora stimato ed immesso

nell’ambiente esterno dai generatori è inferiore al valore limite fissato dalla normativa Leq

= 70.0 dB(A) per il periodo di riferimento diurno e Leq = 60.0 dB(A) per il periodo di riferimento notturno, pertanto la rumorosità ambientale prevista rientra nei limiti massimi consentiti dalla legislazione vigente.

Misure di mitigazione

In corrispondenza dei recettori acustici, in particolare all’interno degli ambienti abitativi, dovranno essere eseguite nella situazione *post operam*, ovvero ad impianto operativo, apposite campagne di rilevamento fonometrico in base alle quali, in funzione dei risultati ottenuti, dimensionare le eventuali misure di mitigazione che si rendessero necessarie.

Tali misure potranno, in prima ipotesi, essere disegnate e dimensionate in modo da garantire il rispetto, all’interno degli ambienti abitativi, dei limiti di cui al comma 2 art. 4 DPCM 14/11/1997, preferibilmente relativi alla situazione “con finestre aperte” ovvero, in seconda ipotesi, alla situazione “con finestre chiuse” adottando, in quest’ultimo caso, soluzioni progettuali tali da garantire comunque adeguato comfort all’interno degli ambienti abitativi.

In ogni caso, si ritiene possibile conseguire, in corrispondenza di tutti i recettori considerati, il rispetto delle condizioni previste dalle vigenti normative in materia di livello sonoro differenziale, garantendo all’interno dei locali abitati:

un rumore ambientale, a finestre aperte o chiuse, inferiore ai valori previsti dall’art. 4, comma 2, del DPCM 14/11/1997;

oppure

il rispetto dei valori limite differenziali previsti, negli ambienti abitativi, dall’art. 4, comma 1, del medesimo provvedimento.

Il dimensionamento delle relative misure di mitigazione dovrà necessariamente seguire l’acquisizione di dati reali circa il rumore ambientale all’interno degli edifici abitati nelle condizioni *post operam*, a finestre aperte e a finestre chiuse. Nel caso non fosse possibile garantire il rispetto dei limiti di legge a finestre aperte, questi potranno comunque essere conseguiti intervenendo sui locali esposti, che dovranno essere dotati di specifiche finestre antirumore. In particolare, il DM Ambiente 29 novembre 2000 “*Criteri per la predisposizione, da parte delle società e degli enti gestori dei servizi pubblici di trasporto o delle relative infrastrutture, dei piani degli interventi di contenimento e abbattimento del rumore*” (comunque validi anche per altri tipologie di sorgenti) elenca fra i possibili interventi di bonifica acustica l’installazione di finestre antirumore

autoventilanti, quantificandone l'efficacia in 34 dB ed il costo in circa 1.800 euro (3,5 milioni di lire) / m2 di finestra con ventilazione forzata.

A sua volta, il DM Ambiente 1 aprile 2004 "Linee guida per l'utilizzo dei sistemi innovativi nelle valutazioni di impatto ambientale", definisce nella scheda tecnica n. ST-004 relativa alla componente ambientale "Inquinamento acustico e atmosferico" le caratteristiche delle finestre ventilate antirumore da utilizzarsi per la protezione dei recettori ai sensi del citato DM 29/11/2000. Più in particolare, secondo la citata scheda tecnica le opzioni disponibili comprendono:

- Finestre antirumore dotate di aeratore a labirinto acustico silenziato, a ventilazione naturale, con o senza filtri per la purificazione dell'aria, con o senza tapparella e cofanatura esterna;

- Finestre antirumore dotate di aeratore a labirinto acustico silenziato, a ventilazione forzata, con o senza filtri per la purificazione dell'aria, con o senza tapparella e cofanatura esterna.

L'installazione delle finestre ventilate antirumore è abbinata a sistemi di ventilazione forzata per permettere il ricambio e la filtrazione dell'aria ed il raffreddamento estivo (se non garantito da altri sistemi).

Con riferimento alle soluzioni citate, la scheda riporta infine i seguenti dati circa l'efficacia dei sistemi di abbattimento del rumore considerati:

Indice di valutazione del potere fonoisolante R_w da 28 a 38 dB;

Portata d'aria con differenza di pressione di 10 Pa da 73 a 343 m³/h.

Un ulteriore riferimento bibliografico è infine individuato nella pubblicazione a cura di Ministero dell'Ambiente e Centro Interuniversitario di Ricerca sull'Inquinamento da Agenti Fisici (CIRIAF) "Criteri per la valutazione degli interventi di bonifica acustica"01, che in una rassegna sintetica dei principali interventi di bonifica acustica indica, per le finestre antirumore con e senza aeratore, una efficacia acustica prevista da 30 a 44 dB(A) all'interno degli edifici a finestre chiuse, ed un costo variabile fra 800 e 1.600 euro/m².

Ipotizzando un abbattimento, ottenuto con l'installazione di finestre antirumore, pari a 34 dB(A) (come da DM 29/11/2000) si può dunque prevedere un livello ambientale interno, a finestre chiuse, inferiore a 25 dB(A) in corrispondenza di tutti i recettori considerati.

Con riferimento alle specifiche costruttive delle macchine considerate nell'ambito della presente valutazione, oltre ad interventi di risanamento acustico di tipo passivo, i recenti

modelli di aerogeneratore consentono di adottare interventi di tipo attivo, limitando la potenza sonora massima regolando la velocità di rotazione del rotore in presenza di condizioni ambientali e meteo-climatiche pre-impostate.

Sotto questo profilo, fatte salve le necessarie verifiche circa l'economia della produzione energetica, in presenza di sporadiche situazioni di superamento dei valori limite notturni potranno essere adottati specifici interventi di regolazione finalizzati a ridurre il contributo dell'aerogeneratore più vicino ai recettori sensibili.

8. Sintesi dei risultati delle indagini eseguite (geologiche, idrogeologiche, idrologico-idrauliche, sismica, ecc)

Al fine di redigere lo studio d'impatto ambientale relativo alla realizzazione di un parco eolico nel comune di Genzano di Lucania è stata condotta una campagna d'indagine specifica, preliminare, al fine di pervenire ad una modellizzazione geologica e sismica del sottosuolo nell'ambito dei siti di Mattinata Grande e Serra Gagliardi al fine di valutarne l'idoneità geologica rispetto al progetto.

Sulla base del rilevamento geologico di campagna, le indagini eseguite sono state così articolate:

Tipologia Indagine	Metodologia d'indagine	Numero di indagini/ profili	Profondità massima investigata
Geofisica	Sismica a rifrazione	n. 4 profili	>30m
Geotecnica	Prove penetrometriche dinamiche continue (D.P.T.)	n 4 prove D.P.T.	9.20m

In particolare si descrivono di seguito le metodiche e le finalità delle indagini eseguite:

Indagine geofisica

Per addivenire alla caratterizzazione sismica del sito sono stati eseguiti n. 4 stendimenti sismici. L'indagine è consistita in stese di sismica a rifrazione con stendimento di 55 metri, con orientazione e caratteristiche, considerate le più idonee, in relazione alle problematiche logistiche e alle esigenze di investigazione:

Con essi sono state successivamente costruite le dromocrone che hanno fornito i valori delle velocità e gli spessori dei sismostrati attraversati. Al fine della caratterizzazione delle azioni sismiche di cui al paragrafo 3.2 della normativa e della definizione delle forme spettrali, in base ai parametri correlati al reticolo di riferimento, le coordinate dei due siti oggetto di indagini sono le seguenti (la sigla ED50 si riferisce all'ellissoide di riferimento adottato per la carta di pericolosità dell'INGV).

L'elaborazione dei dati acquisiti è stata eseguita preliminarmente mediante l'analisi delle dromocrone, e successivamente con le metodologie proprie della tomografia. In allegato alle singole relazioni è riportato lo schema con l'ubicazione dello stendimento, le dromocrone calcolate e le sezioni sismo tomografiche.

Il metodo sismico si occupa dell'esplorazione del sottosuolo, attraverso lo studio della propagazione delle onde elastiche generate mediante l'utilizzazione di masse battenti o tramite esplosioni controllate (punto di energizzazione). L'impiego dell'una o dell'altra fonte di energizzazione dipende essenzialmente dalla profondità d'investigazione richiesta e dallo scopo dell'indagine.

Le onde le stesse luminose. indagini risalire a una delle onde

<i>Denominazione Prova D.P.T.</i>	<i>Max prof.à Investigata dal p.c.</i>
P1	6.10 m
P2	9.20m
P3	8.90 m
P4	7.60 m

elastiche seguono leggi delle onde sismiche è di modelli di terreni caratterizzati da differente velocità elastiche, nell'individuare i

loro spessori e la loro distribuzione spaziale. Inoltre poiché la velocità delle onde elastiche di volume, (onde "P" ed onde "S"), è funzione dei parametri elastici del mezzo in cui si propagano, conoscendone la densità, si possono ricavare i moduli elastici dinamici che caratterizzano il mezzo stesso.

È valido quindi per ricerche stratigrafiche e per molti problemi di ingegneria. Il metodo sismico, in altre parole, consente la ricostruzione di rappresentazioni bidimensionali della distribuzione della velocità delle onde sismiche, tra due allineamenti costituiti da

energizzatori e rilevatori. La radiazione sismica, attraversando le rocce, è alterata dal corpo stesso per cui i valori di velocità e l'ampiezza delle onde risentono di differenti stati geomeccanici della roccia quali, ad esempio, la presenza di intense fasce di fratturazione o di zone a maggiore o minore velocità sismica quali giacimenti minerali o presenza di acqua.

L'analisi delle immagini tomografiche consente di identificare zone fratturate all'interno di rocce, rinvenire giacimenti minerali, scoprire inquinanti. Non rappresenta una metodologia risolutiva nel campo delle prospezioni per la ricerca delle cavità o di manufatti, specie in terreni alluvionali e, in genere, per cavità ed oggetti di ridotte dimensioni, ciò a causa della difficoltà di discriminazione di differenze di tempi estremamente piccole, (centesimi e millesimi di millisecondo), legate alla interferenza del segnale sismico provocato con l'anomalia sepolta.

Ad aggravare ulteriormente la difficoltà di lettura di tempi così brevi, sta la necessità di provvedere a disposizioni particolarmente accurate e precise del sistema di registrazione sul terreno, (posizione dei geofoni e del punto di energizzazione), che ovviamente mal si sposano con la velocità di esecuzione e l'economicità del sistema.

Nonostante questa premessa, in determinate condizioni e grazie a strumentazione moderna e protocolli di impiego accuratamente predisposti, il metodo sismico può trovare applicazione, soprattutto quando si possa usufruire anche di sondaggi meccanici e prove penetrometriche.

Indagine penetrometrica

Al fine di ricostruire il modello geologico preliminare del sottosuolo, nonché acquisire dati sulle qualità geomeccaniche dei terreni sono state eseguite n. 4 prove penetrometriche dinamiche, ciascuna approfondita sino ad ottenere il rifiuto strumentale verificatosi per impatto della punta conica su un substrato ad elevata resistenza meccanica. I risultati possono essere così sintetizzati:

Per tale indagine e' stato utilizzato un penetrometro medio italiano in particolare, il modello "DM30" prodotto dalla PAGANI S.r.l.

Le prove penetrometriche dinamiche continue, sono state ubicate in prima istanza in corrispondenza delle aree interessate dall'insediamento degli aerogeneratori a formare direttrici di indagine. L'indagine è stata così condotta:

Infissione a percussione di una punta conica di dimensioni standard attraverso un dispositivo di spinta che agisce su di una batteria di aste alla cui estremità è collegata la punta a perdere.

Si consente, così, di valutare la resistenza meccanica alla penetrazione (come numero di colpi di un apposito maglio per un avanzamento di 10 cm a velocità costante).

Questa tipologia di prove è stata eseguita a partire dal piano campagna ed ha fornito informazioni di tipo continuo (correlate e tarate con le prove S.P.T. in foro, discontinue, nelle successive fasi di elaborazione ed interpretazione), poiché le misure di resistenza alla penetrazione vengono eseguite durante tutta l'infissione.

I risultati consentono una valutazione orientativa dello stato di consistenza dei terreni coesivi e del grado di addensamento dei terreni incoerenti.

Il risultato fondamentale di detta tipologia di prove risiede principalmente nell'accertamento della resistenza alla punta dinamica **Rpd**, la quale viene comunemente valutata in base alla formula olandese:

$$Rpd = (M H) / Ae(M+P)$$

dove:

N = numero dei colpi per avanzamento

Rpd = resistenza dinamica alla punta

A = area

e = avanzamento per colpo = δ / N

M = massa battente

P = peso totale sistema battuta ed aste

Ovvero in base alla formula semplificata:

$$Rpd' = (MH) / (Ae) = (MH) N / (A \delta) = QN$$

dove:

$Q = (MH) / (A\delta)$ = energia specifica teorica per colpo.

Perciò, volendo riferire la prova in esame (N, Q) alla prova SPT (Nspt, Qspt), dall'uguaglianza dei valori di resistenza dinamica relativi alla due prove, si ricava:

$$Rpd' = QN = Qspt Nspt \quad \text{da cui} \quad Nspt = N (Q/Qspt) = \beta t N$$

dove:

il rapporto $\beta t = Q/Qspt$ viene definito coefficiente teorico di energia della prova in esame, relativamente alla prova SPT. Inoltre $Qspt = 7,83 \text{ Kg/cm}^2 = 0,768 \text{ Mpa}$ per $M = 63,5 \text{ Kg}$, $H = 0,75 \text{ m}$, $D = 50,8 \text{ mm}$, $A = 20,27 \text{ cm}^2$, $\delta = 0,30 \text{ m}$.

Nei grafici e tabelle allegate sono riportati i valori del numero dei colpi (Np) rilevati durante l'infissione delle aste e della punta e della resistenza alla punta Rpd (Kg/cmq).

Oltre alla elaborazione dei valori di resistenza del sottosuolo, vengono fornite indicazioni concernenti i principali parametri geotecnici (coesione non drenata **Cu**, angolo di attrito efficace ϕ , densità relativa Dr, peso di volume **Y**, ecc.).

La bibliografia acquisita e le informazioni raccolte hanno permesso di ottenere gli elementi necessari ad esprimere una valutazione oggettiva (riferita ai settori d'intervento) circa l'idoneità del sito rispetto agli interventi in progetto.

9. Primi elementi relativi al sistema di sicurezza per la realizzazione del progetto

Per la realizzazione dell'impianto, quasi esclusivamente di competenza dell'Ingegneria Civile ed Elettrica, le quali hanno codificato appositi Piani di Sicurezza per ciascun tipo lavorazione.

La normativa vigente, ed in particolar modo il **Decreto Legislativo 81/2008**, disciplinano le lavorazioni sui cantieri edili, elettrici e stradali.

Anche la posa in opera degli aerogeneratori, che richiede l'uso di speciali attrezzature per il sollevamento delle navicelle e dei rotor fino a 119 m di altezza, non desta particolari preoccupazioni, in quanto le ditte abilitate sono molto poche e comunque si avvalgono di personale altamente specializzato, ed operano con Piani di Sicurezza in conformità ai disciplinari delle case costruttrici che rispettano ampiamente la normativa Comunitaria.

9.1. Dati generali e riferimenti normativi al D. LGS. 81/2008

Il presente Piano di sicurezza e di Coordinamento è stato redatto ai sensi del D.Lgs 81/2008,

in quanto l'opera, per la realizzazione della quale sarà allestito il cantiere in oggetto del presente piano, rientra tra quelle previste dal succitato D.Lgs.

La durata prevista per detto cantiere sarà di circa 12-18 mesi ed è previsto che siano impegnati mediamente 10 lavoratori al giorno per tutta la durata dell'opera.

Per la stesura del presente piano sono state adottate le definizioni di cui al **D.Lgs 81/2008**, ed in particolare si ha:

- il cantiere è definito tale in quanto in esso saranno realizzati dei lavori comportanti rischi particolari per la sicurezza e la salute dei lavoratori così come previsti negli allegati al decreto di cui sopra;
- il Committente, cioè il soggetto per conto del quale l'intera opera è realizzata, è rappresentato da SKYWIND SRL.
- i lavori saranno realizzati da personale che, prestando la propria attività lavorativa, con vincolo di subordinazione e faranno parte del personale dell'impresa che dopo l'approvazione del progetto esecutivo, eseguiranno i lavori suddetti,

➤ vi sono inoltre lavoratori autonomi, cioè quelle persone che, prestando la propria attività lavorativa, concorrono alla realizzazione dell'opera senza vincolo di subordinazione; queste persone sono quelle di cui si potrà avvalere l'impresa aggiudicataria del lavoro.

Le imprese che concorreranno alla realizzazione dell'opera saranno l'appaltatrice aggiudicataria del lavoro e quelle eventuali subappaltatrici di lavori specialistici nominate alla consegna dei lavori.

Il presente piano è teso ad individuare ed a prescrivere le misure necessarie per la tutela della salute dei lavoratori sopraccitati che interverranno nelle lavorazioni di cantiere per la realizzazione dei lavori del Parco Eolico di Genzano di Lucania

Come definito dal **D.Lgs 81/2008**, detto documento evidenzia i rischi connessi con lo svolgimento dell'attività lavorativa che si terrà presso il cantiere secondo una metodologia oggettiva, anche al fine di consentire all'impresa aggiudicataria del lavoro di rilevare tutti quei provvedimenti o misure necessarie ad eliminare il rischio o a ricondurlo nell'ambito dei valori accettabili.

La stesura del presente documento comporterà delle successive revisioni, che a partire da quella necessaria prima di consegnare i lavori all'impresa aggiudicataria, saranno effettuate dal "coordinatore in esecuzione" per assicurarsi del rispetto.

Così, congiuntamente al Responsabile Tecnico e al Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione dell'impresa aggiudicataria, sarà effettuato un ulteriore sopralluogo e verranno disposte, se necessarie, modifiche per le attrezzature e maestranze rispetto a quelle previste nel presente documento.

La redazione del presente piano di sicurezza e di coordinamento, consente di poter definire:

- ubicazione dei posti di lavoro tenendo conto delle condizioni di accesso e di praticabilità del cantiere;
- le vie e gli ambiti di spostamento e di circolazione in relazione alla condizione di movimentazione di materiali, mezzi d'opera ed operatori evidenziandone le interazioni;
- i rischi connessi con il tipo di lavoro da eseguire ed i lavoratori che vi saranno esposti;
- le misure ed i metodi atti ad eliminare o ridurre, nei limiti della tecnica, i rischi;
- i tipi di mezzi, macchinari ed attrezzature che dovranno e potranno essere impiegati dall'impresa esecutrice del lavoro solo se dotati dei requisiti tecnici a norma;
- le norme per la manutenzione al fine di rimuovere difetti e prevenire guasti che possono pregiudicare la sicurezza dei lavoratori;
- i dispositivi di protezione individuali (DPI) che necessitano per il tipo di lavoro da realizzare;
- la segnaletica di cantiere, quella stradale e di sicurezza sia per la fase di lavoro diurna che notturna per la salvaguardia della pubblica e privata incolumità;
- la disponibilità delle aree per il cantiere e la manovrabilità dei mezzi di lavoro;
- la natura delle opere da realizzare (tratti di viabilità relativi alla strada già esistente che sarà oggetto di adeguamento e tratti di viabilità definitiva da realizzare ex novo, e l'adeguamento in fase esecutiva di detto piano, in funzione delle evoluzioni e modifiche del cantiere e della effettiva durata delle varie fasi lavorative;

I criteri che sono stati applicati per l'espletamento del presente Piano di Sicurezza e la conseguente valutazione dei rischi, anche in termini normativi sono, in linea indicativa e non esaustiva i seguenti:

- ❖ Osservanza della normativa vigente, ed in particolare:
- ❖ DPR 547/55; DPR 302/56; Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ❖ DPR 164/56; norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni;
- ❖ DPR 303/56; Norme generali per l'igiene del lavoro;
- ❖ Legge 109/94; Legislazione specifica per il settore edile;
- ❖ Legge 833/78 Istituzione del Servizio Sanitario Nazionale;

- ❖ Legge 55/90; Antimafia;
- ❖ Legge 447/95; Legge quadro sull'inquinamento acustico;
- ❖ DPCM 01/03/94; Limiti di esposizione al rumore;
- ❖ DM 12/09/58; Istituzione del registro infortuni;
- ❖ D.Lgs. 277/91; Protezione contro i rischi da agenti chimici, fisici e biologici;
- ❖ D.Lgs. 475/92; Norme relative ai dispositivi di protezione individuali (DPI);
- ❖ D.Lgs. 626/94; Attuazione direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e salute dei lavoratori;
- ❖ D.Lgs. 493/96; attuazione della direttiva 92/58/CEE, concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- ❖ D.Lgs. 494/96; attuazione della direttiva 92/57/CEE, concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei e mobili;
- ❖ D.Lgs. 81/2008;
- ❖ Osservanza delle norme di buona tecnica;
- ❖ Osservanza di principi gerarchici di prevenzione;

9.2. Comunicazione agli organi competenti

Il DM 81/2008 prescrive che prima dell'inizio dei lavori il Committente o il Responsabile dei Lavori comunichi agli Organi Competenti i seguenti dati:

- Data della comunicazione
- Indirizzo del cantiere
- Committente (nome ed indirizzo)
- Natura dell'opera
- Responsabile dei lavori (nome ed indirizzo)
- Coordinatore per la progettazione (nome ed indirizzo)
- Coordinatore per l'esecuzione (nome ed indirizzo)
- Data presunta d'inizio dei lavori in cantiere
- Numero massimo presunto dei lavoratori sul cantiere
- Numero previsto di imprese e di lavoratori autonomi sul cantiere
- Identificazione delle imprese già selezionate
- Ammontare complessivo presunto dei lavori.

9.3. Obblighi dei datori di lavoro, dirigenti e preposti.

L'accettazione e la gestione da parte dei singoli datori di lavoro del Piano di Sicurezza e di Coordinamento è regolato dagli articoli sopracitati. Il presente documento sarà verificato dal Responsabile Tecnico dell'impresa aggiudicataria, e sarà approvato dal Datore di lavoro (Rappresentante Legale).

In particolare quest'ultimo ha il compito di:

- ✓ predisporre le misure di sicurezza specifiche (ivi comprese quelle non previste dalla legge, ma rese necessarie dalla natura dell'andamento della lavorazione), da adottare per il completamento dell'opera;
 - ✓ verificare la possibilità di impiego in cantiere dei macchinari ed attrezzature occorrenti alla realizzazione delle opere e controllare l'idoneità;
 - ✓ illustrare ai preposti, prima dell'inizio delle fasi lavorative, le misure di sicurezza da adottare ed affidare agli stessi i compiti di vigilanza;
 - ✓ realizzare la massima sicurezza tecnologicamente fattibile, considerando i ritrovati della scienza e della tecnica;
 - ✓ procurare i mezzi necessari e garantire la sicurezza dei lavoratori ivi compresi i mezzi personali di protezione;
 - ✓ decidere in caso di lavorazioni interferenti che comportano l'esposizione a rischio dei lavoratori che vi sono addetti, quali misure adottare o quali procedure operative seguire per l'esecuzione dei lavori in sicurezza;
 - ✓ effettuare agli Enti competenti le comunicazioni e denunce, nonché sottoporre a collaudi e verifiche gli impianti propri, macchinari ed attrezzature, previste dalle disposizioni di legge;
 - ✓ provvedere al controllo sanitario dei lavoratori dipendenti, nei casi previsti dalle disposizioni di legge, facendo effettuare le relative visite mediche periodiche e le vaccinazioni antitetaniche;
 - ✓ adottare a carico dei lavoratori, che non osservano le norme di legge e quelle contenute nel piano di sicurezza, i provvedimenti ritenuti più opportuni ai fini della sicurezza (richiamo al rispetto delle norme, allontanamento del luogo di lavoro, temporanea sospensione dei lavori, ripristino delle condizioni di sicurezza, ecc.)
 - ✓ la figura del responsabile del controllo dell'attuazione del Piano di Sicurezza è il Responsabile del Servizio di Prevenzione e Protezione;
- In particolare quest'ultimo ha il compito di:

- ✓ provvedere all'approvvigionamento dei mezzi di sicurezza necessari per la realizzazione dell'opera;
- ✓ attuare il piano di sicurezza predisposto ai fini della sicurezza collettiva ed individuale ed illustrare preventivamente detto piano ai preposti in tutti i suoi aspetti realizzativi;
- ✓ disporre, affinché vengano eseguiti da parte degli Enti preposti i collaudi e le verifiche su impianti, macchinari ed attrezzature;
- ✓ vigilare direttamente o tramite i preposti, in merito al rispetto da parte delle imprese subappaltatrici, del proprio piano di sicurezza in sintonia con quello generale senza che detta attività possa causare ingerenza nella organizzazione del lavoro altrui;
- ✓ adottare, nel caso di temporanea assenza del rappresentante legale a carico di coloro (lavoratori ed imprese) che non osservano le norme di legge e quelle contenute nel piano di sicurezza, i provvedimenti più opportuni ai fini della sicurezza (richiami, allontanamento, ecc.);
- ✓ attuare in base alle direttive impartite dal rappresentante legale, le modalità operative necessarie per il mantenimento delle condizioni di sicurezza, nel caso di lavori interferenti che pregiudicano l'integrità fisica dei lavoratori.

Gli eventuali subappaltatori, preposti e lavoratori, tutti sono tenuti alla piena applicazione delle misure contro i rischi previsti da questo Piano di Sicurezza e di Coordinamento.

In particolare il Preposto ha il compito di:

- svolgere nell'ambito del cantiere funzioni di vigilanza diretta e generale dell'esecuzione dell'attività lavorativa;
- impartire istruzioni ed ordini precisi per la migliore esecuzione del lavoro;
- vigilare affinché le istruzioni vengano eseguite e venga rispettato l'uso dei mezzi personali di protezione;
- rendere edotti i lavoratori dei rischi specifici cui sono esposti nello svolgimento della loro attività all'interno del cantiere;
- controllare preventivamente l'efficienza e l'idoneità delle apparecchiature ed utensili e farne eseguire la manutenzione da personale esperto;
- curare l'affissione nel cantiere di estratti delle principali norme di prevenzione degli infortuni e della cartellonistica di sicurezza, in conformità alle disposizioni emanate dal responsabile del servizio di prevenzione e protezione ;

- controllare il mantenimento dell'idoneità dei mezzi di protezione personali dati in consegna ai lavoratori;
- segnalare al responsabile dell'impresa, la presenza di eventuali pericoli presenti nell'area dei lavori o rischi non previsti nel piano di sicurezza.

9.4. Documento per la valutazione dei rischi

9.4.1. Indicazione dei criteri seguiti per la valutazione

La valutazione dei rischi è stata effettuata, relativamente a tutti i potenziali dipendenti dell'impresa aggiudicataria ed a quelli che svolgeranno in maniera autonoma le proprie mansioni (imprese subappaltatrici), tenendo in considerazione le caratteristiche proprie dell'attività in esame, sulla scorta di dati derivanti da una serie di rilevazioni condotta dal Comitato Paritetico Territoriale per la Prevenzione degli Infortuni, l'Igiene e l'Ambiente di Lavoro di Torino.

L'attendibilità dei dati che sono scaturiti per la valutazione dei rischi, discendono da una ricerca condotta su quasi 4000 cantieri di diverse dimensioni, comportanti diverse tipologie di lavoro e nei quali sono utilizzate diverse tecnologie.

Le circa 20000 visite che i tecnici del C.P.T hanno effettuato negli anni precedenti, confermano una accertata valenza di dati ed indici che verranno presi in considerazione per le lavorazioni da eseguirsi sia per la realizzazione dei tratti della viabilità di accesso al parco ed individuata nei grafici di progetto, che per i tratti di viabilità appartenenti al parco stesso. Vi saranno pertanto lavorazioni inerenti la realizzazione di pavimentazione stradale, realizzazione dell'edificio di controllo ed installazione degli aerogeneratori ecc

La ricerca condotta dal C.P.T., nella quale sono stati presi a riferimento, tra gli altri, gli elementi seguenti:

- principi generali di tutela di cui all'art. 3 del D. L.gs. 626/94;
 - regolamentazione di Legge (D.P.R. 547/55, D.P.R. 303/56, D.P.R. 164/56, D. L.gs. 277/91, D. L.gs. 626/94,);
 - norme di buona tecnica (CEI - UNI ...),
- di conseguenza ha portato alla definizione di apposite schede bibliografiche di riferimento, che contengono indicazioni utili per l'elaborazione delle strategie di prevenzione e per integrare, ove del caso, le istruzioni specifiche per i lavoratori.

L'analisi scaturita con le schede su citate, viene preceduta a monte da uno studio sulla pianificazione operativa e la stesura del programma dei lavori (cronoprogramma) che lo scrivente coordinatore per la sicurezza ha dovuto effettuare per i lavori e per il cantiere in oggetto. Tale pianificazione operativa consiste nella identificazione delle categorie di lavoro che interesseranno gli interventi e tutti i procedimenti necessari per porre in opera a regola d'arte ogni partizione lavorativa identificata. Lo studio dei procedimenti evidenzia l'impiego degli operatori, la cronologia degli eventi che li costituiscono, i materiali, le attrezzature nonché la produzione oraria e giornaliera. Con la pianificazione operativa eseguita si è potuto definire in maniera dettagliata tutti i procedimenti, favorendo così l'individuazione dei rischi; tale studio ha consentito, inoltre, di poter studiare il coordinamento tra le categorie di lavoro in modo da individuare quelle lavorazioni che interferendo con altre, producono dei rischi che altrimenti resterebbero ignorati.

9.4.2. Descrizione delle attività prevalenti nei luoghi di lavoro

L'impresa aggiudicataria dei lavori oltre alle lavorazioni che necessitano per eseguire a regola d'arte le opere di progetto, sarà sottoposta alla installazione del cantiere, degli uffici, delle officine, di eventuali impianti nelle aree che verranno stabilite alla consegna lavori.

Anche le installazioni dei baraccamenti e degli uffici, comportano rischi per gli installatori e gli operatori addetti a tale categoria di lavori; per cui nella valutazione rischi sono state disposte delle schede specifiche sia per gli operatori che per le attrezzature da impiegare.

9.4.3. Indicazioni delle fasi lavorative

Prima di procedere alla descrizione di tali fasi è bene precisare che in tale paragrafo si è voluto indicare non solo la descrizione delle fasi di lavorazione, ma anche alcune delle problematiche che possono comportare rischi per gli addetti ai lavori in funzione della sicurezza dei lavori.

Saranno poi le schede riportate negli allegati ad evidenziare, in dettaglio e secondo normativa vigente, tutte le procedure atte a prevenire gli infortuni ed a tutelare la salute dei lavoratori nei cantieri.

9.4.4. Allestimento del cantiere

Il cantiere relativo ai lavori in oggetto, rientra negli standard di allestimento dei cantieri medi. Le aree di lavoro sono ubicate in vicinanza e lungo la strada sia da adeguare al passaggio dei mezzi di trasporto che di progetto. L'area di cantiere è ubicata nella zona codificata negli elaborati grafici come "Ingresso parco". Si potrà allestire un cantiere unico per tutta la durata dei lavori, con recinzione stabile ed aree di lavoro ben definite con le vie di accesso e di transito. La realizzazione della recinzione del cantiere potrà essere continua consentendo, da un lato, la possibilità all'utenza di poter circolare internamente, dall'altro, una sufficiente area di cantiere per potere spostarsi in condizioni di sicurezza ed attuare tutte le procedure previste in merito agli ingombri, franchi, ecc.

Si potrà prevedere per l'allestimento del cantiere baraccamenti per mensa, spogliatoi e servizi igienici con relativi allacciamenti idrico - sanitari ed elettrici. Eventuali dormitori aggiuntivi potranno essere presi in considerazione nel vicino centro abitato del Comune di Genzano di Lucania.

Comunque l'area di cantiere individuata è stata prescelta sia in funzione delle condizioni del terreno, che in quella zona non è soggetto a fenomeni franosi, che in funzione della modalità e svolgimento dei lavori. Per alcune lavorazioni particolari, l'impresa aggiudicataria del contratto potrà, all'occorrenza, allestire un cantiere mobile; per tale scelta si rimanda al Piano Operativo di Sicurezza (POS) che l'impresa esecutrice dovrà prima dell'inizio dei lavori sottoporre al coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, il quale lo approverà e lo attuerà nelle forme e modalità che riterrà necessarie.

Nel caso di allestimenti di cantieri mobili, si potranno prevedere pertanto delle recinzioni mobili, cioè spostabili all'occorrenza, e quindi del tipo New-Jersey (in calcestruzzo o poliviniliche), o ancora con rete di sicurezza ed elementi verticali in ferro od in legno infissi nella pavimentazione. Per un maggiore dettaglio delle attività relative all'allestimento del cantiere si rimanda agli allegati.

9.4.5. Installazione segnaletica

Dato che le aree di lavoro sono ubicate o lungo la strada esistente o in vicinanza ad essa, sarà necessario prevedere un'adeguata segnaletica stradale provvisoria, predisponendo

opportuni segnali verticali ed orizzontali nonché barriere metalliche per tutte le deviazioni stradali e/o di raccordo ed in tutte le situazioni che si verranno a generare.

In linea indicativa e non esaustiva, poiché solo in fase esecutiva si potranno definire i particolari, occorrerà segnalare le aree di lavoro, indicare la restrizione della carreggiata, indicare la limitazione della velocità, indicare i sensi obbligati e quelli di marcia, la movimentazione di mezzi ed attrezzature e quant'altro previsto dal codice della strada e dalla normativa sulla sicurezza delle aree di cantiere in tali circostanze.

Inoltre tali aree devono essere opportunamente segnalate, sia di giorno che di notte, con segnaletica luminosa e di sicurezza. Sarà il caso inoltre di procedere durante i lavori anche alla segnalazione manuale fatta da personale dell'impresa, dotata di opportuni mezzi (bandiera arancione, paletta bicolore, ecc.) o addirittura da semafori mobili.

9.4.6. Demolizioni: pavimentazione stradale, muretti e recinzioni

Le opere in oggetto andranno eseguite con martelli demolitori, escavatori con martelli demolitori e pale meccaniche. Particolare attenzione andrà posta in dette operazioni per quanto concerne gli eventuali sottoservizi che dovessero essere riscontrati. E' opportuno prima dei lavori, accertarsi con gli Enti e con le opportune planimetrie acquisite, dove sono posizionati i sottoservizi, onde evitare, specialmente con le linee elettriche e quelle del gas, situazioni di pericolo per gli operai addetti ed eventuali disagi per l'utenza. Ancora maggiore attenzione, va riposta nell'eventuale demolizione fatta a mano dagli operatori in cui si potrebbero verificare accidentali e inavvertiti crolli parziali dei manufatti durante dette operazioni.

Per i muri e muretti in c.a. e/o tufo, le operazioni di demolizione andranno fatte con cautela, avendo prima accertato che la demolizione dei manufatti non comporti lo smottamento dei terreni.

In tal caso le puntellature e le opere provvisorie di contenimento sono indispensabili, previa delimitazione delle zone e recinzione delle aree, onde salvaguardare la pubblica e privata incolumità. Ulteriori accorgimenti dovranno essere presi in zone particolari e di maggior rischio, come in particolare gli scavi eseguiti con grossi mezzi meccanici.

Occorrerà predisporre tutti gli accorgimenti necessari a definire una delimitazione e protezione dell'area di intervento, al fine di garantire massima sicurezza e assicurandosi che nessun materiale venga a rotolare sulla strada in esercizio durante le lavorazioni previste per la viabilità provvisoria.

9.4.7. Movimenti terra: scavi con mezzi meccanici

La fase di lavoro in oggetto consiste nel procedere allo scavo a sezione obbligata con escavatore e pala meccanica fino alla profondità prevista in progetto e per la lunghezza necessaria.

Tale lavoro se fatto con mezzi d'opera andrà eseguito con cautela e prudenza con l'aiuto di un operatore a terra posto a distanza di sicurezza sia dagli scavi che dalle macchine, assicurandosi sempre preventivamente che nelle zone oggetto dello scavo non passino sottoservizi; in particolare linee elettriche e del gas che sono le più pericolose. E' buona norma procedere nel primo metro di scavo con estrema attenzione; è infatti entro tale profondità che di solito sono poste le tubazioni dei relativi sottoservizi. Sarà consigliabile comunque eseguire una verifica al contorno dei luoghi per evidenziare percorsi esistenti delle linee dei sottoservizi. Per le linee del gas, ad esempio, i pozzetti degli sfiati fuori terra potranno fornire questa indicazione. Sarà infine opportuno tenere conto della natura dei terreni per mettere in atto, superate le profondità limiti (art.13 DPR 164/56), tutti i provvedimenti che garantiranno la stabilità del fronte degli scavi (puntellature, sbavature, ecc.).

I crolli sono sempre da temere specialmente nei terreni di riporto quali quelli di intervento, anche in considerazione della particolare situazione di smottamenti in essere e di situazioni climatiche particolari. Infatti, nel periodo invernale le piogge con gli scavi aperti, aumentano le probabilità di smottamenti di terreno. Sono ovviamente da tenere e predisporre sempre scale opportunamente sistemate e fissate, onde consentire al personale l'immediata fuoriuscita dai cunicoli, pozzi, ecc. e definire tutte le procedure di urgenza e di emergenza per franamenti delle pareti e per allagamento dello scavo.

In caso di franamento delle pareti bisognerà subito evacuare i lavoratori dallo scavo, nel caso di allagamento bisognerà provvedere anche ad idonei mezzi di aggrottamento delle acque e di deflusso delle stesse in zone non pericolose.

Resta ancora da evidenziare che occorre l'uso dei D.P.I in ogni situazione ed occorre che i mezzi d'opera non oltrepassino i franchi previsti dalla normativa nell'avvicinamento agli scavi.

9.4.8. Trasporto in discarica dei materiali di risulta e sue sistemazioni

Se il materiale proveniente dagli scavi non è ritenuto dalla D.L. idoneo per il riporto, esso andrà portato a rifiuto. L'operazione di carico sarà eseguita con cautela sistemando opportunamente nelle aree di cantiere, se è possibile, i mezzi di trasporto, oppure fuori da dette aree avendo cura di far guidare e segnalare detta operazione da personale a terra che provvederà anche per le segnalazioni e la regolamentazione del traffico. E' indispensabile apporre segnaletica che indichi movimentazione di mezzi e il procedere del traffico a ridottissima velocità.

9.4.9. Drenaggi

Tale categoria di lavoro è contraddistinta da lavorazioni di scavo a sezione obbligata e da movimenti di materiale arido con la posa in opera di tubazione ϕ 200. Le situazioni di pericolo che si potranno riscontrare sono dettate maggiormente dalla mancanza di stabilità dei fronti di scavo per i quali si dovrà prevedere preventivamente il rischio di tralasciare sbavature.

9.4.10. Realizzazione di pavimentazioni stradali e sue sistemazioni

Per i lavori finalizzati alla pavimentazione della viabilità della strada sono individuate le seguenti attività di cantiere:

- Formazione e compattazione di massciata stradale ed allargamento verso valle o verso monte della carreggiata previa rimozione della vegetazione presente lungo il ciglio stradale;
- Realizzazione di muri o palificate di sostegno;

Per i lavori finalizzati alla pavimentazione della viabilità della strada del parco sono individuate le seguenti attività di cantiere:

- Formazione e compattazione del rilevato stradale;
- Posa in opera dei conglomerati bituminosi per strato di base, binder ed usura;
- Realizzazione di piattaforme per la sosta degli automezzi durante le operazioni di montaggio degli aerogeneratori;
- Opere in c.a. per canalizzazioni;
- Barriere metalliche e segnaletica orizzontale e verticale.

La formazione e la compattazione del rilevato stradale è realizzata mediante l'impiego di macchine i cui requisiti di sicurezza e di uso sono riportati in allegato; in particolare modo sono impiegate pale cariatrici ed autocarri per la formazione del rilevato e rullo compattatore per la costipazione dello stesso. I rischi per questa categoria sono legati essenzialmente al possibile ribaltamento degli automezzi per una errata manovra od eventuali smottamenti del piano di posa.

Per la posa in opera dei conglomerati bituminosi non si riscontrano particolari pericoli, se non quelli legati all'utilizzo delle macchine (grader, finitrice, autocarro spargi catramina, rullo compattatore). Per le opere in c.a. restano individuati i rischi relativi alla categoria calcestruzzi. Per le macchine e per gli operatori che intervengono in tali lavorazioni saranno adottate le dovute prescrizioni in materia di sicurezza per gli eventuali rischi.

Per la posa in opera di barriere metalliche sono previste bullonature dei sostegni e dei profilati metallici mediante l'impiego di avvitatori ad aria compressa/ elettrici. Le possibili cadute dall'alto degli operatori, in particolare sui viadotti e sui tratti in rilevato, impone l'impiego di cinture di sicurezza e barriere di protezione in legno. Il piano di sicurezza di dettaglio individuerà le prescrizioni operative per il posizionamento del cavo di guardia per l'ancoraggio delle cinture.

La segnaletica non prescrive particolari rischi per gli operatori, se non quella verticale per i lavori a scavo a sezione obbligata ed i getti per il posizionamento dei pali.

9.4.11. Valutazione dei rischi ed identificazione delle misure conseguenti

La documentazione di riferimento che l'impresa aggiudicataria adempierà per conseguire l'incolumità dei propri addetti, che costituisce parte integrante del presente documento, è così articolata:

Attività fisse

- ✓ La presenza e la regolarità in azienda della documentazione di base in relazione alle caratteristiche dei luoghi di lavoro.
- ✓ La valutazione della rispondenza degli insediamenti fissi alle norme vigenti sarà effettuata utilizzando le schede bibliografiche di riferimento.

Attività di cantiere

Sono state preventivamente prese in considerazione le principali attività che l'impresa potrà svolgere nei cantieri di produzione. Utilizzando le relative schede bibliografiche di riferimento, realizzerà un primo procedimento di valutazione dei rischi e delle misure di prevenzione da adottare nelle fasi di lavorazione, che potranno essere sviluppate, ove del caso, nei piani di sicurezza del cantiere.

Attrezzature di lavoro

Le stesse considerazioni di cui al punto precedente sono state estese alle macchine, utensili, attrezzature, DPI, in dotazione all'impresa e utilizzate negli insediamenti fissi o disponibili per l'uso in cantiere. Anche in questo caso si individueranno le schede bibliografiche relative.

10. Relazione sulla fase di cantierizzazione

10.1. Descrizione dei fabbisogni di materiale da approvvigionare e degli esuberanti dei materiali da scarto, provenienti dagli scavi e descrizione delle soluzioni di sistemazione finali.

Qui di seguito vengono riportati i risultati di scavo e riporto per la realizzazione delle opere di progetto, conseguiti a seguito della fase di progettazione viabilità delle opere da realizzare.

Il volume di terreno da movimentare per la realizzazione delle piazzole di dimensioni 50x40 metri è pari a 10.295 mc, di questi una parte, pari a 6000 circa, è terreno vegetale (calcolato imponendo una profondità media del terreno vegetale pari a 0.55 metri) e l'altra, per un volume pari a 4295 è terreno geologico.

In particolare il terreno vegetale (6000 mc), per una parte, sarà rimpiegato per l'inverdimento delle piazzole di montaggio e per l'altra, potrà essere riutilizzata per ripianare poderi circostanti, previa autorizzazione del proprietario, e/o potrà essere ceduta a vivai presenti in zona a Venosa o a Lavello.

Inoltre, il terreno geologico (4295 mc) sarà utilizzato per la realizzazione in rilevato delle stesse piazzole e, la restante parte potrà essere riutilizzata per la realizzazione dei rilevati della viabilità di progetto, nelle quantità come di seguito indicato.

Per quanto attiene alla realizzazione delle fondazioni degli aerogeneratori, si evidenzia che le stesse saranno costituite dalla platea e da pali.

Nello specifico la platea interessa un'area di terreno, avente lato medio pari a 15 metri e uno spessore pari a circa 1.50 metri, per cui il volume da movimentare è pari a 9.600 mc. Tale volume è interamente costituito da terreno geologico perché quello vegetale è stato giustamente preso in considerazione nella fase di stima dei volumi di scavo delle piazzole di cui sopra.

In relazione ai pali di fondazione si rappresenta che la profondità, il numero e il diametro dei pali per ciascun aerogeneratore saranno precisati nel livello di progettazione successivo (esecutivo).

Ad ogni modo, in questa fase, si ipotizza che le fondazioni saranno tutte su pali per una profondità pari a 15 metri. Questa ipotesi ci consente di metterci in condizioni di sicurezza, con riferimento al calcolo del volume di terreno da conferire in discarica.

Pertanto il volume di terreno interessato dagli scavi dei pali di fondazione è pari a 630 mc, il quale verrà conferito, in parte, in discarica e, in parte, verrà riutilizzato per la realizzazione dei rilevati della viabilità di ex novo.

10.2. Descrizione della viabilità di accesso ai cantieri, progettazione di viabilità provvisoria

La viabilità interna al campo eolico è costituita quasi totalmente dalle strade comunali esistenti e da nuovi, brevi, tratti di viabilità da realizzare a servizio dei singoli aerogeneratori. La viabilità esistente, sarà oggetto di interventi di manutenzione, ove previsto, che consentiranno di ricondurre la stessa ad una larghezza minima di 4.5 ml, sarà integrata da nuovi brevi tratti di viabilità di servizio per assicurare l'accesso da parte degli automezzi speciali al fine di permettere il trasporto sino alle piazzole degli aerogeneratori. Per l'esecuzione dei nuovi tratti di viabilità interna si effettuerà uno scortico del terreno per uno spessore di 80 cm circa, ricoprendolo con un misto di cava.

La sezione tipo sarà costituita da una piattaforma stradale di 4.5 ml di larghezza formata da materiale di rilevato e uno spessore di circa 40 cm di misto di cava. Lungo la viabilità esistente e di nuova realizzazione sarà posta particolare cura alle scarpate, con interventi di sostegno e di realizzazione di opere d'arti minori (tombini, attraversamenti, cunette) al fine di non alterare l'attuale regime di scorrimento naturale delle acque meteoriche,

rispettando gli equilibri idraulici e idrogeologici superficiali e sotterranei, e conservando la permeabilità della regimentazione delle acque.

Inoltre tutte le strade saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, in modo da non alterare la morfologia del suolo e del paesaggio, riducendo al minimo i movimenti di terra.

Lo stesso vale per la realizzazione delle piazzole previste in corrispondenza di ogni aerogeneratore.

In fine, la rifinitura in macadam prevista per la pavimentazione delle strade e delle piazzole del sito, favorirà la vegetazione autoctona e in definitiva il ripristino ambientale delle aree interessate.

Gli scavi necessari, per la realizzazione della rete elettrica in MT comprensiva della rete telematica di monitoraggio, saranno effettuati attraverso l'utilizzo delle più moderne scavatrici a fresa dotate di utensili diamantati che consentono un taglio verticale del suolo, limitando l'azione di frantumazione delle rocce calcaree alla larghezza della sezione di scavo strettamente necessaria per la posa in opera dei cavidotti. L'utilizzo di queste modalità permetterà di riutilizzare il materiale scavato durante la fase di rinterro degli stessi scavi senza lasciare residui di materiale lapideo, sempre in un'ottica di contenimento degli impatti sul territorio circostante.

La stessa modalità di scavo sarà utilizzata anche per la realizzazione delle fondazioni di ogni aerogeneratore, con la previsione di riutilizzare il materiale di risulta proveniente dallo scavo, una volta ridotto ad adeguate pezzature, al fine di rimpiegarlo per la formazione delle fondazioni stradali dei tratti viari di nuovo impianto.

Infine, per ciò che concerne la realizzazione delle strutture di fondazione in cemento armato degli aerogeneratori, si prevede che le stesse strutture saranno ricoperte da uno strato di terra di almeno un metro, dando così preferenza a soluzioni che consentono il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto, in particolare il ripristino morfologico, la stabilizzazione e l'inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra ed il ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

La presenza fisica del cantiere e, successivamente, quella dell'impianto non precluderà l'esercizio delle attività agricole e pastorizie nei fondi confinanti in modo da garantire la continuità della viabilità esistente.

10.3. Descrizione del ripristino dell'area di cantiere

In merito alla descrizione del ripristino del cantiere, gli obiettivi principali da perseguire sono i seguenti:

- riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un'adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla;
- effettuare una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;
- procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:

- **Trattamento dei suoli:** le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo permettono si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- **Opere di semina di specie erbacee:** una volta terminati i lavori di trattamento del suolo si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idrosemina. In particolare, si consiglia di adottare un manto di sostanza organica triturata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi; tale sistema consente un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse.

Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di:

- mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante;
- proteggere le superfici rese particolarmente più sensibili dai lavori di cantiere e dall'erosione;
- consentire una continuità dei processi pedogenetici, in maniera tale che si venga a ricostituire un orizzonte organico superficiale che permetta successivamente la ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo.

L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona.

Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ad alta proliferazione.

Al fine di realizzare un'alta percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale.

Inoltre l'utilizzo di interventi di rivestimento permetterà un'azione coprente e protettiva del terreno; in questo caso, l'impiego di un gran numero di piante, di semi, o di parti vegetali per unità di superficie, permette la protezione della superficie del terreno dall'effetto dannoso delle forze meccaniche.

Tali interventi, inoltre, permetteranno un miglioramento del bilancio dell'umidità e del calore favorendo dunque lo sviluppo delle specie vegetali. Tali interventi sono inoltre mirati ad una rapida protezione delle superfici spoglie.

Per l'esecuzione di tali interventi è stata scelta la metodica dell'idrosemina. Infatti, nei terreni particolarmente poveri di sostanze nutritive e facilmente erodibili dalle acque meteoriche, l'idrosemina, adottata in periodi umidi (autunno), si rivela un'ottima metodica per la protezione di tali aree.

Il materiale da adottare è un prodotto in miscuglio pronto composto da seme, concimi, sostanze di miglioramento del terreno, agglomerati e acqua. La miscela prevede differenti dosi per ettaro che verranno adeguatamente scelte in fase di realizzazione delle opere di rinverdimento.

Qualora si osservi una crescita troppo lenta, rada o nulla si dovrà procedere ad un nuovo trattamento in modo da evitare una eccessiva presenza delle aree di radura.

Si precisa, inoltre, che almeno nei primi due-tre mesi verrà interdetto qualsiasi passaggio sulle aree trattate, che eventualmente dovranno essere recintate, e che andranno protette con frammenti di paglia sparsi da appositi macchinari.

Il tutto sarà realizzato sempre di concerto con la proprietà.

11. Riepilogo degli aspetti economici e finanziari del progetto

11.1. Quadro economico

DESCRIZIONE	QUANTITA'	P. UNITARIO	SPESA
OPERE			
Scavi	a corpo	€ 566.641,73	€ 566.641,73
fondazione stradale	a corpo	€ 1.200.031,31	€ 1.200.031,31
Opere edili per installazione aerogeneratore	a corpo	€ 2.161.490,90	€ 2.161.490,90
Posa in opera plinti per fondazione aerogeneratore	10	€ 428.776,46	€ 4.287.764,61
Cavidotti	a corpo	€ 1.026.313,70	€ 1.026.313,70
Aerogeneratori	10	€ 2.810.000,00	€ 28.100.000,00
palazzina controlli e servizi	a corpo	€ 100.000,00	€ 100.000,00
Stazione di trasformazione	a corpo	€ 400.000,00	€ 400.000,00
Piano di Sviluppo Locale	a corpo	€ 1.000.000,00	€ 1.000.000,00

Sottostazione di allaccio alla rete elettrica nazionale	a corpo	€ 450.000,00	€ 450.000,00
Trasformatori e quadri elettrici	a corpo	€ 1.000.000,00	€ 1.000.000,00
TOTALI			<u>40.292.242,25</u>
SPESE GENERALI			
Spese tecniche redazione progetto SIA	a corpo	€ 500.000,00	€ 500.000,00
Spese per prog. definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili	a corpo	€ 4.350.000,00	€ 4.350.000,00
Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche	a corpo	€ 200.000,00	€ 200.000,00
Direzione dei lavori	a corpo	€ 300.000,00	€ 300.000,00
Oneri della sicurezza	a corpo	€ 180.000,00	€ 180.000,00
Collaudi	a corpo	€ 150.000,00	€ 150.000,00
Rilievi, accertamenti ed indagini	a corpo	€ 200.000,00	€ 200.000,00
Acquisizione aree e indennizzi	a corpo	€ 200.000,00	€ 200.000,00
Spese per imprevisti	a corpo	€ 500.000,00	€ 500.000,00
TOTALI			<u>€ 6.580.000,00</u>
TOTALE GENERALE			
			46.872.242,25

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

La realizzazione del Parco eolico "Serra Gagliardi" da realizzare nel Comune di Genzano di Lucania, così come riportato nella scheda che segue, avrà un costo di investimento complessivo pari a circa Euro 65.100.000,00

In questo calcolo, ovviamente, non vengono considerati tutti i costi connessi alla futura dismissione dell'impianto ma solo quelli necessari al suo funzionamento.

La realizzazione del parco eolico è caratterizzata da alcuni elementi che, al fine della valutazione delle fonti di finanziamento, è sicuramente opportuno richiamare:

- i costi iniziali di investimento sono predominanti rispetto a quelli di esercizio; ciò comporta una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, soprattutto se si ricorre a capitale di terzi; peraltro, l'attuale discesa del costo del denaro rende questo aspetto meno rilevante rispetto al passato;
- l'attività costruttiva finale del parco eolico dura circa 18 mesi e, solo al termine di detto periodo, l'impianto potrà generare i flussi di cassa attesi.

Come evidenziato precedentemente, per realizzare un impianto di energia eolica, è necessario un rilevante investimento iniziale; l'accesso a canali di finanziamento adeguati per reperire capitali a costi non elevati può amplificare, attraverso il fenomeno della leva finanziaria, la redditività del progetto.

Nel corso degli ultimi anni, soprattutto per iniziative nel settore energetico, si è sviluppato e diffuso in tutto il mondo il ricorso al "project finance".

Il *project finance* è un'operazione di finanziamento di un'opera, caratterizzata dalla valutazione, da parte degli istituti di credito e degli altri soggetti finanziatori, non tanto dell'azienda che richiede il prestito e della sua situazione economico-patrimoniale, bensì della fattibilità dell'opera e delle sue prospettive economiche, ovvero dell'attitudine a restituire, attraverso i proventi generati, il debito contratto.

La caratteristica essenziale del *project finance* è, pertanto, la capacità, o meglio l'attitudine, dell'attività economica finanziata - il progetto - a produrre il *cash flow* in grado di garantire il servizio del prestito, nonché un'adeguata remunerazione del capitale investito.

La capacità di individuare e convogliare risorse intorno alla realizzazione dell'iniziativa trova giustificazione nel progetto in sé e nella sua capacità di ripagare le risorse, in esso investite, con ragionevole attendibilità.

Il progetto deve pertanto risultare chiaramente identificabile tanto dal punto di vista giuridico quanto da quello economico e patrimoniale.

La proponente, oltre, alla possibilità di ricorrere alla finanza di progetto sta valutando l'opportunità di ricorrere direttamente all'accesso al credito tramite la partecipazione di società di fondi d'investimento.

Le opportunità proposte, sono state già ampiamente valutate con gli Istituti interessati ma la scelta definitiva potrà essere effettuata solo dopo il perfezionamento degli atti autorizzativi in relazione all'andamento dei mercati finanziari.

Tali opportunità sono rese possibili dalla stima dei flussi di cassa attesi tali da consentire il sicuro rispetto dei contratti stipulati.

La quota di investimento relativa agli atti propedeutici all'iter autorizzativo, nonché la redazione del progetto e di tutti gli allegati tecnici è stata già sostenuta con capitale dei soci.

11.3. Cronoprogramma riportante l'energia ipotetica prodotta annualmente durante la vita utile dell'impianto

Gli aerogeneratori, a differenza del fotovoltaico, non hanno un decadimento fisico delle prestazioni, in quanto, le parti usuranti, sono soggette a manutenzioni e/o sostituzioni. Tuttavia, in via cautelativa, abbiamo applicato un decadimento dello 0,3% all'anno.

Nella tabella sottostante, posto che la risorsa eolica sia identica in ogni anno, viene riportata la produzione stimata annualmente con un decadimento dello 0,3%/anno.

	TORRI V112- 3.6Mw
ANNO 1	100,96
ANNO 2	100,7619
ANNO 3	100,26568
ANNO 4	100,7619
ANNO 5	100,7619

ANNO 6	100,7619
ANNO 7	100,7619
ANNO 8	100,7619
ANNO 9	100,7619
ANNO 10	100,7619
ANNO 11	100,7619
ANNO 12	100,7619
ANNO 13	100,7619
ANNO 14	100,7619
ANNO 15	100,7619
ANNO 16	100,7619
ANNO 17	100,7619
ANNO 18	100,7619
ANNO 19	100,7619
ANNO 20	100,7619
TOT.	100,76