

Spett.le **Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare**
Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali
Divisione II - Sistemi di Valutazione Ambientale
DGSalvaguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it

p.c. **Commissione Tecnica di verifica dell’impatto ambientale VIA e VAS**
ctva@pec.minambiente.it

OGGETTO: [ID_VIP:4828] Procedura di VIA ai sensi dell’art. 23 del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. relativa al Progetto di potenziamento dell’impianto eolico di Andretta-Bisaccia (AV) - smantellamento 47 aerogeneratori esistenti e realizzazione di 14 nuovi aerogeneratori, per una potenza complessiva di 63 MW – trasmissione contro-deduzioni ad osservazioni presentate da WinBis e CERBIS

Con riferimento all’istanza di cui in oggetto, relativa alla procedura di VIA ai sensi dell’art. 23 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. riferita al progetto di “Potenziamento del parco eolico di Andretta-Bisaccia” [ID_VIP:4828], facendo seguito alla comunicazione di procedibilità dell’istanza e pubblicazione della documentazione da parte del MATTM (nota prot. 21981 del 29/08/2019), si trasmette in allegato alla presente il documento “Controdeduzioni alle osservazioni di WinBis e CERBIS”, che riporta le opportune contro-deduzioni alle osservazioni ricevute nel corso della fase di consultazione pubblica, relativamente alle supposte interferenze con il parco eolico di cui sono titolari le suddette Società ed ubicato nel Comune di Bisaccia in Località La Toppa-Formicoso.

Allo scopo, preme sottolineare che, nell’anno 2012, al momento dell’entrata in esercizio del parco eolico di WinBis e CERBIS, la Scrivente (al tempo denominata IP Maestrale 4 S.r.l.) era già titolare del parco eolico oggetto del progetto di potenziamento, a sua volta in esercizio sin dal 2000. Pertanto, per evitare effetti di turbolenza dannosi in termini resa energetica degli impianti, le osservazioni possono essere mosse verso le due Società deducenti, le quali nella proposta progettuale non hanno tenuto in debito conto le interferenze di tale impianto con il preesistente impianto di ERG Wind 4.

L’occasione è gradita per porgere distinti saluti,

Il Legale rappresentante
Gianluca Teodori



Allegato alla presente:

- **Controdeduzioni alle osservazioni di WinBis e CERBIS**

ERG Wind 4 srl

Società con unico socio ERG Wind Holdings (Italy) srl, soggetta all’attività di direzione e coordinamento di ERG spa

www.erg.eu

Torre WTC Via De Marini 1
16149 Genova Italia
ph +39 010 24011
fax +39 010 2401490

REGIONE CAMPANIA
Provincia di Avellino
COMUNI DI Andretta (AV) – Bisaccia (AV)

PROGETTO

POTENZIAMENTO PARCO EOLICO ANDRETTA-BISACCIA



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:

ERG Wind 4



PROGETTISTA:



GOLDER
Via Sante Bargellini, 4
00157 - Roma (RM)

OGGETTO DELL'ELABORATO:

CONTRODEDUZIONI ALLE OSSERVAZIONI DI WINBIS E CERBIS

CODICE PROGETTISTA	DATA	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODICE DOCUMENTO				
					IMP.	DISC.	TIPO DOC.	PROG.	REV.
	11/2019	/	1 di 43	A4	BIS	ENG	REL	0028	00

NOME FILE: BIS.ENG.REL.0028.00_Controdeduzioni osservazioni WinBisCERBIS.doc

ERG Wind 4 2 S.r.l. si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

INDICE

1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	3
2. CONSIDERAZIONI WINBIS E CERBIS S.R.L.....	3
2.1. ASSERTITA INTERFERENZA TRA IL PROGETTO ERG E GLI IMPIANTI DI WINBIS E DI CERBIS.....	4
2.1.1. <i>PRIORITA' AUTORIZZATIVA DEGLI IMPIANTI WINBIS-CERBIS</i>	4
2.1.2. <i>ASSERTITE INTERFERENZE AERODINAMICHE E PERDITE DI PRODUZIONE</i>	5
2.1.3. <i>STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO</i>	20
2.1.4. <i>ANALISI DELL'OMBREGGIAMENTO</i>	24
2.2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO ERG SU AREE GIA' AUTORIZZATE PER L'IMPIANTO WINBIS	26
2.2.1. <i>INTERFERENZE TRA LE RETI DI CONNESSIONE</i>	26
2.2.2. <i>NUOVA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA</i>	28
2.3. ULTERIORI OSSERVAZIONI SOLLEVATE NELLA RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALLA NOTA	29
2.3.1. <i>VERIFICA SUI VINCOLI</i>	29
2.3.2. <i>DISTANZA DALLE STRADE</i>	30
2.3.3. <i>IMPATTO SU FLORA E FAUNA</i>	30
ANNEXES.....	32

1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

La società ERG Wind 4 Srl, proprietaria di un impianto eolico ubicato in Regione Campania, in provincia di Avellino, ha depositato l'istanza necessaria all'ottenimento del parere di VIA per il progetto di potenziamento dell'impianto eolico esistente costituito da aerogeneratori ubicati nei comuni di Andretta (AV) e di Bisaccia (AV), con opere di connessione che si sviluppano negli stessi comuni.

L'impianto esistente, attualmente in esercizio, è stato autorizzato con separate Concessioni edilizie rilasciate dai Comuni interessati (rispettivamente n. 23/99 del 07/07/1999 per la parte di impianto ricadente nel Comune di Bisaccia e n. 28/99 del 15/06/1999 per la parte di impianto ricadente nel Comune di Andretta). L'impianto risulta attualmente connesso presso l'esistente stazione elettrica di trasformazione 150/20 kV "Bisaccia", ubicata nel Comune di Bisaccia (AV).

Nello specifico, l'impianto esistente risulta composto da 47 aerogeneratori tripala modello Vestas V-47, con torre tralicciata, di cui n.30 con potenza nominale pari a 0,66 MW e n.17 con potenza nominale pari a 0,60 MW, per una potenza complessiva di 30 MW.

Il potenziamento dell'impianto consiste nella dismissione dei 47 aerogeneratori esistenti dell'impianto e delle relative opere accessorie, oltre che nella rimozione dei cavidotti attualmente in esercizio. La potenza complessiva in dismissione sarà pari 30 MW.

Alla dismissione dell'impianto esistente farà seguito la realizzazione di un impianto eolico costituito da 14 aerogeneratori di grande taglia e relative opere accessorie, per una potenza complessiva di 63 MW. In particolare, l'impianto sarà costituito da aerogeneratori della potenza unitaria di 4,5 MW, diametro del rotore massimo di 150 m e altezza massima complessiva di 180 m.

L'incremento di potenza atteso al termine degli interventi di repowering (pari a circa 33 MW) richiederà la costruzione di una nuova sottostazione elettrica utente, ubicata sempre nel Comune di Bisaccia (AV) ma nelle immediate vicinanze dell'esistente sottostazione 380/150 kV Terna.

In parallelo al posizionamento degli aerogeneratori sarà effettuata la posa di nuovi cavidotti interrati MT in sostituzione di quelli attualmente in esercizio, al fine di accomodare l'incremento di potenza dell'impianto. Il tracciato di progetto, completamente interrato, seguirà per la maggior parte il percorso esistente. L'unica eccezione riguarderà il nuovo tracciato necessario per il collegamento degli aerogeneratori alla SSE utente di nuova realizzazione.

2. CONSIDERAZIONI WINBIS E CERBIS S.R.L

In data 28/10/2019 la società WinBis S.r.l ha presentato all'indirizzo del MATTM una serie di osservazioni nei confronti del progetto avanzato dalla presente ERG Wind 4 s.r.l.

Nel seguito del presente capitolo si procederà ad una dettagliata disamina dei differenti appunti sollevati dalla società WinBis srl nei confronti del progetto di repowering, riportando per ciascun argomento analizzato le controdeduzioni della proponente ERG Wind 4 s.r.l.

2.1. ASSERTITA INTERFERENZA TRA IL PROGETTO ERG E GLI IMPIANTI DI WINBIS E DI CERBIS

2.1.1. PRIORITA' AUTORIZZATIVA DEGLI IMPIANTI WINBIS-CERBIS

Al punto 1.1 della nota la società WinBis Srl scrive:

“Preliminarmente, è opportuno ricordare che sia il progetto di impianto WinBis che il progetto di Impianto CERBIS, presentati con risalente istanza del 2006, sono stati autorizzati con Autorizzazione Unica n.68/2008 della Regione Campania. L'impianto WinBis e l'impianto CERBIS sono attualmente in esercizio.

Ai sensi della regolamentazione di settore la priorità della presentazione dell'istanza di Autorizzazione Unica determina la prevalenza di un progetto rispetto ai successivi, nel senso che quelli depositati dopo dovranno necessariamente adeguarsi e risultare compatibili con il precedente in termini di aree utilizzate, distanze da rispettare, intervisibilità da valutare, interferenze da evitare. Sul punto le Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010 prescrivono infatti che “Il procedimento viene avviato sulla base dell'ordine cronologico di presentazione delle istanze di autorizzazione, tenendo conto della data in cui queste sono considerate procedibili ai sensi delle leggi nazionali e regionali di riferimento” (14.3 delle Linee Guida Nazionali di cui al DM 10.09.2010).

(omissis)

Ne deriva che il Progetto ERG dovrà adeguarsi all'Impianto WinBis ed all'Impianto CERBIS in caso di rilevate incompatibilità localizzative e funzionali, come di seguito meglio individuate ...”

La proponente ERG Wind 4 S.r.l, rinviando ai successivi capitoli della presente nota per l'analisi puntuale delle potenziali incompatibilità localizzative e funzionali evidenziate dalla società WinBis Srl, tiene a precisare innanzitutto che alla data dell'autorizzazione da parte della Regione Campania (con D.D. n.68/2008) dell'impianto attualmente di proprietà delle società WinBis Srl e CERBIS le aree individuate dal progetto risultavano già occupate dagli aerogeneratori e dalle opere accessorie dell'impianto di proprietà di ERG Wind 4 Srl.

Tale parco, infatti, è stato autorizzato nel 1999 con due diverse concessioni edilizie da parte dei Comuni di Andretta (Concessione n. 28/99 del 15/06/1999) e di Bisaccia (Concessione n. 23/99 del 07/07/1999) e risulta regolarmente in esercizio a far data dal 12.07.2000.

Come giustamente chiarito dalla società WinBis s.r.l. nella propria nota, la normativa di settore ha ribadito in ogni suo aggiornamento la necessità dei nuovi progetti di adeguarsi al contesto territoriale esistente, in modo da risultare compatibili con gli impianti eolici esistenti e/o già autorizzati in termini di aree utilizzate, distanze da rispettare ed intervisibilità da valutare.

Anche in assenza delle misure di mitigazioni consigliate dal D.M.10.09.2010 (Linee Guida Nazionali) la società WinBis Srl, pertanto, avrebbe dovuto definire il layout del proprio progetto tenendo in debita considerazione la presenza delle turbine in esercizio di proprietà della società ERG Wind 4 Srl, ottimizzando la posizione degli aerogeneratori e valutando il tracciato dei cavidotti e l'ubicazione delle opere accessorie (piazzole e strade di servizio) in modo da evitare interferenze con quanto già realizzato.

L'analisi delle coordinate delle turbine realizzate da WinBis Srl evidenzia, al contrario, una vicinanza con gli aerogeneratori esistenti di ERG Wind 4 Srl tale da determinare importanti interferenze aerodinamiche, con conseguenti perdite di produzione legate all'effetto scia prodotto dai nuovi aerogeneratori.

In particolare, le minime distanze riscontrate tra le posizioni di WinBis Srl e le turbine esistenti di ERG Wind 4 Srl risultano:

WTG ERG Wind 4 Srl Esistenti	WTG WinBis Srl-CerBis Srl	Distanza minima (m)
BS01	WTG01	324
BS02	WTG13	671
BS03	WTG13	725
BS04	WTG15	708
BS05	WTG15	658
BS06	WTG5	601
BS07	WTG5	489
BS08	WTG08	235
AD01	WTG24	192

Come meglio specificato nel successivo par.2.1.1 le perdite di produzione che l'impianto di ERG Wind 4 Srl ha subito nel corso degli anni per la presenza ravvicinata degli aerogeneratori di WinBis Srl sono stimabili in 826 MWh/anno corrispondenti ad un totale di potenza non prodotta nel periodo ricompreso tra la costruzione dell'impianto di WinBis Srl ed oggi (anni 2012-2019) pari a 5782 MWh. Quanto sopra, peraltro, è certamente noto a Winbis Srl ed a Cerbis Srl, considerato che tali società, in passato hanno avviato trattative con ERG Wind 4 Srl (all'epoca denominata IP Maestrale 4 S.r.l.), al fine di quantificare l'importo del risarcimento dovuto a quest'ultima per effetto delle interferenze dell'impianto dalle medesime realizzato rispetto a quello precedentemente costruito da IP Maestrale 4 S.r.l..

La volontà di ridurre le perdite economiche legate a tali interferenze, unita alla decisione di ammodernare l'impianto in esercizio, ha spinto la società ERG Wind 4 Srl ad optare per un progetto di repowering dell'impianto di Andretta-Bisaccia.

Il parco eolico di progetto, infatti, permetterà da un lato la sostanziale riduzione degli aerogeneratori di proprietà di ERG Wind 4 Srl presenti nelle aree di impianto di Andretta e Bisaccia (passando dalle attuali 47 turbine a sole 14) e dall'altro l'allontanamento degli aerogeneratori dalle turbine di WinBis Srl.

2.1.2. ASSERTITE INTERFERENZE AERODINAMICHE E PERDITE DI PRODUZIONE

Al punto 1.2 della nota presentata WinBis Srl scrive:

"...occorre in primo luogo evidenziare che il progetto ERG non solo insiste su aree di titolarità di

WinBis già autorizzate con il Decreto Dirigenziale di Autorizzazione Unica n.68/2008, ma determina anche, per alcuni aerogeneratori dell’Impianto WinBis e dell’Impianto CERBIS, interferenze aerodinamiche, conseguenti perdite di produzione ricollegabili all’effetto scia prodotto dall’esercizio delle nuove apparecchiature (quantificabili in 1690 MWh/anno), rischi di rottura delle pale e necessità di maggiore manutenzione delle stesse a causa delle maggiori vibrazioni dovute alle sollecitazioni prodotte dal Progetto ERG. (omissis)

In particolare, il posizionamento dei citati aerogeneratori del Progetto ERG:

- Risulta in contrasto con la prescrizione di cui al Punto 3.2, lett. N) dell’Allegato 4 del D.M. 10.09.2010 (Linee Guida Nazionali), laddove prevede che “una mitigazione dell’impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento”;
- In via generale, viola la disposizione di cui al Punto 3.2, lett. k) dell’Allegato 4 del D.M. 10.09.2010, ove prescrive che “la scelta del luogo di ubicazione di un nuovo impianto eolico deve tener conto anche dell’eventuale preesistenza di altri impianti eolici sullo stesso territorio. In questo caso va, infatti, studiato il rapporto tra macchine vecchie e nuove rispetto alle loro forme, dimensioni e colori”
- Non rispetta quanto prescritto dalla D.G.R. Campania n.532/2016, ove dispone che “La distanza teorica consigliata tra le macchine di un impianto eolico è pari a cinque volte il diametro del cerchio tracciato dalle pale per evitare effetti di turbolenza”

Per le valutazioni di perdite di produzione, lo studio delle turbolenze e delle interdistanze tra gli aerogeneratori ci si è avvalsi di:

- Coordinate e modelli di turbina riportate nel progetto di Repowering di ERG e nel documento riportante le osservazioni di WinBis e CERBIS
- 3 anemometri di parco di ERG, 2 di altezza 30 metri e con più di 7 anni di dati, ed uno di altezza 10 metri, con più di 5 anni di dati
- 1 anemometro di sviluppo ERG di altezza 50 m, con 2 anni di dati
- 6 anni di produzioni SCADA dell’impianto ERG

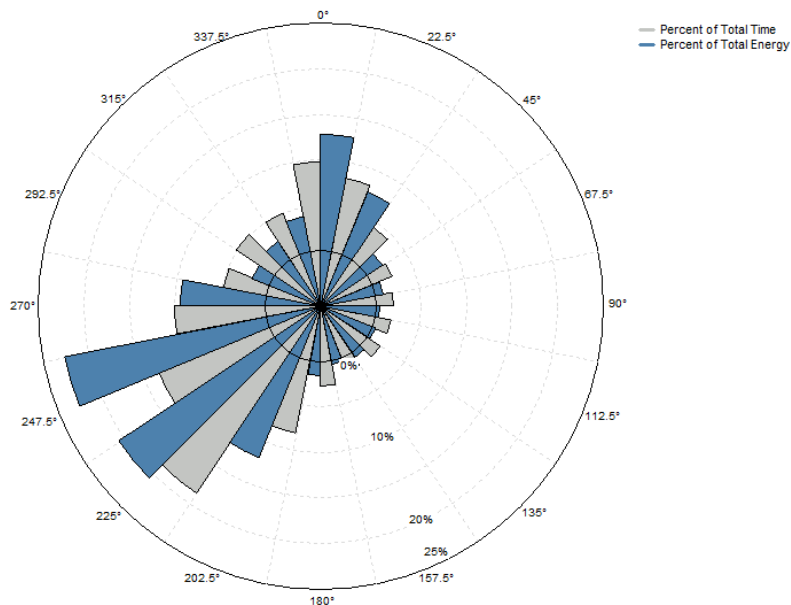
Per ricostruire la fluidodinamica caratteristica delle aree di impianto si è utilizzato il software CFD WindSim©, rappresentante lo stato dell’arte per quel che riguarda gli applicativi atti alla modellazione fluidodinamica per la valutazione di parchi eolici. L’applicazione della tecnica CFD consente di ottenere un’accuratezza molto maggiore rispetto ai modelli lineari molto diffusi nell’industria eolica. Questo beneficio è particolarmente evidente in terreni complessi quali quelli su cui insistono i parchi eolici di ERG, WinBis e CERBIS. Nella relazione tecnica trasmessa con le osservazioni di WinBis e Cerbis non è menzionato quale sia la metodologia utilizzata per ricostruire la fluidodinamica dell’area, e non è quindi possibile determinare quanto questa sia adatta a modellizzare i flussi caratteristici del

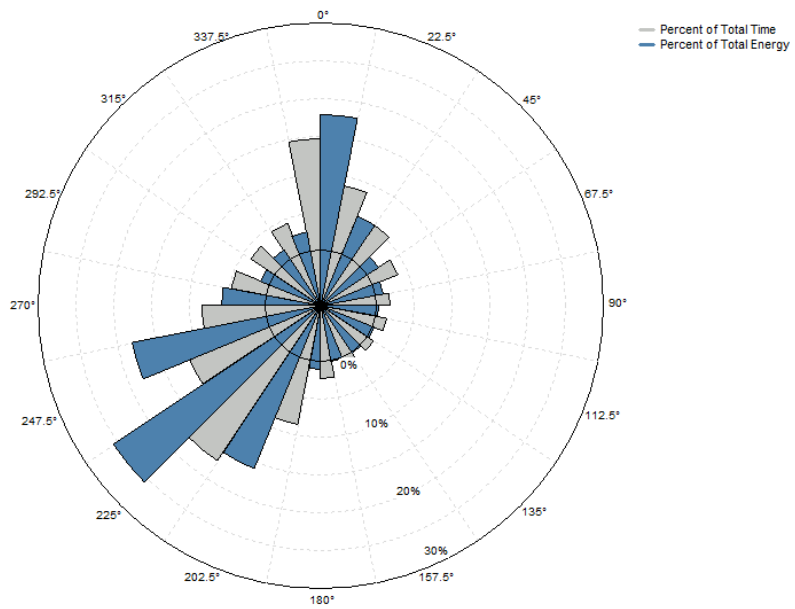
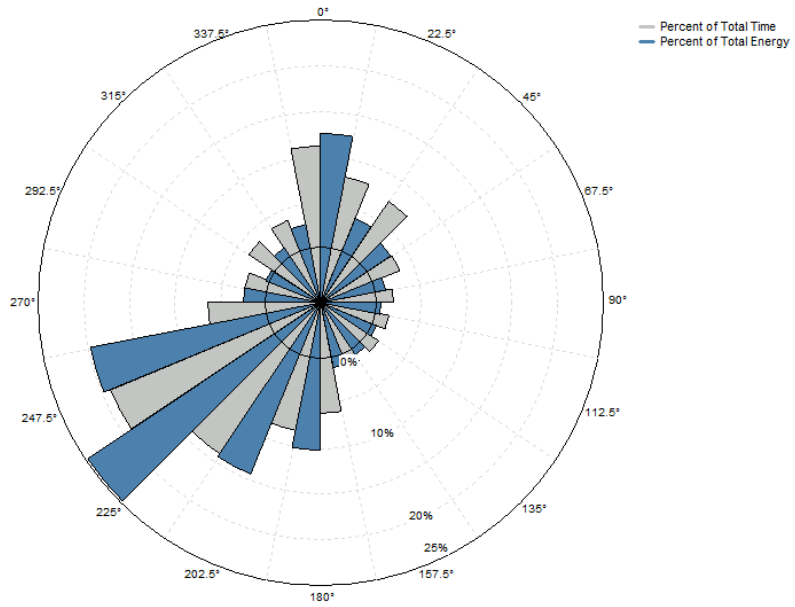
sito.

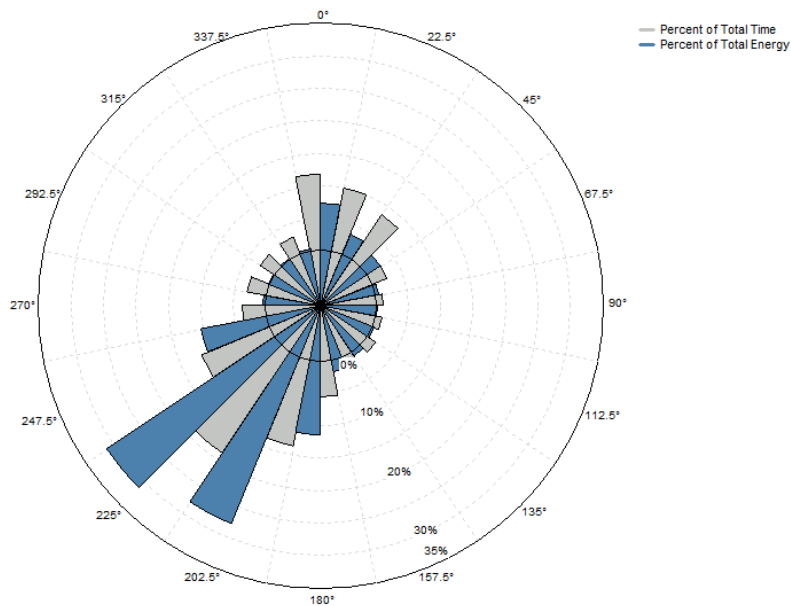
Si sono utilizzati 6 anni di produzioni SCADA (quindi misurati ai morsetti delle turbine) ottenuti dagli impianti ERG per correggere la misura dei 3 anemometri di parco ERG e creare quindi una base di dati affidabile a 50 metri di altezza (altezza mozzo delle turbine di ERG installate in sito).

Si nota come nella relazione tecnica trasmessa con le osservazioni di WinBis e Cerbis non si faccia riferimento agli anni di misura del vento utilizzati. Si fa invece riferimento a 3 anni di produzioni SCADA utilizzate per correggere i dati di vento. Questo è un periodo piuttosto breve per definire la produzione energetica di lungo periodo di un parco, in quanto vi è un alto rischio di influenzare la correzione a rialzo o a ribasso utilizzando anni molto ventosi o anni poco ventosi.

Le rose di vento ed energia ottenute tramite questo procedimento sono di seguito riportate. Da queste misure si può notare la forte prevalenza in termini di frequenza ed intensità, e quindi di contenuto energetico, del vento di Sud-Ovest nella zona degli impianti. Fatta questa considerazione, risulta evidente come le turbine di WinBis e CERBIS si trovino prevalentemente sopravento rispetto alle turbine di ERG, esistenti e di progetto, rispetto alla direzione di vento prevalente. Ciò implica che per la maggior parte della vita operativa dell'impianto, saranno le turbine di WinBis e Cerbis a sottrarre energia alle turbine di ERG.







Inoltre, gli altri aerogeneratori esistenti nell'area (di proprietà di terzi) sono sopravvento rispetto agli impianti di WinBis e CERBIS e quindi sono imputabili per un danno superiore a quello che sarebbe causato dal futuro Repowering di ERG.

Inizialmente si sono valutate le interdistanze tra le coordinate del layout del progetto di Repowering ERG e le posizioni degli aerogeneratori di proprietà WinBis e CERBIS. In un solo caso vi è un'interdistanza lievemente minore di 3 diametri di rotore (2.95 diametri di distanza, ovvero l'1.67% in meno rispetto ai 3D). In altri 9 casi vi è un'interdistanza minore di 5D, che peraltro coinvolge solo le turbine di progetto ERG R-BS01, R-BS02, R-BS03 e R-AD01. Bisogna ad ogni modo tener conto di quale sia la direzione di vento prevalente. Considerando questo parametro, solo 4 aerogeneratori (di cui 2 lievemente) risultano all'interno delle ellissi di assi 5 e 3 diametri allineate rispettivamente con la direzione di vento prevalente e la sua perpendicolare.

Tabella 1: Interdistanze normalizzate sul diametro del rotore, tra gli aerogeneratori di progetto ERG e gli aerogeneratori

WinBis e CERBIS

Interdistanze D=150	R-BS01	R-BS02	R-BS03	R-BS04	R-BS05	R-BS06	R-BS07
WinBis1	4.4	4.4	6.5	14.9	12.8	10.4	7.9
WinBis24	28.9	25.6	23.1	43.8	42.2	39.9	37.1
WinBis23	27.5	24.3	21.9	42.4	40.9	38.7	36.0
WinBis22	26.5	23.6	21.3	41.5	40.0	38.0	35.5
WinBis5	10.8	7.0	4.0	24.0	21.7	19.0	15.7
WinBis6	13.1	9.4	6.5	25.6	23.2	20.2	16.7
WinBis7	13.7	9.9	6.7	26.9	24.6	21.8	18.4
WinBis12	4.2	5.0	7.5	18.2	17.3	16.1	15.1
WinBis13	4.4	4.2	6.4	18.9	17.8	16.4	15.2
WinBis14	7.0	5.2	5.6	21.9	20.6	19.0	17.3
WinBis15	8.4	5.4	4.2	23.3	21.8	19.8	17.7
WinBis16	11.3	7.9	5.6	26.2	24.5	22.3	19.8
WinBis17	13.5	9.9	7.3	28.2	26.4	24.1	21.4
WinBis18	18.7	15.2	12.4	33.4	31.6	29.2	26.3
WinBis19	19.1	15.4	12.4	33.5	31.5	28.9	25.7
WinBis20	24.1	20.3	17.2	38.0	35.8	33.0	29.6
WinBis21	24.4	21.6	19.7	39.2	37.9	36.1	33.8
WinBis25	29.9	26.5	23.7	44.7	42.9	40.5	37.5
Cerbis8	10.5	6.7	3.5	24.6	22.6	20.1	17.1
Cerbis9	12.2	8.4	5.3	26.4	24.3	21.8	18.8
Cerbis10	13.8	10.0	6.8	27.8	25.8	23.2	20.1
Cerbis11	15.5	11.7	8.5	29.5	27.4	24.7	21.5

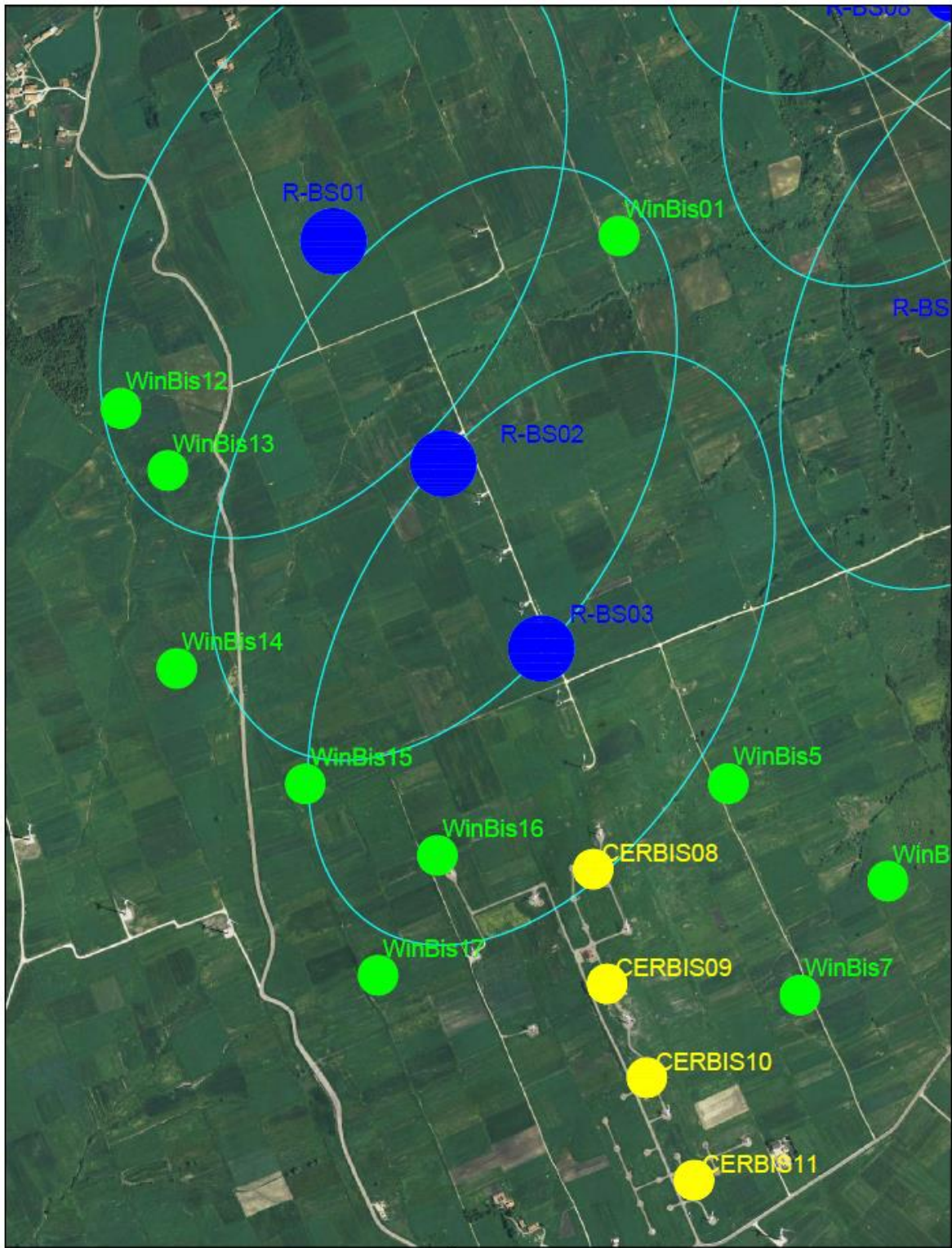
Interdistanze D=150	R-BS08	R-BS09	R-BS10	R-BS11	R-BS12	R-BS13	R-ADD1
WinBis1	6.4	6.1	9.8	32.8	36.0	40.3	33.1
WinBis24	34.6	30.5	28.5	31.3	33.1	36.9	4.3
WinBis23	33.6	29.7	28.0	32.3	34.2	38.1	6.3
WinBis22	33.2	29.5	28.1	33.9	36.0	40.0	8.4
WinBis5	13.0	9.0	8.1	26.1	29.1	33.6	24.7
WinBis6	13.8	9.3	7.2	23.6	26.6	31.1	24.2
WinBis7	15.6	11.2	9.2	23.8	26.8	31.4	22.3
WinBis12	14.4	13.9	16.5	37.5	40.5	45.0	30.4
WinBis13	14.2	13.3	15.7	36.4	39.4	43.9	29.4
WinBis14	15.9	14.1	15.7	34.8	37.8	42.3	26.3
WinBis15	15.8	13.3	14.2	32.2	35.2	39.8	24.4
WinBis16	17.6	14.4	14.3	30.1	33.0	37.5	21.4
WinBis17	19.0	15.4	14.6	28.6	31.4	35.9	19.4
WinBis18	23.7	19.7	18.0	27.0	29.6	34.0	14.2
WinBis19	23.0	18.8	16.6	24.7	27.3	31.7	14.7
WinBis20	26.6	22.1	19.0	20.9	23.2	27.4	12.6
WinBis21	31.7	28.3	27.4	35.5	37.7	41.8	11.6
WinBis25	34.8	30.6	28.2	29.2	30.9	34.6	2.9
Cerbis8	14.7	11.0	10.6	27.7	30.7	35.2	23.3
Cerbis9	16.2	12.4	11.4	26.8	29.7	34.2	21.6
Cerbis10	17.4	13.4	11.9	25.7	28.6	33.1	20.3
Cerbis11	18.8	14.5	12.6	24.5	27.3	31.8	19.0

Va inoltre fatto notare che, al momento dell'entrata in esercizio degli impianti WinBis/CERBIS, 3 aerogeneratori non rispettavano (e non rispettano tuttora) la normativa in termini di interdistanze rispetto agli aerogeneratori di proprietà ERG installati in sito.

Tabella 2: Interdistanze normalizzate sul diametro del rotore, tra gli aerogeneratori esistenti ERG e gli aerogeneratori WinBis e CERBIS

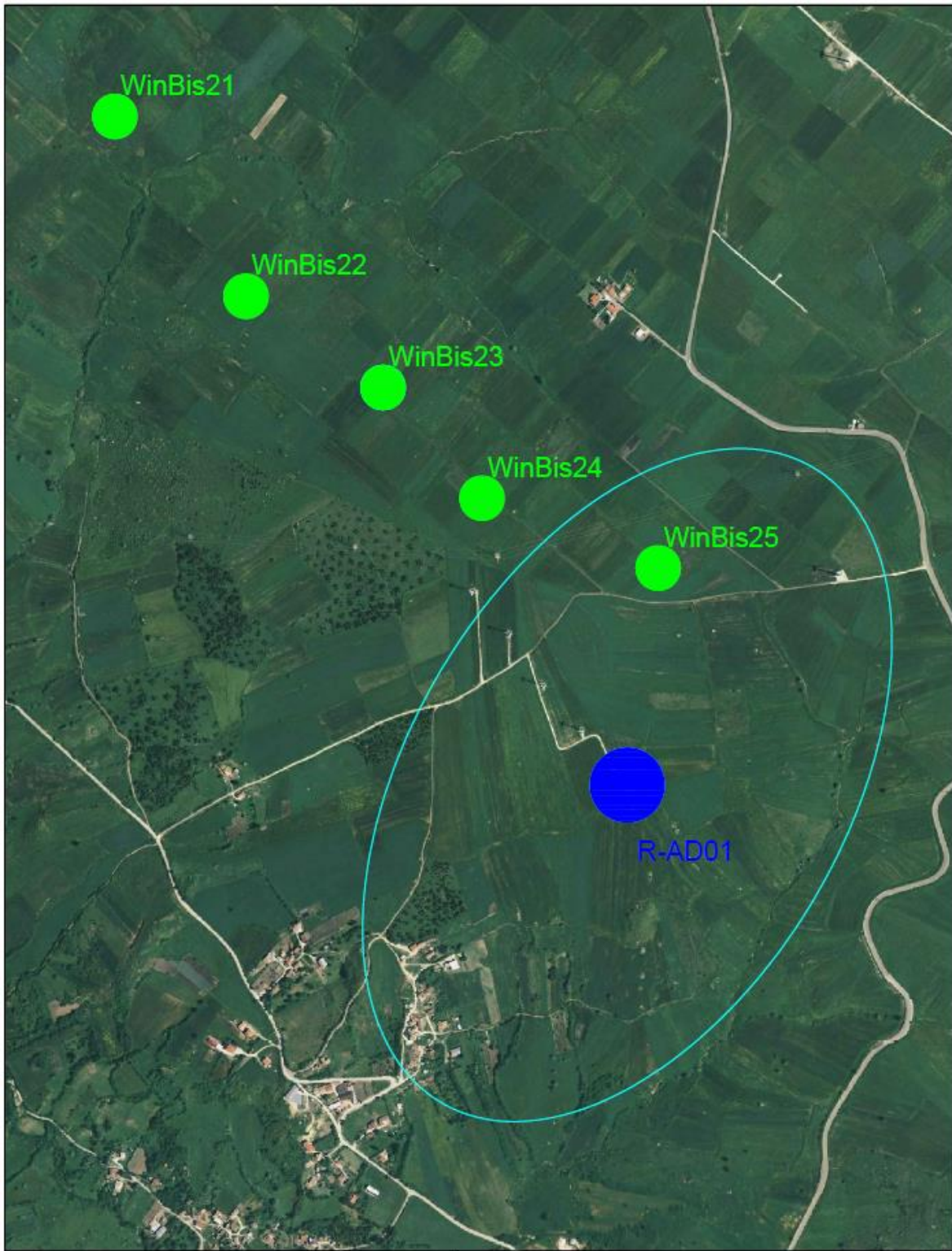
Interdistanze D=90	BS01	BS02	BS03	BS04	BS05	BS06	BS07	BS08
WindBis1	3.6	6.6	7.5	8.6	9.7	10.7	12.1	13.7
WindBis24	48.8	43.5	42.1	40.8	39.5	38.5	37.2	35.7
WindBis23	46.6	41.4	40.0	38.8	37.6	36.6	35.3	33.9
WindBis22	45.3	40.1	38.8	37.6	36.5	35.6	34.4	33.2
WindBis5	16.3	12.1	10.6	9.1	7.7	6.7	5.4	4.3
WindBis6	19.8	16.0	14.5	13.1	11.8	10.8	9.6	8.4
WindBis7	21.3	17.0	15.4	13.9	12.4	11.3	9.8	8.2
WindBis12	10.3	8.6	9.5	10.4	11.5	12.4	13.6	15.0
WindBis13	10.1	7.5	8.1	8.8	9.8	10.6	11.7	13.1
WindBis14	13.7	9.4	9.0	8.9	9.1	9.3	9.9	10.7
WindBis15	14.9	9.8	8.7	7.9	7.3	7.0	6.8	7.2
WindBis16	19.3	14.1	12.7	11.4	10.3	9.4	8.4	7.5
WindBis17	22.6	17.3	15.9	14.5	13.2	12.1	10.8	9.5
WindBis18	31.3	26.1	24.6	23.1	21.8	20.7	19.3	17.7
WindBis19	31.5	26.4	24.8	23.3	21.8	20.6	19.1	17.5
WindBis20	39.4	34.5	32.9	31.3	29.8	28.6	27.1	25.3
WindBis21	42.0	36.9	35.8	34.7	33.7	32.9	31.9	30.9
WindBis25	50.1	44.9	43.4	42.0	40.6	39.5	38.1	36.6
Cerbis8	16.7	11.7	10.1	8.5	7.1	5.9	4.3	2.6
Cerbis9	19.6	14.7	13.0	11.5	10.0	8.8	7.3	5.6
Cerbis10	22.2	17.3	15.6	14.1	12.6	11.4	9.9	8.1
Cerbis11	25.0	20.1	18.5	16.9	15.5	14.3	12.7	11.0

Interdistanze D=90	BS41	BS42	AD01	AD02	AD03	AD04	AD05
WindBis1	70.7	72.2	51.4	52.1	53.1	54.0	54.9
WindBis24	59.6	60.2	2.1	3.1	4.4	5.6	7.0
WindBis23	62.0	62.6	5.0	6.2	7.5	8.8	10.3
WindBis22	65.3	65.9	8.3	9.6	11.0	12.3	13.8
WindBis5	58.6	59.9	38.1	38.6	39.5	40.2	41.0
WindBis6	54.5	55.9	37.8	38.2	38.9	39.5	40.2
WindBis7	54.4	55.8	34.4	34.9	35.6	36.3	37.0
WindBis12	77.5	78.9	46.0	47.0	48.2	49.2	50.5
WindBis13	75.6	77.0	44.4	45.3	46.5	47.6	48.8
WindBis14	72.6	73.9	39.3	40.2	41.4	42.5	43.7
WindBis15	68.2	69.5	36.3	37.2	38.3	39.3	40.5
WindBis16	64.1	65.3	31.6	32.4	33.5	34.5	35.6
WindBis17	61.2	62.3	28.5	29.2	30.3	31.2	32.2
WindBis18	56.9	57.9	20.2	20.8	21.8	22.6	23.6
WindBis19	53.2	54.3	21.8	22.2	23.0	23.6	24.4
WindBis20	45.3	46.3	20.5	20.3	20.5	20.7	20.9
WindBis21	68.8	69.6	13.7	14.9	16.3	17.6	19.1
WindBis25	55.6	56.1	4.4	3.7	3.7	4.0	4.7
Cerbis8	60.8	62.1	35.4	36.0	37.0	37.8	38.7
Cerbis9	58.9	60.2	32.7	33.3	34.2	35.0	35.9
Cerbis10	56.8	58.1	30.7	31.3	32.1	32.9	33.7
Cerbis11	54.5	55.7	28.8	29.2	30.0	30.7	31.5

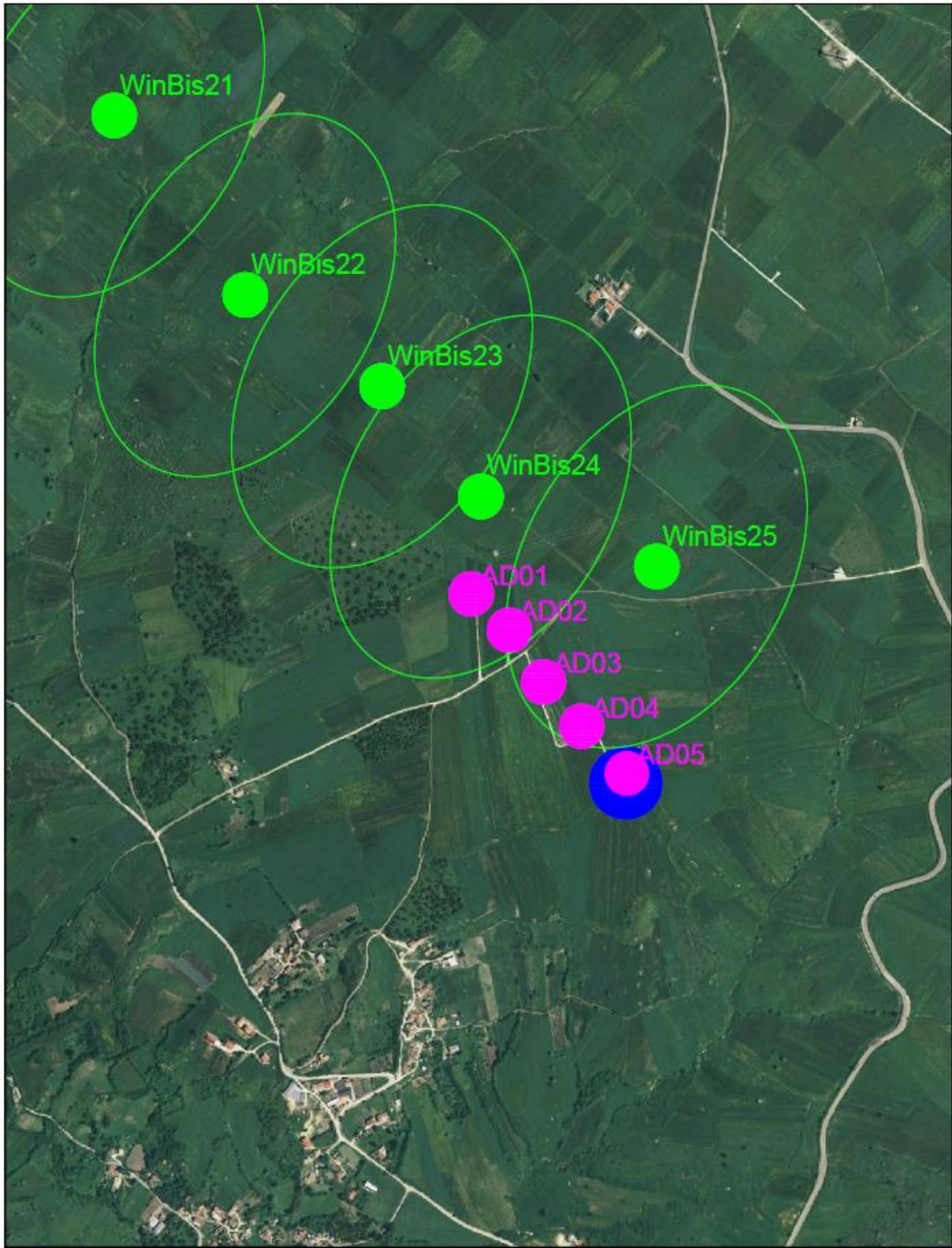


PROGETTO		CAMPANIA - REPOWERING ANDRETTA-BISACCIA	
TITOLO		Interferenze aerodinamiche e perdite di produzione	
COMP.	DESC.	DOC. TIPO	PROG. REV. DATA
AND	ING	MAP	1101 01 25-11-2019
FILE NAME:	AN-AND_Turbine_Note.dwg	SCALE	CORRIS. TOGLI
		VARIE	A3 1 di 1

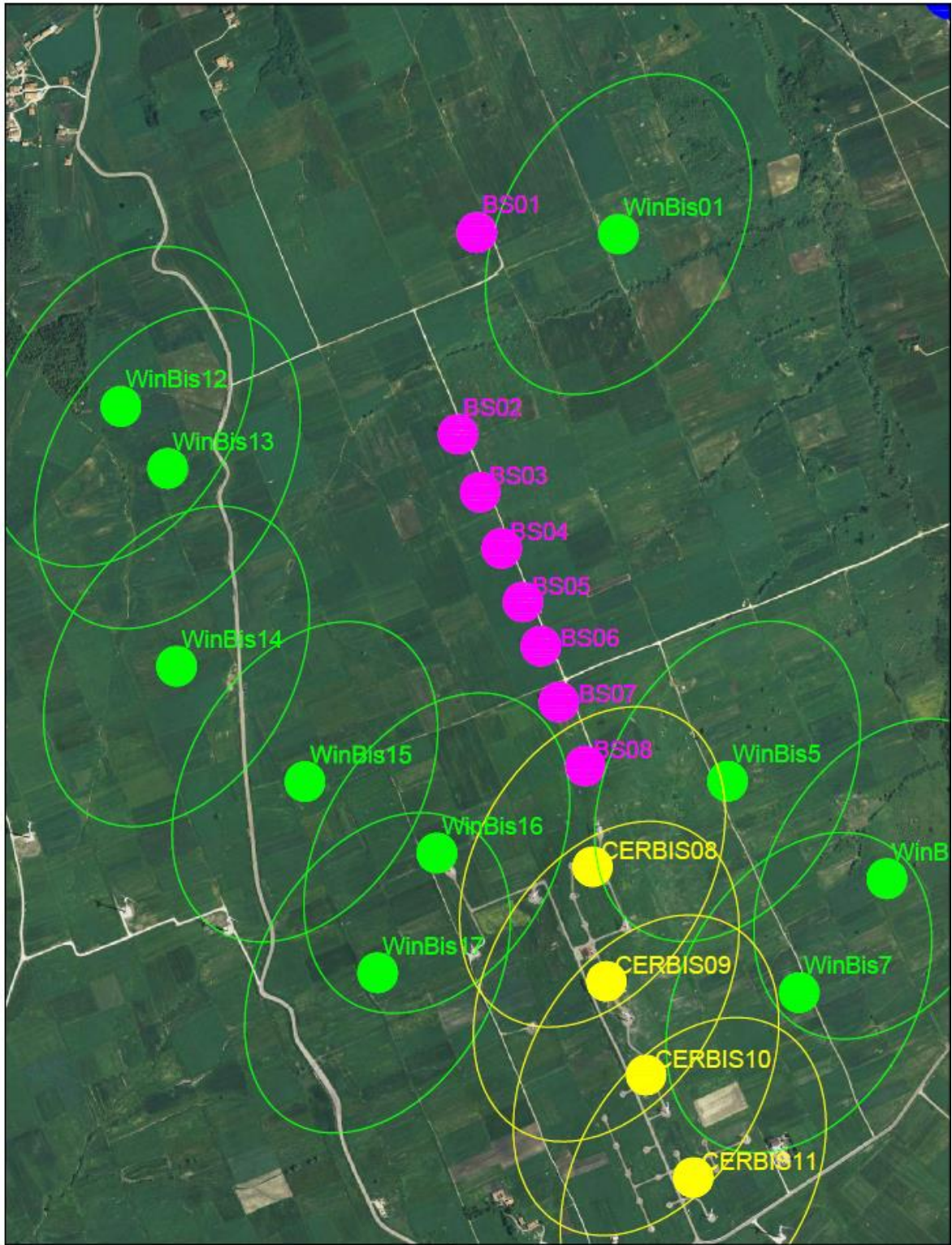
LEGENDA			
●	Repowering ERG Andretta Bisaccia	●	As-Build ERG Andretta Bisaccia
●	V90 - Windbis s.r.l		
●	V90 - CERBIS		



PROGETTO										LEGENDA				
CAMPANIA - REPOWERING ANDRETTA-BISACCIA										●	Repowering ERG Andretta Bisaccia		●	As-Build ERG Andretta Bisaccia
TITOLO										●	V90 - Windbis s.r.l		●	
Interferenze aerodinamiche e perdite di produzione										●	V90 - CERBIS		●	
COMP.	DESC.	DOC. TIPO	PROGR.	REV.	DATA	SCALA	FORMAT	FOLIO						
AND	ING	MAP	1101	01	25-11-2019	VARIE	A3	1 di 1						
FILE NAME: AN2019_Libero1001.dwg														



PROGETTO										LEGENDA			
CAMPANIA - REPOWERING ANDRETTA-BISACCIA										Repowering ERG Andretta Bisaccia		As-Build ERG Andretta Bisaccia	
TITOLO										V90 - Windbis s.r.l.			
Interferenze aerodinamiche e perdite di produzione										V90 - CERBIS			
COMP.	DESC.	DOC. TIPO	PROGR.	REV.	DATA	SCALA	FORMAT.	FOGLIO					
AND	ING	MAP	1101	01	25-11-2019	VARE	A3	1 di 1					
FILE NAME: AND-0101-12019-1001.dwg													



PROGETTO										LEGENDA			
CAMPANIA - REPOWERING ANDRETTA-BISACCIA										● Repowering ERG Andretta Bisaccia ● As-Build ERG Andretta Bisaccia			
TITOLO										● V90 - Windbis s.r.l.			
Interferenze aerodinamiche e perdite di produzione										● V90 - CERBIS			
COMP.	DESC.	DOC. TIPO	PROGR.	REV.	DATA	SCALA	FORMAT	FOGLIO					
AND	ING	MAP	1101	01	25-11-2019	VARIE	A3	1 di 1					
FILE SPAD: AN-ATA3 - 12004 1000.dwg													

Per quel che riguarda lo studio delle perdite energetiche e l'analisi delle turbolenze, va fatto presente che l'area su cui si estendono i parchi WinBis, CERBIS ed ERG è caratterizzata dalla presenza di altri aerogeneratori installati (anche di terzi). Ciò va tenuto in conto quando si valutano le interferenze tra i parchi oggetto di questo studio, in quanto la presenza di altri aerogeneratori influisce in maniera rilevante a determinare la fluidodinamica di parco. Inoltre, va menzionato che gli aerogeneratori di WinBis e CERBIS sono prevalentemente posizionati sopravento rispetto agli aerogeneratori di ERG, esistenti e di progetto, rispetto alla direzione di vento prevalente. Come dimostrato dai successivi risultati, ciò contribuisce in maniera rilevante a smorzare l'impatto del futuro progetto di ERG sugli aerogeneratori esistenti di WinBis e CERBIS. Viceversa, l'impatto che questi ultimi hanno avuto sugli aerogeneratori esistenti di ERG è significativo sia in termini di perdite di energia, che di incremento di turbolenza.

Sono di seguito riportate le tabelle dettaglianti le perdite energetiche per effetto scia per gli impianti WinBis e CERBIS. Rispetto alla situazione attuale, l'ingresso in operazione del parco in sviluppo ERG causerebbe un incremento medio delle perdite per effetto scia pari all'1.14% (stimato di 1007 MWh, inferiori pertanto a quanto stimato da WinBis e CERBIS). Per contro, l'impatto che le turbine WinBis e CERBIS hanno già ad oggi sulle turbine in esercizio di proprietà ERG ammonta a perdite medie per scia dell'1.82%, **con picchi anche del +10%** per le turbine più impattate. È per tanto evidente che l'impatto derivante dalle turbine WinBis e CERBIS sul parco esistente di ERG è già oggi ben superiore all'incremento di perdite derivanti dal futuro Repowering del medesimo impianto.

Tabella 3: Incremento perdite per effetto scia sulle turbine WinBis e CERBIS dovute al parco di progetto ERG

Caso Actual			Caso Repowering		
WinBis1	0.63%	%	WinBis1	10.32%	%
WinBis24	4.70%	%	WinBis24	1.99%	%
WinBis23	1.49%	%	WinBis23	1.55%	%
WinBis22	1.62%	%	WinBis22	1.76%	%
WinBis5	14.96%	%	WinBis5	16.92%	%
WinBis6	14.58%	%	WinBis6	16.99%	%
WinBis7	20.69%	%	WinBis7	20.91%	%
WinBis12	16.30%	%	WinBis12	17.92%	%
WinBis13	16.24%	%	WinBis13	18.84%	%
WinBis14	16.03%	%	WinBis14	18.07%	%
WinBis15	14.59%	%	WinBis15	18.82%	%
WinBis16	4.98%	%	WinBis16	8.05%	%
WinBis17	5.80%	%	WinBis17	7.35%	%
WinBis18	15.90%	%	WinBis18	15.90%	%
WinBis19	19.09%	%	WinBis19	19.09%	%
WinBis20	16.33%	%	WinBis20	16.33%	%
WinBis21	7.74%	%	WinBis21	7.74%	%
WinBis25	9.78%	%	WinBis25	6.81%	%
Cerbis8	16.99%	%	Cerbis8	17.61%	%
Cerbis9	17.07%	%	Cerbis9	17.45%	%
Cerbis10	9.62%	%	Cerbis10	9.88%	%
Cerbis11	10.62%	%	Cerbis11	10.71%	%
Perdite medie per effetto scia	11.63%	%	Perdite medie per effetto scia	12.77%	%

Come si può notare dalla tabella precedente, il Repowering del parco ERG determina altresì una

riduzione delle perdite per effetto scia su alcuni aerogeneratori di WinBis e CERBIS (WinBis24 WinBis25).

Tabella 4: : Incremento perdite per effetto scia sulle turbine esistenti ERG dovute alle turbine di WinBis e CERBIS

Caso Actual			Caso pre-WinBis/CERBIS		
BS01	0.17%	%	BS01	0.00%	%
BS02	10.38%	%	BS02	1.51%	%
BS03	12.99%	%	BS03	3.92%	%
BS04	12.48%	%	BS04	4.94%	%
BS05	13.11%	%	BS05	5.97%	%
BS06	15.76%	%	BS06	6.95%	%
BS07	13.14%	%	BS07	5.15%	%
BS08	12.94%	%	BS08	2.42%	%
BS09	0.62%	%	BS09	0.62%	%
BS10	1.60%	%	BS10	1.60%	%
BS11	1.46%	%	BS11	1.46%	%
BS12	1.07%	%	BS12	1.07%	%
BS13	1.17%	%	BS13	1.17%	%
BS14	1.78%	%	BS14	1.78%	%
BS15	1.59%	%	BS15	1.59%	%
BS16	1.27%	%	BS16	1.27%	%
BS17	1.74%	%	BS17	1.74%	%
BS18	2.60%	%	BS18	2.60%	%
BS19	4.86%	%	BS19	4.86%	%
BS20	9.77%	%	BS20	9.77%	%
BS21	6.82%	%	BS21	6.82%	%
BS22	2.80%	%	BS22	2.80%	%
BS23	2.20%	%	BS23	2.20%	%
BS24	5.42%	%	BS24	5.42%	%
BS25	7.23%	%	BS25	7.23%	%
BS26	10.49%	%	BS26	10.49%	%
BS27	11.18%	%	BS27	11.18%	%
BS28	6.47%	%	BS28	5.91%	%
BS29	4.25%	%	BS29	4.25%	%
BS30	3.98%	%	BS30	3.98%	%
BS31	2.10%	%	BS31	2.10%	%
BS32	2.92%	%	BS32	2.92%	%
BS33	1.97%	%	BS33	1.97%	%
BS34	1.17%	%	BS34	1.17%	%
BS35	0.73%	%	BS35	0.73%	%
BS36	0.35%	%	BS36	0.35%	%
BS37	1.46%	%	BS37	1.46%	%
BS38	1.55%	%	BS38	1.55%	%
BS39	3.31%	%	BS39	3.31%	%
BS40	2.89%	%	BS40	2.89%	%
BS41	0.71%	%	BS41	0.71%	%
BS42	3.88%	%	BS42	3.88%	%
AD01	10.52%	%	AD01	0.89%	%
AD02	8.37%	%	AD02	2.56%	%
AD03	5.65%	%	AD03	2.85%	%
AD04	5.68%	%	AD04	2.84%	%
AD05	5.87%	%	AD05	2.25%	%
Perdite medie per effetto scia	5.12%	%	Perdite medie per effetto scia	3.30%	%

Quindi, ragionando in termini di incrementi di perdite per scia, è evidente come l'impatto degli impianti di WinBis e CERBIS sull'esistente ERG (1.82%) è stato ed è tuttora superiore rispetto al futuro effetto del Repowering sugli impianti WinBis/CERBIS (1.14%). Va inoltre considerato il fatto che l'1.82% è ottenuto spalmando le perdite dovute all'incremento dell'effetto scia causato da WinBis e CERBIS su tutti gli aerogeneratori ERG, anche quelli più lontani dalle aree soggette ad interferenza. Ben 9 aerogeneratori ERG presentano perdite di scia superiori al 5% ed uno superiore al 10%.

L'incremento di turbolenza dovuto al parco di progetto ERG è trascurabile, esclusa l'unica turbina sottovento rispetto agli impianti ERG, ovvero WinBis1. Al contrario, in molteplici casi, la rimozione dei numerosi aerogeneratori esistenti ERG in favore di un numero più contenuto di turbine di progetto, provoca un decremento dell'intensità di turbolenza sulle macchine di WindBis e CERBIS. Gli aerogeneratori di WinBis e Cerbis, invece, hanno avuto un impatto altamente deleterio nei confronti degli aerogeneratori ERG più vicini. Nelle tabelle successive viene riportata per brevità una selezione degli aerogeneratori di ERG maggiormente impattati. Dai risultati ottenuti appare evidente **che il Repowering dell'impianto ERG ha un effetto nullo o quasi nullo sulla maggior parte degli aerogeneratori WinBis e CERBIS in termini di incremento di turbolenze**, fatto salvo per l'aerogeneratore WinBis1. Al contrario, su numerosi aerogeneratori vi è un decremento dell'intensità di turbolenza anche significativo, dovuto alla rimozione dell'impianto esistente ERG, come nel caso degli aerogeneratori WinBis24 e WinBis25. Ciò è dovuto al fatto che, considerando le direzioni di ventosità prevalente, gli aerogeneratori esistenti ERG sono posizionati prevalentemente sotto vento rispetto agli aerogeneratori WinBis e CERBIS, mentre gli aerogeneratori di terzi installati nell'area sono prevalentemente sopravento rispetto agli impianti WinBis e CERBIS. Si fa inoltre notare come gli impianti WinBis e CERBIS abbiano un impatto altamente negativo sugli aerogeneratori esistenti ERG, in particolare sulle turbine appartenenti alla schiera tra BS01 a BS08. Per una rappresentazione grafica della variazione dell'intensità di turbolenza si può far riferimento ai grafici riportati in appendice. Si nota, tra le altre cose, come nel documento di WinBis e CERBIS sia riportato un incremento di intensità di turbolenza sugli aerogeneratori dovuto all'impianto di progetto ERG anche oltre la velocità cosiddetta di cut-out degli aerogeneratori di progetto presi in considerazione per lo studio - 26 m/s.

Tabella 5: Variazione dell'intensità di turbolenza effettiva I_{eff} sugli aerogeneratori WinBis e CERBIS dovuta agli

aerogeneratori di progetto ERG

V. vento [m/s]	WinBis1	WinBis24	WinBis23	WinBis22	WinBis5	WinBis6	WinBis7	WinBis12	WinBis13	WinBis14	WinBis15
1	0.69%	-0.17%	0.11%	0.11%	0.07%	0.15%	0.12%	0.02%	0.00%	0.00%	0.01%
2	0.43%	-0.03%	0.06%	0.08%	0.09%	0.12%	0.12%	0.03%	0.00%	0.00%	0.01%
3	3.41%	0.47%	0.02%	0.02%	0.67%	0.27%	0.42%	0.21%	0.37%	0.34%	0.56%
4	3.52%	-0.30%	-0.02%	0.00%	0.08%	0.01%	0.00%	0.03%	0.03%	0.06%	0.08%
5	3.36%	-0.25%	-0.01%	0.00%	0.04%	0.02%	-0.02%	0.02%	0.02%	0.03%	0.03%
6	3.16%	-0.19%	-0.01%	0.00%	0.04%	0.01%	-0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.03%
7	3.24%	-0.28%	-0.01%	0.00%	0.02%	0.01%	-0.04%	0.02%	0.03%	0.02%	0.03%
8	3.32%	-0.32%	-0.02%	0.00%	0.01%	0.00%	-0.06%	0.03%	0.03%	0.03%	0.04%
9	3.23%	-0.33%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	-0.12%	0.02%	0.03%	0.03%	0.06%
10	2.73%	-0.27%	-0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.17%	0.02%	0.02%	0.02%	0.06%
11	2.38%	-0.82%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	-0.25%	0.01%	0.01%	0.02%	0.05%
12	1.94%	-0.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.20%	0.01%	0.01%	0.01%	0.04%
13	1.89%	-0.49%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	-0.26%	0.01%	0.00%	0.01%	0.02%
14	1.61%	-0.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.37%	0.00%	0.01%	0.02%	0.04%
15	1.65%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	-0.24%	0.00%	0.01%	0.01%	0.03%
16	1.41%	-0.26%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	-0.18%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
17	1.40%	-0.18%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
18	1.37%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	-0.23%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
19	1.29%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
20	0.90%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
21	0.58%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
23	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
26	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
27	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
28	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

V. vento [m/s]	WinBis16	WinBis17	WinBis18	WinBis19	WinBis20	WinBis21	WinBis25	Cerbis8	Cerbis9	Cerbis10	Cerbis11
1	0.02%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.37%	0.00%	0.08%	0.09%	0.06%
2	0.02%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.79%	0.00%	0.07%	0.12%	0.06%
3	0.23%	0.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.51%	0.46%	0.20%	0.17%	0.06%
4	0.08%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.72%	0.21%	-0.26%	-0.19%	-0.03%
5	0.03%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.94%	0.05%	-0.10%	-0.08%	-0.01%
6	0.02%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.85%	0.04%	-0.11%	-0.08%	-0.01%
7	0.03%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.97%	0.04%	-0.11%	-0.08%	-0.01%
8	0.03%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.71%	0.04%	-0.13%	-0.10%	-0.01%
9	0.07%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.13%	0.05%	-0.16%	-0.13%	-0.03%
10	0.06%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.21%	0.06%	-0.24%	-0.17%	-0.03%
11	0.05%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.43%	0.04%	-0.18%	-0.13%	-0.05%
12	0.06%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.02%	0.01%	-0.26%	-0.15%	-0.06%
13	0.04%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.65%	0.00%	-0.33%	-0.39%	-0.06%
14	0.05%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-1.07%	0.00%	-0.27%	-0.23%	-0.06%
15	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.74%	0.00%	-0.21%	-0.15%	-0.03%
16	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.78%	0.01%	-0.11%	-0.09%	0.00%
17	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.84%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
18	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.78%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
19	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.83%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
20	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.81%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
21	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.59%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
23	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
26	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
27	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
28	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabella 6: Variazione dell'intensità di turbolenza effettiva I_{eff} sugli aerogeneratori esistenti ERG (selezione dei casi più

rilevanti) dovuta agli aerogeneratori WinBis e CERBIS

V. vento [m/s]	BS01	BS02	BS03	BS04	BS05	BS06	BS07	BS08	AD01	AD02	AD03	AD04	AD05
1	0.00%	0.00%	0.25%	0.13%	0.14%	0.26%	0.39%	0.27%	0.00%	0.15%	0.04%	0.03%	0.00%
2	0.00%	0.00%	0.36%	0.11%	0.09%	0.20%	0.25%	0.13%	0.01%	0.10%	0.03%	0.02%	0.00%
3	0.00%	0.15%	0.62%	0.25%	0.13%	0.33%	0.54%	0.44%	0.05%	0.12%	0.04%	0.03%	0.01%
4	0.11%	1.07%	1.95%	1.12%	1.18%	1.20%	1.16%	2.03%	0.76%	-0.37%	0.12%	0.06%	0.02%
5	0.04%	0.99%	1.82%	1.06%	1.17%	1.35%	1.27%	1.86%	0.47%	-0.30%	0.05%	0.03%	0.02%
6	0.02%	0.90%	1.81%	0.98%	1.10%	1.27%	1.15%	1.71%	0.47%	-0.19%	0.03%	0.02%	0.01%
7	0.06%	0.92%	1.82%	0.99%	1.09%	1.28%	1.17%	1.72%	0.85%	-0.15%	0.04%	0.04%	0.01%
8	0.04%	1.11%	1.85%	1.03%	1.18%	1.30%	1.18%	1.84%	1.27%	-0.14%	0.06%	0.05%	0.01%
9	0.12%	1.01%	1.69%	1.12%	1.25%	1.35%	1.27%	1.85%	2.56%	-0.14%	0.13%	0.13%	0.04%
10	0.12%	1.17%	1.47%	1.01%	1.18%	1.30%	1.14%	1.99%	2.88%	-0.23%	0.13%	0.17%	0.05%
11	0.00%	1.60%	1.28%	0.81%	1.04%	1.17%	1.15%	2.04%	4.09%	-0.52%	0.23%	0.33%	0.10%
12	0.00%	1.63%	1.31%	0.99%	1.08%	1.01%	1.04%	1.52%	3.92%	0.12%	0.41%	0.35%	0.09%
13	0.00%	1.47%	1.33%	1.07%	1.49%	1.31%	1.35%	1.68%	4.56%	0.14%	0.36%	0.47%	0.15%
14	0.00%	1.35%	1.30%	1.06%	1.45%	1.36%	1.65%	3.11%	0.32%	0.32%	0.30%	0.30%	0.07%
15	0.00%	1.30%	1.84%	1.39%	1.65%	1.90%	1.48%	1.52%	1.28%	0.03%	0.18%	0.07%	0.02%
16	0.00%	0.94%	1.68%	1.13%	1.41%	1.67%	1.49%	1.71%	1.35%	0.00%	0.15%	0.00%	0.00%
17	0.00%	0.90%	1.51%	1.04%	1.26%	1.41%	0.99%	1.40%	0.82%	0.00%	0.17%	0.06%	0.01%
18	0.00%	0.85%	1.39%	0.95%	1.19%	1.39%	1.00%	1.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
19	0.00%	0.82%	1.19%	0.93%	1.07%	1.25%	0.94%	1.16%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
20	0.00%	0.75%	1.11%	0.79%	0.99%	1.13%	1.04%	1.05%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
21	0.00%	0.00%	1.18%	0.74%	0.86%	0.99%	0.86%	1.10%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
22	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.62%	0.83%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
23	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
24	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
25	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
26	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
27	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
28	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
29	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

2.1.3. STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO

Al punto 1.3 della nota presentata WinBis Srl scrive:

“Dall’analisi del proponente e, soprattutto, dalla scelta dei ricettori da considerare, emerge che il rumore di base misurato comprende quello dell’attuale parco eolico in esercizio di ERG Wind4, a cui andrà aggiunto il rumore che la proponente intende immettere nell’ambiente con la realizzazione dell’iniziativa energetica in oggetto. In altri termini, il proponente utilizza il rumore di base prodotto dal proprio attuale parco eolico per poter immettere, con il nuovo progetto, rumore aggiuntivo nell’ambiente. Inoltre, la vicinanza tra gli aerogeneratori del progetto ERG con quelli degli impianti eolici in esercizio di WinBis e di CERBIS rischia di danneggiare le scriventi Società, atteso che, in caso di richieste di risarcimento per i danni alla salute, promosse dai soggetti residenti nei fabbricati limitrofi a causa della non tollerabilità delle immissioni acustiche prodotte dagli impianti eolici, sarà molto difficile distinguere la parte del rumore proveniente dal Progetto ERG rispetto a quello già prodotto dagli aerogeneratori esistenti di WinBis e di CERBIS.

(omissis)

Si rinvia alla Relazione Tecnica allegata per le ulteriori considerazioni in merito alle difformità dell’analisi del proponente rispetto alle norme tecniche di riferimento in materia di impatto acustico”

Contrariamente a quanto riportato nelle osservazioni della società WinBis Srl la strategia metodologica seguita nella stima previsionale di impatto acustico, allegata al progetto di repowering presentato da ERG Wind 4, è stata quella di misurare ed estrapolare in diverse condizioni di vento e di esposizione, il rumore residuo nell’area di intervento, più verosimile e confacente al reale, che

non risentisse, quindi, delle immissioni dovute alle sorgenti attualmente esistenti. A valle della campagna fonometrica, si è poi proceduto ad eseguire simulazioni in condizioni post-operam con tutte le sorgenti (aerogeneratori di progetto e turbine esistenti) accese nelle diverse condizioni di ventosità. La situazione così indicata rappresenta la più sfavorevole e cautelativa per la verifica dei limiti al differenziale nei recettori sensibili, elemento critico in questo tipo di valutazione.

In particolare, come riportato nella relazione dello Studio di Impatto Acustico (pag.61):

“...è stata programmata una campagna di misure fonometriche eseguite nelle diverse condizioni di ventosità, ad impianto in esercizio e in condizioni di fermo impianto onde poter misurare il rumore residuo più verosimile e confacente al reale, ed onde poter valutare anche il reale contributo in termini di immissioni acustiche che le turbine oggetto di dismissione apportano ai recettori analizzati

Molto spesso in condizioni di ventosità moderata, tali tipologie di turbina non rappresentano un ostacolo all'indagine fonometrica poiché presentano un reale valore di cut-in abbastanza elevato (intorno ai 4-5 m/s), mentre è stato possibile operare le fonometrie in condizioni di vento sostenuto grazie al fermo impianto concesso dalla proprietà dell'iniziativa progettuale. Il contributo e l'apporto emissivo delle altre turbine invece, soprattutto per quanto concerne le due macro-aree, indicate come Area Sud Est Bisaccia ed area Sud Ovest Andretta, relative ai differenti operatori presenti nell'area di indagine, non può essere invece completamente eliminato dalle indagini fonometriche e pertanto, i punti individuati per le postazioni di misura sono stati scelti con meticolosa attenzione e ottimizzando i momenti di misura circoscrivendoli alle condizioni ambientali per le quali il potenziale apporto relativo ad altre sorgenti fosse minimo o trascurabile.”

(pag. 104): *“Per una corretta stima previsionale dell'impatto acustico sono stati considerati anche gli impianti già esistenti sul territorio che potessero potenzialmente fornire apporto in termini di immissioni acustiche per questioni legate ad esposizione e distanze nei confronti dei recettori considerati. Tali turbine sono pertanto state inglobate nel modello di calcolo e simulazione per la valutazione dell'immissione assoluta cumulativa e del differenziale atteso nei punti ove ricadono le strutture classificate come recettori sensibili”*

L'analisi previsionale eseguita, quindi, ha cercato di definire l'impatto acustico della proposta progettuale presentata partendo da un residuo di fondo derivato da una campagna fonometria eseguita in diverse condizioni al contorno (fascia diurna e notturna e diverse velocità di vento), ad impianto esistente acceso e spento, cercando di minimizzare (con la scelta delle postazioni e dei momenti di misura) l'apporto relativo alle altre sorgenti presenti. E' evidente che un approccio di questo tipo risulta in contrasto con quanto contestato dalla società WinBis Srl ed in linea con gli obiettivi di valutazione di impatto acustico previsti per studi di questo tipo.

In ogni caso, come indicato nello Studio di Impatto Ambientale (pag. 275), il Piano di Monitoraggio Ambientale in fase di esercizio prevede *“l'analisi del rumore di fondo dell'area d'impianto dai ricettori esaminati in fase previsionale, dopo la messa in funzione dell'impianto, al fine di verificare quanto previsto in fase previsionale, consentendo di programmare le opportune misure correttive per la loro gestione/risoluzione”*.

Tale monitoraggio, pertanto, permetterà, in fase di esercizio, di verificare la validità dello studio previsionale presentato e di mettere in campo eventuali misure correttive in presenza di impatti peggiorativi rispetto a quanto previsto.

Si tiene a precisare, inoltre, che in caso di richieste di risarcimento per danni alla salute, eventualmente promosse da soggetti residenti nei fabbricati limitrofi sarà banale (e non difficile come contestato da WinBis Srl nella nota presentata) distinguere l'apporto di rumore proveniente dal progetto ERG Wind 4 Srl da quello prodotto dagli aerogeneratori esistenti di WinBis e di Cerbis: è sufficiente eseguire una campagna fonometrica con misure in fascia diurna e notturna, in diverse condizioni di vento e secondo le prescrizioni della normativa in materia acustica specifica per gli impianti eolici [UNI/TS 11143-7], spegnendo alternativamente le turbine di ERG Wind 4 Srl e quelle di proprietà WinBis Srl e CerBis Srl.

In questo modo si avrà una valutazione delle condizioni acustiche sul recettore considerando l'apporto del solo impianto acceso (e degli altri impianti esistenti nell'area) in ciascuna serie di misure.

Nella Relazione Tecnica allegata alla nota si scrive:

“(omissis)

2. Che il proponente voglia immettere nell'ambiente un rumore più alto rispetto all'attuale Parco Eolico lo si può chiaramente vedere nell'analisi riportata in Figura 9 dove si confrontano le rumorosità a piena potenza del Parco Eolico attuale con la proposta di repowering. Dall'immagine si vede come in gran parte della zona aumenti il rumore.

3. Il proponente inoltre fa riferimento a due norme UNI TS 11143-7 (richiesta anche dalla DGR Campania 532-2016) e Linee Guida ISPRA, che illustrano delle metodologie per verificare il disturbo di un impianto eolico. (omissis) Nella relazione si capisce però che il proponente utilizza solamente alcune parti di queste norme, tralasciando le parti che non gli conviene usare. In particolare, la durata della misura del rumore di fondo è in palese difformità con la norma UNI alla quale il proponente dichiara di ispirarsi e che ha come contenuto innovativo rispetto alle precedenti metodologie proprio quello di andare a misurare il rumore di fondo lungo un arco temporale sufficientemente lungo da rappresentare tutte le condizioni meteorologiche presenti sul sito.

In particolare, tra l'altro, in difformità dalla norma UNI TS 11143:

- 1. sceglie delle posizioni non rappresentative [punto 4.2.2 della norma]*
- ..2. non misura un numero di campioni rappresentativi per le condizioni operative della turbina [punto 4.3 della norma]*
- ..3. non considera l'effetto della direzione, della stabilità dell'aria etc. che possono rendere il rumore notturno più percettibile [punto 4.3 della norma]”*

La Norma UNI TS 11143-7 e le linee guida ISPRA citate nella relazione di Impatto Acustico rappresentano il riferimento metodologico dello studio eseguito, ma la loro applicazione è stata tarata dal tecnico competente in acustica al caso specifico in esame.

L'intervento oggetto di studio, infatti, riguarda un repowering che coinvolge la dismissione di 47 WTG esistenti, l'installazione di 14 WTG con 54 recettori sensibili su cui eseguire la stima previsionale dell'impatto acustico.

Il tecnico competente in acustica incaricato dell'esecuzione dello studio, in base alla propria esperienza ed al giusto tempo di osservazione, ha scelto un certo numero di misure rappresentative del fenomeno, utilizzando una legge logaritmica per la determinazione della variazione del rumore residuo in funzione delle condizioni di vento, definendo le costanti caratteristiche della legge sulla base delle risultanze delle misure reali. Tali assunzioni si rendono necessarie ed opportune per una adeguata stima previsionale nel caso dell'intervento oggetto di studio.

Si precisa, inoltre, che le posizioni di misura scelte sono da considerarsi rappresentative del fenomeno da analizzare, sono infatti poste in prossimità dei recettori sensibili ed in posizioni tali da evitare che le misure siano inficiate da rumore antropico e/o residuo legato alla presenza di vegetazione.

La durata delle misure risulta di 10 minuti per ciascuna, in linea pertanto con le raccomandazioni sulla durata minima raccomandata dalle norme vigenti.

La misura di 40,9 dB(A) riportata a pag.77 dello Studio di Impatto Acustico e contestata nella relazione tecnica, allegata alla nota della società WinBis Srl a pag.20 Tab.4, si riferisce alla misurazione eseguita alla postazione PF3, in periodo notturno ed in condizioni di vento pari a 4,2 m/s a 10 metri s.l.t. (altezza di riferimento per il confronto emissivo).

Il valore della velocità di 1,6 m/s indicata nella contestazione si riferisce, invece, alla velocità registrata alla postazione fonometrica (che deve risultare protetta dal vento incidente), come indicato sempre a pag.77 dello Studio di Impatto Acustico:

Coordinate WGS 84 fuso33				ID Misura	Tempo di riferimento -Tr	Tempo misura Tm Data-	Laeq (V10) [dB(A)]	Velocità media a 10 m s.l.t. [m/s]	Velocità del vento al fonometro protetto [m/s]	T [°C]	Recettori sensibili associati
Postazione Fonometrica	EST [m]	NORD [m]	Quota [m]								
PF01	527324	4542553	787	PF_01_d	Periodo diurno 06:00 - 22:00	01/07/2019 12:57:10	41,2	4,3	1,6	29	Rec: 01-02-03-04- 05-06-07-08-09
				PF_01_n	Periodo notturno 22:00 - 06:00	01/07/2019 04:40:23	39,9	4,0	1,5	19	
PF02	527675	4542164	789	PF_02_d1	Periodo diurno 06:00 - 22:00	01/07/2019 13:23:10	37,6	3,2	2,1	31	Rec: 10-11-12-13- 14-15-16-17-18-19
				PF_02_d2	Periodo diurno 06:00 - 22:00	10/07/2019 07:52:23	47,7	6,8	3,3	20	
				PF_02_n1	Periodo notturno 22:00 - 06:00	01/07/2019 04:56:17	39,5	3,8	1,4	20	
				PF_02_n2	Periodo notturno 22:00 - 06:00	10/07/2019 04:42:22	49,9	9,4	3,4	18	
PF03	528519	4540854	820	PF_03_d	Periodo diurno 06:00 - 22:00	01/07/2019 13:42:32	43,0	4,7	1,7	31	Rec: 20-21-22-23- 24-25-26-27-28-29- 30-31-32-33-34-35- 36-37-38-39-40
				PF_03_n	Periodo notturno 22:00 - 06:00	01/07/2019 05:17:46	40,9	4,2	1,6	20	
PF04	528087	4539808	838	PF_04_d	Periodo diurno 06:00 - 22:00	01/07/2019 14:01:28	42,7	4,7	2,0	32	Rec: 41
				PF_04_n	Periodo notturno 22:00 - 06:00	01/07/2019 05:46:52	40,2	4,0	1,8	22	

Considerando correttamente la velocità di 4,2 m/s per la velocità di vento a 10 m s.l.t. il valore del rumore residuo registrato (pari a 40 dB(A)) risulta in linea con quanto riportato nei diagrammi della Tab.4 della Relazione Tecnica allegata alla nota di WinBis Srl.

Per finire, si sottolinea come non sia possibile da parte di ERG Wind 4 Srl commentare l'immagine

riportata a pag.19 della Relazione Tecnica allegata alla nota di WinBis Srl, né tantomeno confrontarla con le risultanze delle analisi effettuate nello Studio di Impatto Acustico presentato con il progetto di repowering. Non è indicato, infatti, nel testo della relazione l'approccio metodologico scelto per sviluppare la cartografia citata, né il software utilizzato, le assunzioni di base o la tipologia di modellazione, le sorgenti scelte o il profilo delle emissioni analizzate.

Ciò che, invece, risulta dalle analisi sviluppate nello Studio di Impatto Acustico effettuato da ERG Wind 4 Srl è che l'intervento proposto consiste nella dismissione di 47 WTG la cui emissione è, nelle condizioni attuali delle macchine proposte, paragonabile alle turbine di nuova installazione che sono in numero solo 14. L'impatto previsionale non potrà essere pertanto peggiorativo.

2.1.4. ANALISI DELL'OMBREGGIAMENTO

Al punto 1.4 della nota presentata WinBis Srl scrive:

“Anche con riferimento all'ombreggiamento derivante dall'esercizio del nuovo Progetto ERG, la relazione allegata evidenzia, tra l'altro, che l'incremento dell'ombreggiamento derivante dal progetto ERG (effetto anche quadruplicato rispetto ad oggi), tanto più ove considerato unitamente a quello provocato dalle turbine degli altri parchi eolici limitrofi, potrebbe essere oggetto di contestazioni da parte dei soggetti interessati. (omissis)

Peraltro, come evidenziato nella Relazione Tecnica allegata, l'impatto dell'ombreggiamento intermittente investe anche recettori che non sono stati elencati dal proponente ed in particolare in aree densamente abitate del Comune di Bisaccia.”

In particolare, la Relazione Tecnica allegata alla nota riporta:

“Il proponente nella sua analisi però non mostra l'ombra massima astronomica, ma l'ombra probabile, ossia decurtata in funzione della probabilità di vento, di condizioni di visibilità ottimali ecc. Nelle figure seguenti abbiamo calcolato quale sia l'ombra massima astronomica del progetto. Si passa dal progetto attuale in Figura 10 nel quale l'ombreggiamento intermittente è un fenomeno che interessa per meno di 50 ore la gran parte dei recettori della zona ad un progetto in Figura 11 che aumenta drasticamente fino a quadruplicare l'impatto come ad esempio nel ricettore R12 (passa da circa 15 ore/anno a 212 ore/anno).

L'impatto dell'ombreggiamento intermittente investe anche recettori che non sono stati elencati dal proponente e in particolare aree densamente abitate di Bisaccia con valori nettamente superiori alle livelli massimi utilizzati internazionalmente”

Anche in questo caso non è possibile da parte di ERG Wind 4 Srl commentare puntualmente le osservazioni formulate ex adverso, né tantomeno effettuare un confronto dettagliato tra le medesime e le risultanze delle analisi effettuate nello Studio di evoluzione dell'ombra presentato con il progetto di repowering. Non è indicato, infatti, nel testo della relazione l'approccio metodologico scelto per sviluppare la cartografia citata, né il software utilizzato, i dati di input della modellazione e le caratteristiche dei modelli analizzati.

In particolare, non viene data una definizione precisa di “ombra massima astronomica” che permetta

di comprenderne le assunzioni di base (in particolare le ipotesi sul tempo di rotazione delle turbine, sulle condizioni meteorologiche del sito ecc.)

Dall'analisi delle osservazioni riportate nella relazione ed in particolare dal passaggio in cui si contesta ad ERG Wind 4 Srl di aver *decurtato l'ombra massima astronomica in funzione della probabilità di vento, delle condizioni ottimali ecc* sembra plausibile alla scrivente assimilare l'"ombra massima astronomica" al caso teorico posto alla base della modellazione svolta da ERG Wind4 Srl nella propria analisi. Tale condizione assume che:

- ✓ Il sole splende per tutta la giornata, dall'alba al tramonto (cioè sempre in assenza di copertura nuvolosa);
- ✓ Il piano di rotazione delle pale è sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore (ossia la turbina "insegue" il sole);
- ✓ L'aerogeneratore è sempre operativo, in tutti i periodi dell'anno.

É evidente che tale tipologia di calcolo è una condizione puramente teorica, che non potrà mai verificarsi nella realtà e che viene utilizzata dai software di calcolo, esclusivamente per stimare le condizioni di input più verosimili, necessarie all'analisi denominata "Real Case", presentata da ERG Wind 4 Srl nel suo studio.

Tale analisi tiene conto dei dati statistici ricavati da una stazione anemometrica sita nell'area di studio e di una stazione meteo per l'analisi dei dati di copertura nuvolosa della zona.

Lo scenario risultante dall'analisi permette di ricavare un numero di ore di ombreggiamento più realistico poiché, a differenza del caso teorico, tiene conto della reale presenza del sole e delle ore di funzionamento della turbina nel corso dell'anno, legate alla direzione del vento nel sito, che influisce sull'orientamento delle pale rispetto al sole e quindi sulle ombre proiettate sui recettori.

Il risultato dell'analisi permetterà, quindi, di calare nella realtà del sito la stima puramente teorica derivante dalla valutazione puramente teorica proposta da WinBis Srl.

Si sottolinea che, in ogni caso, le assunzioni di base delle simulazioni "real case" permettono di ottenere, in maniera conservativa, dei risultati ampiamente sovrastimati rispetto alla realtà.

Lo studio svolto, infatti, considera ogni singolo recettore in modalità "green house", cioè come se tutte le pareti esterne fossero esposte al fenomeno, trascurando la presenza di finestre e/o porte da cui arriva effettivamente l'effetto di ombreggiamento nell'interno dell'edificio. Allo stesso tempo, si è trascurata la presenza degli alberi e di altri ostacoli, posti al margine delle strade che, "intercettando" l'ombra degli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fastidio del flickering.

Stante il vuoto esistente nel quadro normativo italiano sui requisiti minimi relativi alle ore di ombreggiamento "accettabili" su recettori sensibili, si ritiene l'approccio metodologico affrontato valido per una stima ragionevole e realistica dell'impatto prodotto dal progetto di repowering presentato.

In base alle analisi ed alle ipotesi specificate, lo studio di evoluzione dell'ombra prodotto evidenzia su alcuni recettori presenza del fenomeno di Shadow-Flickering variabile **tra 25 e 83 ore annue per recettore**.

Come specificato nello studio, qualora dovessero sussistere realmente condizioni di disagio in alcuni

di tali recettori, è possibile implementare efficaci misure di mitigazione in fase di esercizio dell'impianto:

- ✓ Un incremento delle alberature già presenti in prossimità dei recettori e non considerate nello studio previsionale;
- ✓ L'installazione sugli aerogeneratori che producono il fenomeno di ombreggiamento dello "Shadow Detection System" o tecnologie similari, sviluppate dai grandi costruttori di turbine eoliche che, attraverso un'analisi della posizione del sole, del rotore della turbina e delle abitazioni circostanti, blocca la turbina nei periodi in cui si creano le condizioni favorevoli per il verificarsi dello Shadow Flickering, annullandone l'effetto.

A margine della nota, tuttavia, si osserva che l'effetto di sfarfallio maggiormente disturbante risulta mitigato dall'utilizzo di aerogeneratori di grande taglia di ultima generazione, caratterizzati da basso numero di giri.

2.2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO ERG SU AREE GIA' AUTORIZZATE PER L'IMPIANTO WINBIS

2.2.1. INTERFERENZE TRA LE RETI DI CONNESSIONE

Al punto 2.1 della nota presentata WinBis Srl scrive:

"(omissis) parte del Progetto ERG (cavidotto, viabilità, sottostazione elettrica) insisterebbe sulle medesime aree dell'Impianto WinBis già dichiarate di pubblica utilità mediante la citata Autorizzazione Unica n.68/2008, utilizzate per la realizzazione dell'Impianto WinBis ed attualmente destinate all'esercizio di quest'ultimo. (omissis)

In particolare, le aree di titolarità di WinBis inserite nel piano particellare di esproprio e già comprese nell'Autorizzazione Unica dell'Impianto WinBis, sono le seguenti:

- *Fg. 56, p.lla 68;*
- *Fg.57, p.lle 471 (ex P.lla 234), 467 (ex P.lla 56), 460 (ex P.lla 57), 459 (ex P.lla 58).*

A tal proposito, dagli elaborati grafici progettuali si osserva che il tracciato del cavidotto del Progetto ERG si interseca con quello dell'autorizzato Impianto WinBis, nonché con quello dell'autorizzato Impianto CERBIS, con conseguente pregiudizio al loro esercizio, alla sicurezza dell'esistente linea di connessione e con aggravio dei costi di riparazione/manutenzione della stessa (omissis) In altri termini, la prescelta localizzazione del Progetto ERG determina (...) una interferenza di natura tecnico-impiantistica, posto che il cavidotto da realizzarsi insiste sulle medesime particelle in cui è ubicato il cavidotto dell'Impianto WinBis e presenta con lo stesso e con quello di CERBIS tratti di intersezione. Questo comporterebbe a necessita (...) di interrompere la produzione durante le fasi di costruzione e manutenzione della connessione del proposto impianto ERG e viceversa"

È innanzitutto doveroso precisare che la dichiarazione di pubblica utilità di un'area per il passaggio del cavidotto di collegamento di un impianto eolico non esclude automaticamente l'utilizzo di aree adiacenti alla posa di ulteriori sottoservizi, né tantomeno impedisce la realizzazione di puntuali

intersezioni con il tracciato di linee infrastrutturali autorizzate successivamente.

È buona prassi costruttiva realizzare tali interferenze (sia che si tratti di parallelismi che di intersezioni) in modo tale da rispettare le distanze e le prescrizioni tecniche minime previste dalle norme vigenti in materia.

Come descritto all'interno della Relazione Tecnica allegata al progetto depositato, la società ERG Wind 4 Srl procederà alla posa del cavidotto verificando preliminarmente la posizione di tutti i sottoservizi presenti lungo il tracciato, assicurando le distanze minime previste e provvedendo alla predisposizione di tutte le indicazioni contenute nelle norme CEI relativamente alle interferenze.

Inoltre, in corrispondenza di attraversamenti stradali e/o fluviali, se richiesti dagli enti concessionari, sarà utilizzata una tecnologia di posa che prevede la protezione dei cavi unipolari all'interno di un tubo, interrato mediante l'uso di una tecnica non invasiva: la trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).

Al di là delle soluzioni tecniche previste dal progetto di repowering, è necessario ricordare che il cavidotto di collegamento del nuovo impianto, completamente interrato, seguirà un tracciato quasi interamente coincidente con il percorso utilizzato dai cavi dell'impianto attualmente in esercizio, ad eccezione di brevi tratti, realizzati ex-novo, per l'ottimizzazione del percorso e di un nuovo tratto necessario al collegamento degli aerogeneratori R-BS11, R-BS12 e R-BS13, che seguirà un tracciato diverso per ridurre le lunghezze e, di conseguenza, le perdite elettriche associate in fase di esercizio.

In particolare, tutte le interferenze chiaramente individuate dalla società WinBis Srl nelle Figure 4-5-6 della Relazione Tecnica allegata alla nota presentata, non rappresentano novità progettuali derivanti dall'intervento di repowering proposto da ERG Wind 4 Srl.

Al contrario, esse erano già esistenti nel 2008 all'atto della progettazione (e successiva realizzazione) da parte di WinBis Srl del proprio impianto.

In virtù di quanto appena detto tali interferenze, incroci e parallelismi, dovrebbero pertanto essere stati già affrontati e risolti tecnicamente da WinBis Srl nella progettazione e nell'esecuzione dei lavori relativi al proprio impianto eolico.

In particolare, la società ERG Wind 4 Srl si augura che il cavidotto degli impianti di WinBis e CERBIS siano stati posti in opera rispettando nei casi di parallelismo le distanze minime di sicurezza imposti dalla normativa vigente con il cavidotto MT del proprio impianto. Analogamente si spera che da un lato gli adeguati approfondimenti verticali siano stati rispettati in corrispondenza degli incroci puntuali tra i due cavidotti e dall'altro che il cavidotto degli impianti WinBis Srl e CERBIS Srl sia stato posto sul lato opposto dell'esistente cavidotto di ERG nei tratti su strada pubblica.

A quanto detto si aggiunge da parte di ERG Wind 4 Srl la sorpresa nell'analisi delle osservazioni sollevate da WinBis Srl relativamente al possibile pregiudizio all'esercizio ed alla sicurezza della propria esistente linea di connessione, con conseguente aggravio dei costi di riparazione/manutenzione della stessa nell'ipotesi di realizzazione del progetto di repowering.

Come dimostrato precedentemente, le interferenze evidenziate sono presenti dalla data di entrata in esercizio degli impianti di WinBis Srl e di CERBIS Srl senza che questo abbia portato a problemi di manutenzione e/o di esercizio della linea elettrica, data l'assenza, fino ad oggi, di contestazioni pervenute ad ERG da parte delle stesse società.

Stante la coesistenza "pacifica" dei due cavidotti nelle stesse aree ormai da 7 anni si ritiene pertanto del tutto strumentale e priva di qualunque fondamento l'osservazione di WinBis Srl su questo punto.

Per quanto riguarda, infine, l'utilizzo nel progetto di repowering di aree di proprietà di WinBis Srl, fermo restando che l'attraversamento di alcune di tali proprietà è funzionale al raggiungimento della sottostazione elettrica, sarà cura della società ERG Wind 4 Srl individuare una soluzione alternativa sia per l'ubicazione della nuova SSE utente che per il tracciato del cavidotto che non interferisca con le proprietà di WinBis Srl.

Tale soluzione progettuale sarà presentata come integrazione nella fase di risposta alle osservazioni/pareri degli enti sul progetto presentato.

2.2.2. NUOVA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA

Al punto 2.2 della nota presentata WinBis Srl scrive:

"Parte della nuova sottostazione elettrica utente per la connessione alla RTN insisterebbe su particelle di titolarità di WinBis funzionali all'esercizio del suo impianto eolico.

Al riguardo, giova rilevare l'illogicità della scelta progettuale di realizzare una nuova sottostazione in luogo dell'utilizzo di quella già esistente a servizio dell'attuale impianto eolico di ERG Wind 4 Srl.

(omissis) Trattasi evidentemente, di una soluzione peggiorativa rispetto all'impatto paesaggistico del progetto di ripotenziamento in questione, considerata la conseguente, necessaria variazione del tracciato del cavidotto originario e l'occupazione di un'area ulteriore in una zona già connotata dalla presenza di numerosi impianti eolici e relative opere connesse ed infrastrutturali"

È ovvio che l'utilizzo della sottostazione utente, già esistente a servizio dell'attuale impianto eolico di proprietà ERG Wind 4 Srl, è stata la prima soluzione di connessione indagata dalla proponente nella definizione del progetto di repowering. Tale soluzione sarebbe stata la migliore non solo dal punto di vista tecnico ed ambientale, ma anche la più economica per la società ERG Wind 4 Srl.

La decisione di prevedere una nuova sottostazione utente, in prossimità della sottostazione 380/150 kV Terna, pertanto, è dovuta non ad "illogicità" progettuale, come suggerito dalla società WinBis Srl nella propria nota, quanto allo stato di saturazione della linea elettrica aerea esistente di collegamento tra la SSE ERG in esercizio e la SSE Terna, che non avrebbe garantito la connessione della maggiore potenza prevista dal progetto di repowering rispettando gli standard di sicurezza e di funzionalità richiesti dal gestore della RTN. La soluzione di connessione alla RTN del gestore della rete, pratica Terna n°201900750, dimostra la validità progettuale.

Per quanto riguarda l'utilizzo di particelle di titolarità WinBis Srl per la realizzazione della nuova SSE

Utente, stante la contrarietà evidenziata a trovare un accordo bonario sull'utilizzo dell'area, ERG Wind 4 Srl si ripropone di individuare un'area alternativa, mantenendosi comunque in adiacenza alla SSE Terna per minimizzare gli impatti paesaggistici e ambientali della nuova connessione.

Tale soluzione progettuale sarà presentata come integrazione nella fase di risposta alle osservazioni/pareri degli enti sul progetto presentato.

2.3. ULTERIORI OSSERVAZIONI SOLLEVATE NELLA RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALLA NOTA

2.3.1. VERIFICA SUI VINCOLI

Al paragrafo 4.5 della relazione allegata alla nota presentata WinBis Srl scrive:

“Alcune considerazioni sul SIA:

- *A pag. 22: DGR 533/2016 non dovrebbe essere menzionata poiché sono interessati solo i nuovi progetti, il repowering non è menzionato. Questo approccio lascia dubbi in quanto al momento non esiste un percorso autorizzativo specifico per il repowering effettivamente considerato come un nuovo progetto*
- *Lo stesso motivo è menzionato anche in fondo a pag.32, dato che Andretta e Bisaccia sono nella lista dei “comuni saturi” in DGR 533/2016*
- *NOTA che il WTGS si trova all'interno di un'area PAI (Piano Assetto Idrogeologico) e l'area Bisaccia è soggetta a un vincolo idrogeologico.*
- *A pag.50: elaborato sull'interferenza con PAI, già introdotto in pag.22. Sembra appropriato e si nota che nel nord del parco eolico R-BS01 si trova in un'area ad alto rischio e 8 WTG in un'area a rischio moderato,*
- *Rispetto alla DGR 532/2016: (,,,) l'analisi del rumore avrebbe un'area di indagine di 5000 m da ogni turbina, mentre il proponente ha considerato solo turbine dentro questo limite, non ricettori.”*

Per quanto riguarda i riferimenti alla DGR 533/2016 si fa presente che oltre a quanto riportato da WinBis Srl nella propria nota, in altra parte dello Studio (pag.18) ERG Wind 4 Srl ha sottolineato come la suddetta DGR è stata oggetto di modifica a causa della sentenza della corte costituzionale n.177/2018 del 26/07/2018. A questo si aggiungono le sentenze del TAR Campania 7144/2018, 7145/2018, 7147/2018, 7149/2018, 7151/2018 e 7152/2018 che hanno portato alla sospensione “de facto” di quanto contenuto nella DGR stessa, spingendo ERG Wind 4 Srl a non considerarla nelle proprie valutazioni progettuali.

Relativamente alle interferenze con le aree PAI gli elaborati progettuali presentati da ERG Wind 4 Srl, in particolare la relazione geologica, le tavole di inquadramento e lo Studio di Impatto Ambientale hanno evidenziato tali interferenze, valutandone gli impatti e le possibili mitigazioni.

In ogni caso, qualora gli enti competenti in materia (MATTM, Regione Campania o Autorità di Bacino)

ritenessero necessario presentare richieste di integrazione/approfondimento rispetto a quanto già depositato, sarà cura di ERG Wind 4 Srl approfondire gli aspetti evidenziati secondo le tempistiche e le modalità previste dalla normativa vigente in materia di VIA.

In analogia al punto precedente, ERG Wind 4 srl ha presentato uno Studio di Impatto Acustico del progetto di repowering contenente una valutazione dell'impatto cumulativo dovuto agli aerogeneratori esistenti nell'area di studio.

In ogni caso, anche per questo punto, qualora gli enti competenti in materia (MATTM, Regione Campania o altri) ritenessero necessario presentare richieste di integrazione/approfondimento rispetto a quanto già depositato, sarà cura di ERG Wind 4 Srl approfondire gli aspetti evidenziati secondo le tempistiche e le modalità previste dalla normativa vigente in materia di VIA.

2.3.2. DISTANZA DALLE STRADE

Al paragrafo 4.6 della relazione allegata alla nota presentata WinBis Srl scrive:

“La R-BS12 nella zona sud-est è posta a una distanza di 70 m dalla strada comunale, inferiore alla altezza della torre”.

Relativamente a questa osservazione, si fa presente che non esistono normativamente vincoli di distanza delle turbine di progetto dalle strade comunali.

Infatti, stante la sospensione dei buffer previsti dalla DGR533/2016 della Regione Campania, solo l'allegato al DM 10/09/2010 “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” prevede al punto 7.2 come possibili misure di mitigazione per gli Incidenti una distanza delle turbine *superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.*

Tale misura, però, si riferisce a strade provinciali o statali e non a strade comunali, pertanto la distanza della R-BS12 dalla viabilità comunale risulta in linea con le indicazioni normative. Tra l'altro il progetto di repowering prevede, comunque, un allontanamento degli aerogeneratori attualmente esistenti che, nella stessa area si trovano oggi ad una distanza dalla strada comunale di circa 30 m.

Al contrario si sottolinea come alcuni degli aerogeneratori di proprietà della società Winbis Srl (le turbine indicate come WTG13 e WTG15) si trovano a meno di 150 m dalla SS 91, che rappresenta un'importante arteria di collegamento tra gli abitati di Vallata e di Bisaccia Nuova.

2.3.3. IMPATTO SU FLORA E FAUNA

Al paragrafo 4.7 della relazione allegata alla nota presentata WinBis Srl scrive:

“(omissis) è importante sottolineare come un eventuale aumento dei danni subiti alla popolazione locale di uccelli non potrebbe essere addebitato agli attuali aerogeneratori. A questo proposito ricordiamo quali specie a rischio volano nelle altezze intercettate dagli aerogeneratori proposti:

*La **Ghiandaia marina (Coracias garrulus)** vola a **bassa quota** cioè fino a **300 m di altezza***

(omissis)

*Anche l'**Albanella minore (Circus pygargus)**, specie migratoria con pochi individui rimasti vola entro i **500 m di altezza** e che può essere messa a rischio da un eventuale impianto eolico*

*Per quanto riguarda i **chirotteri**, di cui si richiede in DGR 532/2016 una attenta analisi qui mancante, oltre alle collisioni, la variazione di pressione prodotta da aerogeneratori più grandi è più importante e significativa per i pipistrelli ed eventualmente potrebbe accentuare i cosiddetti i casi di barotrauma, un'emorragia interna fatale per l'animale”*

Con riferimento a quanto riportato nelle osservazioni della Società WinBis Srl, si evidenzia come le specie avifaunistiche descritte e le comunità di chirotteri presenti nell'area di studio potrebbero essere coinvolte non solo dall'impianto esistente di ERG Wind 4 Srl ma anche dagli aerogeneratori di WinBis e di CERBIS.

Per quanto riguarda il progetto di repowering presentato, stante l'assenza nell'area di intervento di studi avifaunistici precedenti, ERG Wind 4 Srl sta svolgendo una campagna di monitoraggio ante-operam sia dell'avifauna che della chirotterofauna, secondo quanto previsto dal protocollo redatto da ANEV e Legambiente Onlus in collaborazione con ISPRA “Protocollo di Monitoraggio dell'avifauna e chirotterofauna dell'Osservatorio Nazionale su Eolico e Fauna – Astiasio Garcia et al. 2012”. I risultati derivanti da tale monitoraggio (che si è concluso nel mese di Novembre 2019) unitamente all'analisi degli impatti attualmente esistenti e delle possibili misure di mitigazione proposte, saranno consegnati come integrazione nella fase di risposta alle osservazioni/pareri degli enti sul progetto presentato.

Oltre a questo, come riportato all'interno del SIA presentato, ERG Wind 4 Srl prevede l'esecuzione di un monitoraggio in fase di esercizio della chirotterofauna e dell'avifauna per verificare la validità delle assunzioni risultanti dal monitoraggio ante-operam ed eventualmente mettere in campo le eventuali misure correttive necessarie. Tutti i risultati dei monitoraggi saranno ovviamente trasmessi agli Enti competenti deputati alla valutazione dei medesimi.

Stante quanto evidenziato da WinBis Srl la società ERG Wind 4 Srl si augura che analoghi studi siano stati eseguiti sia ante-operam che in esercizio per i progetti di CERBIS e WinBis Srl, permettendo tra l'altro un'analisi comparata degli studi effettuati.

ANNEXES

