



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA PROVINCE DI NUORO E SASSARI



COMUNE DI BITTI



COMUNE DI OSIDDA



COMUNE DI BUDDUSO



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "BITTI - AREA PIP"

Potenza complessiva 56 MW

PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

RS - 1

STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO

COMMITTENTE

**GREEN
ENERGY
SARDEGNA 2
S.r.l.**

**Piazza del Grano 3
39100 Bolzano, Italia**

GRUPPO DI LAVORO

Progettazione e coordinamento:
I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.
Dott. Ing. Giuseppe Frongia

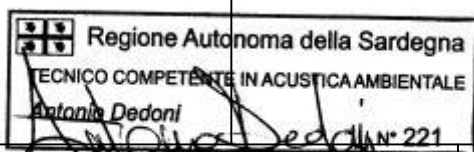


Gruppo di progettazione:
Ing. Giuseppe Frongia
Ing. Marianna Barbarino
Ing. Enrica Batzella
Dott. Andrea Cappai
Ing. Gianfranco Corda
Ing. Antonio Dedoni
Ing. Gianluca Melis
Ing. Emanuela Spiga



Consulenze specialistiche:
Dott. Mauro Casti (Flora e vegetazione)
Dott. Marco Cocco (Pedologia)
Ing. Antonio Dedoni (Acustica)
Dott. Maurizio Medda (Fauna)
Dott. Matteo Tatti (Archeologia)
Dott. Geol. Mauro Pompei (Geologia e geotecnica)
Dott. Geol. Maria Francesca Lobina (Geologia e geotecnica)

SCALA:

FIRME





Rev.	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato	Data
00	Prima emissione	IAT	GF	GES2	Agosto 2020



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 2 di 58

INDICE

1	PREMESSA	4
2	LEGISLAZIONE E NORME TECNICHE APPLICABILI.....	5
3	DEFINIZIONI	7
4	TIPOLOGIA DELL'OPERA E SUA UBICAZIONE.....	8
4.1	Tipologia dell'opera	8
4.2	Ubicazione dell'intervento e area di influenza	8
5	CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEI LOCALI	11
6	SORGENTI RUMOROSE CONNESSE ALL'OPERA	12
6.1	Aspetti generali	12
6.1.1.1	Dati caratteristici	12
6.2	Caratteristiche di rumorosità	15
7	ORARI DI ATTIVITÀ	18
8	CLASSE ACUSTICA DELL'AREA	19
8.1	Legislazione nazionale	19
8.2	Classificazione acustica comunale	23
9	RICETTORI NELL'AREA DI STUDIO.....	25
10	PRINCIPALI SORGENTI SONORE GIÀ PRESENTI NELL'AREA DI STUDIO	30
11	CALCOLO PREVISIONALE DEI LIVELLI SONORI GENERATI DALL'OPERA NEI CONFRONTI DEI RICETTORI E DELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE.....	31
11.1	Premessa.....	31
11.2	Ricostruzione del campo sonoro con il modello Windpro-DECIBEL basato sulla UNI ISO 9613-2:2006	31
11.2.1	Orografia	32
11.2.2	Effetto suolo	32
11.2.3	Attenuazione per assorbimento in atmosfera	32
11.3	Il modello Nord2000.....	32
11.4	Clima acustico esistente	35
11.5	Risultati.....	41
11.5.1	Verifica previsionale del limite assoluto di emissione	41
11.5.2	Verifica previsionale del rispetto del limite assoluto di immissione sonora.....	44
11.5.3	Verifica previsionale circa il rispetto del limite differenziale di immissione	47
12	INCREMENTO DEI LIVELLI SONORI ATTRIBUIBILE AD UN EVENTUALE AUMENTO DEL TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO DALL'INTERVENTO.....	50
13	INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI SONORE.....	51

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 3 di 58	

14	IMPATTO ACUSTICO NELLA FASE DI REALIZZAZIONE	52
14.1	Scelta delle macchine, delle attrezzature e miglioramento delle prestazioni	53
14.2	Manutenzione dei mezzi e delle attrezzature.....	53
14.3	Modalità operazionali e predisposizione del cantiere	53
15	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	55
	APPENDICE 1 – DATI DI EMISSIONE SONORA DEGLI AEROGENERATORI	57
	APPENDICE 2 - REPORT DEI RISULTATI DEL CALCOLO MODELLISTICO –	
	MODELLO NORD2000	58

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 4 di 58	

1 PREMESSA

Il presente documento è stato redatto ai fini dell'espletamento della procedura di VIA concernente la realizzazione del parco eolico denominato "Bitti – Area PIP" in comune di Bitti (Provincia di Nuoro), proposto dalla Società Green Energy Sardegna 2 S.r.l. – Gruppo Fri-El Green Power.



L'impianto sarà composto da n. 11 aerogeneratori della potenza nominale massima di 6.2 MW, limitata a 5.09 MW, per una potenza complessiva in immissione di 56 MW, nonché da tutte le opere e infrastrutture accessorie funzionali alla costruzione ed esercizio della centrale.

Gli interventi funzionali all'installazione degli aerogeneratori ricadono interamente in territorio comunale di Bitti. L'elettrodotto MT e la stazione di utenza interessano anche i territori di Osidda-NU (elettrodotto MT) e Buddusò-SS (elettrodotto MT e stazione di utenza).

Lo studio, concernente la valutazione previsionale di impatto acustico dell'impianto, è stato redatto secondo le indicazioni di cui alla parte IV della D.G.R n. 62/9 del 14.11.2008 della regione Autonoma della Sardegna (*Direttive regionali in materia di inquinamento acustico ambientale" e disposizioni in materia di acustica ambientale*). Il documento è stato predisposto dalla I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l. sotto il coordinamento dell'ing. Giuseppe Frongia e la responsabilità dell'ing. Antonio Dedoni, in possesso della qualifica di tecnico competente in acustica ambientale (art. 2, commi 6 e 7, L. 447/95) ed iscritto all'elenco regionale della Regione Autonoma della Sardegna con il numero 221.

Nell'ambito della valutazione previsionale dell'impatto acustico dell'impianto eolico, il campo sonoro determinato dal funzionamento degli aerogeneratori è stato stimato mediante un modello di simulazione basato sugli algoritmi contenuti nella norma ISO 9613-2 e quindi utilizzabile per le valutazioni di impatto acustico che richiedono il calcolo della propagazione del rumore in ambiente esterno.

Ai fini della stima dei livelli sonori in corrispondenza dei ricettori individuati nell'area di influenza dell'impianto eolico, l'analisi previsionale è stata integrata dalle risultanze del modello di propagazione Nord 2000, avuto riguardo delle indicazioni sulla scelta dei modelli di propagazione contenute nelle Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici pubblicate dall'ISPRA nel 2013.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 5 di 58	

2 LEGISLAZIONE E NORME TECNICHE APPLICABILI

D.M. 28 novembre 1987 “Metodiche di misura del rumore e livelli massimi per compressori, gru a torre, gruppi elettrogeni e martelli demolitori”

D.P.C.M. 1 marzo 1991 “Primi limiti di esposizione al rumore negli ambienti abitativi in attesa dell’emanazione della legge quadro sull’inquinamento acustico”

D.Lgs. n. 135/1992 “Attuazione delle direttive 86/662 e 89/514 in materia di limitazione del rumore prodotto dagli escavatori idraulici e a funi, apripista e pale caricatori”

Legge n. 447/1995 “Legge quadro sull’inquinamento acustico”

D.M. 11 dicembre 1996 “Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo”

D.P.C.M. 14 novembre 1997 “Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore”

D.P.C.M. 5 dicembre 1997 “Requisiti acustici passivi degli edifici”

D.M. 16 marzo 1998 “Tecniche di rilevamento e misurazione”

Circolare 6 settembre 2004 Ministero dell’Ambiente e tutela del territorio Interpretazione in materia di inquinamento acustico: criterio differenziale e applicabilità dei valori limite differenziali.

Deliberazione Regione Sardegna N.30/9 del 8.7.2005 “Criteri e linee guida sull’inquinamento acustico”

Deliberazione Regione Sardegna N.62/9 del 14.11.2008 e ss.mm.ii. “Direttive regionali in materia di inquinamento acustico ambientale” e disposizioni in materia di acustica ambientale

Deliberazione Regione Sardegna N.50/4 del 16.10.2015 “Disposizioni in materia di requisiti acustici passivi degli edifici”

UNI/TS 11143-1:2005 “Acustica - Metodo per la stima dell’impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti - Parte 1: Generalità”



UNI/TS 11143-7:2013 “Acustica – Metodo per la stima dell’impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti – Parte 7: Rumore degli aerogeneratori”

CEI 29-4 (IEC 22 5) Filtri di banda di ottava, di mezza ottava e di terzi di ottava per analisi acustiche

CEI EN 60651 (IEC 60651) Misuratori di livello sonoro (fonometri)

CEI EN 60804 (IEC 60804) Fonometri integratori mediatori

CEI EN 60942 (IEC 60942) Elettroacustica. Calibratori acustici

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 6 di 58	

CEI EN 61094-1 (IEC 61094-1) Microfoni di misura - Parte 1: specifiche per microfoni campione di laboratorio

CEI EN 61094-2 (IEC 61094-2) Microfoni di misura - Parte 2: metodo primario per la taratura in pressione di microfoni campione di laboratorio con la tecnica di reciprocità

CEI EN 61094-3 (IEC 61094-3) Microfoni di misura - Parte 3: metodo primario per la taratura in campo libero dei microfoni campione di laboratorio con la tecnica della reciprocità



CEI EN 61094-4 (IEC 61094-4) Microfoni di misura - Parte 4: specifiche dei microfoni campione di lavoro

CEI EN 61260 (IEC 1260) Elettroacustica - Filtri di banda di ottava e di frazione di ottava

UNI ISO 226 Acustica. Curve isolivello di sensazione sonora per i toni puri

UNI ISO 9613-1:2006 Acustica - Attenuazione sonora nella propagazione all'aperto

ISPRA 2013 "Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici"

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 7 di 58

3 DEFINIZIONI

Pe le finalità del presente documento sono valide tutte le definizioni di cui alla L. n. 447/95, al D.P.C.M. 14.11.97 e al D.M. 16.03.98.

Avuto riguardo della specificità dell'opera proposta e delle modalità di esecuzione delle attività misura del clima acustico "ante operam", si ripropongono di seguito alcune definizioni mutuata dalla Norma UNI/TS 11143-7 del febbraio 2013.



- **area di influenza:** Porzione o porzioni di territorio in cui la realizzazione di una nuova opera, o di modifiche a un'opera esistente, potrebbe determinare una variazione significativa dei livelli di rumore ambientale, rispetto alla situazione "ante-operam". [UNI 11143-1:2005, punto 3.1]¹.
- **clima acustico:** Andamento spaziale e temporale del rumore presente in un determinato sito. [UNI 11143-1:2005, punto 3.2].
- **condizione di sottovento/sopravento:** Posizione di un ricettore rispetto alla sorgente sonora quando il vento spira dalla sorgente verso il ricevitore/dal ricevitore verso la sorgente, entro un angolo di $\pm 45^\circ$ rispetto alla congiungente ricevitore - sorgente (vertice dell'angolo sulla sorgente). Al di fuori delle situazioni indicate, il vento si indica come "laterale".
- **impatto acustico:** Variazione del clima acustico indotta dalle nuove sorgenti sonore. [UNI 11143-1:2005, punto 3.3].
- **livelli sorgente; $L_{s i}$:** Livelli di pressione sonora equivalenti ponderati A dovuti alla sorgente specifica di rumore che si manifesta in un determinato luogo e durante un determinato tempo, valutati all'interno di ciascun gruppo omogeneo, in funzione della i-esima classe di velocità del vento.
- **livello percentile N-esimo; L_{AN} :** Livello di pressione sonora ponderato A che è superato per l'N% del tempo di misura^{2 3}.
- **ricettore:** Qualsiasi edificio adibito ad "ambiente abitativo"⁴, comprese le relative aree esterne di pertinenza.

¹ Nel caso dei parchi eolici, l'area di influenza è individuata dal tecnico sulla base dei seguenti elementi: classificazione acustica della zona, morfologia del territorio, presenza di ricettori, eventuali regolamentazioni regionali o nazionali, presenza di altre sorgenti. La UNI 11143-1:2005 suggerisce comunque di considerare un'area il cui perimetro dista dai singoli aerogeneratori almeno 500 m.

² La definizione fa riferimento alla distribuzione statistica retro-cumulata

³ L_{A90} , rappresenta il livello di pressione sonora ponderato A superato per il 90% del tempo di misura

⁴ Per la definizione di "ambiente abitativo", si rimanda al punto 1 b) dell'articolo 2 della Legge 26 ottobre 1995, N° 447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico"

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 8 di 58

4 TIPOLOGIA DELL'OPERA E SUA UBICAZIONE

4.1 Tipologia dell'opera

Il progetto proposto prevede l'installazione di n. 11 turbine di grande taglia della potenza nominale indicativa di 6 MW ciascuna, posizionate su torri di sostegno metalliche dell'altezza indicativa di 115 m, nonché l'approntamento delle opere accessorie indispensabili per un ottimale funzionamento e gestione degli aerogeneratori (viabilità e piazzole di servizio, distribuzione elettrica di impianto, stazione di trasformazione MT/AT per la successiva immissione dell'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale). La potenza nominale complessiva del parco eolico sarà di 56 MW, con potenza dei singoli aerogeneratori limitata a 5.09 MW, in accordo con la soluzione di connessione impartita da Terna.

Gli aerogeneratori in progetto saranno dislocati tra quote altimetriche indicativamente comprese nell'intervallo 710÷820 m s.l.m.

Nel presente studio, ai fini delle simulazioni, si assumeranno i parametri di emissione sonora della turbina Siemens – Gamesa modello "SG 6.0-170" con altezza della torre pari a 115 metri, rappresentativa di quella prevista per le turbine in progetto. Si tratta di una macchina dell'ultima generazione, scelta in funzione delle caratteristiche anemologiche del sito in esame.



Ferme restando le caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore, la scelta definitiva potrà anche ricadere su un modello simile con migliori prestazioni di esercizio, qualora disponibile sul mercato prima del conseguimento dell'Autorizzazione Unica alla costruzione ed esercizio dell'impianto ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

Si rimanda al Progetto definitivo ed agli altri elaborati dello Studio di impatto ambientale per informazioni impiantistiche di maggior dettaglio; saranno qui sottolineati i dati rilevanti ai fini della valutazione dell'impatto acustico.

4.2 Ubicazione dell'intervento e area di influenza

Il proposto parco eolico ricade nella porzione sud-occidentale del territorio comunale di Bitti (Provincia di Nuoro), a circa 3 km a ovest del centro abitato, estendendosi in direzione prevalente est-ovest tra le località di *Su Siliche* e *M.te de su Bosanu*, al confine con il territorio comunale di Nule.

In funzione della direzione di provenienza dei venti dominanti, il layout di impianto si sviluppa secondo due allineamenti principali di aerogeneratori aventi direzione indicativa NW-SE (turbine BAP1, BAP2, BAP3 e BAP4, nell'estremità occidentale del parco) e N-S (turbine BAP9, BAP10 e BAP11 nell'estremità orientale). Le restanti turbine sono dislocate in posizione mediana tra i due gruppi principali, a nord della SP40 (BAP5 e BAP7) e a sud di questa (BAP6 e BAP8), rappresentando detta viabilità provinciale l'asse principale di collegamento stradale delle


COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 9 di 58	

postazioni eoliche.

Sotto il profilo dell'uso del suolo, le aree di sedime delle macchine sono prevalentemente interessate da seminativi e si collocano a quote indicativamente comprese tra 710 m s.l.m. (BAP7 in loc. *Mariani Udda*) e 820 metri s.l.m. (BAP11 in loc. *Su Truncu*).

Ai fini della valutazione dell'impatto acustico generato dal funzionamento delle turbine, l'area di interesse è principalmente individuabile entro il territorio di Bitti e, limitatamente alla porzione occidentale del parco eolico, nel limitrofo territorio di Nule. Come si evince dall'esame degli elaborati grafici di progetto, le installazioni eoliche proposte, in accordo con quanto disposto dalla disciplina regionale di settore, si collocano ad una distanza minima superiore ai 500 metri ai più vicini centri urbani, riferibili all'abitato di Bitti, nonché dagli edifici sparsi nell'agro per i quali sia stata accertata o presunta la destinazione d'uso abitativa.

L'ambito interessato dal progetto è raggiungibile dal centro urbano di Bitti percorrendo la S.S. di Buddusò e del Correboi per poi immettersi lungo la S.P. 40 in corrispondenza dell'Area PIP, proseguendo in direzione sudovest in direzione Nule.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.L.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 10 di 58

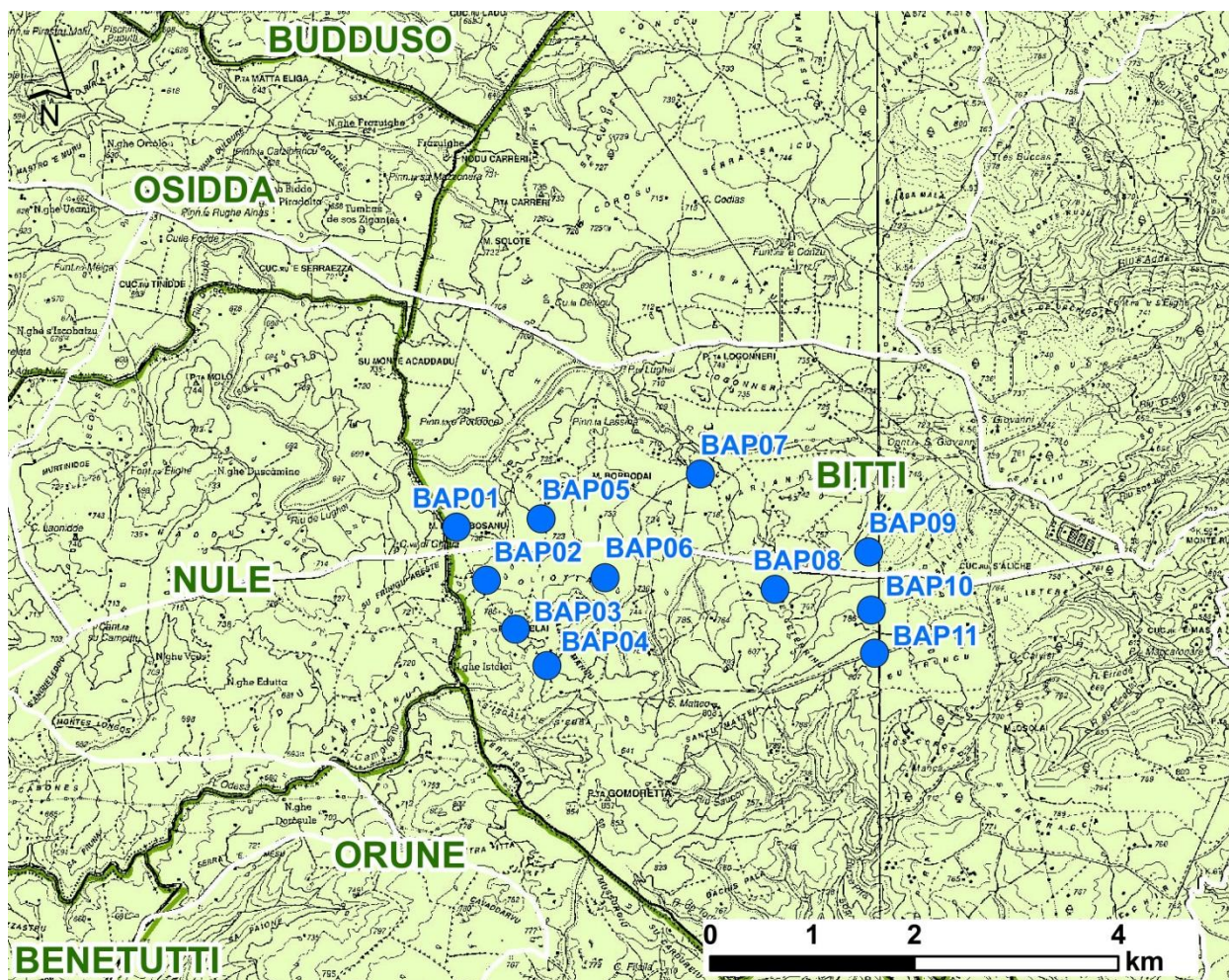






Figura 4.1– Ubicazione degli aerogeneratori in progetto (in blu)

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 11 di 58	

5 CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DEI LOCALI

Poiché l'impianto oggetto del presente studio non è confinato all'interno di un edificio o di un capannone, e non essendo presente alcuna significativa sorgente di rumore all'interno dei modesti fabbricati funzionali all'operatività dell'impianto (interni alla stazione elettrica di utenza), si ritiene tale punto non applicabile.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 12 di 58	

6 SORGENTI RUMOROSE CONNESSE ALL'OPERA

6.1 Aspetti generali

Per quanto espresso al precedente paragrafo, le emissioni sonore riconducibili all'impianto eolico in progetto derivano sostanzialmente dal funzionamento degli aerogeneratori.



L'impianto eolico in progetto sarà composto da n. 11 macchine per una potenza complessiva di 56 MW.

Il tipo di aerogeneratore previsto ("aerogeneratore di progetto") è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 6,2 MW (limitata a 5,09 MW), le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 170 m, posto sopravvento alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il trasformatore BT/MT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio, avente altezza fino all'asse del rotore pari a massimi 119 m;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 200,0 m; diametro massimo alla base del sostegno tubolare: 4,7 m;
- area spazzata massima: 22.698 m³.

6.1.1.1 Dati caratteristici

Posizione rotore:	sopravvento
Regolazione di potenza:	a passo variabile
Diametro rotore:	max 170 m
Area spazzata:	max 22.698 m ²
Direzione di rotazione:	senso orario
Temperatura di esercizio:	-20°C / +40°C
Velocità del vento all'avviamento:	min 3 m/s
Arresto per eccesso di velocità del vento:	25 m/s

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 13 di 58

Freni aerodinamici: messa in bandiera totale

Numero di pale: 3


Modalità di trasporto di tutti i componenti da porto navale a sito: mezzi di trasporto eccezionale standard/speciali aventi uno snodo ed il componente fissato al rimorchio in senso orizzontale

Modalità trasporto singola pala da area di trasbordo al sito di installazione: mezzo speciale "blade lifter" per il sollevamento della pala fino ad un'inclinazione di 60° rispetto al suolo

La Curva di potenza dell'aerogeneratore (alla densità atmosferica del livello del mare) è riportata in Tabella 6.1.

Tabella 6.1 – Curva di potenza dell'aerogeneratore di progetto

Wind speed [m/s]	Power [kW]
3	89
4	328
5	758
6	1376
7	2230
8	3351
9	4617
10	5090
11	5090
12	5090
13	5090
14	5090
15	5090
16	5090
17	5090
18	5090
19	5090
20	5090
21	5090
22	5090
23	5090
24	5090
25	4964

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 14 di 58	

Ai fini degli approfondimenti progettuali e dei relativi studi specialistici, si sono individuati alcuni specifici modelli commerciali di aerogeneratore ad oggi esistenti sul mercato, idonei ad essere conformi all'aerogeneratore di progetto.


Nello specifico, per le finalità del presente studio, si farà riferimento alle caratteristiche geometriche e di rumorosità del modello Siemens-Gamesa SG 6.0-170 illustrato in Figura 6.1



Figura 6.1 – Aerogeneratore Siemens-Gamesa tipo SG 6.0-170

I componenti principali dell'aerogeneratore sono i seguenti:

- il rotore;
- il generatore elettrico;
- il sistema di orientamento che consente la rotazione orizzontale del sistema motore;
- la gondola o navicella (carenatura che racchiude il sistema motore e gli ausiliari);
- la torre di sostegno;
- il trasformatore di macchina che modifica la tensione generata in quella di rete;

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 15 di 58

Le caratteristiche geometriche principali delle macchine sono illustrate in Figura 6.2 e negli Elaborati progettuali *PA-R.2 – Elementi Tecnici aerogeneratore di riferimento* e *PA-Tav.27 – Schema fondazione aerogeneratore*.

Le turbine avranno altezza indicativa al mozzo di 115 m ed altezza complessiva 200 m dal suolo.

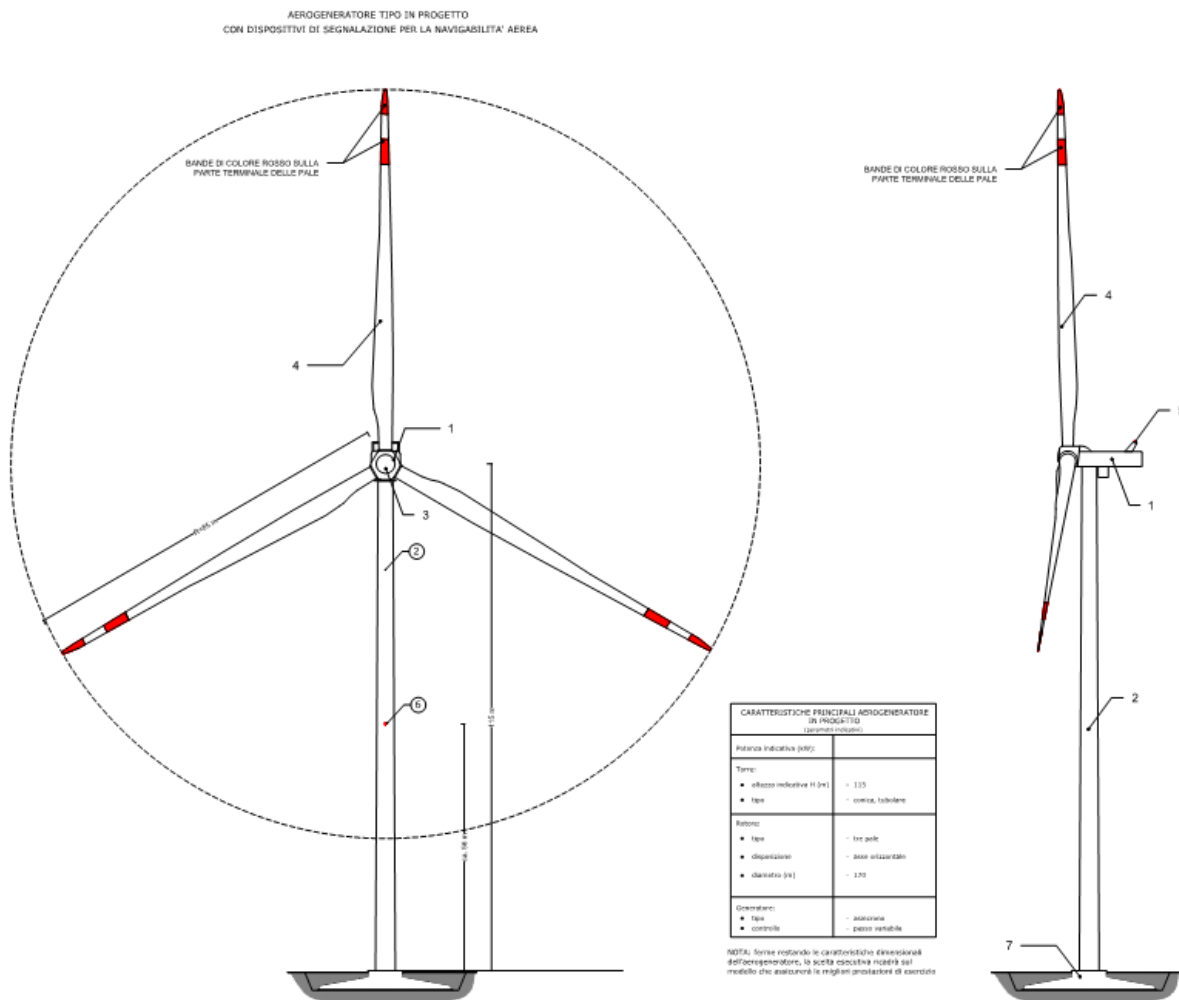




Figura 6.2 – Aerogeneratore tipo SG170 - 6 MW altezza al mozzo (1) 115 m, e diametro rotore (2) di 170 m

6.2 Caratteristiche di rumorosità

In generale, il rumore emesso da una turbina eolica è dovuto alla combinazione di due contributi principali: un primo contributo imputabile al movimento delle parti meccaniche ed un secondo contributo dovuto all'interazione della vena fluida con le pale del rotore in movimento (rumore aerodinamico). Un'ulteriore, meno significativa, sorgente di rumorosità consegue al funzionamento

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 16 di 58	

del trasformatore di macchina BT/MT.

Le pale, in particolare, esercitano una resistenza aerodinamica al vento, producendo un'alterazione del campo di flusso atmosferico locale e generando regioni di scie e turbolenza connesse con variazioni locali della velocità e della pressione statica dell'aria; da ciò consegue la generazione di un campo sonoro libero che si sovrappone a quello già esistente a causa del flusso atmosferico e della sua interferenza con le strutture naturali dell'ambiente, quali la vegetazione e l'orografia. Rispetto al rumore aerodinamico, la rumorosità generata dalle parti meccaniche e dal trasformatore di macchina può ritenersi trascurabile; pertanto, ciascun aerogeneratore può essere considerato come una sorgente sonora puntuale posizionata ad un'altezza dal suolo pari a quella della torre di sostegno dell'aerogeneratore.

Per quanto riguarda la rumorosità delle turbine previste dalla proposta eolica oggetto di valutazione si è fatto riferimento alle specifiche dell'aerogeneratore del tipo "SG 6.0-170" della potenza di picco di 6 MW, con altezza della torre tubolare in acciaio pari a 115 metri, le cui caratteristiche di emissione sonora sono riportate in Appendice, di caratteristiche simili all'aerogeneratore di progetto.

La Tabella 6.2 riporta le specifiche curve di potenza sonora in funzione della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore (v_{hub}), riferite alle condizioni standard di funzionamento della turbina.



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 17 di 58



Tabella 6.2 - Livello di potenza sonora ponderato A dell'aerogeneratore Siemens-Gamesa SG 6.0-170 condizioni standard di funzionamento e per diversi livelli di attenuazione sonora, alle diverse velocità del vento

Velocità del vento V_{hub} [m/s]	MODE 1 LW [dBA]	MODE 2 LW [dBA]	MODE 3 LW [dBA]	MODE 4 LW [dBA]	MODE 5 LW [dBA]	MODE 6 LW [dBA]	MODE 7 LW [dBA]
3	92	92	92	92	92	92	92
4	92	92	92	92	92	92	92
5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5
6	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
7	101,8	101,8	101,8	101,8	101	100	99
8	104,7	104,5	103	102	101	100	99
9	105,5	104,5	103	102	101	100	99
10	105,5	104,5	103	102	101	100	99
11	105,5	104,5	103	102	101	100	99
12	105,5	104,5	103	102	101	100	99
13	105,5	104,5	103	102	101	100	99
13-25	105,5	104,5	103	102	101	100	99

Dall'analisi della Tabella 6.2 si osserva come, nella configurazione standard (Mode 1) il livello di potenza sonora raggiunga il valore massimo in corrispondenza della velocità v_{hub} pari a 9 m/s mantenendosi costante fino alla velocità di 25 m/s, oltre la quale entrano in funzione i sistemi di frenatura e l'aerogeneratore viene bloccato per ragioni di sicurezza (*cut-off*).



Le condizioni di massima rumorosità dell'impianto, assunte come riferimento per le simulazioni (par. 11) sono, pertanto, da intendersi riferite ad una velocità del vento pari a 9 m/s a 115 metri dal suolo (v_{hub}).

Valutata l'esigenza di ottimizzare l'installazione degli impianti eolici rispetto alle caratteristiche del clima acustico e del contesto insediativo dell'area, i moderni impianti sono provvisti di sistemi automatizzati di controllo in grado di regolare la potenza energetica, e conseguentemente la potenza sonora, di ogni singolo aerogeneratore (c.d. *Noise mode*). Nel caso specifico, il modello di aerogeneratore prescelto è contraddistinto da n. 7 possibili configurazioni di emissione sonora (Tabella 6.2), concepite per l'inserimento degli aerogeneratori in contesti con differenti caratteristiche di sensibilità sotto il profilo dell'impatto acustico.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 18 di 58	

7 ORARI DI ATTIVITÀ

Gli aerogeneratori che costituiranno il nuovo parco eolico non saranno sempre in funzione, ma si attiveranno solo in presenza del vento. In tali periodi potranno comunque funzionare nell'arco di tutta la giornata e, quindi, sia nel periodo diurno che in quello notturno.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 19 di 58	

8 CLASSE ACUSTICA DELL'AREA

8.1 Legislazione nazionale

I limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno sono stati definiti per la prima volta, in Italia, dal D.P.C.M. 01.03.91 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*), che ha istituito in Italia il criterio della classificazione del territorio comunale in zone, ognuna soggetta ad un diverso limite di rumorosità diurna e notturna.

Sono poi stati emanati, in particolare, la L. 26.10.95 n. 447 (*Legge quadro sull'inquinamento acustico*), il D.P.C.M. 14.11.97 (*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*) e il D.M. 16.03.98 (*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico*).

La L. 26.10.95 n. 447 definisce l'inquinamento acustico come l'introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno tale da provocare fastidio o disturbo al riposo e alle attività umane, pericolo per la salute umana, deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo o dell'ambiente esterno o tale da interferire con le legittime fruizioni degli ambienti stessi.

Sussiste una situazione di inquinamento acustico nei casi in cui non siano rispettati i livelli sonori ammissibili definiti dalle norme di legge.

La ripartizione del territorio comunale in classi acustiche, definita dal D.P.C.M. 14.11.1997, è riportata in Tabella 8.1.



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 20 di 58	

Tabella 8.1 – Ripartizione del territorio comunale in classi acustiche (D.P.C.M. 14.11.97, art. 1).

CLASSE	DEFINIZIONE
I	Aree particolarmente protette: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.
II	Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali.
III	Aree di tipo misto: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.
IV	Aree di intensa attività umana: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie.
V	Aree prevalentemente industriali: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.
VI	Aree esclusivamente industriali: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

In Tabella 8.2 sono riportati i **valori limite di emissione** stabiliti dal D.P.C.M. 14.11.97. Un valore limite di emissione è definito come il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa. In base al decreto (art. 2, comma 3), i rilevamenti e le verifiche relativi al rispetto dei valori limite di emissione sono effettuati in corrispondenza degli spazi utilizzati da persone e comunità.



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 21 di 58

Tabella 8.2 - Valori limite di emissione (D.P.C.M. 14.11.97, art. 2). Leq in dBA.

Classi di destinazione d'uso del territorio		Tempi di riferimento	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	45	35
II	Aree prevalentemente residenziali	50	40
III	Aree di tipo misto	55	45
IV	Aree di intensa attività umana	60	50
V	Aree prevalentemente industriali	65	55
VI	Aree esclusivamente industriali	65	65

Nella Tabella 8.3 e nella Tabella 8.4 sono riportati, rispettivamente, i **valori limite assoluti di immissione** e i **valori di qualità** stabiliti dal D.P.C.M. 14.11.97.

Il livello che si confronta con i valori suddetti è il **livello di rumore ambientale** L_A , del quale è già stata richiamata la definizione.

Tabella 8.3 - Valori limite assoluti di immissione (D.P.C.M. 14.11.97, art. 3). Leq in dBA.

Classi di destinazione d'uso del territorio		Tempi di riferimento	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	50	40
II	Aree prevalentemente residenziali	55	45
III	Aree di tipo misto	60	50
IV	Aree di intensa attività umana	65	55
V	Aree prevalentemente industriali	70	60
VI	Aree esclusivamente industriali	70	70



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 22 di 58

Tabella 8.4 - Valori di qualità (D.P.C.M. 14.11.97, art. 7). Leq in dBA.

Classi di destinazione d'uso del territorio		Tempi di riferimento	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	47	37
II	Aree prevalentemente residenziali	52	42
III	Aree di tipo misto	57	47
IV	Aree di intensa attività umana	62	52
V	Aree prevalentemente industriali	67	57
VI	Aree esclusivamente industriali	70	70

Il D.P.C.M. 14.11.97 (art. 4, comma 1) definisce, inoltre, i **valori limite differenziali** di immissione, pari a 5 dB per il periodo di riferimento diurno (dalle 06.00 alle 22.00) e a 3 dB per il periodo di riferimento notturno (dalle 22.00 alle 06.00).

I valori limite differenziali di immissione si applicano all'interno degli ambienti abitativi, con l'esclusione delle aree classificate nella Classe VI (aree esclusivamente industriali).

Il parametro da confrontare con il suddetto limite differenziale è il **livello differenziale** di rumore L_D , definito come differenza tra il **livello di rumore ambientale** L_A e il **livello di rumore residuo** L_R (D.M. 16.03.98, allegato A, punto 13).

Il livello di rumore residuo L_R è definito dal D.M. 16.03.98 (allegato A, punto 12) come il livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato «A», che si rileva quando si esclude la specifica sorgente disturbante. Deve essere misurato con le identiche modalità impiegate per la misura del rumore ambientale e non deve contenere eventi sonori atipici.

Nel caso dei Comuni che non abbiano ancora provveduto in merito, in attesa della suddivisione del territorio comunale nelle zone di cui alla Tabella 8.1 si applicano per le sorgenti sonore fisse i limiti di accettabilità riportati in Tabella 8.5.



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 23 di 58	

Tabella 8.5 - Limiti di accettabilità (D.P.C.M. 01.03.91, art. 6).Leq in dBA.

Zonizzazione	Tempi di riferimento	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
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
(*) Zone di cui all'art. 2 del decreto ministeriale 2 aprile 1968		

8.2 Classificazione acustica comunale

L'area di influenza acustica dell'impianto eolico interessa principalmente il comune di Bitti e marginalmente il comune di Nule, il cui confine corre a circa 80 m a ovest dell'aerogeneratore BAP1.

Alla data di predisposizione del presente studio, il Comune di Bitti ha adottato il proprio Piano di Classificazione Acustica (PCA), elaborato ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a), della legge 447/95.

Nello specifico, in data 29/06/2010 il Comune di Bitti ha approvato definitivamente il Piano di Classificazione Acustica del Territorio comunale (data parere provincia di Nuoro 29/01/2008).

Sulla base dell'esame della zonizzazione acustica del territorio extraurbano contenuta nel suddetto PCA, alle aree interessate dall'influenza acustica degli interventi in progetto sono applicabili i limiti indicati in Tabella 8.6.





COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 24 di 58	

Tabella 8.6 – Limiti applicabili al caso di studio

		Classe III [dB(A)]
Limite assoluto di emissione	Diurno (06.00 – 22.00)	55
	Notturno (22.00 – 06.00)	45
Limite assoluto di immissione	Diurno (06.00 – 22.00)	60
	Notturno (22.00 – 06.00)	50

Tutti gli aerogeneratori in progetto ricadono nella classe acustica III.

Sulla base delle informazioni disponibili, ricavate da studi analoghi concernenti interventi da realizzarsi presso il comune di Nule, anche detto comune è provvisto di Piano di Classificazione Acustica. In base alle suddette informazioni, la porzione di territorio ad ovest del parco eolico ricadente in comune di Nule, di interesse per il presente studio, è anch'essa ricompresa in Classe III.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 25 di 58

9 RICETTORI NELL'AREA DI STUDIO

Per le finalità del presente studio, con l'intento di meglio inquadrare i criteri di individuazione dei potenziali edifici sensibili (o ricettori) del proposto impianto eolico, si ritiene opportuno richiamare i contenuti della D.G.R. RAS n. 3/17 del 2009 e s.m.i. (*Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici*) e segnatamente il punto 4.3.3 "Distanze di rispetto dagli insediamenti rurali".

"Al fine di limitare gli impatti visivi, acustici e di ombreggiamento, ogni singolo aerogeneratore dovrà rispettare una distanza pari a:

- *300 metri da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno (h. 6.00 – h. 22.00);*
- *500 metri da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario notturno (h. 22.00 – 6.00), o case rurali ad utilizzazione residenziale di carattere stagionale;*
- *500 metri da nuclei e case sparse nell'agro, destinati ad uso residenziale, così come definiti all'art. 82 delle NTA del PPR."*

Secondo tale impostazione, pertanto, possono individuarsi le seguenti categorie di edifici:

Cat. 1 - nuclei e case sparse nell'agro, destinati ad uso residenziale, così come definiti all'art. 82 delle NTA del PPR;

Cat. 2a - corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario notturno;

Cat. 2b - corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno;



Cat. 3 - fabbricati ad utilizzazione agro-pastorale con presenza discontinua di personale;

Cat. 4 - fabbricati di supporto alle attività agricole (ricoveri, depositi, stalle);

Cat. 5 - ruderi/fabbricati in abbandono;

Cat. 6 – impianti minieolici esistenti.

Muovendo da tale classificazione, al fine di procedere all'individuazione di potenziali ricettori nelle aree più direttamente interessate dalle installazioni eoliche, ricomprese entro una distanza massima di 1000 m dalle postazioni di macchina, si è proceduto ad una individuazione complessiva dei fabbricati con l'ausilio della cartografia ufficiale di riferimento (Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000). Successivamente si è proceduto a verificarne l'effettiva esistenza e consistenza dall'esame di foto aeree e satellitari nonché attraverso specifici sopralluoghi sul

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 26 di 58

campo e interviste ai fruitori dell'area. In tal modo sono state acquisite le necessarie informazioni preliminari sulle caratteristiche tipologico-costruttive e le condizioni di utilizzo degli edifici. Per completezza di analisi sono stati inclusi nel censimento anche quei fabbricati che, in modo manifesto, non presentavano caratteristiche di potenziali ambienti abitativi (p.e. ruderi o depositi). A valle di tali riscontri, è stata inoltre accertata la categoria catastale di appartenenza degli edifici, laddove disponibile.



L'Elaborato PA-R.6 (*Report dei fabbricati censiti e dei punti sensibili*) riporta l'individuazione dei fabbricati censiti in accordo con la metodologia precedentemente indicata. Nel Report è contenuto inoltre lo stralcio della ripresa aerea zenitale, la categoria catastale di appartenenza ed una fotografia prospettica dei fabbricati censiti (laddove ciò si sia reso possibile per condizioni di accessibilità ai fondi privati).

Il censimento ha condotto ad individuare n. 65 edifici, o complessi di fabbricati agricoli. Tra questi, nessuno è stato riconosciuto avere condizioni di utilizzo congruenti con le classi 1 e 2 precedentemente individuate (i.e. fabbricati utilizzati come residenza e corpi aziendali in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno e/o notturno). Pertanto, ai termini della D.G.R. 3/17 del 2009, nessuno dei fabbricati censiti rappresenta un "edificio sensibile" che richieda l'osservanza di specifiche distanze di rispetto dagli aerogeneratori in progetto (ossia 500 metri per le Cat. 1 e 2a e 300 metri per la Cat. 2b).

Tra i predetti fabbricati è stata riscontrata la prevalente presenza di corpi edilizi di supporto all'attività agricola, quali magazzini e locali di ricovero (categoria catastale prevalente D10 - Fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole, con 37 edifici). La frequentazione di tali edifici è saltuaria e strettamente legata alle esigenze di conduzione dei fondi agricoli. È stata, infine, verificata la presenza di numerosi ruderi (15 in totale).

In questo quadro, avuto riguardo della circostanza che n. 2 edifici, contrassegnati con gli identificativi F37 e F161 nel predetto Report sono catastalmente classificati in Categoria A3 (abitazioni di tipo economico), gli stessi sono stati assunti come riferimento principale per le verifiche di impatto acustico.

A titolo prudenziale, inoltre, la verifica previsionale dei limiti di legge riguardante il solo periodo di riferimento diurno ha considerato alcuni edifici riconducibili alla Categoria 3 di sensibilità del fabbricato secondo la precedente classificazione (i.e. fabbricati ad utilizzazione agro-pastorale con presenza discontinua di personale), ubicati entro 500 m di distanza dal più prossimo aerogeneratore. Tali edifici sono stati selezionati in base alle loro caratteristiche tipologico-costruttive, escludendo i fabbricati palesemente riconducibili a depositi, magazzini e/o ricoveri per animali.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 27 di 58

Nella Tabella 9.1 sono riportate le caratteristiche dei ricettori presi in considerazione per le verifiche previste dalla normativa mentre la Tabella 9.2 riporta un quadro sinottico delle distanze degli aerogeneratori in progetto rispetto ai ricettori individuati.

Tabella 9.1 – Potenziali ricettori rappresentativi esposti alla rumorosità dell'impianto eolico, ubicati entro una distanza di 1.000 m dagli aerogeneratori in progetto

Ricettore	Comune	Coordinate GB Est	Coordinate GB Nord	WTG più prossimo	Distanza dalla torre eolica	Classe	Limiti assoluti di immissione	
					[m]		acust.	[dBA]
							Diurno	Notturmo
F128	Bitti	1.525.049	4.480.691	BAP4	265	III	60	50
F161	Bitti	1.526.838	4.481.071	BAP8	698	III	60	50
F167	Bitti	1.528.314	4.482.481	BAP9	487	III	60	50
F31	Bitti	1.526.487	4.482.427	BAP7	385	III	60	50
F33	Bitti	1.527.619	4.482.174	BAP9	497	III	60	50
F37	Bitti	1.528.292	4.482.521	BAP9	514	III	60	50
F39	Bitti	1.528.335	4.481.913	BAP9	270	III	60	50
F68	Bitti	1.525.133	4.480.678	BAP4	319	III	60	50
F69	Bitti	1.525.093	4.480.658	BAP4	314	III	60	50

Note:

- sono indicati in rosso i fabbricati in corrispondenza dei quali le verifiche di impatto acustico hanno riguardato i periodi diurno e notturno (Fabbricati con cat. Catastale "A3");

- gli ulteriori edifici si riferiscono a corpi edilizi di supporto all'attività agricola (categorie catastali "C" o "D") con presenza discontinua di personale rispetto a cui si è proceduto alla verifica dei limiti di legge nel solo periodo diurno.

L'esame della Tabella 9.1 mette in evidenza come tutti i ricettori con potenziale presenza di persone nel periodo di riferimento notturno (F161 e F37) siano ubicati a distanze superiori ai 500 metri dagli aerogeneratori in progetto, in accordo con i criteri indicati dalla DGR 3/17 del 2009. Per gli altri fabbricati, rispetto a cui non è riscontrabile una presenza stabile di persone, la predetta D.G.R. non impone l'osservanza di specifiche distanze di rispetto.




COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 28 di 58

Tabella 9.2 – Distanze in metri degli aerogeneratori in progetto rispetto ai ricettori rappresentativi individuati

Ricettore	BAP1	BAP2	BAP3	BAP4	BAP5	BAP6	BAP7	BAP8	BAP9	BAP10	BAP11
F128	1884	1287	727	265	1689	1199	2540	2351	3337	3173	3129
F161	3040	2587	2215	1900	2342	1512	1783	698	1593	1348	1319
F167	4265	4029	3868	3709	3425	2884	1894	1387	487	1022	1437
F31	2437	2237	2175	2148	1597	1161	385	1023	1657	1892	2163
F33	3567	3295	3113	2949	2735	2140	1332	660	497	860	1243
F37	4245	4014	3860	3706	3405	2873	1866	1393	514	1057	1474
F39	4298	3989	3753	3530	3475	2825	2089	1176	270	484	878
F68	1941	1346	788	319	1712	1182	2506	2281	3266	3096	3048
F69	1936	1339	780	314	1727	1214	2544	2326	3311	3139	3090

Note:

- sono indicati in rosso i fabbricati con categoria catastale "A" o con potenziale presenza stabile di persone nel periodo di riferimento notturno, in corrispondenza dei quali le verifiche di impatto acustico hanno riguardato i periodi diurno e notturno;
- gli ulteriori edifici si riferiscono a corpi edilizi di supporto all'attività agricola (categorie catastali "C" o "D") rispetto a cui si è proceduto alla verifica dei limiti di legge nel solo periodo diurno.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI - AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 29 di 58

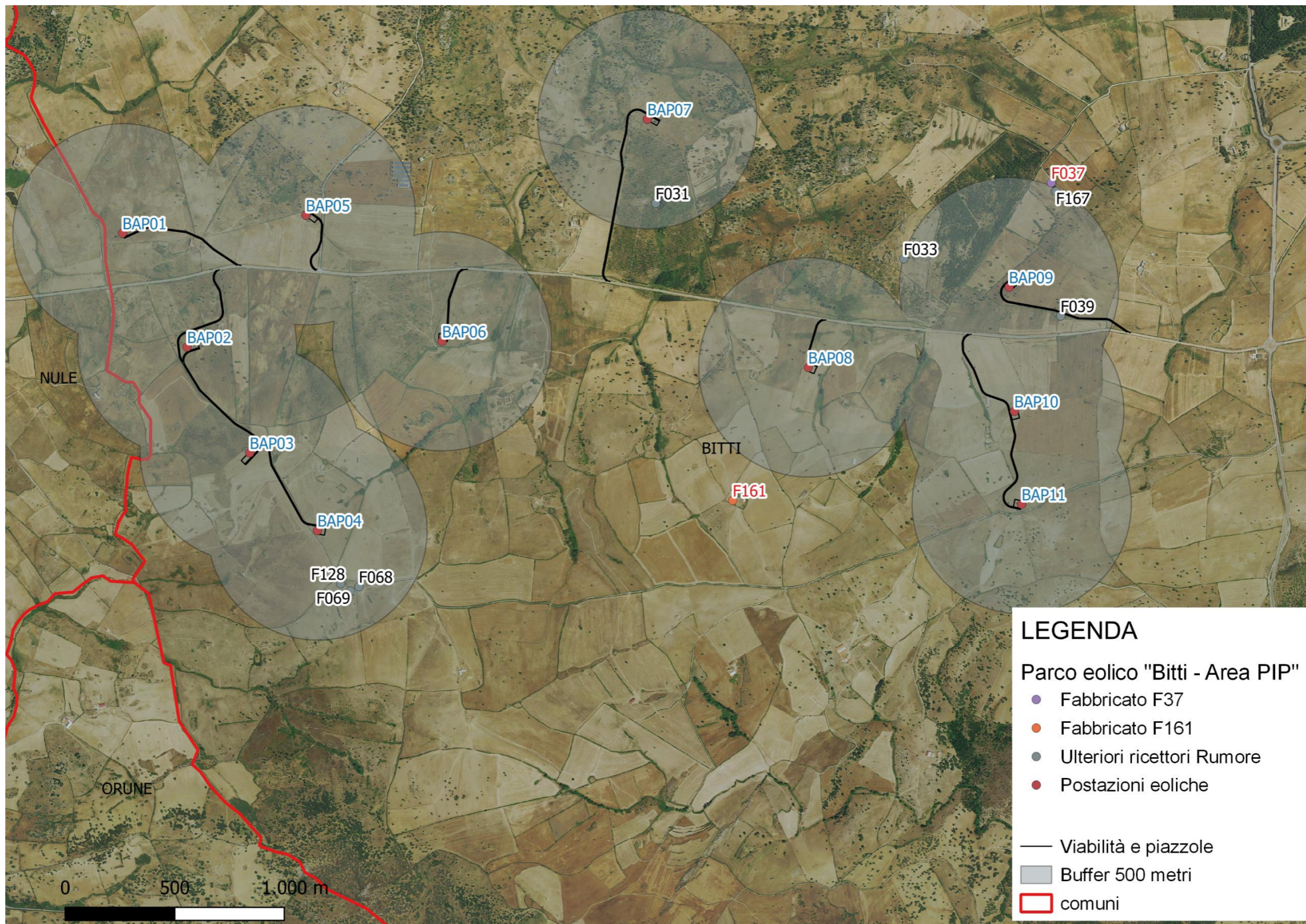






Figura 9.1 – Individuazione planimetrica dei ricettori di impatto acustico

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 30 di 58	

10 PRINCIPALI SORGENTI SONORE GIÀ PRESENTI NELL'AREA DI STUDIO

Nell'area direttamente interessata dall'impianto in progetto non sono presenti sorgenti sonore significative, eccezion fatta per alcuni impianti minieolici installati in corrispondenza di alcuni corpi aziendali a supporto delle attività agricole.

Il territorio è attraversato, inoltre, dalla strada SP40 nonché da strade rurali a bassissimo traffico veicolare, del tutto ininfluenti rispetto al clima acustico della zona.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 31 di 58

11 CALCOLO PREVISIONALE DEI LIVELLI SONORI GENERATI DALL'OPERA NEI CONFRONTI DEI RICETTORI E DELL'AMBIENTE CIRCOSTANTE

11.1 Premessa

Come evidenziato in sede introduttiva, il campo sonoro determinato dal funzionamento degli aerogeneratori è stato dapprima stimato mediante un modello di simulazione basato sugli algoritmi contenuti nella norma ISO 9613-2 e quindi utilizzabile per le valutazioni di impatto acustico che richiedono il calcolo della propagazione del rumore in ambiente esterno.

Ai fini della stima dei livelli sonori in corrispondenza dei ricettori individuati nell'area di influenza dell'impianto eolico, l'analisi previsionale è stata integrata dalle risultanze del modello di propagazione Nord 2000, avuto riguardo delle indicazioni sulla scelta dei modelli di propagazione contenute nelle Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici pubblicate dall'ISPRA nel 2013.

11.2 Ricostruzione del campo sonoro con il modello Windpro-DECIBEL basato sulla UNI ISO 9613-2:2006



La stima del campo sonoro determinato dal funzionamento degli aerogeneratori è stata condotta mediante il programma di calcolo Windpro-DECIBEL, appositamente studiato per la modellizzazione del campo acustico generato da impianti eolici.

Il modello consente di calcolare le emissioni sonore imputabili ad un impianto eolico e di verificare il rispetto dei limiti stabiliti dalla normativa vigente in materia di inquinamento acustico.

Per quanto concerne il metodo di calcolo, il modello si basa sul metodo prescritto dalla norma ISO 9613-2:1996 (*Attenuation of sound during propagation outdoors – Part 2: General method of calculation*), adottata dall'UNI nella versione in lingua italiana UNI ISO 9613-2:2006 (*Attenuazione sonora nella propagazione all'aperto – Part 2: Metodo generale di calcolo*). La sopraccitata norma, pertanto, possiede anche lo status di norma nazionale italiana.

Il modello consente la visualizzazione dei risultati attraverso la restituzione della mappa delle curve isovalore corrispondenti al campo acustico generato dall'impianto eolico e calcola il campo del livello di pressione sonora equivalente ponderato "A" generato da un impianto eolico, con la possibilità di tenere in considerazione, secondo gli algoritmi presenti nella norma ISO 9613, i seguenti effetti:

- divergenza geometrica;
- assorbimento atmosferico;
- effetto del suolo;

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 32 di 58

- presenza di schermi singoli o doppi;
- presenza di zone edificate, industriali, alberate.

Il programma, infine, permette di introdurre nel modello di calcolo il livello del rumore residuo, consentendo di effettuare la verifica previsionale in merito al rispetto del criterio differenziale, in corrispondenza di eventuali ricettori presenti in prossimità dell'impianto eolico. Nel caso di ricettori rappresentati da centri abitati, il programma consente di introdurre un ricettore areale rappresentato dalle coordinate corrispondenti al baricentro dell'area individuata come ricettore.

11.2.1 Orografia

L'area in cui sarà realizzato l'intervento presenta una morfologia debolmente ondulata che localmente può influenzare la propagazione delle onde sonore. La simulazione è stata pertanto effettuata introducendo nel modello l'orografia dell'area.

11.2.2 Effetto suolo

L'effetto suolo è stato introdotto nei calcoli evitando di utilizzare caratteristiche completamente assorbenti, quanto piuttosto una situazione intermedia espressa da un valore del coefficiente di assorbimento del suolo pari a $G=0.5$, in coerenza con le indicazioni della norma tecnica UNI/TS 11143-7 "Metodo per la stima dell'impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti – Parte 7: Rumore degli aerogeneratori" – Febbraio 2013 (punto 5.2.4).

11.2.3 Attenuazione per assorbimento in atmosfera



Il coefficiente di attenuazione atmosferica dipende fortemente dalla frequenza del suono, dalla temperatura ambiente e dall'umidità relativa dell'aria, e soltanto debolmente dalla pressione ambiente. Per il calcolo dei livelli di rumore ambientale, il coefficiente di attenuazione atmosferica dovrebbe essere basato sui valori medi delle condizioni climatiche ambientali del luogo. I calcoli mediante il programma di simulazione sono stati effettuati nelle condizioni standard della norma ISO 9613, pertanto, nelle seguenti condizioni climatiche:

- Temperatura = 10°C;
- Umidità relativa = 70%.

Tali condizioni possono essere assunte come rappresentative delle condizioni climatiche medie. Si ritiene opportuno evidenziare che, rispetto alle condizioni estive, quando l'effetto di attenuazione per assorbimento in atmosfera è maggiore, tale situazione è meno favorevole.

11.3 Il modello Nord2000

Di seguito si ripropone la descrizione del modello di propagazione sonora Nord2000 fornita nelle

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 33 di 58

“Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell’impatto acustico degli impianti eolici” elaborate da ISPRA nel 2013.

Il modello di propagazione sonora Nord2000 è stato sviluppato a partire dal 1996 dalla società danese Delta, su iniziativa del Consiglio Nordico dei Ministri, organo istituzionale di cooperazione intergovernativa che dal 1971 coinvolge Danimarca, Finlandia, Islanda, Norvegia and Svezia. Lo scopo del progetto era quello di implementare una nuova generazione di metodi di previsione del rumore ambientale sulla base dei risultati ottenuti dai precedenti modelli degli anni '70 e dei primi anni '80, abbandonando l’approccio empirico ed utilizzando algoritmi teorici di calcolo in banda di frequenza.



Il modello di propagazione Nord2000 presenta delle differenze e delle caratteristiche aggiuntive rispetto al modello di propagazione proposto dalla norma ISO 9613-2, che risulta oggi il metodo di calcolo più largamente utilizzato, adottato anche a livello internazionale da molti regolamenti legislativi e standard tecnici per una grande varietà di sorgenti, tra cui anche gli aerogeneratori (cfr. par. 11.2). Proprio per questi ultimi, il modello Nord2000 presenta delle peculiarità aggiuntive che lo rendono meglio adattabile al caso specifico (ISPRA, 2013). Di seguito si riportano le caratteristiche comuni e le differenze sostanziali tra i due modelli.

Entrambi i modelli operano per sorgenti puntiformi e possono estendere il concetto di sorgente puntiforme alle sorgenti lineari e areali. Il calcolo eseguito con il modello Nord2000 comprende le bande di terzi d’ottava di frequenze centrali comprese tra 25 Hz e 10 kHz e risulta quindi più dettagliato rispetto al calcolo con modello ISO, il quale viene effettuato in bande d’ottava con frequenze centrali comprese tra 63 Hz e 8kHz: il Nord2000 comprende sia un intervallo più ampio dello spettro dell’udibile, sia una maggiore risoluzione spettrale, con un numero di valori dei livelli di banda che risulta all’incirca il triplo rispetto ai valori in ottava.

Dal punto di vista dei contributi di attenuazione nel percorso di propagazione sonora, caratteristiche comuni ad entrambi i modelli sono la divergenza geometrica, calcolata ovviamente con la legge propria della sorgente puntiforme, e l’attenuazione da parte dell’atmosfera, basata sui valori in funzione della distanza dettati dalla norma ISO 9613-1.

L’attenuazione del suolo viene invece calcolata in modo differente dai due modelli, adottando il Nord2000 un approccio analitico più complesso.

Uno dei principali vantaggi del modello Nord2000 rispetto al modello ISO è quello di considerare in modo più dettagliato l’effetto delle condizioni meteorologiche e in particolare del vento, che risulta di estrema importanza nel caso degli impianti eolici. Il modello ISO permette il calcolo delle sole condizioni sottovento (vento che soffia in direzione sorgente-ricevitore) e considera le condizioni rappresentative di quelle favorevoli per la propagazione del suono. I livelli calcolati $L_{AT}(DW)$ (DW = Down Wind, sottovento) si riferiscono alle condizioni medie per una velocità del vento compresa tra 1 e 5 m/s, misurata ad un’altezza compresa tra 3 e 11 m, con

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 34 di 58

direzione entro un angolo di $\pm 45^\circ$ rispetto alla congiungente sorgente-ricevitore. Oltre al calcolo in queste condizioni moderatamente favorevoli, la norma propone un calcolo dei livelli a lungo termine, in modo da tenere conto della varietà di condizioni meteo che si presentano durante un arco di tempo lungo, dell'ordine di molti mesi o di un anno. A tale scopo viene introdotto un termine di correzione meteorologica sul lungo periodo C_{met} che tiene conto della percentuale del periodo in cui si verificano condizioni meteorologiche favorevoli o meno alla propagazione del suono, calcolato sulla base delle statistiche meteorologiche del sito in funzione della disposizione geometrica di sorgente e ricevitore.

Il Nord2000 presenta un approccio molto più sofisticato riguardo alle condizioni meteo; le variabili prese in considerazione dal modello di propagazione sono:



- velocità media del vento nella direzione di propagazione e altezza alla quale il valore si riferisce;
- deviazione standard della variazione della velocità del vento;
- temperatura del terreno;
- gradiente medio di temperatura;
- deviazione standard della variazione del gradiente di temperatura;
- intensità della turbolenza dovuta rispettivamente al vento e alla temperatura;
- umidità relativa dell'aria.

Data la difficoltà a procedere alla stima di più parametri tra quelli sopra riportati, per alcuni di essi, in mancanza di dati specifici, il modello impone dei valori costanti appropriati (deviazione standard della velocità del vento e del gradiente di temperatura e parametri di intensità della turbolenza) mentre altri sono dedotti indirettamente basandosi su una serie di descrizioni appropriate che corrispondono ognuna a valori specifici (gradiente di temperatura).

Per tenere conto degli effetti meteorologici il modello considera il percorso dei raggi sonori e la curvatura che questi subiscono per effetto della variazione di velocità o della rifrazione dell'aria. Di conseguenza, il modello di propagazione Nord2000 consente il calcolo dei livelli sonori sia in condizioni sottovento che sopravvento, calcolando le zone di concentrazione dei raggi sonori e di ombra acustica. Come già accennato, questa caratteristica è riconosciuta di fondamentale utilità nel caso degli aerogeneratori, soprattutto per quanto riguarda il calcolo previsionale dei livelli effettuato in fase di valutazione preventiva.

La curvatura dei raggi sonori lungo il percorso di propagazione è tenuta in considerazione anche nel caso di presenza di schermature, a differenza del modello ISO in cui vengono valutate solo le condizioni geometriche e non quelle meteorologiche.

Infine, un aspetto parimenti importante dal punto di vista dell'applicabilità di tali modelli al caso specifico delle turbine eoliche, riguarda l'altezza della sorgente e la distanza limite per la loro applicazione, che nel caso specifico raggiungono entrambi valori molto elevati (100 m e oltre per

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 35 di 58

l'altezza della sorgente, 1-2 km per la distanza di propagazione). Il metodo ISO nasce come modello di propagazione generale per sorgenti vicine al terreno, con un'altezza da terra della sorgente che non dovrebbe eccedere i 30 m, circostanza non riferibile agli aerogeneratori di grande taglia, contraddistinti da un'altezza della torre sempre superiore. La distanza massima di valutazione dei livelli si attesta intorno ai 1000 m: oltre tale distanza l'accuratezza diminuisce dando luogo a valori eccessivamente variabili per un confronto oggettivo con dei limiti stabiliti. Il modello Nord2000 anche in questo caso risulta più adattabile: da un lato permette di considerare sorgenti anche di ragguardevole altezza rispetto al terreno, dall'altro l'accuratezza dei livelli calcolati a grande distanza può essere incrementata approfondendo lo studio delle variabili meteorologiche e fissando valori adeguati.



Nel report di validazione del modello Nord2000 applicato al caso degli aerogeneratori vengono messi a confronto i valori dei livelli calcolati con entrambi i modelli di propagazione nel caso di un impianto esistente su terreno erboso pianeggiante, ad un'altezza di 50 m, confrontando i risultati ottenuti con le misure sul campo. Dai risultati si deduce come i valori modellati con il Nord2000 siano praticamente coincidenti con quelli misurati per le frequenze tra 500 e 2000 Hz, rimanendo a favore di sicurezza per le altre frequenze. I valori ottenuti con il modello ISO presentano generalmente scostamenti maggiori e non si mantengono a favore di sicurezza, risultando quasi sempre più bassi dei valori rilevati sul campo. Le differenze più significative tra i due modelli si manifestano comunque nel caso di propagazione sopravento: il modello Nord2000 estende l'intervallo di frequenze per le quali manifesti valori coincidenti a quelli misurati, che va da 250 a 2000 Hz, mentre il modello ISO presenta scostamenti ancora maggiori in conseguenza della non validità del modello per le condizioni sopravento.

Nell'applicazione del modello di propagazione Nord2000 al caso degli aerogeneratori, infine, non sono state riscontrate differenze apprezzabili modellando la turbina eolica come un'unica sorgente puntiforme posta al centro della navicella oppure considerando la sorgente aerale rappresentata dall'area spazzata dalle pale.

In conclusione, le Linee Guida ISPRA evidenziano come l'applicazione del modello Nord2000 potrebbe condurre a risultati più affidabili rispetto al modello ISO, specialmente nelle condizioni di propagazione sopravento e nei casi in cui l'altimetria del terreno e le situazioni meteorologiche conducono a scenari di propagazione sonora molto complessi.

11.4 Clima acustico esistente

Ai fini della valutazione previsionale dell'impatto acustico, si è proceduto all'esecuzione di misure strumentali finalizzate alla stima dei livelli del rumore residuo in prossimità di alcuni fabbricati rappresentativi. A tal fine sono state eseguite specifiche misurazioni fonometriche, condotte materialmente dall'ing. Antonio Dedoni, tecnico competente in acustica ambientale. I rilievi

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 36 di 58

fonometrici sono stati eseguiti nel periodo di riferimento diurno e notturno dal 27 Luglio al 2 Agosto 2020. Come espressamente richiesto dal D.M. 16.03.1998, le misure sono state eseguite in condizioni di velocità del vento al suolo inferiori ai 5 m/s.

I rilievi sono stati eseguiti con un fonometro Larson Lavis 831 di classe 1, conforme alle Norme IEC 651/79 e 804/85 (CEI EN 60651/82 e CEI EN 60804/99). Sono state inoltre registrate le tracce audio al superamento di una soglia minima prefissata.

I dati meteo sono stati misurati con una stazione Davis Vantage Pro 2, associata ad un anemometro ultrasonico DZP, posizionato ad una altezza di 4m, con un'accuratezza di misura del vento pari a 0,12 m/s



Le postazioni di misura sono state ubicate in corrispondenza dei fabbricati individuati ai seguenti codici identificativi (vedasi allegato Report di misura): F69 (Postazione P1), F131 (Postazione P2) e F93 (Postazione P3) in Comune di Bitti. La scelta dei punti di misura è stata improntata all'analisi delle situazioni di maggiore interesse rispetto all'impatto acustico, avuto riguardo della indispensabile disponibilità dei proprietari degli immobili, definendo il posizionamento delle stazioni secondo i seguenti criteri:

- assicurare una buona copertura delle misure nella porzione di territorio sottovento rispetto agli aerogeneratori, rispetto ai venti dominanti provenienti dal settore occidentale, maggiormente esposta alla rumorosità dell'impianto;
- garantire una accettabile rappresentatività spaziale delle misure in relazione all'area di influenza acustica del parco eolico.

Rimandando all'allegato Report di misura per maggiori approfondimenti, si richiamano nel seguito i livelli sonori registrati in relazione ai seguenti descrittori: $L_{Aeq, TR}$, L_{A90} e L_{A95} . Tutte le misurazioni sono state arrotondate a 0,5 dB come stabilito dall'Allegato B, punto 3 del DPCM 01/03/1991.

Tabella 11.1 – Risultanze dei rilievi fonometrici eseguiti presso i fabbricati F69 e F131 e F93

N.	Postazione	Descrizione	Classe acustica	Data	TR	$L_{Aeq,T}$	$L_{A90,T}$	$L_{A95,T}$
1	F69	Fabbricato	III	31 Luglio – 02 Agosto	Diurno	52,0	40,0	38,0
					Notturmo	25,00	21,00	21,0
2	F131	Fabbricato	III	27-29 Luglio	Diurno	40,0	31,0	30,5
					Notturmo	31,5	27,5	27,0
3	F93	Fabbricato	III	29-31 Luglio	Diurno	48,0	31,5	31,0
					Notturmo	36,5	34,5	34,0

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 37 di 58

Come noto, l'andamento del rumore residuo risente dell'azione del vento in relazione alla morfologia ed alle caratteristiche di copertura del suolo ed utilizzo del territorio: si ha infatti una rumorosità dovuta all'interazione del vento con la vegetazione e con ostacoli naturali o artificiali. L'entità di questo rumore è, in generale, crescente al crescere della velocità del vento.

Come evidenziato nelle norme tecniche di riferimento, poiché sia il rumore residuo, cioè il rumore generato dal vento a macchine ferme, sia la rumorosità emessa dagli aerogeneratori sono funzione della velocità del vento, occorre che i rilievi di rumore siano correlati a tale parametro.

Allo scopo, i parametri velocità del vento all'anemometro ed al suolo sono stati ottenuti su blocchi di tempo consecutivi di durata $T_p=10$ min.

I dati così acquisiti, a diverse velocità del vento, sono stati assegnati a due gruppi omogenei, riferiti al tempo di riferimento notturno e diurno.

All'interno di ciascun gruppo omogeneo, i valori misurati di $L_{Aeq,10}$ (così come di $L_{90,10}$ e $L_{95,10}$), depurati dei dati con condizioni meteo avverse o con valori anomali, sono stati successivamente suddivisi in classi di velocità del vento.

I grafici seguenti riportano l'andamento dei livelli sonori misurati in funzione della velocità del vento nei periodi di riferimento diurno e notturno, relativamente ai descrittori L_{Aeq} e L_{90} .

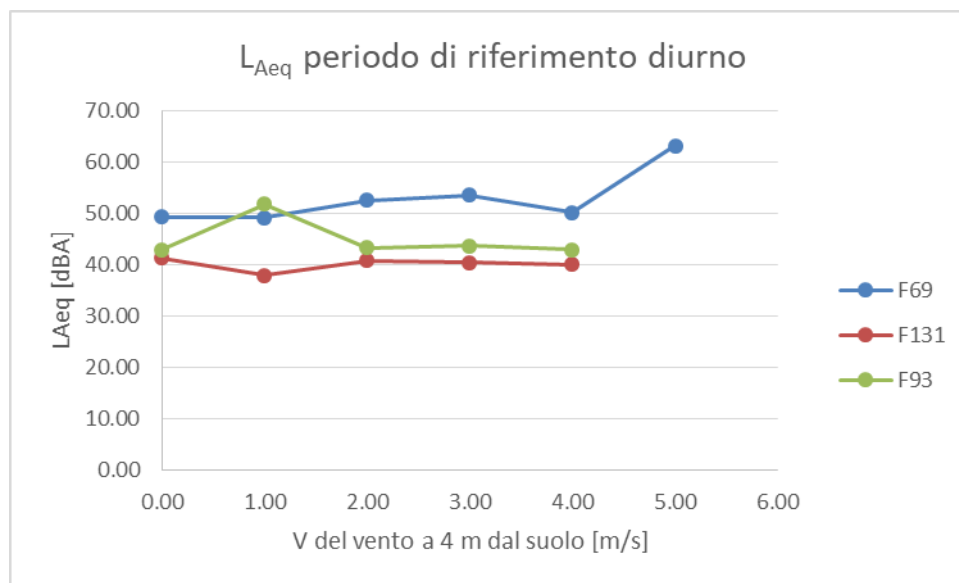



Figura 11.1 – Andamento del parametro L_{Aeq} in funzione della velocità del vento in corrispondenza dei punti di misura – Periodo di riferimento diurno

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.L.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 38 di 58	

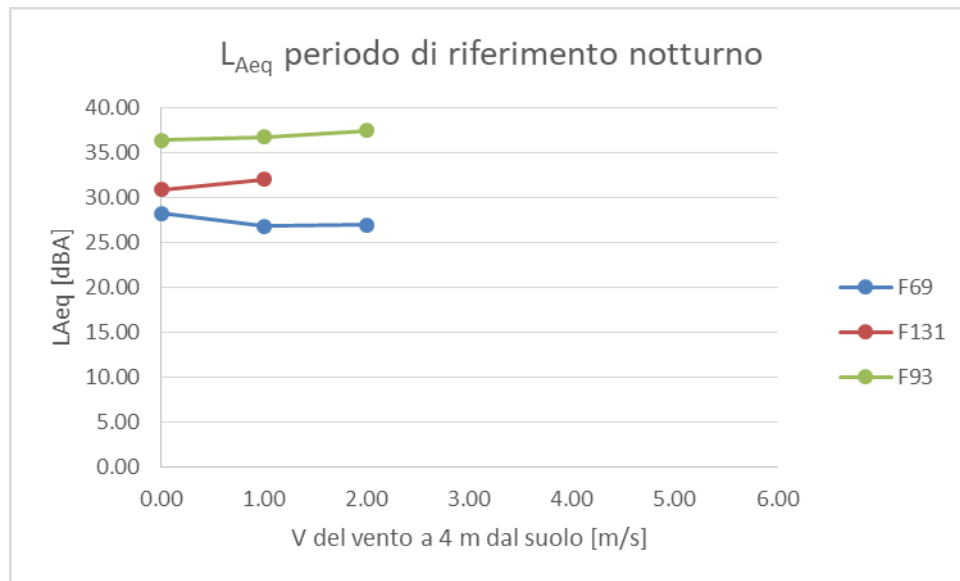


Figura 11.2 - Andamento del parametro L_{Aeq} in funzione della velocità del vento in corrispondenza dei punti di misura – Periodo di riferimento notturno

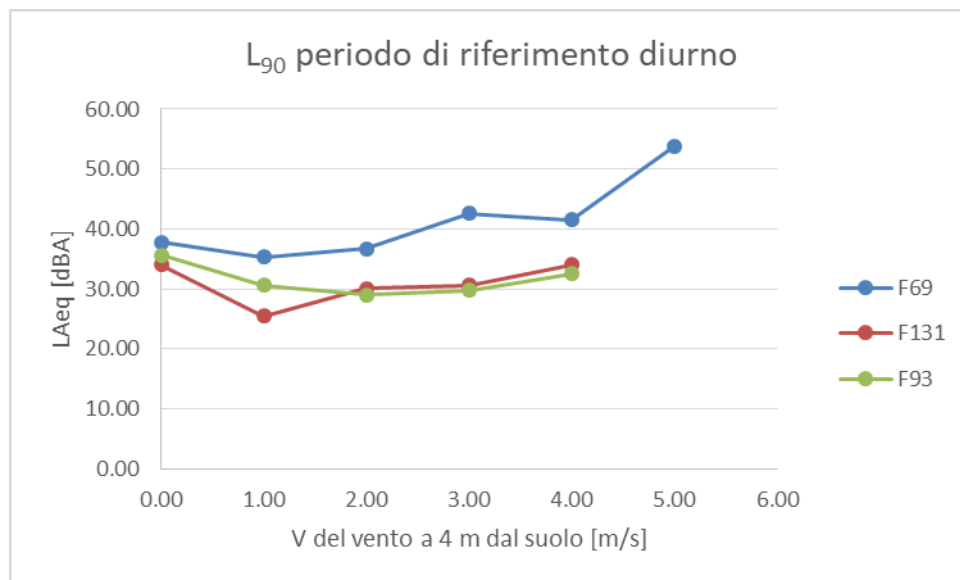



Figura 11.3 - Andamento del parametro L_{90} in funzione della velocità del vento in corrispondenza dei punti di misura – Periodo di riferimento diurno

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.L.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 39 di 58

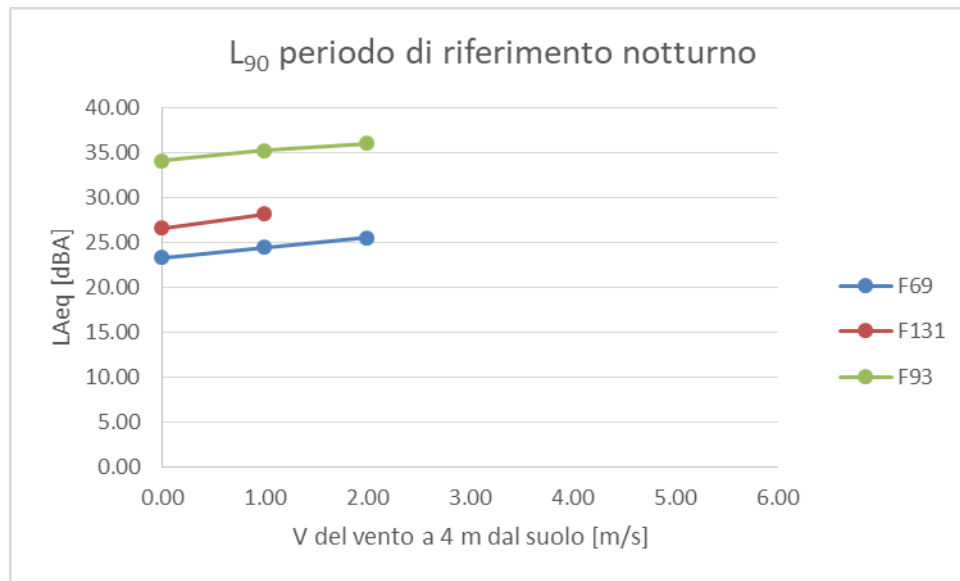

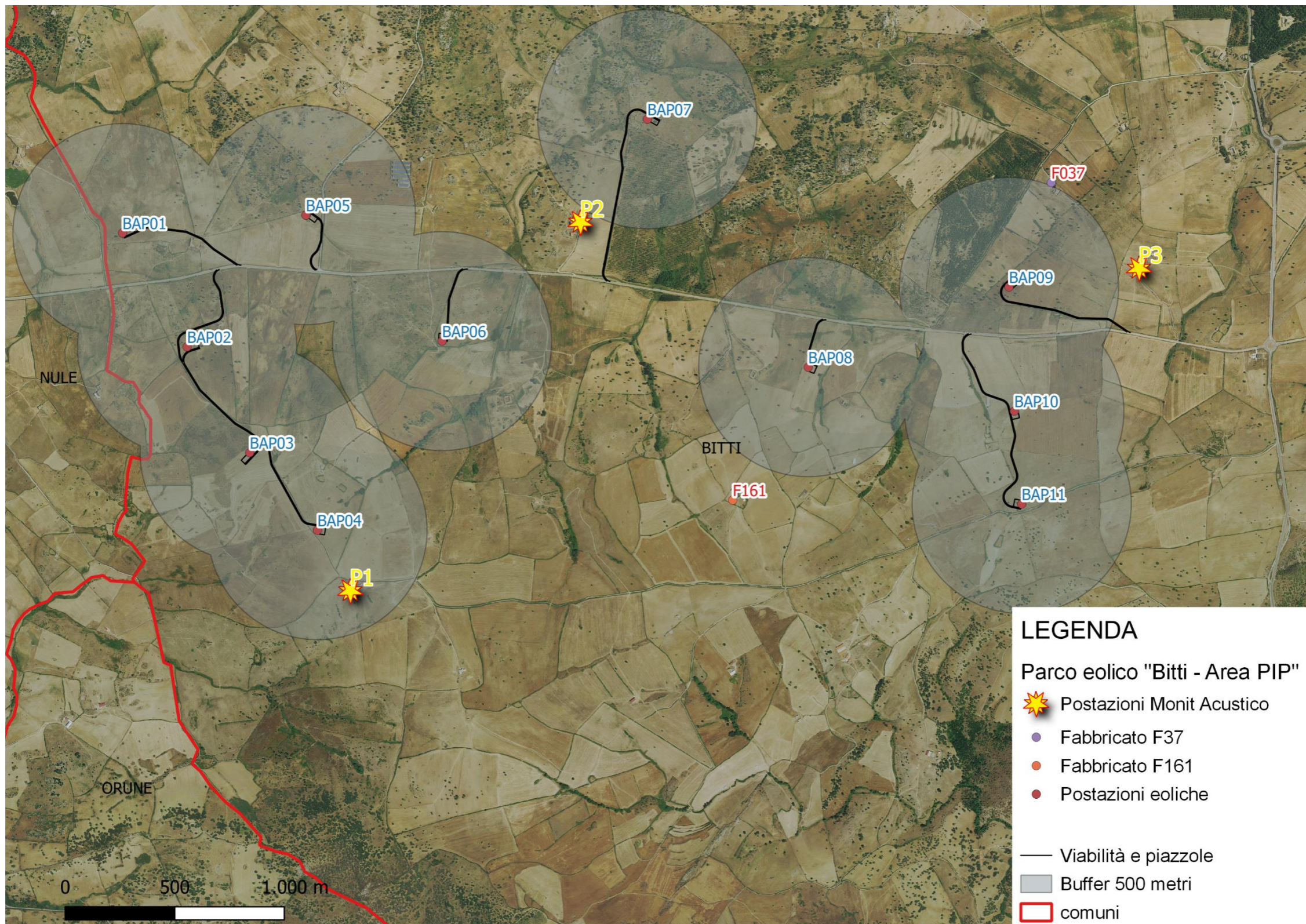


Figura 11.4 - Andamento del parametro L_{90} in funzione della velocità del vento in corrispondenza dei punti di misura – Periodo di riferimento notturno

L'analisi dei dati misurati suggerisce le seguenti osservazioni:





- nel periodo di riferimento diurno i valori di L_{Aeq} riferiti alle varie classi di velocità del vento oscillano tra un valore minimo di 38,0 dBA e un valore massimo di 63,2 dBA, registrati rispettivamente in corrispondenza del ricettore F131 e F69. Nei ricettori F69 e F93 i livelli di rumore nel periodo diurno sono influenzati dall'attività lavorativa e dalla presenza di animali (cani ed uccellini). Entrambi i ricettori possono ritenersi rappresentativi delle condizioni di rumorosità media del territorio. Il ricettore F131 ha evidenziato una rumorosità inferiore a causa della maggiore distanza dalle zone lavorative.
- nel periodo di riferimento notturno, in corrispondenza dei ricettori F69 e F131, i valori di L_{Aeq} riferiti alle varie classi di velocità del vento oscillano tra i 28,5 dBA e i 32,0 dBA, con una media aritmetica di 30 dBA, denotando condizioni di estrema quiete; il ricettore F93 presenta anch'esso condizione di estrema quiete ma ha registrato una rumorosità superiore a causa della presenza di cani ed uccelli.
- l'andamento degli L_{Aeq} non mostra alcuna evidente correlazione con la velocità del vento in corrispondenza di tutti i ricettori, sia nel periodo diurno che nel periodo notturno. Al riguardo si segnala l'assenza di vegetazione arborea in corrispondenza delle postazioni di misura;
- una certa tendenza all'aumento dei valori di L_{90} nel periodo di riferimento notturno al crescere della velocità del vento è stata riscontrata in corrispondenza dei ricettori F69 e F93 (Figura 11.34).

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)	GREEN ENERGY SARDEGNA 2 S.r.l.	OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI - AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 40 di 58



LEGENDA

Parco eolico "Bitti - Area PIP"

-  Postazioni Monit Acustico
-  Fabbricato F37
-  Fabbricato F161
-  Postazioni eoliche






-  Viabilità e piazzole
-  Buffer 500 metri
-  comuni

Figura 11.5 – Ubicazione delle postazioni di monitoraggio acustico

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 41 di 58

11.5 Risultati

Ai fini della verifica del rispetto delle soglie di legge, le simulazioni condotte sono state riferite a condizioni di ventosità al mozzo $V_{Hub} \geq 9$ m/s, situazione corrispondente alle condizioni di massima rumorosità delle macchine previste dalla proposta eolica in esame (cfr. par. 6.2).

I risultati della simulazione eseguita con il modello Windpro-DECIBEL basato sulla UNI 9613-2:2006 sono illustrati planimetricamente nell'Elaborato RS-1 - All.1 (Campo sonoro previsionale generato dall'impianto eolico), ove sono rappresentati i livelli di rumore prevedibili a seguito dell'entrata in esercizio degli aerogeneratori. La mappa riporta le curve ad ugual valore del livello di pressione sonora ponderato A con intervallo di 1 dBA.

Dall'analisi della mappa del campo sonoro si evince che al piede delle torri di sostegno il livello di pressione sonora atteso è dell'ordine dei 54 dBA.

Ai fini delle verifiche previsionali di impatto acustico in corrispondenza dei ricettori rappresentativi, individuati in accordo con i criteri indicati al capitolo 9, si è fatto ricorso al modello Nord2000, che parrebbe prospettare risultati più affidabili e conservativi rispetto al modello ISO, specialmente nelle condizioni di propagazione sopravento rispetto ai ricettori.

I risultati numerici delle simulazioni modellistiche, condotti con riferimento a ciascuno dei modelli utilizzati sono riportati in Appendice.

11.5.1 Verifica previsionale del limite assoluto di emissione

Ai sensi dell'art. 2 della Legge quadro sull'inquinamento acustico (L. n. 447/1995) il "valore limite di emissione" è il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa.



Il D.P.C.M. 14.11.97 ("Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"), stabilisce inoltre che *"i rilevamenti e le verifiche sono effettuati in corrispondenza degli spazi utilizzati da persone e comunità"*.

Nel seguito, pertanto, la verifica previsionale circa il rispetto del limite assoluto di emissione per la specifica classe acustica sarà condotta in prossimità della sorgente ed in corrispondenza del più prossimo ricettore rappresentativo.

Verifica dei livelli sonori in corrispondenza della sorgente

I valori massimi del livello di pressione sonora ponderati A raggiungono i 54 dBA in corrispondenza del piede delle torri di sostegno.

Rispetto a quanto stabilito dal Piano di zonizzazione acustica vigente nel Comune di Bitti, gli

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 42 di 58

aerogeneratori proposti ricadono tutti in Classe acustica III - Aree di tipo misto, nella quale si applicano i limiti di emissione indicati in Tabella 8.6 e di seguito richiamati.

		Classe III [dB(A)]
Limite assoluto di emissione	Diurno (06.00 – 22.00)	55
	Notturno (22.00 – 06.00)	45

Sulla base delle stime condotte, pertanto, in corrispondenza della sorgente sonora, il limite di assoluto di emissione per il periodo diurno riferito alla Classe III, pari a 55 dB(A), risulterebbe rispettato. Viceversa, nelle condizioni di massima rumorosità attesa, il limite attualmente consentito per il periodo notturno, pari a 45 dB(A), risulterebbe superato.

Nella prospettiva di realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto eolico, pertanto, ove ritenuto necessario dagli Enti competenti e in analogia con quanto ordinariamente attuato in corrispondenza di impianti eolici ricadenti nell'agro, dovrebbe prevedersi una variante del Piano di Classificazione Acustica del comune interessato, con oneri in capo alla società proponente. In tale scenario, ai fini di armonizzare la classificazione acustica con le condizioni di utilizzo del territorio delineate dal progetto, detta variante potrebbe attuarsi nell'ambito del procedimento di Autorizzazione Unica in accordo con la disciplina dettata dall'art. 12 c. 3 del D.Lgs. 387/2003⁵.

Verifica dei livelli sonori in corrispondenza dei ricettori rappresentativi

Sulla base del contributo sonoro dell'impianto eolico in corrispondenza dei ricettori rappresentativi individuati, restituito dal modello di calcolo Nord2000 nella condizione di esposizione più sfavorevole rispetto alla direzione di provenienza del vento, la Tabella seguente riassume le verifiche circa il rispetto del limite assoluto di emissione.

⁵ La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico [OMISSIS]





COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 43 di 58

Tabella 11.2 – Verifica del limite assoluto di emissione in corrispondenza dei ricettori rappresentativi individuati (sono indicati in rosso gli edifici con categoria catastale “A”)

N.	Ricettore	Comune	Categoria catastale	Classe acustica	Limite Classe acustica Diurno [dBA]	Limite Classe acustica Notturno [dBA]	L _{p-WTG} [dBA]	Condizioni di vento	Rispetto limite assoluto di emissione DIURNO	Rispetto limite assoluto di emissione NOTTURNO
1	F128	Bitti	D10	III	55	45	46,5	SE-NE	SI	N.A.
2	F161	Bitti	A3	III	55	45	39,2	NE	SI	SI
3	F167	Bitti	D10	III	55	45	41,5	SW	SI	N.A.
4	F31	Bitti	Terreno	III	55	45	43,4	SW	SI	N.A.
5	F33	Bitti	D10	III	55	45	42,9	SE-SW	SI	N.A.
6	F37	Bitti	A3	III	55	45	41,1	SW	SI	SI
7	F39	Bitti	D10	III	55	45	47	SE-NW-SW	SI	N.A.
8	F68	Bitti	D10	III	55	45	45	SE-NE	SI	N.A.
9	F69	Bitti	D10	III	55	45	45,1	SE-NE-NW	SI	N.A.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 44 di 58

Dall'esame dei dati riportati in Tabella 11.2 si osserva come il limite assoluto di emissione, applicabile nei periodi di riferimento diurno e/o notturno in funzione della destinazione d'uso dello specifico edificio, sia rispettato in corrispondenza di tutti i fabbricati.

11.5.2 Verifica previsionale del rispetto del limite assoluto di immissione sonora

Ai termini della L. 447/95, i valori limite di immissione si riferiscono al valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori.

I limiti da rispettare in corrispondenza dei ricettori, tutti ubicati in territorio di Bitti, sono quelli previsti per la Classe acustica III dal relativo PCA, riportati in Tabella 8.6 e di seguito richiamati.



		Classe III [dB(A)]
Limite assoluto di immissione	Diurno (06.00 – 22.00)	60
	Notturno (22.00 – 06.00)	50

Ai fini dell'attribuzione dei livelli di rumore residuo agli edifici è stato adottato un criterio di rappresentatività spaziale delle misure, trattandosi di un territorio agricolo sostanzialmente omogeneo rispetto alle condizioni d'uso ed alla presenza di sorgenti sonore:

- Postazione di misura N. 1, considerata rappresentativa dei fabbricati ubicati nel settore occidentale del parco eolico (F69, F68, 128).
- Postazione di misura N. 2, considerata rappresentativa dei fabbricati ubicati nel settore mediano del parco eolico (F31, F161).
- Postazione di misura N. 3, considerata rappresentativa dei fabbricati ubicati nel settore orientale del parco eolico (F33, F39, F167, F37).

La Tabella 11.3 riepiloga le risultanze della verifica del rispetto dei limiti assoluti di immissione in corrispondenza dei ricettori rappresentativi considerati.

Dall'esame delle risultanze delle analisi condotte si evince come in corrispondenza di tutti i ricettori rappresentativi i livelli assoluti di immissione stimati risultano inferiori ai limiti di riferimento, sia nel periodo diurno che in quello notturno.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 45 di 58	

Per quanto precede si ritiene che il limite assoluto di immissione sarà rispettato in tutti i ricettori considerati sia nel periodo diurno che in quello notturno, ove applicabile.





COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 46 di 58	

Tabella 11.3 - Verifica del limite assoluto di immissione in corrispondenza dei ricettori rappresentativi

N.	Ricettore	Comune	Categoria catastale	Classe acustica	Limite Classe acustica Diurno [dBA]	Limite Classe acustica Notturno [dBA]	L _{p-WTG} [dBA]	Condizioni di vento modello Nord2000	Livello di rumore residuo		Livello di rumore ambientale		Rispetto limite assoluto di immissione	
									DIURNO [dBA]	NOTTURNO [dBA]	DIURNO [dBA]	NOTTURNO [dBA]	DIURNO	NOTTURNO
1	F128	Bitti	D10	III	60	55	46,5	SE-NE	52,00	25,00	53,1	46,5	SI	N.A.
2	F161	Bitti	A3	III	60	55	39,2	NE	40,00	32,00	42,6	40,0	SI	SI
3	F167	Bitti	D10	III	60	55	41,5	SW	51,82	25,12	52,2	41,6	SI	N.A.
4	F31	Bitti	Terreno	III	60	55	43,4	SW	40,00	32,00	45,0	43,7	SI	N.A.
5	F33	Bitti	D10	III	60	55	42,9	SE-SW	48,00	36,50	49,2	43,8	SI	N.A.
6	F37	Bitti	A3	III	60	55	41,1	SW	48,00	36,50	48,8	42,4	SI	SI
7	F39	Bitti	D10	III	60	55	47	SE-NW-SW	48,00	36,50	50,5	47,4	SI	N.A.
8	F68	Bitti	D10	III	60	55	45	SE-NE	52,00	25,00	52,8	45,0	SI	N.A.
9	F69	Bitti	D10	III	60	55	45,1	SE-NE-NW	52,00	25,00	52,8	45,1	SI	N.A.

Note:

1) sono indicati in rosso gli edifici con categoria catastale "A" (Abitazioni), in nero i corpi edilizi con presenza discontinua di personale (Cat. di sensibilità 3). La verifica circa il rispetto del limite di immissione notturno ha riguardato solo la prima categoria, trattandosi di edifici utilizzati nel periodo diurno per l'esercizio delle pratiche agricole.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 47 di 58

11.5.3 Verifica previsionale circa il rispetto del limite differenziale di immissione

La normativa vigente in materia di inquinamento acustico prevede che all'interno degli ambienti abitativi debba essere rispettato il criterio del limite differenziale. Secondo tale criterio, la differenza tra il livello del *rumore ambientale* ed il livello del *rumore residuo* deve essere contenuta entro i 5 dBA nel periodo diurno ed entro i 3 dBA nel periodo notturno. Ai fini delle verifiche, per livello del *rumore residuo* deve intendersi il livello di rumore dovuto alle sorgenti sonore già presenti nell'area di interesse, e quindi rappresentativo del clima acustico esistente, mentre per livello del *rumore ambientale* deve intendersi la somma del contributo dovuto alle sorgenti sonore già presenti (*rumore residuo*) e di quello imputabile alla sorgente "disturbante", ovvero il contributo apportato dalla sorgente di cui si intende valutare l'impatto su clima acustico esistente.



Tuttavia, qualora il livello del rumore ambientale misurato a finestre aperte sia inferiore a 50 dBA durante il periodo diurno e a 40 dBA durante il periodo notturno, il criterio non trova applicazione. Il criterio non si applica, inoltre, nel caso in cui il rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35 dBA durante il periodo diurno e a 25 dBA durante il periodo di riferimento notturno. Ai sensi di quanto stabilito dall'art. 4 del D.P.C.M. 14.11.1997, infatti, in tali condizioni ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile.

Come illustrato al cap. 9, nell'area di influenza dell'impianto eolico in progetto sono stati individuati 2 edifici (ID fabbricati F37 e F161) in corrispondenza dei quali si è ritenuto opportuno procedere alla verifica previsionale del criterio differenziale nei periodi di riferimento diurno e notturno.

Avuto riguardo delle caratteristiche tipologico-costruttive di alcuni ulteriori corpi aziendali, con presenza discontinua di personale, si è proceduto, anche per questi, alla verifica previsionale del rispetto del criterio differenziale, circoscrivendola al solo periodo di riferimento diurno (cfr. cap. 9). Trattasi, infatti, di edifici di supporto all'attività agricola classificati catastalmente come magazzini, depositi o fabbricati per funzioni produttive connesse alle attività agricole (Categorie C e D10), per i quali si può ragionevolmente ipotizzare una frequentazione, ancorché non continuata, nel solo periodo diurno.

Con riferimento al **periodo diurno**, la verifica, ha riguardato tutti i ricettori rappresentativi. Per quanto concerne il **periodo notturno**, come detto, la valutazione previsionale ha riguardato i soli edifici con categoria catastale "A".

Ai fini delle stime del rumore ambientale all'interno degli ambienti abitativi è stata assunta un'attenuazione sonora di 4 dBA tra il livello di rumore atteso all'esterno dell'edificio (in facciata) e quello prevedibile al suo interno a finestre aperte. Tale assunzione è stata ritenuta plausibile ed improntata alla cautela, atteso che la richiamata norma UNI/TS 11143-7/2013 suggerisce di

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 48 di 58	

applicare un valore di attenuazione esterno-interno più elevato, pari a 6 dBA⁶, rappresentativo del dato più frequente riscontrato in bibliografia (p.e. Iannace G., Maffei L., Rivista italiana di acustica Gen-Mar 1995).

La Tabella 11.4 e la Tabella 11.5 riepilogano le risultanze delle verifiche condotte sulla scorta di tali assunzioni, con riferimento al periodo diurno e notturno rispettivamente.

Le stime evidenziano come, all'interno degli ambienti considerati, non si raggiunga in nessun caso un rumore ambientale di 40 dBA, soglia di applicabilità del criterio differenziale nel periodo di riferimento notturno a finestre aperte, al di sotto della quale ogni effetto di disturbo del rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97).

Le medesime considerazioni possono formularsi in relazione all'applicabilità del criterio differenziale nel periodo di riferimento diurno, non superandosi in nessun caso la soglia di 50 dBA di applicabilità del criterio differenziale a finestre aperte.

In particolare, i livelli sonori attesi in facciata eccedono di appena 1-3 dBA la soglia di applicabilità del criterio differenziale all'interno degli ambienti abitativi, lasciando ragionevolmente ipotizzare il rispetto del criterio con ampio margine.

Ad ogni buon conto, al fine di verificare l'attendibilità delle stime ed ipotesi sopra riportate, in fase di esercizio dell'impianto si dovrà procedere all'esecuzione di verifiche strumentali da condursi in accordo con le procedure previste dalla legislazione vigente e dalle norme tecniche applicabili. Laddove, in sede di monitoraggio *post-operam*, si dovesse riscontrare un sensibile scostamento tra i valori di rumore stimati e quelli misurati, tale da non assicurare il rispetto del criterio limite di immissione differenziale, potranno comunque prevedersi efficaci misure mitigative. Tali accorgimenti possono individuarsi prioritariamente nella messa in atto di interventi di isolamento acustico passivo dell'edificio o, laddove tali misure risultassero insufficienti, nella regolazione automatizzata dell'emissione acustica degli aerogeneratori maggiormente impattanti, in concomitanza con determinate condizioni di velocità e provenienza del vento. Come evidenziato al capitolo 6, infatti, il modello di aerogeneratore previsto in progetto è in grado di funzionare con 7 differenti configurazioni acustiche ("noise modes"), assicurando la possibilità di abbattere la potenza sonora della turbina di circa 6 dBA rispetto alla configurazione standard (noise mode 1). Il controllo del rumore è conseguito attraverso la regolazione dell'angolo di incidenza delle pale, con inevitabili effetti sulle prestazioni energetiche della turbina.

⁶ UNI/TS 11143-7/2013 punto 4.5.2 "Nota 3: Numerosi riferimenti bibliografici indicano per una parete con finestra completamente aperta un isolamento sonoro compreso nell'intervallo da 5 dB a 10 dB ponderati A (in mancanza di informazioni si suggerisce 6 dB in riferimento al valore più ricorrente in letteratura), mentre, in presenza di un serramento senza particolari prestazioni acustiche si può indicativamente assumere un isolamento sonoro di almeno 15 dB circa. Prodotti specifici consentono di ottenere prestazioni molto più elevate".



COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it		TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 49 di 58

Tabella 11.4 - Verifica del criterio differenziale nel periodo di riferimento diurno in corrispondenza dei ricettori rappresentativi



N.	Ricettore	Comune	Categoria catastale	L _{p-WTG} [dBA]	Condizioni di vento modello Nord2000	Livello di rumore residuo	Rumore ambientale in facciata	Rumore ambientale interno = Rumore amb. Esterno -4 dBA	Applicazione differenziale
						DIURNO [dBA]	DIURNO [dBA]	DIURNO	DIURNO
1	F128	Bitti	D10	46,5	SE-NE	52,00	53,1	49,1	n.a.
2	F161	Bitti	A3	39,2	NE	40,00	42,6	38,6	n.a.
3	F167	Bitti	D10	41,5	SW	51,82	52,2	48,2	n.a.
4	F31	Bitti	Terreno	43,4	SW	40,00	45,0	41,0	n.a.
5	F33	Bitti	D10	42,9	SE-SW	48,00	49,2	45,2	n.a.
6	F37	Bitti	A3	41,1	SW	48,00	48,8	44,8	n.a.
7	F39	Bitti	D10	47	SE-NW-SW	48,00	50,5	46,5	n.a.
8	F68	Bitti	D10	45	SE-NE	52,00	52,8	48,8	n.a.
9	F69	Bitti	D10	45,1	SE-NE-NW	52,00	52,8	48,8	n.a.

Tabella 11.5 - Verifica del criterio differenziale nel periodo di riferimento notturno in corrispondenza dei ricettori rappresentativi

Ricettore	Comune	Categoria catastale	L _{p-WTG} [dBA]	Condizioni di vento modello Nord2000	Rumore ambientale in facciata	Rumore ambientale interno = Rumore amb. Esterno -4 dBA	Applicazione differenziale
					NOTTURNO [dBA]	NOTTURNO	NOTTURNO
F161	Bitti	A3	39,2	NE	40,0	36,0	n.a.
F37	Bitti	A3	41,1	SW	42,4	38,4	n.a.



Note:

1) La verifica del criterio differenziale nel periodo notturno è stata condotta in corrispondenza degli edifici con categoria catastale "A" (Abitazioni)

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 50 di 58	

12 INCREMENTO DEI LIVELLI SONORI ATTRIBUIBILE AD UN EVENTUALE AUMENTO DEL TRAFFICO VEICOLARE INDOTTO DALL'INTERVENTO

Con specifico riferimento all'intervento oggetto del presente studio non si ipotizza un incremento del traffico veicolare rispetto a quello che attualmente interessa le strade carrabili presenti nel sito in esame. Il funzionamento di un impianto eolico, infatti, non comporta l'impiego costante di personale, né le manutenzioni da esso richieste sono tali da determinare un significativo incremento dell'attuale numero di passaggi veicolari. Pertanto, non si prevedono apprezzabili incrementi dei livelli di rumorosità imputabili ad un aumento del traffico veicolare.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 51 di 58	



13 INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI SONORE

Come illustrato al par. 11.5.3, sulla base delle valutazioni condotte in merito al rispetto del criterio differenziale, si può concludere che, verosimilmente, non sussisteranno i presupposti normativi per l'applicazione del criterio né durante il periodo diurno, né durante quello notturno.

Alla luce di quanto sopra, non si è ritenuto necessario, nell'ambito della presente trattazione, prevedere alcun intervento di attenuazione della rumorosità a tutela dei ricettori individuati.

Per quanto concerne la verifica previsionale del limite assoluto di emissione, nel par. 11.5.1 è stata evidenziata la necessità di prevedere una revisione del Piano di Classificazione Acustica del comune di Bitti al fine di armonizzarlo con lo scenario di utilizzo del territorio delineato dal progetto, in analogia con le procedure ordinariamente previste nell'ambito dell'autorizzazione di parchi eolici da realizzarsi in area agricola.

Per quanto concerne la fase di realizzazione dell'opera, invece, come meglio specificato al successivo cap. 14, al quale si rimanda, non può escludersi un temporaneo superamento dei limiti consentiti dalla normativa, peraltro derogabili. Pertanto, nell'ambito del presente studio, si è ritenuto opportuno suggerire alcuni accorgimenti finalizzati al contenimento delle emissioni sonore durante il processo costruttivo.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 52 di 58	

14 IMPATTO ACUSTICO NELLA FASE DI REALIZZAZIONE

Sebbene allo stato attuale non si disponga di un dettagliato piano di cantiere, la cui redazione sarà possibile solo in fase esecutiva in funzione dell'organizzazione delle imprese coinvolte ed a seguito della predisposizione del Piano di Sicurezza e Coordinamento, è possibile effettuare alcune considerazioni in merito alla rumorosità ipotizzabile durante la fase costruttiva, la cui durata è stimata in 18 mesi circa.



Per quanto concerne i macchinari e le attrezzature, si prevede l'utilizzo di escavatori, per le attività di scavo e movimento terra, e di betoniere per la messa in opera di strutture in C.A. Altri macchinari, inoltre, potranno rendersi necessari per la realizzazione della viabilità interna all'impianto.

In primo luogo, occorre ricordare che gli escavatori rientrano tra le macchine ed attrezzature soggette a limiti di emissione acustica, ai sensi del D. Lgs. 262/02 (Attuazione della Direttiva 200/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto). Ai sensi del sopracitato decreto, il limite ammesso per il livello di potenza sonora è pari a 93 dBA nel caso di escavatori con potenza netta installata $P \leq 15$ kW, e di $(80 + 11 \log P)$ dBA nel caso di escavatori con potenza netta installata $P > 15$ kW.

Ipotizzando un escavatore da 75 kW di potenza netta, questo potrebbe emettere, nella peggiore delle ipotesi, una potenza sonora non superiore a 100,6 dBA, che già ad una distanza di 100 m comporterebbe un livello di pressione sonora non superiore a 52,6 dBA. All'aumentare della potenza netta dell'escavatore l'aumento della rumorosità è piuttosto contenuto: un escavatore da 100 kW di potenza netta, ad esempio, potrebbe generare una potenza sonora massima di 102,0 dBA, con un corrispondente livello di pressione sonora a 100 m non superiore a 54,0 dBA. Per quanto concerne le betoniere, queste attrezzature rientrano tra quelle per le quali il D.Lgs. 262/02 prevede la marcatura CE e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito. Sul mercato sono disponibili betoniere silenziate i cui livelli di potenza sonora sono contenuti entro i 90dBA. Nell'ipotesi di una betoniera avente una potenza sonora di 90dBA, a questa corrisponderebbe un livello di pressione sonora a 100 m non superiore 42,0 dBA.

Sebbene i corrispondenti livelli di rumore ambientale riferiti al periodo diurno dovrebbero risultare inferiori ai valori indicati, essendo la durata dell'effettivo funzionamento dei macchinari nettamente inferiore alla durata complessiva del periodo diurno, non può escludersi, in prossimità dei più prossimi ricettori, un potenziale superamento dei limiti di rumorosità consentiti.

In tali circostanze la normativa vigente in materia di inquinamento acustico consente l'esercizio di attività rumorose all'aperto (quali appunto quelle associate all'apertura di cantieri edili) in deroga ai limiti stabiliti dalla normativa. L'autorizzazione, rilasciata nell'ambito del procedimento di Autorizzazione Unica di cui al D.Lgs. 387/2003, stabilirà le opportune prescrizioni per limitare l'inquinamento acustico, avuto riguardo del parere della competente ASL (art. 1, comma 4 del

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 53 di 58	

D.P.C.M. 01/03/1991).

A tale proposito si ritiene utile suggerite alcuni accorgimenti di carattere generale che possono essere adottati dall'impresa durante la fase di cantiere.

14.1 Scelta delle macchine, delle attrezzature e miglioramento delle prestazioni



- selezione di macchine e attrezzature omologate in conformità alle direttive della Comunità Europea e ai successivi recepimenti nazionali;
- impiego di macchine movimento terra ed operatrici gommate piuttosto che cingolate;
- installazione di silenziatori sugli scarichi, in particolare sulle macchine di una certa potenza;
- utilizzo di impianti fissi schermanti;
- utilizzo di gruppo elettrogeni e di compressori di recente fabbricazione ed insonorizzati.

14.2 Manutenzione dei mezzi e delle attrezzature



- eliminazione degli attriti attraverso operazioni di lubrificazione;
- sostituzione dei pezzi usurati soggetti a giochi meccanici;
- controllo e serraggio delle giunzioni;
- bilanciamento delle parti rotanti delle apparecchiature per evitare vibrazioni eccessive;
- verifica della tenuta dei pannelli di chiusura dei motori;
- svolgimento di manutenzione alle sedi stradali interne alle aree di cantiere e sulle piste esterne, mantenendo la superficie stradale livellata per evitare la formazione di buche.

14.3 Modalità operazionali e predisposizione del cantiere

- orientamento degli impianti che hanno una emissione direzionale in posizione di minima interferenza (ad esempio i ventilatori);
- localizzazione degli impianti fissi più rumorosi alla massima distanza dai ricettori critici;
- utilizzo di basamenti antivibranti per limitare la trasmissione di vibrazioni al piano di calpestio;
- imposizione di direttive agli operatori tali da evitare comportamenti inutilmente rumorosi (evitare di fare cadere da altezze eccessive i materiali o di trascinarli quando possono essere sollevati, ecc.);

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 54 di 58	

- divieto di uso scorretto degli avvisatori acustici, sostituendoli quando possibile con avvisatori luminosi.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 55 di 58	

15 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Alla luce dei risultati precedentemente illustrati ed in ragione degli scopi per i quali il presente studio è stato redatto, si ritiene opportuno esprimere alcune considerazioni conclusive di seguito riportate.

In primo luogo si evidenzia come il livello di emissione sonora, essendo definito come il livello di rumore misurato in prossimità della sorgente, non sia la principale grandezza atta a rappresentare l'impatto acustico imputabile ad una sorgente; tale grandezza, piuttosto, è rappresentativa delle caratteristiche emissive di una sorgente sonora, mentre la fissazione del relativo limite di emissione fornisce una indicazione delle tipologie di sorgenti sonore che possono essere installate in una determinata area, in relazione alle loro potenziali caratteristiche di rumorosità. Il livello di emissione sonora, pertanto, può essere considerato un indicatore indiretto degli effetti che una determinata sorgente di rumore potrebbe determinare su un campo sonoro esistente.



Il livello di immissione sonora, invece, è un indicatore diretto dell'impatto acustico imputabile ad una o più sorgenti di rumore su un campo sonoro esistente. Esso, infatti, rappresenta la rumorosità ambientale imputabile a tutte le sorgenti sonore attive in una determinata porzione di territorio, mentre la fissazione del relativo limite di immissione fornisce una misura del livello di rumorosità ambientale che, in relazione alle destinazioni d'uso previste dal Piano di classificazione acustica, non deve essere superato.

Per quanto concerne il rispetto dei limiti di legge, le simulazioni modellistiche sono state condotte secondo principi di prudenza, adottando algoritmi accreditati per la particolare categoria di intervento ed in grado di esprimere, secondo approcci rigorosi e sperimentalmente validati, l'influenza delle condizioni meteorologiche sulla propagazione del rumore.

Da quanto emerso dai risultati della simulazione condotta nell'ambito del presente studio, si evince che la realizzazione del proposto parco eolico, in corrispondenza dei potenziali ricettori rappresentativi individuati, non prefigura un superamento dei vigenti limiti di immissione (Classe acustica III) introdotti dal Piano di Classificazione Acustica del comune di Bitti.



Un superamento dei limiti assoluti di emissione per la classe acustica di riferimento è ipotizzabile nel solo periodo di riferimento notturno in prossimità delle sorgenti sonore (aerogeneratori). È questa una circostanza ricorrente per gli impianti eolici che, per loro natura, sono realizzati frequentemente nelle zone classificate agricole dagli strumenti urbanistici, in ragione di favorevoli condizioni di esposizione al vento e minore densità abitativa.

In analogia con quanto verificatosi in casi analoghi, pertanto, nella prospettiva di realizzazione del progetto, ove ciò sia ritenuto necessario dagli Enti preposti, potrà prevedersi una variante del Piano di Classificazione Acustica del comune interessato per armonizzarla con la presenza delle nuove installazioni energetiche, con oneri a carico della società proponente.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
 www.iatprogetti.it	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 56 di 58	

Con riferimento alla verifica del criterio differenziale in corrispondenza degli ambienti abitativi individuati, le verifiche condotte hanno mostrato come, in nessun caso, sia atteso un superamento delle soglie di applicabilità del criterio differenziale nei periodi di riferimento diurno e notturno a finestre aperte, al disotto delle quali ogni effetto di disturbo del rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97).

Al fine di verificare l'attendibilità delle stime ed ipotesi di calcolo più sopra illustrate, in fase di esercizio dell'impianto si dovrà comunque procedere all'esecuzione di verifiche strumentali da condursi in accordo con le procedure previste dalla legislazione vigente e dalle norme tecniche applicabili. Laddove, in sede di monitoraggio *post-operam*, si dovesse riscontrare un sensibile scostamento tra i valori di rumore stimati e quelli misurati, tale da non assicurare il rispetto dei limiti di legge, potranno comunque prevedersi efficaci misure mitigative. Tali accorgimenti possono individuarsi prioritariamente nella messa in atto di interventi di isolamento acustico passivo dell'edificio o, laddove tali misure risultassero insufficienti, nella regolazione automatizzata dell'emissione acustica degli aerogeneratori maggiormente impattanti, in concomitanza con determinate condizioni di velocità e provenienza del vento. Come evidenziato al capitolo 6, infatti, il modello di aerogeneratore previsto in progetto è in grado di funzionare con 7 differenti configurazioni acustiche ("noise modes"), assicurando la possibilità di abbattere la potenza sonora della turbina di circa 6 dBA rispetto alla configurazione standard (noise mode 1). Il controllo del rumore è conseguito attraverso la regolazione dell'angolo di incidenza delle pale, con inevitabili effetti sulle prestazioni energetiche della turbina

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 57 di 58	

APPENDICE 1 – DATI DI EMISSIONE SONORA DEGLI AEROGENERATORI



SG 6.0-170 Developer Package

Developer Package SG 6.0-170

Application of the Developer Package

The Developer Package serves the purpose of informing customers about the latest planned product development from Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE). By sharing information about coming developments, SGRE can ensure that customers are provided with necessary information to make decisions.

Furthermore, the Developer Package can assist in guiding prospective customers with the indicated technical footprint of the SG 6.0-170 in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

All technical data contained in the Developer Package is subject to change owing to ongoing technical developments. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

The information contained in the Developer Package may not be used as legally binding documentation and cannot be used in contracts between SGRE and any other parties. This Developer Package contains preliminary technical data on SGRE turbines currently under development and can be used in an indicative capacity only.

All technical data is subject to change according to the technical development of the wind turbine.

SGRE and its affiliates reserve the right to change the below specifications without prior notice.

Developer Package SG 6.0-170

Table of content

Introduction	5
Technical Description	6
Technical Specifications	8
Nacelle Arrangement	9
Nacelle Dimensions	10
Elevation Drawing	11
Blade Drawing	12
Design Climatic Conditions	13
Standard Power Curve, Operational mode 1	15
Standard Ct Curve, Operational mode 1	17
Power Curve, Air density, Operational mode 1	19
Ct Curve, Air Density, Operational mode 1	22
Standard Acoustic Emission, Operational Mode 1	24
Noise Reduction System (NRS) operational modes	25
Electrical Specifications	29
Simplified Single Line Diagram	30
Transformer Specifications ECO 30 kV*	31
Switchgear Specifications	32
Preliminary Foundation Loads	34
Tower Dimensions	34
Foundation Design	34
Preliminary Grid Performance Specification, 50 Hz	35
Preliminary Grid Performance Specification, 60 Hz	37
Reactive Power Capability, 50 Hz	39
Reactive Power Capability, 60 Hz	41
SCADA, System Description	43
Codes and Standards	45
Other Performance Features	47

Introduction

The SG 6.0-170 is a new wind turbine of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product series, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

With a new 83m blade, a 6.0 MW generator and an extensive tower portfolio including hub heights such as 100m, 115m, 135m and 165m, the SG 6.0-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

This Developer Package describes the turbine technical specifications and provides preliminary information for the main components and subsystems.

For further information, please contact your regional SGRE Sales Manager.

Technical Description

Rotor-Nacelle

The rotor is a three-bladed construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch and torque demand regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the power output while maintaining loads and noise level.

The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service. In addition the nacelle has been designed for safe presence of service technicians in the nacelle during Service Test Runs with the wind turbine in full operation. This allows a high quality service of the wind turbine and provides optimum troubleshooting conditions.

Blades

The SG 6.0-170 blade is made up of fiberglass infusion & carbon pultruded-molded components. The blade structure uses aerodynamic shells containing embedded spar-caps, bonded to two main epoxy-fiberglass-balsa/foam-core shear webs. The SG 6.0-170 blade uses a blade design based on SGRE proprietary airfoils.

Rotor Hub

The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the drive train low speed shaft with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide room for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

Drive train

The drive train is a 4-points suspension concept: main shaft with two main bearings and the gearbox with two torque arms assembled to the main frame.

The gearbox is in cantilever position; the gearbox planet carrier is assembled to the main shaft by means of a flange bolted joint and supports the gearbox.

Main Shaft

The low speed main shaft is forged and transfers the torque of the rotor to the gearbox and the bending moments to the bedframe via the main bearings and main bearing housings.

Main Bearings

The low speed shaft of the wind turbine is supported by two spherical roller bearings. The bearings are grease lubricated.

Gearbox

The gearbox is 3 stages high speed type (2 planetary + 1 parallel).

Generator

The generator is a doubly-fed asynchronous three phase generator with a wound rotor, connected to a frequency PWM converter. Generator stator and rotor are both made of stacked magnetic laminations and formed windings. Generator is cooled by air.

Mechanical Brake

The mechanical brake is fitted to the high speed side of the gearbox.

Yaw System

A cast bed frame connects the drive train to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

Nacelle Cover

The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels.

Tower

The wind turbine is as standard mounted on a tapered tubular steel tower. Other tower technologies are available for higher hub heights. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

Controller

The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices and is self-diagnosing.

Converter

Connected directly with the Rotor, the Frequency Converter is a back to back 4Q conversion system with 2 VSC in a common DC-link. The Frequency Converter allows generator operation at variable speed and voltage, while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer.

SCADA

The wind turbine provides connection to the SGRE SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

Turbine Condition Monitoring

In addition to the SGRE SCADA system, the wind turbine can be equipped with the unique SGRE condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Review of results, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

Operation Systems

The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the aerodynamic torque reaches a certain value. Below rated wind speed, the wind turbine controller fixes the pitch and torque references for operating in the optimum aerodynamic point (maximum production) taking into account the generator capability. Once rated wind speed is surpassed, the pitch position demand is adjusted to keep a stable power production equal to the nominal value.

High wind derated mode (HWRT) is a default functionality. When active the power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power.

If the average wind speed exceeds the maximum operational limit, the wind turbine is shut down by pitching of the blades. When the average wind speed drops back below the restart average wind speed, the systems reset automatically.

Technical Specifications

Rotor

Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter.....	170 m
Swept area.....	22,698 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt.....	6 degrees

Blade

Type	Self-supporting
Blade length	83 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation.....	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub.....	Nodular cast iron
Main shaft.....	Forged steel
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover

Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color.....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator

Type.....	Asynchronous, DFIG
-----------	--------------------

Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power .	6.0 MW
Voltage	690 V
Frequency.....	50 Hz or 60 Hz

Yaw System

Type.....	Active
Yaw bearing.....	Externally geared
Yaw drive.....	Electric gear motors
Yaw brake.....	Active friction brake

Controller

Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	SGRE SCADA System

Tower

Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m and site- specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data

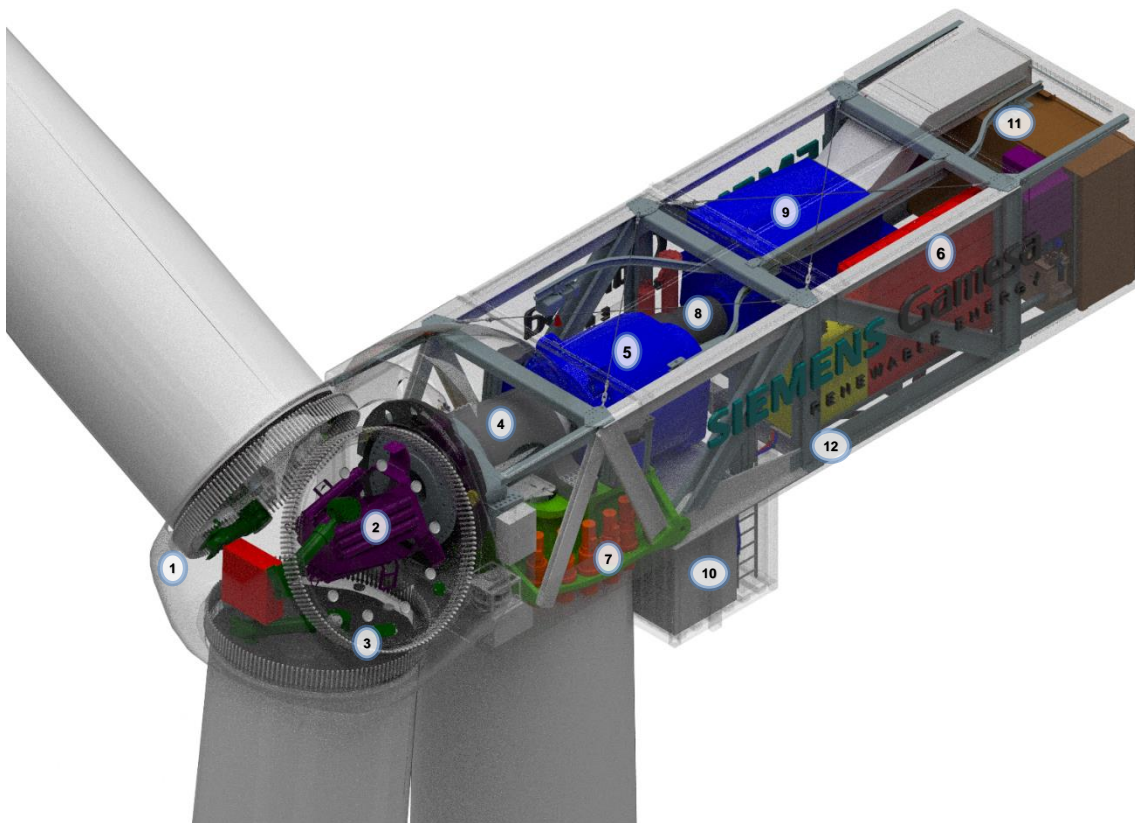
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed.....	22 m/s

Weight

Modular approach.....	All modules weight lower than 80 t for transport
-----------------------	---

Nacelle Arrangement

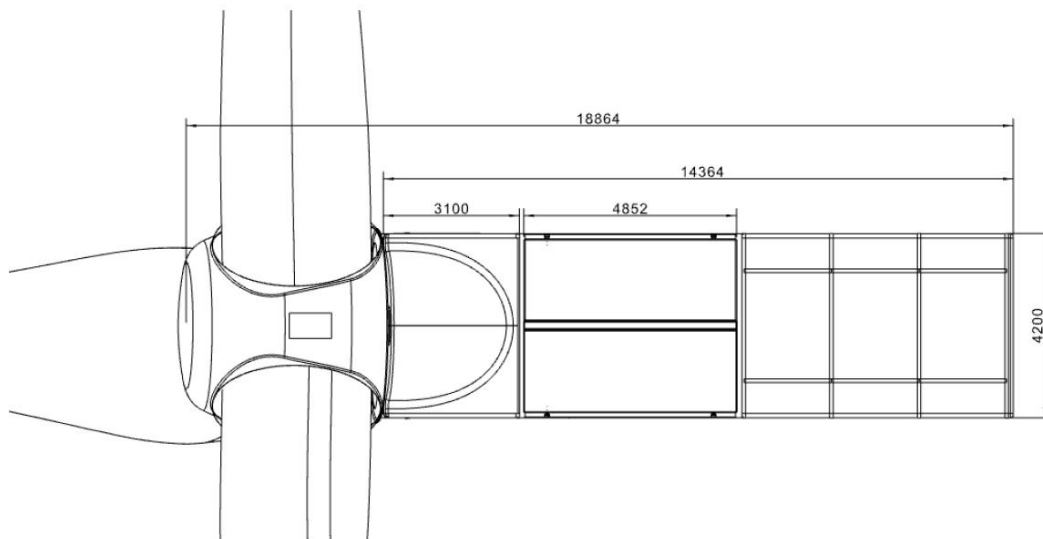
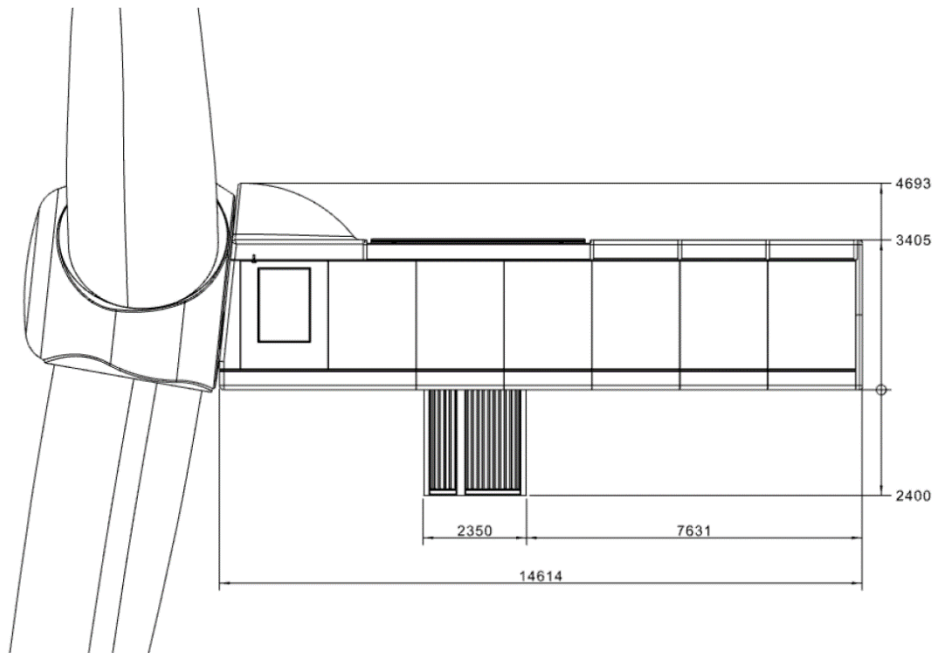
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.



1 Hub	7 Yaw system
2 Pitch system	8 High speed shaft
3 Blade bearings	9 Generator
4 Low speed shaft	10 Transformer
5 Gearbox	11 Cooling system
6 Electrical cabinets	12 Rear Structure

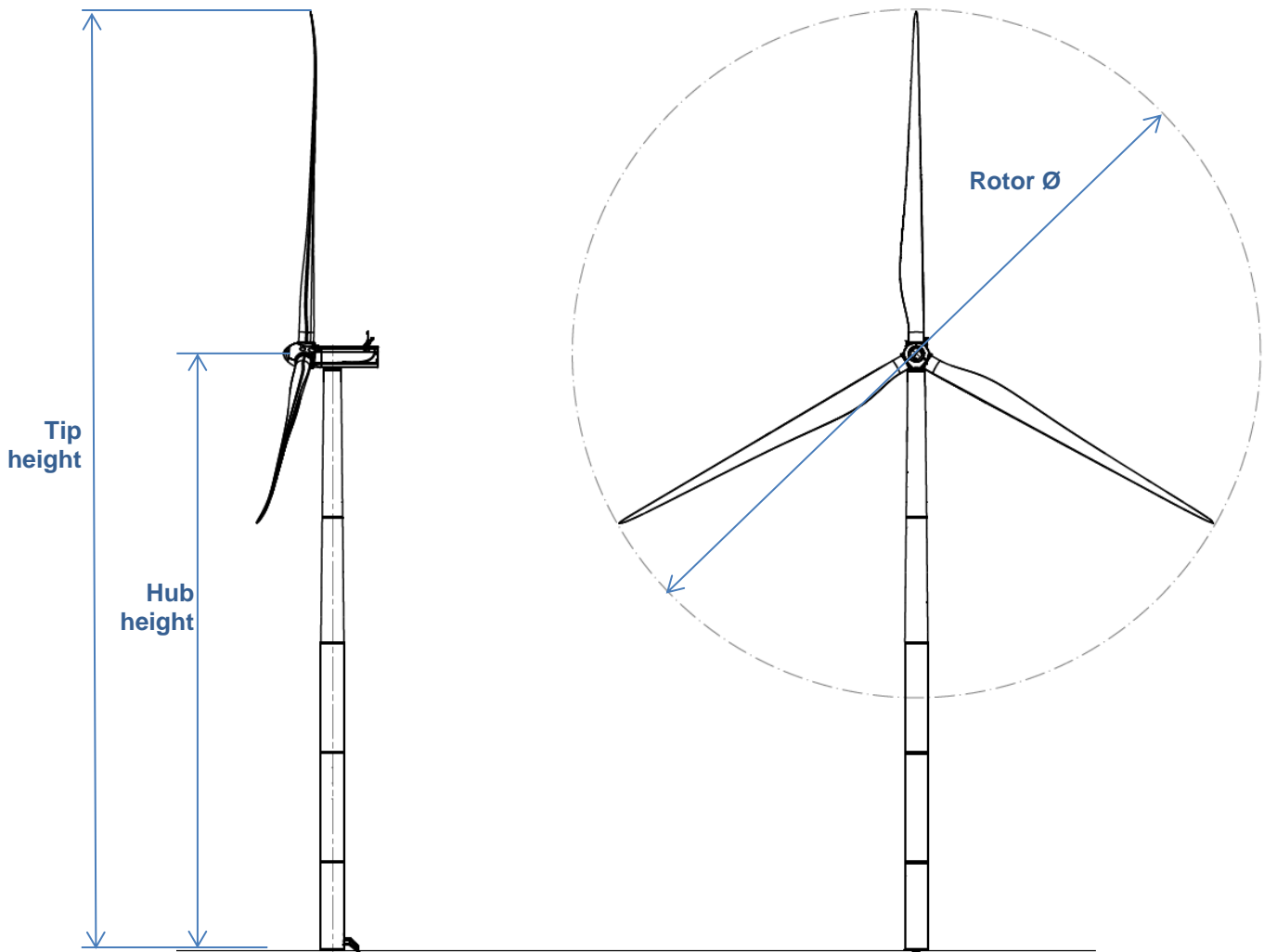
Nacelle Dimensions

The design and dimensions of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development phases of the product.



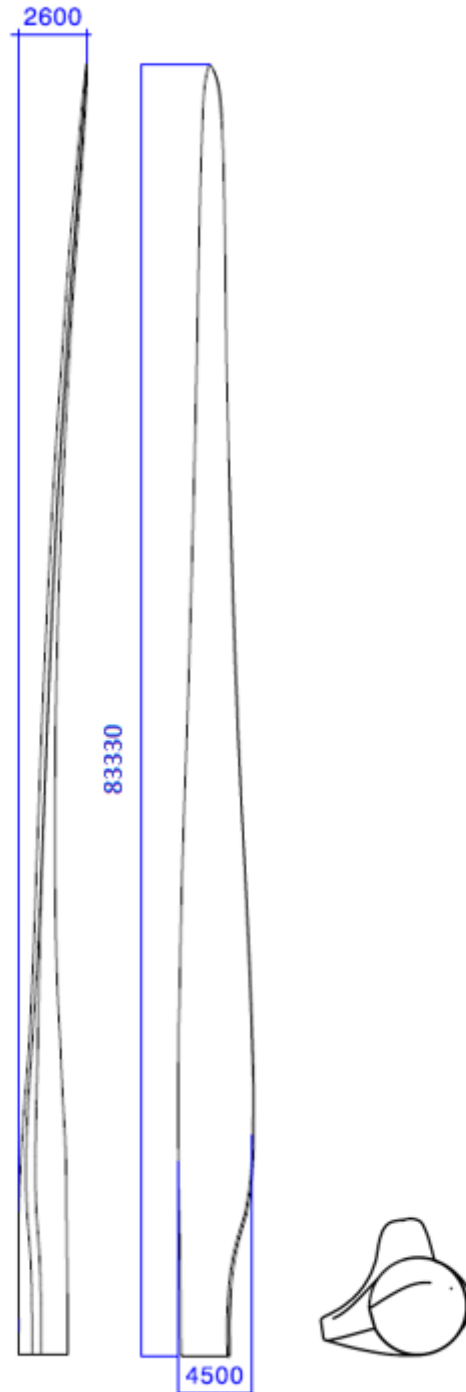
Dimensions in millimeter.

Elevation Drawing



Tip height	185m, 200m, 220m, 250m, and site specific
Hub height	100m, 115m, 135m, 165m, and site specific
Rotor diameter	170m

Blade Drawing



Dimensions in millimeters.

Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires that the Employer complete the “Project Climatic Conditions” form.

All references made to standards such as the IEC and ISO are further specified in the document “Codes and Standards”. The design lifetime presented in the below table only applies to the fatigue load analysis performed in accordance with the presented IEC code. The term design lifetime and the use thereof do not constitute any express and/or implied warranty for actual lifetime and/or against failures on the wind turbines. Please see document for “design lifetime of wind turbine components” for more information.

Subject	ID	Issue	Unit	Value	
0. Design lifetime	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 ¹	
	0.1	Design lifetime	years	20	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1	
	1.2	IEC class	-	IIIA	IIIB
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	1.225	1.225
	1.4	Mean wind speed, V_{ave}	m/s	7.5	7.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.46	8.46
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2	2
	1.7	Wind shear exponent, α	-	0.20	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16	0.14
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	8	8
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	3	3
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	5	5
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1	
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225	
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	37.5	
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	52.5	
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11	
	2.6	Storm turbulence	-	N/A	
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1	
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30	
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20	
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 ²	
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50	
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2	
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3-H	
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3-H	
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010	
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1	
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995	
	6.2	Working environmental conditions	mg/m ³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m3	

¹ All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1:2018 Ed4.

² Maximum power output may be limited after an extended period of operation with a power output close to nominal power. The limitation depends on air temperature and air density as further described in the High Temperature Ride Through specification.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
	6.3	Concentration of particles	mg/m ³	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/m ³
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
9. Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m ²	1000
10. Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
11. Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		
12. Precipitation³	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

³ The specified maximum precipitation considers standard liquid Leading Edge Protection. For sites with higher annual precipitation and/or longer lifetime, it is recommended to consider optional reinforced Leading Edge Protection.

Standard Power Curve, Operational mode 1

Air density 1.225 kg/m³

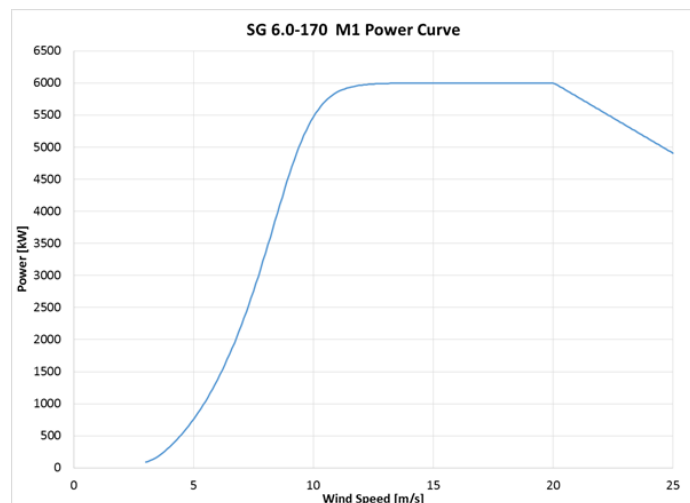
Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power [kW] as a function of the wind speed [m/s] horizontal referred to the hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables. The power curve is for the standard version of the turbine.

SG 6.0-170 Rev 0, Mode 1	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	176
4.0	325
4.5	520
5.0	756
5.5	1039
6.0	1375
6.5	1772
7.0	2232
7.5	2760
8.0	3350
8.5	3976
9.0	4582
9.5	5097
10.0	5476
10.5	5720
11.0	5861
11.5	5934
12.0	5970
12.5	5987
13.0	5994
13.5	5998
14.0	5999
14.5	6000
15.0	6000
15.5	6000
16.0	6000
16.5	6000
17.0	6000



17.5	6000
18.0	6000
18.5	6000
19.0	6000
19.5	6000
20.0	6000
20.5	5898
21.0	5788
21.5	5678
22.0	5568
22.5	5458
23.0	5348
23.5	5237
24.0	5128
24.5	5017
25.0	4907

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh]		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Weibull K	1.5	12456	14777	16985	19045	20932	22633	24143	25463	26597	27556	28349
	2.0	11420	14213	16981	19646	22160	24492	26628	28557	30276	31783	33079
	2.5	10324	13350	16477	19574	22546	25330	27893	30223	32319	34188	35836

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 Rev 0, Mode 1 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m³

Standard Ct Curve, Operational mode 1

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:

$$C_t = F / (0.5 \cdot ad \cdot w^2 \cdot A)$$

where

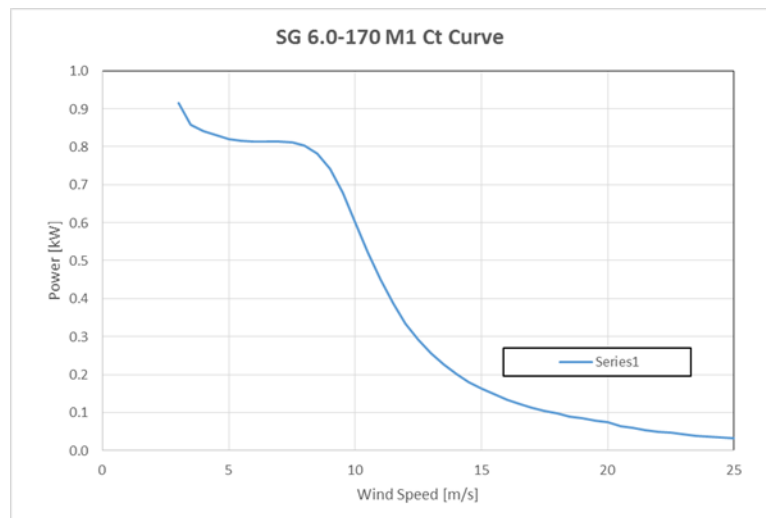
F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

SG 6.0-170 Rev 0, Mode 1	
Wind Speed [m/s]	C _T [-]
3.0	0.914
3.5	0.859
4.0	0.841
4.5	0.830
5.0	0.821
5.5	0.816
6.0	0.814
6.5	0.813
7.0	0.813
7.5	0.811
8.0	0.803
8.5	0.783
9.0	0.742
9.5	0.679
10.0	0.602
10.5	0.523
11.0	0.450
11.5	0.387
12.0	0.334
12.5	0.291
13.0	0.256
13.5	0.227
14.0	0.202
14.5	0.181



15.0	0.163
15.5	0.148
16.0	0.134
16.5	0.123
17.0	0.113
17.5	0.104
18.0	0.097
18.5	0.090
19.0	0.084
19.5	0.079
20.0	0.075
20.5	0.064
21.0	0.059
21.5	0.054
22.0	0.050
22.5	0.046
23.0	0.043
23.5	0.039
24.0	0.037
24.5	0.034
25.0	0.032

Power Curve, Air density, Operational mode 1

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density from 1.06 to 1.27 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

P [kW]	Air Density [kg/m3]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
Wind Speed [m/s]									
3.0	89	75	77	80	82	85	87	90	93
3.5	176	143	149	155	161	167	173	179	185
4.0	325	269	279	289	300	310	320	330	341
4.5	520	437	452	467	482	497	512	527	543
5.0	756	642	663	684	704	725	746	767	787
5.5	1039	887	915	942	970	998	1025	1053	1080
6.0	1375	1178	1214	1250	1286	1322	1357	1393	1429
6.5	1772	1521	1567	1612	1658	1703	1749	1794	1840
7.0	2232	1920	1977	2034	2091	2147	2204	2261	2317
7.5	2760	2378	2448	2517	2587	2656	2726	2795	2864
8.0	3350	2893	2976	3060	3143	3226	3309	3391	3473
8.5	3976	3451	3549	3646	3742	3837	3930	4022	4112
9.0	4582	4024	4133	4239	4342	4441	4536	4627	4714
9.5	5097	4570	4680	4784	4881	4973	5057	5135	5207
10.0	5476	5042	5140	5230	5310	5382	5447	5504	5556
10.5	5720	5407	5483	5551	5608	5658	5701	5738	5770
11.0	5861	5659	5712	5756	5793	5824	5850	5871	5889
11.5	5934	5816	5849	5876	5897	5914	5928	5940	5949
12.0	5970	5906	5925	5940	5951	5960	5967	5973	5977
12.5	5987	5954	5964	5972	5977	5982	5985	5988	5990
13.0	5994	5978	5983	5987	5990	5992	5994	5995	5996
13.5	5998	5990	5992	5994	5995	5996	5997	5998	5998
14.0	5999	5995	5996	5997	5998	5998	5999	5999	5999
14.5	6000	5998	5998	5999	5999	5999	5999	6000	6000
15.0	6000	5999	5999	5999	6000	6000	6000	6000	6000
15.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000

17.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.5	5898	5898	5898	5898	5898	5898	5898	5898	5898
21.0	5788	5788	5788	5788	5788	5788	5788	5788	5788
21.5	5678	5678	5678	5678	5678	5678	5678	5678	5678
22.0	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568
22.5	5458	5458	5458	5458	5458	5458	5458	5458	5458
23.0	5348	5348	5348	5348	5348	5348	5348	5348	5348
23.5	5237	5237	5237	5237	5237	5237	5237	5237	5237
24.0	5128	5128	5128	5128	5128	5128	5128	5128	5128
24.5	5017	5017	5017	5017	5017	5017	5017	5017	5017
25.0	4907	4907	4907	4907	4907	4907	4907	4907	4907

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

AEP [MWh] @ k=2		Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height										
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0
Density [kg/m³]	1.06	10099	12714	15354	17940	20415	22742	24896	26862	28630	30193	31551
	1.09	10350	13002	15670	18274	20759	23089	25241	27201	28961	30514	31861
	1.12	10596	13283	15976	18597	21090	23423	25572	27526	29277	30820	32155
	1.15	10837	13556	16273	18908	21409	23742	25889	27836	29578	31111	32434
	1.18	11073	13824	16562	19210	21717	24051	26193	28134	29866	31389	32701
	1.21	11306	14085	16843	19503	22015	24348	26486	28419	30143	31655	32956
	1.225	11420	14213	16981	19646	22160	24492	26628	28557	30276	31783	33079
	1.24	11534	14341	17117	19788	22303	24635	26768	28694	30408	31910	33200
	1.27	11758	14590	17384	20063	22582	24912	27040	28958	30662	32154	33434

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 wind turbine for the Mode 1 standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height and for different air densities considering a Rayleigh wind speed distribution.

Ct Curve, Air Density, Operational mode 1

Air density 1.225 kg/m³

Validity range:

Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	-2° ≤ β ≤ +2°
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:

$$C_t = F / (0.5 * ad * w^2 * A)$$

where

F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

C_T [-]	Air Density [kg/m³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
Wind Speed [m/s]									
3.0	0.914	0.914	0.914	0.914	0.914	0.914	0.914	0.914	0.914
3.5	0.859	0.859	0.859	0.859	0.859	0.859	0.859	0.859	0.859
4.0	0.841	0.841	0.841	0.841	0.841	0.841	0.841	0.841	0.841
4.5	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830
5.0	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821
5.5	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816
6.0	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.5	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813
7.0	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813
7.5	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811
8.0	0.803	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803
8.5	0.783	0.787	0.787	0.787	0.786	0.785	0.784	0.782	0.780
9.0	0.742	0.756	0.755	0.753	0.751	0.748	0.744	0.740	0.734
9.5	0.679	0.709	0.706	0.701	0.696	0.690	0.683	0.675	0.666
10.0	0.602	0.649	0.643	0.635	0.627	0.618	0.608	0.597	0.586
10.5	0.523	0.581	0.572	0.562	0.551	0.540	0.529	0.517	0.505
11.0	0.450	0.512	0.501	0.490	0.479	0.467	0.456	0.444	0.433
11.5	0.387	0.447	0.436	0.425	0.414	0.403	0.392	0.382	0.372
12.0	0.334	0.390	0.379	0.368	0.358	0.348	0.339	0.330	0.322
12.5	0.291	0.340	0.330	0.321	0.312	0.304	0.295	0.288	0.280
13.0	0.256	0.299	0.290	0.282	0.274	0.266	0.259	0.253	0.246

13.5	0.227	0.264	0.256	0.249	0.242	0.236	0.229	0.224	0.218
14.0	0.202	0.234	0.228	0.221	0.215	0.210	0.204	0.199	0.195
14.5	0.181	0.210	0.204	0.198	0.193	0.188	0.183	0.179	0.174
15.0	0.163	0.188	0.183	0.178	0.174	0.169	0.165	0.161	0.157
15.5	0.148	0.170	0.166	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.142
16.0	0.134	0.155	0.150	0.146	0.143	0.139	0.136	0.133	0.130
16.5	0.123	0.141	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.119
17.0	0.113	0.130	0.126	0.123	0.120	0.117	0.114	0.111	0.109
17.5	0.104	0.119	0.116	0.113	0.111	0.108	0.105	0.103	0.101
18.0	0.097	0.111	0.108	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.093
18.5	0.090	0.103	0.101	0.098	0.096	0.093	0.091	0.089	0.087
19.0	0.084	0.097	0.094	0.092	0.090	0.087	0.085	0.084	0.082
19.5	0.079	0.091	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.079	0.077
20.0	0.075	0.086	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072
20.5	0.064	0.073	0.071	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.0	0.059	0.067	0.065	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057
21.5	0.054	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053	0.052
22.0	0.050	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
22.5	0.046	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045
23.0	0.043	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041
23.5	0.039	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038
24.0	0.037	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.036
24.5	0.034	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033
25.0	0.032	0.036	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031	0.031

Standard Acoustic Emission, Operational Mode 1

Sound Power Level (L_{WA}):

Sound Power Level warranted according to IEC 61400-11 ed. 3.1 is given in table below.

A measurement uncertainty margin corresponding to 1.5 dB must be considered when demonstrating compliance with given Sound Power Level.

SG 6.0-170	
Wind Speed [m/s]	LW [dB(A)]
3.0	92.0
3.5	92.0
4.0	92.0
4.5	92.2
5.0	94.5
5.5	96.5
6.0	98.4
6.5	100.2
7.0	101.8
7.5	103.3
8.0	104.7
8.5	105.5
9.0	105.5
9.5	105.5
10.0	105.5
10.5	105.5
11.0	105.5
11.5	105.5
12.0	105.5
12.5	105.5
13.0	105.5
13.5	105.5
14.0	105.5
14.5	105.5
15.0	105.5
15.5	105.5
16.0	105.5
16.5	105.5
17.0	105.5
17.5	105.5
18.0	105.5
18.5	105.5
19.0	105.5
19.5	105.5

20.0	105.5
20.5	105.5
21.0	105.5
21.5	105.5
22.0	105.5
22.5	105.5
23.0	105.5
23.5	105.5
24.0	105.5
24.5	105.5
25.0	105.5

Sound Power Level included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

Noise Reduction System (NRS) operational modes

The Noise Reduction System NRS is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work.

The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. This allows wind farms to be located close to urban areas, limiting the environmental impact that they imply.

Noise control is achieved through reducing the active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed:

The task of the Noise Reduction System is to control the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed.

In order to do this, the SCADA control has to consider the wind speed of each turbine, its direction, and a configured schedule/calendar.

There are 7 low noise modes available, besides the full operation one. Noise levels corresponding to each mode are the following:

Mode:	M2	M3	M4	M5	M6	M7
Sound Power Level [dB(A)]	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0

Sound Power Level included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

Depending on the type of tower selected, some of the low noise modes defined above may not be compatible. Low noise modes compatibility vs tower designs will be analyzed upon request.

Next table presents the power production as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings.

P [kW]	Low Noise Operation Mode					
Wind Speed [m/s]	M2	M3	M4	M5	M6	M7
3.0	89	88	89	89	89	89
3.5	176	175	176	176	176	176
4.0	325	325	325	325	325	325
4.5	520	519	520	520	520	520
5.0	756	756	756	756	756	756
5.5	1038	1038	1038	1038	1038	1038
6.0	1373	1373	1373	1373	1372	1369
6.5	1768	1768	1768	1764	1754	1740
7.0	2227	2222	2218	2202	2167	2125
7.5	2749	2722	2708	2660	2582	2494
8.0	3316	3238	3207	3109	2976	2817
8.5	3893	3733	3677	3519	3328	3073
9.0	4430	4171	4087	3871	3629	3260
9.5	4884	4528	4417	4160	3876	3384
10.0	5231	4795	4665	4385	4073	3463
10.5	5470	4979	4840	4553	4224	3514
11.0	5621	5096	4955	4673	4335	3547
11.5	5708	5164	5028	4753	4410	3568
12.0	5754	5202	5070	4804	4458	3582
12.5	5778	5221	5094	4834	4487	3590
13.0	5790	5231	5107	4851	4503	3595
13.5	5795	5236	5114	4861	4511	3597
14.0	5798	5238	5117	4865	4516	3599
14.5	5799	5239	5119	4868	4518	3599
15.0	5800	5240	5119	4869	4519	3600
15.5	5800	5240	5120	4869	4520	3600
16.0	5800	5240	5120	4870	4520	3600
16.5	5800	5240	5120	4870	4520	3600
17.0	5800	5240	5120	4870	4520	3600
17.5	5800	5240	5120	4870	4520	3600
18.0	5800	5240	5120	4870	4520	3600
18.5	5800	5240	5120	4870	4520	3600
19.0	5800	5240	5120	4870	4520	3600
19.5	5800	5240	5120	4870	4520	3600
20.0	5800	5240	5120	4870	4520	3600
20.5	5721	5208	5105	4870	4520	3600
21.0	5637	5172	5081	4870	4520	3600
21.5	5553	5137	5057	4870	4520	3600
22.0	5469	5101	5033	4870	4520	3600
22.5	5385	5066	5009	4870	4520	3600
23.0	5301	5030	4985	4870	4520	3600
23.5	5217	4995	4961	4870	4520	3600
24.0	5134	4959	4936	4870	4520	3600
24.5	5051	4924	4912	4870	4520	3600
25.0	4967	4888	4888	4870	4520	3600

Next table presents the Ct as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings. The calculated Ct curve data are valid for clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

Ct [-] Wind Speed [m/s]	Low Noise Operation Mode					
	M2	M3	M4	M5	M6	M7
3.0	0.953	0.963	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.886	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.850	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.829	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.827	0.825
6.0	0.833	0.833	0.832	0.830	0.824	0.815
6.5	0.836	0.833	0.830	0.822	0.803	0.784
7.0	0.835	0.822	0.815	0.795	0.762	0.732
7.5	0.825	0.795	0.782	0.750	0.706	0.666
8.0	0.799	0.750	0.734	0.691	0.641	0.593
8.5	0.754	0.691	0.674	0.626	0.575	0.519
9.0	0.694	0.625	0.606	0.559	0.510	0.448
9.5	0.625	0.556	0.538	0.494	0.451	0.385
10.0	0.553	0.489	0.472	0.434	0.396	0.330
10.5	0.484	0.427	0.412	0.381	0.348	0.285
11.0	0.420	0.371	0.359	0.334	0.306	0.247
11.5	0.365	0.323	0.313	0.293	0.270	0.215
12.0	0.318	0.283	0.274	0.258	0.238	0.189
12.5	0.278	0.248	0.241	0.228	0.210	0.167
13.0	0.245	0.219	0.213	0.202	0.186	0.148
13.5	0.217	0.195	0.190	0.180	0.166	0.132
14.0	0.194	0.174	0.170	0.161	0.149	0.119
14.5	0.174	0.156	0.152	0.145	0.134	0.107
15.0	0.157	0.141	0.138	0.131	0.121	0.097
15.5	0.142	0.128	0.125	0.118	0.110	0.088
16.0	0.129	0.116	0.114	0.108	0.100	0.081
16.5	0.118	0.106	0.104	0.099	0.092	0.074
17.0	0.109	0.098	0.096	0.091	0.084	0.068
17.5	0.100	0.091	0.088	0.084	0.078	0.063
18.0	0.093	0.084	0.082	0.078	0.073	0.059
18.5	0.087	0.078	0.077	0.073	0.068	0.055
19.0	0.081	0.073	0.072	0.068	0.064	0.052
19.5	0.076	0.069	0.068	0.064	0.060	0.049
20.0	0.072	0.065	0.064	0.061	0.056	0.046
20.5	0.062	0.056	0.055	0.053	0.049	0.040
21.0	0.057	0.052	0.052	0.049	0.046	0.038
21.5	0.053	0.049	0.048	0.046	0.043	0.036
22.0	0.049	0.046	0.045	0.044	0.041	0.034
22.5	0.045	0.043	0.042	0.041	0.038	0.032
23.0	0.042	0.040	0.040	0.039	0.036	0.030
23.5	0.039	0.038	0.037	0.037	0.034	0.029
24.0	0.037	0.035	0.035	0.035	0.033	0.027
24.5	0.034	0.033	0.033	0.033	0.031	0.026
25.0	0.032	0.032	0.032	0.031	0.029	0.025

The table below contains the noise levels as a function of the horizontal wind speed measured at hub height for different noise reduction mode settings.

Noise values included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

Sound Power [dB(A)]	Low Noise Operation Mode					
Wind Speed [m/s]	M2	M3	M4	M5	M6	M7
3.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
4.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
5.0	94.5	94.5	94.5	94.5	94.5	94.5
6.0	98.4	98.4	98.4	98.4	98.4	98.4
7.0	101.8	101.8	101.8	101.0	100.0	99.0
8.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
9.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
10.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
11.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
12.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
13.0	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0
Up to cut-out	104.5	103.0	102.0	101.0	100.0	99.0

Sound Power Level included in the present document correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

Electrical Specifications

Nominal output and grid conditions

Nominal power	6000 kW
Nominal voltage	690 V
Power factor correction	Frequency converter control
Power factor range.....	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

Generator

Type	DFIG Asynchronous
Maximum power.....	6150 kW

Nominal speed	1120 rpm-6p (50Hz) 1344 rpm-6p (60Hz)
---------------------	--

Generator Protection

Insulation class	Stator F/H Rotor F/H
Winding temperatures	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures.....	3 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Grounding brush.....	On side no coupling

Generator Cooling

Cooling system	Air cooling
Internal ventilation	Air
Control parameter	Winding, Air, Bearings temperatures

Frequency Converter

Operation	4Q B2B Partial Load
Switching	PWM
Switching freq., grid side...	2.5 kHz
Cooling.....	Liquid/Air

Main Circuit Protection

Short circuit protection	Circuit breaker
Surge arrester	varistors

Peak Power Levels

10 min average	Limited to nominal
----------------------	--------------------

Grid Requirements

Nominal grid frequency.....	50 or 60 Hz
Minimum voltage.....	85 % of nominal
Maximum voltage.....	113 % of nominal
Minimum frequency	94 % of nominal
Maximum frequency	106 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid	
Terminals (690 V)	67 kA

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing.....	10 kW
At stand-by, yawing	41 kW

Controller back-up

UPS Controller system	Online UPS, Li battery
Back-up time.....	1 min
Back-up time Scada.....	24 h

Transformer Requirements

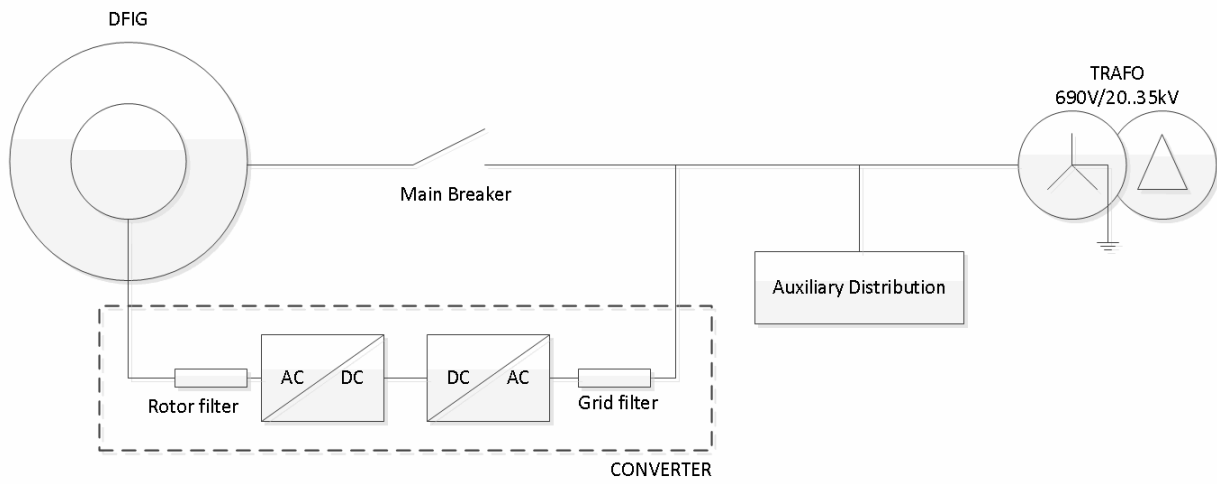
Transformer impedance requirement.....	8.0 % - 10.5%
Secondary voltage	690 V
Vector group	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

Earthing Requirements

Earthing system	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2006
Foundation reinforcement..	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals	Acc. to SGRE Standard
HV connection	HV cable shield shall be connected to earthing system

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

Simplified Single Line Diagram



Transformer Specifications ECO 30 kV*

Transformer

Type	Liquid type
Nominal power	7200 kVA at nominal voltage +/-10 %
Nominal voltage	33/0.69 kV
Frequency	50 Hz
Transformer impedance	10.6%
Loss (P ₀ /P _{n120°C}).....	3.5/113.5 kW
Vector group	Dyn11
Offload tap changer	+/- 2 x 2.5%
Standard	IEC 60076 ECO Design Directive

Transformer Cooling

Cooling type.....	KFWF
Liquid inside transformer...	K-class liquid
Cooling liquid at heat exchanger	Glysantin

Transformer Monitoring

Top oil temperature.....	PT100 sensor
Oil level monitoring sensor...	Digital input
Overpressure relay.....	Digital input

Transformer Earthing

Star point	The star point of the transformer must be connected to earth
------------------	--

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

***Example for an ECO 34.5 kV transformer. For other Medium Voltage transformers, consult with SGRE**

Switchgear Specifications

The switchgear will be chosen as factory-assembled, type-tested, and maintenance-free medium-voltage switchgear with single-busbar system. The device will be metal-enclosed, metal-clad, gas-isolated, and conforms to the stipulations of IEC 62271-200.

The switchgear vessel of the gas-insulated switchgear is classified according to IEC as a “sealed pressure system”. It is gas-tight for life. The switchgear vessel accommodates the busbar system and switching device (such as vacuum circuit breaker, three-position switch disconnecting and earthing).

The vessel is filled with sulphur hexafluoride (SF₆) at the factory. This gas is non-toxic, chemically inert, and features a high dielectric strength. Gas work on site is not required, and even in operation it is not necessary to check the gas condition or refill, the vessel is designed for being gas tight for life.

To monitor the gas density, every switchgear vessel is equipped with a ready-for-service indicator at the operating front. This is a mechanical red/green indicator, self-monitoring and independent of temperature and variations of the ambient air pressure.

MV cables connected to the grid cable- and circuit-breaker feeders are connected via cast-resin bushings leading into the switchgear vessel. The bushings are designed as outside-cone system type “C” M16 bolted 630 A connections according to EN 50181. The compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

The circuit-breaker operates based on vacuum switching technology. The vacuum interrupter unit is installed in the switchgear vessel together with the three-position switch and is thus protected from environmental influences. The operating mechanism of the circuit-breaker is located outside the vessel. Both, the interrupters and the operating mechanisms, are maintenance-free.

Padlock facilities are provided to lock the switchgear from operation in disconnecter open and close position, earth switch open and close position, and circuit breaker open position, to prevent improper operation of the equipment.

Capacitive Voltage detection systems are installed both in the grid cable and the circuit breaker feeders. Pluggable indicators can be plugged at the switchgear front to show the voltage status.

The switchgear is equipped with an over-current protection relay with the functions over current, short circuit and earth fault protection. The relay ensures that the transformer is disconnected if a fault occurs in the transformer or the medium voltage installation in the wind turbine. The relay is adjustable to obtain selectivity between low voltage main breaker and the circuit breaker in the substation.

The protection relay is a self-powered overcurrent protection relay that does not require external auxiliary voltage supply. It imports its power supply from current transformers, that are already mounted on the bushings inside the circuit breaker panel and is therefore ideal for wind turbine applications.

Trip signals from the transformer auxiliary protection and wind turbine controller can also disconnect the switchgear.

The switchgear consists of two or more feeders⁴; one circuit breaker feeder for the wind turbine transformer also with earthing switch and one or more grid cable feeders⁵ with load break switch and earthing switch.

The switchgear can be operated local at the front or by use of portable remote control (circuit breaker only) connected to a control box at the wind turbine entrance level.

⁴ Up to four feeders.

⁵ SGRE to be contacted for possible feeder configurations of circuit breaker and grid feeder combinations.

The switchgear is located below the tower structure. The main transformer, LV switchgear and converters are located on the nacelle level above the tower.

Grid cables, from substation and/or between the turbines, must be installed at the bushings in the grid cable feeder cubicles of the switchgear. These bushings are the interface/grid connection point of the turbine. It is possible to connect grid cables in parallel by installing the cables on top of each other. Depending on the cable termination kit, up to three grid cable sets can be connected in this cable compartment.

The transformer cables are installed at the bottom of the circuit breaker feeder. The cable compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

Optionally, the switchgear can be delivered with surge arresters installed in between the switchgear and wind turbine transformer on the outgoing bushings of the circuit breaker feeder.

Technical Data for Switchgear

Switchgear

Make	TBD
Type	TBD
Rated voltage	10,5-36 kV
Operating voltage	10,5-35 kV (Um 40,5kV)
Rated current	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Peak withstand current	50 kA
Power frequency withstand voltage	70 kV
Lightning withstand voltage	170 kV
Insulating medium	SF ₆
Switching medium	Vacuum
Consist of	2/3/4 panels
Grid cable feeder	Load break switch
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IP65
Internal arc classification IAC:	A FLR 20 kA 1s
Pressure relief	Upwards
Standard	IEC 62271
Temperature range	-25°C to +45°C

Grid cable feeder

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current, load breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Control	Local
Voltage detection system	Capacitive

Circuit breaker feeder

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current circuit breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Short circuit breaking current	20 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Tripping mechanism	Stored energy

Control

Coil for external trip	24 V DC
Voltage detection system	Capacitive

Protection

Over-current relay	Self-powered
Functions	50/51 50N/51N
Power supply	Integrated CT supply

Interface- MV Cables

Grid cable feeder	630 A bushings type C M16 Max 3 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter) ⁶	26 - 38mm 36 - 52mm 50 – 75mm
Circuit breaker feeder	630 A bushings type C M16
Cable entry	From bottom
Interface to turbine control	
Breaker status	1 NO contact
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	24 V DC

Siemens Gamesa and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice. All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

⁶ Cable clamps are not part of switchgear delivery.

Preliminary Foundation Loads

Detailed information about foundation loads will be available upon request.

Tower Dimensions

SG 6.0-170 is offered with a an extensive tower portfolio ranging from 100m-165m. All the towers are designed in compliance with local logistics requirements.

Information about catalogue tower heights will be available upon request.

Foundation Design

Detailed information about foundation loads will be available upon request

Preliminary Grid Performance Specification, 50 Hz

General

This document describes the grid performance of the SG 6.0-170, 50 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document are based on the assumption that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to **Figure 1**. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (Sk/Sn) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE in PSS/E. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the SG 6.0-170, 50 Hz wind turbine are presented in **Figure 1**. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

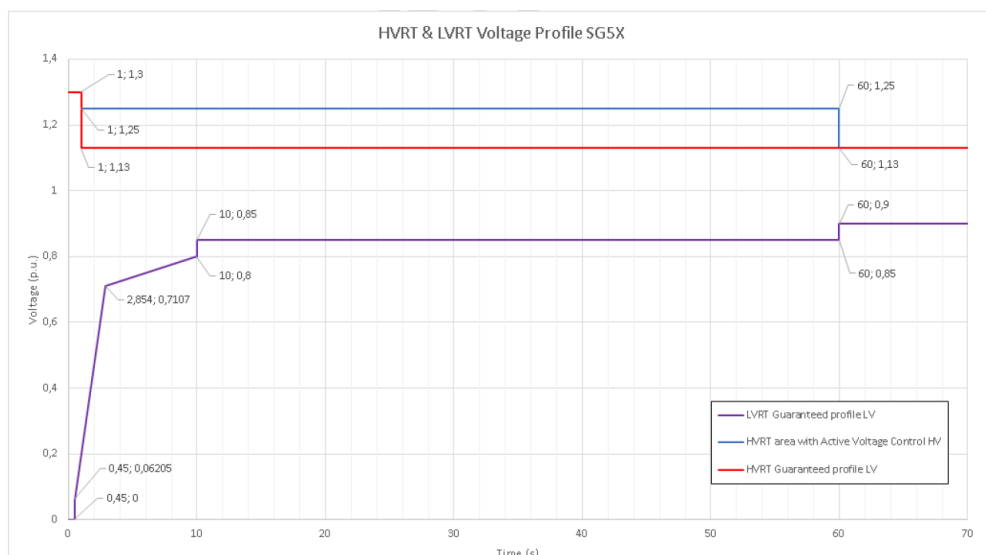


Figure 1. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine is able to operate in a wide power factor range at the low voltage side of the wind turbine transformer. See the Reactive Power capability chapter for more details. The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points.

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

Frequency Capability

The wind turbine is able to operate in the frequency range between 47 Hz and 53 Hz.

Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 60ms. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% in order to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

Reactive Power -Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point Of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

Preliminary Grid Performance Specification, 60 Hz

General

This document describes the grid performance of the SG 6.0-170, 60 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document are based on the assumption that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to **Figure 2**. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (S_k/S_n) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE in PSS/E. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the SG 6.0-170, 60 Hz wind turbine are presented in **Figure 2**. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

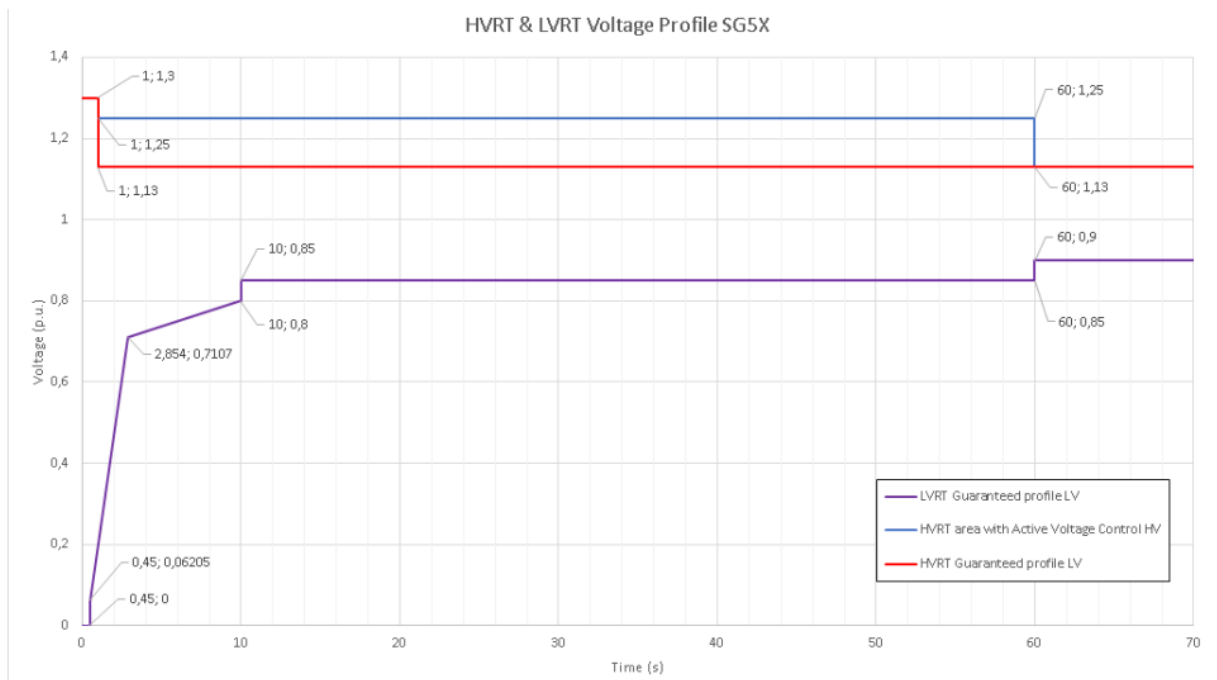


Figure 2. Lower voltage limits for SG 6.0-170, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine is able to operate in a wide power factor range at the low voltage side of the wind turbine transformer. See the Reactive Power capability chapter for more details. The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

Frequency Capability

The wind turbine is able to operate in the frequency range between 56.4 Hz and 63.6 Hz.

Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 60ms. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% in order to support the best possible performance by staying within the operation limits

Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

Reactive Power -Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point Of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

Reactive Power Capability, 50 Hz

General

This document describes the reactive power capability of SG 6.0-170, 50 Hz wind turbines during active power production. SG 6.0-170 wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

The maximum amount of Reactive Power to be generated or consumed depends on a wide range of parameters, some of them not possible to consider in a general way as they are fully dependent on the site and grid conditions.

Between others, the Reactive Power Capability at a given Operating Conditions depends on existing Active Power, internal temperature of WTG components, external ambient temperature, Grid conditions (voltage level, frequency level, etc) and impact, thermally, in high inertial systems. So, the required operation time in worse conditions is also a parameter to be considered.

Online maximum capabilities estimation is executed by the Reactive Power Controller algorithm, in order to provide the possibility of maximizing the Capabilities in favorable grid and site conditions.

Reactive Power Capability Curves

The estimated maximum reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures.

Figure 1 and 2 show the reactive power capability depending on the generated Active Power at LV terminals, at various voltages between 0.85 p.u. and 1.12 p.u. at the LV terminals. The reference external temperature is set to maximum. Capabilities when reducing ambient temperatures increase.

Between voltages of +112% and +113%, as well as between 85% and 86%, Reactive Power Controller enters in Voltage Saturation Mode and will not allow an amount of Reactive Power generation or consumption that would cause a trip due to over or under voltage protections, caused by the own operation of the turbine. These levels are possible to be set.

Figure 3 includes reactive power capability at no wind operating conditions (QwP0).

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 0.92 p.u. to 1.08 p.u. The wind power plant should be designed to maintain the wind turbine voltage references between 0.95 p.u. and 1.05 p.u. during steady state operation.

The tables and figures assume that the phase voltages are balanced, and that the grid operational frequency and component values are nominal. Unbalanced voltages will decrease the reactive power capability. Component tolerances were not considered in determining curve parameters. Instead, the curves and data are subject to an overall tolerance of $\pm 5\%$ of the rated power.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactors and the existing filters.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

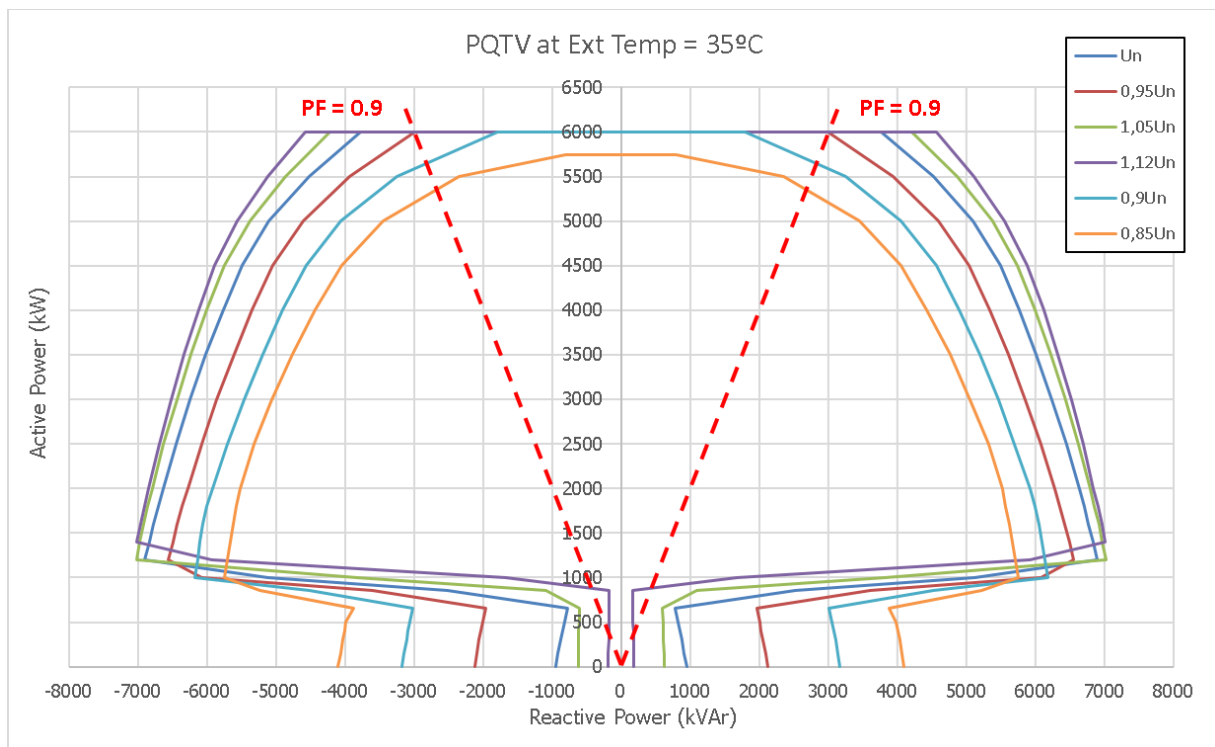


Figure 1: Reactive power capability curves, 50 Hz Wind Turbine, at LV terminals. 35°C External Ambient Temperature

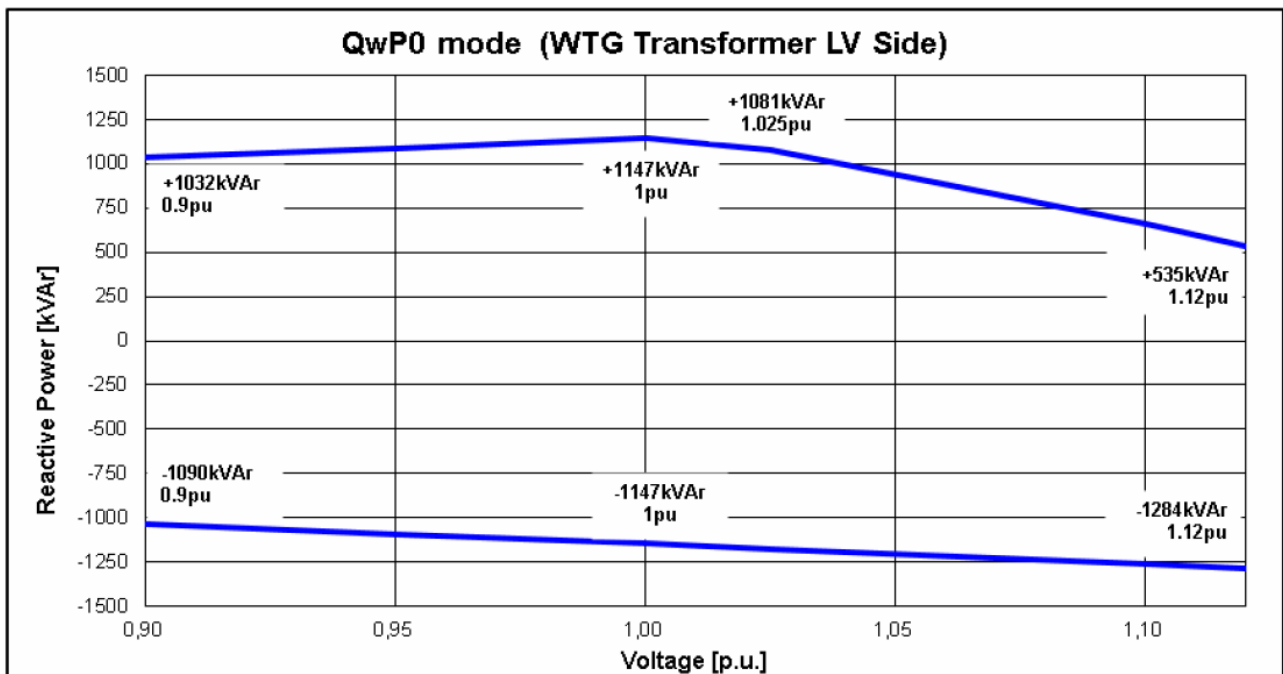


Figure 3: Reactive power capability at no wind (QwP0)

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

Reactive Power Capability, 60 Hz

General

This document describes the reactive power capability of SG 6.0-170, 60 Hz wind turbines during active power production. SG 6.0-170 wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

The maximum amount of Reactive Power to be generated or consumed depends on a wide range of parameters, some of them not possible to consider in a general way as they are fully dependent on the site and grid conditions.

Between others, the Reactive Power Capability at a given Operating Conditions depends on existing Active Power, internal temperature of WTG components, external ambient temperature, Grid conditions (voltage level, frequency level, etc) and impact, thermally, in high inertial systems. So, the required operation time in worse conditions is also a parameter to be considered.

Online maximum capabilities estimation is executed by the Reactive Power Controller algorithm, in order to provide the possibility of maximizing the Capabilities in favorable grid and site conditions.

Reactive Power Capability Curves

The estimated maximum reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures.

Figure 1 and 2 show the reactive power capability depending on the generated Active Power at LV terminals, at various voltages between 0.85 p.u. and 1.12 p.u. at the LV terminals. The reference external temperature is set to maximum. Capabilities when reducing ambient temperatures increase.

Between voltages of +112% and +113%, as well as between 85% and 86%, Reactive Power Controller enters in Voltage Saturation Mode and will not allow an amount of Reactive Power generation or consumption that would cause a trip due to over or under voltage protections, caused by the own operation of the turbine. These levels are possible to be set.

Figure 3 includes reactive power capability at no wind operating conditions (QwP0).

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 0.92 p.u. to 1.08 p.u. The wind power plant should be designed to maintain the wind turbine voltage references between 0.95 p.u. and 1.05 p.u. during steady state operation.

The tables and figures assume that the phase voltages are balanced, and that the grid operational frequency and component values are nominal. Unbalanced voltages will decrease the reactive power capability. Component tolerances were not considered in determining curve parameters. Instead, the curves and data are subject to an overall tolerance of $\pm 5\%$ of the rated power.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactors and the existing filters.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

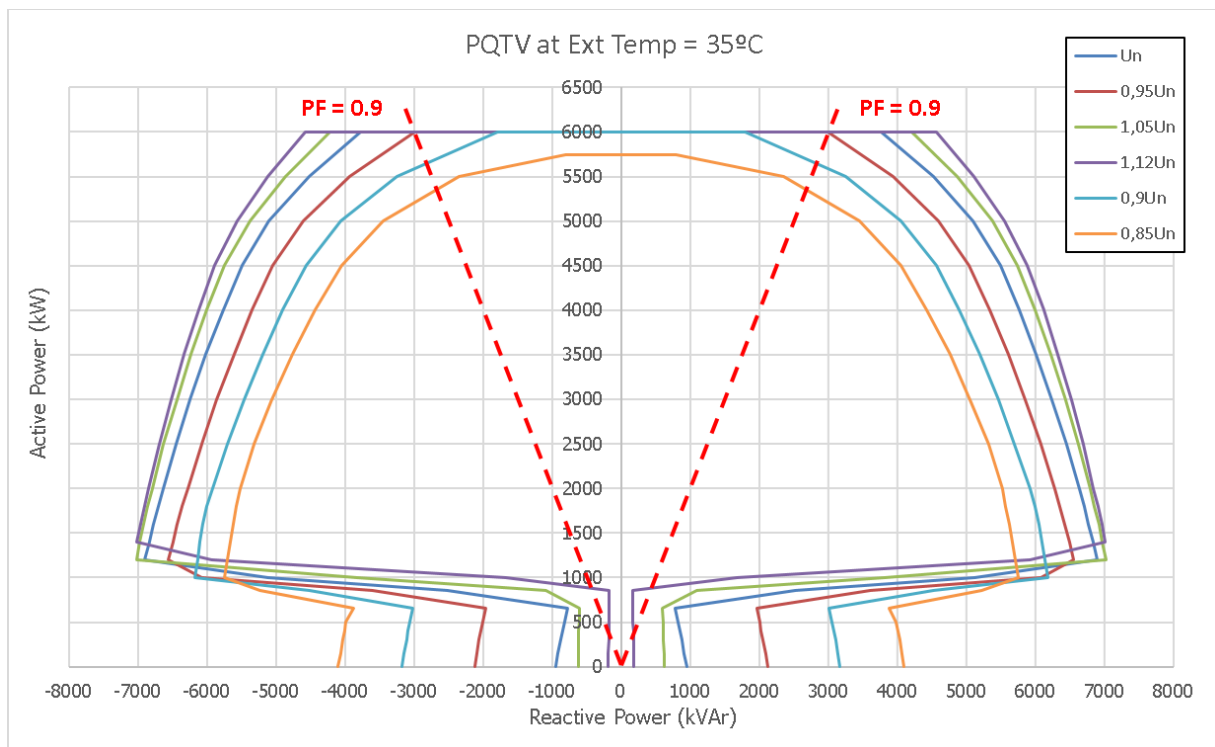


Figure 1: Reactive power capability curves, 60 Hz Wind Turbine, at LV terminals. 35°C External Ambient Temperature

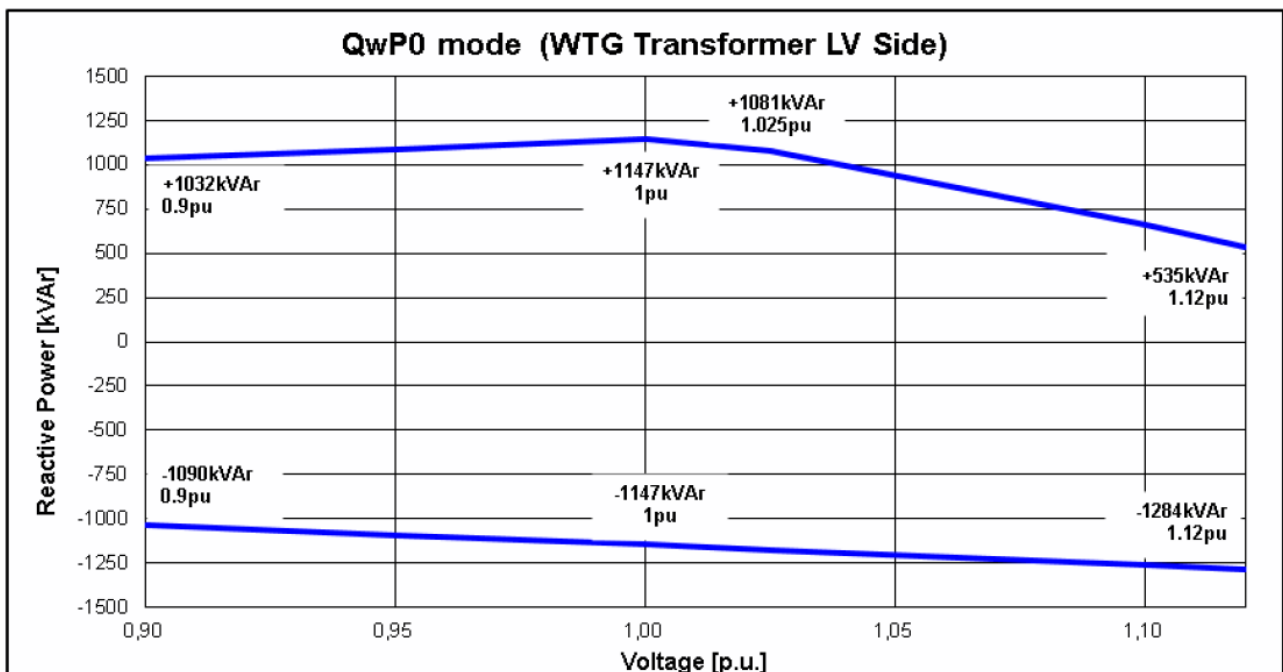


Figure 3: Reactive power capability at no wind (QwP0)

SCADA, System Description

Introduction

This is a general description of the SGRE SCADA System.

The SGRE SCADA system is a system for supervision, data acquisition, control, and reporting for wind farm performance.

Main features

The SCADA system has the following main features:

- On-line supervision and control accessible via Internet.
- Data acquisition and storage of data in a historical database.
- Local storage of data at wind turbines if communication is interrupted and transferred to historical database when possible.
- System access from anywhere using a standard web browser. No special client software or licenses are required.
- Users are assigned individual user names and passwords, and the administrator can assign a user level to each user name for added security.
- Email function can be configured for fast alarm response for both turbine and substation alarms.
- Interface to park pilot functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation, e.g. MW / Voltage / Frequency / Ramp rate.
- Power curve plots and efficiency calculations with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition monitoring integrated with the turbine controller using designated server.
- Ethernet-based system with compatible interfaces (OPC XML / IEC 60870-5-104 / Modbus TCP).
- Virus Protection Solution.
- Back-up & restore.

Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (STC). The STC can operate the turbine independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

A turbine interface computer (STIC) placed at the tower base handles the interface between the STC and the central SCADA server. Data recorded in the turbine is stored here temporary. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the STIC and transferred to the SCADA server when possible. The STIC is considered part of the wind turbine.

Communication network in wind farm

The communication network in the wind farm must be established with optical fibers. The optimum network design is typically a function of the wind farm layout. Once the layout is selected, SGRE will define the minimum requirements for the network design.

The supply, installation, and termination of the communication network are carried out by the Employer.

SCADA server panel

The central SCADA server panel supplied by SGRE is normally placed at the wind farm substation or control building.

The server panel comprises amongst others:

- The server is configured with standard disk redundancy (RAID) to ensure continuous operation in case of disk failure. Network equipment. This includes all necessary switches and media converters.

- UPS back up to ensure safe shut down of servers in case of power outage.

For large sites or as option a virtualized SCADA solution can be supplied.

On the SCADA server the data is presented online as a web-service and simultaneously stored in an SQL database. From this SQL database numerous reports can be generated.

Employer “client” connection to the SCADA system establishing via the internet through a point to point TCP/IP VPN-connection.

Grid measuring station

The SCADA system includes a GMS located in one / more GMS panels or in the SCADA server panel. Normally the GMS is placed at the wind farm substation or control building.

The heart of the GMS is a PQ meter and the HPPP. The HPPP/GMS can be scaled to almost any arrangement of the grid connection. The HPPP/GMS requires voltage and current signals from VT's and CT's fitted at the wind farm PCC to enable its control functions.

The GMS interfaces to the SGRE SCADA servers and turbines are via a LAN network.

The HPPP can on request be supplied in a high availability (HA) setup with a redundant server cluster configuration.

Note: In small SGRE SCADA systems (typically <10 turbines) and if the small SGRE SCADA system is placed in a turbine the GMS components (HPPP / GMS) may be arranged otherwise.

Signal exchange

Online signal exchange and communications with third party systems such as substation control systems, remote control systems, and/or maintenance systems is possible from both the module and/or the SGRE SCADA server panel. For communication with third party equipment a Modbus TCP, IEC 60870-5-104, and OPC XML compatible interfaces are available as an option.

SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data. The screen displays can be adjusted to meet individual customer requirements.

Historical data are stored in an MS SQL database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing in MS Access or Excel via a ODBC connection.

The SGRE SCADA software also serves as user interface to the HPPP functions.

Virus protection solution

A virus protection solution can be offered as a part of the Service Agreement(SA). An anti-virus client software will in that case be installed on all MS-Windows based components at the SCADA system and the WTGs.

The virus protection solution is based on a third party anti-virus product. Updates to the anti-virus client software and pattern files are automatically distributed from central SGRE based servers.

Back-up & restore

For recovery of a defect SCADA system or component, the SGRE SCADA system provides back-up of configuration files and basic production data files. Both configuration and selected production data are backed up automatically on a regular time basis for major components. The back-up files are stored both locally on the site servers and remotely on SGRE back-up storage servers.

Codes and Standards

The wind turbine is designed and certified with an external certification body according to:

- 1) Operational Document: OD-501, Type Certification Scheme
- 2) OD501-T01 Type Certificate & Provisional Type Certificate template Wind Turbine
- 3) IEC 61400-22:2010 Ed.1, Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification
- 4) EN 61400-1:2018, Ed.4, Wind turbine generator systems Part 1: Safety requirements, (IEC 61400-1:2005, modified)
- 5) IEC 61400-1:2018 Ed.4 Wind turbines –. Part 1: Design requirements
- 6) DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015
- 7) IEC 61400-11:2006, Wind turbine generator systems Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- 8) IEC 61400-12:2005, Ed.1, Wind Turbine Generator Systems Part 12: Wind turbines power performance testing
- 9) IEC 61400-13: 2015 Wind Turbine Generator Systems - Part 13: Measurement Of Mechanical Loads
- 10) IEC 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades
- 11) VDI 2230 Blatt 1, 2016, Bolt calculation
- 12) ISO 898-1:2013 Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel -- Part 1: Bolts, screws and studs with specified property classes -- Coarse thread and fine pitch thread
- 13) EN 10029:2010, Hot rolled steel plates 3 mm thick or above - Tolerances on dimensions, shape and mass
- 14) DS/EN 10083:2008, Quenched and tempered steels - Part 1: Technical delivery conditions for special steels (Main shaft)
- 15) DS/EN 1563:2012, Founding - Spheroidal graphite cast irons
- 16) DS/EN 10025-1:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 1: General technical delivery conditions
- 17) DS/EN 10025-2:2006, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels
- 18) DS/EN 10025-3:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 3: Technical delivery conditions for normalized/normalized rolled weldable fine grain structural steels
- 19) EN 1993-1-8:2005/AC:2009: Eurocode 3: Design of steel structures
- 20) EN 1999 Design of aluminium structures
- 21) ISO/TS 16281:2008 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- 22) DIN ISO 281 Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life - Life modification factor aDIN and calculation of the modified rating life
- 23) DIN ISO 76:2006 Rolling bearings - Static load ratings
- 24) ISO/TS 16281:2008 + Cor. 1:2009 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- 25) DNV-DS-J102:2010 Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines
- 26) OD-501-2ed.1.0 Conformity Assessment and Certification of wind turbine gearboxes by RECB

-
- 27) [IEC 61400-4:2012](#) Wind turbines -- Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes
 - 28) EN 61000-6-2:2005 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments
 - 29) EN 61000-6-4:2007 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments
 - 30) EN 60204-1:2006 (+correct 2010) Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements
 - 31) EN 61439-1:2014 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. General rules
 - 32) EN 61439-2:2011 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. Power switchgear and control gear assemblies
 - 33) [IEC 61400-24 Ed. 1.0](#) (2010) Wind turbines - Part 24: Lightning protection
 - 34) DS/EN 60076 – 16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications
 - 35) IEC 61400-21:2008 Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
 - 36) Low Voltage Directive 2014/35/EU
 - 37) EMC Directive 2014/30/EU
 - 38) EN 61000-6-2:2005 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments
 - 39) ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements 2004/108/EF EMC Directive

Other Performance Features

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offers the following optional performance features for SG 6.0-170 that can optimize your wind farm by boosting performance, enhancing environmental agility, supporting compliance with legal regulation, and supporting grid stability.

High Temperature Derated operational mode (also known as Power Derating due to component temperature)

Ventilation and cooling systems are designed to allow the WTG operation at rated power up to a certain external nominal temperature and a certain altitude. For sites located beyond 1000m above the sea level, the air density reduction affects the turbine components ventilation capacity, reducing the maximum operational temperature at rated power. However, this maximum ambient temperature can be extended by reducing the delivered power.

Considering the individual components requirements in temperatures at different altitude levels, and their dissipated heat at different power limits, several curves power-temperature will be generated. These curves will define the envelopes inside which SG 6.0-170 could operate assuring the integrity of all components.

The control system, considering the defined turbine type, will dynamically adjust the maximum allowed power as a function of component temperature.

Ice Detection System

A default IDS is included in SG 6.0-170. This system is required in order to prevent the turbine operating under non desirable ice conditions that could represent an out-of-design situation with risk for the turbine integrity or H&S.

The default IDS can be improved by application of additional features, described as follows:

- Ice on nacelle sensor (optional kit). Additional sensor is installed to detect ice on nacelle.
- Improved ice on blade detection algorithm (optional, only available when blade de-icing system is installed). It requires additional hardware. It is a more complex ice detection algorithm defined based on ice probability calculation, and it is a valuable complement for improving the blade de-icing system performance.

Noise Reduction System

The Noise Reduction System NRS is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the existence of a SGRE SCADA system to work.

The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions. This allows wind farms to be located close to urban areas, limiting the environmental impact that they imply.

Bat Protection System

To support the installation of wind turbines in areas that constitute a natural habitat for bats, SGRE has developed a Bat Protection System. Bats are usually more active at certain times of the night and at certain times of the year, depending on the local habitat and/or migration routes. The purpose of the SGRE Bat Protection System is to monitor the local environmental conditions in order to reduce the risk of impact on bats.

Specific environmental conditions can be monitored by means of dedicated additional sensors: temperature, light, humidity and rainfall. If conditions for the existence of bats are met, the Bat Protection System tool will



request the wind turbines to be paused. As soon as one of the conditions is no longer met, the affected wind turbine will return to its initial status prior to receiving the pause order from the tool, depending on the configured hysteresis values.

The tool does not require all the sensors associated with the conditions to be installed and, depending on each site, the sensors needed will be configured. If there is no sensor for a specific environmental variable, condition is configured as fulfilled.

Additionally, Bat Protection System can be configured to be triggered depending on calendar (day/time), wind speed range or wind direction.

Bird Detection System

The Bird Detection System is a stand-alone system that monitors the wind farm's surrounding air space and detects flying birds in real time. At the same time, it is capable of handling real-time actions related to bird detection, such as warning and deterring birds at risk of colliding with the wind turbines or automatic shutdown of the selected wind turbines.

COMMITTENTE Green Energy Sardegna 2 S.r.l. Piazza del Grano, 3 Bolzano (BZ)		OGGETTO PARCO EOLICO "BITTI – AREA PIP" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO RS-1
	TITOLO STUDIO PREVISIONALE DI IMPATTO ACUSTICO	PAGINA 58 di 58	

**APPENDICE 2 - REPORT DEI RISULTATI DEL CALCOLO MODELLISTICO –
MODELLO NORD2000**

Project:
Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page
07/08/2020 14.23 / 1

Licensed user:
Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
Calculated:
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Main Result

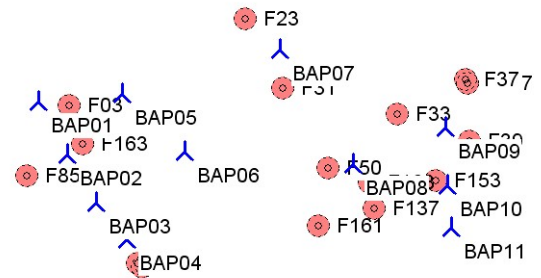
Calculation: NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

Assumptions

Weather stability
Relative humidity 50,0 %
Air temperature 15,0 °C
Height for air temperature 2,0 m
Stability parameters Night;Clear sky
Inverse Monin Obukhov length 0,0100
Temperature scale T* 0,0500

Terrain
Flat area with fixed elevation 0,0 m above sea level
Uniform roughness length 0,0300 m
Uniform roughness class 1,0
Uniform terrain type D

Wind speed criteria
Uniform wind speed at 10 m agl.
Height above ground level for receiver 1,5 m
Wind speed has been extrapolated to calculation height using IEC profile shear (z0 = 0.05m)
No stability correction
Version 3.00.0



WTGs

Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular <±4m) WTG type

	East North Z			Row data/Description	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Noise data	
	East	North	Z								Creator	Name
BAP01	1.524.053	4.482.291	715,7	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP02	1.524.348	4.481.771	740,7	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP03	1.524.634	4.481.288	799,6	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP04	1.524.943	4.480.934	795,0	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP05	1.524.891	4.482.372	715,2	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP06	1.525.512	4.481.797	741,0	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP07	1.526.449	4.482.811	710,0	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP08	1.527.183	4.481.678	752,3	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP09	1.528.099	4.482.044	771,6	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP10	1.528.123	4.481.478	782,1	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6
BAP11	1.528.157	4.481.053	820,0	Siemens Mode 0 SG 6....Yes		Siemens Mode 0	SG 6.0-170-6.000	6.000	170,0	115,0	USER	Noise_SG_6

Calculation Results

Sound Level

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular <±4m)					Sound Level	
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	From WTGs	
				[m]	[m]	[m/s]	[dB(A)]	
F168	Noise sensitive point: (390)	1.527.350	4.481.506	772,4	1,5	9,0	47,4	
F168						10,0	47,4	
F03	Noise sensitive point: (396)	1.524.365	4.482.250	730,0	1,5	9,0	46,8	
F03						10,0	46,8	
F31	Noise sensitive point: (400)	1.526.487	4.482.427	718,0	1,5	9,0	43,4	
F31						10,0	43,4	
F33	Noise sensitive point: (402)	1.527.619	4.482.174	757,4	1,5	9,0	42,9	
F33						10,0	42,9	
F39	Noise sensitive point: (403)	1.528.335	4.481.913	770,0	1,5	9,0	47,0	
F39						10,0	47,0	
F69	Noise sensitive point: (409)	1.525.093	4.480.658	805,0	1,5	9,0	45,1	
F69						10,0	45,1	
F161	Abitazione	1.526.838	4.481.071	805,0	1,5	9,0	39,2	
F161						10,0	39,2	
F163	Noise sensitive point: (423)	1.524.497	4.481.870	736,0	1,5	9,0	50,0	
F163						10,0	50,0	
F23	Noise sensitive point: (429)	1.526.110	4.483.114	700,0	1,5	9,0	41,7	
F23						10,0	41,7	
F37	Abitazione	1.528.292	4.482.521	739,0	1,5	9,0	41,1	

To be continued on next page...

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 2

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Main Result**Calculation:** NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular $\pm 4m$)				Sound Level	
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	From WTGs
				[m]	[m]	[m/s]	[dB(A)]
	F37					10,0	41,1
	F50 Noise sensitive point: (433)	1.526.936	4.481.639	769,4		9,0	46,7
	F50					10,0	46,7
	F68 Noise sensitive point: (440)	1.525.133	4.480.678	802,8		9,0	45,0
	F68					10,0	45,0
	F85 Noise sensitive point: (444)	1.523.943	4.481.557	727,9		9,0	43,5
	F85					10,0	43,5
	F128 Noise sensitive point: (451)	1.525.049	4.480.691	809,6		9,0	46,5
	F128					10,0	46,5
	F137 Noise sensitive point: (454)	1.527.392	4.481.250	781,8		9,0	43,0
	F137					10,0	43,0
	F153 Noise sensitive point: (456)	1.528.003	4.481.527	767,5		9,0	51,5
	F153					10,0	51,5
	F167 Noise sensitive point: (457)	1.528.314	4.482.481	742,8		9,0	41,5
	F167					10,0	41,5

Sound Level

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular $\pm 4m$)				Sound Level		
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	Dir	From WTGs
				[m]	[m]	[m/s]	[°]	[dB(A)]
	F168 Noise sensitive point: (390)	1.527.350	4.481.506	772,4		9,0	-45,0	47,4
	F168					9,0	45,0	47,3
	F168					9,0	135,0	47,3
	F168					9,0	225,0	47,3
	F168					9,0	315,0	47,4
	F168					10,0	-45,0	47,4
	F168					10,0	45,0	47,3
	F168					10,0	135,0	47,3
	F168					10,0	225,0	47,3
	F168					10,0	315,0	47,4
	F03 Noise sensitive point: (396)	1.524.365	4.482.250	730,0		9,0	-45,0	46,7
	F03					9,0	45,0	46,8
	F03					9,0	135,0	46,8
	F03					9,0	225,0	46,8
	F03					9,0	315,0	46,7
	F03					10,0	-45,0	46,7
	F03					10,0	45,0	46,8
	F03					10,0	135,0	46,8
	F03					10,0	225,0	46,8
	F03					10,0	315,0	46,7
	F31 Noise sensitive point: (400)	1.526.487	4.482.427	718,0		9,0	-45,0	43,3
	F31					9,0	45,0	43,3
	F31					9,0	135,0	43,3
	F31					9,0	225,0	43,4
	F31					9,0	315,0	43,3
	F31					10,0	-45,0	43,3
	F31					10,0	45,0	43,3
	F31					10,0	135,0	43,3
	F31					10,0	225,0	43,4
	F31					10,0	315,0	43,3
	F33 Noise sensitive point: (402)	1.527.619	4.482.174	757,4		9,0	-45,0	42,7
	F33					9,0	45,0	42,7
	F33					9,0	135,0	42,9
	F33					9,0	225,0	42,9
	F33					9,0	315,0	42,7
	F33					10,0	-45,0	42,7
	F33					10,0	45,0	42,7
	F33					10,0	135,0	42,9
	F33					10,0	225,0	42,9
	F33					10,0	315,0	42,7

To be continued on next page...

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 3

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Main Result**Calculation:** NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular $\pm 4m$)				Sound Level			
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	Dir	From WTGs	
				[m]	[m]	[m/s]	[°]	[dB(A)]	
F39	Noise sensitive point: (403)	1.528.335	4.481.913	770,0		1,5	9,0	-45,0	47,0
F39							9,0	45,0	46,8
F39							9,0	135,0	46,9
F39							9,0	225,0	47,0
F39							9,0	315,0	47,0
F39							10,0	-45,0	47,0
F39							10,0	45,0	46,8
F39							10,0	135,0	46,8
F39							10,0	225,0	47,0
F39							10,0	315,0	47,0
F69	Noise sensitive point: (409)	1.525.093	4.480.658	805,0		1,5	9,0	-45,0	45,1
F69							9,0	45,0	45,1
F69							9,0	135,0	44,9
F69							9,0	225,0	44,9
F69							9,0	315,0	45,1
F69							10,0	-45,0	45,1
F69							10,0	45,0	45,1
F69							10,0	135,0	44,9
F69							10,0	225,0	44,9
F69							10,0	315,0	45,1
F161	Abitazione	1.526.838	4.481.071	805,0		1,5	9,0	-45,0	39,1
F161							9,0	45,0	39,2
F161							9,0	135,0	38,7
F161							9,0	225,0	38,8
F161							9,0	315,0	39,1
F161							10,0	-45,0	39,1
F161							10,0	45,0	39,2
F161							10,0	135,0	38,6
F161							10,0	225,0	38,7
F161							10,0	315,0	39,1
F163	Noise sensitive point: (423)	1.524.497	4.481.870	736,0		1,5	9,0	-45,0	50,0
F163							9,0	45,0	50,0
F163							9,0	135,0	50,0
F163							9,0	225,0	50,0
F163							9,0	315,0	50,0
F163							10,0	-45,0	50,0
F163							10,0	45,0	50,0
F163							10,0	135,0	50,0
F163							10,0	225,0	50,0
F163							10,0	315,0	50,0
F23	Noise sensitive point: (429)	1.526.110	4.483.114	700,0		1,5	9,0	-45,0	41,3
F23							9,0	45,0	41,3
F23							9,0	135,0	41,7
F23							9,0	225,0	41,7
F23							9,0	315,0	41,3
F23							10,0	-45,0	41,2
F23							10,0	45,0	41,3
F23							10,0	135,0	41,7
F23							10,0	225,0	41,7
F23							10,0	315,0	41,2
F37	Abitazione	1.528.292	4.482.521	739,0		1,5	9,0	-45,0	40,8
F37							9,0	45,0	40,4
F37							9,0	135,0	40,8
F37							9,0	225,0	41,1
F37							9,0	315,0	40,8
F37							10,0	-45,0	40,8
F37							10,0	45,0	40,3
F37							10,0	135,0	40,8
F37							10,0	225,0	41,1
F37							10,0	315,0	40,8

To be continued on next page...

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 4

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Main Result**Calculation:** NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular <±4m)				Sound Level			
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	Dir	From WTGs	
				[m]	[m]	[m/s]	[°]	[dB(A)]	
F50	Noise sensitive point: (433)	1.526.936	4.481.639	769,4		1,5	9,0	-45,0	46,7
F50							9,0	45,0	46,7
F50							9,0	135,0	46,7
F50							9,0	225,0	46,6
F50							9,0	315,0	46,7
F50							10,0	-45,0	46,7
F50							10,0	45,0	46,7
F50							10,0	135,0	46,7
F50							10,0	225,0	46,6
F50							10,0	315,0	46,7
F68	Noise sensitive point: (440)	1.525.133	4.480.678	802,8		1,5	9,0	-45,0	45,0
F68							9,0	45,0	45,0
F68							9,0	135,0	44,8
F68							9,0	225,0	44,9
F68							9,0	315,0	45,0
F68							10,0	-45,0	45,0
F68							10,0	45,0	45,0
F68							10,0	135,0	44,8
F68							10,0	225,0	44,8
F68							10,0	315,0	45,0
F85	Noise sensitive point: (444)	1.523.943	4.481.557	727,9		1,5	9,0	-45,0	43,2
F85							9,0	45,0	43,5
F85							9,0	135,0	43,4
F85							9,0	225,0	43,1
F85							9,0	315,0	43,2
F85							10,0	-45,0	43,2
F85							10,0	45,0	43,5
F85							10,0	135,0	43,4
F85							10,0	225,0	43,1
F85							10,0	315,0	43,2
F128	Noise sensitive point: (451)	1.525.049	4.480.691	809,6		1,5	9,0	-45,0	46,5
F128							9,0	45,0	46,5
F128							9,0	135,0	46,3
F128							9,0	225,0	46,3
F128							9,0	315,0	46,5
F128							10,0	-45,0	46,5
F128							10,0	45,0	46,5
F128							10,0	135,0	46,3
F128							10,0	225,0	46,3
F128							10,0	315,0	46,5
F137	Noise sensitive point: (454)	1.527.392	4.481.250	781,8		1,5	9,0	-45,0	43,0
F137							9,0	45,0	43,0
F137							9,0	135,0	42,7
F137							9,0	225,0	42,8
F137							9,0	315,0	43,0
F137							10,0	-45,0	43,0
F137							10,0	45,0	43,0
F137							10,0	135,0	42,7
F137							10,0	225,0	42,8
F137							10,0	315,0	43,0
F153	Noise sensitive point: (456)	1.528.003	4.481.527	767,5		1,5	9,0	-45,0	51,5
F153							9,0	45,0	51,5
F153							9,0	135,0	51,5
F153							9,0	225,0	51,5
F153							9,0	315,0	51,5
F153							10,0	-45,0	51,5
F153							10,0	45,0	51,5
F153							10,0	135,0	51,5
F153							10,0	225,0	51,5
F153							10,0	315,0	51,5

To be continued on next page...

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 5

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Main Result**Calculation:** NORD2000_2020_08_07 **Type:** Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Noise sensitive area		Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular <±4m)					Sound Level	
No.	Name	East	North	Z	Imission height	Wind speed	Dir	From WTGs
				[m]	[m]	[m/s]	[°]	[dB(A)]
F167	Noise sensitive point: (457)	1.528.314	4.482.481	742,8	1,5	9,0	-45,0	41,3
F167						9,0	45,0	40,9
F167						9,0	135,0	41,3
F167						9,0	225,0	41,5
F167						9,0	315,0	41,3
F167						10,0	-45,0	41,2
F167						10,0	45,0	40,8
F167						10,0	135,0	41,3
F167						10,0	225,0	41,5
F167						10,0	315,0	41,2

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 6

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation**Calculation:** NORD2000_2020_08_07**Type:** Speed/Direction analysis**Assumptions****Weather stability**

Relative humidity 50,0 %
 Air temperature 15,0 °C
 Height for air temperature 2,0 m
 Stability parameters Night:Clear sky
 Inverse Monin Obukhov length 0,0100
 Temperature scale T* 0,0500

Terrain

Flat area with fixed elevation 0,0 m above sea level
 Uniform roughness length 0,0300 m
 Uniform roughness class 1,0
 Uniform terrain type D

Wind speed criteria

Uniform wind speed at 10 m agl.
 Height above ground level for receiver 1,5 m
 Wind speed has been extrapolated to calculation height using
 IEC profile shear (z0 = 0.05m)
 No stability correction
 Version 3.0.0.0

WTG: Siemens Mode 0 SG 6.0-170 6000 170.0 !O!**Noise:** Noise_SG_6

Source	Source/Date	Creator	Edited
Standard Acoustic Emission Rev.0 AM 0 Ed3	10/04/2020	USER	25/07/2020 14.33

Wind speed [m/s]	LwA,ref [dB(A)]
3,0	92,0
4,0	92,0
5,0	95,0
6,0	98,3
7,0	101,7
9,0	105,5
10,0	105,5
13,0	105,5

NSA: Noise sensitive point: (390)-F168**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (396)-F03**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (400)-F31**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (402)-F33**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 7

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation**Calculation:** NORD2000_2020_08_07 **Type:** Speed/Direction analysis**NSA:** Noise sensitive point: (403)-F39**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (409)-F69**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Abitazione-F161**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (423)-F163**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (429)-F23**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Abitazione-F37**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (433)-F50**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (440)-F68**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (444)-F85**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (451)-F128**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m**NSA:** Noise sensitive point: (454)-F137**Predefined calculation standard:****Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0,0 m

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 8

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation

Calculation: NORD2000_2020_08_07 **Type:** Speed/Direction analysis

NSA: Noise sensitive point: (456)-F153

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0,0 m

NSA: Noise sensitive point: (457)-F167

Predefined calculation standard:

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0,0 m

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 10

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Contains multiple rows of data for various WTG No. values.

Noise sensitive area: F128 Noise sensitive point: (451)

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Contains multiple rows of data for various WTG No. values.

To be continued on next page.

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 12

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance [m], Wind speed [m/s], Wind direction [°], Wind speed at hub height [m/s], Sound level [dB(A)] (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise [dB(A)] (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows list various wind turbine types (BAP02 to BAP10) with their respective parameters.

To be continued on next page.

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 14

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows list wind turbine configurations and noise levels.

Noise sensitive area: F161 Abitazione

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows list noise sensitive area configurations and noise levels.

To be continued on next page.

Project: Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page: 07/08/2020 14.23 / 15

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTWG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref), and Octave data (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include various WTWG IDs like BAP04, BAP05, BAP06, BAP07, BAP08, BAP09, BAP10, BAP11.

Project: Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page: 07/08/2020 14.23 / 23

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000_2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

Noise sensitive area: F33 Noise sensitive point: (402)

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref), and Octave data (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows represent individual wind turbines (BAP01 to BAP09) at various distances and orientations.

To be continued on next page.

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 24

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP09, BAP10, and BAP11.

Noise sensitive area: F37 Abitazione

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP01, BAP02, BAP03, BAP04, and BAP05.

To be continued on next page.

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 26

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
Calculated:
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows list various WTG models and their parameters.

To be continued on next page.

Project: Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page: 07/08/2020 14.23 / 27

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
Calculated: 07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref), Octave data (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP11 with various parameters.

Noise sensitive area: F50 Noise sensitive point: (433)

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref), Octave data (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP01 through BAP07 with various parameters.

To be continued on next page.

Project: Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page: 07/08/2020 14.23 / 29

Licensed user: Ing. Giuseppe Frongia, Via Tigellio 22, IT-09123 Cagliari, +39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it, Calculated: 07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07 Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG No. BAP04 through BAP11 with various distance and sound level data.

NORD2000 - Details

Calculation: NORD2000 2020_08_07Type: Speed/Direction analysis

...continued from previous page

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP09 through BAP11.

Noise sensitive area: F85 Noise sensitive point: (444)

Table with columns: WTG No., Distance, Wind speed, Wind direction, Wind speed at hub height, Sound level (63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000), Source noise (LwA,ref, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000). Rows include WTG BAP01 through BAP05.

To be continued on next page.

Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 33

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

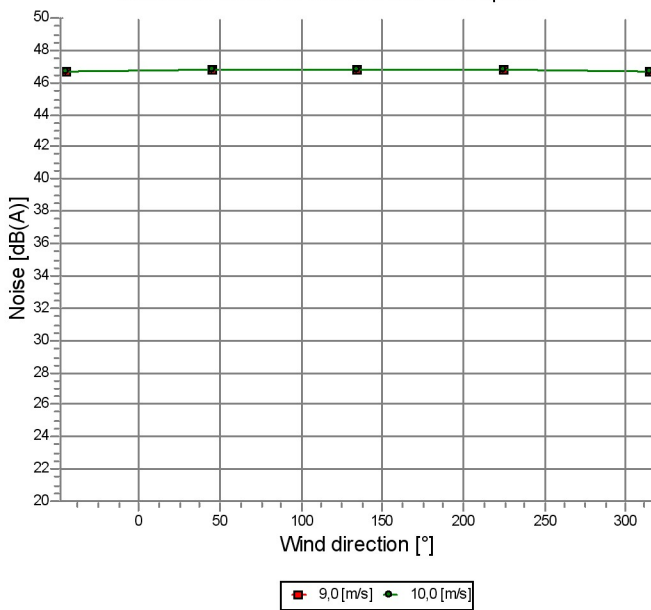
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F03 - Noise sensitive point: (396)

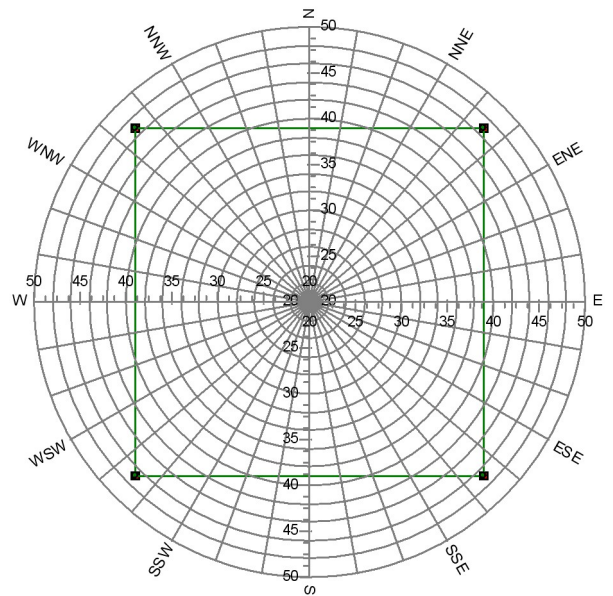
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	46,8	46,8
135,0	46,8	46,8
225,0	46,8	46,8
315,0	46,7	46,7
-45,0	46,7	46,7

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 34

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F128 - Noise sensitive point: (451)

Direction Wind speed

9,0 10,0

Degrees [m/s] [m/s]

45,0 46,5 46,5

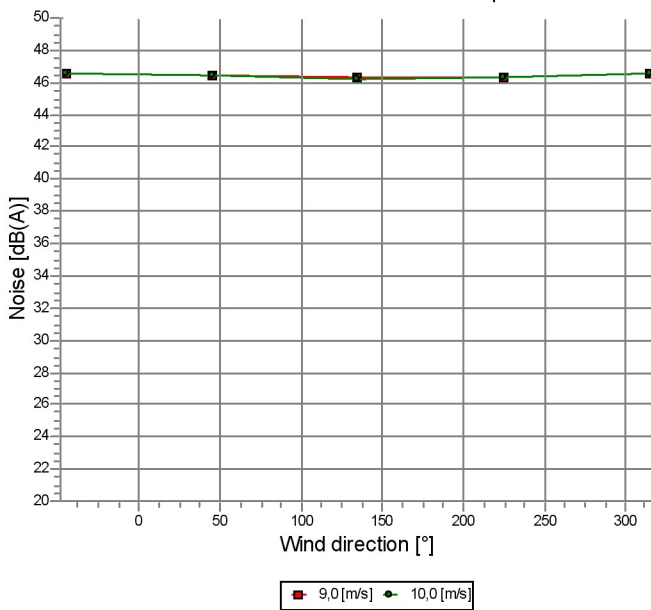
135,0 46,3 46,3

225,0 46,3 46,3

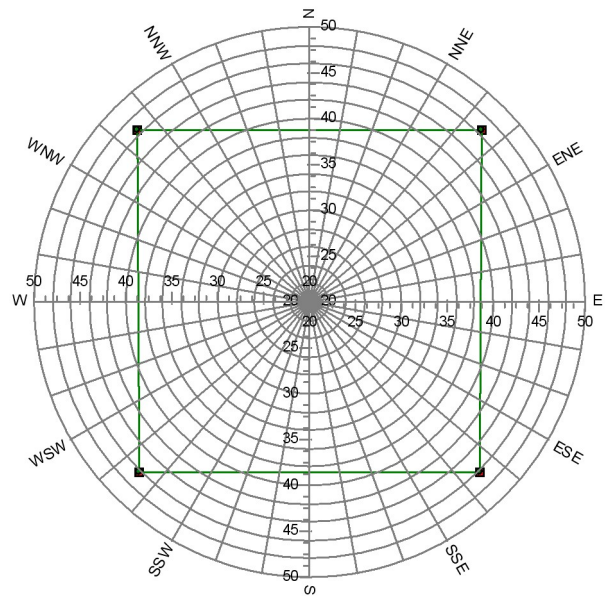
315,0 46,5 46,5

-45,0 46,5 46,5

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 35

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

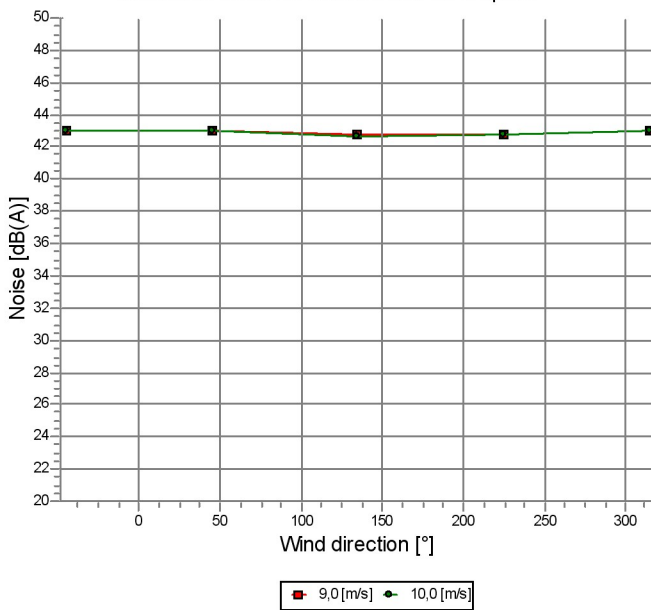
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F137 - Noise sensitive point: (454)

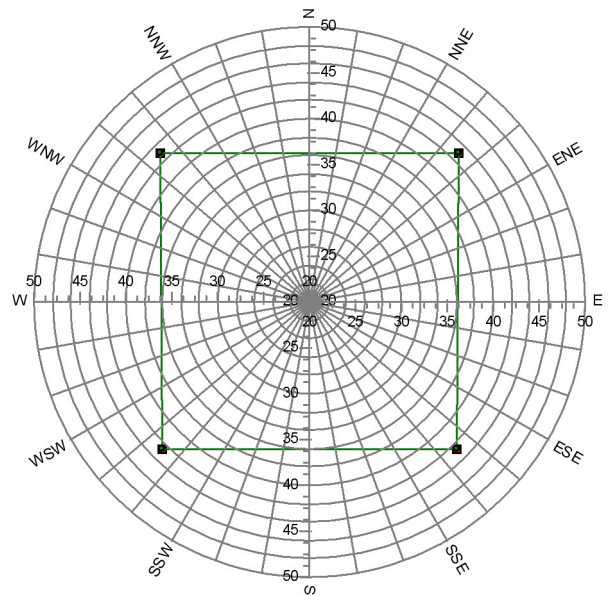
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	43,0	43,0
135,0	42,7	42,7
225,0	42,8	42,8
315,0	43,0	43,0
-45,0	43,0	43,0

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 36

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F153 - Noise sensitive point: (456)

Direction Wind speed

9,0 10,0

Degrees [m/s] [m/s]

45,0 51,5 51,5

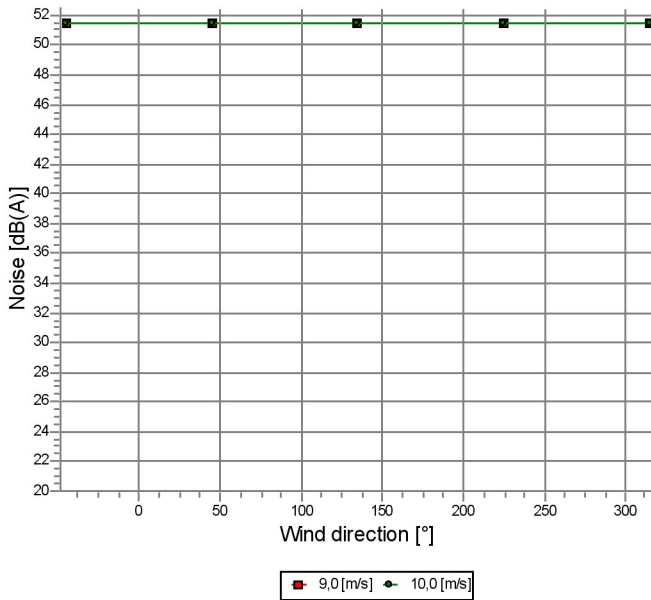
135,0 51,5 51,5

225,0 51,5 51,5

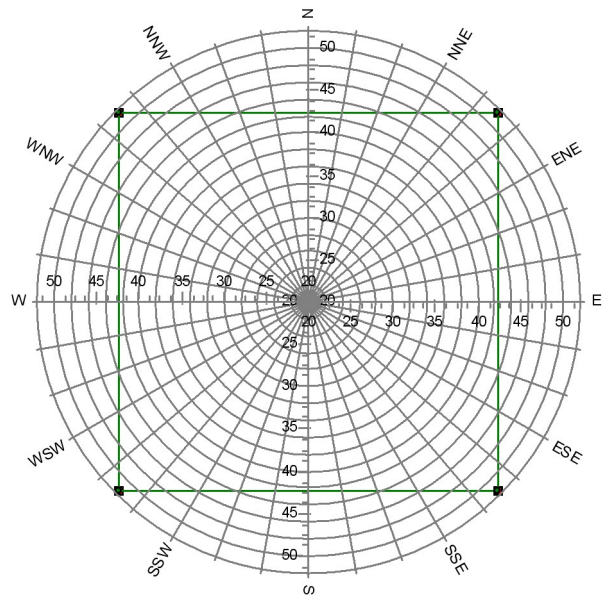
315,0 51,5 51,5

-45,0 51,5 51,5

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 37

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

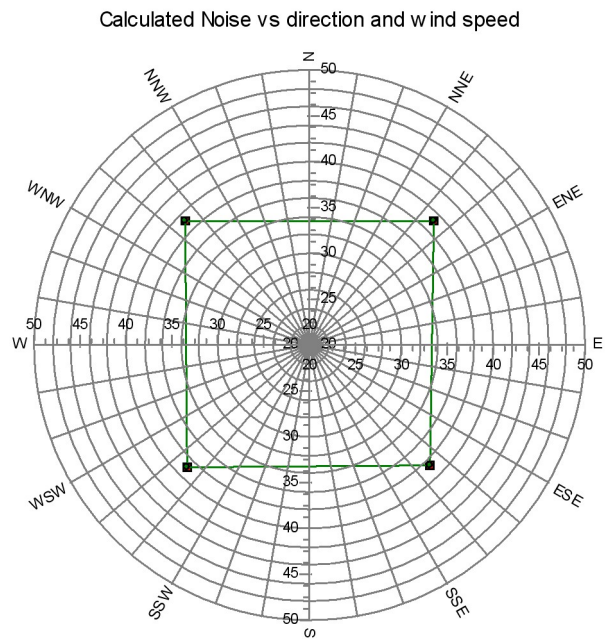
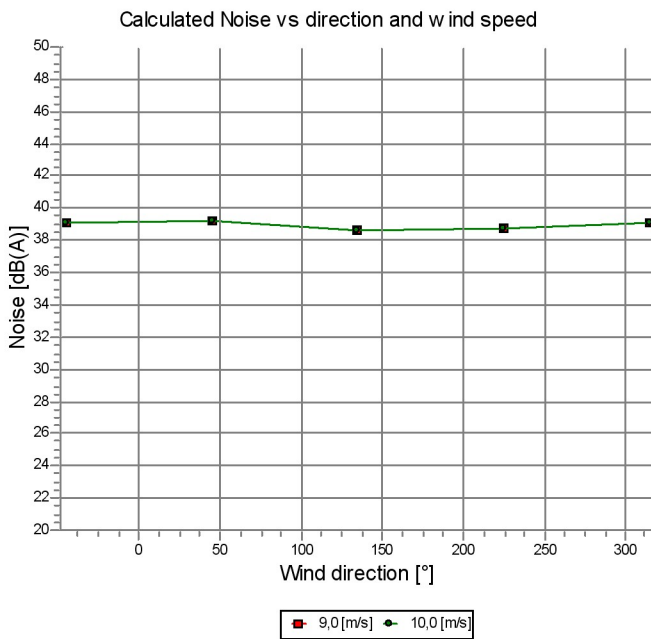
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F161 - Abitazione

Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	39,2	39,2
135,0	38,7	38,6
225,0	38,8	38,7
315,0	39,1	39,1
-45,0	39,1	39,1



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 38

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

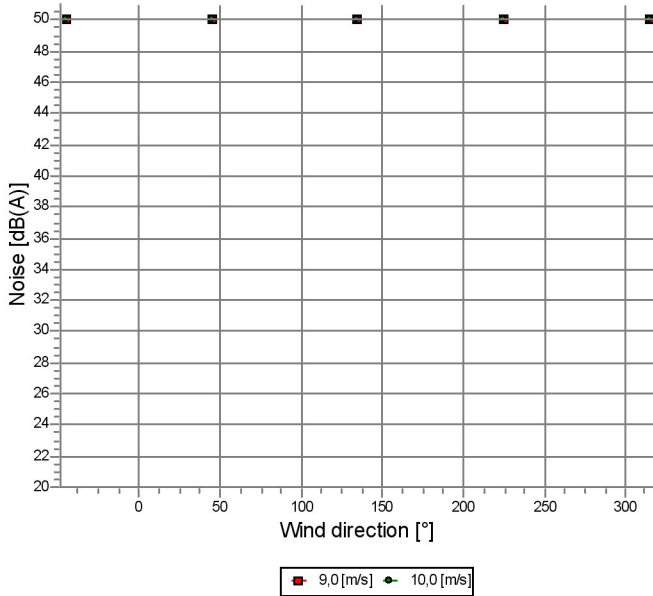
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F163 - Noise sensitive point: (423)

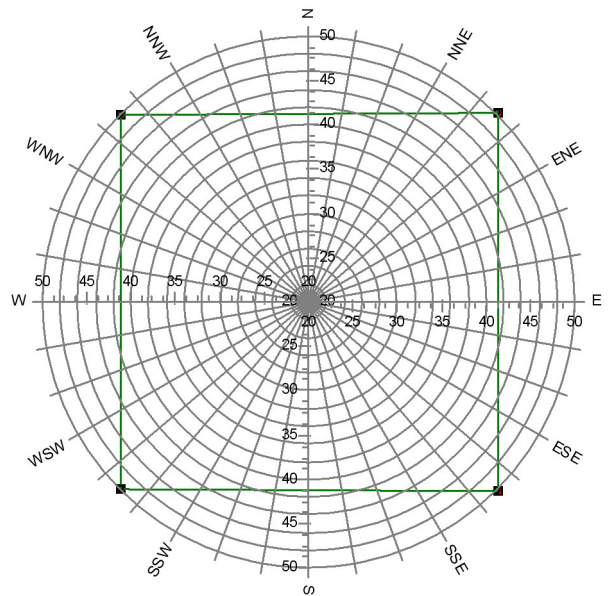
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	50,0	50,0
135,0	50,0	50,0
225,0	50,0	50,0
315,0	50,0	50,0
-45,0	50,0	50,0

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:
Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page
07/08/2020 14.23 / 39

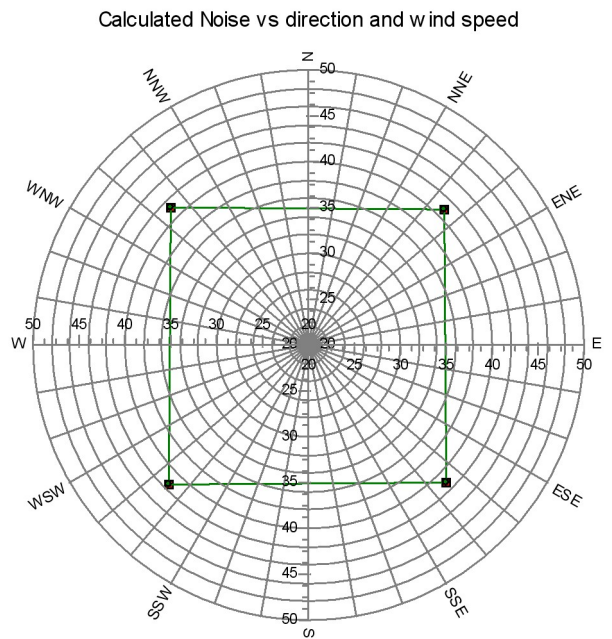
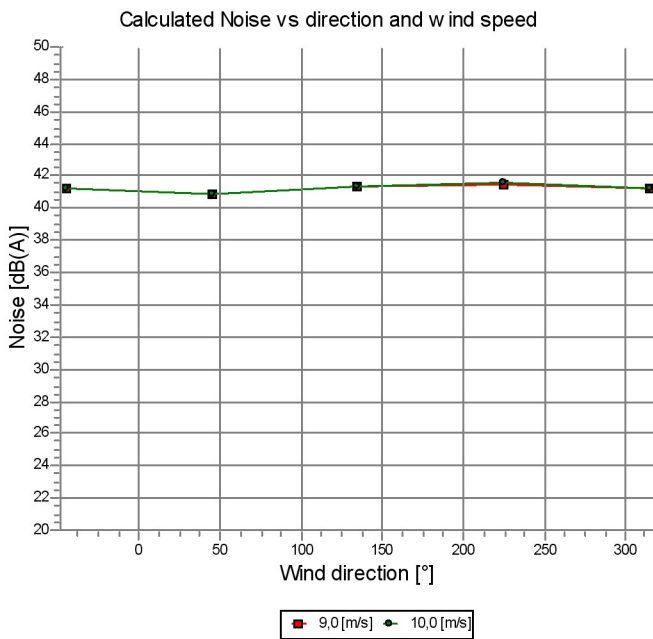
Licensed user:
Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
Calculated:
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F167 - Noise sensitive point: (457)

Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	40,9	40,8
135,0	41,3	41,3
225,0	41,5	41,5
315,0	41,3	41,2
-45,0	41,3	41,2



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 40

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

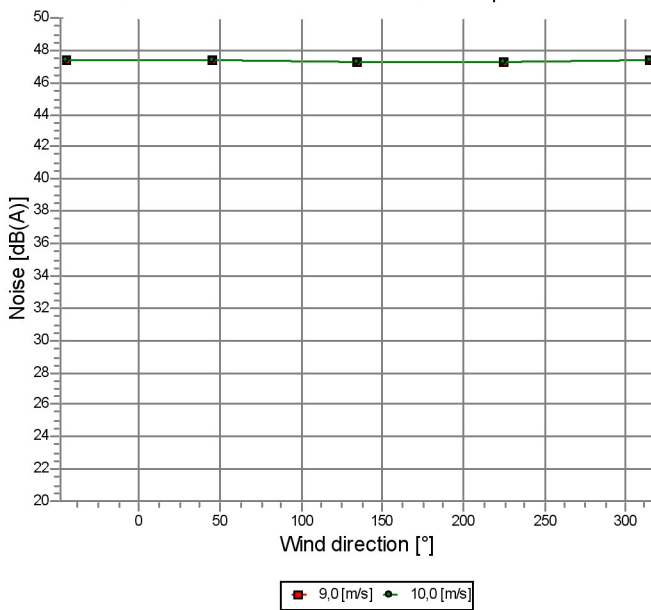
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F168 - Noise sensitive point: (390)

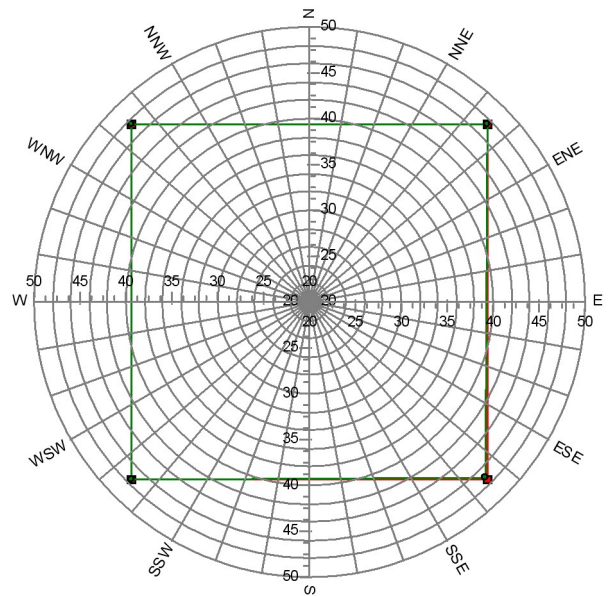
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	47,3	47,3
135,0	47,3	47,3
225,0	47,3	47,3
315,0	47,4	47,4
-45,0	47,4	47,4

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 41

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

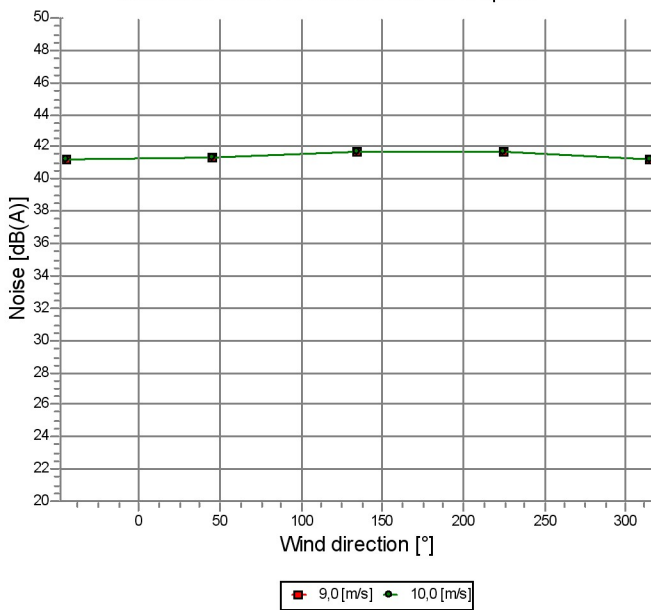
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F23 - Noise sensitive point: (429)

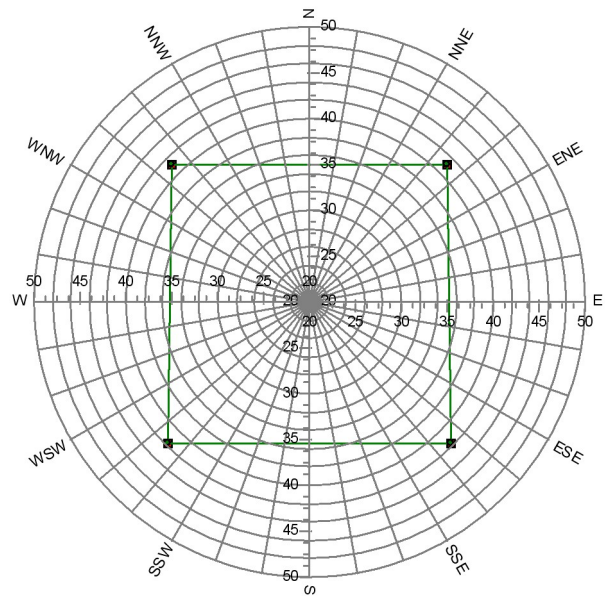
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	41,3	41,3
135,0	41,7	41,7
225,0	41,7	41,7
315,0	41,3	41,2
-45,0	41,3	41,2

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 42

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

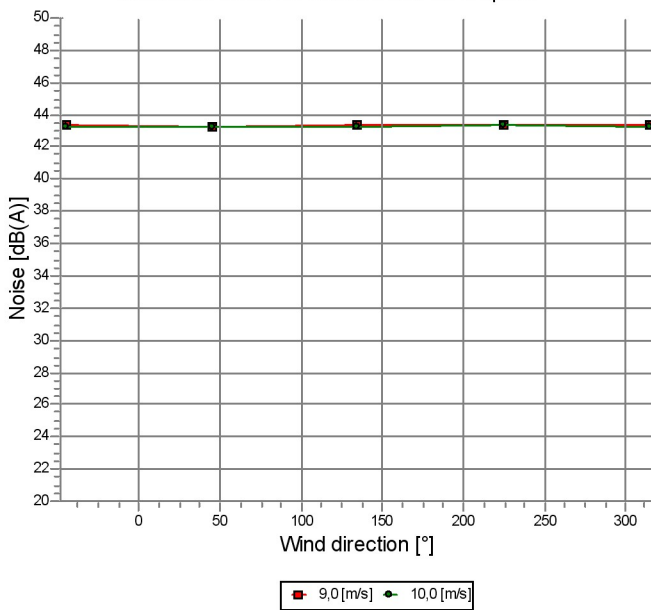
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F31 - Noise sensitive point: (400)

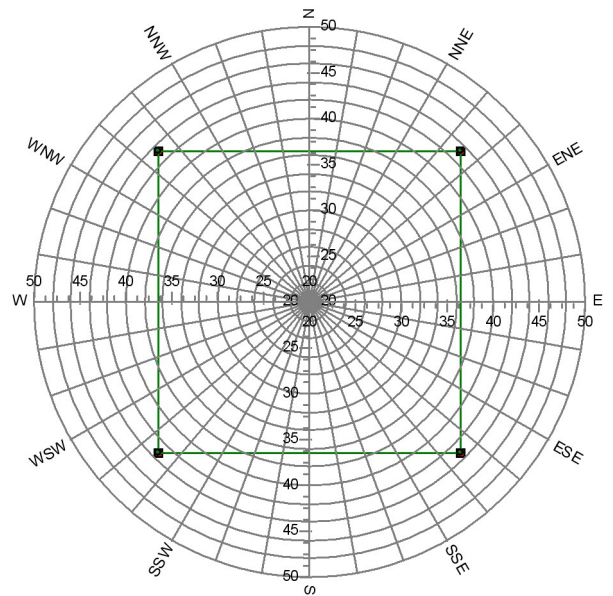
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	43,3	43,3
135,0	43,3	43,3
225,0	43,4	43,4
315,0	43,3	43,3
-45,0	43,3	43,3

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 43

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F33 - Noise sensitive point: (402)

Direction Wind speed

9,0 10,0

Degrees [m/s] [m/s]

45,0 42,7 42,7

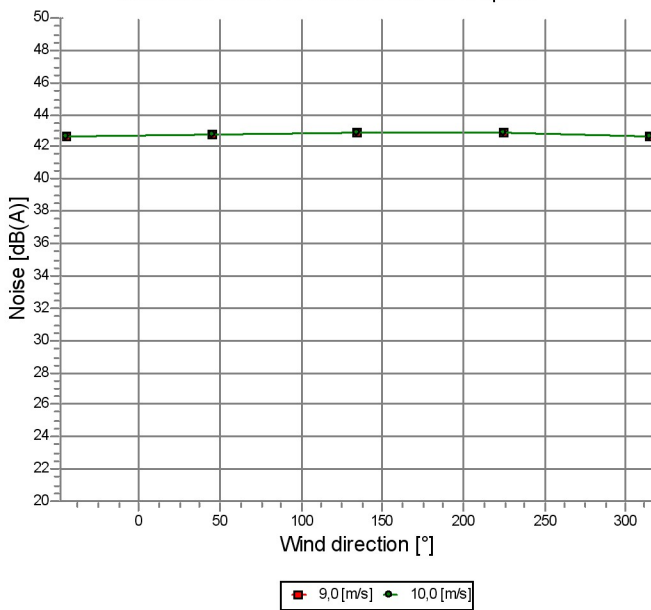
135,0 42,9 42,9

225,0 42,9 42,9

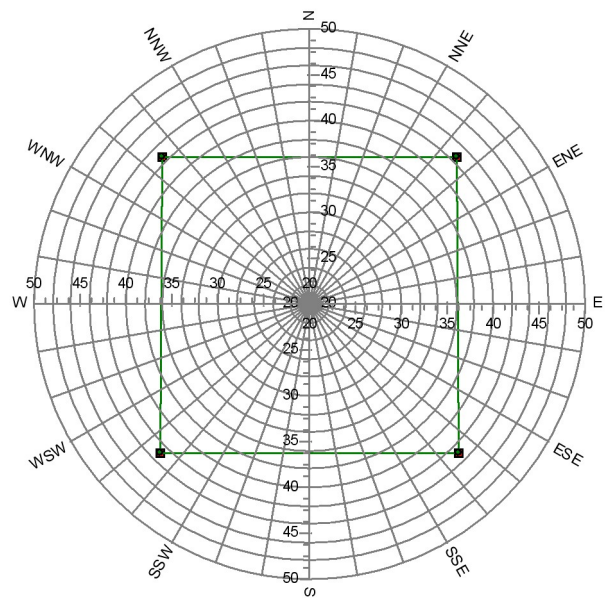
315,0 42,7 42,7

-45,0 42,7 42,7

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 44

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

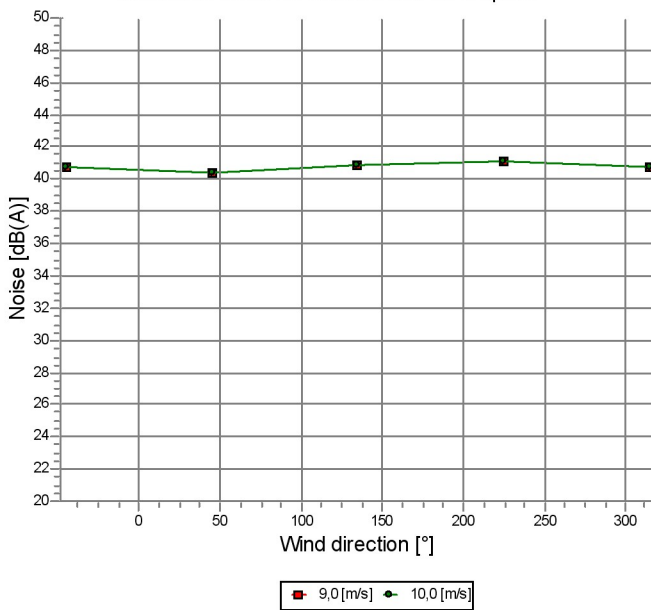
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F37 - Abitazione

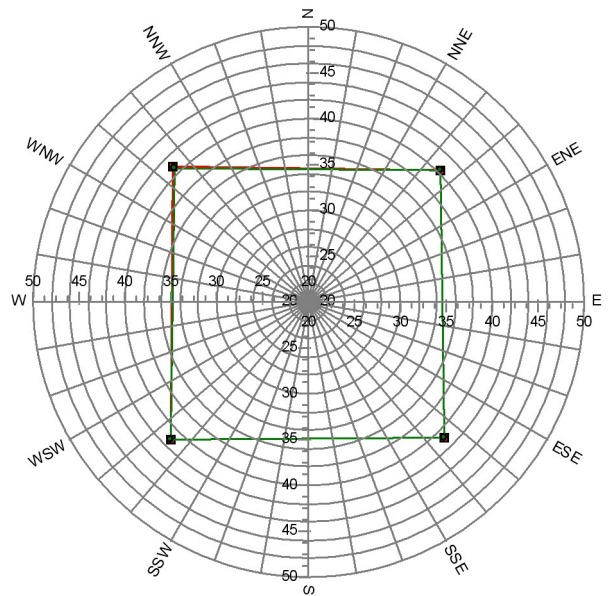
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	40,4	40,3
135,0	40,8	40,8
225,0	41,1	41,1
315,0	40,8	40,8
-45,0	40,8	40,8

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 45

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F39 - Noise sensitive point: (403)

Direction Wind speed

9,0 10,0

Degrees [m/s] [m/s]

45,0 46,8 46,8

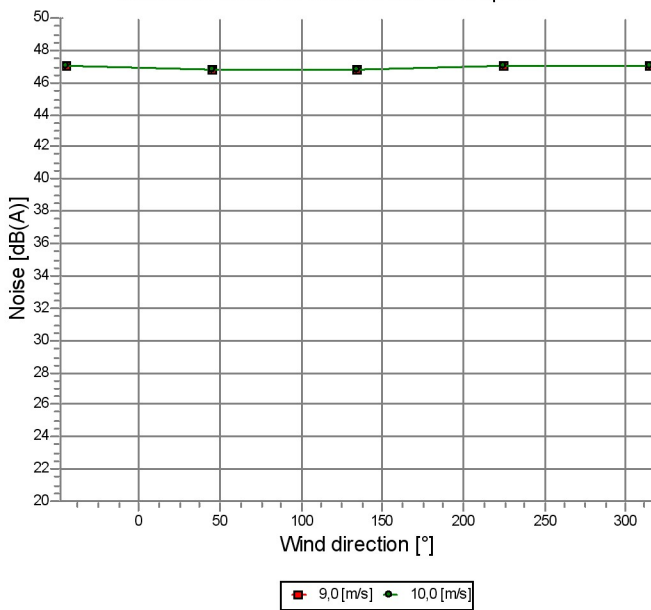
135,0 46,9 46,8

225,0 47,0 47,0

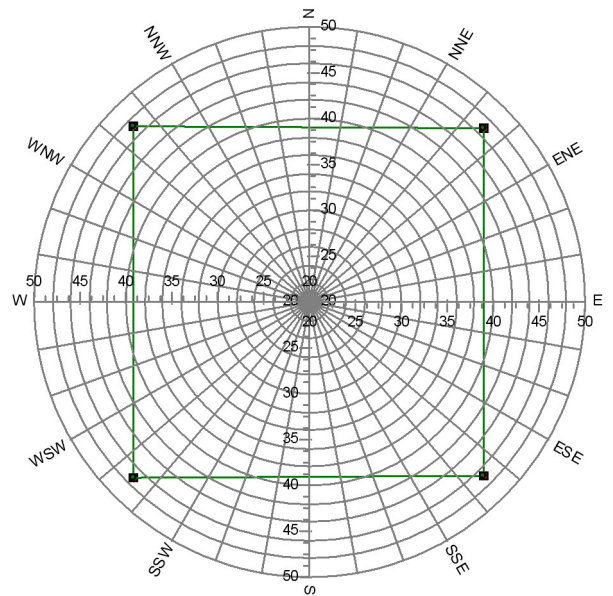
315,0 47,0 47,0

-45,0 47,0 47,0

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 46

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F50 - Noise sensitive point: (433)

Direction Wind speed

9,0 10,0

Degrees [m/s] [m/s]

45,0 46,7 46,7

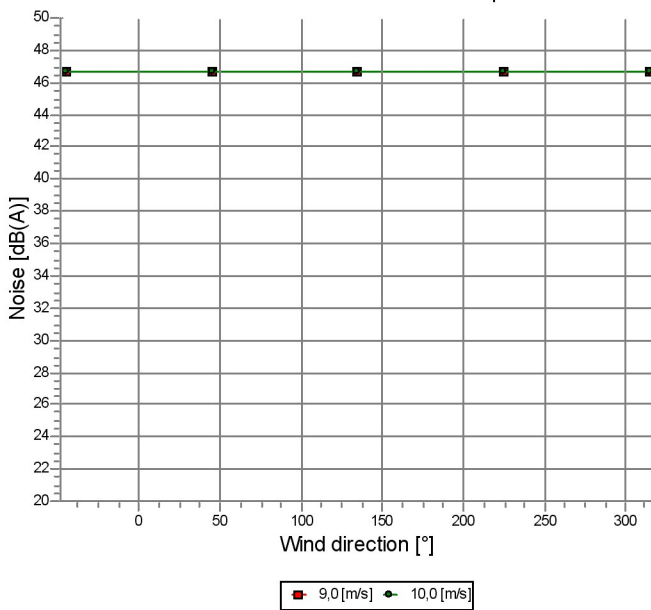
135,0 46,7 46,7

225,0 46,6 46,6

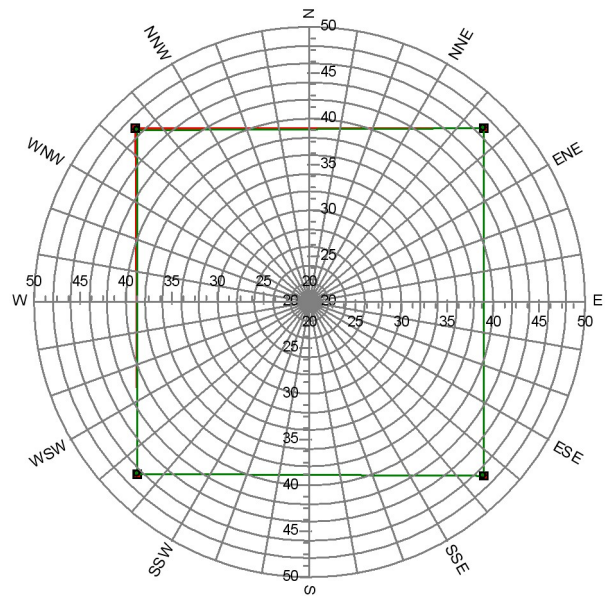
315,0 46,7 46,7

-45,0 46,7 46,7

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 47

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

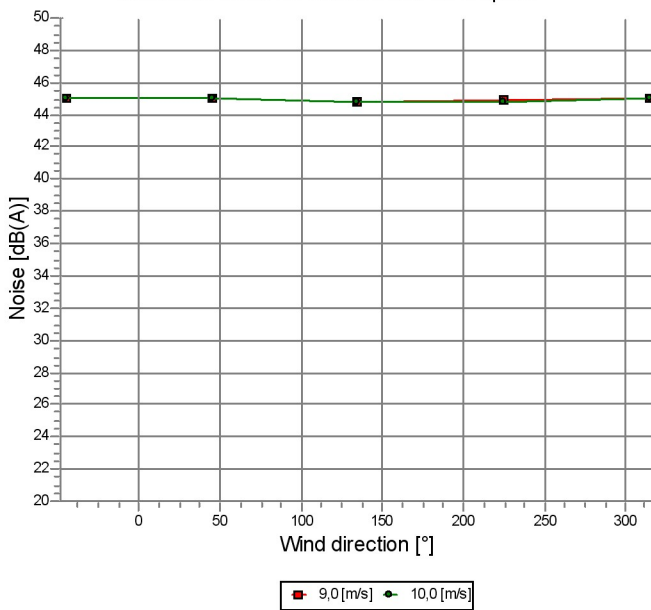
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F68 - Noise sensitive point: (440)

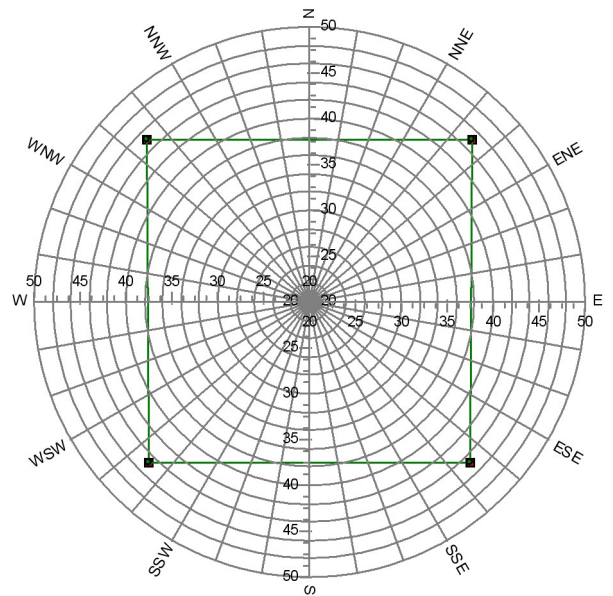
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	45,0	45,0
135,0	44,8	44,8
225,0	44,9	44,8
315,0	45,0	45,0
-45,0	45,0	45,0

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 48

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

07/08/2020 14.23/2.9.207

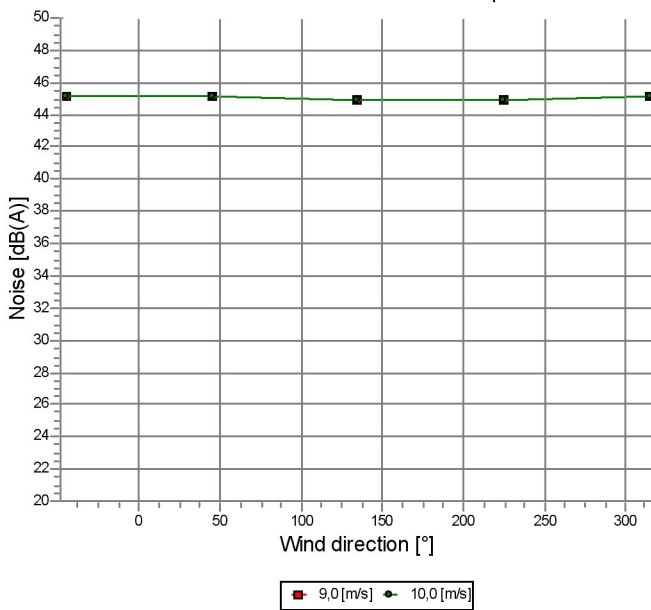
NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F69 - Noise sensitive point: (409)

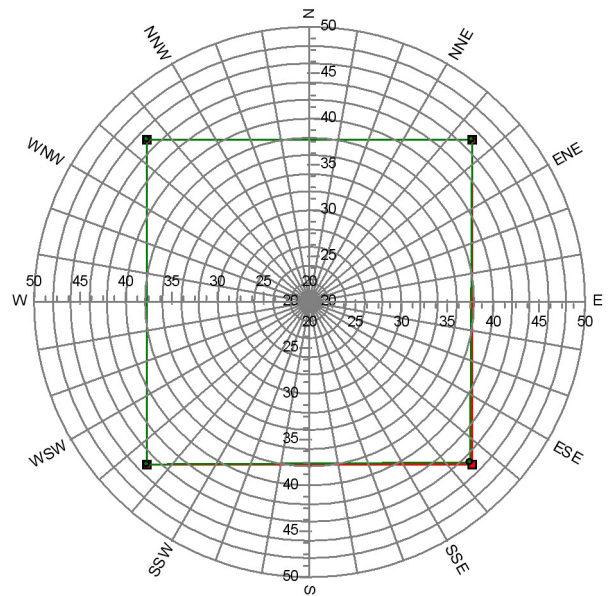
Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	45,1	45,1
135,0	44,9	44,9
225,0	44,9	44,9
315,0	45,1	45,1
-45,0	45,1	45,1

Calculated Noise vs direction and wind speed



Calculated Noise vs direction and wind speed



Project:

Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page

07/08/2020 14.23 / 49

Licensed user:

Ing. Giuseppe Frongia

Via Tigellio 22

IT-09123 Cagliari

+39 070 658297

Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it

Calculated:

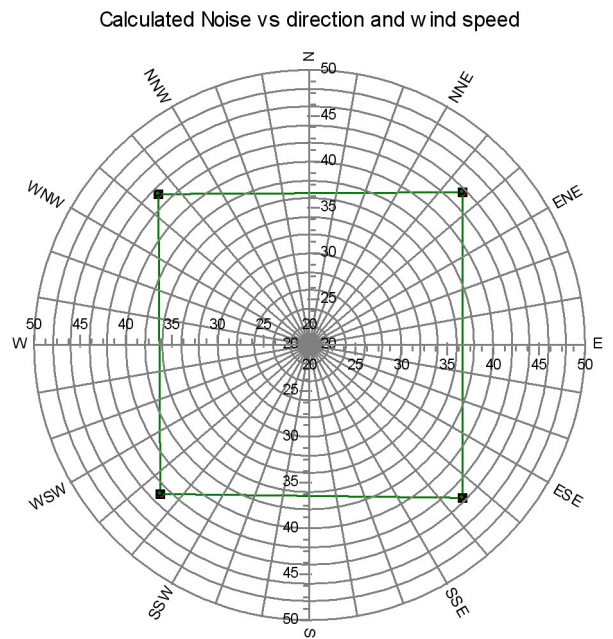
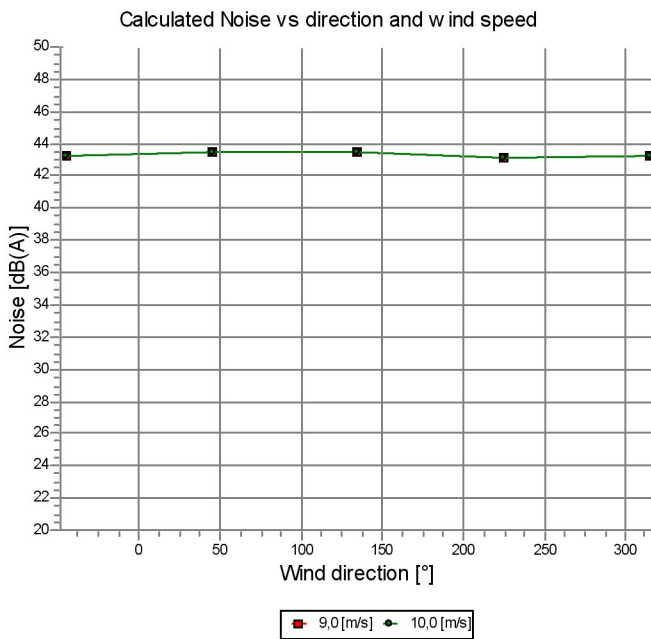
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000 2020_08_07NSA: F85 - Noise sensitive point: (444)

Direction Wind speed

Direction	9,0	10,0
Degrees	[m/s]	[m/s]
45,0	43,5	43,5
135,0	43,4	43,4
225,0	43,1	43,1
315,0	43,2	43,2
-45,0	43,2	43,2



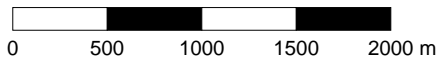
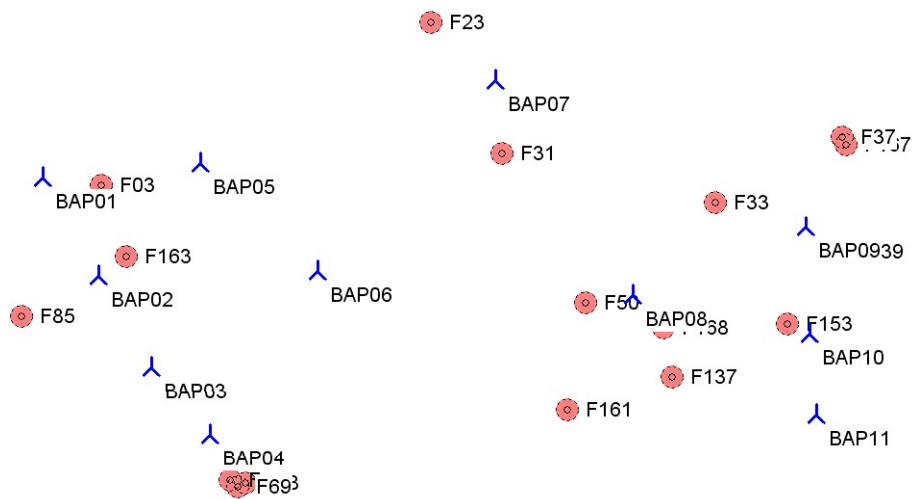
Project:
Eolico_Green_2020_08_7

Printed/Page
07/08/2020 14.23 / 50

Licensed user:
Ing. Giuseppe Frongia
Via Tigellio 22
IT-09123 Cagliari
+39 070 658297
Giuseppe Frongia / giuse.frongia@tiscali.it
Calculated:
07/08/2020 14.23/2.9.207

NORD2000 - Speed/Directional analysis

Calculation: NORD2000_2020_08_07NSA: F85 - Noise sensitive point: (444)



Map: Blank map , Print scale 1:40.000, Map center Italian Gauss-Boaga west-ROMA40 (IT-peninsular $\pm 4\text{m}$) East: 1.526.139 North: 4.481.886
New WTG Noise sensitive area

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 163 22414-A
Certificate of Calibration LAT 163 22414-A

- data di emissione
date of issue 2020-03-05
- cliente
customer ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- destinatario
receiver ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- richiesta
application 487/19
- in data
date 2019-09-27

Si riferisce a

Referring to

- oggetto
item Calibratore
- costruttore
manufacturer Larson & Davis
- modello
model CAL200
- matricola
serial number 9945
- data di ricevimento oggetto
date of receipt of item 2020-03-04
- data delle misure
date of measurements 2020-03-05
- registro di laboratorio
laboratory reference Reg. 03

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accREDITAMENTO LAT N° 163 rilasciato in accordo ai decreti attuativi della legge n. 273/1991 che ha istituito il Sistema Nazionale di Taratura (SNT). ACCREDIA attesta le capacità di misura e di taratura, le competenze metrologiche del Centro e la riferibilità delle tarature eseguite ai campioni nazionali e internazionali delle unità di misura del Sistema Internazionale delle Unità (SI). Questo certificato non può essere riprodotto in modo parziale, salvo espressa autorizzazione scritta da parte del Centro.

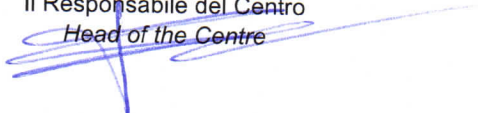
This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT N° 163 granted according to decrees connected with Italian law No. 273/1991 which has established the National Calibration System. ACCREDIA attests the calibration and measurement capability, the metrological competence of the Centre and the traceability of calibration results to the national and international standards of the International System of Units (SI). This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing Centre.

I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure di taratura citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i campioni o gli strumenti che garantiscono la catena di riferibilità del Centro e i rispettivi certificati di taratura in corso di validità. Essi si riferiscono esclusivamente all'oggetto in taratura e sono validi nel momento e nelle condizioni di taratura, salvo diversamente specificato.

The measurement results reported in this Certificate were obtained following the calibration procedures given in the following page, where the reference standards or instruments are indicated which guarantee the traceability chain of the laboratory, and the related calibration certificates in the course of validity are indicated as well. They relate only to the calibrated item and they are valid for the time and conditions of calibration, unless otherwise specified.

Le incertezze di misura dichiarate in questo documento sono state determinate conformemente alla Guida ISO/IEC 98 e al documento EA-4/02. Solitamente sono espresse come incertezza estesa ottenuta moltiplicando l'incertezza tipo per il fattore di copertura k corrispondente ad un livello di fiducia di circa il 95%. Normalmente tale fattore k vale 2.

The measurement uncertainties stated in this document have been determined according to the ISO/IEC Guide 98 and to EA-4/02. Usually, they have been estimated as expanded uncertainty obtained multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k corresponding to a confidence level of about 95%. Normally, this factor k is 2.

Il Responsabile del Centro
Head of the Centre


Sky-lab S.r.l.

Area Laboratori
Via Belvedere, 42 Arcore (MB)
Tel. 039 5783463
skylab.tarature@outlook.it

LAT N° 163

Pagina 1 di 10
Page 1 of 10

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 163 22415-A
Certificate of Calibration LAT 163 22415-A

- data di emissione
date of issue 2020-03-05
- cliente
customer ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- destinatario
receiver ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- richiesta
application 487/19
- in data
date 2019-09-27

Si riferisce a

Referring to
- oggetto
item Fonometro
- costruttore
manufacturer Larson & Davis
- modello
model 831
- matricola
serial number 3223
- data di ricevimento oggetto
date of receipt of item 2020-03-04
- data delle misure
date of measurements 2020-03-05
- registro di laboratorio
laboratory reference Reg. 03

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accREDITAMENTO LAT N° 163 rilasciato in accordo ai decreti attuativi della legge n. 273/1991 che ha istituito il Sistema Nazionale di Taratura (SNT). ACCREDIA attesta le capacità di misura e di taratura, le competenze metrologiche del Centro e la riferibilità delle tarature eseguite ai campioni nazionali e internazionali delle unità di misura del Sistema Internazionale delle Unità (SI).

Questo certificato non può essere riprodotto in modo parziale, salvo espressa autorizzazione scritta da parte del Centro.

This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT N° 163 granted according to decrees connected with Italian law No. 273/1991 which has established the National Calibration System. ACCREDIA attests the calibration and measurement capability, the metrological competence of the Centre and the traceability of calibration results to the national and international standards of the International System of Units (SI). This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing Centre.

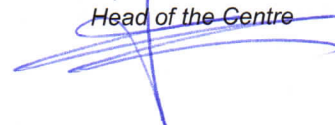
I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure di taratura citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i campioni o gli strumenti che garantiscono la catena di riferibilità del Centro e i rispettivi certificati di taratura in corso di validità. Essi si riferiscono esclusivamente all'oggetto in taratura e sono validi nel momento e nelle condizioni di taratura, salvo diversamente specificato.

The measurement results reported in this Certificate were obtained following the calibration procedures given in the following page, where the reference standards or instruments are indicated which guarantee the traceability chain of the laboratory, and the related calibration certificates in the course of validity are indicated as well. They relate only to the calibrated item and they are valid for the time and conditions of calibration, unless otherwise specified.

Le incertezze di misura dichiarate in questo documento sono state determinate conformemente alla Guida ISO/IEC 98 e al documento EA-4/02. Solitamente sono espresse come incertezza estesa ottenuta moltiplicando l'incertezza tipo per il fattore di copertura k corrispondente ad un livello di fiducia di circa il 95 %. Normalmente tale fattore k vale 2.

The measurement uncertainties stated in this document have been determined according to the ISO/IEC Guide 98 and to EA-4/02. Usually, they have been estimated as expanded uncertainty obtained multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k corresponding to a confidence level of about 95%. Normally, this factor k is 2.

Il Responsabile del Centro
Head of the Centre



Sky-lab S.r.l.
Area Laboratori
Via Belvedere, 42 Arcore (MB)
Tel. 039 5783463
skylab.taratura@outlook.it

Pagina 1 di 6
Page 1 of 6

CERTIFICATO DI TARATURA LAT 163 22416-A
Certificate of Calibration LAT 163 22416-A

- data di emissione
date of issue 2020-03-05
- cliente
customer ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- destinatario
receiver ANTONIO DEDONI
09100 - CAGLIARI (CA)
- richiesta
application 487/19
- in data
date 2019-09-27

Si riferisce a

Referring to

- oggetto
item Filtri 1/3
- costruttore
manufacturer Larson & Davis
- modello
model 831
- matricola
serial number 3223
- data di ricevimento oggetto
date of receipt of item 2020-03-04
- data delle misure
date of measurements 2020-03-05
- registro di laboratorio
laboratory reference Reg. 03

Il presente certificato di taratura è emesso in base all'accreditamento LAT N° 163 rilasciato in accordo ai decreti attuativi della legge n. 273/1991 che ha istituito il Sistema Nazionale di Taratura (SNT). ACCREDIA attesta le capacità di misura e di taratura, le competenze metrologiche del Centro e la riferibilità delle tarature eseguite ai campioni nazionali e internazionali delle unità di misura del Sistema Internazionale delle Unità (SI). Questo certificato non può essere riprodotto in modo parziale, salvo espressa autorizzazione scritta da parte del Centro.

This certificate of calibration is issued in compliance with the accreditation LAT N° 163 granted according to decrees connected with Italian law No. 273/1991 which has established the National Calibration System. ACCREDIA attests the calibration and measurement capability, the metrological competence of the Centre and the traceability of calibration results to the national and international standards of the International System of Units (SI). This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing Centre.

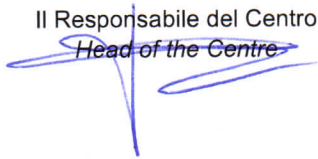
I risultati di misura riportati nel presente Certificato sono stati ottenuti applicando le procedure di taratura citate alla pagina seguente, dove sono specificati anche i campioni o gli strumenti che garantiscono la catena di riferibilità del Centro e i rispettivi certificati di taratura in corso di validità. Essi si riferiscono esclusivamente all'oggetto in taratura e sono validi nel momento e nelle condizioni di taratura, salvo diversamente specificato.

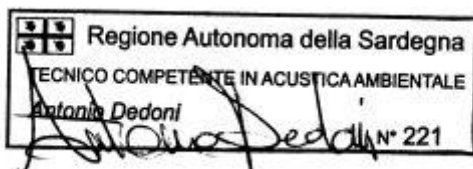
The measurement results reported in this Certificate were obtained following the calibration procedures given in the following page, where the reference standards or instruments are indicated which guarantee the traceability chain of the laboratory, and the related calibration certificates in the course of validity are indicated as well. They relate only to the calibrated item and they are valid for the time and conditions of calibration, unless otherwise specified.

Le incertezze di misura dichiarate in questo documento sono state determinate conformemente alla Guida ISO/IEC 98 e al documento EA-4/02. Solitamente sono espresse come incertezza estesa ottenuta moltiplicando l'incertezza tipo per il fattore di copertura k corrispondente ad un livello di fiducia di circa il 95 %. Normalmente tale fattore k vale 2.

The measurement uncertainties stated in this document have been determined according to the ISO/IEC Guide 98 and to EA-4/02. Usually, they have been estimated as expanded uncertainty obtained multiplying the standard uncertainty by the coverage factor k corresponding to a confidence level of about 95%. Normally, this factor k is 2.

Il Responsabile del Centro
Head of the Centre





ENTECA Elenco Nazionale dei Tecnici Competenti in Acustica

Home
Tecnici Competenti in Acustica
Corsi
Login

[Home](#) / [Tecnici Competenti in Acustica](#) / [Vista](#)

Numero Iscrizione Elenco Nazionale	4078
Regione	Sardegna
Numero Iscrizione Elenco Regionale	221
Cognome	Dedoni
Nome	Antonio
Titolo studio	laurea in ingegneria
Estremi provvedimento	Det. D.S./D.A n. 650 del 16.06.2010
Luogo nascita	Cagliari
Data nascita	03/09/1976
Codice fiscale	DDNNTN76P03B354V
Regione	Sardegna
Provincia	CA
Comune	Cagliari
Via	via Goffredo Mameli
Cap	09123
Civico	157
Nazionalità	italiana
Email	antonio.dedoni@gmail.com
Telefono	
Cellulare	3929014642
Dati contatto	Via Mameli 157 - 09123 Cagliari
Data pubblicazione in elenco	10/12/2018