



GRE CODE
GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

PAGE
 1 di/of 44

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

“IMPIANTO EOLICO SERRACAPRIOLA”

RISCONTRO NOTA MITE

prot.1315 del 07.03.2022

RICHIESTA INTEGRAZIONI

File: GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	09.05.2022	EMISSIONE – Integrazione a seguito richiesta prot.1315 del 07.03.2022 del MITE	C. LOCORRIERE	A. MARTUCCI	A. SERGI

GRE VALIDATION

F. TAMMA	V. TEDESCHI	F. TAMMA
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO SERRACAPRIOLA	GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION							
	GRE	EEC	R	2	6	I	T	W	1	5	2	2	8	0	0	1	3	3	0

CLASSIFICATION	UTILIZATION SCOPE
----------------	-------------------



GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

PAGE 2 di/of 44

INDICE

1. PREMESSA	3
2. RISCOntRO RICHIESTE MITE	3
3. RISCOntRO RICHIESTE MIC.....	23
4. ALLEGATI	40

1. PREMESSA

Il presente elaborato costituisce il documento unitario contenente "le risposte ad ogni singola richiesta di integrazione e l'esplicazione delle modifiche documentali con li raffronto, ove necessario, con la versione originaria dei documenti emendati".

Nel seguito si fornisce riscontro alle singole richieste di integrazione o chiarimento sia del MITE che del Ministero della Cultura, di cui alla nota MIC 16.02.2022 prot.5960-P, richiamata dalla medesima nota del MITE, indicando specificatamente i punti elenco utilizzati nelle due richieste.

2. RISCONTRO RICHIESTE MITE

1	Aspetti progettuali generali
----------	-------------------------------------

1.1	Per poter effettuare i necessari approfondimenti in merito alla soluzione progettuale proposta, si richiede di presentare:
------------	---

1.1.a	<i>relazione finale relativa alla campagna di misura anemometrica annuale effettuata nel sito in esame; tale relazione andrà corredata da certificazione dell'anemometro, eventuali estremi autorizzativi, date di installazione e record del rilievo, dati aggregati con rappresentazione grafica. Qualora la campagna di misura fosse stata da poco avviata, andranno presentate le prime risultanze ad oggi emerse (in attesa di trasmissione del report finale) e un approfondimento dello studio preliminare anemometrico, anche attraverso l'uso di modelli numerici che permetta di determinare le caratteristiche del vento nel sito di installazione in funzione di dati disponibili in siti vicini (nel raggio massimo di 15km) e della topografia dell'area. Tale studio andrà corredata di analisi di incertezza.</i>
--------------	---

Come dettagliato nel documento di progetto "GRE.EEC.R.11.IT.W.15228.00.013.01 - Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità" già condiviso in sede di istanza VIA, la valutazione della risorsa è avvenuta per mezzo di un sensore lidar denominato "Campomarino NW" con coordinate 41°53' 50.54" N (UTM4638382.65m N); 15° 2' 43.40" E (UTM 503764.96m E), posta circa 10 km a nord-ovest dell'area d'impianto, ad un'altitudine di 135 m slm, in linea con quella del sito.

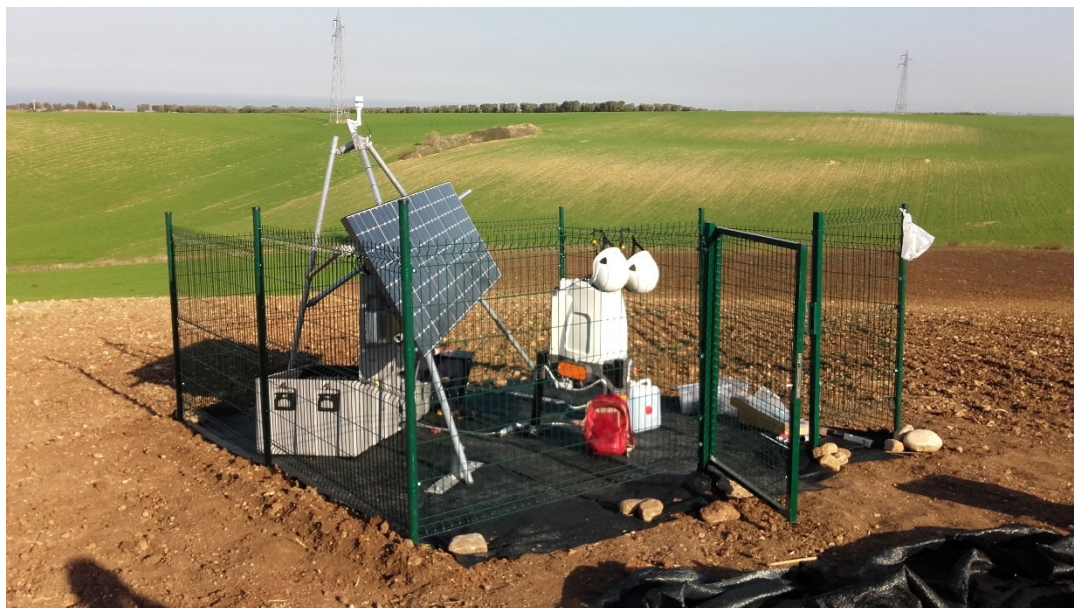


Figura 1: Sensore Lidar "Campomarino NW"

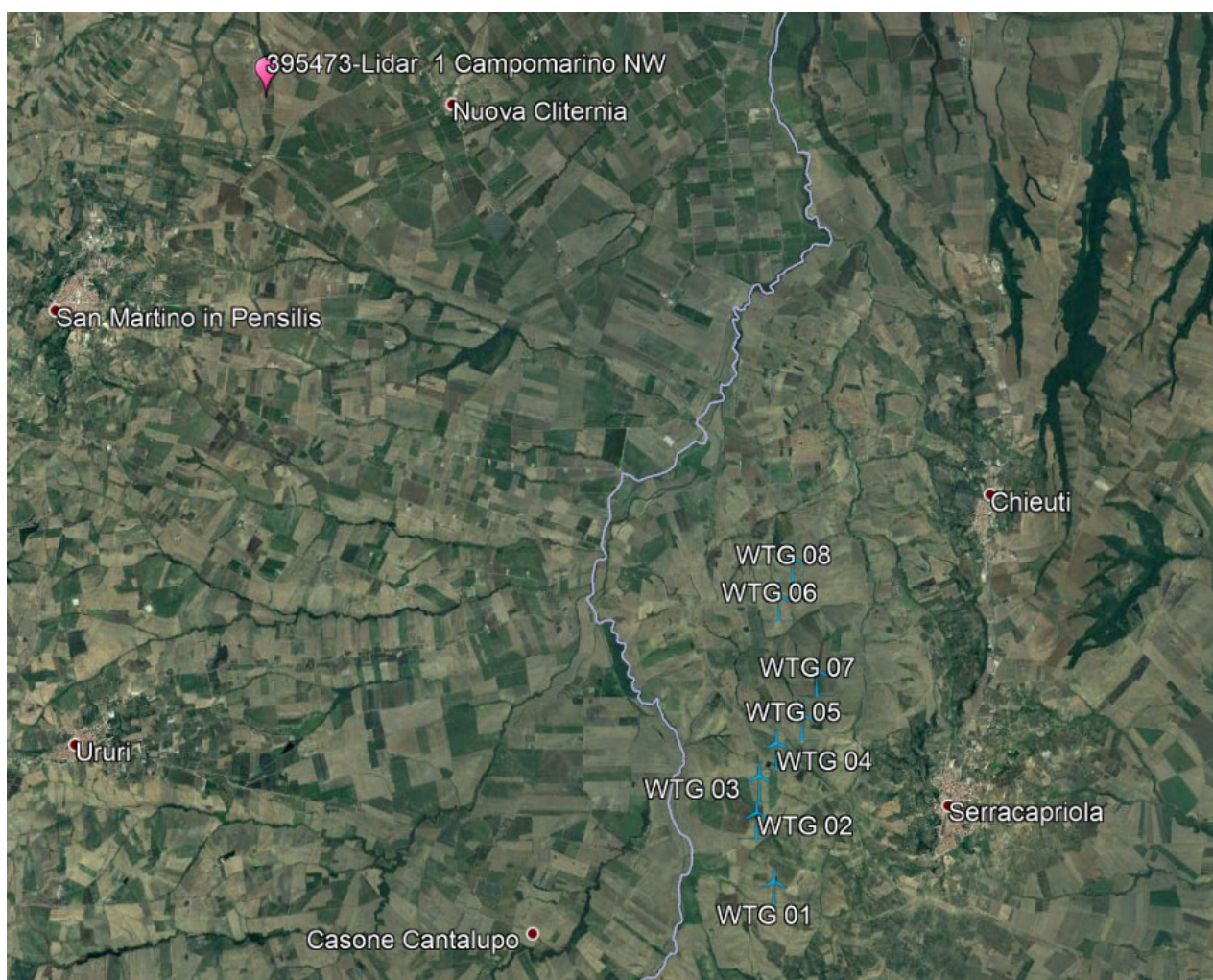


Figura 2: Posizione della Sensore Lidar rispetto all'impianto

Il sensore lidar misura la direzione del vento e la sua velocità, necessaria per il calcolo della

stima di producibilità. La stazione misura inoltre la temperatura ambiente che determina la densità dell'aria, altra variabile nella stima di producibilità.

La velocità media mensile e la direzione del vento misurate dalla stazione lidar sono riportate nelle figure sottostanti:

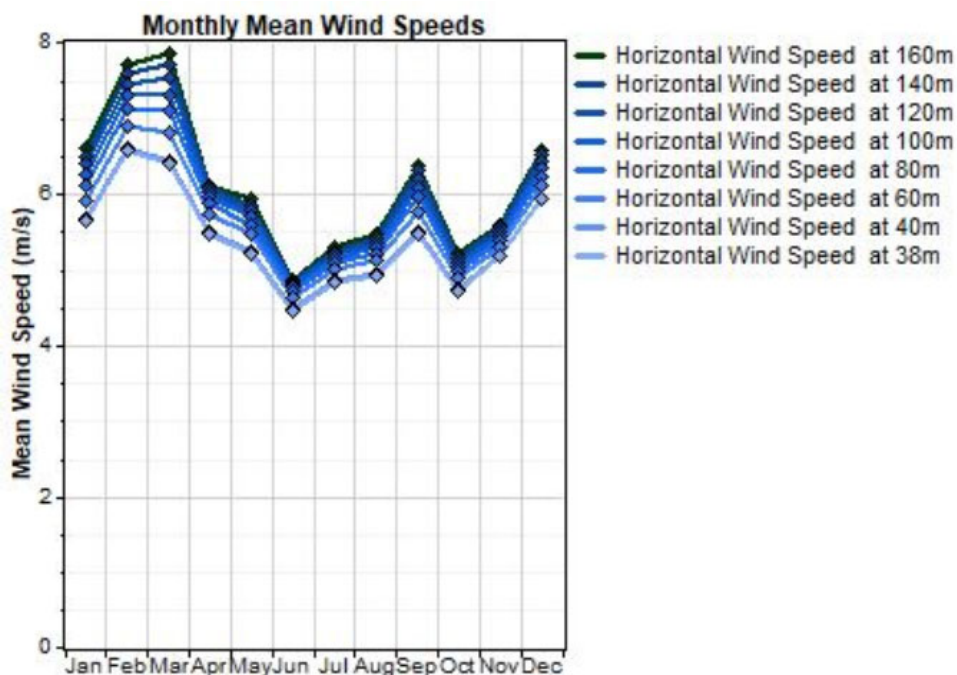


Figura 3: Lidar - Profilo medio mensile di velocità del vento a diverse altezze

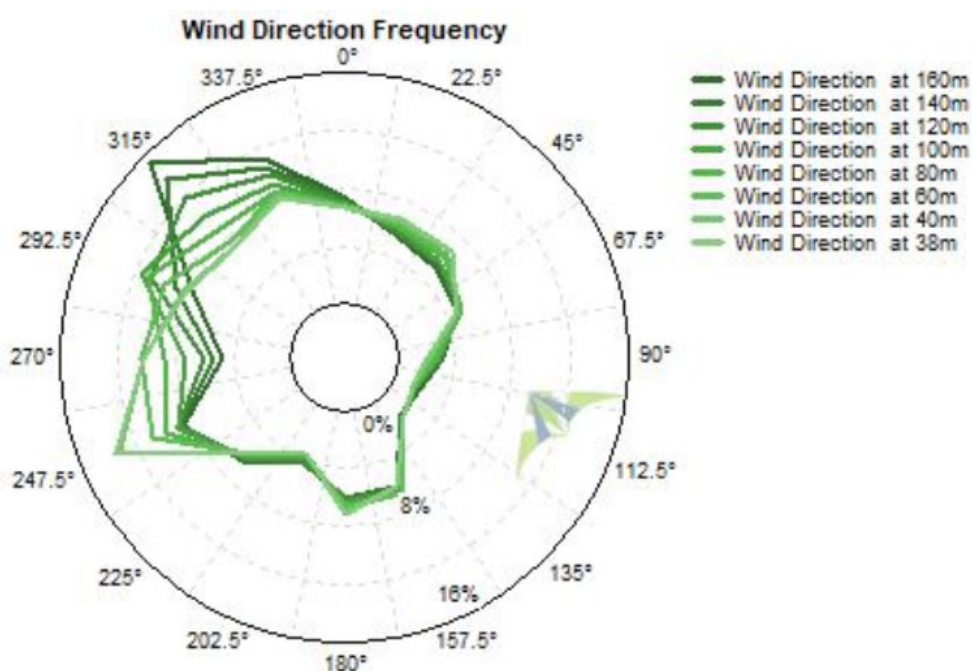


Figura 4: Lidar - Direzione prevalente del vento a diverse altezze

Come visibile dalla Figura 4, la velocità del vento è misurata ad altezze diverse della Lidar. La multipla misura è necessaria al fine di individuare quale sia la variazione della velocità del vento

in funzione dell'altezza, per poi modellare la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, come spiegato con maggiore dettaglio nel capitolo dedicato alla valutazione della risorsa eolica.

La direzione del vento è prevalente in direzione 300°. Questo fattore è stato fondamentale nella costruzione della proposta d'impianto, al fine di individuare il posizionamento degli aerogeneratori ed evitare effetti di scia tra essi, con l'obiettivo di massimizzare la produzione di energia.

Si evidenzia anche in figura seguente il profilo diurno medio della velocità del vento:

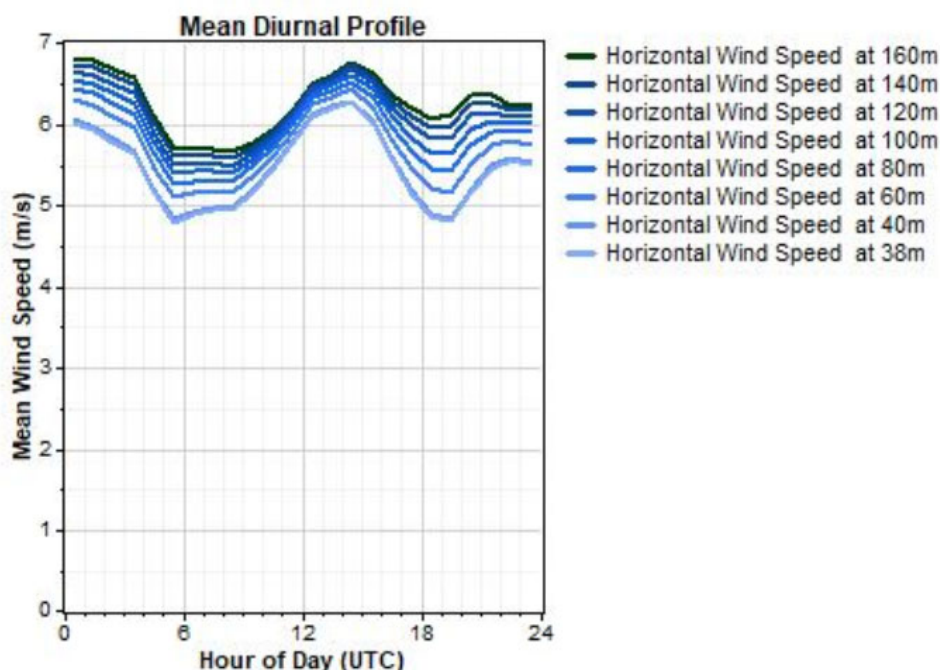


Figura 5: Lidar – Profilo medio diurno del vento

Nonostante i dati provenienti dalla suddetta stazione LIDAR siano effettivamente validi ed accurati per la determinazione della valutazione di producibilità dell'impianto proposto, EGP ha la ferma intenzione di installare di mettere in campo una campagna anemometrica, prevedendo l'installazione di una propria torre anemometrica.

In allegato a questo documento vengono riportati i seguenti documenti:

- Allegato 1: Lidar Installation Report
- Allegato 2: Report di misurazione Lidar
- Allegato 3: Report di misurazione Lidar con valori HH

1.1. b	<i>piano di monitoraggio ambientale specificando gli interventi e le misure da effettuare, le responsabilità e le risorse utilizzate, i punti di campionamento e rilievo, i set analitici individuati per le diverse matrici, etc., per le fasi di cantiere, di esercizio e di dismissione;</i>
--------	---

È stato prodotto documento specifico "Piano di Monitoraggio Ambientale – MITE punti 1.1.b e 3.1.a" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.134.00.

1.1. c	<i>la programmazione dettagliata del piano di monitoraggio impiantistico, descrivendo gli interventi e le misure da effettuare, le responsabilità e le risorse utilizzate e trasmettendo il format del logbook di monitoraggio;</i>
--------	---

È stato prodotto documento specifico "GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.039.00 PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE CONNESSE", già parte del pacchetto documentale proposto in sede di istanza VIA, che include l'individuazione, descrizione e frequenza delle operazioni e delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria di tutti i componenti dell'impianto (aerogeneratori, cavidotti in media e alta tensione, sottostazione utente) ed il programma di manutenzione degli stessi. Per tale motivo, il proponente ritiene che le indicazioni incluse nell'elaborato siano coerenti e sufficientemente dettagliate per il livello di progettazione attuale, che riveste carattere autorizzativo.

1.1.d	<i>un elaborato grafico, su recente supporto cartografico, in opportuna scala, in cui siano riportati per ogni aerogeneratore tre cerchi concentrici aventi dimensione pari a 3, 5 e 7 diametri del cerchio descritto dall'estremità della pala. Sullo stesso va indicata, tramite freccia, la direzione prevalente del vento come ottenuta dagli studi anemometrici presentati;</i>
-------	--

Nella documentazione già emendata è presente l'elaborato GRE.EEC.D.73.IT.W.15228.00.100.01 "Carta Interdistanza WTG" in cui viene verificato che la posizione scelta per gli aerogeneratori rispetta la minima distanza prevista come misura di mitigazione dal DM 10.09.2010 (cfr. punto 3.2 lett. n) dell'allegato 4: *"una mitigazione dell'impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento"*).

Nel citato elaborato grafico l'interdistanza tra gli aerogeneratori è stata rappresentata mediante un rombo avente:

- diagonale maggiore con orientamento coincidente con la direzione prevalente del vento del sito e dimensione pari a 5 volte il diametro previsto dal modello utilizzato per la progettazione: $5 * D = 5 * 170m = 850m$;
- diagonale minore con orientamento coincidente con la direzione perpendicolare a quella prevalente del vento e dimensione pari a 3 volte il diametro: $3 * D = 3 * 170m = 510m$.

Al fine di ottemperare alla specifica richiesta del MITE è stato prodotto il documento integrativo "Interdistanza WTG con cerchi – MITE punto 1.1.d" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.135.00

1.1.e

una tavola con indicazione degli edifici prossimi all' impianto indicandone tipologia d'uso e distanza dal più vicino aerogeneratore, correlata di foto descrittive dello stato dell'immobile. A tale riguardo, si chiede di denominare tali recettori e utilizzare la nomenclatura scelta in tutti gli elaborati;

È stato prodotto un elaborato descrittivo con allegato grafico "Schede e ubicazione edifici prossimi all'area di impianto (recettori) - MITE punti 1.1.e 5.1" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.136.00.

Ai fini dell'uniformità della nomenclatura dei ricettori, richiesta al punto 1.1.e e ribadita al punto 5.1.a, nell'elaborato grafico è stata inserita una tabella riportante la corrispondenza della nomenclatura dei ricettori nei diversi elaborati.

1.1.f

la scheda tecnica completa degli aerogeneratori scelti;

Come dettagliato nei documenti di progetto, gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di Serracapriola saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a massimo 6,0 MW. Il tipo e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in fase di acquisto della macchina, al momento della costruzione, e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Ai soli fini della valutazione della valutazione della producibilità (doc. GRE.EEC.R.11.IT.W.15228.00.013.00), della valutazione di impatto acustico (doc. GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.016.00), del calcolo della gittata (doc. GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.014.00) e dello Shadow Flickering (doc. GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.011.00) è stato considerato un aerogeneratore tipo Siemens Gamesa SG 6.0 - 170. Si riporta come Allegato 4 del presente elaborato, il documento prodotto da Siemens Gamesa "D2056872-R13 SGRE 6.0-170 Developer Package EN", che include le informazioni relative all'aerogeneratore di riferimento.

1.1.g

integrazione della documentazione progettuale in funzione di eventuali cambiamenti dello stato del sito in esame e della più ampia area in cui lo stesso si inserisce avvenuti dopo il deposito dell'istanza di VIA. Nel caso in cui non ci siano cambiamenti, presentare dichiarazione asseverata, che attesti che nulla è significativamente cambiato nelle aree interessate dall'impianto (compreso cavidotto e sottostazione) e limitrofe, rispetto allo stato di fatto rappresentato nel progetto depositato;

Il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. al punto 3 dell'allegato VII della Parte Seconda "Contenuti dello Studio di impatto ambientale di cui all'articolo 22", in attuazione della Direttiva 2014/52/UE, prevede che lo Studio di Impatto Ambientale contenga "La descrizione degli aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente (scenario di base) e una descrizione generale della sua

probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche". Tale disposizione è stata integralmente recepita nelle Linee Guida SNPA 28/2020 "Valutazione di Impatto Ambientale – Norme Tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale", approvate dal Consiglio SNPA. Nelle norme tecniche viene approfondito che lo SIA deve contenere un'analisi dello stato attuale dell'ambiente, definito "scenario di base", inteso come una descrizione dello stato attuale dell'ambiente all'interno e nei dintorni dell'area in cui il progetto sarà localizzato e della probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del Progetto.

Pertanto, la norma, adeguata alle disposizioni europee, non richiede nello specifico che il proponente valuti eventuali cambiamenti dello stato dei luoghi e aggiorni la descrizione degli stessi nel SIA successivamente alla data di presentazione dell'istanza di VIA.

Inoltre, è la stessa Direttiva VIA 2014/52/UE all'art. 8bis.6 che, tra i compiti dell'Autorità Competente, include anche l'accertamento che la conclusione del procedimento di VIA sia motivata e aggiornata al momento della decisione stessa ("attuale"). Lasciando intendere quindi che tale verifica sia prerogativa dell'Autorità Competente e non del proponente.

A conferma di ciò la Direttiva VIA precisa che "a tale fine gli Stati membri possono fissare un termine per la validità della conclusione motivata di cui all'articolo 1, paragrafo 2, lettera g), punto iv), o di qualsiasi delle decisioni di cui al paragrafo 3 dell'art. 8 bis"

Lo SIA già redatto e depositato per il progetto contiene, come previsto da norma, sia la descrizione dello stato attuale (cd "scenario di base") delle tematiche ambientali nell'area vasta e nell'area di sito (cfr. paragrafo 1.2 della sezione ambientale del SIA) così come si presentava alla data di redazione dello stesso, nonché la trattazione dell'alternativa zero, intesa proprio come la descrizione di cosa accadrebbe nell'ambiente se il progetto non venisse realizzato (cfr. paragrafo 1.1 della sezione ambientale del SIA).

1.1.h	<i>adeguare il SIA tenendo conto di eventuali aggiornamenti del P TCP della provincia di Campobasso.</i>
-------	--

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Campobasso è in corso di redazione. Il Progetto Preliminare è stato adottato con DCP n.57 del 14.09.2007.

Dal sito della provincia di Campobasso sono consultabili gli elaborati del Piano Preliminare (<http://web-serv.provincia.campobasso.it/ambiente/ptcp/ptcp/index.html>), ma viene precisato espressamente quanto segue: "Gli elaborati sono base di studio per la redazione del PTCP e poiché sono suscettibili di ulteriori approfondimenti **non sono da ritenersi documenti ufficiali ai fini di un eventuale utilizzo per altri scopi. Uso amministrativo interno.**"

Divulgazione e riproduzione vietata. Formato PDF. Realizzazione CD Ufficio di Piano.”.

Pertanto, tali elaborati non possono essere considerati ai fini dell’analisi di coerenza del progetto rispetto al PTCP.

Inoltre, in analogia con la richiesta di cui al punto 1.1.g, anche l’adeguamento del SIA già depositato ad eventuali aggiornamenti del PTCP, non viene richiesto dalla norma.

Tuttavia, ai fini di una valutazione conservativa della coerenza del progetto con eventuali vincoli non ancora vigenti, la società proponente ha svolto una verifica del progetto rispetto agli elaborati del Piano Preliminare, sebbene ancora in fase di aggiornamento.

Dalla consultazione e sovrapposizione del progetto con le *Tavole di Analisi* e le *Tavole di Progetto* del PTCP preliminare non si riscontrano né criticità, né interferenze che non siano già state considerate nella valutazione del progetto rispetto ad altri strumenti di pianificazione territoriale ed ambientale vigenti (p.es il PAI).

Di conseguenza, non è necessario aggiornare il SIA.

2	Impatti Cumulativi Interferenze e Alternative Progettuali
---	--

2.1	<i>Il tema delle alternative progettuali non risulta trattato, soprattutto considerando le criticità idromorfologiche e paesaggistiche che si evidenziano nel SIA. Pertanto, si richiede di aggiornare il SIA con possibili alternative al layout proposto. In particolare, verificare anche l'opzione impiantistica senza gli aerogeneratori WTG1 e WTG2 che sono in prossimità di zone ad acclarato rischio idrogeologico e prossimi ad altro impianto esistente di diversa taglia e, quindi, con criticità paesaggistiche.</i>
-----	---

Dagli elaborati progettuali prodotti e depositati in fase di istanza di VIA, in particolare:

GRE.EEC.R.25.IT.W.15228.00.018.00 “*RELAZIONE GEOLOGICA E SISMICA*”,

GRE.EEC.R.25.IT.W.15228.00.022.00 “*RELAZIONE IDROLOGICA*”,

GRE.EEC.R.25.IT.W.15228.00.023.00 “*RELAZIONE IDRAULICA*”,

GRE.EEC.D.25.IT.W.15228.00.064.00 “*STRALCIO PLANIMETRICO DELL’AREA DI PROGETTO CON LE PERIMETRAZIONI “PIANO STRALCIO DELL’ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)”*”,

GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.066.00 “*STRALCIO DEL PIANO GESTIONE RISCHIO ALLUVIONALI*”,

GRE.EEC.D.25.IT.W.15228.00.063.00 “*STRALCIO CARTA IDROGEOLOGICA*”,

GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.010.00 “*CARTA DI INQUADRAMENTO RISPETTO A VINCOLO IDROGEOLOGICO*”;

si riscontra che:

- nessuna posizione degli aerogeneratori ricade in area a vincolo idrogeologico,
- la WTG 01 non risulta essere ubicata in area a rischio idrogeologico,
- la WTG 02 interferisce per una esigua parte di piazzola e fondazione con “*nicchia di distacco*” ed è a circa 133 m da un “*corpo di frana*”, entrambi elementi identificati nella

Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia.

In merito alla presenza del ciglio di frana, localizzato a ridosso della piazzola della WTG02, al fine di stabilire preliminarmente la compatibilità dell'intervento è stata condotta un'analisi di stabilità del versante post-operam.

La verifica di stabilità è stata condotta al fine di valutare, in termini quantitativi, le condizioni di stabilità del versante oggetto di studio allo stato di progetto (POST-OPERAM) e in condizioni sia statiche che dinamiche (in presenza di sisma).

L'elaborazione è stata effettuata lungo superfici di scorrimento in numero sufficiente per ricercare la superficie critica alla quale corrisponde il grado di sicurezza più basso.

Per i dettagli della verifica si rimanda all'allegato 2 della Relazione Geologica e Sismica, del quale nel seguito si riporta solo la conclusione: **La verifica di stabilità del versante a livello globale, risulta essere soddisfatta** in quanto il valore del coefficiente di F_s risulta essere sempre maggiore del valore di normativa pari a 1,1 per le condizioni statiche e pari a 1 per le condizioni dinamiche".

In base alle risultanze sopra menzionate non si ravvisa un acclarato rischio idrogeologico per le torri WTG01 e WTG 02 che induca a valutare un'opzione impiantistica senza le predette torri.

Per quanto attiene alle alternative progettuali, preliminarmente si precisa che in linea generale il processo di selezione del sito di intervento è stato eseguito sulla base di criteri per l'idonea localizzazione, tra cui la ventosità dell'area, la distanza dalla rete elettrica AT, i collegamenti con la rete viaria.

Pertanto, si è optato per una località in cui la ventosità media annua sia superiore a 6,0 m/s, e in cui sia ipotizzabile un funzionamento dell'impianto almeno di 300 giorni all'anno (cfr. elaborato "Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità").

Si è verificata la distanza dalla rete elettrica AT, valutata per evitare interferenze in funzione della connessione in progetto; nonché la distanza dalle strade e dalle abitazioni, come indicazioni della normativa vigente (DM 10.09.2010).

In particolare, nella definizione delle posizioni degli aerogeneratori la società proponente ha scelto di rispettare da unità abitative (Categoria catastale A) una distanza ancora più cautelativa rispetto a quanto previsto da norma, pari ad almeno 350 m: superiore a quella prevista dalle Linee Guida, al calcolo della Gittata massima e alla altezza massima dell'aerogeneratore (cfr. elaborato grafico GRE.EEC.D.73.IT.W.15228.00.070.00 "PLANIMETRIA DISTANZA VERIFICA FABBRICATI").

Nella definizione delle posizioni, inoltre, si è tenuto conto di una distanza da strade provinciali e statali di almeno 220 m (valore cautelativo tra i 200 m minimi e l'altezza massima della torre, come da DM 10.09.2010).

In più, sebbene le strade comunali o vicinali non siano contemplate nelle Linee Guida Nazionali, la società proponente, nell'ottica di una progettazione attenta alla salute umana, ha scelto di rispettare, come ulteriore approccio cautelativo, anche una distanza di almeno 50m dalle già

menzionate strade.

Entrambe le scelte progettuali della società proponente circa la distanza dalle strade e dalle abitazioni, superiore al minimo normativo, è finalizzata a rendere l'impianto quanto più ambientalmente sostenibile, perché più distante dalle aree a maggiore frequentazione statica (le abitazioni) e dinamica (strade).

Ancora, in ottemperanza alle indicazioni delle Linee Guida Nazionali, le posizioni degli aerogeneratori sono state definite in modo da rispettare la mitigazione dell'impatto sul paesaggio ottenibile assumendo una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento (cfr. elaborato "CARTA INTERDISTANZE TRA WTG").

Altro criterio utilizzato è stata la tipologia di aree da occupare, in particolare si è verificato che le aree industriali non potevano essere considerate, in quanto non disponibili nell'ampia area valutata, per un impianto eolico di grande taglia, viste le caratteristiche dimensionali degli aerogeneratori, e pertanto si è scelto di individuare zone con una viabilità sviluppata da utilizzare come strade a servizio dell'impianto, in modo da ridurre al minimo la realizzazione di nuove strade a servizio dell'impianto e nel contempo di rinnovare la viabilità esistente, in quanto per almeno alcuni tratti essa deve essere resa idonea al transito dei mezzi.

Inoltre, si sono controllate le aree idonee e non idonee alla realizzazione degli impianti eolici, nonché la situazione vincolistica dal punto di vista ambientale e paesaggistico, la geomorfologia del territorio e la relativa pericolosità idraulica e geomorfologica, con rischi connessi. In particolare, sono state identificate posizioni di aerogeneratori esterne da aree vincolate dal PPTR, dal RR 24/2010 e dal PAI.

Sulla scorta di tutti i criteri precedentemente citati sono stati individuati quali preliminarmente fattibili due layout:

- a) layout costituito da 12 macchine con potenza unitaria di 4.2 MW, diametro di 136 m e altezza al mozzo di 112 m; per una potenza complessiva di 50.40 MW;
- b) layout costituito da 8 macchine con potenza unitaria di 6 MW, diametro di 170 m e altezza al mozzo di 135 m; per una potenza complessiva di 48 MW (corrispondente al progetto proposto);

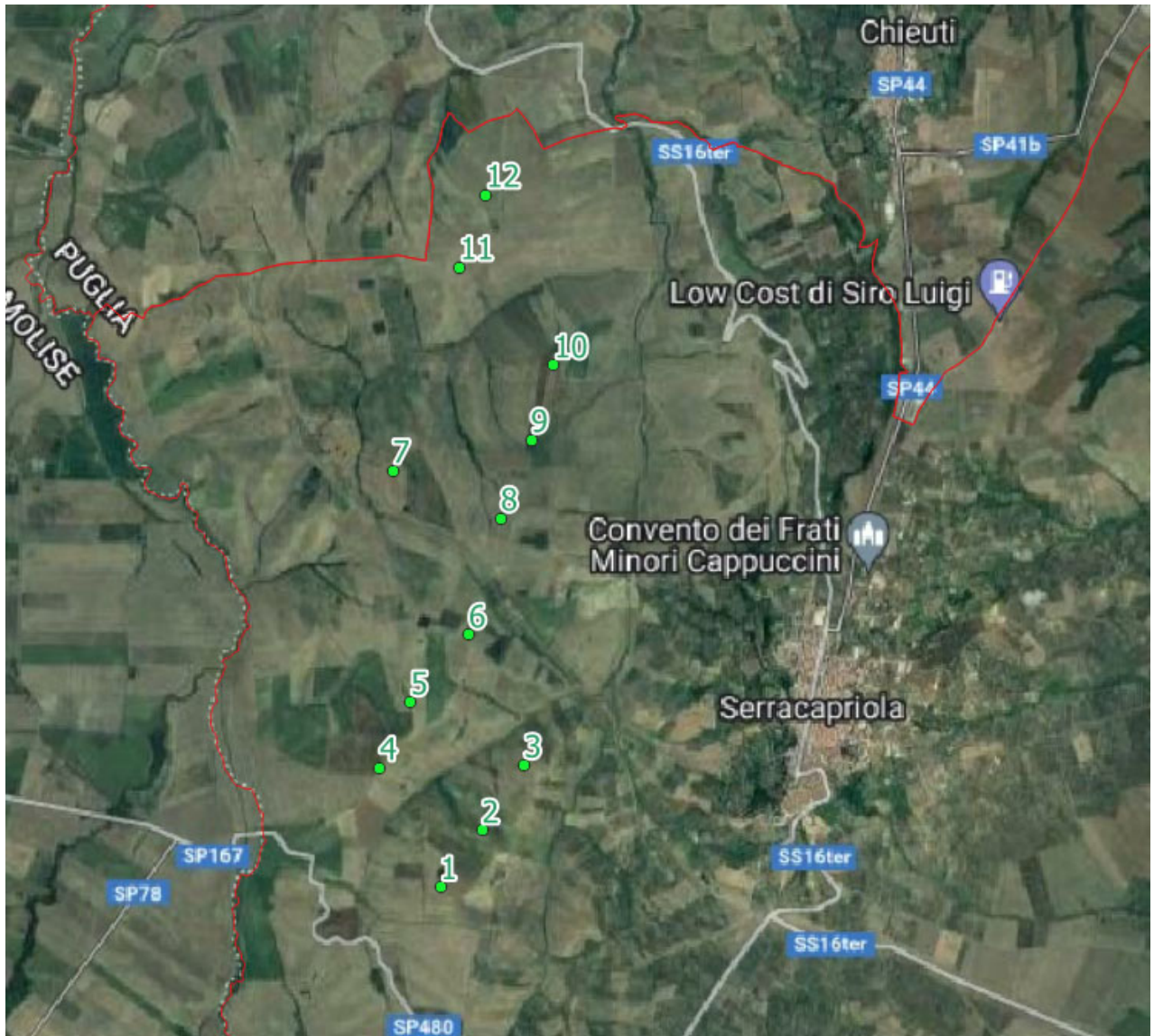


Figura 6: individuazione su google map dell'ipotesi a) di layout

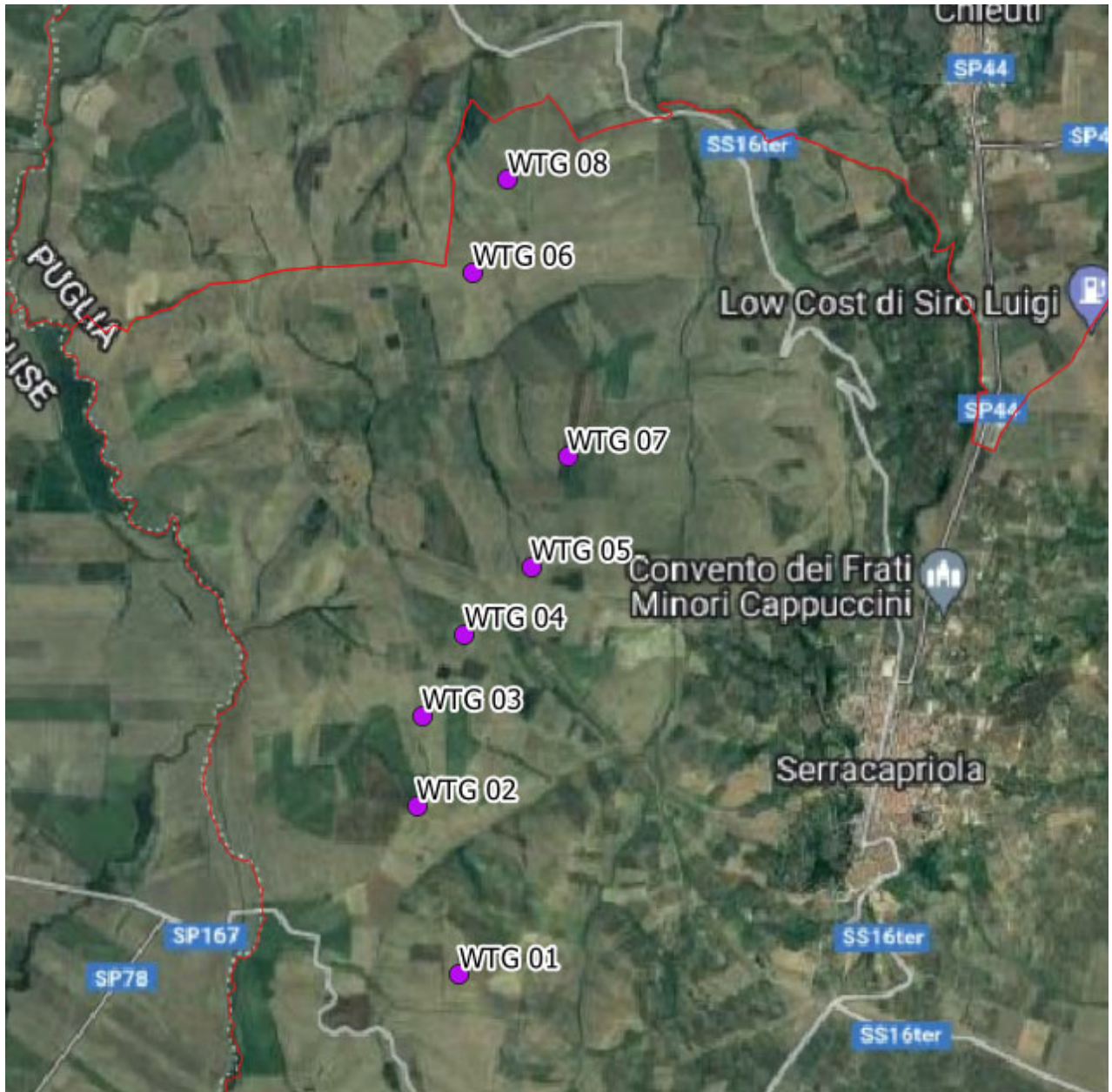


Figura 7: individuazione su google map dell'ipotesi b) di layout, che corrisponde al progetto proposto

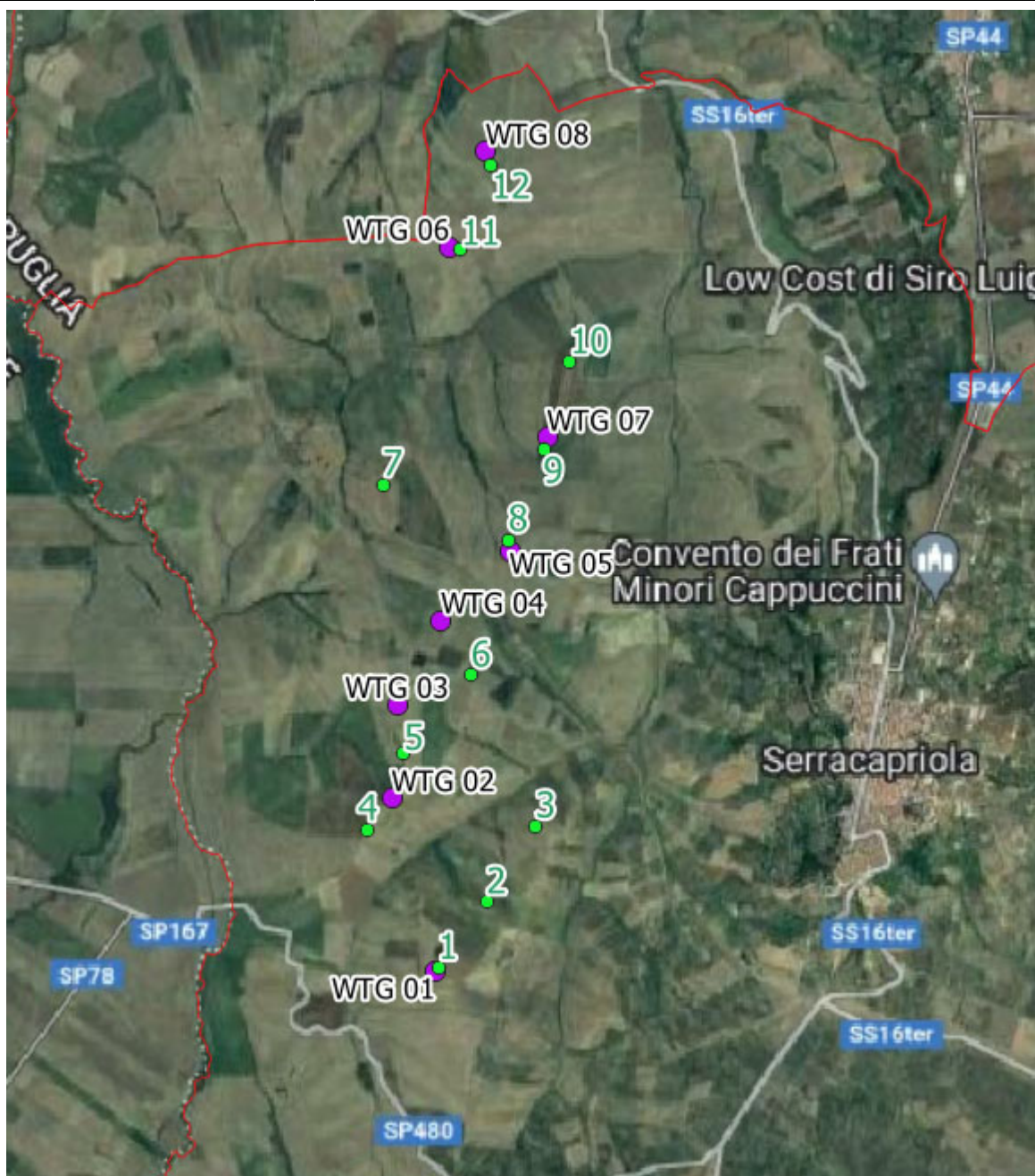


Figura 8: sovrapposizione su google map dell'ipotesi a) e b) di layout

Dal punto di vista vincolistico i due layout risultano pressoché equivalenti, tuttavia la scelta del layout b) quale migliore tra i due è stata motivata da:

- numero minore di turbine che implica:
 - o minore impronta a terra, quindi meno consumo di suolo e sottosuolo;
 - o un numero inferiore di interventi sulla viabilità ed importante riduzione delle lunghezze dei cavidotti di media tensione;
 - o una minore densità di impianto e prevenzione dell'effetto selva dal punto di vista dell'impatto visivo;
- allontanamento delle torri dalle aree di versante: la torre 4 dell'ipotesi a) è molto

- vicina ad un versante (cfr. PPTR), rispetto alle torri dell'ipotesi b) (Figura 9);
- allontanamento delle torri dalle aree a vincolo idrogeologico: le torri 10 e 12 dell'ipotesi a) sono più vicine al vincolo idrogeologico rispetto alle torri dell'ipotesi b) (Figura 9);
- allontanamento delle torri da "segnalazioni carta dei beni + buffer 100m": area non idonea FER (RR 24/2010): la torre 6 dell'alternativa considerata (ip a)) era adiacente al buffer di 100 m di "Masseria Finizio" (Figura 10).

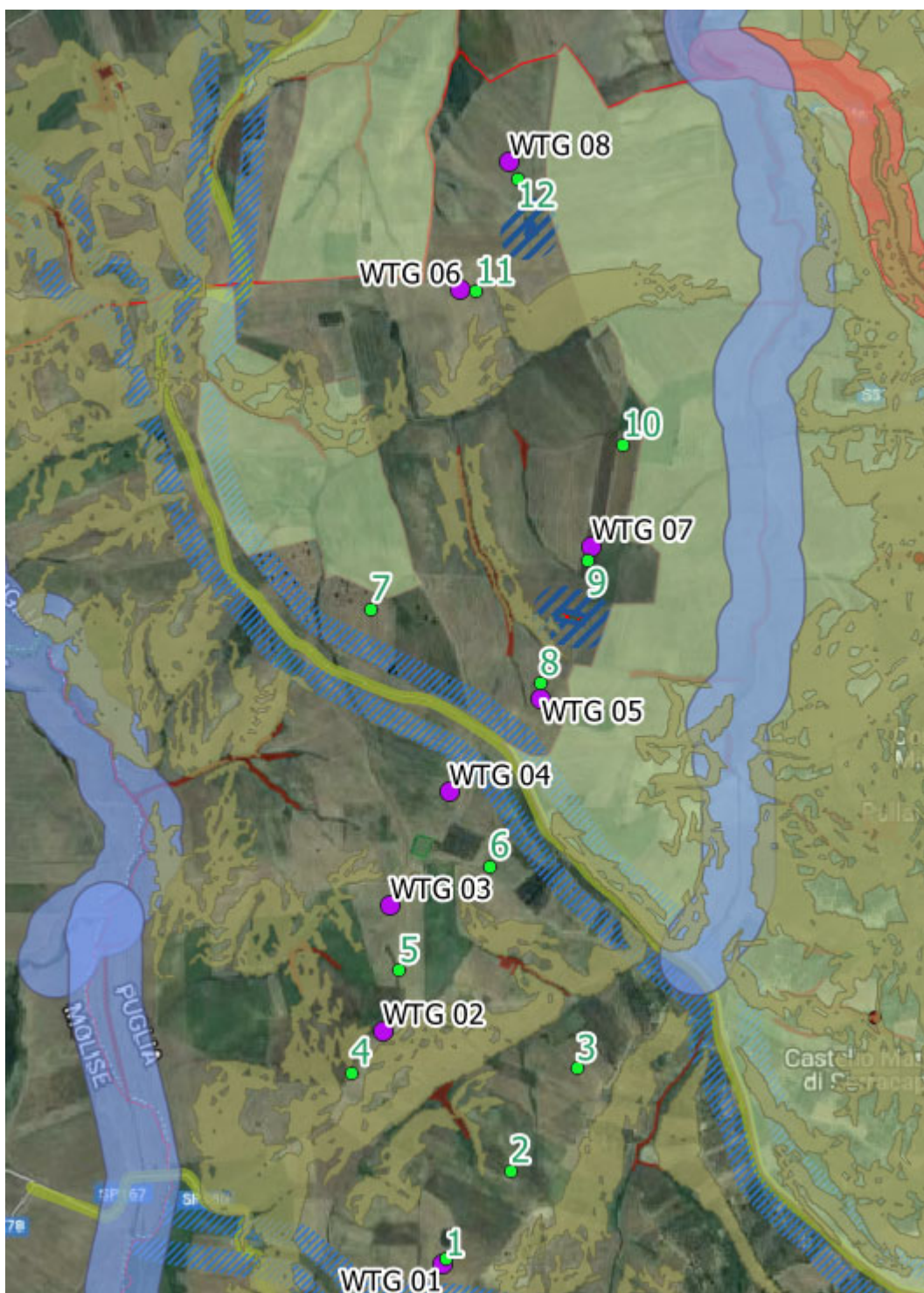


Figura 9: sovrapposizione dell'ipotesi a) e dell'ipotesi b) di layout rispetto al PPTR

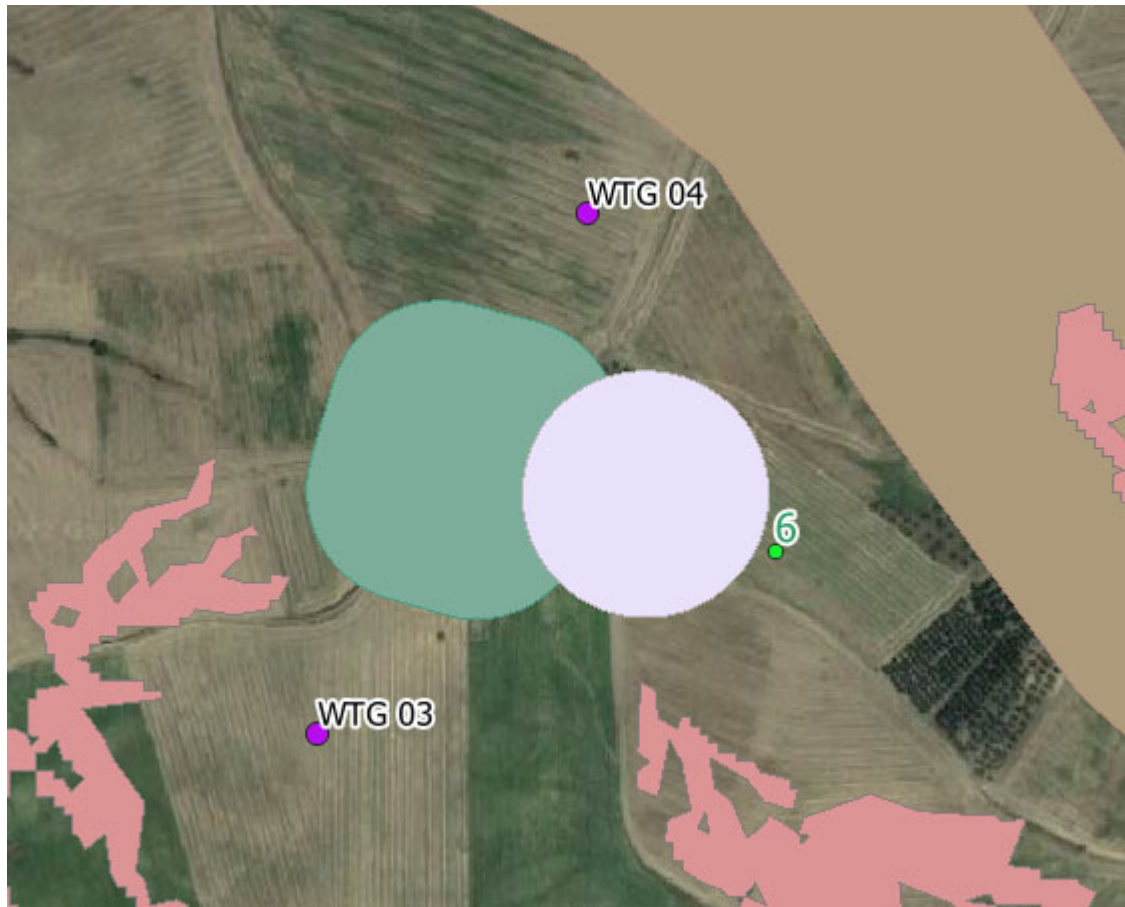


Figura 10: sovrapposizione ipotesi a) e b) di layout rispetto alle aree non idonee FER - particolare segnalazione carta dei beni nei pressi della torre 6 dell'ipotesi a)

In relazione alla producibilità dell'impianto, le due soluzioni sono state comparate e dall'analisi risulta che:

- La perdita per scia associata alla configurazione a 12 turbine (ip a)) sarebbe pari a 7.2%, mentre per la configurazione proposta (ip b)) tale perdita è limitata al 4,9%.
- Le EOH calcolate per la configurazione alternativa di 12 turbine (ip a)) sarebbero pari a 2052, mentre per la configurazione proposta (ip b)), si ha un aumento di EOH del 12.6%. (2311 ore equivalenti)

2.2	<i>Per consentire una migliore ed immediata identificazione degli elementi cartografici/iconografici necessari a valutare la visibilità e l'impatto complessivo post-operam, si richiede:</i>
2.2.a	<i>Revisionare, dove necessario, i fotoinserti avendo l'accortezza di controllare la corrispondenza tra i coni ottici individuati in pianta e quelli utilizzati (per esempio la foto nel punto 23 sembra essere rivolta verso nord-est mentre il cono ottico indicato è in direzione est);</i>

Sono stati riesaminati gli elaborati relativi alle fotosimulazioni ed è stata verificata la corrispondenza tra i coni ottici individuati in pianta e quelli utilizzati, in particolare per il punto

23: gli angoli riportati in pianta risultano corretti e non è stato necessario emettere la revisione degli elaborati.

2.2.b	<i>verificare, anche presso uffici Regionali o altri enti, se siano stati autorizzati o in costruzione ulteriori impianti eolici in sovrapposizione visiva, anche parziale all'impianto in progetto (es. 10 km dal centroide dell'impianto) e nel caso, provvedere all'aggiornamento degli elaborati progettuali inserendo anche nei fotoinserti gli impianti già autorizzati ma non ancora realizzati o in corso di realizzazione.</i>
-------	---

Vedere risposta al punto 1.b della nota MIC.

3	Fauna, Avifauna e Chiropteri
3.1	<i>Considerando che l'intervento proposto potrebbe avere incidenze significative su aree della rete Natura 2000 per le quali ne è stata richiesta la valutazione, in relazione all'impatto sull'avifauna e sui chiropteri, si richiede:</i>
3.1.a	<i>di integrare il progetto con il monitoraggio dell'avifauna e dei chiropteri. In particolare, fornendo, tra l'altro, le date di inizio e fine monitoraggio ante operam, che preveda la realizzazione di una campagna annuale con almeno tre sessioni di rilievo ciascuna, prima dell'inizio dei lavori e preferibilmente nei periodi primavera-estate-autunno. Il Proponente - dovrà produrre l'intero progetto di monitoraggio confermando l'approccio BACI (Before After Control Impact), seguendo le linee guida contenute nel documento "Protocollo di Monitoraggio dell'avifauna dell'Osservatorio Nazionale su Eolico e Fauna" (ISPRA, ANEV, Legambiente). Qualora la campagna di monitoraggio fosse stata da poco avviata, con impegno di trasmissione, secondo uno scadenario da comunicare, delle risultanze e valutazioni a termine dello studio e comunque prima della realizzazione dell'intervento, andranno presentate le prime risultanze ad oggi emerse.</i>

Nel documento "Piano di Monitoraggio Ambientale - MITE punti 1.1.b e 3.1.a" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.134.00 è stato inserito anche il piano di monitoraggio dell'avifauna e della chiropterofauna, secondo le richieste del MITE.

4	Territorio - Paesaggio - Vegetazione ed Ecosistemi
4.1	<i>Con specifico riferimento all'impatto complessivo del Progetto sul suolo:</i>
4.1.a	<i>si richiede di determinare a mezzo di elaborati grafici e numerici le superfici di suolo che l'impianto impiegherà in modo reversibile nella fase di realizzazione (momentanei ampliamenti della sede stradale, ecc.) e di esercizio (piazzole ecc.) e quelle irreversibilmente sottratte dall'impianto (fondazioni, cabina elettrica, massetti in cemento, ecc.). Indicare quindi gli interventi che il proponente proporrà a compensazione dei consumi definitivi di suolo e la relativa estensione e localizzazione sul territorio;</i>

Per quanto riguarda la determinazione delle superfici di suolo impiegato, è stato prodotto specifico elaborato "GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.137.00 - Superfici di suolo interessate dall'impianto - MITE punto 4.1.a", al fine di descrivere in maniera grafica e quantitativa le superfici impiegate e rinaturalizzate ad ogni fase del progetto. Tali operazioni sono inoltre dettagliate nel documento di progetto "GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.032.00 - RELAZIONE DELLA DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO LUOGHI".

Per quanto attiene agli interventi di compensazione, si rimanda al punto 6.1.a).

4.1.b	<i>in merito all 'attraversamento ATTR1 , mostrato in figura 52 a pag. 54 del documento GRE-EEC-R-73-1T-W-15228-OO-030-03, evidenziare le misure preliminari che verranno adottate (con particolare riferimento alla rimozione e bonifica di materiale potenzialmente contenente amianto e dei rifiuti vari, anche speciali, visibili in foto) prima della realizzazione dell'intervento.</i>
-------	---

L'area di cui alla richiesta 4.1.b, denominata ATTR1 nell'elaborato GRE-EEC-R-73-1T-W-15228-OO-030-03, non sarà interessata o impattata in alcun modo dagli interventi di progetto:

- La viabilità esistente è risultata in quel tratto, durante le varie ricognizioni in sito, idonea al passaggio per trasporti eccezionali previsti in fase di costruzione.
- Il cavidotto di media tensione in corrispondenza del punto in oggetto, come dettagliato nei documenti di progetto, prevede l'utilizzo di una perforazione teleguidata (TOC). I pozzetti di ingresso ed uscita della TOC saranno posizionati esternamente all'area di pertinenza del corso d'acqua, così come previsto dall'art. 12 delle NTA del Piano di Assetto Idrogeologico UoM Saccione del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale.

Perciò, sulla scorta di quanto suddetto, si ritiene la richiesta non di competenza del proponente, che altresì non avrebbe alcun titolo ad operare su tali superfici.

Si rimanda perciò agli enti territoriali competenti l'opportunità di effettuare appositi rilievi ed approntare un piano per la rimozione e bonifica del materiale potenzialmente contenente amianto e dei rifiuti vari, anche speciali, visibili in foto.

5	Mitigazione
5.1	<i>Con riferimento alle misure di mitigazione, si richiede di:</i>
5.1.a	<i>identificare in modo univoco i recettori in tutte le relazioni tecniche, con particolare riferimento alla Studio Evoluzione Ombra — Shadow Flickering specificare quale recettore è il fabbricato in classificazione A/ 7 (abitazione in villino) al foglio 31, particella 131 del catasto terreni del comune di Serracapriola. Se per tale recettore, si dovessero superare il limite di 30h di ombreggiamento all'anno, descrivere le misure di mitigazione proposte.</i>

OMBRA - SHADOW FLICKERING”, in tabella 4 a pg 13, riporta i soli recettori per i quali si registra il superamento delle 30 ore/anno. Tra questi elementi non è presente nessun recettore di classe A. Il report esportato dal software per l’analisi, che riporta i risultati di dettaglio per tutti i recettori, è allegato al documento GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.011.00 - STUDIO EVOLUZIONE OMBRA - SHADOW FLICKERING”. Nel documento si identifica il fabbricato A/7 (abitazione in villino) al foglio 31, particella 131 del catasto terreni del comune di Serracapriola con la lettera B, con ore di ombreggiamento pari a 0.

Per quanto riguarda l’univocità dei ricettori, si rimanda al contributo prodotto per il punto 1.1.e.

6	Compensazione
6.1	In riferimento alle misure di compensazione, si richiede:
6.1.a	di dettagliare le misure che si intendono intraprendere nello specifico, fornendo anche evidenza di accordi o impegni sottoscritti tra le parti a supporto di tali impegni e di eventuali garanzie economiche a supporto, anche al fine di compensare il consumo di suolo.

Il DM 10.09.2010 al punto 14.15 prevede che *“Le amministrazioni competenti determinano in sede di riunione di conferenza di servizi eventuali misure di compensazione a favore dei Comuni, di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche, in conformità ai criteri di cui all’Allegato 2 delle presenti linee guida.”*

Pertanto, coerentemente con quanto disposto a livello nazionale, le compensazioni verranno gestite durante le Conferenze dei Servizi, tenuto conto le esigenze delle parti.

7	Fase di Cantiere
7.1	In merito agli impatti sulla vegetazione della fase di cantiere, si richiede di dettagliare:
7.1.a	quali e quanti alberi sarà necessario tagliare, la loro tipologia e ubicazione;

È stato prodotto l’elaborato “GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.138.00 - Alberi interessati dalla fase di cantiere – MITE punto 7.1.a”

7.1.b	come avverrà il ripristino delle aree di cantiere e la futura dismissione, in particolare dei plinti di fondazione a fine utilizzo (o in caso di revamping)
-------	---

Come già descritto nel punto 4.1.a precedente, tali operazioni sono dettagliate nel documento di progetto “GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.032.00 - RELAZIONE DELLA DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO LUOGHI”. In particolare, lo smantellamento di un parco eolico riesce a garantire il completo ripristino delle funzioni ante-operam dei luoghi, essendo reversibili le modifiche apportate alla funzione originaria del territorio. Con riferimento per esempio alla

citata fondazione dell'aerogeneratore, uno degli elementi principali di modifica del territorio, si procederà alla rimozione del materiale inerte della piazzola e alla demolizione della parte superiore del plinto di fondazione fino alla quota -1,00 dal piano campagna. La rimodulazione dell'area della fondazione e della piazzola sarà volta a ricreare le funzioni ante-operam dell'area interessata, riempiendo i volumi di sterro o sterrando i riporti realizzati. Alla fine di questa operazione verrà, comunque, steso sul nuovo profilo uno strato di terreno vegetale per il ripristino delle attività agricole. La profondità di demolizione di 1 metro risulta sufficiente per restituire la superficie alle sue funzioni originarie. In linea generale, l'aratura oltre i 50 cm di profondità è una lavorazione piuttosto improbabile, se non come operazione colturale del tutto straordinaria, e solo nei terreni fortemente tenaci o danneggiati da eccessivi costipamenti. D'altronde la maggior parte dell'attuale produzione di aratri non prevede di norma il superamento di tale limite, che può essere raggiunto soltanto con attrezzature speciali o di vecchia costruzione, magari azionate da cingolati di tipo convenzionale. Per cui si può certamente affermare che il ripristino dei luoghi restituirà totalmente l'area di sedime della fondazione alla sua funzione originaria.

8	Terre e rocce da scavo
8.1	Con riferimento al cantiere relativo alla realizzazione del nuovo parco eolico, relativamente alla gestione delle terre e rocce da scavo si chiede di:

8.1.a	dettagliare il piano dei campionamenti delle terre e rocce da scavo per la caratterizzazione degli stessi nell'area d'impianto, lungo i cavidotti elettrodotti anche con presentazione di elaborati grafici (planimetrie) in cui siano indicati i punti di campionamento;
-------	---

All'interno dell'elaborato GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.012.02 – Piano Preliminare di Terre e Rocce da scavo, ed in particolare al capitolo 7, viene dettagliato il piano di campionamento proposto, secondo i dettami del DPR 120/17; lo stesso sarà implementato e affinato in fase esecutiva. L'Allegato 1 – Ubicazione punti di campionamento proposti, presente in calce al medesimo elaborato, rappresenta in planimetria tutti i punti di campionamento proposti, sia nelle aree di impianto che lungo i cavidotti di connessione interni ed esterni all'impianto stesso.

8.1.b	dettagliare il riutilizzo del terreno escavato ovvero se ed in quale percentuale sarà utilizzato allo stato "naturale" così come all'Art. 185 comma c del Dlgs 152/06 smi;
-------	--

All'interno dell'elaborato GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.012.02 – Piano Preliminare di Terre e Rocce da scavo, ed in particolare al capitolo 5 e 6 vengono indicati in maniera accurata i volumi di scavo (*Tabella 6*) e i volumi previsti di rinterro nel caso di rispetto dei requisiti ambientali di cui all'articolo 4 del DPR 120/2017 (*Tabella 7*).

In relazione alla richiesta si rappresenta che il volume totale di scavo previsto dal progetto

risulta essere pari a circa 196.826 mc (Cfr. Tabella 6), mentre il volume di riutilizzo è stimato paria circa a 52.983 mc (Cfr. Tabella 7): la percentuale di terreno riutilizzato allo stato "naturale" così come all'Art. 185 comma c del Dlgs 152/06 smi è quindi stimata in circa 27%.

8.1.c	tramite elaborati grafici indicare le aree, con indicazione dei volumi, che verranno scavate e rinterrate almeno con riferimento all'adeguamento della viabilità e delle aree d'installazione degli aerogeneratori e delle relative piazzole oltre che con riferimento alle cabine elettriche;
-------	--

È stato prodotto l'elaborato "Aree di scavo e rilevato - MITE punto 8.1.c" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.139.00 in cui per ogni porzione di layout è dettagliato il volume di scavo e rilevato e lo sviluppo del progetto.

8.1.d	presentare una breve relazione da cui emerga se vi siano o meno aree del cantiere, e comunque oggetto di scavo/rinterro, contaminate o potenzialmente tali ovvero per le quali sia noto il superamento delle CSC di cui alla Colonna A della Tabella 1, Allegato 5, Parte Quarta, Titolo V, del D.L.gs 152/06 smi;
-------	--

Allo stato attuale delle conoscenze non si hanno evidenze sul tema. Si rappresenta che l'impianto sorge in area agricola lontana da fonti di contaminazione antropica e da sorgenti di rischio. In fase esecutiva si provvederà ad ogni modo alla caratterizzazione delle terre e rocce da scavo, così come esplicitato nell'elaborato GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.012.02 - Piano Preliminare di Terre e Rocce da scavo

9	Rischi di incidenti
9.1	Nel calcolo della gittata massima, occorre verificare che sia corretta l'individuazione dell'angolo di distacco sulla scorta dei dati prodotti, infatti a tal riguardo sono state rilevate alcune incongruenze.

A seguito di un ulteriore controllo sull'elaborato GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.014.00 - RELAZIONE GITTATA MASSIMA, si conferma che il calcolo esplicitato nel documento è corretto e si conferma il valore di gittata massima, causata dal distacco dell'elica dell'argomentatore pari a 217,32 m.

3. RISCOントRO RICHIESTE MIC

1.	1. Per le aree di progetto ricadenti in territorio pugliese:
1.a	<i>1.a) tavola grafica con inserimento su base cartografica IGM in scala 1:25.000 dell'impianto eolico in oggetto e delle opere connesse, estesa alle aree contermini, come definite dalle Linee Guida del D.M. 10.09.2010, in cui siano evidenziate, con idonea e differente simbologia, la viabilità attuale, le caratteristiche morfologiche dei luoghi (linee di crinale, punti sommitali, luoghi panoramici naturali, linee di compluvio), la tessitura storica del contesto paesaggistico (nuclei antichi, abazie, masserie, chiese rurali, torri, campanili ed ulteriori elementi antropici puntuali di percezione visiva), l'indicazione dei reciproci rapporti di visuale tra i detti beni;</i>

È stato prodotto l'elaborato grafico "Inquadramento su IGM - MIC punto 1.a" - GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.126.00.

Per l'elaborazione della tavola grafica sono state consultate le seguenti fonti:

- Carta Idrogeomorfologica della Puglia,
- PPTR - Piano Paesaggistico Territoriale Puglia,
- CartaApulia,
- PTCP - Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Foggia.

L'area contermini, ai sensi delle Linee Guida del DM 10.09.2010, è stata considerata pari a $10 \text{ volte} \times H_{\text{max}} \text{ torre} = 10 \times 220 \text{ m} = 11 \text{ km}$.

L'indicazione dei reciproci rapporti di visuale tra i beni è stata valutata inserendo delle sezioni rappresentative nell'area di progetto.

1.b	<i>1.b) tavola grafica con inserimento dell'impianto eolico in oggetto e delle opere connesse, estesa alle aree contermini, come definite dalle Linee Guida del D.M. 10.09.2010, in cui siano individuati sia gli impianti eolici che fotovoltaici già realizzati, quelli in corso di realizzazione, quelli approvati ma non ancora realizzati, nonché quelli per i quali è ancora in corso l'istruttoria per l'ottenimento delle relative autorizzazioni;</i>
-----	--

La valutazione dell'impatto cumulativo del progetto già prodotta è stata condotta seguendo le indicazioni regionali di cui alla D.D. 162/2014 e a quanto consultabile sulla sezione dedicata agli impianti FER del Sit.Puglia.it

Si precisa che nella redazione delle cartografie estese all'ambito distanziale di 11 km (area contermini così come da indicazione del DM 10.09.2010), sono stati riportati, oltre all'impianto in valutazione oggetto del presente progetto, gli impianti eolici esistenti, gli impianti eolici dotati di Autorizzazione Unica e/o VIA favorevole, così come consultabili su apposita sezione dedicata del sito sit.puglia.it.

Gli impianti in corso di valutazione non sono stati valutati in quanto, il punto 2 dell'allegato alla D.D. 162/2014 della Regione Puglia "Definizione dei criteri metodologici per l'analisi degli

impatti cumulativi per impianti FER” definisce il dominio di valutazione nel seguente modo:

“Il Dominio degli impianti che determinano impatti cumulativi, ovvero il novero di quelli insistenti, cumulativamente, a carico dell’iniziativa oggetto di valutazione ... è definito da opportuni sottosistemi di tre famiglie di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (di seguito FER): A, B ed S.

...

- *Tra gli impianti FER in A, compresi tra la soglia di A.U. e quella di Verifica di Assoggettabilità VIA, si ritengono ricadenti nel dominio quelli già dotati di titolo autorizzativo alla costruzione ed esercizio;*
- *Tra gli impianti FER in B, sottoposti all’obbligo di Verifica di Assoggettabilità VIA o a VIA, sono ricadenti nel dominio quelli provvisti anche solo di titolo di compatibilità ambientale (esclusione da VIA o parere favorevole di VIA);*
- *Tra gli impianti FER in S (sottosoglia rispetto all’A.U.), appartengono al dominio quelli per i quali risultano già iniziati i lavori di realizzazione.”.*

Per cui si ritiene che l’effetto cumulativo sia da valutare in rapporto alla situazione attuale, ossia esistente alla data di redazione del progetto, a cui vanno aggiunti gli impianti con AU o VIA positiva, per i quali si può ritenere che il procedimento di valutazione e/o autorizzazione sia in fase avanzata, così come indicati sul Sit.Puglia.it.

In considerazione di ciò gli elaborati già prodotti risultano soddisfare quanto richiesto dalla normativa di settore. In particolare, quanto richiesto è consultabile sulla tavola grafica “GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.057.00

INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL PARCO EOLICO DI PROGETTO E DEGLI IMPIANTI DI ENERGIA RINNOVABILE RILEVATI NELL’AREA VASTA DI IMPATTO CUMULATIVO(AVIC)”

In particolare, nel citato elaborato sono stati rappresentati gli altri impianti eolici appartenenti al dominio di cui alla DD 162/2014 entro gli 11 km dall’area di progetto e gli altri impianti fotovoltaici entro i 2 km dall’area di progetto.

Tuttavia, al fine di ottemperare alla richiesta del MIC, viene integrata la documentazione progettuale con l’elaborato “inquadramento rispetto ad altri impianti Eolici e Fotovoltaici – MIC punto 1.b” GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.140.00 riportante gli impianti eolici e fotovoltaici in Puglia rientranti nel dominio degli impatti cumulativi di cui alla DD 162/2014, ricadenti entro il buffer di 11 km (area contermina ai sensi delle Linee Guida DM 10.09.2010).

Per quanto riguarda gli altri impianti eolici, rispetto all’elaborato GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.057.00 precedentemente prodotto, l’impianto eolico a sud dell’area di progetto, rappresentato sul Sit.Puglia con codice A8HCF01 e in stato “autorizzato”, alla data del 15.03.2022¹ risulta realizzato.

¹ Data in cui sono stati eseguiti sopralluoghi in sito per ottemperare alle richieste di integrazioni del MITE

Ai fini della valutazione dell'impatto cumulativo degli elaborati depositati in fase di istanza di VIA non vi sono integrazioni da apportare in quanto, seppure l'impianto risultasse solo "autorizzato" e non ancora realizzato, l'impatto cumulativo da esso prodotto è stato valutato (così come per tutti gli impianti appartenenti al dominio del cumulo), considerando che l'impianto venisse realizzato e coesistesse con l'impianto di progetto (cfr. GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.061.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE PANORAMICA, GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.062.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE OCCHIO UMANO).

1.c	<i>1.c) carta dell'intervisibilità di dettaglio dell'impianto eolico in oggetto e delle opere connesse, estesa alle aree contermini, come definite dalle Linee Guida del D.M. 10.09.2010, con base cartografica IGM in scala al 25.000, con l'indicazione a diversa tonalità di colore della densità degli aerogeneratori visibili; sulla medesima cartografia andranno indicate le strade panoramiche e di valenza paesaggistica, la rete tratturale, il sistema insediativo delle abazie, la rete delle masserie storiche, le aree archeologiche e di interesse archeologico, nonché tutti gli ulteriori beni culturali sottoposti a tutela dalla parte seconda del D.Lgs. 42/2004 e tutti i beni paesaggistici sottoposti a tutela dalla parte terza del medesimo Decreto legislativo;</i>
-----	---

È stato prodotto l'elaborato grafico GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.127.00 - Carta di intervisibilità di progetto - MIC punto 1.c.

1.d	<i>1.d) carta dell'intervisibilità dell'impianto eolico in oggetto sovrapposta all'intervisibilità generata dagli impianti eolici esistenti, in corso di realizzazione e di tutti quelli in valutazione al fine di valutare l'incidenza dell'effetto cumulo attuale e potenziale. Le aree di visibilità dovranno essere riportate con opportune e diverse retinature a diversi colori al fine di evidenziare le affettive aree di sovrapposibilità. Tale elaborazione sarà estesa alle aree contermini, come definite dalle Linee Guida del D.M. 10.09.2010, e sarà riportata su base cartografica IGM su cui saranno riportati anche gli elementi descritti al punto precedente;</i>
-----	---

È stato prodotto l'elaborato grafico GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.128.00 - Carta di intervisibilità cumulativa - MIC punto 1.d.

1.e	<i>1.e) Documentazione fotografica ad alta definizione e realizzata in piena visibilità (assenza di nuvole, nebbia, foschia, ecc.) con coni visuali ampi al fine di rappresentare le caratteristiche dell'ambito paesaggistico sia a grande scala che a scala ravvicinata. I coni visuali saranno quelli che si aprono dalla viabilità principale, dai centri abitati, dalle masserie storiche, dai punti di altura e luoghi panoramici, da luoghi sensibili in generale. La stessa documentazione fotografica dovrà realizzarsi anche lungo il tracciato del cavidotto fino a comprendere il contesto circostante al punto di consegna della RTN. I coni visuali dovranno essere riportati sia su planimetria con ortofoto, che su planimetria IGM;</i>
-----	--

È stato prodotto il documento GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.129.00 - Documentazione fotografica – MIC punto 1.e, in aggiunta a quanto già presentato in fase di istanza VIA (doc. GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.006.00_Allegato fotografico), al fine di rappresentare in maniera più ampia il contesto di dettaglio e a larga scala.

1.f	<p><i>1.f) elaborazione dei rendering fotografici su immagini reali ad alta definizione e realizzate in piena visibilità (assenza di nuvole, nebbia, foschia, ecc) con coni visuali privi di ostacoli in primo piano. In particolare, tenuto conto della fitta rete tratturale nell'area di riferimento, dovranno essere presi in considerazione i seguenti coni visuali all'interno dei quali elaborare i fotorendering:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>dal punto sommitale del Montesecco verso il centro urbano di Chieuti, verso il Castello Maresca di Serracapriola, verso la 10c. Colle di breccia;</i> - <i>dal punto di affaccio (non dalla strada) del pubblico belvedere del Viale Martiri di Via Fani ai bordi del centro urbano di Chieuti;</i> - <i>dal punto di affaccio (non dalla strada) del pubblico belvedere di Via Giro esterno, prospiciente il Castello Maresca di Serracapriola verso le locc. Colle di Breccia e Montesecco;</i> - <i>dalla rete tratturale a confine con il territorio molisano verso il centro urbano di Serracapriola;</i> - <i>dalla rete tratturale in prossimità del Vallone Bivento (panoramica);</i> - <i>dal sito archeologico di Malchieuti in direzione Sud;</i> - <i>dalla strada panoramica SS 16ter (km 612) verso la 10c. Colle del Fico;</i>
1.g	<p><i>1.g) I suddetti fotorendering realistici andranno elaborati anche assegnando colori diversi sia all'impianto eolico di progetto che a quelli già esistenti nell'AV I, al fine di consentire una più agevole lettura e valutazione dell'effetto di cumulo che eventualmente si andrebbe a produrre;</i></p>

È stato prodotto l'elaborato grafico "Fotosimulazioni integrative - MIC punti 1.f-1.g" GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.130.00.

Le fotosimulazioni hanno preso in considerazione i coni visuali della richiesta del MIC. In particolare, per quanto riguarda la rete tratturale a confine con il territorio molisano sono stati scelti due punti di vista.

Inoltre, solo dove richiesto (per il belvedere di Chieuti e il tratturo in prossimità del Vallone Bivento), sono state elaborate delle fotosimulazioni panoramiche. Le restanti hanno una visuale con ampiezza corrispondente all'apertura del cono riportato sulla mappa.

Come già per le fotosimulazioni depositate in fase di istanza di VIA (cfr. elaborati: GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.061.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE PANORAMICA, GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.062.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE OCCHIO UMANO), tra la foto rappresentativa dello Stato di fatto (Ante Operam) e la Fotosimulazione, è stata inserita una "Fotosimulazione con indicazioni" (Fotosimulazione C) in cui le torri di progetto sono rappresentate con colore rosso e le altre torri, considerate per la valutazione dell'impatto cumulativo, sono rappresentate con colore blu.

Inoltre, si è voluta fornire l'indicazione aggiuntiva relativa alla visibilità o meno di un aerogeneratore (sia di progetto che di altri impianti), sovrapponendo un retino (rosso o blu) alla parte effettivamente visibile dell'aerogeneratore, intendendo che la parte senza retino sarà non visibile dal punto di vista selezionato, perché mascherata dagli elementi inframmezzanti.

1.h	<i>1.h) Shapefiles in formato WGS84-33N relativamente al posizionamento degli aerogeneratori e alle opere di connessione</i>
-----	--

In fase di presentazione di istanza di VIA il proponente ha prodotto gli shape file contenuti nella cartella "DATI_GIS", elaborati secondo le "Specifiche Tecniche per la predisposizione e la trasmissione della documentazione in formato elettronico per le procedure di VAS e VIA ai sensi del D.Lgs 152/2006" che richiedono che i dati territoriali siano forniti in coordinate geografiche nel sistema di riferimento WGS84 (EPSG 4326).

Pertanto, ai fini dell'integrazione richiesta, sono stati prodotti i medesimi shape file "DATI_GIS_WGS84-33N", ma in formato UTMWGS84-Fuso 33N.

1.i	<i>1.i) Schede informative relative ai numerosi beni culturali prossimi al parco eolico in esame, sottoposti alla Parte II del Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 22 0 individuati dal PPTR quali 'Ulteriori contesti' e segnalazioni architettoniche e archeologiche, comprendenti un'analisi storica e fotografica</i>
-----	---

È stato prodotto l'elaborato "Schede conoscitive dei beni culturali - MIC punto 1.i" GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.131.00.

1.j	<i>1.j) Inoltre, considerato che la Regione Puglia, con la D.D. del Servizio Ecologia n. 162/2014 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale — regolamentazione degli aspetti tecnici", emanata a seguito della D.G.R. 2122/2012, ha definito una specifica metodologia di analisi degli impatti cumulativi, in particolare indicando al paragrafo "11 - Tema: impatto sul patrimonio culturale e identitario" come verificare e valutare l'incidenza delle trasformazioni introdotte da tutti gli impianti sulle figure territoriali del PPTR contenute nell'Area Vasta di Indagine (AVI) pari a 20 Km di distanza dagli aerogeneratori e ritenuto necessario, a completamento di quanto già trasmesso, che venga verificato che "il cumulo prodotto dagli impianti presenti" nell'AVI non interferisca con le regole di riproducibilità delle invarianti strutturali come indicate e descritte nella Sezione B delle Schede degli Ambiti paesaggistici del PPTR, si chiede di integrare la documentazione progettuale con elaborati secondo quanto sopra indicato, e dettagliatamente riportato nel paragrafo "11 - Tema: impatto sul patrimonio culturale e identitario", di cui all'allegato alla D.D. n. 162/2014;</i>
-----	---

La trattazione dell'impatto cumulativo ai sensi della DD 162/2014 è stata fatta nel SIA, al paragrafo 1.5 del Quadro di Riferimento Ambientale. In particolare, il "Tema: impatto sul patrimonio culturale e identitario" è stato trattato al sottoparagrafo 1.5.2.

Tuttavia, al fine di rispondere in maniera esaustiva alla richiesta del MIC, si è ritenuto di integrare il paragrafo 1.5.2 .

Si riporta nel seguito il contenuto del suddetto paragrafo che integra e sostituisce il precedente, indicando con carattere di colore nero il contenuto originario e con carattere di colore blu le parti di nuovo inserimento.

1.5.2 IMPATTO CUMULATIVO SU PATRIMONIO CULTURALE, PAESAGGISTICO E IDENTITARIO

Come previsto dalla Determinazione n.162/2014 della Regione Puglia, e come precisato nelle linee guida PPTR (Elaborato 4.4.1), si analizza l’impatto cumulativo sul patrimonio culturale e identitario dell’impianto eolico, in particolare l’unità di analisi per la valutazione dell’impatto cumulativo sugli aspetti paesaggistico culturali è definita dalle figure territoriali del PPTR **contenute nel raggio di 20 km dall’impianto eolico proposto. Nella stessa area si sono considerate le interazioni dell’impianto in progetto con l’insieme degli impianti eolici sotto il profilo della vivibilità, fruibilità, sostenibilità, in relazione ai caratteri di lunga durata identificati nelle schede di ambito del PPTR Puglia.** L’obiettivo è dimostrare che la trasformazione del territorio non interferisce con l’identità di lunga durata dei paesaggi e quindi con le invarianti, né con la struttura estetico percettiva o con gli elementi puntuali o lineari da cui è possibile usufruire dei paesaggi.

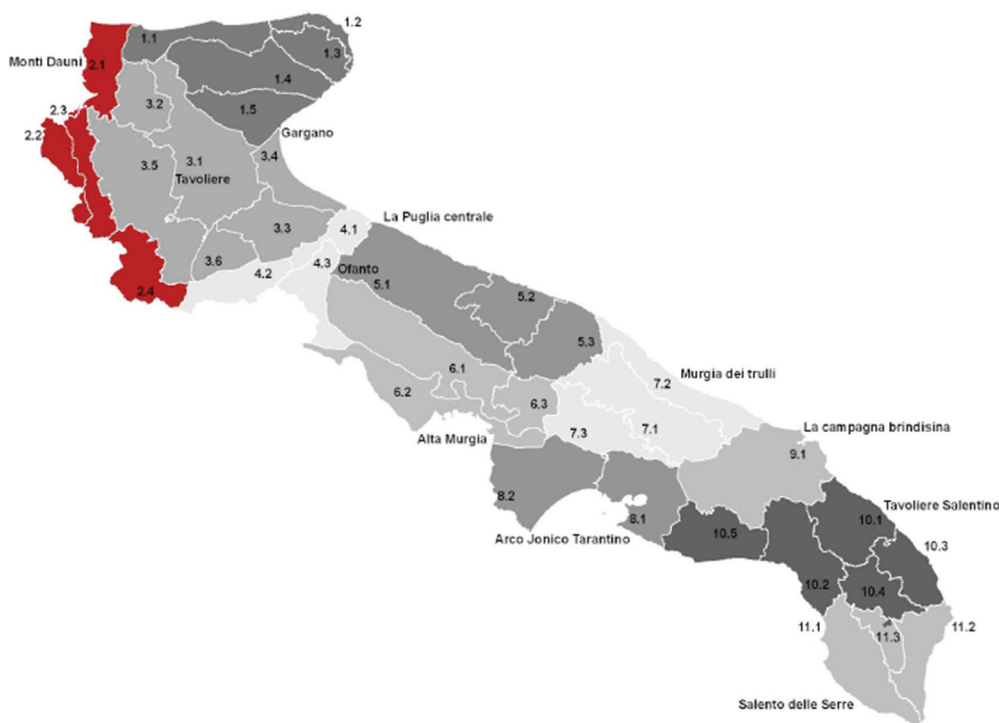


Tabella 18 - Individuazione ambiti e figure del PPTR Regione Puglia

Si ritiene doveroso precisare che l’inserimento di un impianto eolico nel territorio non può essere mitigato, come indicato dalla stessa norma e linee guida nazionali e regionali, bensì è possibile pensare a un progetto di paesaggio all’interno del quale lo stesso impianto eolico è correttamente inserito. Pertanto non è possibile avere un impatto nullo a valle dell’inserimento

dell'impianto nel paesaggio, si può tuttavia procedere a chiarire le motivazioni per cui gli aspetti, che interferiscono necessariamente con il paesaggio e le sue strutture, possono essere considerati trascurabili o ben armonizzati con il contesto e le invarianti strutturali individuate dal Piano.

Come rappresentato in Figura a, nell'intorno di 20 km dall'area di progetto, rientrano nell'ambito dei Monti Dauni, ricadono anche l'ambito del Tavoliere e l'ambito del Gargano.

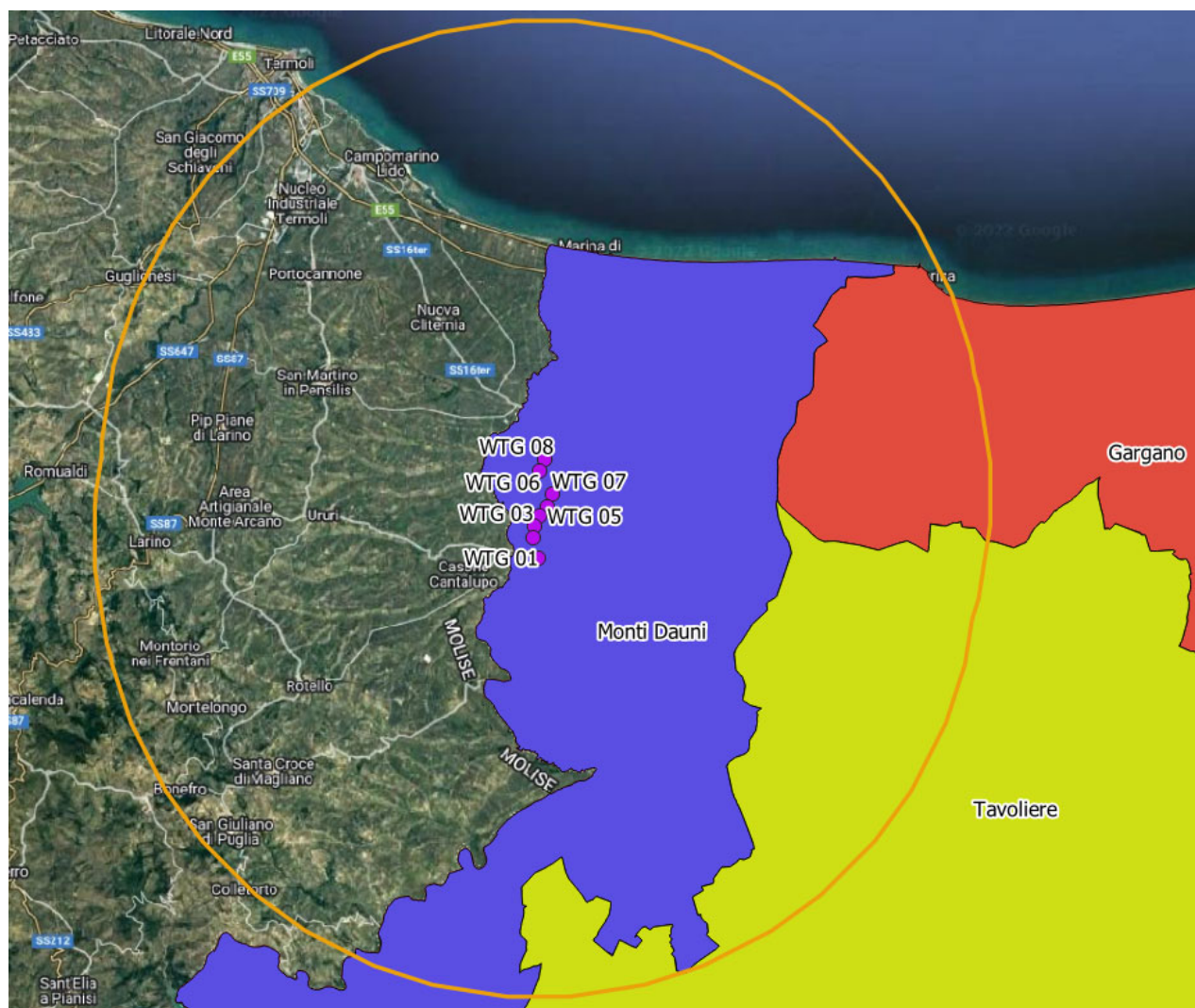


Figura a: inquadramento dell'area di analisi cumulativa del progetto rispetto agli ambiti del PPTR (WTG di progetto indicate con cerchio viola)

In figura b e in Tabella a sono esplicitate le figure ricadenti nel buffer di 20 km.

AMBITI E FIGURE TERRITORIALI DEL PPTR NELL'INTORNO DI 20 KM DELL'AREA DI PROGETTO		
AMBITO	FIGURA	DIREZIONE RISP. AL PROGETTO
MONTI DAUNI	2.1 LA BASSA VALLE DEL FORTORE E IL SISTEMA DUNALE	INTERNO
	2.2 LA MEDIA VALLE DEL FORTORE E LA DIGA DI OCCHITO	SUD OVEST
	2.3 I MONTI DAUNI SETTENTRIONALI	SUD OVEST
TAVOLIERE	3.5 LUCERA E LE SERRE DEI MONTI DAUNI	SUD
	3.2 IL MOSAICO DI SAN SEVERO	SUD EST
	3.1 LA PIANA FOGGIANA DELLA RIFORMA	SUD EST

GARGANO

1.1 SISTEMA AD ANFITEATRO DEI LAGHI DI LESINA E VARANO

NORD EST

Tabella a: Ambiti paesaggistici e figure territoriali individuate nel raggio di 20 km dall'area di progetto

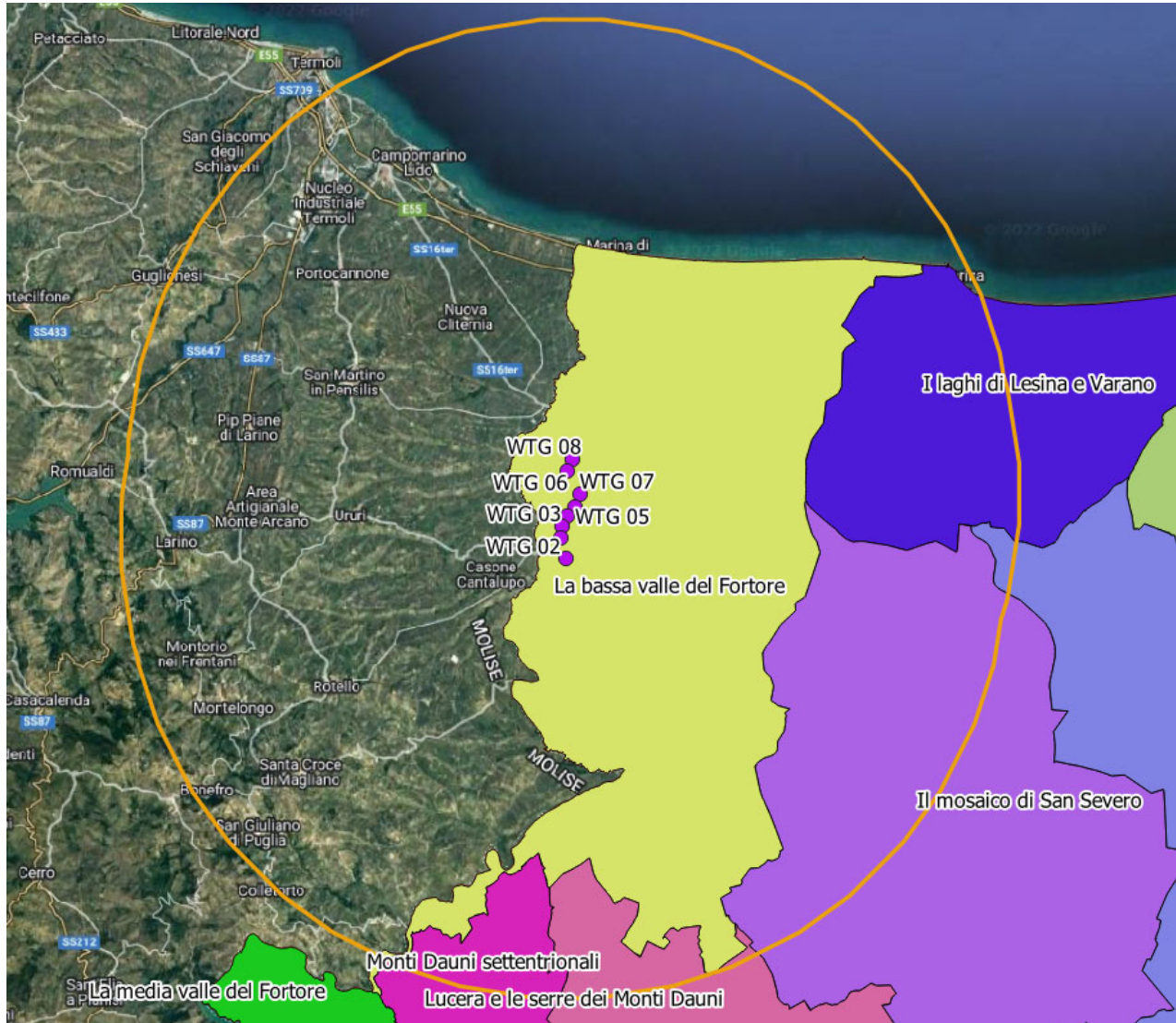


Figura b: individuazione delle figure di paesaggio nel buffer di 20 km rispetto all'area di progetto.

L'analisi consiste nella verifica di eventuali interferenze sulle invariati strutturali del paesaggio e sulle caratteristiche culturali riconosciute dal PPTR nelle figure territoriali, a seguito dell'inserimento dell'impianto eolico nel territorio. Di seguito si descrivono i paesaggi relativi all'intorno dei 20 km dall'area di progetto dal punto di vista paesaggistico e in riferimento al Piano Paesaggistico Territoriale Regionale. In particolare, l'ambito dei Monti Dauni e le sue invariati strutturali sono stati descritti ampiamente al paragrafo 1.2.5, in quanto ambito che ospita il progetto in esame, pertanto si prosegue con un maggior dettaglio descrittivo per le altre figure territoriali interessate, riportate nella precedente tabella a.

AMBITO MONTI DAUNI

PAESAGGIO DELLA BASSA VALLE DEL FORTORE E IL SISTEMA DUNALE

Il paesaggio della bassa valle del Fortore morfologicamente si presenta costituito da un sistema di terrazzamenti alluvionali che degradano nel fondovalle, con andamento da pianeggiante a debolmente ondulato. Il paesaggio agrario è caratterizzato da grandi estensioni a seminativo che sul

AMBITO MONTI DAUNI

	versante occidentale, in corrispondenza dei centri di Chieuti e Serracapriola, è dominato dalla presenza dell'uliveto. I centri di Chieuti e Serracapriola si collocano su colline che digradano lievemente verso la costa adriatica, guardando dall'alto il litorale lungo il quale si estendono le spiagge. Questi centri si attestano lungo una strada di crinale che corre parallela al fiume.
PAESAGGIO DELLA MEDIA VALLE DEL FORTORE E DIGA DI OCCHITO	Il Lago di Occhito è un bacino idrico artificiale nato sul finire degli anni '50. Tale bacino nel corso del tempo è diventato un territorio ricco di interesse sia dal punto di vista paesaggistico che naturalistico perché è diventato l'habitat naturale di centinaia di esemplari di flora e fauna. Il lago di Occhito, che si estende in lunghezza per circa 12 Km, appartiene per metà alla Regione Puglia; esso segna il confine naturale del Molise con la Puglia ed è alimentato dalle acque del fiume Fortore, che ne è emissario e immissario.
PAESAGGIO DEI MONTI DAUNI SETTENTRIONALI	Il paesaggio dei Monti Dauni settentrionali è costituito da valli poco incise e ampie, generate da torrenti a carattere prevalentemente stagionale, che si alternano a versanti allungati in direzione nord-ovest sud-est, sui quali si attestano, in corrispondenza del crinale, gli insediamenti principali. Questi, affacciati direttamente sulla piana, sono collegati ad essa tramite un sistema di strade a ventaglio che, tagliando trasversalmente i bacini fluviali, confluisce su Lucera, città avamposto dell'Alto Tavoliere.
PAESAGGIO DEI MONTI DAUNI MERIDIONALI	Il paesaggio dei Monti Dauni meridionali è caratterizzato da due valli principali profondamente incise da torrenti permanenti, il Cervaro e il Carapelle, che rappresentano gli assi strutturanti del sistema insediativo del subappennino meridionale. Gli insediamenti, arroccati sulle alture interne, non si affacciano più sul Tavoliere ma sulla valle e sono direttamente connessi ad essa da una viabilità perpendicolare che si innesta sull'asse parallelo al fiume.

LA PIANA FOGGIANA DELLA RIFORMA

IL PAESAGGIO DELLA PIANA FOGGIANA DELLA RIFORMA	Paesaggio in gran parte costruito attraverso la messa a coltura delle terre salde e il passaggio dal pascolo al grano, attraverso opere di bonifica, di appoderamento e di colonizzazione, con la costituzione di trame stradali e poderali evidenti. L'armatura insediativa storica è costituita dai tracciati degli antichi tratturi legati alla pratica della transumanza, lungo i quali si snodano le poste e le masserie pastorali, e sui quali, a seguito delle bonifiche e dello smembramento dei latifondi, si è andata articolando la nuova rete stradale. Il territorio è organizzato intorno a Foggia e alla raggiera di strade principali che da essa si dipartono. All'interno della dispersione insediativa generata dal capoluogo lungo questi assi è possibile rintracciare l'organizzazione dei borghi rurali sorti a corona (Segezia, Incoronata, Borgo Giardinetto, ecc...). Strade, canali, filari di eucalipto, poderi costituiscono elementi importanti e riconoscibili del paesaggio agrario circostante.
RIFERIMENTI VISUALI NATURALI ANTROPICI PER LA FRUIZIONE DEL PAESAGGIO	i centri storici sui versanti delle serre che dominano la piana del Tavoliere: Lucera, Troia; il sistema insediativo minore delle torri costiere, degli sciali e dei poderi da Siponto a Margherita di Savoia; il sistema di strade, canali, filari di eucalipto, poderi della piana foggiana della riforma che costituiscono elementi importanti e riconoscibili del paesaggio agrario circostante; il sistema di masserie e poderi del mosaico agrario di San Severo; il sistema di masserie nel mosaico di Cerignola poste su lievissime colline vitate; il Castello di Dragonara.
DESCRIZIONE STRUTTURALE DELLA FIGURA	La città di Foggia e San Severo, Lucera, Cerignola, Manfredonia, costituiscono il perno del sistema delle cinque città del Tavoliere. La figura è strutturata dal Canale Candelaro che si sviluppa da NO a SE e chiude la figura ai piedi del massiccio calcareo del promontorio del Gargano, dal torrente Carapelle a sud che segna un cambio di morfologia, e in generale dal disegno idrografico, fitto e poco inciso. La valle del Carapelle ha una particolare importanza strutturante, con importanti segni di antichi centri (Erdonia). Altro elemento strutturale è il paesaggio agrario di grande profondità, apertura ed

LA PIANA FOGGIANA DELLA RIFORMA

	<p>estensione. Le Saline afferiscono con la trama fitta a una differente figura territoriale costiera. Verso ovest, il confine è segnato dai rilievi che preannunciano l'ambito del subappennino, il sistema articolato di piane parallele al Cervaro che giungono fino alla corona dei Monti Dauni, e gli opposti mosaici dei coltivi disposti a corona di Lucera e San Severo. La figura territoriale si è formata nel tempo attraverso l'uso delle "terre salde" (ovvero non impaludate) prima per il pascolo, poi attraverso la loro messa a coltura attraverso imponenti e continue opere di bonifica, di appoderamento e di colonizzazione, che hanno determinato la costituzione di strutture stradali e di un mosaico poderale peculiare. Strade e canali, sistema idrico, sistema a rete dei tratturi segnano le grandi partizioni dei poderi, articolati sull'armatura insediativa storica, composta dai tracciati degli antichi tratturi legati alla pratica della transumanza, lungo i quali si snodano le poste e le masserie pastorali.</p>
--	---

<p>TRASFORMAZIONI IN ATTO E VULNERABILITA'</p>	<p>Tra le criticità della figura si segnalano: il paesaggio agrario intaccato dal dilagante consumo di suolo, dalla urbanizzazione e dalle radicali modifiche degli ordinamenti culturali: le periferie tendono a invadere lo spazio rurale con degrado di spazi agricoli periurbani; il patrimonio edilizio rurale è abbandonato a causa delle tecniche colturali temporanee, e la monocultura ha coperto gran parte dei territori, i manufatti della riforma agraria stentano a mantenere le loro caratteristiche, e il paesaggio è frammentato da impianti fotovoltaici e torri eoliche. Inoltre si evince l'indebolimento del sistema di tratturi e tratturelli e relative pertinenze. Infine le semplificazioni poderali e le nuove tecniche di coltivazione comportano una riduzione della valenza ecologica e della qualità e sicurezza dei corsi d'acqua.</p>
---	---

IL MOSAICO DI SAN SEVERO

<p>IL PAESAGGIO DEL MOSAICO DI SAN SEVERO</p>	<p>Le aree interne del Tavoliere rientranti nel mosaico di San Severo presentano una bassa naturalità, concentrata per lo più lungo il corso di torrenti e sui versanti più acclivi, formazioni ridotte e frammentate, in un contesto agricolo specializzato. La coltura prevalente è costituita dai cereali, e a seguire vigneti e orticole. Il paesaggio del mosaico agrario del tavoliere settentrionale a corona del centro abitato di San Severo, è caratterizzato da ordinati oliveti, ampi vigneti, vasti seminativi a frumento e sporadici frutteti. Numerosi sono anche i campi coltivati a ortaggi, soprattutto in prossimità del centro urbano. Il territorio, prevalentemente pianeggiante, segue un andamento altimetrico decrescente da ovest a est, mutando progressivamente dalle lievi cresse collinose occidentali (propaggini del subappennino) alla più regolare piana orientale, in corrispondenza del bacino del Candelaro. Il sistema insediativo si sviluppa sulla raggiera di strade che si dipartono da San Severo verso il territorio rurale ed è caratterizzato principalmente da masserie e poderi.</p>
--	--

<p>LUOGHI PRIVILEGIATI DI FRUIZIONE DEL PAESAGGIO</p>	<p>Rete ferroviaria di valenza paesaggistica: Linea delle Ferrovie del Gargano San Severo- Peschici e Linea ferroviaria Foggia-Candela che attraversa e lambisce contesti di alto valore paesaggistico come ad esempio il costone garganico e le valli del Cervaro e Calaggio. Strade panoramiche e di interesse paesaggistico: le strade dei sistemi radiali di Foggia, San Severo e Cerignola che compongono la pentapoli. Percorrendo le strade che da San Severo si dipartono verso San Marco in Lamis (SS272), Apricena (SP 89) e verso Torremaggiore e San Paolo Civitate (SP 30) si attraversano campagne vaste dove il paesaggio del vigneto di qualità. Ad Apricena, lambita da due piccoli torrenti, il Vallone e il Candelaro, le celebri cave di marmo regnano incontrastate sul paesaggio circostante. S.P. 109 (ex S.S: 160) Lucera-San Severo primo tratto che si diparte dal centro di Lucera. S.P. 109 (ex S.S: 160) Troia-Lucera primo tratto che si diparte dal centro di Troia S.S. 17 Lucera-Motta Montecorvino primo tratto che si diparte dal centro di Lucera.</p>
--	--

LA PIANA FOGGIANA DELLA RIFORMA

	Principali fulcri visivi antropici vi è il sistema di masserie e poderi del mosaico agrario.
DESCRIZIONE STRUTTURALE DELLA FIGURA	Il paesaggio del mosaico agrario del Tavoliere settentrionale, posto a corona del centro abitato di San Severo, è caratterizzato da ordinati oliveti, ampi vigneti, vasti seminativi a frumento e sporadici frutteti. Sono numerosi i campi coltivati a ortaggi, soprattutto in prossimità del centro urbano. Il territorio, prevalentemente pianeggiante, segue un andamento altimetrico decrescente da ovest a est, mutando progressivamente dalle lievi crespe collinose occidentali (propaggini del subappennino) alla più regolare piana orientale, in corrispondenza del bacino del Candelaro. Il sistema insediativo si sviluppa sulla raggiera di strade che si dipartono da San Severo verso il territorio rurale ed è caratterizzato da una struttura di masserie e poderi. San Severo è un nodo di interrelazione territoriale per la presenza di un importante nodo ferroviario e per le attrezzature produttive rurali.
TRASFORMAZIONI IN ATTO E VULNERABILITA'	Il fitto mosaico colturale che circonda San Severo è intaccato da un'espansione urbana centrifuga, dove tessuti non coerenti affiancano le maglie dell'edificato più compatto, consumando suolo, ed erodendo quel pregiato mosaico di colture periurbane che lo caratterizza. Lungo gli assi che afferiscono al centro, e che lo collegano ai centri minori, si assiste alla densificazione e localizzazione di funzioni produttive. In particolare, l'asse che collega San Severo con Apricena è fortemente connotato, oltre che dall'edificazione lineare, dalla presenza delle cave che comportano problematiche di riconversione e valorizzazione. La figura è frammentata, inoltre, da frequenti localizzazioni in campo aperto di impianti fotovoltaici, mentre la sua orizzontalità e apertura è minacciata sempre più spesso dalla realizzazione di elementi verticali impattanti, soprattutto le torri eoliche che in numero sempre maggiore la interessano.

LUCERA E LE SERRE DEI MONTI DAUNI

IL PAESAGGIO DI LUCERA E LE SERRE DEI MONTI DAUNI	Il sistema delle serre che gravita attorno a Lucera e la piana foggiana della riforma conserva tracce interessanti dell'antico ambiente del Tavoliere, nonostante le trasformazioni agricole talvolta profonde. Sono presenti nella figura agroecosistemi di particolare interesse ambientale a cui si associano numerose specie di fauna. Lucera, posizionata su tre colli domina verso est la piana del Tavoliere, e verso ovest il sistema delle serre del Subappennino che si elevano gradualmente dalla piana del Tavoliere. Questo sistema di rilievi caratterizzati da profili arrotondati e da un andamento tipicamente collinare, si alterna a vallate ampie e non molto profonde, con evidente profilo a V disegnato dall'azione dei fiumi. Le forme di utilizzazione del suolo sono quelle della vicina pianura, con il progressivo aumento della quota si assiste alla rarefazione del seminativo che progressivamente si alterna alle colture arboree tradizionali (vigneto, oliveto, mandorleto). Il paesaggio agrario è dominato dal seminativo. Tra la successione di valloni e colli, si dipanano i tratturi della transumanza utilizzati dai pastori che, in inverno, scendevano dai freddi monti d'Abruzzo verso la più mite e pianeggiante Puglia.
LUOGHI PRIVILEGIATI DI FRUIZIONE DEL PAESAGGIO	Si segnalano i belvedere dei centri storici posti sui versanti delle serre che dominano la piana del Tavoliere: Ascoli Satriano, Lucera, Troia; tra le strade panoramiche: S.P. 109 (ex S.S: 160) Lucera-San Severo primo tratto che si diparte dal centro di Lucera; S.P. 109 (ex S.S: 160) Troia-Lucera primo tratto che si diparte dal centro di Troia S.S. 17 Lucera-Motta Montecorvino primo tratto che si diparte dal centro di Lucera.
DESCRIZIONE STRUTTURALE	La figura è articolata dal sistema delle serre del Subappennino che si elevano gradualmente dalla piana del Tavoliere. Si tratta di una

LUCERA E LE SERRE DEI MONTI DAUNI

<p>DELLA FIGURA</p>	<p>successione di rilievi dai profili arrotondati e dall'andamento tipicamente collinare, intervallati da vallate ampie e poco profonde in cui scorrono i torrenti provenienti dal subappennino. I centri maggiori della figura si collocano sui rilievi delle serre che influenzano anche l'organizzazione dell'insediamento sparso. Lucera è posizionata su tre colli e domina verso est la piana del Tavoliere e verso ovest l'accesso ai rilievi dei Monti Dauni; anche i centri di Troia, sul crinale di una serra, Castelluccio de' Sauri e Ascoli Satriano sono ritmati dall'andamento morfologico. Assi stradali collegano i centri maggiori di questa figura da nord a sud, mentre gli assi disposti lungo i crinali delle serre li collegano ai centri dei Monti Dauni ad ovest. Le forme di utilizzazione del suolo sono quelle della vicina pianura, con il progressivo aumento della quota si assiste alla rarefazione del seminativo che progressivamente si alterna alle colture arboree tradizionali (vigneto, oliveto, mandorleto). Il paesaggio agrario è dominato dal seminativo. Tra la successione di valloni e colli, si dipanano i tratturi della transumanza utilizzati dai pastori che, in inverno, scendevano verso la più mite e pianeggiante piana.</p>
<p>TRASFORMAZIONI IN ATTO E VULNERABILITA'</p>	<p>L'invariante rappresentata della distribuzione dei centri sui crinali, e dalla relativa articolazione dell'insediamento sparso, appare indebolita dalla tendenza alla creazione di frange di edificato attorno ai centri stessi che indebolisce la possibilità di lettura delle strutture di lunga durata; il sistema "a ventaglio" dei centri che si irradia dal Subappennino è indebolito dall'attraversamento di infrastrutture che lo interrompe. Forte è l'alterazione delle visuali determinata dalla realizzazione di impianti di FER.</p>

IL SISTEMA AD ANFITEATRO DEI LAGHI DI LESINA E VARANO

<p>IL PAESAGGIO DEL SISTEMA AD ANFITEATRO DEI LAGHI DI LESINA E VARANO</p>	<p>I laghi di Lesina e Varano costituiscono due importanti ambienti lagunari, in particolare la duna di Lesina che isola la laguna dal mare, ospita una importante vegetazione di macchia mediterranea e rappresenta uno dei tratti di costa più significativi e meno antropizzati di tutto il litorale adriatico. Le aree umide presenti nell'ambito del Gargano occupano il 6% della superficie e sono rappresentate per la quasi totalità dalle due lagune costiere di Lesina e Varano, che costituiscono due ampi anfiteatri naturali. La duna di Lesina è oggi considerata la più lunga e meglio conservata duna costiera italiana e rappresenta un biotopo di particolare pregio naturalistico e faunistico, un ambiente umido adatto alla sosta e al rifugio di uccelli migratori, sosta lungo la rotta di migrazione adriatica. Il paesaggio del Gargano settentrionale è caratterizzato dal sistema di versanti terrazzati che dall'altopiano degradano verso le aree lagunari costiere attraverso valli incise e profonde. Una sorta di anfiteatro naturale che, da est a ovest, disegna il confine visivo meridionale dei Laghi di Lesina e Varano, prima in maniera più marcata, attraverso pendii ripidi e arborati (oliveti, mandorleti e alberi da frutto), poi, con confini sempre più labili attraverso il lento degradare delle colline a seminativo verso il Tavoliere. Una propaggine del promontorio si spinge fino al mare separando i due laghi e due paesaggi sostanzialmente diversi: l'uno, il paesaggio del Lago di Lesina, aperto e proteso più verso il Tavoliere, caratterizzato dal netto rapporto tra il sistema lagunare, la fascia costiera e la piana ad agricoltura intensiva, quasi priva di alberature, segnata dalla trama delle strade interpoderali e punteggiata dalle sporadiche masserie; l'altro, il Lago di Varano, completamente cinto dal promontorio e dai rilievi terrazzati di oliveti, mandorleti e frutteti e collegato visivamente ed ecologicamente al Gargano, attraverso le valli (di Cagnano, di Carpino) che, dai pascoli arborati dell'interno, gradualmente, si aprono ad imbuto verso gli uliveti collinari e i seminativi della piana. Il sistema insediativo è distribuito a corona intorno ai laghi, lungo la strada pedecollinare che lambisce</p>
---	--

IL SISTEMA AD ANFITEATRO DEI LAGHI DI LESINA E VARANO

	<p>l'anfiteatro da ovest ad est, da Apricena a Rodi Garaganico. L'unico insediamento di pianura è costituito dalla città di Lesina che si protende su una piccola penisola nell'omonimo lago, configurandosi come una vera e propria città d'acqua.</p>
<p>RIFERIMENTI VISUALI NATURALI ANTROPICI PER LA FRUIZIONE DEL PAESAGGIO</p>	<p>Il belvedere dei centri storici attorno ai laghi di Lesina e Varano rappresenta un punto panoramico potenziale, su alture da cui dominano il paesaggio dei laghi e versanti ricoperti di cespugli mediterranei, pascoli, oliveti, agrumeti. La linea delle ferrovie del Gargano San Severo Peschici che attraversa e lambisce contesti di alto valore paesaggistico come l'anfiteatro di Lesina e Varano è rete ferroviaria di valenza paesaggistica. Le strade del sistema a corona dei laghi di Lesina e Varano, la SS89, la SP37, sono strade panoramiche e di interesse paesaggistico. Tra i principali fulcri visivi antropici: i centri storici di Poggio Imperiale, Sannicandro Garganico, Cagnano Varano, Carpino, Ischitella e Rodi Garganico che a corona si dispongono attorno ai laghi di Lesina e Varano su alture da cui dominano il paesaggio dei laghi ed i versanti ricoperti di cespugli mediterranei e, pascoli, oliveti e agrumeti.</p>
<p>DESCRIZIONE STRUTTURALE DELLA FIGURA</p>	<p>La figura territoriale è un palinsesto denso di segni d'acqua: si sono infatti stratificate reti di canali e strade poderali, il sistema di reti di bonifica, tutti elementi strutturanti la figura. Morfologicamente si caratterizza da versanti terrazzati che degradano verso le lagune costiere. Gli stessi versanti costituiscono un anfiteatro naturale che disegna il confine visivo dei laghi di Lesina e Varano. Oltre al promontorio che cinge a oriente il paesaggio dei laghi, vi sono oliveti, mandorleti, frutteti. Lesina è l'unico centro storico situato a bassa quota sulla laguna e si configura come città d'acqua di valore identitario. Altri caratteri identificativi della figura sono i cordoni dunari, l'istmo di Varano, i laghi stessi, il sistema di canali. Il paesaggio rurale della figura può essere riconosciuto intorno al lago di Lesina, da colture a seminativo, e colture arboree tra cui oliveti e vigneti, anche estensioni seminatave lungo il Torrente Fortore.</p>
<p>TRASFORMAZIONI IN ATTO E VULNERABILITA'</p>	<p>La carenza di apporti solidi al Torrente Fortore a causa di costruzione di dighe e tratti di fiume artificializzati contribuiscono all'erosione costiera, inoltre l'habitat delle lagune presenta varie criticità, tra cui l'inquinamento degli scarichi di depuratori e insediamenti costieri, espansione di aree agricole e interrimento della laguna stessa, espansione edilizia, fenomeni di abusivismo connessi al turismo, erosione costiera, costruzione di nuove viabilità a fini turistici.</p>

Da Figura a e Figura b si evince che gli altri impianti eolici ricadenti nell'area di analisi dei 20 km, rientrano tutti nell'ambito dei Monti dauni ed in particolare nella Figura Territoriale "La bassa Valle del Fortore e il Sistema Dunale".

In considerazione di tale circostanza, si può ritenere che l'inserimento del parco eolico di progetto nel paesaggio non sia in grado di produrre cumulo assieme altri progetti sulle altre figure territoriali rientranti nell'area di indagine dei 20 km.

Si procede pertanto, valutando il cumulo sul patrimonio culturale paesaggistico e identitario considerando solo la figura territoriale "La bassa Valle del Fortore e il Sistema Dunale".

In considerazione delle invarianti strutturali e delle regole di riproducibilità, riportate in figura al paragrafo 1.2.5 del Quadro Ambientale del SIA e che si ripropone nel seguito, per il cumulo prodotto dagli impianti di progetto e del dominio si ritiene quanto segue.

SEZIONE B.2.3.1 SINTESI DELLE INVARIANTI STRUTTURALI DELLA FIGURA TERRITORIALE (LA BASSA VALLE DEL FORTORE E IL SISTEMA DUNALE)

Invarianti Strutturali (sistemi e componenti che strutturano la figura territoriale)	Stato di conservazione e criticità (fattori di rischio ed elementi di vulnerabilità della figura territoriale)	Regole di riproducibilità delle invarianti strutturali
<p>Il sistema dei principali lineamenti morfologici è costituito dai terrazzamenti alluvionali che degradano a quote variabili verso il fiume. Domina la valle il sistema collinare di Chieuti e Serracapriola, che si sviluppa sulla sinistra idrografica e degrada dolcemente verso la costa. Questi elementi rappresentano i principali riferimenti visivi della figura e i luoghi privilegiati da cui è possibile percepire il paesaggio della valle del Fortore.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Alterazione e compromissione dei profili morfologici delle scarpate con trasformazioni territoriali quali: cave e impianti tecnologici; - Localizzazioni in campo aperto e sui versanti di impianti fotovoltaici e pale eoliche che rappresentano elementi di forte impatto paesaggistico; 	<p>La riproducibilità dell'invariante è garantita:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dalla salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici che rappresentano riferimenti visuali significativi nell'attraversamento dell'ambito e dei territori contermini;
<p>Il sistema idrografico è costituito dal fiume Fortore e Sacone e dalla fitta rete di affluenti a carattere torrentizio che discendono dai versanti di Chieuti e Serracapriola. Il Fortore rappresenta una delle principali aste fluviali della regione e la principale rete di connessione ecologica tra l'Appennino e la costa; nonché il luogo di microhabitat di alto valore naturalistico e paesaggistico;</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Occupazione antropica delle superfici naturali degli alvei dei corsi d'acqua (costruzione di abitazioni, infrastrutture viarie, impianti, aree destinate a servizi), che hanno contribuito a frammentare la naturale costituzione e continuità delle forme del suolo e a incrementare le condizioni di rischio idraulico; - Interventi di regimazione dei flussi torrentizi a monte come: costruzione di dighe, infrastrutture, o l'artificializzazione di alcuni tratti; che hanno alterato i profili e le dinamiche idrauliche ed ecologiche dei torrenti, nonché l'aspetto paesaggistico; 	<ul style="list-style-type: none"> - Dalla salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici del Fortore e dalla sua valorizzazione come corridoio ecologico multifunzionale per la fruizione dei beni naturali e culturali che si sviluppano lungo il suo percorso;
<p>Il morfotipo costiero è costituito prevalentemente da spiagge sabbiose (bordate da rettili di dune) ed è interrotto dalla foce del Fortore dalla forma a delta debolmente lombata. L'ecosistema spiaggia-duna-macchia/pineteta-area umida retrodunale ancora leggibile in alcune aree residuali costiere.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Erosione costiera; artificializzazione della costa (moli, porti turistici, strutture per la balneazione, ecc...); 	<ul style="list-style-type: none"> - Dalla rigenerazione del morfotipo costiero ottenuta attraverso la riduzione della pressione insediativa e la rinaturalizzazione della fascia costiera;
<p>Il sistema agro-ambientale della bassa valle del Fortore è caratterizzato dalla prevalenza della monocoltura del seminativo, che, sul versante occidentale, in corrispondenza di Chieuti e Serracapriola, lascia il posto all'oliveto e ai mosaici agrari periburbani. Le trame, prevalentemente rade, si intensificano all'aumentare della quota e delle pendenze oppure avvicinandosi al fiume, dove il seminativo diventa irriguo e risulta ordinato dalla fitta rete di canali perpendicolari all'asta fluviale. Sulla costa i mosaici agrari si fanno più complessi in corrispondenza delle aree bonificate e sono intervallati da numerose aree umide e macchia mediterranea di alto valore naturalistico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Progressiva erosione della naturalità, in corrispondenza delle valli, a vantaggio delle coltivazioni, con conseguente diminuzione della valenza ecologica dei mosaici agrari peri-fluviali; - Presenza di attività produttive e industriali, sotto forma di capannoni prefabbricati disseminati nella piana agricola o lungo l'alveo fluviale; - Erosione del mosaico agrario perturbano a vantaggio dell'espansione edilizia intorno ai centri di Serracapriola e Chieuti. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dalla salvaguardia dei mosaici agrari ad alta valenza ecologica e delle aree di naturalità costiera e perfluviale.
<p>La struttura insediativa è costituita da un doppio sistema di strade di crinale e di fondo valle che corrono parallelamente al fiume fino alla costa, dove intercettano la statale adriatica (SS16). Sulla strada di crinale si sviluppa il centro di Chieuti, affacciato sul fiume e sulla costa, e quello di Serracapriola, che domina la valle in corrispondenza del principale guado sul Fortore verso il Tavoliere (SP142). Un sistema minore di strade perpendicolari collega i centri di crinale alle masserie e ai poderi della valle e della costa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - I centri si espandono attraverso ampliamenti che non intrattengono alcun rapporto né con i tessuti consolidati, né con gli spazi aperti rurali circostanti; - Espansioni residenziali e produttive a valle e lungo i principali collegamenti viari. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dalla salvaguardia della struttura insediativa di crinale della bassa valle del Fortore: - Evitando nuovi fenomeni di espansione insediativa; - Dalla salvaguardia del carattere compatto degli insediamenti che si sviluppano sul crinale (Serracapriola, Chieuti) - Evitando l'espansione insediativa e produttiva a valle e lungo i principali collegamenti viari.
<p>Il sistema storico delle masserie, che rappresentano la tipologia edilizia rurale dominante, e presidi storici del territorio agrario e dell'economia cerealicola della valle.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Alterazione e compromissione dell'integrità dei caratteri morfologici e funzionali delle masserie storiche attraverso fenomeni di parcellizzazione del fondo o aggiunta di corpi edilizi incongrui; - Abbandono e progressivo deterioramento dell'edilizia e degli spazi di pertinenza. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dalla salvaguardia e recupero dei caratteri morfologici del sistema delle masserie cerealicole storiche; nonché dalla sua valorizzazione per la ricezione turistica e la produzione di qualità (agriturismi);
<p>Il sistema delle torri costiere di difesa che, oltre al valore storico culturale, assumono anche un alto valore paesaggistico, quali fulcri visivi di pregio e potenziali punti di belvedere sulla costa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Degrado dei siti e dei manufatti; 	<ul style="list-style-type: none"> - Dall'integrità e dalla leggibilità del sistema di torri costiere quali fulcri visivi e punti panoramici del paesaggio della costa alta;
<p>La struttura insediativa rurale dell'Ente Riforma costituita dalla scacchiera delle divisioni fondiarie e dalle schiere ordinate dei poderi. Questi elementi costituiscono manufatti di alto valore storico-testimoniale dell'economia agricola;</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Abbandono e progressivo deterioramento dell'edilizia e dei manufatti della riforma; - Ispessimento delle borgate rurali e dei centri di servizio della Riforma attraverso processi di dispersione insediativa di tipo lineare; 	<ul style="list-style-type: none"> - Dal recupero e valorizzazione delle tracce e delle strutture insediative che caratterizzano i paesaggi storici dei poderi della riforma fondiaria.

- Sarà garantita la salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici del Fortore in quanto gli altri impianti del dominio sono già realizzati e il progetto proposto, distante oltre 9 km dal Fortore, non sarà in grado di interferire in alcun modo con il sistema idrografico del fiume Fortore.
La realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.
- Non ci sarà interferenza con il morfotipo costiero: il progetto dista oltre 9 km dall'invariante e gli altri impianti del cumulo sono già realizzati. Pertanto, la realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.
- Non ci sarà interferenza con l'ecosistema spiaggia-duna-macchia/pineta-area umida retrodunale: il progetto dista oltre 9 km dall'invariante e gli altri impianti del cumulo sono già realizzati. Pertanto, la realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.
- Sarà garantita la salvaguardia dei mosaici agrari ad alta valenza ecologica e delle aree di naturalità costiera e perfluviale: gli altri impianti del cumulo sono già realizzati e, in base a quanto rappresentato nell'elaborato "GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.025.00 RELAZIONE PEDOAGRONOMICA", non si riscontra un'alta valenza ecologica dei suoli di progetto. Pertanto, la realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.
- Non si verificherà sviluppo di insediamenti sul crinale Serracapriola-Chieuti.
- Sarà garantita la salvaguardia dei caratteri morfologici del sistema delle masserie cerealicole storiche. Infatti, come si evince dagli elaborati:
"GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.131.00 - Schede conoscitive dei beni MIC punto 1i" e
"GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.126.00- Inquadramento su IGM - MIC punto 1a", non si riscontra la presenza di masserie a meno di 550 m dalla posizione delle turbine.
Inoltre, come analizzato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA al paragrafo 3.4.2, l'unica interferenza del progetto con una masseria e con la relativa fascia di rispetto, UCP del PPTR, consiste in un tratto di viabilità esistente da adeguare nei pressi di Masseria Ferrara necessaria per consentire l'accesso dei mezzi in fase di cantiere. Si tratta di un intervento che non comprometterà la conservazione del sito tutelato e non richiederà rilevanti movimenti terra, pertanto anche compatibile col PPTR.
Gli altri impianti del cumulo sono già realizzati, perciò, la realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.
- Sarà garantita la salvaguardia, l'integrità e la leggibilità del sistema di torri costiere. Infatti, come rappresentato nell'elaborato "GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.126.00- Inquadramento su IGM - MIC punto 1a", le torri costiere più prossime all'area di impianto sono la Torre

Fantina, a oltre 9 km, e la Torre Mozza a oltre 12,7 km; distanza che garantisce che il progetto proposto non produca alcuna influenza sull'invariante strutturale. Circostanza confermata dal fatto che l'impianto di progetto non risulta visibile dalle fotosimulazioni dai PV 13 e PV 17, più prossimi al sistema costiero delle suddette torri (cfr. elaborati GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.061.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE PANORAMICA, GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.062.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE OCCHIO UMANO).

Gli altri impianti valutati nel cumulo sono già esistenti, e visibili dai predetti PV, e pertanto, la realizzazione dell'impianto di progetto nella valutazione del cumulo sull'invariate analizzata, non apporterà alcun ulteriore contributo.

- Non sarà impedito il recupero e la valorizzazione delle tracce e delle strutture insediative che caratterizzano i paesaggi storici dei poderi della riforma fondiaria.
- Si influirà in parte sulla salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici della figura e delle relative visuali. Tale aspetto rientra in quanto già osservato a inizio paragrafo, e cioè che la presenza di un impianto eolico necessariamente modifica la morfologia del territorio e anche la percezione visiva del paesaggio in cui si inserisce.

Pertanto, ai fini della valutazione dell'impatto cumulativo, aver eseguito la progettazione dell'impianto in base a specifici criteri, riportati al paragrafo 1.1.4, e aver previsto le misure di mitigazione di cui al paragrafo 1.4 del Quadro di Riferimento Ambientale del SIA, ha consentito il corretto inserimento nel paesaggio dell'impianto.

In particolare, si ritiene opportuno ribadire che il progetto è coerente con la pianificazione paesaggistica e idrogeomorfologica, come approfondito ai paragrafi 3.4.2, 3.4.5, 3.4.7 del Quadro di Riferimento Programmatico del SIA e nella Relazione Geologica ed Idraulica allegata al progetto. Inoltre, l'impatto sul consumo di suolo sarà mitigato dal ripristino morfologico e vegetazionale delle aree utilizzate in fase di cantiere e non indispensabili per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto, come dettagliatamente descritto al paragrafo 1.3.3 del Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Gli altri impianti valutati nel cumulo sono già esistenti e pertanto, nella valutazione del cumulo sull'invariante analizzata, l'impianto di progetto è l'unico ad apportare un contributo sull'interferenza.

Infine, relativamente all'analisi visivo paesaggistica, si rimanda all'analisi dell'impatto visivo cumulativo, l'analisi di intervisibilità e dei foto-inserimenti nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA, nonché alla documentazione specialistica allegata al progetto in materia di paesaggio.

1.k

1.k) La rappresentazione degli aerogeneratori con le segnalazioni diurne e notturne al volo previste dalla normativa in materia di sicurezza della navigazione aerea. In particolare, nelle fotosimulazioni più significative dovrà essere riprodotta anche la «verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m»;

Negli elaborati integrativi: "Fotosimulazioni integrative - MIC punti 1.f-1.g" GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.130.00. e "Renderings - MIC punto 1.m" GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.132.00, è possibile verificare la rappresentazione di quanto richiesto.

1.l

1.l) Un'analisi dei possibili effetti degli aerogeneratori sugli usi del suolo (per esempio, su quelli agricoli) per valutare l'esercizio delle attività agricole nei fondi circostanti, l'accesso ai fondi medesimi e la continuità della viabilità esistente.

La costruzione dell'impianto non prevede la necessità di installare barriere e recinzioni, ostacoli che inibirebbero il passaggio dei mezzi e delle persone. L'occupazione di suolo agricolo sarà infatti limitata esclusivamente alla superficie fisica effettivamente occupata in fase di esercizio dall'impianto. Come definito negli elaborati di progetto, gran parte della viabilità d'impianto ricalca viabilità esistente, dove necessario adeguandone le caratteristiche alle necessità di passaggio di trasporti eccezionali. La nuova viabilità è estremamente limitata. Perciò, tutta la superficie non direttamente interessata dalla nuova viabilità d'impianto, dalle piazzole a servizio degli aerogeneratori e dagli stessi aerogeneratori, non soffrirà problemi di accessibilità e l'intera superficie sarà restituita alle funzioni ante-operam a fine vita utile dell'impianto. Dettagli sull'impiego delle superfici nelle varie fasi del progetto sono dettagliate nel documento integrativo "GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.137.00 - Superfici di suolo interessate dall'impianto - MITE punto 4.1.a".

1.m

1.m) Un'integrazione allo studio della viabilità di accesso, delle piazzole e della sottostazione elettrica di trasformazione. Si richiedono, in particolare, renderings della nuova viabilità (definitiva) e del rapporto con la preesistente, che consenta di valutare le trasformazioni paesaggistiche indotte dalla realizzazione di nuove strade di accesso al sito e piazzole di nuova costruzione a servizio dell'impianto.

È stato prodotto l'elaborato integrativo "Renderings - MIC punto 1.m" GRE.EEC.D.26.IT.W.15228.00.132.00.

È stato elaborato un render che, per ogni aerogeneratore previsto, evidenzia viabilità di accesso e piazzola definitiva, oltreché 3 foto simulazioni nei pressi della Sottostazione Utente.

Il render mostra la presenza di segnalazioni diurne e notturne sugli aerogeneratori, come

previste dalla normativa in materia di sicurezza della navigazione aerea e richieste al punto 1.k della nota del MIC.

2	<i>Per le aree di progetto ricadenti in territorio molisano:</i>
2.a	<i>2.a) ViArch redatta ai sensi dell'art. 25 del D. Lgs. 50/2016, riguardante il tracciato del cavidotto in alta tensione, che collegherà l'impianto alla stazione elettrica 380/150 kW "Rotello". La ricognizione dovrà essere effettuata per una fascia di 20 m per ciascun lato del cavidotto.</i>

È stato prodotto quanto richiesto integrando e revisionando gli elaborati:

- "GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.028.00 RELAZIONE ARCHEOLOGICA", emesso per integrazioni in REV.01 che va a sostituire il precedente,
- "GRE.EEC.R.26.IT.W.15228.00.029.00 CARTA DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO", emesso per integrazioni in REV.01 che va a sostituire il precedente.

4. ALLEGATI

- Allegato 1: Lidar Installation Report
- Allegato 2: Report di misurazione Lidar
- Allegato 3: Report di misurazione Lidar con valori HH
- Allegato 4: D2056872-R13 SGR 6.0-170 Developer Package EN

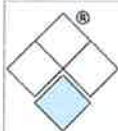


GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

PAGE 41 di/of 44

ALLEGATO 1: REPORT DI INSTALLAZIONE LIDAR



SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°840068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

Committente

ENEL GREEN POWER S.P.A.

Documento trasmesso a

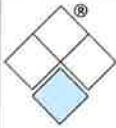
- Sig. Cirino Scarpa

Documento redatto da

- Sig. Calogero Giunta

Persone coinvolte nella attività

- Sig. Calogero Giunta
Tel.039-62905.1
c.giunta@sartelco.it
- Sig. Emmanuele Sartini
Tel.039-62905.1
e.sartini@sartelco.it



SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

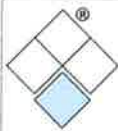
Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

INDICE

INDICE	2
PREMESSA	3
1. Notizie essenziali	3
2. Resoconto installazione	3
2.1. LiDAR installato	3
2.2. Coordinate geografiche sito installazione	3
3. Configurazione dello strumento	4
4. Verifica operatività dello strumento.....	6
5.0 Documentazione fotografica d'installazione.....	8
5. Note e Conclusioni	12



SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Tori Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

PREMESSA

Il presente documento viene redatto a completamento delle attività di installazione del Lidar Zephir300 s/n 519 per vostro conto nel comune di Campomarino (CB)

1. NOTIZIE ESSENZIALI

- **Attività svolta nei giorni 16-17/02/2017** a fronte di un contratto e su incarico di Enel Green Power S.p.A. (v. dettagli in intestazione)

- Attività svolta da:

Calogero Giunta ed Emmanuele Sartini per Sartelco Sistemi S.r.l.

2. RESOCONTO INSTALLAZIONE

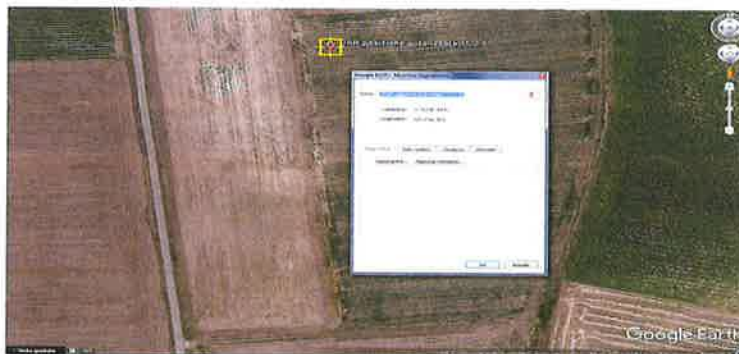
2.1. LIDAR INSTALLATO

- a) Hardware: Zephir300
- b) Numero seriale: 519
- c) Firmware: 1.3221 ZP300

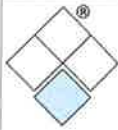
2.2. COORDINATE GEOGRAFICHE SITO INSTALLAZIONE

Le coordinate geografiche WGS84 dell'esatta posizione di installazione e attivazione del LiDAR sono le seguenti:

41°53' 50.54" N (UTM4638382.65m N) - 15° 2' 43.40" E (UTM 503764.96m E)



Il lidar è stato opportunamente livellato per mezzo dei piedi regolabili, come descritto nel manuale di installazione.



SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

Report di installazione Lidar Zephir300 S/N 519

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

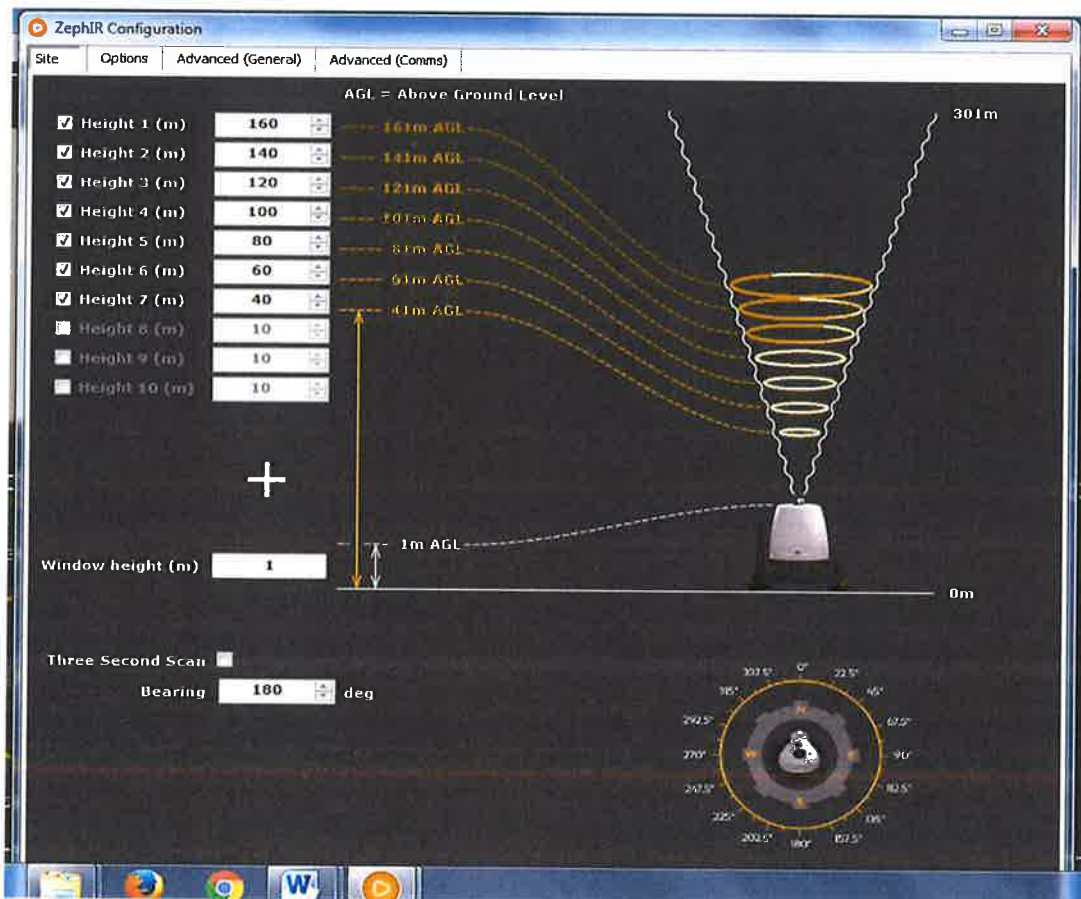
Prima emissione: 20.02.2017

Lo strumento è stato posizionato con il nord di riferimento orientato a sud, successivamente nella configurazione è stato introdotto un offset di 180°.

3. CONFIGURAZIONE DELLO STRUMENTO

Lo strumento è stato configurato, come da indicazioni da parte di Enel Green Power S.p.A., per fare una misurazione del vento alle quote:

- 40 mt
- 60 mt
- 80 mt
- 100 mt
- 120 mt
- 140 mt
- 160 mt





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

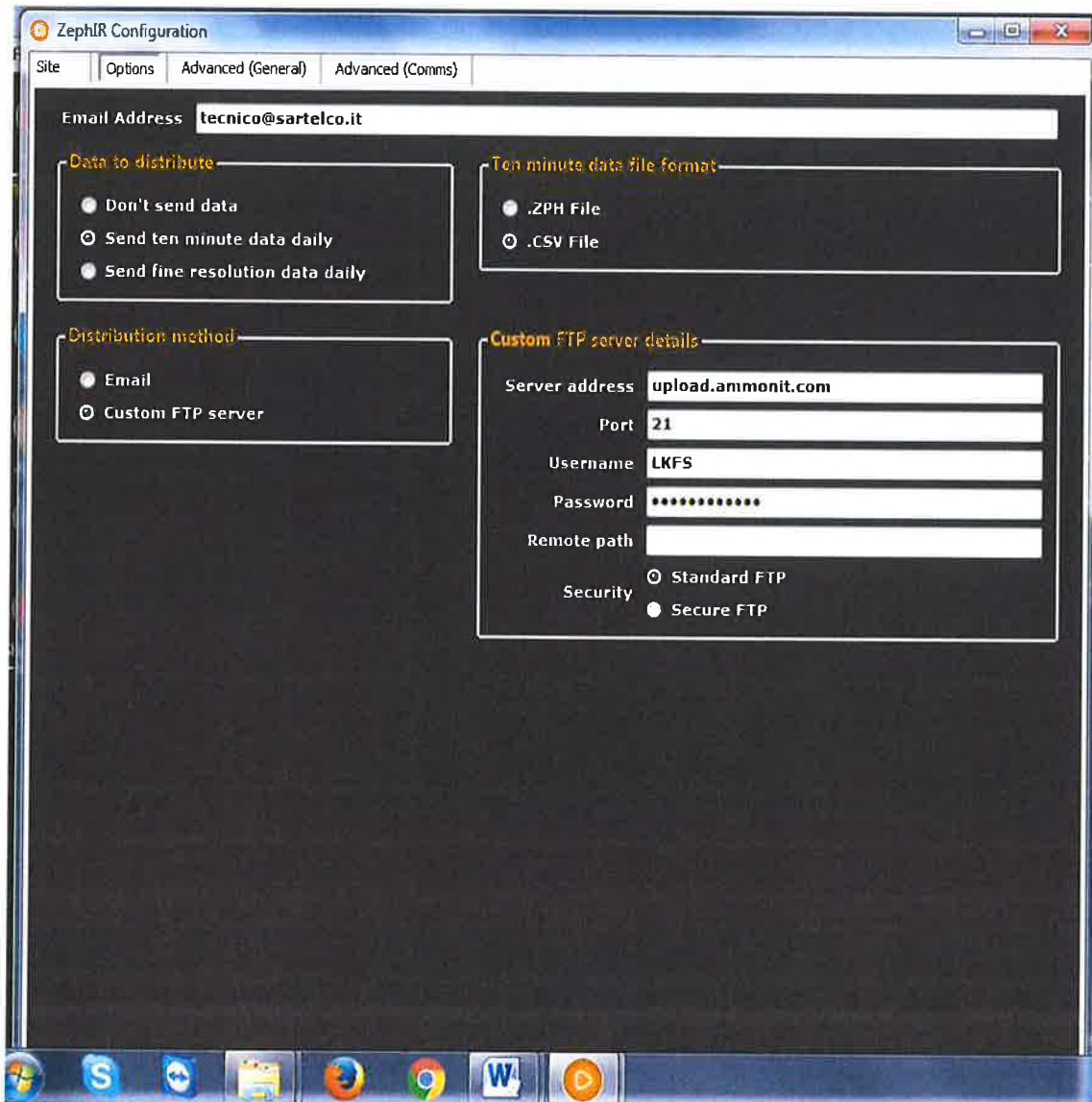
**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

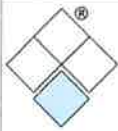
Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

Lo strumento è stato configurato in modo da memorizzare i dati su una memoria interna ed inviarli successivamente al software *Cloud Ammonitor* messo a disposizione di Enel Green Power S.p.A. a titolo gratuito da Ammonit per un periodo di prova di un anno. Si veda nell'immagine di seguito riportata la schermata di configurazione.





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

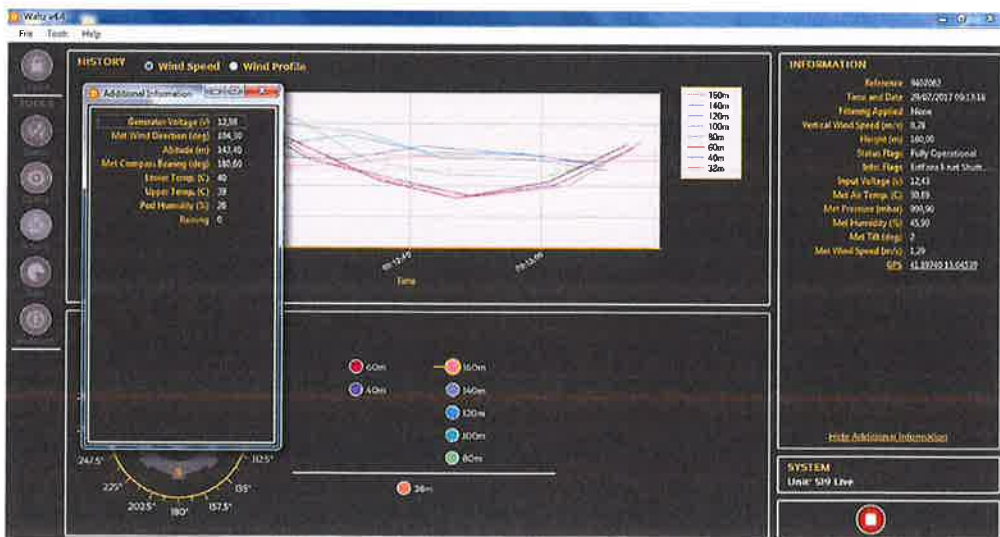
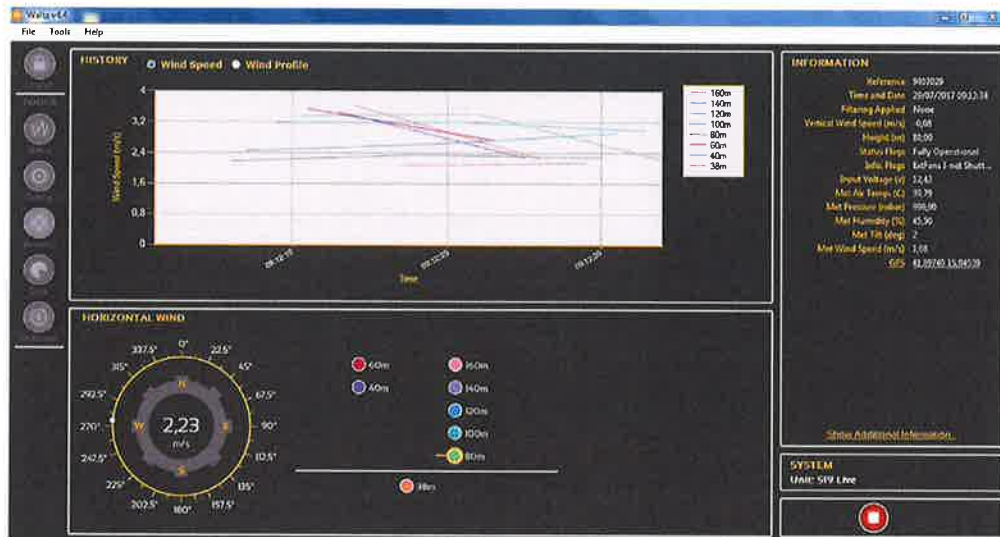
Committente:
Enel Green Power S.p.A.

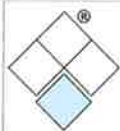
Prima emissione: 20.02.2017

4. VERIFICA OPERATIVITÀ DELLO STRUMENTO

Una volta completata l'installazione abbiamo provveduto a verificare:

- a. Corretta accensione dello strumento
- b. Corretta avvio automatico software strumento
- c. Corretta connessione allo strumento da porta locale ETH e WIFI e verifica, in locale, di tutti i parametri di funzionamento.
- d. Corretta visualizzazione interfaccia "Windweb"





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

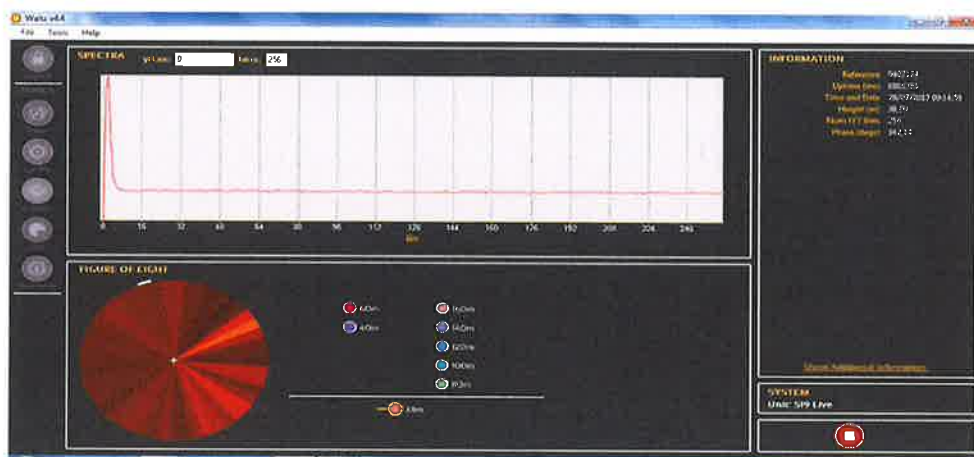
Report di installazione Lidar Zephir300 S/N 519

Contratto di appalto di forniture con posa in opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053 del 22/07/2015 (Id N. 19916072 CIG 6293434208, Specifica C. Aperto N. 4000307943 del 24/07/2015)

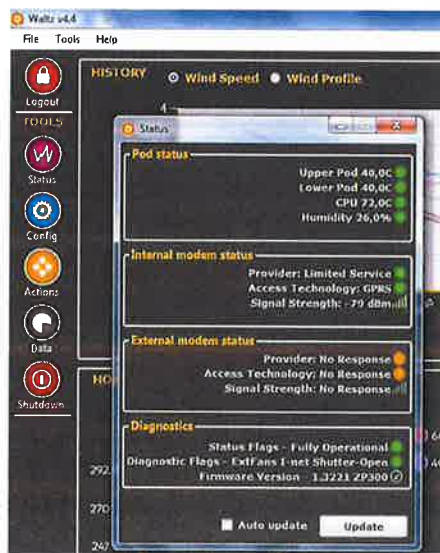
Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.
Prima emissione: 20.02.2017

- e. Corretta configurabilità dello strumento
- f. Corretta disponibilità/acquisizione delle misure di vento configurate attraverso dei parametri funzionali dello strumento quali ad esempio lo spettro (schermata sotto riportata)



- g. Corretta estrazione e lettura dei dati salvati
- h. Corretto spegnimento dello strumento tramite apposito pulsante ON/OFF
- i. Corretta riaccensione dello strumento anche a seguito di mancanza di tensione improvvisa/accidentale.
- j. Nel seguito viene riportata la schermata status dal quale si può verificare "lo stato di salute" del Lidar.





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°840068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

5.0 DOCUMENTAZIONE FOTOGRAFICA D'INSTALLAZIONE

Vista sito installazione da Nord-Ovest



Vista sito installazione da Sud-ovest

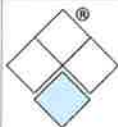


Vista complessiva da Sud dell'installazione
esterna



Vista dettaglio LiDAR





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

Vista dettaglio parte superiore LiDAR



Dettaglio ingresso cavi alimentazioni



Dettaglio ingresso cavi segnali dati



Vista dettaglio fissaggio piedini





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

Quadro contenimento DC/DC converter



Dettaglio Met station



Dettaglio Pannelli solari



Dettaglio Sistema di alimentazione





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°840068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

Dettaglio contenitore batterie aggiuntive



Dettaglio passaggio cavi alimentazione

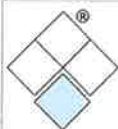


Dettaglio lucchetto casse alimentazione



Dettaglio lucchetto casse alimentazione





SARTELCO® SISTEMI SRL

Via Torri Bianche, 1
20871 Vimercate (MB)
Tel. +39-039-62905.1
Fax. +39-039-62905.99
e-mail sistemi@sartelco.it
www.sartelco.it

**Report di installazione
Lidar Zephir300 S/N 519**

**Contratto di appalto di forniture con posa in
opera di Enel Green Power S.p.A. n°8400068053
del 22/07/2015 (Id N. 19916072
CIG 6293434208, Specifica C. Aperto
N. 4000307943 del 24/07/2015)**

Rif. 135AS/17

Committente:
Enel Green Power S.p.A.

Prima emissione: 20.02.2017

Dettaglio lucchetto recinzione



Dettaglio recinzione lato Nord



5. NOTE E CONCLUSIONI

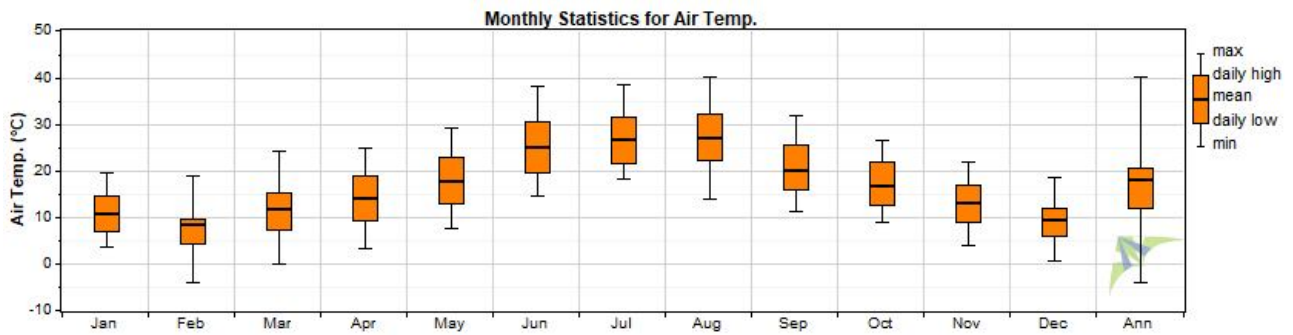
Lo strumento a valle dell'installazione risulta protetto e perfettamente funzionante.
Si lascia il sito dopo il collaudo da parte di Enel Green Power S.p.A. con lo strumento funzionante e l'area di installazione in perfette condizioni.

ALLEGATO 2: REPORT DI MISURAZIONE LIDAR

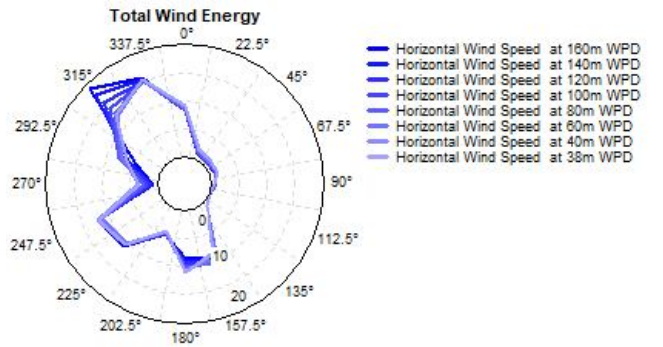
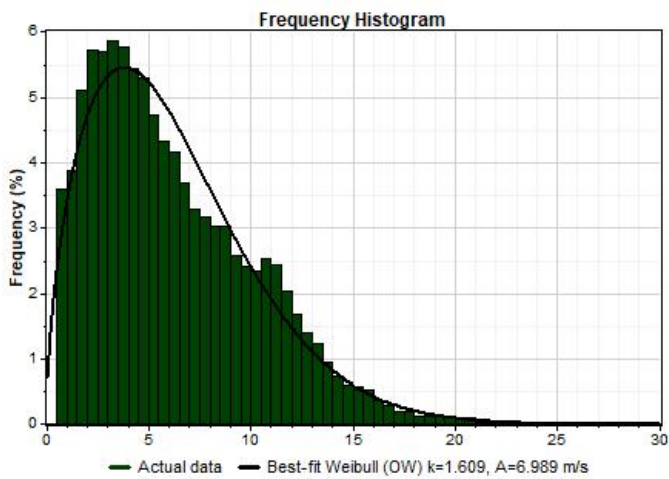
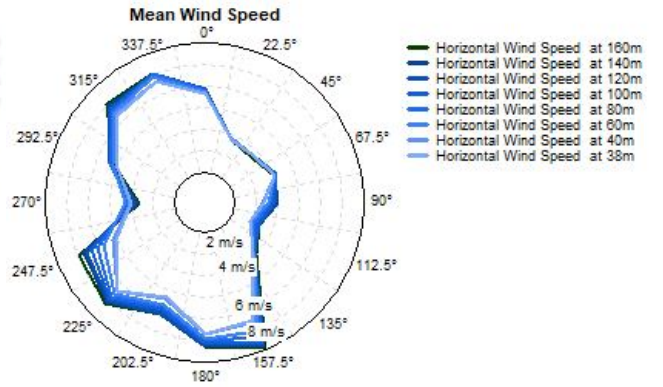
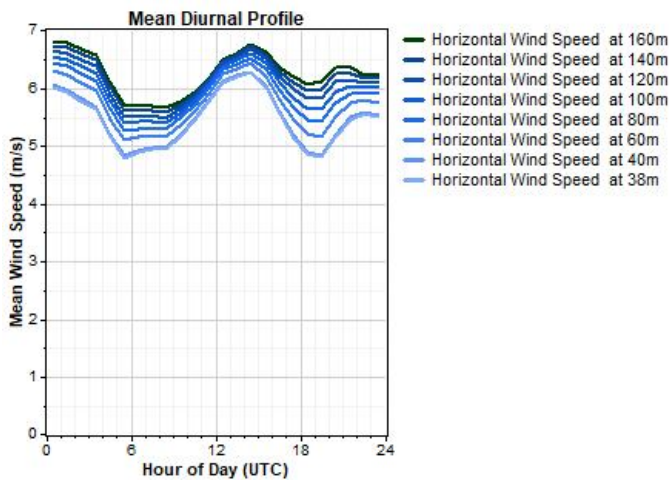
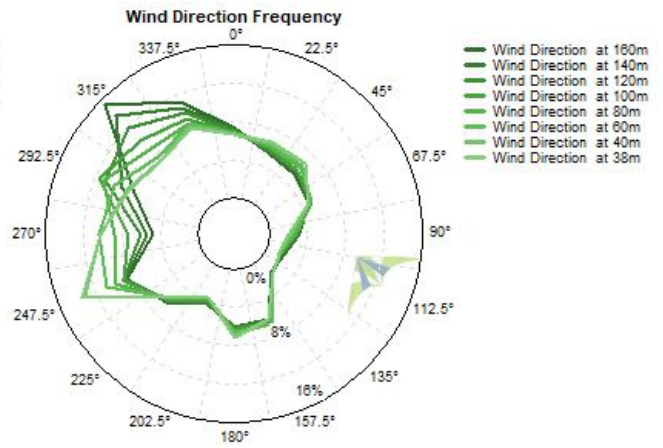
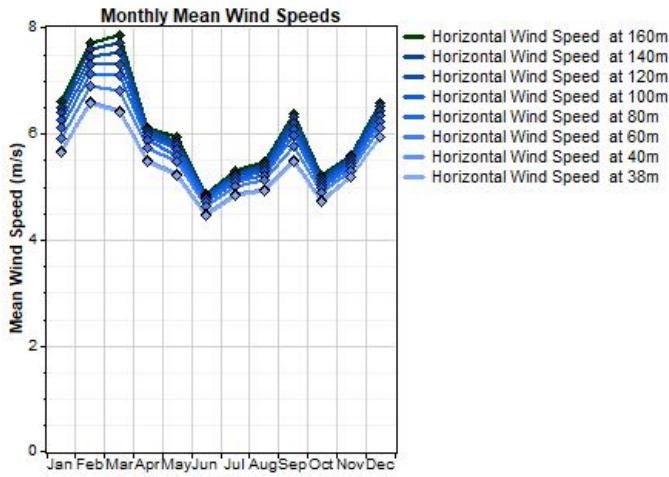
Data Set Properties

Report Created: 30/10/2020 11:34 using Windographer 4.2.16
 Filter Settings: <Unflagged data>, Synthesized

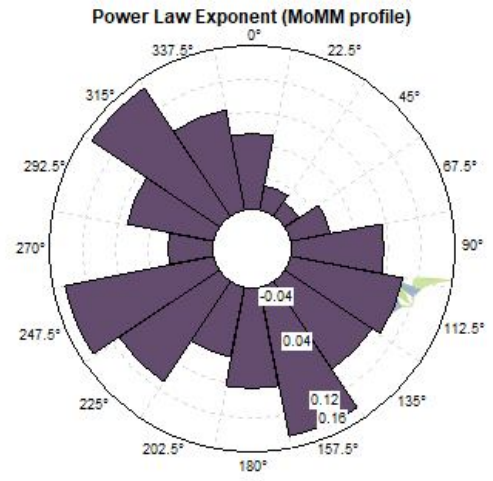
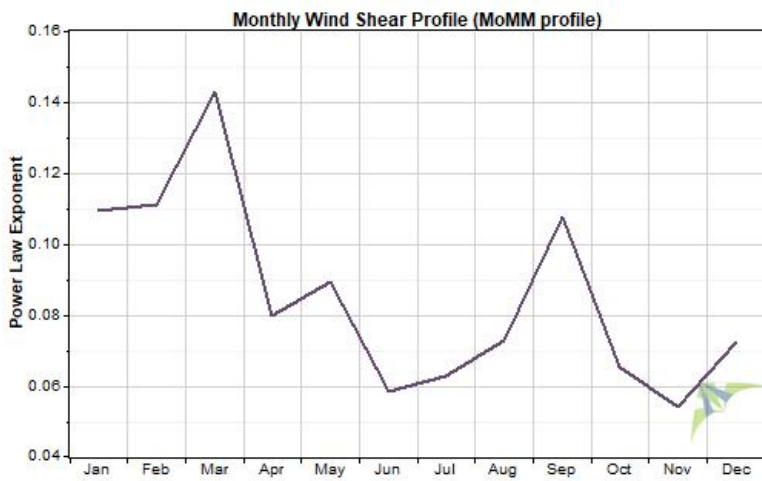
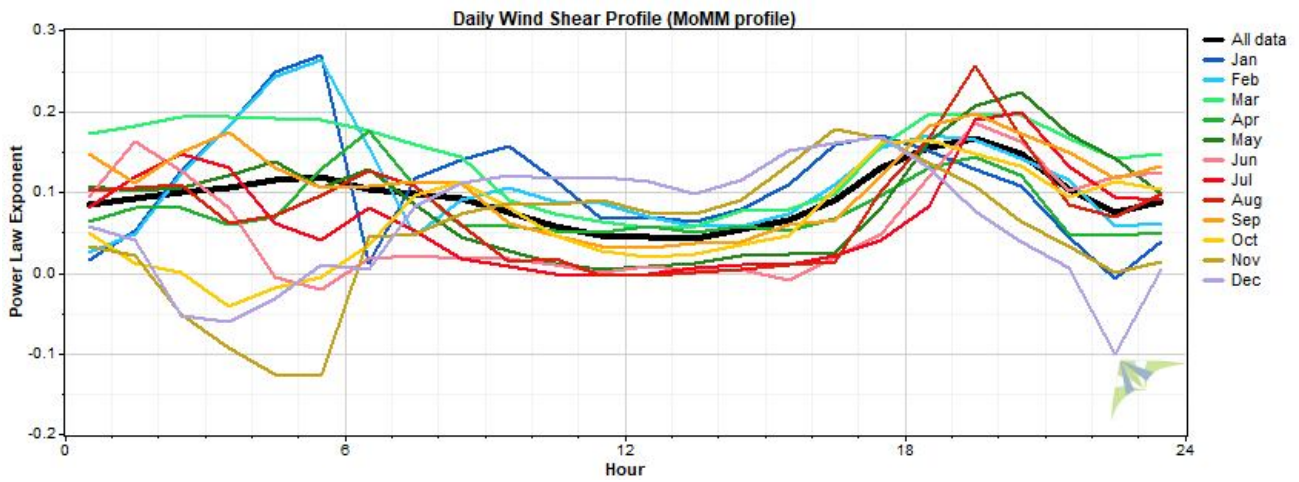
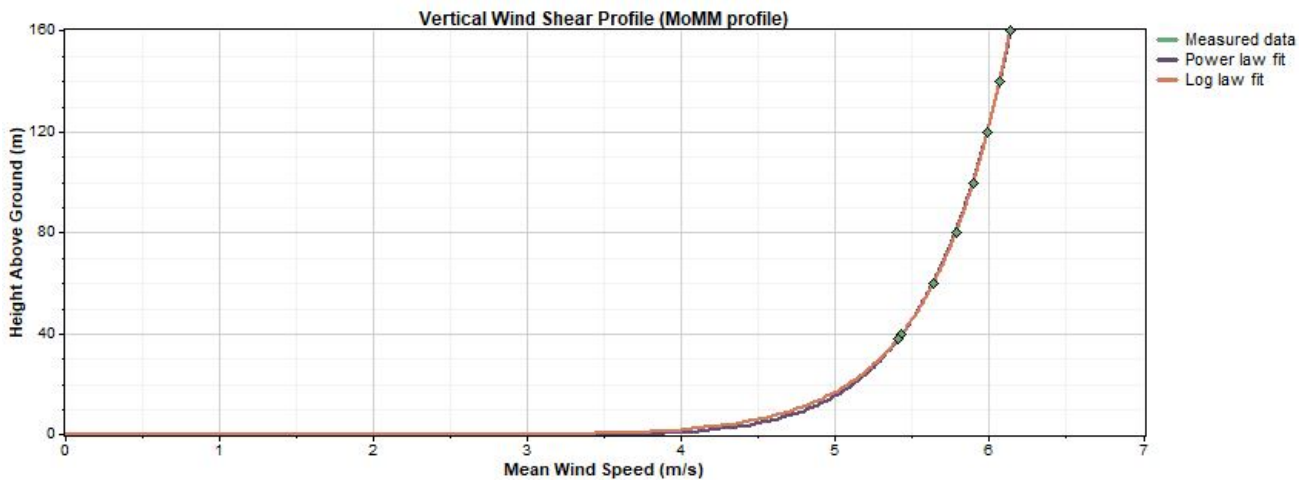
Variable	Value	Variable	Value
Latitude	S 0° 0' 0.000"	Mean temperature	18.37 °C
Longitude	W 0° 0' 0.000"	Mean pressure	998.6 mbar
Elevation	0 m	Mean air density	1.197 kg/m ³
Start date	28/02/2017 00:00	Power density at 50m	231 W/m ²
End date	28/03/2018 20:20	Wind power class	2 (Marginal)
Duration	13 months	Power law exponent	0.0884
Length of time step	10 minutes	Surface roughness	0.000916 m
Calm threshold	0 m/s	Roughness class	0.30



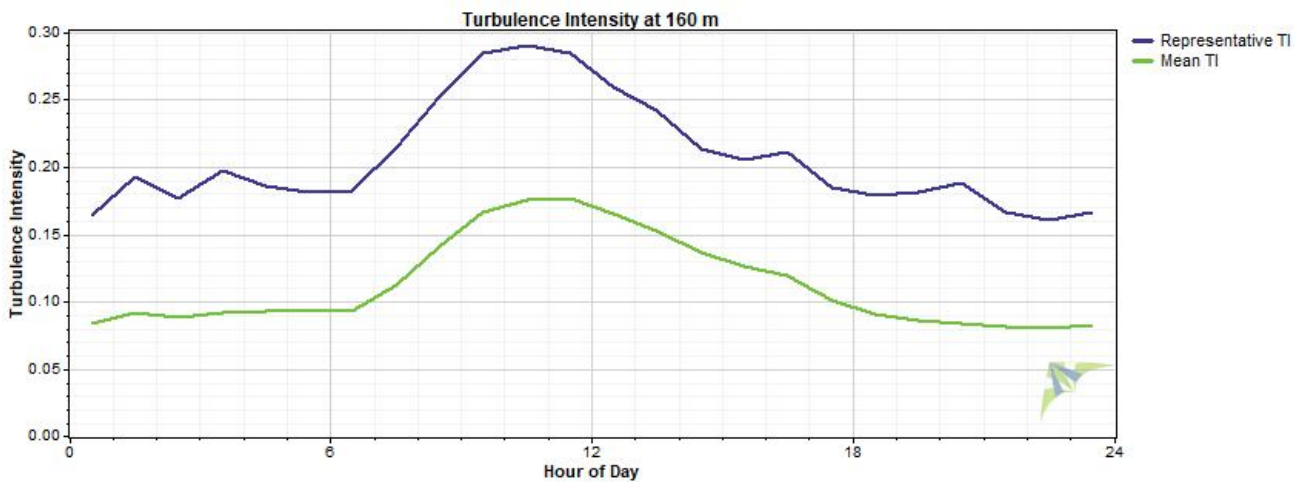
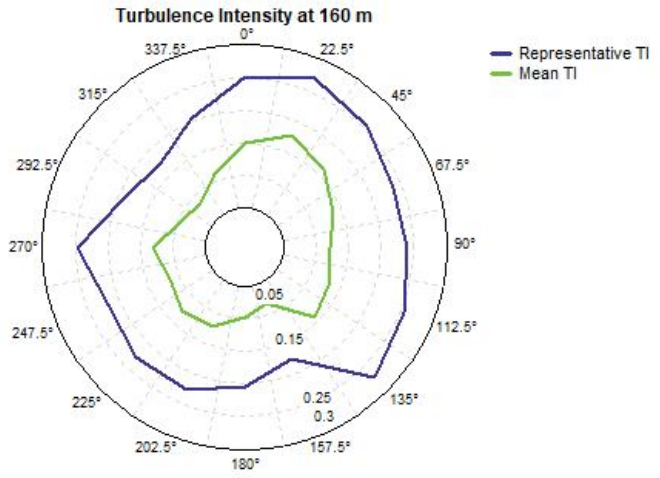
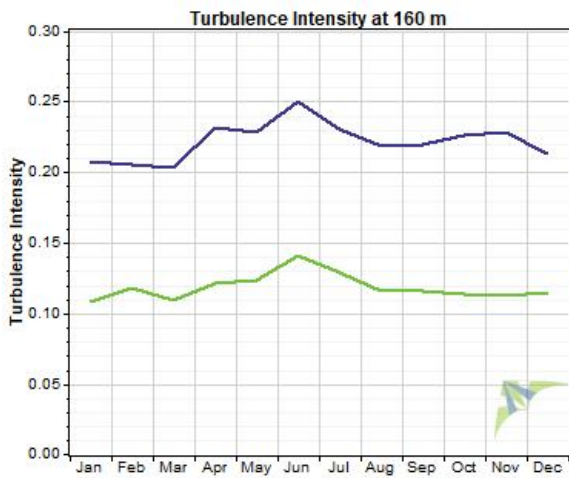
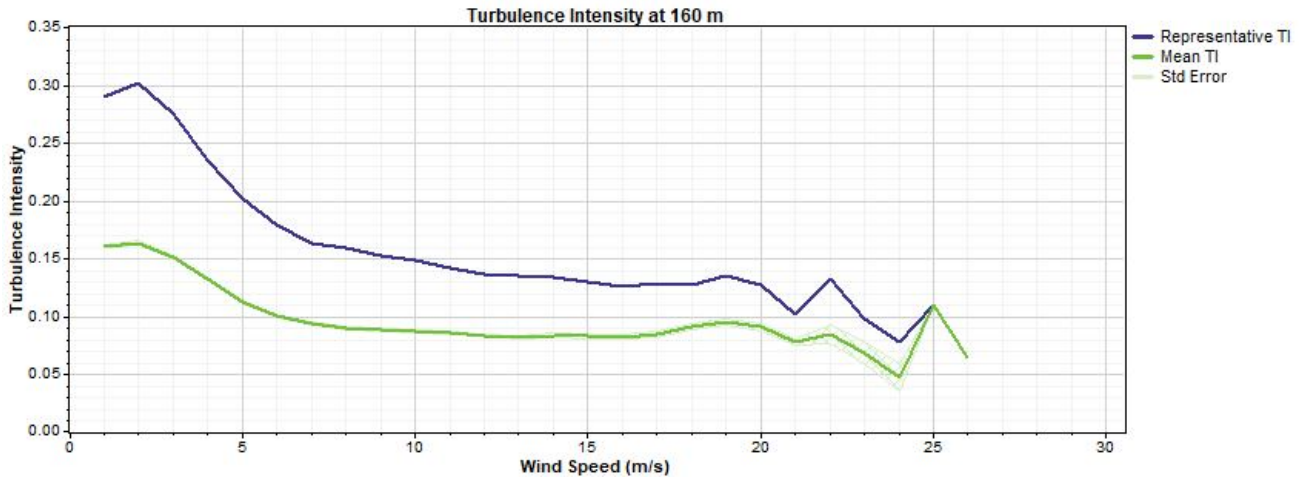
Wind Speed and Direction



Wind Shear



Turbulence Intensity



#	Label	Units	Height	Possible	Valid	DRR	Mean	MoMM	Median	Min	Max	Std. Dev
				Data Points	Data Points	(%)						
56	TI at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	0.13	0.13	0.12	0.00	1.10	0.08
57	Packets in Average at 60m			56,714	40,347	71.14	47.19	47.19	48.00	0.00	57.00	4.51
58	Wind Direction at 60m	°	60 m	56,714	40,126	70.75	282.7	206.8	239.3	0.0	360.0	84.3
59	Horizontal Wind Speed at 60m	m/s	60 m	56,714	56,714	100.00	5.727	5.641	5.090	0.619	22.204	3.420
60	Horizontal Wind Speed Min at 60m	m/s	60 m	56,714	56,714	100.00	4.404	4.335	3.942	0.253	18.019	2.790
61	Horizontal Wind Speed Max at 60m	m/s	60 m	56,714	56,714	100.00	7.045	6.944	6.292	0.672	27.747	4.063
62	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 60m	m/s	60 m	56,714	56,714	100.00	0.639	0.631	0.544	0.000	5.750	0.468
63	Vertical Wind Speed at 60m	m/s	60 m	56,714	38,557	67.98	-0.109	-0.108	-0.090	-1.947	1.155	0.313
64	TI at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	0.13	0.13	0.12	0.00	1.76	0.08
65	Packets in Average at 40m			56,714	40,345	71.14	47.18	47.18	48.00	0.00	57.00	4.54
66	Wind Direction at 40m	°	40 m	56,714	40,091	70.69	281.1	205.1	239.6	0.0	360.0	84.4
67	Horizontal Wind Speed at 40m	m/s	40 m	56,714	56,714	100.00	5.505	5.430	4.898	0.580	21.148	3.245
68	Horizontal Wind Speed Min at 40m	m/s	40 m	56,714	56,714	100.00	4.118	4.064	3.716	0.259	16.324	2.532
69	Horizontal Wind Speed Max at 40m	m/s	40 m	56,714	56,714	100.00	6.791	6.703	6.073	0.672	27.939	3.884
70	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 40m	m/s	40 m	56,714	56,714	100.00	0.668	0.659	0.570	0.000	5.955	0.482
71	Vertical Wind Speed at 40m	m/s	40 m	56,714	38,586	68.04	-0.118	-0.117	-0.114	-2.009	1.095	0.339
72	TI at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	0.14	0.14	0.13	0.00	2.15	0.07
73	Packets in Average at 38m			56,714	40,345	71.14	47.17	47.17	48.00	0.00	57.00	4.56
74	Wind Direction at 38m	°	38 m	56,714	40,086	70.68	280.9	205.1	239.8	0.0	360.0	84.3
75	Horizontal Wind Speed at 38m	m/s	38 m	56,714	56,714	100.00	5.476	5.403	4.870	0.457	21.071	3.226
76	Horizontal Wind Speed Min at 38m	m/s	38 m	56,714	56,714	100.00	4.032	3.980	3.613	0.249	16.766	2.481
77	Horizontal Wind Speed Max at 38m	m/s	38 m	56,714	56,714	100.00	6.764	6.671	6.043	0.630	29.693	3.892
78	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 38m	m/s	38 m	56,714	56,714	100.00	0.671	0.663	0.572	0.000	5.981	0.483
79	Vertical Wind Speed at 38m	m/s	38 m	56,714	38,592	68.05	-0.119	-0.118	-0.116	-2.115	1.140	0.341
80	TI at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	0.14	0.14	0.13	0.00	1.81	0.07
81	Info. Flags			56,714	0	0.00						
82	Status Flags			56,714	0	0.00						
83	Air Density 2m	kg/m3	2 m	56,714	56,714	100.00	1.199	1.197	1.209	1.098	1.289	0.031
84	Horizontal Wind Speed at 160m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	365	346	93	0	10,199	679
85	Horizontal Wind Speed at 140m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	346	329	91	0	9,236	640
86	Horizontal Wind Speed at 120m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	326	311	89	0	8,483	597
87	Horizontal Wind Speed at 100m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	304	290	87	0	7,474	552
88	Horizontal Wind Speed at 80m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	280	269	83	0	7,296	504
89	Horizontal Wind Speed at 60m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	254	244	79	0	6,664	451
90	Horizontal Wind Speed at 40m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	222	215	70	0	5,757	392
91	Horizontal Wind Speed at 38m WPD	W/m ²		56,714	56,714	100.00	219	211	69	0	5,664	386



GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

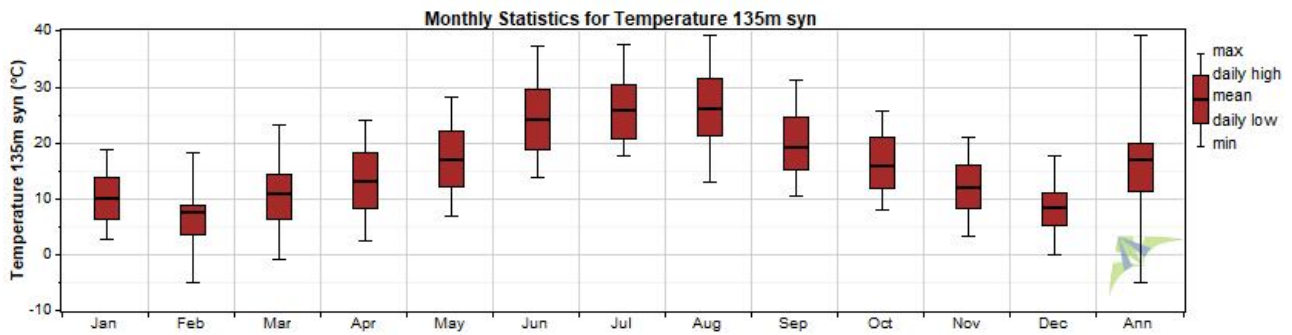
PAGE 43 di/of 44

ALLEGATO 3: REPORT DI MISURAZIONE LIDAR CON VALORI HH

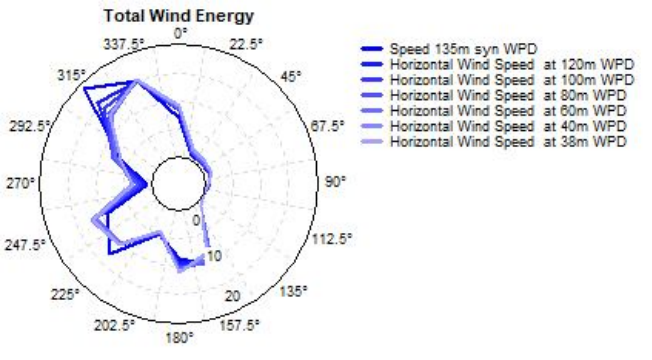
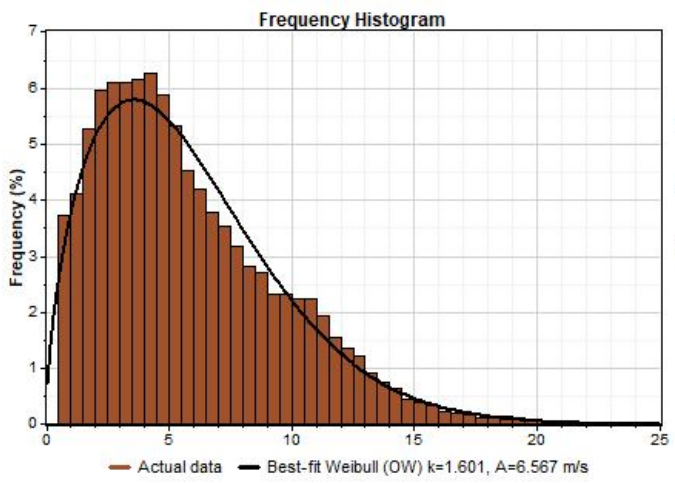
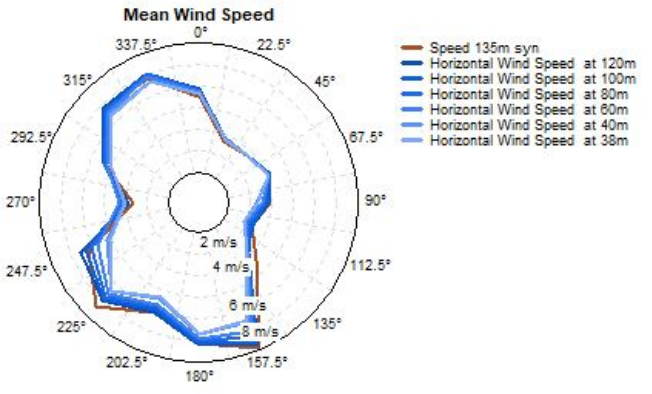
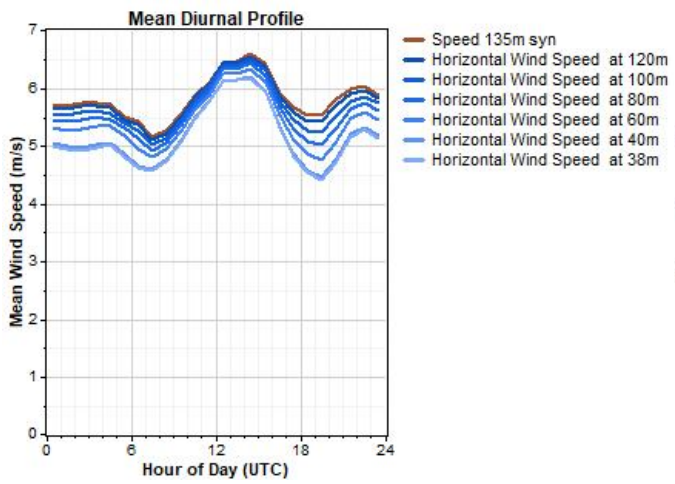
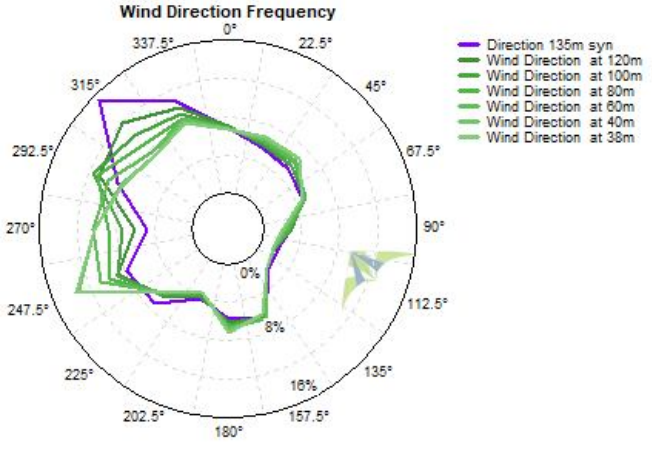
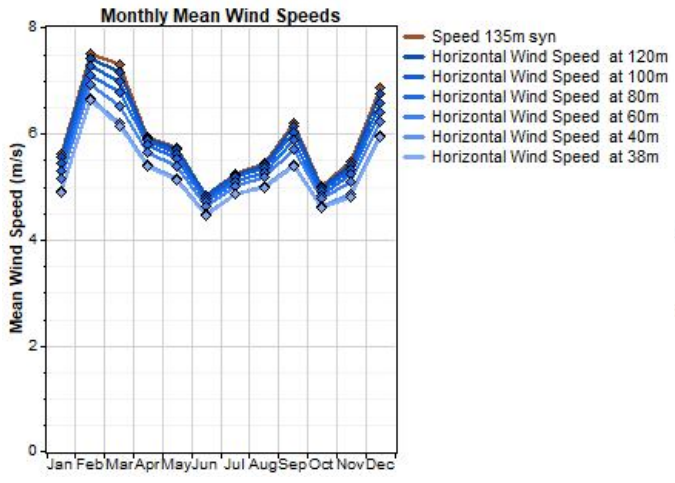
Data Set Properties

Report Created: 02/02/2021 10:25 using Windographer 4.2.16
 Filter Settings: <Unflagged data>, Synthesized

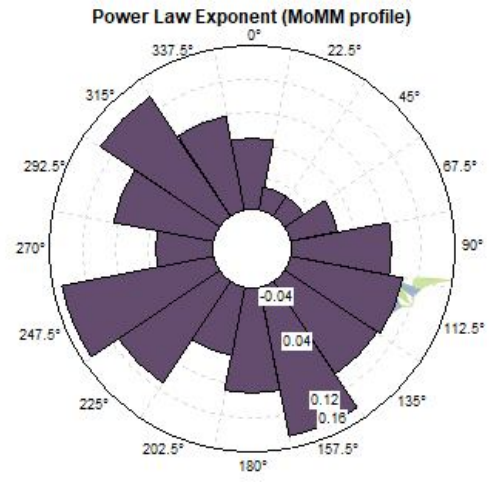
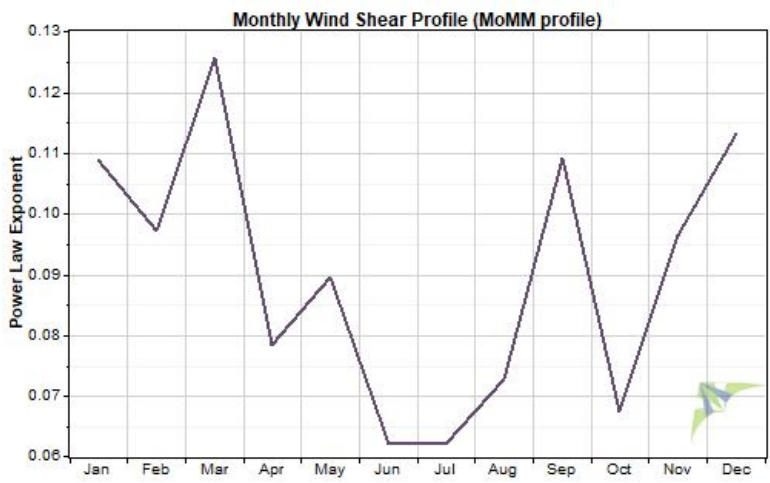
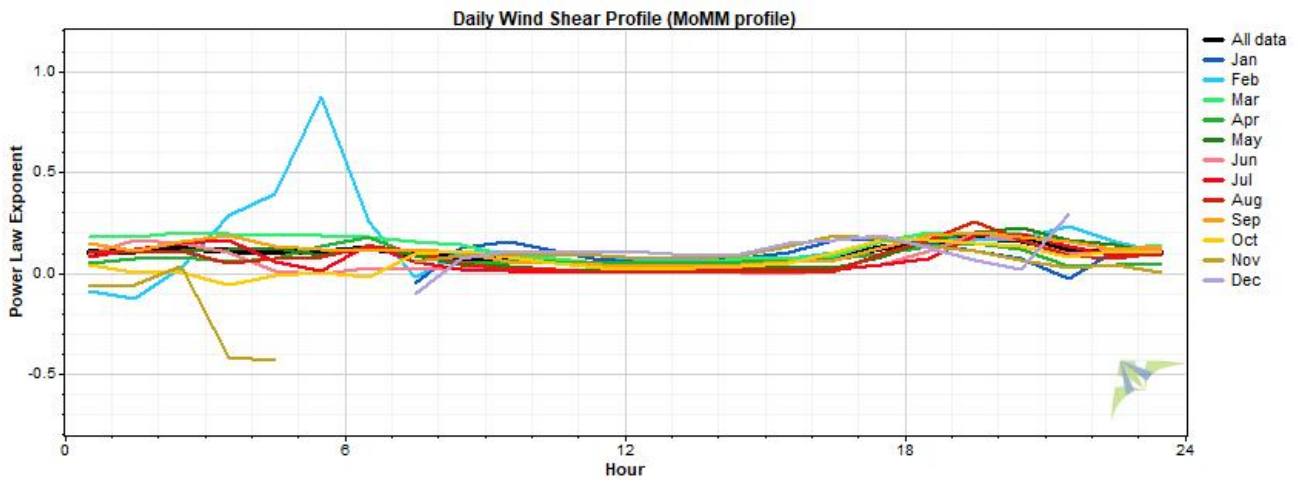
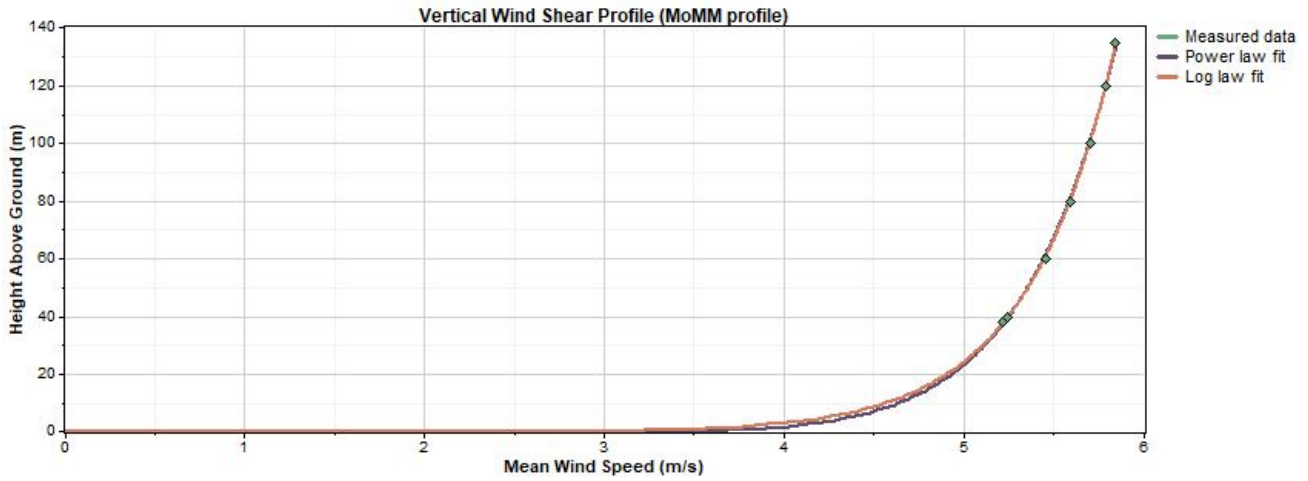
Variable	Value	Variable	Value
Latitude	S 0° 0' 0.000"	Mean temperature	17.51 °C
Longitude	W 0° 0' 0.000"	Mean pressure	998.6 mbar
Elevation	0 m	Mean air density	1.182 kg/m ³
Start date	28/02/2017 00:00	Power density at 50m	202 W/m ²
End date	28/03/2018 20:20	Wind power class	2 (Marginal)
Duration	13 months	Power law exponent	0.09
Length of time step	10 minutes	Surface roughness	0.00103 m
Calm threshold	0 m/s	Roughness class	0.33



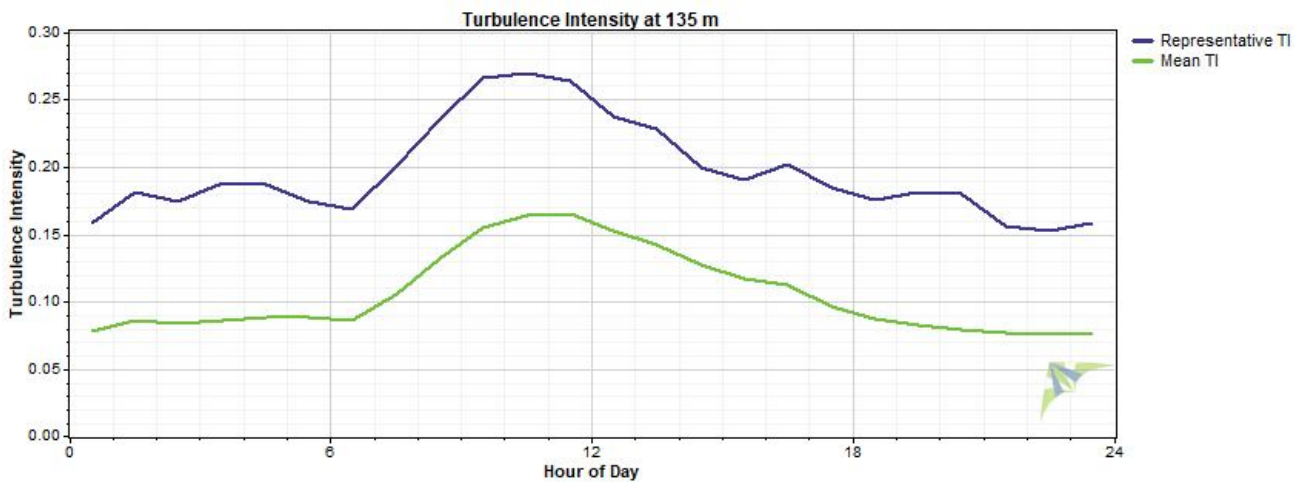
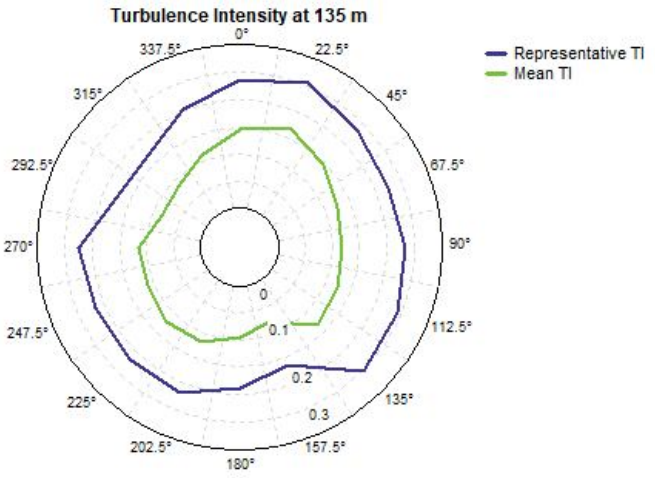
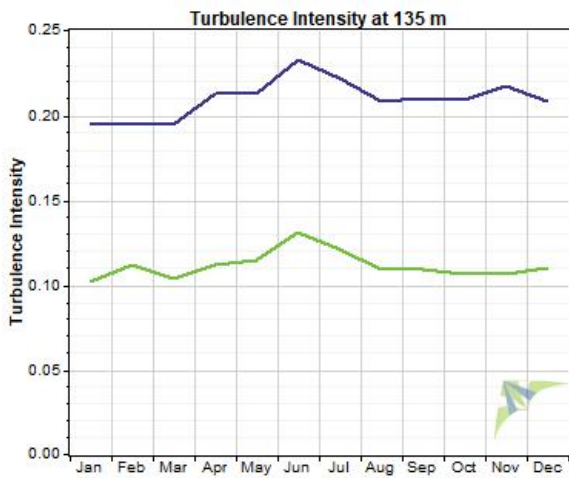
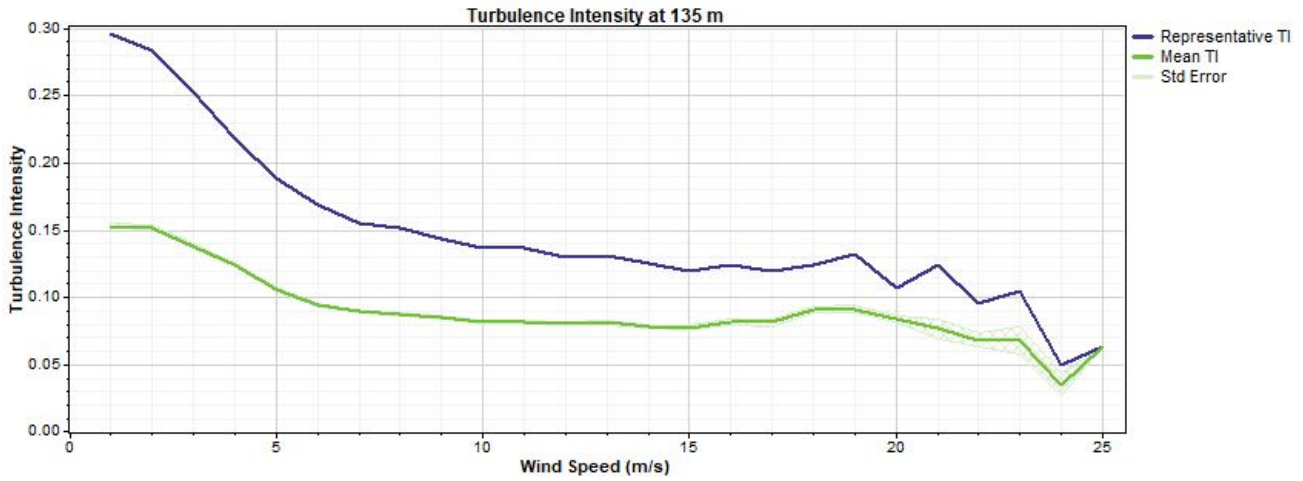
Wind Speed and Direction



Wind Shear



Turbulence Intensity



Data Column Properties

#	Label	Units	Height	Possible	Valid	DRR	Mean	MoMM	Median	Min	Max	Std. Dev
				Data Points	Data Points	(%)						
1	Reference			56,714	40,354	71.15	5,264,426	5,360,325	4,123,135	286	13,172,486	3,960,847
2	Timestamp	s		56,714	40,354	71.15	568,785,728	568,881,408	568,208,384	54,169,605	589,061,376	9,053,087
3	Battery	V		56,714	40,354	71.15	12.28	12.28	12.28	11.95	12.58	0.08
4	Generator	V		56,714	40,354	71.15	12.69	12.69	12.60	11.65	14.26	0.54
5	Upper Temp.	C		56,714	40,354	71.15	35.98	36.02	37.00	1.00	50.00	5.44
6	Lower Temp.	C		56,714	40,354	71.15	36.92	36.97	38.00	0.00	51.00	5.74
7	Pod Humidity	%		56,714	40,354	71.15	25.31	25.33	26.00	14.00	52.00	2.54
8	GPS			56,714	40,353	71.15	41.90	41.90	41.90	41.71	41.90	0.02
9	ZephIR Bearing	deg		56,714	40,354	71.15	180.3	180.3	180.3	179.3	181.1	0.2
10	Tilt	deg		56,714	40,354	71.15	1.89	1.90	2.00	1.00	51.00	0.47
11	Air Temp.	°C	2 m	56,714	40,354	71.15	18.18	18.37	17.41	-4.03	40.13	7.37
12	Pressure	mbar	2 m	56,714	40,354	71.15	998.5	998.6	998.9	973.2	1,017.9	6.0
13	Humidity	%	0 m	56,714	40,354	71.15	56.2	56.2	55.8	21.6	86.4	11.3
14	MET Wind Speed 2m	m/s	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	325,744,886	1.#INF
15	MET Direction 2m	°		56,714	40,354	71.15	213.6	213.5	247.1	0.0	360.0	103.6
16	Proportion Of Packets With Rain	%		56,714	40,354	71.15	0.7	0.7	0.0	0.0	100.0	4.9
17	Packets in Average at 160m			56,714	40,340	71.13	47.19	47.19	48.00	0.00	58.00	4.50
18	Wind Direction at 160m			56,714	40,038	70.60	215.4	215.0	240.7	0.0	360.0	109.4
19	Horizontal Wind Speed at 160m			56,714	40,038	70.60	5.98	5.94	5.05	0.67	25.64	3.90
20	Horizontal Wind Speed Min at 160m			56,714	40,038	70.60	4.77	4.74	3.96	0.26	22.82	3.35
21	Horizontal Wind Speed Max at 160m			56,714	40,038	70.60	7.20	7.15	6.23	0.67	29.35	4.48
22	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 160m			56,714	40,038	70.60	0.563	0.560	0.475	0.000	6.053	0.422
23	Vertical Wind Speed at 160m			56,714	38,423	67.75	-0.062	-0.062	-0.033	-3.093	2.924	0.287
24	TI at 160m			56,714	40,038	70.60	0.120	0.120	0.101	0.000	1.360	0.082
25	Packets in Average at 140m			56,714	40,354	71.15	47.19	47.19	48.00	0.00	58.00	4.52
26	Wind Direction at 140m			56,714	40,071	70.65	213.8	213.4	240.3	0.0	360.0	108.9
27	Horizontal Wind Speed at 140m			56,714	40,071	70.65	5.91	5.87	5.05	0.64	24.80	3.79
28	Horizontal Wind Speed Min at 140m			56,714	40,071	70.65	4.68	4.65	3.93	0.26	22.40	3.23
29	Horizontal Wind Speed Max at 140m			56,714	40,071	70.65	7.16	7.12	6.24	0.67	30.41	4.40
30	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 140m			56,714	40,071	70.65	0.574	0.571	0.488	0.000	5.926	0.422
31	Vertical Wind Speed at 140m			56,714	38,470	67.83	-0.069	-0.068	-0.041	-2.366	3.063	0.285
32	TI at 140m			56,714	40,071	70.65	0.122	0.122	0.104	0.000	1.269	0.081
33	Packets in Average at 120m			56,714	40,351	71.15	47.19	47.19	48.00	1.00	58.00	4.50
34	Wind Direction at 120m	°	120 m	56,714	40,114	70.73	289.6	211.7	239.8	0.0	360.0	83.7
35	Horizontal Wind Speed at 120m	m/s	120 m	56,714	40,114	70.73	5.831	5.794	5.019	0.642	24.109	3.675
36	Horizontal Wind Speed Min at 120m	m/s	120 m	56,714	40,114	70.73	4.575	4.544	3.874	0.251	21.774	3.098
37	Horizontal Wind Speed Max at 120m	m/s	120 m	56,714	40,114	70.73	7.114	7.071	6.247	0.672	31.716	4.307
38	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 120m	m/s	120 m	56,714	40,114	70.73	0.586	0.584	0.502	0.000	5.862	0.426
39	Vertical Wind Speed at 120m	m/s	120 m	56,714	38,505	67.89	-0.076	-0.076	-0.051	-1.887	3.152	0.285
40	TI at 120m	m/s	120 m	56,714	40,114	70.73	0.13	0.13	0.11	0.00	1.63	0.08
41	Packets in Average at 100m			56,714	40,351	71.15	47.19	47.19	48.00	1.00	58.00	4.52
42	Wind Direction at 100m	°	100 m	56,714	40,146	70.79	287.2	210.1	239.6	0.0	360.0	84.0
43	Horizontal Wind Speed at 100m	m/s	100 m	56,714	40,146	70.79	5.737	5.702	4.986	0.659	23.081	3.550
44	Horizontal Wind Speed Min at 100m	m/s	100 m	56,714	40,146	70.79	4.458	4.430	3.807	0.258	20.649	2.966
45	Horizontal Wind Speed Max at 100m	m/s	100 m	56,714	40,146	70.79	7.058	7.017	6.230	0.672	30.239	4.207
46	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 100m	m/s	100 m	56,714	40,146	70.79	0.599	0.596	0.517	0.000	5.712	0.430
47	Vertical Wind Speed at 100m	m/s	100 m	56,714	38,537	67.95	-0.085	-0.085	-0.063	-2.089	3.279	0.288
48	TI at 100m	m/s	100 m	56,714	40,146	70.79	0.13	0.13	0.11	0.00	1.72	0.08
49	Packets in Average at 80m			56,714	40,347	71.14	47.19	47.19	48.00	0.00	57.00	4.50
50	Wind Direction at 80m	°	80 m	56,714	40,140	70.78	284.8	208.2	239.2	0.0	360.0	84.2
51	Horizontal Wind Speed at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	5.627	5.595	4.940	0.656	22.885	3.411
52	Horizontal Wind Speed Min at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	4.321	4.295	3.748	0.255	19.965	2.817
53	Horizontal Wind Speed Max at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	6.989	6.951	6.196	0.668	28.227	4.097
54	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	0.613	0.610	0.531	0.000	5.508	0.433
55	Vertical Wind Speed at 80m	m/s	80 m	56,714	38,546	67.97	-0.096	-0.096	-0.075	-1.984	2.846	0.297

#	Label	Units	Height	Possible	Valid	DRR	Mean	MoMM	Median	Min	Max	Std. Dev
				Data Points	Data Points	(%)						
56	TI at 80m	m/s	80 m	56,714	40,140	70.78	0.13	0.13	0.12	0.00	1.10	0.08
57	Packets in Average at 60m			56,714	40,347	71.14	47.19	47.19	48.00	0.00	57.00	4.51
58	Wind Direction at 60m	°	60 m	56,714	40,126	70.75	282.7	206.8	239.3	0.0	360.0	84.3
59	Horizontal Wind Speed at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	5.486	5.456	4.879	0.636	22.204	3.254
60	Horizontal Wind Speed Min at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	4.145	4.122	3.654	0.253	18.019	2.643
61	Horizontal Wind Speed Max at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	6.900	6.864	6.154	0.672	27.747	3.985
62	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	0.631	0.628	0.551	0.000	5.525	0.438
63	Vertical Wind Speed at 60m	m/s	60 m	56,714	38,557	67.98	-0.109	-0.108	-0.090	-1.947	1.155	0.313
64	TI at 60m	m/s	60 m	56,714	40,126	70.75	0.13	0.13	0.12	0.00	1.76	0.08
65	Packets in Average at 40m			56,714	40,345	71.14	47.18	47.18	48.00	0.00	57.00	4.54
66	Wind Direction at 40m	°	40 m	56,714	40,091	70.69	281.1	205.1	239.6	0.0	360.0	84.4
67	Horizontal Wind Speed at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	5.264	5.237	4.698	0.600	21.148	3.072
68	Horizontal Wind Speed Min at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	3.879	3.858	3.446	0.259	16.324	2.423
69	Horizontal Wind Speed Max at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	6.741	6.707	6.031	0.672	27.939	3.854
70	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	0.656	0.653	0.573	0.000	5.672	0.443
71	Vertical Wind Speed at 40m	m/s	40 m	56,714	38,586	68.04	-0.118	-0.117	-0.114	-2.009	1.095	0.339
72	TI at 40m	m/s	40 m	56,714	40,091	70.69	0.14	0.14	0.13	0.00	2.15	0.07
73	Packets in Average at 38m			56,714	40,345	71.14	47.17	47.17	48.00	0.00	57.00	4.56
74	Wind Direction at 38m	°	38 m	56,714	40,086	70.68	280.9	205.1	239.8	0.0	360.0	84.3
75	Horizontal Wind Speed at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	5.233	5.206	4.668	0.457	21.071	3.050
76	Horizontal Wind Speed Min at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	3.843	3.822	3.414	0.249	16.766	2.395
77	Horizontal Wind Speed Max at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	6.718	6.684	6.005	0.630	29.693	3.844
78	Horizontal Wind Speed Std. Dev. at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	0.658	0.655	0.575	0.000	5.570	0.444
79	Vertical Wind Speed at 38m	m/s	38 m	56,714	38,592	68.05	-0.119	-0.118	-0.116	-2.115	1.140	0.341
80	TI at 38m	m/s	38 m	56,714	40,086	70.68	0.14	0.14	0.13	0.00	1.81	0.07
81	Info. Flags			56,714	0	0.00						
82	Status Flags			56,714	0	0.00						
83	Speed 135m syn	m/s	135 m	56,714	40,071	70.65	5.888	5.849	5.032	0.650	24.564	3.767
84	Speed 135m syn SD	m/s	135 m	56,714	40,038	70.60	0.574	0.571	0.484	0.000	6.168	0.430
85	Direction 135m syn	°	135 m	56,714	40,038	70.60	290.9	215.1	239.5	0.0	360.0	83.2
86	Temperature 135m syn	°C	135 m	56,714	40,354	71.15	17.32	17.51	16.55	-4.89	39.27	7.37
87	Air Density 135m	kg/m3	135 m	56,714	56,714	100.00	1.183	1.182	1.194	1.084	1.273	0.031
88	Speed 135m syn TI			56,714	39,998	70.53	0.11	0.11	0.09	0.00	1.30	0.08
89	Horizontal Wind Speed at 120m WPD	W/m ²		56,714	40,114	70.73	284	279	74	0	8,371	550
90	Horizontal Wind Speed at 100m WPD	W/m ²		56,714	40,146	70.79	264	260	72	0	7,377	507
91	Horizontal Wind Speed at 80m WPD	W/m ²		56,714	40,140	70.78	243	239	71	0	7,201	461
92	Horizontal Wind Speed at 60m WPD	W/m ²		56,714	40,126	70.75	219	216	68	0	6,577	411
93	Horizontal Wind Speed at 40m WPD	W/m ²		56,714	40,091	70.69	190	187	61	0	5,683	357
94	Horizontal Wind Speed at 38m WPD	W/m ²		56,714	40,086	70.68	187	184	60	0	5,591	351
95	Speed 135m syn WPD	W/m ²		56,714	40,071	70.65	299	293	75	0	8,854	581



GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15228.00.133.00

PAGE 44 di/of 44

ALLEGATO 4: D2056872-R13 SGRE 6.0-170 Developer Package EN

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 A/S and its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "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 of the wind turbine. Consequently, SGRE and its affiliates reserve the right to change the below specifications without prior notice. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter "SGRE") gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its intended purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals, and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

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.

Developer Package SG 6.0-170

Table of content

Technical Description	5
Technical Specifications.....	7
Nacelle Arrangement.....	8
Nacelle Dimensions.....	9
Elevation Drawing	10
Blade Sales Drawing	12
Tower dimensions	14
Foundation Dimensions and loads	14
Electrical Specifications	28
Simplified Single Line Diagram	29
Transformer Specifications ECO 30 kV	30
Switchgear Specifications	31
Technical Data for Switchgear.....	32
Grid Performance Specification, 50 Hz.....	35
Grid Performance Specification, 60 Hz.....	37
Fault Ride Through (FRT) Capability.....	38
Reactive Power Capability, 50 and 60 Hz	40
SCADA, System Description	46
Codes and Standards.....	49
Other Performance Features	52
Ice Detection System	53

Introduction

The SG 6.0-170 is a new wind turbine of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

With a new 83.5 m blade and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from 100 m to 165 m, 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 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

Siemens Gamesa 5.X blades are 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 Siemens Gamesa 5.X blades use 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 tapered 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 non-drive end 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.

If high wind derated mode is enabled, 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	83.5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – 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	Nodular cast iron
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 / 6.2 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	100 m to 165 m and site- specific
------------------	--------------------------------------

Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data

Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

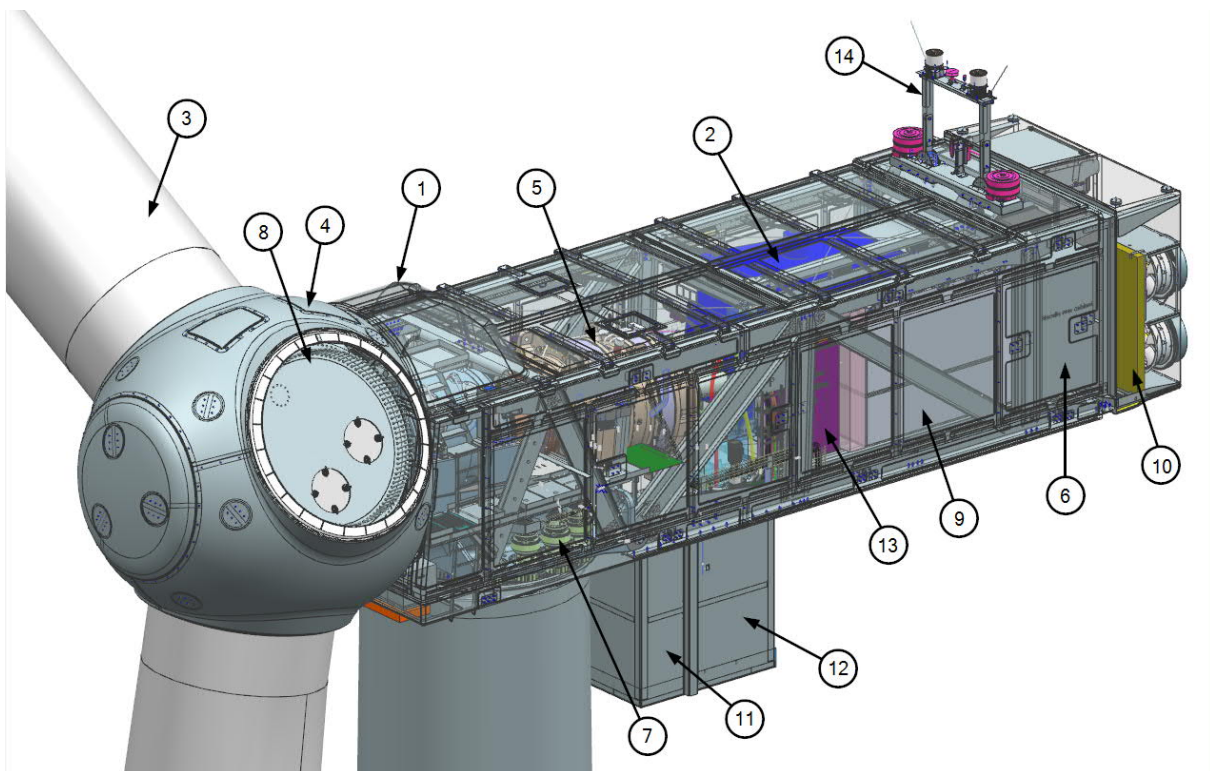
Weight

Modular approach	Different modules depending on restriction
------------------------	---

Nacelle Arrangement

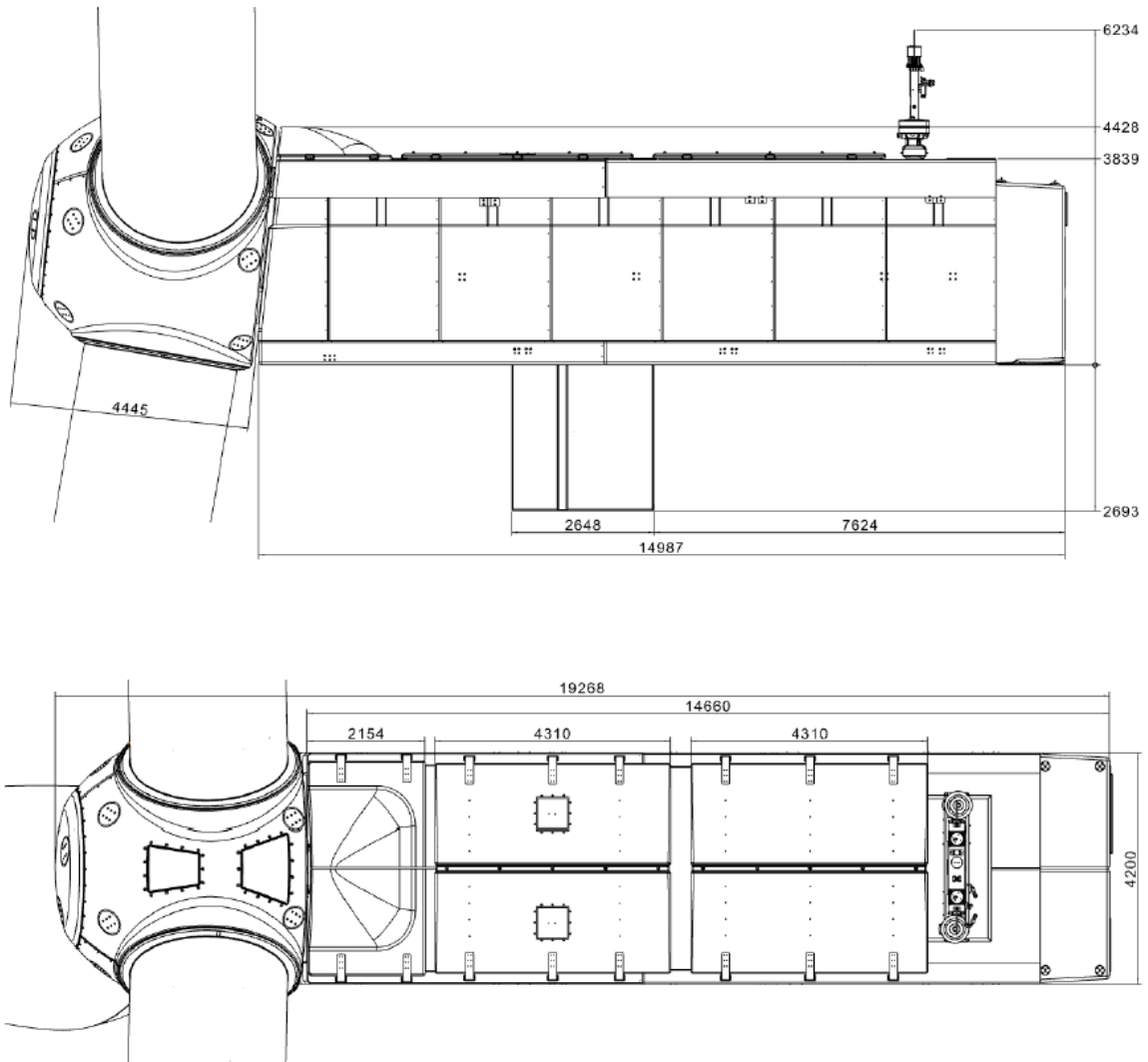
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

Item	Description	Item	Description
1	Canopy	8	Blade bearing
2	Generator	9	Converter
3	Blades	10	Cooling
4	Spinner/hub	11	Transformer
5	Gearbox	12	Stator cabinet.
6	Control panel	13	Front Control Cabinet
		14	Aviation 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.

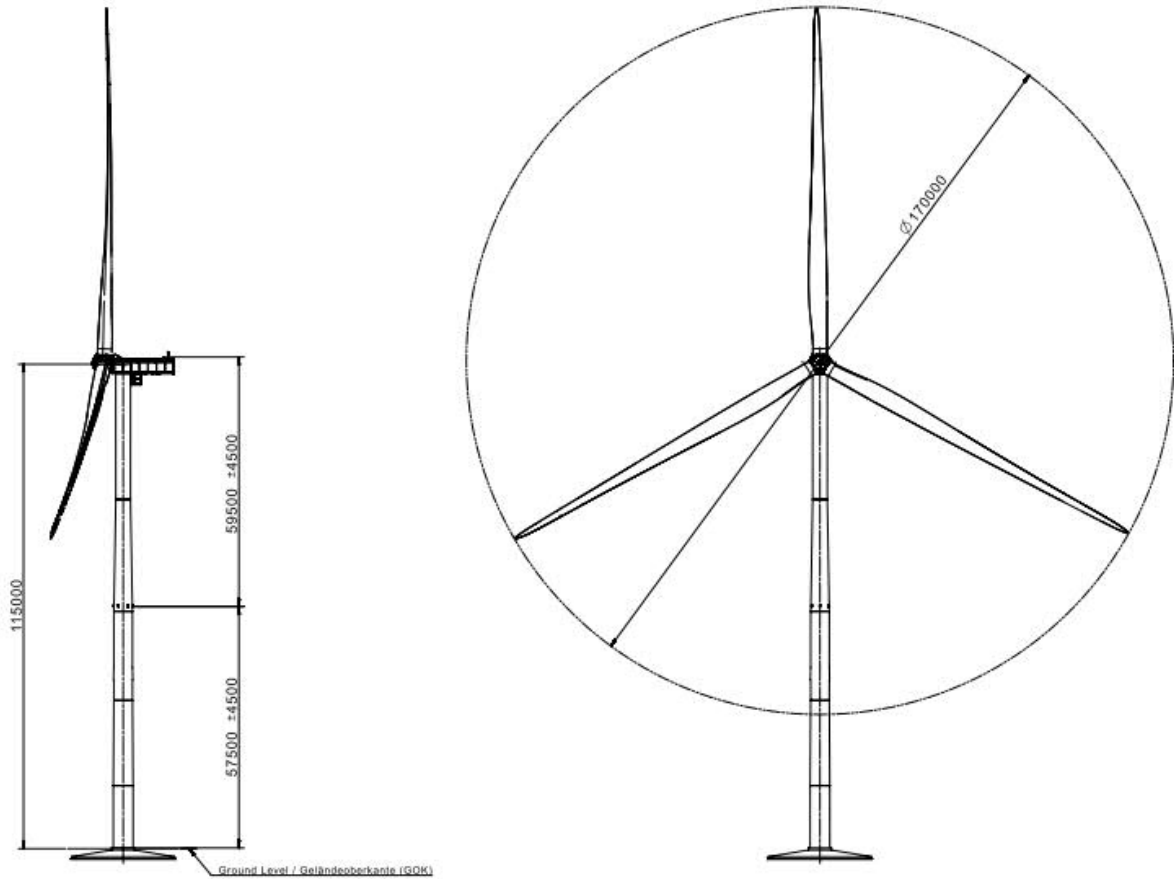


Several modularized solutions are designed to optimize nacelle and hub transportation, subject to project specific conditions.

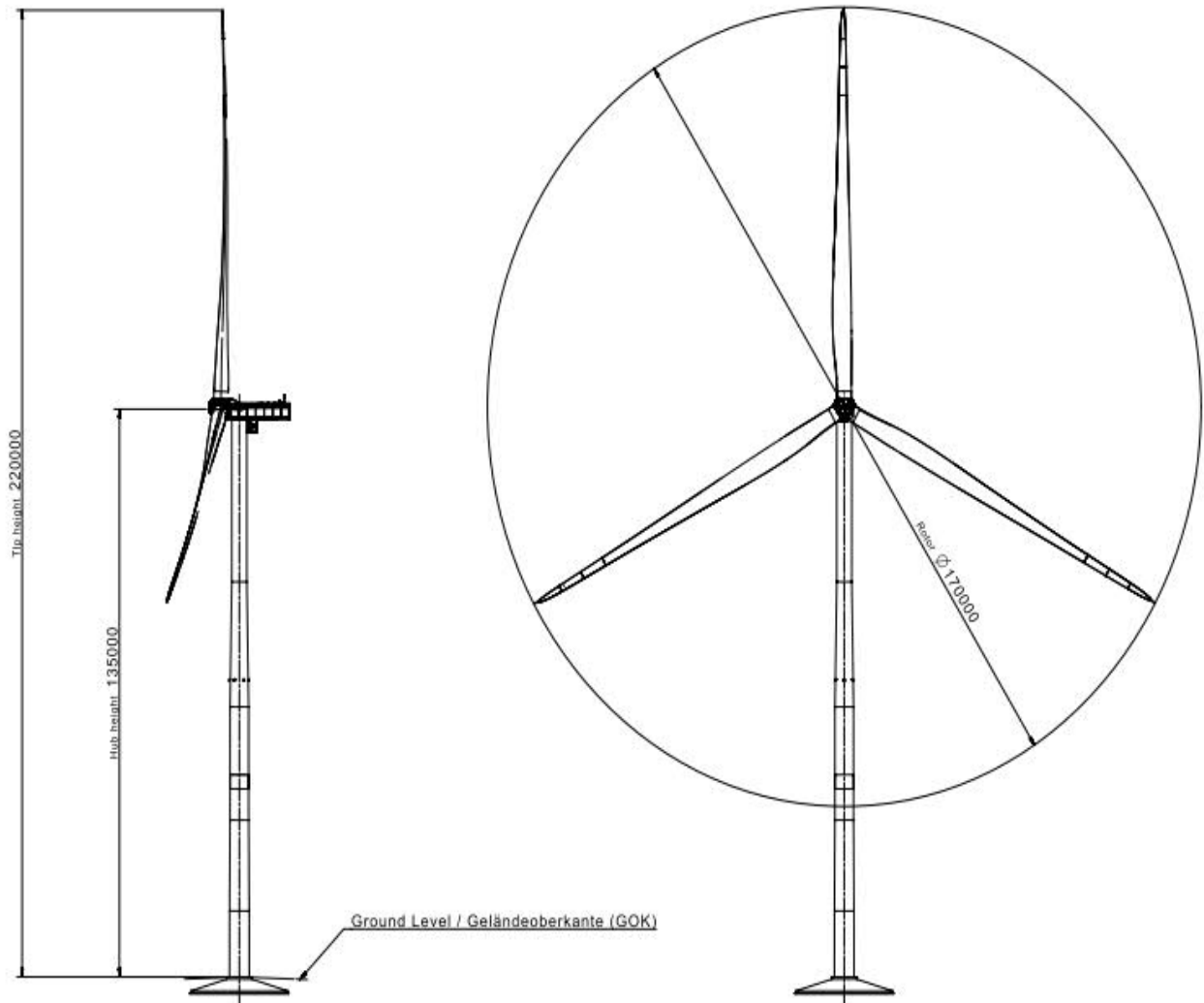
- 3 modules (heaviest module <95t): Hub, nacelle, drive train
- 4 modules (heaviest module <79t): Hub, nacelle, drive train, transformer
- 6 modules (heaviest module <62t): Hub, nacelle, gearbox, main shaft, transformer and generator

Elevation Drawing

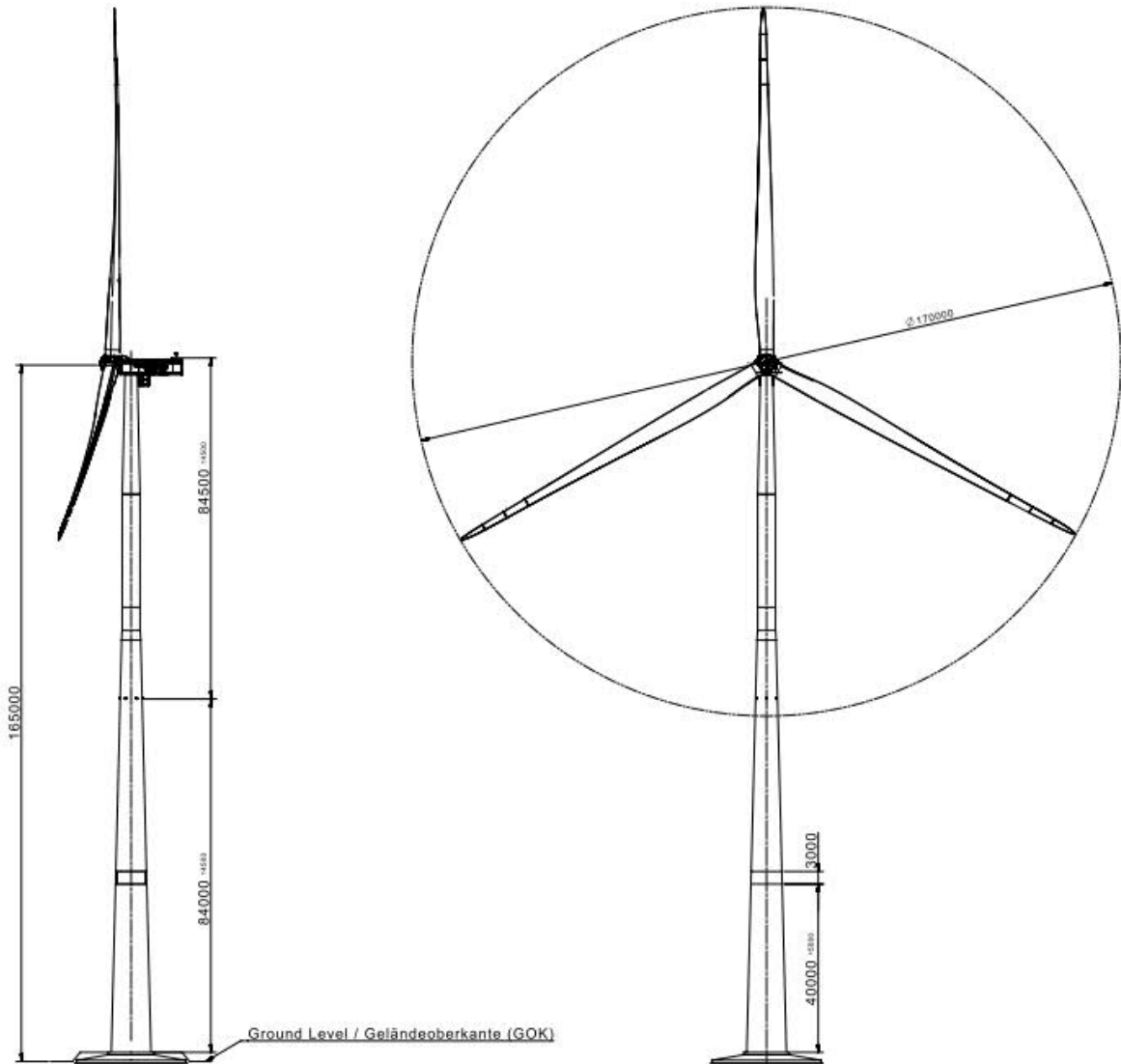
SG 6.0-170 115m



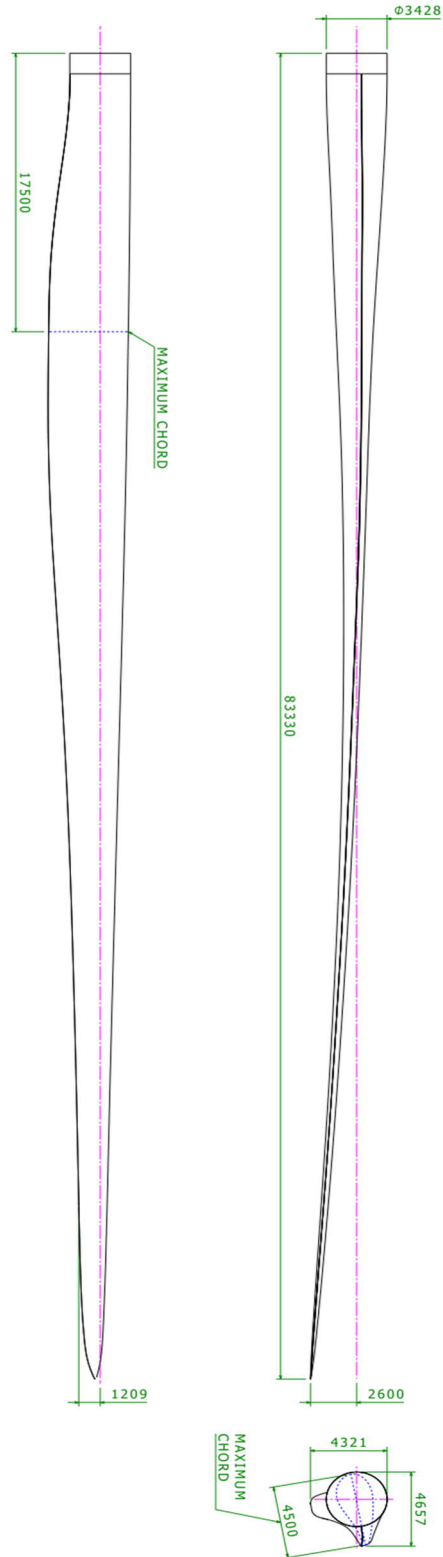
SG 6.0-170 135m



SG 6.0-170 165m



Blade Sales Drawing



Tower dimensions

SG 6.0-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 100 m - 165 m, including the baseline 115 m and 165 m catalogue towers. All towers are designed in compliance with local logistics requirements.

Preliminary information:

- Tower hub height 115 m IIIA. Tapered tubular steel tower.

	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4.700	4.436	4.427	4.021	3.503
External diameter lower flange (m)	4.700	4.700	4.436	4.427	4.021
Section's height (m)	13.564	18.200	23.800	26.880	29.970
Total weight (T)	84.958	84.328	84.548	71.771	63.863
Volume (CBM)	228	363	470	584	498

- Tower hub height 165 m IIIA. Hybrid design (concrete + steel)

	Concrete Section 1	Steel Section 2	Steel Section 3	Steel Section 4
External diameter upper flange (m)	4.668	4.300	4.300	3.574
External diameter lower flange (m)	7.888	4.300	4.,300	4.300
Section's height (m)	100.29	17.970	21.385	21.531

Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

Foundation Dimensions and loads

The SG 6.0-170 estimated foundation design for T115 can be found on the following documents: D2372547.

Foundation loads inputs for T115 m can be found on the following document: D2370721

Detailed information about foundation loads will be available upon request

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	-	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-	-
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, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30	
	3.3	Minimum temperature, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20	
	3.4	Maximum temperature, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 ²	
	3.5	Maximum temperature, 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)	-	C3H (std)	
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std)	
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	

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
	6.2	Working environmental conditions	mg/m ³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m ³
	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 Leading Edge Protection.

Flexible Rating Specifications

The SG 6.0-170 is offered with various operational modes that are achieved through the flexible operating capacity of the product, enabling the configuration of an optimal power rating that is best suited for each wind farm. The operating modes are broadly divided into two categories: Application Modes and Noise Reduction System Modes⁴.

Application Modes

Application Modes ensure optimal turbine performance with maximum power rating allowed by the structural and electrical systems of the turbine. There are multiple Application Modes, offering flexibility of different power ratings. All Application Modes are part of the turbine Certificate.

SG 6.0-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating. These new modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 but with decreased rating and improved temperature de-rating than the corresponding Application Mode 0. In addition, the turbine's electrical performance is constant for the full set of application modes, as shown on the table below.

The SG 6.0-170 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC IIIA for 20 year lifetime as well as IEC IIIB for 25 year lifetime. All other Application Modes may be analysed for more demanding site conditions.

Full List of Application Modes

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁵
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.0-170	AM 0	6.2	106	D2075729	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.0-170	AM-1	6.1	106	D2356499	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.0-170	AM-2	6.0	106	D2356509	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	35°C
SG 6.0-170	AM-3	5.9	106	D2356523	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	37°C
SG 6.0-170	AM-4	5.8	106	D2356539	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	38°C
SG 6.0-170	AM-5	5.7	106	D2356376	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	39°C
SG 6.0-170	AM-6	5.6	106	D2356368	D2359593	0.9	[0.95, 1.12] Un	±3% Fn	40°C

⁴ It should be noted that the definition of various modes as described in this chapter is applicable in combination with standard temperature limits and grid capabilities of the turbine. Please refer to High Temperature Power De-rating Specification and Reactive Power Capability Document for more information

⁵ Please refer to "High Temperature Power De-rating Specification" for more details'

Noise Reduction System (NRS) Modes

The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. 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.

Noise control is achieved through the reduction of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls 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. Sound Power Levels correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

The activation of NRS modes depend on the tower type selection. This information can be provided upon request.

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities ⁶
SG 6.0-170	N1	6.00	105.5	D2323420	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N2	5.80	104.5	D2314784	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N3	5.24	103.0	D2314785	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N4	5.12	102.0	D2314786	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N5	4.87	101.0	D2314787	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N6	4.52	100.0	D2314788	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N7	3.60	99.0	D2314789	D2359593	30°C

Control Strategy

The Application Modes are implemented and controlled in the Wind Turbine Controller. The NRS modes are also handled in the SCADA, however it shall also be possible to deploy custom NRS modes from the SCADA to the Wind Turbine Controller.

⁶ Please refer to "High Temperature Power De-rating Specification" for more details'.

Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0

Standard Power Curve, Application Mode AM 0

Air density = 1.225 kg/m³

Validity range:

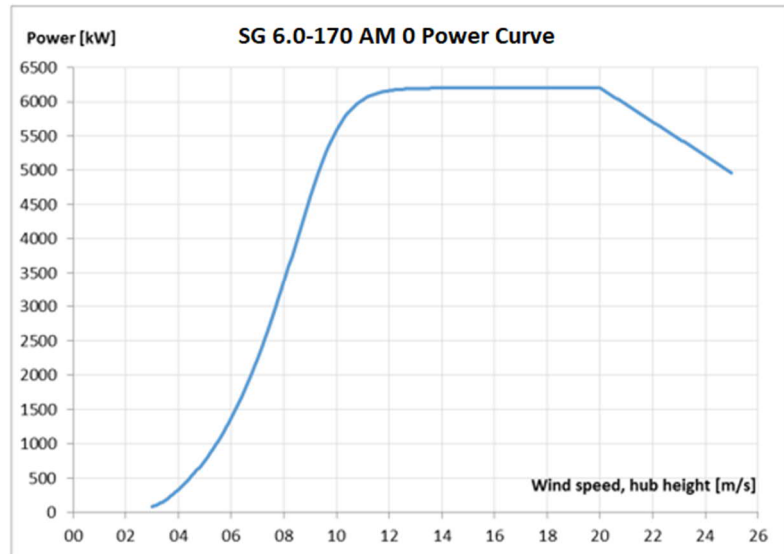
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, 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 = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	758
5.5	1040
6.0	1376
6.5	1771
7.0	2230
7.5	2758
8.0	3351
8.5	3988
9.0	4617
9.5	5166
10.0	5584
10.5	5862
11.0	6028
11.5	6117
12.0	6161
12.5	6183
13.0	6192
13.5	6197
14.0	6199
14.5	6199
15.0	6200
15.5	6200
16.0	6200
16.5	6200
17.0	6200
17.5	6200
18.0	6200
18.5	6200
19.0	6200
19.5	6200
20.0	6200
20.5	6080
21.0	5956
21.5	5832
22.0	5708
22.5	5584
23.0	5460
23.5	5336
24.0	5212
24.5	5088
25.0	4964



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	12624	15003	17272	19392	21337	23092	24653	26018	27192	28185	29009
	2.0	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	2.5	10370	13438	16625	19798	22856	25732	28389	30811	32995	34946	36669

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 Rev 0, AM 0 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, application mode AM 0

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, substantially horizontal, 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:

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

where

F = Rotor force [N]

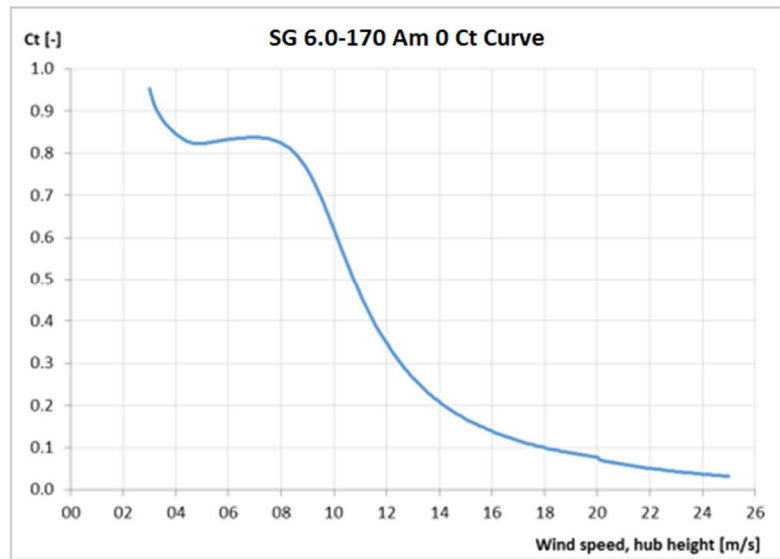
ρ = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.953
3.5	0.880
4.0	0.847
4.5	0.828
5.0	0.824
5.5	0.828
6.0	0.833
6.5	0.836
7.0	0.837
7.5	0.835
8.0	0.825
8.5	0.802
9.0	0.759
9.5	0.696
10.0	0.620
10.5	0.541
11.0	0.466
11.5	0.402
12.0	0.347
12.5	0.303
13.0	0.266
13.5	0.235
14.0	0.209
14.5	0.187
15.0	0.169
15.5	0.153
16.0	0.139
16.5	0.127
17.0	0.117
17.5	0.108
18.0	0.100
18.5	0.093
19.0	0.087
19.5	0.082
20.0	0.077
20.5	0.066
21.0	0.060
21.5	0.055
22.0	0.051
22.5	0.047
23.0	0.043
23.5	0.040
24.0	0.037
24.5	0.034
25.0	0.032



Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0 – Air Density

Standard Power Curve, Application Mode – AM 0

Air density = [1.06, 1.27] 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, substantially horizontal, 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 range = [1.06, 1.27] kg/m³. The power curves do not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Mode AM 0 Power curves [kW]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	758	644	665	686	706	727	748	769	789
5.5	1040	888	916	944	971	999	1027	1054	1082
6.0	1376	1179	1215	1250	1286	1322	1358	1394	1430
6.5	1771	1521	1566	1612	1657	1703	1748	1794	1839
7.0	2230	1919	1976	2032	2089	2146	2202	2259	2315
7.5	2758	2377	2446	2516	2585	2654	2723	2793	2862
8.0	3351	2893	2977	3060	3144	3227	3310	3392	3474
8.5	3988	3455	3553	3652	3749	3846	3941	4035	4127
9.0	4617	4033	4145	4255	4363	4467	4568	4664	4756
9.5	5166	4586	4706	4820	4928	5029	5122	5208	5288
10.0	5584	5074	5191	5296	5390	5475	5549	5616	5675
10.5	5862	5466	5567	5652	5725	5786	5839	5884	5922
11.0	6028	5753	5830	5891	5940	5981	6013	6040	6063
11.5	6117	5944	5997	6036	6067	6090	6109	6124	6136
12.0	6161	6061	6094	6117	6135	6148	6157	6165	6171
12.5	6183	6128	6147	6160	6169	6176	6181	6184	6187
13.0	6192	6164	6174	6181	6186	6189	6191	6193	6194
13.5	6197	6182	6188	6191	6194	6195	6196	6197	6198
14.0	6199	6192	6194	6196	6197	6198	6198	6199	6199
14.5	6199	6196	6197	6198	6199	6199	6199	6199	6200
15.0	6200	6198	6199	6199	6199	6200	6200	6200	6200
15.5	6200	6199	6199	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.5	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080
21.0	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956
21.5	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832
22.0	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708
22.5	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584
23.0	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
23.5	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336
24.0	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
24.5	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088
25.0	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964

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 with a K-factor of 2.0, 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
Density [kg/m³]	1.225	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	1.06	10152	12804	15493	18136	20675	23069	25292	27325	29156	30780	32191
	1.09	10413	13107	15829	18495	21049	23449	25673	27702	29526	31139	32540
	1.12	10667	13401	16151	18838	21403	23808	26030	28054	29871	31474	32862
	1.15	10916	13685	16463	19167	21741	24149	26369	28387	30195	31788	33165
	1.18	11159	13962	16763	19483	22065	24475	26692	28704	30503	32085	33451
	1.21	11397	14231	17055	19788	22376	24787	27000	29005	30795	32367	33722
	1.24	11630	14493	17338	20083	22676	25086	27295	29293	31074	32635	33979
1.27	11859	14750	17613	20368	22966	25375	27580	29570	31341	32893	34225	

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 Rev 0, AM 0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for Weibull parameter K=2.0.

Standard Ct Curve, Application Mode – AM 0

Air density = [1.06 – 1.27] 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, substantially horizontal, 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:

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

where

F = Rotor force [N]

ad = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Mode AM 0 Ct curves [-]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m ³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.802	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
9.0	0.759	0.767	0.767	0.766	0.765	0.763	0.761	0.757	0.753
9.5	0.696	0.716	0.715	0.712	0.709	0.705	0.699	0.693	0.686
10.0	0.620	0.654	0.651	0.646	0.640	0.633	0.625	0.615	0.605
10.5	0.541	0.588	0.582	0.575	0.566	0.556	0.546	0.535	0.524
11.0	0.466	0.521	0.513	0.503	0.493	0.483	0.472	0.461	0.450
11.5	0.402	0.458	0.448	0.438	0.428	0.417	0.407	0.396	0.386
12.0	0.347	0.401	0.391	0.381	0.371	0.361	0.352	0.343	0.334
12.5	0.303	0.351	0.342	0.333	0.324	0.315	0.307	0.299	0.291
13.0	0.266	0.309	0.300	0.292	0.284	0.276	0.269	0.262	0.256
13.5	0.235	0.273	0.265	0.258	0.251	0.244	0.238	0.232	0.226
14.0	0.209	0.243	0.236	0.229	0.223	0.217	0.212	0.207	0.202
14.5	0.187	0.217	0.211	0.205	0.200	0.195	0.190	0.185	0.181
15.0	0.169	0.195	0.190	0.185	0.180	0.175	0.171	0.167	0.163
15.5	0.153	0.176	0.171	0.167	0.163	0.158	0.155	0.151	0.147
16.0	0.139	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134
16.5	0.127	0.146	0.142	0.138	0.135	0.132	0.128	0.125	0.123
17.0	0.117	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113
17.5	0.108	0.124	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.106	0.104
18.0	0.100	0.115	0.112	0.109	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097
18.5	0.093	0.107	0.104	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090
19.0	0.087	0.100	0.097	0.095	0.093	0.090	0.088	0.086	0.084
19.5	0.082	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.0	0.077	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075
20.5	0.066	0.075	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064
21.0	0.060	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058
21.5	0.055	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054
22.0	0.051	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050	0.049
22.5	0.047	0.053	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.046
23.0	0.043	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042
23.5	0.040	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039
24.0	0.037	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036
24.5	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033
25.0	0.032	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031

Standard Acoustic Emission, Rev. 0, Mode AM 0

Typical Sound Power Levels

The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.0 (2012). The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up tp cut-out
AM 0	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW](10 Hz to 10kHz)

Wind speed [m/s]	6	8
AM 0	87.6	93.9

Table 2: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW](10 Hz to 160 Hz)

Low Noise Operations

The lower sound power level is also available and can be achieved by adjusting the turbines controller settings, i.e. an optimization of rpm and pitch. The noise settings are not static and can be applied to optimize the operational output of the turbine. Noise settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location. This functionality is controlled via the SCADA system and is described further in the white paper on Noise Reduction Operations. Furthermore, tailored power curves can be provided which take wind speed into consideration allowing for management of the turbine output power and noise emission level to comply with site specific noise requirements. Tailored power curves are project and turbine specific and will therefore require Siemens Gamesa Siting involvement to provide the optimal solutions. The lower sound power levels may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

Electrical Specifications

Nominal output and grid conditions

Nominal power	6200 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.....	6350 kW @30°C ext. ambient

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

Generator Protection

Insulation class	Stator H/H Rotor H/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 Capabilities Specification

Nominal grid frequency	50 or 60 Hz
Minimum voltage.....	85 % of nominal
Maximum voltage.....	113 % of nominal
Minimum frequency.....	92 % of nominal
Maximum frequency.....	108 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage).	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid	
Terminals (690 V)	82 kA

Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing	10 kW
At stand-by, yawing.....	50 kW

Controller back-up

UPS Controller system.....	Online UPS, Li battery
Back-up time	1 min
Back-up time Scada.....	Depend on configuration

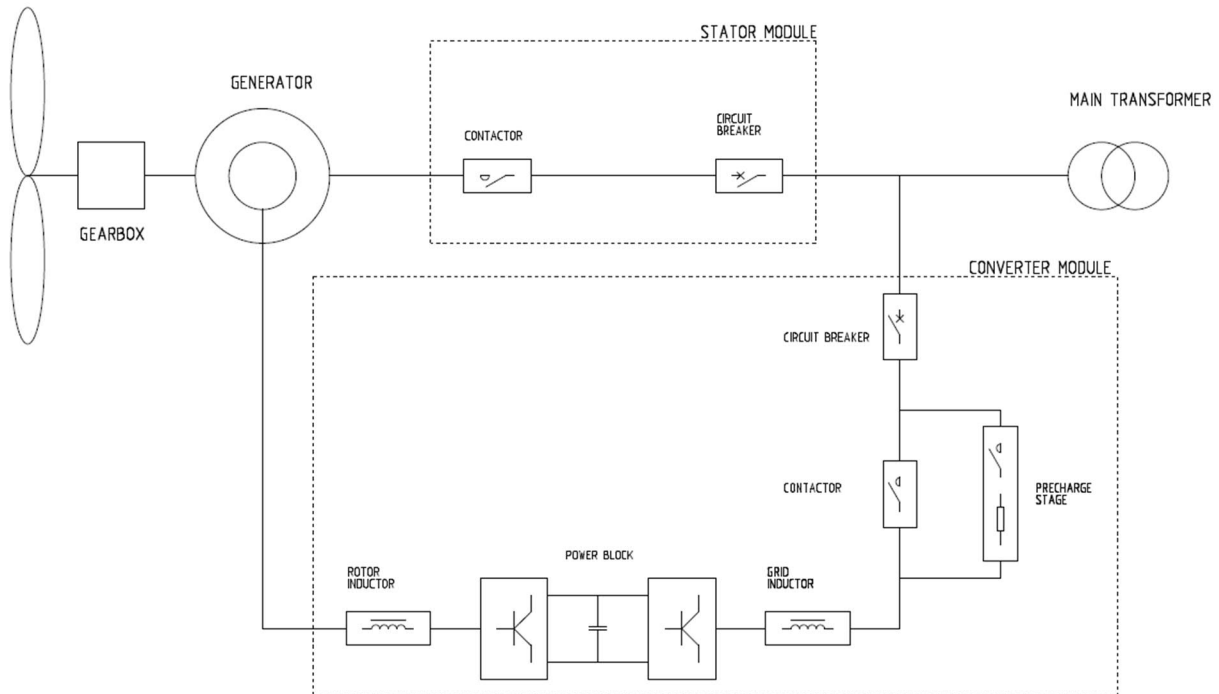
Transformer Specification

Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage.....	690 V
Vector group.....	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

Earthing Specification

Earthing system.....	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2010
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

Simplified Single Line Diagram



Transformer Specifications ECO 30 kV

Transformer

Type	Liquid filled
Max Current.....	7.11 kA + harmonics at nominal voltage $\pm 10\%$
Nominal voltage	30/0.69 kV
Frequency	50 Hz
Impedance voltage	9.5% $\pm 8.3\%$ at ref. 6.5 MVA
Loss ($P_0/P_{k75^\circ C}$)	4.77/84.24 kW
Vector group	Dyn11
Standard.....	IEC 60076 ECO Design Directive

Transformer Cooling

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

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 is connected to earth
------------------	---

Switchgear Specifications

The switchgear will be chosen as factory-assembled, type-tested, and maintenance-free high-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 high 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 protective system shall cause the circuit breaker opening with a dual powered relay (self-power supply + external auxiliary power supply possibility). 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 feeders*; one circuit breaker feeder for the wind turbine transformer also with earthing switch and one or more grid cable feeders** 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.

* Up to four feeders.

** 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. The space in the MV cable compartments of the switchgear allows the installation of two connectors per phase or one connector + surge arrester per phase.

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.

1. Technical Data for Switchgear

Switchgear

Make	TBD
Type	TBD
Rated voltage	20-40,5(Um) kV
Operating voltage	20-40,5(Um) kV
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	Cable riser or line cubicle
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IP65
Internal arc classification IAC:	A FL 20 kA 1s
Pressure relief	Downwards
Standard	IEC 62271
Temperature range	-25°C to +45°C

Grid cable feeder (line cubicle)

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	Local
Coil for external trip	230V AC
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 2 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter) **	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	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

2. Switchgear Configurations

Find onwards the possible optional configuration of each of the parameters determining HV SWITCHGEAR.

The default options of a basic switchgear are highlighted, which are recommended to be used if after requesting the necessary information from the client it is not received:

- **FREQUENCY**
 - Switchgears working Frequency. (50Hz/60Hz)
- **SWITCH GEAR VOLTAGE**
 - Switchgear insulation voltage.
The normalized value shall be immediately greater than 1.1 times the nominal operating voltage of the MT network.
- **CURRENT RATING (In) - [630A]**
 - Switchgears Current Rating.
- **CURRENT SHORT CIRCUIT (Icc) - [20 kA]**
 - Switchgear short circuit current.
 - 25kA as option.
 - It will be the normalized value immediately superior to the maximum short circuit intensity that is given in the short circuit study.
- **SWITCHGEAR TYPE - [Options including 0L cubicles shall be selected in the lack of specific information]**
 - This will indicate the type of switchgear in this wind turbine (0L+1A, 2L+1A, ...).
To determine the type of switchgears that go in each WTG it will be necessary the MV network SLD.
- **CUSTOM CHARACTERISTIC**
 - Space to write anything that it is not indicate in other attribute, for example customer requirements not known until this date.
- **NACELLE ALTITUDE [0-1000m]**
 - WINDFARM vertical distance above sea level.
 - WINDFARMS's AEs contain this data.
 - Bearing in mind this value, select the right range among the available values.
 - This information must be sent to the MV switchgear manufacturer.
- **SWITCHGEAR INTERLOCKS - [KEYS RINGED UP], [IDENTICAL KEYS] for France**
 - This will indicate the type of keys in the switchgear interlocks.
 - KEY RINGED UP → The interlocking between switchgears is done by ringed keys.
 - EXACTLY THE SAME KEYS → There is only one key that opens the interlocked locks, therefore no keys are ringed. (For France or by specific requirement)
- **ISOLATED OR COMPENSATED NEUTRAL SYSTEM - [NO], it could be YES in Northern Europe countries**
 - This will indicate if neutral system is isolated or compensated, or directly grounded.
 - The SLD of the substation must be checked for verification, or directly ask the customer.
 - If YES is selected → the customer's single-phase short-circuit study will be necessary to be able to calculate the settings of functions 59N and 67N.
 - Fulfil the box in which the neutral system is specified (ISOLATED or COMPENSATED)
- **TEMPERATURE SWITCH GEAR - [-25°C>>+40°C]**
 - Temperature range that Switchgear must endure which could be different from Wind turbine's temperature range.
- **CORROSION SWITCHGEAR - [C3]**
 - Switchgears corrosion type which could be different from Wind turbine corrosion type.

- C3 → standard protection.
 - C5M-H/C4H → High corrosion protection.
- **SWITCHGEAR FAULT DETECTOR - [NO]**
 - This will indicate if switchgear has fault detector.
- **SWITCHGEAR KEY EXCHANGE BOX - [NO]**
 - This will indicate if switchgear has key exchange box to interlock the substation switchgears with the header switchgear of each circuit.
 - There has to be as many key exchange boxes as substation line switchgears:
 - 2+2 → When a substation switchgear is connected to a single circuit of the MT network
 - 3+3 → When a substation switchgears is connected to two circuits of the MT network
- **SWITCHGEAR REMOTE PENDANT – [NO]**
 - This will indicate if switchgear has remote control to operate the circuit breaker.
- **SWITCHGEAR MONITORIZATION - [NO]**
 - This will indicate if switchgear has monitorization.
- **SWITCHGEAR MOTORIZATION 1A - [NO]**
 - Indicates if circuit breaker panels have motor and which ones carry it.
 - 1AW → Only those circuit breakers that act as a transformer protection position are motor driven.
 - 1AS → Only those circuit breakers that act as the protection position of a circuit or a complete branch have a motor
 - ALL → All circuit breakers in the switchgear have a motor.
 - If 1AW, 1AS or ALL is configured, the 230 V ac power supply available in the Ground cabinet from the auxiliary transformer of the wind turbine must be requested from the platform.
- **SWITCHGEAR MOTORIZATION 1L - [NO]**
 - Indicates if switch-disconnectors panels have motor and which ones carry it.
 - 1LU → Only those disconnectors that act as the arrival position from the substation or an upstream wind turbine are motorized.
 - 1LD → Only those disconnectors that act as an exit position to a wind turbine located downstream are motorized.
 - ALL → All switchgear disconnectors have motor.
 - If 1LU, 1LD or ALL is configured, the 230 V ac power supply available in the Ground cabinet from the auxiliary transformer of the wind turbine must be requested from the platform.
- **SWITCHGEAR SEQUENTIAL CONNECTION - [NO]**
 - It indicates if it has a sequential connection and if it is carried out by what type of panel it will be carried out:
 - 1L
 - 1A → default option
 - If 1L or 1A is configured, the 230 V ac power supply available in the Ground cabinet from the auxiliary transformer of the wind turbine must be requested from the platform.

Grid Performance Specification, 50 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 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 and Figure 2.

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. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.

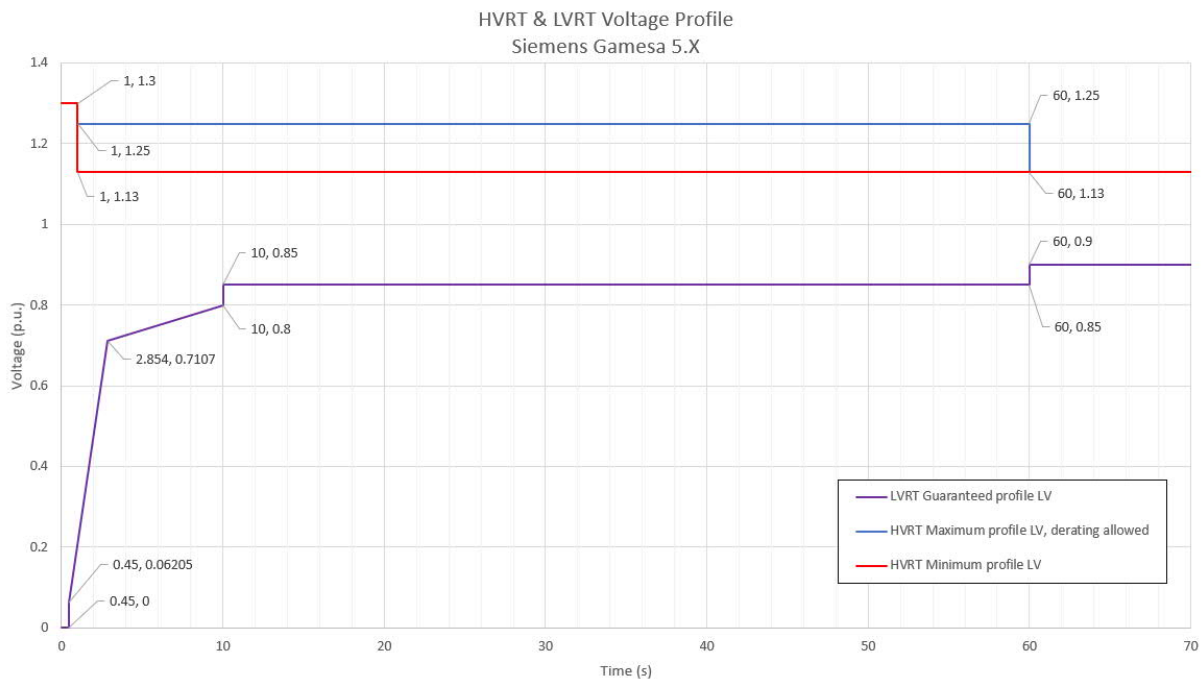


Figure 1. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

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 can operate in the frequency range between 46 Hz and 54 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity): $\pm 3\%$, and transients' events (limited simultaneity): $\pm 8\%$, over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

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 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Beyond $\pm 10\%$ of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

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 two 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

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/voltage reference. Finally, 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 response 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

Grid Performance Specification, 60 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 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 1 and Figure 2.

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. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.

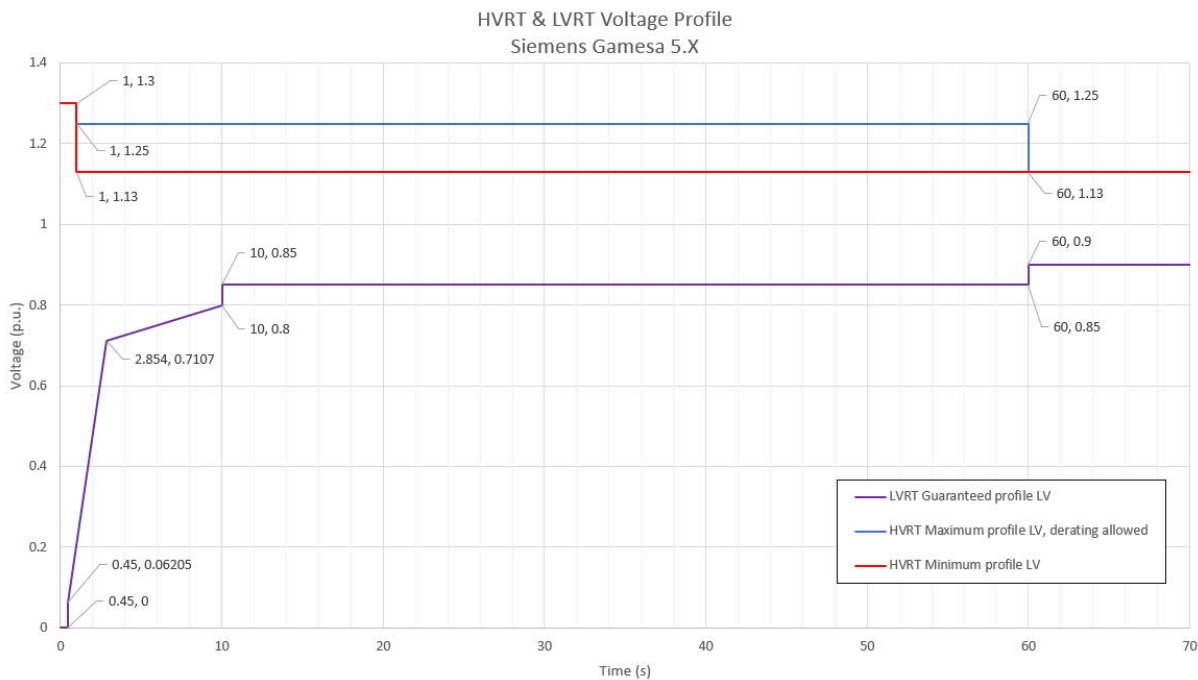


Figure 1. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

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 can operate in the frequency range between 55.2 Hz and 64.8 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity): $\pm 3\%$, and transients' events (limited simultaneity): $\pm 8\%$, over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

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 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Beyond $\pm 10\%$ of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

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 two 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

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/voltage reference. Finally, 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 response 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.

Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz

This document describes the reactive power capability of SG 6.0-170, 50/60 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, grid and Wind Turbine operation conditions.

Between others, the Reactive Power Capability at a given Operating Conditions depends on existing Active Power, internal temperature of Wind Turbine 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, to provide the possibility of maximizing the Capabilities in favorable grid and site conditions.

Reactive Power Capability. Generalities.

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

Figure 1 shows the reactive power capability depending on the generated Active Power at various voltages at the LV terminals, starting by 90% of rated voltage (PQV curves).

Figure 2 shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

All Application Modes (AM) for the same turbine version (SG 6.0-170) secure, at least, the electrical capabilities shown in this document at the specific Active Power Level base values for each variant.

Base Value used for Per Unit calculations is the indicated rated power of each Application Mode (AM).

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

The SCADA can send voltage references to the wind turbine in the range of 92% to 108% (references of 90% to 110% in specific cases). The wind power plant is recommended to be designed to maintain the wind turbine voltage references between 95% and 105% during steady state operation.

The included capability assume that the phase voltages are balanced (unbalance value below the maximum guaranteed, $\leq 5\%$) and that the grid operational frequency is nominal.

Given the uncertainties in determining the overall Wind Turbine operation state variables tolerances, the given Reactive Power Capability is subjected to a tolerance up to $\pm 10\%$.

These figures consider Wind Turbine operation around its expected generator speed for each operation condition (P-n operation curve). Extreme speed excursions caused by specific Wind gusts, up and down from standard value, may cause punctual Reactive Power restrictions due to Generator and Converter limits of voltage and currents. All this is also fully dependent on the Grid conditions of voltage level and external setpoint.

Values of Reactive Power for those operational points in between the shown curves can be calculated by means of linear interpolation.

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.

Operation below 90% of rated voltage

Standard operation at voltages in between 85% to 90% over rated is considered a special situation where both Reactive Power and Active Power may be de-rated depending on operation conditions of the Wind Turbine Generator.

Usually, depending on specific local regulations, Under Voltage Ride Through (UVRT) support happens in voltage values below 90% of rated voltage, so this operation case is not compatible as during UVRT support, Reactive Power is internally controlled depending on demands from applicable Grid Codes of Operation. This is also applicable during OVRT transients.

Specific studies should be executed in order to determine the operation and the possible values to be reached in such special operation cases, where and when required.

Reactive Power / Voltage limiting function

When Wind Turbine operation is close to voltage limits (under-voltage and over-voltage grid protection configured values), a specific Reactive Power / Voltage limiting function acts causing a so-called *Voltage Saturation*. The intention of this algorithm is to avoid a self-trip due to activation of over or under-voltage protections caused by Reactive Power operation of the turbine.

In the maximum configurable values of the voltage protection parameters (permanent operation, 85% and 113%):

- In case of under-voltage, the negative Reactive Power (Inductive, under-excited) is linearly limited from *No_Limit* to 0, in the voltage range 90% to 85%.
 - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the minimum of the 3 phase voltages.
- In case of over-voltage, the positive Reactive Power (Capacitive, over-excited) is linearly limited from *No_Limit* to 0, in the voltage range 112% to 113%.
 - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the maximum of the 3 phase voltages.

All these levels are possible to be set by parameters, depending on necessities, local requirements and as results of stability studies.

Reactive Power capabilities and curves shown in this document are generated having configured the next saturation values (values by default). This can be observed in figure 2. QV diagram.

- Under-Voltage saturation: 91% to 90% of rated voltage.
- Over-Voltage saturation: 112% to 113% of rated voltage.

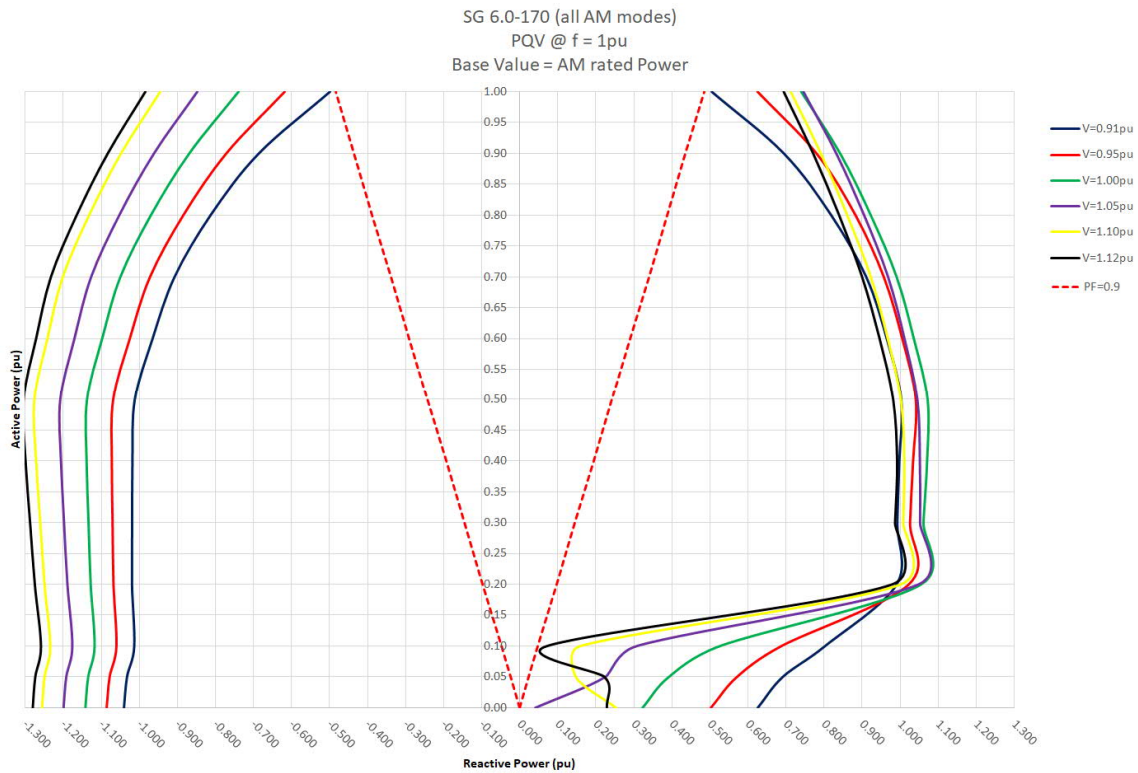


Figure 1: Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

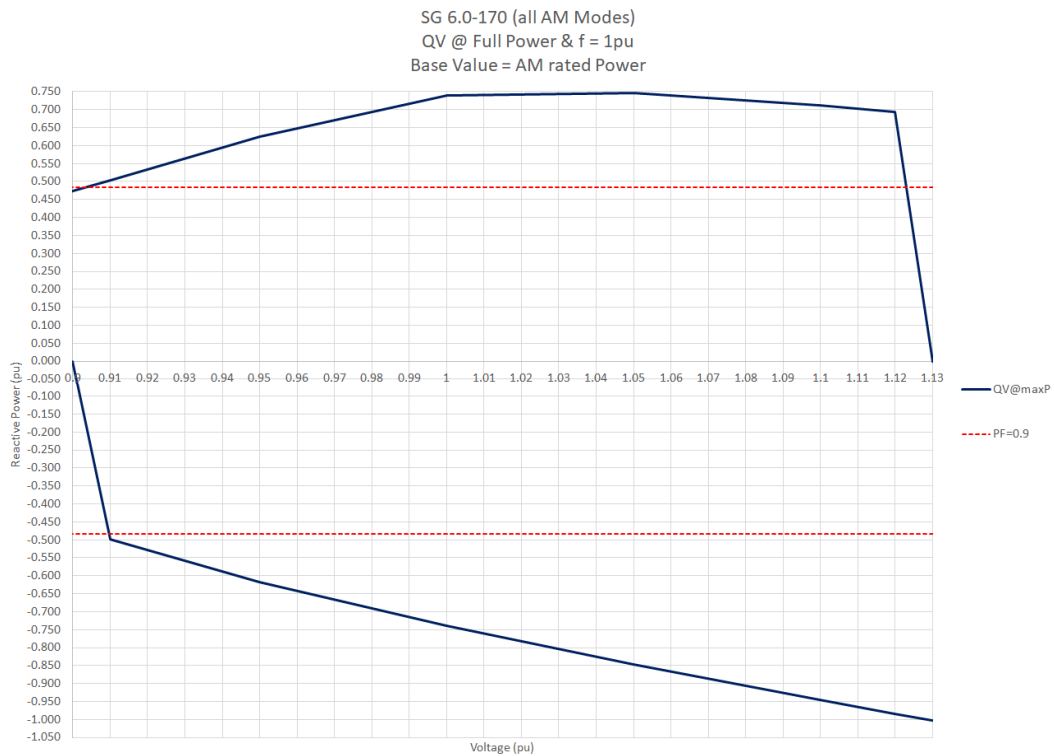


Figure 2: Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

		Voltage (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0.656	0.625	0.504	0.324	0.042	0.253	0.228	0
	0.05	0.720	0.691	0.572	0.393	0.225	0.147	0.222	0
	0.1	0.830	0.802	0.688	0.526	0.307	0.158	0.070	0
	0.2	0.982	0.990	1.023	1.055	1.048	1.000	0.978	0
	0.3	0.983	0.992	1.026	1.061	1.052	1.007	0.986	0
	0.4	0.988	0.997	1.034	1.071	1.052	1.011	0.992	0
	0.5	0.993	1.002	1.041	1.072	1.045	1.001	0.981	0
	0.6	0.954	0.964	1.006	1.036	1.012	0.967	0.946	0
	0.7	0.899	0.910	0.957	0.991	0.968	0.922	0.900	0
	0.8	0.802	0.818	0.883	0.923	0.905	0.861	0.839	0
	0.9	0.672	0.694	0.781	0.842	0.832	0.791	0.771	0
1.0	0.474	0.504	0.626	0.740	0.746	0.712	0.693	0	

Table 1: Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
Capacitive / Over-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

		Voltage (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0	-1.039	-1.085	-1.142	-1.199	-1.257	-1.280	-1.291
	0.05	0	-1.032	-1.077	-1.135	-1.192	-1.250	-1.273	-1.285
	0.1	0	-1.013	-1.060	-1.118	-1.176	-1.235	-1.258	-1.270
	0.2	0	-1.018	-1.067	-1.129	-1.189	-1.250	-1.274	-1.286
	0.3	0	-1.018	-1.070	-1.134	-1.198	-1.261	-1.287	-1.299
	0.4	0	-1.017	-1.072	-1.139	-1.206	-1.272	-1.299	-1.312
	0.5	0	-1.011	-1.068	-1.138	-1.208	-1.277	-1.304	-1.317
	0.6	0	-0.964	-1.024	-1.098	-1.171	-1.243	-1.271	-1.285
	0.7	0	-0.907	-0.971	-1.050	-1.127	-1.202	-1.232	-1.247
	0.8	0	-0.812	-0.884	-0.970	-1.053	-1.133	-1.165	-1.180
	0.9	0	-0.685	-0.771	-0.869	-0.962	-1.049	-1.083	-1.100
1.0	0	-0.499	-0.618	-0.740	-0.848	-0.946	-0.984	-1.003	

Table 2: Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
Inductive / Under-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

* Case of Wind turbine operating with very low wind, but with generator connected to the grid.

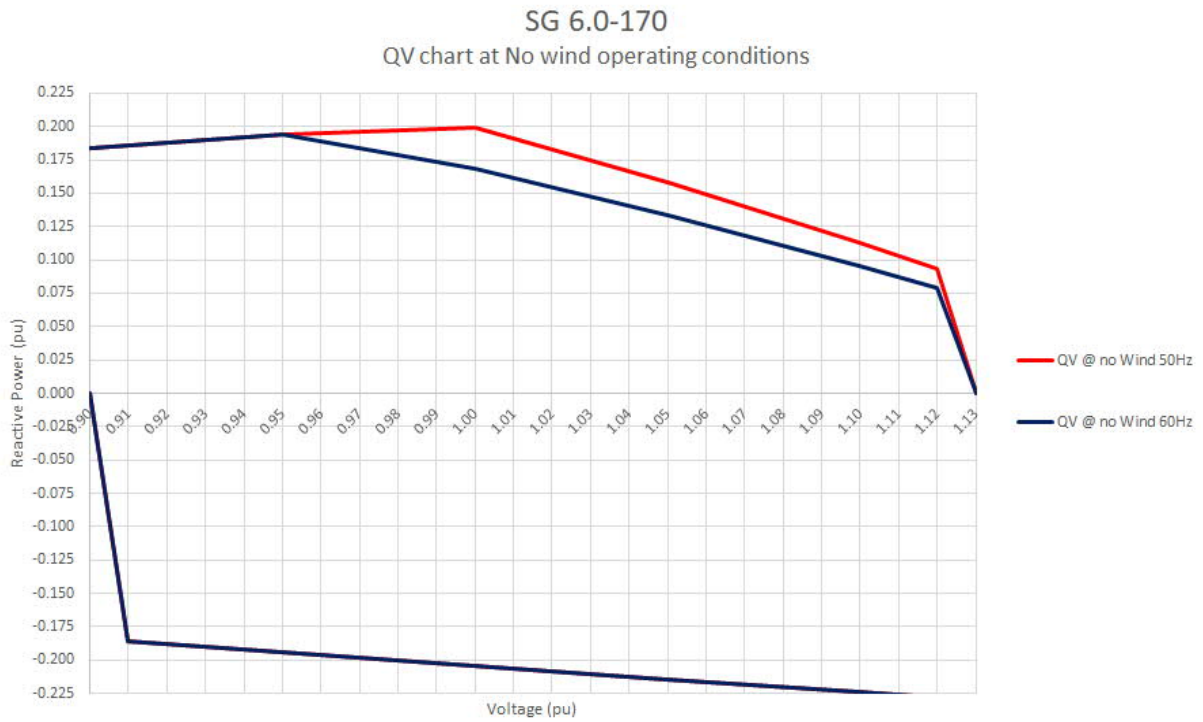


Figure 3: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

SG 6.0-170 50Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0.90	0.183	0
0.91	0.185	-0.185
0.95	0.194	-0.194
1.00	0.199	-0.204
1.05	0.158	-0.214
1.10	0.113	-0.224
1.12	0.093	-0.228
1.13	0	-0.230

SG 6.0-170 60Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0.90	0.183	0
0.91	0.185	-0.185
0.95	0.194	-0.194
1.00	0.168	-0.204
1.05	0.134	-0.214
1.10	0.096	-0.224
1.12	0.079	-0.228
1.13	0	-0.230

Table 3: Reactive Power Capability values (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

SCADA, System Description

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 secured tunnel over the 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 usernames and passwords, and the administrator can assign a user level to each username for added security.
- Email function can be configured for fast alarm response for both turbine and substation alarms.
Configuration can also support alarm notification via SMS service.
- Interface to power plant control functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation, e.g. MW / Voltage / Frequency / Ramp rate.
- Interface for integration of substation equipment for monitoring and control.
- Interface for monitoring of Reactive compensation equipment, control of this equipment is achieved via the SGRE power plant controller
- Integrated support for environmental control such as noise, shadow/flicker, bat/wildlife and ice.
- Capabilities for monitoring hybrid power plant equipment such as Battery Energy Storage Systems (BESS) and Photo Voltaic (PV) systems. Control of such equipment is achieved via the SGRE power plant controller.
- 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 secure compatible interfaces (OPC UA / IEC 60870-5-104) for online data access.
- Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request
- Access to historical - scientific and optional high resolution data via Restfull API.
- 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 (SICS). The SICS can operate the turbine independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

Data recorded at the turbine is stored at the SICS. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the SICS and transferred to the SCADA server when possible.

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 typically carried out by the Employer. If specifically agreed the division of responsibility for the communication network can be changed.

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 and Wind Farm Controller

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

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

The grid measuring station and the Wind Farm Control interfaces to the SGRE SCADA servers and turbines are via a LAN network.

The Wind Farm Control 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 Wind Farm Control and grid measuring station 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 OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported. Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request

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 via a RESTfull API.

The SGRE SCADA software can also serve as user interface to the Wind Farm Control 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

INTRODUCTION AND SCOPE

This document lists codes and standards according to which turbines are designed, manufactured and tested. The scope of this document is limited to the Siemens Gamesa 5.X platform.

CODES AND STANDARDS

SGRE Onshore geared turbines are designed, manufactured, and tested to SGRE's technical drawings, procedures, and processes that are generally in compliance with the applicable sections of the codes and standards listed herein. This list of codes and standards for design, manufacturing, and testing forms a part of the design basis documentation. The edition of the codes and standards is the version used for the certification process which is conducted by an external certifying body.

GENERAL

- IEC-RE Operational Document: OD-501, Type and Component Certification Scheme*
 - *IEC-RE is the substitute of IEC 61400-22:2010 Ed.1, Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification.
- *IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines – Part 1: Design requirements*
- *IEC 61400-11:2012 + AMD1:2018, Wind turbine generator systems Part 11: Acoustic noise measurement techniques*
- *IEC 61400-12-1:2017, Ed.1, Wind Turbine Generator Systems Part 12: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*
- *IEC 61400-13: 2015 Wind Turbine Generator Systems - Part 13: Measurement of Mechanical Loads*
- *IEC 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*
- *EN 10025-1:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 1: General technical delivery conditions*
- *EN 10025-2:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels*
- *EN 10025-3:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 3: Technical delivery conditions for normalized/normalized rolled weldable fine grain structural steels*
- *EN 10029:2010, Hot rolled steel plates 3 mm thick or above - Tolerances on dimensions, shape and mass*
- *EN 10083:2006, Quenched and tempered steels - Part 1: Technical delivery conditions for special steels (Main shaft)*
- *EN 1563:2012, Founding - Spheroidal graphite cast irons*
- *EN 1993-1-8:2005/AC:2009: Eurocode 3: Design of steel structures Part 1-8: Joints*
- *EN 1999-1-1-2008 Design of aluminum structures – part 1-1: General structural rules*
- *ISO 16281:2008 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings*
- *ISO 16281:2008 / Cor. 1:2009 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings*
- *ISO 281:2007 Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life - Life modification factor aDIN and calculation of the modified rating life*
- *ISO 76:2006 Rolling bearings - Static load ratings*
- *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*

- *VDI 2230 Blatt 1, 2016, Systematic calculation of highly stressed bolted joints - Joints with one cylindrical bolt*
- *ISO 4413:2011 Hydraulic fluid power -- General rules and safety requirements for systems and their components*
- *DIN 51524-3_1990 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements*
- *ISO 16889:2008 Hydraulic fluid power -- Filters -- Multi-pass method for evaluating filtration performance of a filter element*
- *UNE-EN 14359:2008+A1:2011: Gas-loaded accumulators for fluid power applications.*
- *PED 2014/68/EU Pressure Equipment Directive*

- *DNV-DS-J102:2010 Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines*
- *DNVGL-ST-0126:2016 Support structures for wind turbines*

- *DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015*
- *DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.*

GEARBOX

- *IEC 61400-4:2012 Wind turbines -- Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes*

ELECTRICAL

- *IEC 61400-21:2008 Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*
- *IEC 61400-24 Ed. 1.0 (2010) Wind turbines - Part 24: Lightning protection.*
- *IEC 60076-16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications*

- *EN 60204-1:2006 (+correct 2010) Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements*
- *EN 61000-6-2:2005 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments.*
- *EN 61000-6-4:2007 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.*
- *EN 61439-1:2014 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. General rules*
- *EN 61439-2:2011 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. Power switchgear and control gear assemblies*

- *Low Voltage Directive 2014/35/EU*
- *EMC Directive 2014/30/EU*

QUALITY

- *ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements*

PERSONAL SAFETY

- 2006/42/EC Machinery Directive
- EN 50308:2004, Wind turbines – Protective measures – Requirements for design, operation and maintenance.
- OSHA 2005 Requirements for clearances at doorways, hatches, and caged.
 - OSHA's Subpart D Walking-Working Surfaces Section 1910.27v
- ISO12100:2011 Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction
- ISO 13849-1:2015 – Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 1: General principles for design
- ISO 13849-2:2013 - Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 2: Validation

CORROSION

- *ISO 12944-1:2017, Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 1: General introduction (class C3 to C4)*

Other Performance Features

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offers the following optional performance features for the 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 Wind Derated operational mode

In the case of SG 6.0-170 high wind derated mode, it is enabled as it can be observed on the different power curves included in this document. The power production is limited once wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power. This functionality extends the range of operation in high wind conditions limiting turbine loads dependent of maximum operational wind speed, providing more predictable energy output, minimizing production losses, and improving grid stability by reducing the risk of simultaneous power cut outs.

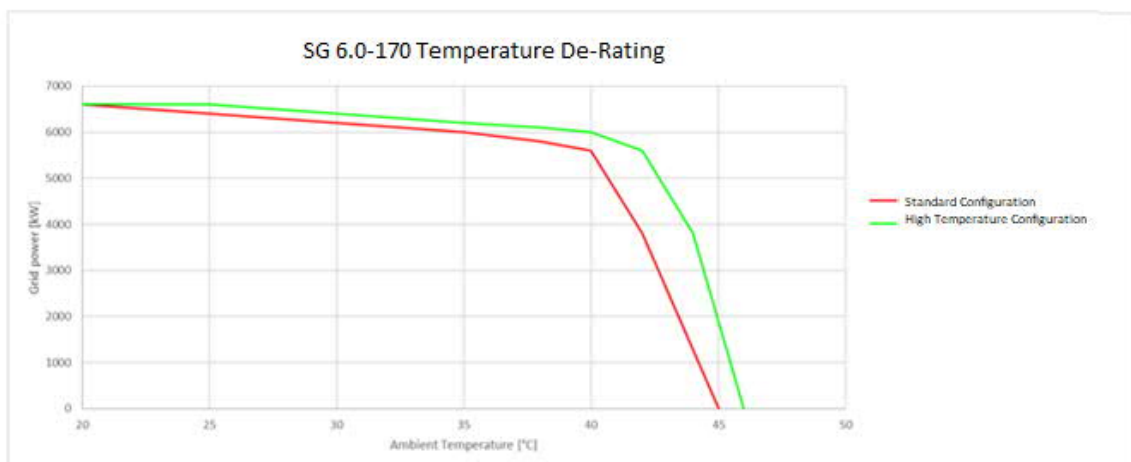
High Temperature Ride Through (also known as Temperature De-Rating)

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.

High temperature kit could be included in case operating range needs to be extended.

The control system, considering the defined turbine type and altitude above sea level, will dynamically adjust the maximum allowed power as a function of the ambient temperature.



Ice Detection System

Ice Detection System (Default)

The default ice detection method is an integrated part of the Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) wind turbine controller. It is a software solution that can be used to detect ice on the turbine blades by comparing actual performance data to the turbine nominal power curve. The actual performance is based on 10 minutes average data. If the actual performance is below the low power ice detection power curve, then under certain conditions it is reasonable to assume that the low power production is caused by ice build-up on the blades. This method of ice detection is only available when the turbine is operating.

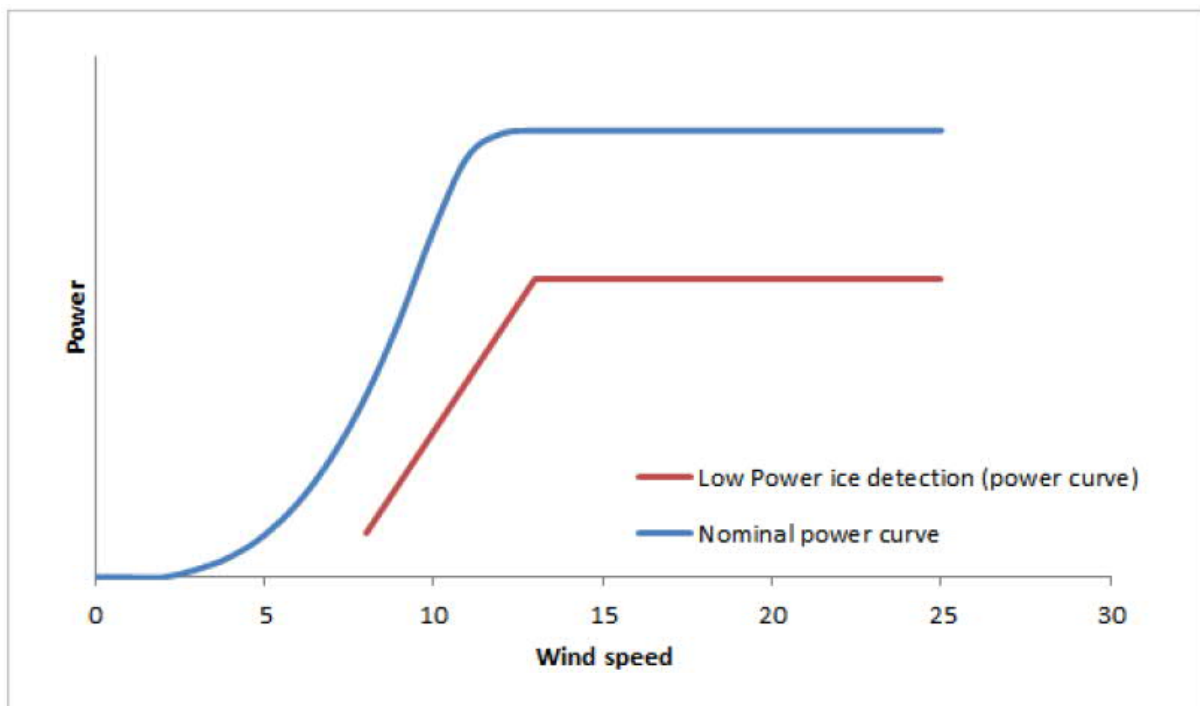


Figure 1: Illustrative comparison of the low power ice detection power curve and the nominal power curve.

Ice Detection Sensors

Nacelle Based Ice Detection Sensor (Optional)

The nacelle ice detection sensor is an optional system intended for installation on wind turbines located in areas where ice can build up on the turbine. The purpose of the ice detector system is to provide the turbine controller information about potential risk for ice on the turbine. The ice detection system can detect in-cloud icing as well as freezing rain. Depending on requirements, when ice is detected an ice alarm can initiate a turbine stop. This may be followed by a de-icing sequence (if de-icing is installed), or yaw to a predefined position until it is deemed safe to restart.

Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

Improved Ice Detection (Optional)

An improved ice detection function is an optional safety system, which is primarily used on sites exposed to icy conditions, where ice built on the rotor blades is possible. The system will provide information to the wind turbine controller about the potential risk of ice on the rotor blades. The algorithm is based on an ice probability calculation evaluating performance, temperature, humidity (additional sensor), wind speed and ice sensor (additional sensor). Depending on the site requirements the alarm may cause a turbine stop, a visual and/or acoustic warning on site (optional) and/or – if installed – the rotor blade de-icing is activated. The alarm is active until the site conditions are back to a regular state.

Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

Blade-Based Ice Detection (Optional)

An additional option is to install blade-based ice detection system set, in order to trigger the Ice Operation. Such system includes a set of sensors (accelerometers) on each blade, plus a central monitoring unit. The ice detection is performed by analysis of blade eigenfrequencies with respect to ice accumulation. Therefore, the system shall need a calibration prior to enter into service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. A minimum wind speed of 2 m/s is required. There is no minimum rotation per minute (rpm) required. However, no evaluation is possible during idling since there is usually not enough excitation due to low wind speed.

Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

System Architecture

The system consists of the following parts:

- Sensors including control and evaluation units (Optional)
- Interface to the SGRE wind turbine controller
- Alarm communication to the SGRE SCADA system
- Installation and maintenance according to the valid contract clauses

Integration in SCADA System

SCADA interface for Ice Detection system enables the following:

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of turbines
- Enable or disable automatic restart of turbines
- Group turbines for auto stop and auto restart. The SCADA system recommends to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Default ice parameters are set in SCADA interface. Depending on requirements, default ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface.

- **Ice Restart Delay:** Turbines which are stopped due to ice is restarted only if ice is not reported during the ice restart delay in seconds configured by the user.
- **Ice Stop Delay:** Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbines for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- **Ambient Temperature Duration:** Duration in seconds when Ice Ambient Temperature configured by the user remains or exceeds, to restart the turbines which are stopped due to ice.
- **Ambient Temperature Threshold:** The minimum temperature in Celsius configured by the user which sets a condition to restart turbines stopped due to ice formation on blades. The ambient temperature must exceed the Ice Ambient temperature configured by the user for duration in seconds as specified in Ambient Temperature duration. Setting of ice ambient temperature and Ambient temperature duration prevents turbines from rapidly switching between ice start and ice stop operations.
- **Activation Time:** The Ice Control Start time and Ice Control End time configured by the user in the interface defines the activation time. Turbines are stopped due to ice when current time falls within the time range configured in Ice Control Start Time and Ice Control End time. When the current time falls outside the range specified in Ice Control Start Time and Ice Control End time, the turbines are restarted. SCADA system recommends setting time ranges such that turbines can be stopped during the day and started at night.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. It is the sole responsibility of the owner of the turbine(s) to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine(s). The Owner must always ensure that the operation of the turbine(s) comply with any restriction applicable to the turbine(s), irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa Renewable Energy accepts no responsibility for any violation of requirements.