



GRE CODE
GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.013.00

PAGE
 1 di/of 45

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

**IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI
 60 MW WIND + 30 MW BESS
 COMUNI DI MESAGNE E TORRE SANTA
 SUSANNA (BR)**

**RISCONTRO NOTA MITE
 prot.2256 del 05.04.2022**

RICHIESTA INTEGRAZIONI

File: GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.013.00

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	16.06.2022	EMISSIONE – Integrazione a seguito richiesta prot.2256 del 05.04.2022 del MITE	A. MARTUCCI	V.DAMICO	A. SERGI

GRE VALIDATION

COLLABORATORS		F.LENCI	M.BASTIANELLI
		VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO TORRE SANTA SUSANNA	GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.013.00																		
	GROUP	FUNCIÓN	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION							
	GRE	EEC	R	7	3	I	T	W	1	5	6	7	6	0	0	0	1	3	0

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



GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.013.00

PAGE 2 di/of 45

INDICE

1. PREMESSA	3
2. RISCONTRO RICHIESTE MITE	3
3. RISCONTRO RICHIESTE MIC.....	40
4. ALLEGATI.....	41

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 05.04.2022 prot.13065-P, richiamata dalla medesima nota del MITE, indicando specificatamente i punti elenco utilizzati nelle due richieste.

2. RISCANTRO RICHIESTE MITE

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

1.1	Il progetto sito nella Regione Puglia, prevede la realizzazione di un impianto eolico di potenza 60,0 MW, costituito nel suo complesso da 10 aerogeneratori con potenza nominale pari a 6,0 MW ciascuno, integrato da un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di potenza pari a 30 MW. Si situa nell'area compresa tra i comuni di Mesagne, Torre Santa Susanna e Latiano tutti in provincia di Brindisi. La nuova stazione elettrica e l'area di accumulo si situano nel comune di Latiano. Al fine di poter effettuare i necessari approfondimenti in merito alla soluzione progettuale proposta, si richiede di:
-----	---

1.1.a	<i>integrare la Valutazione Risorsa Eolica e Analisi di Producibilità fornendo una misura dell'incertezza della stima del vento e, quindi, della producibilità. In particolare quantificare la perdita per l'effetto scia nell'interazione tra turbina WTG-01 e WTG-03;</i>
-------	---

Nelle seguenti tabelle si riporta quanto richiesto:

General Project Information	
Project Power (MW)	60.0
Manufacturer	Siemens Gamesa
WTG Type	SG170
IEC WT Class	S
Turbine Power (MW)	6.00
Hub Height (m)	135.0
Rotor Diameter (m)	170.0
Number of Units	10
Net AEP P50 (MWh/year)	151324
Net AEP P50 (FLH)	2 522
Net AEP P50 (CF)	28.8%

Uncertainty Calculations		
Uncertainty of Wind Speed	% Wind Speed	% AEP
Anemometer measurements	1.6%	-

Uncertainty Calculations

Period and Availability	4.1%	-
Long Term correlation	1.3%	-
Long Term reference wind speed	1.5%	-
MCP recovery	0.0%	-
Vertical profile	0.7%	-
Wind Flow model limitations	4.5%	-
Future Wind Speed (25 years)	1.2%	-
TOTAL	6.75%	13.85%
Uncertainty of AEP		% AEP
Wind speed distribution	-	0.0%
Atmospheric density	-	1.0%
Wakes model limitations	-	1.6%
Power Curve	-	7.0%
TOTAL	-	7.2%
Sensitivity (%AEP vs WS)		2.05
Overall Uncertainty on AEP		
TOTAL Uncertainty (25 years)		15.63%

25 Year AEP Probability of Exceedence

P-value	MWh/year	NCF	FLH
90%	121008	23.0%	2017
50%	151324	28.8%	2522

La stima è stata fatta utilizzando la torre di Erchie Nord, installata da EGP di recente, che continua ad acquisire dati. È inoltre prevista una campagna anemometrica integrativa per minimizzare l'incertezza dell'analisi.

Le perdite per effetto scia causate dalla sola WTG-01 sulla WTG-03 sono pari al 5.4%, mentre le perdite per effetto scia causate dalla sola WTG-03 sulla WTG-01 sono pari a 1.3%.

Si tratta di valori assolutamente ragionevoli in un'orografia pianeggiante come quella dell'impianto oggetto di analisi, vista anche la distanza di 8 diametri tra le due turbine lungo la direzione prevalente. Tali valori sono comunque inferiori alla perdita per effetto scia media dell'intero impianto, pari al 5.6%.

1.1. b

1.1.b fornire la scheda tecnica completa degli aerogeneratori scelti, anche in lingua comunitaria;

Come dettagliato nei documenti di progetto, gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di Torre Santa Susanna 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.35796.00.009.00), della valutazione di impatto acustico (doc. GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.012.00), del calcolo della gittata (doc. GRE.EEC.R.73.IT.W.35796.00.010.00) e dello Shadow Flickering (doc. GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.007.00) è stato considerato un aerogeneratore tipo Siemens Gamesa SG 6.0 – 170. Si riporta come Allegato 1 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 in lingua inglese.

1.1. c

presentare un'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, ivi inclusa la mappa delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016. 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 smi 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 3 e relativi sottoparagrafi 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 4.1.1 del SIA).

Nello specifico delle aree percorse dal fuoco la Regione Puglia non dispone di un catasto, a cura dei singoli comuni, consultabile pubblicamente e riportante le aree percorse dal fuoco, come invece previsto dalla Legge 353/2000.

Come riportato al paragrafo 2.3.4 del SIA, la cartografia del Piano Faunistico Venatorio vigente (2018-2023) riporta le perimetrazioni delle aree percorse dal fuoco nell'intervallo degli anni 2009-2016. La verifica circa l'interessamento dell'impianto e delle opere connesse con aree percorse dal fuoco è stata svolta consultando tale cartografia aggiornata al 2016.

Per gli anni successivi occorre il riscontro del comune, depositario del catasto delle aree percorse dal fuoco, ai sensi della LR 353/2000. A tal fine la società proponente ha fatto specifica istanza ai Comuni di Torre Santa Susanna, di Mesagne e di Latiano, interessati dal progetto.

Alla data dell'emissione delle integrazioni (16/06/2022) è stato ricevuto il riscontro per il solo Comune di Mesagne, mentre si è ancora in attesa di ricevere riscontro da parte degli altri due comuni.

Per quanto riguarda il Comune di Mesagne non si rilevano interferenze tra le opere di progetto e le aree percorse dal fuoco successivamente all'anno 2016.

Si allegano le istanze fatte ai Comuni tramite PEC (Identificativo messaggio: F55D3285.015E5513.1E48DDEA.2DA5F681.posta-certificata@legalmail.it per il Comune di Torre Santa Susanna e Identificativo messaggio: F55D3285.015E5536.1E48EAAB.2DA5F681.posta-certificata@legalmail.it per il Comune di Latiano) e la risposta del Comune di Mesagne (Allegati 2)

Inoltre, ai fini della verifica delle aree percorse dal fuoco si è tenuto presente anche il Bene Paesaggistico "Boschi" del PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale), nella sua estensione alla data di redazione dello studio in quanto. Infatti, come precisato all'art. 58 delle NTA del Piano, le perimetrazioni dei boschi (art. 142, c.1 lett.i D.Lgs. 42/2004) "Consistono nei territori coperti da foreste, da boschi e da macchie, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e in quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del D.lgs. 18 maggio 2001, n. 227¹, e delimitati nelle tavole della sezione 6.2.1"

1.1.d	<i>trasmettere, se presente, la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) attuale per la connessione alla RTN dell'impianto di generazione, benestariata da TERNA e formalmente accettata dal proponente.</i>
-------	--

La documentazione sulla STMG è contenuta nell'Allegato 3

2	La Stazione di accumulo
----------	--------------------------------

2.1	<i>In merito alla stazione di accumulo con parco batterie modulare in containers (BESS), si richiede di:</i>
-----	--

2.1.a	<i>integrare il quadro conoscitivo relativo alla soluzione tecnologica adottata per l'impianto di accumulo. Effettuare un'analisi comparativa delle tipologie di batterie attualmente disponibili: litio-ioni, a circolazione di elettrolita, con elettrolita acquoso (piombo acido, nichel/cadmio, nichel/metal idruro), ad alta temperatura (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel). La soluzione adottata dovrà essere individuata a seguito dell'analisi dei contenuti della tabella comparativa sopra richiamata, con particolare riferimento al tempo di vita, ai cicli di carica/scarica, alla manutenzione, ai costi di installazione e di esercizio. Dettagliare altresì le procedure che saranno necessarie all'atto della dismissione degli accumulatori, al termine del ciclo di vita. Si richiede inoltre di rappresentare lo schema di esercizio del BESS (accumulo e rilascio dell'energia, regolazione del flusso per renderlo più costante possibile);</i>
-------	--

Enel Green Power effettua costantemente un'attenta analisi delle tecnologie di accumulo applicabili alle reti elettriche sia per applicazioni "standalone" che in abbinamento con impianti rinnovabili. Queste valutazioni considerano principalmente i seguenti criteri:

- prestazioni tecniche ed affidabilità della tecnologia,
- Sicurezza e sostenibilità,
- Costo complessivo della soluzione completa in termini di CAPEX ed OPEX.

¹ Il D.Lgs. 227/2001 è stato abrogato e sostituito dal D.Lgs. 34/2018 che tuttavia ha conservato la definizione di area boscata

Le batterie agli ioni di litio per il progetto in fase di valutazione sono ad oggi la tecnologia dominante di accumulo elettrochimico per le applicazioni considerate. Sono caratterizzate da ottime prestazioni in termini di energia, potenza specifica, altissimo rendimento energetico, vita attesa molto lunga e un basso impatto ambientale se comparate ad altre tecnologie elettrochimiche. L'alto livello prestazionale combinato ad una struttura elettromeccanica altamente modulare, rendono questo tipo di batterie utilizzabili in un ampio spettro di applicazioni. In aggiunta, sebbene sia una tecnologia relativamente giovane, il forte impulso dato dal settore automobilistico ha permesso di raggiungere ad oggi una forte affidabilità sia in termini tecnici che di approvvigionamento.

Tecnologie con elettrolita acquoso (piombo acido, nichel/cadmio, nichel/metal idruro) presentano livelli di efficienza e velocità di scarica non compatibili alle funzionalità previste. Inoltre, il generale impatto ambientale della tecnologia risulta sensibilmente più alto.

Tecnologie ad alta temperatura presentano anch'esse livelli di efficienza e velocità di scarica non compatibili alle funzionalità previste.

Tecnologie a circolazione di elettrolita presentano ad oggi un livello di maturità tecnologica non ancora compatibile con le applicazioni previste per il progetto considerato ed inoltre la bassa efficienza attualmente raggiungibile ne penalizza fortemente l'adozione.

A supporto di quanto esposto, si rimanda ad una recente pubblicazione tecnico-scientifica di settore:

A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration - Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 159, May 2022, 112213

2.1.b	<i>presentare la scheda tecnica completa della stazione di accumulo scelta. Nel caso fosse il risultato di assemblaggio di più componenti (containers, parco batterie ecc.), presentare le schede tecniche dei singoli elementi in cui si articola il singolo container e delle ulteriori parti a comune dell'impianto (aree o impianti a servizio);</i>
-------	--

Ai soli fini della determinazione delle caratteristiche generali del sistema di accumulo proposto e dimensionato per l'impianto eolico in oggetto si riportano come Allegato 4 i datasheet di:

- Container Batterie - CATL 20-foot Container -Liquid Cooling Battery System
- Inverter - Power Electronics FREEMAQ PCSK
- Trasformatore - ABB.

I componenti del sistema di accumulo che verranno installati nel nuovo impianto saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato al momento della costruzione. La potenza nominale dell'impianto prevista sarà pari a massimo 30 MW. Il tipo e

la taglia esatta dei vari equipment saranno comunque individuati in fase di acquisto delle macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

2.1.c	<i>descrivere l'area d'impianto che ospiterà i containers evidenziando le parti impermeabilizzate in CIS, le parti in misto stabilizzato in asfalto ecc.. Indicare anche le opere di canalizzazione delle acque superficiali e/o contenimento e/o trattamento di cadute accidentali di liquidi inquinanti (es. acidi batterie o liquidi batterie, residui di estinguenti in caso di emergenze, ecc);</i>
-------	--

Vedasi risposta al punto 2.1.g

2.1.d	<i>presentare i principali layout della stazione d'accumulo con riferimento ad esempio: alla collocazione dei containers, ai sottoservizi (rete raccolto acque meteoriche ecc.), collegamento alla stazione RTN, ecc;</i>
-------	---

Il layout del sistema di accumulo è rappresentato nei documenti GRE.EEC.D.11.IT.W.35796.00.075.00, già parte del pacchetto documentale presentato in fase di istanza VIA.

2.1.e	<i>evidenziare le principali opere di mitigazione relative alla stazione di accumulo anche in funzione della riduzione del suo impatto visivo nel paesaggio;</i>
-------	--

In considerazione della vocazione agricola del territorio in cui sarà ubicato il progetto, caratterizzata dalla coltivazione dell'olivo, dell'emergenza Xylella che la Puglia sta subendo e che coinvolge nello specifico anche tutte le aree interessate dal progetto (cfr. GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.022.00 Relazione Essenze allegata al progetto) si ritiene di mitigare sia l'impatto visivo che la sottrazione di suolo agricolo delle opere relative alla stazione di accumulo mediante l'inserimento di una fascia di vegetazione perimetrale, lungo la recinzione dell'area BESS, consistente in olivi della cultivar "Favolosa" FS-17, risultante resistente alla Xylella. Si prevede la realizzazione di un filare con messa a dimora di un esemplare ogni 2,5 metri.

Per ulteriori dettagli si rimanda al report fotografico prodotto come elaborato integrativo, contenente la fotosimulazione dell'area con la mitigazione vegetazionale: GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.009.00 - REPORT FOTOGRAFICO BESS con fotoinserti-MITE punto 2.1.f

2.1.f	<i>presentare un report fotografico sull'area ove verrà installata la stazione di accumulo e produrre più foto inserimenti della stessa anche da punti di vista ravvicinati, con o senza eventuali mitigazioni di idonee specie arboree;</i>
-------	--

È stato prodotto l'elaborato: "GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.009.00 - Report fotografico BESS con fotoinserti - MITE punto 2.1.f"

Sono stati scelti 4 punti di vista distribuiti uniformemente intorno al perimetro dell'area BESS e ubicati nelle vicinanze di aree tutelate dal PPTR e 4 punti di vista ravvicinati. Da ognuno di questi 8 punti è stata elaborata una fotosimulazione senza e con la vegetazione perimetrale.

Il report fotografico ante operam contiene, oltre alle foto scattate dagli 8 punti precedentemente descritti, anche altre 4 foto riprese dal centro dell'area BESS in direzione dei 4 punti cardinali.

2.1.g	<i>individuare le soluzioni atte a contenere eventuali rilasci su suolo o sottosuolo di inquinanti e/o estinguenti in caso di anomalie di funzionamento e/o incidenti, anche in considerazione del bacino endoreico che l'area BESS lambisce;</i>
-------	---

Come evidenziato nella bozza di planimetria in Figura 1 ogni isola comprende i container che contengono le batterie, ognuno dei quali è fondato su una piattaforma di cls impermeabile contornata da un'area cordolata impermeabile, le apparecchiature elettriche (PCS, TR, etc), anch'esse posizionate su un basamento in cls, e i trasformatori sono dotati di vasca in acciaio che raccoglie eventuali percolamenti di olio.

Normalmente l'acqua meteorica viene convogliata da questa vasca, dopo essere stata disoleata da una cartuccia filtrante, per essere scaricata al suolo o nel sistema di convogliamento delle acque meteoriche delle strade.

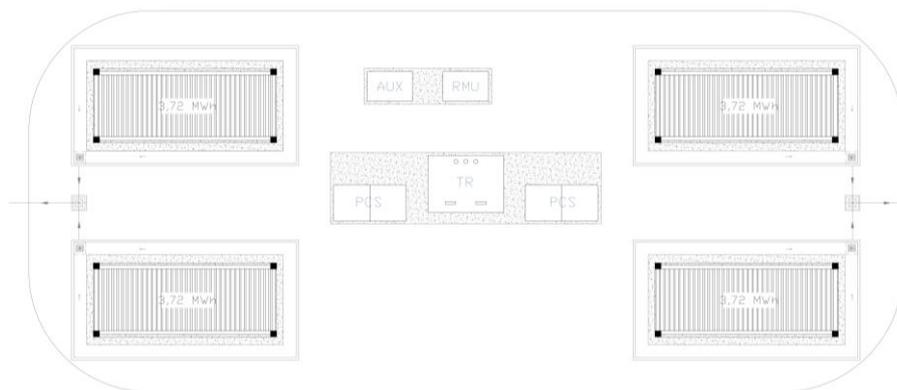


Figura 1: planimetria BESS

In caso di incendio, al fine di evitare l'inquinamento atmosferico, il sistema di spegnimento che risulta essere migliore è quello ad acqua. Pertanto, all'esterno di ogni singola isola sarà presente una manichetta per l'allaccio dei vigili del fuoco. In caso di evento incendiario i vigili inonderanno il container e l'acqua per colamento scorrerà riempiendo l'area cordolata impermeabilizzata sopra la quale sono posizionati i container. Una valvola eviterà che l'acqua in questo caso percorra il percorso normalmente previsto per le acque meteoriche.

L'acqua di spegnimento sarà convogliata tramite delle canalizzazioni prima verso un pozzetto

poi verso una vasca di 40 MC normalmente vuota. In caso di incendio questa vasca verrà riempita dall'acqua di spegnimento e successivamente sarà svuotata tramite aspirazione da un'autobotte.

2.1.h	<i>indicare se l'impianto di accumulo è attività soggetta al Certificato di Prevenzione Incendi e per quali categorie, ai sensi del D.P.R. 1 agosto 2011 n. 151 smi.;</i>
-------	---

L'impianto di accumulo è attività soggetta al Certificato di Prevenzione Incendi. Tuttavia le BESS come batterie non hanno un codice di appartenenza specifico nel DPR 151/2011. Ad oggi ogni comando VV.F lo ha attribuito ai seguenti codici: codice 48.2.C (Centrali termoelettriche) o al codice 48.1.B (Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili superiori ad 1 mc).

2.1.i	<i>indicare eventuali rischi connessi ad emissioni di vapori in atmosfera da batterie, sia in caso di esercizio che di emergenza, effettuarne una stima ed indicare i diversi accorgimenti e soluzioni impiantistiche atti alla mitigazione di detto rischio;</i>
-------	---

Le batterie durante il normale funzionamento di esercizio non presentano emissioni di vapori. Con riferimento alle condizioni di malfunzionamento ed emergenza, l'analisi quali-quantitativa delle relative emissioni in atmosfera è allo studio con i maggiori costruttori di batterie, sarà priorità di Enel condividerne i risultati appena disponibili.

2.1.l	<i>integrare l'analisi tecnica ed economica della vita utile dell'impianto descrivendo il decadimento tecnico temporale del sistema di accumulo (BESS), e se del caso, dettagliare tecnicamente e economicamente l'impatto della sua eventuale sostituzione durante il periodo di durata utile di vita dell'impianto.</i>
-------	---

In merito alla richiesta di integrazione del decadimento tecnico del sistema di accumulo (BESS), si fornisce una curva standard di una batteria agli ioni di litio. Si precisa che essendo il fornitore di batterie non ancora selezionato, la relativa curva di decadimento potrebbe subire delle modifiche. In merito all'eventuale sostituzione, al momento non è prevista una sua sostituzione durante il periodo di vita utile. Sarà premura del proponente fornire eventuali aggiornamenti ove fosse prevista una sostituzione durante la vita utile.

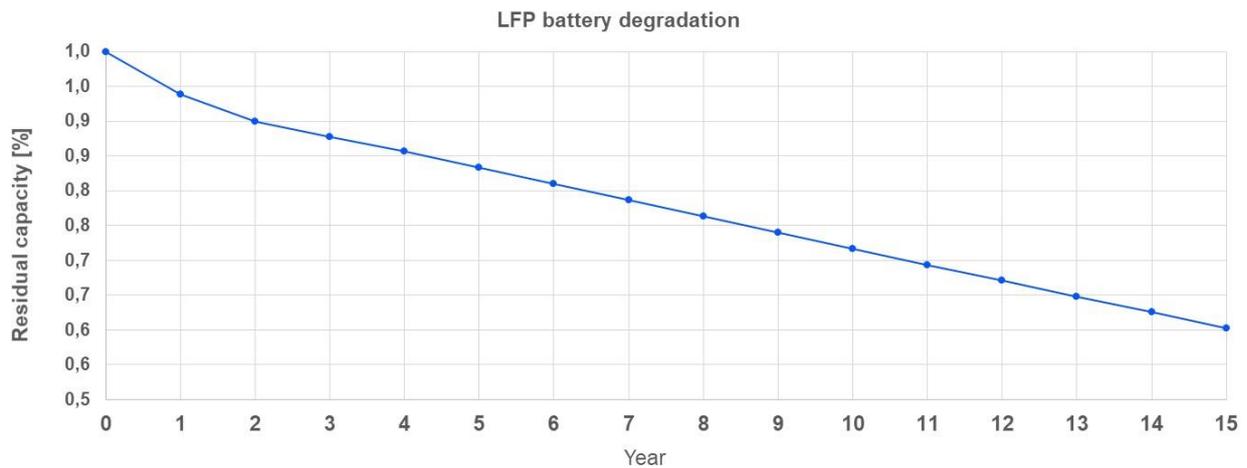


Figura 3: Decadimento tecnico del sistema di accumulo (BESS)

3	Impatti Cumulativi Interferenze e Alternative Progettuali
3.1	<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 di:</i>
3.1.a	<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>

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 20 km (come da indicazioni della DD 162/2014 circa la valutazione cumulativa dell'impatto visivo), 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.35796.00.045.00

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 entro gli 11 km dall'area di progetto (definizione di area contermini ai sensi del DM 10.092010), che gli impianti eolici appartenenti al dominio di cui alla DD 162/2014 e quindi entro i 20 km, nonché gli altri impianti fotovoltaici entro i 2 km dall'area di progetto.

Pertanto, risulta essere stata considerata un'area di valutazione del cumulo di gran lunga più estesa rispetto all'indicazione fornita dalla Nota del Mite.

Per quanto riguarda la valutazione dell'impatto cumulativo con gli altri impianti eolici individuati entro un'area massima di 20 km (cfr. elaborato GRE.EEC.D.26.IT.W.35796.00.045.00), rientra in particolare l'impianto eolico indicato con sigla "E/150/07" in stato "Autorizzato".

Tale impianto, previsto nel territorio del Comune di Torre Santa Susanna, in Località Pezzaviva-Canali e ricadente entro area buffer di 3 km dagli aerogeneratori di progetto, risulta autorizzato con Determinazione n. 768 del 18.06.2008 del Dirigente del Settore Industria Energetica della Regione Puglia pubblicata su BUR n.114 del 17.07.2008, con potenza complessiva di 59,4 MW per n.ro 36 aerogeneratori; ma tuttavia non è realizzato.

Risulta altresì che, con successiva Determinazione n.106 del 10.05.2010 del Dirigente del Servizio Energia, Reti e Infrastrutture Materiali per lo Sviluppo, pubblicata su BUR n.36 del 13.03.2014, la Regione Puglia ha autorizzato la scissione della D.D. n.768/2008, con il rilascio di Autorizzazione Unica alla costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza totale di 42,9 MW per n.26 aerogeneratori da realizzarsi in Località Pezzaviva di Torre Santa Susanna.

Risulta infine che, con Determinazione n.17 del 04.03.2014 del Dirigente del Servizio Energie Rinnovabili, Reti ed Efficienza Energetica, pubblicata su BUR n.36 del 13.03.2014, la Regione Puglia ha dichiarato la decadenza dell'Autorizzazione Unica di cui alla D.D. n.768 del 18.06.2008 e alla D.D. n.106 del 10.05.2010.

Pertanto, tale impianto non è stato considerato nella valutazione dell'impatto cumulativo.

In considerazione di quanto precedentemente riportato gli elaborati depositati in fase di istanza di VIA ai fini della valutazione dell'impatto cumulativo e nel seguito elencati:

GRE.EEC.D.26.IT.W.35796.00.047.00 CARTA DELLA VISIBILITA' GLOBALE DEL PARCO EOLICO - ZVI,

GRE.EEC.D.26.IT.W.35796.00.048.00 CARTA DELLA VISIBILITA' GLOBALE DEL PARCO EOLICO - ZVI - CUMULATIVO,

GRE.EEC.D.26.IT.W.35796.00.049.00 FOTOINSERIMENTI VISUALE PANORAMICA, non necessitano di essere integrati.

3.1.b	<i>Valutare, tra le alternative progettuali, anche una diversa posizione degli aerogeneratori del gruppo WTG-01, WTG-02 e WTG-03 in funzione di quanto sopra descritto al punto 1.1.a e anche in funzione della riduzione di producibilità per effetto dell'ombra delle tre torri sull'impianto fotovoltaico che si colloca tra di essi;</i>
-------	--

Come richiesto, sono state valutate le delocalizzazioni delle macchine WTG-TS01, WTG-TS02 e WTG-TS03. Si riportano nel seguito le considerazioni risultanti.

Innanzitutto la valutazione di un'alternativa viene considerata al di fuori delle aree vincolate e tutelate dagli strumenti di pianificazione territoriale, ambientale e paesaggistica verificati nel SIA al paragrafo 2.3 "CONFORMITÀ RISPETTO A NORMATIVA, VINCOLI E TUTELE", nonché in aggiunta a quanto già analizzato al paragrafo 4.1.4 "Alternative di progetto: studio del layout e individuazione della migliore alternativa", cui si rimanda per gli approfondimenti del caso.

Per quanto riguarda la WTG-01 non si è in grado di individuare una posizione alternativa poiché nel layout di progetto attuale essa si trova a 500m di distanza (sia verso est che verso ovest) da dei recettori sensibili per il rumore, in quanto trattasi di fabbricati con categoria catastale A/7: Abitazioni in villini (Figura 5). Uno spostamento verso nord invece andrebbe a compromettere un uliveto (Figura 5). In ogni caso l'impatto delle WTG TS01, TS02 e TS03 sull'impianto fotovoltaico è da definirsi trascurabile. Considerando infatti l'analisi dell'ombreggiamento intermittente (GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.007.00), l'impianto risulta

impattato per una piccola porzione (spigolo nordest), per un massimo di 30 ore. La forma dell'ombra definisce tale impatto limitato ai mesi invernali e per le ultime ore di sole della giornata, condizioni nelle quali l'impianto fotovoltaico ha già di per se una produzione quasi nulla.

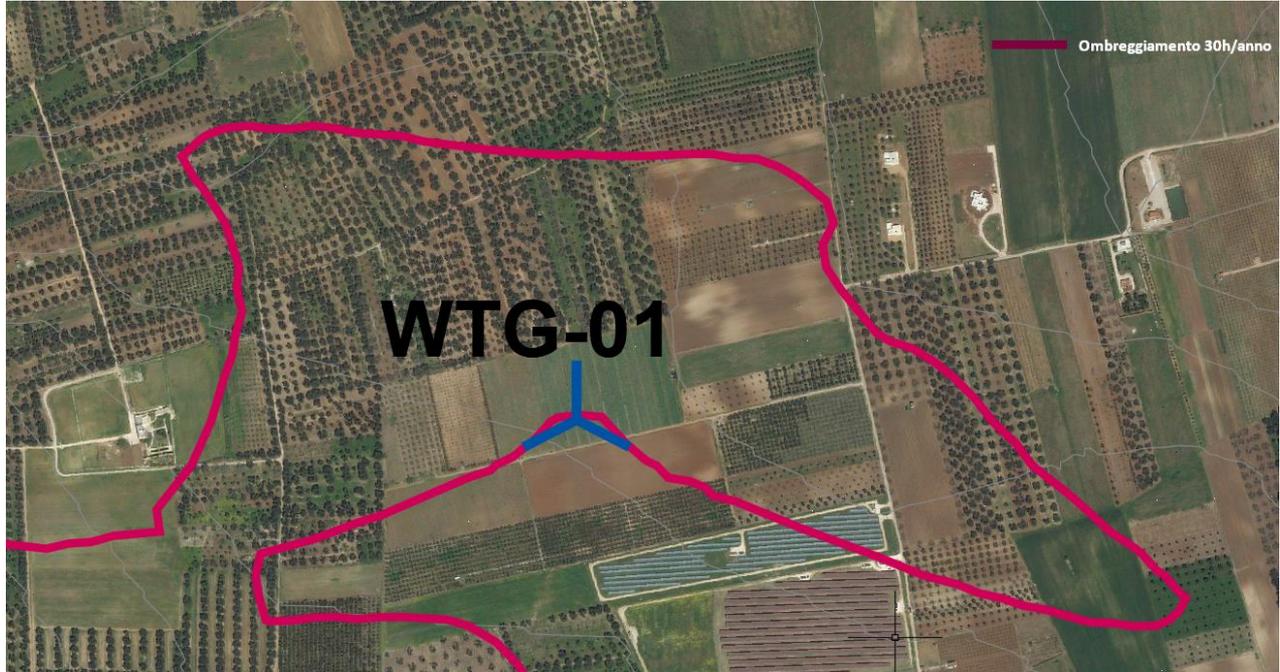


Figura 4: Isolinea di ombreggiamento 30h/anno rispetto all'impianto PV esistente



Figura 5: individuazione di ricettori con categoria catastale A entro circa 800 m alla WTG TS01, di impianto FV a sud e di oliveto a nord

Per quanto riguarda la WTG TS02, attualmente ubicata in area adibita a seminativo (cfr. GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.022.00 Relazione Essenze), si potrebbe optare per uno

spostamento verso Ovest, in quanto unica direzione verso cui si limitano le interferenze con l'impianto fotovoltaico e le altre turbine di progetto. Tuttavia, tale spostamento comporterebbe l'interessamento di uliveti o campi coltivati (Figura 6) oltreché l'avvicinamento a diversi recettori, anche se catastalmente aventi categoria differente da abitazione.



Figura 6: individuazione di impianto FV e di uliveti rispetto alla WTG TS02



Figura 7: individuazione dei recettori ad Ovest, più prossimi alla WTG TS02

Si rappresenta pertanto, un possibile layout alternativo con lo spostamento della sola WTG TS03.

Oltre alle alternative localizzative della attuale WTG TS03 (ex WTG TS04) analizzate nel SIA al paragrafo 4.1.4 a partire da pagina 198, si riporta un'ulteriore valutazione della localizzazione dell'aerogeneratore rispetto al layout proposto (Figura 8), esterna ad aree vincolate.

Si rappresentano gli aspetti favorevoli e quelli negativi rispetto alla posizione alternativa considerata (segnaposto giallo in Figura 8)

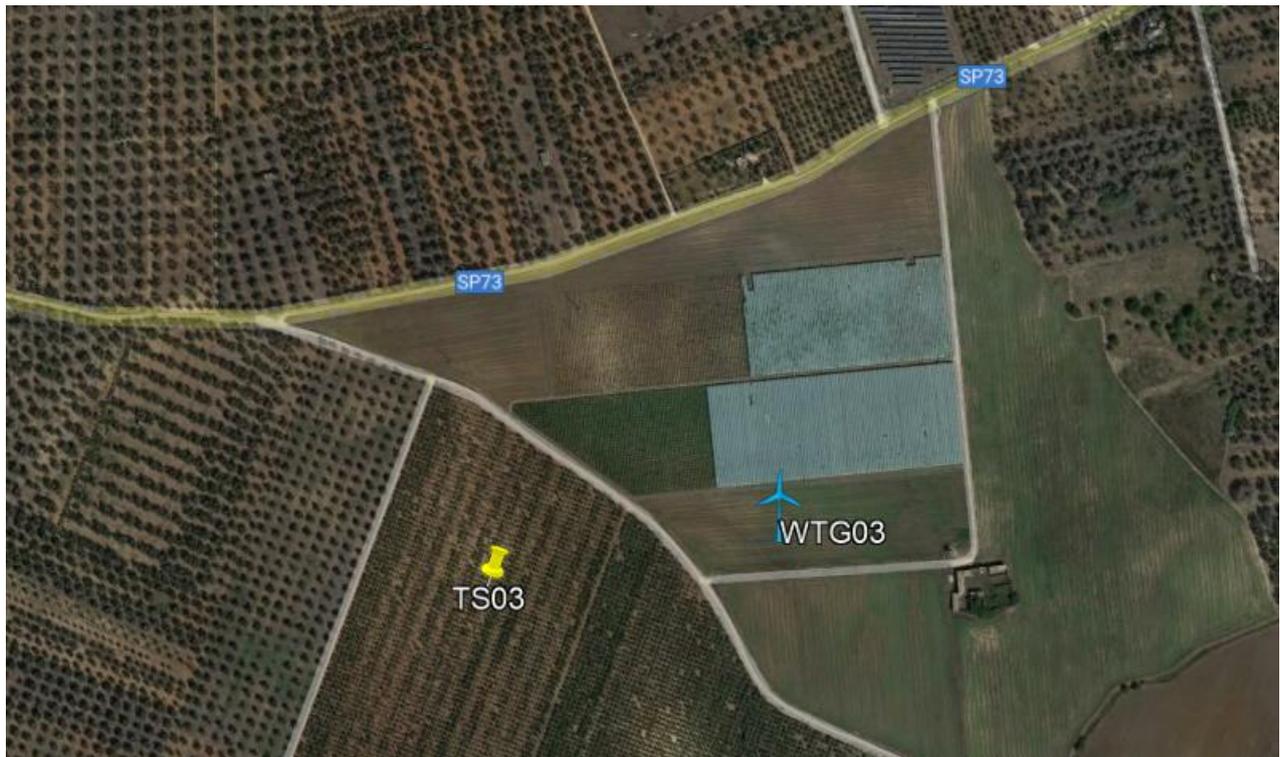


Figura 8: individuazione della posizione di progetto proposto (segnaposto azzurro) della WTG TS03 e dell'alternativa valutata (segnaposto giallo)

Upsides	Downsides
<p>Ridotta perdita per effetto scia della WTG-01 sulla WTG-03 che passa dal 5.4% al 3.1%.</p>	<p>Aumentano sia le perdite per effetto scia causate dalla WTG-03 sulla WTG-01 sia le perdite per effetto scia causate dalla WTG-02 sulla WTG-03. Le perdite per effetto scia complessive (causate da tutte le altre turbine) sulla WTG-03 peggiorano passando dal 9.6% al 10.1%. Il contributo più importante è dato dalla scia causata dalla WTG-02 e non più dalla WTG-01. Inoltre la perdita per effetto scia media dell'intero impianto aumenta, passando dal 5.6% al 6.25%.</p>
<p>Impatto leggermente minore per quanto riguarda l'ombreggiamento della WTG 03 sull'impianto fotovoltaico, la distanza passa da 420m (segnaposto azzurro in Figura 8) a 640m (segnaposto giallo in Figura 8)</p>	<p>Aumento della distanza da viabilità esistente rispetto alla WTG 03 proposta in progetto. Pertanto l'accesso alla nuova posizione comporta la necessità di compromettere maggiormente il territorio per la realizzazione della piazzola che interferisce interamente con un campo coltivato.</p>

8).

Visto l'impatto maggiore dei downsides, piuttosto che con tale alternativa si è deciso di proseguire con la soluzione presentata, in quanto risultante la migliore tra tutte quelle valutate.

3.2	<i>Integrare i "Fotoinserimenti Visuale Panoramica" con nuove foto con formato più simile alla percezione del paesaggio da parte dell'uomo (angolo visuale non superiore a 60°), eventualmente le viste dei coni visuali in segmenti più piccoli con punto focale centrato sulla posizione degli aerogeneratori in progetto.</i>
-----	--

È stato prodotto l'elaborato grafico integrativo: GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.010.00 "Fotoinserimenti impianto eolico - integrazione - MITE punto 3.2", in cui sono state inserite le fotosimulazioni prodotte secondo le indicazioni richieste. In particolare nelle "fotosimulazioni con indicazioni", l'etichetta "centro" indica il punto centrale dell'impianto di progetto.

4	Fauna, Avifauna e Chiroterri
4.1	<i>Sebbene la letteratura specialistica non si sia espressa con studi sufficienti a provare la certezza assoluta dell'impatto conseguente all'effetto barriera sulle popolazioni delle specie avifaunistiche interferite, tuttavia l'impatto non può essere escluso, proprio per effetto dell'aumento delle distanze di volo, del maggiore dispendio di energia durante l'attività trofica, del possibile effetto di disorientamento. In base al principio di precauzione è opportuno, pertanto, considerare anche il contributo di questa componente alla valutazione complessiva.</i>
4.2	<i>Nonostante questo gruppo utilizzi sistemi di ecolocalizzazione a ultrasuoni, in particolare per l'attività di predazione, è ampiamente comprovato che possa essere vittima di collisione. In particolare lo sono in misura rilevante alcuni sottogruppi, quali alcune specie dei generi Pipistrellus, Eptesicus, Vespertilio, Nyctalus, Miniopterus, tutti presenti in Italia. Ne è riprova che sono stati definiti sistemi di mitigazione di questo impatto, quali i Bat Preventer, e lo spegnimento automatico delle pale per velocità del vento inferiori a 7 m/s, alle quali si sono verificate più frequenti collisioni. Occorre quindi tenere conto di questo impatto potenziale: approfondirlo rilevando e monitorando le specie presenti e definendo le opportune misure di prevenzione, tra le quali, tra le altre, anche l'esclusione della vegetazione arborea nelle piazzole degli aerogeneratori, che potrebbe essere utilizzata come Roost per la Chiroterrofauna.</i>

È stato integrato il documento GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.019.01_STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE SULLE COMPONENTI DELLA BIODIVERSITÀ. In particolare, al paragrafo 8.2.2 sono stati inseriti con carattere di colore blu gli ulteriori contributi relativamente all'effetto barriera e alla valutazione dell'impatto potenziale sui chiroterri. Le considerazioni aggiuntive e gli ulteriori approfondimenti svolti sull'impatto sull'avifauna e sulla chiroterrofauna conducono a confermare la proposta originaria della società proponente di un monitoraggio ante operam di un anno e post operam di due anni.

5	Territorio - Paesaggio - Vegetazione ed Ecosistemi
----------	---

5.1	<i>Con specifico riferimento all'impatto complessivo del Progetto sul suolo:</i>
5.1.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.73.IT.W.15676.00.011.00 - Superfici di suolo interessate dall'impianto - MITE punto 5.1.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.35796.00.027.00 - RELAZIONE DELLA DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO LUOGHI".

Per quanto attiene agli interventi di compensazione, si rimanda al punto 7.1.a).

5.1.b	<i>censire il numero e la posizione degli alberi infetti da Xylella fastidiosa che verranno rimossi definitivamente, compresa la trasmissione dello strato informativo puntuale in formato SHP di ESRI;</i>
-------	---

Come riportato nell'elaborato "GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.022.00 RELAZIONE ESSENZE DI PREGIO", nell'area di sito vi è la presenza ormai diffusa di numerosi esemplari di olivo che presentano rilevanti disseccamenti della chioma, sintomi tipici riconducibili alle infezioni da Xylella fastidiosa. In particolare, l'analisi dettagliata ha condotto a rilevare che tutti gli olivi interferenti con le opere presentano diffusi disseccamenti da Xylella fastidiosa.

Pertanto, tutte le superfici di progetto interessate da uliveti vanno conseguentemente considerate nel conteggio degli esemplari affetti da Xylella Fastidiosa che saranno rimossi per la realizzazione delle opere proposte.

Nella seguente tabella si riporta il dettaglio areale degli uliveti e, nei casi in cui è stata possibile la rilevazione singola, degli esemplari di olivo affetti da Xylella, interferenti con le opere di progetto.

Con la dicitura "opera" si intendono tutte le attività progettuali (viabilità di accesso, piazzole, cavidotti, ecc.) che interferiscono con aree olivetate.

OPERA	ULIVETO (m ²)	ULIVI SINGOLI (N. PIANTE)
WTG01	0	0
WTG02	741	0
WTG03	0	0
WTG04	4731	5
WTG05	0	0
WTG06	8264	0
WTG07	8268	0
WTG08	79	0
WTG09	408	0
WTG10	5849	0
Area futura stazione elettrica	34132	14
Area SSU	530	2
Area BESS	0	8
Area stoccaggio	0	2
Viabilità	7022	2

Tabella 1: dettaglio ulivi infetti da Xylella interferente con il progetto

La medesima sintesi riportata in Tabella 1 è contenuta negli shape file allegati alle integrazioni (Allegato 5: "Alberi_Xylella").

5.2	<i>fornire uno studio (anche su base bibliografica) dell'impatto indiretto del proposto parco eolico sugli aspetti di Biosicurezza correlati alla diffusione della Xylella fastidiosa che consideri l'effetto della turbolenza e delle variazioni diurne e notturne di temperatura al suolo a valle del parco sul ciclo vitale e sulla mobilità degli insetti vettori (in particolare Philaenus spumarius) e quindi, indirettamente, sulla diffusione del patogeno.</i>
-----	---

Il sito web della regione Puglia: <http://www.emergenzaxylella.it/> permette la visualizzazione delle delimitazioni delle zone infette, differenziate in zone infette vere e proprie, zona ex di contenimento, zona di contenimento e zona cuscinetto, nonché l'individuazione delle zone infette mediante le Determinazioni Dirigenziali che si sono succedute dal 2014 al 2019.

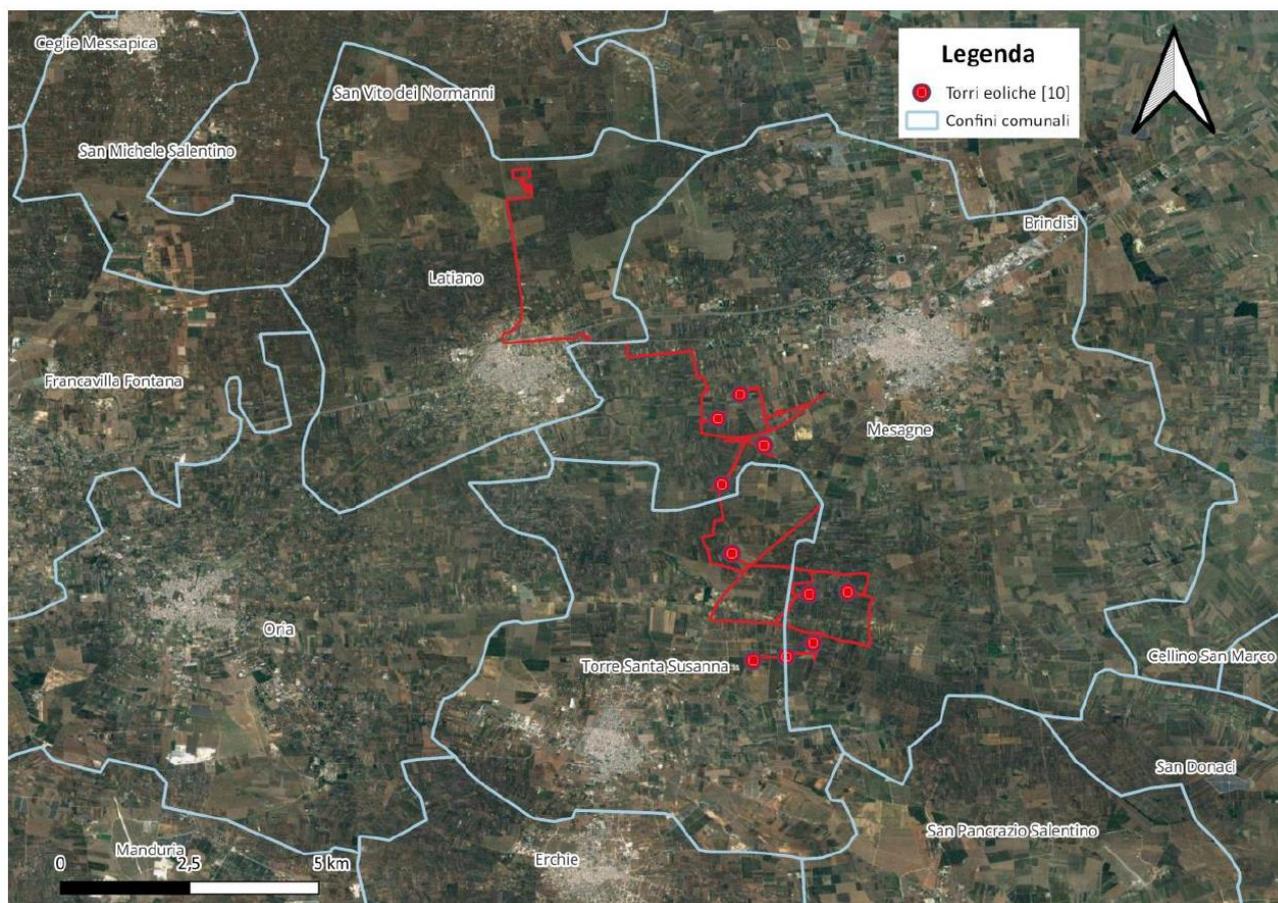


Figura 9- Aree di intervento, sovrapposizione su ortofoto

Figura 11 evidenzia che l'intera area interessata dalla realizzazione del parco eolico e delle opere di connessione ricade in area infetta da *Xylella fastidiosa* come da Determinazione del Dirigente Sezione Agricoltura del 24 maggio 2016, n. 203.

Nell'area in esame la *Xylella fastidiosa* è ormai pienamente diffusa, causando il disseccamento, in alcuni casi anche totale, di tutti gli olivi presenti nel territorio.

Infatti i sopralluoghi in sito del tecnico agronomico hanno confermato che tutti gli olivi interferenti con le aree di intervento e nell'immediato intorno presentano rilevanti disseccamenti della chioma, sintomi tipici riconducibili alle infezioni da *Xylella fastidiosa* (cfr. elaborato di progetto "GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.022.00 RELAZIONE ESSENZE DI PREGIO" e foto nel seguito).





Figura 10: Rilievi fotografici nelle aree di intervento dai quali emerge la presenza di diffusi disseccamenti sugli olivi riconducibili a Xylella fastidiosa

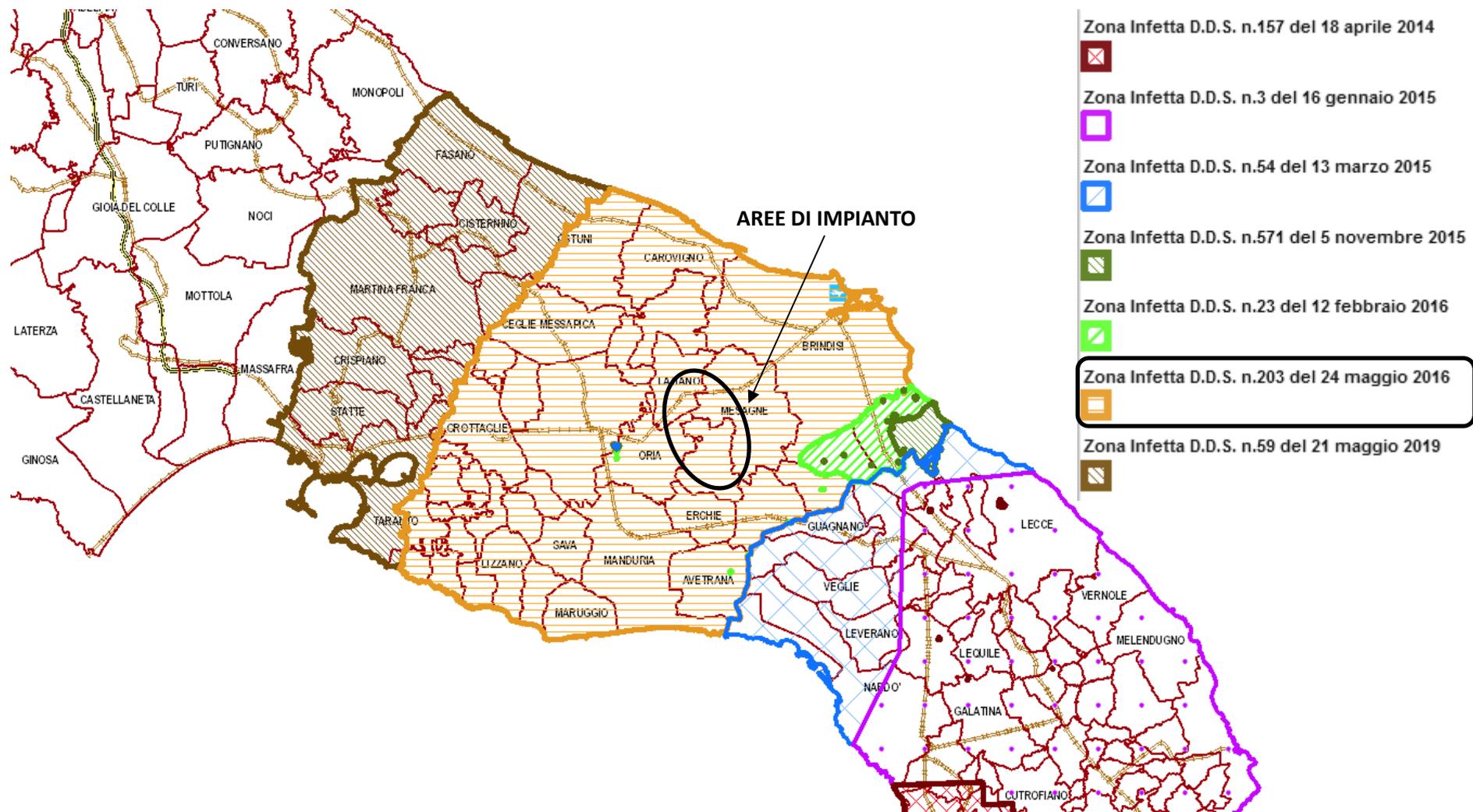


Figura 11: individuazione dell'area di intervento rispetto alle Determinazioni delle Zone infette da Xylella fastidiosa

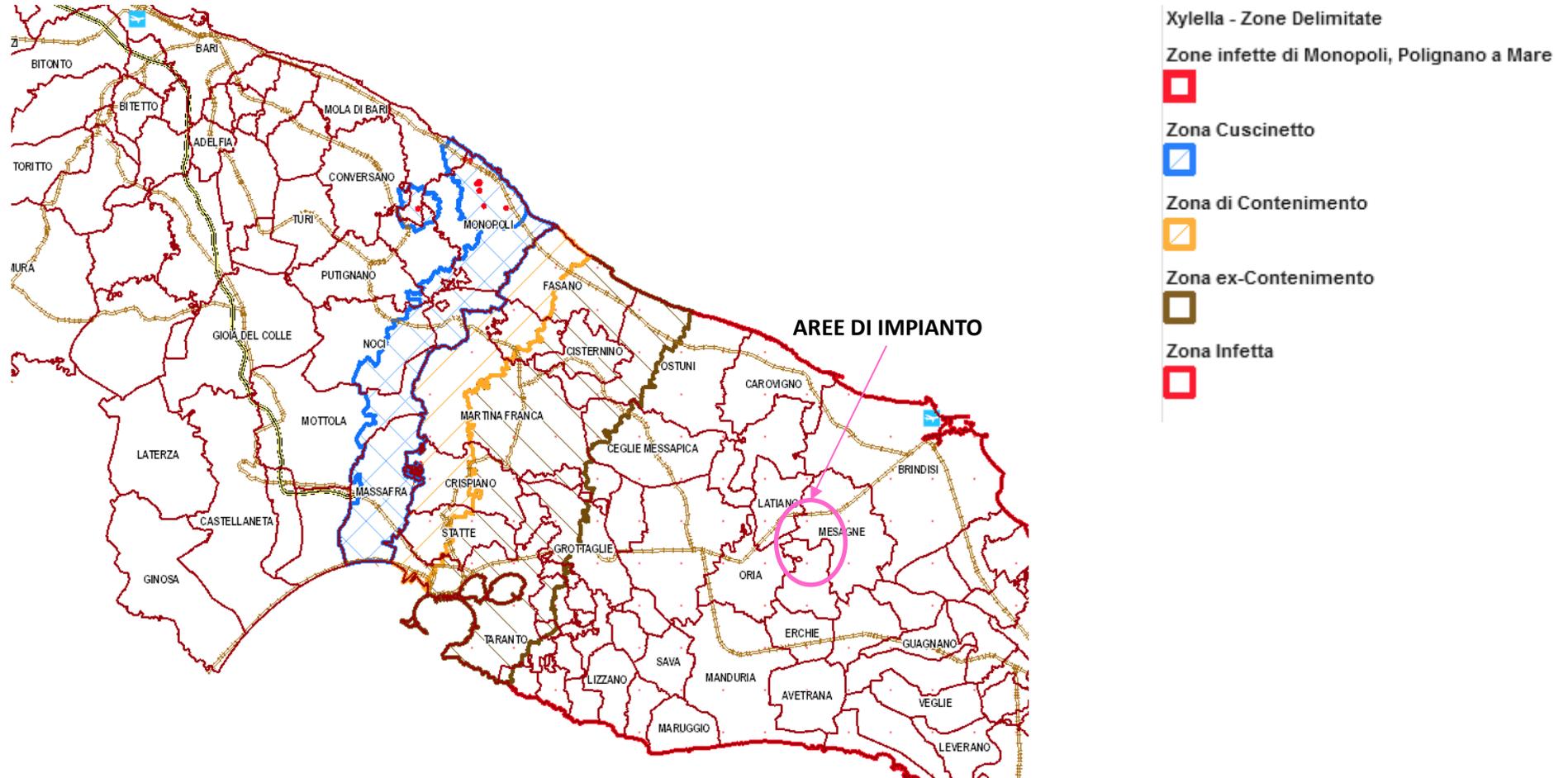


Figura 12: individuazione dell'area di intervento rispetto alle zone infette da Xylella fastidiosa

Inoltre, Figura 12 mostra che attualmente la zona cuscinetto si attesta nei pressi del confine comunale di Monopoli, Conversano, Putignano, Mottola ed evidenzia che la zona di progetto è collocata in area completamente infetta.

Non si è a conoscenza di studi sull'impatto indiretto di un parco eolico sugli aspetti di Biosicurezza correlati alla diffusione della Xylella.

Tuttavia, **considerando l'ubicazione del progetto in area interamente infetta**, eventuali potenziali o ipotetici effetti della turbolenza e delle variazioni diurne e notturne di temperatura al suolo a valle del parco sul ciclo vitale e sulla mobilità degli insetti vettori (in particolare *Philaenus spumarius*) e quindi, indirettamente, sulla diffusione del patogeno, **risultano del tutto ininfluenti**.

In definitiva, nel caso specifico del progetto proposto, in cui l'agente patogeno è già ampiamente diffuso nel sito, l'eventualità della correlazione tra diffusione della Xylella e l'attività del parco eolico è un tema irrilevante.

6	Mitigazione
6.1	<i>Con riferimento alle misure di mitigazione, si richiede di:</i>
6.1.a	<i>dettagliare l'attività prevista nel SIA per evitare possibili sversamenti accidentali di contaminanti su suolo durante le fasi di costruzione ed esercizio dell'impianto.</i>

Nel paragrafo 5.6.1 del SIA "Misure di mitigazione sul fattore Geologia ed Acque" oltre alle misure di mitigazione finalizzate al contenimento dei possibili e potenziali impatti sul fattore "Geologia ed Acque", si prevedono misure di Prevenzione e Misure di Protezione.

Infatti, sia in fase di esercizio che principalmente in fase di cantiere, potrebbero verificarsi eventi accidentali, quali spandimenti e sversamenti di sostanze pericolose, che andrebbero ad impattare sul fattore "Geologia e Acque", contaminando suolo e falda.

Pertanto, si prevedono le seguenti specifiche misure di prevenzione e di protezione da adottare rispettivamente per evitare e per contenere gli impatti relativi agli eventi accidentali.

Misure di prevenzione

- i fusti contenenti sostanze pericolose (benzina, olio, ecc.) saranno custoditi in depositi coperti e dotati di vasche di contenimento;
- il cambio dell'olio e il rifornimento di carburante degli automezzi possono avvenire unicamente nelle aree adibite allo scopo, debitamente impermeabilizzate, e si deve prevedere l'esecuzione del controllo giornaliero dei circuiti oleodinamici delle macchine;
- esecuzione degli eventuali interventi di manutenzione straordinaria dei mezzi operativi in aree dedicate, adeguatamente predisposte (superficie piana, ricoperta con teli impermeabili di adeguato spessore e delimitata da sponde di contenimento);
- attività di rifornimento e manutenzione dei mezzi operativi in aree idonee, lontane da ambienti ecologicamente sensibili, corsi d'acqua e canali irrigui, per evitare il rischio di eventuali contaminazioni accidentali delle acque;
- applicazione del principio di minimo spreco e ottimizzazione della risorsa;

- allo scopo di evitare sversamenti accidentali, parcheggiare le macchine in appositi spazi impermeabilizzati sia in orari diurni che notturni;
- per la costruzione delle opere, nell'area sarà possibile depositare unicamente materiale non inquinato, da impiegare entro un breve lasso di tempo. Non sarà ammissibile la formazione di depositi provvisori per il medio periodo;
- sul cantiere e nei pressi dei mezzi meccanici, il materiale assorbente sarà tenuto pronto in quantità commisurata alle sostanze pericolose depositate.

Misure di protezione

Ogni qualvolta si verifica uno sversamento di sostanze pericolose, o più in generale nel caso in cui si verifichi un evento che sia potenzialmente in grado di contaminare il sito, è necessario intervenire tempestivamente, al fine di ridurre il rischio di inquinamento.

Nello specifico l'appaltatore dovrà attuare, di norma, quanto segue:

- isolare le possibili vie di dispersione (cunicoli, canali, fognature);
- contenere lo spandimento con materiali assorbenti;
- delimitare, se necessario, le aree per evitare l'accesso alle persone non autorizzate;

posizionare un telo impermeabile in caso di precipitazioni atmosferiche.

6.1.b	descrivere le misure di mitigazione che il proponente si impegna ad utilizzare nel caso in cui, come previsto dalle simulazioni, il rumore notturno dovesse superare le norme di legge per il recettore 8.2
-------	---

A valle del monitoraggio acustico post-operam, qualora si riscontrasse l'effettivo superamento dei limiti imposti dalla norma, si potranno prevedere misure di mitigazione a vari livelli. In particolare si potrà prevedere, a seconda del livello di superamento effettivamente riscontrato, l'utilizzo di barriere acustiche, la sostituzione degli infissi con elementi con migliori caratteristiche fonoassorbenti o l'utilizzo di sistemi di serraggio delle WTG.

6.1.c	dettagliare le misure di cautela prese nell'escavazione delle fondamenta delle torri eoliche insistenti su terreni soggetti a Aree di tutela quali-quantitative degli acquiferi.
-------	--

Come riportato all'interno della relazione GRE.EEC.R.25.IT.W.35796.00.016.00, le aree perimetrate come aree interessate da tutela quali-quantitativa, non pongono, secondo le NTA del Piano di Tutela delle Acque vincoli e prescrizioni di carattere progettuale, ma solo limitazioni alla captazione, all'emungimento ed al rinnovo delle concessioni delle acque sotterranee, e pertanto, si ritiene l'intervento compatibile con il Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia.

6.1.d	descrivere le cautele prese nell'escavazione che vanno ad insistere sulle aree descritte come ad altro rischio archeologico.
-------	--

Salvo diverse prescrizioni da parte della competente Soprintendenza, le operazioni di scavo in

aree a rischio archeologico vengono effettuate solitamente tramite scavo con mezzo meccanico dotato di benna liscia o a mano, utilizzando prevalentemente attrezzatura pesante, alla presenza costante dell'Archeologo Professionista che dirige l'escavazione direttamente ed in stretto e costante raggio visivo.

7	Compensazione
7.1	In riferimento alle misure di compensazione, si richiede:
7.1.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.

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

In Tabella 2 sono riportate nel dettaglio le essenze arboree interessate dalle opere progettuali, distinte in uliveti e vigneti, identificati arealmente e, nei casi in cui è stata possibile la rilevazione singola, di alcuni esemplari di olivi identificati puntualmente.

Con la dicitura "opera" si intendono tutte le attività progettuali (viabilità di accesso, piazzole, cavidotti, ecc.) che interferiscono con aree olivetate.

La medesima sintesi riportata in Tabella 2 è contenuta negli shape file georiferiti in coordinate UTM WGS 84 Fuso 33N: "shape vegetazione da rimuovere" (Allegato 6) che, per completezza si allegano alle integrazioni.

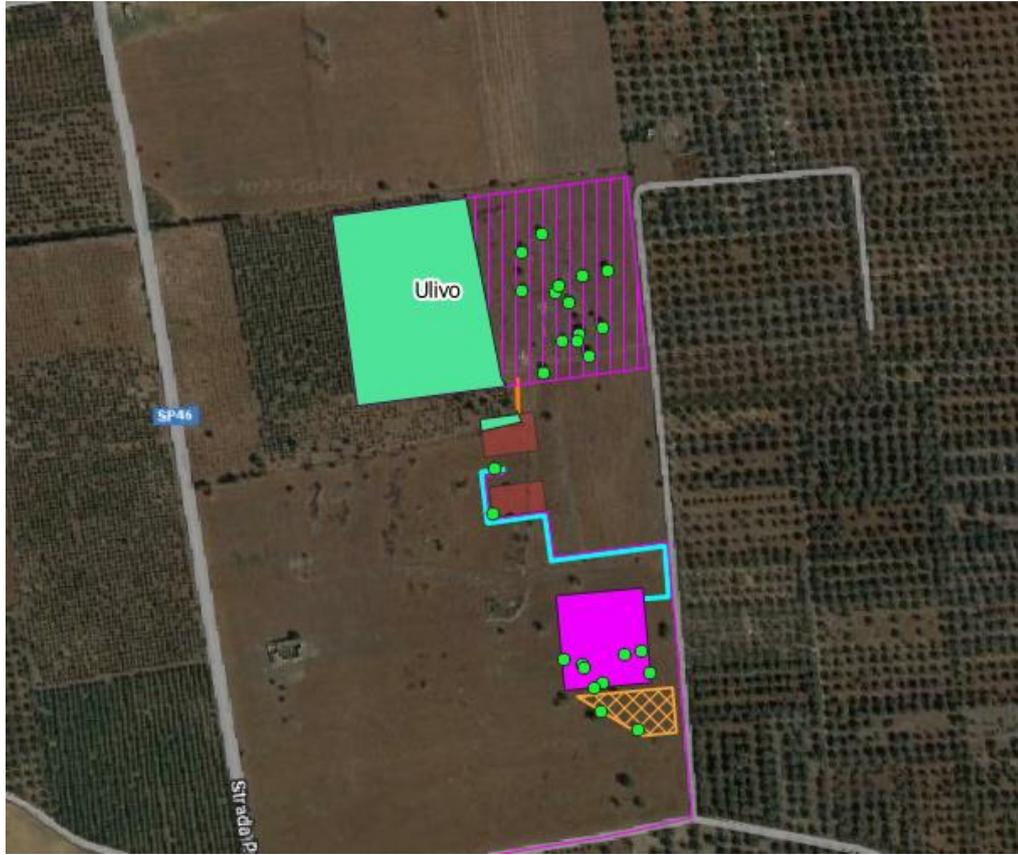
Il conteggio dettagliato in Tabella 2 integra e sostituisce quanto solo stimato (e quindi non elaborato a livello di dettaglio) nella Relazione Essenze di pregio (cfr. GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.022.00).

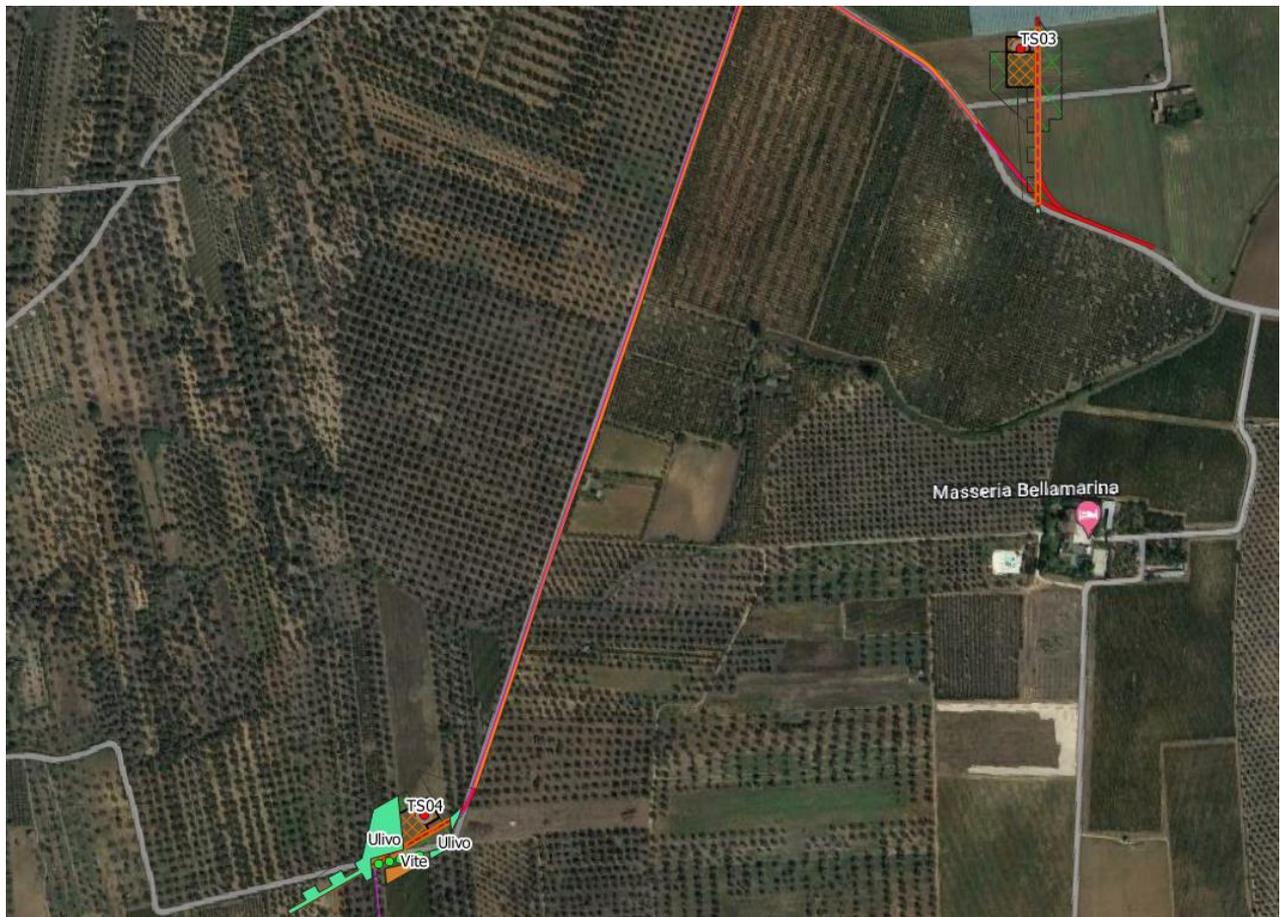
Nel seguito (cfr. Figura 13) si riportano le immagini con le sovrapposizioni delle aree di progetto su ortofoto e l'ubicazione della vegetazione interessata in fase di cantiere.

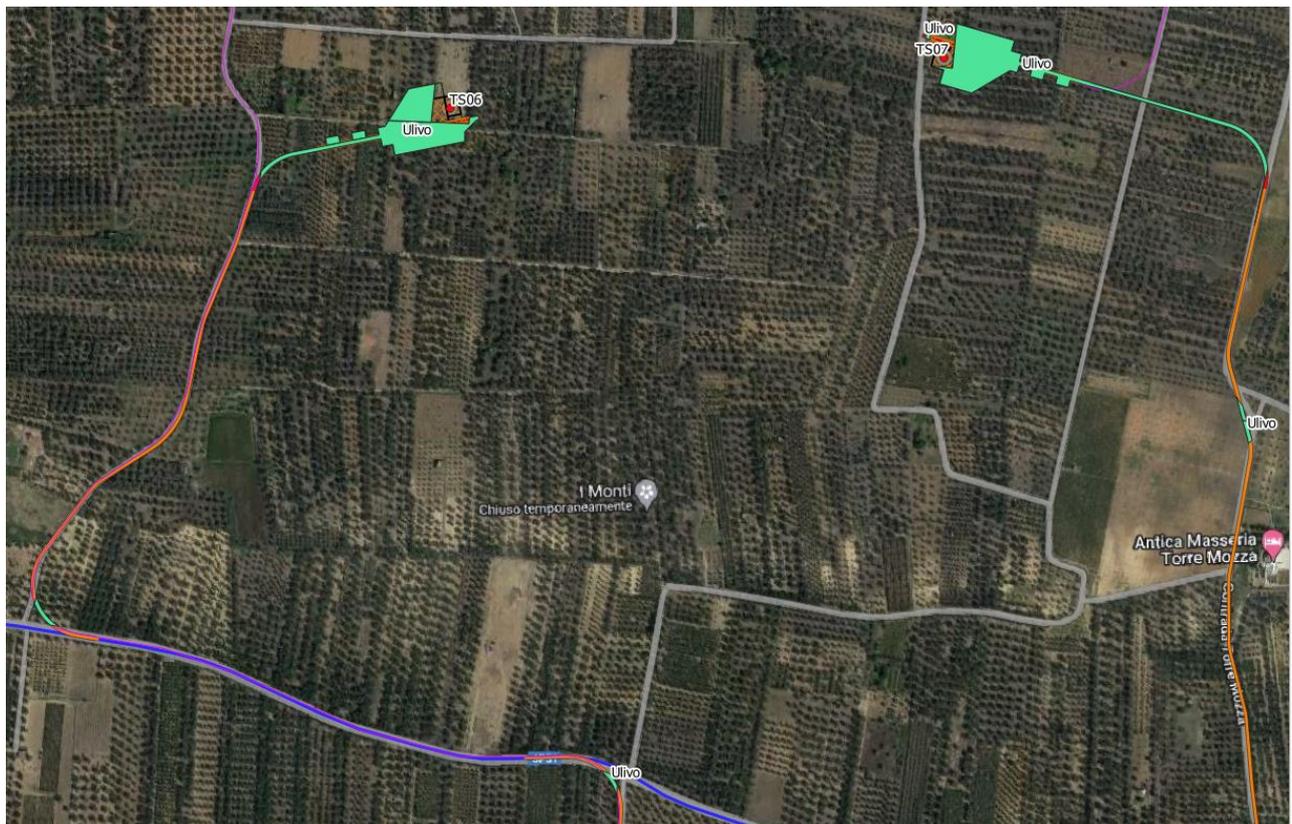
OPERA	ULIVETO (m ²)	ULIVI SINGOLI (N. PIANTE)	VIGNETO (m ²)
WTG01	0	0	0
WTG02	741	0	0
WTG03	0	0	0
WTG04	4731	5	660
WTG05	0	0	0
WTG06	8264	0	0
WTG07	8268	0	0
WTG08	79	0	0
WTG09	408	0	0
WTG10	5849	0	890
Area futura stazione elettrica	34132	14	0
Area SSU	530	2	0
Area BESS	0	8	0
Area stoccaggio	0	2	0
Viabilità	7022	2	0

Tabella 2: essenze arboree interferenti con le aree di progetto

Occorre comunque tenere presente che l'intero areale oggetto di studio è attualmente oggetto di interventi di estirpazione degli olivi infetti da Xylella da parte dei singoli proprietari, pertanto il numero di piante presenti sul territorio è in continua evoluzione.









LEGENDA IMPIANTO

- Strade e piazzole aerogeneratori
- WTG
- ☞ Layout Piazzole e WTG
- ✓ ■ FONDAZIONE WTG
- ✓ □ AREA DA RINATURALIZZARE
- ✓ □ PIAZZOLA DEFINITIVA
- ✓ □ STRADA DI PROGETTO
- ✓ Layout strade
- ✓ — Layout progetto stradale
- ✓ — Viabilità esistente
- ✓ — Viabilità esistente da adeguare
- ✓ — Viabilità di nuova realizzazione
- Area di cantiere e di stoccaggio
- Allargamento stradale
- Area di manovra
- Cavidotto MT di connessione

LEGENDA ESSENZE ARBOREE

- Vegetazione interessata dal progetto**
- Ulivo
 - Vite
- Vegetazione da rimuovere puntuale

Figura 13: individuazione delle essenze arboree interessate dal progetto su base ortofoto

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

9.1.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.14706.00.008.00 – 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.

9.1.b	chiarire, con dovizia di descrizione, quale sarà 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.14706.00.008.00 – 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 125.136 mc (*Cfr. Tabella 6*), mentre il volume di riutilizzo è stimato pari a circa a 125.136 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 100%. Essendo il materiale necessario al rinterro superiore al materiale scavato si prevede di prelevare il materiale mancante (circa 13.000 mc) da cava.

9.1.c	individuare su tavola grafica 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 GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.012.00 – "Aree di scavo e rilevato - MITE punto 9.1.c" in cui per ogni porzione di layout è dettagliato il volume di scavo e rilevato e lo sviluppo del progetto.

10	Rischi di incidenti
10.1	Con riferimento al rischio di incidenti, relativamente al calcolo di gittata massima di una pala dell'aerogeneratore calcolare anche la gittata massima prevedibile per il distacco di frammenti di pala di lunghezza pari a 5m e 10m.

Come evidenziato al paragrafo 6 del documento GRE.EEC.R.73.IT.W.35796.00.010.00, uno studio del 2005 della University of California, Berkeley "Analysis of potential safety risks of the EcogenPrattsburgh-Italy wind farm project" presenta una valutazione preliminare dei rischi potenziali ambientali e sociali connessi ad eventi di rottura degli aerogeneratori previsti nel progetto di un parco eolico in località Prattsburgh-Italy (New York), quantificando tali rischi e confrontandoli con altre categorie di rischi comuni. Nello studio si affronta un caso base e si conclude che la probabilità che un essere vivente, posizionato a 100 m da un aerogeneratore, con permanenza continuativa per l'intero periodo di un anno, ha una probabilità di 1:1.000.000 di avere un impatto letale con un organo rotante che si distacchi dalla WTG. A titolo di esempio si riporta in tabella seguente, la comparazione tra l'evento descritto e le probabilità di incidente letale, rapportate alla durata annuale, di altri possibili eventi.

Causa	Rischio di incidente letale / Anno	Rischio di incidente letale / Anno
Aerogeneratore ²	1 su 1 milione	1x10 ⁻⁶
Influenza	1 su 5,000	2x10 ⁻⁴
Leucemia	1 su 12,500	8x10 ⁻⁵
Bicicletta (Stati Uniti)	1 su 333,000	3x10 ⁻⁶
Incidente stradale (Stati Uniti)	1 su 6,250	1.6x10 ⁻⁴
Colpito da un'automobile (Stati Uniti)	1 su 20,000	5x10 ⁻⁵
Investimento (Stati Uniti)	1 su 250,000	4x10 ⁻⁶
Alluvione (Stati Uniti)	1 su 455,000	2x10 ⁻⁶
Tornado (Stati Uniti Centro-Occidentali)	1 su 455,000	2x10 ⁻⁶
Terremoto (California)	1 su 588,000	2x10 ⁻⁶
Fulminazione (Regno Unito)	1 su 10 milioni	1x10 ⁻⁷
Meteorite	1 su 10 miliardi	1x10 ⁻¹⁰

Figura 14: Probabilità annuali di morte per categorie di attività – Fonte: University of California, Berkeley

Secondo altri studi sul rischio (Taylor and Rand, 1991), la possibilità che parti della turbina, o frammenti di ghiaccio, formati su di essa, cadano entro un raggio di 210 metri è pari a 1:10.000.000, valore paragonabile alla possibilità della caduta di un fulmine.

Il calcolo di gittata nei casi di distacco di frammenti o porzioni di guscio, risulta problematico e privo di basi computazionali, in quanto stabilire le dimensioni del pezzo di guscio distaccato è

del tutto aleatorio e non dipende da una causa specifica come quelle collegabili ad una discontinuità, un difetto di progettazione o di realizzazione della pala.

Prendendo atto della richiesta specifica, premesso che le indicazioni geometriche contenute in tali richieste risultino arbitrarie, si produce, tuttavia, lo studio sul calcolo della gittata relativamente ai due frammenti.

Il moto del frammento di pala è, in ogni istante, il risultato della composizione di due differenti moti indipendenti che si svolgono uno lungo l'asse x e l'altro lungo l'asse y. Il proiettile è soggetto a ogni istante a un'accelerazione diretta verticalmente verso il basso di intensità pari all'accelerazione di gravità e che indichiamo con il vettore $-g$.

Rispetto al sistema di riferimento fisato, la componente dell'accelerazione lungo l'asse y vale $-g$.

Lungo l'asse delle x il moto è rettilineo uniforme con velocità costante pari a v_{0x} , la componente orizzontale della velocità.

La legge oraria è:

$$x = v_{0x} * t$$

Lungo l'asse delle y il moto è rettilineo uniformemente decelerato durante la salita e rettilineo uniformemente accelerato durante la discesa.

La legge oraria è:

$$y = v_{0y} * t - 0.5 * g * t^2$$

dove v_{0y} è la componente della velocità iniziale lungo l'asse y.

Si ricordi che le componenti della velocità si calcolano con le seguenti relazioni:

$$v_{0x} = v_0 \cos(\alpha) \text{ e } v_{0y} = v_0 \sin(\alpha)$$

Dove α è l'angolo di lancio formato con l'orizzontale (alzata).

Dalla seconda equazione appena esposta si può ricavare t (tempo) ed ha la seguente forma:

$$t = (\sqrt{v_{0y}^2 - 2 * g * y} + v_{0y}) / g$$

In realtà l'equazione essendo una quadratica ammette due soluzioni, ma la soluzione negativa va scartata.

Sostituendo t alla prima equazione presentata otteniamo x che è il risultato che ci serve ad una successiva elaborazione.

Nel grafico sottostante x è indicato con G1 o G2 a seconda della casistica considerata.

Il rotore viene considerato ruotare sia in senso orario che antiorario di modo che si hanno due possibili risultati. Di seguito si riporta lo schema riportante l'indicazione grafica dei dati di input dei calcoli.

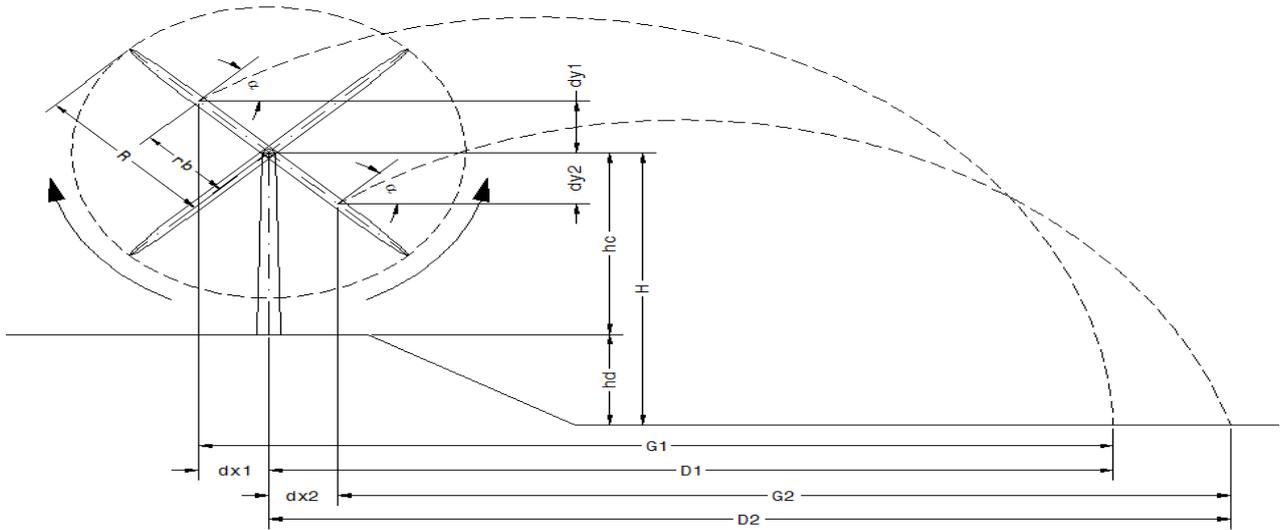


Figura 15: Schema grafico del modello di calcolo ed input

Input:

g: accelerazione gravitazionale

Vb: velocità di rotazione blades

R: raggio del rotore

Rb: raggio del baricentro del frammento

Hc: altezza al mozzo

Hd: dislivello aggiuntivo rispetto al piede WTG (sempre nullo data la morfologia del sito proposto)

Calcolo della gittata per il frammento pari a 10 metri

INPUT FRAMMENTO 10 M					
g	Vb	R	Rb	Hc	Hd
[m/s ²]	[giri/min]	[m]	[m]	[m]	[m]
9,81	8,80	83,50	78,50	115,00	0,00

Calcolo degli angoli di gittata massima

a1	Vox	Voy	dx1	dy1	H1	t1	G1	D1
[°]	[m/s]	[m/s]	[m]	[m]	[m]	[s]	[m]	[m]
41,12	54,50	47,57	59,14	51,62	166,62	12,43	677,48	618,34

a2	Vox	Voy	dx2	dy2	H2	t2	G2	D2
[°]	[m/s]	[m/s]	[m]	[m]	[m]	[s]	[m]	[m]
-38,54	56,58	45,07	61,40	48,91	66,09	10,48	592,73	654,12

La gittata massima per il frammento di 10 m risulta essere 654,12 m, con angolo di uscita pari a 38,54° sotto l'orizzontale e normale al moto.

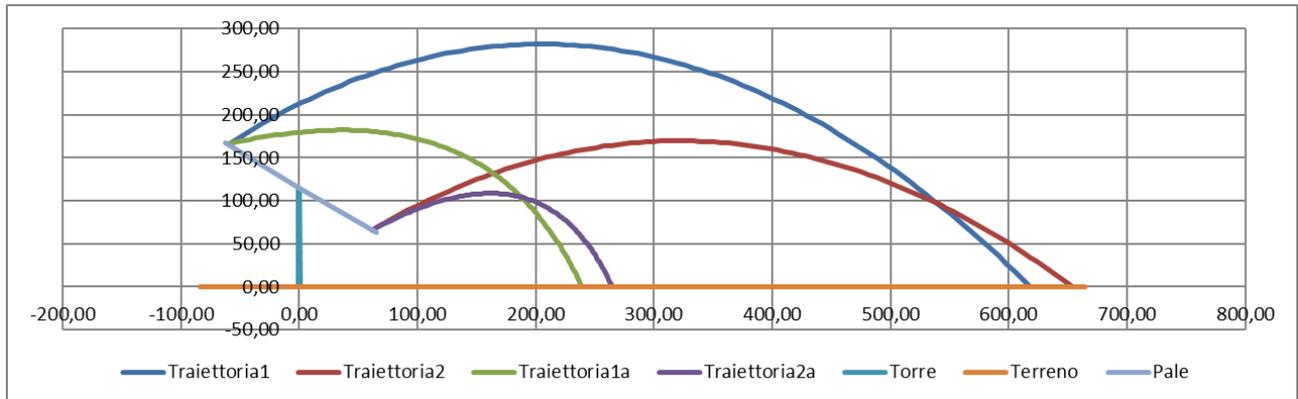


Figura 16: Rappresentazione grafica delle traiettorie del frammento 10 m

Calcolo della gittata per il frammento pari a 5 metri

INPUT FRAMMENTO 5 M					
g	Vb	R	Rb	Hc	Hd
[m/s ²]	[giri/min]	[m]	[m]	[m]	[m]
9,81	8,80	83,50	81,00	115,00	0,00

Calcolo degli angoli di gittata massima

a	Vox	Voy	dx1	dy1	H1	t1	G1	D1
[°]	[m/s]	[m/s]	[m]	[m]	[m]	[s]	[m]	[m]
41,30	56,08	49,27	60,85	53,46	168,46	12,74	714,41	653,56

a	Vox	Voy	dx2	dy2	H2	t2	G2	D2
[°]	[m/s]	[m/s]	[m]	[m]	[m]	[s]	[m]	[m]
-38,91	58,08	46,88	63,03	50,88	64,12	10,77	625,67	688,70

La gittata massima per il frammento di 5 m risulta essere 688,70 m, con angolo di uscita pari a 38,91° sotto l'orizzontale e normale al moto.

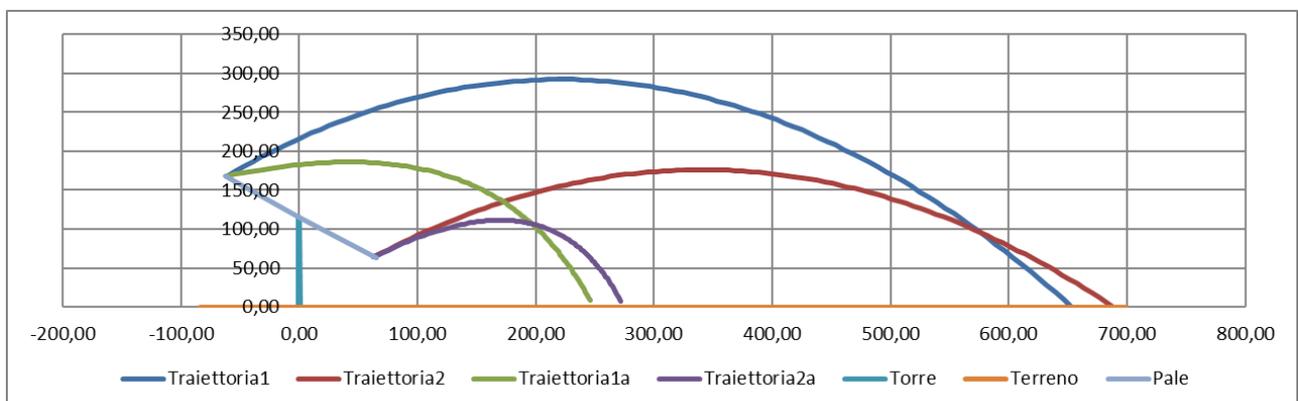


Figura 17: Rappresentazione grafica delle traiettorie del frammento 5 m

Nonostante il valore numerico risultante sia maggiore rispetto a quello che si avrebbe per il distacco dell'intera elica, è importante sottolineare che il distacco o la rottura della pala sono



GRE CODE

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

PAGE 39 di/of 45

eventi che si verificano per condizioni operative al di fuori del normale range di funzionamento delle macchine. Gli aerogeneratori che si utilizzeranno sono provvisti di sistemi di sicurezza che intervengono quando le condizioni di funzionamento sono tali da compromettere la funzionalità della macchina e la sicurezza pubblica.

3. RISCONTRO RICHIESTE MIC

1.

Con riguardo alla tutela archeologica, considerato che dall'esame dello Studio redatto da professionista abilitato (come previsto dal co. 1 dell' articolo 25 del D.Lgs. 50/2016) (dr. elaborati VIA2/PROGETTO DEFINITIVO\GRE.EEC.R.26.IT.W.35796.00.023.00 e GRE.EEC.D.26.IT.W.35796.00.024.00), si rileva un potenziale archeologico ALTO per quasi tutti gli aerogeneratori e rischio che può essere valutato come MEDIO per tutto il percorso del cavidotto, si ritiene necessario che il Proponente si attivi in via preliminare, già nella fase di predisposizione del PFTE, al fine di perfezionare, con la Soprintendenza territorialmente competente, l'accordo previsto dal co. 14 del medesimo art. 25 del D. Lgs. 50/2016. Tale accordo mira a disciplinare apposite forme di coordinamento e collaborazione finalizzate, qualora il Soprintendente ritenga necessario attivare la procedura di Verifica preventiva dell'interesse archeologico, alla predisposizione della "Relazione finale " di cui al co. 9 del citato art. 25 indispensabile per una corretta tutela dei beni archeologici, considerato che solo grazie ad un accurato e analitico esame del territorio è possibile prevenire il rinvenimento in corso d'opera di testimonianze archeologiche, coerentemente con quanto previsto dall'art. 23, co. 5 e 6 (verifiche preventive dell'interesse archeologico nella predisposizione del PFTE) del D.lgs. 50/2016.

Si ritiene necessaria la presentazione di una proposta di Piano operativo, da concordare nell'ambito del citato accordo con gli Uffici di competenza. Tale Piano deve indicare, sulla base delle indicazioni raccolte nel corso delle indagini prodromiche indirette descritte nel co. 1, la localizzazione e le modalità di attuazione delle indagini (prospezioni geofisiche, sondaggi geognostici, trincee o saggi di scavo) finalizzate a conseguire la conoscenza preventiva dell'area destinata ad ospitare la nuova opera necessaria per ridurre al minimo eventuali prolungamenti dei tempi di esecuzione a seguito di rinvenimenti archeologici imprevisti.

SCS Ingegneria, nella persona dell'Archeologa dott.ssa Adele Angelini, ha predisposto e condiviso, su incarico del proponente, una proposta di piano saggi secondo le indicazioni incluse nella richiesta di integrazioni ricevuta dal MIC. Sarà cura del proponente sottoporre tale integrazione alla competente Soprintendenza, che si allega alle presenti integrazioni come elaborato "GRE.EEC.R.73.IT.W.15676.00.014.00 - Proposta di piano di indagini archeologiche".

4. ALLEGATI

- Allegato 1: D2056872-R13 SGRE 6.0-170 Developer Package EN
- Allegato 2: ISTANZE AI COMUNI E RISPOSTE SU AREE PERCORSE DAL FUOCO
- Allegato 3: DOCUMENTAZIONE STMG
- Allegato 4: Schede tecniche apparecchiature BESS
- Allegato 5: Shape File "Alberi_Xylella"
- Allegato 6: Shape File "shape vegetazione da rimuovere"



GRE CODE

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

PAGE 42 di/of 45

ALLEGATO 1: 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

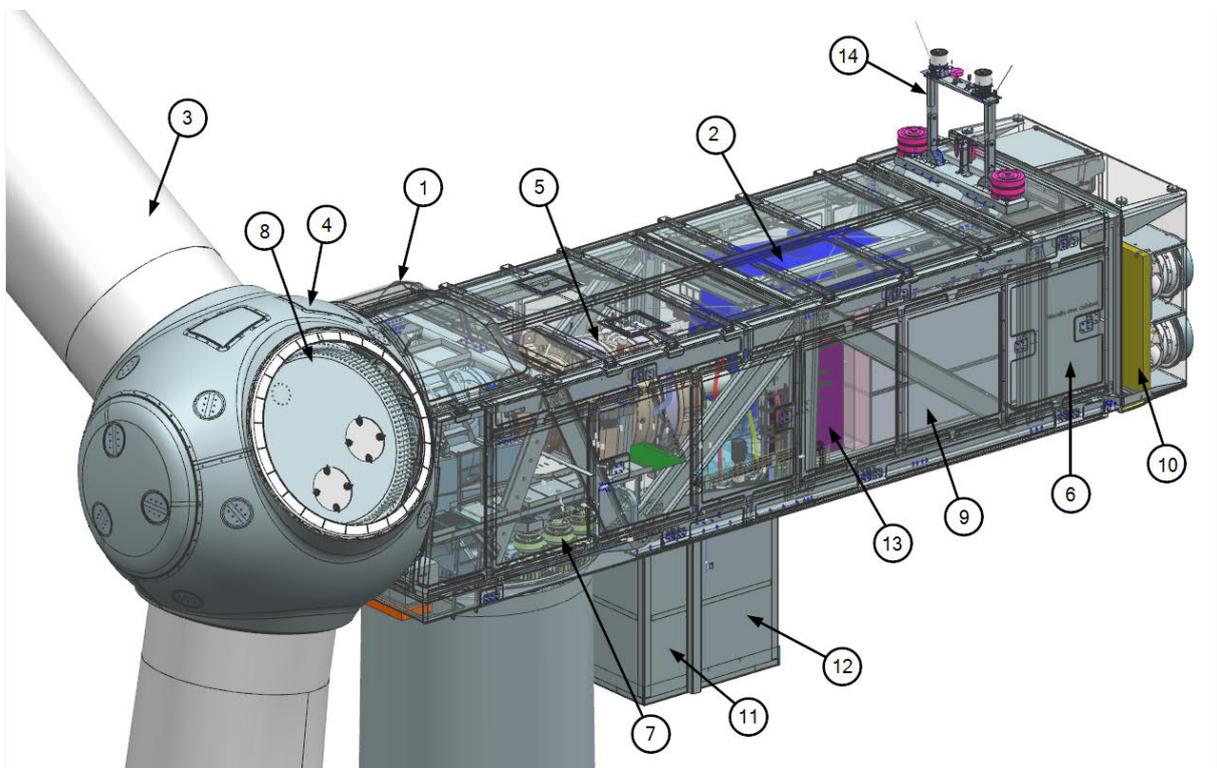
Weight

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

Nacelle Arrangement

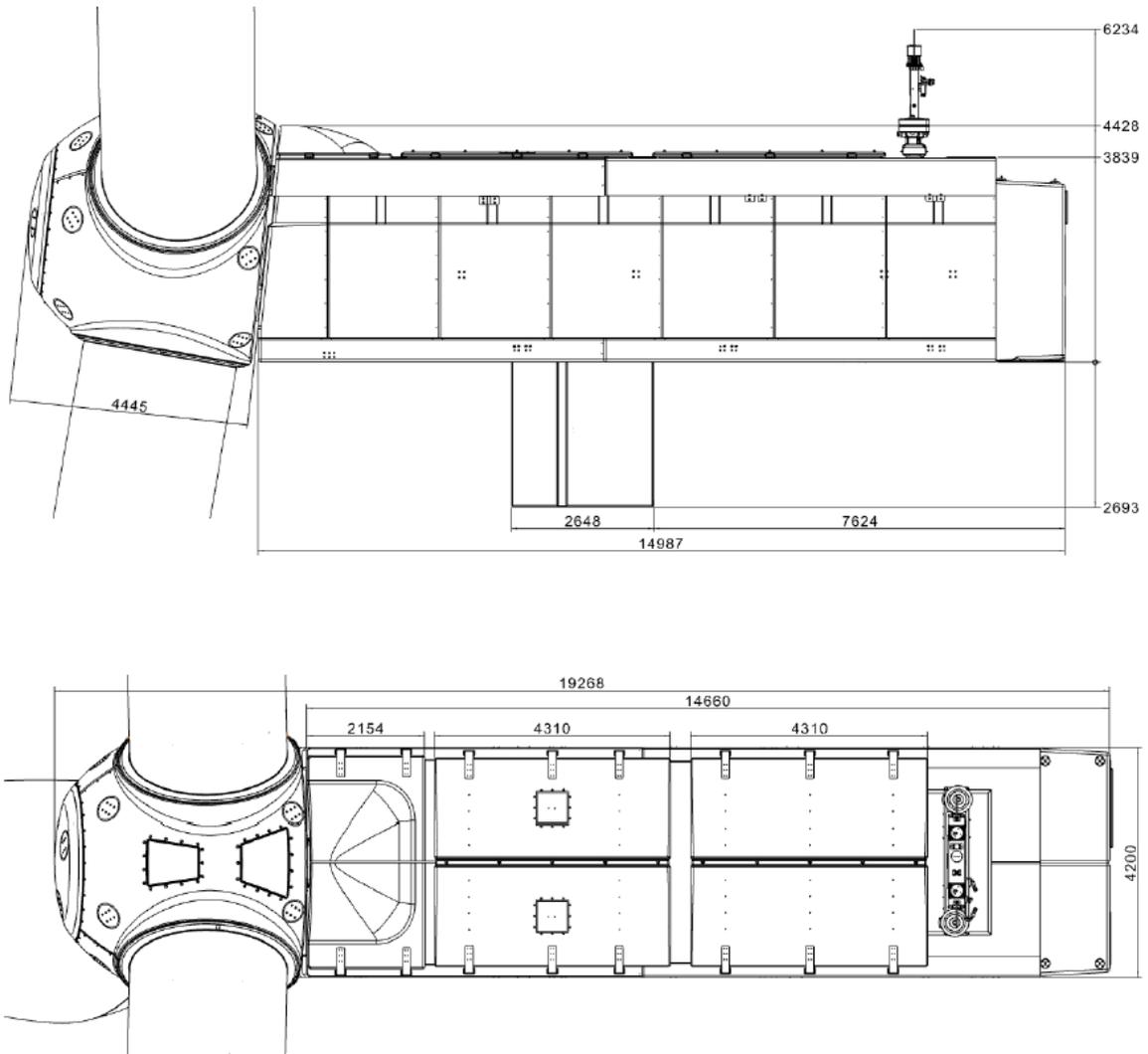
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

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.

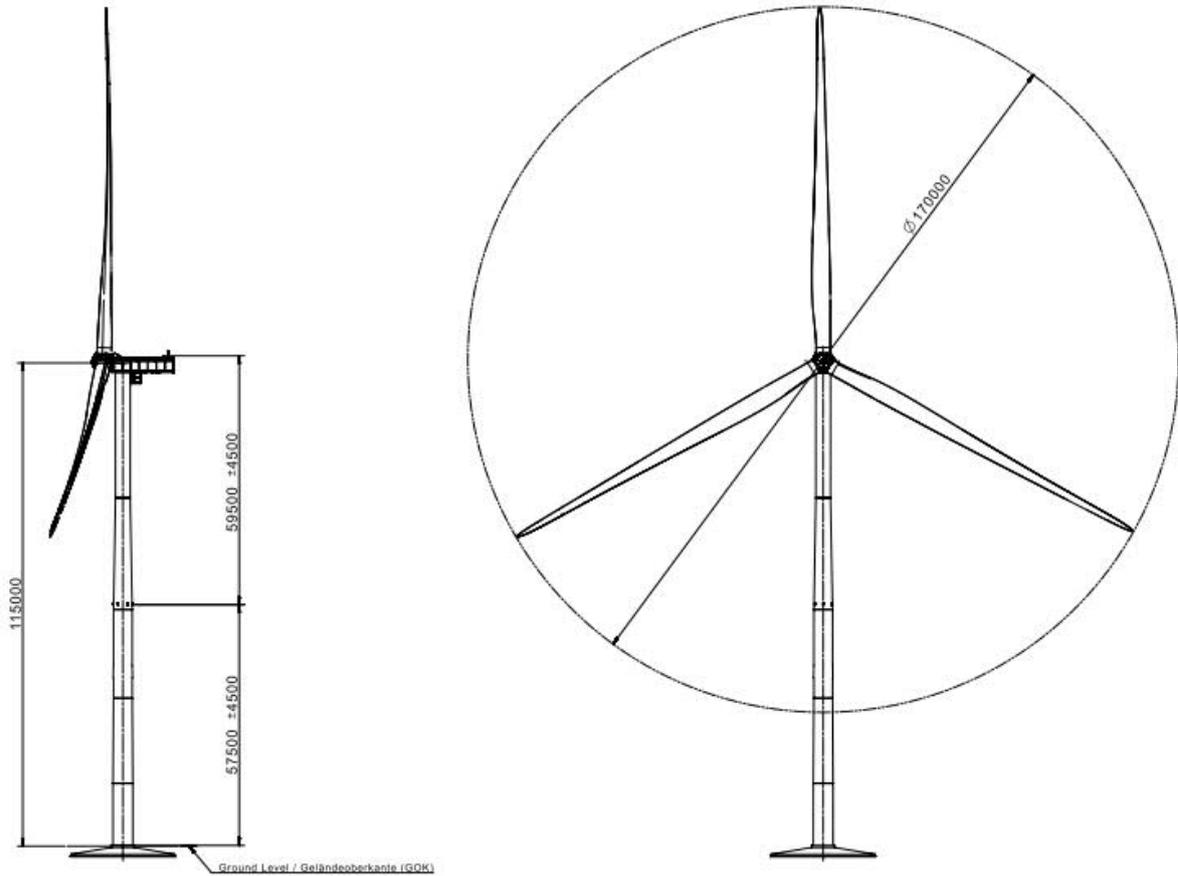


Several modularized solutions are designed to optimize nacelle and hub transportation, subject to project specific conditions.

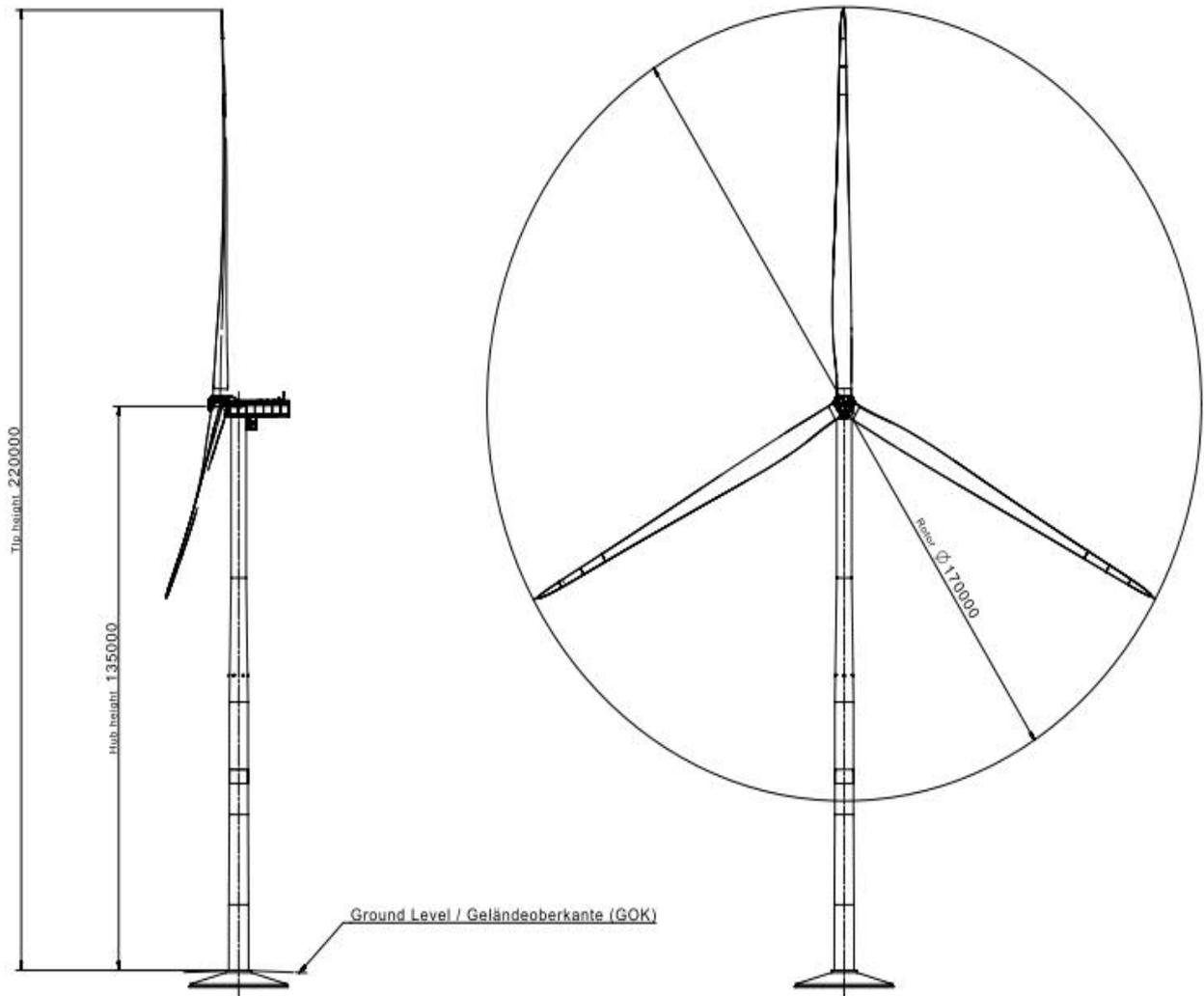
- 3 modules (heaviest module <95t): Hub, nacelle, drive train
- 4 modules (heaviest module <79t): Hub, nacelle, drive train, transformer
- 6 modules (heaviest module <62t): Hub, nacelle, gearbox, main shaft, transformer and generator

Elevation Drawing

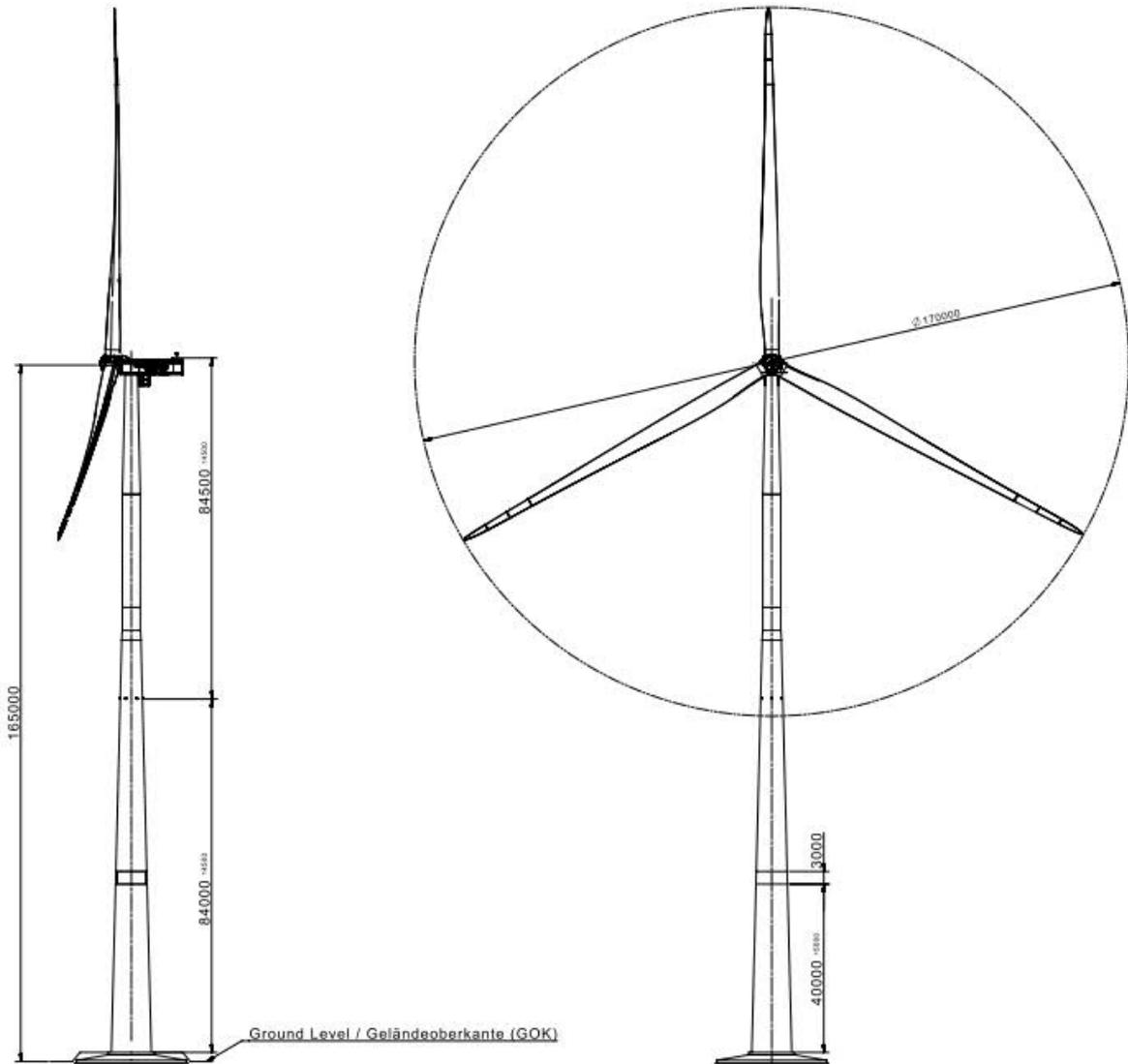
SG 6.0-170 115m



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:

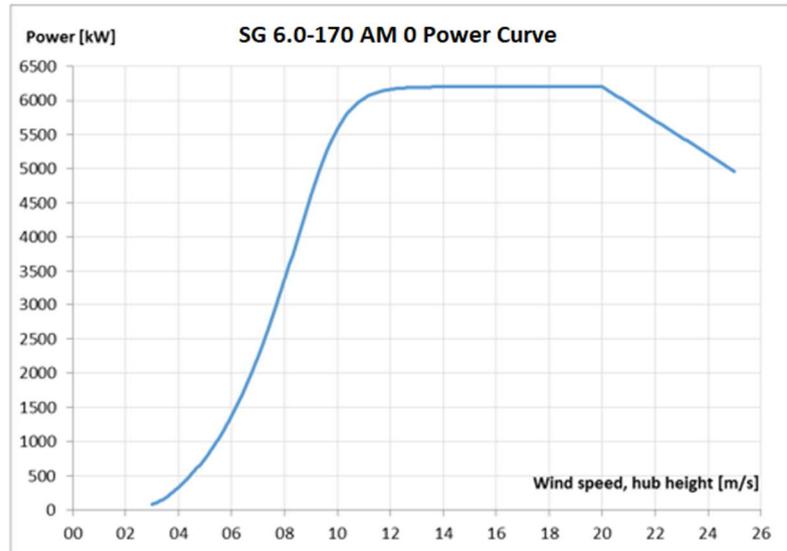
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

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:

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

where

F = Rotor force [N]

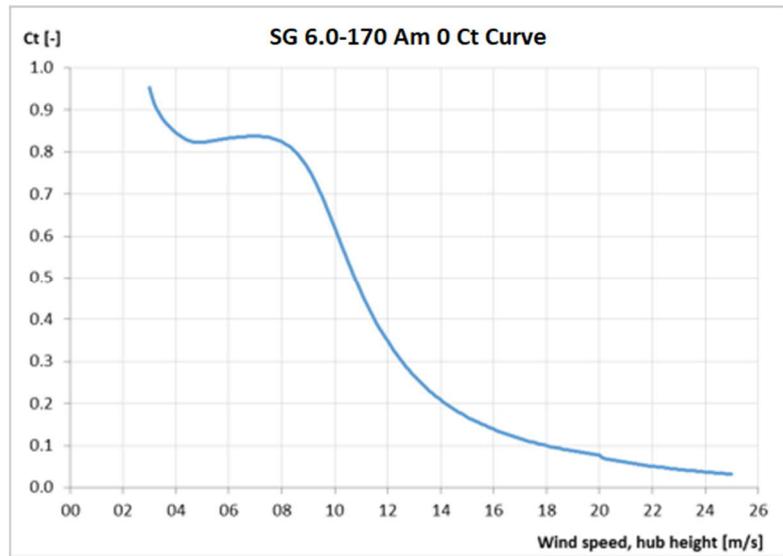
ad = Air density [kg/m³]

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 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

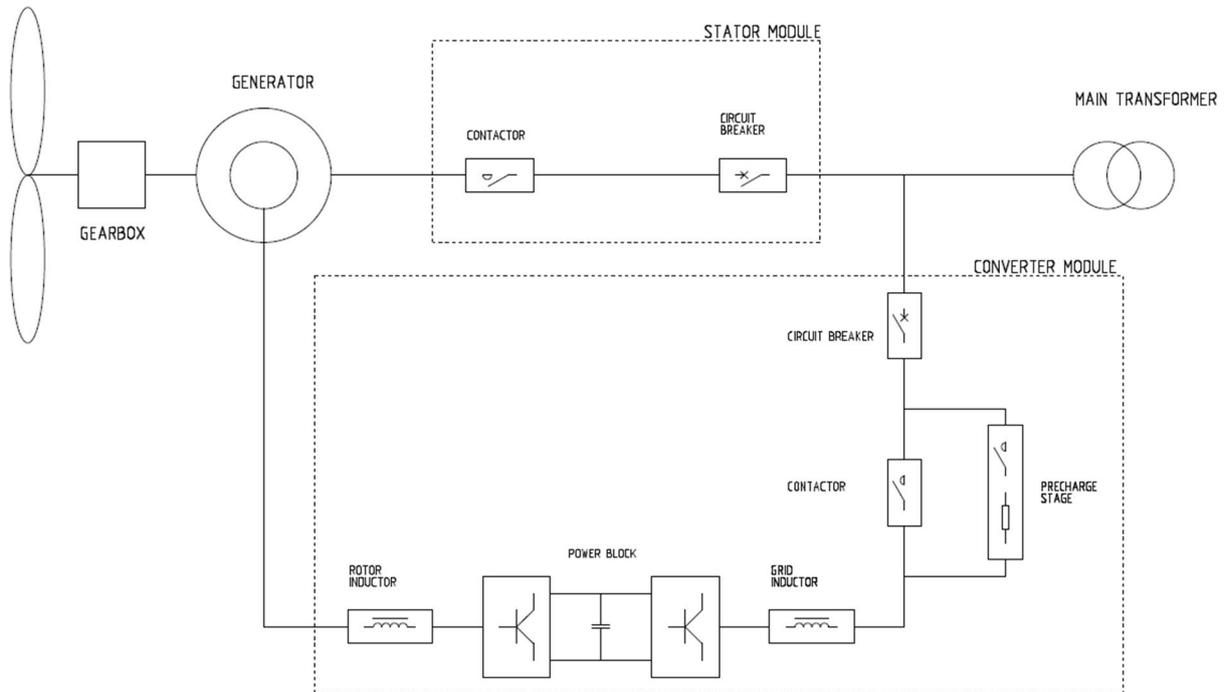
Transformer Specification

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.

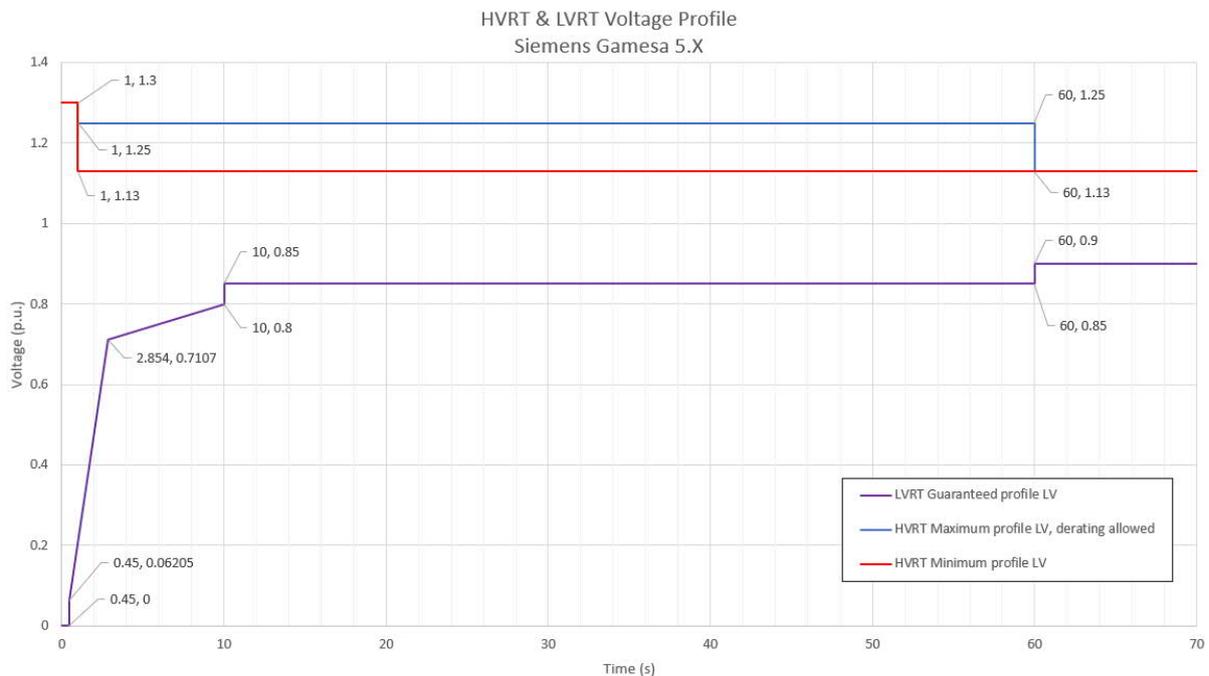


Figure 1. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

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.

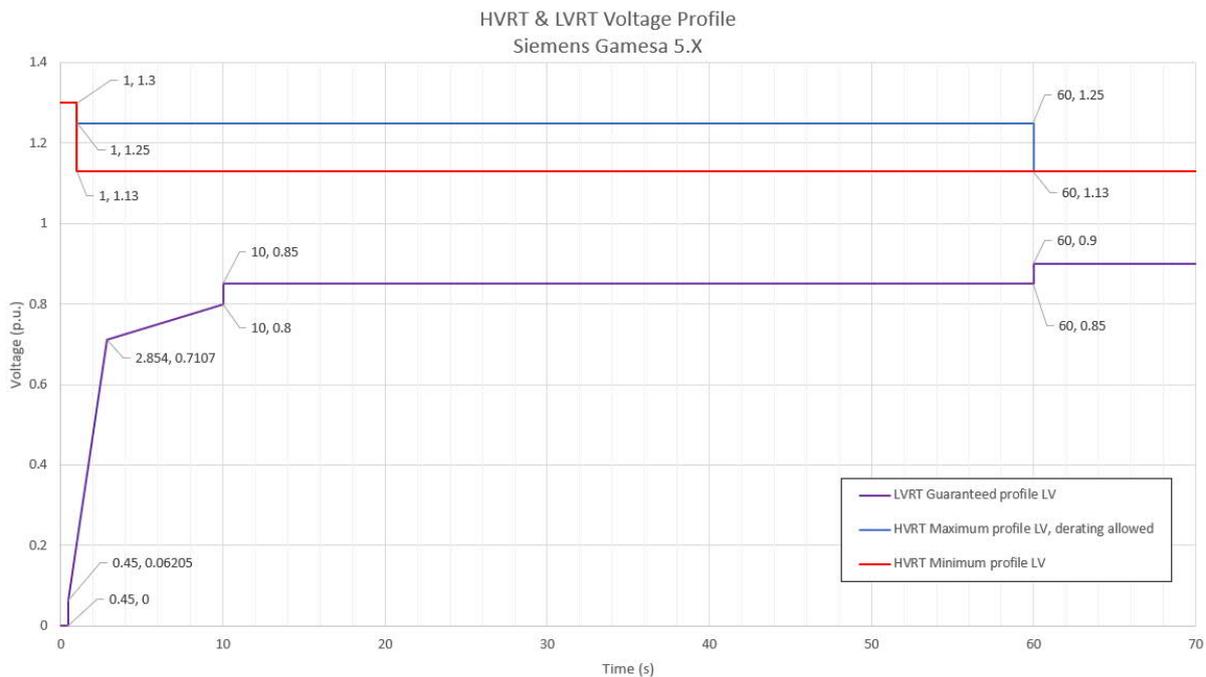


Figure 1. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

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.

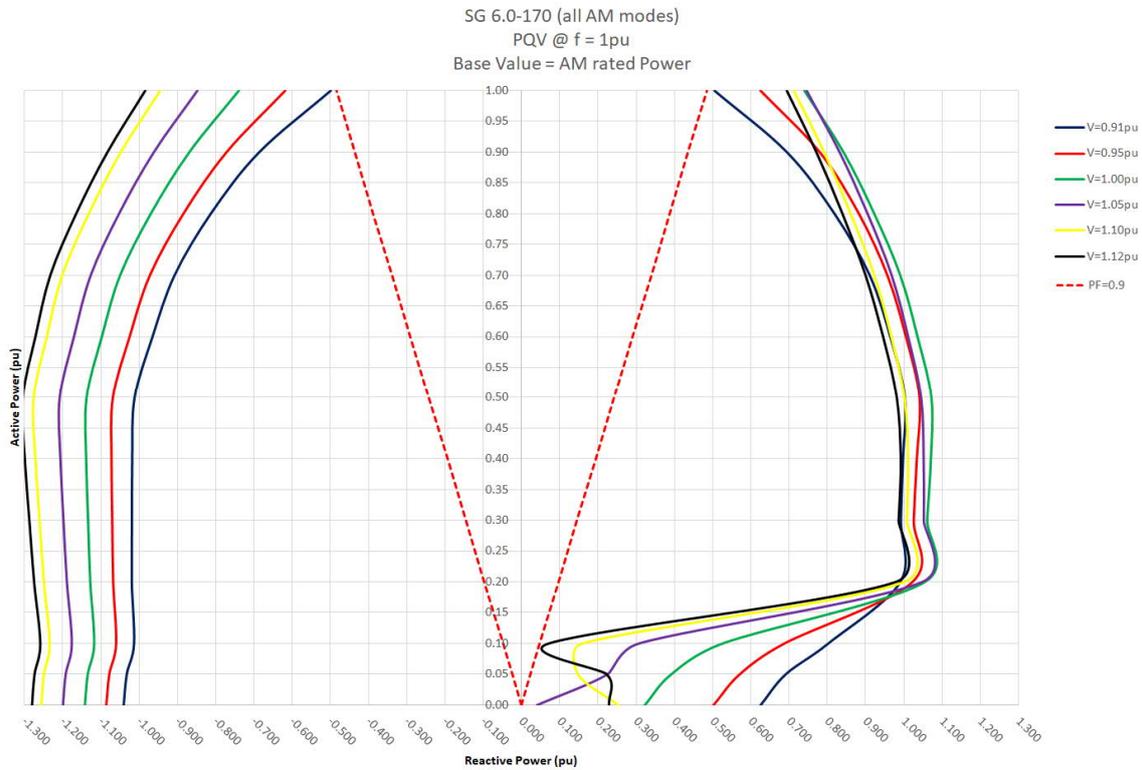


Figure 1: Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

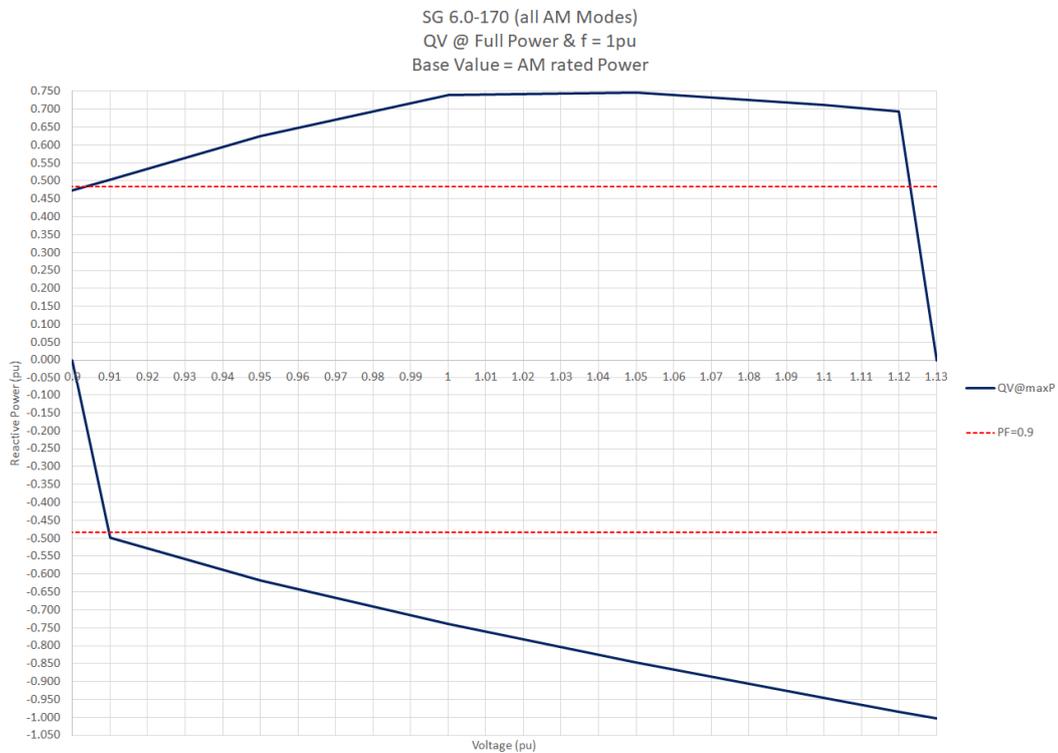


Figure 2: Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.

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.

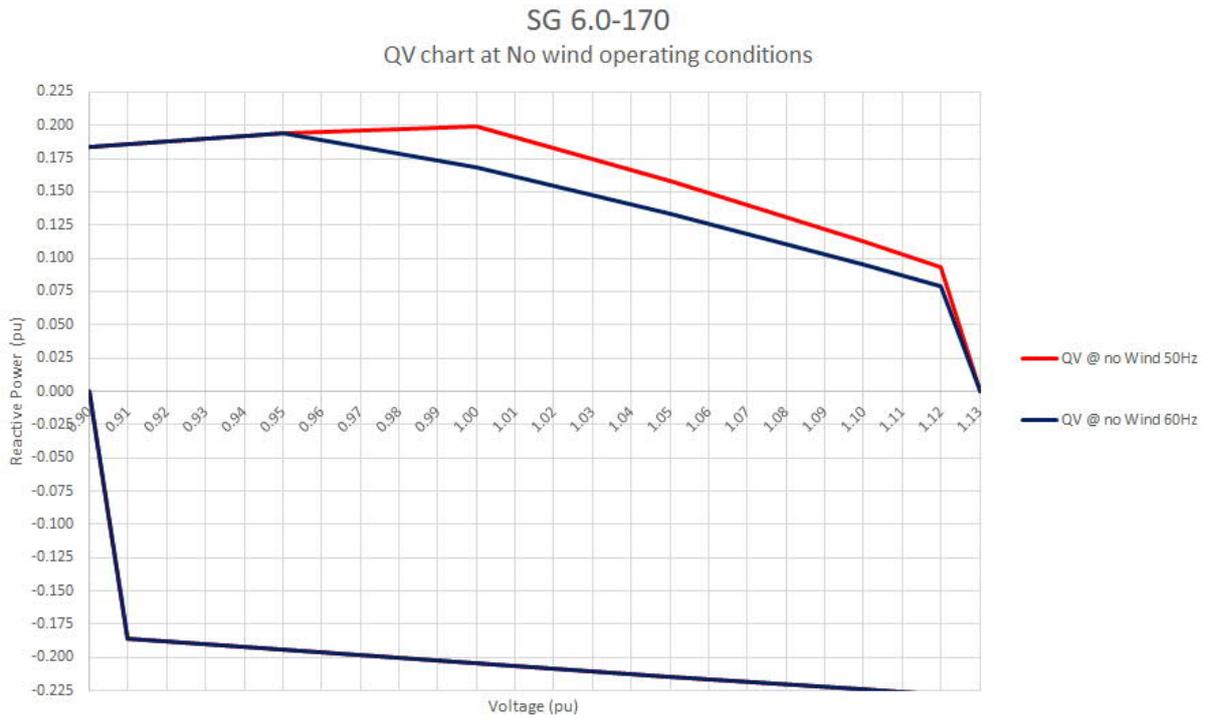


Figure 3: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

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.

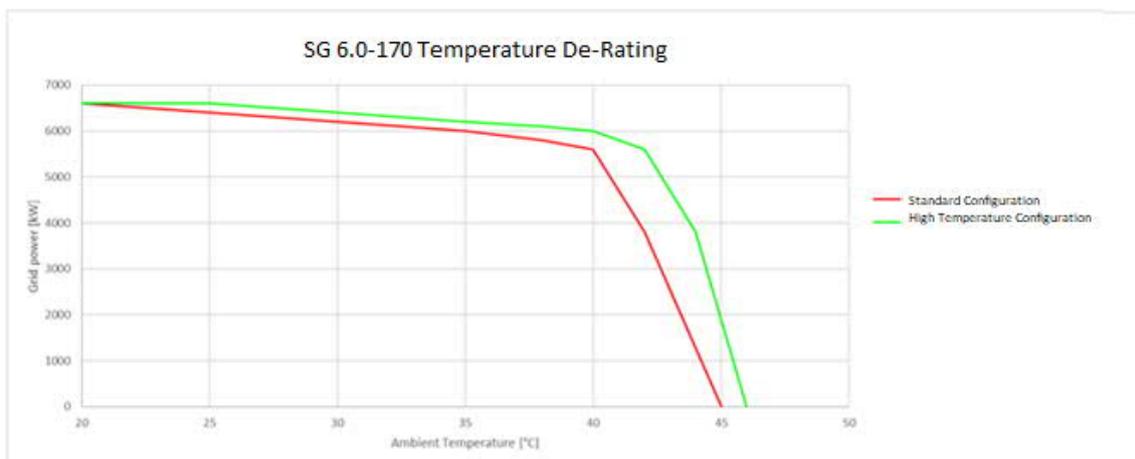
High Temperature Ride Through (also known as Temperature De-Rating)

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.

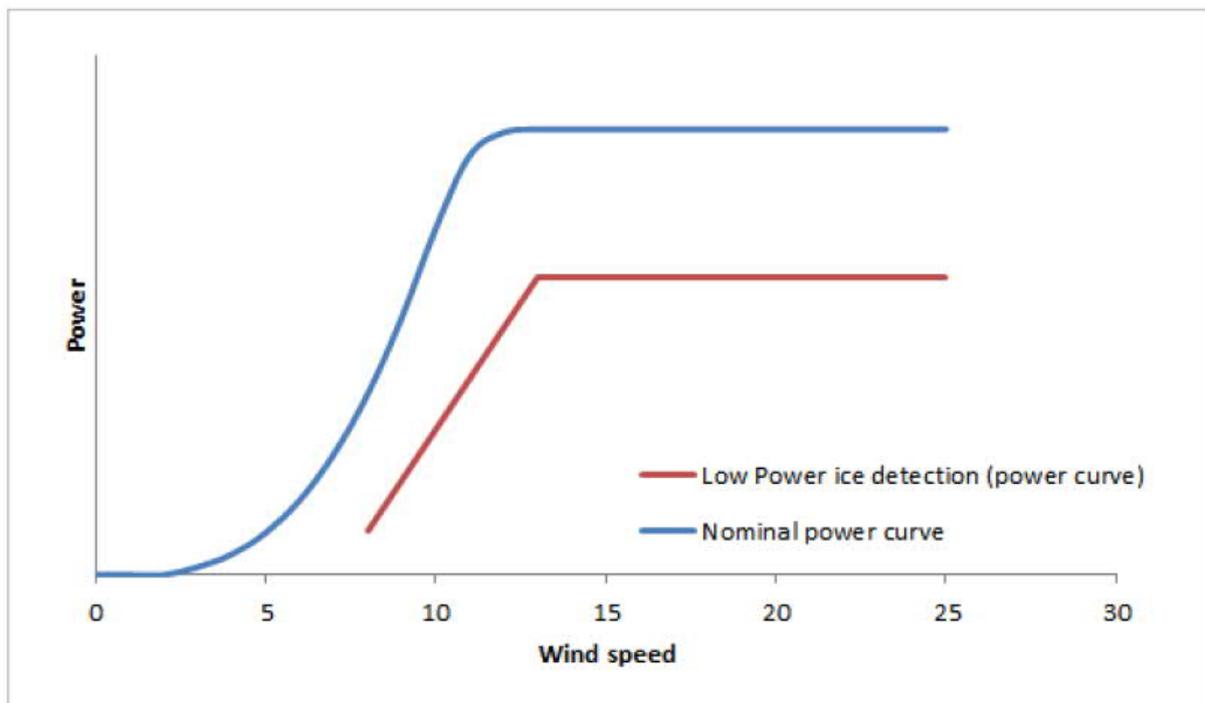


Figure 1: Illustrative comparison of the low power ice detection power curve and the nominal power curve.

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.



GRE CODE

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

PAGE 43 di/of 45

ALLEGATO 2: ISTANZE AI COMUNI E RISPOSTE SU AREE PERCORSE DAL FUOCO

Spett.le

Comune di Mesagne

info@pec.comune.mesagne.br.it

Comune di Latiano

segreteria@pec.comune.latiano.br.it

Comune di Torre Santa Susanna

protocollo.comune.torresantasusanna@pec.rupar.puglia.it

p.c.

Ministero della Transizione Ecologica

Divisione Valutazioni ambientali

VA@pec.mite.gov.it

Ministero della Transizione Ecologica

Commissione Tecnica PNRR-PNIEC

COMPNIEC@pec.mite.gov.it

Roma, 12/04/2022

Oggetto: [ID 7893] Progetto di impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6 MW ciascuno, per un totale di 60 MW, con 30 MW di sistema di accumulo, da realizzarsi nei comuni di Mesagne (BR), Torre Santa Susanna (BR) e Latiano (BR). Proponente: Enel Green Power Puglia S.r.l.

Richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016.

Con riferimento alla richiesta di integrazioni da parte del Ministero della Transizione Ecologica – Commissione Tecnica PNIEC-PNRR prot. 0002256 del 05/04/2022 (ivi allegata) con cui la suddetta Commissione, ha richiesto entro 20 giorni dal ricevimento della stessa, di integrare la documentazione allegata all'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale relativamente al progetto di cui all'Oggetto, tra cui, il seguente punto 1.1.c:

“presentare un'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, ivi inclusa la mappa delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016”

al fine di poter ottemperare alla suddetta integrazione, come da specifica richiesta, la Società Proponente, con la presente

CHIEDE



Un elenco delle particelle del territorio comunale delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016.

Distinti saluti.

EMANUELE STALTARI

Il Responsabile

Il presente documento e' sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005 e s.m.i.. La riproduzione dello stesso su supporto analogico e' effettuata da Enel Italia S.p.A. e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unita' emittente.

Da: posta-certificata@pec.aruba.it
A: enelgreenpowerpuglia@pec.enel.it
Oggetto: CONSEGNA: [ID 7893] Progetto di impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6 MW ciascuno, per un totale di 60 MW, con 30 MW di sistema di accumulo, da realizzarsi nei comuni di Mesagne (BR), Torre Santa Susanna (BR) e Latiano (BR). Proponente: Enel Green Power Puglia S.r.l. Richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016. #39555353-2993802#
Data: martedì 12 aprile 2022 16:59:02
Allegati: [dati-cert.xml](#)
[postacert.eml \(802 KB\).msg](#)

Ricevuta di avvenuta consegna

Il giorno 12/04/2022 alle ore 16:58:59 (+0200) il messaggio "[ID 7893] Progetto di impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6 MW ciascuno, per un totale di 60 MW, con 30 MW di sistema di accumulo, da realizzarsi nei comuni di Mesagne (BR), Torre Santa Susanna (BR) e Latiano (BR). Proponente: Enel Green Power Puglia S.r.l. Richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016. #39555353-2993802#" proveniente da "enelgreenpowerpuglia@pec.enel.it" ed indirizzato a "segreteria@pec.comune.latiano.br.it" è stato consegnato nella casella di destinazione.
Identificativo messaggio: F55D3285.015E5536.1E48EAAB.2DA5F681.posta-certificata@legalmail.it

Da: [Posta Certificata InnovaPuglia](mailto:Posta.Certificata.InnovaPuglia@pec.enel.it)
A: enelgreenpowerpuglia@pec.enel.it
Oggetto: CONSEGNA: [ID 7893] Progetto di impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6 MW ciascuno, per un totale di 60 MW, con 30 MW di sistema di accumulo, da realizzarsi nei comuni di Mesagne (BR), Torre Santa Susanna (BR) e Latiano (BR). Proponente: Enel Green Power Puglia S.r.l. Richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016. #39555353-2993801#
Data: martedì 12 aprile 2022 16:59:03
Allegati: [dati-cert.xml](#)
[postacert.eml \(802 KB\).msg](#)

Ricevuta di avvenuta consegna

Il giorno 12/04/2022 alle ore 16:58:59 (+0200)
il messaggio "[ID 7893] Progetto di impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6 MW ciascuno, per un totale di 60 MW, con 30 MW di sistema di accumulo, da realizzarsi nei comuni di Mesagne (BR), Torre Santa Susanna (BR) e Latiano (BR). Proponente: Enel Green Power Puglia S.r.l. Richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016. #39555353-2993801#" proveniente da "enelgreenpowerpuglia@pec.enel.it" ed indirizzato a "protocollo.comune.torresantasusanna@pec.rupar.puglia.it" è stato consegnato nella casella di destinazione.

Identificativo messaggio: F55D3285.015E5513.1E48DDEA.2DA5F681.posta-certificata@legalmail.it



Protocollo N° 0016304 del 18/05/2022

Mesagne, li 18.05.2022

Spett.le **ENEL GREEN POWER PUGLIA S.R.L.**
Viale Regina Margherita, 125
00198 ROMA
E-mailPEC :
enelgreenpowerpuglia@pec.enel.it

OGGETTO : COMUNICAZIONE alla richiesta elenco particelle delle aree percorse dal fuoco successivamente al 2016.

IL RESPONSABILE DELL'AREA IV

VISTA la richiesta della società Enel Green Power Puglia s.r.l. inoltrata il 12/04/2022 prot. 12084;
CONSULTATO il sito *Sistema Informatico della Montagna (SIM)-Ministero delle Politiche Agricole e Forestali/Corpo Forestale dello Stato/Rilievo delle aree percorse dal fuoco-*;
dalle ricerche effettuate risulta quanto di seguito:

- Anno 2017

sim [Area Riservata]
Sistema Informatico della Montagna

Utente: CARLO VOLPE

Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali
Corpo Forestale dello Stato

Catasto Incendi

ti trovi: **Catasto Incendi** > Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Selezionare il territorio di interesse specificando la annualità per la quale consultare gli Incendi

Regione: PUGLIA
Provincia: BRINDISI
Comune: MESAGNE
Anno: 2017

Ricerca

Per l'anno selezionato non esistono incendi



– Anno 2018

sim [Area Riservata]
Sistema Informativo della Montagna

Utente: CARLO VOLPE » Logout

Catasto Incendi

ti trovi: **Catasto Incendi** > Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Selezionare il territorio di interesse specificando la annualità per la quale consultare gli incendi

Regione: PUGLIA
Provincia: BRINDISI
Comune: MESAGNE
Anno: 2018

Ricerca

Per l'anno selezionato non esistono incendi

– Anno 2019

sim [Area Riservata]
Sistema Informativo della Montagna

Utente: CARLO VOLPE » Logout

Catasto Incendi

ti trovi: **Catasto Incendi** > Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Selezionare il territorio di interesse specificando la annualità per la quale consultare gli incendi

Regione: PUGLIA
Provincia: BRINDISI
Comune: MESAGNE
Anno: 2019

Ricerca

Per l'anno selezionato non esistono incendi

Anno 2020

sim [Area Riservata]
Sistema Informativo della Montagna

Utente: CARLO VOLPE » Logout

Catasto Incendi

ti trovi: **Catasto Incendi** > Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Selezionare il territorio di interesse specificando la annualità per la quale consultare gli incendi

Regione: PUGLIA
Provincia: BRINDISI
Comune: MESAGNE
Anno: 2020

Ricerca

Per l'anno selezionato non esistono incendi



Anno 2021

sim [Area Riservata]
Sistema Informativo della Montagna

Utente: CARLO VOLPE » Logout

Catasto Incendi

ti trovi: **Catasto Incendi** > Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Consultazione delle aree percorse dal fuoco rilevate da CFS/CFR

Selezionare il territorio di interesse specificando la annualità per la quale consultare gli incendi

Regione: PUGLIA
Provincia: BRINDISI
Comune: MESAGNE
Anno: 2021

Ricerca

Per l'anno selezionato non esistono incendi

Distinti saluti.



IL RESPONSABILE DELL'AREA IV
Pianificazione Territoriale – Edilizia Privata -
Ambiente

Dr.ssa Ing. Rosabianca Morleo



GRE CODE

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

PAGE 44 di/of 45

ALLEGATO 3: DOCUMENTAZIONE STMG



Green Power

Enel Green Power Puglia Srl



GRE CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.35796.00.085.00

PAGE

1 di/of 29

**IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI
60 MW WIND + 30 MW BESS
COMUNI DI MESAGNE E TORRE SANTA
SUSANNA (BR)
PREVENTIVO DI CONNESSIONE**

00	29/11/2021	EMISSIONE	D. BUFANO	S. MICCOLI	A. SERGI
			SCS	SCS	SCS
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

GRE VALIDATION

		M.BASTIANELLI
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO TORRE SANTA SUSANNA																			
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT				SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION						
	GRE	EEC	R	2	4	I	T	W	3	5	7	9	6	0	0	0	8	5	0

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

[PEC](#)

Spettabile

Enel Green Power Puglia S.r.l.

Viale Regina Margherita 125

00198 Roma (RM)

enelgreenpower@pec.enel.it

**Oggetto: Codice Pratica: 202100322 – Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne (BR)
– Preventivo di connessione**

Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 60 MW integrato da un sistema di accumulo da 30 MW.

La potenza richiesta ai fini della connessione alla RTN è pari a 90 MW in immissione e 30 MW in prelievo.

Con riferimento alla Vs. richiesta di connessione per l'impianto in oggetto, Vi comuniciamo il preventivo di connessione, che Terna S.p.A. è tenuta ad elaborare ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARG/elt 99/08 e s.m.i. (TICA).

Il preventivo per la connessione, redatto secondo quanto previsto dalla normativa vigente e dal capitolo 1 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete e ai suoi allegati (nel seguito: Codice di Rete), contiene in allegato:

- A.1 la soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione dell'impianto in oggetto ed il corrispettivo di connessione;
- A.2 l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- A.3 una nota informativa in merito alla determinazione del corrispettivo per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo e assistenza dell'iter autorizzativo;
- A.4 la comunicazione relativa agli Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione del TICA.

Qualora sia Vs. intenzione proseguire l'iter procedurale per la connessione dell'impianto in oggetto, Vi ricordiamo che, pena la decadenza della richiesta, dovrete procedere all'accettazione del suddetto preventivo di connessione entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla presente, accedendo al portale MyTerna (raggiungibile dalla sezione "Sistema elettrico" del sito www.terna.it e seguendo le istruzioni riportate nel manuale di registrazione) ed utilizzando l'apposita funzione disponibile nella pagina relativa alla pratica in oggetto.

Vi ricordiamo che, come previsto dal vigente Codice di Rete, l'accettazione dovrà essere corredata da documentazione attestante il pagamento del 30% del corrispettivo di connessione, così come definito nel seguente allegato A1 (l'importo è soggetto ad IVA), utilizzando il seguente conto:

Banca Popolare di Sondrio SpA

IBAN --- IT14K0569603211000005335X04 - SWIFT POSOIT22

Inserire nella causale di pagamento:

Codice pratica..... Versamento 30% del corrispettivo di connessione
relativo all'impianto situato a(Comune /
(Provincia),

ed allegare copia della disposizione bancaria dell'avvenuto pagamento sul portale MyTerna <https://myterna.terna.it>, completa del Codice Riferimento Operazione (CRO).

In assenza dell'accettazione del preventivo e del versamento della quota del corrispettivo nei termini indicati, la richiesta di connessione per l'impianto in oggetto dovrà intendersi decaduta.

Vi comunichiamo altresì che Terna ha provveduto ad individuare le aree e linee critiche sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in alta e altissima tensione secondo la metodologia approvata dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Vi informiamo che, qualora il Vs. impianto ricada in un'area/linea critica come da relativa pubblicazione sul sito di Terna, resta valido quanto previsto dalla normativa vigente ed in particolare dalle Delibere ARERA ARG/elt 226/12 e ARG/elt 328/12.

Vi informiamo che, per l'iter della Vs. pratica di connessione, nonché per quanto di nostra competenza relativamente al procedimento autorizzativo, il riferimento di Terna è l'Ing. Rossana Miglietta.

Contatti:	Pietro Tisti	Tel. 0683138315
	Andrea Zollo	Tel. 0683138423
	Stefano Maiorani	Tel. 0683139554
	Nadia Capoleoni	Tel. 0683138631

Vi rappresentiamo infine che, qualora sia Vs. intenzione avvalerVi della consulenza di Terna ai fini della predisposizione della documentazione progettuale da presentare in autorizzazione, a fronte del corrispettivo di cui all'allegato A.3 di cui sopra, è necessario formalizzare apposita richiesta a Terna.

Rimaniamo a disposizione per ogni eventuale chiarimento in merito.

Con i migliori saluti.

Luca Piemonti

LAT380

All.:c.s.

Copia: DTCS/AOT-NA
DSC/ADTCS/AEA
DSC/ADTCS/POA
DTCS/UPRI
ING/APRICS
PRI – PSR

Az.: PRI – CRT

ALLEGATO A1

**SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (STMG)
PER LA CONNESSIONE**



**Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 60 MW integrato da un sistema di accumulo da 30 MW. La potenza richiesta ai fini della connessione alla RTN è pari a 90 MW in immissione e 30 MW in prelievo. Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne (BR).
Codice Pratica: 202100322.**

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede, come da Voi richiesto, che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV “Brindisi – Taranto N2”.

Vi informiamo fin d’ora che al fine di razionalizzare l’utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare.

Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comuniciamo che il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale allo stallo a 150 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

In relazione a quanto stabilito dall’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e s.m.i., Vi comuniciamo inoltre che:

- i costi di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione del Vs. impianto, in accordo con quanto previsto dall’art. 1A.5.2.1 del Codice di Rete, sono di 450 k€ (al netto del costo dei terreni e della sistemazione del sito e nel rispetto di quanto previsto nel documento “Soluzioni Tecniche convenzionali per la connessione alla RTN – Rapporto sui costi medi degli impianti di rete” pubblicato sul ns. sito www.terna.it);
- il corrispettivo di connessione, in accordo con quanto previsto dal Codice di Rete, è pari al prodotto dei costi sopra indicati per il coefficiente relativo alla quota potenza impegnata a Voi imputabile, pari in questo caso a 0,2769;
- i tempi di realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione sono di 20 mesi per la futura SE 380/150 kV e 8 mesi +1 mese/km per i raccordi a 380 kV.

I tempi di realizzazione suddetti decorrono dalla data di stipula del contratto di connessione di cui all’Allegato A.57 del Codice di Rete (disponibile sul ns. sito www.terna.it), che potrà avvenire solo a valle dell’ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie, nonché dei titoli di proprietà o equivalenti sui suoli destinati agli impianti di trasmissione.

Per maggiori dettagli sugli standard tecnici di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione, Vi invitiamo a consultare i documenti pubblicati sul sito www.terna.it sezione Codice di Rete.



**Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 60 MW integrato da un sistema di accumulo da 30 MW. La potenza richiesta ai fini della connessione alla RTN è pari a 90 MW in immissione e 30 MW in prelievo. Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne (BR).
Codice Pratica: 202100322.**

Facciamo altresì presente che, in relazione alla imprescindibile necessità di garantire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico e la continuità di alimentazione delle utenze, pur in presenza della priorità di dispacciamento per le centrali a fonte rinnovabile, è necessario che gli impianti siano realizzati ed eserciti nel pieno rispetto di tutto quanto previsto dal Codice di Rete e dalla normativa vigente, compresa la norma tecnica CEI 11-32.

Vi segnaliamo inoltre che in ogni caso la connessione alla rete dell'impianto non dovrà determinare un degrado della qualità della tensione del sistema elettrico nazionale, pertanto dovrete limitare l'emissione in rete dei disturbi da flicker, da distorsione armonica e da dissimmetria della tensione secondo quanto previsto dal Codice di rete ed installare, a Vs. cura ed onere, adeguati sistemi di compensazione nel caso in cui non siano rispettati i parametri di qualità definiti nel Codice di Rete.

Vi informiamo inoltre che, così come riportato nel prospetto informativo Allegato A.2 *"Adempimenti ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni"*:

- la STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla RTN, nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti RTN;
- ai fini autorizzativi nell'ambito del procedimento unico previsto dall'art. 12 del D.lgs. 387/03 è indispensabile che il proponente presenti alle Amministrazioni competenti la documentazione progettuale completa delle opere RTN benestariata da Terna.

Rappresentiamo pertanto la necessità che il progetto delle opere RTN sia sottoposto a Terna per la verifica di rispondenza ai requisiti tecnici di Terna medesima, con conseguente rilascio del parere tecnico che dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi di cui al D.lgs. 387/03.

Riteniamo opportuno segnalare che, in considerazione della progressiva evoluzione dello scenario di generazione nell'area:

- sarà necessario prevedere adeguati rinforzi di rete, alcuni dei quali già previsti nel Piano di Sviluppo della RTN;
- non si esclude che potrà essere necessario realizzare ulteriori interventi di rinforzo e potenziamento della RTN, nonché adeguare gli impianti esistenti alle nuove correnti di corto circuito; tali opere potranno essere programmate in funzione dell'effettivo scenario di produzione che verrà via via a concretizzarsi.

Pertanto, fino al completamento dei suddetti interventi, ferma restando la priorità di dispacciamento riservata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, non sono comunque da



**Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) da 60 MW integrato da un sistema di accumulo da 30 MW. La potenza richiesta ai fini della connessione alla RTN è pari a 90 MW in immissione e 30 MW in prelievo. Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne (BR).
Codice Pratica: 202100322.**

escludere, in particolari condizioni di esercizio, limitazioni della potenza generata dai nuovi impianti di produzione, in relazione alle esigenze di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio di trasmissione e dispacciamento.

Luca Piemonti

ALLEGATO A.2

**ADEMPIMENTI AI FINI DELL'OTTENIMENTO DELLE
AUTORIZZAZIONI
PROSPETTO INFORMATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

INDICE

1	OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE.....	1
2	PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI.....	1
2.1	Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente.....	1
2.2	Autorizzazioni a cura del Gestore	4
3	AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI	5
3.1	Impianti soggetti ad iter unico.....	5
3.1.1	<i>Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio.....</i>	<i>7</i>
3.2	Impianti non soggetti ad iter unico.....	7

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

1 OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE

Con Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. l'Autorità per l'energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha disciplinato le condizioni tecniche ed economiche per le connessioni alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica e linee elettriche di connessione.

Ai sensi della citata Delibera, il Gestore fornisce, all'interno del preventivo di connessione (di seguito preventivo), un documento con l'elenco degli adempimenti a cura del soggetto richiedente la connessione (di seguito soggetto richiedente) per l'ottenimento delle autorizzazioni delle opere di rete.

Il presente documento risponde a tale finalità e ha uno scopo meramente informativo, al fine di facilitare il soggetto richiedente nella cura degli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione. Per un quadro completo dei diritti e degli obblighi che sorgono in capo al soggetto richiedente la connessione si rimanda a quanto previsto dal Codice di rete.

In base a quanto previsto dal Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete (Codice di Rete), che recepisce le condizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i., il Gestore, a seguito di una richiesta di connessione, elabora il preventivo, che comprende tra l'altro, la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG).

La STMG è definita dal Gestore sulla base di criteri finalizzati a garantire la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire, tenendo conto dei diversi aspetti tecnici ed economici associati alla realizzazione delle opere di allacciamento.

In particolare il Gestore analizza ogni iniziativa nel contesto di rete in cui si inserisce e si adopera per minimizzare eventuali problemi legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area, al fine di evitare limitazioni di esercizio degli impianti di generazione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

La STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti di rete per la connessione.

2 PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI

2.1 Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente

Il Gestore, all'atto dell'accettazione del preventivo, consente al soggetto richiedente di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli impianti di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, fermo restando che in presenza di iter unico, le autorizzazioni di tali opere saranno obbligatoriamente a cura del soggetto richiedente.

Il soggetto richiedente che si avvalga della facoltà suindicata è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle Amministrazioni competenti.

In particolare, ai fini della predisposizione della documentazione progettuale (ed eventuale supporto tecnico in iter autorizzativo) da presentare in autorizzazione, il soggetto richiedente può avvalersi della consulenza del Gestore a fronte di una remunerazione stabilita dal Gestore medesimo nel preventivo, secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

Al fine di formalizzare quanto sopra, il soggetto richiedente adempie agli “*Impegni per la progettazione*”¹ di cui al Codice di Rete, mediante l’utilizzo del portale MyTerna (o attraverso invio del Modello 4/a disponibile su www.terna.it), con cui tra l’altro, si impegna incondizionatamente ed irrevocabilmente a:

- individuare in accordo con Terna le aree per la realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione e successivamente sottoporre al Gestore, prima della presentazione alle preposte Amministrazioni, il progetto di tali opere, indicate nella STMG, ai fini del rilascio, da parte del Gestore, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete, allegando al progetto copia della disposizione bancaria² dell’avvenuto pagamento del corrispettivo di cui al Codice medesimo, nella misura fissa di 2500 Euro (IVA esclusa)³;
- assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (se del caso) cedere a titolo gratuito al Gestore, nei casi di iter unico con autorizzazione emessa a nome del soggetto richiedente, il progetto come autorizzato e l’autorizzazione relativa alle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l’espletamento degli adempimenti di competenza del Gestore medesimo ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- manlevare e tenere indenne il Gestore e gli eventuali affidatari della realizzazione delle opere di rete da qualunque pretesa possa essere avanzata in relazione all’utilizzazione del progetto;
- autorizzare espressamente il Gestore ad utilizzare il progetto riguardante gli impianti elettrici di connessione alla Rete Elettrica Nazionale e a diffonderlo ad altri soggetti del settore energetico direttamente interessati ad utilizzarlo, rinunciando espressamente ai diritti di proprietà intellettuale, di sfruttamento economico e di utilizzo, di riproduzione ed elaborazione (in ogni forma e modo nel complesso ed in ogni singola parte), degli elaborati, disegni, schemi, e specifiche e degli altri documenti inerenti il detto progetto creati e realizzati dal soggetto

¹ Anche nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l’elaborazione del progetto, lo stesso è tenuto a presentare al Gestore gli impegni per la progettazione di cui al Codice di Rete unitamente al progetto, affinché il Gestore possa verificare le modalità di collegamento degli impianti di utente sugli impianti RTN in progetto. Qualora sia previsto ad esempio il collegamento di più impianti di utente ad una medesima stazione elettrica RTN il Gestore dovrà verificare che non vi siano sovrapposizioni nell’utilizzo degli stalli in stazione.

² Tale corrispettivo dovrà essere versato su Banca Popolare di Sondrio IBAN IT90P0569603211000005500X72, SWIFTPOS0IT22, intestato a TERNA S.p.A. - causale di pagamento: “Trasmissione progetto impianto Codice Pratica da ... kW sito nel comune di per parere di rispondenza”.

³ Nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l’elaborazione del progetto completo tale corrispettivo sarà nullo.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

richiedente e/o da questo commissionati a terzi. Il Gestore riconosce che il richiedente non è responsabile per l'uso che i soggetti presso i quali il progetto verrà diffuso faranno dello stesso e si impegna ad inserire tale specifica pattuizione negli accordi che intercorreranno tra il Gestore e i detti soggetti;

- autorizzare altresì il Gestore e gli eventuali affidatari ad effettuare tutte le eventuali variazioni e modifiche che si dovessero rendere necessarie ai fini della progettazione esecutiva e della realizzazione delle opere suddette.

Il progetto delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione dovrà essere elaborato in piena osservanza della STMG fornita dal Gestore, nonché di quanto riportato nella specifica tecnica *"Guida alla preparazione della documentazione tecnica per la connessione alla RTN degli impianti di Utente"*.

Tale specifica tecnica, allegata al presente documento e disponibile sul sito www.terna.it, contiene la documentazione tecnica di base che deve essere prodotta per l'esame preliminare di fattibilità dell'allacciamento alla RTN degli impianti, nonché per la verifica di rispondenza del progetto ai requisiti del Gestore, ai fini delle richieste di autorizzazione. Inoltre, ove previsto dalla normativa vigente, la documentazione suddetta dovrà essere integrata con gli studi e le valutazioni dell'impatto territoriale, paesaggistico ed ambientale delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Il progetto sarà inviato al Gestore mediante la compilazione del Modello 4/b *"Trasmissione degli elaborati di progetto"* di cui al Codice di rete e disponibile sul sito www.terna.it.

Rientrano le opere di rete strettamente necessarie per la connessione interventi quali ad esempio:

- 1) nuova stazione elettrica (S.E.) e relativi raccordi di collegamento su linea esistente, compresi punti di raccolta AAT - AT;
- 2) modifiche o ampliamenti di S.E. esistenti (ad esempio nuovo stallo AT o AAT o eventuale nuova sezione AT o AAT);
- 3) interventi di potenziamento e/o ricostruzione di elettrodotti e realizzazione di nuovi elettrodotti, necessari per la connessione.

Per quanto riguarda i casi in cui vi sia una pluralità di soluzioni di connessione che interessano il medesimo impianto RTN, la localizzazione ed il progetto di tale impianto è definita in stretto coordinamento con il Gestore che si adopera per raggiungere, ove possibile, un comune accordo tra i soggetti interessati dalla medesima STMG, al fine:

- del raggiungimento di una localizzazione condivisa delle aree destinate ai nuovi impianti RTN;
- della definizione di un unico progetto da presentare alle competenti Amministrazioni.

Relativamente ai terreni interessati dagli interventi, il soggetto autorizzante dovrà disporre di titolo di proprietà o predisporre gli atti che gli consentano di attuare la procedura di esproprio.

In seguito alla predisposizione della documentazione di progetto e prima dell'approvazione della stessa da parte del Gestore, il soggetto richiedente rende disponibile al Gestore il progetto

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

medesimo, autorizzandolo altresì alla riproduzione e divulgazione dello stesso ai fini delle relative attività di connessione e sviluppo di sua competenza.

A valle del benessere al progetto, relativamente alla verifica della rispondenza ai requisiti tecnici del Gestore, lo stesso sarà trasmesso a tutte le società cui è stata fornita la medesima STMG, in modo che le stesse società possano tenerne conto, nei propri iter autorizzativi presso le competenti Amministrazioni.

Il soggetto richiedente che abbia ottenuto le autorizzazioni provvede a far sì che le stesse siano trasferite a titolo gratuito al Gestore. A tal fine il soggetto richiedente ed il Gestore inviano alle competenti Amministrazioni richiesta congiunta di voltura a favore del Gestore delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti.

2.2 Autorizzazioni a cura del Gestore

Il soggetto richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo:

- dichiara di volersi avvalere del Gestore per l'avvio e la gestione della procedura autorizzativa presso le competenti Amministrazioni; richiede al Gestore, a fronte di una remunerazione stabilita nel preventivo dal Gestore medesimo secondo principi di trasparenza e non discriminazione, di elaborare la documentazione progettuale;
- provvede alla richiesta di autorizzazione e gestione dell'iter autorizzativo delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, su eventuale mandato del Gestore, nei casi di cui al punto 3.2, e sempre in presenza dell'iter unico nei casi di cui al punto 3.1.

In base a quanto disposto dalla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. entro 90 (novanta) giorni lavorativi per connessioni in AT e 120 (centoventi) giorni per connessioni AAT dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo da parte del richiedente, il Gestore presenta, informando il soggetto richiedente stesso, le richieste di autorizzazioni di propria competenza e, con cadenza semestrale, lo tiene aggiornato sullo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo medesimo.

Resta inteso che, ove necessario, e previo accordo con il soggetto richiedente, il Gestore potrà avviare, prima della richiesta di autorizzazione, una fase di concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli E.E. L.L. atta a favorire ed accelerare l'esito positivo dell'iter autorizzativo.

In tal caso sarà possibile derogare dalle tempistiche di cui alla citata delibera.

Non sussisterà alcuna responsabilità del Gestore per inadempimenti dovuti a forza maggiore, caso fortuito, ovvero ad eventi comunque al di fuori del loro controllo

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

3 AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI

3.1 Impianti soggetti ad iter unico

➤ Impianti di generazione sottoposti al D. Lgs. 387/03

Nel caso di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'articolo 12 comma 3, prevede che *“La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione”*. Ai sensi del successivo comma 4, *“l'autorizzazione “è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni”*. Le opere connesse e le infrastrutture indispensabili di cui al citato articolo 12 comprendono anche, specifica l'articolo 1-octies del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105 *“le opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione e alla rete di trasmissione nazionale necessarie all'immissione dell'energia prodotta dall'impianto come risultanti dalla soluzione di connessione rilasciata dal gestore di rete”*.

Gli impianti di generazione e le relative opere connesse sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o Provincia da essa delegata, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

Tali pareri sono acquisiti nell'ambito della Conferenza dei Servizi che costituisce uno strumento di semplificazione dei procedimenti decisionali in materia di realizzazione di interventi di trasformazione del territorio, in quanto consente di assumere in un unico contesto tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta o gli assensi delle varie Amministrazioni coinvolte.

Nell'iter autorizzativo dell'impianto di produzione confluiscono quindi le opere connesse ed infrastrutture indispensabili ai fini della connessione dell'impianto di produzione alla rete, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

L'art. 13 del D.M. 10 settembre 2010, recante *“Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, indica i contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica. Ai sensi della lettera f), ai fini dell'ammissibilità dell'istanza, è indispensabile che il soggetto richiedente allegghi alla propria documentazione *“il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale, esplicitamente accettato dal proponente; al preventivo sono allegati gli elaborati necessari al rilascio dell'autorizzazione degli impianti di rete per la connessione, predisposti dal gestore di rete competente, nonché gli elaborati relativi agli eventuali impianti di utenza per la connessione, predisposti dal proponente.”*.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

Il soggetto richiedente che abbia accettato il preventivo definito dal Gestore, sottopone a quest'ultimo la documentazione relativa al progetto delle opere elettriche necessarie per la connessione per la verifica di rispondenza alla STMG, al Codice di Rete ed ai requisiti tecnici del Gestore.

Il parere tecnico rilasciato dal Gestore dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi.

In base all'art. 14 del D.lgs. 387/03, l'AEEG *"emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, secondo alcuni principi:

- lettera f-quater) è previsto *"l'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui"*;
- lettera f-quinquies) *"prevedono che gli interventi obbligatori di adeguamento della rete di cui alla lettera f-quater), includano tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti di autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta"*.

Affinché il Gestore garantisca quanto indicato ai commi suddetti, è necessario che il soggetto richiedente autorizzi, tramite procedimento unico le opere di rete e gli interventi su rete esistente strettamente necessari per la connessione indicati nella STMG formulata dal Gestore.

Ciò consente di connettere alla RTN anche impianti di produzione realizzati in zone a bassa copertura di rete (in cui al rete non è presente o è distante dagli impianti di produzione), o altresì zone in cui la rete è poco magliata, o non adeguata ad accogliere ulteriore potenza rispetto a quella installata.

Il comma 2 dell'art. 14, del D.lgs. 387/03 prevede inoltre che *"costi associati allo sviluppo della rete siano a carico del gestore della rete"*.

Tali interventi saranno pertanto a carico del Gestore e saranno realizzati dal Gestore medesimo.

- Impianti di generazione autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55

Gli impianti di generazione di potenza termica superiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55, che prevede un'autorizzazione unica di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico per gli impianti di produzione e *"le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, ivi compresi gli interventi di sviluppo e adeguamento della rete elettrica di trasmissione nazionale necessari all'immissione in rete dell'energia prodotta"*, indicati espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

➤ Impianti di cogenerazione autorizzati ai sensi del D. Lgs. 115/08

Gli impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi dell'articolo 11, comma 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, che prevede un'autorizzazione unica da parte dell'Amministrazione competente per gli impianti di produzione e per le relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

3.1.1 Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio

L'autorizzazione unica rilasciata dalle competenti Amministrazioni, dovrà espressamente prevedere per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione, l'autorizzazione oltre che alla costruzione anche all'esercizio.

Dal momento che tali impianti risulteranno nella proprietà del Gestore e saranno eserciti dal Gestore medesimo, è indispensabile che l'Amministrazione competente provveda, a fronte di richiesta congiunta del Gestore e del soggetto richiedente, all'emissione di apposito decreto di voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione completa relativamente alla costruzione ed esercizio degli impianti RTN.

3.2 Impianti non soggetti ad iter unico

Nel caso di connessione di impianti di generazione da fonte convenzionale di potenza termica non superiore a 300 MW e non soggetti all'autorizzazione di cui al Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e di impianti di generazione non sottoposti al Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'autorizzazione delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate dal Gestore nella STMG, è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290 e successive modificazioni.

Come descritto al paragrafo 2, la richiesta di autorizzazione è a cura del Gestore ed il provvedimento di autorizzazione è rilasciato a nome del Gestore medesimo.

In alternativa, previo apposito mandato del Gestore e qualora ritenuto possibile dal Ministero dello Sviluppo Economico, il soggetto richiedente avvia e gestisce la procedura autorizzativa per conto del Gestore medesimo al fine di ottenere le autorizzazioni delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Le autorizzazioni succitate saranno ottenute a nome del Gestore, che parteciperà in ogni caso alle Conferenze di Servizi indette e che approverà le eventuali modifiche progettuali richieste.

ALLEGATO A.3

PROGETTO DELLE OPERE RTN NECESSARIE PER LA CONNESSIONE

**DETERMINAZIONE DEL CORRISPETTIVO PER LA PREDISPOSIZIONE DELLA
DOCUMENTAZIONE DA PRESENTARE NELL'AMBITO DELL'ITER
AUTORIZZATIVO E ASSISTENZA / GESTIONE ITER AUTORIZZATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

INDICE

1	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	3
2	DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI	3
2.1	Piano Tecnico delle Opere (PTO).....	3
2.1.1	<i>PTO stazioni</i>	3
2.1.2	<i>PTO elettrodotti aerei</i>	4
2.1.3	<i>PTO elettrodotti in cavo</i>	5
2.2	Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente.....	6
2.3	Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici	7
2.4	Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio	7
2.5	Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾	8
2.6	Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.7	Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾.....	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.8	Gestione iter autorizzativo	9
2.8.1	<i>Assistenza all'iter autorizzativo</i>	9
3	CORRISPETTIVI.....	9

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

1 RIFERIMENTI NORMATIVI

L'art. 21 del Testo Unico per le Connessioni Attive (TICA) recita: “[...] *Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell’ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo nell’ambito delle proprie MCC.*”

L'art. 3 dello stesso regolamento prevede poi che **Terna** debba stabilire “*le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell’iter autorizzativo.*”

In ottemperanza agli obblighi sanciti dalla normativa vigente **Terna** propone le seguenti prestazioni finalizzate all’ottenimento dell’autorizzazione:

1. elaborazione del piano tecnico (PTO) delle opere connesse quali stazioni elettriche (A) ed elettrodotti aerei (B) o in cavo (C);
2. redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica;
3. elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici;
4. predisposizione della documentazione per l’imposizione del vincolo preordinato all’esproprio;
5. elaborazione della relazione geologica e sismica asseverata da professionista abilitato;
6. elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica asseverata da professionista abilitato;
7. elaborazione della relazione di indagine idraulica *[eventuale]* (studio di compatibilità idraulica) asseverata da professionista abilitato;
8. gestione iter autorizzativo (A) o, nel caso di autorizzazione unica assistenza all’iter autorizzativo (B).

2 DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI

2.1 Piano Tecnico delle Opere (PTO)

2.1.1 PTO stazioni

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- rappresentazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata dall'opera con individuazione delle particelle catastali interessate;
- piante, prospetti e sezioni degli edifici;
- planimetria elettromeccanica;
- sezioni longitudinali delle varie parti di impianto;
- schema elettrico unifilare;
- rete di terra (indicazioni);
- principali caratteristiche tecniche dell'impianto (apparecchiature, servizi ausiliari, sistema di controllo, illuminazione, accessi, viabilità interna ed esterna, etc.);
- studio piano - altimetrico;
- indicazioni relative alla sicurezza antincendio;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
SE smistamento 150 kV	10,0 + 2,0 * S
SE smistamento 220 kV	12,5 + 2,5 * S
SE smistamento 380 kV	15,0 + 3,0 * S
Nuova sezione SE 150 kV	10,0 + 2,0 * S
SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV	16,0 + 2,0 * S
Nuovo stallo 150 kV	16
Nuovo stallo 220 kV	18
Nuovo stallo 380 kV	20

S = numero di stalli

2.1.2 PTO elettrodotti aerei

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica generale;

- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia 1:25000 con attraversamenti;
- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei componenti di elettrodotti in aereo (sezione conduttori, morsetteria, isolatori, equipaggiamenti, corda di guardia, fondazioni, impianto di terra etc.);
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente;
- profilo plano-altimetrico con scelta dei sostegni 1 e loro distribuzione, con evidenza della fascia altimetrica compresa tra l'altezza massima prevista per i sostegni ed il franco minimo rispetto al piano campagna;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata e posizione dei sostegni;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	12,0 + 4,5 * I
Elettrodotto aereo 220 kV	13,5 + 4,7 * I
Elettrodotto aereo 380 kV	15,0 + 4,8 * I

I = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.1.3 PTO elettrodotti in cavo

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia con attraversamenti;

¹ (Se del caso, informazioni ulteriori sulle caratteristiche dei sostegni) Per le tipologie dei sostegni: ipotesi di carico, calcoli di verifica e diagrammi di utilizzazione, con riferimento alle norme vigenti. Per le tipologie di fondazioni di prevedibile utilizzo per l'intervento proposto: i rispettivi disegni e i calcoli di verifica, con riferimento alle norme vigenti.

- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei cavi;
- sezione di scavo e posa dei cavi;
- tipici di attraversamenti dei cavi con altre infrastrutture;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto in cavo MT	6,0 + 1,2 * l
Elettrodotto in cavo AT	9,0 + 1,5 * l

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.2 Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente

Redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica

Redazione dello studio di impatto ambientale con eventuale verifica di assoggettabilità dell'impianto di utenza e dell'impianto di rete per la connessione secondo i disposti di cui al D.Lgs. 152/06 ed al D.Lgs 4/08. Il documento è asseverato a firma di tecnico abilitato.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	19,5 + 2,7 * l
Elettrodotto aereo 220 kV	21,0 + 2,9 * l
Elettrodotto aereo 380 kV	22,5 + 3,0 * l

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.3 Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici

La documentazione si compone dei seguenti elaborati:

- relazione sui campi magnetici;
- tracciato degli elettrodotti su cartografia ufficiale;
- schema disposizione conduttori;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aerei	$7,5 + 1,5 * l$
Elettrodotto in cavo	$6,8 + 1,0 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.4 Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio

Elaborazione della documentazione necessaria ai sensi del T.U. 327/02 e s.m.i. sulla espropriazione per pubblica utilità costituita da:

- Predisposizione della documentazione per le pubblicazioni di rito (Albi pretori, quotidiani, ecc.) se gli intestatari sono maggiori o uguali a 50
- Predisposizione delle lettere di avvio del procedimento di esproprio o asservimento da inviare alle ditte interessate se gli intestatari sono minori di 50
- Elenchi delle ditte catastali interessate dalle opere in progetto, con definizione della superficie asservita
- Elenchi dei fogli e particelle dei terreni su cui ricadono le opere in progetto
- Planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata

	Formula di corrispettivo [k€]
elettrodotto aerei	$7,5 + 0,5 * l$
elettrodotto in cavo	$7,5 + 0,3 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.5 Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 4

2.6 Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

2.7 Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

⁽¹⁾ La relazione geologica e sismica sarà asseverata da professionista abilitato.

⁽²⁾ La relazione idrologica e idrogeologica dovrà tenere conto di tutti i vincoli correlati alla presenza del reticolo idrografico e dovrà evidenziare l'eventuale presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità, la relazione dovrà essere asseverata da professionista abilitato.

⁽³⁾ La relazione di indagine idraulica dovrà essere sviluppata nel caso la *Relazione idrologica e idrogeologica* di cui al punto 2.6 evidenzi la presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità e dovrà approfondirne la valutazione e prevedere le eventuali opere necessarie a contenere il rischio a garanzia della sicurezza degli impianti in progetto.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.8 Gestione iter autorizzativo

Prevista solo nel caso in cui non sia possibile avvalersi di autorizzazione unica (impianti non disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, né dalla Legge n. 55/2002), l'attività consta nell'istruzione della domanda di autorizzazione per la costruzione ed esercizio degli impianti RTN, nella partecipazione in qualità di richiedente l'autorizzazione alle Conferenza di Servizi e a eventuali riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 20 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario, con l'aggiunta delle spese di istruttoria. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

2.8.1 Assistenza all'iter autorizzativo

L'attività, prevista in particolare nel caso in cui sia necessario avvalersi di autorizzazione unica (impianti disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, dalla Legge n. 55/2002 o merchant lines disciplinate dalla Legge N. 290/2003) consta nell'affiancamento del committente durante la Conferenza di Servizi ed in occasione di riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 10 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

3 CORRISPETTIVI

I corrispettivi sono determinati da **Terna**, a seguito di apposita richiesta da parte del richiedente la connessione, sulla base dei valori di riferimento di cui al presente documento. In funzione della particolarità o specificità (anche in relazione alle diverse situazioni territoriali) delle attività richieste, i corrispettivi potranno differire di $\pm 10\%$ rispetto ai valori di riferimento complessivi indicati nel presente documento.

QUADRO SINOTTICO DEI VALORI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI

			formula di corrispettivo [k€]
PTO	Stazioni	SE smistamento 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
		SE smistamento 220 kV	$12,5 + 2,5 * S$
		SE smistamento 380 kV	$15,0 + 3,0 * S$
		nuova sezione SE 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
		SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV	$16,0 + 2,0 * S$
		nuovo stallo 150 kV	16
		nuovo stallo 220 kV	18
		nuovo stallo 380 kV	20
	Elettrodotti aerei	elettrodotto aereo 150 kV	$12,0 + 4,5 * I$
		elettrodotto aereo 220 kV	$13,5 + 4,7 * I$
		elettrodotto aereo 380 kV	$15,0 + 4,8 * I$
	Elettrodotti in cavo	elettrodotto in cavo MT	$6,0 + 1,2 * I$
		elettrodotto in cavo AT	$9,0 + 1,5 * I$
SIA	elettrodotto aereo 150 kV	$19,5 + 2,7 * I$	
	elettrodotto aereo 220 kV	$21,0 + 2,9 * I$	
	elettrodotto aereo 380 kV	$22,5 + 3,0 * I$	
Relazione ARPA	elettrodotto aerei	$7,5 + 1,5 * I$	
	elettrodotto in cavo	$6,8 + 1,0 * I$	
Relazione ESPROPRIO	elettrodotto aerei	$7,5 + 0,5 * I$	
	elettrodotto in cavo	$7,5 + 0,3 * I$	
Relazione geologica e sismica		4	
Relazione idrologica e idrogeologica		6,9	
Relazione di indagine idraulica		6,9	
Assistenza iter		10% corrispettivo del progetto	

ALLEGATO A.4

COMUNICAZIONE DI AVVIO DEI LAVORI

Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i.
dell'AEEG

COMUNICAZIONE AVVIO LAVORI

Per le connessioni in alta ed altissima tensione l'art. 31 dell'Allegato A della deliberazione 99/08 e s.m.i. prevede che il preventivo accettato dal richiedente cessi di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo.

Con riferimento a quanto sopra, nel caso in cui il termine sopraindicato non possa essere rispettato a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per causa di forza maggiore o per cause non imputabili al titolare dell'iniziativa, in ottemperanza agli obblighi sanciti dalla citata deliberazione, al fine di evitare la decadenza della soluzione accettata, è necessario che lo stesso comunichi al Gestore di Rete competente (entro 18 mesi dall'accettazione del preventivo per la connessione) la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica; in tale caso sarà inoltre necessario trasmettere, con cadenza periodica di 180 giorni, una comunicazione recante un aggiornamento dell'avanzamento sullo stato lavori.

Per l'invio delle comunicazioni ora richiamate relative all'avvio o al mancato avvio dei lavori, occorre seguire la seguente procedura:

1. registrarsi, qualora non l'abbiate ancora fatto, sul portale My Terna, raggiungibile all'indirizzo <https://myterna.terna.it>, accedendo con la funzione "Primo accesso Controparti esistenti";
2. accedere alla funzione "Visualizza pratiche" e quindi selezionare la pratica di interesse (mediante il pulsante "Pratica");
3. all'interno della pagina dedicata alla pratica, utilizzare la funzione "SAL impianto di utenza" per comunicare la data di avvio lavori o il motivo del mancato avvio (in questo caso la data sarà recepita automaticamente dal sistema al momento della conferma);
4. compilare, a seconda dei casi, i campi delle date presunte di fine o avvio lavori;
5. Confermare i dati attraverso l'apposito pulsante.

I due campi "Data di avvio lavori" e "Motivo mancato avvio" sono mutuamente escludenti: sarà possibile valorizzarne uno solo.

Qualora però comunichiate l'avvio lavori dopo già averne in precedenza comunicato il ritardo, rimarrà visualizzato l'ultima motivazione inserita, ma sarà comunque possibile valorizzare la data di avvio dei lavori.

In assenza delle comunicazioni di cui sopra, verrà avviato il processo di decadimento del Preventivo per la Connessione dell'impianto in oggetto.

Marzocca Francesco (EGPI BD)

Da: noreplay.crm@terna.it
Inviato: mercoledì 22 settembre 2021 12:57
A: Galasso Antonio 2 (EGPI BD)
Oggetto: Connessione alla RTN - Codice Pratica 202100322 Accettazione Preventivo (STMG)

Da: "Portale MyTerna"

Oggetto: Codice Pratica 202100322 Accettazione Preventivo (STMG)

Gentile Cliente,

vi comunichiamo che l'accettazione del preventivo (STMG) è pervenuta in data 22/09/2021.

Cordiali Saluti.

Gruppo Terna

Questo è un messaggio informativo generato automaticamente, eventuali risposte a questa email non sono monitorate pertanto non si riceverà alcuna risposta.

Questo messaggio può contenere informazioni la cui riservatezza è tutelata legalmente e deve essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. È vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso di Gruppo Terna. Qualora fosse stato ricevuto per errore si prega di distruggere la copia in proprio possesso e contattare tempestivamente Gruppo Terna mediante accesso al sito [https://urldefense.com/v3/__http://www.terna.it__;!!OjemSMKBgg!0NsFLK04d3AwPy18iKst9wqyxFbc7L5yIVgcVN d-goyJIFgU93dzZvjk-r51IB8a5g\\$](https://urldefense.com/v3/__http://www.terna.it__;!!OjemSMKBgg!0NsFLK04d3AwPy18iKst9wqyxFbc7L5yIVgcVN d-goyJIFgU93dzZvjk-r51IB8a5g$.).

Questo messaggio (allegati eventuali compresi) contiene informazioni del Gruppo Terna che devono essere utilizzate esclusivamente dai destinatari in relazione alle finalità per le quali sono state inviate. È vietata qualsiasi forma di divulgazione senza l'esplicito consenso di Terna. Qualora questa e-mail sia stata ricevuta per errore, si prega di provvedere alla distruzione dell'intero messaggio e di informare tempestivamente il mittente. Grazie.

This email (and any files transmitted with it) includes Terna Group information and is intended solely for the use of the recipients to whom it is addressed. Please note that disclosing the contents of this email is strictly prohibited without Terna's express consent. Please notify the sender immediately if you have received this e-mail by mistake and delete this e-mail from your system. Thank you.

PEC

Spettabile

Enel Green Power Puglia S.r.l.

enelgreenpower@pec.enel.it

e p.c. Spettabile

Enel Green Power Italia S.r.l.

enelgreenpoweritalia@pec.enel.it

Oggetto: Codice Pratica: 202100322 – Comuni di Torre Santa Susanna e Mesagne (BR) – Benestare al progetto

Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eolica) da 60 MW integrato con sistema di accumulo da 30 MW.

La potenza richiesta ai fini della connessione è pari a 90 MW in immissione e 30 MW in prelievo.

Ci riferiamo:

- al preventivo di connessione rilasciato da Terna e da Voi accettato, il quale prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Brindisi – Taranto N2”;
- alla documentazione progettuale da Voi inviata in data 09.12.2021 (ns. prot. TERNA/A20210100358);

per comunicarVi quanto di seguito riportato.

La documentazione progettuale relativa agli impianti di rete per la connessione, per quanto è possibile rilevare dagli elaborati in ns. possesso, è da considerarsi rispondente ai requisiti tecnici di connessione di cui al Codice di Rete, ai soli fini dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, fatte salve eventuali future modifiche in sede di progettazione esecutiva e la risoluzione a Vostro carico di eventuali interferenze.

Relativamente alle Opere di Utente, fermo restando che la corretta progettazione e realizzazione delle stesse rimane nella Vs. esclusiva responsabilità, il presente benestare si riferisce esclusivamente alla correttezza dell'interfaccia con le Opere di Rete.

Fanno parte del seguente parere di rispondenza gli elaborati delle Opere Utente e delle Opere RTN di seguito elencati.

Opere RTN			
N. Elaborato	Descrizione	Rev.	Data evisione
L.01	Raccordi - Relazione Tecnico Descrittiva	02	Luglio 2020
L.02	Raccordi – Planimetria su CTR	02	Luglio 2020
L.03	Raccordi – Ortofoto	02	Luglio 2020
L.04	Raccordi – Planimetria Catastale	02	Luglio 2020
L.06	Raccordi – Aree Potenzialmente Impegnate	02	Luglio 2020
L.07	Raccordi – Distanza di Prima Approssimazione (DPA)	02	Luglio 2020
L.08	Raccordi – Profilo Elettrodotto 150 kV	02	Luglio 2020
L.09	Raccordi – Profilo Elettrodotto 380 kV	02	Luglio 2020
L.10	Raccordi – Elenco Attraversamenti	02	Luglio 2020
L.11	Raccordi – Relazione Campi Elettromagnetici	02	Luglio 2020
L.12	Raccordi – Piano Particellare	02	Luglio 2020
S01	Relazione Tecnica Stazione RTN	02	Luglio 2020
S02	Planimetria Elettromeccanica Stazione RTN	03	Luglio 2020
S03	Schema Unifilare Stazione RTN	02	Luglio 2020
S04	Planimetria Catastale	01	Luglio 2020
S05	Planimetria su CTR	01	Luglio 2020
S06	Particolare Cancellone Accesso	01	Maggio 2020
S07	Particolare Recinzione	01	Maggio 2020
S08	Prospetto Stazione RTN	03	Luglio 2020
S09	Prospetto Stallo Arrivo Linea 380 kV	03	Luglio 2020
S10	Prospetto Stallo Parallelo 380 kV	03	Luglio 2020
S11	Prospetto Stallo Linea Aerea 150 kV	02	Maggio 2020
S12	Prospetto Stallo Parallelo 150 kV	03	Luglio 2020
S13	Prospetto Sbarre AT 150 kV	03	Luglio 2020
S14	Prospetto Sbarre AT 380 kV	01	Maggio 2020
S15	Edificio Magazzino	02	Maggio 2020
S16	Cabina MT	03	Luglio 2020
S17	Edificio Comandi	02	Maggio 2020
S18	Edificio Servizi Ausiliari	02	Maggio 2020
S19	Chiosco per Apparecchiature Elettriche	01	Maggio 2020
S23	Torre Faro h = 35 m	01	Luglio 2020
S24	Stallo TIP 150 kV	01	Luglio 2020
R.13.SE	Piano Preliminare di Utilizzo in Sito delle Terre e Rocce da Scavo	01	Settembre 2020
07c.SE	Rilievo Planaltimetrico Sezioni	01	Settembre 2020
06.SE	Inquadramento SE Terna e area di condivisione Sottostazioni Utenti Attivi su Catastale (Viabilità Accesso)	01	Settembre 2020

04.SE	Inquadramento SE Terna e area di condivisione SU su CTR (Viabilità Accesso)	01	Settembre 2020
R10.SE	Relazione di trattamento acque meteoriche di prima pioggia	01	Settembre 2020
13.SE	Impianto di raccolta, trattamento e smaltimento acque meteoriche su catastale	01	Settembre 2020
R12.SE	Piano Particellare	01	Settembre 2020

Opere di Utenza			
N. Elaborato	Descrizione	Rev.	Data revisione
GRE.EEC.R.24.IT.W.3 5796.00.039.00	Relazione Tecnica opere elettriche Impianto di connessione alla RTN	00	29/09/2021
GRE.EEC.D.24.IT.W. 35796.00.090.00 Fogli 1 e 2	Impianti di Rete	00	29/11/2021
GRE.EEC.D.24.IT.W.3 5796.00.097.00	Corografia Connessione	00	29/11/2021
GRE.EEC.D.24.IT.W.3 5796.00.096.00	Inquadramento catastale Connessione	00	29/11/2021
GRE.EEC.D.24.IT.W.3 5796.00.092.00	Schema Unifilare SE RTN	00	29/11/2021
GRE.EEC.D.24.IT.W.3 5796.00.093.00 Fogli 1 e 2	Sezioni SE Utente e RTN	00	29/11/2021
GRE.EEC.L.24.IT.W.35 796.00.094.00 Fogli 1 e 2	Planimetria SE RTN	00	29/11/2021

Vi informiamo inoltre che:

- non possiamo garantirVi circa le possibili interferenze del Vs. impianto di utenza con opere di altre utenze in aree esterne alla stazione non sotto il ns. controllo;
- al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con l'impianto codice pratica 202001227 della società Enel Green Power Italia S.r.l., e con eventuali altri utenti della RTN; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare;
- tutte le attività relative agli impianti di utenza all'interno della futura SE RTN a 380/150 kV dovranno essere condivise con Terna.

Vi segnaliamo inoltre che il Vs. trasformatore AT/MT dovrà essere del tipo YNd11 con neutro accessibile ad isolamento pieno e che relativamente alle apparecchiature di protezione da installare sul Vs. stallo utente nonché ai telesegnali ed alle telemisure occorrenti per la visibilità della Centrale sul sistema di controllo di Terna, a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, sarà Vs. cura prendere accordi con l'Area Dispacciamento Centro-Sud (struttura Analisi ed Esercizio), anche al fine di stipulare il Regolamento di esercizio.

Vi rappresentiamo che per quanto riguarda i contatori da installare sul Vs. impianto di utenza, sarà Vs. cura contattare la struttura Terna “Misura e Osservazione del Sistema” (metering_mail@terna.it).

Vi rappresentiamo che tale documentazione di progetto dovrà essere presentata alle competenti Amministrazioni ai fini del rilascio dell’autorizzazione completa e definitiva alla costruzione ed esercizio degli impianti.

Vi ricordiamo infine che, restano ferme le previsioni di cui al Codice di Rete e relativi allegati (A57 - Contratto Tipo per la Connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale), tra cui gli adempimenti a Vs. cura, a titolo non esaustivo di seguito indicati:

- rendere disponibile a Terna la piena proprietà dell’area, libera da vincoli, pesi e formalità pregiudizievoli e non gravata da contenziosi, nonché priva di vizi strutturali e idrogeologici e idonea alla sua destinazione, al fine della realizzazione della nuova stazione con le opere connesse e strumentali, nella configurazione di massima espansione per futuri sviluppi;
- rendere disponibile a Terna il diritto di servitù perpetua e inamovibile di elettrodotto, non gravato da pesi e formalità pregiudizievoli e da contenziosi, per gli elettrodotti di raccordo, ed ogni altro titolo di servitù accessorio (ad esempio, servitù di passaggio sulla strada di accesso all’impianto).

Rimaniamo a disposizione per ogni eventuale chiarimento.

Con i migliori saluti.

Luca Piemonti

LAT
Az: SSD – PRI – CRT
Copia: DTCS/AOT-NA
DSC/ADTCS/AEA
DSC/ADTCS/POA
RIT-REI-ARICS
SPS-SVP-PRA

**Accordo per l'utilizzo della sottostazione di collegamento alla stazione TERNA
"Latiano"**

(di seguito l'"Accordo")

tra

La società Enel Green Power Italia S.r.l., con sede in viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma distinta dal numero 15416251005 di codice fiscale e di iscrizione nel Registro delle Imprese di Roma, N.REA RM - 1588939, rappresentata da Petrarca Eleonora, nata a Roma il 20/03/1979 C.F. PTRLN79C60H501G in qualità di Procuratore,
(in seguito chiamata "EGP ITALIA");

da una parte

e

la società Enel Green Power Puglia S.r.l., con sede in viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma distinta dal numero 03956690758 di codice fiscale e di iscrizione nel Registro delle Imprese di Roma, N.REA RM -1357197, rappresentata da Staltari Emanuele, nato a Locri (RC) il 10/05/1977 C.F. STLMLN77E10D976D in qualità di Amministratore Unico,
(in seguito chiamata "EGP Puglia");

dall'altra parte

(di seguito denominate anche singolarmente la "**Parte**" e congiuntamente le "**Parti**")

Premesso che

- La società EGP ITALIA ha ottenuto da Terna in data 08/10/2020 prot. P20200063873 la STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) cod. id. 202001227 della potenza di 78+35 MW (WIND+BESS) relativa allo schema di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) che prevede la connessione in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2", denominata "Latiano 380";
- La società Enel Green Power Puglia S.r.l. ha richiesto a Terna una STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) cod. id. 202100322 della potenza di 60+30 MW (WIND+BESS). Si evidenzia che per la suddetta è stato richiesto come punto di connessione alla RTN la medesima nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2", denominata "Latiano 380" con la finalità esplicita di condivisione del medesimo stallo RTN a 150 kV tra i due impianti 202001227 e 202100322.

Tanto premesso

le Parti convengono e stipulano quanto segue

1. Le premesse e l'allegato costituiscono parte integrante del presente Accordo.
2. Le Parti concordano nell'utilizzare un'area comune, antistante la sezione a 150 kV della nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2", denominata "Latiano 380", ubicata nel Comune di Latiano (BR), identificata all'interno del catasto dei terreni del Comune di Latiano, al foglio 9, particelle 11-12, per

la realizzazione di tutte le opere in media e alta tensione necessarie per l'ingresso sullo stallo linea 150 kV.

3. Gli impianti titolarità di ciascuna Parte saranno distinti in modo da garantire misure separate in MT, mentre avranno in comune la sbarra 150 kV, ed il cavo 150 kV di collegamento della predetta sbarra a 150 kV allo stallo linea 150 kV.
4. L'esercizio e la manutenzione saranno gestiti dalla società che per prima avrà raggiunto i requisiti di cantierabilità (intendendosi con ciò la comunicazione di inizio lavori alla Regione Puglia) che, pertanto, andrà a costituire l'interlocutore unico per TERNA in relazione alle parti comuni d'impianto alle problematiche che, più in generale, andranno a riferirsi all'intera area della sottostazione.
5. L'accesso alla sottostazione sarà consentito solo ed esclusivamente per il personale tecnico designato dai responsabili delle Parti.
6. Per quanto attiene la sicurezza del personale che avrà accesso all'area e le modalità di accesso, queste saranno definite in un regolamento interno fra le Parti, al fine di rendere ottimali le condizioni di sicurezza.
7. Per quanto attiene i costi di costruzione, nonché i costi di esercizio e di manutenzione, questi saranno definiti in un regolamento interno che verrà sottoscritto tra le Parti.
8. Si allega al presente Accordo la planimetria avente ad oggetto la raffigurazione della stazione di connessione.
9. Il Gruppo ENEL nella conduzione degli affari e nella gestione dei rapporti interni, si riferisce ai principi contenuti nel proprio codice etico, nel piano di tolleranza zero contro la Corruzione (piano TZC) e nel modello organizzativo adottato, ai sensi e per gli effetti del D.lgs. 231/2001, un modello organizzativo liberamente visionabile e consultabile all'indirizzo <http://www.enelgreenpower.com>.
10. I dati personali acquisiti reciprocamente nell'ambito del presente Contratto saranno trattati dalle Parti in osservanza a quanto disposto dal Regolamento UE n. 679/2016 e dal Codice Privacy così come aggiornato dal D. Lgs 10/08/2018 n. 101.

Roma, 17/02/2020

Enel Green Power Italia S.r.l.
Un Procuratore
Eleonora Petrarca

Se quanto sopra indicato incontra il Vostro consenso, Vi preghiamo di inviarci copia del presente Contratto da Voi siglata su ogni pagina e sottoscritta in calce per integrale e incondizionata accettazione.

Roma, 17/02/2020

Enel Green Power Puglia S.r.l.
L'Amministratore Unico
Emanuele Staltari



GRE CODE

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

PAGE 45 di/of 45

ALLEGATO 4: SCHEDE TECNICHE APPARECCHIATURE BESS

CONTAINER BATTERIE



CATL

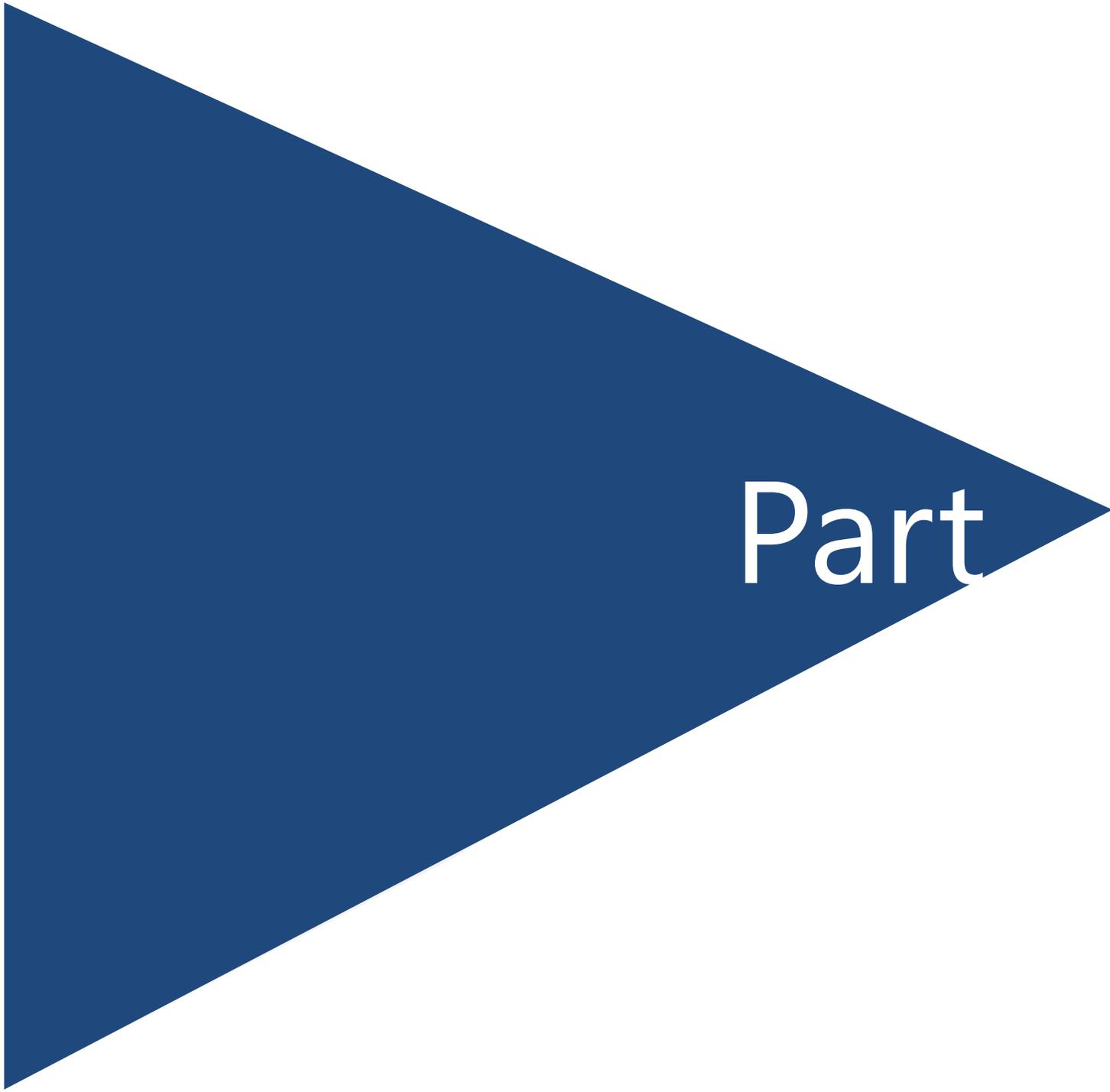
20-foot Container ---Liquid Cooling Battery System



C contents

- 1 Product Specification
- 2 System Overview
- 3 Installation

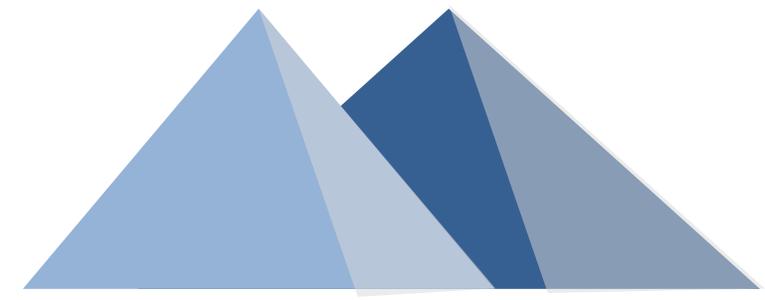
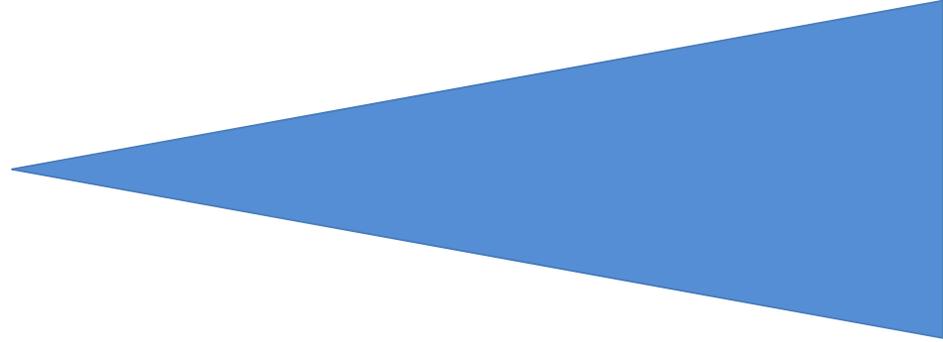
Note:
**Data updating is possible due to
continue improvement process**



Part

01

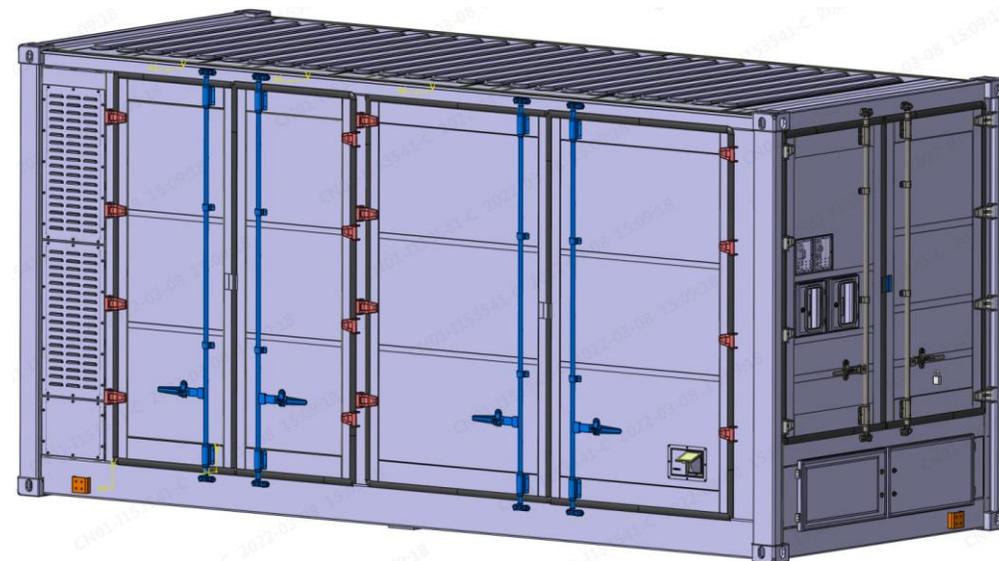
Product introduction
LFP 280Ah



Product introduction



NO.	Type	Description
1	Rated Energy	3.72MWh
2	Cell Cap(Ah)	LFP-280Ah
3	Rated Voltage	1331V/1500V
4	Container size	2462 (W)*6058(D)*2896(H)mm
5	Weight(T)	35T
6	Max Charging/Discharging Power	0.5P/0.5P
7	Cooling method	Liquid cooling
8	Color	RAL7035
9	IP	IP55



IEC 62619



UL 1973



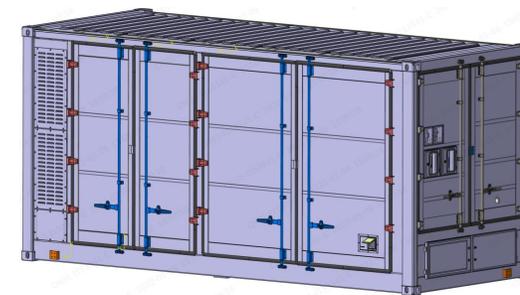
UL 9540A



IEC 62477-1



Specification:



Item	Cell-280Ah	Module	Container
Configuration	/	2P52S	10P416S
Dimension (W*D*H)(mm)	173.9*207.2*71.7	810*2060*240	2462 *6058*2896
Weight (kg)	5.36±0.30Kg	~660kg	~35000kg
Rated Voltage (V)	3.2	166.4	1331.2
Voltage Range(V)	2.5 ~ 3.65	145.6 ~ 187.2	1164.8 ~ 1497.2
Rated Energy(kWh)	0.896	93.18	3727



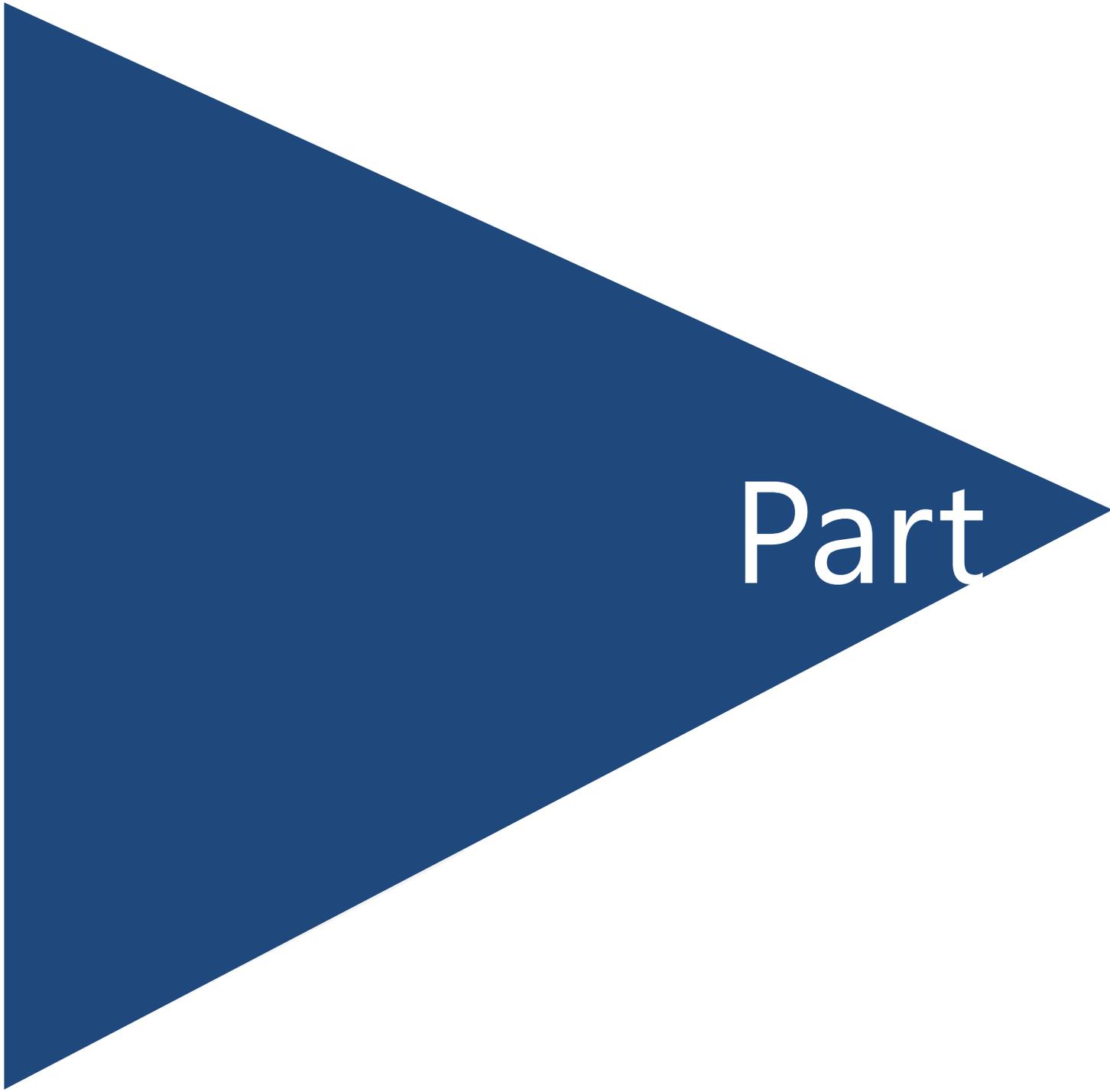
Specification:

Product Type		LFP battery bank	
NO.	Item	Specification	
1	Configuration	10P416S	
2	Rated Energy	3727kWh	
3	Rated Voltage	1331.2VDC	
4	Voltage Range	1164.8~1497.6VDC	
5	Charging Current (0.5P)	Rated	1400A
6	Charging Power (0.5P)	Rated	1863.68kW
7	Discharging Current (0.5P)	Rated	1400A
		Maximum	1600A
8	Discharging Power (0.5P)	Rated	1863.68kW



Specification:

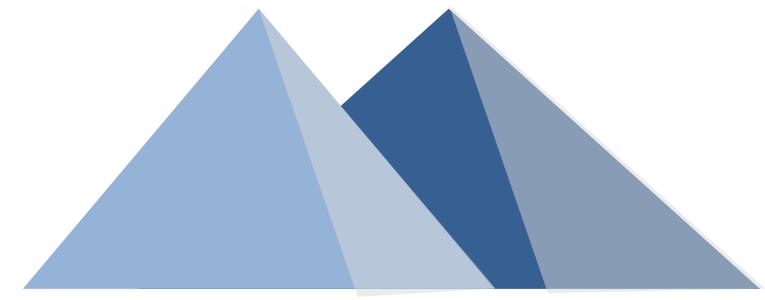
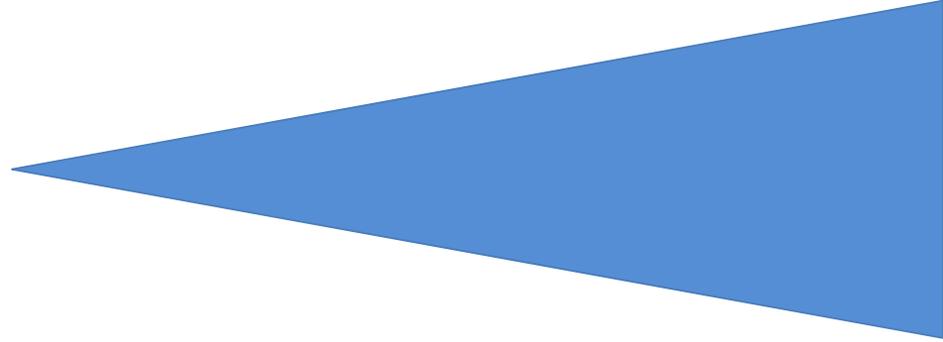
Product Type		LFP battery bank	
NO.		Item	Specification
9	Operating Ambient Temperature	Charge	-25 °C...+55 °C
		Discharge	-25 °C...+55 °C
10	Auxiliary power supply	Voltage range	3AC 380...480V
11	Environment condition	Storage Temperature	-35 °C...+60 °C
		Application altitude	≤4000m (>2000m need be derated)
12	General Parameters	Communication protocol	CAN, RS485, TCP/IP
		Communication connection	Fast plug
		Power connection	Cable lug: 16 x M12
		Aux Power connection	Terminal
		Coolant	50% Ethylene glycol aqueous solution
13	Fulfill standard	cell	Cell: UN38.3, UL1973, IEC62619, UL9540A Container/rack: UL1973, UL9540A



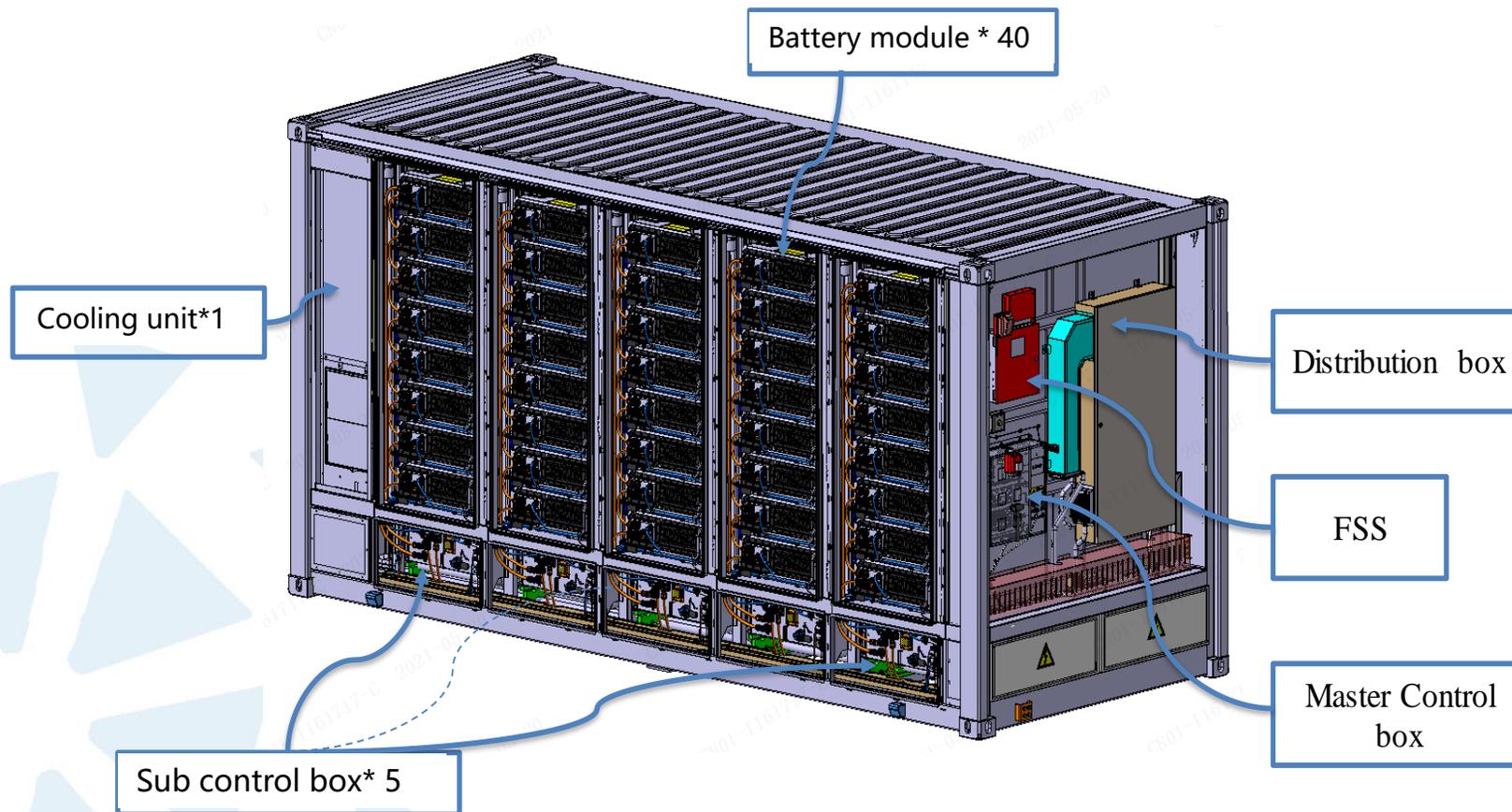
Part

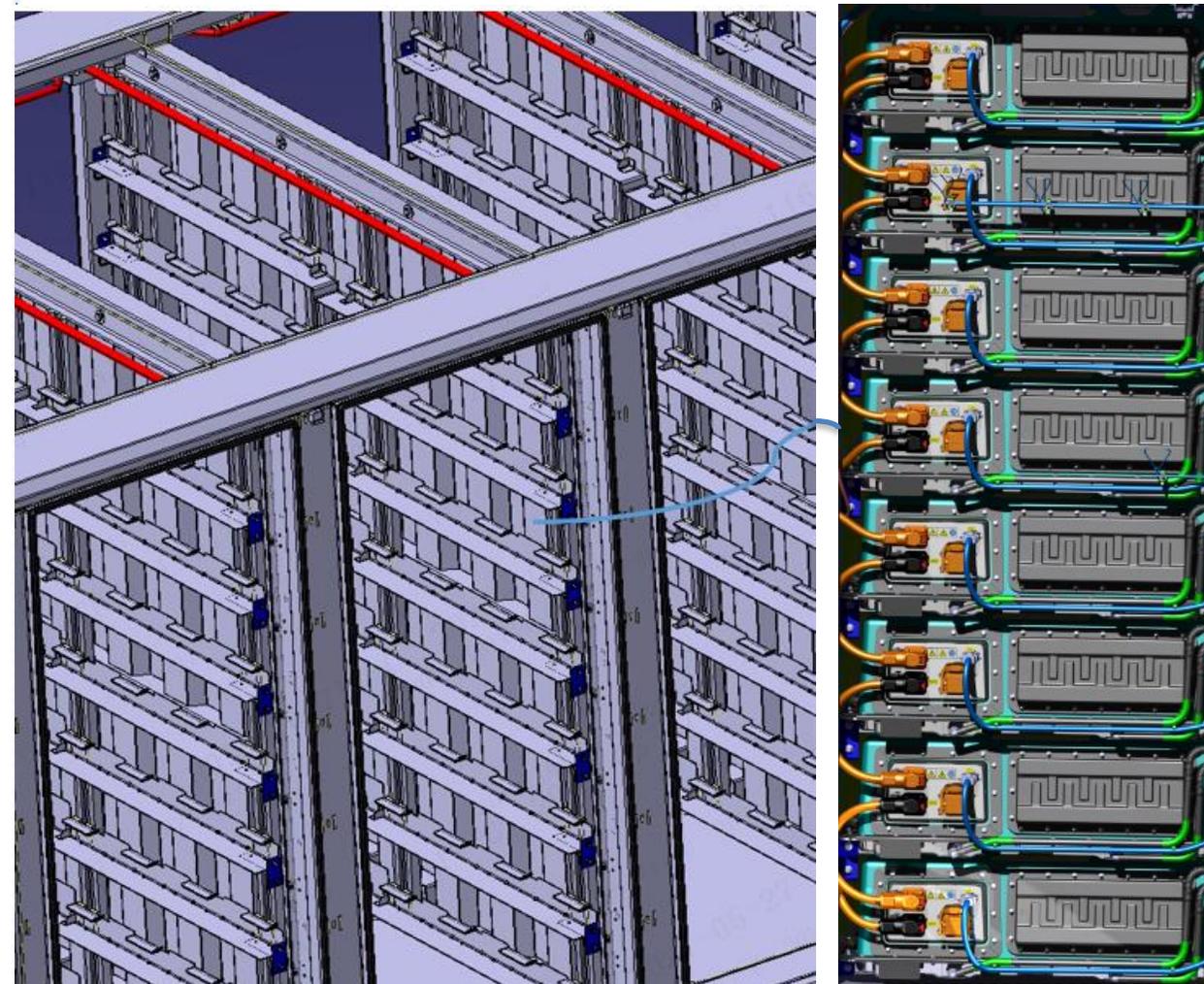
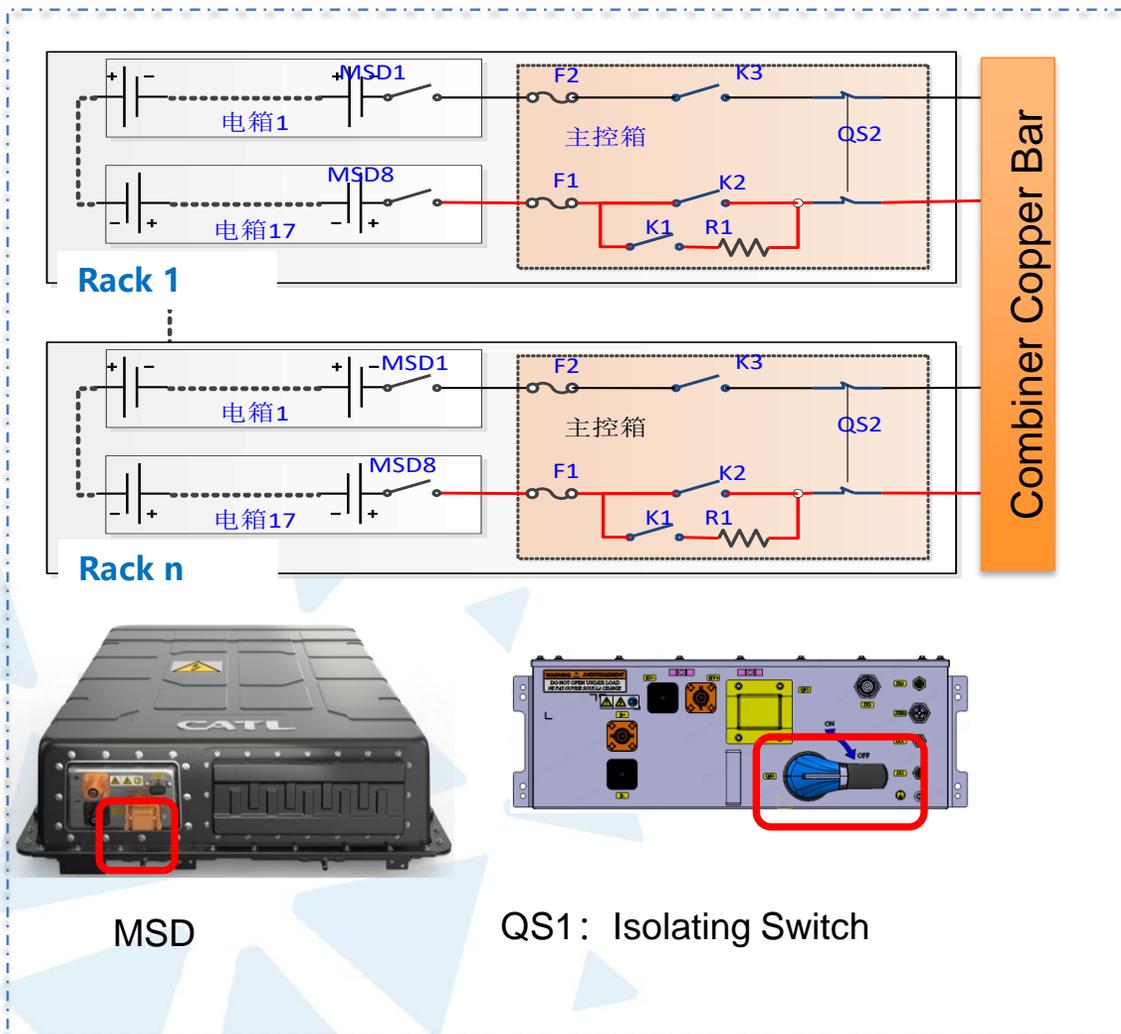
02

System Overview



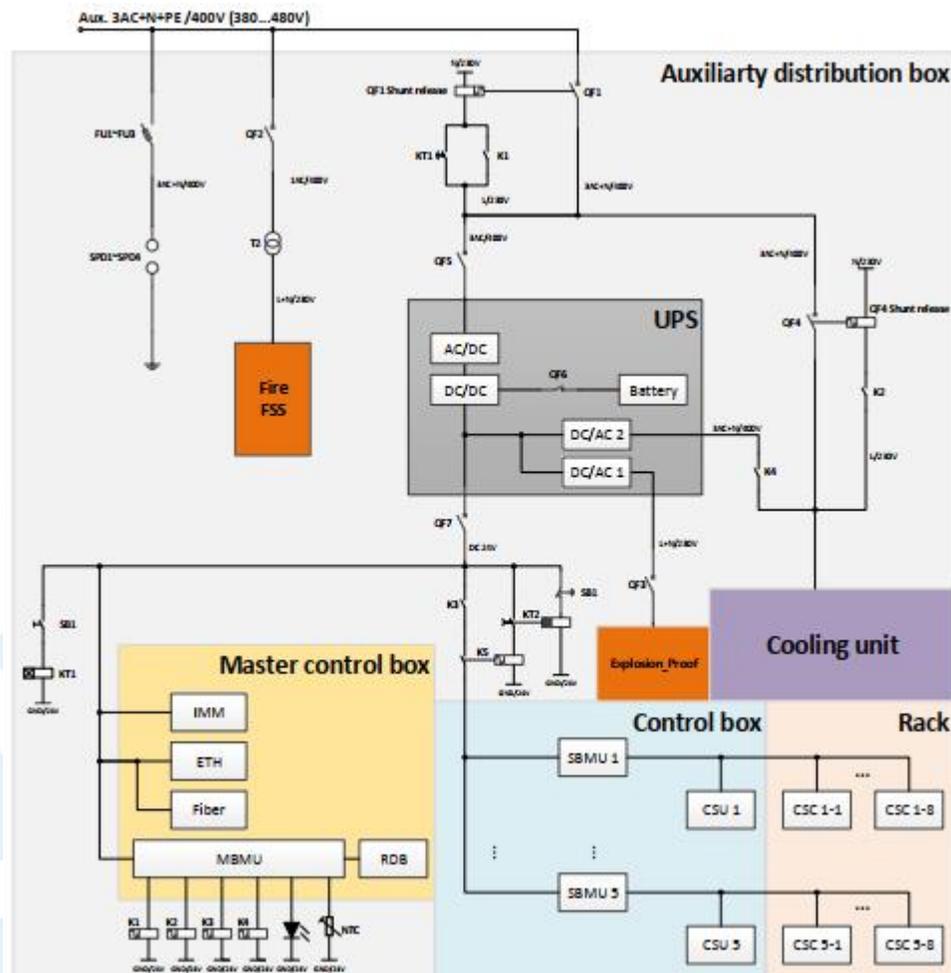
System Overview---Basic Configuration





✓ Module, Rack has disconnect device & Fuse to ensure safety

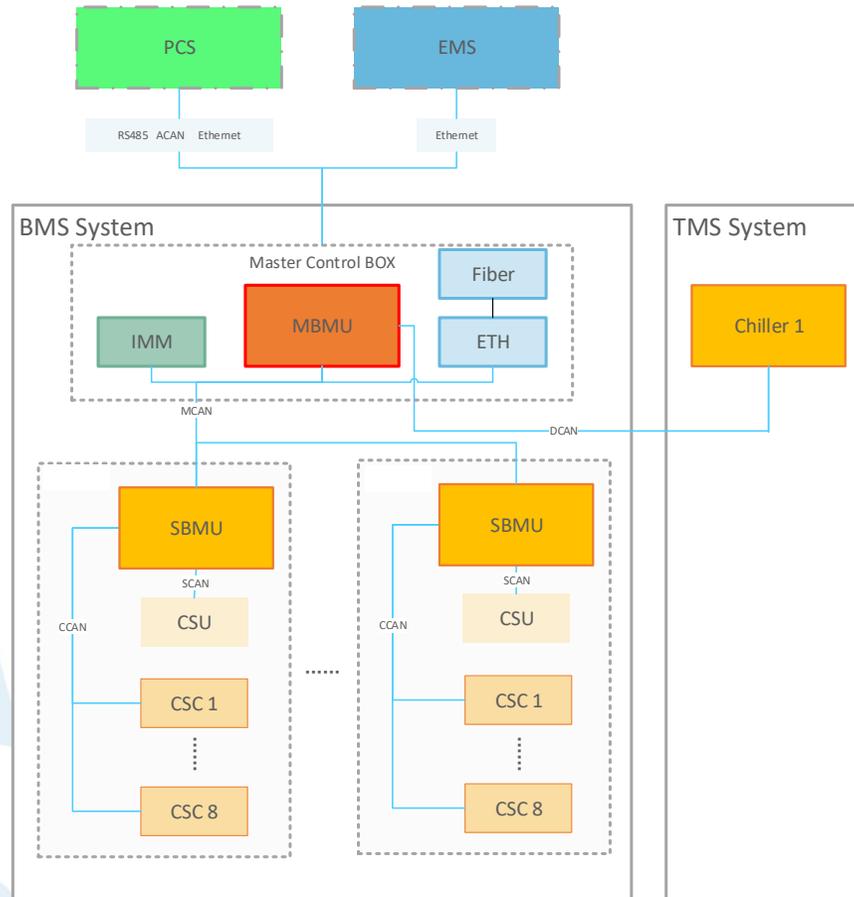
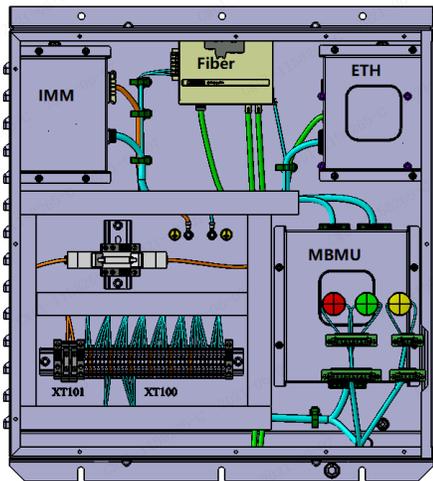
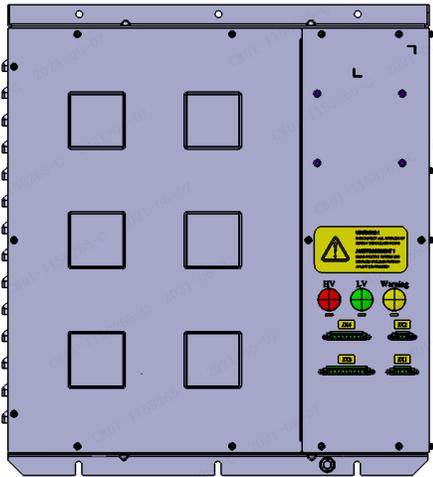
✓ Rack design / Fast Plug, efficient and safe



Feature:

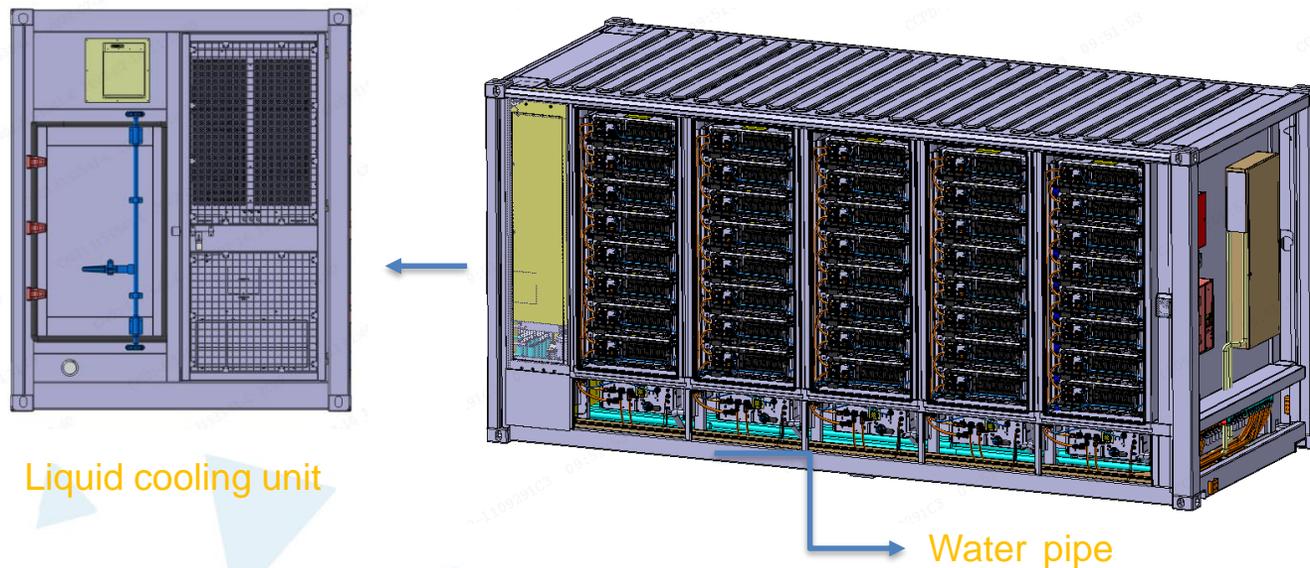
- ✓ Auxiliary power supply input : 380...480V 3AC, 50/60Hz
- ✓ Include DC24V power supply output & DC24V UPS for BMS system
- ✓ Include E-stop circuit
- ✓ Include circuit protection and power supply on-off control circuit
- ✓ Include Type II SPD for AC Power supply

Electrical Room/Master Control Box



Feature:

- ✓ Three level communication Architecture
- ✓ Integrated MBMU, IMM, ETH, Fiber Conversion Module in control box together.
- ✓ Support two container parallel connection
- ✓ Low power consumption of BMS system



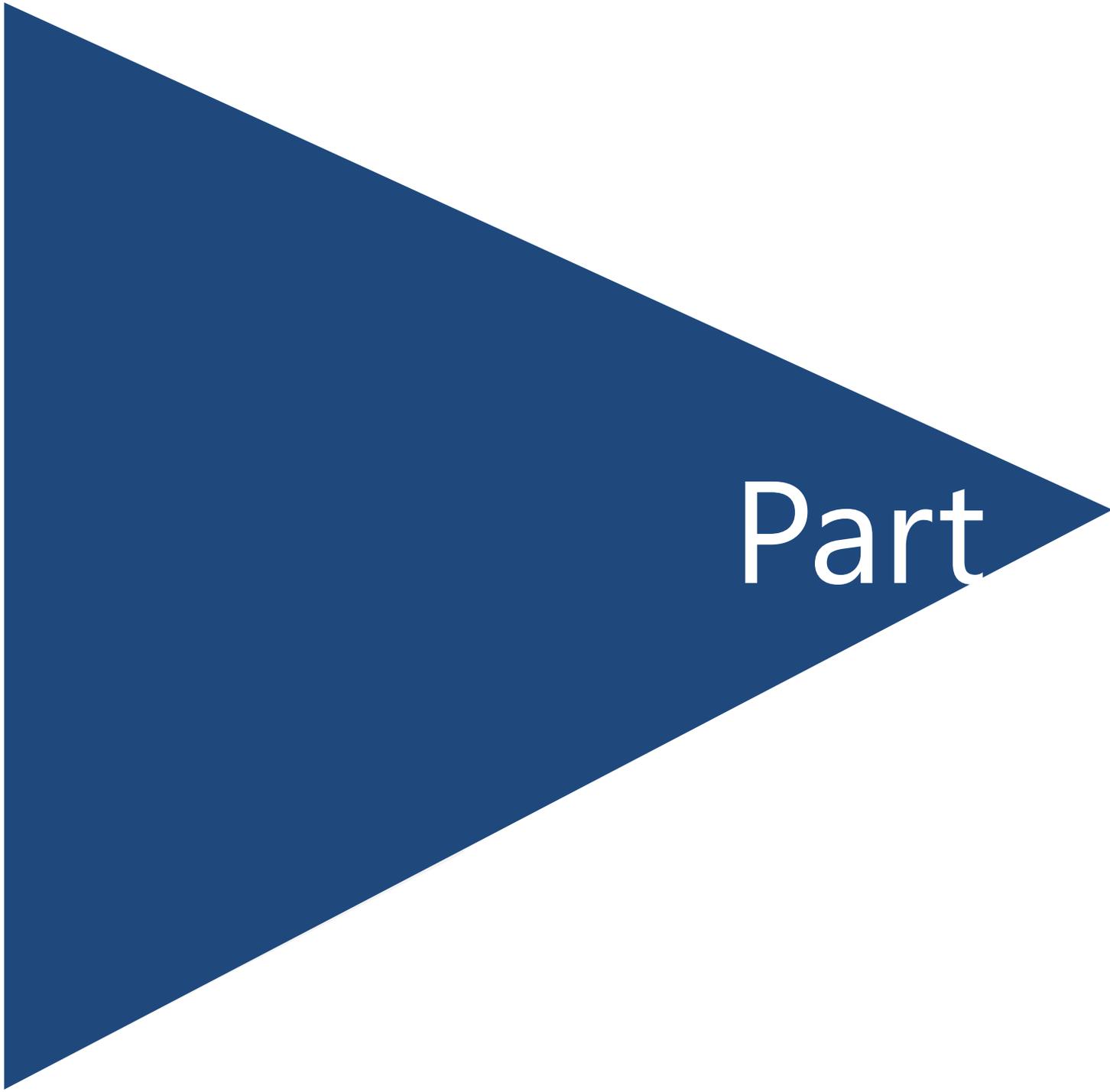
Liquid cooling unit

Water pipe

Feature:

- ✓ Max. ambient temperature: 55 °C
- ✓ Power supply: 3AC 380~480V
- ✓ 15~40kW Cooling power for 0.5P System
- ✓ Cooling performance is auto-adjustable according to ambient temperature & precharge/charge status

Type	0.5 P System
Quantity of Chiller	1
Cooling Capacity	15~40kW

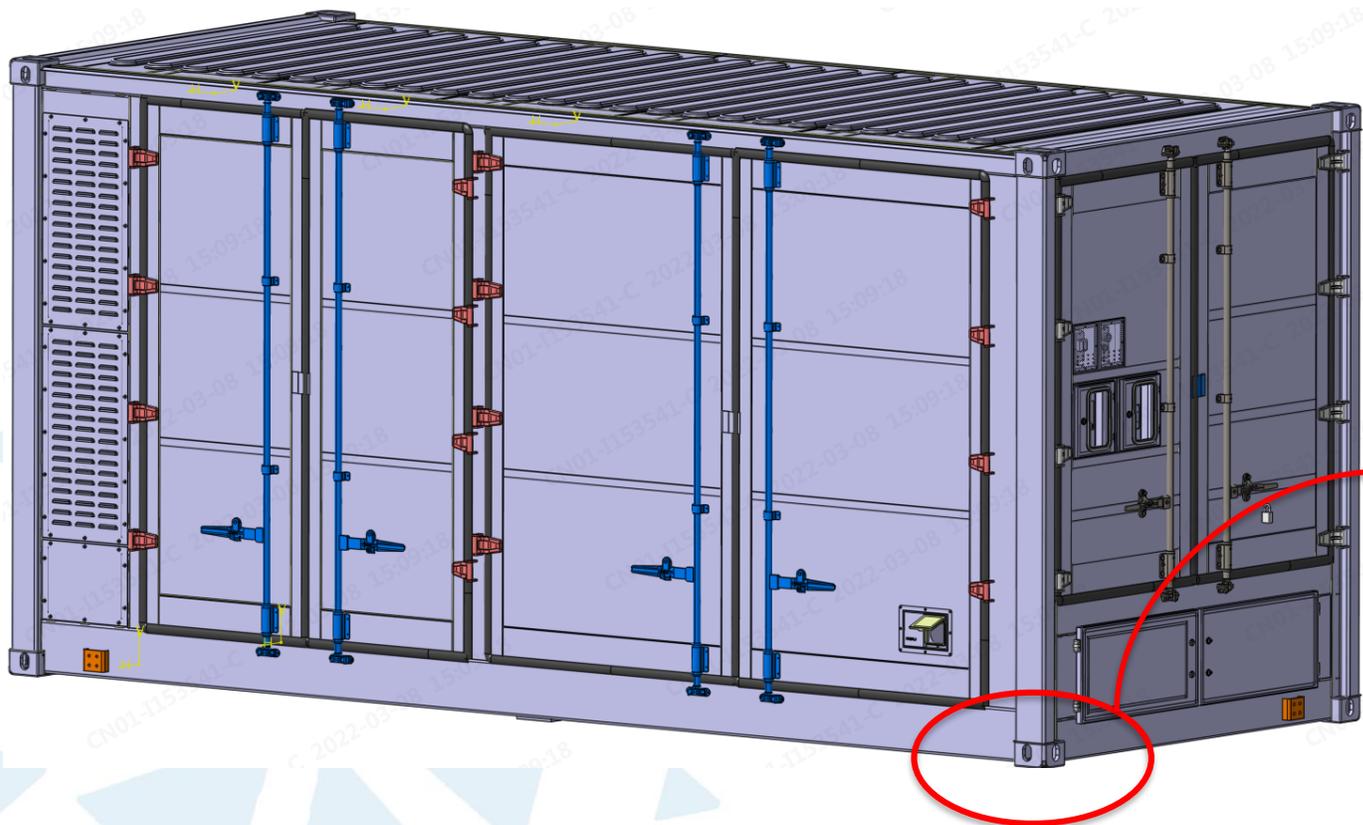


Part

03

Installation





Concrete Foundation:
Anchor **Bolt** Installation



Welding installation: The container bottom frame is **welded** to the embedded steel plate

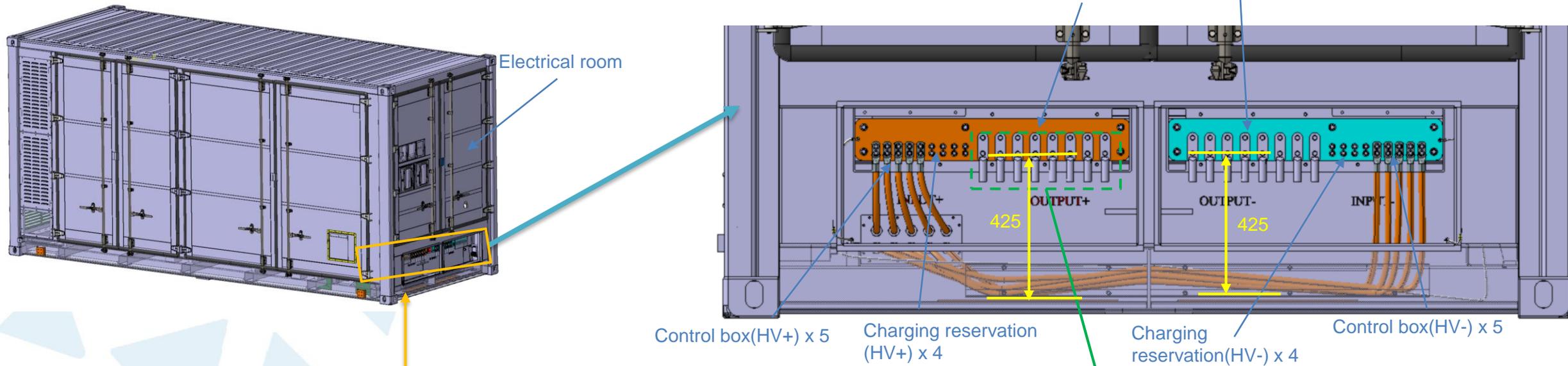


Twist lock installation:
The four bottom corners of the container can be fixed with the foundation through the container twist lock

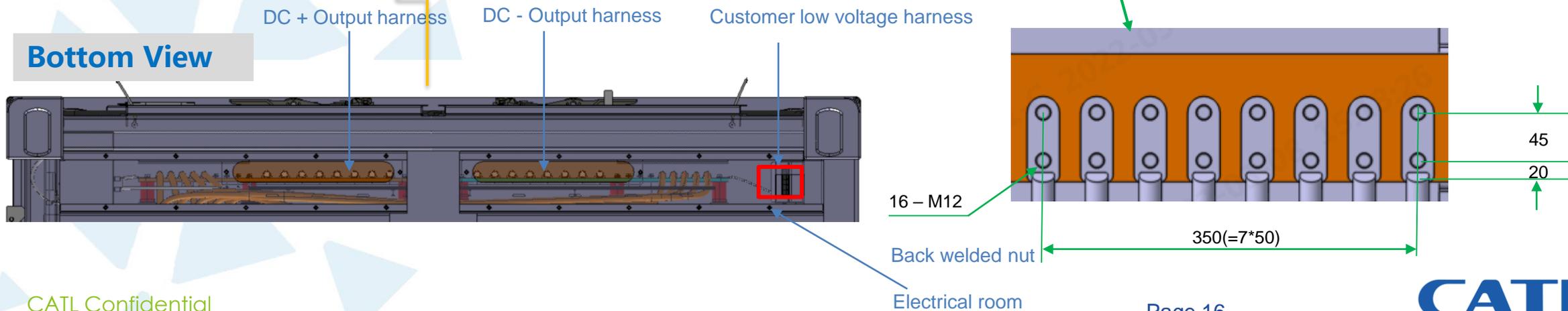
Installation: External power cable connection



Front View



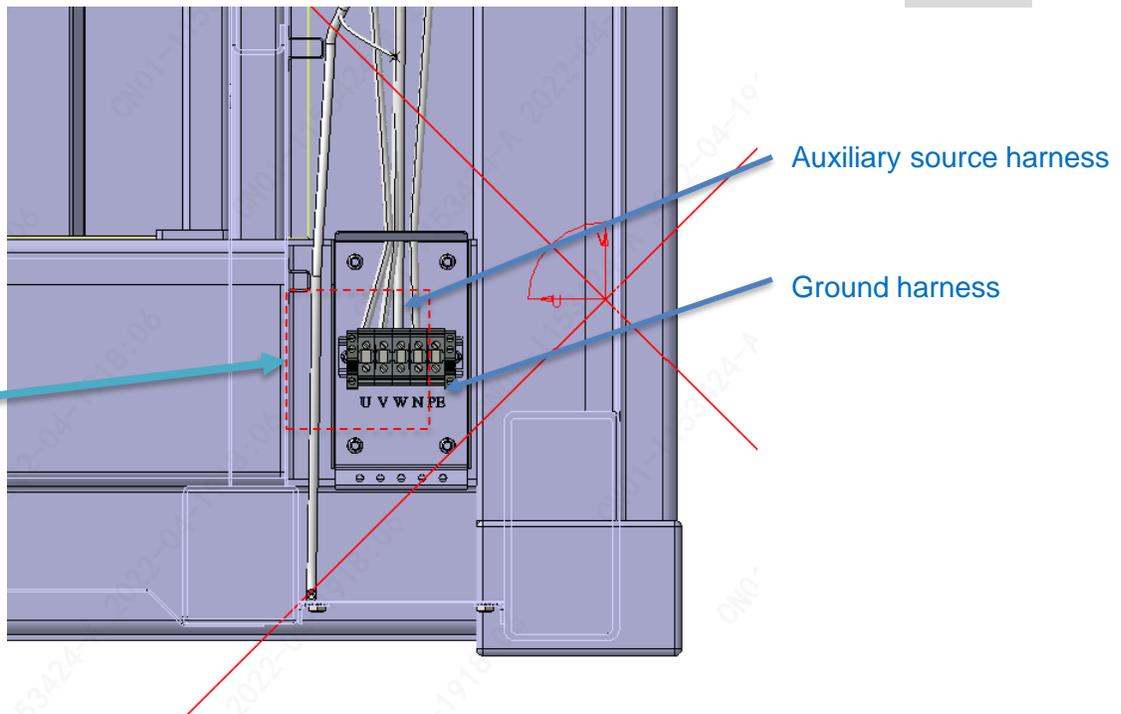
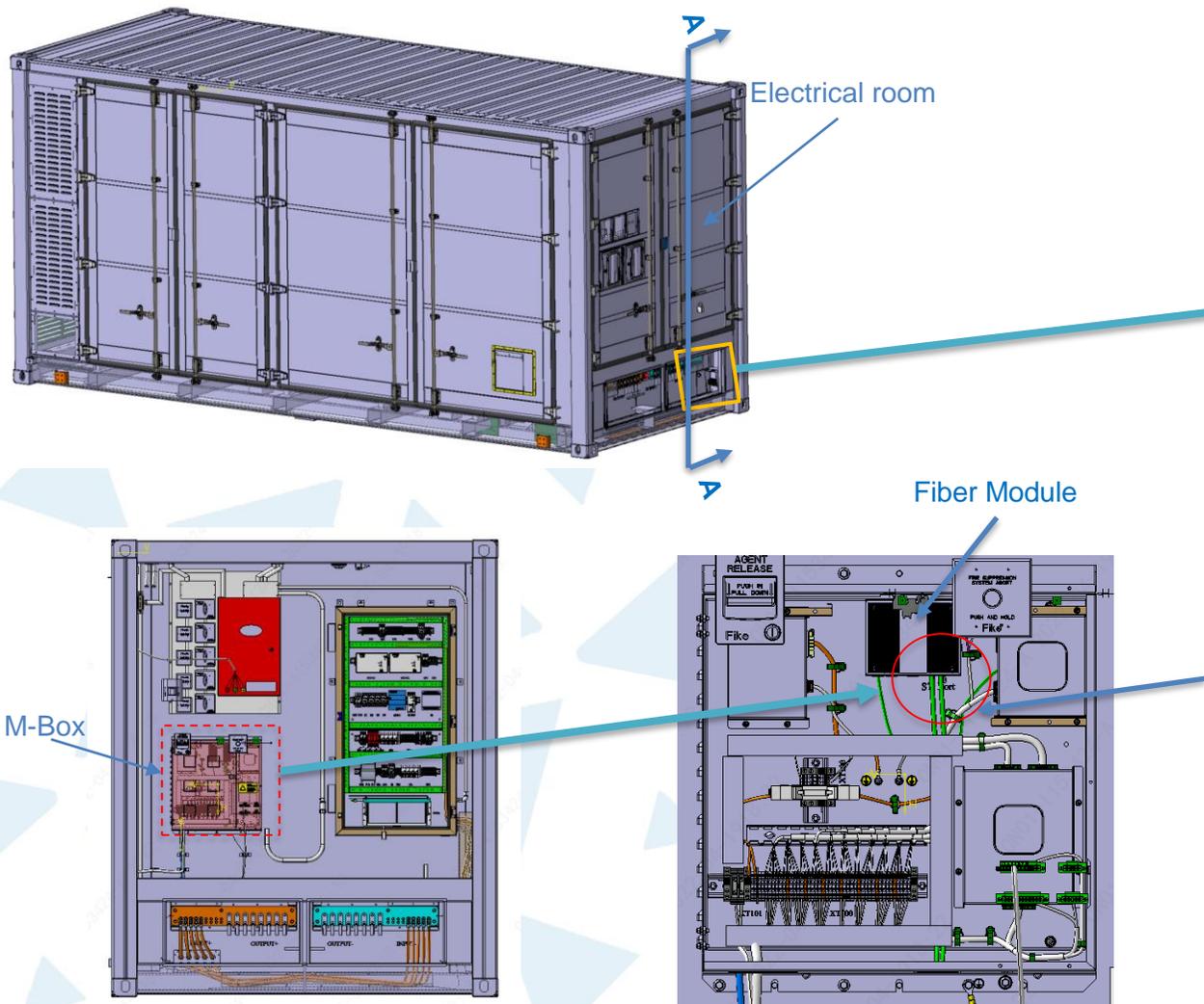
Bottom View



Installation: External power cable connection

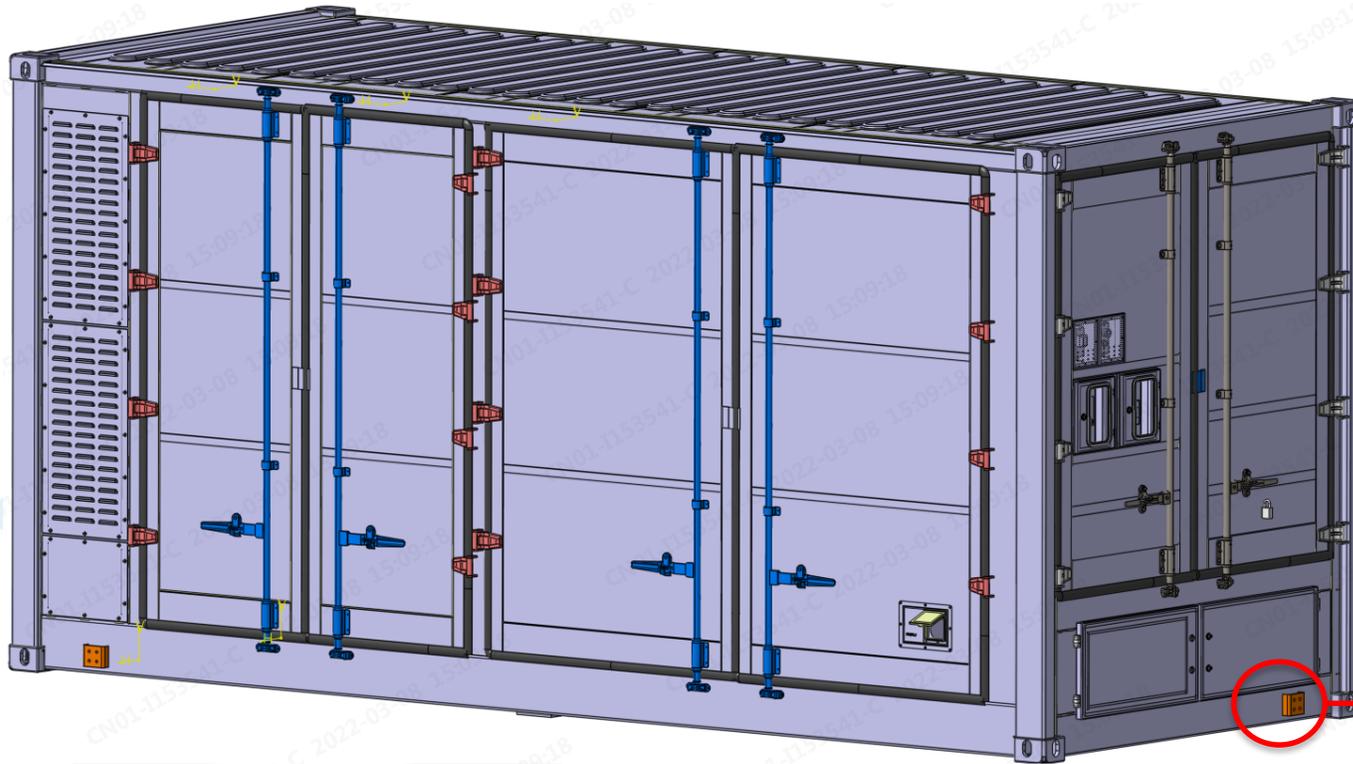


A-A



Due to the current uncertainty about the turning radius of the fiber optic harness, we need to continue to check whether the fiber optic harness can go from the fiber optic module interface to the terminal block where the auxiliary source harness is located

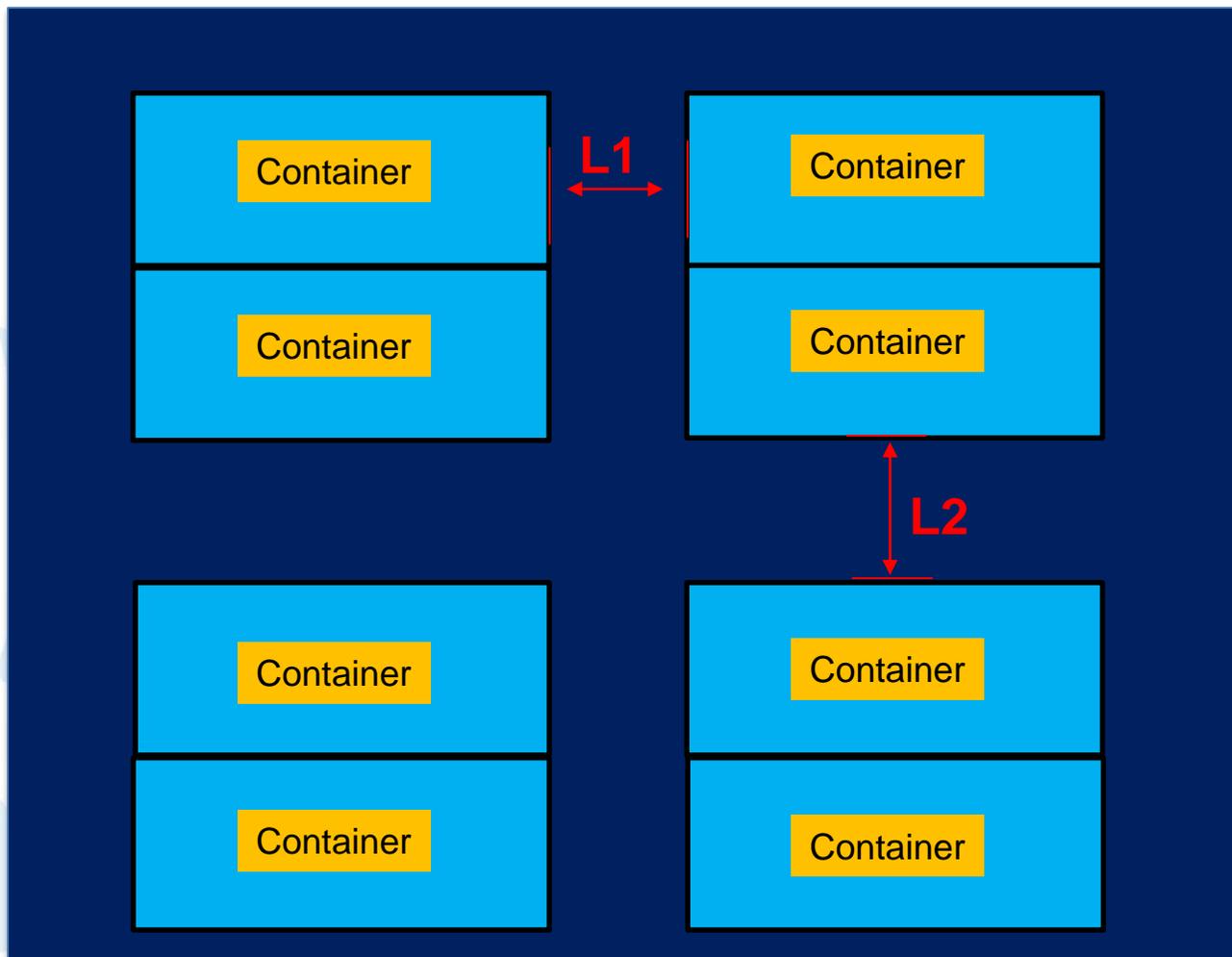
Installation: Grounding point



Earth point: Copper bar

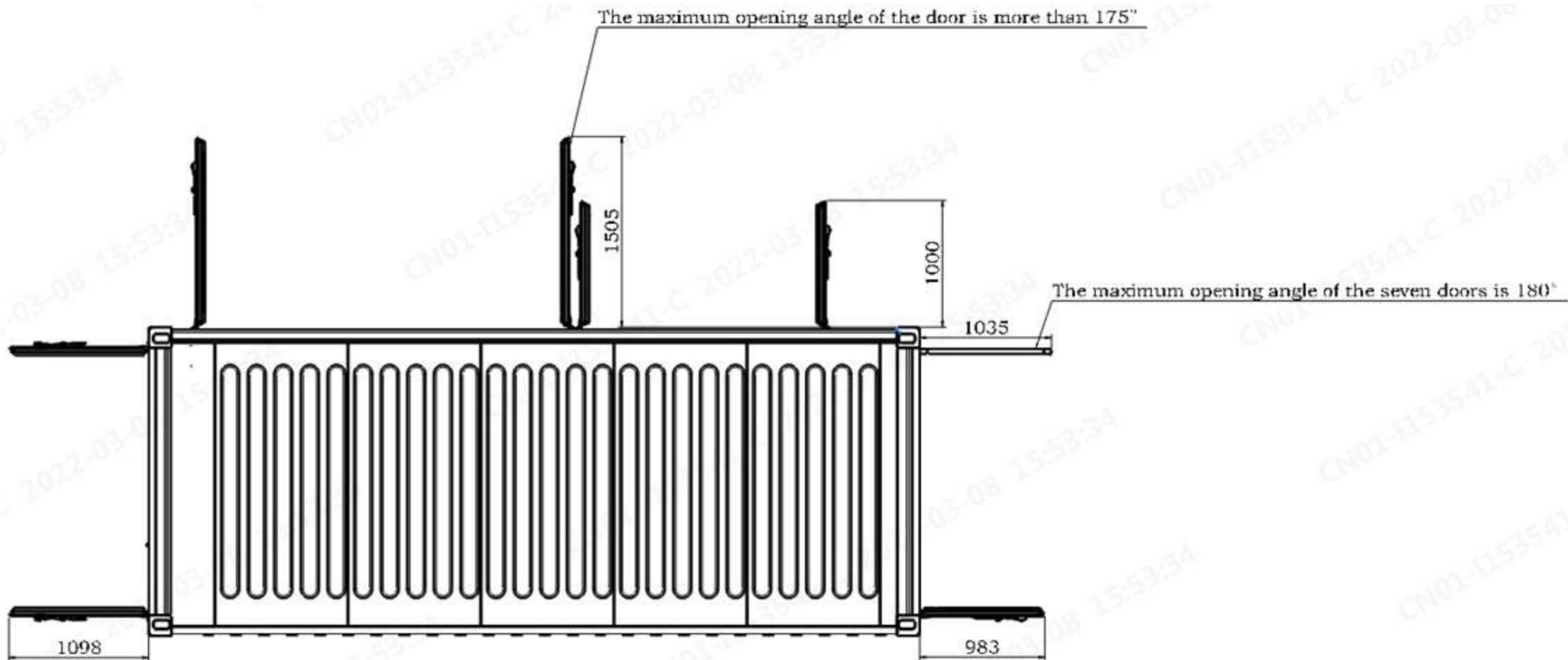


To avoid the hot air interaction for two containers, And to maintain the container, the minimum distance must be followed :



L1:3.0M

L2:3.5M



CATL

Web: <http://www.catlbattery.com>
E-mail: sales@catlbattery.com



INVERTER

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 690V

	FRAME 1	FRAME 2	
NUMBER OF MODULES	4	6	
REFERENCES	FP2445K	FP3670K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2445	3670
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3179
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	976V-1310V / 976V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.87%	98.93%
	Euroeta (η) ^[3]	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 660V

	FRAME 1	FRAME 2	
NUMBER OF MODULES	4	6	
REFERENCES	FP2340K	FP3510K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2340	3510
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	934V-1310V / 934V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.84%	98.90%
	Euroeta (η) ^[3]	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 645V

	FRAME 1	FRAME 2	
NUMBER OF MODULES	4	6	
REFERENCES	FP2285K	FP3430K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2285	3430
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2365	3550
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3178
	Operating Grid Voltage (VAC)	645V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	913V-1310V / 913V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.81%	98.87%
	Euroeta (η) ^[3]	98.43%	98.60%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 630V

	FRAME 1	FRAME 2	
NUMBER OF MODULES	4	6	
REFERENCES	FP2235K	FP3350K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2235	3350
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2310	3465
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage (VAC)	630V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading...0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	891V-1310V / 891V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.79%	98.85%
	Euroeta (η) ^[3]	98.42%	98.59%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 615V

	FRAME 1	FRAME 2	
NUMBER OF MODULES	4	6	
REFERENCES	FP2180K	FP3270K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2180	3270
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2255	3380
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3173
	Operating Grid Voltage (VAC)	615V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	870V-1310V / 870V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.79%	98.84%
	Euroeta (η) ^[3]	98.41%	98.57%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 600V

		FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES		4	6
REFERENCES		FP2125K	FP3190K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2125	3190
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2200	3300
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage (VAC)	600V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading...0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range (full power)	849V-1310V / 849V-1500V (optional)	
	Maximum DC voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC continuous current (A)	2646	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.78%	98.84%
	Euroeta (η) ^[3]	98.39%	98.56%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
	Weight (lbs)	12125	12677
	Weight (kg)	5500	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP	
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
	Humidity control	Active Heating	
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 530V

	FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES	4	6
REFERENCES	FP1875K	FP2820K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1875
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	1940
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2045
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2113
	Operating Grid Voltage (VAC)	530V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging
	Reactive power compensation	Four quadrant operation
DC	DC Voltage Range (full power)	750V-1310V / 750V-1500V (optional)
	Maximum DC voltage	1500V
	DC Voltage Ripple	< 3%
	Max. DC continuous current (A)	2646
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.78% (preliminary)
	Euroeta (η) ^[3]	98.39% (preliminary)
	Max. Power Consumption (kVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lbs)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[4]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device
	Humidity control	Active Heating
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 500V

	FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES	4	6
REFERENCES	FP1770K	FP2660K
AC		
AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	1770	2660
AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	1830	2750
Max. AC Output Current (A) @50°C	2045	3070
Max. AC Output Current (A) @40°C	2113	3175
Operating Grid Voltage (VAC)	500V ±10%	
Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading...0.5 lagging	
Reactive power compensation	Four quadrant operation	
DC		
DC Voltage Range (full power)	708V-1310V / 708V-1500V (optional)	
Maximum DC voltage	1500V	
DC Voltage Ripple	< 3%	
Max. DC continuous current (A)	2646	3969
Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms	
Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections	
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY		
Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.78% (preliminary)	98.84% (preliminary)
Euroeta (η) ^[3]	98.39% (preliminary)	98.56% (preliminary)
Max. Power Consumption (kVA)	8	10
CABINET		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lbs)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIROMENT		
Degree of protection	NEMA 3R / IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level ^[4]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE		
Communication protocol	Modbus TCP	
Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS		
Ground Fault Protection	Insulation monitoring device	
Humidity control	Active Heating	
General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker	
General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]	
Overtoltage Protection	AC and DC protection (type 2)	
CERTIFICATIONS		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2	
Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005	

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ PCSK 480V

	FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES	4	6
REFERENCES	FP1700K	FP2550K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[1]	2550
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[1]	2640
	Max. AC Output Current (A) @50°C	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3175
	Operating Grid Voltage (VAC)	480V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.5 leading..0.5 lagging
	Reactive power compensation	Four quadrant operation
DC	DC Voltage Range (full power)	679V-1310V / 679V-1500V (optional)
	Maximum DC voltage	1500V
	DC Voltage Ripple	< 3%
	Max. DC continuous current (A)	3969
	Max. DC short circuit current (A)	180kA / 5ms
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)
	Battery Connections	Up to 18 positive and 18 negative connections
EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) (η) ^[3]	98.84% (preliminary)
	Euroeta (η) ^[3]	98.56% (preliminary)
	Max. Power Consumption (kVA)	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lbs)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIROMENT	Degree of protection	NEMA 3R / IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C, >50°C / Active Power derating (>50°C)
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[4]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device
	Humidity control	Active Heating
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker
	General DC Protection & Disconn.	DC switch ^[5]
	Overvoltage Protection	AC and DC protection (type 2)
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, IEC62109-1, IEC62109-2
	Utility interconnect ^[6]	UL 1741 SA - Feb. 2018, IEEE 1547.1-2005

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.Consult Power Electronics for derating curves.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.

[3] Consult Power Electronics for the extended DC voltage range option efficiency data.

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

[5] Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side.

[6] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

TRASFORMATORE



Project Manager: CONCEPCION JARQUE
Phone number: 56797
E-Mail: concepcion.jarque@es.abb.com

Sales order: 101526147/10
Item: 1LES009287-000

Customer PO: 4500257150

Rated Power (kVA)	3510	Customer especification		Vector group.	Dy1
Forced power (kVA)		Tapping	B SPCTAPS	Freq. (Hz)	60
HV(V)	34500/	LV (V)	660	Altitude (m)	1000
HV conect. a (V)					
Cooling system:	AN/AF	Wo at 100% un (W)	8000	3rd LV Winding	
Standard:	IEEE C57.12.01	Wc (120 °C) (W)	27500	Power (kVA):	
Installation:	Indoor	Wt tolerance (W)		LV (V):	
C/E/F Class:	C2/E2/F1	Short circuit voltage%	8.50	Terminal Position LV3:	
		Power/Pressure noise level (db(a))	/71	Ucc (HV/LV3) (%):	
		Ucc (HV/LV) (%)		Ucc (LV/LV3) (%):	

	HV	LV
Winding material	AL	AL
Winding manufacturing	Encapsulated	Impregnated
Insulation material class	H	H
Highest voltage for primary (kV)	34.5	2.5
Whitstand volt at ind. freq 50hz, 60sg (kV)	70	10
Lighting pulse withstand volt 1.2/50 (kV)	150	20
Maximum ambient temperature (°C)	50	
Winding temperature rise (K)	115	115
Terminals positions	DOWN	UP

IP00

Approx. dimensions IP00 (LxWxH)(mm)	2370x1050x1800
Approx. weight (Kg)	5770
Max. dimensions IP00 (LxWxH)(mm)	2370x1050x1800
Max. weight (Kg)	
Wheels	YES
Distance between wheels(mm)	820
Wheels locking device	
Jacking points	
Antivibration device	
Seismic zone	
Finishing	C2H
Bolt and nuts	Zinc coating
Color	RAL 7035

Enclosure

Protection degree	
Approx. dim (LxWxH) (mm)	
Approx. Weight (Kg)	
Max. dimensions (LxWxH) (mm)	
Max weigh (Kg)	
Panel options	
HV connections entry	
LV connections entry	
Cable box	
Finishing	
Bolt and nuts	
Painting	
Flat packed	

TECHNICAL COMMENTS

L5381F
 # Application: Solar
 # Nominal rated power @50°C AF: 3510kVA
 # Nominal rated power @40°C AF: 3630kVA
 # Guaranteed values at 3510 kVA AF and 660 V
 # X(%) = 8.464
 # R(%) = 0.783
 # X/R = 10.809
 # Tapping: 39864/38915/37966/37031/36130/35300/34500/33628/32775 V
 # Voltage class primary winding: LI 150 / AC 70 / Um 34.5 kV
 # Voltage class secondary winding: LI 20 / AC 10 / Um 2.5 kV
 # Vector group Dy1 (upper connection)
 # Terminal position (HV/LV): Down / top
 # Sound pressure LPA at 2m <71 dB
 # Height 1800mm without wheels
 # AF Ventilation (*): IMPORTANT: it is considered a minimum ventilation speed through the transformer ventilation conduits of 1.5 m/s by means of air extraction system from Power Electronics.
 # Electrostatic screen reinforced to withstand dV/dt: 5kV
 # Maximum voltage variation ±10%. Voltage and frequency variation combination will not exceed 10% on the most adverse scenario.
 # Application: Solar

Asea Brown Boveri, S.A.
 Crta. de Madrid Km. 314
 50012 Zaragoza (España)
 Phone: +34 976 769300
 Fax: +34 976 769360
 NIF: A08002883



Project Manager: CONCEPCION JARQUE
Phone number: 56797
E-Mail: concepcion.jarque@es.abb.com

Sales order: 101526147/10
Item: 1LES009287-000

Customer PO: 4500257150

Accessories

Temperature control unit		Tag plate	
T ³ control send in advance			
Dial thermometer			
Temperature sensors	PT100P	Rating plate	
Temperature sensors at core			
Additional set of sensors			
Fans + control unit			
Fans forecast		Documents	
Force power when fans required		Drawings for approval	
Terminal box		Required date for drawings	
Current transformer			
Earthing screen HV/LV			
Plug-in connector			
Busbar			
Earthing Bullet HV			
Earthing Bullet LV			
LV Copper Terminals	NO		
OLTC	NO		
Anticondensation heaters			
Package			

Language	Qty.	Material
Inglés/English	1	Aluminum

Witness	Tests
Factory acceptance test	
Routine test	
Temperature rise test	
Lightning impulse test	
Noise level test	
Ability to w. short circuit	

GENERAL COMMENTS