

MAGGIO 2024

## **SKI W A4 S.R.L.**

**WIND FARM “CASTELLACCIO” – IMPIANTO EOLICO  
DA 46,2 MW E SISTEMA DI ACCUMULO DA 18 MW**

**LOCALITÀ CASTELLACCIO**

**COMUNE DI FIUMICINO (RM)**

ELABORATI TECNICI DI PROGETTO

## **ELABORATO R14**

## **DISCIPLINARE TECNICO**

**Montana**

### **Progettista**

Ing. Laura Maria Conti – Ordine Ing. Prov. Pavia n.1726

### **Coordinamento**

Eleonora Lamanna

Matteo Lana

Lorenzo Griso

Francesca Casero

*Riccardo Coronati*

### **Codice elaborato**

*2800\_5100\_CST\_PFTE\_R14\_Rev0\_DISCIPLINARETECNICO*

#### **Montana S.p.A.**

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

[www.montanambiente.com](http://www.montanambiente.com)

## Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2800_5100_CST_PFTE_R14_Rev0_DISC IPLINARETECNICO	05/2024	Prima emissione	<i>GDL</i>	<i>EL</i>	<i>CP</i>

**Visto**

*Il Direttore Tecnico*  
Alberto Angeloni

## Gruppo di lavoro per l'elaborato

Nome e cognome	Ruolo/Temi trattati	Ordine professionale
Matteo Lana	Coordinamento Progettazione Civile	
Andrea Delussu	Coordinamento Progettazione Elettrica	

### Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

[www.montanambiente.com](http://www.montanambiente.com)



## INDICE

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>5</b>
<b>1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO</b> .....	<b>5</b>
<b>2. ELEMENTI PRINCIPALI PARCO EOLICO</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 AEROGENERATORE</b> .....	<b>9</b>
2.1.1 Pale .....	10
2.1.2 Rotore .....	10
2.1.3 Navicella .....	11
2.1.4 Sistema di controllo .....	12
2.1.5 Impianto elettrico dell'aerogeneratore .....	13
<b>2.2 PIAZZOLE DI MONTAGGIO</b> .....	<b>13</b>
<b>2.3 VIABILITÀ DI ACCESSO AL SITO</b> .....	<b>17</b>
<b>2.4 OPERE DI FONDAZIONE</b> .....	<b>21</b>
2.4.1 FONDAZIONI PROFONDE .....	21
2.4.2 PLINTI DI FONDAZIONE AEROGENERATORI.....	21
2.4.3 PLATEE DI FONDAZIONE CABINE ELETTRICHE.....	22
<b>2.5 CAVI E CAVIDOTTI</b> .....	<b>22</b>
<b>2.6 ALTRE COMPONENTI ELETTRICHE</b> .....	<b>24</b>
2.6.1 Impianto elettrico aerogeneratore .....	24
2.6.2 Trasformatore .....	24
2.6.3 Quadro MT .....	25
2.6.4 Dispositivo di generatore BT .....	25
2.6.5 Sistema di ventilazione .....	25
2.6.6 Luci.....	25
2.6.7 Arresto d'emergenza .....	25
2.6.8 Disconnessione dell'energia.....	25
<b>2.7 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO BESS</b> .....	<b>26</b>
2.7.1 Funzionalità del sistema Bess.....	29
2.7.2 Caratteristiche dei container.....	30
2.7.3 Caratteristiche dei container TAC/AUX .....	31
2.7.4 Caratteristiche dei Gruppi Elettrogeni (G.E.).....	32
2.7.5 Sistema di conversione.....	32
<b>3. SPECIFICHE TECNICHE OPERE MECCANICHE</b> .....	<b>33</b>
<b>4. SPECIFICHE TECNICHE OPERE DI MOVIMENTAZIONE TERRENI</b> .....	<b>35</b>
<b>4.1 SCAVI</b> .....	<b>35</b>
4.1.1 Scavi generici.....	35
4.1.2 Scavi di sbancamento .....	36
4.1.3 Scavi di fondazione o sezione obbligata .....	36
4.1.4 Scavi per la messa a dimora di cavidotti elettrici .....	37
<b>4.2 RILEVATI</b> .....	<b>38</b>
4.2.1 Piano di posa .....	38
4.2.2 Corpo del rilevato e cassetto stradale.....	38
4.2.3 Strato di finitura .....	39



5.	SPECIFICHE TECNICHE OPERE IN CALCESTRUZZO ARMATO .....	41
5.1	LEGANTI.....	41
5.2	GHIAIE E PIETRISCHI PER CONGLOMERATI CEMENTIZI .....	42
5.3	ACQUA.....	42
5.4	SABBIA.....	42
5.5	ACCIAIO PER ARMATURE .....	42
5.6	CASSERI .....	43
5.7	DISARMANTI.....	43
5.8	ADDITIVI .....	43
5.9	IMPASTI .....	43
5.10	FASI DI GETTO.....	44
5.11	RIPRESE DI GETTO .....	44
5.12	CAMPIONI E PROVE DI ROTTURA .....	44
5.13	MATURAZIONE DEL CLS .....	44
5.14	DISARMO E SCASSERATURA.....	45
6.	OPERE IN CARPENTERIA METALLICA.....	46
7.	NORME E DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO .....	48

**ALLEGATO/APPENDICE**

ALLEGATO 01 Developer package SG 6.6-170

## 1. PREMESSA

Il progetto in esame riguarda la realizzazione di un nuovo Parco Eolico della potenza complessiva di 46,2 MW, che prevede l'installazione di n. **7 aerogeneratori da 6,6 MW**, e di un **sistema di accumulo da 18 MW** da installarsi nel territorio comunale di Fiumicino, in provincia di Roma. Le relative opere di connessione interesseranno i territori del comune di Anguillara Sabazia, Fiumicino e Roma (RM).

La Società Proponente è la SKI W A4 S.R.L., con sede legale in Via Caradosso 9, 20123 Milano (MI).

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica (SE) a 150 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 150 kV "Cesano - Crocicchie". 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, il nuovo elettrodotto a 150 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce l'impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo del produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce l'impianto di rete per la connessione.

Nel suo complesso il parco di progetto sarà composto:

- da n° 7 aerogeneratori della potenza nominale di 6,6 MW ciascuno;
- di un sistema di accumulo da 18 MW
- dalla viabilità di servizio interna realizzata in parte ex-novo e in parte adeguando strade comunali e/o agricole esistenti;
- dalle opere di collegamento alla rete elettrica;
- dalle opere di regimentazione delle acque meteoriche;
- dalle reti tecnologiche per il controllo del parco.

A tal fine il presente documento costituisce il **Disciplinare** del progetto.

### 1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

Le opere di progetto si estendono nella provincia di Roma secondo la seguente configurazione:

- n.7 aerogeneratori territorialmente tutti collocati nel territorio comunale di Fiumicino (Figura 1.1).;
- n.1 sistema di accumulo (BESS) collocato nel territorio comunale di Roma, in prossimità della Sottostazione Elettrica Utente (Figura 1.2);
- il cavidotto interrato di connessione MT 30 kV collocato nei territori comunali di Anguillara Sabazia, Fiumicino e Roma (Figura 1.1);
- il cavidotto interrato di connessione AT 150 kV collocato nel territorio comunale di Roma (Figura 1.1);
- la cabina di smistamento collocata nel territorio comunale di Anguillara Sabazia (Figura 1.1);

- la Nuova Stazione Elettrica (SE) Terna collocata nel territorio comunale di Roma (Figura 1.1).

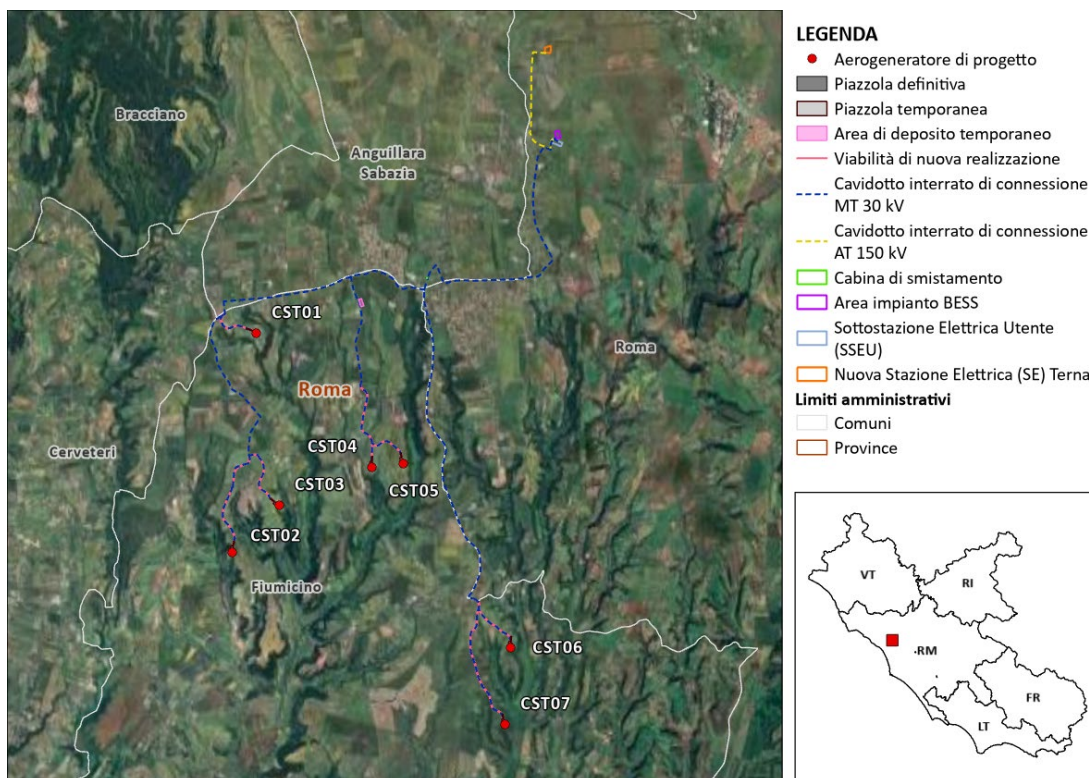


Figura 1.1: Localizzazione a scala regionale, provinciale e comunale dell'impianto proposto

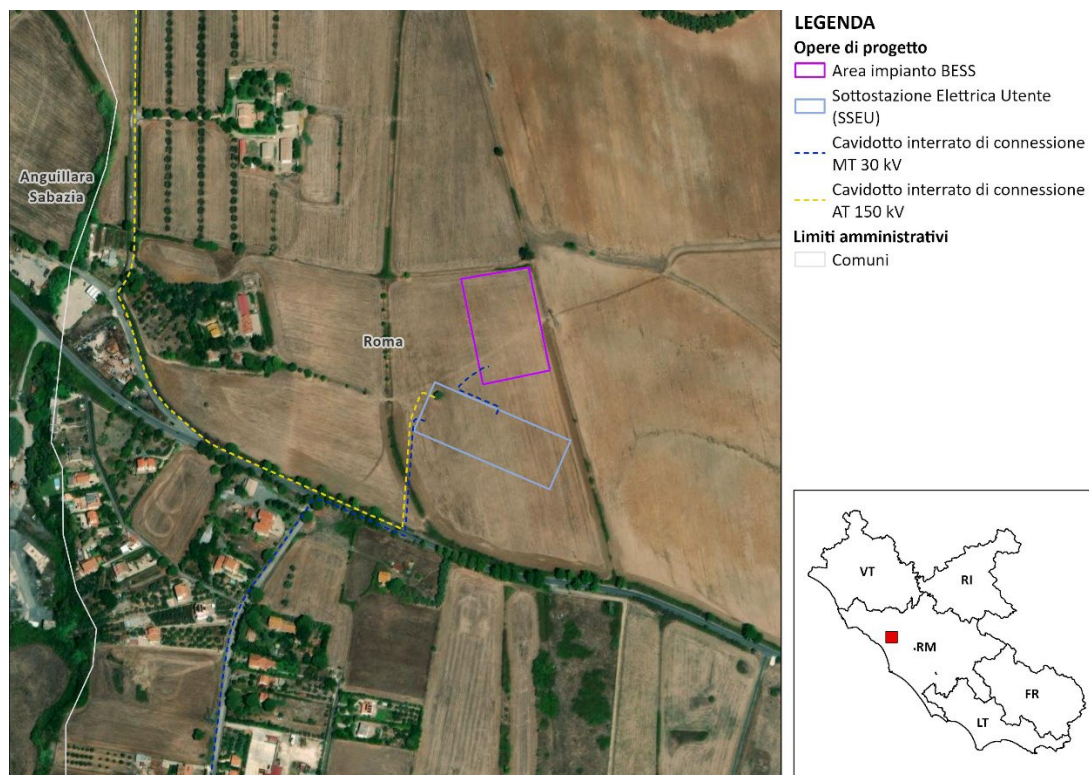


Figura 1.2: Inquadramento dell'Area di impianto BESS e Sottostazione Elettrica Utente (SSEU)

Le coordinate degli aerogeneratori previsti sono riportate in Tabella 1-1.

Tabella 1-1: Coordinate aerogeneratori - WGS 1984 (Gradi decimali)

AEROGENERATORI	WGS 84 – GRADI DECIMALI	
	Longitudine E	Latitudine N
CST01	12,210347	42,011799
CST02	12,204052	41,980573
CST03	12,213526	41,986984
CST04	12,231685	41,991958
CST05	12,237686	41,992375
CST06	12,257021	41,965368
CST07	12,255384	41,954316

L'accesso al sito avverrà mediante strade esistenti a carattere nazionale e regionale partendo dal porto di Livorno (LI) fino ad arrivare all'area di progetto. Successivamente, le principali strade provinciali e comunali del territorio, in aggiunta alle piste appositamente create, permetteranno di collegare le singole piazzole di ciascuna torre con la viabilità pubblica esistente (Figura 1.3 e Figura 1.4).

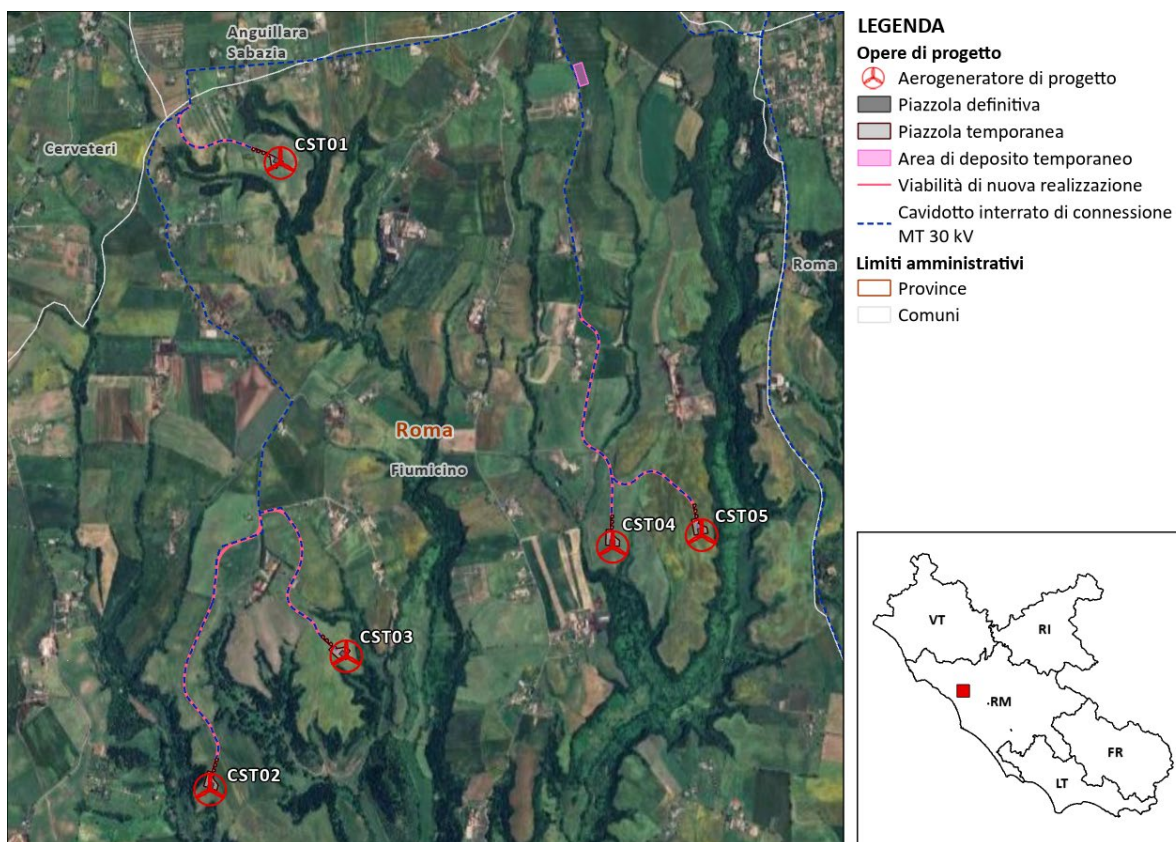


Figura 1.3: Inquadramento della viabilità di progetto nella parte nord del layout

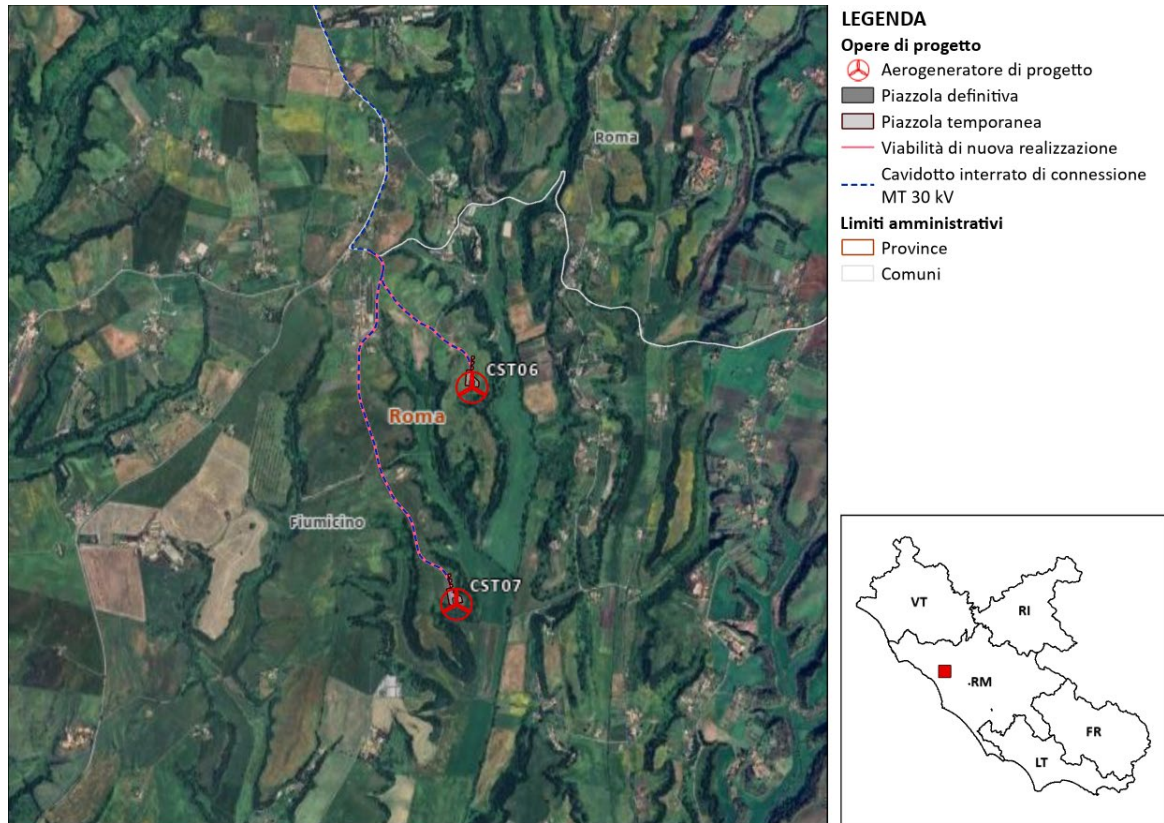


Figura 1.4: Inquadramento della viabilità di progetto nella parte nord del layout



## 2. ELEMENTI PRINCIPALI PARCO EOLICO

Si descrivono di seguito i principali componenti ed i rispettivi materiali costituenti gli elementi del parco eolico in progetto.

### 2.1 AEROGENERATORE

Il tipo di aerogeneratore previsto è ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 6,6 MW, avente le caratteristiche principali di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo pari a 175 m, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il convertitore elettronico di potenza, il trasformatore MT/BT e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio sezionata in massimo 6 elementi;
- altezza massima del mozzo pari a 135 m;
- altezza complessiva massima fuori terra dell'aerogeneratore pari a 220 m;
- area spazzata massima: 24.053 m<sup>2</sup>.

Si riporta nei successivi paragrafi una breve descrizione dei vari elementi e si rimanda alla scheda tecnica generale di un costruttore, che produce aerogeneratori con le caratteristiche geometriche e produttive simili a quelle in progetto, allegata al presente documento per una più completa analisi.

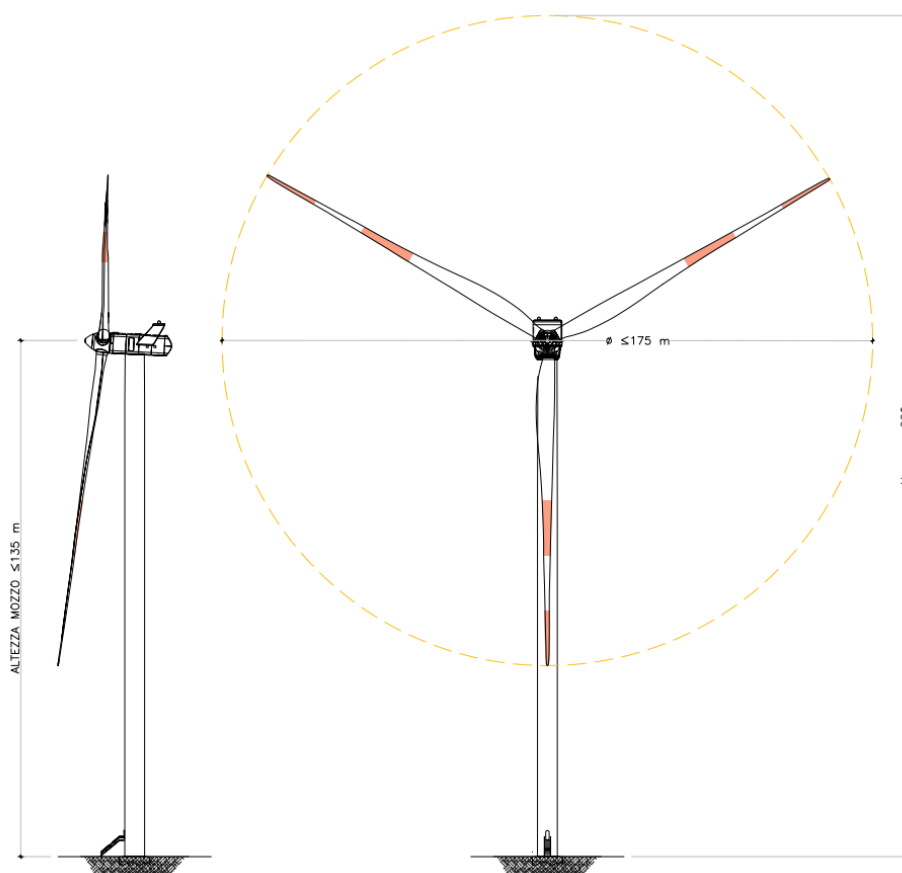


Figura 2.1: Struttura aerogeneratore

### 2.1.1 Pale

Le pale sono in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fibra di carbonio. Le pale sono realizzate con due gusci ancorati ad una trave portante e sono collegate al mozzo per mezzo di cuscinetti che consentono la rotazione della pala attorno al proprio asse.

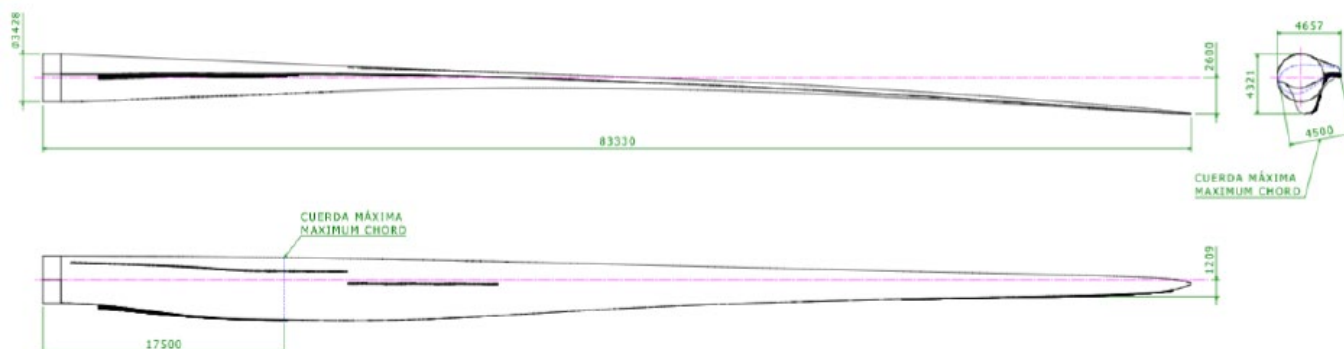


Figura 2.2: Schema di pala

### 2.1.2 Rotore

Il rotore avrà una velocità di rotazione variabile. Combinato con un sistema di regolazione del passo delle pale, fornisce la migliore resa possibile adattandosi allo stesso tempo alle specifiche della rete elettrica (accoppiamento con generatore) e minimizzando le emissioni acustiche. Le pale, a profilo alare, sono ottimizzate per operare a velocità variabile e saranno protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato. L'interfaccia tra il rotore ed il sistema di trasmissione del moto è il mozzo. I cuscinetti delle pale sono imbullonati direttamente sul mozzo, che sostiene anche le flange per gli attuatori di passo e le corrispondenti unità di controllo. Il gruppo mozzo è schermato secondo il principio della gabbia di Faraday, in modo da fornire la protezione ottimale ai componenti elettronici installati al suo interno. Il mozzo sarà realizzato in ghisa fusa a forma combinata di stella e sfera, in modo tale da ottenere un flusso di carico ottimale con un peso dei componenti ridotto e con dimensioni esterne contenute.

Durante il funzionamento dei sistemi di controllo della velocità e del passo interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico. Con bassa velocità del vento e a carico parziale il generatore eolico opera a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile, sfruttando costantemente la miglior aerodinamica possibile al fine di ottenere un'efficienza ottimale. La bassa velocità del rotore alle basse velocità mantiene bassi i livelli di emissione acustica. A potenza nominale e ad alte velocità del vento il sistema di controllo del rotore agisce sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante; le raffiche di vento fanno accelerare il rotore che viene gradualmente rallentato dal controllo del passo. Questo sistema di controllo permette una riduzione significativa del carico sul generatore eolico fornendo contemporaneamente alla rete energia ad alto livello di compatibilità. Le pale sono collegate al mozzo mediante cuscinetti ed il passo è regolato autonomamente per ogni pala. Gli attuatori del passo, che ruotano con le pale, sono motori a corrente continua ed agiscono sulla dentatura interna dei cuscinetti a quattro contatti tramite un ingranaggio epicicloidale a bassa velocità. Per sincronizzare le regolazioni delle singole pale viene utilizzato un controller sincrono molto rapido e preciso. Per mantenere operativi gli attuatori del passo in caso di guasti alla rete o all'aerogeneratore ogni pala del rotore ha un proprio set di batterie che ruotano con la pala. Gli attuatori del passo, il carica batteria ed il sistema di controllo sono posizionati nel mozzo del rotore in modo da essere completamente schermati e quindi protetti in modo ottimale contro gli agenti atmosferici o i fulmini. Oltre a controllare la potenza in uscita il controllo del passo serve da sistema di sicurezza primario.

Durante la normale azione di frenaggio, i bordi d'attacco delle pale vengono ruotati in direzione del vento. Il meccanismo di controllo del passo agisce in modo indipendente su ogni pala. Pertanto, nel caso in cui l'attuatore del passo dovesse venire a mancare su due pale, la terza può ancora riportare il rotore sotto controllo ad una velocità di rotazione sicura nel giro di pochi secondi. In tal modo si ha un sistema di sicurezza a tripla ridondanza. Quando l'aerogeneratore è in posizione di parcheggio, le pale del rotore vengono messe a bandiera. Ciò riduce nettamente il carico sull'aerogeneratore, e quindi sulla torre.

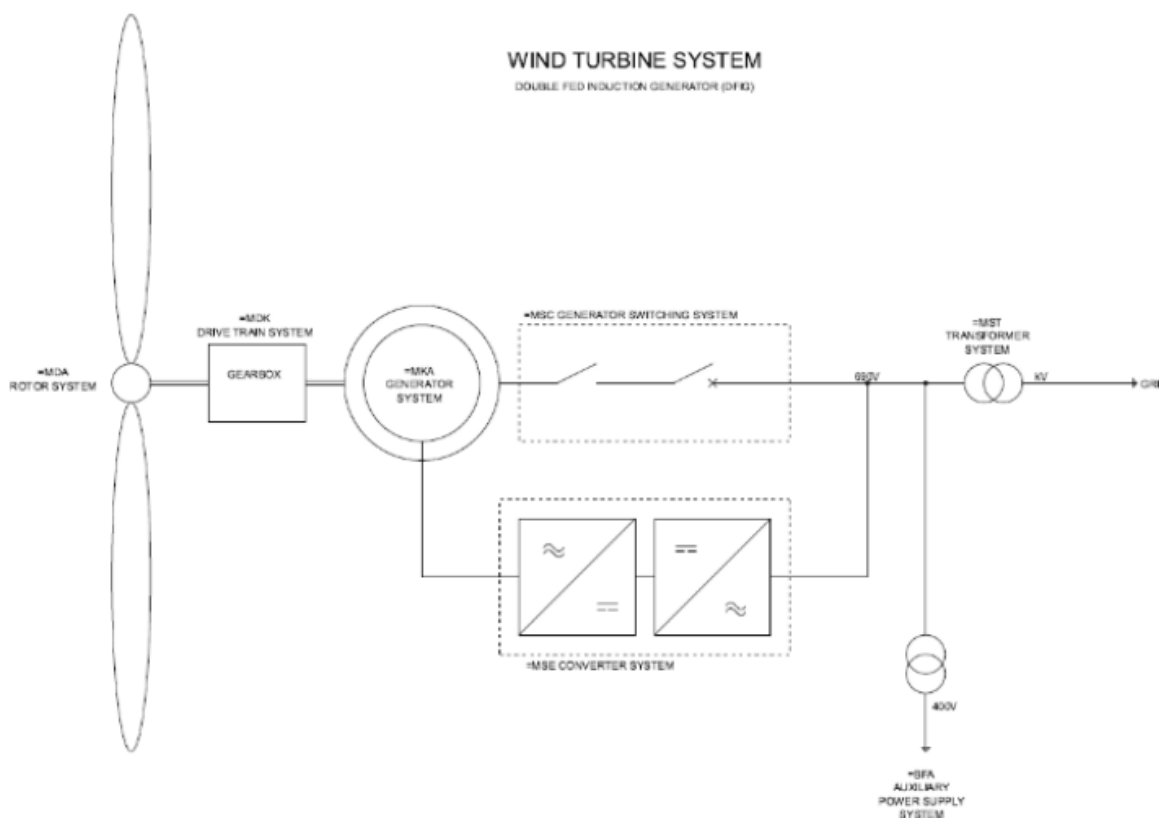


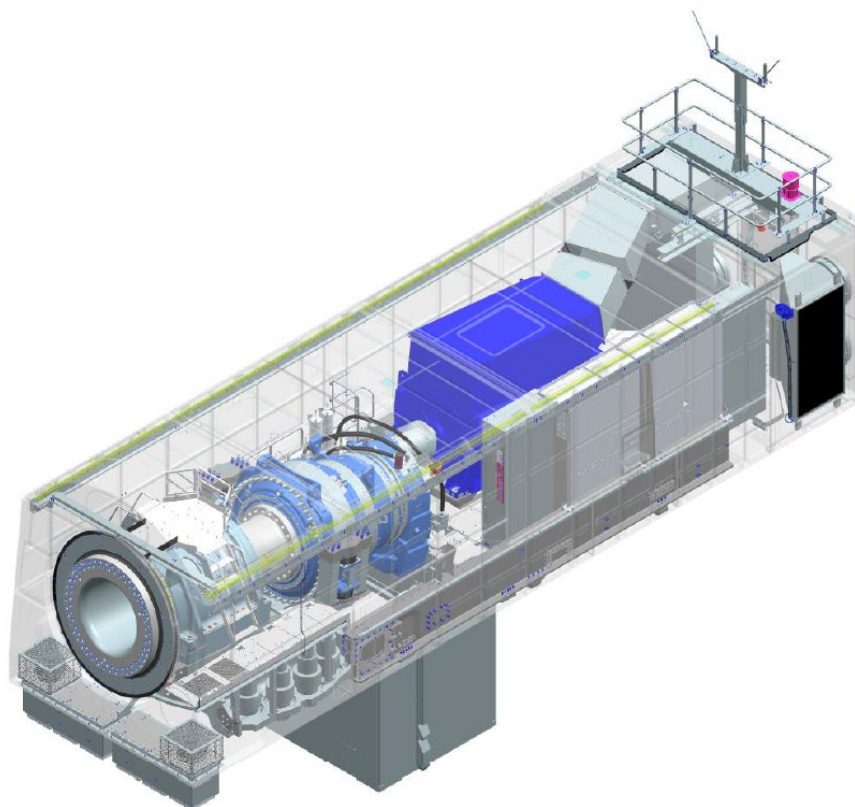
Figura 2.3: Schema di funzionamento aerogeneratore tipo

### 2.1.3 Navicella

La navicella ospita al proprio interno la catena cinematica che trasmette il moto dalle pale al generatore elettrico. Una copertura in fibra di vetro protegge i componenti della macchina dagli agenti atmosferici e riduce il rumore prodotto a livelli accettabili. Sul retro della navicella è posta una porta attraverso la quale, mediante l'utilizzo di un palanco, possono essere rimossi attrezzature e componenti della navicella. L'accesso al tetto avviene attraverso un lucernario. La navicella, inoltre, è provvista di illuminazione.

All'interno della navicella sono alloggiati l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico ed i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento, corrispondente all'estremo anteriore della navicella, è fissato il rotore costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale, costituite in fibra di vetro rinforzata. La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata); inoltre è dotata di un sistema di controllo del passo che, in corrispondenza di alta velocità del vento, mantiene la produzione di energia al suo valore nominale indipendentemente dalla temperatura e dalla densità dell'aria; in corrispondenza invece di bassa velocità del vento, il sistema a passo variabile e quello di controllo ottimizzano la produzione di energia scegliendo la combinazione ottimale tra velocità del

rotore e angolo di orientamento delle pale in modo da avere massimo rendimento. Il funzionamento dell'aerogeneratore è continuamente monitorato e controllato da un'unità a microprocessore.



*Figura 2.4 - Struttura navicella*

#### **2.1.4 Sistema di controllo**

Tutto il funzionamento dell'aerogeneratore è controllato da un sistema a microprocessori che attua un'architettura multiprocessore in tempo reale. Tale sistema è collegato a un gran numero di sensori mediante cavi a fibre ottiche. In tal modo si garantisce la più alta rapidità di trasferimento del segnale e la maggior sicurezza contro le correnti vaganti o i colpi di fulmine. Il computer installato nell'impianto definisce i valori di velocità del rotore e del passo delle pale e funge quindi anche da sistema di supervisione dell'unità di controllo distribuite dell'impianto elettrico e del meccanismo di controllo del passo alloggiato nel mozzo.

La tensione di rete, la fase, la frequenza, la velocità del rotore e del generatore, varie temperature, livelli di vibrazione, la pressione dell'olio, l'usura delle pastiglie dei freni, l'avvolgimento dei cavi, nonché le condizioni meteorologiche vengono monitorate continuamente. Le funzioni più critiche e sensibili ai guasti vengono monitorate con ridondanza. In caso di emergenza si può far scattare un rapido arresto mediante un circuito cablato in emergenza, persino in assenza del computer e dell'alimentazione esterna. Tutti i dati possono essere monitorati a distanza in modo da consentirne il telecontrollo e la tele gestione di ogni singolo aerogeneratore.

### 2.1.5 Impianto elettrico dell'aerogeneratore

L'impianto elettrico è un componente fondamentale per un rendimento ottimale ed una fornitura alla rete di energia di prima qualità. Il generatore asincrono a doppio avvolgimento consente il funzionamento a velocità variabile con limitazione della potenza da inviare al circuito del convertitore, ed in tal modo garantisce le condizioni di maggior efficienza dell'aerogeneratore. Con vento debole la bassa velocità di inserimento va a tutto vantaggio dell'efficienza, riduce le emissioni acustiche, migliora le caratteristiche di fornitura alla rete. Il generatore a velocità variabile livella le fluttuazioni di potenza in condizioni di carico parziale ed offre un livellamento quasi totale in condizioni di potenza nominale. Ciò porta a condizioni di funzionamento più regolari dell'aerogeneratore e riduce nettamente i carichi dinamici strutturali. Le raffiche di vento sono "immagazzinate" dall'accelerazione del rotore e sono convogliate gradatamente alla rete. La tensione e la frequenza fornite alla rete restano assolutamente costanti. Inoltre, il sistema di controllo del convertitore può venire adattato ad una grande varietà di condizioni di rete e può persino servire reti deboli. Il convertitore è controllato attraverso circuiti di elettronica di potenza da un microprocessore a modulazione di ampiezza d'impulso. La fornitura di corrente è quasi completamente priva di flicker, la gestione regolabile della potenza reattiva, la bassa distorsione, ed il minimo contenuto di armoniche definiscono una fornitura di energia eolica di alta qualità.

La bassa potenza di cortocircuito permette una migliore utilizzazione della capacità di rete disponibile e può evitare costosi interventi di potenziamento della rete. Grazie alla particolare tecnologia delle turbine previste, non sarà necessaria la realizzazione di una cabina di trasformazione BT/MT alla base di ogni palo in quanto questa è già alloggiata all'interno della torre d'acciaio; il trasformatore BT/MT con la relativa quadristica di media tensione fa parte dell'aerogeneratore ed è interamente installato all'interno dell'aerogeneratore stesso, a base torre.

## 2.2 PIAZZOLE DI MONTAGGIO

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore verrà realizzata una piazzola di montaggio al fine di consentire le manovre di scarico dei vari elementi delle torri, il loro stoccaggio in attesa della posa in opera, il posizionamento della gru principale di sollevamento e montaggio e il posizionamento della gru ausiliaria. Tenuto conto delle dimensioni del generatore, la viabilità di servizio all'impianto e le piazzole costituiscono le opere di maggiore rilevanza per l'allestimento del cantiere. Oltre all'area suddetta saranno realizzate quattro aree di servizio per il posizionamento delle gru ausiliarie al montaggio del braccio della gru principale.

Le piazzole di montaggio dovranno avere una superficie piana o con pendenza minima ( $1\div 2\%$ ) di dimensioni tali da contenere tutti i mezzi e le apparecchiature garantendo ai mezzi all'interno di essa buona libertà di movimento. Per il progetto in esame, al fine di minimizzare i movimenti terra e quindi gli impatti sul territorio, si è scelto di utilizzare una piazzola per un montaggio in due fasi, denominata "Partial storage" dove verranno utilizzate due tipologie di gru e verranno stoccati i diversi componenti in più tempi. Inoltre, per la torre CST\_01 e CST\_04, a causa della morfologia del terreno, l'area dello stoccaggio delle pale dovrà essere ridotta e verrà utilizzato un sistema di montaggio just-in-time senza un deposito a terra.

Nelle seguenti figure si riportano degli schemi tipologici.

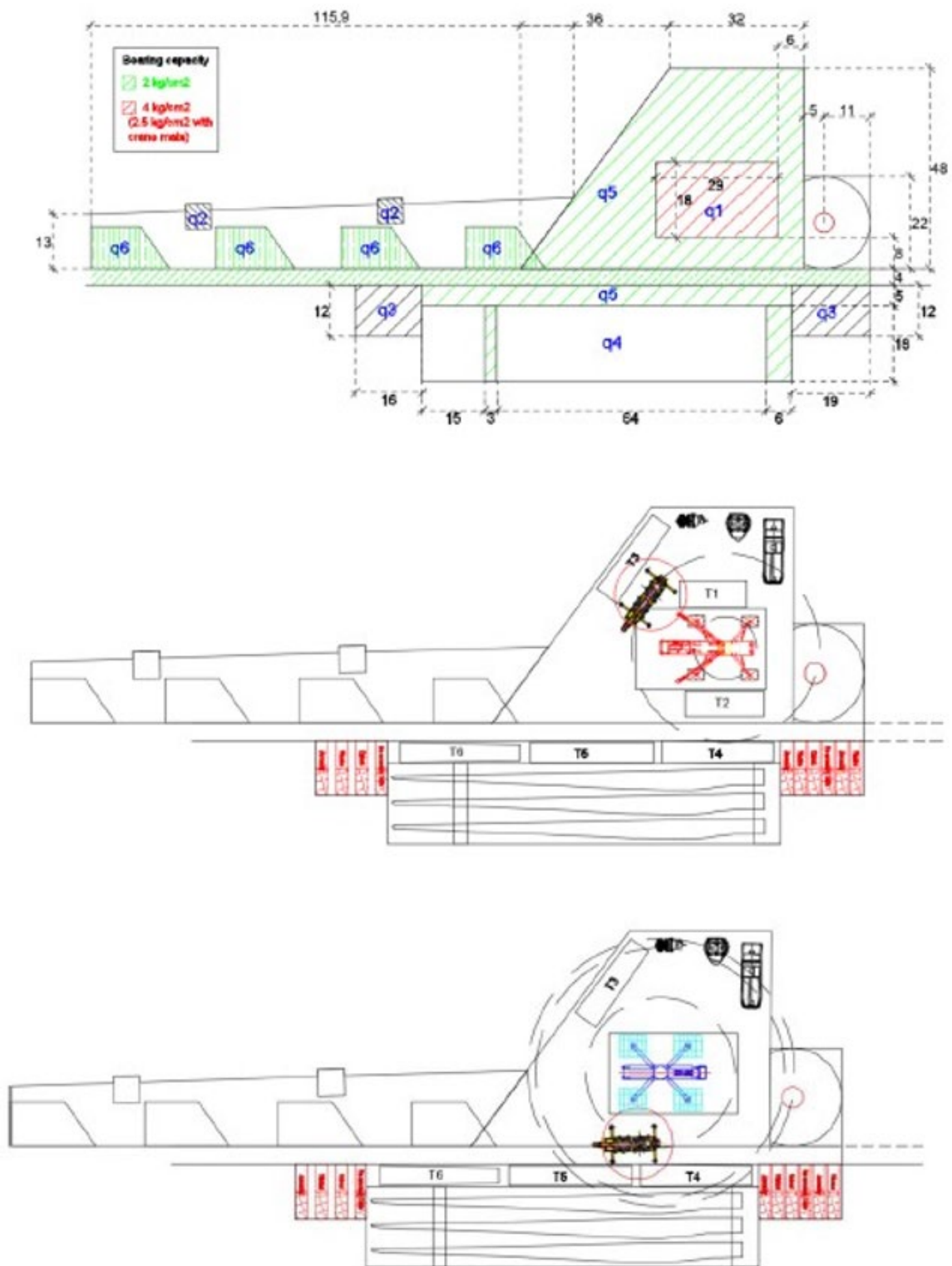


Figura 2.5 – tipologico per il sistema di montaggio “Partial storage”



Figura 2.6 – esempio di piazzola in fase di costruzione

Per la realizzazione delle piazzole si procede con le seguenti fasi lavorative:

1. Scotico terreno vegetale
2. Scavo, ove necessario, per il raggiungimento della quota del piano di posa
3. Compattazione del piano di posa con relative prove per la determinazione dei parametri minimi richiesti
4. Ove necessario, stesa per strati e compattazione del corpo del rilevato con materiale da cava o con materiale proveniente dagli scavi se ritenuto idoneo dalla D.L.
5. Posa di uno strato di fondazione in tout venant compactato o materiale di recupero proveniente dagli scavi opportunamente costipato sp. totale 40 cm
6. Posa dello Strato di finitura in ghiaia/pietrisco stabilizzato o materiale di recupero proveniente dagli scavi opportunamente vagliato sp. medio 10 cm.

Si riporta di seguito una sezione tipo delle piazzole.

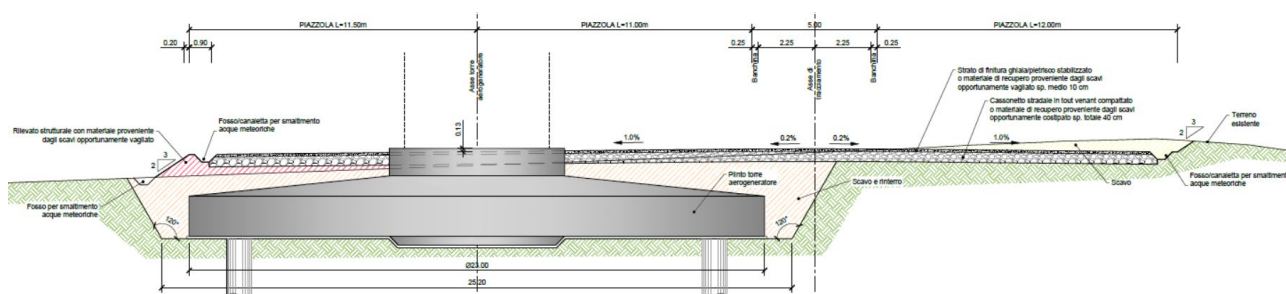


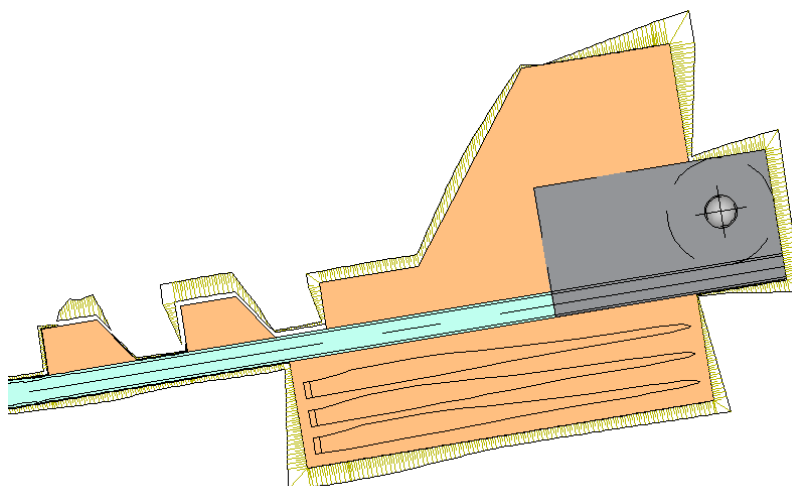
Figura 2.7 – Sezione tipo piazzole

Come si evince dalle figure dei tipologici sopra riportate, non tutte le aree della piazzola necessitano delle stesse caratteristiche in termini di portanza ma variano come segue:

- Area destinata al posizionamento della gru principale = 3 kg/cmq.
- Area per lo stoccaggio degli elementi = 2 kg/cmq.
- Punti di appoggio dei cavalletti per lo stoccaggio delle pale = 2 kg/cmq.
- Le rimanenti aree devono avere semplicemente una superficie più o meno piana e libera da ostacoli.

Gli spazi per il montaggio della gru principale non richiedono interventi sul terreno, dovendo essere semplicemente garantita la libertà spaziale lungo il braccio della gru (lungo tutta la sua estensione non dovranno esserci alberi o ingombri più alti di 1,5-1,8m). Dovranno essere assicurati uno o due punti intermedi di appoggio solo qualora l'orografia del terreno non ne presenti già di idonei. Le aree richieste per le gru ausiliarie di supporto alle operazioni di montaggio del braccio della gru principale non richiedono interventi particolari sul terreno, dovranno semplicemente presentare una modesta pendenza ed essere libere da ostacoli per permettere lo stazionamento della gru e il posizionamento degli stabilizzatori.

Alla fine della fase di cantiere le dimensioni delle piazzole saranno ridotte a circa 50 m x 28 m per un totale di circa 1400 mq, per consentire la manutenzione degli aerogeneratori stessi, mentre la superficie residua sarà rinverdita ed eventualmente mitigata.



*Figura 2.8 – schema piazzole (ciano=accesso; marrone=aree temporanee di cantiere; grigio=area fase di esercizio)*

Nella seguente figura si riporta un esempio di piazzola in fase di costruzione e la corrispettiva piazzola in fase di esercizio.





*Piazzola in fase di cantiere*

*Piazzola in fase di esercizio*

*Figura 2.9 – Esempio piazzole nelle diverse fasi*

In fase di progettazione esecutiva tutte le ipotesi sopra enunciate dovranno essere verificate ed eventualmente aggiornate e/o integrate in funzione delle specifiche turbine da installare e dei mezzi che si utilizzeranno per trasporti e montaggi, che potrebbero avere sensibili variazioni dimensionali dei mezzi d'opera e degli spazi di manovra.

### **2.3 VIABILITÀ DI ACCESSO AL SITO**

La viabilità interna campo per accedere alle varie piazzole sarà realizzata con strade esistenti e nuove piste che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori.

In via preliminare si può ipotizzare che l'accesso al sito avvenga partendo dal porto di Livorno (LI), percorrendo dapprima la SP224, per poi imboccare la E80. Quest'ultima verrà percorsa per circa 280 km, proseguendo poi attraverso la SS1 per 5 km. Si svolgerà quindi per Via del Fontanile di Mezzaluna, fino a raggiungere Via dell'Arrone. Lungo quest'ultima strada potrà essere realizzata un'area di trasbordo dove i diversi componenti verranno scaricati dai rimorchi standard per essere successivamente ricaricati su mezzi speciali che permettono di ridurre ingombri e raggi di curvatura rendendo possibile il passaggio su strade minori (es. blade-lifter, rimorchi modulari, etc.).

Dall'area di trasbordo Via dell'Arrone verrà percorsa per un tratto di circa 7 km, per poi svoltare in direzione ovest in Via di Tragliata. Da qui gli accessi alle turbine si differenziano:

- Per accedere alle piazzole delle turbine denominate CST06 e CST07 (accesso\_1), Via di Tragliata dovrà essere percorsa per circa 6 km per poi imboccare delle strade di nuova costruzione verso sud;
- Per poter accedere alle piazzole delle turbine denominate CST04 e CST05 (accesso\_2), sarà necessario invece proseguire per Via di Tragliata fino all'incrocio con la SP15b, la quale verrà percorsa per circa 5 km, e svoltare a destra imboccando Via di Tragliatella. Dopo circa 1.3 km, si dovrà percorrere Via di Cadutella per 2 km, per poi proseguire con strade di nuova costruzione;
- Per accedere alla piazzola della turbina denominata CST01 (accesso\_3), si dovrà percorrere invece Via di Tragliatella ancora per altri 2 km per poi imboccare Via della riserva del pascolare in direzione sud-ovest per circa 300 m. Da questo punto in poi, verrà percorsa una strada di nuova costruzione. Proseguendo ancora per Via della riserva del pascolare per altri 2 km, si svolta in direzione sud-ovest per Via delle Petrucce. Si percorre tale strada per circa 650 m. Per l'accesso alla piazzola della turbina CST03 sarà necessario svoltare a sinistra per Via A. Ademollo per circa 100 m, per poi imboccare una strada di nuova costruzione. Invece, proseguendo per Via delle Petrucce e svoltando a destra in una via secondaria (circa 1.5 km), si arriverà alla piazzola della turbina denominata CST02.

Per le strade sopra citate saranno necessari alcuni interventi locali di allargamento della sede stradale o di rettifica di curve. Una descrizione più dettagliata del percorso dei trasporti è riportata nell'apposito elaborato "Rapporto di rilievo stradale" redatto da una ditta specializzata.

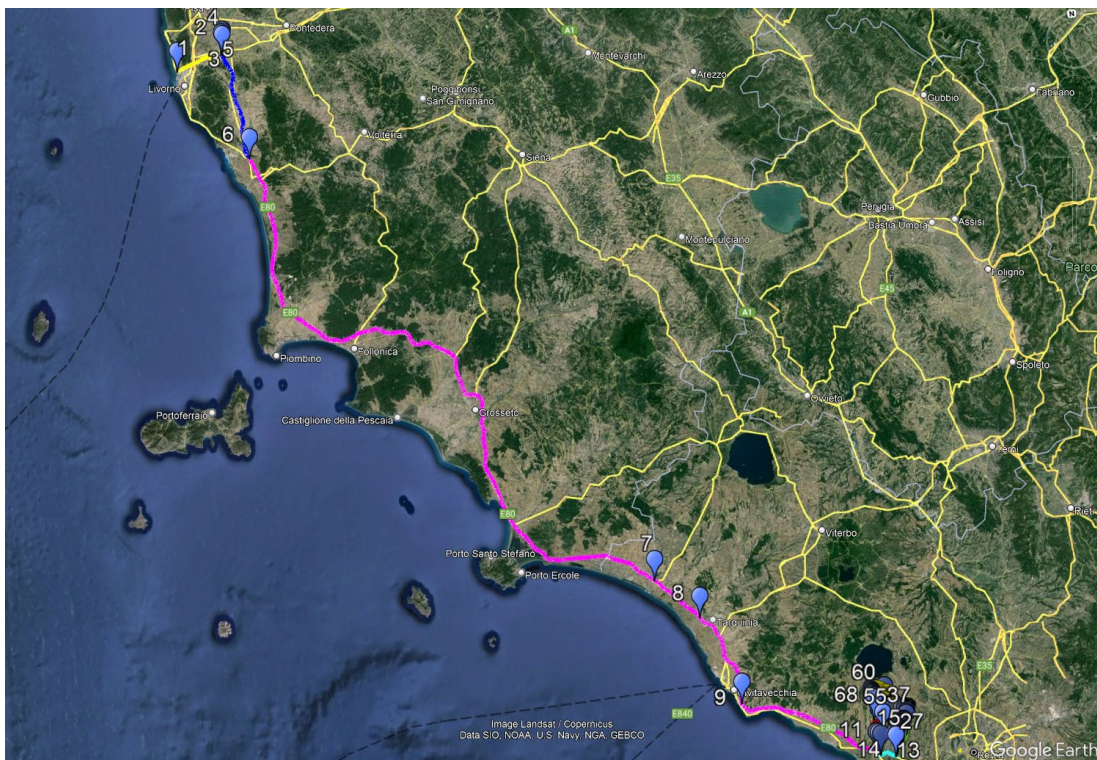


Figura 2.10: ipotesi di viabilità principale di accesso al sito

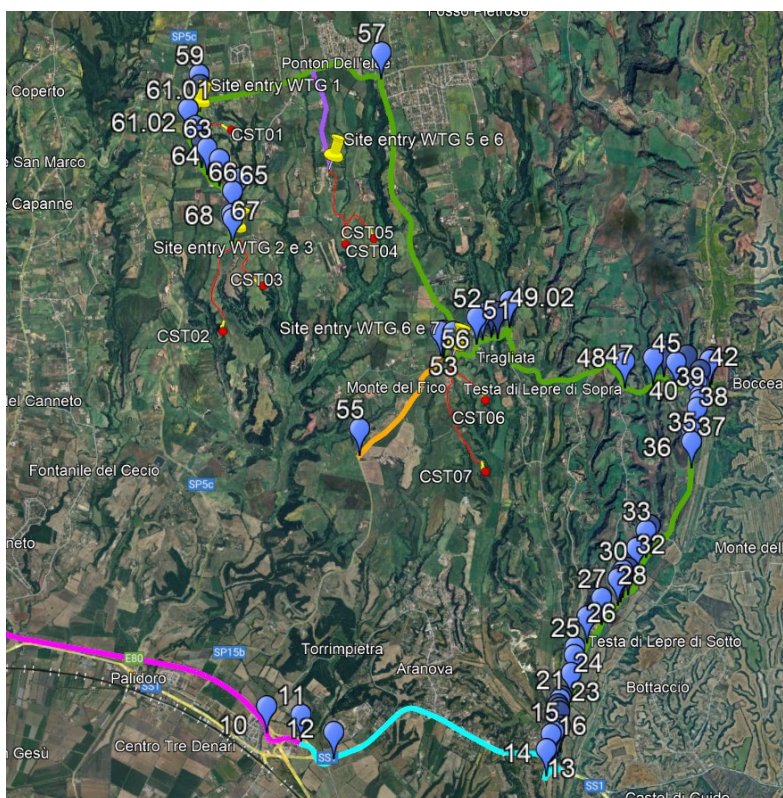


Figura 2.11: ipotesi di viabilità per gli accessi finali

Le torri sono posizionate in un'area relativamente ristretta e possono essere suddivise in tre gruppi. Un primo gruppo, composto dalle torri CST06 e CS07, sarà collegato, sia tramite piste di nuova realizzazione sia sfruttando una strada agricola, all'accesso\_1 descritto nel precedente paragrafo. La strada agricola, che copre solo in parte il segmento necessario, si presenta sterrata e con una larghezza variabile mediamente pari a 4,0 m e pertanto verrà allargata dove necessario di circa 1 m.

Un secondo gruppo, composto dalle turbine CST04 e CST05, sarà invece collegato all'accesso\_2 tramite la realizzazione di nuove piste.

Il terzo gruppo, composto dalle turbine CST01, CST02 e CST03, sarà collegato alla via principale (Via della riserva del pascolare) (accesso\_3) sia tramite piste di nuova realizzazione sia sfruttando una strada agricola esistente. La strada appena menzionata è mediamente larga circa 3,5 m. Sono quindi previsti degli allargamenti della strada da effettuarsi con riempimenti di materiale che verrà rimosso una volta ultimato il cantiere.

Da un punto di vista planimetrico, inoltre, le viabilità sopra citate presentano alcuni punti critici per i quali probabilmente bisognerà rettificare alcune curve che presentano attualmente raggi di curvatura ridotti.

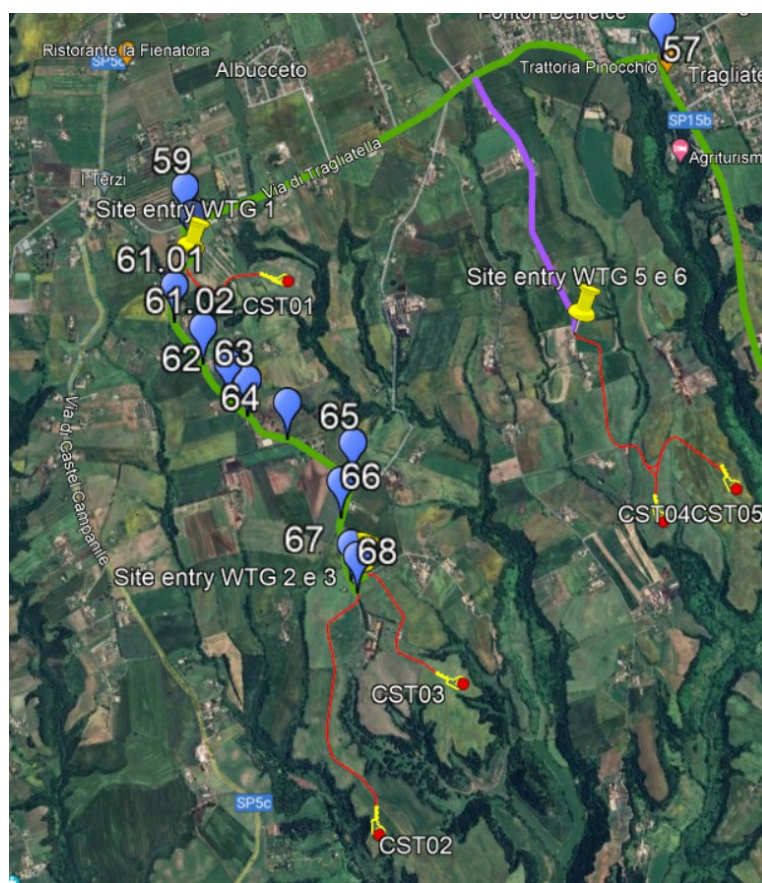


Figura 2.12: viabilità interna al sito

Le strade esistenti verranno adeguate in alcuni tratti per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Tali adeguamenti consistranno quindi essenzialmente in raccordi agli incroci di strade e ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza, per la cui esecuzione sarà richiesta l'asportazione, lateralmente alle strade, dello strato superficiale di terreno vegetale e la sua sostituzione con uno strato di misto granulare stabilizzato. Le piste di nuova costruzione avranno una larghezza di 5,50 m e su di esse, dopo l'esecuzione della necessaria compattazione, verrà steso uno strato di geotessile; quindi, verrà realizzata una fondazione



in misto granulare dello spessore di 40 cm e infine uno strato superficiale di massiciata dello spessore di 10 cm. Verranno eseguite opere di scavo, compattazione e stabilizzazione nonché riempimento con inerti costipati e rullati così da avere un sottofondo atto a sostenere i carichi dei mezzi eccezionali nelle fasi di accesso e manovra. La costruzione delle strade di accesso in fase di cantiere e di quelle definitive dovrà rispettare adeguate pendenze sia trasversali che longitudinali, allo scopo di consentire il drenaggio delle acque impedendo gli accumuli in prossimità delle piazzole di lavoro degli aerogeneratori. A tal fine le strade dovranno essere realizzate con sezione a pendenza con inclinazione di circa il 2%.

Il corpo stradale sarà realizzato secondo le seguenti modalità:

- A. Scotico terreno vegetale.
- B. Scavo, ove necessario, per il raggiungimento della quota del piano di posa.
- C. Compattazione del piano di posa con relative prove per la determinazione dei parametri minimi richiesti.
- D. Ove necessario, stesa per strati e compattazione del corpo del rilevato con materiale da cava o con materiale proveniente dagli scavi se ritenuto idoneo dalla D.L.
- E. Posa del Cassonetto stradale in tout venant compattato o materiale di recupero proveniente dagli scavi opportunamente costipato sp. totale 40 cm.
- F. Posa dello Strato di finitura (massiciata) in ghiaia/pietrisco stabilizzato o materiale di recupero proveniente dagli scavi opportunamente vagliato sp. medio 10 cm.

Si riporta di seguito una sezione tipo delle piste di accesso sopra descritte.

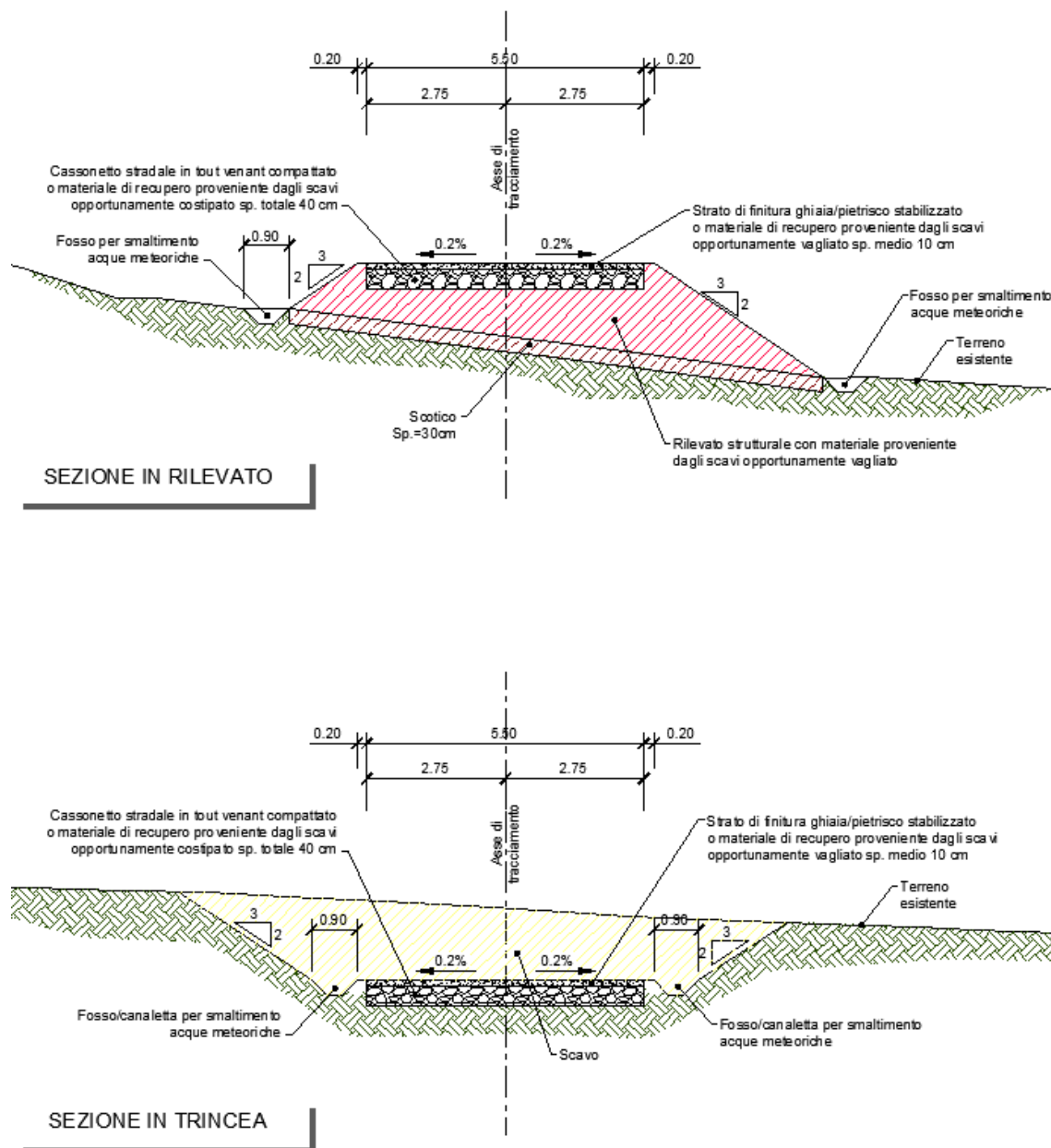


Figura 2.13 – Sezione tipo piste di accesso

## 2.4 OPERE DI FONDAZIONE

### 2.4.1 FONDAZIONI PROFONDE

In questa fase progettuale è stato previsto che le fondazioni delle torri siano costituite da plinti in c.a. (si veda paragrafo successivo) poggianti su N.12 pali di diametro pari a 1000 mm e lunghezza pari a 15 m. I pali saranno di tipo trivellato e realizzati in c.a. con classe di resistenza C25/30. In fase di progettazione esecutiva, in seguito ad una campagna geotecnica dettagliata, numero e geometria dei pali potranno subire variazioni in un'ottica di ottimizzazione del progetto.

### 2.4.2 PLINTI DI FONDAZIONE AEROGENERATORI

Le fondazioni delle torri saranno costituite da un plinto a base circolare del diametro di 23 m, con altezza massima di circa 3.86 m (3,50 m + 0,36 m nella parte centrale), posato ad una profondità massima di



3,37 m circa dal piano campagna finito e sporgente circa 13 cm dal piano finito. Il plinto di fondazione è composto, al netto dell'approfondimento centrale di posa dell'Anchor Cage e del magrone di fondazione, da una parte inferiore cilindrica ( $h = 1,80$  m), una intermedia troncoconica ( $h = 0,80$  m), ed una superiore cilindrica di altezza 1,10 m (sopralzo o colletto) che sporge dal piano campagna di circa 13 cm. Il sistema di connessione torre-fondazione è costituito da un doppio anello di tirafondi ad alta resistenza collegati inferiormente con una flangia circolare ed annegati nel calcestruzzo della fondazione e superiormente collegati a quella del primo concio della torre. Il colletto terminale alto 1,10 m permetterà, oltre che di garantire la sporgenza da terra di 13 cm, anche di mantenere il grosso della fondazione interrato di 1 m sotto il piano di campagna.

Le dimensioni sopra riportate potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

### **2.4.3 PLATEE DI FONDAZIONE CABINE ELETTRICHE**

Le cabine elettriche saranno di tipo gettate in opera o prefabbricate e dovranno essere fornite di vasca di fondazione con forometrie dedicate al passaggio dei vari cavi. Anche tali vasche potranno essere di tipo prefabbricato in c.a.v. o gettate in opera. Le strutture dovranno essere realizzate in rispondenza alle specifiche di Costruzione dell'ente gestore della rete ed alle Norme Tecniche di Costruzione vigenti. Le vasche dovranno essere realizzate in monoblocco in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale. Appositi connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo, permettono il collegamento interno-esterno alla rete di terra. Nel caso di vasche prefabbricate, queste saranno poggiate su platee in c.a. gettate in opera dello spessore minimo di 20 cm.

## **2.5 CAVI E CAVIDOTTI**

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà innalzata al livello di tensione 150 kV nella SSEU ed in fine verso la SE Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la cabina di smistamento, avverranno tramite linee elettriche interrate esercite MT, ubicate sfruttando per quanto possibile la rete stradale esistente ovvero lungo la rete viaria da adeguare/realizzare ex novo nell'ambito del presente progetto.

La rete elettrica MT e AT sarà realizzata con posa completamente interrata allo scopo di ridurre l'impatto della stessa sull'ambiente, assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e la sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e la modalità e le caratteristiche di posa interrata sono mostrate nelle tavole del progetto allegate; per le specifiche tecniche dei materiali e delle apparecchiature elettriche si rimanda all'"allegato 1 - Fascicolo tecnico" della relazione elettrica di progetto.

Per il collegamento degli aerogeneratori si prevede la realizzazione di linee MT del tipo "entra-esce".

I cavi MT verranno posati ad una profondità di 110 cm, con protezione meccanica, il CLS (magrone) e nastro segnalatore. I cavi AT, invece, verranno posati ad una profondità di 160 cm.

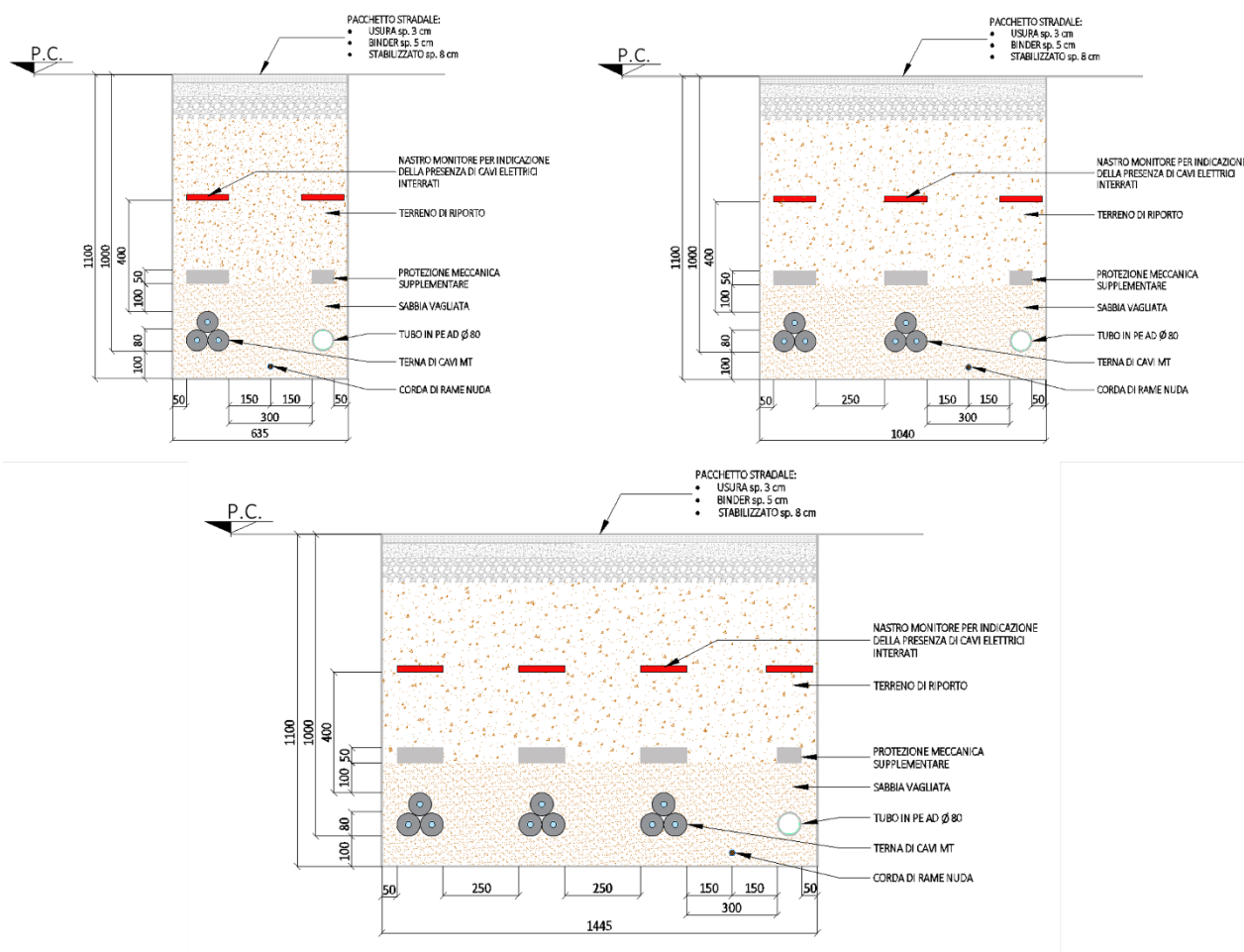
I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza variabile tra circa 0,65 e 1,85 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di rame della rete equipotenziale.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

La posa dei cavi si articolerà nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità precedentemente menzionate;
- posa del cavo di potenza e del dispersore di terra;
- eventuale rinterro parziale con strato di sabbia vagliata;
- posa del tubo contenente il cavo in fibre ottiche;
- posa dei tegoli protettivi;
- rinterro parziale con terreno di scavo;
- posa nastro monitore;
- rinterro complessivo con ripristino della superficie originaria;
- apposizione di paletti di segnalazione presenza cavo nei tratti non coincidenti con la viabilità.



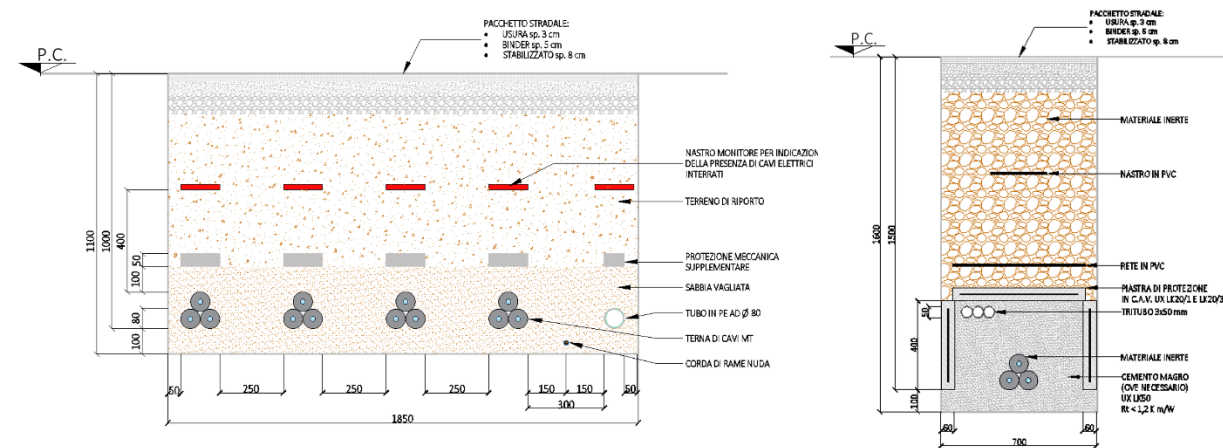


Figura 2.14 – Sezioni tipo posa cavidotti

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di 1 cabina di smistamento in MT interna al parco eolico kV e 2 cabine interne alla SSEU esercite a 30 kV.

Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto.

I cluster, nel quale è elettricamente suddiviso l'intero impianto eolico, saranno connessi alla cabina definita "di smistamento" tramite linee interrate costituite da cavi in alluminio tipo ARE4H5E 18/30 kV (con livello di isolamento fino a 42 kV).

La connessione delle apparecchiature relative al campo eolico avverrà tramite linee in cavo a 26/45 kV, 20.8/36 kV e 0,4/1 kV. Le linee AT e MT saranno direttamente interrate oppure posate entro cavidotto.

## 2.6 ALTRE COMPONENTI ELETTRICHE

### 2.6.1 Impianto elettrico aerogeneratore

Le specifiche tecniche di cui all'ALLEGATO 1 del presente documento contengono le caratteristiche necessarie al dimensionamento dell'impianto all'interno dell'aerogeneratore comprensivo di:

- Dati tecnici sistema di conversione (trasformatore);
- Dati tecnici del quadro MT;
- Scomparto arrivo/partenza cavi MT di collegamento aerogeneratori;
- Dati tecnici del dispositivo di generatore in BT;
- Sistema di ventilazione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla cabina di Connessione per poi essere immessa nella RTN tramite stallo 150/36 kV in SE Terna.

Ciascun aerogeneratore sarà dotato di un generatore e relativo convertitore. Inoltre, sarà equipaggiato con un trasformatore elevatore oltre a tutti gli organi di protezione ed interruzione atti a proteggere la macchina e la linea elettrica in partenza dalla stessa.

### 2.6.2 Trasformatore

All'interno del generatore eolico, la tensione BT a 0.69 kV in arrivo dalla macchina verrà elevata in MT tramite un trasformatore elevatore dedicato.



Il trasformatore utilizzato è del tipo in resina del tipo trifase. In caso di guasto del trasformatore questo può essere facilmente smontato e riparato all'interno della torre.

### **2.6.3 Quadro MT**

Per ogni aerogeneratore si prevede l'installazione di un Quadro MT a bordo macchina per la connessione elettrica alla linea di raccolta interna al parco eolico, nella configurazione a singolo o doppio ingresso, secondo quanto previsto nello schema elettrico unifilare di progetto. Ogni aerogeneratore è dotato di uno o più quadri per l'arrivo/partenza di una o più linee di connessione secondo lo schema elettrico unifilare al fine di minimizzare la lunghezza della linea MT e di migliorare la continuità di servizio. Il quadro MT sarà dotato dei necessari scomparti arrivo/partenza cavi

### **2.6.4 Dispositivo di generatore BT**

Per dispositivo di generatore si intende quel dispositivo in grado di escludere ciascun gruppo di generazione ed è posto solitamente a monte del generatore asincrono. Tale dispositivo rientra tra i dispositivi riconosciuti come "metal enclosed" in accordo alle norme di riferimento dei costruttori: DIN EN 60439.

### **2.6.5 Sistema di ventilazione**

All'interno della torre sono evidenziabili 3 piattaforme posizionate a quote diverse in funzione delle apparecchiature montate e connesse tra loro da un sistema di ventilazione forzato; sono riconoscibili:

- Piattaforma "bassa" (posizionamento trasformatore)
- Piattaforma "intermedia" (quadri media tensione)
- Piattaforma "alta" (sistema di conversione)

La parete della torre in corrispondenza della piattaforma intermedia presenta una cavità per l'areazione del sistema di ventilazione proveniente dal vano trasformatore. Quest'ultimo è dotato di 3 "fan coil" in corrispondenza delle tre colonne che vengono azionati da un sistema di controllo per la dissipazione del calore, mediante misurazione della differenza di temperatura tra la camera del trasformatore e gli avvolgimenti dotati di 3 termosonde PT100. Per quanto riguarda il sistema di conversione, è previsto all'interno del convertitore un sistema di estrazione e ventilazione dell'aria che viene azionato in relazione allo stato di funzionamento del dispositivo.

### **2.6.6 Luci**

La turbina è equipaggiata con luci nella torre, nella navicella, nella stanza del trasformatore ed il mozzo. C'è una luce d'emergenza in caso di mancanza di corrente elettrica.

### **2.6.7 Arresto d'emergenza**

Sono presenti pulsanti per l'arresto d'emergenza nella navicella, nel mozzo e alla base della torre.

### **2.6.8 Disconnessione dell'energia**

La turbina è equipaggiata con interruttori per consentire la disconnessione da tutte le fonti di energia in caso d'ispezione o manutenzione. Gli interruttori sono marcati con segnali e sono collocati nella navicella e alla base della torre.

## 2.7 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO BESS

Il sistema BESS (Battery Energy Storage System) è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia elettrica ed alla conversione bidirezionale della stessa al livello di tensione della rete.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (batterie) è composta da celle agli ioni di litio. Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- Celle agli ioni di litio assemblati in moduli e armadi (Assemblato Batterie)
- Sistema bidirezionale di conversione DC/AC (PCS)
- Trasformatori di potenza 30 kV/BT
- Quadro Elettrico di sezionamento
- Sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS)
- Sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni unità azionata da PCS
- Sistema Centrale di Supervisione (SCCI)
- Servizi Ausiliari
- Sistemi di protezione elettriche
- Cavi di potenza e di segnale
- Container equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi

Il sistema BESS è in grado di fornire diversi servizi di regolazione di frequenza e bilanciamento alla rete elettrica nazionale. Eventualmente potrà effettuare altri servizi ancillari di rete, solo su richiesta del TSO nel punto di connessione.

La modularità del sistema di accumulo in termini energetici varia in base al fornitore del sistema scelto, ma in linea generale prevede l'incremento (o decremento) della quota di armadi rack batteria e container ISO40 installati; la modularità del sistema in termini di potenza immettibile in rete prevede l'incremento (o decremento) delle unità di conversione e trasformazione PCS.

La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria e containers dipenderà dal fornitore dello stesso e sua densità di potenza, oltre che dalla capacità di accumulo prevista.

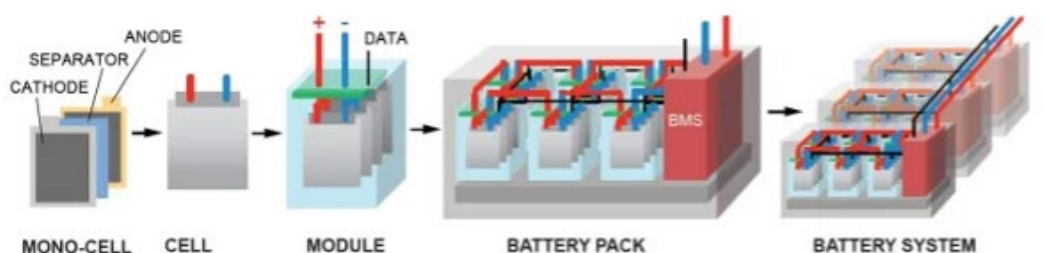


Figura 2.15: sistemi di batterie

Lo scopo del sistema BESS è quello di partecipare alle aste per i servizi alla rete elettrica fornendo i servizi di regolazione di frequenza, di bilanciamento, etc. come previsto dal Codice di Rete, Allegato A.79 - Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico.

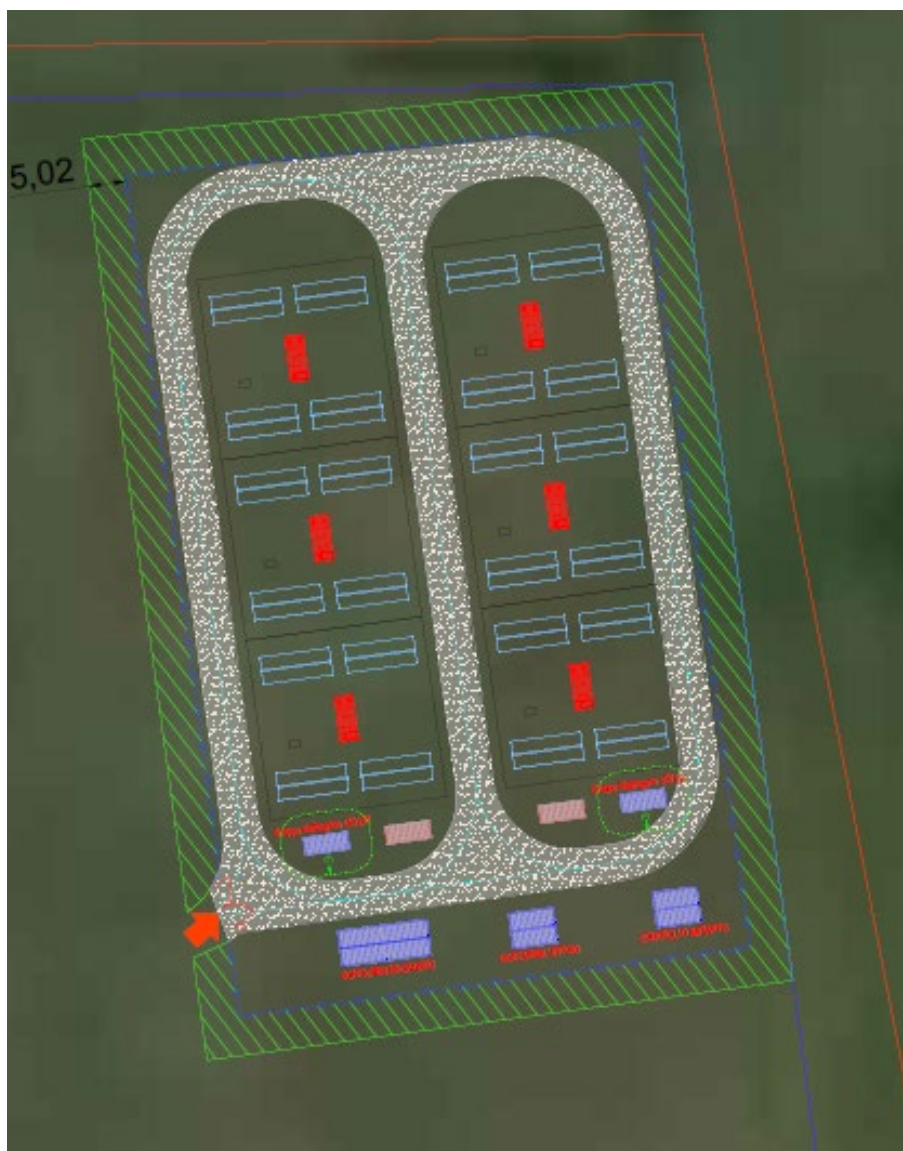
Il sistema di conversione, anche detto PCS (Power Conversion System) è basato su inverter elettronici bidirezionali che consentono la carica e la scarica delle batterie convertendo la corrente continua in alternata e scambiando energia attiva e reattiva con la rete elettrica. Fanno parte del sistema di

conversione anche i quadri elettrici MT e BT e i trasformatori che consentono l'elevazione della tensione dal livello BT dell'inverter al livello MT (30 kV). La tensione denominata "BT" sarà determinata in base alla proposta del fornitore del sistema BESS.

La Media tensione verrà elevata al livello AT di 150 kV richiesti per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante apposito trasformatore AT/MT collocato all'interno della SSEU-BESS dell'impianto.

Il sistema di conversione sarà dotato degli apparati di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e degli assemblati batterie da esso azionati.

Si riporta di seguito il layout dell'impianto previsto in progetto con indicazione dei principali componenti.



### LEGENDA

	AREA DI PROPRIETA'		CONTAINER MAGAZZINO
	RECINZIONE		CONTAINER UFFICIO/CONTROLLO IMPIANTO
	FASCIA DI MITIGAZIONE		ASSEMBLATO BATTERIE
	PERCORSO ANTINCENDIO		TRASFORMATORE ISOLA BESS
	ACCESSO AREA IMPIANTO		SISTEMA DI CONTROLLO
	GRUPPO ELETTROGENO 150 KV		TRASFORMATORE AUX

Figura 2.16: Layout di progetto

Le batterie di accumulo e i sistemi ausiliari di conversione dell'energia e controllo, saranno installati all'aperto, in area protetta e videosorvegliata in modo tale da non essere esposte ad urti o manomissioni.

L'impianto è progettato in modo tale che l'eventuale incendio di una macchina elettrica non sia causa di propagazione ad altre macchine elettriche o ad altre costruzioni collocate in prossimità, nel rispetto delle distanze di sicurezza.

Saranno chiaramente segnalati i percorsi e le aree operative riservate ai mezzi di soccorso anche sotto o in prossimità di parti elettriche attive, in modo che possano essere rispettate le condizioni di sicurezza previste in presenza di rischi elettrici.

La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria, containers dipenderà dal fornitore dello stesso. Indicativamente l'impianto sarà costituito da unità aventi una potenza unitaria di circa 3,00 MW. Le singole unità combinate tra loro attraverso una distribuzione interna di impianto a 30 kV costituiranno l'intero impianto BESS. Sono previsti circa 48 assemblati batterie di stoccaggio complessivi.

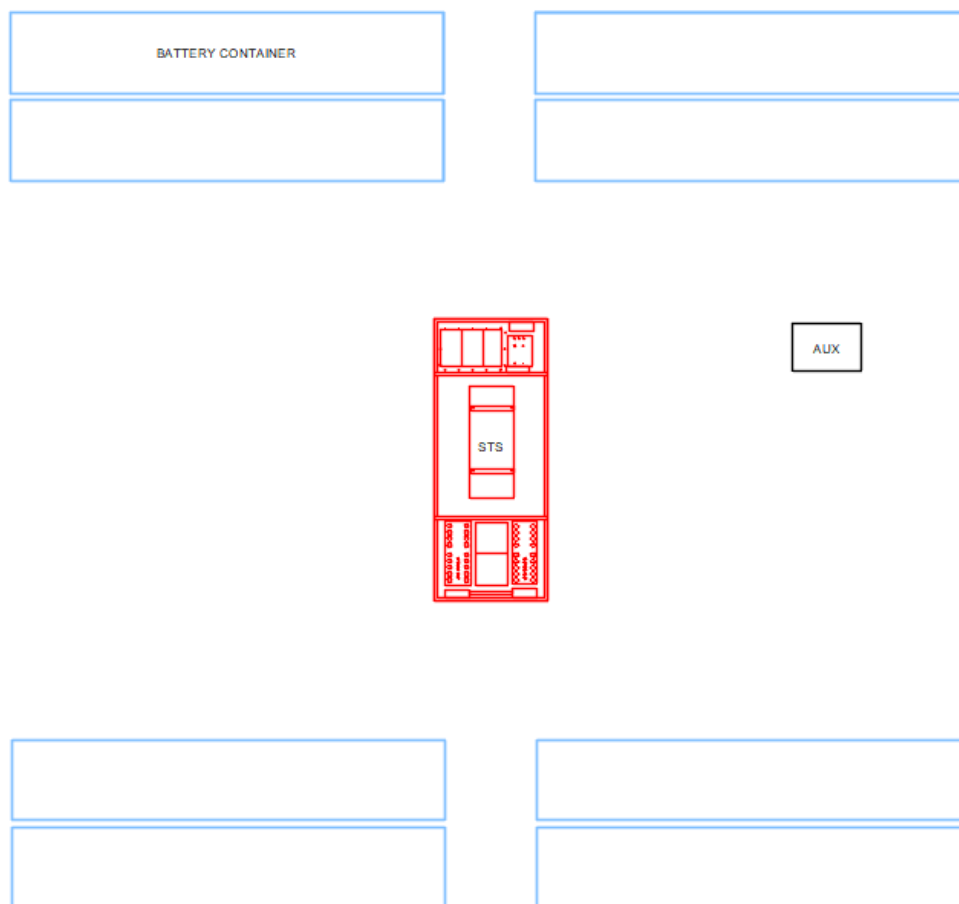


Figura 2.17: Layout tipico di una unità di accumulo da 3,00 MW

L'impianto BESS con potenza di 18 MW è così costituito da:

- N. 48 Cabinati BESS delle dimensioni 9,3 x 1,7 m, posati su fondazioni a vasca, affiancati a coppie sul lato lungo.
- N. 6 Trasformatori MT/BT posati su basamenti/fondazioni in CLS (STS – Storage Transforming Station) installati all'interno di appositi container.
- N.2 Container AUX per alimentazione ausiliari delle Battery Unit;
- N.2 Container Gruppo Elettrogeno (G.E) per alimentazione di backup degli ausiliari delle Battery Unit;
- Linee interrate MT 30 kV;
- Linee interrate BT di potenza e controllo;
- Altre dotazioni ausiliarie;

Per il layout del sistema di accumulo si rimanda all'elaborato specifico Ns.

Rif.: 2800\_5100\_CST\_PFTE\_T13\_Rev0\_LAYOUT IMPIANTO BESS.

### 2.7.1 Funzionalità del sistema Bess

Il sistema BESS fornirà diversi servizi di regolazione di frequenza e bilanciamento alla rete elettrica nazionale, eventualmente effettuerà altri servizi ancillari di rete, solo su richiesta del TSO nel punto di connessione.



Il sistema BESS, oggetto del seguente documento, sarà in configurazione Stand Alone, quindi non asservito ad unità produttive in funzione.

I sistemi di storage elettrochimico, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete.

Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete.

Una prima classificazione degli ESS può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi di rete che possono essere erogati dalle batterie:

- Arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
- Regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno;
- Regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;
- Regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
- Ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
- Risolvere eventuali congestioni;
- Mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.
- Partecipazione al mercato della capacità attraverso cui Terna si approvvigiona di capacità con contratti di lungo termine aggiudicati con aste competitive al fine di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Un ESS può contribuire all'adeguatezza del sistema sia in maniera diretta (stand-alone) sia conferendo ad una unità di produzione rinnovabile non programmabile (FRNP) i requisiti minimi di programmabilità necessari a adempiere agli obblighi del meccanismo di Capacity Market.

### *2.7.2 Caratteristiche dei container*

I cabinati saranno del tipo container prefabbricati posati su fondazione a vasca. Si prevede che per la posa siano previsti scavi ad una profondità di circa 1,5 m dal piano di campagna. La dimensione in pianta della fondazione sarà di circa 1,7x9,3 m ISO 20ft. I cabinati saranno destinati ad ospitare le batterie elettrochimiche di accumulo.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni, nonché tutti i dispositivi previsti per la sicurezza antincendio.

I cabinet BESS utilizzati per la progettazione dell'impianto conterranno le apparecchiature e i dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione. La struttura dei container sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in pannelli coibentati.

La configurazione specifica del container, in termini di numero di moduli batteria, tipologia apparecchiature di controllo, sistemi di regolazione e altri dettagli costruttivi dipenderà dal fornitore dello stesso.

### 2.7.3 Caratteristiche dei container TAC/AUX

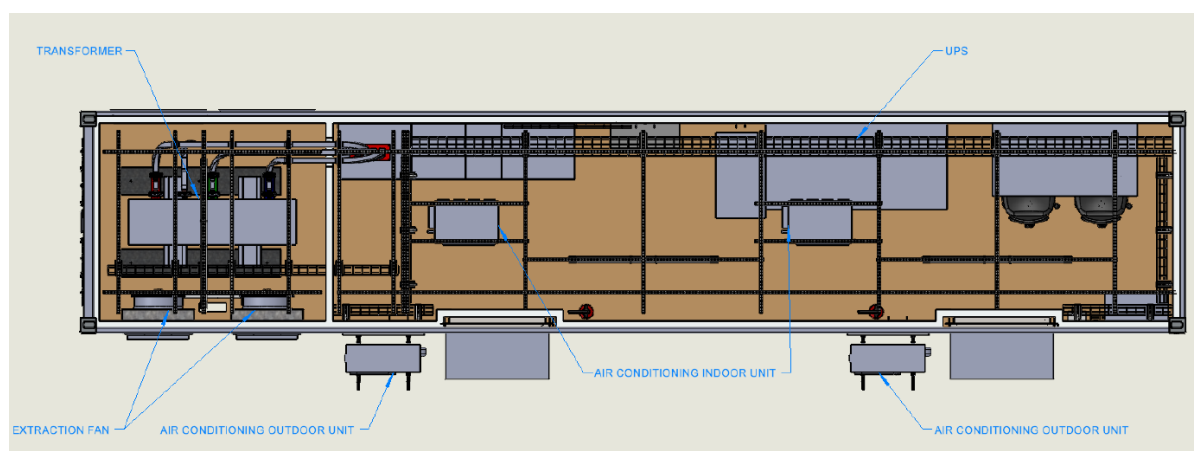
Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni.

I cabinet BESS utilizzati per la progettazione dell'impianto conterranno le apparecchiature e i dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione. La struttura dei container sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in pannelli coibentati.

La configurazione specifica del container, in termini di numero di moduli batteria, tipologia apparecchiature di controllo, sistemi di regolazione e altri dettagli costruttivi dipenderà dal fornitore dello stesso.

I cabinet saranno realizzati mediante container prefabbricati posati su fondazione semplice. Le dimensioni del container sono 6x2,43 m. I cabinet TAC sono destinati ad ospitare i sistemi di alimentazione ausiliaria (UPS) degli impianti di raffreddamento dei container BESS, un trasformatore MT/BT, e i propri sistemi di raffreddamento e circolazione dell'aria.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container.



2.18: Layout tipico di un container TAC

### 2.7.4 Caratteristiche dei Gruppi Elettrogeni (G.E.)

I cabinati saranno realizzati mediante container prefabbricati posati su fondazione semplice. Le dimensioni del container sono 6x2,4 m. I cabinati G.E. sono destinati ad ospitare i sistemi di alimentazione ausiliaria (G.E) degli impianti di raffreddamento dei container BESS. Tali sistemi entreranno in funzione soltanto qualora dovesse mancare alimentazione lato rete e dovendo mantenere in servizio gli apparati di raffreddamento.

### 2.7.5 Sistema di conversione

Il sistema di conversione all'interno dell'area BESS comprenderà l'insieme dei dispositivi e delle apparecchiature necessarie alla connessione degli assemblati batterie al punto di connessione AC.

Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- Quadri di media tensione RMU
- Trasformatori MT/BT
- Inverter bidirezionali di conversione statica DC/AC
- Sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica
- Sistemi di protezione e manovra
- Sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.)
- Container batterie.

La tensione denominata "BT" sarà determinata in base alla proposta del fornitore del sistema BESS.

Il sistema di conversione sarà dotato degli apparati di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e degli assemblati batterie da esso azionati.

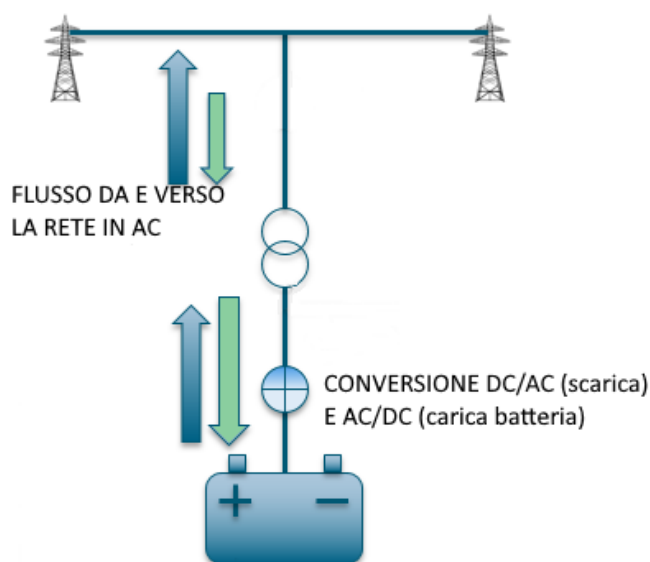


Figura 2.19: Flussi di energia tra rete e batterie e viceversa





### 3. SPECIFICHE TECNICHE OPERE MECCANICHE

In questa fase progettuale la scelta del produttore delle turbine non è stata ancora effettuata, per gli aerogeneratori vengo riportate solamente le caratteristiche geometriche:

- Diametro <= 175m
- Altezza hub al mozzo <= 135m
- Altezza massima = 220m

E le caratteristiche elettriche e di producibilità:

- Potenza massima 6,6 MW

A titolo esemplificativo, di seguito si riporta un estratto delle caratteristiche tecniche delle turbine Siemens-Gamesa SG 6,6-170 che rispetterebbero le indicazioni progettuali fornite. In allegato si riporta il documento completo.

#### Scheda tecnica

##### Potenza

Potenza nominale:	6,600.0 kW
Potenza nominale flessibile:	5,600.0 - 6,600.0 kW
Velocità di accensione:	3.0 m/s
Velocità nominale del vento:	6.6 m/s
Velocità di spegnimento:	25.0 m/s
Velocità di sopravvivenza:	59.5 m/s
Wind zone (DIBt):	-
Wind class (IEC):	S, IIB, IIIA

#### Moltiplicatore

Progetto:	Planetary / Helical
Livelli:	3.0
Conversione:	1:126
Produttore:	ZF Wind Power / Winergy

#### Generatore

Progetto:	doubly-fed induction (DFIG)
Cifra:	1
Velocità, max:	1,299.0 U/min
Tensione:	690.0 V
Collegamento alla rete elettrica:	Back to back partial load converter
Frequenza di rete:	50/60 Hz
Produttore:	Siemens Gamesa / INDAR

#### Rotore

Diametro:	170.0 m
Superficie del rotore:	22,697.0 m <sup>2</sup>
N° di pale	3
Velocità, max:	10.3 U/min
Velocità di punta:	92 m/s
Designazione del tipo:	LM 83.3 / SG170
Sostanza:	Glass fibre reinforced plastics with pultruded carbon. balsa and foam
Produttore:	Siemens Gamesa / LM Wind Power
Densità di potenza 1:	290.8 W/m <sup>2</sup>
Densità di potenza 2:	3.4 m <sup>2</sup> /kW



### Torre

Altezza mozzo:	90 / 100 / 102.5 / 107 / 110.5 / 115 / 122.5 / 135 / 145 / 150 / 155 / 165 m
----------------	---

Progetto:	steel tube / hybrid
-----------	---------------------

Sagoma:	-
---------	---

Protezione anticorrosione:	-
----------------------------	---

Produttore:	-
-------------	---

### Altro

Data di costruzione:	2021
----------------------	------

Offshore:	No
-----------	----

Onshore:	Si
----------	----

## **4. SPECIFICHE TECNICHE OPERE DI MOVIMENTAZIONE TERRENI**

### **4.1 SCAVI**

Gli scavi interessanti l'opera in progetto si dividono in:

#### **4.1.1 Scavi generici**

Gli scavi generici, da eseguirsi a mano o con mezzi meccanici, dovranno corrispondere ai disegni di progetto e alle particolari prescrizioni impartite all'atto esecutivo della D.L.. Le superfici di scavo verticali, orizzontali od inclinate, dovranno essere accuratamente spianate, con intervento di mano d'opera manuale, sia per le rifiniture che per l'esecuzione delle parti di scavo ove tale intervento sia necessario. Gli scavi saranno eseguiti su terreno di qualsiasi natura e consistenza, anche bagnato o in presenza di acqua, ove occorra saranno preceduti da sgomberi superficiali, dall'abbattimento e dallo sgombero di alberi, arbusti e dalla estirpazione di radici e ceppaie, nonché dalla demolizione di residui di manufatti presenti in superficie o rinvenuti nel terreno, senza che all'Impresa competano particolari compensi oltre quelli stabiliti nei prezzi di elenco per gli scavi.

Qualora, nella esecuzione degli scavi o in attesa della esecuzione delle opere previste entro gli scavi stessi, per la natura del terreno, per il genere di lavoro e per qualsiasi altro motivo, si rendesse necessario puntellare, sbatacchiare od armare le pareti degli scavi, l'Impresa vi dovrà provvedere di propria iniziativa e a sue spese, adottando tutte le precauzioni necessarie per impedire smottamenti e franamenti, per garantire l'incolumità degli addetti ai lavori e per evitare danni alle proprietà confinanti e alle persone. L'Impresa provvederà allo scopo secondo norme e necessità, impiegando i mezzi più idonei e nel modo che riterrà migliore essendo qui espressamente stabilito che l'Impresa sarà ritenuta in ogni caso unica responsabile di eventuali danni alle persone e alle cose e di tutte le conseguenze di ogni genere che derivassero dalla mancanza, dalla insufficienza o dalla poca solidità delle opere provvisorie adottate, dagli attrezzi adoperati e dalla poca diligenza nel sorvegliare gli operai, nonché alla inosservanza delle disposizioni vigenti in materia sui lavori pubblici e sulla polizia stradale. L'Impresa inoltre resta obbligata a provvedere a sua cura e spese alla manutenzione degli scavi, allo sgombero dei materiali franati o comunque caduti negli stessi e al conseguente ripristino delle sezioni e ciò indipendentemente dal tempo trascorso fra l'apertura degli scavi e il loro rinterro.

Con il provvedere dei lavori l'Impresa potrà recuperare i legnami costituenti le armature; quelli, però, che a giudizio della D.L. non potranno essere tolti senza che ciò costituisca alcun titolo per la richiesta di speciali compensi. Nell'esecuzione di tutti gli scavi l'Impresa dovrà provvedere di propria iniziativa e a sue spese affinché le acque scorrenti alla superficie del terreno siano deviate e non si riversino negli scavi e a tale scopo provvederà a togliere ogni impedimento al regolare deflusso delle acque superficiali ricorrendo anche, ove necessario, all'apertura di fossi di guardia e di canali fuggatori. Inoltre, tanto durante le operazioni di scavo, quanta durante l'esecuzione dei lavori all'interno degli scavi stessi, l'Impresa dovrà provvedere, a sua cura e spese, ad assicurare il regolare ed immediato smaltimento delle acque di infiltrazione che eventualmente scaturissero dal fondo e dalle pareti dello scavo, procedendo, ove possibile da valle verso monte, in modo da favorire lo scolo naturale, ovvero ricorrendo all'esaurimento ed agghiacciamento delle acque con i mezzi più opportuni, nel numero e delle portate sufficienti a mantenere costantemente asciutto il fondo dello scavo. Di ogni onere relativo e quindi del relativo compenso è stato tenuto conto nella formazione dei prezzi di elenco per gli scavi. Saranno considerati scavi subacquei, e come tali valutati e compensati secondo la relativa voce di elenco tutti gli scavi eseguiti in presenza di acqua di falda, limitatamente alla sola parte eseguita al di sotto della quota alla quale si stabilizzano le acque stesse. Le materie provenienti dagli scavi in genere, se non utilizzabili o non ritenute idonee, a giudizio insindacabile della D.L., per l'esecuzione di tombamenti, rinterri o per la formazione di rilevati o per altro impiego nei lavori, dovranno essere allontanate dal cantiere e portate a rifiuto a cura e spese dell'Impresa, alle pubbliche discariche ovvero su aree da procurarsi a cura e spese dell'Impresa.



Qualora le materie provenienti dagli scavi dovessero essere utilizzate in tempo differito per tombamenti, rinterri o per la formazione di rilevati, esse saranno eventualmente depositate in prossimità degli scavi o all'interno del cantiere, in luogo adatto, accettato dalla D.L. ed in modo tale da non ostacolare lo svolgimento dei lavori, anche di altre Imprese, per poi essere riprese a tempo opportuno. In nessun caso le materie depositate dovranno riuscire di danno alle proprietà pubbliche o private confinanti, provocare frane, ostacolare il libero deflusso delle acque superficiali od intralciare il traffico delle strade pubbliche o private. La D.L. si riserva di fare allontanare immediatamente a spese dell'Impresa le materie depositate in contravvenzione alle precedenti disposizioni. Qualora l'Impresa, per proprio esclusivo comodo od interesse, ivi compresa la necessità di disporre di spazio libero all'interno del cantiere, decida di portate a rifiuto materie che potrebbero essere riutilizzate, dovrà successivamente provvedere a rifornirsi di materie altrettanto idonee, senza che ciò costituisca alcun titolo per la richiesta di speciali compensi oltre al pagamento degli scavi con i relativi prezzi di elenco. Durante l'esecuzione degli scavi che interferiscono con canalizzazioni esistenti, l'Impresa, senza diritto a particolari compensi, dovrà adottare tutte le precauzioni e le disposizioni necessarie a garantire la perfetta funzionalità ed efficienza delle canalizzazioni, secondo le richieste delle Amministrazioni interessate. Analogamente, durante l'esecuzione degli scavi lungo le strade di ogni genere e categoria e per tutto il tempo in cui questi restano aperti, l'Impresa dovrà provvedere, di propria iniziativa e a sue spese, ad adottare ogni disposizione e precauzione necessaria per garantire la libertà e la sicurezza del transito dei pedoni, degli animali e dei veicoli, restando in ogni caso unica responsabile di eventuali danni alle persone e alle case e di tutte le conseguenze di ogni genere che derivassero dalla mancanza o dalla insufficienza delle precauzioni adottate.

#### **4.1.2 Scavi di sbancamento**

Per scavi di sbancamento si intenderanno gli scavi per il livellamento o la sistemazione del terreno, per tagli di terrapieni, per la formazione di piani di appoggio di platee di fondazione, vespai e rampe incassate, per l'apertura della sede stradale, compresi cassonetto e banchine laterali, per la formazione di vasche, per l'impianto di opere d'arte, se ricadenti al di sopra del piano orizzontale passante per punto più depresso del terreno naturale o per il punto più depresso delle trincee o splateamenti precedentemente eseguiti ed aperti da almeno un lato e per l'apertura o l'approfondimento di canali e fossi di sezione non inferiore a due metri quadrati. In generale saranno comunque considerati scavi di sbancamento tutti i tagli a larga sezione che, pur non rientrando nelle precedenti casistiche e definizioni, siano sufficientemente ampi da consentire l'accesso con rampa ai mezzi meccanici di scavo, nonché a quelli di caricamento e trasporto di materie. La profondità e la configurazione degli scavi dovranno corrispondere esattamente ai disegni di progetto e alle particolari prescrizioni impartite all'atto esecutivo dalla D.L..

Sia in fase di esecuzione che a lavori ultimati e fino a collaudo l'Impresa dovrà curare la perfetta sagomatura e spianatura del fondo e dalle scarpate e la perfetta profilatura dei cigli, provvedendo a proprie spese ai tagli, alle riprese e alle sistemazioni delle scarpate e delle banchine ed agli espurghi che si rendessero necessari. Per far luogo all'eventuale rivestimento dei fossi e dei canali, l'Impresa dovrà curare a proprie spese che, sia durante le operazioni di scavo che durante il getto dei rivestimenti, gli scavi siano mantenuti all'asciutto e liberi da vegetazione di qualsiasi natura e dimensione. L'uso di eventuali idonei diserbanti chimici dovrà essere autorizzato dalla D.L. e in quanto effettuato per comodità dell'Impresa sarà a suo totale carico.

#### **4.1.3 Scavi di fondazione o sezione obbligata**

Per scavi di fondazione si intenderanno gli scavi incassati e a sezione obbligata necessari per far luogo a fondazioni, fognature, canalizzazioni, ecc., per l'apertura o l'approfondimento di fossi, canali, cunette di sezione inferiore a due metri quadrati, ed in generate tutti gli scavi chiusi da pareti, di norma verticali, effettuati al di sotto del piano di sbancamento o, in mancanza, al di sotto del piano orizzontale



convenzionale corrispondente alla quota più depressa del terreno naturale entro il perimetro dello scavo. Tale piano sarà determinato, a giudizio della D.L., o per l'intera area dello scavo, o per parti in cui questa può essere suddivisa, a seconda sia delle accidentalità del terreno sia delle quote dei piani finiti di fondazione. Qualunque sia la natura e la qualità del terreno interessato, gli scavi verranno spinti alla profondità ritenuta necessaria ed ordinata dalla D.L. all'atto della loro esecuzione. I piani di fondazione dovranno essere accuratamente spianati, generalmente orizzontati o disposti a gradoni o con leggera contro pendenza, secondo le disposizioni della D.L.. È vietato all'Impresa, pena la demolizione, di proseguire coi getti dei vari manufatti di fondazione senza l'esplicita accettazione previa verifica da parte della D.L. dei piani delle fondazioni. Nel caso l'Impresa lo ritenesse di sua convenienza, gli scavi potranno essere eseguiti anche con pareti a scarpa, o a sezione più larga, ma in tale caso non sarà pagato il maggiore scavo eseguito di conseguenza. L'Impresa, anzi, dovrà successivamente provvedere, a sua cura e spese, al riempimento e al costipamento, con le stesse materie scavate, dei vani rimasti intorno e sopra alle opere murarie, sino al piano del terreno naturale primitivo ed al ripristino, con gli stessi oneri, delle maggiori quantità di pavimentazione divelte, ove lo scavo dovesse interessare strade pavimentate. Nel caso che, a giudizio della D.L., le condizioni nelle quali i lavori si svolgono lo richiedano, l'Impresa è tenuta a coordinare opportunamente la successione e l'esecuzione delle opere di scavo e di fondazione, essendo gli oneri relativi compensati nei prezzi contrattuali.

#### *4.1.4 Scavi per la messa a dimora di cavidotti elettrici*

L'esecuzione degli scavi per la posa dei cavi elettrici dovrà rispettare l'andamento piano-altimetrico riportato sugli elaborati di progetto o quello eventualmente modificato in fase esecutiva dalla D.L.. Le quote di fondo scavo dovranno corrispondere a quelle prescritte: esse dovranno comunque consentire un'altezza di ricoprimento sulla generatrice superiore dei cavi non inferiore a 85 cm; alla D.L. è riservata peraltro la facoltà insindacabile di disporre - all'atto esecutivo - qualsiasi variante, con aumento o diminuzione delle profondità predette senza che l'Impresa possa trarne motivo per avanzare richiesta di compensi speciali o di prezzi diversi da quelli riportati in elenco. Il fondo degli scavi aperti per la posa in opera dei cavi dovrà essere livellato e non saranno ammesse rugosità superiori ai 3 cm dal piano delle livellette indicate nel profilo longitudinale. Le pareti degli scavi non dovranno presentare blocchi sporgenti o massi pericolanti. Per tutto il tempo in cui le sezioni dovranno rimanere aperte, saranno ad esclusivo carico dell'Impresa tutti gli oneri per eventuali armature, esaurimenti di acqua, sgombero del materiale e la perfetta manutenzione dello scavo, indipendentemente dal tempo trascorso dall'apertura dello stesso e dagli eventi meteorici verificatesi, ancorché eccezionali. L'avanzamento degli scavi dovrà essere adeguato all'effettivo avanzamento della posa in opera dei cavi. Le eventuali discontinuità nel ritmo della posa in opera non potranno in alcun caso dare titolo all'Impresa per richiedere compensi di sorta oltre quelli previsti nel presente Disciplinare o per variare l'avanzamento del proprio lavoro in maniera non adeguata a quella della fornitura dei cavi.

La chiusura degli scavi verrà effettuata con il materiale provenienti dagli scavi, se ritenuto idoneo dalla D.L. Il rinterro dovrà essere iniziato adoperando per il primo strato, fino ad un'altezza di ricoprimento di circa 10 cm sulla generatrice superiore dei cavi, con sabbia vagliata e priva di impurità. Il rinterro sarà effettuato in strati con l'onere dell'adeguata posa dei cavi. Il riempimento successivo sarà eseguito fino a superare il piano di campagna con un colmo di altezza sufficiente a compensare gli assestamenti che potranno aversi successivamente. L'Impresa resta sempre unica responsabile dei danni e delle avarie comunque prodotti ai cavi in dipendenza del modo con cui si esegue il rinterro. Nel caso che i materiali provenienti dagli scavi non fossero approvati dalla D.L. per il rinterro, l'Impresa dovrà sostituirli, in tutto o in parte con materiale approvato dalla D.L. e provenienti da cave di prestito a qualsiasi distanza. Qualora per tutta la durata dei lavori di posa cavi non fosse possibile stoccare il materiale scavato a bordo trincea, questo dovrà essere momentaneamente allontanato e stoccato in apposite aree individuate senza che per ciò possa competere all'Impresa altro compenso all'infuori dei prezzi stabiliti in elenco.

## **4.2 RILEVATI**

### **4.2.1 Piano di posa**

Il piano di posa dei rilevati dovrà essere adeguatamente preparato, previo abbattimento di alberi, taglio siepi e cespugli, estirpazione di radici e infine scotico del terreno vegetale per tutta la superficie e per le dimensioni di progetto o modificate dalla D.L.. In presenza di terreni torbosi si dovrà provvedere alla sostituzione del terreno in sito con altro di tipo granulare, per uno spessore tale da garantire una sufficiente ripartizione del carico, secondo le disposizioni della D.L. L'Impresa dovrà garantire il corretto smaltimento delle acque dagli scavi.

Il terreno vegetale dovrà essere stoccato in aree idonee per poi essere riutilizzato per gli strati di finitura dei rilevati.

Il terreno proveniente dagli scavi, se di natura non idonea al riutilizzo (si veda punti successivi) dovrà essere smaltito e trasportato a discarica a spese dell'Impresa.

Lo strato finale di posa del rilevato (sottofondo) dovrà avere un modulo di deformazione "Md"  $\geq$  15 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa. Nel caso questa condizione non fosse raggiungibile si dovrà procedere alla sostituzione di circa 30 cm di terreno naturale con altro appartenente ai gruppi A1 e A3 (CNR UNI 10006), costipato fino a raggiungere il 90% della densità massima relativa alla prova AASHTO Modificata.

Nel caso i rilevati risultino su pendii con pendenza trasversale superiore al 15% la costruzione del rilevato dovrà essere preceduta, oltre che dalle operazioni di cui sopra, anche da una gradonatura del pendio, da eseguirsi in contro pendenza e secondo le disposizioni impartite dalla D.L..

Infine, sul terreno naturale costituente il piano di posa, dovrà essere posto in opera un telo di geotessile (tessuto non tessuto) sovrapposto ai bordi per circa cm 50. Il tessuto non tessuto dovrà essere di poliestere a filo continuo secondo le caratteristiche di cui all'articolo apposito del presente Disciplinare con grammatura compresa tra 300 e 400 g/mq e con resistenza a punzonatura  $\geq$  3 kN, resistenza a trazione 21 kN in senso longitudinale con allungamento tra il 30 ed il 70%.

### **4.2.2 Corpo del rilevato e cassonetto stradale**

I rilevati dovranno essere costituiti da terre idonee, accuratamente scelte, escludendo terre contenenti radici, erbe e materie organiche. Le terre dovranno essere caratterizzate secondo le norme CNR - UNI 10006 - 63 art. 7. "Costruzione dei rilevati" Di norma per la costruzione dei rilevati dovranno essere impiegate terre appartenenti ai gruppi A1, A2-4 e A2-5 e A3. Ad esclusivo giudizio della D.L., potrà essere ammesso anche l'impiego di terre appartenenti ai gruppi A2-6, A2-7, A4, A5, A6, purché l'Impresa, a sua cura e spesa, provveda alle necessarie manipolazioni ed integrazioni per ottenere, secondo le disposizioni della D.L. medesima, le caratteristiche geomeccaniche minime richieste. In ogni caso sono assolutamente da escludere le terre appartenenti al gruppo A7. Agli ultimi due strati dei rilevati, adiacenti allo strato di finitura (cassonetto stradale sp. 20+20 cm) dovranno essere riservate le terre migliori disponibili. In ogni caso dovranno essere costituiti da terre a granulometria continua, non soggette a ritiro, preferibilmente appartenenti ai gruppi A1 e A3.

La stesa del materiale per la formazione del rilevato dovrà essere eseguita in strati regolari di spessore proporzionale alla natura del materiale stesso e allo spessore, tipo e peso dei mezzi costipanti utilizzati, secondo le disposizioni impartite dalla D.L., ma in ogni caso non superiore a cm 50 e con pendenza trasversale non inferiore al 2% e non superiore al 4%, onde permettere un rapido smaltimento delle acque piovane. Il materiale costituente il corpo del rilevato dovrà essere messo in opera per strati non eccedenti i 30 cm e costipato con mezzi meccanici riconosciuti idonei dalla D.L. fino a raggiungere una densità secca max. AASHO mod. non inferiore a 90% negli strati inferiori ed al 95% in quello superiore (ultimi 30 cm). Per tale ultimo strato si dovrà raggiungere un modulo di deformazione "Md"  $\geq$  500 kg/cmq nell'intervallo di carico compreso tra 1.5 e 2.5 kg/cmq.



La D.L. provvederà al controllo dell'esecuzione dei rilevati almeno ogni 200 mc di materiale posto in opera, sia determinando il grado di compattazione e di umidità durante l'esecuzione, sia effettuando prelievi in sito ed analisi di laboratorio allo scopo di comprovare le caratteristiche dei materiali effettivamente impiegati. Per tali prove e controlli la D.L. si avvarrà di laboratori autorizzati.

Per una maggiore protezione del rilevato dall'azione diretta degli agenti atmosferici, dovrà essere rivestita la superficie esterna dei terrapieni con uno strato di terra vegetale, dello spessore indicato nei disegni costruttivi o stabilito dalla D.L. in corso d'opera, onde favorire l'attecchimento e lo sviluppo di vegetazione spontanea o seminata.

La terra potrà provenire dai depositi di terreno vegetale asportato nella preparazione del piano di posa del rilevato stesso o da altre zone, purché possieda le caratteristiche necessarie. Il rivestimento seguirà la costruzione del rilevato e dovrà essere eseguito con cura scrupolosa procedendo a cordoli orizzontali da costiparsi con mezzi meccanici idonei, previa gradonatura di ancoraggio, onde evitare possibili superfici di scorrimento ed in modo da assicurare una superficie regolare.

#### **4.2.3 Strato di finitura**

Per la costruzione dello strato di finitura si dovranno impiegare miscele stabilizzate granulometricamente di ghiaia e sabbia mista di fiume o di cava, naturali od opportunamente vagliate, o detriti di cava provenienti dalla frantumazione di rocce idonee, di spessore proporzionato alle previsioni di progetto o alle particolari disposizioni impartite dalla D.L. in corso d'opera, in relazione alla natura e alla portanza del sottofondo e alle caratteristiche del traffico.

La composizione granulometrica della miscela dovrà essere mantenuta costantemente nei limiti indicati nel prospetto seguente, salvo eventuali correzioni o più precise limitazioni prescritte all'atto esecutivo dalla D.L., specialmente per quanto riguarda il contenuto dell'aggregato fine limoso-argilloso e la massima dimensione dell'aggregato grosso, in relazione a particolari usi o a particolari esigenze di protezione dalla azione dell'acqua e del gelo:

- passante al crivello 75 UNI 2334 100%
- passante al crivello 40 UNI 2334 da 75 a 100%
- passante al crivello 25 UNI 2334 da 60 a 87%
- passante al crivello 10 UNI 2334 da 35 a 67%
- passante al crivello 5 UNI 2334 da 25 a 55%
- passante al crivello 2 UNI 2332/1 da 15 a 40%
- passante al crivello 0,4 UNI 2332/l da 7 a 22%
- passante al crivello 0.075 UNI 2332/l da 2 a 10%

Il rapporto tra il passante al setaccio 0,075 UNI 2332/1 ed il passante al setaccio 0.4 UNI 2332/1 dovrà risultare inferiore a 213.

Per la messa in opera il materiale, depositato in cordoni lungo la superficie stradale dovrà essere convenientemente ed uniformemente umidificato (o aerato, nel caso fosse troppo umido) fino al raggiungimento della umidità ottima di costipamento. Successivamente, mediante grader, si provvederà ad omogeneizzare il materiale e a stenderlo sulla intera superficie in strati di spessore proporzionato al tipo e al rendimento dei mezzi di costipamento, in ogni caso per raggiungere lo spessore finito di 10 cm.

A stesa avvenuta il materiale dovrà presentarsi completamente omogeneo, con assenza assoluta di zone ghiaiose, sabbiose o limose o di toppe di argilla.

Qualsiasi area che risulti danneggiata per effetto di lavori eseguiti in contravvenzione alle disposizioni precedenti, dovrà essere completamente scarificata, rimiscelata e costipata in conformità alle



prescrizioni della D.L. In corso d'opera dovrà essere verificata la corrispondenza dei requisiti geotecnici richiesti per i materiali impiegati. Lo strato, quindi, dovrà essere adeguatamente costipato sino al raggiungimento del 97% della densità massima fornita dalla prova AASHD mod. con i mezzi riconosciuti idonei ed approvati dalla D.L., procedendo dai lati verso il centro della carreggiata e proseguendo le operazioni fino a che la capacità portante dello strato finale, determinata alla prova di carico con piastra di cm. 30 di diametro non abbia raggiunto il valore di 800 Kg. /cmq nell'intervallo di carico compreso tra 1.5 e 2.5 kg/cmq.



## 5. SPECIFICHE TECNICHE OPERE IN CALCESTRUZZO ARMATO

I conglomerati cementizi, gli acciai, le parti in metallo dovranno essere conformi alla normativa vigente in materia e alle prescrizioni richiamate dal presente capitolato per tutte le opere in cemento armato, cemento armato precompresso e strutture metalliche.

Le prescrizioni di cui sopra verranno quindi applicate a tutte le opere e a complessi di opere, omogenee o miste, che assolvono una funzione statica con l'impiego di qualunque tipo di materiale.

Tutte le fasi di lavoro sui conglomerati e strutture in genere saranno oggetto di particolare cura da parte dell'Appaltatore nell'assoluto rispetto delle qualità e quantità previste.

In funzione dell'opera in c.a. da eseguire è previsto l'uso dei seguenti calcestruzzi con le relative caratteristiche:

Tabella 5.1: tipologia cls

CLASSE DI RESISTENZA		C12/15	C25/30	C28/35	C35/45	C45/55
Resistenza cubica caratteristica (N/mm <sup>2</sup> )	Rck	15	30	35	45	55
Resistenza cilindrica media (N/mm <sup>2</sup> )	fcm	20,45	32,9	37,05	45,35	53,65
Resistenza cilindrica caratteristica (N/mm <sup>2</sup> )	fck	12,45	24,9	29,05	37,35	45,65
Resistenza cilindrica di calcolo (N/mm <sup>2</sup> )	fcd	8,3	16,6	19,37	24,9	30,43
Resistenza a trazione caratteristica (N/mm <sup>2</sup> )	fctm	1,61	2,56	2,83	3,35	3,83
Resistenza a trazione media (N/mm <sup>2</sup> )	fctk	1,13	1,79	1,98	2,35	2,68
Resistenza a trazione di calcolo (N/mm <sup>2</sup> )	fctd	0,75	1,19	1,32	1,56	1,79
Resistenza tangenziale di calcolo (N/mm <sup>2</sup> )	fbd	1,69	2,69	2,98	3,52	4,02
Modulo di Young (N/mm <sup>2</sup> )	Ec	27267	31447	32588	34625	36416

### 5.1 LEGANTI

Nelle opere in oggetto dovranno essere impiegati esclusivamente i leganti idraulici definiti come cementi dalle disposizioni vigenti in materia.

Tutte le forniture di cemento dovranno avere adeguate certificazioni attestanti qualità, provenienza e dovranno essere in perfetto stato di conservazione; si dovranno eseguire prove e controlli periodici ed i materiali andranno stoccati in luoghi idonei.

Tutte le caratteristiche dei materiali dovranno essere conformi alla normativa vigente ed alle eventuali prescrizioni aggiuntive fornite dal progetto o dalla direzione lavori.

I cementi saranno del tipo:

- cementi normali e ad alta resistenza;
- cementi alluminosi;
- cementi per sbarramenti di ritenuta.

I cementi normali e ad alta resistenza avranno un inizio della presa dopo 45' dall'impasto, termine presa dopo 12 ore e resistenza a compressione e flessione variabili a seconda del tipo di cemento usato e delle quantità e rapporti di impasto.

I cementi alluminosi avranno un inizio presa dopo 30' dall'impasto, termine presa dopo 10 ore e resistenze analoghe ai cementi normali.

I cementi per sbarramenti di ritenuta avranno un inizio presa dopo 45' dall'impasto, termine presa dopo 12 ore e resistenze massime (dopo 90 giorni) di 34 N/mm<sup>2</sup> (350 Kg/cm<sup>2</sup>).

## **5.2 GHIAIE E PIETRISCHI PER CONGLOMERATI CEMENTIZI**

Le ghiaie e i pietrischi (inerti) potranno essere naturali o di frantumazione e saranno costituiti da elementi non friabili, non gelivi e privi di sostanze organiche, argillose o di gesso; saranno classificati in base alle dimensioni massime dell'elemento più grosso. Tutte le caratteristiche, la provenienza e la granulometria saranno soggette alla preventiva approvazione della direzione lavori.

La curva granulometrica dovrà essere studiata in modo tale da ottenere la lavorabilità richiesta alle miscele, in relazione al tipo di impiego e la massima compattezza necessaria all'ottenimento delle resistenze indicate.

## **5.3 ACQUA**

Dovrà essere dolce, limpida, scevra di materie terrose od organiche, priva di sali (in particolare cloruri e solfati) e non aggressiva con un pH compreso tra 6 e 8 ed una torbidezza non superiore al 2%, quella usata negli impasti cementizi non dovrà presentare tracce di sali in percentuali dannose, in particolare solfati e cloruri in concentrazioni superiori allo 0,5%. È tassativamente vietato l'impiego di acqua di mare per calcestruzzi armati e per le strutture con materiali metallici soggetti a corrosione.

## **5.4 SABBIA**

La sabbia da usare nelle malte e nei calcestruzzi non dovrà contenere sostanze organiche, dovrà essere di qualità silicea, quarzosa, granitica o calcarea, avere granulometria omogenea e proveniente da frantumazione di rocce con alta resistenza a compressione; la perdita di peso, alla prova di decantazione, non dovrà essere superiore al 2%.

## **5.5 ACCIAIO PER ARMATURE**

Tutti i materiali in acciaio usati per la realizzazione di opere in cemento armato dovranno avere caratteristiche conformi alle prescrizioni della normativa vigente, certificate da idonei documenti di accompagnamento, confermate dalle prove fatte eventualmente eseguire dalla direzione lavori presso laboratori riconosciuti.

Le stesse prescrizioni si applicano anche agli acciai in fili lisci o nervati, alle reti elettrosaldate ed ai trefoli per cemento armato precompresso.

In generale, le armature non dovranno essere ossidate o soggette a difetti e fenomeni di deterioramento di qualsiasi natura che possano pregiudicare l'aderenza con il conglomerato.

Tutte le armature metalliche dovranno essere tagliate a misura, sagomate e poste in opera comprese le legature di filo di ferro, i distanziatori, eventuali sfidi, sovrapposizioni anche se non chiaramente espresse negli elaborati esecutivi ma richieste dalla normativa vigente.

Si prevede l'utilizzo di barre ad aderenza migliorata tipo B450C (ex Fe B 44 k)

- Tipo di acciaio B450C
- Peso specifico  $\gamma = 78.50 \text{ kN/m}^3$
- Modulo di elasticità:  $E = 210000 \text{ N/mm}^2$
- Tensione caratteristica di snervamento:  $f_{yk} > 450 \text{ N/mm}^2$



- Tensione di snervamento di progetto ( $\gamma_s = 1,15$ ):  $f_{yd} = f_{yk} / \gamma_s = 391 \text{ N/mm}^2$
- Massima tensione di esercizio:  $\sigma_s = 0,8 f_{yk} = 360 \text{ N/mm}^2$

## 5.6 CASSERI

I casseri, di qualsiasi tipo, non dovranno presentare deformazioni se non limitate e coerenti con le tolleranze richieste per i vari manufatti. Dovranno avere rigidità tale da evitare forti ampiezze di vibrazione durante il costipamento evitando variazioni dimensionali delle superfici dei singoli casseri che dovranno, inoltre, essere accuratamente pulite dalla polvere o qualsiasi altro materiale estraneo, sia direttamente che mediante getti d'aria, acqua o vapore.

Per getti su superfici con inclinazione sull'orizzontale maggiore di  $30^\circ$  deve essere previsto il controcassero (oppure una rete sufficiente a tenere in forma il calcestruzzo).

Nelle zone dei casseri in cui si prevede, dato il loro particolare posizionamento o conformazione, la formazione di bolle d'aria, si dovranno prevedere fori o dispositivi tali da permetterne la fuoriuscita.

Prima del getto verranno eseguiti, sui casseri predisposte, controlli della stabilità, delle dimensioni, della stesura del disarmante, della posa delle armature e degli inserti; controlli più accurati andranno eseguiti, sempre prima del getto, per la verifica dei puntelli (che non dovranno mai poggiare su terreno gelato), per l'esecuzione dei giunti, dei fissaggi e delle connessioni dei casseri.

I casseri potranno essere in legno, plastica, calcestruzzo e metallo.

## 5.7 DISARMANTI

Le superfici dei casseri andranno sempre preventivamente trattate mediante applicazione di disarmanti che dovranno essere applicabili con climi caldi o freddi, non dovranno macchiare il calcestruzzo o attaccare il cemento, eviteranno la formazione di bolle d'aria, non pregiudichino successivi trattamenti delle superfici; potranno essere in emulsioni, olii minerali, miscele e cere.

Le modalità di applicazione di questi prodotti dovranno essere conformi alle indicazioni delle case produttrici od alle specifiche prescrizioni fissate; in ogni caso l'applicazione verrà effettuata prima della posa delle armature, in strati sottili ed in modo uniforme. Si dovrà evitare accuratamente l'applicazione di disarmante alle armature.

## 5.8 ADDITIVI

Tutti gli additivi da usare per calcestruzzi e malte (aeranti, acceleranti, fluidificanti, etc.) dovranno essere conformi alla normativa specifica ed alle prescrizioni eventualmente fissate.

Dovranno, inoltre, essere impiegati nelle quantità (inferiori al 2% del peso del legante), secondo le indicazioni delle case produttrici; potranno essere eseguite delle prove preliminari per la verifica dei vari tipi di materiali e delle relative caratteristiche.

## 5.9 IMPASTI

La distribuzione granulometrica degli inerti, il tipo di cemento e la consistenza dell'impasto dovranno essere adeguati alla particolare destinazione del getto ed al procedimento di posa in opera del conglomerato.

L'impiego di additivi dovrà essere effettuato sulla base di controlli sulla loro qualità, aggressività ed effettiva rispondenza ai requisiti richiesti.

Il quantitativo dovrà essere il minimo necessario, in relazione al corretto rapporto acqua-cemento e considerando anche le quantità d'acqua presenti negli inerti; la miscela ottenuta dovrà quindi

rispondere alla necessaria lavorabilità ed alle caratteristiche di resistenza finali previste dalle prescrizioni.

L'impasto verrà effettuato con impianti di betonaggio idonei e tali da garantire l'effettivo controllo sul dosaggio dei vari materiali; l'impianto dovrà, inoltre, essere sottoposto a periodici controlli degli strumenti di misura che potranno anche essere verificati, su richiesta della direzione lavori, dai relativi uffici abilitati.

### **5.10 FASI DI GETTO**

Prima delle operazioni di scarico delle betoniere dovranno essere effettuati controlli sulle condizioni effettive di lavorabilità che dovranno essere conformi alle prescrizioni previste per i vari tipi di getto.

Durante lo scarico dovranno essere adottati accorgimenti per evitare fenomeni di segregazione negli impasti.

Il getto verrà eseguito riducendo il più possibile l'altezza di caduta del conglomerato ed evitando ogni impatto contro le pareti delle casseforme od altri ostacoli; si dovrà, quindi, procedere gettando, in modo uniforme, per strati orizzontali non superiori a 40 cm. vibrando, contemporaneamente al procedere del getto, le parti già eseguite.

Per i getti dei pali di fondazione è fatto d'obbligo l'utilizzo di tubi getto mentre è vietato l'utilizzo di pompe.

Il getto dovrà essere effettuato con temperature di impasto comprese tra i 5 ed i 30°C e con tutti gli accorgimenti richiesti dalla D.L., in funzione delle condizioni climatiche.

### **5.11 RIPRESE DI GETTO**

Il getto andrà eseguito in modo uniforme e continuo; nel caso di interruzione e successiva ripresa, questa non potrà avvenire dopo un tempo superiore (in funzione della temperatura esterna) alle 2 ore a 35°C oppure alle 6 ore a 5°C. Qualora i tempi di ripresa superassero tali limiti si dovranno trattare le zone di ripresa con particolari materiali "adesivi" quali resine viniliche, polisolfuri con relativi "primer". L'Impresa è obbligata ad impiegare materiali di prima qualità e a tal fine si impegna a sottoporre al giudizio della D.L. tre campioni di materiale di ogni tipo, forniti da Case di primaria importanza e corredati da documentazione di prove di laboratorio e di pratiche applicazioni. La D.L. si riserva di far eseguire a spese dell'Impresa tutte le necessarie ulteriori prove di qualifica e di controllo. Una volta che la D.L. si riserva di far eseguire a spese dell'Impresa tutte le necessarie ulteriori prove di qualifica e di controllo. Una volta che la D.L. abbia effettuato la propria insindacabile scelta, l'Impresa è obbligata all'impiego, nei modi prescritti, dei materiali stessi, della cui rispondenza ai fini specifici, anche nel tempo, resta pienamente e totalmente responsabile.

### **5.12 CAMPIONI E PROVE DI ROTTURA**

Durante tutta la fase dei getti in calcestruzzo, normale o armato, previsti per l'opera, la direzione lavori farà prelevare, nel luogo di esecuzione, campioni provenienti dagli impasti usati nelle quantità e con le modalità previste dalla normativa vigente, disponendo le relative procedure per l'effettuazione delle prove da eseguire ed il laboratorio ufficiale a cui affidare tale incarico.

### **5.13 MATURAZIONE DEL CLS**

La normale maturazione a temperatura ambiente sarà effettuata nel rispetto delle ordinarie precauzioni e delle eventuali prescrizioni aggiuntive fornite dalla D.L..



#### **5.14 DISARMO E SCASSERATURA**

Per i tempi e le modalità di disarmo si dovranno osservare tutte le prescrizioni previste dalla normativa vigente e le eventuali specifiche fornite dalla D.L.; in ogni caso il disarmo dovrà avvenire per gradi, evitando di introdurre nel calcestruzzo azioni dinamiche, e verrà eseguito dopo che la resistenza del conglomerato abbia raggiunto il valore richiesto.



## **6. OPERE IN CARPENTERIA METALLICA**

Tutti i metalli dovranno essere lavorati con regolarità di forme e di dimensioni, nei limiti delle tolleranze consentite ed in accordo con le prescrizioni della normativa specifica.

Le operazioni di piegatura e spianamento dovranno essere eseguite per pressione; qualora fossero richiesti, per particolari lavorazioni, interventi a caldo, questi non dovranno creare concentrazioni di tensioni residue.

I tagli potranno essere eseguiti meccanicamente o ad ossigeno, nel caso di irregolarità queste verranno rifinite con smerigliatrice.

Le superfici, o parti di esse, destinate a trasmettere le sollecitazioni, dovranno combaciare perfettamente.

I fori per i chiodi e bulloni saranno eseguiti con il trapano, avranno diametro inferiore di almeno 3 mm a quello definitivo e saranno successivamente rifiniti con l'alesatore; salvo diverse prescrizioni non è consentito l'uso della fiamma ossidrica per le operazioni di bucatura.

I giunti e le unioni degli elementi strutturali e dei manufatti verranno realizzate con saldature eseguite ad arco, automaticamente o con altri procedimenti approvati dalla Direzione Lavori. Tali saldature saranno precedute da un'adeguata pulizia e preparazione delle superfici interessate e verranno eseguite da personale specializzato e provvisto di relativa qualifica. Le operazioni di saldatura verranno sospese a temperature inferiori ai -5°C e, a lavori ultimati, gli elementi o le superfici saldate dovranno risultare perfettamente lisci ed esenti da irregolarità.

Le bullonature che verranno eseguite, dopo un'accurata pulizia, saranno effettuate con bulloni conformi alle specifiche prescrizioni e fissati con rondelle e dadi adeguati all'uso. Per essi, le operazioni di serraggio dei bulloni dovranno essere effettuate con una chiave dinamometrica.

Le chiodature saranno realizzate, laddove occorrenti, con chiodi riscaldati (con fiamma o elettricamente) introdotti nei fori e ribattuti.

La posa in opera dei manufatti comprenderà la predisposizione ed il fissaggio, dove necessario, di zanche metalliche per l'ancoraggio degli elementi alle superfici di supporto e tutte le operazioni connesse a tali lavorazioni.

Dovranno essere, inoltre, effettuate prima del montaggio le operazioni di ripristino della verniciatura o di esecuzione, se mancante, della stessa; verranno, infine, applicate, salvo altre prescrizioni, le mani di finitura secondo le specifiche già indicate per tali lavorazioni.

La zincatura nelle parti esposte o dove indicato sarà eseguita, a carico dell'Appaltatore, per immersione in bagno di zinco fuso e dovrà essere realizzata solo in stabilimento.

Tutte le strutture in acciaio o parti dovranno essere realizzate in conformità alle già citate leggi e normative vigenti per tali opere.

Le caratteristiche dei materiali in acciaio e ferrosi in genere, sono fissate dalle specifiche riportate di seguito.

### ***FERRO- ACCIAIO***

I materiali ferrosi da impiegare dovranno essere esenti da scorie, soffiature e qualsiasi altro difetto di fusione, laminazione, profilatura e simili.

Le caratteristiche degli acciai per barre lisce e ad aderenza migliorata, per reti elettrosaldate, fili, trecce, trefoli, strutture metalliche, lamiere e tubazioni dovranno essere in accordo con la normativa vigente.



### *ACCIAI*

Saranno definiti acciai i materiali ferrosi contenenti meno dell'1,9% di carbonio; le classi e le caratteristiche relative saranno stabilite dalle norme già citate alle quali si rimanda per le specifiche riguardanti le qualità dei vari tipi e le modalità delle prove da eseguire.

### *ACCIAIO INOSSIDABILE*

Dovrà presentare un contenuto di cromo superiore al 12% ed elevata resistenza all'ossidazione ed alla corrosione; dovrà essere conforme alle norme citate.

### *ALLUMINIO E LEGHE*

Tutti i prodotti in alluminio saranno conformi alla normativa indicata.

Profilati e trafilati saranno forniti, salvo diversa prescrizione, in alluminio primario e dovranno avere sezione costante, superfici regolari ed essere esenti da imperfezioni.

Le lamiere non dovranno presentare tracce di riparazioni o sdoppiature.

Per l'alluminio anodizzato, ogni strato di ossido anodico verrà indicato come: ottico, brillante, satinato, vetroso, etc. oltre ad un numero per lo spessore e l'indicazione del colore.

## 7. NORME E DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

### Eurocodici

- UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.
- UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.
- UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.
- UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.
- UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica.
- UNI EN 1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

### Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

- CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;
- CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;
- CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.
- CNR-DT 207/2008, "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni".

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani;
- Leggi e regolamenti comunitari (EU);
- Documento in oggetto;
- Specifiche di società (ove applicabili);
- Normative internazionali.

### Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

- Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2018 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;
- Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 21 gennaio 2019, n. 7 “Istruzioni per l’applicazione dell’Aggiornamento delle norme tecniche per le costruzioni”;
- Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);
- CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

### Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i..
- (Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).
- CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici)
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)
- CEI 82-25
- CEI 0-16





- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

#### Sicurezza elettrica

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed M delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola
- produzione distribuita.
- CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

#### Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

#### Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici



- CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

#### Cavi, cavidotti e accessori

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
- CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
- CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche
- CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
- Conversione della Potenza
- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
- CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
- CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4:
- Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

#### Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione



- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

#### Dispositivi di Potenza

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua
- CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici
- CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori– Contattori e avviatori elettromeccanici

#### Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC
- CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione
- CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
- CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase.
- CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera



- CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

#### Energia solare

- UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
- UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

#### Sistemi di misura dell'energia elettrica

- CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura
- CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
- CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate



## **ALLEGATO 1 - Developer package SG 6.6-170**

# Developer Package

## SG 6.6-170

Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2830475/013	Approved	2022-04-19	en-US

Original or translation of
Original

File name
D2830475_013 SGRE ON SG 6.6-170 Developer Package/.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain  
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

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 indented 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.

## 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 6.6-170 and the different product variants 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.

## Table of contents

Application of the Developer Package.....	2
1. Introduction .....	4
2. Technical Description .....	5
3. Technical Specification .....	7
4. Nacelle Arrangement .....	8
5. Nacelle Dimensions .....	9
6. Elevation Drawing.....	10
7. Blade Drawing .....	13
8. Tower Dimensions .....	14
9. Design Climatic Conditions.....	17
10. Power Derating Curves by Ambient Temperature.....	19
11. Flexible Rating Specification.....	26
12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 1, Mode AM 0.....	28
13. Acoustic Emission.....	33
14. Electrical Specification .....	35
15. Simplified Single Line Diagram.....	35
16. Transformer Specifications ECO 30 kV .....	35
17. Switchgear Specifications.....	36
18. Grid Connection Capabilities .....	38
19. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz.....	42
20. SCADA System Description .....	48
21. Codes and Standards .....	50
22. Ice Detection System and Operations with Ice.....	52



# 1. Introduction

The SG 6.6-170 is a new variant of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds directly on the SG 6.2-170 variant.

With an updated 83.3 m blade, an upgraded gearbox and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from 115 m to 155 m, the SG 6.6-170 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.

## 2. 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.

### 3. Technical Specification

Rotor	
Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m <sup>2</sup>
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 power	nominal	6.6MW
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	MySite360

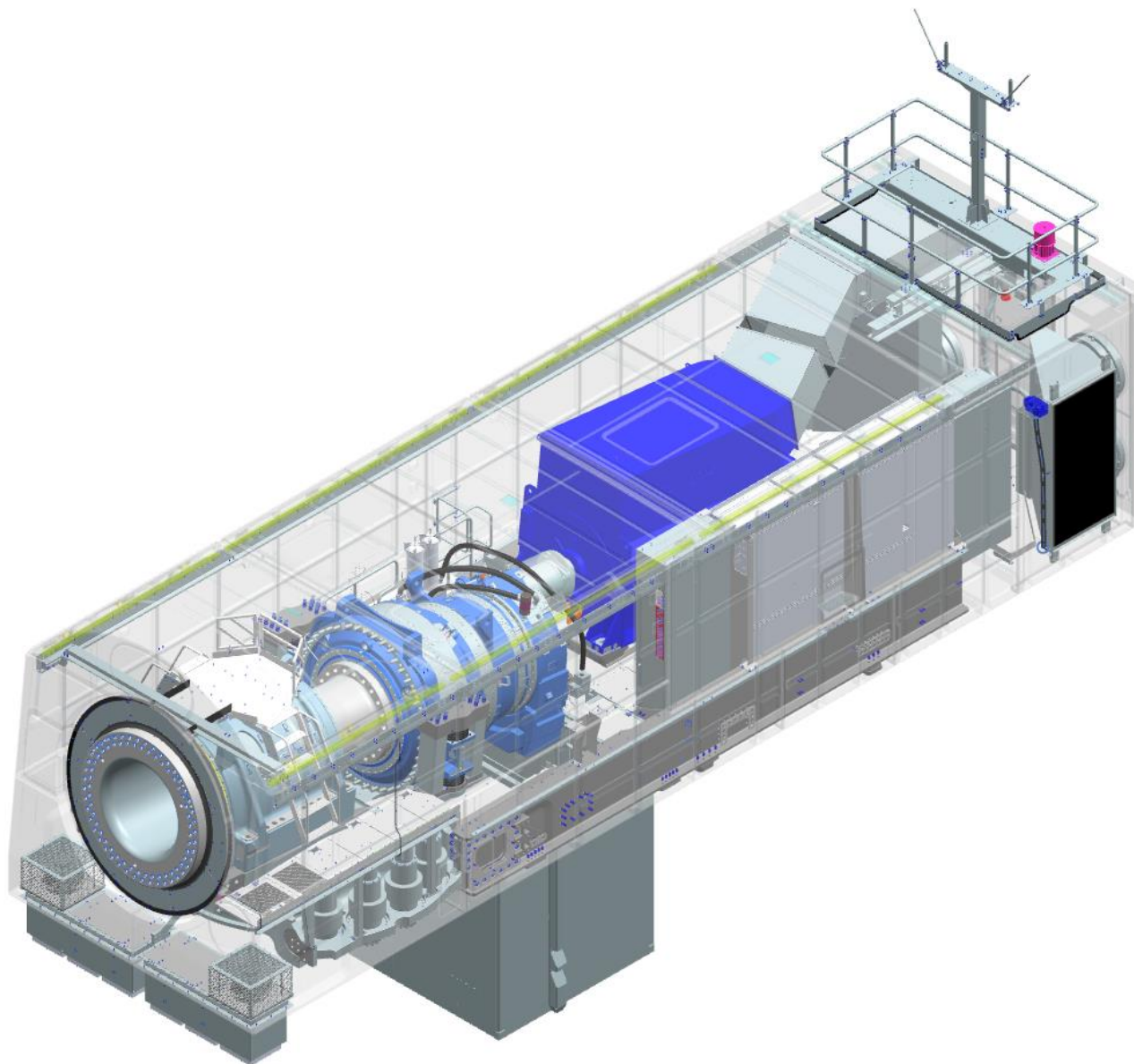
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	115m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data	
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.5 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

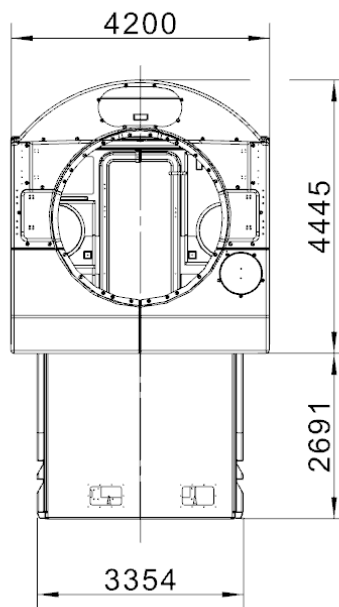
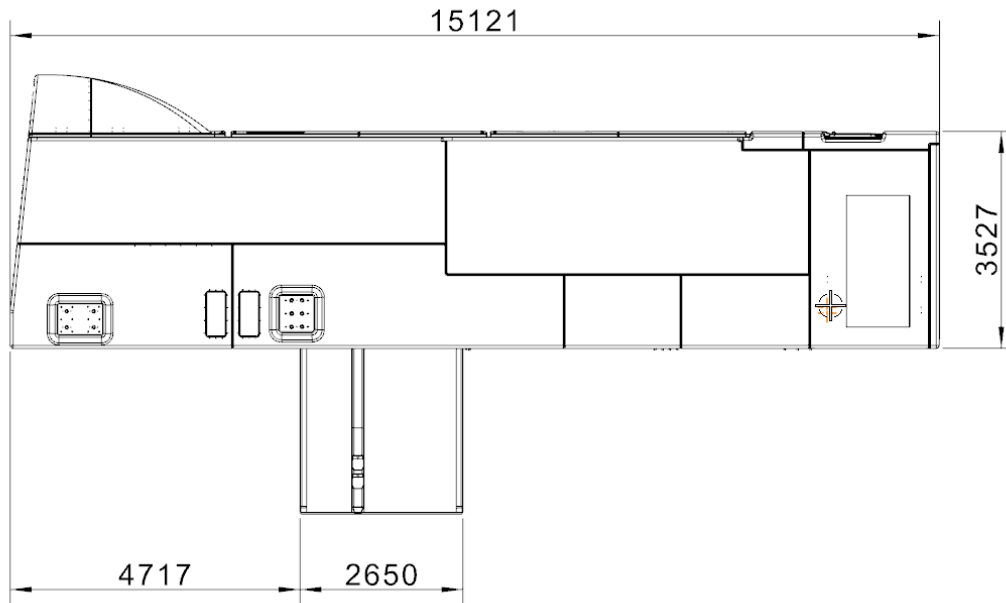
## 4. Nacelle Arrangement

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



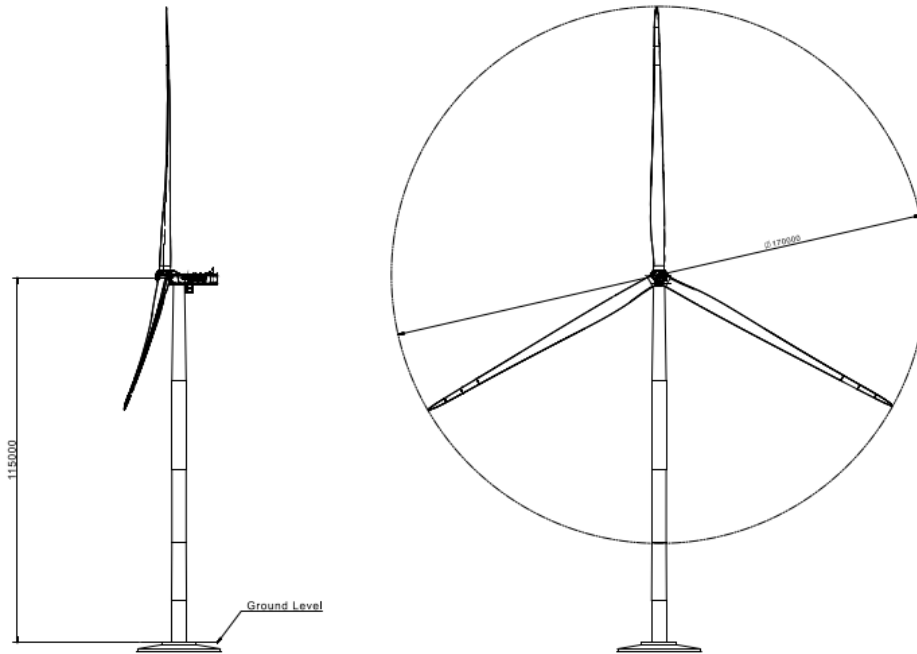
## 5. Nacelle Dimensions

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

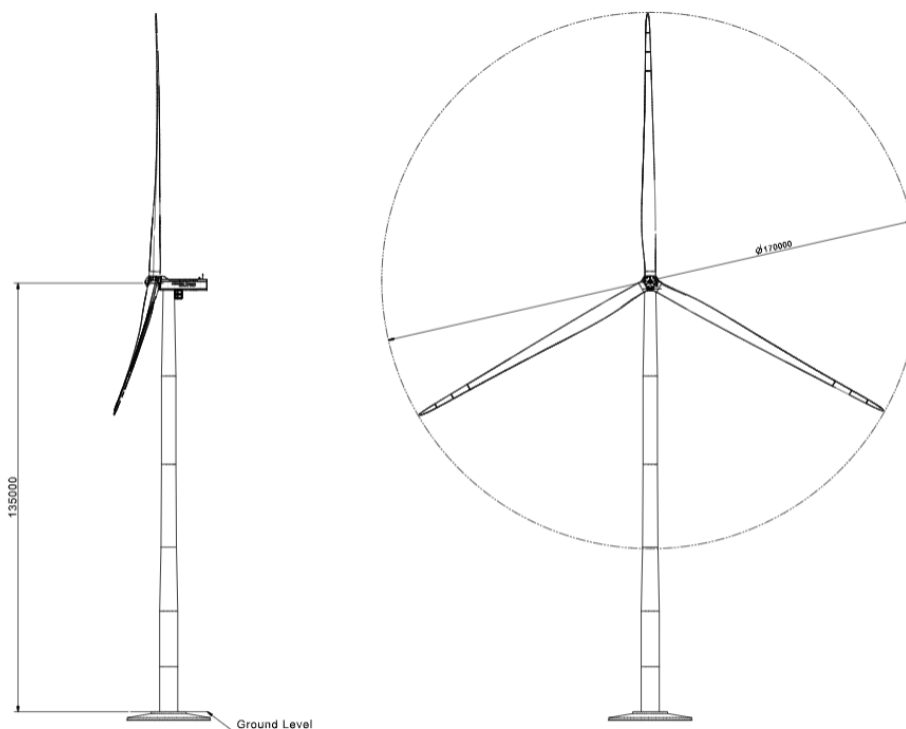


## 6. Elevation Drawing

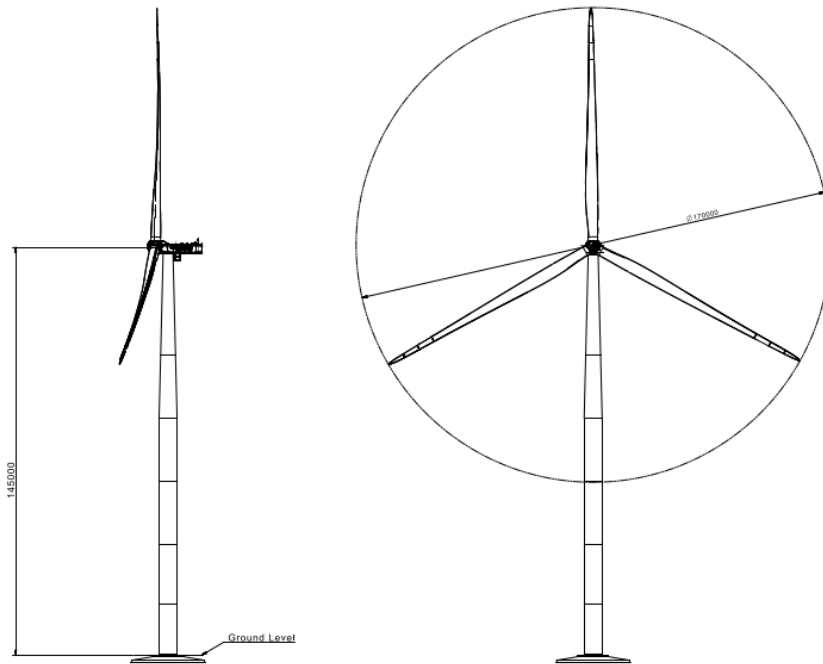
### 6.1. SG 6.6-170 115 m



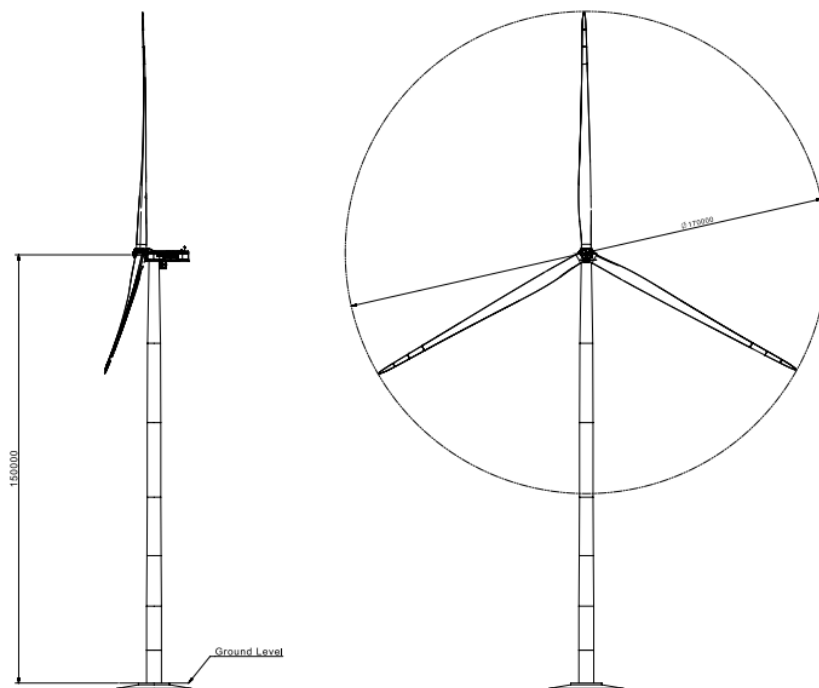
### 6.2. SG 6.6-170 135m



### 6.3. SG 6.6-170 145 m

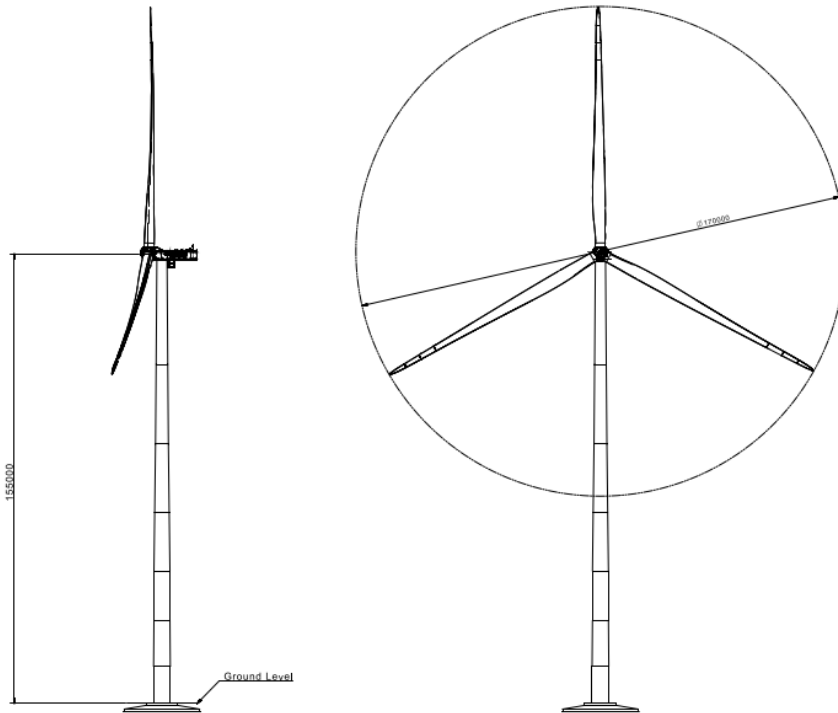


### 6.4. SG 6.6-170 150 m

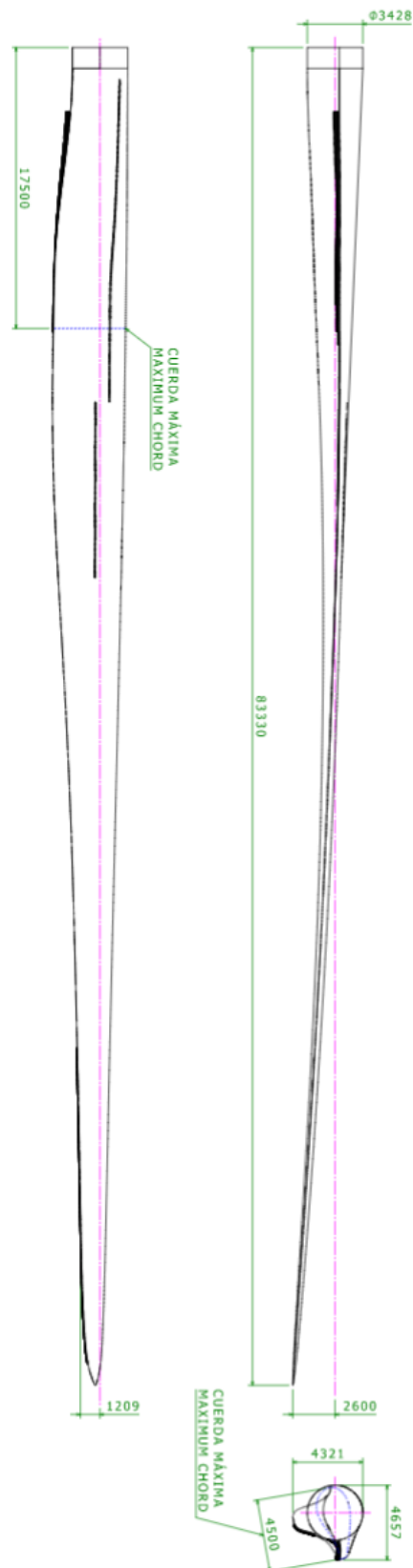




## 6.5. SG 6.6-170 155m



## 7. Blade Drawing



Dimensions in millimeter

## 8. Tower Dimensions

SG 6.6-170 is offered with an extensive tower portfolio ranging from 100m-165m. All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

### 8.1. Tower hub height 100m. Tapered tubular steel tower

T100-51B_Rev02b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4
External diameter upper flange (m)	4,493	4,493	4,493	3,380
External diameter lower flange (m)	4,700	4,493	4,493	4,493
Section's height (m)	14,234	21,840	26,880	34,450
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	73788	78604	73621	69651
Total Tower weight (kg)	295664			

### 8.2. Tower hub height 110.5m. Tapered tubular steel tower

T110.5-50A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543	3,503
External diameter lower flange (m)	4,551	4,543	4,543	4,543	4,543	4,543
Section's height (m)	9,304	14,840	17,920	20,440	22,400	23,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	62.150	68.398	69.997	63.621	53.106	50.336
Total Tower weight (kg)	367608					

### 8.3. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115.0-56A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4,700	4,485	4,490	4,490	3,503
External diameter lower flange (m)	4,700	4,700	4,485	4,490	4,490
Section's height (m)	13,274	18,200	22,960	28,000	29,970
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	80089	78827	82122	74150	66283
Total Tower weight (kg)	381471				

### 8.4. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115.0-57A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4.500	4.393	4.385	4.020	3.503
External diameter lower flange (m)	4.205	4.500	4.393	4.385	4.020
Section's height (m)	12,292	16,520	22,400	29,120	30,082
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	82.426	79.395	82.286	75.510	60.537
Total Tower weight (kg)	380154				

### 8.5. Tower hub height 115m. Tapered tubular steel tower

T115-58B_Rev01b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5
External diameter upper flange (m)	4.700	4.433	4.427	4.020	3.380
External diameter lower flange (m)	4.700	4.700	4.433	4.427	4.020
Section's height (m)	13,284	18,200	23,800	27,160	29,970
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	80.055	78.241	80.502	68.289	57.145
Total Tower weight (kg)	364232				

## 8.6. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

T135-52A_Rev03a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518	3,503
External diameter lower flange (m)	6,000	5,683	5,680	4,832	4,524	4,518
Section's height (m)	14,160	17,360	20,160	26,040	27,720	26,974
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	87.286	83.972	83.763	86.821	68.428	56.565
Total Tower weight (kg)	466.836					

## 8.7. Tower hub height 135m. Tapered tubular steel tower

T135-54A_Rev08b	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900	3,503
External diameter lower flange (m)	5,200	5,137	5,200	5,195	5,189	4,900
Section's height (m)	11,574	14,840	17,640	22,400	29,960	36,000
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	84.229	82.305	81.010	82.625	82.192	72.157
Total Tower weight (kg)	484.518					

## 8.8. Tower hub height 145m. Tapered tubular steel tower

T145.0-51A_Rev05a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6
External diameter upper flange (m)	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895	3,503
External diameter lower flange (m)	6,400	6,390	6,390	6,390	6,200	4,895
Section's height (m)	17,924	21,280	22,400	22,400	22,400	36,000
Flange type [bottom-top]	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	102614	102123	94235	81970	64755	84291
Total Tower weight (kg)	529988					

## 8.9. Tower hub height 150m. Tapered tubular steel tower

T150-50A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7
External diameter upper flange (m)	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518	3,503
External diameter lower flange (m)	5,200	5,200	5,200	4,934	4,730	4,724	4,518
Section's height (m)	11,486	15,400	17,640	20,440	26,040	27,720	28,688
Flange type [bottom-top]	T-T	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	89875	87575	86506	86758	87129	68463	60905
Total Tower weight (kg)	567212						

## 8.10. Tower hub height 155m. Tapered tubular steel tower

T155.0-51A_Rev05a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7
External diameter upper flange (m)	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015	3,503
External diameter lower flange (m)	5,800	5,758	5,510	5,507	5,010	4,432	4,015
Section's height (m)	12,880	15,680	17,080	20,160	23,520	27,440	35,850
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	90081	86929	85534	85621	85117	77921	74076
Total Tower weight (kg)	585279						

### 8.11. Tower hub height 165m. Hybrid concrete tower

T165-55A-MB_Rev01b	Concrete	Section 1	Section 2
External diameter upper flange (m)	4,528	4,291	3,503
External diameter lower flange (m)	9,148	4,301	4,291
Section's height (m)	94,69 <sup>1)</sup>	29,710	36,000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		81659	71074
Total Tower weight (kg)		152733	

<sup>1)</sup> Raised foundation (2,3m) not included in concrete height

### 8.12. Tower hub height 165m. Tapered tubular steel tower

T165.0-57A_Rev02a	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4	Section 5	Section 6	Section 7	Section 8
External diameter upper flange (m)	5,800	5,799	5,795	5,791	5,256	4,668	4,079	3,503
External diameter lower flange (m)	5,800	5,800	5,799	5,795	5,791	5,256	4,668	4,079
Section's height (m)	12,034	15,120	16,800	19,040	22,680	24,920	24,920	26,890
Flange type [bottom-top]	T-T	T-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-L	L-Top
Total weight (kg)	89873	90083	89627	89599	89533	79877	60592	54913
Total Tower weight (kg)	644097							

## 9. Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. The specification in this document applies to SG 6.6-170.

Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances.

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
<b>0. Design lifetime</b>	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 <sup>1</sup>
	0.1	Design lifetime	years	25
<b>1. Wind, operation</b>	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.25
	1.4	Mean wind speed, $V_{ave}$	m/s	7.38
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.3
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2.64
	1.7	Wind shear exponent, $\alpha$	-	0.36
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, $I_{ref}$	-	0.16 <sup>2</sup>
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-
<b>2. Wind, extreme</b>	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, $V_{ref}$	m/s	42.5 <sup>3</sup>
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, $V_{e50}$	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, $\alpha$	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	N/A
<b>3. Temperature</b>	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 <sup>4,5</sup>
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
<b>4. Corrosion</b>	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)

<sup>1</sup> All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1:2018 Ed4.

<sup>2</sup> NTM and ETM as per IEC A

<sup>3</sup> EWM as per IEC 2

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> When ambient temperature exceeds 40deg turbine will go into extended operation. Turbine will not stop until component temperature thresholds are exceeded. Actual turbine stop is expected between 42-45deg.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
<b>5. Lightning</b>	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
<b>6. Dust</b>	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m <sup>3</sup>	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m <sup>3</sup>
	6.3	Concentration of particles	mg/m <sup>3</sup>	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/M <sup>3</sup>
<b>7. Hail</b>	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
<b>8. Ice</b>	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
<b>9. Solar radiation</b>	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m <sup>2</sup>	1000
<b>10. Humidity</b>	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
<b>11. Obstacles</b>	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.		
<b>12. Precipitation<sup>6</sup></b>	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

<sup>6</sup> The specified maximum precipitation considers standard liquid Leading Edge Protection. For sites with higher annual precipitation and/or longer lifetime, it is recommended to consider optional reinforced Leading Edge Protection.

## 10. Power Derating Curves by Ambient Temperature

### 10.1. SG 6.6-170 AM0 STD

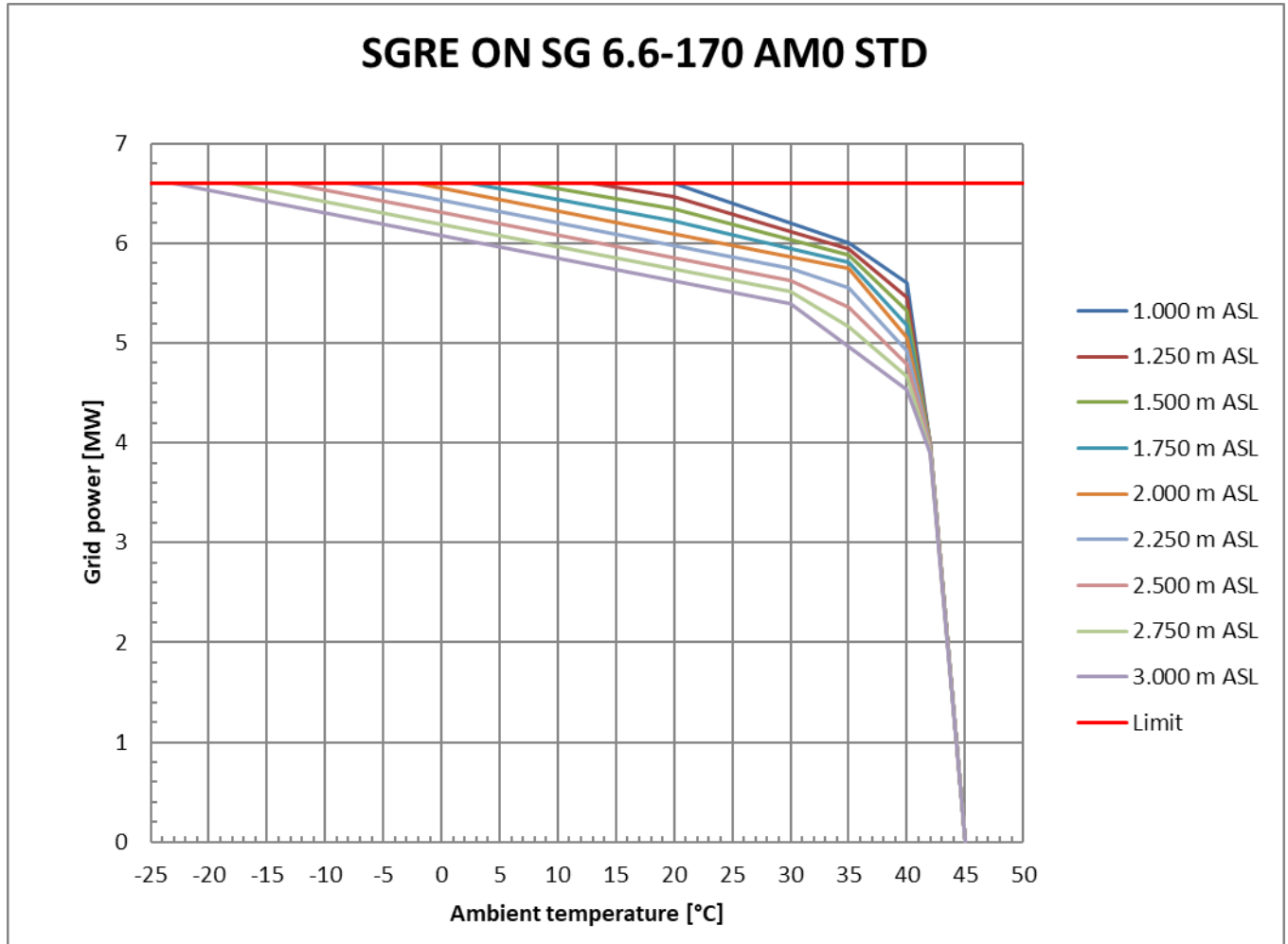


Figure 1: SG 6.6-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude



Table 1: SG 6.6-170 AM0 STD grid power as function of ambient temperature and altitude

<b>SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD</b>		<b>6.60</b>	<b>MW</b>	<b>8.83</b>	<b>RPM</b>			
<b>Altitude</b>		<b>1,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>20</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6</b>	<b>5.6</b>	<b>4</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.91</b>	<b>0.85</b>	<b>0.61</b>	<b>0</b>		
<b>Altitude</b>		<b>1,250 m ASL</b>						
Temp.	°C	13	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.47	5.94	5.46	4	0	
Load	-	1	0.98	0.9	0.83	0.61	0	
<b>Altitude</b>		<b>1,500 m ASL</b>						
Temp.	°C	7.5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.35	5.88	5.32	4	0	
Load	-	1	0.96	0.89	0.81	0.61	0	
<b>Altitude</b>		<b>1,750 m ASL</b>						
Temp.	°C	2.5	20	35	40	42	45	
Power	MW	6.6	6.22	5.81	5.18	4	0	
Load	-	1	0.94	0.88	0.79	0.61	0	
<b>Altitude</b>		<b>2,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-2</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.75</b>	<b>5.05</b>	<b>4</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.87</b>	<b>0.77</b>	<b>0.61</b>	<b>0</b>		
<b>Altitude</b>		<b>2,250 m ASL</b>						
Temp.	°C	-8	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.48	5.75	5.55	4.92	3.97	0
Load	-	1	0.98	0.87	0.84	0.74	0.6	0
<b>Altitude</b>		<b>2,500 m ASL</b>						
Temp.	°C	-13	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.36	5.63	5.36	4.79	3.95	0
Load	-	1	0.96	0.85	0.81	0.73	0.6	0
<b>Altitude</b>		<b>2,750 m ASL</b>						
Temp.	°C	-18	-2	30	35	40	42	45
Power	MW	6.6	6.24	5.52	5.16	4.66	3.92	0
Load	-	1	0.95	0.84	0.78	0.71	0.59	0
<b>Altitude</b>		<b>3,000 m ASL</b>						
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-23</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>45</b>		
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.4</b>	<b>4.53</b>	<b>3.9</b>	<b>0</b>		
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.82</b>	<b>0.69</b>	<b>0.59</b>	<b>0</b>		

Table 2: SG 6.6-170 AM0 STD ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD		6.6 MW			8.83 RPM					
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.6	6.6	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-23
6.6	6.6	20	13	7.5	2.5	-2	-8	-13	-18	-23
6.5	6.5	22.5	18.5	12.5	7	2.5	-3	-8.5	-13.5	-18.5
6.4	6.4	25	22	17.5	11.5	6.5	1.5	-3.5	-9	-14
6.3	6.3	27.5	25	21.5	16.5	11	6	1	-4.5	-10
6.2	6.2	30	27.5	24.5	21	15.5	10.5	5	0	-5.5
6.1	6.1	32.5	30.5	28	24.5	20	14.5	9.5	4.5	-1
6.0	6.0	35	33.5	31	28	24	19	14	8.5	3.5
5.9	5.9	36.5	35.5	34	32	28.5	23.5	18.5	13	8
5.8	5.8	37.5	36.5	35.5	35	33	27.5	22.5	17.5	12.5
5.7	5.7	39	37.5	36.5	36	35.5	31	27	22	17
5.6	5.6	40	38.5	37.5	36.5	36	34	30.5	26.5	21
5.5	5.5		39.5	38.5	37.5	37	35.5	32.5	30	25.5
5.4	5.4		40	39.5	38.5	37.5	36	34.5	31.5	30
5.3	5.3			40	39	38	37	35.5	33	31
5.2	5.2	40.5			40	39	38	36.5	34.5	32.5
5.1	5.1					39.5	38.5	37.5	35.5	33.5
5.0	5.0		40.5			40	39.5	38	36.5	34.5
4.9	4.9			40.5		40.5	40	39	37.5	35.5
4.8	4.8	41			40.5			40	38.5	37
4.7	4.7		41						39.5	38
4.6	4.6			41			40.5		40	39
4.5	4.5				41	41		40.5	40.5	40
4.4	4.4	41.5					41			40.5
4.3	4.3		41.5	41.5				41		
4.2	4.2				41.5	41.5	41.5		41	41
4.1	4.1							41.5	41.5	
4.0	4.0	42	42	42	42	42				41.5
3.9	3.9						42	42	42	42
3.3	3.3	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5			
3.2	3.2							42.5	42.5	42.5
2.6	2.6	43	43	43	43	43	43	43	43	43
2.0	2.0	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5				
1.9	1.9						43.5	43.5	43.5	43.5
1.3	1.3	44	44	44	44	44	44	44	44	44
0.6	0.6	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5
0.0	0.0	45	45	45	45	45	45	45	45	45

## 10.2. SG 6.6-170 AM0 HT

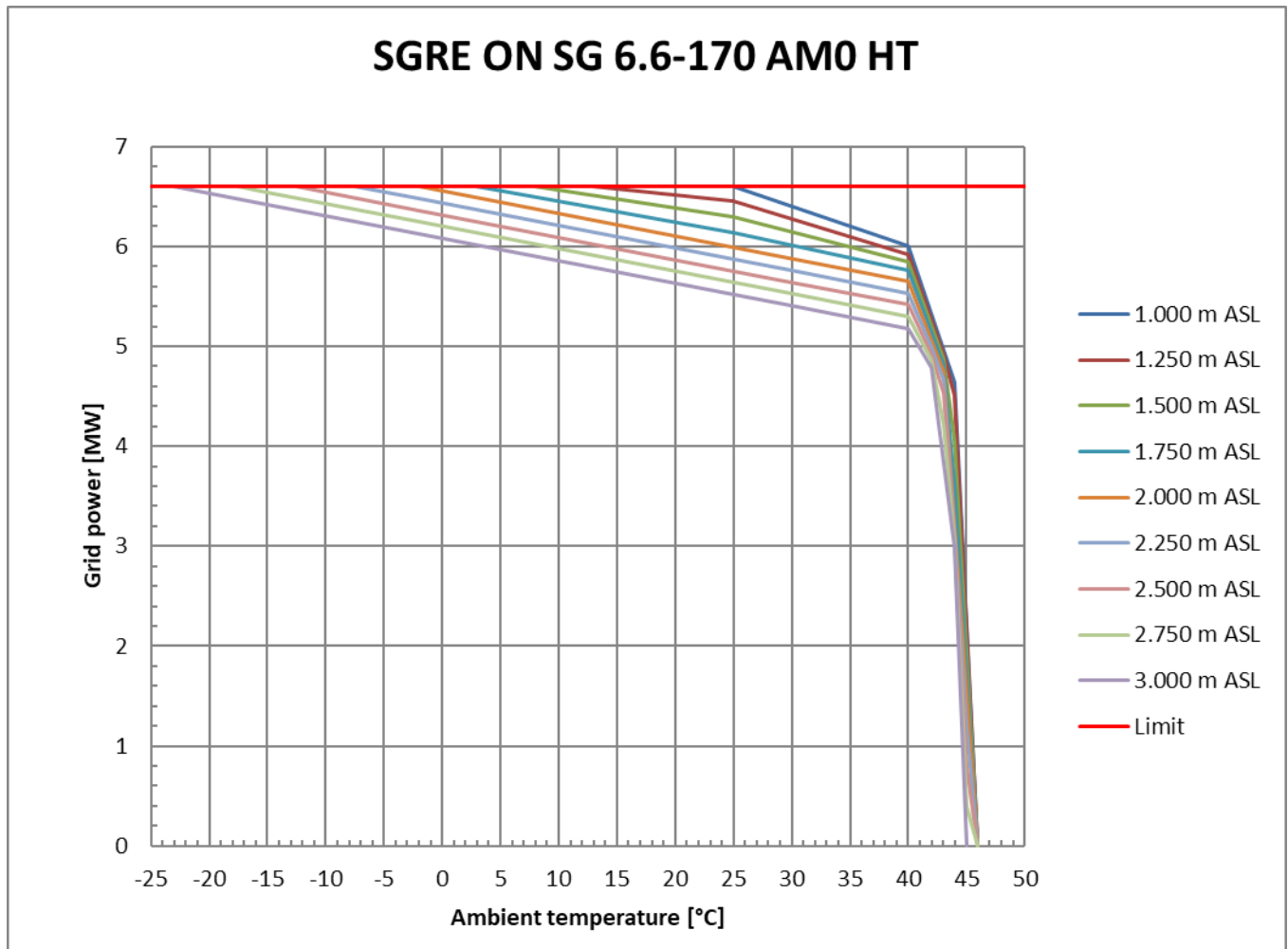


Figure 2: SG 6.6-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

Table 3: SG 6.6-170 AM0 HT grid power as function of ambient temperature and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT		6.60	MW	8.83	RPM						
<b>Altitude</b>		<b>1,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>25</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>46</b>						
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6</b>	<b>4.64</b>	<b>0</b>						
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.91</b>	<b>0.7</b>	<b>0</b>						
<b>Altitude</b>		<b>1,250 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	13	25	40	43	44	46				
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.45	5.92	4.92	4.51	0				
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.98	0.9	0.75	0.68	0				
<b>Altitude</b>		<b>1,500 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	8	25	40	43	44	46				
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.29	5.84	4.87	4.06	0				
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.95	0.89	0.74	0.61	0				
<b>Altitude</b>		<b>1,750 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	3	25	40	43	44	46				
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.14	5.76	4.81	3.61	0				
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.93	0.87	0.73	0.55	0				
<b>Altitude</b>		<b>2,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-2</b>	<b>40</b>	<b>43</b>	<b>46</b>						
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>5.65</b>	<b>4.75</b>	<b>0</b>						
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.86</b>	<b>0.72</b>	<b>0</b>						
<b>Altitude</b>		<b>2,250 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	-7.5	-2	30	40	42	43	44	45	46	
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.48	5.76	5.53	4.99	4.66	3.12	1.19	0	
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.98	0.87	0.84	0.76	0.71	0.47	0.18	0	
<b>Altitude</b>		<b>2,500 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	-12.5	-2	30	40	42	43	44	45	46	
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.36	5.64	5.42	4.92	4.53	3.08	0.79	0	
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.96	0.86	0.82	0.75	0.69	0.47	0.12	0	
<b>Altitude</b>		<b>2,750 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	-17.5	-15	-2	30	40	42	43	44	45	46
<b>Power</b>	<b>MW</b>	6.6	6.54	6.25	5.53	5.3	4.86	4.21	3.04	0.39	0
<b>Load</b>	<b>-</b>	1	0.99	0.95	0.84	0.8	0.74	0.64	0.46	0.06	0
<b>Altitude</b>		<b>3,000 m ASL</b>									
<b>Temp.</b>	<b>°C</b>	<b>-23</b>	<b>-15</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>45</b>			
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>6.6</b>	<b>6.42</b>	<b>5.41</b>	<b>5.18</b>	<b>4.79</b>	<b>2.99</b>	<b>0</b>			
<b>Load</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>0.97</b>	<b>0.82</b>	<b>0.78</b>	<b>0.73</b>	<b>0.45</b>	<b>0</b>			

Table 4: SG 6.6-170 AM0 HT ambient temperature as function of grid power and altitude

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT		6.6 MW			8.83 RPM					
Altitude	m ASL	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
Power	MW	Ambient temperature (°C)								
6.6	6.6	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-23
6.6	6.6	25	13	8	3	-2	-7.5	-12.5	-17.5	-23
6.5	6.5	27.5	21	13.5	7.5	2.5	-3	-8	-13.5	-18.5
6.4	6.4	30	26.5	19	12.5	7	1.5	-3.5	-9	-14
6.3	6.3	32.5	29	24.5	17.5	11.5	6	1	-4.5	-9.5
6.2	6.2	35	32	28	22	15.5	10.5	5.5	0	-5
6.1	6.1	37.5	35	31.5	26.5	20	15	9.5	4.5	-0.5
6.0	6.0	40	38	35	30.5	24.5	19.5	14	9	3.5
5.9	5.9	40.5	40	38	34.5	29	24	18.5	13.5	8
5.8	5.8		40.5	40	38.5	33.5	28	23	18	12.5
5.7	5.7			40.5	40	38	32.5	27.5	22.5	17
5.6	5.6	41			40.5	40	37	32	26.5	21.5
5.5	5.5		41	41	41	40.5	40	36.5	31	26
5.4	5.4	41.5	41.5			41	40.5	40	35.5	30.5
5.3	5.3	42		41.5			41	40.5	40	35
5.2	5.2		42		41.5	41.5		41	40.5	39
5.1	5.1	42.5		42	42		41.5	41.5	41	40.5
5.0	5.0		42.5	42.5		42			41.5	41
4.9	4.9	43	43		42.5	42.5	42	42	42	41.5
4.8	4.8	43.5		43	43		42.5			42
4.7	4.7		43.5			43		42.5		
4.6	4.6	44					43			
4.5	4.5		44					43	42.5	
4.4	4.4			43.5						
4.3	4.3									42.5
4.2	4.2				43.5				43	
4.0	4.0			44						
3.9	3.9					43.5				
3.8	3.8						43.5	43.5		43
3.6	3.6				44				43.5	
3.4	3.4	44.5								43.5
3.3	3.3		44.5							
3.1	3.1					44	44			
3.0	3.0			44.5				44	44	
2.9	2.9									44
2.7	2.7				44.5					
2.3	2.3	45				44.5				
2.2	2.2		45							
2.1	2.1						44.5			
2.0	2.0			45						
1.9	1.9							44.5		

<b>SGRE ON SG 6.6-170 AM0 HT</b>										
<b>6.6 MW 8.83 RPM</b>										
<b>Altitude</b>	<b>m ASL</b>	<b>1,000</b>	<b>1,250</b>	<b>1,500</b>	<b>1,750</b>	<b>2,000</b>	<b>2,250</b>	<b>2,500</b>	<b>2,750</b>	<b>3,000</b>
<b>Power</b>	<b>MW</b>	<b>Ambient temperature (°C)</b>								
<b>1.8</b>					45					
<b>1.7</b>									44.5	
<b>1.5</b>						45				
<b>1.4</b>										<b>44.5</b>
<b>1.1</b>		<b>45.5</b>	45.5				45			
<b>1.0</b>				45.5						
<b>0.9</b>					45.5					
<b>0.7</b>						<b>45.5</b>		45		
<b>0.5</b>							45.5			
<b>0.3</b>								45.5	45	
<b>0.1</b>									45.5	
<b>0.0</b>		<b>46</b>	46	46	46	<b>46</b>	46	46	46	<b>45</b>

## 11. Flexible Rating Specification

The SG 6.6-170 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 Modes<sup>7</sup>.

### 11.1. 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 6.6-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating.

### 11.2. Full list of Application Modes SG 6.6-170

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 <sup>8</sup>
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.6-170	AM 0	6.6	106.0	D2849164	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	20°C
SG 6.6-170	AM-1	6.5	106.0	D2861213	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	23°C
SG 6.6-170	AM-2	6.4	106.0	D2863704	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	25°C
SG 6.6-170	AM-3	6.3	106.0	D2863706	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	28°C
SG 6.6-170	AM-4	6.2	106.0	D2863708	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.6-170	AM-5	6.1	106.0	D2863710	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.6-170	AM-6	6.0	106.0	D2863712	D2844535	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	35°C

<sup>7</sup> 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

### 11.3. 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 always controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level, 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.

### 11.4. List of NRS Modes SG 6.6-170

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities <sup>9</sup>
SG 6.6-170	N1	6.40	105.5	D2863684	D2844535	20°C
SG 6.6-170	N2	6.10	104.5	D2863686	D2844535	20°C
SG 6.6-170	N3	5.24	103.0	D2863688	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N4	5.12	102.0	D2863690	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N5	4.87	101.0	D2863692	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N6	4.52	100.0	D2863697	D2844535	30°C
SG 6.6-170	N7	3.60	99.0	D2863699	D2844535	30°C

### 11.5. 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.

<sup>9</sup> Please refer to "High Temperature Ride Through" for more details'.



## 12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 1, Mode AM 0

### 12.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

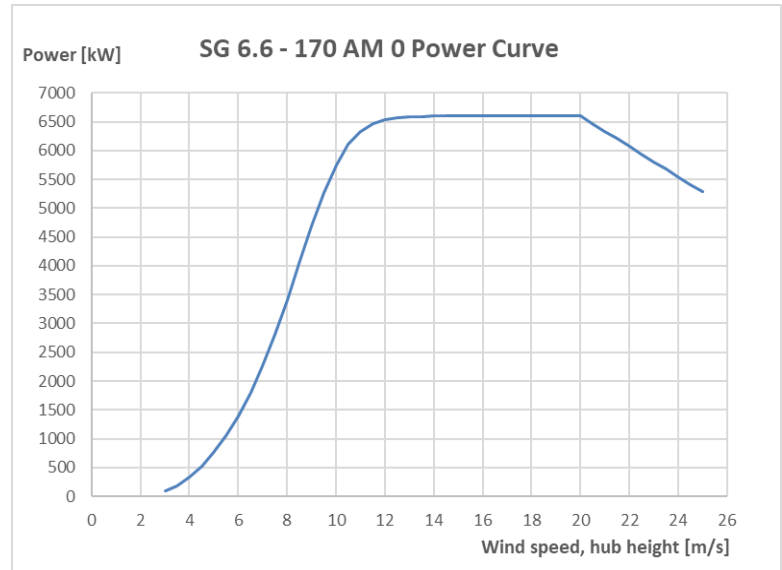
<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ 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/m<sup>3</sup>. 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 latest version of Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.6-170 Rev. 1, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	759
5.5	1046
6.0	1393
6.5	1801
7.0	2272
7.5	2809
8.0	3407
8.5	4045
9.0	4685
9.5	5272
10.0	5753
10.5	6101
11.0	6327
11.5	6460
12.0	6531
12.5	6567
13.0	6585
13.5	6593
14.0	6597
14.5	6599
15.0	6599
15.5	6600
16.0	6600
16.5	6600
17.0	6600
17.5	6600
18.0	6600
18.5	6600
19.0	6600
19.5	6600
20.0	6600
20.5	6468
21.0	6336
21.5	6204
22.0	6072
22.5	5940
23.0	5808
23.5	5676
24.0	5544
24.5	5412
25.0	5280



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	12997	15492	17881	20121	22183	24050	25713	27171	28430	29497	30385
	2.0	11760	14722	17687	20569	23309	25870	28229	30371	32289	33977	35436
	2.5	10535	13696	17003	20320	23540	26588	29420	32015	34367	36476	38346

Annual Production [MWh] SG 6.6-170 Rev.1, 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/m<sup>3</sup>

## 12.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

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

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

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

Ct is defined by the following expression:

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

where

F = Rotor force [N]

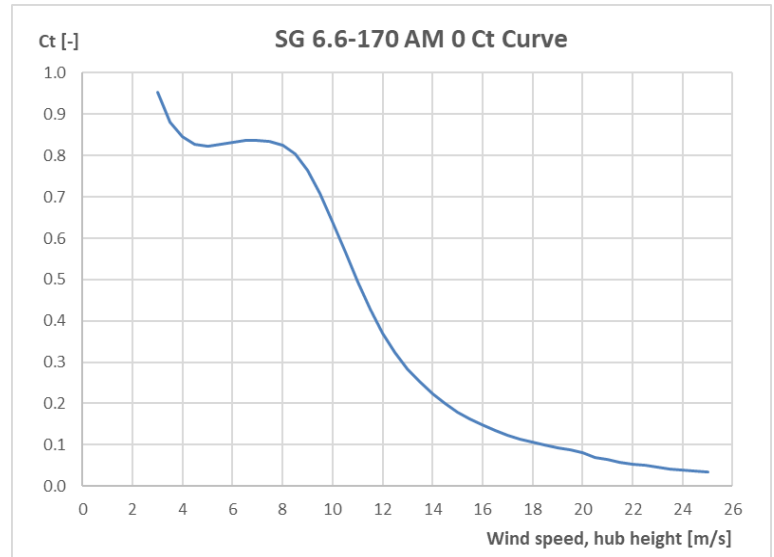
ρ = Air density [kg/m<sup>3</sup>]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m<sup>2</sup>]

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

SG 6.6-170 Rev. 1, 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	0.803
9.0	0.765
9.5	0.709
10.0	0.640
10.5	0.566
11.0	0.493
11.5	0.428
12.0	0.371
12.5	0.323
13.0	0.284
13.5	0.251
14.0	0.223
14.5	0.200
15.0	0.180
15.5	0.162
16.0	0.148
16.5	0.135
17.0	0.124
17.5	0.114
18.0	0.106
18.5	0.099
19.0	0.093
19.5	0.087
20.0	0.082
20.5	0.069
21.0	0.064
21.5	0.058
22.0	0.054
22.5	0.049
23.0	0.046
23.5	0.042
24.0	0.039
24.5	0.036
25.0	0.034



## 13. Acoustic Emission

### 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 to 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
AM-1	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-2	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-3	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-4	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-5	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
AM-6	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
N1	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5
N2	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
N3	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
N4	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0
N5	92.0	92.0	94.5	98.4	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
N6	92.0	92.0	94.5	98.4	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
N7	92.0	92.0	94.5	98.4	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0

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

### Low Noise Operations (NRS ®)

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 WebWPS 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.

1/1 oct.band, center freq.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
AM 0	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-1	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-2	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-3	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-4	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-5	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
AM-6	86.5	93.4	96.1	97.9	101.8	99.9	93.3	83.0
N1	86.2	93.0	95.6	97.4	101.3	99.4	92.8	82.5
N2	85.7	92.0	94.6	96.4	100.3	98.4	91.8	81.5
N3	84.9	90.7	93.0	94.8	98.7	96.8	90.2	79.9
N4	84.4	89.7	92.0	93.8	97.7	95.8	89.2	78.9
N5	83.8	88.7	91.0	92.8	96.7	94.8	88.2	77.9
N6	83.3	87.8	90.0	91.8	95.7	93.8	87.2	76.9
N7	82.7	86.8	89.0	90.8	94.7	92.8	86.2	75.9

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz at rated power level at 12 m/s

## 14. Electrical Specification

### Nominal output and grid conditions

Nominal power .....	6600 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 .....	6750 kW @20°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).....	82kA.

### Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing .....	10 kW
At stand-by, yawing.....	23 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)

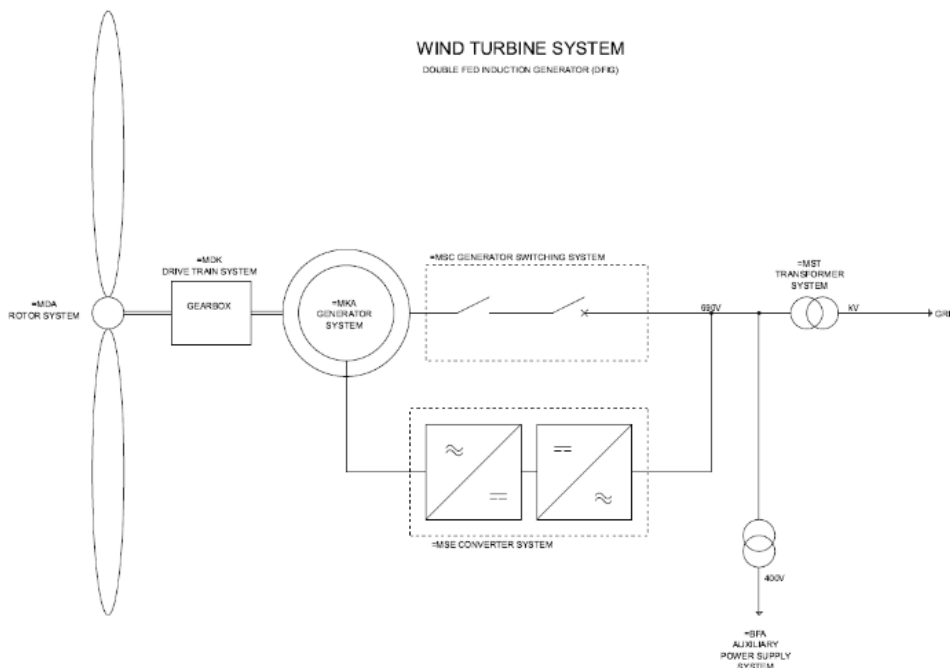
### Earthing Specification

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
--------------------	---



## 15. Simplified Single Line Diagram



## 16. 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
Tap Changer.....	$\pm 2 \times 2.5\%$ (optional)
Loss ( $P_0 / P_{k75^\circ C}$ ) .....	4.77/84.24 kW
Vector group .....	Dyn11
Standard.....	IEC 60076 ECO Design Directive

### Transformer Monitoring

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

### Transformer Cooling

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

### Transformer Earthing

Star point .....	The star point of the transformer is connected to earth
------------------	---

## 17. 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 (SF<sub>6</sub>) 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 in the bottom of the tower. 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.

## 17.1. Technical Data for Switchgear

### Switchgear

Make	Ormazabal or Siemens
Type	8DJH, 8DJH 36/cgmoscosmos cgm.3
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 <sub>6</sub>
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
Cable entry	M16 From bottom
<b>Interface to turbine control</b>	
Breaker status	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

\*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

## 18. Grid Connection Capabilities

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50Hz & 60Hz. 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 assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine.

### 18.1. 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.

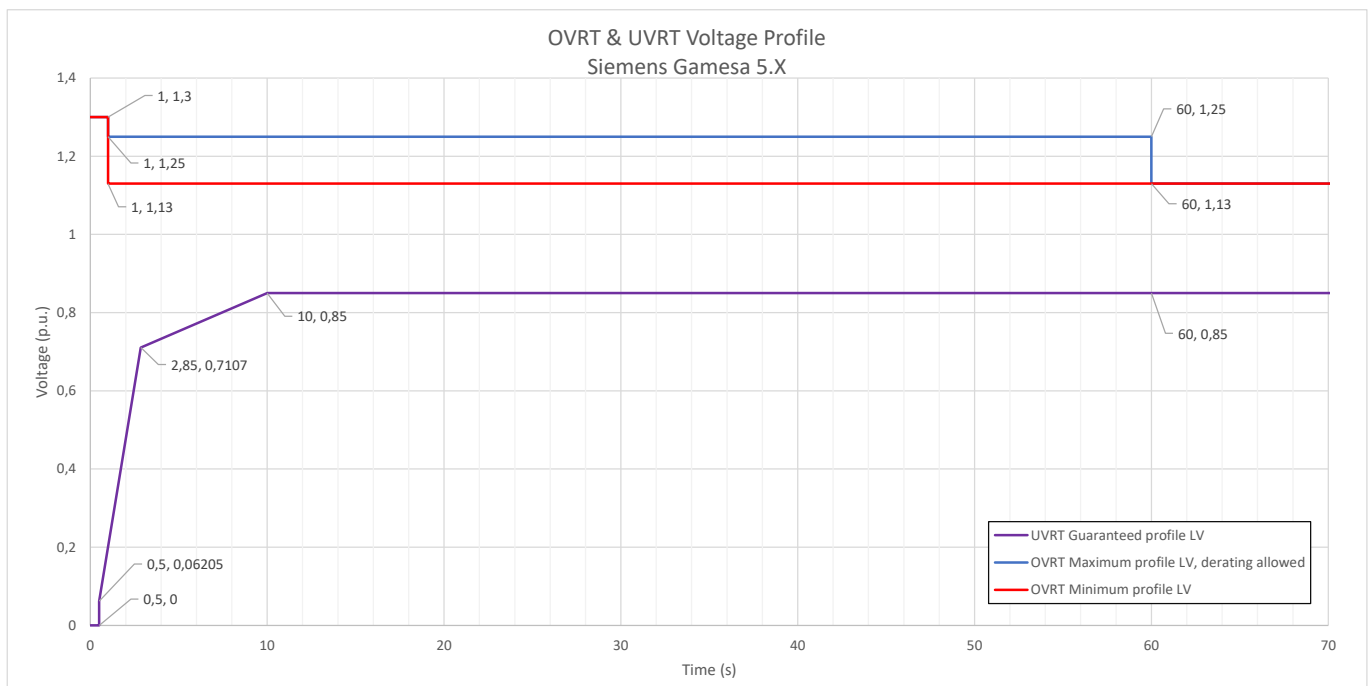


Figure 3. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

## 18.2. 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.

## 18.3. Frequency Capability 50Hz

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.

## 18.4. Frequency Capability 60Hz

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.

## 18.5. 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 112% to support the best possible performance by staying within the operation limits. Operation outside this range might lead to power derating.

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.

## 18.6. 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.

## 18.7. Reactive Power – Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

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

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

## 18.8. 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.

## 18.9. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: ≥ 2.0* Q-Direct: ≥ 3.0**	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I <sub>q</sub> Injection Curve during FRT	k = 2	Configurable by parameters.
I <sub>q</sub> Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I <sub>q</sub> Settling Time (FRT)	≤ 60ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	+ 20% Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	± 25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter see note 2

### Note 1.

\* SCR ratio can be reduced further if Active Power recovery ramps are limited to a certain value, that secures stable operation, after voltage dip events.

\*\* SCR ratio can be reduced further if Reactive Power Management configuration is done correctly by means of detailed grid studies, trying to avoid voltage saturation extremes in any case (over and under voltage saturation levels).

### Note 2.

In weak grids maximum ramp is limited to ±2500 kVar /s further limitation are done when reaching voltage limits.

## 19. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz

This document describes the reactive power capability of Siemens Gamesa 5X, 50/60 Hz wind turbines during active power production. Siemens Gamesa 5Xwind 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.

### 19.1. 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 4** shows the reactive power capability depending on the generated Active Power at various voltages at the LV terminals, starting by 91% of rated voltage (PQV curves).

**Figure 5** shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

**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.



## 19.2. 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.

## 19.3. 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.

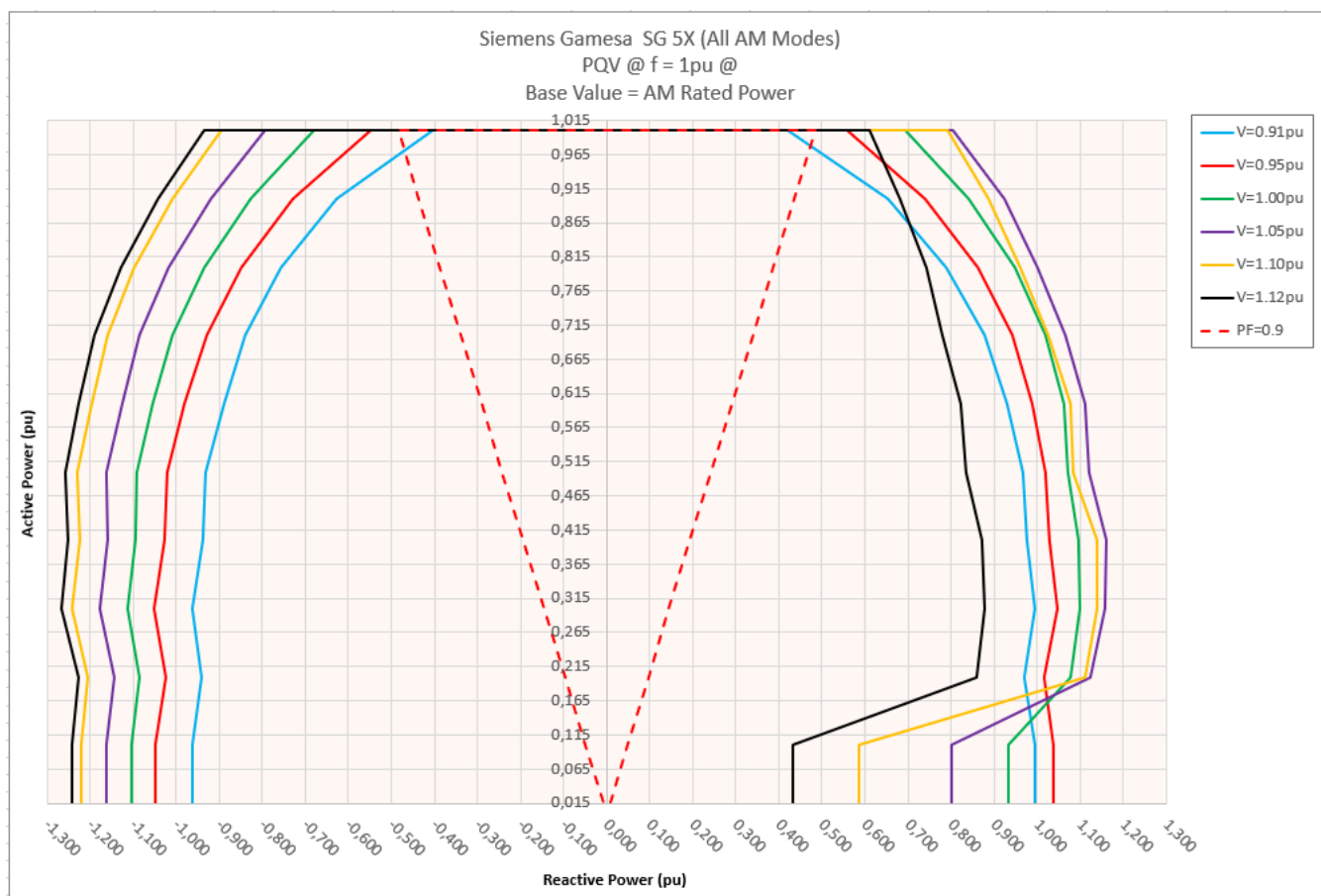
In the maximum configurable values of the voltage protection parameters (permanent operation, 85% and 113%):

- 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.

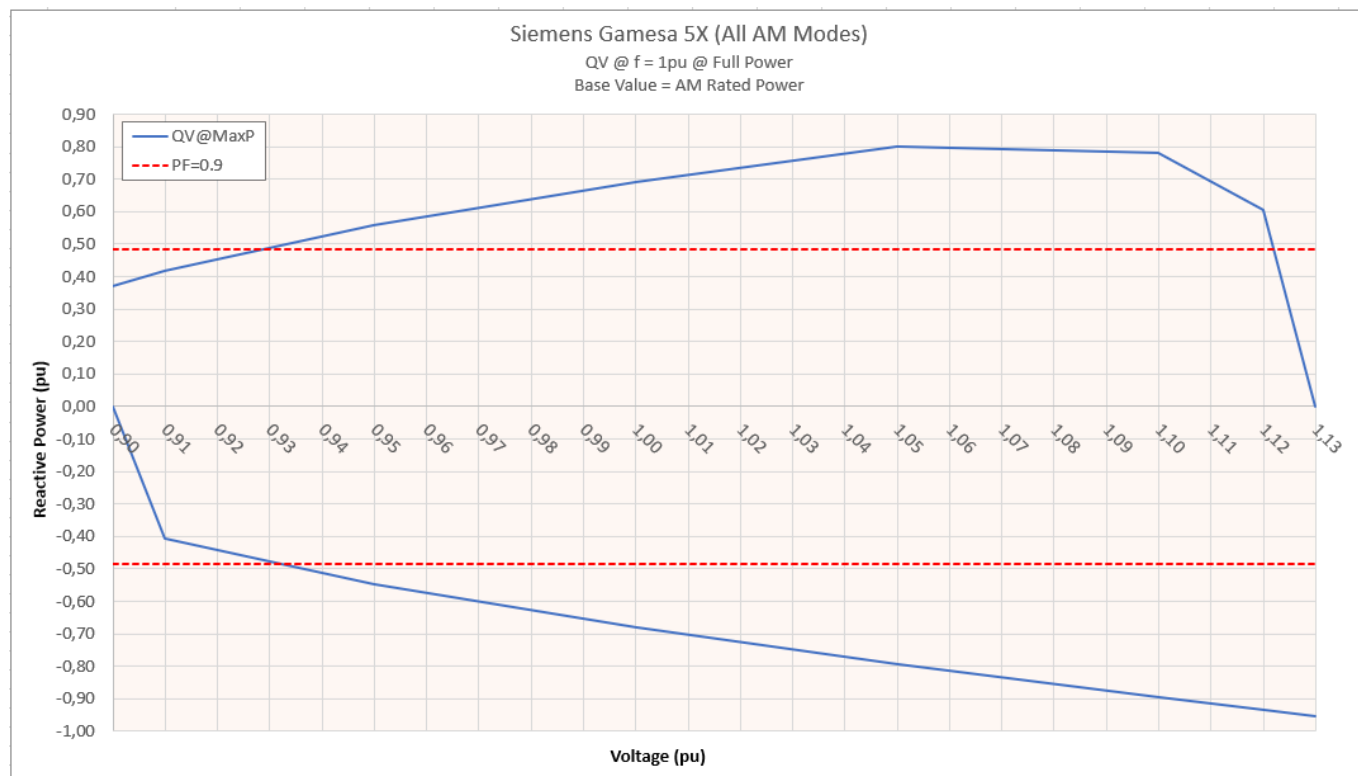


**Figure 4:** Siemens Gamesa 5.X Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

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

Application mode (AM)	Rating	External Nacelle Temperature
	Kw	°C
AM 0	6600	20
AM-1	6500	23
AM-2	6400	25
AM-3	6300	28
AM-4	6200	30
AM-5	6100	33
AM-6	6000	35

**Table 5:** Application modes definition.



**Figure 5:** Siemens Gamesa 5.X→ 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)

Base Value = AM Rated Power		Voltage (pu)							
		0,9	0,91	0,95	1	1,05	1,1	1,12	1,13
Active Power (pu)	<b>0,015*</b>	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	<b>0,10</b>	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	<b>0,20</b>	0,957	0,969	1,018	1,077	1,124	1,112	0,860	0
	<b>0,30</b>	0,982	0,995	1,047	1,098	1,157	1,140	0,877	0
	<b>0,40</b>	0,962	0,975	1,029	1,095	1,160	1,139	0,873	0
	<b>0,50</b>	0,955	0,968	1,018	1,073	1,121	1,085	0,834	0
	<b>0,60</b>	0,914	0,929	0,990	1,063	1,112	1,076	0,823	0
	<b>0,70</b>	0,861	0,877	0,942	1,019	1,065	1,026	0,781	0
	<b>0,80</b>	0,770	0,789	0,862	0,949	1,001	0,962	0,742	0
	<b>0,90</b>	0,629	0,652	0,741	0,842	0,923	0,888	0,682	0
<b>1,00</b>	0,373	0,419	0,559	0,693	0,803	0,791	0,611	0	

**Table 6:** Siemens Gamesa 5.X 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)

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

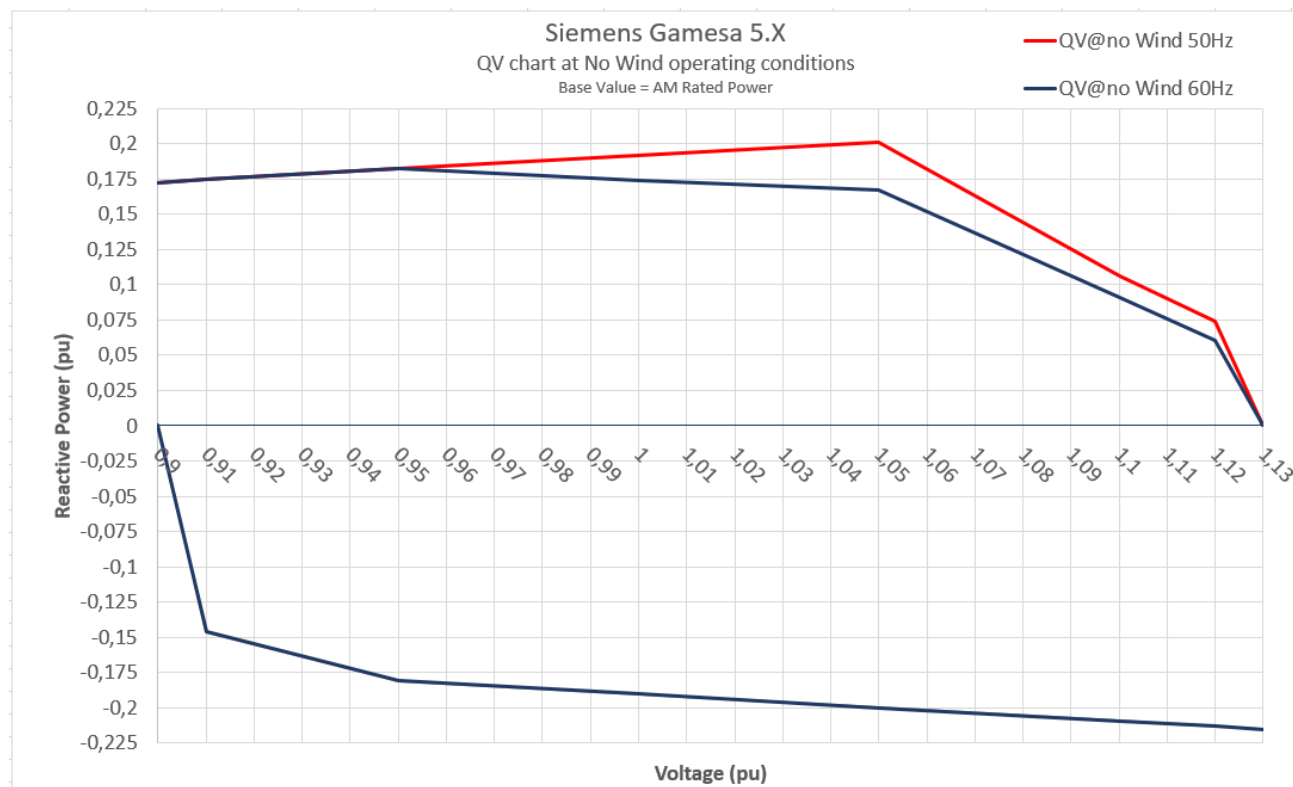
Base Value = AM Rated Power		Voltage (pu)							
		0,9	0,91	0,95	1	1,05	1,1	1,12	1,13
Active Power (pu)	0,015*	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,10	0	-0,963	-1,048	-1,105	-1,162	-1,220	-1,242	-1,253
	0,20	0	-0,941	-1,024	-1,085	-1,144	-1,204	-1,228	-1,241
	0,30	0	-0,962	-1,050	-1,114	-1,178	-1,241	-1,266	-1,279
	0,40	0	-0,937	-1,027	-1,093	-1,159	-1,224	-1,250	-1,263
	0,50	0	-0,930	-1,022	-1,092	-1,161	-1,230	-1,257	-1,271
	0,60	0	-0,890	-0,980	-1,054	-1,126	-1,197	-1,225	-1,239
	0,70	0	-0,839	-0,929	-1,008	-1,085	-1,160	-1,189	-1,204
	0,80	0	-0,756	-0,847	-0,934	-1,017	-1,097	-1,129	-1,144
	0,90	0	-0,629	-0,727	-0,828	-0,921	-1,009	-1,044	-1,061
	1,00	0	-0,403	-0,546	-0,679	-0,793	-0,895	-0,934	-0,953

**Table 7:** Siemens Gamesa 5.X → 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 6:** 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.

Siemens Gamesa 5.X50Hz Base Value = AM Rated Power			Siemens Gamesa 5.X60Hz Base Value = AM Rated Power		
Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)	Voltage (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
0,90	0,173	0,00	0,90	0,173	0,000
0,91	0,174	-0,146	0,91	0,174	-0,146
0,95	0,182	-0,181	0,95	0,182	-0,181
1,00	0,192	-0,190	1,00	0,174	-0,190
1,05	0,201	-0,200	1,05	0,167	-0,200
1,10	0,107	-0,209	1,10	0,091	-0,209
1,12	0,074	-0,213	1,12	0,061	-0,213
1,13	0,000	-0,215	1,13	0,000	-0,215

**Table 8:** 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.

## 20. SCADA System Description

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

### 20.1. 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.
- Temporary local storage of data at wind turbines. If communication is temporarily interrupted, data is kept in the Wind Turbine Control and transferred to the SCADA 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 alarm notification. 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.
- 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, wildlife bat and birds and ice.
- Power curve plots with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition Monitoring System integrated with the turbine controller using virtualized server.
- Ethernet-based system with secure compatible interfaces (OPC UA) for online data access.
- Access to historical - scientific and optional high resolution data via Restfull API.
- Antimalware Solution.
- Back-up & restore feature.

### 20.2. Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (SICS II). The SICS II 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.

### 20.3. 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.

## 20.4. SCADA server cabinet

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

SCADA solutions stands on a Virtualized Server Infrastructure solution which means that the software is run virtually over a non-redundant or redundant hardware server(s) (depending on customer's needs).

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

## 20.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

The SCADA system includes a grid measuring station located in an Auxiliary cabinet. Normally the grid measuring station is placed at the wind farm substation or control building close to the Point of Connection.

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.

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.

## 20.6. 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 cabinet. For communication with third party equipment OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported.

## 20.7. SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data.

Historical data are stored in a database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing via a RESTfull API.

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

## 20.8. Virus protection solution

A virus protection solution is always installed. An anti-virus client software is 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.

## 20.9. Back-up & restore

For recovery of a defect SCADA system or component, the SGRE SCADA system optionally can provide 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 locally on the site servers. This functionality is optional.

## 21. Codes and Standards

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.

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.

### 21.1. General

- IEC-RE Operational Document: OD-501, Type and Component Certification Scheme\*
- IEC 61400-5:2020 Wind energy generation systems - Part 5: Wind turbine blades
- IEC 61400-6:2020 Wind energy generation systems - Part 6: Tower and foundation design requirements
- *IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines –. Part 1: Design requirements*
- IEC 61400-11:2012/AMD1:2018 Amendment 1 - Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- *IEC 61400-12-1:2017, Ed.1, Wind Turbine Generator Systems Part 12-1: 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*
- *ISO 683-1:2018 Heat-treatable steels, alloy steels and free-cutting steels. Non-alloy steels for quenching and tempering*
- *EN 1563:2018, 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*
- *ISO 76:2006/Amd 1:2017 Rolling bearings – Static load ratings AMENDMENT 1*
- *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 4413:2010 Hydraulic fluid power -- General rules and safety requirements for systems and their components*
  
- *DIN 51524-3:2017 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements*
- *ISO 16889:2008 + A1:2018 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*
- *DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015*
- *DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.*

## 21.2. Gearbox

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

## 21.3. Electrical

- *IEC 61400-21-1:2019 Wind energy generation systems - Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines*
- 
- *IEC 61400-24:2019 Wind energy generation systems - Part 24: Lightning protection*
- 
- *IEC 60076-16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications*
- 
- *IEC 60204-1:2016 Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements*
- 
- *IEC 61000-6-2:2016 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-2: Generic standards – Immunity standard for industrial environments*
- *IEC 61000-6-4:2018 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4: Generic standards – Emission standard for industrial environments*
- *IEC 61439-1:2020 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: General rules*
- *IEC 61439-2:2020 Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies*
- *Low Voltage Directive 2014/35/EU*
- *EMC Directive 2014/30/EU*

## 21.4. Quality

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

## 21.5. 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*

## 21.6. 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)*

## 22. Ice Detection System and Operations with Ice

Siemens Gamesa Renewable Energy's (SGRE) Ice detection and Operation with Ice system offers functionality that extends the range of operation during ice conditions. The main configurable options determine if maximum production or maximum safety is required.

The following options for ice detection sources can be used:

- Low power detection curve (LPDC)
- No cut-in detection
- **Optional extra:** External sensor detection, nacelle- or blade-based.

Once ice has been detected through any of the selected sources the following ice detection response is handled by the Operation with Ice strategy where the following options are available:

- Stop the turbine, either awaiting automatic reset or manual reset
- Stop the turbine, combined with yawing to a specific angle
- Adaptive Operation, continued operation optimizing the power

Figure 1 shows a visualization of the available options and how they are connected.

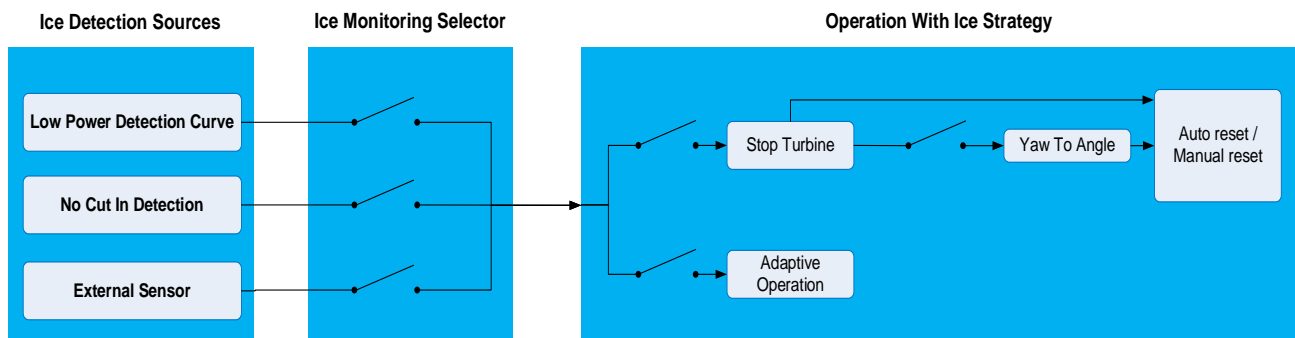


Figure 1: Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines



Adaptive Operation used as the Operation With Ice strategy requires the Low Power Detection Curve and No Cut In Detection to be used, it is therefore not compatible with the external sensor.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. The ice detection and Operation with Ice system will not protect against ice being thrown from the turbine(s). What the system does is either optimize performance and yield maximum production despite ice on the turbine or stop the turbine to prevent operating with ice. There may be ice on blades upon start and/or stop of the turbine. It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine. The Owner must always ensure that the operation of the turbine complies with all restrictions applicable to the turbine, irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. SGRE accepts no responsibility for any violation of requirements.

## 22.1. Ice Detection Sources

### 22.1.1. Low Power Detection Curve (LPDC)

The LPDC functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors.

LPDC is a requirement to be active when the *Operation with Ice Strategy: Adaptive* is selected.

LPDC detects ice when power production degrades due to ice build-up on the blades during operation when the turbine produces power in cold weather by comparing the actual power production to the sales power curve shown in Figure 2 when the ambient temperature is below 5° C (configurable). LPDC is based on a percentage of the sales power curve with a minimum separation to the sales power curve.

If production falls below the “LPDC Ice Detection” (Blue) curve shown in Figure 2, the selected Operation with Ice strategy is activated.

If *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is selected and the production increases above the “LPDC Ice Detection” curve, Adaptive Operation is deactivated.

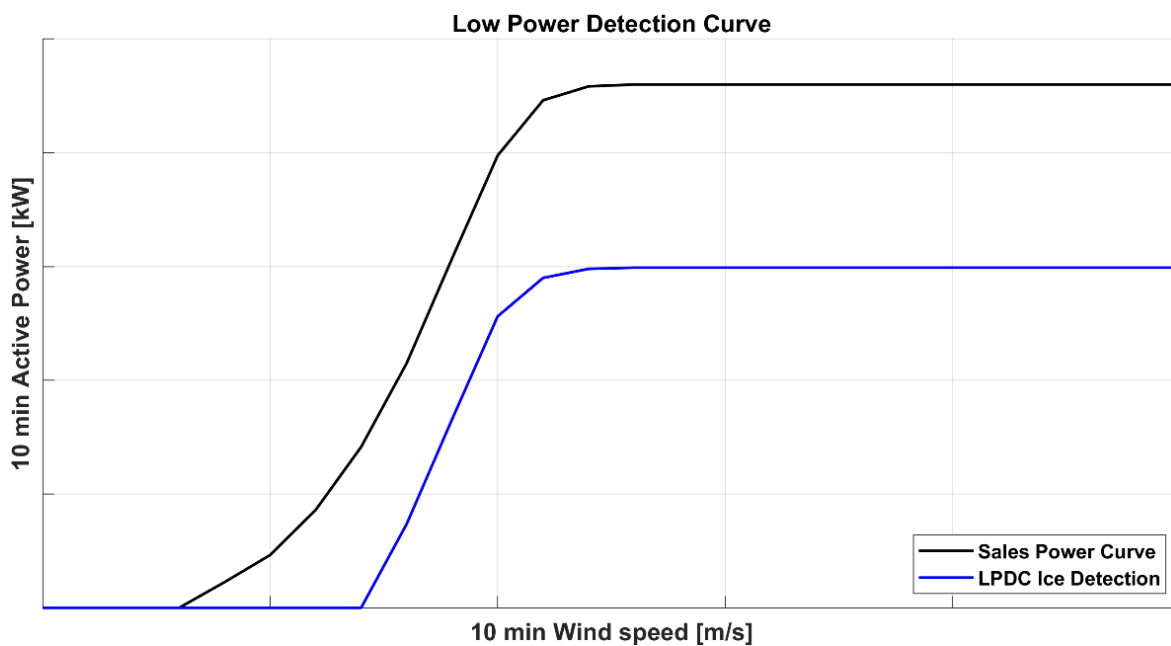


Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

### 22.1.2. No Cut-in

The No Cut-in functionality is an integrated part of the turbine controller, thus not requiring additional sensors. No Cut-in is a requirement to be active when *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is configured.

No Cut-in is an ice detection method that indicates when there is enough wind for the wind turbine to produce power, but the turbine is unable to cut-in, connect to the grid, and produce power for a period of time due to severe ice build-up in cold weather.

If *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is selected as the ice detection response strategy, the turbine will cut-in and connect to the grid at an adapted power production level given the conditions. See further below in chapter “Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation”.

### 22.1.3. External Sensor Options

The external ice detector sensor functionality is an optional extra system that can be used to create a response directly from the sensor on the turbine. Most often the sensor reports data to SCADA which controls the turbines at the site with respect to stopping them. It is intended for installation on wind turbines located in areas where there is a risk that ice can build up on either the turbine nacelle or blades and there are personal safety or legislation concerns that required the turbine to be stopped instantly when ice is detected. Compared to the LPDC and No Cut-in ice detection source options are designed to detect when performance is impacted where ice may already exist on the turbine.

The external sensor is only compatible with Operation with Ice Strategy:

- Stop the turbine
- Stop the turbine, yawing to a specific angle

The external sensor communicates with the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system. Typically, only a few external sensors are installed on a given site, and SCADA can be configured to stop the entire site or clusters or individual turbines if deemed necessary.

There are two separate types of use for the external sensor:

- External sensor is selected as the turbines ice detection source (Figure 1) for individual turbines, which allows the individual turbine itself to react to the sensor. Additionally, SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.
- External sensor is not selected as the turbines ice detection source (Figure 1), so the individual turbine itself will not react to the external sensor, but SCADA can still react to the signal and stop turbine(s) at the site.

### 22.1.4. External Sensor Types

#### 22.1.5. 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.

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

#### 22.1.6. Blade-Based Ice Detection Sensor (Optional)

An additional option is to install a blade-based ice detection system. 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 needs a calibration prior to enter service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. No minimum rotation per minute (rpm) is required, however a minimum wind speed of 2 m/s is required to ensure sufficient excitation of blade.

The system can also come with a valid certification from accredited institutes.

### 22.1.7. Options and logging in SCADA

Possible options in SCADA to configure the usage of the external sensor on site level (independent of the individual turbine interface):

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of individual turbines
- Enable or disable automatic restart of individual turbines

- Group turbines for auto stop and auto restart. SGRE recommends using SCADA to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Ice parameters are set in the SCADA interface. Depending on requirements, ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface. Below is a list of the parameters:

- **Ice Restart Delay:** Turbines that are stopped due to ice are restarted only if ice is not reported from the sensor during the “Ice Stop Delay” in seconds configured by the user.
- **Ice Stop Delay:** Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbine(s) for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- **Ambient Temperature Duration:** Duration in seconds for how long the ambient temperature for ice detection should be exceeded to restart the turbines which are stopped due to ice.
  - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ambient Temperature Threshold:** This parameter defines the temperature which must be exceeded to restart turbines stopped due to ice detection.
  - E.g. above 5°C for 600 seconds
- **Ice Control Start Time and Ice Control End Time:** Configured turbines will be stopped due to ice detection when the actual time is between 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.

The alarms are presented in the ‘Alarm log’ of the Web WPS SCADA interface.

From Time	To Time	Duration	Group	Station	Code	Description	Parameter	User	Comment
28-02-2012 - 08:54:04	28-02-2012 - 09:20:00	00:25:56	Turbine	T05	8210	Stopped, due to icing			
			Turbine	T01	8215	Ice has been detected			Add

Figure 3 - Presentation of alarms related to the ice detection system in Web WPS SCADA

## 22.2. Operation with Ice Strategy

### 22.2.1. Operation with Ice Strategy: Stop Turbine

Stopping the turbine is often used in scenarios where it is not safe to keep running the turbine during icing conditions, e.g. where potential wildlife, people or equipment can be damaged/hurt. Only if using the external sensor can this approach be seen as safe, as the external sensors are often mounted on the nacelle and will detect when ice is forming and not based on production as the “Low Power Curve Detection” and “No Cut In” features do.

*Operation with Ice Strategy: Stop Turbine* makes sure the turbine is stopped when ice is detected. Additional option is possible in combination with the stop: Yaw to Angle.

Regardless of how *Operation with Ice Strategy: Stop Turbine* is configured, it is possible to determine if the turbine should auto reset or manually reset. The following options exist for auto reset:

- A stopped turbine with an ice detection alarm is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm requires manual reset
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints is reset after X hours
- A stopped turbine with an ice detection alarm that is yawed to a specific angle due to safety constraints requires manual reset

### 22.2.2. Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation

*Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* provides customers with a way to optimize the wind turbine so that it continues operation when ice builds up on the blades and ice detection is triggered, thereby limiting shutdown events. By allowing continued operation, ice accumulates more slowly on the blades compared to if it were at a standstill. Therefore, the yield of production with ice buildup will increase due to adaptation/optimization to icing conditions through pitch angle and speed-power modification.

*Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* offers a limited power production under managed loads and thereby reduces the turbines’ shutdown events. *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* is a wind turbine controller software functionality for optimizing performance, allowing the turbine to maintain operation in ice conditions.

When ice is detected via the LPDC or No Cut-in ice detection sources, *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* finds the optimal operational setup in order to maximize production by first modifying the speed power curve (as shown in Figure 4). *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* increases the rotor speed to avoid the blades stalling and the turbine from cutting out. The speed will not exceed nominal speed.

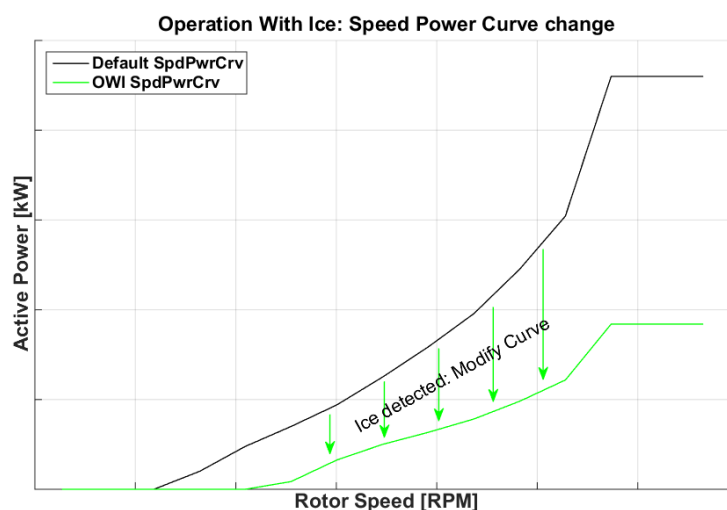


Figure 4: Illustration of OWI Speed-Power curve modification

Use of the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality may under certain conditions increase the noise emissions from the turbine, and the noise emissions may exceed the levels indicated in the turbine supply agreement. Any noise levels indicated or warranted in the turbine supply agreement shall not be applicable in the event of operation of the turbine with the *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated.

It is the sole responsibility of the owner of the turbine to ensure that the turbine operating with *Operation with Ice Strategy: Adaptive Operation* functionality activated complies with any noise restriction applicable, irrespective of whether such limits follow from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa accepts no responsibility for any violation of such limits.