

PROPONENTE:

AEI Wind Project VIII S.r.l.

Sede in:

Via Savoia n.78 - 00198 Roma (RM)

PEC: aeiwindprojectviii@legalmail.it



PROVINCIA DI
NUORO



COMUNE DI
NUORO



COMUNE DI
ORUNE



REGIONE SARDEGNA

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO EOLICO COMPOSTO DA 7 AEROGENERATORI CON POTENZA COMPLESSIVA DI 46,2 MW, DENOMINATO "CE NUORO NORD", NEL COMUNE DI ORUNE (NU) E OPERE CONNESSE NEI COMUNI DI ORUNE (NU) E NUORO (NU)

NOME ELABORATO:

RELAZIONE SPECIALISTICA ELETTRICA

PROGETTO SVILUPPATO DA:

AGREENPOWER s.r.l.

Sede legale: Via Serra, 44

09038 Serramanna (SU) - ITALIA

Email: info@agreenpower.it



agreenpower s.r.l.

GRUPPO DI LAVORO:

Ing. Simone Abis
Dott. Ing. Fabio Sirigu
Dott. Ing. Daniele Cabiddu
Arch. Roberta Sanna
Dott. Gianluca Fadda

COLLABORATORI:

BIA Srl
Geologica Srls
Dott. Nat. Maurizio Medda
Dott. Nat. Francesco Mascia
Dott. Agronomo Vincenzo Sechi
Dott.ssa Archeologa Manuela Simbula
Ing. Federico Miscali
Ing. Luigi Cuccu
Ing. Vincenzo Carboni
Ing. Nicola Sollai

TIMBRO E FIRMA:

SCALA:	CODICE ELABORATO	TIPOLOGIA	FASE PROGETTUALE			
-	REL.PE.01	IMPIANTO EOLICO	DEFINITIVO			
FORMATO:						
-						
3						
2						
1						
0	Prima emissione	Dicembre 2023	Agreenpower	Agreenpower	Agreenpower	
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO	



AEI WIND PROJECT VIII S.R.L.
IMPIANTO EOLICO “CE NUORO NORD”
POTENZA NOMINALE 46,2 MW

Comune di Orune (NU)
Comune di Nuoro (NU)

REL.PE.01
RELAZIONE SPECIALISTICA ELETTRICA

INDICE DELLE REVISIONI

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Dicembre 2023	Prima emissione	Agreenpower	Agreenpower	Agreenpower

GRUPPO DI LAVORO

Nome e cognome	Ruolo
Dott. Gianluca Fadda	Coordinamento generale, amministrazione
Ing. Simone Abis	Progettazione civile, cartografia, vincolistica
Dott. Ing. Daniele Cabiddu	Progettazione ambientale, vincolistica
Dott. Ing. Fabio Sirigu	Progettazione elettrica
Arch. Roberta Sanna	Progettazione civile, cartografia

SOMMARIO

1. Premessa.....	5
1.1. Descrizione del progetto.....	5
1.2. Tipo e ubicazione dell'impianto	5
2. FORNITURA	7
2.1. Riferimenti normativi	7
2.2. Punto di Connessione	7
2.3. Cavi MT di collegamento.....	7
3. DESCRIZIONE IMPIANTO EOLICO	9
4. AEROGENERATORI	9
5. ELETTRDOTTO MT	16
5.1. Verifica della portata.....	17
5.2. Verifica delle cadute di tensione	19
5.3. Verifica delle potenze perse.....	19
5.2.1. Potenza persa sulle condutture MT	19
5.2.2. Potenza persa nei trasformatori MT/BT degli aerogeneratori	20
5.2.3. Potenza persa nel trasformatore MT/AT	21
5.2.4. Potenza persa totale	21
6. MISURE DI PROTEZIONE.....	22
6.1. Prescrizioni Sistema MT	22
6.1.1. Protezione contro i contatti indiretti	22
6.1.2. Protezione contro i contatti diretti	23
6.1.3. Protezione contro le sovracorrenti	23
7. IMPIANTO DI TERRA.....	24
7.1. Impianto di terra per impianti a tensione nominale $\leq 1000 V_{AC}$	24
7.2. Elementi dell'impianto di terra	25
8. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI ED INDIRETTI	32
8.1. Protezione totale	32
8.2. Protezione parziale	32
8.3. Protezione addizionale.....	32
8.4. Protezione con componenti di classe II o isolamento equivalente (doppio o rinforzato).....	33
8.5. Protezione con interruzione automatica del circuito.....	33
8.6. Resistenza dell'impianto di terra.....	34

8.7.	Prescrizioni generali	34
8.8.	Definizioni	35
9.	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI	36
9.1.	Protezione contro i sovraccarichi	36
9.2.	Protezione contro i cortocircuiti	36
9.3.	Correnti di cortocircuito all'interno dell'impianto	37
9.4.	Fattore di tensione e resistenza dei conduttori	38
9.5.	Correnti di cortocircuito con il contributo dei motori	39
9.6.	Verifica del potere di chiusura in cortocircuito	40
9.7.	Verifica dei condotti sbarre	41
9.8.	Valore di cresta I_p della corrente di cortocircuito	41
9.9.	Verifica della tenuta del condotto sbarre	41
10.	QUADRI DI MEDIA TENSIONE	42
11.	CABINA DI TRASFORMAZIONE	43
11.1.	Trasformatore ausiliari 100 kVA	43
12.	CARATTERISTICHE GENERALI DEI QUADRI ELETTRICI	45
13.	CONDUTTURE ELETTRICHE BT	47
13.1.	Cavi di energia	47
14.	DISTRIBUZIONE GENERALE	52
14.1.	Prelievo e immissione dell'energia in MT	52
14.2.	Cabina di trasformazione MT/BT	53
14.3.	Alimentazione e linee dei servizi di riserva	55
15.	APPARECCHIATURE E IMPIANTI AUSILIARI	57
15.1.	Installazione degli impianti TVCC	57
16.	ILLUMINAZIONE	58
16.1.	Impianto di illuminazione esterna	58
17.	Indice delle figure	60
18.	Allegati	61

1. PREMESSA

1.1. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

La presente relazione descrittiva è relativa al progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica mediante aerogeneratori, di tipo *grid-connected*. L'impianto, denominato "**CE Nuoro Nord**", verrà realizzato su terreni pubblici ubicati nella parte orientale e meridionale del Comune di Orune (NU), nelle località denominate "Su Vacchile Nou", "Burbàrisi", "Funtana Sos Jàccanos", "Schina Sas Pauleddas", "Sa 'e Magneri", "Corjos". Il percorso dell'elettrodotto di connessione alla Stazione Elettrica della RTN interesserà terreni ubicati in parte nel Comune di Nuoro (NU) e in parte nel Comune di Orune.

L'impianto sarà del tipo *grid-connected* e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale.

Come da STMG di TERNA allegata al preventivo di connessione datato 16/03/2023 - codice pratica 202300681 - si prevede un collegamento in antenna a 36 kV sulla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Taloro – Siniscola 2", previa realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV tra la nuova SE e il futuro ampliamento a 150 kV della SE RTN "Ottana".

La stessa STMG informa che, in considerazione della progressiva evoluzione dello scenario di generazione nell'area:

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

Pertanto, fino al completamento dei suddetti interventi, ferma restando la priorità di dispacciamento riservata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, non sono comunque da escludere, in particolari condizioni di esercizio, limitazioni della potenza generata dai nuovi impianti di produzione, in relazione alle esigenze di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio di trasmissione e dispacciamento.

La SSEU sarà trattata nel documento di progetto REL.PE.02 - Relazione di impianto di connessione alla rete (AT).

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari è prevista l'installazione di un trasformatore 30/0,4 kV, della potenza di 100 kVA.

Il progetto è redatto secondo le norme CEI ed in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni di Terna S.p.A.

1.2. TIPO E UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico è situato in agro del Comune di Orune (NU). L'area di progetto è caratterizzata da orografia tipica delle zone collinari della zona, priva di complicazioni eccessive e con un'altezza media compresa tra 612 e 834 metri sul livello del mare.

Attualmente il sito presenta un uso del suolo principalmente agricolo. La copertura vegetale arborea è scarsa, quindi l'area in esame è caratterizzata da una rugosità media, caratteristica favorevole allo sfruttamento del vento.

Le linee elettriche MT a 30 kV interrate, che connettono il sito di produzione alla SSEU, sono dislocate nei territori comunali di Orune e Nuoro (NU), e corrono principalmente lungo la S.S. 389 di Buddusò e del Correboi. La Sottostazione Elettrica Utente si trova in località Prato Sardo nel comune di Nuoro.

2. FORNITURA

Per gli utenti attivi, il punto di prelievo coincide con il punto di immissione verso la rete del distributore. Nel caso in esame il punto di consegna per l'impianto eolico è in AT a 36 kV.

2.1. RIFERIMENTI NORMATIVI

- **CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

2.2. PUNTO DI CONNESSIONE

L'impianto avrà origine dal punto di connessione a 36 kV all'interno della Sottostazione Elettrica Utente. All'interno della SSEU è previsto un quadro MT che raccoglie le linee MT a 30 kV in arrivo dal parco eolico e le connettono con il trasformatore MT/AT della potenza di pari a 63 MVA ONAF descritto nel documento di progetto REL.PE.02 - Relazione di impianto di connessione alla rete (AT).

La presente relazione si occupa della porzione di impianto gestito in MT a 30 kV a partire dalla sottostazione MT/AT.

2.3. CAVI MT DI COLLEGAMENTO

Si individuano i seguenti cavi MT di collegamento:

- Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il trasformatore MT/AT ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT.

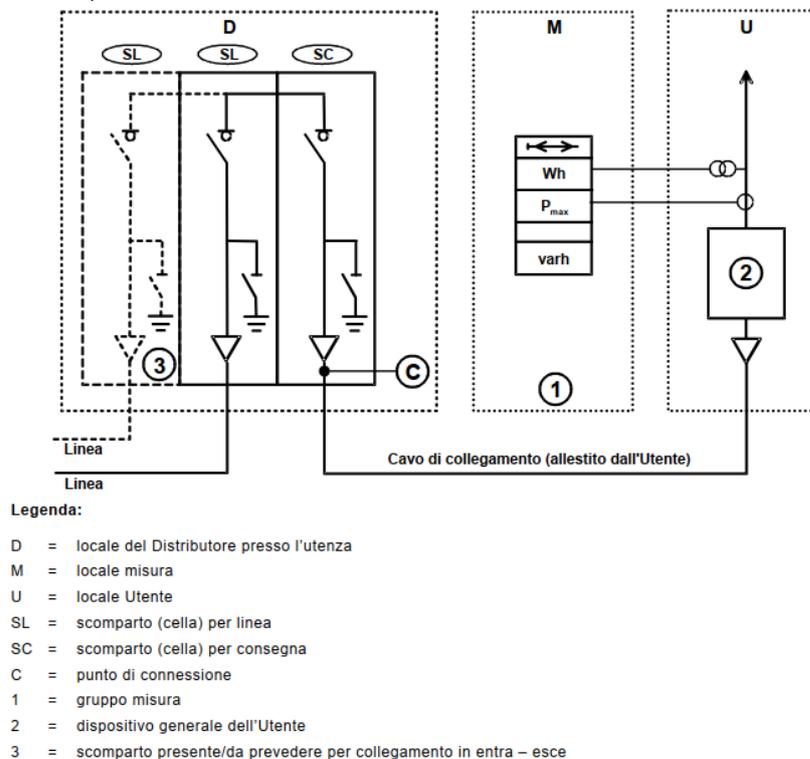


Figura 2.1: schema esemplificativo quadro MT

Dati del cavo

Il collegamento tra il Trafo MT/AT ed il relativo quadro MT avrà le seguenti caratteristiche:

Tipo di cavo		ARG7H1R 18/30kV
Sezione della linea	<i>[mm²]</i>	2x3x(1X630)
Lunghezza della linea	<i>[m]</i>	~ 30 m
Caratteristiche della linea		n.2 terne in cavo unipolare posato a trifoglio direttamente interrato

Resistenza di terra

La resistenza di terra dell'impianto impiegata per la verifica della protezione contro i contatti indiretti dovrà essere la seguente:

Resistenza dell'impianto di terra a cui è collegato l'impianto elettrico in progetto	<i>[Ω]</i>	2
---	------------	---

Massima caduta di tensione all'interno dell'impianto

I calcoli di progetto sono stati effettuati in modo da garantire in tutto l'impianto un valore massimo della caduta di tensione, calcolata a partire dal singolo generatore e sino al punto di consegna.

Caduta di tensione massima ammessa nell'impianto	<i>[%]</i>	2
---	------------	---

3. DESCRIZIONE IMPIANTO EOLICO

L'impianto eolico in esame sarà connesso direttamente alla rete AT previa realizzazione di una sottostazione di trasformazione MT/AT ("step-up").

Si prevede l'installazione di n. **7** aerogeneratori con potenza nominale di **6,6 MW** ciascuno per una potenza nominale totale di **46,2 MW**.

Gli aerogeneratori sono suddivisi in 4 sottocampi (gruppi) secondo il seguente schema:

- Gruppo 01
 - Aerogeneratore SG01
- Gruppo 02
 - Aerogeneratore SG04
 - Aerogeneratore SG07
- Gruppo 03
 - Aerogeneratore SG05
 - Aerogeneratore SG06
- Gruppo 04
 - Aerogeneratore SG02
 - Aerogeneratore SG03

Gli aerogeneratori sono collegati fra di loro in entra-esce mediante linee **MT a 30 kV in cavo ARG7H1RX-18/30 kV tripolare elicordato interrato**. Le linee in uscita dagli aerogeneratori SG01, SG04, SG05, SG02 confluiscono alla sottostazione MT/AT (step-up) tramite una **linea MT a 30 kV in cavo unipolare ARG7H1R-18/30 kV in formazione a trifoglio interrato**.

Lo schema di collegamento degli aerogeneratori è riportato sul documento di progetto *ELB.PE.02 - Schema a blocchi opere elettriche*.

4. AEROGENERATORI

Sono previsti n. 7 aerogeneratori Siemens Gamesa, modello SG6-170, ciascuno di potenza pari a 6,6 MW, aventi altezza mozzo 155 m e diametro del rotore 170 m, per complessivi 46,2 MW. Ciascuna macchina sarà costituita dai seguenti macro-blocchi:

- una fondazione in CLS armato;
- un palo in acciaio;
- una navicella.

La figura che segue mostra alcune caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore:

6.5. SG 6.6-170 155m

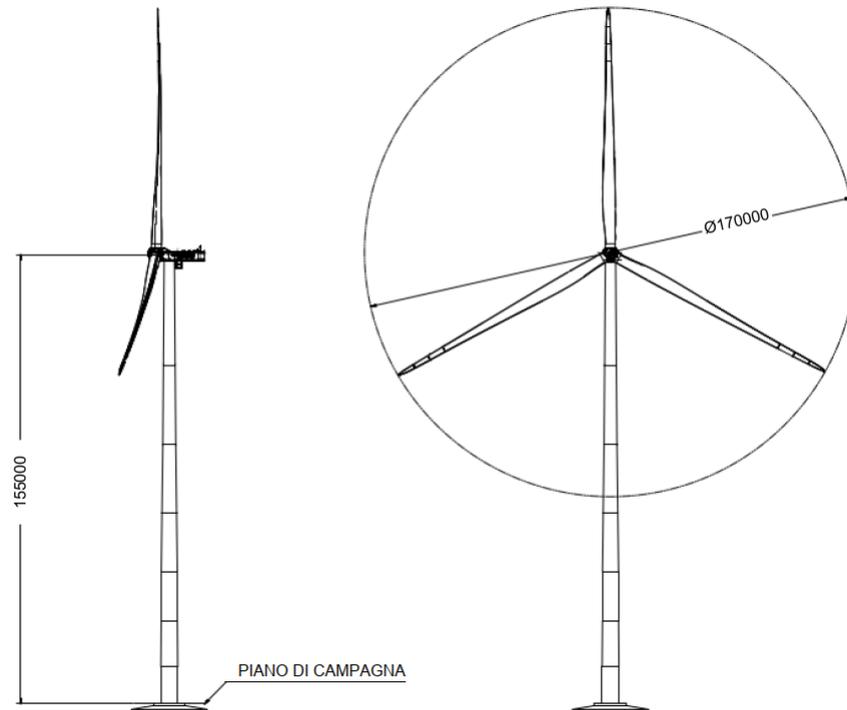


Figura 4.1: aspetto esterno aerogeneratore

Le caratteristiche degli aerogeneratori sono le seguenti:

Rotore-navicella

Il rotore è una costruzione a tre pale, montata sopravvento alla torre. La potenza erogata è controllata dalla regolazione del passo e della richiesta di coppia. La velocità del rotore è variabile ed è progettata per massimizzare la potenza erogata mantenendo i carichi e il livello di rumore.

La navicella è stata progettata per un accesso sicuro a tutti i punti di servizio per gli interventi di manutenzione programmata. Inoltre, la navicella è stata progettata per la presenza sicura dei tecnici dell'assistenza nella navicella durante le prove di esercizio con la turbina eolica a pieno regime. Ciò consente un servizio di alta qualità della turbina eolica e fornisce condizioni ottimali per la risoluzione dei problemi.

Pale

Le pale Siemens Gamesa 5.X sono costituite da infusione di fibra di vetro e componenti stampati pultrusi in carbonio. La struttura della pala utilizza gusci aerodinamici contenenti longheroni incorporati, legati a due principali reti di taglio in resina epossidica-fibra di vetro-balsa/schiuma. Le pale Siemens Gamesa 5.X utilizzano un design della pala basato su profili alari proprietari SGRE.

Mozzo del rotore

Il mozzo del rotore è ricavato da una fusione di ghisa sferoidale ed è fissato all'albero lento della trasmissione tramite un collegamento a flangia.

Il mozzo è sufficientemente grande da fornire spazio ai tecnici dell'assistenza durante la manutenzione della base delle pale e dei cuscinetti di regolazione del passo dall'interno della struttura.

Trasmissione

La trasmissione è concepita con un sistema di sospensione a 4 punti di contatto: l'albero principale che poggia su due cuscinetti principali e la scatola del cambio con due bracci di torsione assemblati al telaio principale.

Il riduttore è in posizione a sbalzo; il portasatelliti del riduttore è assemblato all'albero principale tramite un giunto flangiato bullonato e sostiene il riduttore.

Albero principale

L'albero principale a bassa velocità è forgiato e trasferisce la coppia del rotore al riduttore e i momenti flettenti al telaio tramite i cuscinetti principali e i loro alloggiamenti.

Cuscinetti principali

L'albero lento della turbina eolica è supportato da due cuscinetti a rulli conici. I cuscinetti sono lubrificati a grasso.

Riduttore

Il riduttore è del tipo ad alta velocità a 3 stadi (2 epicicloidali + 1 parallelo).

Generatore

Il generatore è un generatore asincrono trifase a doppia alimentazione con rotore avvolto, collegato ad un convertitore di frequenza PWM. Lo statore e il rotore del generatore sono entrambi costituiti da lamierini magnetici impilati e avvolgimenti formati.

Il generatore è raffreddato ad aria.

Freno meccanico

Il freno meccanico è montato sul lato opposto alla trasmissione del cambio.

Sistema di controllo dell'imbardata

Un telaio pressofuso collega la trasmissione alla torre. Il cuscinetto di imbardata è un anello con ingranaggio esterno con cuscinetto di attrito. Una serie di motoriduttori epicicloidali elettrici aziona il controllo dell'imbardata.

Copertura della navicella

L'involucro esterno della navicella è costituito da pannelli laminati e rinforzati con fibra di vetro.

Torre

La turbina eolica è montata su una torre tubolare d'acciaio rastremata. La torre ha salita interna e accesso diretto al sistema di imbardata e alla navicella. È dotato di piattaforme e illuminazione elettrica interna.

Controllore

Il controllore della turbina eolica è un controller industriale basato su microprocessore. Il controllore è dotato di quadro e dispositivi di protezione ed ha funzionalità di autodiagnostica.

Convertitore

Collegato direttamente al rotore, il convertitore di frequenza è un sistema di conversione 4Q back to back costituito da 2 VSC con un collegamento comune in CC. Il convertitore di frequenza consente il funzionamento del generatore a velocità e tensione variabili, fornendo alimentazione a frequenza e tensione costanti al trasformatore MT.

SCADA

La turbina eolica fornisce la connessione al sistema SCADA SGRE. Questo sistema offre il controllo remoto e una varietà di visualizzazioni di stato e report utili accessibili tramite un browser web standard. Le visualizzazioni dello stato presentano varie informazioni, tra le quali parametri elettrici e meccanici, stato di funzionamento e di guasto, dati meteorologici e dati della stazione di rete.

Monitoraggio delle condizioni della turbina

Oltre al sistema SCADA SGRE, la turbina eolica può essere dotata dell'esclusivo sistema di monitoraggio delle condizioni SGRE. Questo sistema monitora il livello di vibrazione dei componenti principali e confronta gli spettri di vibrazione effettivi con una serie di spettri di riferimento stabiliti. La revisione dei risultati, l'analisi dettagliata e la riprogrammazione possono essere eseguite utilizzando un browser web standard.

Sistemi operativi

La turbina eolica funziona automaticamente. Si avvia automaticamente quando la coppia aerodinamica raggiunge un certo valore.

Al di sotto della velocità del vento nominale, il controller della turbina eolica fissa i riferimenti di passo e coppia per funzionare nel punto aerodinamico ottimale (produzione massima) tenendo conto della capacità del generatore. Una volta superata la velocità del vento nominale, la richiesta di posizione di inclinazione viene regolata per mantenere una produzione di energia stabile pari al valore nominale.

Se è abilitata la modalità di limitazione per vento forte, la produzione di energia viene limitata una volta che la velocità del vento supera un valore di soglia predefinito, fino al raggiungimento della velocità del vento di interruzione e la turbina eolica smette di produrre energia.

Se la velocità media del vento supera il limite massimo operativo, la turbina eolica viene spenta mediante il beccheggio delle pale. Quando la velocità media del vento torna al di sotto della velocità media del vento al riavvio, i sistemi si ripristinano automaticamente.

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

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

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

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)		
Baseline power	nominal	6.6MW
Voltage		690 V
Frequency		50 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
Hub height	155 m
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

Figura 4.2: specifiche tecniche aerogeneratore

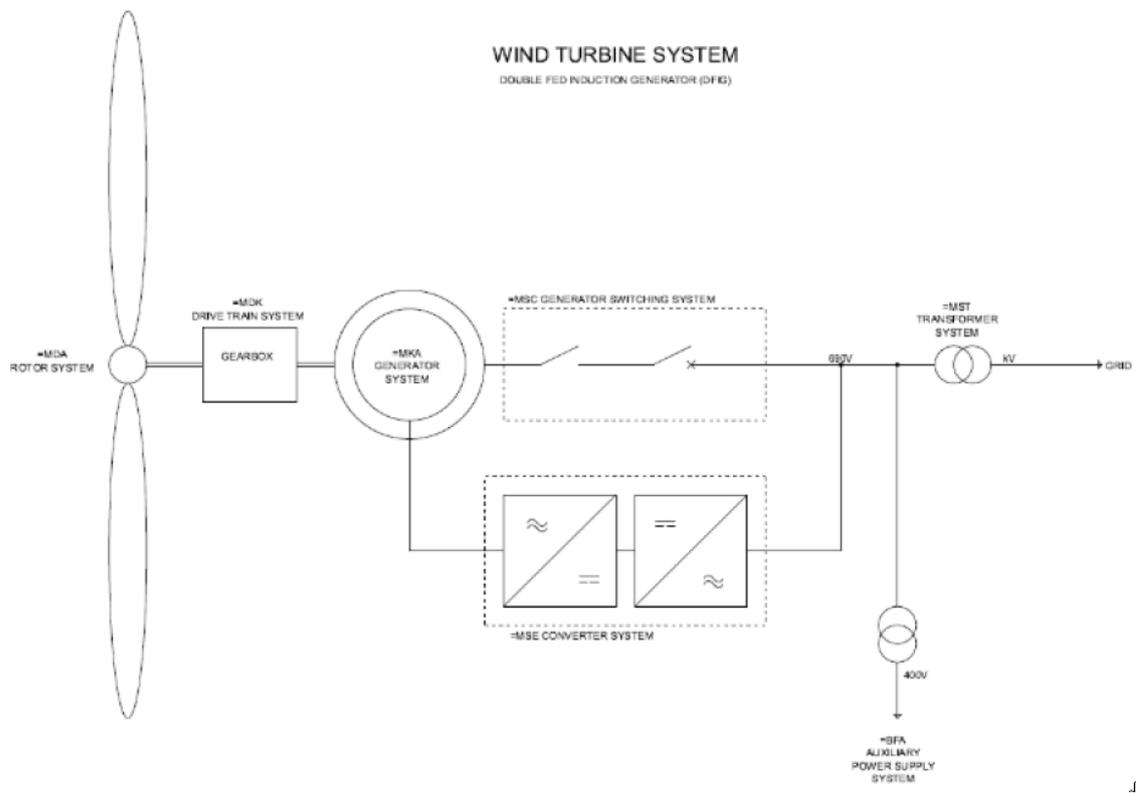


Figura 4.3: schema di funzionamento semplificato dell'aerogeneratore

Nella figura che segue sono descritti i principali componenti presenti all'interno della navicella:

1. Scambiatore
2. Quadri elettrici
3. Riduttore
4. Albero rotore
5. Navicella
6. Cuscinetti rotore
7. Controllo imbardata
8. Freno rotore
9. Accoppiamento
10. Trasformatore
11. Generatore
12. Inverter

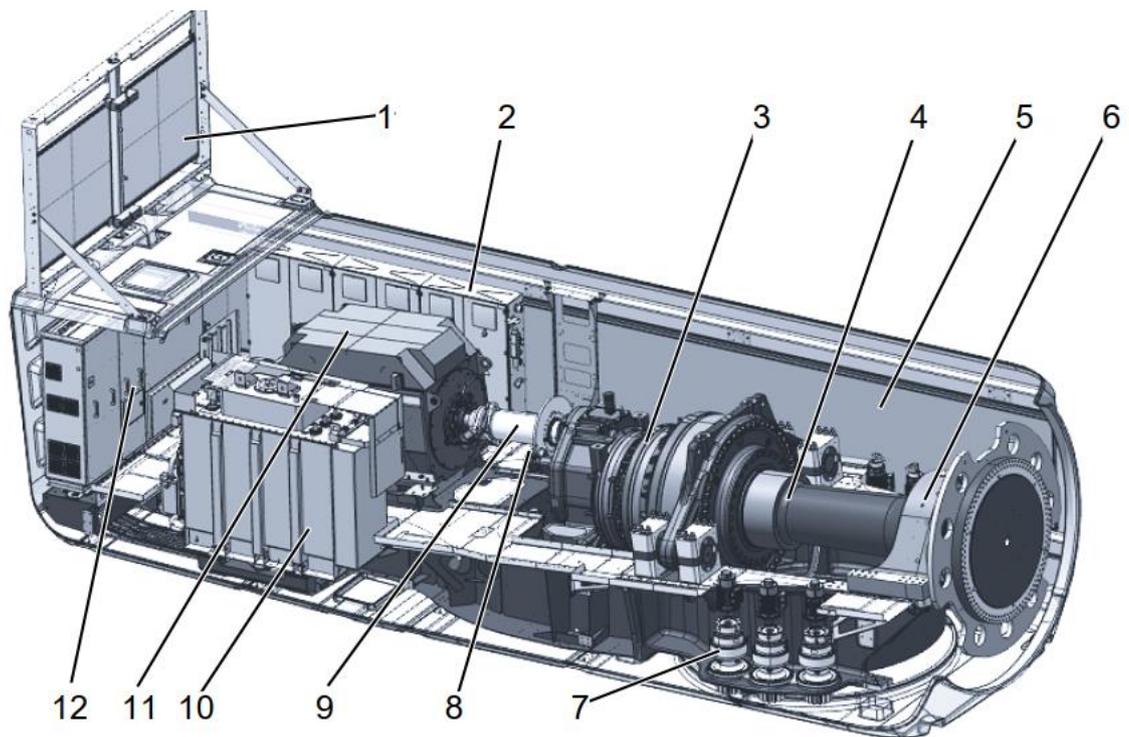


Figura 4.4: spaccato schematico di navicella

Tutte le apparecchiature necessarie alla trasformazione dell'energia meccanica del vento in energia elettrica sono dislocate nella navicella posta a 155 m di altezza.

Alla base della torre (palo in acciaio) sono posti i quadri MT e le interfacce del sistema di controllo. I quadri MT contengono le protezioni per il trasformatore dislocato sulla navicella e l'interruttore per il collegamento alla Sottostazione Utente, secondo lo schema a blocchi rappresentato nel documento di progetto *ELB.PE.02 - Schema a blocchi opere elettriche*.

5. ELETTRDOTTO MT

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno degli aerogeneratori che per la connessione alla SSEU, saranno delle seguenti tipologie:

- Cavi tripolari con anime disposte ad elica visibile e conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per l'interconnessione fra gli aerogeneratori (vedi *ELB.PE.02 - Schema a blocchi opere elettriche* e *ELB.PE.06 - Tracciato elettrodotti (interno) MT su CTR e sezioni tipiche di scavo*).
- Cavi unipolari con conduttori in alluminio riuniti in fasci tripolari a trifoglio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per il collegamento dagli aerogeneratori e la stazione di trasformazione SSEU (vedi *ELB.PE.06 - Tracciato elettrodotti (interno) MT su CTR e sezioni tipiche di scavo*).

L'isolante dei cavi è costituito da miscela in elastomero termoplastico HPTE, e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela estrusa. Il cavo presenta uno schermo metallico. Sopra lo schermo metallico è presente una guaina protettiva. In generale, per tutte le linee elettriche MT a 30 kV, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità idonea a limitare i valori di induzione magnetica all'esterno dello scavo. (Vedi Tavole *ELB.PE.02 - Schema a blocchi opere elettriche* e *ELB.PE.02 - Tracciato elettrodotti (interno) MT su CTR e sezioni tipiche di scavo*).

Nel progetto in esame è stata ipotizzata l'utilizzazione di cavi MT senza protezione meccanica. Questo cavo necessita di una protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 - posa tipo M). In fase esecutiva potrà essere comunque utilizzato un cavo con armatura che non necessita della protezione meccanica supplementare (Norma CEI 11-17 art. 4.3.11 lettera b).

L'elettrodotto utente a 30 kV sarà interamente interrato. Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato *ELB.PE.06 - Tracciato elettrodotti (interno) MT su CTR e sezioni tipiche di scavo*.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno realizzate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e da eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per l'attraversamento dei fiumi (vedi Tavola *ELB.PE.09 - Tavola ed elenco degli attraversamenti MT*) è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.). Si tratta di una tecnologia che consente la posa lungo un profilo trivellato di tubazioni in polietilene, in acciaio o in ghisa sferoidale. Le tubazioni installabili hanno diametri compresi tra 40 mm e 1600 mm e vengono utilizzate per numerosi sottoservizi (acqua, energia, telecomunicazioni etc.). Il profilo di trivellazione, accuratamente prescelto in fase progettuale, viene seguito grazie a sistemi di guida estremamente precisi, solitamente magnetici, tali da consentire di evitare ostacoli naturali e/o artificiali e di raggiungere un obiettivo prestabilito, operando da una postazione prossima al punto di ingresso nel terreno della perforazione, con una macchina di perforazione chiamata RIG. Le fasi di lavorazione sono sostanzialmente tre:

- nel corso della prima fase, viene realizzato un foro pilota mediante l'introduzione nel punto di ingresso di una colonna di aste, con un utensile di perforazione posto in testa; la fase si conclude con il raggiungimento del punto di uscita prestabilito;

- successivamente sulla testa di perforazione viene montato un opportuno alesatore che permette di allargare il diametro del foro fino a raggiungere le dimensioni utili alla posa dei tubi previsti;
- infine, viene tirata nel foro la colonna della tubazione presaldata, completando il lavoro.

La perforazione viene solitamente favorita dall'uso di fluidi come fanghi bentonitici o polimerici e non sono necessari scavi a cielo aperto lungo l'asse di trivellazione. Al termine delle operazioni l'area di lavoro viene restituita allo status quo ante mediante il ripristino dei punti di ingresso e di uscita.

Le T.O.C. sono particolarmente adatte per il superamento di ostacoli, quali fiumi, canali, strade di grande comunicazione, aree pubbliche, aree archeologiche etc.

È prevista l'utilizzazione della T.O.C. per posare dei tubi di polietilene PN 16 che attraverseranno in sub-alveo il fiume stesso. I cavidotti conterranno tutti i cavi di energia, il cavo in fibra ottica e il conduttore di terra. I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. Questi tubi, in modo particolare per quanto riguarda la resistenza alle sollecitazioni meccaniche, non costituiscono protezione meccanica supplementare ai sensi delle Norme CEI 11-17 e di conseguenza devono essere posati ad una profondità minima di 1,7 m. Il colore deve essere diverso da arancio, giallo, rosso, nero e nero a bande blu.

La tensione di esercizio dei cavi è pari a 30kV. Le correnti nominali per ciascuna linea sono funzione della potenza vettoriata (vedi documento di progetto *ELB.PE.01 - Schema unifilare*).

La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (La sigla SSEU sta per Sottostazione Elettrica Utente). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi *ELB.PE.01 - Schema unifilare*).

Partenza linea	Arrivo linea	Lunghezza [km]	tipo di cavo	Formazione
Quadro MT SSEU	SG04	20,40	ARG7H1R 18/30 kV	1x3x1x630 mm ²
SG04	SG07	3,10	ARG7H1RX 18/30 kV	1x1x(3x400) mm ²
Quadro MT SSEU	SG05	20,00	ARG7H1R 18/30 kV	1x3x1x630 mm ²
SG05	SG06	1,00	ARG7H1RX 18/30 kV	1x1x(3x400) mm ²
Quadro MT SSEU	SG02	20,80	ARG7H1R 18/30 kV	1x3x1x630 mm ²
SG02	SG03	1,10	ARG7H1RX 18/30 kV	1x1x(3x400) mm ²
Quadro MT SSEU	SG01	16,6	ARG7H1RX 18/30 kV	1x1x(3x300) mm ²
Trafo AT/MT	Quadro MT SSEU	0.03	ARG7H1R 18/30 kV	2x3x1x630 mm ²
Quadro AT SSEU	Trafo AT/MT	0.03	ARE4H5E 26/45 kV	2x3x1x630 mm ²
SSEU Terna	Quadro AT SSEU	0.1	ARE4H5E 26/45 kV	2x3x1x630 mm ²

5.1. VERIFICA DELLA PORTATA

Per il dimensionamento della sezione dei cavi da utilizzare è stato verificato, come prima cosa, il limite termico.

È stata calcolata la corrente di impiego I_b per ogni singolo tratto, e questa è stata confrontata con la portata effettiva del cavo I_z tenendo conto delle seguenti ipotesi di calcolo:

- La resistenza termica del terreno 1 K m/W e temperatura terreno pari a 20°C (CEI 20/21 A.3);
- Fattore di correzione dovuto alla temperatura diversa da quella di riferimento (K_1);
- Fattore di correzione dovuto al tipo di posa e alla presenza di altri cavi installati sullo stesso piano (K_2).

Inoltre, si è tenuto conto, per le lunghe distanze di un abbattimento di portata del cavo del 10% a causa delle perdite di linea (effetto pelle) che si possono avere, nonché delle perdite di conversione nell'aerogeneratore.

Il calcolo della corrente d'impiego è dato dalla seguente relazione:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi}$$

ove:

- ρ è il rendimento (90%)
- P è la potenza nominale dell'aerogeneratore che il tratto sopporta;
- V è la tensione nominale di linea pari a 30 KV;
- $\cos \varphi$ è il fattore di potenza pari ad 1.

Tale valore di corrente deve essere inferiore alla portata del cavo utilizzato, tenendo conto delle perdite di cui sopra:

$$I_b \leq \rho \times K_1 \times K_2 \times I_z$$

A questo punto è possibile effettuare la verifica:

N.	Partenza linea	Arrivo linea	tipo di cavo	lunghezza (km)	Formazione cavo	Corrente (A)	Portata cavo [A]	Verifica [S/N]
1	Quadro MT SSEU	SG04	ARG7H1R 18/30 kV	20,40	1x3x1x630 mm ²	228,6	706	S
2	SG04	SG07	ARG7H1RX 18/30 kV	3,10	1x1x(3x400) mm ²	114,3	543	S
3	Quadro MT SSEU	SG05	ARG7H1R 18/30 kV	20,00	1x3x1x630 mm ²	228,6	706	S
4	SG05	SG06	ARG7H1RX 18/30 kV	1,00	1x1x(3x400) mm ²	114,3	543	S
5	Quadro MT SSEU	SG02	ARG7H1R 18/30 kV	20,80	1x3x1x630 mm ²	228,6	706	S
6	SG02	SG03	ARG7H1RX 18/30 kV	1,10	1x1x(3x400) mm ²	114,3	543	S
7	Quadro MT SSEU	SG01	ARG7H1RX 18/30 kV	16,6	1x1x(3x300) mm ²	114,3	472	S
8	Trafo AT/MT	Quadro MT SSEU	ARG7H1R 18/30 kV	0.03	2x3x1x630 mm ²	800,1	2 x 706 = 1412	S
9	Quadro AT SSEU	Trafo AT/MT	ARE4H5E 26/45 kV	0.03	2x3x1x630 mm ²	660,1	2 x 710 = 1420	S
10	SSEU Terna	Quadro AT SSEU	ARE4H5E 26/45 kV	0.1	2x3x1x630 mm ²	660,1	2 x 710 = 1420	S

5.2. VERIFICA DELLE CADUTE DI TENSIONE

I cavi MT sono stati scelti in modo da contenere la caduta di tensione tra la SSEU (lato MT del trasformatore MT/AT) e gli aerogeneratori ad un massimo del 2%.

I risultati sono riassunti nella seguente tabella:

N.	Partenza linea	Arrivo linea	tipo di cavo	lunghezza (km)	Formazione cavo	Corrente (A)	Cdt [V]	Cdt %
1	Quadro MT SSEU	SG04	ARG7H1R 18/30 kV	20,40	1x3x1x630 mm ²	228,6	512,91	1,71%
2	SG04	SG07	ARG7H1RX 18/30 kV	3,10	1x1x(3x400) mm ²	114,3	62,60	0,21%
3	Quadro MT SSEU	SG05	ARG7H1R 18/30 kV	20,00	1x3x1x630 mm ²	228,6	502,85	1,68%
4	SG05	SG06	ARG7H1RX 18/30 kV	1,00	1x1x(3x400) mm ²	114,3	20,19	0,07%
5	Quadro MT SSEU	SG02	ARG7H1R 18/30 kV	20,80	1x3x1x630 mm ²	228,6	522,97	1,74%
6	SG02	SG03	ARG7H1RX 18/30 kV	1,10	1x1x(3x400) mm ²	114,3	22,21	0,07%
7	Quadro MT SSEU	SG01	ARG7H1RX 18/30 kV	16,6	1x1x(3x300) mm ²	114,3	423,94	1,41%
8	Trafo AT/MT	Quadro MT SSEU	ARG7H1R 18/30 kV	0.03	2x3x1x630 mm ²	800,1	1,32	0,00%
9	Quadro AT SSEU	Trafo AT/MT	ARE4H5E 26/45 kV	0.03	2x3x1x630 mm ²	660,1	1,21	0,00%
10	SSEU Terna	Quadro AT SSEU	ARE4H5E 26/45 kV	0.1	2x3x1x630 mm ²	660,1	4,02	0,01%

Per il calcolo corretto, le cadute di tensione vanno sommate per gli aerogeneratori collegati in entra-esce. Otteniamo PERTANTO i seguenti valori:

- linea SSEU – SG04 – SG07 = 1,71% + 0,21% = 1,92%
- linea SSEU – SG05 – SG06 = 1,68% + 0,07% = 1,75%
- linea SSEU – SG02 – SG03 = 1,74% + 0,07% = 1,81%
- linea SSEU – SG01 = 1,41%

Tutti i valori così trovati sono < 2%, pertanto il criterio è verificato.

5.3. VERIFICA DELLE POTENZE PERSE

5.2.1. POTENZA PERSA SULLE CONDUTTURE MT

La potenza persa è stata valutata per ogni singola tratta, considerando le specifiche dei cavi utilizzati ed in particolare la resistenza chilometrica, secondo la seguente tabella.

Tipo di cavo	Formazione dei cavi n.x(mm ²)	R per singolo conduttore (Ω/km)
ARG7H1RX 18/30 kV	3x300	0,129
ARG7H1RX 18/30 kV	3x400	0,102
ARG7H1R 18/30 kV	1x630	0,0635

ARE4H5E 26/45 kV	1x630	0,0704
------------------	-------	--------

La potenza è stata calcolata secondo CEI 11-17, basandosi sulla formula:

$$\Delta P = 3\rho \frac{LI^2}{S}$$

con

ρ resistività elettrica del conduttore espressa in $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

L la lunghezza della linea in metri;

I la corrente nominale trasportata;

S la sezione del cavo in mm^2 ;

Per i calcoli il termine $\frac{\rho}{S}$ è stato sostituito dalla resistenza chilometrica R (Ω/km) desunta dalla tabella sopra e le distanze sono state considerate espresse in km.

I risultati sono riassunti nella seguente tabella:

N.	Partenza linea	Arrivo linea	tipo di cavo	lunghezza (km)	Formazione cavo	Corrente (A)	R (Ω/km)	Perdite (kW)
1	Quadro MT SSEU	SG04	ARG7H1R 18/30 kV	20,40	1x3x1x630 mm^2	228,6	0,0635	203,08
2	SG04	SG07	ARG7H1RX 18/30 kV	3,10	1x1x(3x400) mm^2	114,3	0,102	12,39
3	Quadro MT SSEU	SG05	ARG7H1R 18/30 kV	20,00	1x3x1x630 mm^2	228,6	0,0635	199,10
4	SG05	SG06	ARG7H1RX 18/30 kV	1,00	1x1x(3x400) mm^2	114,3	0,102	4,00
5	Quadro MT SSEU	SG02	ARG7H1R 18/30 kV	20,80	1x3x1x630 mm^2	228,6	0,0635	207,07
6	SG02	SG03	ARG7H1RX 18/30 kV	1,10	1x1x(3x400) mm^2	114,3	0,102	4,40
7	Quadro MT SSEU	SG01	ARG7H1RX 18/30 kV	16,6	1x1x(3x300) mm^2	114,3	0,129	83,93
8	Trafo AT/MT	Quadro MT SSEU	ARG7H1R 18/30 kV	0.03	2x3x1x630 mm^2	800,1	0,0635	1,83
9	Quadro AT SSEU	Trafo AT/MT	ARE4H5E 26/45 kV	0.03	2x3x1x630 mm^2	660,1	0,0704	1,38
10	SSEU Terna	Quadro AT SSEU	ARE4H5E 26/45 kV	0.1	2x3x1x630 mm^2	660,1	0,0704	4,60

Per una perdita totale lungo le linee di **721,78 kW (0,72178 MW)**.

5.2.2. POTENZA PERSA NEI TRASFORMATORI MT/BT DEGLI AEROGENERATORI

Per i trasformatori MT/BT a bordo degli aerogeneratori sono stati considerati i seguenti dati:

Numero dei trasformatori	7
Potenza nominale del trasformatore (kW)	8.500
Perdite a vuoto – nel ferro (kW)	4,77
Perdite a sotto carico – nel rame (kW)	84,24

Rendimento del trasformatore $8500/(8500+4,77 + 84,24)$	98,95%
Potenza persa nel singolo trasformatore (kW) $4,77 + 84,24$	89,01
Potenza persa totale nei trasformatori MT/BT (MW) $89,01 \text{ kW} \times 1000 \times 7$	0,62307

5.2.3. POTENZA PERSA NEL TRASFORMATORE MT/AT

Per i trasformatori MT/AT della SSEU sono stati considerati i seguenti dati di input. Le potenze sono state rapportate all'effettiva potenza in transito nei trasformatori.

Numero dei trasformatori	1
Potenza nominale del trasformatore (MW)	63
Potenza persa a pieno carico (MW), di cui:	0,27
Perdite a vuoto – nel ferro (MW)	0,07
Perdite a pieno carico – nel rame (MW)	0,20
Potenza effettiva in transito nel trasformatore (MW)	46,2

Da cui si è potuta ricavare la potenza persa

Potenza persa nel rame nel trasformatore (MW)	0,1467
Potenza persa nel ferro nel trasformatore (MW)	0,07
Potenza persa totale nel trasformatore MT/AT (MW)	0,21267

5.2.4. POTENZA PERSA TOTALE

Potenza persa sulle condutture MT	0,72178 MW
Potenza persa nei trasformatori MT/BT degli aerogeneratori	0,62307 MW
Potenza persa nel trasformatore MT/AT della SSEU	0,21267 MW
Potenza persa totale	1,55752 MW
Percentuale potenza persa rispetto alla potenza prodotta	3,37%

6. MISURE DI PROTEZIONE

6.1. PRESCRIZIONI SISTEMA MT

6.1.1. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Guasti a terra lato M.T.

Il dispersore di terra degli impianto in MT deve essere dimensionato in modo che la sua resistenza di terra R_E sia di valore tale che, in relazione al coordinamento con i dispositivi di protezioni di media tensione (tempi di intervento in funzione del valore della corrente di guasto) per guasti verso massa nel sistema MT, le tensioni di contatto U_T siano contenute entro i limiti della curva di sicurezza (tensioni di contatto ammissibili U_{TP} , in funzione della durata del guasto t_F) riportata nella Norma CEI 99-3.

In particolare, è necessario verificare che la tensione totale di terra U_E risulti inferiore al valore di U_{TP} .

$$U_E = R_E \times I_E \leq U_{TP}$$

I_E = Corrente di terra.

Nel calcolo pratico viene fatta coincidere con la corrente di guasto monofase a terra I_F . Il valore di I_F deve essere richiesto all'Ente distributore. Nel caso in esame il Distributore fornirà il valore della corrente di guasto monofase a terra sul lato AT. La corrente di guasto sul lato MT è calcolata in funzione delle impedenze di cortocircuito dei trasformatori e dei cavi MT. Secondo la Norma CEI 0-16 le reti AT con tensione nominale (U_n) ≥ 100 kV dovranno avere il neutro connesso efficacemente a terra.

Guasti a terra lato B.T. - Interruzione automatica dell'alimentazione

La protezione contro i contatti indiretti potrà essere assicurata tramite interruzione automatica dell'alimentazione per mezzo di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o per mezzo di interruttori differenziali.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, se si presenta un guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi specificati, soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$

Dove:

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A in funzione della tensione nominale U_o per circuiti terminali fino a 32A, o entro un tempo convenzionale non superiore a 5 s per gli altri circuiti; se si usa un interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale di intervento;

U_o è la tensione nominale verso terra in volt in c.a. e in c.c.

Componenti di classe II

In alternativa al coordinamento fra impianto di messa a terra e dispositivi di protezione attiva, la protezione contro i contatti indiretti può essere realizzata adottando macchine e apparecchi con isolamento doppio o rinforzato per costruzione o installazione: apparecchi di Classe II. In uno stesso impianto questo tipo di protezione può coesistere con la protezione mediante messa a terra. È vietato collegare intenzionalmente a terra le parti metalliche accessibili delle macchine, degli apparecchi e delle altre parti dell'impianto di Classe II.

6.1.2. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti diretti dovrà realizzata tramite isolamento delle parti attive tramite involucri con livello di protezione adeguato al luogo di installazione, e tali da non permettere il contatto con le parti attive se non previo smontaggio degli elementi di protezione con l'ausilio di attrezzi.

6.1.3. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

La protezione delle linee contro le sovracorrenti dovrà essere assicurata da interruttori automatici (o da fusibili) installati sui quadri di distribuzione. È generalmente prevista la protezione dai sovraccarichi per tutte le linee di distribuzione o terminali. Eventuali eccezioni, dove permesse dalla norma, sono indicate nella documentazione allegata al progetto.

7. IMPIANTO DI TERRA

7.1. IMPIANTO DI TERRA PER IMPIANTI A TENSIONE NOMINALE $\leq 1000 V_{AC}$

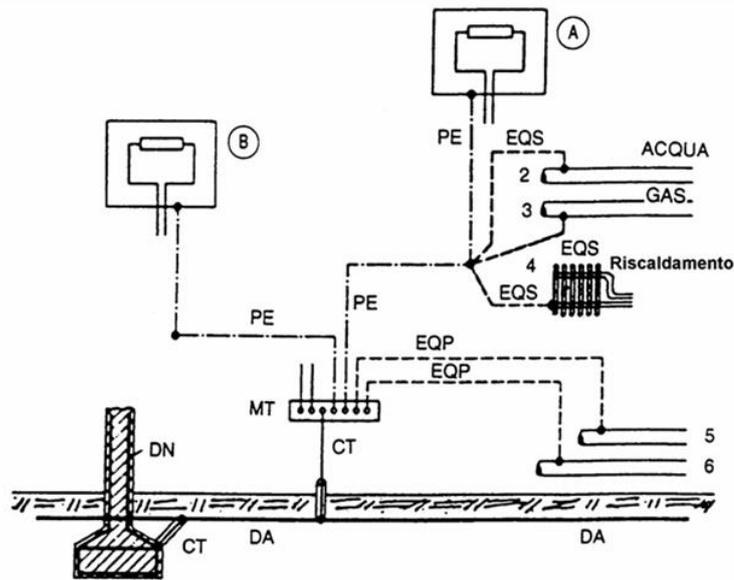
L'impianto di messa a terra deve essere realizzato secondo la Norma CEI 64-8, tenendo conto delle raccomandazioni della "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario" (CEI 64-12); nelle pagine seguenti si riassumono le principali prescrizioni relative agli impianti di bassa tensione.

In ogni impianto utilizzatore deve essere realizzato un impianto di terra unico. A detto impianto devono essere collegate tutte le masse e le masse estranee esistenti nell'area dell'impianto utilizzatore, la terra di protezione e di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori (ove esistenti: centro stella dei trasformatori, impianto contro i fulmini, ecc.).

L'esecuzione dell'impianto di terra va correttamente programmata nelle varie fasi della costruzione e con le dovute caratteristiche. Infatti, alcune parti dell'impianto di terra, tra cui il dispersore, possono essere installate correttamente (ed economicamente) solo durante le prime fasi della costruzione, con l'utilizzazione dei dispersori di fatto (ferri del cemento armato, tubazioni metalliche ecc.).

Per impianto di terra si intende l'insieme dei seguenti elementi:

- dispersori
- conduttori di terra
- collettore o nodo principale di terra
- conduttori di protezione
- conduttori equipotenziali



- DA: Dispersore intenzionale
- DN: Dispersore naturale (di fatto)
- CT: Conduttore di terra (tratto di conduttore non in contatto elettrico con il terreno)
- MT: Collettore (o nodo) principale di terra
- PE: Conduttore di protezione
- EQP: Conduttori equipotenziali principali
- EQS: Conduttori equipotenziali supplementari (per es. in locale da bagno)
- A-B Masse
- 2,3,4,5,6 Masse estranee

Figura 7.1: elementi dell'impianto di terra

7.2. ELEMENTI DELL'IMPIANTO DI TERRA

Dispersore

Il dispersore è il componente che permette di disperdere le correnti che possono fluire verso terra. È generalmente costituito da elementi metallici, ad esempio: tondi, profilati, tubi, nastri, corde, piastre le cui dimensioni e caratteristiche sono specificate dalla Norma CEI 64-8.

È economicamente conveniente e tecnicamente consigliato utilizzare come dispersori (naturali) i ferri delle armature nel calcestruzzo a contatto del terreno.

Esempio di collegamento dei dispersori naturali:

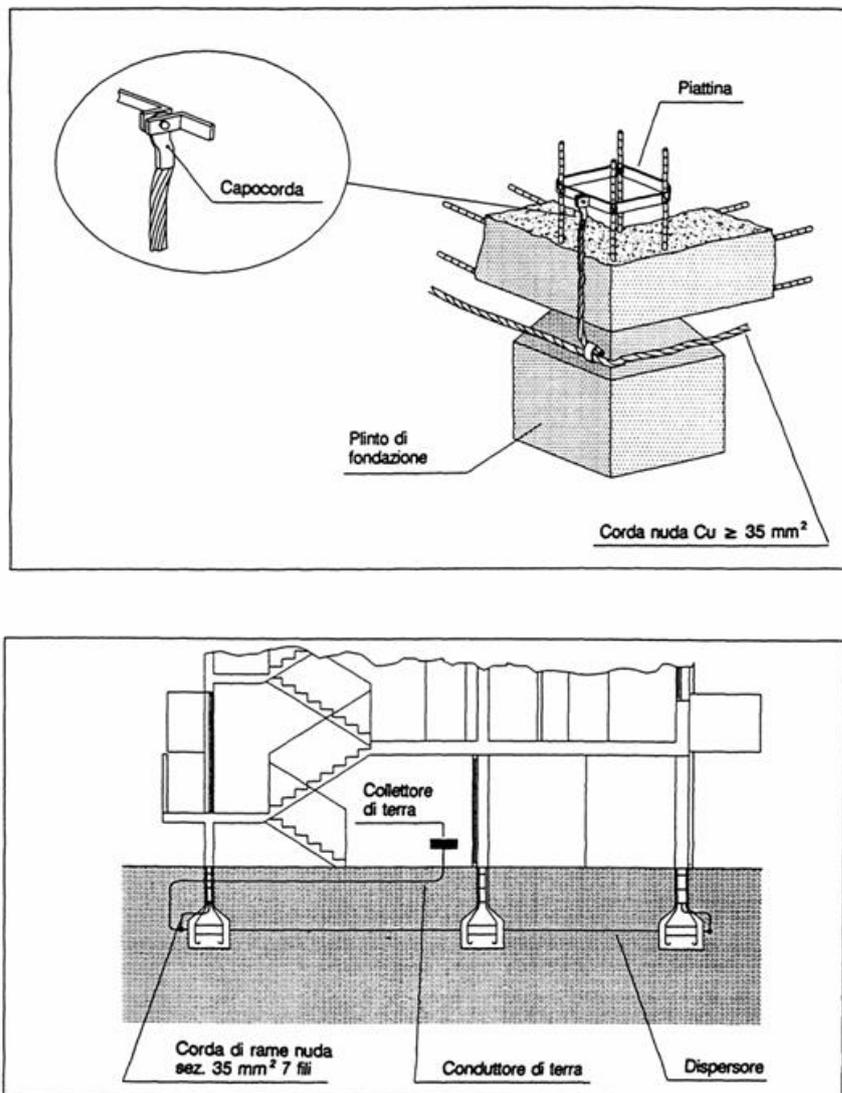


Figura 7.2: collegamento dei dispersori

Quando si realizzano dispersori intenzionali, affinché il valore della resistenza di terra rimanga costante nel tempo, si deve porre la massima cura all'installazione ed alla profondità dei dispersori. È preferibile che gli elementi disperdenti siano collocati all'esterno del perimetro dell'edificio.

Esempi di dispersori intenzionali:

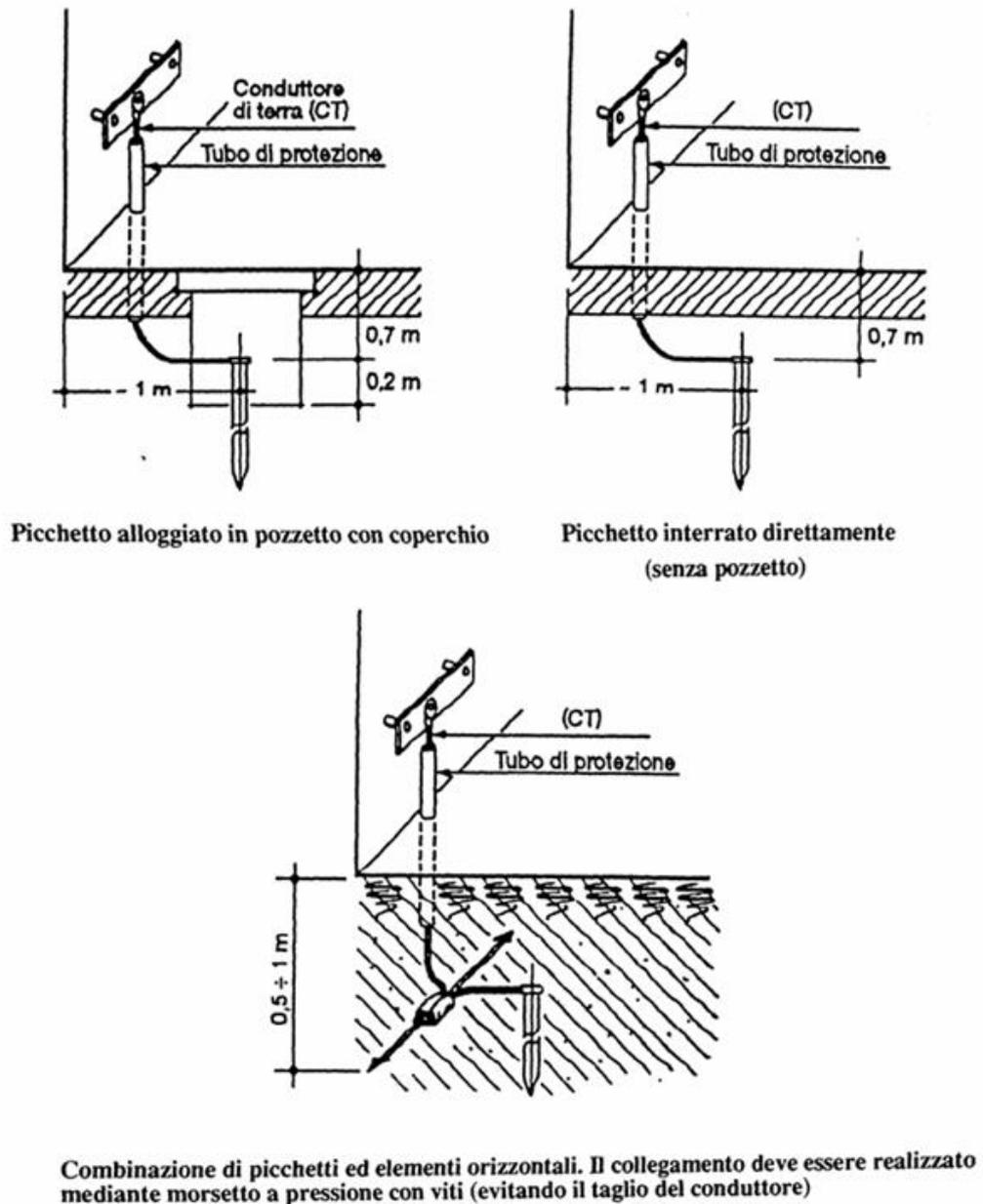


Figura 7.3: dispersori intenzionali

Conduttori di terra

Sono definiti conduttori di terra i conduttori che collegano i dispersori al collettore (o nodo) principale di terra, oppure i dispersori tra loro. Sono generalmente costituiti da conduttori di rame (o equivalente) o ferro.

I conduttori di terra devono essere affidabili ed avere caratteristiche che ne permettano una buona conservazione ed efficienza nel tempo, devono quindi essere resistenti e adatti all'impiego.

Per la realizzazione dei conduttori di terra possono essere impiegati:

- corde, piattine
 - elementi strutturali metallici inamovibili
- I conduttori di terra devono rispettare le seguenti sezioni minime:

Tipo di conduttore	Sezione minima del conduttore di terra
Con protezione contro la corrosione ma non meccanica	16 mm ²
Senza protezione contro la corrosione	25 mm ² in rame 50 mm ² in ferro
Con protezione contro la corrosione e con protezione meccanica	Sezione del conduttore di protezione

Collettore (o nodo) principale di terra

In ogni impianto deve essere previsto (solitamente nel locale cabina di trasformazione, locale contatori o nel quadro generale) in posizione accessibile (per effettuare le verifiche e le misure) almeno un collettore (o nodo) principale di terra.

A tale collettore devono essere collegati:

- il conduttore di terra
- conduttori di protezione
- conduttori equipotenziali principali
- l'eventuale conduttore di messa a terra di un punto del sistema (in genere il neutro)
- le masse dell'impianto MT

Ogni conduttore deve avere un proprio morsetto opportunamente segnalato e, per consentire l'effettuazione delle verifiche e delle misure, deve essere prevista la possibilità di scollegare, solo mediante attrezzo, i singoli conduttori che confluiscono nel collettore principale di terra.

Esempi di nodo principale di terra:

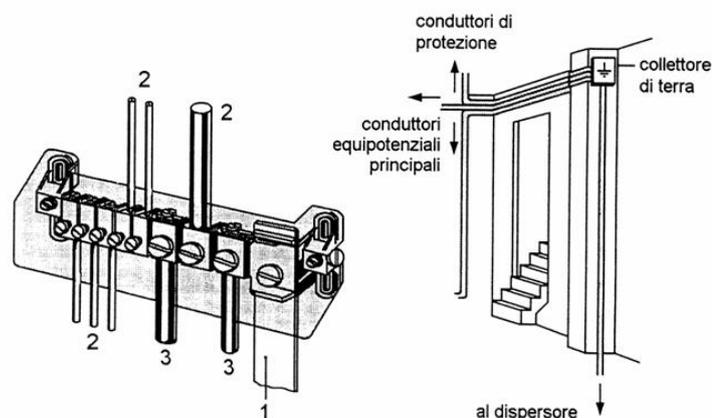


Figura 7.4: nodo principale di terra

- 1 - Conduttore di terra proveniente dal dispersore
- 2 - Conduttori di protezione
- 3 - Conduttori equipotenziali principali

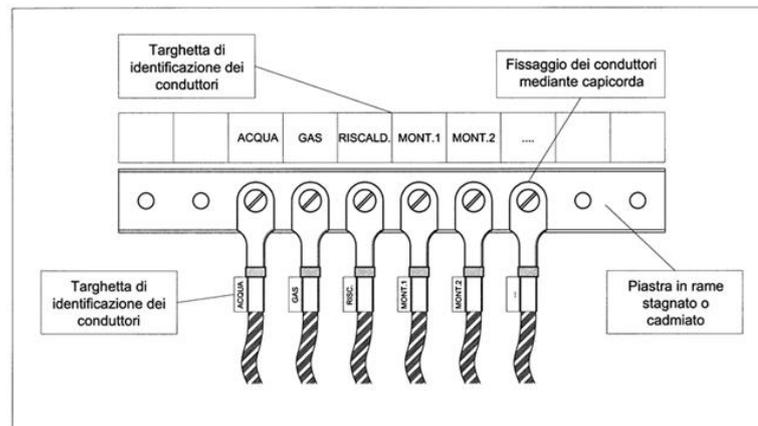


Figura 7.5: nodo principale di terra

Conduttori di protezione

I conduttori di protezione devono essere distribuiti, insieme ai conduttori attivi, a tutte le masse ed ai poli di terra delle prese di corrente. Le sezioni dei conduttori di protezione dovranno avere una sezione coordinata con i conduttori di fase ad essi associati secondo la seguente tabella:

Sezione del conduttore di fase S (mm ²)	Sezione minima del conduttore di protezione Spe (mm ²)
$S \leq 16$	$Spe = S$
$16 < S \leq 35$	$Spe = 16$
$S > 35$	$Spe = S/2$

Sezione minima dei conduttori di terra interrati:

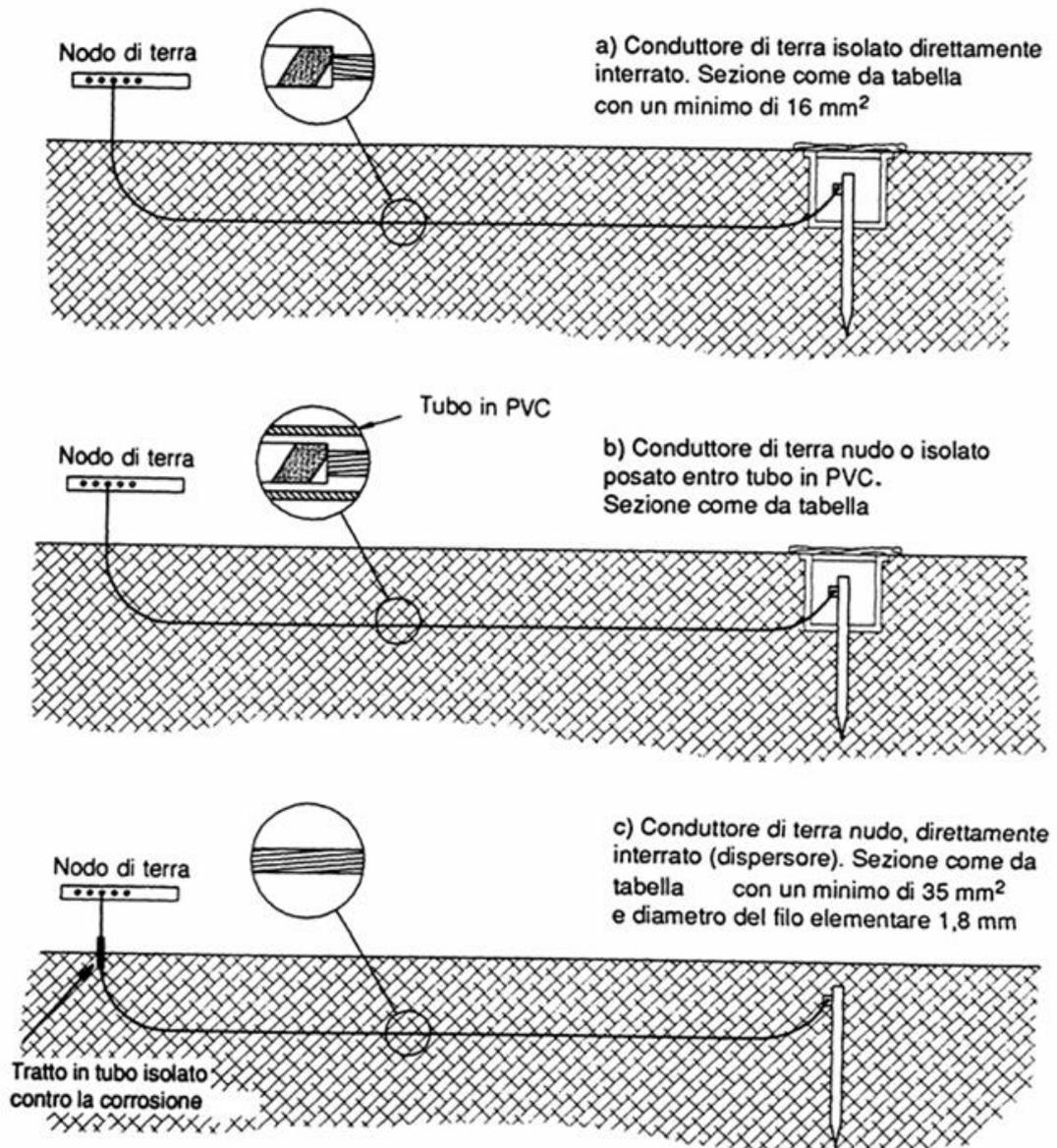


Figura 7.6: conduttori di terra interrati

Conduttori equipotenziali

I conduttori equipotenziali principali e supplementari devono avere le sezioni indicate nelle tabelle che seguono.

Sezione del conduttore di protezione (mm ²)	Sezione del conduttore equipotenziale principale (mm ²)
S	Minimo 6 mm ²

Tipo di connessione	Sezione del conduttore di protezione (mm ²)	Sezione minima del conduttore equipotenziale supplementare S _b
Tra due masse (M1 ed M2)	S _{PE1} ed S _{PE2} (con S _{PE1} ≤ S _{PE2})	S _b ≥ S _{PE1}
Tra massa e massa estranea	S _{PE}	S _{PE} /2
Tra due masse estranee	2.5 mm ² con protezione meccanica	
Tra massa estranea e impianto di terra	4 mm ² senza protezione meccanica	

Collegamento equipotenziale principale

Alla base dell'edificio (e nel nostro caso anche dell'aerogeneratore) tutte le masse estranee devono essere connesse al nodo principale di terra mediante cavi in rame, realizzando in tal modo il collegamento equipotenziale principale.

Si rimanda al doc. *ELB.PE.05 - Planimetria impianto di terra* per specifiche e dettagli costruttivi.

8. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI ED INDIRETTI

La Norma CEI 64-8 prevede varie misure di protezione contro i contatti diretti e indiretti.

Per quanto riguarda gli impianti elettrici si rammentano le disposizioni dell'articolo 6 del DM 37/08. Nel caso in esame saranno utilizzati i seguenti sistemi:

8.1. PROTEZIONE TOTALE

Protezione mediante isolamento delle parti attive:

- tutte le parti attive devono essere adeguatamente isolate
- l'isolamento deve essere rimosso solo mediante distruzione
- l'isolamento dei quadri elettrici deve soddisfare le relative Norme Protezione mediante involucri o barriere
- gli involucri o le barriere devono assicurare un grado di protezione IP2X o IPXXB e per le superfici orizzontali superiori, a portata di mano, devono assicurare il grado IP4X o IPXXD
Quando è necessario aprire un involucro o rimuovere una barriera, ciò deve essere possibile solo:
 - a) con uso di chiave o attrezzo
 - b) se, dopo l'interruzione dell'alimentazione alle parti attive contro le quali le barriere o gli involucri offrono protezione, il ripristino dell'alimentazione sia possibile solo dopo la sostituzione o la richiusura delle barriere o degli involucri stessi
 - c) se, quando una barriera intermedia con grado di protezione non inferiore a IP2X o IPXXB protegge dal contatto con parti attive, tale barriera possa essere rimossa solo con l'uso di una chiave o attrezzo

8.2. PROTEZIONE PARZIALE

Protezione mediante ostacoli:

Possono essere rimossi senza l'uso di chiave o attrezzo ma devono essere fissati in modo tale da impedire la rimozione accidentale.

Gli ostacoli devono impedire:

- l'avvicinamento non intenzionale a parti attive
- il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione

Protezione mediante distanziamento:

Parti simultaneamente accessibili a tensione diversa non devono essere a portata di mano.

8.3. PROTEZIONE ADDIZIONALE

L'uso di interruttori differenziali, con corrente differenziale nominale di intervento non superiore a 30 mA, è riconosciuto come protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione o di incuria da parte degli utilizzatori.

La protezione a mezzo di interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30$ mA è comunque richiesta nei seguenti impianti:

- domestici per circuiti di prese a spina fino a 20 A

- nel caso di circuiti che alimentano prese a spina fino a 32 A destinate ad apparecchi mobili usati all'esterno

Devono essere considerati come protezione addizionale contro i contatti diretti e da impiegare unitamente ad una delle altre misure di protezione totale o parziale.

8.4. PROTEZIONE CON COMPONENTI DI CLASSE II O ISOLAMENTO EQUIVALENTE (DOPPIO O RINFORZATO)

Questa misura si basa sulla scarsa probabilità che si verifichi una situazione di pericolo nell'impianto elettrico, con due cedimenti contemporanei dell'isolamento.

8.5. PROTEZIONE CON INTERRUZIONE AUTOMATICA DEL CIRCUITO

Per i sistemi di I categoria, senza propria cabina di trasformazione, sistema TT, la protezione contro i contatti indiretti deve essere attuata mediante impianto di terra locale, coordinato esclusivamente con interruttori automatici differenziali.

Tale condizione si ritiene soddisfatta con l'applicazione della seguente formula:

$$R_E \times I_{dn} \leq U_L$$

Dove:

R_E è la resistenza del dispersore

I_{dn} è la corrente differenziale nominale in ampere

U_L è la tensione di sicurezza o di contatto limite (50 V per ambienti ordinari; 25 V per ambienti particolari) Per ottenere selettività con i dispositivi di protezione a corrente differenziale nei circuiti di distribuzione è ammesso un tempo di interruzione non superiore a 1 s.

Per la protezione contro i contatti indiretti di apparecchiature trifasi con la sezione raddrizzatrice connessa direttamente alla linea di alimentazione si utilizzano interruttori differenziali, ove è richiesto che gli interruttori differenziali siano in grado di rilevare anche guasti verso terra in corrente continua.

Esempi di queste apparecchiature trifasi sono: UPS, convertitori c.a./c.c. ecc.

In presenza di correnti di guasto non alternate devono essere utilizzati solo differenziali di tipo A o di tipo B.

Nel caso di più dispositivi di protezione si considera la corrente di intervento più elevata.

Inoltre, le masse dell'impianto utilizzatore devono essere collegate all'impianto di terra locale a mezzo apposito conduttore di protezione.

Ove necessario le masse estranee devono anch'esse essere collegate all'impianto di terra mediante conduttori equipotenziali principali o supplementari (es. bagni, piscine), o supplementari.

Tutte le prese a spina di apparecchi utilizzatori per i quali è prevista la protezione contro i contatti indiretti mediante collegamento a terra delle masse, devono avere il polo di terra collegato al conduttore di protezione.

8.6. RESISTENZA DELL'IMPIANTO DI TERRA

Negli impianti alimentati con sistema TT (alimentazione impianti ausiliari con fornitura BT separata), la resistenza dell'impianto di terra dovrà risultare idonea al coordinamento con gli interruttori differenziali installati, secondo la relazione:

$$R_T \leq 50/I_{dn}$$

Dove:

R_T è la resistenza dell'impianto di terra

I_{dn} è la corrente nominale di intervento dell'interruttore differenziale

È comunque consigliabile di predisporre l'impianto di terra in modo da ottenere valori di resistenza inferiori al limite teorico calcolabile con la formula riportata sopra.

8.7. PRESCRIZIONI GENERALI

L'impianto di terra deve essere collegato a tutte le utenze alimentate per le quali è previsto il sistema di protezione per interruzione dell'alimentazione. Viceversa, è vietato collegare a terra le utenze alimentate per separazione elettrica o a bassissima tensione di sicurezza. **L'intero complesso deve essere dotato di un sistema di dispersione unico.**

8.8. DEFINIZIONI

Massa - Parte conduttrice facente parte dell'impianto elettrico che non è in tensione in condizioni ordinarie di isolamento ma che può andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale e che può essere toccata (Ad es. scalda-acqua, quadro elettrico metallico, carcasse di elettrodomestici, ecc.)

Massa estranea - Parte conduttrice, non facente parte dell'impianto elettrico, suscettibile di introdurre il potenziale di terra (Ad es. acquedotto, gronde, ecc.)

Panoramica dei sistemi di protezione contro i contatti diretti/indiretti

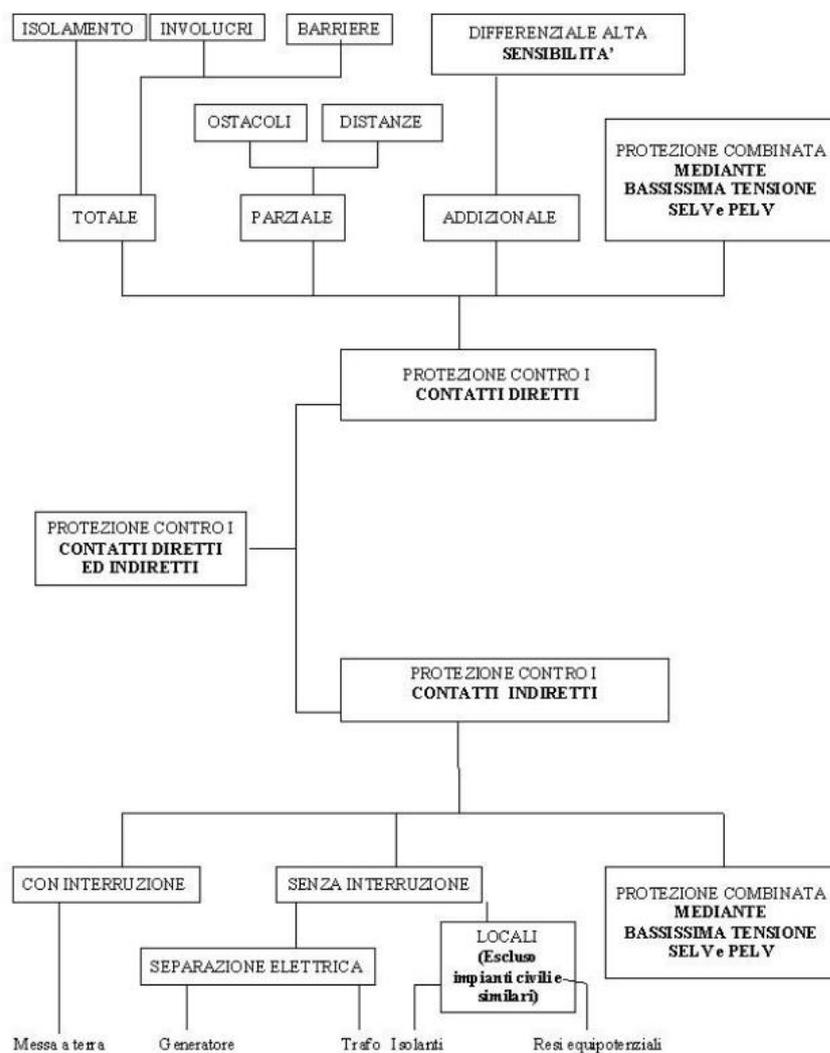


Figura 8.1: sistemi di protezione contro i contatti diretti/indiretti

9. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

Il progetto delle misure di protezione contro le sovracorrenti è stato eseguito considerando le possibili condizioni di sovraccarico e cortocircuito.

9.1. PROTEZIONE CONTRO I SOVRACCARICHI

Riferimenti normativi:

- Norma CEI 64-8 Art. 433.2 - Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione

La verifica della protezione contro i sovraccarichi è stata effettuata secondo i seguenti criteri:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

I_b Corrente di impiego del circuito

I_n Corrente nominale del dispositivo di protezione

I_z Portata in regime permanente della conduttura in funzione del tipo di cavo e del tipo di posa del cavo

I_f Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione

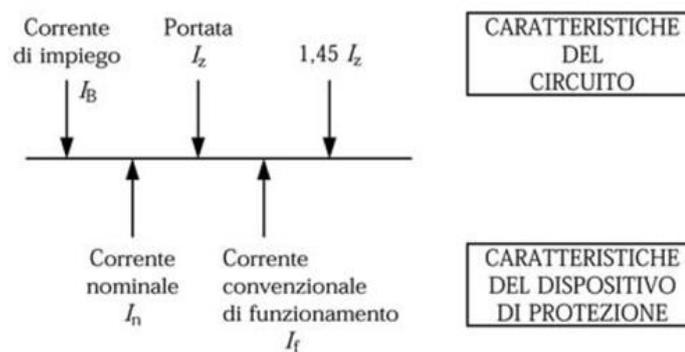


Figura 9.1: verifica della protezione contro i sovraccarichi

9.2. PROTEZIONE CONTRO I CORTOCIRCUITI

Riferimenti normativi:

- Norma CEI 64-8 Art. 434.3 - Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti
La verifica della protezione contro i cortocircuiti nell'impianto in è stata effettuata secondo i seguenti criteri:

$$I_{ccMax} \leq p.d.i \quad I^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I_{ccMax}	Corrente di corto circuito massima
$p.d.i.$	Potere di interruzione apparecchiatura di protezione
I^2t	Integrale di Joule dalla corrente di corto circuito presunta (valore letto sulle curve delle apparecchiature di protezione)
K	Coefficiente della conduttura utilizzata 115 per cavi isolati in PVC 135 per cavi isolati in gomma naturale e butilica 143 per cavi isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato
S	Sezione della conduttura

9.3. CORRENTI DI CORTOCIRCUITO ALL'INTERNO DELL'IMPIANTO

Nei vari punti dell'impianto le correnti di cortocircuito sono calcolate considerando le impedenze delle condutture, in accordo a quanto prescritto dalla norma CEI 11-25 e dalla guida CEI 11-28.

Riferimenti normativi

- Norma CEI 11-25, Guida CEI 11-28
Corrente di cortocircuito trifase

$$I_{k\ 3F} = \frac{U_n * C}{k * Z_{cc}}$$

Dove:

U_n tensione concatenata

C fattore di tensione

K $\sqrt{3}$

Z_{cc} $\sqrt{\sum R_{fase}^2 + \sum X_{fase}^2}$

Corrente di cortocircuito fase-fase

$$I_{k\ FF} = \frac{U_n * C}{k * Z_{cc}}$$

Dove:

U_n tensione concatenata

C fattore di tensione

K 2

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R_{fase}^2 + \sum X_{fase}^2}$$

Corrente di cortocircuito fase-neutro

Dove:

U_n tensione concatenata

C fattore di tensione

$K = \sqrt{3}$

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R_{fase} + \sum R_{neutro})^2 + (\sum X_{fase} + \sum X_{neutro})^2}$$

Corrente di cortocircuito fase-protezione

$$I_{k FP} = \frac{U_n * C}{k * Z_{cc}}$$

Dove:

U_n tensione concatenata

C fattore di tensione

$K = \sqrt{3}$

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R_{fase} + \sum R_{protez.})^2 + (\sum X_{fase} + \sum X_{protez.})^2}$$

9.4. FATTORE DI TENSIONE E RESISTENZA DEI CONDUTTORI

Il fattore di tensione e la resistenza dei cavi assumono valori differenti a seconda del tipo di corrente di cortocircuito che si intende calcolare. In funzione di questi parametri si ottengono pertanto i valori massimo ($I_{k MAX}$) e minimo ($I_{k min}$), per ciascun tipo di corrente di guasto calcolata (trifase, fase-fase, fase-neutro).

I valori assegnati sono riportati nella tabella seguente:

	$I_{k MAX}$	$I_{k min}$
C Fattore di tensione	1	0.95
R Resistenza	$R_{20°C}$	$R = \left[1 + 0.004 \frac{1}{°C} (\theta_e - 20°C) \right] R_{20°C}$ (Guida CEI 11-28 Pag. 11 formula (7))

dove la $R_{20^{\circ}\text{C}}$ è la resistenza dei conduttori a 20°C e Θ_e è la temperatura scelta per stimare l'effetto termico della corrente di cortocircuito. Il valore di riferimento è 145°C (come indicato nell'esempio di calcolo della guida CEI 11-28)

9.5. CORRENTI DI CORTOCIRCUITO CON IL CONTRIBUTO DEI MOTORI

Il calcolo viene effettuato in funzione delle utenze identificate come Utenze motore e in funzione dei coefficienti di contemporaneità impostati.

$$Z_{\text{mot}} = 0.25 * \left(\frac{U^2}{\text{kVA}_{\text{mot}}} \right)$$

$$R_{\text{mot}} = Z_{\text{mot}} * 0.6$$

$$X_{\text{mot}} = \sqrt{Z_{\text{mot}}^2 - R_{\text{mot}}^2}$$

$$R_t = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{fase}}} + \frac{1}{R_{\text{mot}}}}$$

$$X_t = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{fase}}} + \frac{1}{X_{\text{mot}}}}$$

$$Z_t = \sqrt{R_t^2 + X_t^2}$$

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_t}$$

Dove:

Z_{mot} è l'impedenza in funzione dei motori predefiniti

R_{mot} è la resistenza in funzione dei motori predefiniti

X_{mot} è la reattanza in funzione dei motori predefiniti

9.6. VERIFICA DEL POTERE DI CHIUSURA IN CORTOCIRCUITO

(Norme CEI EN 60947-2)

$$I_p \leq I_{CM}$$

Dove:

I_p è il valore di cresta della corrente di cortocircuito (massimo valore possibile della corrente presunta di cortocircuito)

I_{CM} è il valore del potere di chiusura nominale in cortocircuito

Valore di cresta I_p della corrente di cortocircuito

Il valore di cresta I_p è dato dalla norma CEI 11-28 - Art. 9.1.2 da:

$$I_p = K_{CR} \times \sqrt{2} \times I_k''$$

Dove:

I_k'' è la corrente simmetrica iniziale di cortocircuito

K_{CR} è il coefficiente correttivo ricavabile dalla seguente formula:

$$K_{CR} = 1,02 + 0,98 e^{-3 \cdot R_{cc} / X_{cc}}$$

Il valore di I_p può tuttavia essere limitato da apparecchiature installate a monte che abbiano una caratteristica di limitazione del picco (valore letto dall'archivio apparecchiature).

Il valore di I_{CM} è dato dalla norma CEI 11-28 - Art. 9.1.1 da:

$$I_{CM} = I_{CU} \cdot n$$

Dove:

I_{CU} è il valore del potere di interruzione estremo in cortocircuito

n è un coefficiente da utilizzare in funzione della tabella normativa di seguito riportata

Estratto dalla Tabella 2 – Rapporto n tra potere di chiusura e potere di interruzione in cortocircuito e fattore di potenza relativo (interruttori per corrente alternata):

Potere di interruzione in cortocircuito kA valore efficace	Fattore di potenza	Valore minimo del fattore n $n = \frac{\text{potere di chiusura in cortocircuito}}{\text{potere di interruzione in corto circuito}}$
$4,5 < I \leq 6$	0,7	1,5
$6 < I \leq 10$	0,5	1,7
$10 < I \leq 20$	0,3	2,0
$20 < I \leq 50$	0,25	2,1
$50 < I$	0,2	2,2

9.7. VERIFICA DEI CONDOTTI SBARRE

(Norme CEI EN 60439-1 e CEI EN 60439-2)

$$I_p \leq I_{PK}$$

$$I^2t \leq I_{CW}^2$$

9.8. VALORE DI CRESTA IP DELLA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO

Il valore di cresta I_p è dato dalla norma CEI 11-28 - Art. 9.1.2 da:

$$I_p = K_{CR} \times \sqrt{2} \times I_k''$$

Dove:

I_k'' è la corrente simmetrica iniziale di cortocircuito

K_{CR} è il coefficiente correttivo ricavabile dalla seguente formula:

$$K_{CR} = 1,02 + 0,98 e^{-3 \cdot R_{cc} / X_{cc}}$$

9.9. VERIFICA DELLA TENUTA DEL CONDOTTO SBARRE

$$I^2t \leq I_{CW}^2$$

Dove:

I^2t valore dell'energia specifica passante letto sulla curva I^2t della protezione in corrispondenza delle correnti di corto circuito

I_{CW}^2 corrente ammissibile di breve durata (1s) sopportata dal condotto sbarre

10. QUADRI DI MEDIA TENSIONE

I quadri di media tensione dovranno essere costruiti secondo la norma CEI EN 62271-200: 2012-07 e realizzati con un involucro metallico del tipo ad unità funzionali modulari.

Ogni unità funzionale potrà connettersi ad altre unità tramite una sbarra e potrà collegarsi a terra con dei collegamenti dedicati.

L'unità funzionale dovrà essere suddivisa con partizioni metalliche in quattro scomparti distinti, di cui una cella dovrà contenere i dispositivi di monitoraggio e controllo in bassa tensione.

I 4 compartimenti in MT, ovvero zona sbarre, zona arrivo cavi e zona interruttore dovranno consentire lo scarico di gas, in caso di arco interno, nella parte alta del quadro.

Nel presente progetto sono presenti i seguenti quadri MT:

- Quadri MT degli aerogeneratori. Sono forniti assieme alle macchine e contengono le protezioni MT per i trasformatori posti nella navicella e gli interruttori per realizzare i collegamenti con gli altri aerogeneratori e con la Sottostazione Utente. Le caratteristiche elettriche e le tarature delle protezioni sono riportate sugli schemi unifilari (documento di progetto *ELB.PE.01 - Schema unifilare*).
- Quadro MT nella cabina MT all'interno della SSEU. Questo quadro è utilizzato per connettere le 4 linee MT a 30 kV provenienti dagli aerogeneratori con il trasformatore MT/AT presente nella SSEU. Inoltre, il quadro MT alimenta e protegge il trasformatore degli ausiliari.

11. CABINA DI TRASFORMAZIONE

Riferimenti normativi Generali:

- CEI EN 62271-202 (17-103) Sottostazioni prefabbricate ad Alta tensione/bassa tensione.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-15: Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV.
- 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 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-3 (CEI EN 50522): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale.
- CEI 11-48 (CEI EN 50110-1): Esercizio degli impianti elettrici – Prescrizioni generali.
- CEI 11-49 (CEI EN 50110-2): Esercizio degli impianti elettrici – Allegati nazionali.
- CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

Riferimenti legislativi:

- Testo Unico Sicurezza 81/08.
- DM 14/01/08 Norme tecniche per le costruzioni.
- DPR n. 462 del 22/10/01 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi".

11.1. TRASFORMATORE AUSILIARI 100 KVA

Oltre ai trasformatori MT/BT installati sugli aerogeneratori, che sono stati già descritti al cap. 4, nella cabina MT dell'SSEU è presente un trasformatore MT/BT 30/0,4 kV da 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Il trasformatore avrà le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale	[kVA]	100
Tensione nominale V _{n1} /V _{n2}	[kV]	30 / 0,4 V
Collegamento		Dyn11
Tensione di cortocircuito	[%]	Vcc 6
Isolamento		resina
Protezione sovratemperatura 49		Termosonde PT100 e centralina termometrica
Rifasamento fisso trasformatore		1,5 [kvar]

Il sistema di collegamento a terra delle masse è TN-S.

Riferimento normativo Sistema TN-S:

- Norma CEI 64-8 Art. 312.2.1

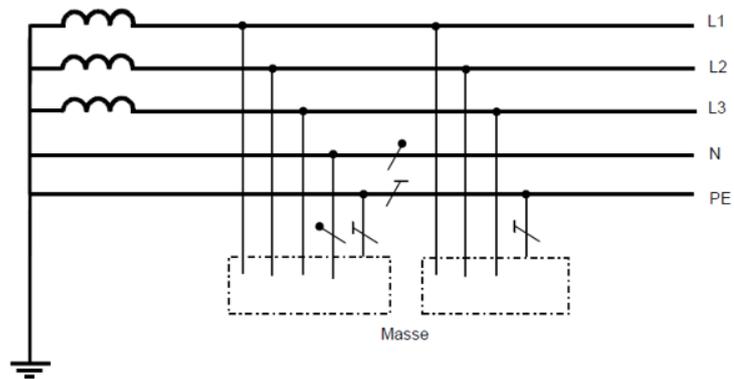


Figura 11.1: sistema TN-S

12. CARATTERISTICHE GENERALI DEI QUADRI ELETTRICI

I quadri elettrici sono componenti dell'impianto elettrico che costituiscono i nodi della distribuzione elettrica, principale e secondaria, per garantire in sicurezza la gestione dell'impianto stesso, sia durante l'esercizio ordinario, sia nella manutenzione delle sue singole parti.

Nei quadri elettrici sono contenute e concentrate le apparecchiature elettriche di sezionamento, comando, protezione e controllo dei circuiti di un determinato locale, zona, reparto, piano, ecc.

In generale i quadri elettrici vengono realizzati sulla base di uno schema o elenco delle apparecchiature con indicate le caratteristiche elettriche dei singoli componenti con particolare riferimento alle caratteristiche nominali, alle sezioni delle linee di partenza e alla loro identificazione sui morsetti della morsettiera principale.

La costruzione di un quadro elettrico che consiste nell'assemblaggio delle strutture e nel montaggio e cablaggio delle apparecchiature elettriche all'interno di involucri o contenitori di protezione, deve essere sempre fatta seguendo le prescrizioni delle normative specifiche.

Grado di protezione dell'involucro

Il grado di protezione degli involucri dei quadri elettrici è da scegliersi in funzione delle condizioni ambientali alle quali il quadro è sottoposto. Detta classificazione è regolata dalla Norma CEI EN 60529 (CEI 70-1) che identifica nella prima cifra la protezione contro l'ingresso di corpi solidi estranei e nella seconda la protezione contro l'ingresso di liquidi.

Si ricorda che comunque il grado di protezione per le superfici superiori orizzontali accessibili non deve essere inferiore a IP4X o IPXXD.

Forme di segregazione

Nei quadri di rilevante potenza e in genere dove sono presenti sistemi di sbarre, in funzione delle particolari esigenze gestionali dell'impianto (es. manutenzione), la protezione contro i contatti con parti attive può essere realizzata con particolari forme di segregazione dei diversi componenti interni come descritto di seguito:

- Forma 1 = nessuna segregazione; per sostituire un componente bisogna togliere tensione all'intero quadro.
- Forma 2 = segregazione delle sbarre principali dalle unità funzionali. Nella forma 2a i terminali per i conduttori esterni non sono separati dalle sbarre, mentre nella forma 2b i terminali sono separati; per sostituire un componente bisogna togliere tensione all'intero quadro.
- Forma 3 = segregazione delle sbarre principali dalle unità funzionali e segregazione di tutte le unità funzionali l'una dall'altra, con l'eccezione dei loro terminali di uscita. Nella forma 3a i terminali per i conduttori esterni non sono separati dalle sbarre, mentre nella forma 3b i terminali sono separati. Con questa forma è possibile sostituire un'unità funzionale (se estraibile o rimovibile) senza togliere tensione al quadro.
- Forma 4 = segregazione delle sbarre dalle unità funzionali e segregazione di tutte le unità funzionali l'una dall'altra, compresi i terminali di collegamento per i conduttori esterni che sono parte integrante dell'unità funzionale. Nella forma 4a i terminali sono compresi nella stessa cella dell'unità funzionale associata, mentre nella forma 4b i terminali non sono nella stessa cella dell'unità funzionale associata, ma in spazi protetti da involucro o celle separati. Oltre a quanto previsto per la forma 3, con questa forma è possibile sostituire una linea in partenza senza togliere tensione all'intero quadro

Allacciamento delle linee e dei circuiti di alimentazione

I cavi e le sbarre in entrata e uscita dal quadro possono attestarsi direttamente sui morsetti degli interruttori. È comunque preferibile nei quadri elettrici con notevole sviluppo di circuiti, disporre all'interno del quadro stesso di apposite morsettiere per facilitarne l'allacciamento e l'individuazione.

Targhe

Ogni quadro elettrico deve essere munito di apposita targa, nella quale sia riportato almeno il nome o il marchio di fabbrica del costruttore, un identificatore (numero o tipo), che permetta di ottenere dal costruttore tutte le informazioni indispensabili, la data di costruzione e la norma di riferimento (es. CEI EN 61439-2).

Identificazioni

Ogni quadro elettrico deve essere munito di proprio schema elettrico nel quale sia possibile identificare i singoli circuiti, i dispositivi di protezione e comando, in funzione del tipo di quadro, le caratteristiche previste dalle relative Norme.

Ogni apparecchiatura di sezionamento, comando e protezione dei circuiti deve essere munita di targhetta indicatrice del circuito alimentato con la stessa dicitura di quella riportata sugli schemi elettrici.

Predisposizione per ampliamenti futuri

Per i quadri elettrici è bene prevedere la possibilità di ampliamenti futuri, predisponendo una riserva di spazio aggiuntivo pari a circa il 20% del totale installato.

Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche degli apparecchi installati nei quadri elettrici dipendono dallo sviluppo progettuale degli impianti e devono essere determinate solo dopo aver definito il numero delle condutture (linee) e dei circuiti derivati, la potenza impegnata per ciascuno di essi e le particolari esigenze relative alla manutenzione degli impianti.

Armadi e involucri per quadri generali

Gli armadi e gli involucri devono essere costruiti in lamiera e devono permettere la realizzazione di quadri aventi le seguenti caratteristiche:

Riferimenti normativi:

- CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali.
- CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza.

13. CONDUITTE ELETTRICHE BT

13.1. CAVI DI ENERGIA

I cavi per la rete di alimentazione degli impianti utilizzatori devono avere, a secondo del loro tipo di impiego, posa, tensione, comportamento al fuoco e sollecitazioni esterne e devono essere selezionati in accordo alle seguenti normative:

Requisiti generali - Riferimenti normativi:

- CEI-UNEL 00722 - Colori distintivi delle anime dei cavi isolati con gomma o polivinilcloruro per energia o per comandi e segnalazioni con tensioni nominali U_0/U non superiori a 0,6/1 kV.
- CEI UNEL 00721 - Colori di guaina dei cavi elettrici.
- CEI UNEL 00725 - (EN 50334) - Marcatura mediante iscrizione per l'identificazione delle anime dei cavi elettrici.
- CEI-UNEL 35024/1 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35024/2 - "Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in c.a. e a 1500 in c.c. - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35026 - "Cavi di energia per tensione nominale U sino ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata - o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata".
- CEI 16-1 - Individuazione dei conduttori isolati.
- CEI 20-21 (serie) Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente.
- CEI 11-17 - (Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo).
- CEI 20-40 (HD 516) - (Guida per l'uso di cavi a bassa tensione).
- CEI 20-67 - (Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV).
- CEI 20-89 - (Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di Media Tensione).

Cavo tipo A (I Categoria) = Cavi con guaina per tensioni nominali $U_0/U = 300/500, 450/750$ e 0,6/1 kV - Riferimenti normativi:

- CEI 20-13 - Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV.
- CEI-UNEL 35375 - Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica, alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi unipolari e multipolari con conduttori flessibili per posa fissa – Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI-UNEL 35376 - Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica, alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi unipolari e multipolari con conduttori rigidi – Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI-UNEL 35377 - Cavi per comandi e segnalazioni isolati in gomma etilenpropilenica, alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi multipolari per posa fissa con conduttori flessibili con o senza schermo - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.

- CEI UNEL 35382 - Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina termoplastica di qualità M1, non propaganti l'incendio senza alogeni - Cavi unipolari e multipolari con conduttori flessibili per posa fissa con o senza schermo (treccia o nastro) - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV – LSOH.
- CEI UNEL 35383 - Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina termoplastica di qualità M1, non propaganti l'incendio senza alogeni - Cavi unipolari e multipolari con conduttori rigidi - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV – LSOH.
- CEI UNEL 35384 - Cavi per comandi e segnalamento in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina termoplastica di qualità M1, non propaganti l'incendio senza alogeni - Cavi multipolari con conduttori flessibili per posa fissa, con o senza schermo (treccia o nastro) - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV – LSOH.
- CEI 20-14 - Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 a 3 kV.
- CEI-UNEL 35754 - Cavi per energia isolati con PVC non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi multipolari rigidi con o senza schermo, sotto guaina di PVC – Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI-UNEL 35755 - Cavi per comandi e segnalamento isolati con polivinilcloruro non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi multipolari per posa fissa con conduttori flessibili con o senza schermo, sotto guaina di PVC - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI-UNEL 35756 - Cavi per energia isolati con PVC non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi multipolari per posa fissa con conduttori flessibili con o senza schermo, sotto guaina di PVC - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI-UNEL 35757 - Cavi per energia isolati con PVC non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi – Cavi unipolari per posa fissa con conduttori flessibili, sotto guaina di PVC - Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV.
- CEI 20-19 - Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20 - Cavi isolati in PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-38 - Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi - LSOH.
- CEI-UNEL 35369 - Cavi per energia isolati con mescola elastomerica non propaganti l'incendio e a bassa emissione di fumi e gas tossici e corrosivi. Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili. Tensione nominale 0,6/1 kV – LSOH.
- CEI-UNEL 35370 - Cavi per energia isolati con mescola elastomerica non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Cavi con conduttori rigidi. Tensione nominale 0,6/1 kV – LSOH.
- CEI-UNEL 35371 - Cavi per comandi e segnalazioni, isolati con mescola elastomerica non propaganti l'incendio e a bassa emissione di fumi e gas tossici e corrosivi. Cavi multipolari con conduttori flessibili per posa fissa. Tensione nominale 0,6/1 kV – LSOH.
- IMQ CPT 007 - Cavi elettrici per energia e per segnalamento e controllo isolati in PVC, sotto guaina di PVC, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas alogenidrici. Tensione nominale di esercizio 450/750 e 300/500 V – FROR 450/750 V.
- IMQ CPT 049 - Cavi per energia e segnalamento e controllo isolati con mescola termoplastica non propaganti l'incendio e esenti da alogeni (LSOH) – Tensione Nominale U_0/U non superiore a 450/750 V – FM9OZ1 - 450/750 V – LSOH.

Cavo tipo B= Cavi senza guaina per tensione nominale $U_0/U = 450/750V$ -Riferimenti normativi:

- CEI 20-20/3 - Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V. Cavi senza guaina per posa fissa.

- CEI-UNEL 35752 - Cavi per energia isolati con PVC non propaganti l'incendio – Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili - Tensione nominale U_0/U : 450/750 V.
- CEI-UNEL 35753 - Cavi per energia isolati con PVC non propaganti l'incendio – Cavi unipolari senza guaina con conduttori rigidi- Tensione nominale U_0/U : 450/750 V.
- CEI-UNEL 35368 - Cavi per energia isolati con mescola elastomerica non propaganti l'incendio e a bassa emissione di fumi e gas tossici e corrosivi. Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili - Tensione nominale U_0/U : 450/750 V.
- IMQ CPT 035 - Cavi per energia isolati con mescola termoplastica non propaganti l'incendio e a bassa emissione di fumi e gas tossici e corrosivi. Tensione nominale U_0/U non superiore a 450/750 V.

Cavo tipo C = Cavi resistenti al fuoco - Riferimenti normativi

- CEI 20-39 - Cavi per energia ad isolamento minerale e loro terminazioni con tensione nominale non superiore a 750 V.
- CEI 20-45 - Cavi isolati con mescola elastomerica, resistenti al fuoco, non propaganti l'incendio, senza alogeni (LSOH) con tensione nominale U_0/U di 0,6/1 kV – LSOH.

Tipo di impiego

I cavi delle linee di energia devono essere del tipo indicato nella seguente tabella:

UTILIZZATORI	CAVO TIPO
Morsetti lato BT del trasformatore Sistema TN	A
Morsetti del contatore (a valle) Sistema TT	A o B
Montanti	A o B
Distribuzione principale (dal quadro generale)	A o B
Distribuzione secondaria (dai quadri derivati)	A e B
Utilizzatori: a) interni b) esterni c) centrali tecnologiche	B/C AA o B o C

Cavo tipo A = Cavi con guaina per tensioni nominali con $U_0/U = 300/500, 450/750$ e $0,6/1$ kV.

I cavi con tensione U_0/U inferiore a $0,6/1$ kV sono adatti per la posa in tubo, in canaletta, canale o condotto non interrato (es.: centrale di riscaldamento, illuminazione esterna, elevatori, cucine, ecc.). I cavi con tensione $U_0/U = 0,6/1$ kV sono adatti per essere utilizzati oltre che per le installazioni sopraindicate anche per la posa interrata.

L'unico cavo con tensione inferiore a $0,6/1$ kV che può essere interrato è il tipo H07RN8-F ($U_0/U 450/750$ V) appositamente studiato per posa con presenza d' acqua.

Cavo tipo B = Cavi senza guaina per tensione nominale $U_0/U = 450/750$ V.

Questi tipi di cavo sono adatti solo per la posa in tubo, in canaletta, canale o condotto non interrato.

Cavo tipo C = Cavi con guaina resistenti al fuoco.

Questi tipi di cavo sono adatti per quelle condizioni in cui sia necessario garantire che l'impianto elettrico rimanga in servizio anche se coinvolto da un incendio (es. scale mobili, pompe antincendio, evacuatori di fumo, segnali di allarme, ecc.).

Comportamento al fuoco - Riferimenti normativi:

- CEI UNEL 35016 – Classi di Reazione al fuoco dei cavi elettrici in relazione al Regolamento UE prodotti da costruzione (305/2011).
- CEI EN 50267-2-3 (CEI 20-37/2-3) Prove sui gas emessi durante la combustione dei materiali prelevati dai cavi - Parte 2-3: Procedura di prova – Determinazione del grado di acidità (corrosività) dei gas dei cavi mediante il calcolo della media ponderata del pH e della conduttività.
- CEI EN 50399 (CEI 20-108) - Metodi di prova comuni per cavi in condizioni di incendio – Misura dell'emissione di calore e produzione di fumi sui cavi durante la prova di sviluppo di fiamma – Apparecchiatura di prova, procedure e risultati.
- CEI EN 50575 (CEI 20-115) - Cavi per energia, controllo e comunicazioni – Cavi per applicazioni generali nei lavori di costruzione soggetti a prescrizioni di resistenza all'incendio.
- CEI EN 60332-1-2 (CEI 20-35/1-2) - Prove su cavi elettrici e ottici in condizioni d'incendio - Prova per la propagazione verticale della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato.
- CEI EN 60332-3 (CEI 20-22) - Metodi di prova comuni per cavi in condizioni di incendio - Prova di propagazione della fiamma verticale di fili o cavi montati verticalmente a fascio.
- CEI EN 60754-2 (CEI 20-37/2) - Prova sui gas emessi durante la combustione di materiali prelevati dai cavi - Parte 2: Determinazione dell'acidità (mediante la misura del pH) e della conduttività.
- CEI EN 61034-2 (CEI 20-37/3-1) - Misura della densità del fumo emesso dai cavi che bruciano in condizioni definite - Parte 2: Procedura di prova e prescrizioni.
- CEI EN 13501-6 (UNI EN 13501-6) – Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione. Parte 6: Classificazione in base ai risultati delle prove di reazione al fuoco sui cavi elettrici.

Circa il comportamento al fuoco, i cavi elettrici possono essere distinti in 4 grandi famiglie secondo quanto riportato:

- a) Cavi non propaganti la fiamma, rispondenti alla Norma CEI 20 -35 (EN 60332-1), la quale verifica la non propagazione della fiamma di un cavo singolo in posizione verticale.
- b) Cavi non propaganti l'incendio, rispondenti alla Norma CEI 20-22 (EN 60332-3), la quale verifica la non propagazione dell'incendio di più cavi raggruppati a fascio ed in posizione verticale in accordo alla quantità minima di materiale non metallico combustibile prescritta dalla parte 2 (10 Kg/m oppure 5 Kg/m) o dalla parte 3 (1,5 l/m).
- c) Cavi non propaganti l'incendio a bassa emissione di fumi opachi gas tossici e corrosivi LSOH rispondenti alla Norma CEI 20-22 (EN 60332-3) per la non propagazione dell'incendio e alle Norme CEI 20-37 (EN 50267 e EN 61034-2) per quanto riguarda l'opacità dei fumi e le emissioni di gas tossici e corrosivi.
- d) Cavi LSOH resistenti al fuoco rispondenti alle Norme (serie) CEI 20-36 (EN 50200-50362), la quale verifica la capacità di un cavo di assicurare il funzionamento per un determinato periodo di tempo durante l'incendio. I cavi resistenti al fuoco sono anche non propaganti l'incendio e a bassa emissione di fumi opachi gas tossici e corrosivi.

Elenco tipi di cavo da utilizzare:

Cavo secondo CPR – Livello di rischio Basso – Cca – s3, d1, a1:

- FG16(O)R16

Distinzione dei cavi

I cavi per energia sono distinguibili attraverso la colorazione delle anime e attraverso la colorazione delle guaine esterne.

- a) La Norma CEI UNEL 00722 (HD 308) fornisce la sequenza dei colori delle anime (fino ad un massimo di 5) dei cavi multipolari flessibili e rigidi rispettivamente con e senza conduttore di protezione. Si applica indistintamente a cavi di tipo armonizzato (es. H07RN-F, H05VV-F) e a cavi di tipo nazionale (es. FG7OM1, ecc.).

Per tutti i cavi unipolari senza guaina "cordine" sono ammessi i seguenti monocolori: nero, marrone, rosso, arancione, giallo, verde, blu, viola, grigio, bianco, rosa, turchese.

Per i cavi unipolari con e senza guaina deve essere utilizzata la combinazione bicolore giallo/verde per il conduttore di protezione mentre il colore blu deve essere utilizzato per il conduttore di neutro.

Per i circuiti a corrente continua si devono utilizzare i colori rosso (polo positivo), bianco (polo negativo).

- b) La Norma CEI UNEL 00721 specifica la colorazione delle guaine esterne dei cavi di bassa e media tensione in funzione della loro tensione nominale e dell'applicazione. Si applica a cavi unipolari e multipolari flessibili e rigidi con e senza conduttori di protezione. Questa colorazione è applicabile esclusivamente ai cavi rispondenti a norme Nazionali (es. FG7OR, FG7OM1, ecc.).

Indicazioni di sicurezza

Quando si fa uso dei colori si applicano le seguenti regole:

- a) il bicolore giallo-verde deve essere riservato ai conduttori di protezione e di equipotenzialità.
- b) il colore blu deve essere riservato al conduttore di neutro.
- c) sono vietati i singoli colori verde e giallo.

Per i cavi aventi un numero di anime superiore a 5 si utilizza il sistema della marcatura delle singole anime mediante iscrizione numerica in accordo alla Norma CEI UNEL 00725.

Questa marcatura consiste nel marcare, con un colore contrastante rispetto all'isolante, ogni anime del cavo - L'unica anima che non deve essere marcata è quella Giallo Verde.

Condizioni ambientali e di posa

Per la scelta del tipo di cavo in relazione alle condizioni ambientali e di posa, ai fini di una corretta installazione si rimanda alle indicazioni della Norma CEI 11-17, CEI 20-40, CEI 20-67 e 20-89.

Portate di corrente

Indicazioni sulle portate di corrente dei cavi sono fornite dalle seguenti Norme CEI-UNEL 35024/1, CEI-UNEL 35024/2, CEI-UNEL 35026, CEI UNEL 35027 e Norme CEI 20-21.

Le tipologie di cavo riportate non sono esaustive e devono essere integrate con quelle riportate nelle Norme di prodotto del CEI CT 20.

14. DISTRIBUZIONE GENERALE

14.1. PRELIEVO E IMMISSIONE DELL'ENERGIA IN MT

Riferimenti normativi:

- CEI EN 62271-202 (CEI 17-103): Sottostazioni prefabbricate ad Alta Tensione/Bassa Tensione.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-15: Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- 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 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48): Esercizio degli impianti elettrici – Prescrizioni generali.
- CEI EN 50110-2 (CEI 11-49): Esercizio degli impianti elettrici – Allegati nazionali.
- CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-3 (CEI EN 50522): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

Riferimenti legislativi:

- Testo Unico Sicurezza D.lgs. 81/08.
- DM 14/01/08 Norme tecniche per le costruzioni.
- DPR n. 462 del 22/10/01 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi".

Delibere:

- AEEGSI 199/11 Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- AEEGSI 198/11 Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.
- AEEGSI 84/12 Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale (e successive modifiche ed integrazioni).

Prescrizioni per la connessione degli impianti MT:

Le regole tecniche di connessione di impianti attivi e passivi alla rete elettrica di media tensione sono sancite dalla Norma CEI 0-16, che ha sostituito le prescrizioni dei singoli distributori.

Informazioni riguardanti la rete MT

L'impianto MT in esame è interamente gestito dall'utente. L'impianto di rete è in AT ed è oggetto di trattazione specifica allegata al presente progetto (vedi doc REL.PE.03 - Relazione di impianto di connessione alla rete AT).

I parametri nominali dell'impianto MT sono:

Tensione nominale di esercizio:	30 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Corrente di corto circuito trifase (per il dimensionamento delle apparecchiature):	12,5 kA
Esercizio del neutro:	neutro a terra compensato (NC)
Esistenza dell'impianto di messa a terra globale:	NO

14.2. CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT

Riferimenti normativi Generali:

- CEI EN 62271-202 (17-103) Sottostazioni prefabbricate ad Alta tensione/bassa tensione.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-15: Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV.
- 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 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-3 (CEI EN 50522): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale.
- CEI 11-48 (CEI EN 50110-1): Esercizio degli impianti elettrici – Prescrizioni generali.
- CEI 11-49 (CEI EN 50110-2): Esercizio degli impianti elettrici – Allegati nazionali.
- CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

Riferimenti legislativi:

- Testo Unico Sicurezza 81/08.
- DM 14/01/08 Norme tecniche per le costruzioni.
- DPR n. 462 del 22/10/01 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi".

Cabina di trasformazione MT/BT

I trasformatori MT/BT sono dislocati all'interno delle navicelle alla sommità delle torri eoliche. Le linee che collegano tra di loro gli aerogeneratori sono realizzate con cavo in alluminio del tipo ARG7H1RX 18/30kV (tensione di esercizio 30 kV) tripolare ad elica visibile. Il cavo è posato direttamente interrato.

Dispositivo di Generatore (DDG)

Dispositivo in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente. Nel caso in esame i DDG sono gli interruttori MT che alimentano i singoli trasformatori MT/BT posti all'interno delle Power Station installate internamente alla base delle torri eoliche.

Isolamento del quadro MT: in aria con interruttore MT in gas SF6

Caratteristiche del quadro:

Tensione nominale: 30 kV

Frequenza nominale: 50 Hz

Corrente nominale delle sbarre principali: 630 A

Grado di protezione: IP 30

Dispositivo per la messa a terra

Per eseguire in sicurezza alcune operazioni di manutenzione è necessario effettuare la messa a terra e in cortocircuito della sezione MT dell'impianto utente.

A questo scopo è previsto un sezionatore di terra (provvisto di chiave libera ed azionabile solo dopo la messa fuori servizio delle linee MT a monte e a valle).

Segnalazione presenza tensione

È fatto obbligo installare, a monte di ciascun quadro MT dispositivi capacitivi di segnalazione presenza tensione.

Riduttori di tensione e/o corrente associati al relè PG

Per le misure di tensioni e correnti bisogna associare alle protezioni (relè) dei riduttori/trasformatori di protezione. I riduttori, in relazione alle caratteristiche costruttive, si distinguono in trasformatori induttivi (tradizionali), TA-I e TV-I, TO-I, e trasformatori non induttivi, TA-NI e TV-NI, TO-NI.

Le due tipologie, induttivi e non induttivi, seguono regole di installazione differenti (vedi CEI 0 -16).

Esistono dispositivi (sensori combinati di tensione e di corrente) che fungono contemporaneamente da TA-NI e TV-NI.

Trasformatori di tensione induttivi per soglia 67N

Tensione nominale 30 kV

Rapporto di trasformazione 30 kV/100:3 V, 30 kV/100:√3 V

Prestazione nominale 50 VA

Classe di precisione e fattore limite di precisione Cl. 0,5 3P

Trasformatori di corrente induttivi per soglie 51 e 50

tensione di isolamento nominale 30kV

corrente nominale primaria 1000 - 600A - 300A

rapporto di trasformazione 1000 – 600A - 300A / 5A

prestazione nominale 50VA

classe di precisione e fattore limite di precisione Cl. 5P30

Trasformatore di corrente omopolare per soglie 51N e 67N

rapporto di trasformazione 100A/1A

prestazione nominale 2VA

14.3. ALIMENTAZIONE E LINEE DEI SERVIZI DI RISERVA

Riferimenti normativi:

- CEI EN 50171 Sistemi di alimentazione centralizzata.
- CEI EN 50172 Sistemi di illuminazione di sicurezza.
- CEI EN 62034 Sistemi di verifica automatica per l'illuminazione di sicurezza.
- UNI EN 1838 Illuminazione di emergenza.
- UNI CEI 11222 Luce e illuminazione - Impianti di illuminazione di sicurezza degli edifici - Procedure per la verifica e la manutenzione periodica.
- CEI 64-8 / 56 Alimentazione dei servizi di sicurezza.

La Norma CEI 64-8 precisa le prescrizioni relative alle alimentazioni di sicurezza e riserva; di seguito si riassumono le principali.

Alimentazione dei servizi di emergenza

Per alimentazione di emergenza si intende un'alimentazione di sicurezza o di riserva. Nel caso in esame è presente solo alimentazione di riserva ottenuta mediante UPS.

Alimentazione dei servizi di riserva

Sistema elettrico inteso a garantire l'alimentazione di apparecchi utilizzatori o di parti dell'impianto necessari garantire per la continuità di servizio dell'impianto e il monitoraggio remoto dello stesso. Il sistema include la sorgente, i circuiti e gli altri componenti elettrici.

Saranno presenti i seguenti servizi di sicurezza:

- Illuminazione perimetrale della SSEU e delle piazzole dove sono dislocate le torri eoliche
- Impianto di TVCC e allarme
- Sistema di monitoraggio dell'impianto eolico.

ALIMENTAZIONE DI RISERVA

La protezione contro le sovracorrenti e contro le tensioni di contatto deve essere idonea nei confronti delle due alimentazioni (ordinaria e di sicurezza) singole o, se previsto, in parallelo.

L'alimentazione dei servizi di sicurezza può essere:

- automatica (messa in servizio senza intervento di un operatore)

ALIMENTAZIONE AUTOMATICA:

È classificata in base ai tempi entro cui è disponibile, come segue:

- 1 tempo zero (di continuità)

Sorgenti:

- gruppo di continuità

La sorgente dovrà essere a posa fissa e situata in luogo, locale e ambiente convenientemente ventilato, accessibile solo a persone addestrate.

La sorgente di alimentazione di riserva non deve essere utilizzata per altri scopi.

In caso di sovraccarico deve essere comunque privilegiata l'alimentazione di riserva.

I circuiti ed i carichi previsti per il funzionamento da sorgente di riserva devono essere alimentati con sorgenti che garantiscono un tempo di intervento medio ($\leq 15s$) o lungo ($> 15s$) in funzione della loro tipologia.

I circuiti ed i carichi previsti per il funzionamento da sorgente di sicurezza devono essere alimentati con sorgenti che garantiscono un tempo di intervento breve ($\leq 0,5s$) o medio ($\leq 15s$) in funzione della loro tipologia.

15. APPARECCHIATURE E IMPIANTI AUSILIARI

15.1. INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI TVCC

Riferimenti normativi

- CEI EN 50132 - 1 (Impianti di allarme – Impianti di sorveglianza TVCC da utilizzare nelle applicazioni di sicurezza – Parte 1: Requisiti di sistema).
- CEI EN 50132 - 7 (Impianti di allarme – Impianti di sorveglianza TVCC da utilizzare nelle applicazioni di sicurezza – Parte 7: Guide di applicazione).

L'installazione dell'impianto televisivo a circuito chiuso è relativa alle seguenti tre parti fondamentali:

- gli apparati di ripresa;
- la rete di connessione;
- gli apparati di monitoraggio.

Per quanto attiene agli apparati di ripresa si dovranno evitare:

- inquadrature contro sole o forti sorgenti luminose dirette;
- inquadrature con forti contrasti di luce;
- installazioni su pareti non perfettamente rigide con possibilità di vibrazione.

Dovranno inoltre essere utilizzati faretto di adeguata potenza luminosa quando la scena da riprendere non è sufficientemente illuminata.

Per quanto attiene alla rete di connessione si dovrà:

- interporre, tra gli apparati di ripresa e i cavi, scatole di derivazione, al fine di facilitare l'asportazione del complesso di ripresa in caso di manutenzione ed effettuare agevolmente operazioni di messa a punto
- tenere separati per quanto possibile i vari cavi, almeno quelli di alimentazione a 230 V ca da quelli di trasporto di segnali video
- utilizzare amplificatori del segnale video prima che la tratta di cavo raggiunga i limiti di lavoro accettabili
- evitare nel cablaggio zone interessate dalla presenza di forti campi elettromagnetici oppure, ove non possibile, impiegare della fibra ottica.

Per quanto attiene gli apparati di monitoraggio si dovrà:

- posizionare i monitor in modo che gli schermi non riflettano sorgenti luminose presenti nei locali
- prevedere circuiti di ventilazione forzata nei quadri di regia, per garantire che gli apparati funzionino nei loro limiti di temperatura

16. ILLUMINAZIONE

16.1. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA.

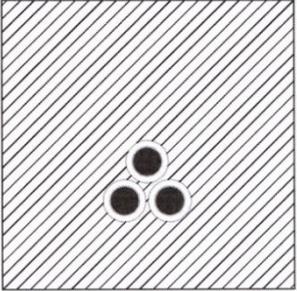
Riferimenti normativi:

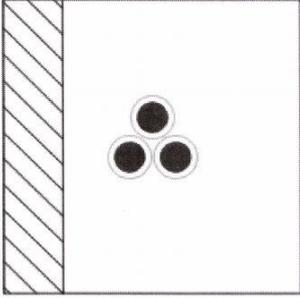
- CEI 64-7 - Impianti elettrici di illuminazione pubblica.
- CEI 11 - 1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11 - 4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne.
- CEI EN 62305 CEI 81-10 (1/2/3/4) - Protezione contro i fulmini.
- UNI 11248 - Illuminazione stradale - Selezione delle categorie illuminotecniche.
- UNI EN 13201-2 - Illuminazione stradale - Parte 2: Requisiti prestazionali.
- UNI EN 13201-3 - Illuminazione stradale - Parte 3: Calcolo delle prestazioni.
- UNI EN 13201-4 - Illuminazione stradale - Parte 4: Metodi di misurazione delle prestazioni fotometriche.
- UNI EN 13032-1 – "Luce e illuminazione - Misurazione e presentazione dei dati fotometrici di lampade e apparecchi di illuminazione".
- UNI EN 13032-2 – "Luce e illuminazione - Misurazione e presentazione dei dati fotometrici di lampade e apparecchi di illuminazione - Parte 2: Presentazione dei dati per posti di lavoro in interno e in esterno".
- UNI 10819 – "Luce e illuminazione. Impianti di illuminazione esterna. Requisiti per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso".

Prescrizioni generali

Per impianto di illuminazione esterna si intendono gli impianti di illuminazione pertinenti alle piazzole dove sono installati gli aerogeneratori. L'impianto di illuminazione esterna è molto semplificato ed è costituito da plafoniere LED per esterno tipo "Tartaruga" con protezione meccanica aggiuntiva installate direttamente sulla torre eolica in corrispondenza del portello

APPENDICE: TIPOLOGIE DI POSA DEI CAVI

<p><i>CEI 64-8/5</i> <i>n. D</i></p>		<p><i>Cavi direttamente interrati</i></p>
--	---	---

<p><i>CEI 64-8/5</i> <i>n. A</i></p>		<p><i>Cavi in aria libera, installati su supporti discontinui (salvo che sia altrimenti indicato) rastrelliere o passerelle forate</i></p>
--	---	--

17. INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1: schema esemplificativo quadro MT	7
Figura 4.1: aspetto esterno aerogeneratore.....	10
Figura 4.2: specifiche tecniche aerogeneratore.....	13
Figura 4.3: schema di funzionamento semplificato dell'aerogeneratore.....	14
Figura 4.4: spaccato schematico di navicella	15
Figura 7.1: elementi dell'impianto di terra	25
Figura 7.2: collegamento dei dispersori	26
Figura 7.3: dispersori intenzionali	27
Figura 7.4: nodo principale di terra.....	28
Figura 7.5: nodo principale di terra.....	29
Figura 7.6: conduttori di terra interrati.....	30
Figura 8.1: sistemi di protezione contro i contatti diretti/indiretti	35
Figura 9.1: verifica della protezione contro i sovraccarichi	36
Figura 11.1: sistema TN-S.....	44

18. ALLEGATI

Scheda tecnica aerogeneratore Siemens Gamesa SG6-170 6,6 MW

Schede tecniche cavi

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 ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	83,5 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake	
Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts	
Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Mechanical Brake	
Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

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

Generator	
Type	Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)		
Baseline 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

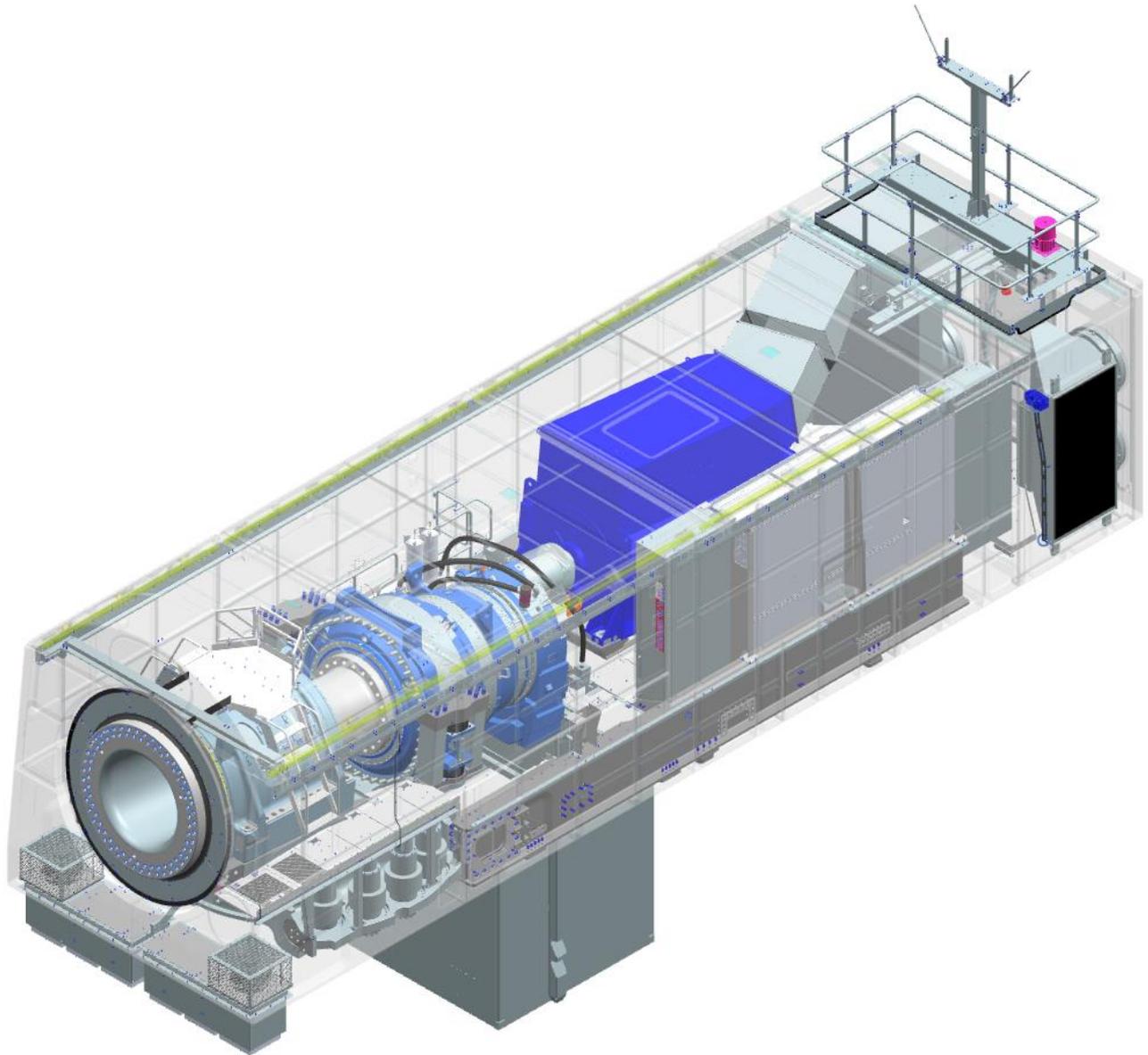
Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	115m to 165 m and site-specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

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

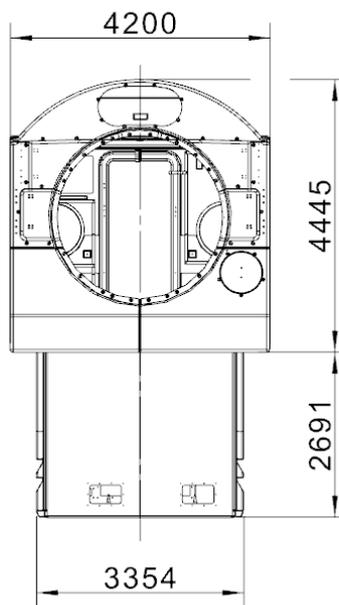
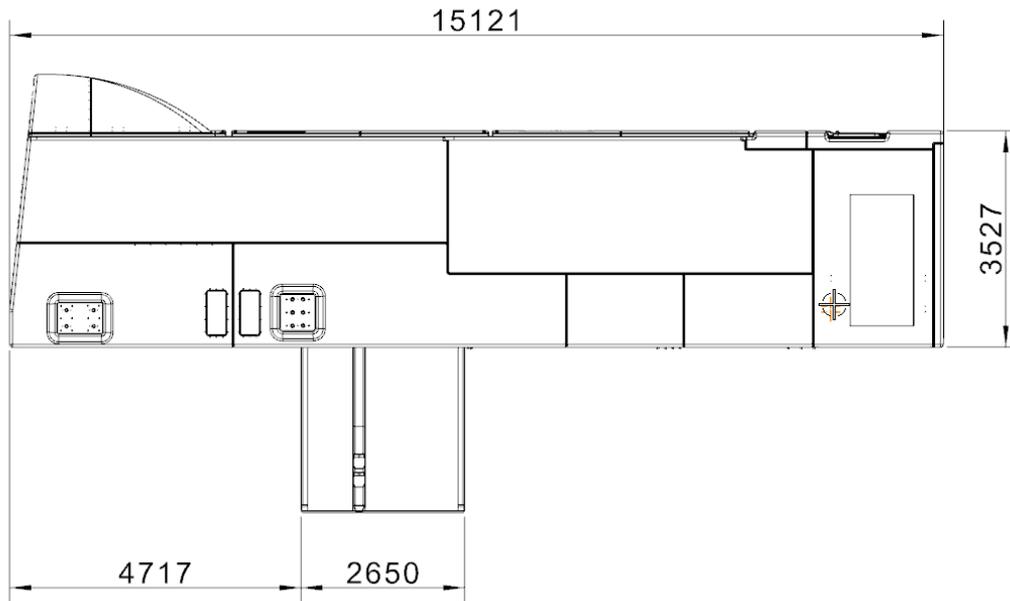
4. Nacelle Arrangement

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



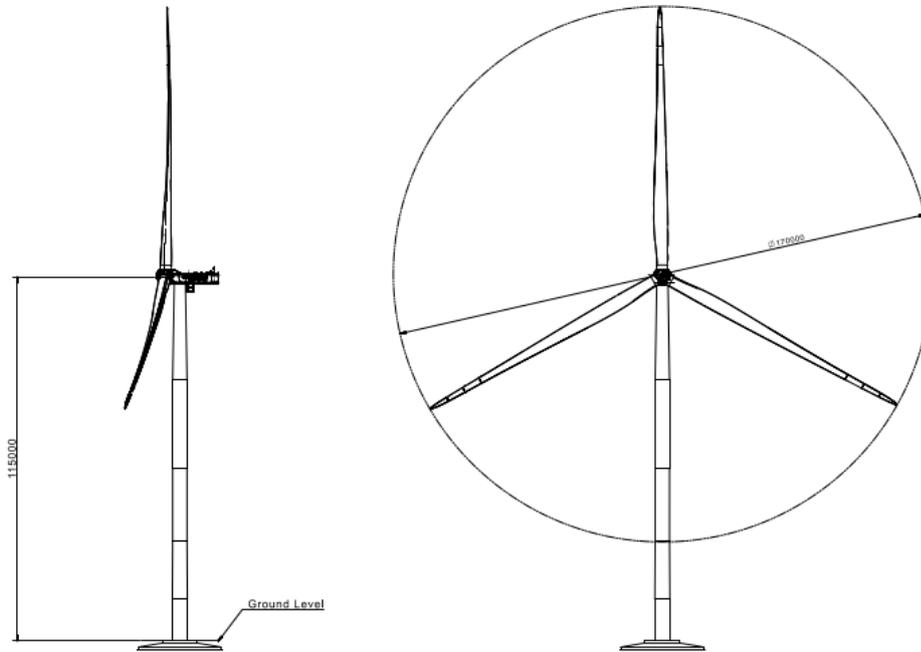
5. Nacelle Dimensions

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

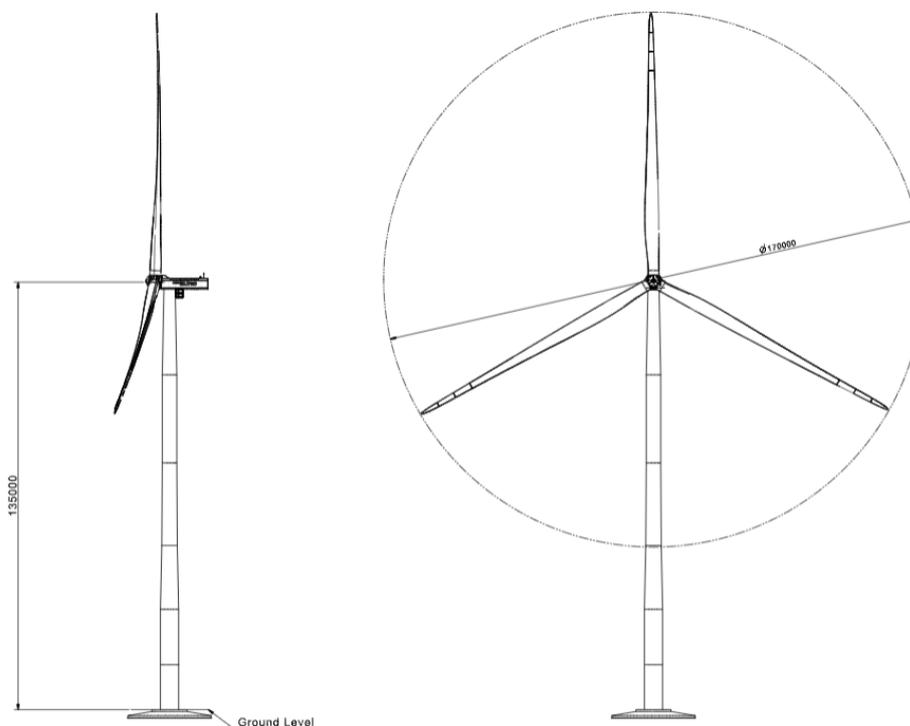


6. Elevation Drawing

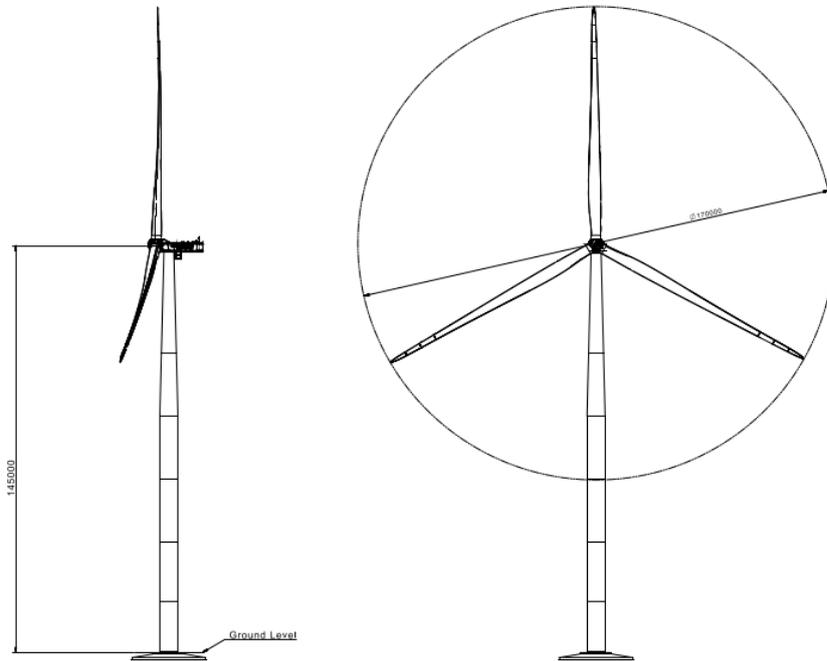
6.1. SG 6.6-170 115 m



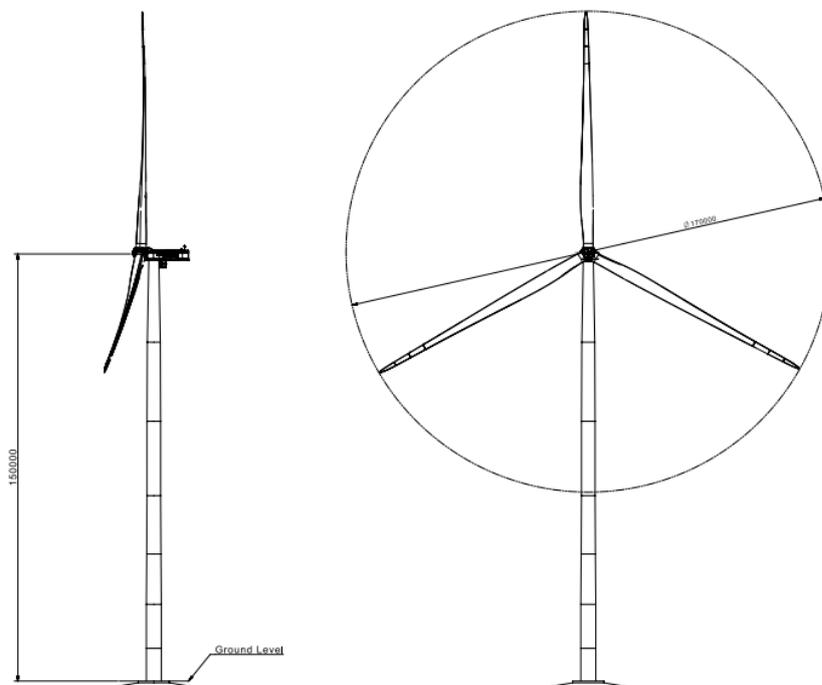
6.2. SG 6.6-170 135m



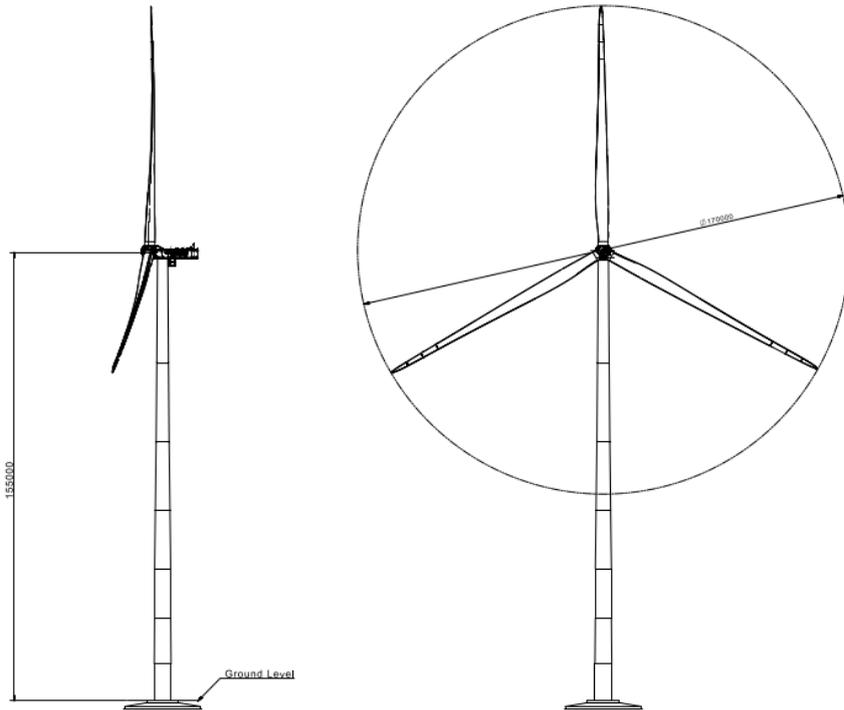
6.3. SG 6.6-170 145 m



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 ¹⁾	29,710	36,000
Flange type [bottom-top]		L-L	L-Top
Total weight (kg)		81659	71074
Total Tower weight (kg)		152733	

¹⁾ 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
0. Design lifetime	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 ¹
	0.1	Design lifetime	years	25
1. Wind, operation	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, ρ	kg/m ³	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, α	-	0.36
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, I_{ref}	-	0.16 ²
	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	-
2. Wind, extreme	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	42.5 ³
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	59.5
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11
	2.6	Storm turbulence	-	N/A
3. Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature at 2 m, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature at 2 m, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature at 2 m, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 ^{4,5}
	3.5	Maximum temperature at 2 m, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50
4. Corrosion	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std) ≥C3H (high C)

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

² NTM and ETM as per IEC A

³ EWM as per IEC 2

⁴ 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.

⁵ 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
5. Lightning	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1
6. Dust	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995
	6.2	Working environmental conditions	mg/m ³	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m ³
	6.3	Concentration of particles	mg/m ³	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/M ³
7. Hail	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
8. Ice	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
9. Solar radiation	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m ²	1000
10. Humidity	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
11. Obstacles	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		
12. Precipitation⁶	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

⁶ 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

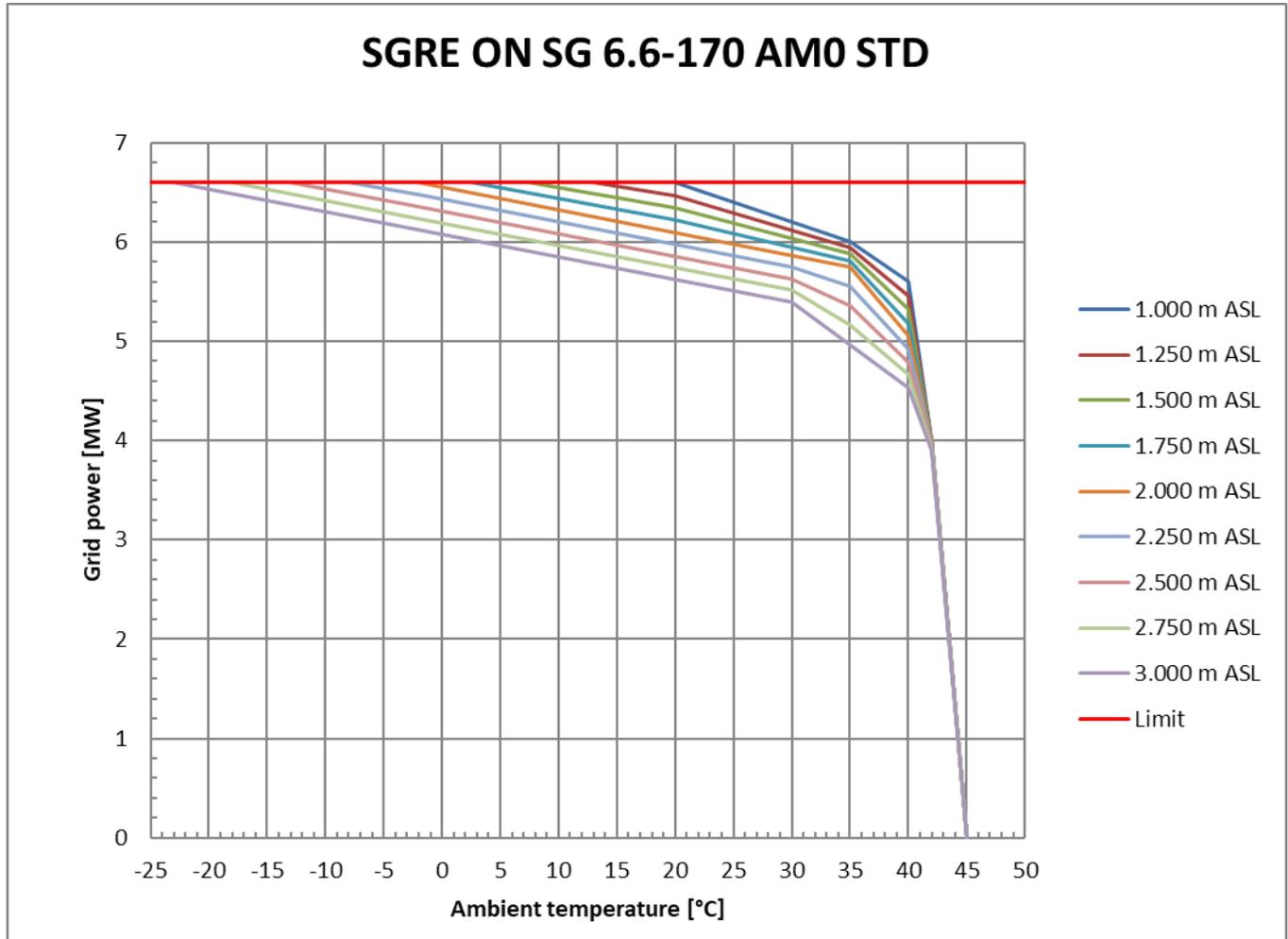


Figure 1: SG 6.6-170 AM0 STD power derating curves by ambient temperature and altitude

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

SGRE ON SG 6.6-170 AM0 STD		6.60	MW	8.83	RPM			
Altitude		1,000 m ASL						
Temp.	°C	20	35	40	42	45		
Power	MW	6.6	6	5.6	4	0		
Load	-	1	0.91	0.85	0.61	0		
Altitude		1,250 m ASL						
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	
Altitude		1,500 m ASL						
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	
Altitude		1,750 m ASL						
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	
Altitude		2,000 m ASL						
Temp.	°C	-2	35	40	42	45		
Power	MW	6.6	5.75	5.05	4	0		
Load	-	1	0.87	0.77	0.61	0		
Altitude		2,250 m ASL						
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
Altitude		2,500 m ASL						
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
Altitude		2,750 m ASL						
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
Altitude		3,000 m ASL						
Temp.	°C	-23	30	40	42	45		
Power	MW	6.6	5.4	4.53	3.9	0		
Load	-	1	0.82	0.69	0.59	0		

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

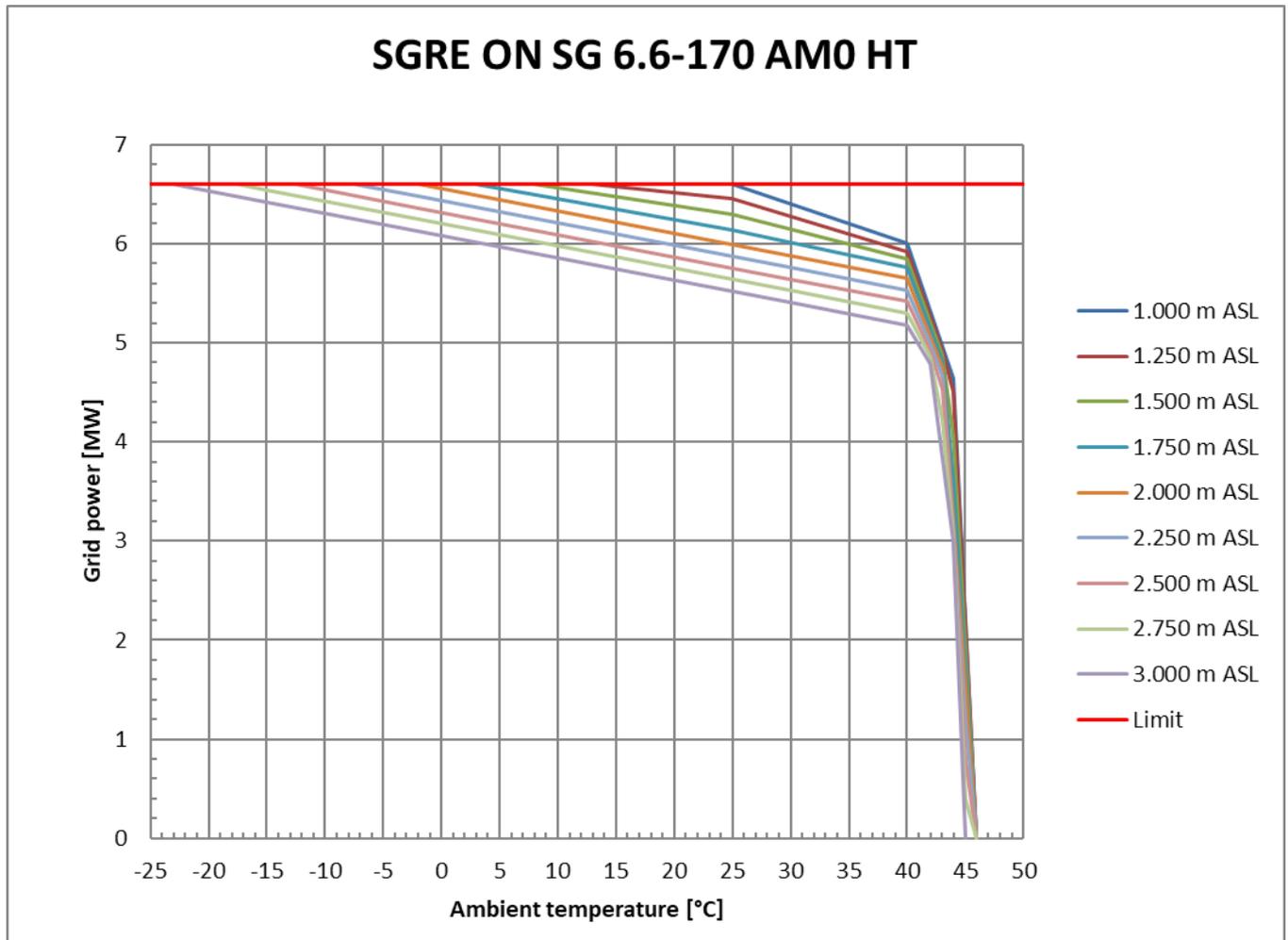


Figure 2: SG 6.6-170 AM0 HT power derating curves by ambient temperature and altitude

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

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		

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)								
1.8					45					
1.7									44.5	
1.5						45				
1.4										44.5
1.1		45.5	45.5				45			
1.0				45.5						
0.9					45.5					
0.7						45.5		45		
0.5							45.5			
0.3								45.5	45	
0.1									45.5	
0.0		46	46	46	46	46	46	46	46	45

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 Modes⁷.

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 ⁸
						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

⁷ 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 ⁹
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.

⁹ 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/m³

Validity range:

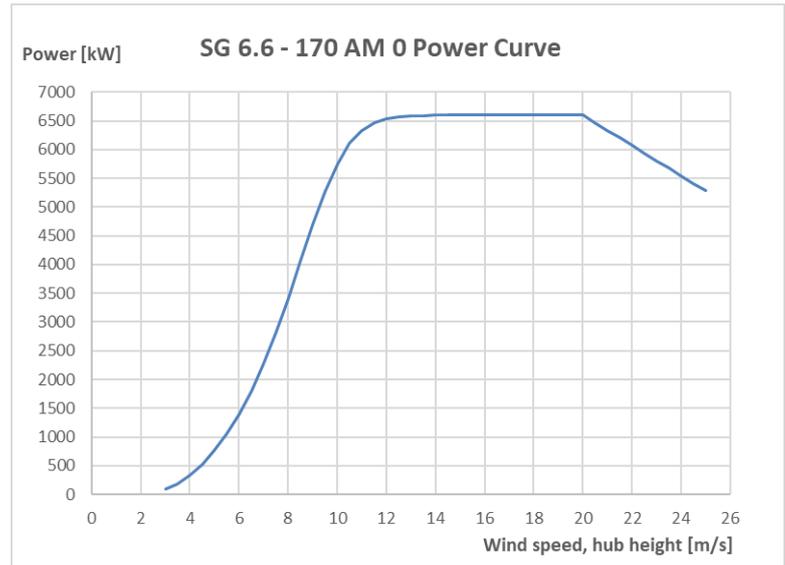
Wind Shear (10min average)	≤ 0.3
Turbulence intensity TI [%] for bin i	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
Terrain	Not complex according to IEC 61400-12-1
Upflow β [°]	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
Grid frequency [Hz]	± 0.5 Hz

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

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m³. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to 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/m³

12.2. Standard Ct Curve, Application Mode - AM 0

Air density= 1.225 kg/m³

Validity range:

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

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

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

Ct is defined by the following expression:

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

where

F = Rotor force [N]

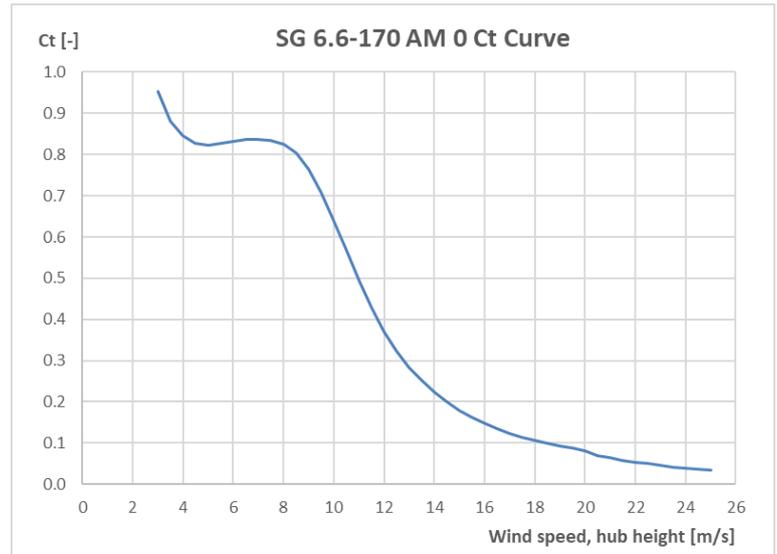
ρ = Air density [kg/m³]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m²]

For a detailed description of Application Mode - AM 0, please refer to 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

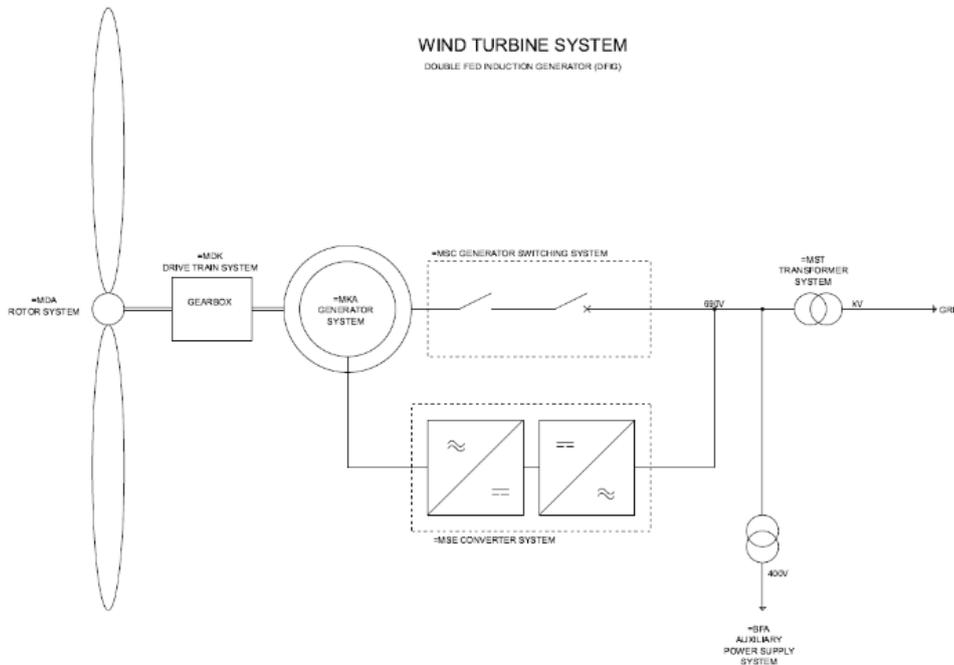
Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage	690 V
Vector group	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

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 (SF₆) at the factory. This gas is non-toxic, chemically inert, and features a high dielectric strength. Gas work on site is not required, and even in operation it is not necessary to check the gas condition or refill, the vessel is designed for being gas tight for life. To monitor the gas density, every switchgear vessel is equipped with a ready-for-service indicator at the operating front. This is a mechanical red/green indicator, self-monitoring and independent of temperature and variations of the ambient air pressure.

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

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

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

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

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

The protective system shall cause the circuit breaker opening with a dual powered relay (self-power supply + external auxiliary power supply possibility). It imports its power supply from current transformers, that are already mounted on the bushings inside the circuit breaker panel and is therefore ideal for wind turbine applications.

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

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

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

* Up to four feeders.

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

The switchgear is located 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 ₆
Switching medium	Vacuum
Consist of	2/3/4 panels
Grid cable feeder	Cable riser or line cubicle
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IP65
Internal arc classification IAC:	A FL 20 kA 1s
Pressure relief	Downwards
Standard	IEC 62271
Temperature range	-25°C to +45°C

Grid cable feeder (line cubicle)

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

Circuit breaker feeder

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current circuit breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Short circuit breaking current	20 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Tripping mechanism	Stored energy
Control	Local
Coil for external trip	230V AC
Voltage detection system	Capacitive

Protection

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

Interface- MV Cables

Grid cable feeder	630 A bushings type C M16 Max 2 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter) **	26 - 38mm 36 - 52mm 50 - 75mm
Circuit breaker feeder	630 A bushings type C
Cable entry	M16 From bottom
Interface to turbine control	
Breaker status	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

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.

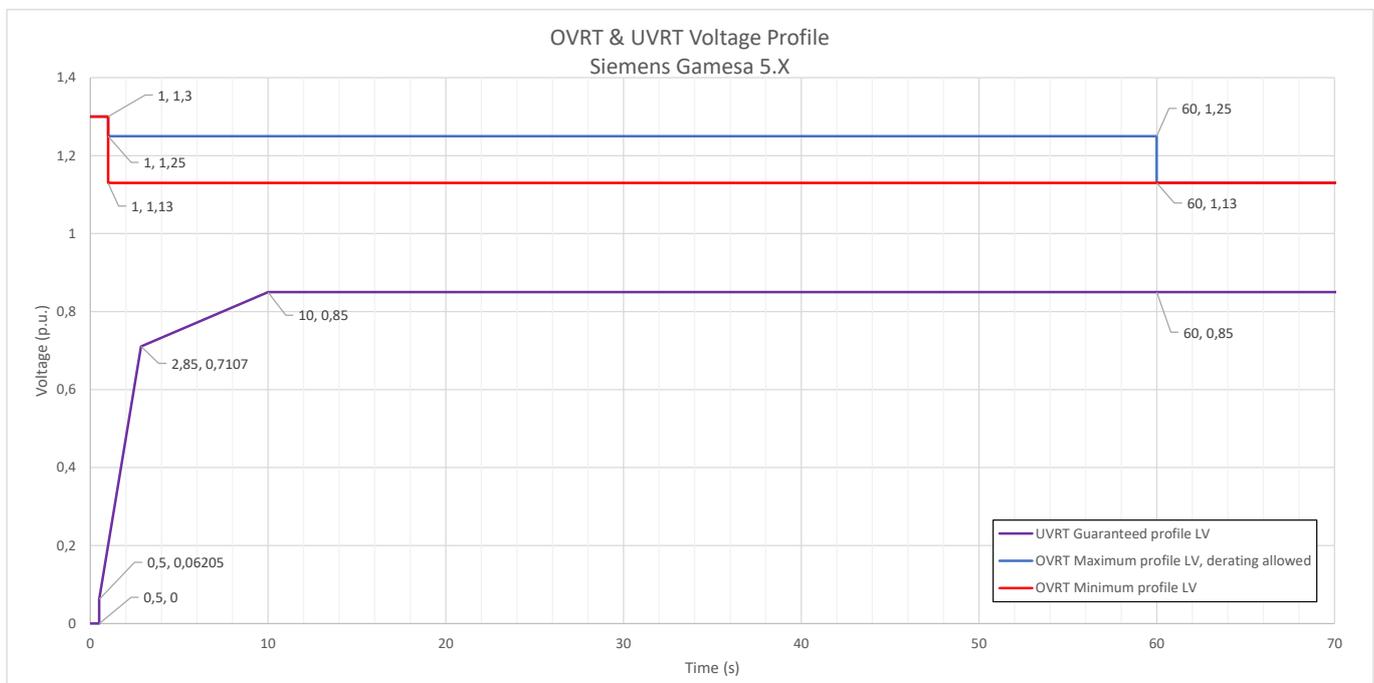


Figure 3. High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

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 _q Injection Curve during FRT	k = 2	Configurable by parameters.
I _q Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I _q 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 5.Xwind 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.

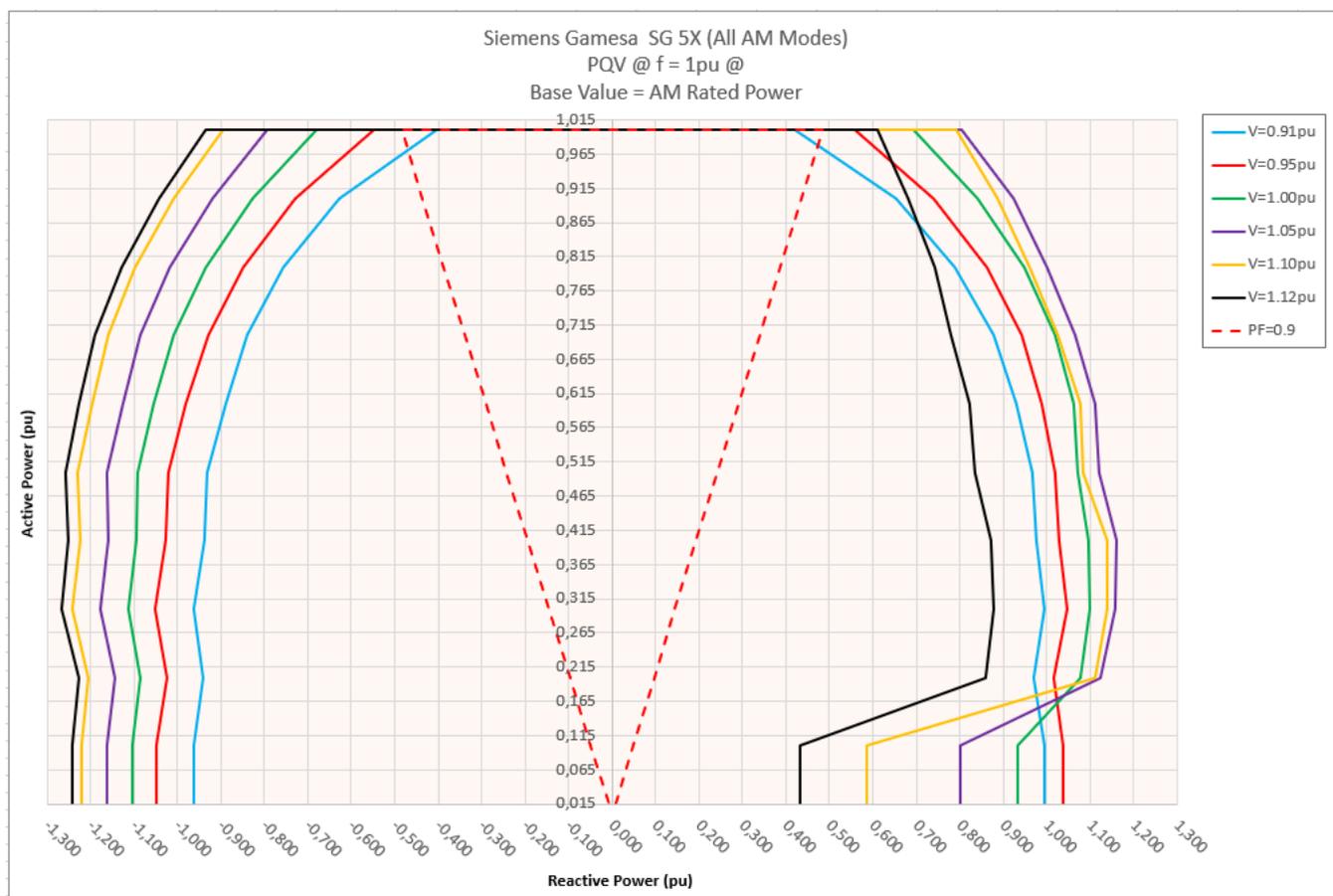


Figure 4: Siemens Gamesa 5.X Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.

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.

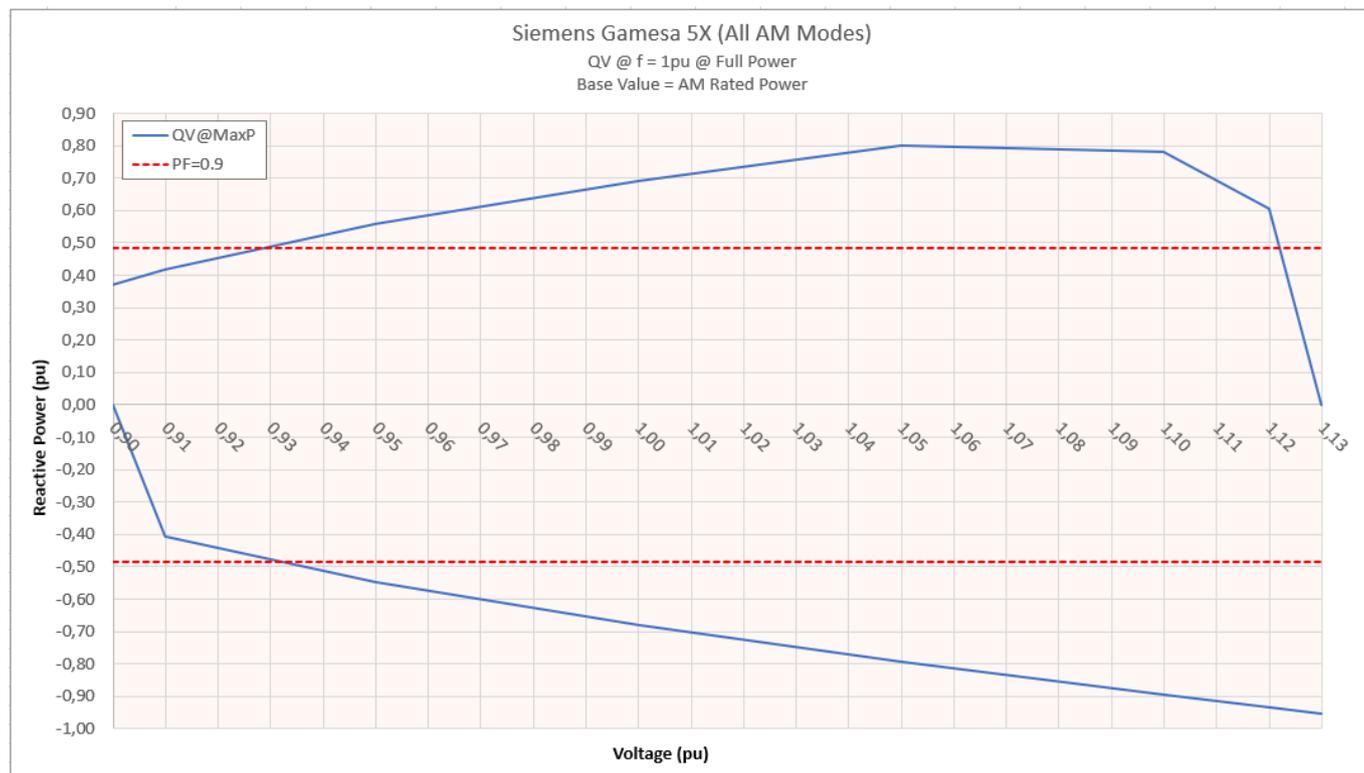


Figure 5: Siemens Gamesa 5.X→ Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.

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)	0,015*	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	0,10	0,985	0,997	1,038	0,933	0,803	0,586	0,433	0
	0,20	0,957	0,969	1,018	1,077	1,124	1,112	0,860	0
	0,30	0,982	0,995	1,047	1,098	1,157	1,140	0,877	0
	0,40	0,962	0,975	1,029	1,095	1,160	1,139	0,873	0
	0,50	0,955	0,968	1,018	1,073	1,121	1,085	0,834	0
	0,60	0,914	0,929	0,990	1,063	1,112	1,076	0,823	0
	0,70	0,861	0,877	0,942	1,019	1,065	1,026	0,781	0
	0,80	0,770	0,789	0,862	0,949	1,001	0,962	0,742	0
	0,90	0,629	0,652	0,741	0,842	0,923	0,888	0,682	0
1,00	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.

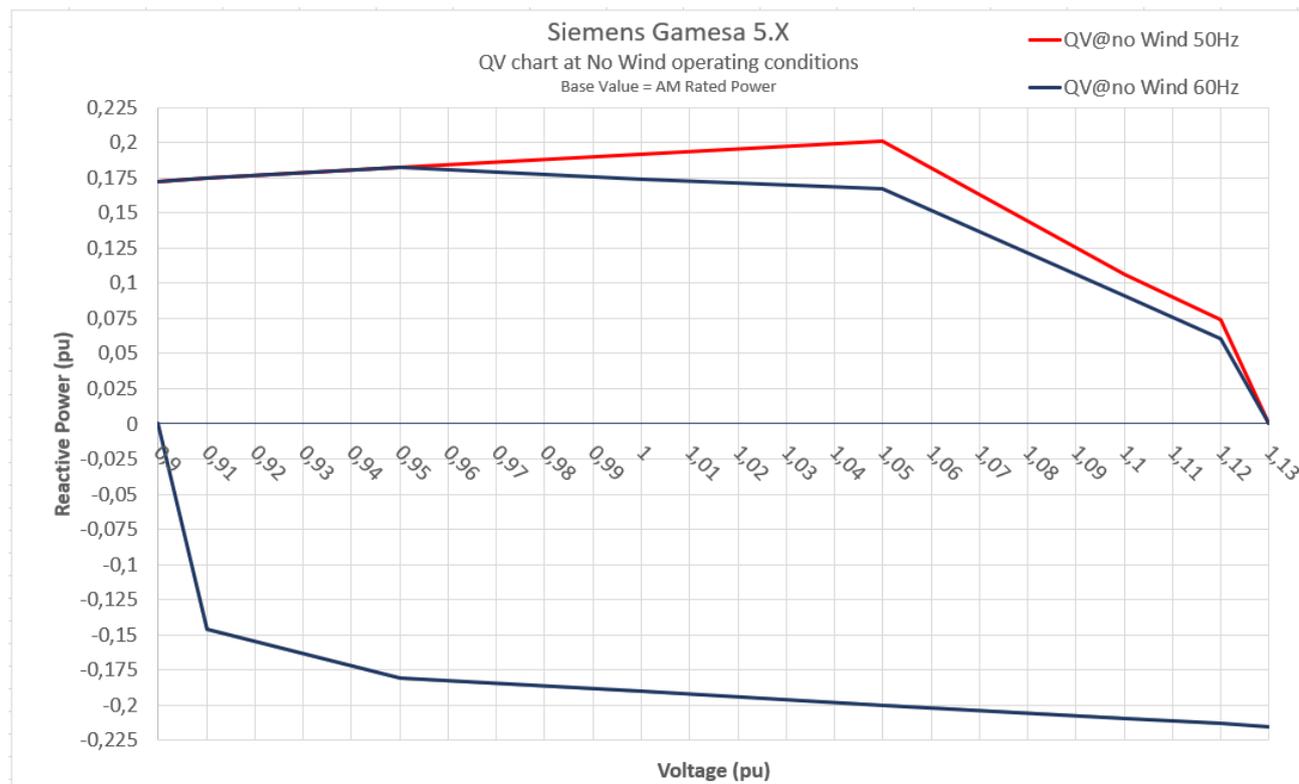


Figure 6: Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz.

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.

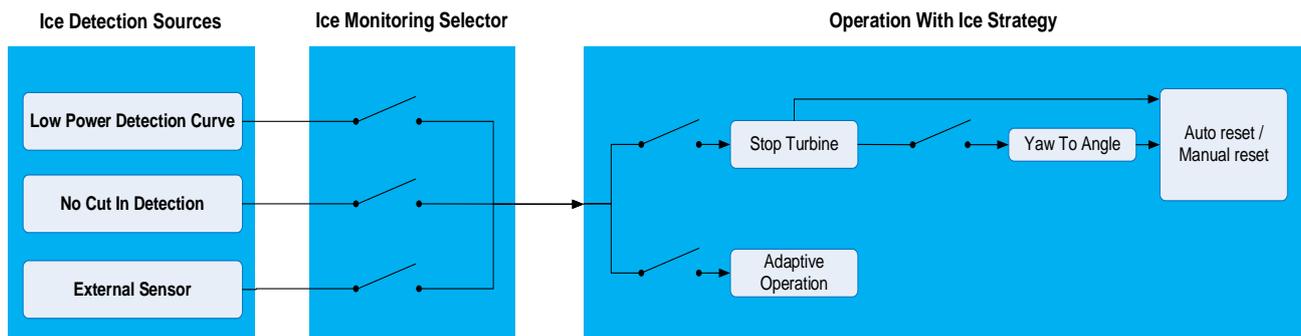


Figure 1: Ice Detection and Operation with Ice Strategy interface for individual turbines



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.

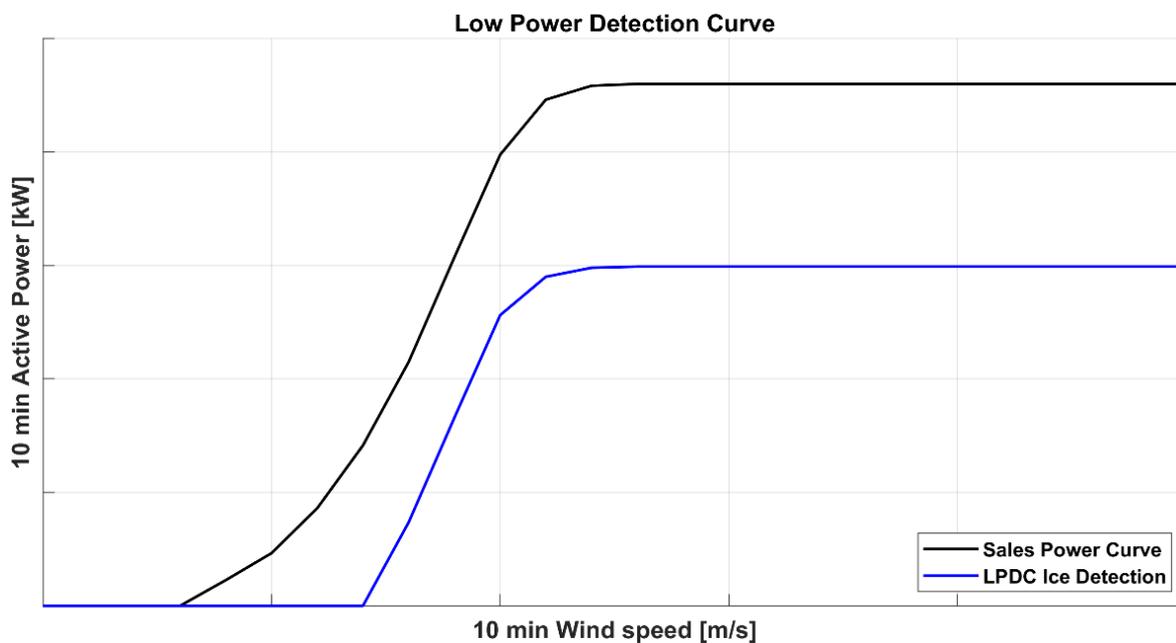


Figure 2: Illustration of Low Power Detection Curve (LPDC)

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.

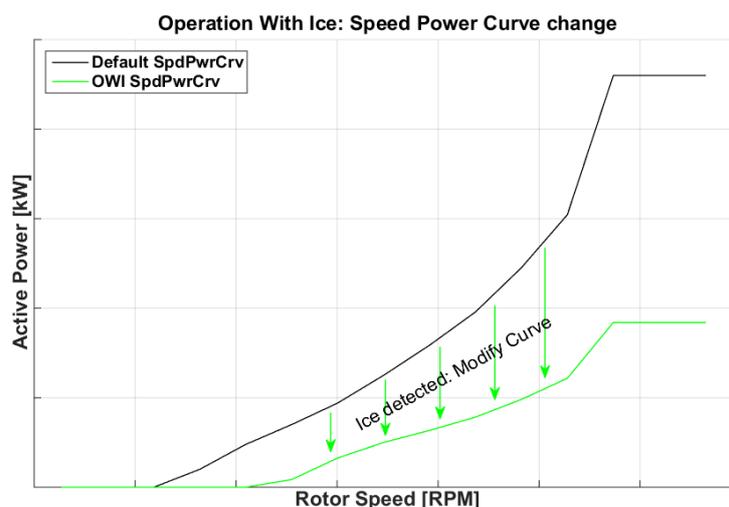


Figure 4: Illustration of OWI Speed-Power curve modification

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.

Media tensione - Energia

ARG7H1R-1,8/3 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV

ARG7H1OR-3,6/6 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13 IEC 60502
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Misura delle scariche parziali:	CEI 20-16 IEC 60885-3
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50267-2-1



ARG7H1R / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi $U_0/U \geq 6/10$ kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi $U_0/U \geq 6/10$ kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa ARG7H1RX seguita dalla tensione nominale di esercizio.

ARG7H1OR / Descrizione

- Cavi tripolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi $U_0/U \geq 6/10$ kV)
Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi $U_0/U \geq 6/10$ kV)
- Schermo: nastri di rame rosso avvolti
- Identificazione fasi: fili o nastri colorati
- Riempitivo: estruso penetrante tra le anime
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

Marcatura

Pb free [Ditta] ARG7H1R [tens. nominale] [form.] [anno] [ordine] [metrica]
Pb free [Ditta] ARG7H1OR [tens. nominale] [form.] [anno] [ordine] [metrica]

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio
ARG7H1R: U_0/U 1,8/3 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV
ARG7H1OR: U_0/U 3,6/6 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale.

Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

ARG7H1R - 18/30 kV

U_o/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portate di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 35	7,0	8,0	33,5	1045	144	152	142	149
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1155	174	183	168	177
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1545	218	229	207	218
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1290	266	280	247	260
1 x 120	12,9	8,0	40,0	1670	309	325	281	296
1 x 150	14,3	8,0	41,0	1790	352	371	318	335
1 x 185	16,0	8,0	43,1	2005	406	427	361	380
1 x 240	18,3	8,0	45,0	2300	483	508	418	440
1 x 300	21,0	8,0	47,0	2570	547	576	472	497
1 x 400	23,6	8,0	51,1	3145	640	674	543	572
1 x 500	26,5	8,0	53,0	3555	740	779	621	654
1 x 630	30,1	8,0	60,2	4195	862	907	706	743

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
- Temperatura ambiente 20°C
- profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz
		Ω/km		Ω/Km		
n° x mm ²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	μF/km
1 x 35	0,868	1,113	1,113	016	0,21	0,15
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,15	0,20	0,15
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,14	0,20	0,16
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,13	0,19	0,18
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,13	0,18	0,19
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,12	0,18	0,20
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,12	0,18	0,22
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,17	0,24
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,11	0,17	0,27
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,11	0,16	0,29
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,10	0,16	0,32
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,099	0,16	0,36

Media tensione - Energia

ARG7H1RX-12/20 kV

ARG7H1RX-18/30 kV

Costruzione, requisiti elettrici,
fisici e meccanici: CEI 20-13
IEC 60502-2

Misura delle scariche parziali: CEI 20-16
IEC 60885-3

Non propagazione della fiamma: EN 60332-1-2

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1



Descrizione

- Cavi tripolari precordati, isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore interno: estruso
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio U_o/U:
 - ARG7H1RX -12/20 kV: 12/20 kV
 - ARG7H1RX -18/30 kV: 18/30 kV
- Tensione U max:
 - ARG7H1RX -12/20 kV: 24 kV
 - ARG7H1RX -18/30 kV: 36 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Marcatura

Pb free [Ditta] ARG7H1RX [tens. nominale] [form.] [anno] [ordine] [metrica] FASE 1/2/3

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 10 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale.

Ammessa la posa interrata in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

ARG7H1RX - 18/30 kV

U_o/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo anima	Ø ciroscritto indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A	
							in aria	interrato ^(*)
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	A
3 x 1 x 35	7,0	8,0	1,9	33,5	72,0	3150	144	142
3 x 1 x 50	8,1	8,0	2,0	34,1	73,3	3480	174	168
3 x 1 x 70	9,7	8,0	2,0	36,2	77,8	3880	218	207
3 x 1 x 95	11,4	8,0	2,1	38,2	82,1	4355	266	247
3 x 1 x 120	12,9	8,0	2,2	40,0	86,0	5020	309	281
3 x 1 x 150	14,3	8,0	2,2	41,0	88,2	5385	352	318
3 x 1 x 185	16,0	8,0	2,3	43,1	92,7	6040	406	361
3 x 1 x 240	18,3	8,0	2,4	45,0	96,8	6910	483	418

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W

- Temperatura ambiente 20°C

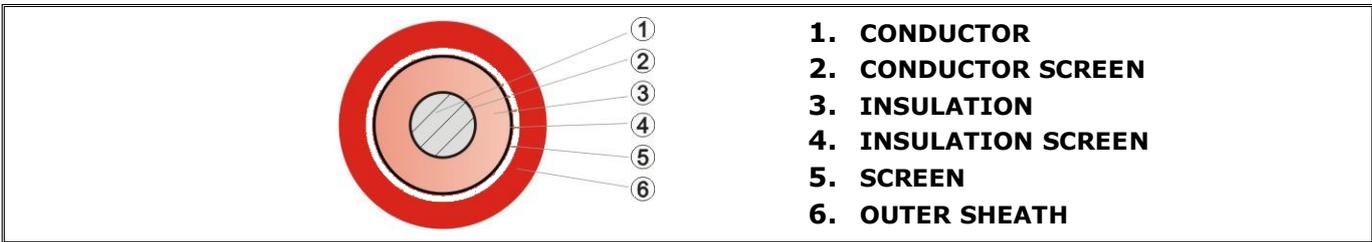
- profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz	Reattanza di fase	Capacità a 50Hz
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
3 x 1 x 35	0,868	1,113	0,14	0,17
3 x 1 x 50	0,641	0,822	0,13	0,18
3 x 1 x 70	0,443	0,568	0,13	0,21
3 x 1 x 95	0,320	0,411	0,12	0,23
3 x 1 x 120	0,253	0,325	0,12	0,25
3 x 1 x 150	0,206	0,265	0,11	0,27
3 x 1 x 185	0,164	0,211	0,11	0,29
3 x 1 x 240	0,125	0,161	0,11	0,32

Codice/code ARE4H5E 26/45 kV 1XSEC	DOCUMENTO / DOCUMENT ARE4H5E 26-45 KV 1XSEC_rev0	DATA/DATE 13/12/2023	REV 0
--	--	--------------------------------	-----------------

ARE4H5E 26/45 kV
DRAWING – GENERAL CONSTRUCTION - COLOUR CODE AND MARKING



OUTER SHEATH COLOUR:

Red

NORMS OF REFERENCE:

- **HD 632**
- **IEC 60840**

OUTER SHEATH MARKING:

TRATOS ARE4H5E 26/45 kV 1XSEC lot/year metric marking

Cables for a moving world

Codice/code ARE4H5E 26/45 kV 1XSEC	DOCUMENTO / DOCUMENT ARE4H5E 26-45 KV 1XSEC_rev0	DATA/DATE 13/12/2023	REV 0
--	--	--------------------------------	-----------------

U.M.

CONDUCTOR			
Material		Stranded aluminium (Cl. 2)	
Nominal cross section	mm ²	1X400	1X630
TRATOS CODE		231845	232319
Nominal diameter	mm	22,90	29,80
Max. resistance at 20°C	Ω/Km	0,0778	0,0469
CONDUCTOR SCREEN			
Type		Semiconductor layer	
INSULATION			
Material		XLPE	
Nominal thickness	mm	7,0	
Colour		Natural	
INSULATION SCREEN			
Type		Semiconductor layer bonded	
SCREEN			
Formation		Semiconductive water blocking tape Copolymer coated aluminium tape	
Nominal cross section	mm ²	39	45,6
Max. resistance at 20°C	Ω/Km	0,775	0,70
OUTER SHEATH			
Material		MD PE	
Nominal thickness	mm	3,0	3,0
Nominal diameter	mm	49,0	54,0
Nominal weight	Kg/km	2.910	3.780

U.M.

GENERAL CHARACTERISTICS			
Min. bending radius	mm	14 x ø	
Current capacity	Air 30°C	A	645
	Ground 20°C		710
Nominal reactance	Ω/km	0,118	0,107
Nominal capacitance	µF/km	0,306	0,375
Voltage test	kVx30'	65	

FG16R16-0,6/1 kV

FG16OR16-0,6/1 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13
	IEC 60502-1
	CEI UNEL 35318 (energia)
	CEI UNEL 35322 (comando)
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO



CONFORME CPR
REGOLAMENTO 305/2011/UE

Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2017



Descrizione

- Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U : 600/1000 V c.a.
1500 V c.c.
- Tensione massima U_m : 1200 V c.a.
1800 V c.c. anche verso terra
- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

Colori delle anime

UNIPOLARE	●
BIPOLARE	● ●
TRIPOLARE	● ● ● oppure ● ● ●
QUADRIPOLOARE	● ● ● ● oppure ● ● ● ●
PENTAPOLARE	● ● ● ● ● oppure ● ● ● ● ●

Le anime nei cavi multipli per segnalamento e comando sono nere numerate con o senza conduttore G/V.

Marcatura

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 [anno] [ordine] [metrica]

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati (AD7); per posa interrata diretta e indiretta. Per installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575:

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

Unipolari

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km
K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5									
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	8,2	13,3	55	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	8,7	7,98	69	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	9,3	4,95	84	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	9,9	3,30	115	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	10,9	1,91	155	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	11,4	1,21	225	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	13,2	0,780	320	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	14,6	0,554	420	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	16,4	0,386	585	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	18,3	0,272	790	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	20,4	0,206	990	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	22,4	0,161	1020	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	24,8	0,129	1550	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	27,2	0,106	1870	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	30,4	0,0801	2400	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	33,0	0,0641	2955	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	37,7	0,0486	3835	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	45,0	0,0384	4785	998	-	689	650	599	565
1 x 630 (*)	32,8	2,4	2,3	51,1	0,0287	6465	1151	-	785	741	683	645

(*) = Questa formazione non rientra nella CEI UNEL
 N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
 - n°3 conduttori attivi
 - profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
 K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Bipolari

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A												
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
																K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
2 x 1,5	1,5	0,7	1,8	12,0	13,3	130	26	22	28	26	25	23							
2 x 2,5	2,0	0,7	1,8	13,0	7,98	165	36	30	37	35	32	30							
2 x 4	2,5	0,7	1,8	14,2	4,95	210	49	40	48	45	41	39							
2 x 6	3,0	0,7	1,8	15,4	3,30	270	63	51	60	56	52	49							
2 x 10	4,0	0,7	1,8	17,3	1,91	390	86	69	80	76	70	66							
2 x 16	5,0	0,7	1,8	19,4	1,21	520	115	91	105	99	91	86							
2 x 25	6,2	0,9	1,8	23,0	0,780	765	149	119	135	128	118	111							
2 x 35	7,4	0,9	1,8	25,7	0,554	1020	185	140	166	156	144	136							
2 x 50	8,9	1,0	1,8	29,3	0,386	1400	225	175	205	193	178	168							
2 x 70	10,5	1,1	1,8	33,1	0,272	2130	289	221	252	238	219	207							
2 x 120	13,8	1,2	1,8	41,5	0,161	3420	410	305	346	327	301	284							

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n° 2 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Tripolari

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A												
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
																K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
3 x 1,5	1,5	0,7	1,8	12,5	13,3	150	23	19,5	23	22	20	19							
3 x 2,5	2,0	0,7	1,8	13,6	7,98	190	32	26	30	29	27	25							
3 x 4	2,5	0,7	1,8	14,9	4,95	250	42	35	39	37	34	32							
3 x 6	3,0	0,7	1,8	16,2	3,30	320	54	44	50	47	43	41							
3 x 10	4,0	0,7	1,8	18,2	1,91	470	75	60	67	63	58	55							
3 x 16	5,0	0,7	1,8	20,6	1,21	640	100	80	88	83	76	72							
3 x 25	6,2	0,9	1,8	24,5	0,780	960	127	105	113	107	99	93							
3 x 35	7,4	0,9	1,8	27,3	0,554	1290	158	128	139	131	121	114							
3 x 50	8,9	1,0	1,8	31,2	0,386	1785	192	154	172	162	149	141							
3 x 70	10,5	1,1	1,9	35,6	0,272	2700	246	194	212	200	184	174							
3 x 95	12,2	1,1	2,0	40,0	0,206	3410	298	233	251	237	218	206							
3 x 120	13,8	1,2	2,1	44,4	0,161	4340	346	268	290	274	252	238							
3 x 150	15,4	1,4	2,3	49,5	0,129	5404	399	300	332	313	288	272							
3 x 185	16,9	1,6	2,4	55,2	0,106	6550	456	340	373	352	324	306							
3 x 240	19,5	1,7	2,6	61,9	0,0801	8475	538	398	439	414	382	360							
3 x 300	23,0	1,8	2,8	68,0	0,0641	10440	621	455	-	-	-	-							

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n° 3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Quadripolari

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A												
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
																K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
4 x 1,5	1,5	0,7	1,8	13,4	13,3	170	23	19,5	23	22	20	19							
4 x 2,5	2,0	0,7	1,8	14,6	7,98	220	32	26	30	29	27	25							
4 x 4	2,5	0,7	1,8	16,0	4,95	295	42	35	39	37	34	32							
4 x 6	3,0	0,7	1,8	17,5	3,30	385	54	44	50	47	43	41							
4 x 10	4,0	0,7	1,8	19,8	1,91	575	75	60	67	63	58	55							
4 x 16	5,0	0,7	1,8	22,4	1,21	795	100	80	88	83	76	72							
4 x 25	6,2	0,9	1,8	26,8	0,780	1205	127	105	113	107	99	93							
4 x 35 (*)	7,4	0,9	1,8	30,5	0,554	1750	158	128	139	131	121	114							
4 x 50 (*)	8,9	1,0	1,8	34,1	0,386	2530	192	154	172	162	149	141							
4 x 70 (*)	10,5	1,1	1,8	36,6	0,272	3600	246	194	212	200	184	174							
4 x 95 (*)	12,2	1,1	2,1	41,5	0,206	4380	298	233	251	237	218	206							
4 x 120 (*)	13,8	1,2	2,2	45,8	0,161	5585	346	268	290	274	252	238							
4 x 150 (*)	15,4	1,4	2,4	52,1	0,129	6920	399	300	332	313	288	272							
4 x 185 (*)	16,9	1,6	2,5	61,1	0,106	8364	456	340	373	352	324	306							
4 x 240 (*)	19,5	1,7	2,7	68,8	0,0801	10830	538	398	439	414	382	360							
3x35+25	7,4/6,2	0,9/0,9	1,8	29,2	0,554/0,780	1535	158	128	139	131	121	114							
3x50+25	8,9/6,2	1,0/0,9	1,8	32,4	0,386/0,780	2020	192	154	172	162	149	141							
3x70+35	10,5/7,4	1,1/0,9	1,8	37,0	0,272/0,554	3030	246	194	212	200	184	174							
3x95+50	12,2/8,9	1,1/1,0	2,1	42,0	0,206/0,386	3915	298	233	251	237	218	206							
3x120+70	13,8/10,5	1,2/1,1	2,2	46,9	0,161/0,272	5040	346	268	290	274	252	238							
3x150+95	15,4/12,2	1,4/1,1	2,4	52,5	0,129/0,206	6300	399	300	332	313	288	272							
3x185+95	16,9/12,2	1,6/1,1	2,5	57,3	0,106/0,206	8325	456	340	373	352	324	306							
3x240+150	19,5/15,4	1,7/1,4	2,7	65,5	0,0801/0,129	9930	538	398	439	414	382	360							

(*) = Questa formazione non rientra nella CEI UNEL

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:

- n° 3 conduttori attivi

- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W

K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Pentapolari

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A												
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		tubo interrato a 20°C	
																K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
5G1,5	1,5	0,7	1,8	14,4	13,3	195	23	19,5	23	22	20	19							
5G2,5	2,0	0,7	1,8	15,6	7,98	260	32	26	30	29	27	25							
5G4	2,5	0,7	1,8	17,3	4,95	345	42	35	39	37	34	32							
5G6	3,0	0,7	1,8	18,9	3,30	455	54	44	50	47	43	41							
5G10	4,0	0,7	1,8	21,5	1,91	680	75	60	67	63	58	55							
5G16	5,0	0,7	1,8	24,4	1,21	970	100	80	88	86	76	72							
5G25	6,2	0,9	1,8	29,3	0,780	1470	127	105	113	107	99	93							
5G35	7,4	0,9	1,8	32,8	0,554	1990	158	128	139	131	121	114							
5G50	8,9	1,0	2,0	38,2	0,386	3030	192	154	172	162	149	141							
5G70 (*)	10,5	1,1	2,2	43,7	0,272	4190	246	194	212	200	184	174							

(*) = Questa formazione non rientra nella CEI UNEL

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- n° 3 conduttori attivi
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W

Multipli / segnalamento e comando

Formazione (*)	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A										
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km	in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C	
																K = 1	K = 1,5
7G1,5	1,5	0,7	1,8	15,4	13,3	260	13	11,5	18,5	16							
10G1,5	1,5	0,7	1,8	18,7	13,4	340	13	11,5	18,5	16							
12G1,5	1,5	0,7	1,8	19,3	13,4	380	11	9,5	14,5	12,5							
16G1,5	1,5	0,7	1,8	21,1	13,4	480	11	9,5	14,5	12,5							
19G1,5	1,5	0,7	1,8	22,1	13,4	535	9	8	13	11,5							
24G1,5	1,5	0,7	1,8	25,4	13,5	640	9	8	13	11,5							
7G2,5	2,0	0,7	1,8	16,8	7,98	381	17,5	15,5	24	21							
10G2,5	2,0	0,7	1,8	20,6	8,06	462	17,5	15,5	24	21							
12G2,5	2,0	0,7	1,8	21,3	8,06	530	13,5	12	20	17,5							
16G2,5	2,0	0,7	1,8	23,3	8,06	670	13,5	12	20	17,5							
19G2,5	2,0	0,7	1,8	24,5	8,06	755	12	10,5	16	14							
24G2,5	2,0	0,7	1,8	28,3	8,10	915	12	10,5	16	14							

N.B. I valori di portata di corrente sono riferiti a:
- tutti i conduttori attivi (eccetto il conduttore giallo/verde)
- profondità di posa 0,8 m per i cavi interrati

N.B. K=1: resistività termica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistività termica del terreno 1,5 K·m/W