

I-O&M-COG.

**Informe Técnico Determinación de Mínimo Técnico del
Parque Eólico San Juan.**

Versión 4	Periodo de medición	Aprueba: C. Gutierrez
Área O&M-COG	Enero 2017 – Agosto 2020	Fecha: Septiembre-2020

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. ANTECEDENTES TÉCNICOS DE DISEÑO.	5
2.1. Parque Eólico San Juan.....	5
2.2. Torres.	5
2.3. Rotor.....	5
2.4. Góndola.....	5
2.5. Distribución del Parque Eólico.	6
3. ALCANCES.....	7
4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.	7
4.1. Especificaciones de las unidades generadoras.	7
4.2. Generador eléctrico.	10
4.3. Convertidor.	10
4.4. Transformador elevador HV del generador.	11
4.5. Cables de potencia HV.....	12
4.6. Interruptor de potencia HV (Switchgear).....	12
4.7. Sistemas auxiliares.	12
4.8. Fuente de poder ininterrumpible UPS 13	
4.9. Sistema de supervisión y control.	13
4.10. Servicios auxiliares parque eólico San Juan.....	16
4.11. Transformador de poder S/E San Juan 220/33 [kV].	18
Características técnicas garantizadas.....	18
5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO.	20
5.1. Curva de referencia Potencia vs Viento proporcionada el fabricante Vestas.....	20
5.2. Datos de referencia de Potencia vs Viento proporcionados por el fabricante Vestas.	21
5.3. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 1 al 5.....	22
5.4. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 1 al 5.....	22
5.5. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 6 al 10.....	23

5.6.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 6 al 10.....	23
5.7.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 11 al 15.....	24
5.8.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 11 al 15.....	24
5.9.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 16 al 20.....	25
5.10.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 16 al 20.	25
5.11.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 20 al 25.	26
5.12.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 21 al 25.	26
5.13.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 26 al 30.	27
5.14.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 26 al 30.	27
5.15.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 31 al 35.	28
5.16.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 31 al 35.	28
5.17.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 36 al 40.	29
5.18.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 36 al 40.	29
5.19.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 41 al 45.	30
5.20.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 41 al 45.	30
5.21.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 46 al 50.	31
5.22.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 46 al 50.	31
5.23.	Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 51 al 56.	32
5.24.	Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 51 al 56.	32
5.25.	Análisis de curva Potencia vs Viento proporcionadas con respecto a las curvas Potencia vs Viento en tiempo real de todos los aerogeneradores.	33
5.26.	Determinación de Mínimo Técnico del parque eólico San Juan en escenarios de alto recurso disponible.....	33
6.	CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.....	36
6.1.	Análisis de control de potencia reactiva.	36
6.2.	Resultados de pruebas del control de potencia reactiva.....	39
6.3.	Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC.....	39
7.	Conclusión.....	41
8.	ANEXO.....	42

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe técnico tiene como objetivo determinar el valor de mínimo técnico de operación del parque eólico San Juan, para lo cual nos fundamentaremos en el documento “ANEXO TÉCNICO: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, específicamente lo expuesto en el artículo 4 de su Título I “ASPECTOS GENERALES” donde se define como Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En forma continua, así como lo expuesto también en el artículo 6 de su Título II “PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO” el cual establece que la comprobación del Mínimo Técnico de todas las unidades generadoras del sistema se realizará en función de los registros de la operación real disponibles en el Centro de Despacho y Control.

El Parque Eólico San Juan, es propiedad de la empresa de generación eléctrica Latin América Power (LAP) y está ubicado en la III Región de Atacama, en la zona costera al sur de la comuna de Freirina, provincia de Vallenar, aproximadamente a 60 [KM] al sur del Puerto Huasco, el mismo cuenta con una capacidad instalada de 193,2 [MW], los cuales son inyectados al SEN (Sistema Eléctrico Nacional) mediante la S/E San Juan 33/220 [kV], la cual es una subestación en tecnología GIS con arreglo del tipo de barra principal con barra de transferencia y que está compuesta a su vez por tres circuitos: dos transformadores elevadores de 33/220 [kV] con una capacidad cada uno de 80/110 [MVA] y una línea en circuito simple de 220 [kV] y 83,6 [KM] de largo, con una capacidad de 210 [MVA], la cual se conecta a la S/E Punta Colorada de 220 [kV].

La operación del parque se realiza remotamente desde el centro de despacho COG LAP a través del SCADA Vestas Online Bussines (VOB) donde se pueden supervisar todos los parámetros de operación del parque y ejecutar comandos de control sobre cada aerogenerador, adicionalmente se cuenta con la supervisión y control de la S/E San Juan 33/220 [kV] a través de un Scada eléctrico marca ABB, por lo que la operación de la línea y transformadores se realiza también remotamente desde el despacho COG LAP.

2. ANTECEDENTES TÉCNICOS DE DISEÑO.

2.1. Parque Eólico San Juan.

Latin América Power en pro de contribuir a mejorar la matriz energética de Chile a través de fuentes renovables, de mantener una estrecha relación con las comunidades y con la finalidad de proteger el medio ambiente da inicio al desarrollo del parque eólico San Juan en 2012, luego de más de 5 años de mediciones de viento. Inició su construcción el primer semestre de 2015 y concluye la construcción y puesta en marcha en diciembre de 2016, para finalmente en marzo de 2017 alcanzar la entrada en operación con el coordinador eléctrico nacional (CEN).

Actualmente el parque cuenta con la operación de 56 aerogeneradores marca Vestas modelo V117 MK2 de 3,45 [MW] de alta tecnología, cada uno compuesto por una torre de 91,5 [mts] de altura que sirve de soporte a la góndola (Nacelle) que a su vez está unida a un rotor con 3 aspas de 117 [mts] de diámetro. Cada aerogenerador tiene una capacidad nominal de 3,45 [MW], para una capacidad de generación total del parque de 193,2 [MW].

2.2. Torres.

Las torres son de acero tubular con conexiones de brida y con la mayoría de las conexiones internas soldadas. El diseño liso de la torre reduce el espesor de acero requerido, haciendo que la torre sea más ligera en comparación con todas las piezas internas soldadas a las cubiertas de la torre. Las alturas de buje del rotor enumeradas incluyen una distancia desde la sección de cimentación hasta el nivel del suelo de aproximadamente 0,2 [mts], dependiendo del grosor de la brida inferior y una distancia desde la brida superior de la torre hasta el centro del buje del rotor de 2,2 [mts]. Adicionalmente en la parte inferior de la torre se encuentra el interruptor de alta tensión (HV Switchgear) que se conecta al transformador elevador (HV Transformer) del generador por medio de un cable de potencia HV (Cables HV), así como el control de este interruptor. Además de las plataformas y escaleras dentro de la torre se encuentra también el ascensor o elevador de mantenimiento que permite a los operarios subir sin dificultad a la góndola (Nacelle).

2.3. Rotor.

El rotor consiste en un buje de hierro fundido al cual se encuentran unidas las tres palas de Fibra de epoxy y carbono reforzadas con fibra de vidrio, las cuales tienen una longitud de 57.15 [mts] de largo y que giran cada una en su eje longitudinal. El rotor tiene un diámetro total de 117 [mts]. El cubo aparte de servir para unir y soportar las tres palas transfiere las fuerzas de reacción al rodamiento principal y de torsión a la caja de cambios. El sistema hidráulico para el ajuste de las palas se encuentra dentro del buje del rotor.

2.4. Góndola.

La góndola (Nacelle) de la turbina Vestas V117 MK2 3,45 [MW] consiste en una placa base y una cubierta de fibra de vidrio que encapsula a todos los equipos. La placa base de la góndola tiene dos

partes: una parte delantera de hierro fundido y una parte trasera de viga de acero estructural. La parte frontal o delantera de la base de la góndola es la base del tren de transmisión y transmite fuerzas desde el rotor a la torre a través del sistema de orientación. La superficie inferior está mecanizada y conectada a la corona de orientación y los engranajes de orientación están atornillados a la placa de la parte delantera de la góndola. En la góndola se encuentran la mayor parte de los componentes del aerogenerador como son: el tren con fuerza de rodamiento, eje y caja multiplicadora, el generador, el convertidor, la UPS, el transformador HV, el transformador de servicios auxiliares, el sistema de enfriamiento, el sistema hidráulico, las unidades motrices del sistema del mecanismo de orientación de la góndola (Yaw System) y el gabinete de control. Finalmente, en la parte trasera externa de la góndola, específicamente sobre el techo, se encuentran los sensores de viento ultrasónicos. La góndola puede girar en la cabeza de la torre con la finalidad de alinear el rotor en contra de la dirección del viento más favorable que produzca el movimiento de las palas.

2.5. Distribución del Parque Eólico.

Nuestro Parque está ubicado en la III Región de Atacama, en la zona costera al sur de la comuna de Freirina, provincia de Vallenar y está dispuesto según como se muestra en las siguientes figuras:



Figura 2.5.1. Vista general de la distribución del Parque Eólico San Juan.

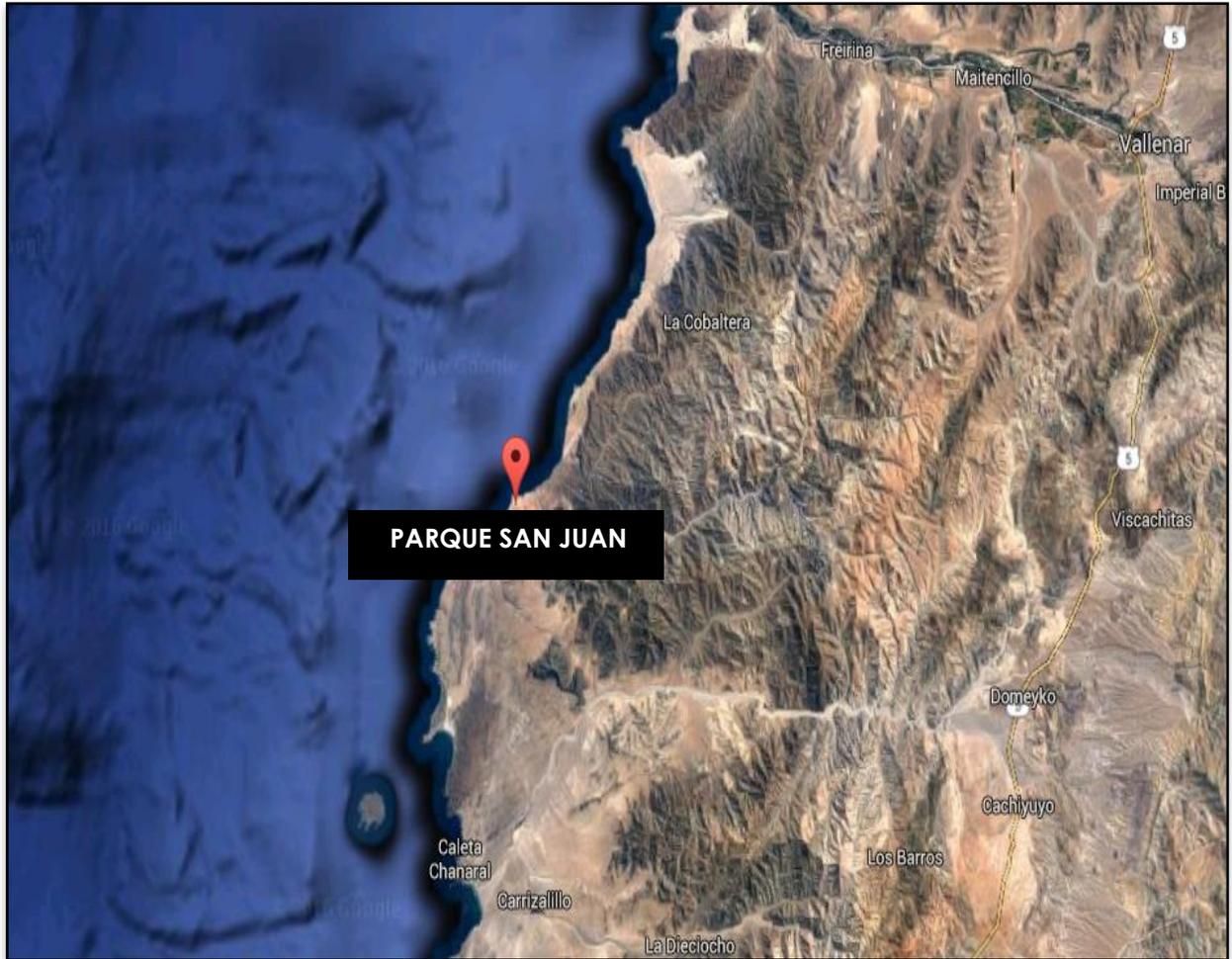


Figura 2.5.2. Vista satelital del Parque Eólico San Juan.

3. ALCANCES.

De acuerdo con lo señalado en el documento “ANEXO TÉCNICO: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, cada coordinado propietario de unidades generadoras debe enviar un informe técnico donde se justifiquen el valor del mínimo técnico.

4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

4.1. Especificaciones de las unidades generadoras.

Las unidades generadoras del Parque Eólico San Juan son unidades marca Vesta modelo V117 MK2 de 3,45 [MW] y está equipado con un rotor de 117 [mts] que consta de tres palas unidas al centro de un buje o cubo centro. Las palas están controladas por un sistema de control de inclinación a través de un microprocesador. En función de las condiciones del viento predominantes, las palas se posicionan continuamente para optimizar el ángulo de inclinación. La turbina eólica puede hacer funcionar el rotor a velocidad variable y por lo tanto mantener la potencia de salida a la potencia nominal o cerca de ella, incluso a alta velocidad del viento. A baja velocidad del viento, el sistema

optimizador y el sistema de control de potencia trabajan en conjunto para maximizar la potencia de salida, manteniendo la operación del rotor a la velocidad y ángulo de inclinación óptimos. La turbina está equipada con dos sensores ultrasónicos de viento o uno ultrasónico sensor de viento y una veleta mecánica y anemómetro. Los sensores tienen calentadores incorporados para minimizar la interferencia del hielo y la nieve. Los sensores de viento son redundantes y la turbina puede operar con un solo sensor. Cada aerogenerador posee un mecanismo de orientación (Yaw System) que es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. El sistema de orientación es un sistema activo basado en un robusto concepto de rodamientos simples con PETP como material de fricción. Los engranajes del sistema de orientación tienen un torque limitador. A continuación, se muestran las especificaciones más importantes de las unidades generadoras:

- Capacidad Nominal: 3.3 MW.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Área de barrido del rotor: 10751 mts².
- Diámetro del rotor: 117 mts.
- Altura de la torre: 91,5 mts.
- Largo de la pala: 57.15 mts.
- Rango de velocidad de giro del rotor: 6,2 - 17,7 RPM.
- Velocidad de giro nominal del rotor: 15 RPM.
- Dirección rotacional del rotor: En sentido horario (vista frontal).
- Orientación del rotor: Contra el viento.
- Inclinación del rotor: 6°.
- Numero de palas: 3
- Inclinación cónica de las palas del rotor: 4°.
- Rango del sistema de inclinación de las palas: DE -9° a 90°.
- Frenos aerodinámicos: Desvanecimiento completo.
- Velocidad de giro del sistema de orientación del rotor: 0.46°/s.
- Velocidad nominal de viento: 8.5 m/s.
- Velocidad de corte inferior: 3m/s.
- Velocidad de corte superior: 25 m/s.

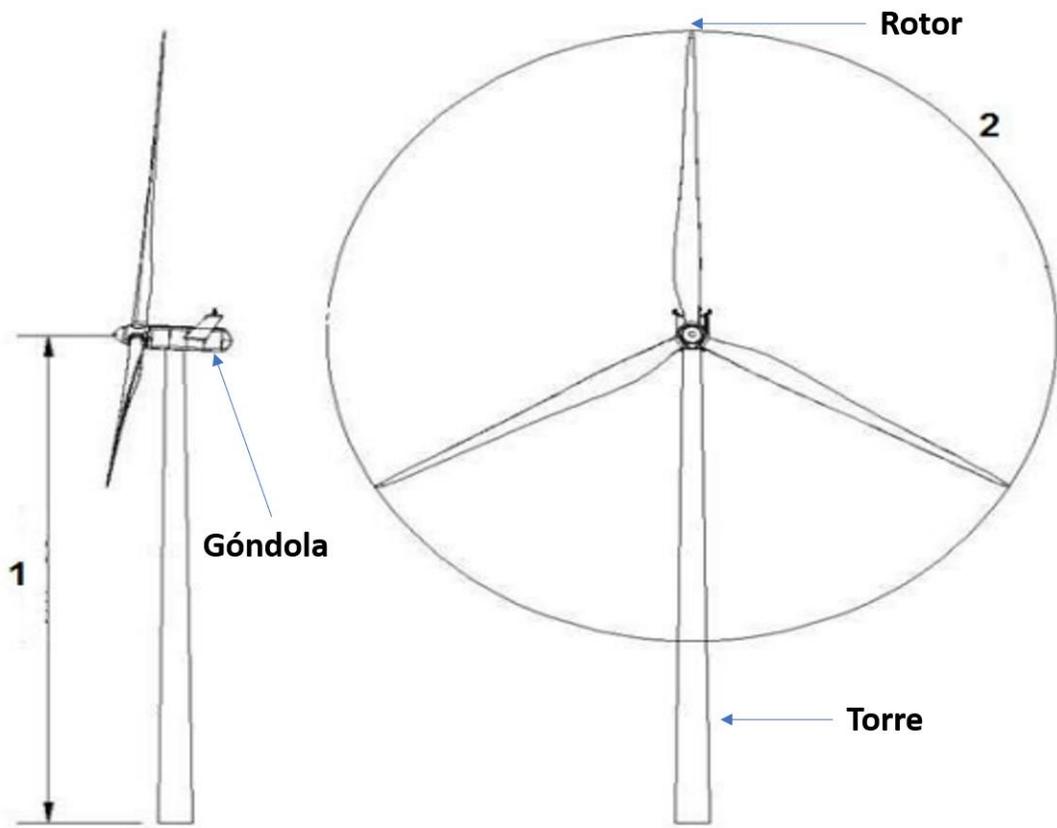


Figura 4.1.1. Vista general del aerogenerador Vestas V117 MK2 3.3 MW.



Figura 4.1.2. Vista lateral del aerogenerador Vestas V117 MK2 3.3 MW.

4.2. Generador eléctrico.

Es un generador asíncrono trifásico con un rotor jaula de ardilla que está conectado a la red a través de un convertidor de escala completa. La carcasa del generador está construida con una camisa cilíndrica y canales. Por lo canales circula el líquido refrigerante alrededor de la carcasa interna del estator del generador, estableciendo así el sistema de refrigeración del generador. En la siguiente tabla se muestran las especificaciones del generador:

Generador Eléctrico V117 MK2 3.3 [MW]	
Descripción	Asíncrono con rotor de jaula de ardilla
Potencia nominal	3.5 [MW]
Frecuencia	50/60 [Hz]
Voltaje estator	3 x 750 V (a velocidad nominal)
Número de polos	4/6
Tipo de bobinado	Formulario con VPI (impregnación presurizada al vacío)
Conexión de bobina estator	Estrella / Delta
Velocidad nominal	1450 – 1550 rpm.
Sobrecarga de límite de velocidad a IEC (2 minutos)	2400 rpm.
Rodamiento del generador	Híbrido / cerámica
Sensores de temperatura, estator	3 sensores PT100 colocados en puntos calientes y 3 como respaldo
Sensores de temperatura, rodamiento	1 por rodamiento

4.3. Convertidor.

El sistema convertidor es de escala completa que controla tanto el generador, como la calidad de potencia entregada a la red, se compone de unidades conversoras múltiples que funcionan en paralelo con un controlador común. La función del convertidor es controlar la conversión de potencia de C.A. de frecuencia oscilante que genera el alternador a una potencia de C.A. pero de frecuencia fija, con los niveles de potencia activa y reactiva deseados (y otros parámetros de conexión de red) adecuados para la red. El convertidor está ubicado en la góndola y se conecta eléctricamente entre el generador y transformador elevador HV del mismo. En la siguiente tabla se muestran las especificaciones del convertidor:

CONVERTIDOR ELÉCTRICO	
TENSIÓN NOMINAL DE LA RED	650 V
TENSIÓN LADO DEL GENERADOR	Hasta 710 V
FRECUENCIA DE LA RED	50 Hz
VOLTAJE PICO MÁXIMO EN ESTADO ESTABLE	± 2% (del lado generador) ± 4% (del lado de la red)
GRADIENTE DE FRECUENCIA MÁXIMA	±4 Hz/s
VOLTAJE MÁXIMO DE SECUENCIA NEGATIVA	3% (conexión) 2% (operación)

4.4. Transformador elevador HV del generador.

El transformador elevador está ubicado en un compartimiento cerrado y separada en la parte posterior de la góndola, el mismo es trifásico, de dos devanados, de tipo seco, y es auto extingible. Los devanados están conectados en triángulo en el lado de alta tensión a menos que se especifique lo contrario. En la siguiente tabla se muestran sus especificaciones:

TRANSFORMADOR ELEVADOR HV DEL GENERADOR	
TIPO	De resina de yeso y de tipo seco.
DISEÑO BÁSICO	Trifásico y de dos devanados
MÉTODO DE ENFRIAMIENTO	AF
POTENCIA NOMINAL	3750 kVA
TENSIÓN NOMINAL LADO DE LA TURBINA	650 V
TENSIÓN NOMINAL LADO DE LA RED:	
Um 36.0kV	22.1-33.0 kV
Um 41.5kV	33.1-35.0 kV
NIVEL DE AISLAMIENTO:	
Um 36.0kV	701 / 170 / 170 kV
Um 41.5kV	801 / 170 / 170 kV
CAMBIADOR DE TOMAS SIN CARGA	±2 x 2.5 %
FRECUENCIA	50 Hz
GROPO DE CONEXIÓN VECTORIAL	Dyn5 / YNyn0
PERDIDAS SIN CARGA	5.3 kW
PERDIDAS CON CARGA A POTENCIA NOMINAL (A 120°C)	31.5 kW
POTENCIA REACTIVA SIN CARGA	16kVAr
POTENCIA REACTIVA A PLENA CARAGA	330kVAr
IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO DE SECUENCIA POSITIVA A POTENCIA NOMINAL (A 120°C)	8.7 %
IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO DE SECUENCIA POSITIVA A POTENCIA NOMINAL (A 120°C)	0.7 %
IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO DE SECUENCIA CERO A POTENCIA NOMINAL (A 120°C)	8.7 %
RESISTENCIA DE CORTOCIRCUITO DE SECUENCIA CERO A POTENCIA NOMINAL (A 120°C)	0.7 %
CORRIENTE INRUSH:	
Dyn5	5 6-9 x \hat{I}_n
YNyn0	8-12 x \hat{I}_n

TIEMPO DE ONDA DE MEDIA CRESTA	~ 0.7 s
AUMENTO DE TEMPERATURA PROMEDIO A 1000 mts	≤80 K
CLASE DE AISLAMIENTO	155 (F)
PESO	≤8500 kg
MONITOREO DE TEMPERATURA	Sensores PT100 en devanados y núcleo LV
PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE	Descargador de sobretensiones en terminales HV

4.5. Cables de potencia HV.

El cable de alta tensión que se conecta a la salida del Transformador Elevador HV del Generador sale desde dicho transformador, ubicado en la góndola, recorriendo el trayecto vertical de la torre hasta llegar al interruptor (HV Switchgear) ubicado en la parte inferior de la misma. El cable de alta tensión es un cable de alto voltaje de cuatro núcleos, aislado de caucho y libre de halógenos. En la siguiente tabla se muestran sus especificaciones:

CABLES DE POTENCIA HV	
AISLAMIENTO DEL CABLE	Material basado en etileno-propileno (PE) mejorado-EPR o caucho de etileno-propileno de alto grado o grado duro-HEPR
SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR	3 x 70 / 70 mm ²
VOLTAJE MÁXIMO DE OPERACIÓN	24 kV para tensión nominal de 10-22 kV 42 kV para voltaje nominal de 22.1-35 kV

4.6. Interruptor de potencia HV (Switchgear)

El interruptor de alta tensión se encuentra en la parte inferior de la torre. En la tabla siguiente se muestran sus especificaciones:

INTERRUPTOR DE POTENCIA HV (Switchgear)		
TIPO	Sf6	
FRECUENCIA NOMINAL	50/60 Hz	
RANGO DE VOLTAJE NOMINAL	22.1–33 kV	33.1–35 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE OPERACIÓN	36 kV	40.5 kV
CORRIENTE MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO	25 kA	25 kA

4.7. Sistemas auxiliares.

Los sistemas auxiliares se alimentan desde un transformador separado de 650/400 [V] ubicado en la góndola. Todos los motores, bombas, ventiladores y calentadores se alimentan desde este sistema. Todos los servicios auxiliares de 230 [V] se alimentan desde un transformador de 400/230 [V] ubicado en la base de la torre.

TOMAS DE CORRIENTE	
MONOFASICAS (PLATAFORMA DE LA TORRE Y GONDOLA)	230 V (16 A) /110 V (16 A) / 2 x 55 V (16 A)
TRIFASICAS (BASE DE LA TORRE Y GONDOLA)	3 x 400 V (16 A)

4.8. Fuente de poder ininterrumpible UPS

La UPS está equipado con un convertidor AC / DC, DC / AC (doble conversión) y celdas de baterías colocadas en el mismo gabinete que el convertidor. Durante la interrupción de la red, la UPS alimentará componentes específicos con 230 [V AC]. El tiempo de respaldo para el sistema UPS es proporcional al consumo de energía. El tiempo de copia de seguridad real puede variar.

UPS	
TIPO DE BATERÍAS	Ácido de plomo regulado por válvula (VRLA)
VOLTAJE NOMINAL DE LAS BATERÍAS	2 x 8 x 12 V (192 V)
TIPO DE CONVERTIDOR	Doble conversión (AC / DC, DC / AC)
TENSIÓN DE ENTRADA DEL CONVERTIDOR	230 V +/-20%
TENSIÓN DE SALIDA DEL CONVERTIDOR	230 Vac
TIEMPO DE RESPALDO	Entre 3 y 8 Horas
TIEMPO DE CARGA	8 Horas

4.9. Sistema de supervisión y control.

La supervisión y control del Parque Eólico se realiza desde el COG LAP a través del SCADA VESTAS. Cada aerogenerador opera de manera independiente y puede arrancarse y detenerse de forma automática si existe disponibilidad de recurso eólico y recepción adecuada de las consignas del sistema EDAG/ERAG, igualmente los mismo pueden detenerse automáticamente si el sistema de supervisión y control detecta alguna anomalía que ponga en riesgo la operación de la unidad. Adicionalmente cada aerogenerador puede arrancarse o detenerse por comandos manual a través del SCADA. El punto del parque eólico respecto al cual se controla e ingresan las consignas de potencia corresponde al PRM (Power Regulation Module) el cual se encuentra integrado/habilitado en el servidor Vestas VOB que a su vez se conecta al VGMS1 (Vestas Grid Panel 1) y VGM2 (Vestas Grid Panel 2). El PRM monitorea la salida de las turbinas en el lado de 220 [kV] donde el VGM está conectado. El VGM1 obtiene medidas eléctricas del lado de alta tensión del transformador N°1 220/33 [kV] S/E San Juan denominado GRID1 y el VGM2 obtiene medidas eléctricas desde el lado de alta tensión del transformador N°2 220/33 [kV] S/E San Juan denominado GRID2. El VGM1 y VGM2 se conecta a cada CT de relación 300-600/1 [A] ubicado cada uno después del típico pararrayo de cada transformador. En cambio, las mediciones de tensión se obtienen VT de relación 230/0,12 [kV] de barra principal S/E San Juan. El parque limitara potencia según la suma de ambos GRID.

2.1 Substation Single-Line Diagram Overview

The single line diagram of the plant.

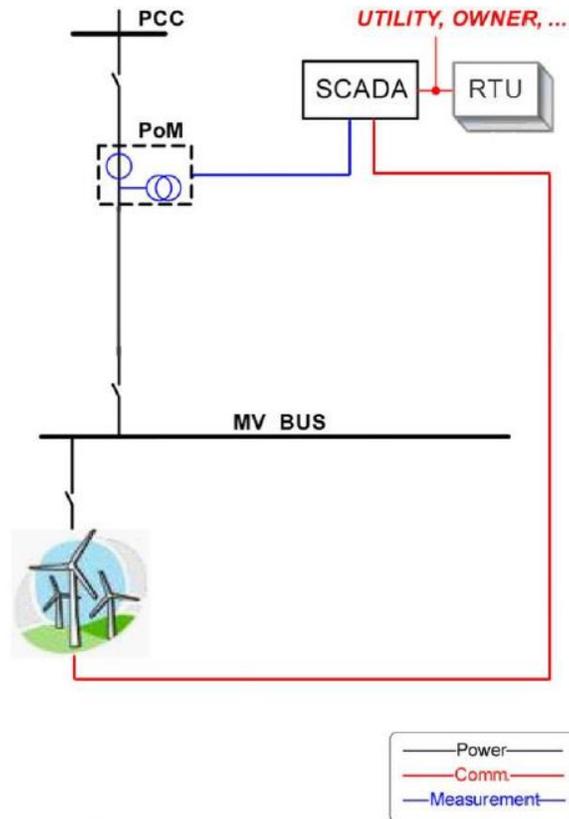


Figure 2-1: single-line diagram.

Figura 4.9.1. Diagrama simplificado punto de medición, donde PCC es el punto de acoplamiento común, POM es el punto de medida en 220 [kV] y MV BUS barra de media tensión.

Cabe resaltar que el sistema de control permite el pausar o detener unidades, así como su arranque desde dicho sistema de supervisión cuando se cuenta con recurso favorable. No obstante, las consignas de potencia introducidas en “Active Power Control VESTAS” se realizan de manera automática sobre el 100 % de unidades disponibles con recurso eólico en parque. Este automatismo reparte de manera automática la consigna de potencia introducida sobre las unidades que cuentan con recurso primario.

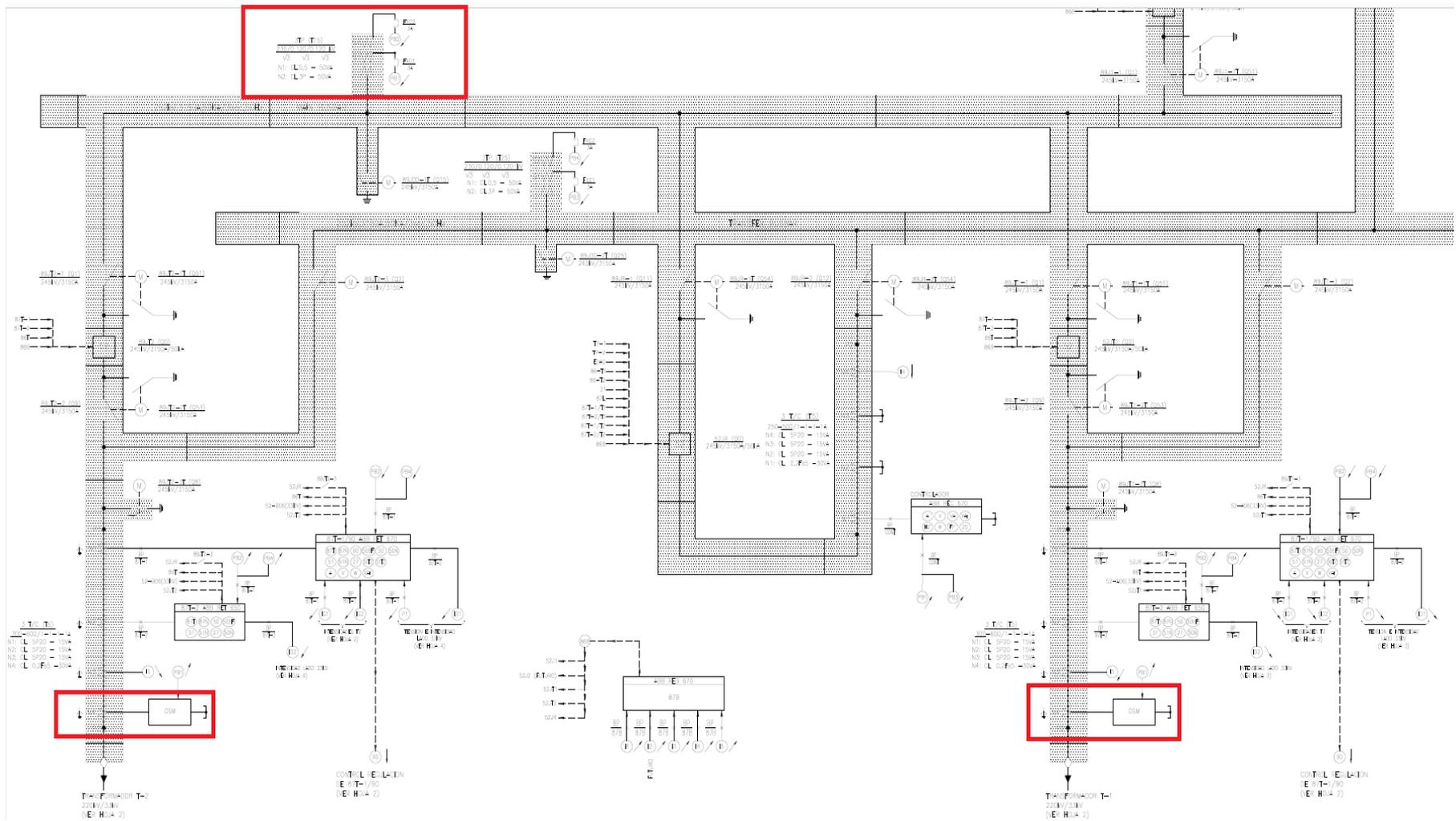
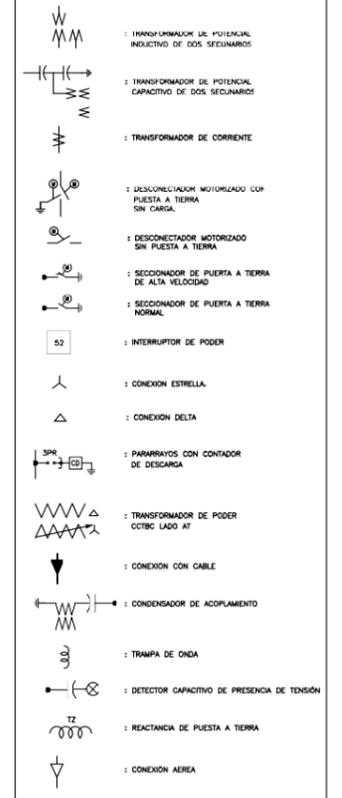


Figura 4.9.2. Diagrama unilínea en detalle punto de medición Vestas Grid Panel S/E San Juan 220 [kV].

4.10. Servicios auxiliares parque eólico San Juan.

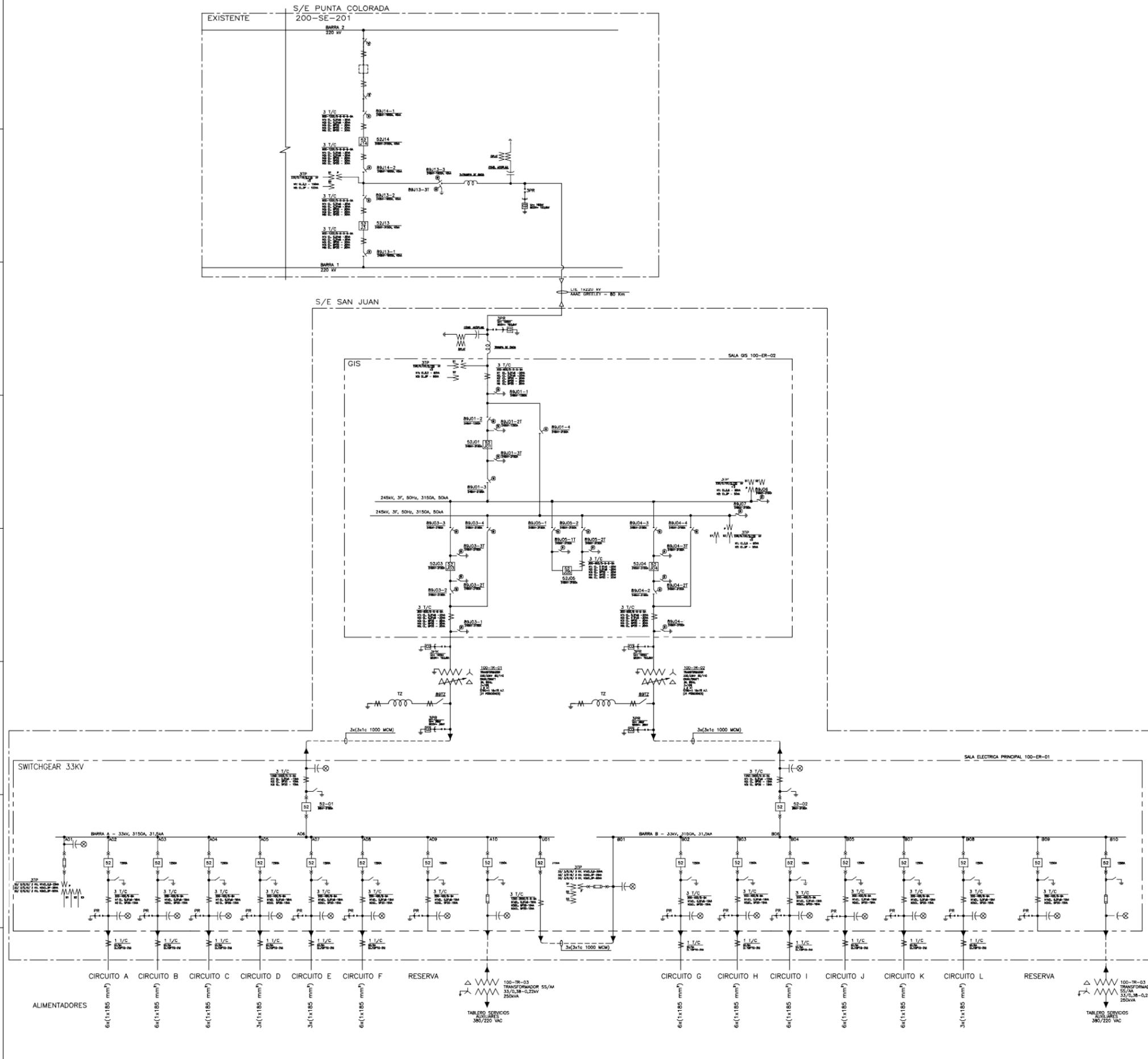
Los servicios auxiliares del parque eólico son tomados desde la S/E San Juan en media tensión a través del transformador de servicios auxiliares 33/0,38-0,22 [kV] conexión delta en alto voltaje y estrella aterrizada en baja tensión, con una potencia nominal de 250 [kVA]. Existen dos equipos en subestación, uno asociado a la sección de barra A que se conecta a media tensión a través de la celda A10 y el otro equipo en la sección de barra B que se conecta a media tensión a través de la celda B10. Cuando los consumos son tomados de la red se cuenta con un transformador de SS.AA en funcionamiento quedando el segundo siempre de respaldo.

SIMBOLOGIA



NOMENCLATURA:

LTE : LINEA DE TRANSMISION ELECTRICA.



REVISION	FECHA	DIBUJADO	PROYECT.	COMPROB.	MODIFICACION	APROBADO
C	25.06.15	M.V.C.	M.V.C.	M.U.M.	REVISADO SEGUN COMENTARIOS CLIENTE	C.M.R.
B	04.01.15	M.V.C.	M.V.C.	M.U.M.	EMITIDO PARA REVISION CLIENTE	C.M.R.
A	04.01.15	M.V.C.	M.V.C.	M.U.M.	EMITIDO PARA REVISION INTERNA	C.M.R.

FECHA	NOMBRE	TITULO	FORMATO:	HOJA A1
04.01.15	M.V.C.	DIAGRAMA UNILINEAL GENERAL	ESCALA:	INDICADAS
04.01.15	M.V.C.	S/E PUNTA COLORADA - S/E SAN JUAN	N°	-
05.01.15	M.U.M.		C	17
05.01.15	C.M.R.		HOJA	17

4.11. Transformador de poder S/E San Juan 220/33 [kV].

La subestación elevadora San Juan contempla dos transformadores de poder 220/33 [kV], la cual tiene las siguientes características técnicas:

Características técnicas garantizadas.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO	OFRECIDO
1.0	IDENTIFICACIÓN DEL FABRICANTE			
1.1	Razón Social de la Empresa		Por Proponente	ABB Limited
2.0	IDENTIFICACIÓN DEL PROPONENTE			
2.1	Razón Social de la Empresa		Por Proponente	ABB S.A.
3.0	CONDICIONES AMBIENTALES			
3.1	Altitud Máxima de Operación	m. s. n. m.	<1000	<1000
3.2	Temperatura Mínima	°C	-2	-2
3.3	Temperatura Máxima	°C	35	35
3.4	Temperatura Ambiente Promedio	°C	25	25
3.5	Nivel de Humedad Máxima	%	100	100
3.6	Nivel de Humedad Mínima	%	15	15
3.7	Nivel de contaminación (IEC 60815)		Alto Nivel IV	Alto Nivel IV
3.8	Clima		Marítimo/Árido	Marítimo/Árido
3.9	Sismicidad		ETG-1.020 (1997), Nch 2369 (2003), IEEE Std 693 (2005)	ETG-1.020 (1997), Nch 2369 (2003), IEEE Std 693 (2005)
4.0	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
4.1	Potencia nominal (ONAN/ONAF1/ONAF2)	MVA	80/110	80/110
4.2	Pérdidas de excitación en vacío			
4.2.1	90% de la tensión nominal	kW	Por fabricante	41(220kV/33kV)
4.2.2	100% de la tensión nominal	kW	Por fabricante	56(220kV/33kV)
4.2.3	110% de la tensión nominal	kW	Por fabricante	86(220kV/33kV)
4.3	Pérdidas totales a potencia nominal máx. y tensión	kW	Por fabricante	500(@110MVA,
4.4	Corriente de excitación, en términos de los kVAR de entrada			
4.4.1	90% de la tensión nominal	kVAR	Por fabricante	Will be informed
4.4.2	100% de la tensión nominal	kVAR	Por fabricante	Will be informed
4.4.3	110% de la tensión nominal	kVAR	Por fabricante	Will be informed
4.5	Impedancias en base a la potencia nominal ONAN			@ 80MVA base
4.5.1	En conexión tensión nominal del CTBT (220/33 kV)	%	Máximo 10	10%(220kV/33kV)
4.5.2	En conexión mínima tensión del CTBT (220/33 kV-15%)	%	Máximo 10	11.2%(220kV/28.05k
4.5.3	En conexión máxima tensión del CTBT (220/33 kV+15%)	%	Máximo 10	9.0%(220kV/37.95kV)
4.6	Grupo de Conexión		Yd1	Yd1
5	CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS			
5.1	Núcleo			
5.1.2	Tipo de núcleo		Por fabricante	Core Type
5.1.3	Tipo de acero silicoso		Por fabricante	Grano Orientado
5.1.3	Densidad de flujo magnético, a tensión nominal	tesla	Por fabricante	1.77
5.2	Parte más grande y más pesada para el transporte del			TOLERANCIA +/- 10%
5.2.1	Longitud	mm	Por fabricante	8000 mm
5.2.2	Ancho	mm	Por fabricante	3500 mm
5.2.3	Alto	mm	Por fabricante	4100 mm
5.2.4	Peso	daN	Por fabricante	105,000 Kg
5.3	Parte extraíble del transformador, incluyendo estrobos			TOLERANCIA +/- 10%
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO	OFRECIDO
5.3.1	Altura del gancho a tierra para extraer la parte activa	mm	Por fabricante	Will be informed
5.3.2	Peso	daN	Por fabricante	Will be informed
5.4	Peso total y cantidad de aceite en el transformador			TOLERANCIA +/- 10%
5.4.1	Peso sin aceite	daN	Por fabricante	119,000 Kg
5.4.2	Peso con aceite	daN	Por fabricante	161,000 Kg
5.4.3	Cantidad de aceite, a 20 °C	litros	Por fabricante	42,000 Kg
6	ACCESORIOS			
6.1	Cambiador de tomas bajo carga (CTBT) 31/±15 x 1 %			

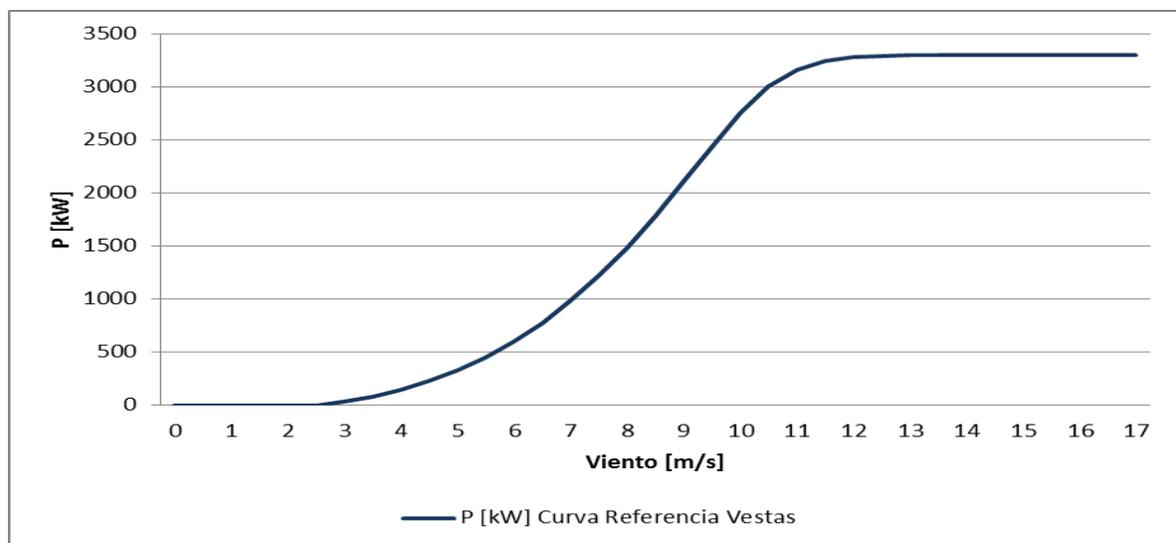
6.1.1	Nombre del fabricante		Por fabricante	ABB
6.1.2	País		Por fabricante	Sweden
6.1.3	Designación según catálogo		Por fabricante	UZERN 250/600
6.2	Aisladores pasatapa			
6.2.1	Fabricante			
6.2.1.1	b) Alta tensión (Aceite/SF6)		Por fabricante	ABB (Aceite/Aire)
6.2.1.2	c) Baja tensión		Por fabricante	ABB (Aceite/Aire)
6.2.1.3	d) Neutro		Por fabricante	ABB (Aceite/Aire)
6.2.2	Designación según catálogo			
6.2.2.1	a) Alta tensión		Por fabricante	ABB or NGK
6.2.2.2	b) Baja tensión		Por fabricante	ABB or Comem
6.2.2.3	c) Neutro		Por fabricante	ABB or Comem
6.2.3	Corriente nominal			
6.2.3.1	a) Alta tensión	A	390	289
6.2.3.2	b) Baja tensión	A	2.624	1925
6.2.3.3	c) Neutro	A		
6.2.4	Nivel básico de Aislamiento (BIL)			
6.2.4.1	a) Alta tensión	kVcr	1.050	1050
6.2.4.2	b) Media tensión	kVcr	200	200
6.2.4.3	c) Neutro	kVcr	200	200
6.2.5	Distancia de fuga			
6.2.5.1	a) Alta tensión	mm	Por fabricante	7600
6.2.5.2	b) Media tensión	mm	Por fabricante	1200
6.2.5.3	c) Neutro	mm	Por fabricante	1200
6.2.6	Peso Total de cada bushing			
6.2.6.1	a) Alta tensión	daN	Por fabricante	500
6.2.6.2	b) Baja tensión	daN	Por fabricante	90
6.2.6.3	c) Neutro	daN	Por fabricante	90
6.2.7	Fuerza de cantilever			
6.2.7.1	a) Alta tensión	daN	200	200
6.2.7.2	b) Media tensión	daN	200	NA
6.2.7.3	c) Neutro	daN	200	NA
6.3	Aceite			
6.3.1	Nombre del fabricante		Por fabricante	Nynas
6.3.2	País		Por fabricante	S
6.3.3	Designación comercial del aceite ofrecido		Por fabricante	Nynas
6.3.4	Uso de inhibidores		No	No
6.4	Resistencia de Neutro		200 A - 10 seg	200 A - 10 seg
6.5	Pararrayos 33 kV			
6.5.1	Nombre del fabricante		Por fabricante	ABB
6.5.2	País		Por fabricante	Switzerland
6.5.3	Designación según catálogo		Por fabricante	To be advised later
6.5.4	Ubicación		Por fabricante	--
7	INSTRUMENTOS			
7.1	Relé Buchholz			
7.1.1	Fabricante		Por fabricante	ABB/COMEM
7.1.2	Designación de catálogo		Por fabricante	BR080
7.2	Termómetro para aceite superior			
7.2.1	Fabricante		Por fabricante	Messko
7.2.2	Designación de catálogo		Por fabricante	
7.3	Termómetro para enrollado (local)			
7.3.1	Fabricante		Por fabricante	Messko
7.3.2	Designación de catálogo		Por fabricante	
7.4	Termómetro para enrollado (tipo resistencia)			
7.4.1	Fabricante		Por fabricante	Messko
7.4.2	Designación de catálogo		Por fabricante	
7.5	Indicador de nivel de aceite			
7.5.1	Fabricante		Por fabricante	ABB/Comem
7.5.2	Designación de catálogo		Por fabricante	LB22
7.6	Válvula de sobrepresión			
7.6.1	Fabricante		Por fabricante	Qualitrol
7.6.2	Designación de catálogo		Por fabricante	200T
7.6.3	Presión de operación	kg/cm2	Por fabricante	0.7
7.7	Instrumento de monitoreo electrónico de temperatura			
7.7.1	Fabricante		Por fabricante	Ashridge
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO	OFRECIDO
7.7.2	Designación de catálogo		Por fabricante	Ashridge852
8	VIDA UTIL			
8.1	Vida útil garantizada del transformador	años	Por fabricante	>20 años
9	CONDICIONES DE INSTALACION			
9.1	Condiciones de servicio			
9.1.1	Altitud máx. a la cual puede operar el transformador	m.s.n.m.	Por fabricante	<1000
9.1.2	Nivel de contaminación, según IEC-815		IV	IV
9.1.3	Nivel de calificación sísmica, según IEEE Std 693-1997		High	High
9.2	Características del sistema eléctrico			

9.2.1	Frecuencia del sistema	Hz	50	50
9.2.2	Voltajes nominales (Primario/Secundario)	kV	220/33	220/33
9.2.3	Niveles de impulso atmosférico (A.T./M.T.)	kVcr	1.050/200	1.050/200
9.2.4	Tensiones de alimentación de equipos auxiliares			
9.2.5	a) Tensión alterna	Vca	380/220 ± 10%	380/220 ± 10%
9.2.6	b) Tensión continua	Vcc	125 ± 10%	125 ±
10.0	PRUEBAS			
10.1	Protocolo pruebas tipo realizadas a equipos similares		Por Proveedor	See Attached
10.2	Lista de pruebas de rutina y normas		Por Proveedor	According to IEC
1	Pruebas sísmicas: Garantía que el equipo cumple		Por Proveedor	Seismic Testing is not included. The
1	Protocolo pruebas tipo realizadas a equipos similares		Por Proveedor	See Attached
11.0	REPUESTOS RECOMENDADOS (Anexar documento)		Inf. Fabricante	See Our Offer
12.0	INFORMACIÓN TÉCNICA ADICIONAL (Anexar)		Inf.	See Attached
13.0	DIFERENCIAS CON LA ESPECIFICACIÓN (Anexar)		Inf. Fabricante	See Our Offer
1	GARANTÍAS			
14.1	Garantía desde la fecha de entrega	Meses	24	36
14.2	Garantía desde puesta en servicio	Meses	36	24

5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO.

Los equipos que tienen incidencia directa sobre la determinación del Mínimo Técnico de este tipo de máquinas, en cuanto a su limitación y variación, son el conjunto turbogenerador y el convertidor del generador, es por ello que nos enfocaremos en la curva de referencia de Potencia vs Viento del aerogenerador VESTAS modelo 117 MK2 3,45 [MW] que proporciona el fabricante y que se levantó en función de los parámetros de operación de dichos equipos. Adicionalmente, y en congruencia a lo indicado en el documento “ANEXO TÉCNICO: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, específicamente lo expuesto el artículo 6 de su Título II “PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO” nos apoyaremos en las curvas de Potencia vs Viento que se levantaron en cada uno de los aerogeneradores en base a registros en tiempo real durante la operación de estos.

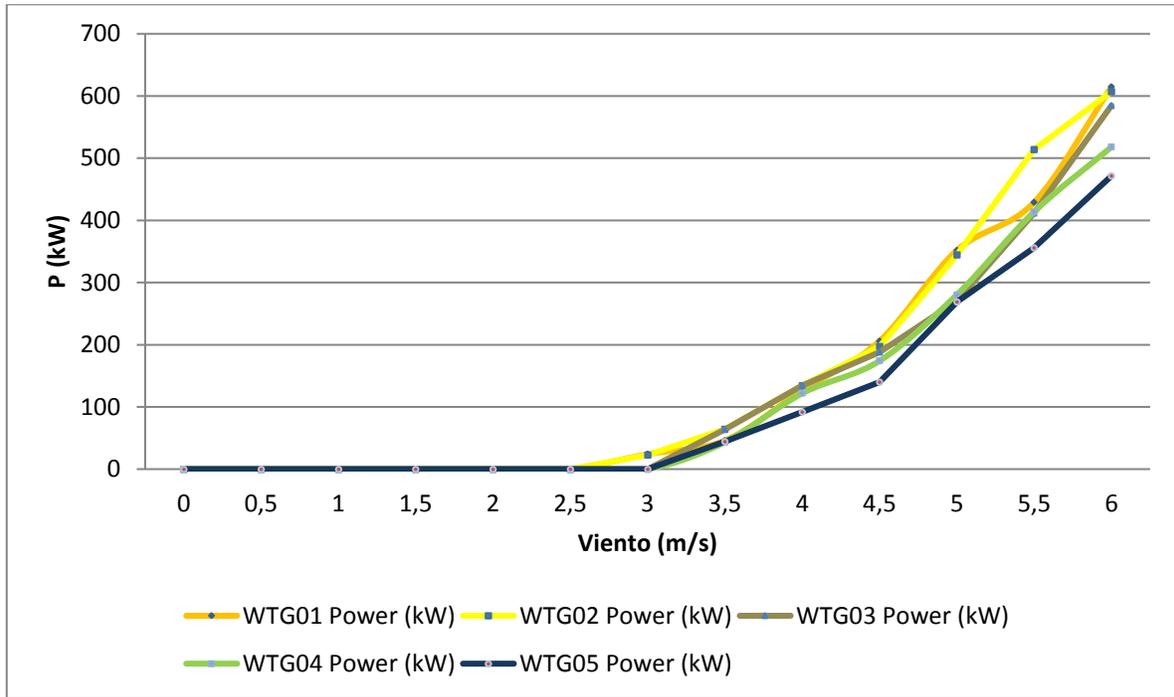
5.1. Curva de referencia Potencia vs Viento proporcionada el fabricante Vestas.



5.2. Datos de referencia de Potencia vs Viento proporcionados por el fabricante Vestas.

Viento (m/s)	P (kW)
0	0
0,5	0
1	0
1,5	0
2	0
2,5	0
3	29
3,5	81
4	146
4,5	226
5	327
5,5	452
6	600
6,5	775
7	981
7,5	1216
8	1483
8,5	1780
9	2103
9,5	2437
10	2753
10,5	2999
11	3159
11,5	3241
12	3276
12,5	3290
13	3297
13,5	3300
14	3300
14,5	3300
15 - 25	3300

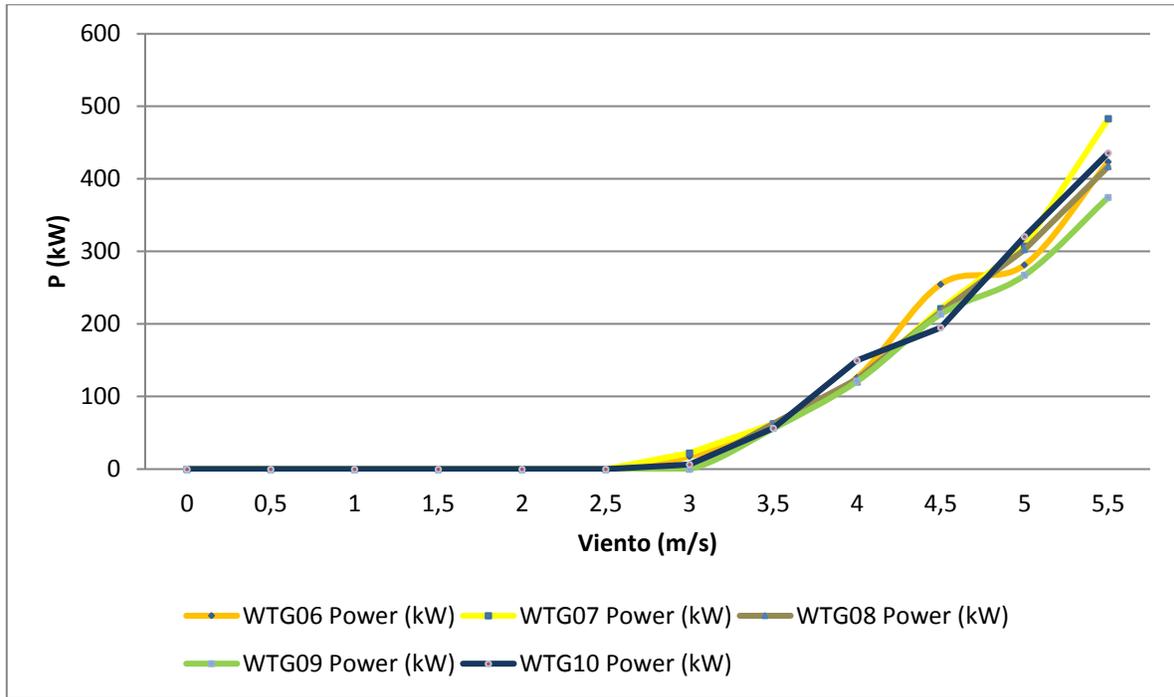
5.3. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 1 al 5.



5.4. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 1 al 5.

Viento (m/s)	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	24,1	23	0	0	0
3,5	46	64	63,5	43,3	44,4
4	126,8	134,2	134,5	121,9	92
4,5	206	197,2	188,1	174,1	140,1
5	351,8	344,5	270,3	280,3	268,9
5,5	429,1	514,2	411,5	413,8	356,1

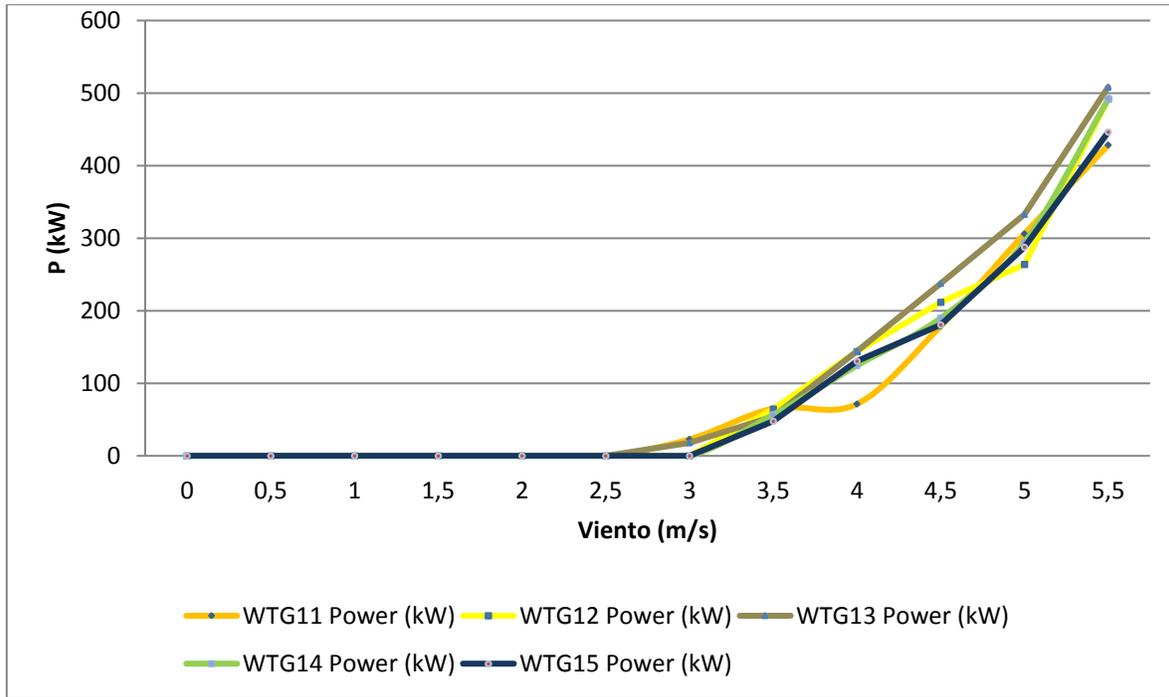
5.5. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 6 al 10.



5.6. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 6 al 10.

Viento (m/s)	WTG 6	WTG 7	WTG 8	WTG 9	WTG 10
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	17,5	22,1	0	0	6,5
3,5	60,5	62,4	62,3	56	56,2
4	126,3	120,4	124	121	149,8
4,5	254,8	221,4	217	213,5	194,8
5	281,4	307,4	302,5	267,1	320,5
5,5	423,4	482,9	416,9	374,5	435,8

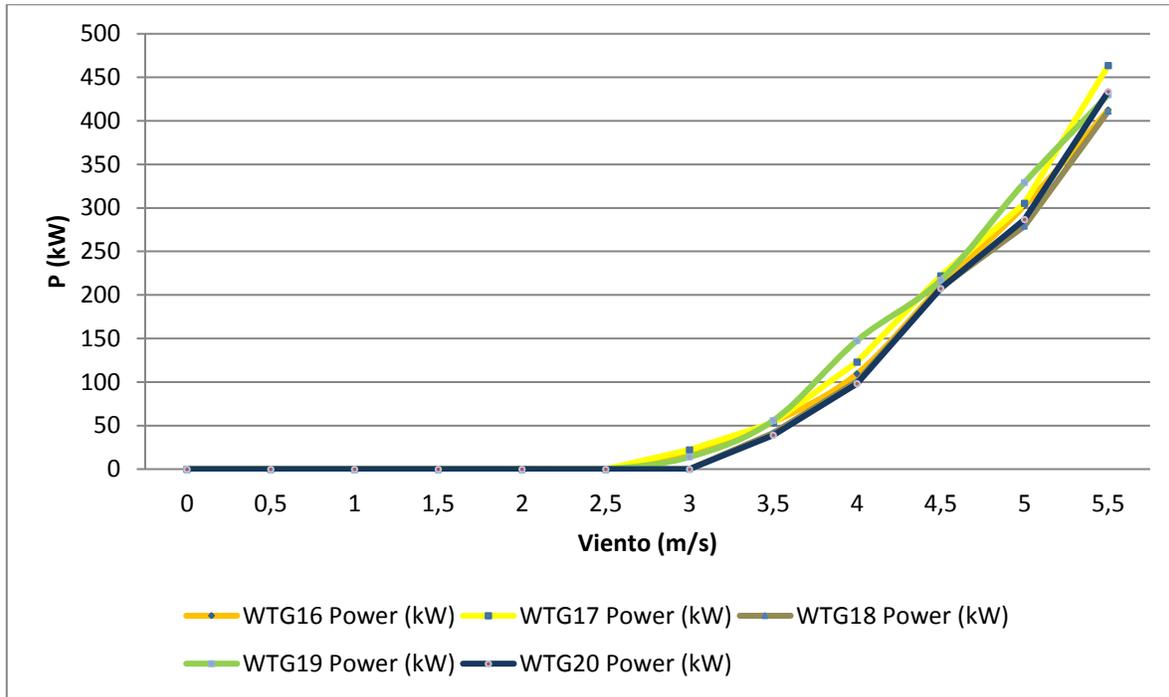
5.7. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 11 al 15.



5.8. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 11 al 15.

Viento (m/s)	WTG 11	WTG 12	WTG 13	WTG 14	WTG 15
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	22,7	0	17,8	0	0
3,5	65,4	64,3	54,3	56,7	47,9
4	71,5	143,7	144,2	124,6	130,6
4,5	178,8	211,8	237,7	189,9	180,8
5	306	263,9	333	294,3	287,6
5,5	428,2	491,8	508,4	491,5	446,3

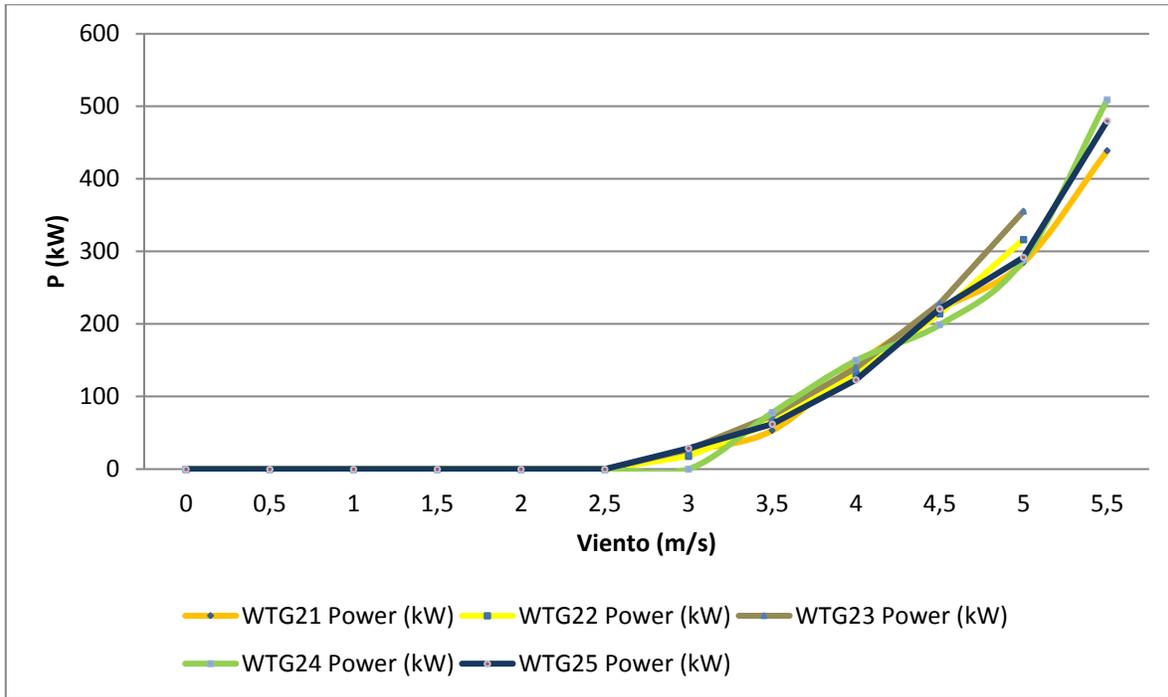
5.9. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 16 al 20.



5.10. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 16 al 20.

Viento (m/s)	WTG 16	WTG 17	WTG 18	WTG 19	WTG 20
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	18,6	22	0	14	0
3,5	54	53,2	41,5	55,8	39,1
4	109,4	122,8	100,8	147,6	98,1
4,5	209,8	222,2	208,6	216,9	207,5
5	302,6	305,2	279,1	329,1	286,7
5,5	412,6	463,5	411,1	429,9	433,7

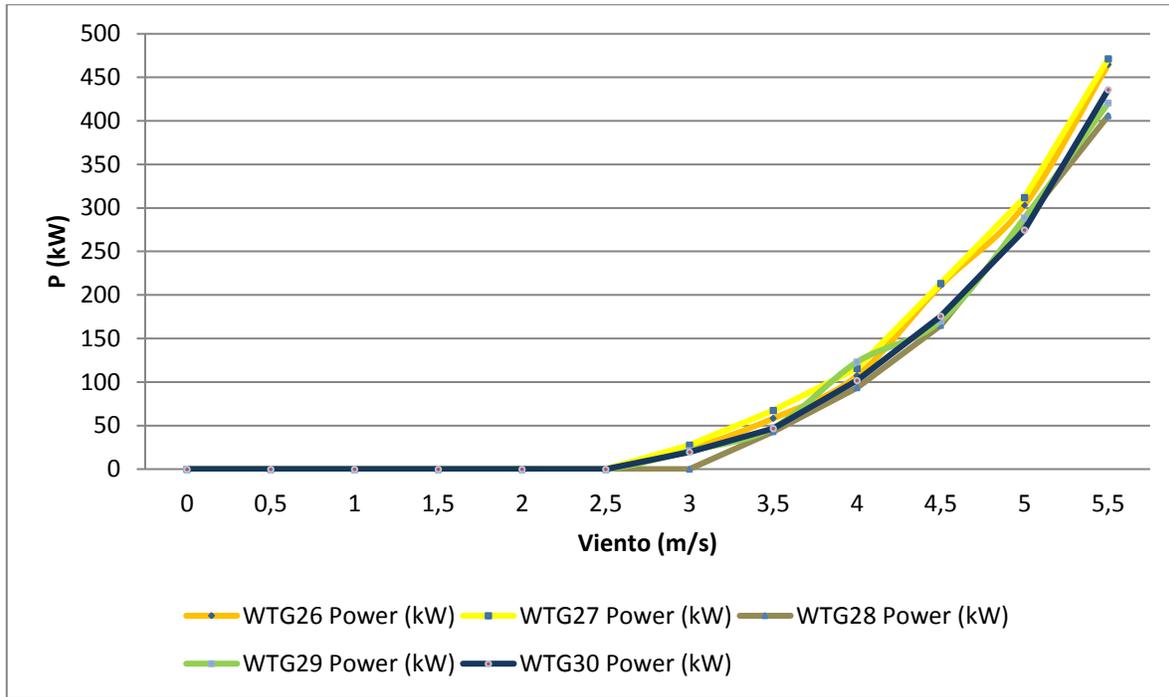
5.11. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 20 al 25.



5.12. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 21 al 25.

Viento (m/s)	WTG 21	WTG 22	WTG 23	WTG 24	WTG 25
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	24,8	17,7	26,9	0	28,8
3,5	53,1	64,5	73,7	77,7	62
4	144,2	130,8	139,3	149,6	123,1
4,5	219,1	214,4	228,2	198,9	220,8
5	284,7	316,6	355,4	288,4	291,8
5,5	438,6	517,5	495,6	509,1	480,1

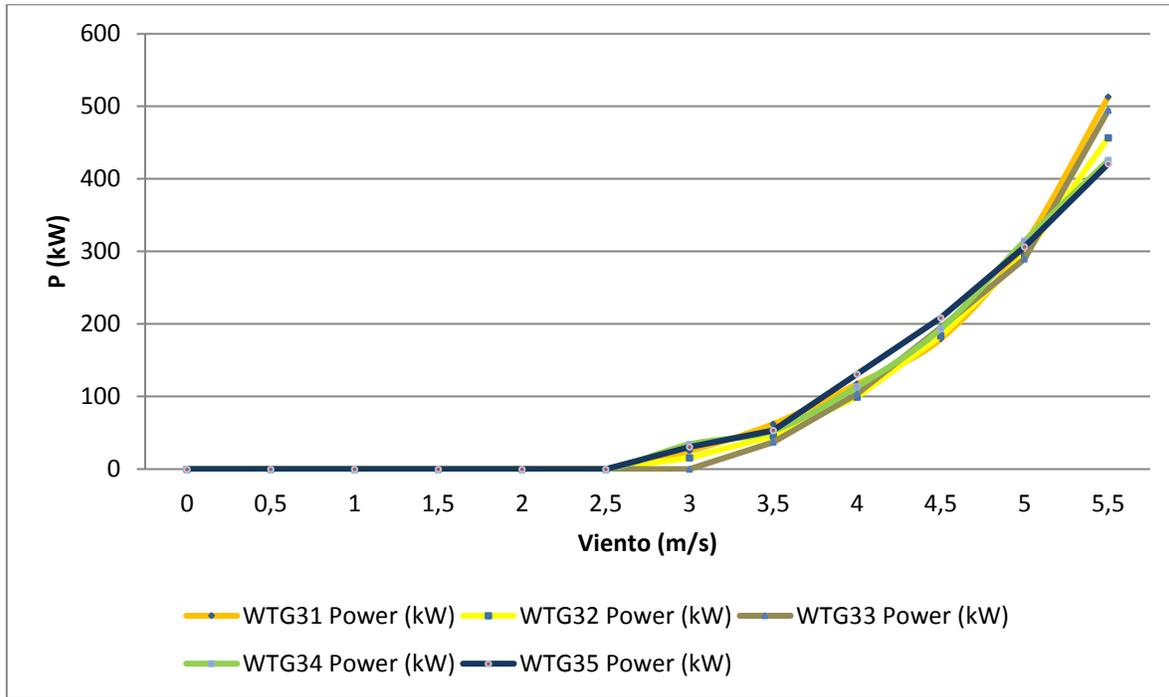
5.13. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 26 al 30.



5.14. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 26 al 30.

Viento (m/s)	WTG 26	WTG 27	WTG 28	WTG 29	WTG 30
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	23	27,6	0	20,9	19,7
3,5	58,2	67,4	43	47,4	46,7
4	107,1	115,8	93,5	123	101,7
4,5	211,2	213,4	165,1	170,3	175,7
5	303,2	312,1	284	288,6	274,5
5,5	464,7	471,1	405,9	420,4	435,9

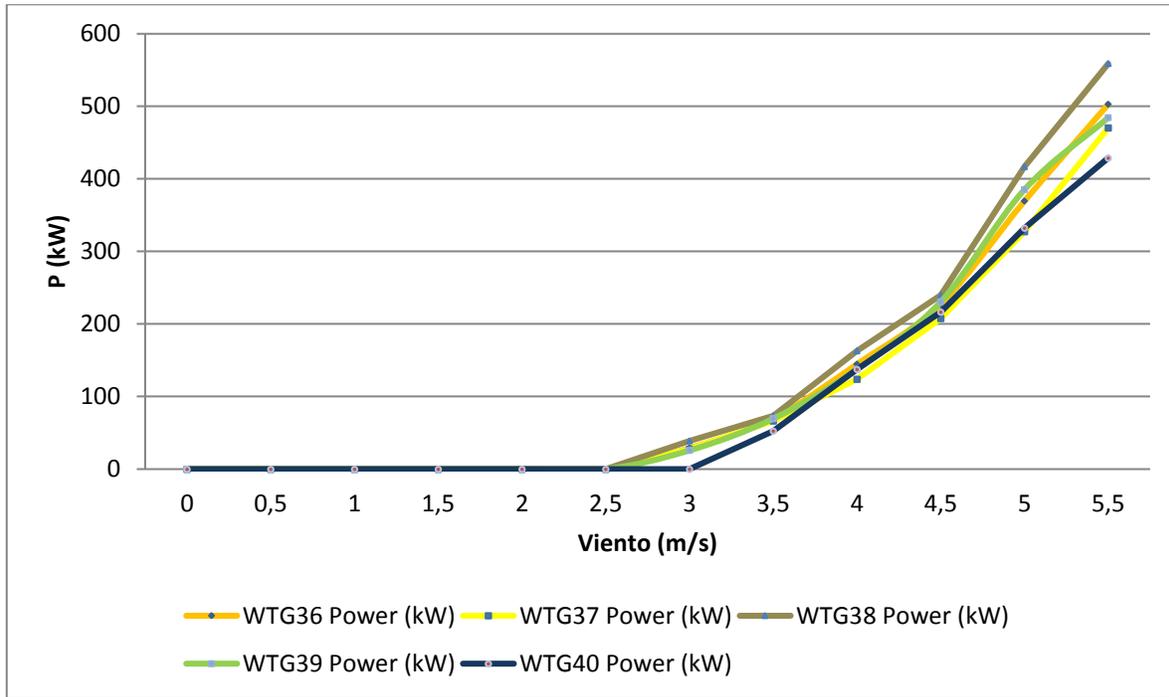
5.15. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 31 al 35.



5.16. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 31 al 35.

Viento (m/s)	WTG 31	WTG 32	WTG 33	WTG 34	WTG 35
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	25,1	15,4	0	34,2	30,4
3,5	62,2	46	37,1	53,1	53,4
4	117,2	99,5	103,6	113,5	131,1
4,5	179,5	183,4	195	193,3	208,6
5	310,1	294,5	289,5	314,1	306,3
5,5	512,8	456,6	494,6	425,6	420,8

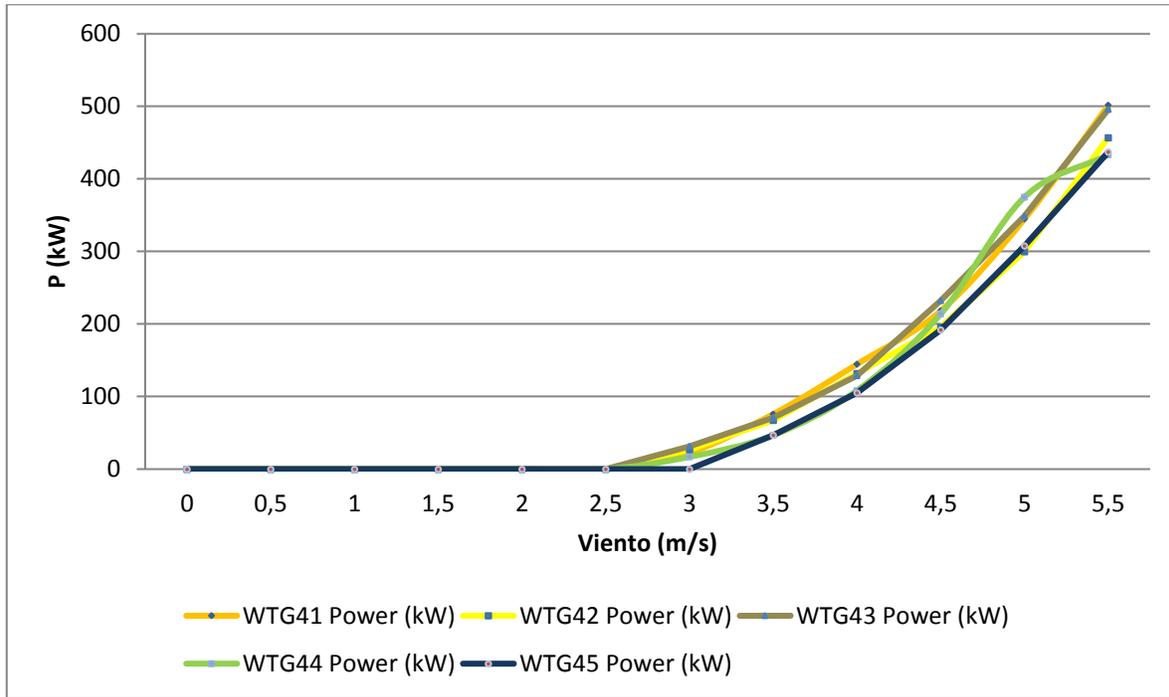
5.17. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 36 al 40.



5.18. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 36 al 40.

Viento (m/s)	WTG 36	WTG 37	WTG 38	WTG 39	WTG 40
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	29	27,2	38,8	25,8	0
3,5	69,9	66,3	73,4	69,5	52,6
4	144,7	123,9	162,9	137,7	137,7
4,5	227,6	207,7	239,6	230,6	216,3
5	369,5	327,6	417	385,3	332,2
5,5	502,8	470,3	558,8	484,4	428,9

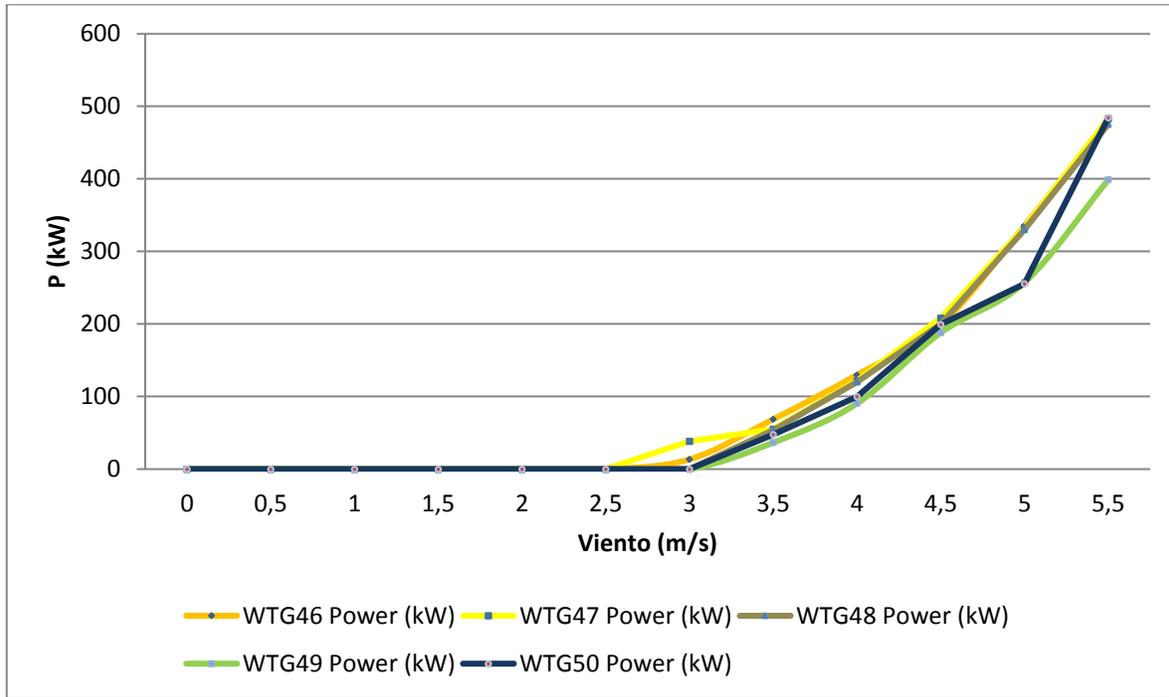
5.19. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 41 al 45.



5.20. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 41 al 45.

Viento (m/s)	WTG 41	WTG 42	WTG 43	WTG 44	WTG 45
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	22,6	26,8	31,3	16,9	0
3,5	75,8	67,3	70,9	46,8	46,9
4	144,6	131,9	128,6	108,3	104,9
4,5	218,1	195,8	232,1	213,9	191,9
5	344,9	299,9	348,9	374,9	307,8
5,5	501,3	456,9	495,8	433	436,9

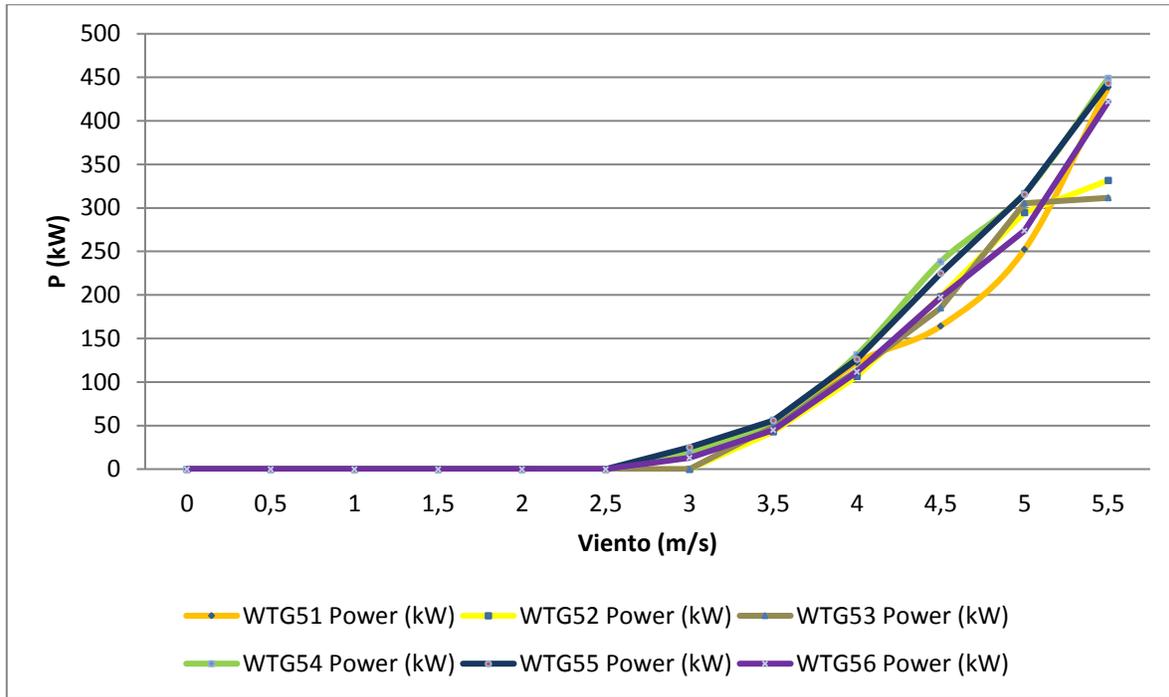
5.21. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 46 al 50.



5.22. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 46 al 50.

Viento (m/s)	WTG 46	WTG 47	WTG 48	WTG 49	WTG 50
0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0
3	13,4	38,3	0	0	0
3,5	68,8	54,9	53,8	36,5	47,7
4	129,8	121,8	120	90,5	99,6
4,5	199,1	208,1	199,6	188,1	199,2
5	335,4	333,3	330,2	257,3	255,3
5,5	481,4	483	475,3	398,7	484,2

5.23. Curva de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 51 al 56.



5.24. Datos de Potencia vs Viento en tiempo real aerogeneradores WTG 51 al 56.

Viento (m/s)	WTG 51	WTG 52	WTG 53	WTG 54	WTG 55	WTG 56
0	0	0	0	0	0	0
0,5	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0
3	23,2	0	0	18,2	24,9	13,1
3,5	51,3	42,9	49,4	56,5	55,8	44,9
4	122,2	106,6	113,1	131,4	126,2	111,8
4,5	164,3	198,4	185,2	238,2	224,9	197,1
5	252,2	294,7	305,3	316,8	315,5	274
5,5	438,8	331,5	311,6	449,1	443,6	422,1

5.25. Análisis de curva Potencia vs Viento proporcionadas con respecto a las curvas Potencia vs Viento en tiempo real de todos los aerogeneradores.

De acuerdo a la curva de Potencia v/s Viento referencial de parte del fabricante Vestas los aerogeneradores comienzan a generar potencia a partir de 29 [kW] o 0,029 [MW], esto cuando la velocidad del viento alcance un valor de 3 [m/s], sin embargo, y de acuerdo a las curvas de Potencia v/s Viento levantadas con datos en tiempo real, los aerogeneradores presentan un comportamiento que varía con un valor de potencia entre 6,5 [kW] y 38,8 [kW] esto dependiendo de la ubicación del rotor de la turbina con respecto a la dirección del viento. Debido a esto y a la variación de medidas en base al recurso primario, con el fin de garantizar una operación permanente con viento de 3 [m/s], se establece el valor de Mínimo Técnico como el promedio de las mediciones expuestas anteriormente, este valor está determinado en función de dicha curva.

5.26. Determinación de Mínimo Técnico del parque eólico San Juan en escenarios de alto recurso disponible.

Como primera prueba, se determinó el valor de mínimo técnico que los aerogeneradores pueden producir sin entrar en estado de pausa con alto nivel de recurso eólico disponible, durante la prueba dicho valor se ubicó en un rango de 330 [kW] y 360 [kW] entre todas las turbinas involucradas. Por lo que establece el valor promedio de 345 [kW] como mínimo técnico que la turbina puede generar sin pausarse dando un total de parque de 19,32 [MW] para el 100% del parque eólico, esta condición se da por razones de seguridad con el fin de evitar posibles daños que pueden ocurrir en componentes mecánicos de los aerogeneradores y también asociado a mantener la estabilidad de conexión a la red.

Por lo anteriormente expuesto, se determina que un aerogenerador puede entregar el 10% de su capacidad nominal de forma controlada con altos regímenes de viento. Esta información se respalda en el apartado **9.8 Performance – Active and Reactive Power Control** del manual de Especificaciones Generales del Aerogenerador V117 entregado como anexo técnico. (Ver anexo informe).

El día 03 de septiembre de 2020 se realizan pruebas adicionales, solicitadas para la determinación del mínimo técnico.

En la prueba se ingresaron consignas hasta reducir la potencia activa a 19,32 [MW], para validar que los aerogeneradores seguían generando sin detenerse ninguno. Al llegar a la consigna las unidades se mantuvieron efectivamente generando una potencia promedio de 345 [kW] cada una. Posterior se ingresó una consigna de 0 [MW] y al poco tiempo la lógica de control del parque pauso inicialmente el primer Aerogenerador, al bajar su potencia activa de 330 [kW], Esto reafirma que una unidad puede entregar como mínimo el 10% de su Potencia nominal de forma estable y segura.

Parámetros	Valores
Potencia mínima que las unidades pueden generar sin ningún Aerogenerador detenido.	19,32 [MW]

5.27. Determinación de Mínimo Técnico del parque eólico San Juan ingresando la menor consigna posible en el sistema de control.

La prueba realizada fue asignar la consigna más baja al punto de solo mantener un aerogenerador en servicio y el resto pausados, para ello se estableció una consigna de potencia activa de 100 [kW] en Scada del parque, con lo que la lógica de control hizo un balance de todos los consumos vs generación y entrego una potencia promedio en el punto de alta tensión de 235 [kW]. Al aplicar esta consigna quedó una turbina (WTG03) generando un total de 2.320 [kW], las unidades restantes quedaron en modo pausa con un consumo de 28,18 [kW] promedio por unidad. De los resultados obtenidos se determina las siguientes pérdidas, 34 [kW] en el circuito colector, 1651 [kW] en consumos auxiliares considerando 1550 [kW] de servicios auxiliares de los aerogeneradores pausados y 101 [kW] SS.AA de la central.

Parámetros	Valores
Consigna Ingresada en Scada VOB	100 [kW]
Potencia Activa inyectada en Barra Alta Tensión (Promedio)	235 [kW]
Potencia Activa inyectada en Barra Media Tensión	635 [kW]
Perdida Transformador de Potencia S/E San Juan N°1 y N°2 sin carga	400 [kW]
Perdida Colectores	34 [kW]
Servicio Auxiliares de la central + SS.AA Aerogeneradores	1.651 [kW]
Potencia Activa Generada	2.320 [kW]

Se destaca que los consumos propios de los servicios auxiliares de los aerogeneradores varían en función de condiciones ambientales y condiciones propias de la máquina. El consumo está comprendido entre 1.000 kW y 2.200 [kW]. Durante la prueba en escenario de mínimo técnico se establece la pérdida promedio en 1.550 [kW] de consumo de SS.AA de las 55 unidades pausadas.

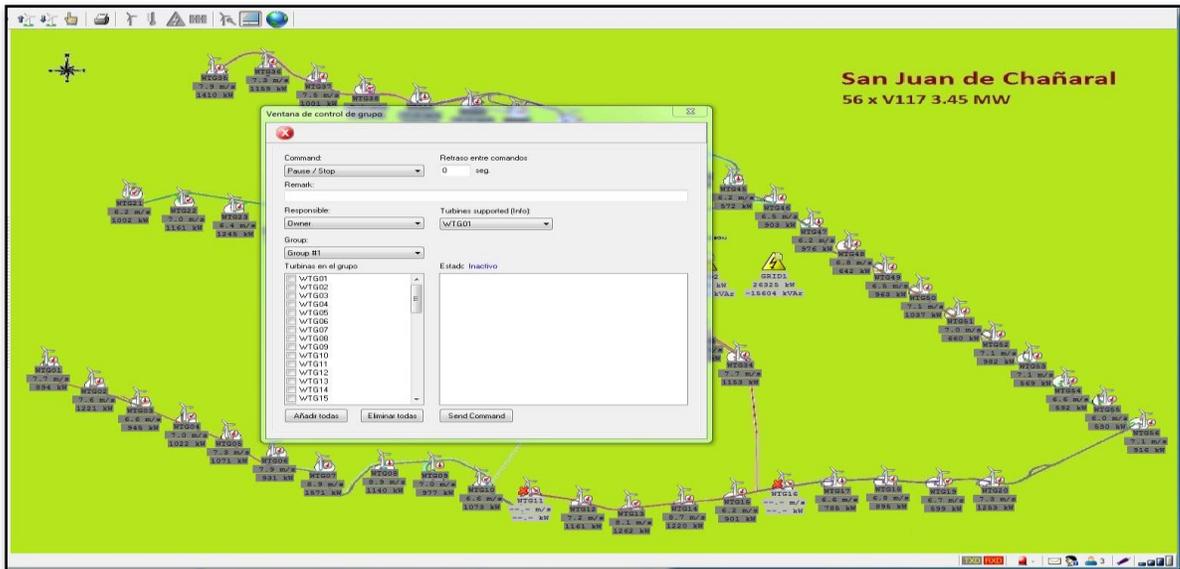
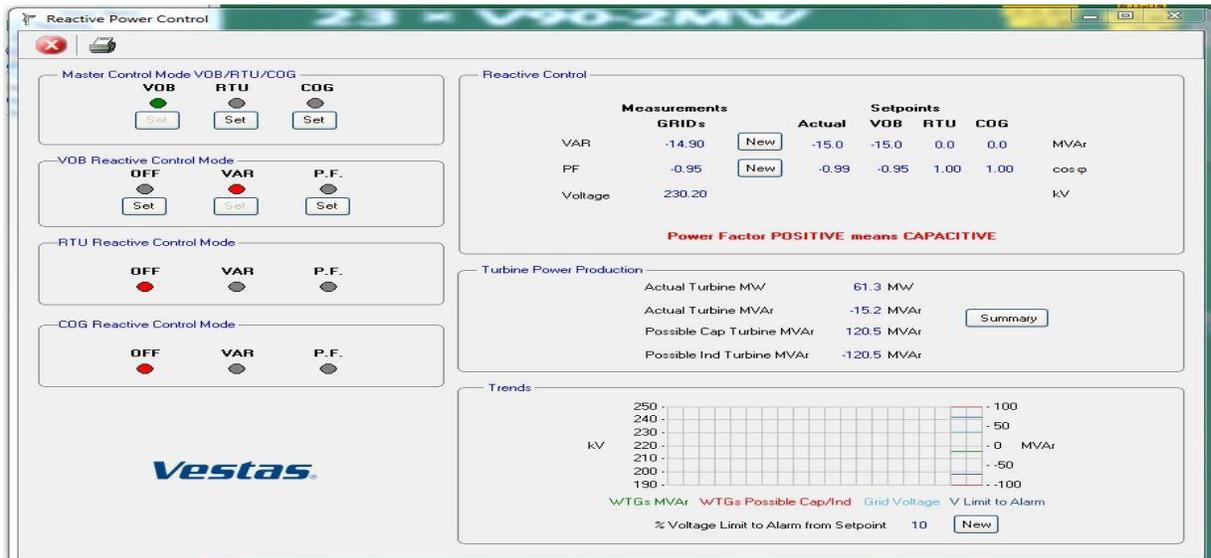


Figura 5.26.1. Control VOB. Scada Vestas.

Como se menciona en el apartado 8 correspondiente a Anexo del presente informe por motivos de seguridad el fabricante especifica que el aerogenerador no debe operar a valores inferiores del 10% de su potencia nominal, vale decir para un aerogenerador de 3,45 [MW] no se debe operar a consignas menores a 0,345 [MW]. El fabricante nos señala que esta limitación técnica está relacionada con la vida útil de la caja multiplicadora y rodamientos principales del aerogenerador. Para valores tan bajos de potencia, aumenta el comportamiento dinámico de potencia/torque lo que a su vez aumenta considerablemente el riesgo de inversiones de torque debido a las variaciones del viento. Esto se manifiesta en dos efectos adversos que reduce la vida útil de ambos componentes debido a cambios de dirección en las cargas de rodamientos principales y contragolpe (Backlash) en los engranajes de la caja multiplicadora.

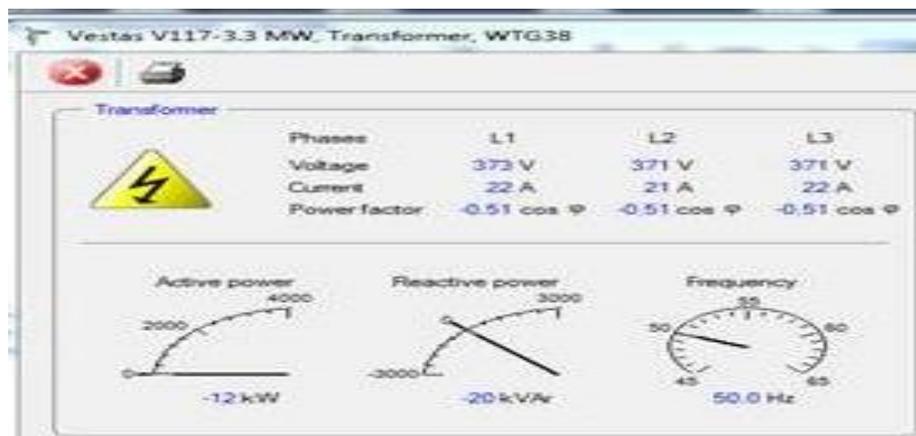
6. CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

Las consignas de potencia reactiva se asignan desde COG a través del módulo "Reactive Power Control" de Scada Vestas en coordinación con el despacho del CEN e informando en todo momento a personal de parque. Se operará en base a las consignas que autorice el CEN o bien hasta donde el controlador responda efectivamente a las consignas dadas sin que esto suponga variaciones bruscas o saltos donde el parque no sea capaz de mantener el Setpoint de potencia reactiva.



6.1. Análisis de control de potencia reactiva.

El parque eólico San Juan en la configuración actual del sistema de control de los aerogeneradores, cuando estos no están aportando potencia activa, es decir hay bajo recurso eólico (velocidades por debajo de 2,5 m/s), presenta una lógica donde el convertidor se desconecta y deja de ejercer control sobre la absorción o inyección de la potencia reactiva, para ello hay una histéresis la cual evita que los interruptores del convertidor se abran y cierren frecuentemente, con la finalidad de evitar el desgaste de los mismos (la histéresis es de 120 minutos, condición informada por el fabricante Vestas), en este caso la única potencia reactiva consumida por el circuito aerogenerador es la asociada al

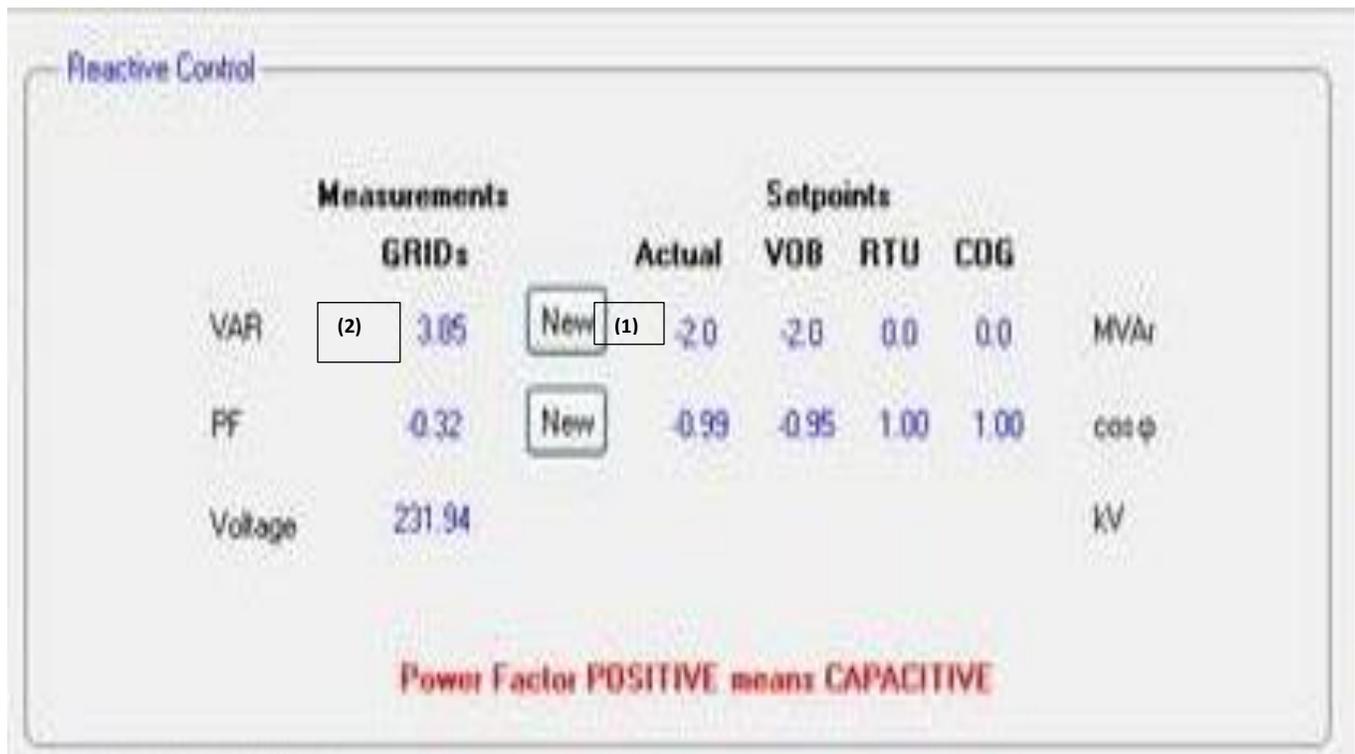


transformador elevador que está a la salida del convertidor del generador, la cual tiene una magnitud pequeña del orden de los 20 [KVAR], tal como muestra la figura siguiente del aerogenerador 38:

Leyenda:

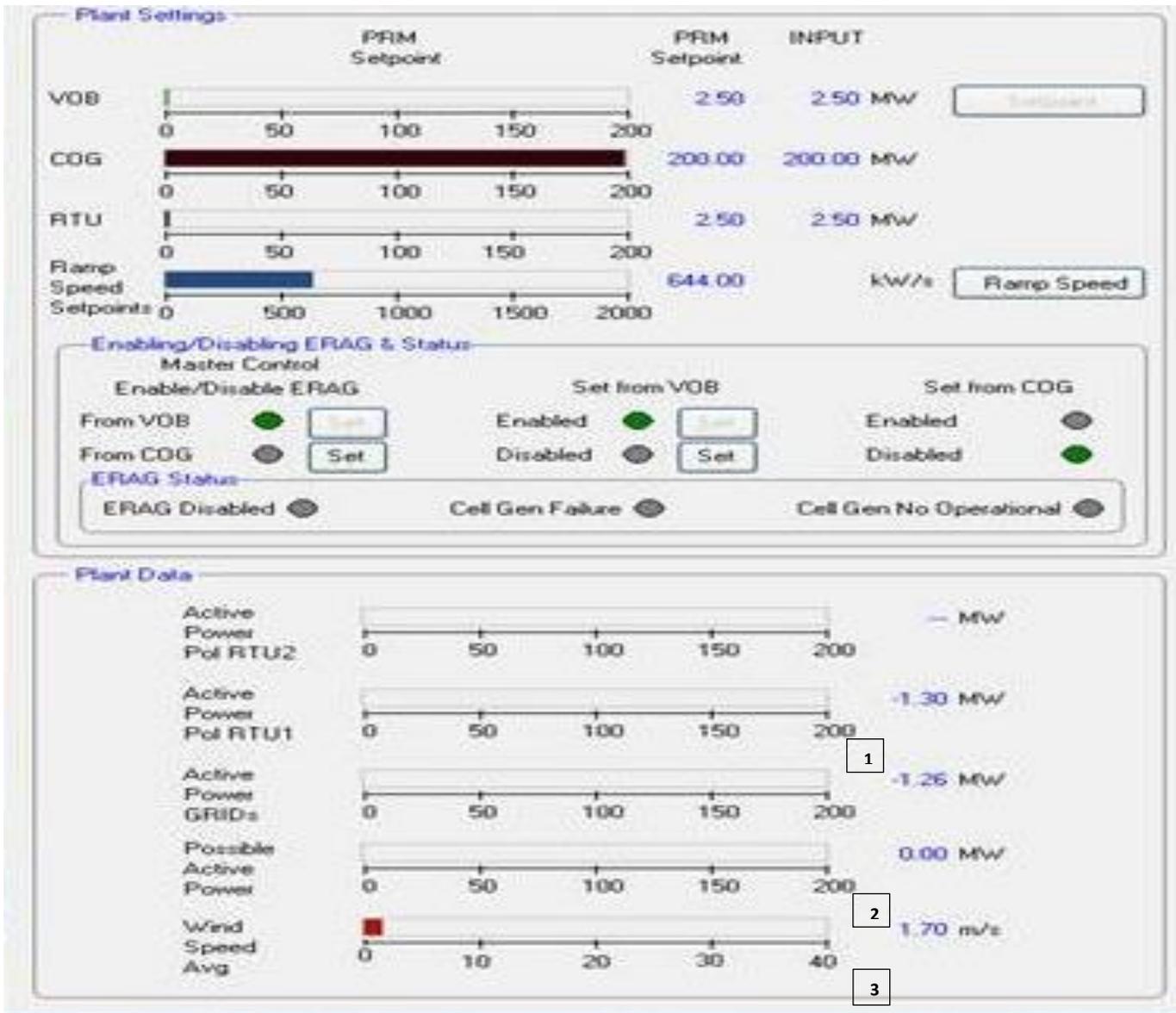
- 1) Potencia reactiva consumida por el transformador elevador del Aerogenerador N°38 es igual a -20 [KVAR], esto con recurso eólico por debajo de 2,5 m/s, por ende el convertidor se desconecta del aerogenerador.

Por otro lado bajo estas condiciones de bajo recurso eólico se inyecta una potencia reactiva que oscila entre 3,7 y 4 [MVAR] por el efecto capacitivo de la línea de San Juan - Punta Colorada (83,6 Km) el cual es predominante sobre el efecto inductivo de los transformadores de 220/33 kV de la S/E San Juan. Cabe resaltar que el consumo de los servicios auxiliares es de 1,65 [MW] aproximadamente. En la siguientes figuras del Reactive Power Control y Active Power Control, se muestra como aun ajustando la consigna en el Setpoint de control de potencia reactiva del Scada Vestas a -2 [MVAR] este no ejerce el control deseado, además se aprecia que se inyecta potencia reactiva de 3,85 [MVAR] por el efecto capacitivo de la línea, todo esto para una velocidad del viento de 1,78 m/s y el parque consumiendo de la red externa 1,26 [MW] para alimentar los consumos propios del parque:



Leyenda Reactive Power Control:

- 1) Consigna de ajuste de control de potencia ractiva igual a -2 [MVAR].
- 2) Potencia reactiva inyectada a la S/E Punta Colorado con velocidad del viento por debajo de 2,5 m/s igual a 3,85 [MVar] debido al efecto capacitivo.



Leyenda Active Power Control:

- 1) Potencia activa igual a -1,3 MW, la misma es consumida de la red externa para alimentar los consumos propios del parque.
- 2) Potencia activa posible igual a cero por baja velocidad del viento.
- 3) Velocidad promedio del viento igual a 1,7 m/s.

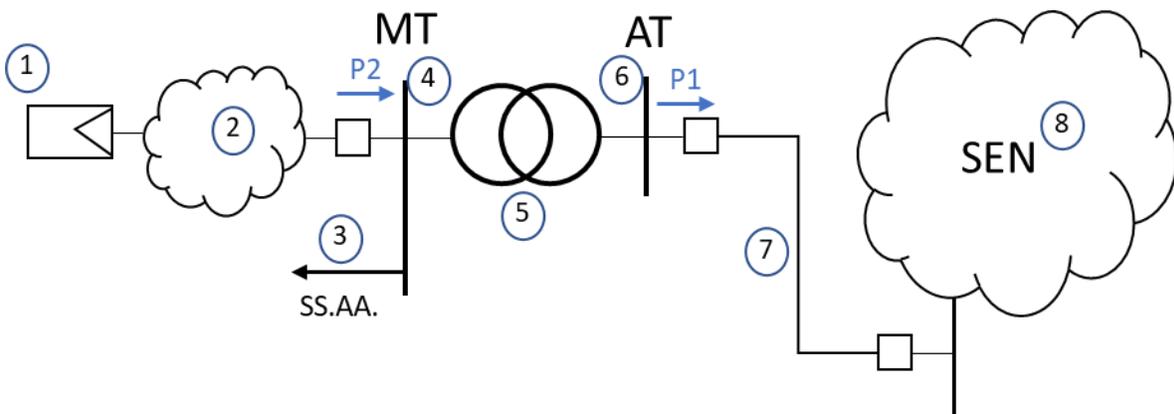
6.2. Resultados de pruebas del control de potencia reactiva.

El parque eólico San Juan es capaz de absorber y entregar potencia reactiva con velocidades promedio del viento superiores a 2,5 m/s, es decir con los generadores estando en su punto de partida o cerca del mismo, la lógica de control hace que los convertidores permanezcan conectados y de este modo regulen el control de potencia reactiva a la salida del generador eléctrico, en tal sentido y de acuerdo con pruebas funcionales realizadas en coordinación con el CEN, el día 22-11-2018 bajo el documento SI-2018076290, donde se hicieron variaciones escalonadas en el ajuste del control de potencia reactiva, para un escenario de bajo recurso eólico con potencia activa entre 0 y 10 MW, se determinó lo siguiente:

- 1) El parque es capaz de absorber la mayor cantidad de potencia reactiva con potencia activa en torno a los 0 [MW], manteniendo consignas de absorción de hasta -35 [MVar], esto siempre y cuando la velocidad del viento sea superior a 2,5 m/s de lo contrario no será posible por la lógica de control del convertidor.
- 2) Con generación de potencia activa entre 1 y 5 [MW], se estableció que el valor máximo de absorción de potencia es de -25 [MVar].
- 3) Con consignas de potencia entre 5 y 10 [MW], el parque logra alcanzar una inyección de 25 [MVar].

6.3. Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC

A continuación, se describe un sistema equivalente que representa un parque ERNC¹ solar fotovoltaico o un parque eólico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN):



Los componentes del parque ERNC son los siguientes:

1. Generador equivalente: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de

potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.

2. Pérdidas en sistema colector del parque: Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
 3. Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.
 4. Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
 5. Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
 6. Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
 7. Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
 8. Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
 9. P1: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
 10. P2: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.
- a) **P1**: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central [MW].
 - b) **P2**: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].
 - c) **Ptrafo**: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].
 - d) **SS.AA.**: Servicios Auxiliares de la central [kW]. En el caso de parques eólicos se deberá indicar a su vez el consumo propio de los aerogeneradores (individual y total) de la central
 - e) **Pcolector**: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC [kW].

Se detalla a continuación:

Ítem	Detalle	Potencia
1	Potencia aerogeneradores	2,32 [MW]
2	Pérdidas colector (Valor más representativo)	34 [kW]
3	Servicios auxiliares Aerogeneradores y Central	1.651 [kW]
4	P2: barra media tensión	0,635 [MW]
5	Pérdida en Transformadores de poder TR1 y TR2	400 [kW]
6	P1: barra de alta tensión (Suma Grid 1 + Grid 2)	0,235 [MW]

Finalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional definirá el mínimo técnico (MinTec) de la central

según la siguiente fórmula:

$$MinTec = P1 + Ptrafo + SS. AA. + Pcolector, ó$$

$$MinTec = 235 [kW] + 400 [kW] + 1.651 [kW] + 34 [kW] = \mathbf{2.320 [kW]}$$

Tabla parámetros de Mínimo Técnico de P.E San Juan.

Central	Min. Técnico [MW]	SS.AA [MW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia mínima neta [MW]
P.E. San Juan	2,32	1,651	434	0,235

7. Conclusión.

Según lo definido como Mínimo Técnico dentro del documento “ANEXO TÉCNICO: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, y de acuerdo a lo mostrado en el desarrollo de este informe donde se realiza la revisión de los datos de fabricante y su comparación con los datos reales de operación de cada aerogenerador, se establece que el valor Mínimo Técnico bajo el escenario de mínima consigna posible para el parque eólico San Juan, es del **2.320 [kW]**. Que se logra al ingresar una consigna de 100 [kW] de potencia activa. Es importante destacar que bajo este escenario se cumplió con las condiciones requeridas en el anexo técnico, durante la prueba el parque eólico conto con todas las unidades detenidas menos una (WTG03), con la menor consigna posible de ingresar en el Scada (100 [kW]) y la potencia neta fue mayor a cero (235 [kW]). Por los resultados de las pruebas se determino la menor consigna posible de ingresar en 100 [kW], porque de ser más baja o cero la lógica de control del parque pasa a detener todas las unidades y comienza a consumir 2,4 [MW] aproximadamente de la red.

Parámetros	Valores
Mínimo Técnico con alto recurso disponible y todos los Aerogeneradores pausados menos 1	2.320 [kW]
Mínimo Técnico en función a curva de potencia	345 [kW]
Mínimo Técnico con alto recurso disponible y sin Aerogeneradores pausados	19,32 [MW]
Perdida en Transformadores de Potencia	400 [kW]
Perdida Colectores	34 [kW]

Adicionalmente se puede concluir que la potencia reactiva máxima que se puede absorber operando a mínimo técnico es de -25 [MVar], mientras que la potencia reactiva máxima que se puede absorber en torno a una potencia activa a cero es de -35 [MVar] siempre que la velocidad promedio del viento sea superior a los 2,5 m/s ya que de lo contrario los convertidores se desconectarán de los generadores. Finalmente, la máxima potencia reactiva que se puede entregar operando por encima del mínimo técnico, entre 5 y 10 [MW] es de 25 [MVar].

Bajo todos estos escenarios el consumo de los servicios auxiliares se consideran en un valor promedio de 101 [kW] que se reflejan en documento EC-85.0001-SE-EL—MC-007_1 Memoria de Cálculo Servicios Auxiliares.pdf

8. ANEXO.

9.8 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline[®] SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 pu/sec (330 kW/sec)
Reactive Power	20 pu/sec (66 MVar/sec)

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.