



estudios energéticos consultores.
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

INFORME DE DETERMINACIÓN DE MINIMO TÉCNICO

Parque Eólico Alena



Noviembre 2021

M 2063

Tabla de contenido

REGISTRO DE COMUNICACIONES.....	5
SECCIÓN PRINCIPAL	6
1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Marco normativo	6
1.2. Descripción de la planta	6
1.3. Antecedentes de unidades de similares características	10
1.4. Descripción de las pruebas	10
2. RESULTADOS OBTENIDOS	11
2.1. Registros	11
2.2. Pérdidas y consumos propios.....	14
3. CONCLUSIONES.....	16

Índice de tablas y gráficos

Tabla 1. Pérdidas y consumos propios del PE Alena.....	16
Gráfico 1. Esquema Unilineal de interconexión del sistema.	7
Gráfico 2. Esquema unilineal de la zona de influencia del PE Alena.....	8
Gráfico 3. Esquema unilineal del sistema colector en 33 kV.....	9
Gráfico 4. Curva de capacidad WTG Nordex N149 4.8 MW.....	9
Gráfico 5. Potencia activa en el punto de conexión.....	11
Gráfico 6. Potencia reactiva en el punto de conexión.....	11
Gráfico 7. Tensión en el punto de conexión.....	12
Gráfico 8. Potencia Activa en bornes de un aerogenerador.	12
Gráfico 9. Velocidad de Viento registrada en un aerogenerador.	13
Gráfico 10. Potencia bruta y potencia neta durante la prueba de mínimo técnico.	13
Gráfico 11. Cálculo de flujo de potencia en el transformador de potencia de la SE Alena.....	14
Gráfico 12. Modelo PowerFactory del transformador de potencia de la SE Alena.	15

Abreviaturas y acrónimos

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
SE	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit



REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

Número	Fecha dd/mm/año	Objeto	Ref	Observaciones	Responsable
1	18/11/2021	Emisión original	V1	Preparó JL	FM

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Eólico Alena, durante el día 11 de octubre de 2021, en relación al proceso de determinación del mínimo técnico de la planta. Los ensayos fueron realizados encontrándose en servicio la totalidad de los inversores que conforman el parque.

1.1. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”. En tal sentido, el valor de Mínimo Técnico se obtiene a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

Para el caso del Parque Eólico Alena la determinación se hará al valor mínimo que permita limitarse la consigna de generación del parque y que no desconecte los inversores, de manera de mantener el soporte de tensión y potencia reactiva al sistema, verificado mediante un ensayo sobre el parque.

1.2. Descripción de la planta

El PE Alena se ubica en la comuna de Los Ángeles, en la Región del Bio Bio, Chile. Está conformado por 18 aerogeneradores Nordex N149 4.8 MW de tecnología DFIG, totalizando una potencia instalada de 86.4 MW (4.8 MW x 18) y una potencia comprometida en el punto de conexión de 84 MW. En el Gráfico 4 se muestra la curva de capacidad PQ de los aerogeneradores.

La distribución en media tensión se realiza mediante un sistema colector en 33 kV formado por 5 circuitos que recolectan la potencia de los aerogeneradores. Cada aerogenerador cuenta con su transformador de bloque de 0.69/33 kV de una potencia de 5.35 MVA.

Los circuitos colectores acometen a la barra de 33 kV del transformador de potencia de 154/33 kV 100 MVA (ONAF), de la SE Alena.

El PE Alena, se conecta al SEN, mediante una línea en 154 kV de 949 m, que une la SE Alena y el y el tap existente Coyanco en el paño A1.

En el Gráfico 1 se muestra un esquema unilineal de la conexión del parque con el sistema, en el Gráfico 2 el esquema unilineal de la zona de influencia, y en el Gráfico 3 se muestra un esquema unilineal del sistema colector en 33 kV.

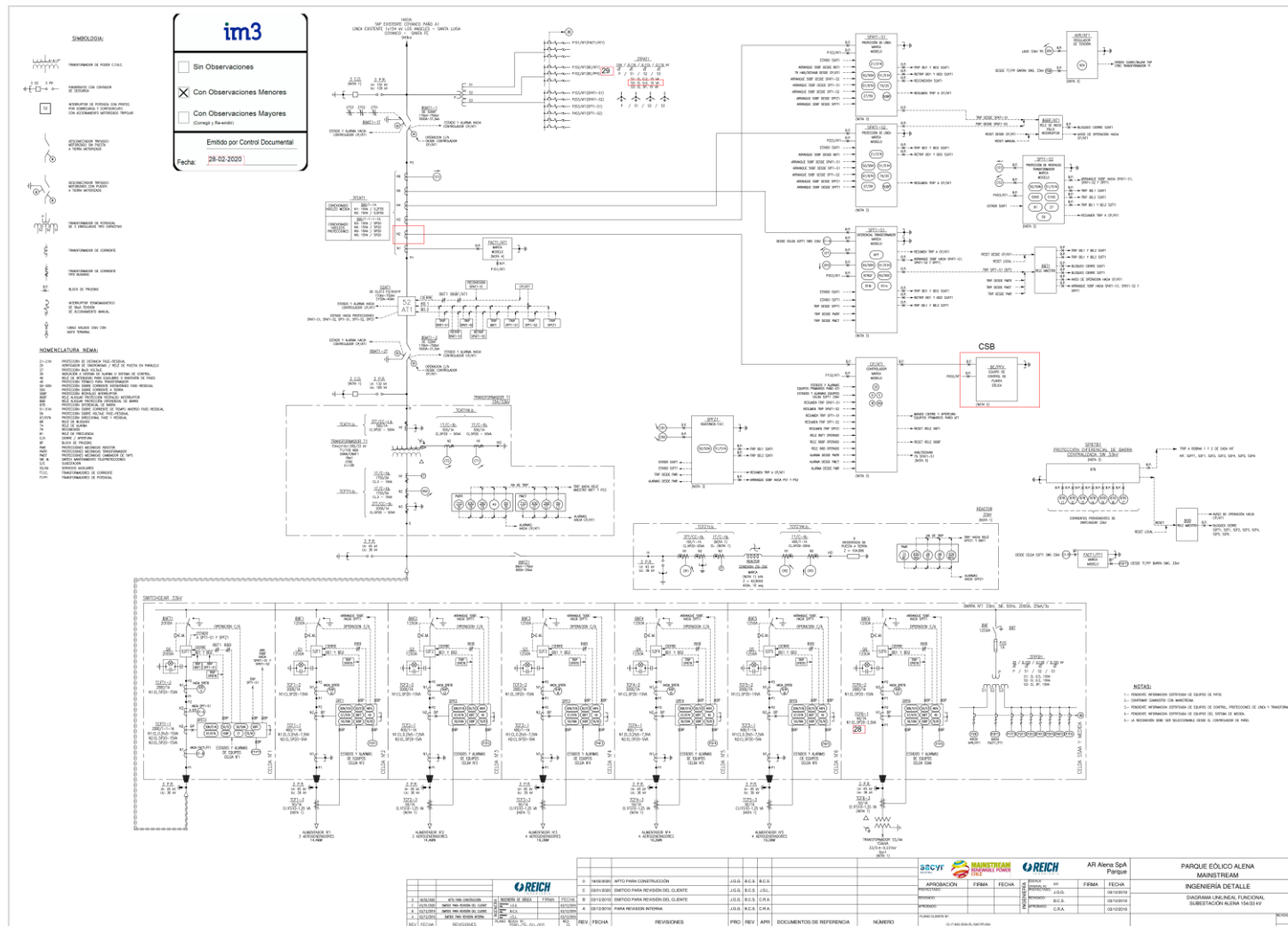


Gráfico 1. Esquema Unilineal de interconexión del sistema.

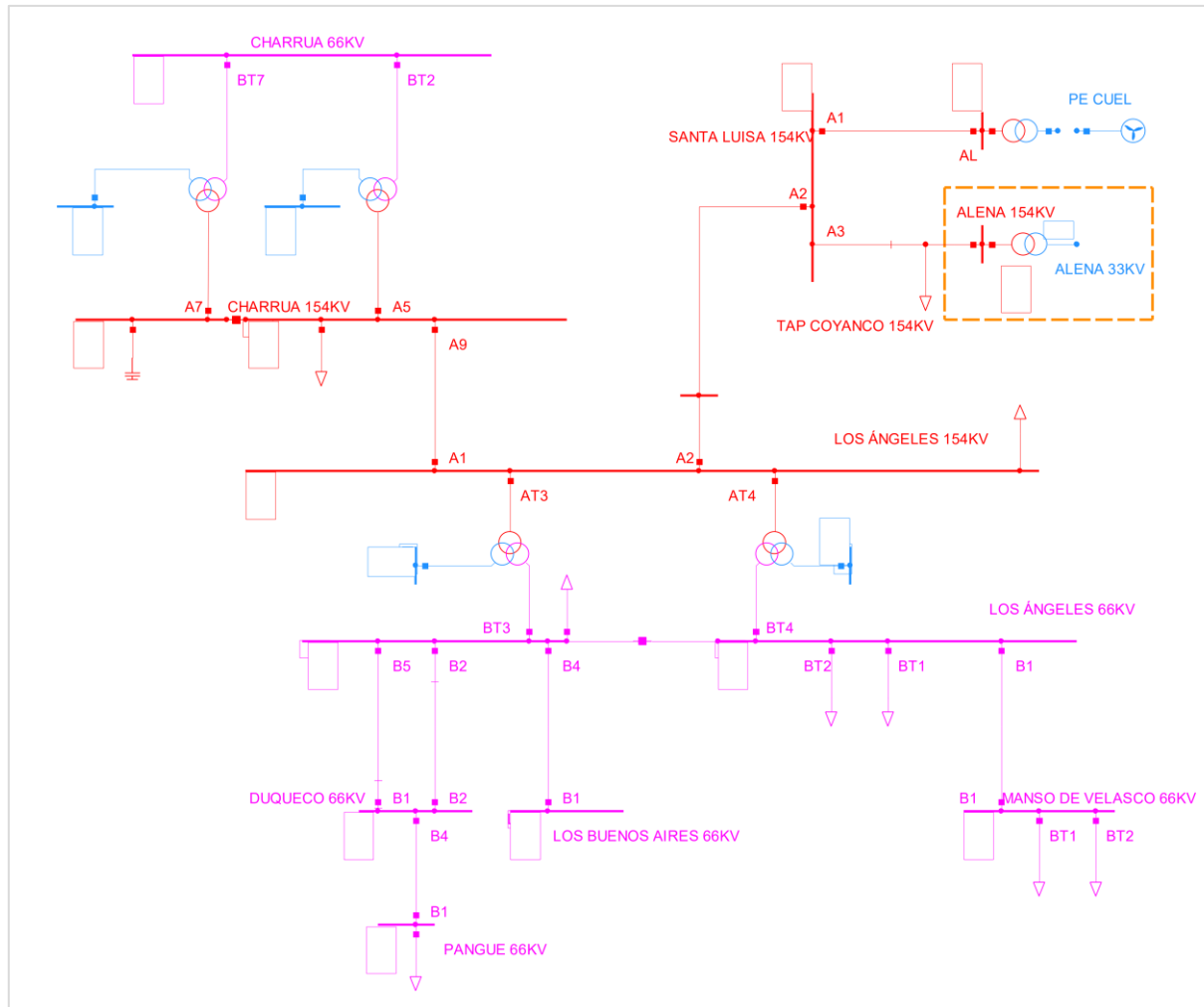


Gráfico 2. Esquema unilíneal de la zona de influencia del PE Alena.

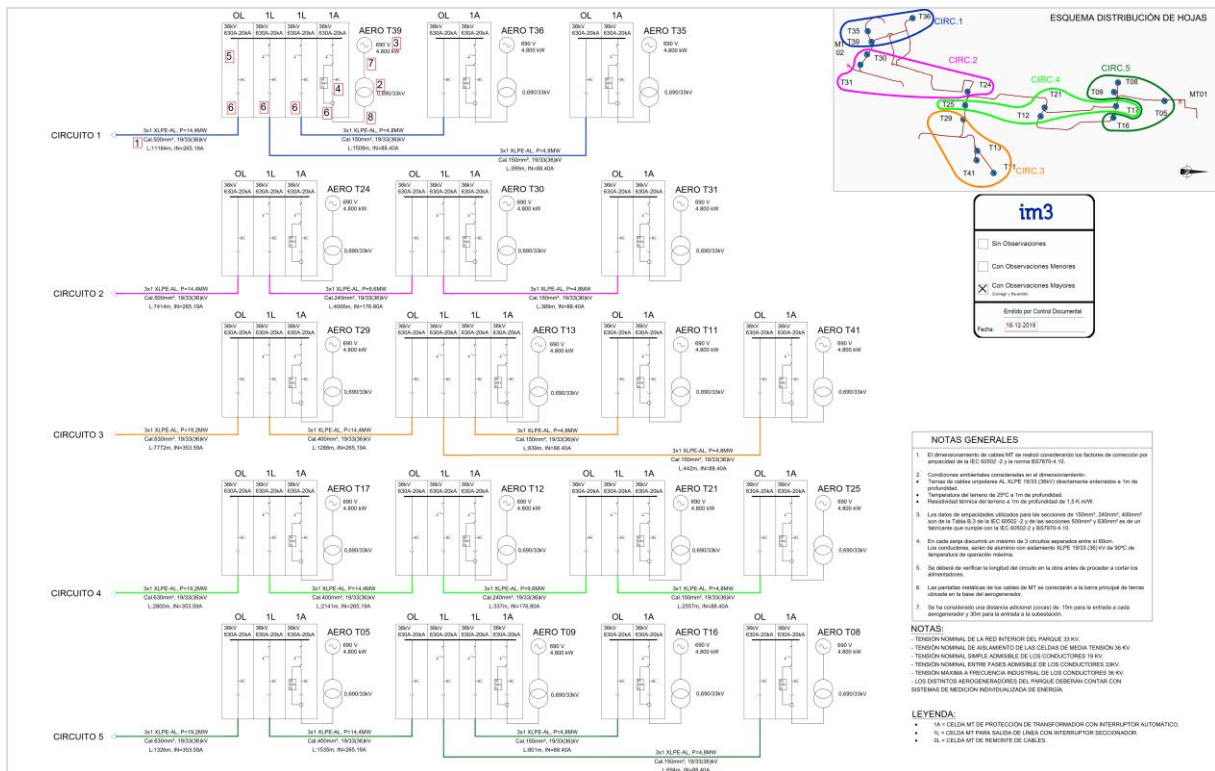


Gráfico 3. Esquema unilíneal del sistema colector en 33 kV.

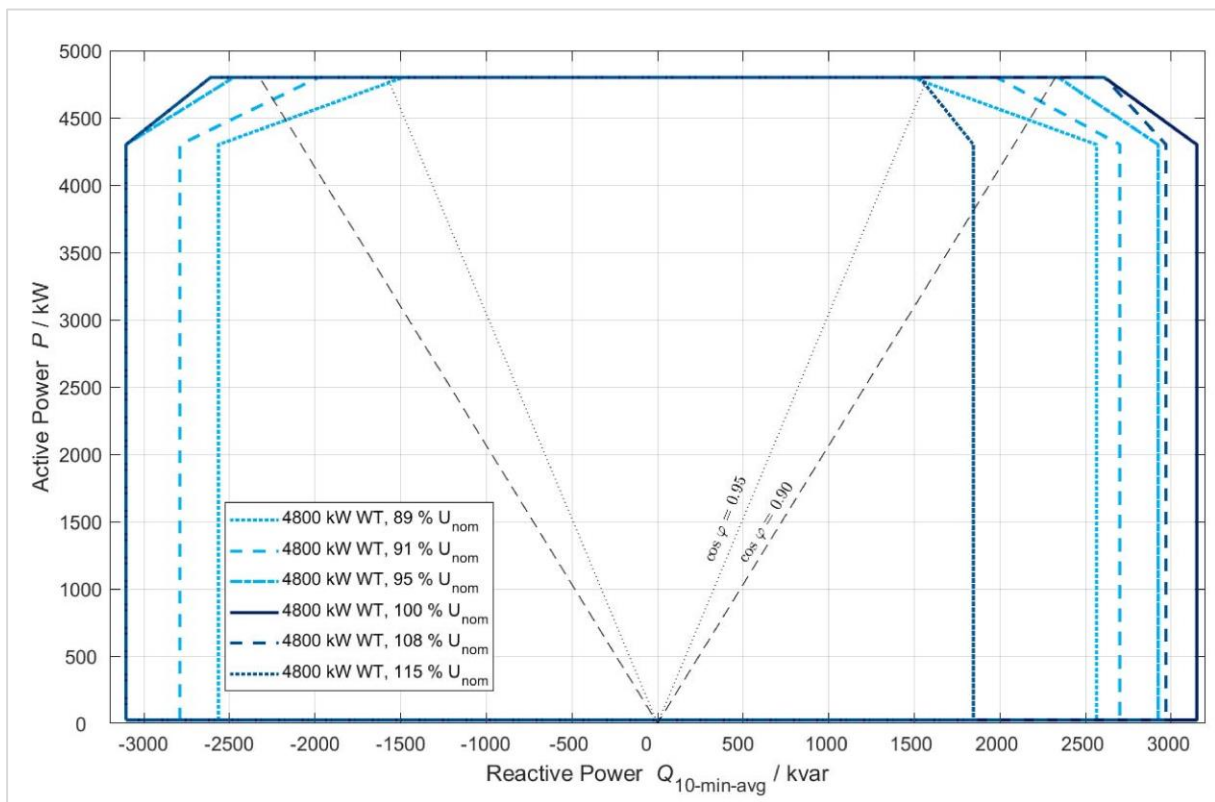


Gráfico 4. Curva de capacidad WTG Nordex N149 4.8 MW.

El control del PE Alena se realiza a través de un único PPC (Power Plant Controller) de Nordex, mediante el sistema SCADA, siendo la barra de control del parque la situada eléctricamente en la barra de 154 kV de la SE Alena.

El PPC puede operar los siguientes modos de control:

- **Control de potencia activa de 0-100%:** Permite ajustar la consigna de potencia activa a un valor determinado, el cual es distribuido entre todos los aerogeneradores. Si se activa la función de limitación de rampa, tanto la rampa de bajada como de subida o toma de carga quedarán limitadas a una tasa de crecimiento determinada (en %/min). Para el caso del PE Alena esta tasa estaba configurada en 16 % /min, la cual cumplen con la máxima tasa de toma de carga exigida en la norma técnica NTSyCS.
- **Control de Frecuencia:** Esta función contempla la respuesta de la potencia activa en función a las fluctuaciones de frecuencia respecto a la frecuencia nominal (50 Hz). La respuesta del parque estará dada por una curva de potencia frecuencia que posee una pendiente y una banda muerta. Para el caso particular del PE Alena este posee una banda muerta configurada en ± 200 mHz, con un droop de 3.63 %.
- **Funciones de control de potencia reactiva.**
 - **Control de Tensión:** Permite definir un valor de consigna de tensión en el punto de conexión del PE. En el caso particular del PE Alena el control de tensión es del tipo proporcional integral (PI). Esto implica que, ante una consigna de tensión, el PPC ajustará la inyección / absorción de potencia reactiva del PE en el punto de conexión mediante un algoritmo PI que tiene por objetivo reducir el error entre la tensión medida y la consigna o referencia a un valor de 0. Cabe señalar que este modo de control no asegura que se pueda lograr el valor consignado. El PPC saturará su acción de control de potencia reactiva en los límites definidos por el bloque de control de potencia reactiva.
 - **Control de Potencia reactiva:** Permite definir un valor de consigna de potencia reactiva en el punto de conexión, la cual es distribuida entre todas las unidades.
 - **Control de Factor de potencia:** Permite definir un valor de consigna de factor de potencia en el punto de conexión, controlando la inyección de potencia reactiva para mantenerlo constante.

1.3. Antecedentes de unidades de similares características

El parque eólico presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques eólicos de similares características tecnológicas, como, por ejemplo¹:

- Parque Eólico TOLPAN SUR (Mínimo Técnico: 0,87 MW)

1.4. Descripción de las pruebas

De acuerdo con el Artículo 4 “Definiciones” del Anexo Técnico, se determinó *“la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua”*.

¹ <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>

El mínimo valor de referencia configurable en el punto de conexión desde el control de planta (PPC) según se informó por el fabricante, es de 8,64 MW (10% de P_n). El PPC reparte la consigna entre los aerogeneradores de la planta, decidiendo además si dejar en pausa o no a algún aerogenerador para cumplir con la consigna enviada. Cuando un aerogenerador recibe una consigna por debajo del 10% de su potencia nominal, automáticamente entra en modo pausa.

Para realizar la prueba, se procedió a reducir la consigna de generación por medio del comando del operador al mínimo valor configurable (8,64 MW). Posteriormente, se evaluó la estabilidad de operación de la planta realizando cambios en la consigna de potencia reactiva, verificándose un correcto desempeño y control, sin desconexión de los aerogeneradores.

2. RESULTADOS OBTENIDOS

2.1. Registros

Se obtuvieron los registros de potencia activa **P1** (Gráfico 5), potencia reactiva (Gráfico 6) y tensión en el punto de conexión (Gráfico 7), para un valor mínimo de potencia activa configurable en 8,64 MW desde el control de planta. En este estado de carga se realizó un escalón en la potencia reactiva de +8,7 MVAR (capacitivo) y - 8,7 MVAR (inductivo).

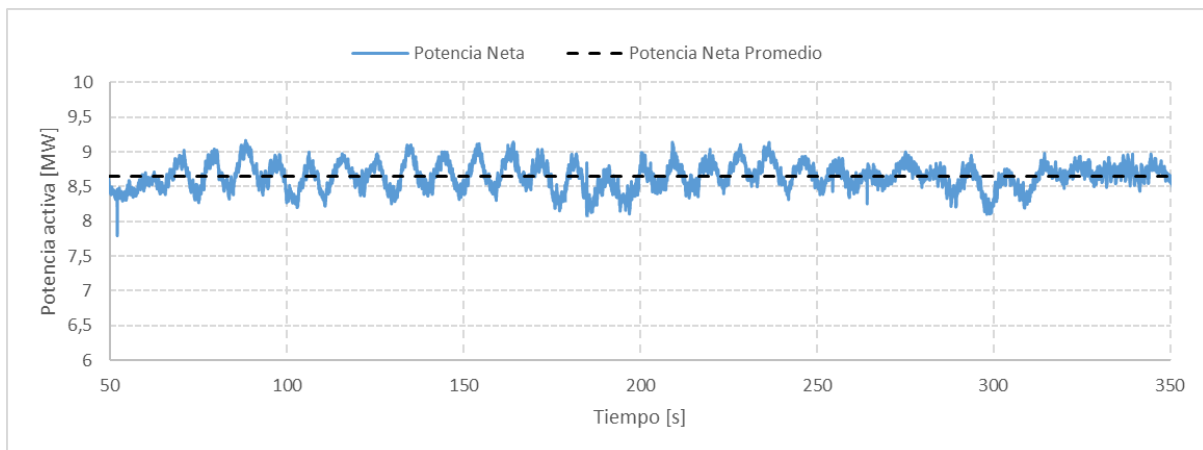


Gráfico 5. Potencia activa en el punto de conexión.

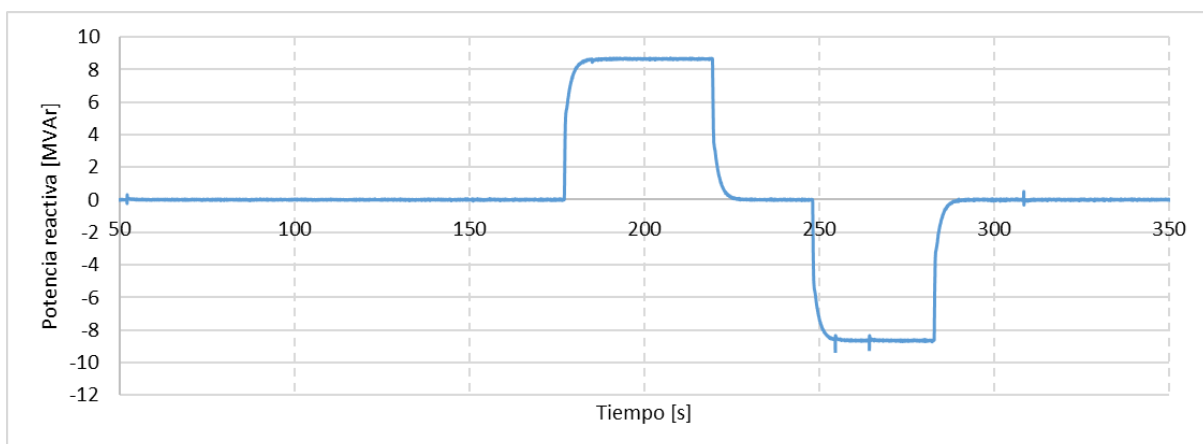


Gráfico 6. Potencia reactiva en el punto de conexión.

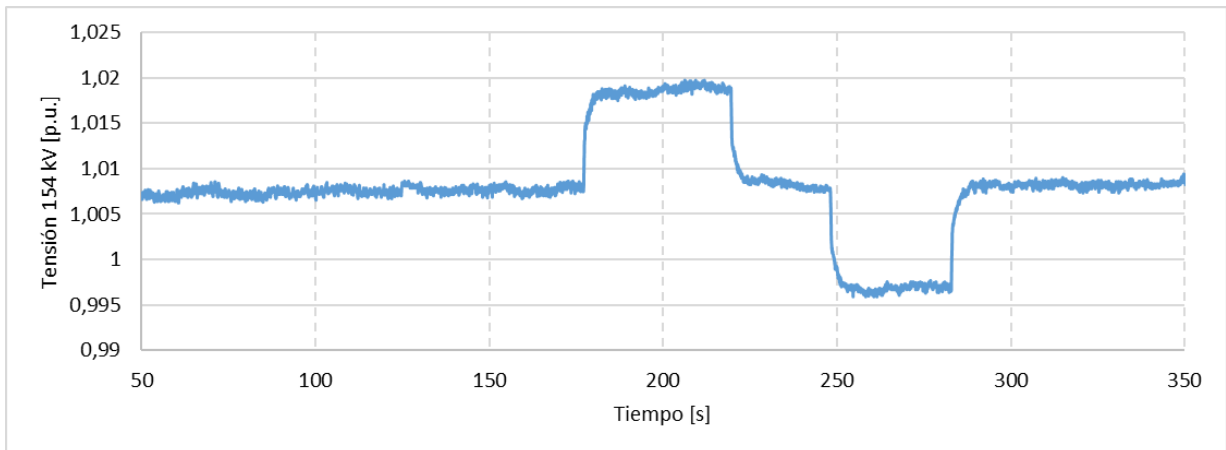


Gráfico 7. Tensión en el punto de conexión.

El parque operó satisfactoriamente sin presentar inestabilidades y manteniendo el soporte de potencia reactiva y tensión a la red sin desconexión de aerogeneradores. De lo anterior se determinó que la potencia neta en el punto de conexión es de $P_{neta} = 8,64 MW$.

En los siguientes gráficos se muestra la potencia activa en bornes de un aerogenerador en la condición de mínimo técnico.

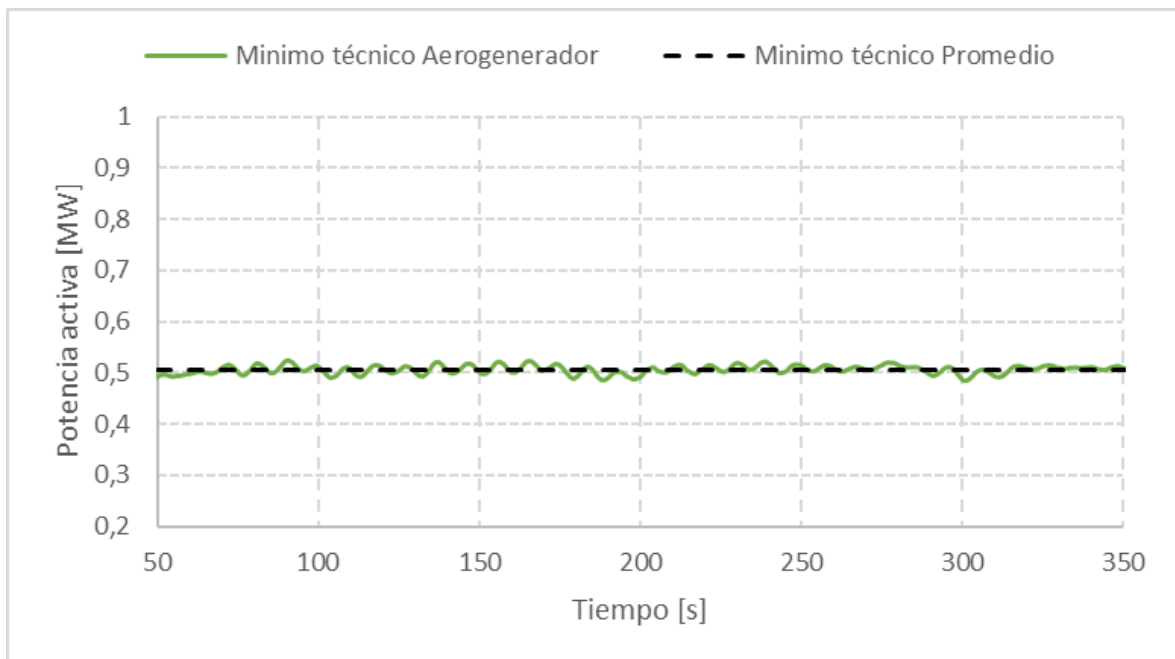


Gráfico 8. Potencia Activa en bornes de un aerogenerador.

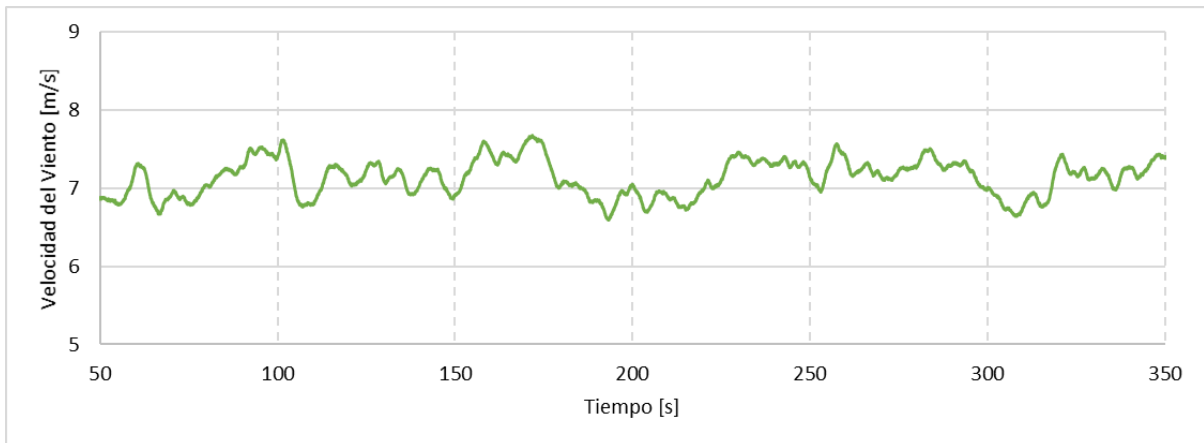


Gráfico 9. Velocidad de Viento registrada en un aerogenerador.

En el Gráfico 10 se observa la comparación entre la potencia bruta generada, que se obtuvo como la sumatoria de los registros de potencia activa en bornes de cada aerogenerador que compone el parque, y la potencia neta inyectada en el punto de conexión.

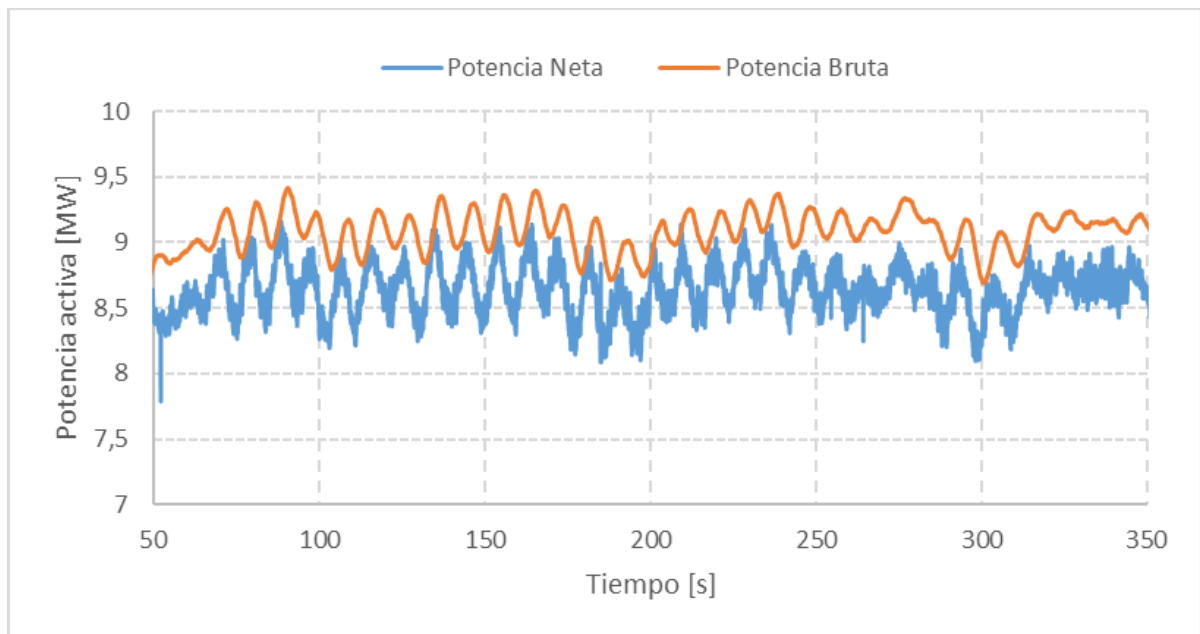


Gráfico 10. Potencia bruta y potencia neta durante la prueba de mínimo técnico.

De lo anterior la potencia Bruta se obtiene como un promedio de la medición de P_{bruta} del Gráfico 10, resultando el siguiente valor:

$$P_{bruta} = 9,08 MW$$

En esta condición operativa las pérdidas activas totales resultan de la diferencia entre la potencia bruta y la potencia neta en el punto de conexión:

$$P_{ptot} = 9,08 MW - 8,64 MW = 440 kW$$

Esta pérdida incluye a las pérdidas en el transformador de potencia de la SE Alena, el circuito colector y los consumos propios de los servicios auxiliares (SSAA), como así también los consumos de los servicios auxiliares (SSAA) de los aerogeneradores.

2.2. Pérdidas y consumos propios

Las componentes que generan pérdidas respecto a la potencia bruta generada en el parque se pueden enumerar a continuación:

- Pérdidas activas en el transformador de potencia de la central.
- Pérdidas en la red de media tensión del PE (incluye sistema colector y transformadores del aerogenerador).
- Consumo de servicios auxiliares de la planta.

Para poder desagregar las pérdidas anteriores se realiza una simulación estática (flujo de potencia) en el software PowerFactory, tomando el modelo empleado en el estudio de validación.

2.2.1. Cálculo de pérdidas asociadas al transformador de potencia de la subestación

Considerando la simulación de flujo de potencia mencionada anteriormente se pueden determinar las pérdidas activas de potencia asociadas al transformador elevador de la SE Alena. Para el estado de mínimo técnico se tiene:

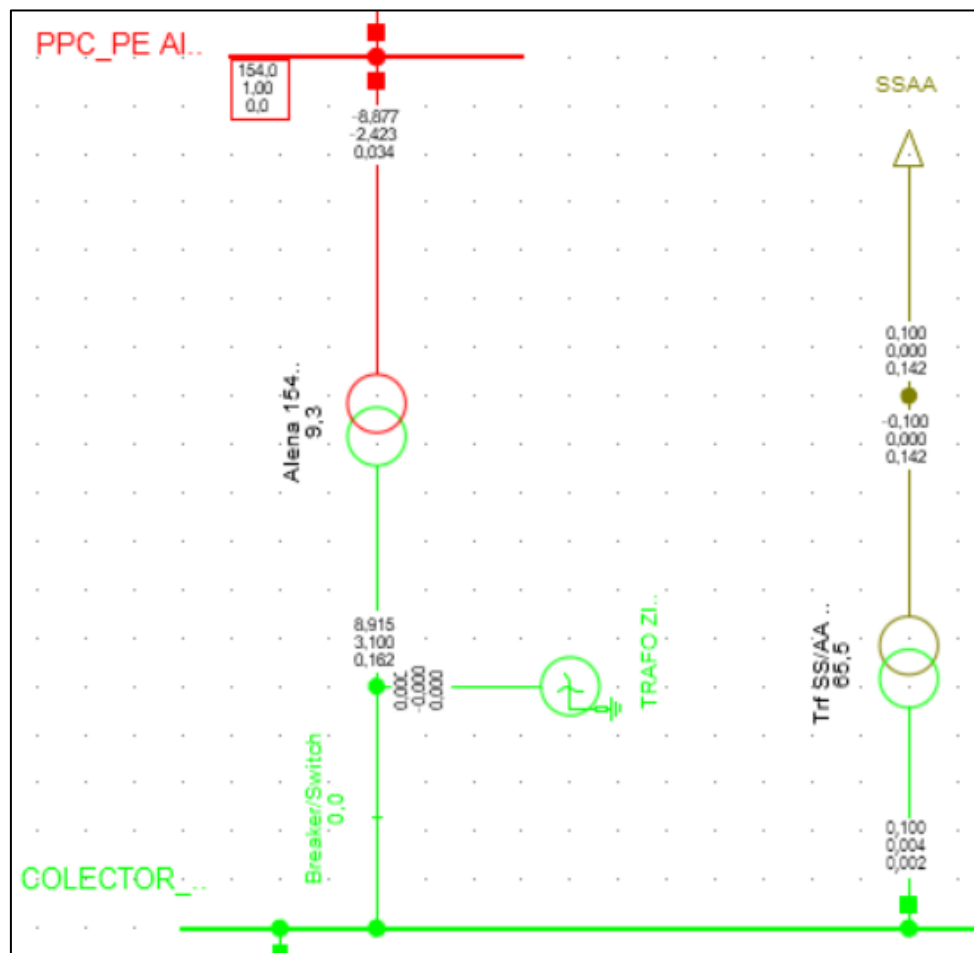


Gráfico 11. Cálculo de flujo de potencia en el transformador de potencia de la SE Alena.

De lo anterior las pérdidas activas en el transformador de potencia de la SE Alena se calculan como:

$$P_{trafo} = 8,915 \text{ MW} - 8,877 \text{ MW} = 38 \text{ kW}$$

Los datos del modelo del transformador se muestran a continuación:

Name	Alena 154/33 kV_100MVA	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	100.	MVA
Nominal Frequency	50.	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	154.	kV
LV-Side	33.	kV
Vector Group		
HV-Side	YN	
LV-Side	D	
Positive Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk	12.96	%
Copper Losses	342.	kW
Phase Shift	1.	*30deg
Name	YNd1	
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	12.56	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%

Gráfico 12. Modelo PowerFactory del transformador de potencia de la SE Alena.

2.2.2. Consumo de servicios auxiliares en la SE Alena

El consumo de servicios auxiliares en la SE Alena fue informado en un valor de 100 kW.

Por lo tanto, la potencia inyectada en COLECTOR (P2) para esta condición operativa se puede determinar cómo:

$$P_2 = 8,915 \text{ MW} + 0,1 \text{ MW} = 9,015 \text{ MW}$$

2.2.3. Pérdidas en el sistema colector

Las pérdidas en el sistema colector pueden determinarse como:

$$P_{colector} = P_{ptot} - P_{trafo} - SSAA$$

$$P_{colector} = 440 \text{ kW} - 38 \text{ kW} - 100 \text{ kW} = 302 \text{ kW}$$

En la siguiente tabla se resumen las pérdidas y consumo propios del PE Alena:

Tabla 1. Pérdidas y consumos propios del PE Alena.

Parámetro	Valor
Pérdidas en el transformador de potencia de la SE Alena	38 kW
Pérdidas en el circuito colector (Sist colector + Tr de los aerogeneradores)	302 kW
Consumos de SSAA	100 kW
Pérdidas y consumos propios totales (<i>P_{ptot}</i>)	440 kW

3. CONCLUSIONES

Dada la mínima consigna operable del parque eólico de 8,64 MW (potencia mínima neta) en el punto de conexión (Barra de 154 kV de la SE ALENA), y considerando una pérdida promedio de 442,2 kW en ese estado de carga, se determinó una **potencia mínima bruta de 9,082 MW** para Parque Eólico Alena.