

Empresa: AES Andes

País: Chile

Proyecto: Parque Eólico Los Olmos

Descripción: Informe de validación de modelos dinámicos

Código de Proyecto: EE-2020-212

Código de Informe: EE-EN-2021-1927

Revisión: E



15 de septiembre de 2025



Este documento EE-EN-2021-1927-RE fue preparado para AES Andes por Estudios Eléctricos.
Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman
Coordinador Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo
Coordinador Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 140 páginas y ha sido guardado por última vez el 15/09/2025 por Iñaki Cubillos, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev.	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	06/01/2022	Para presentar	CiC	AC	PR
B	7/01/2022	Correcciones según observaciones de AES	CiC	AC	PR
C	18/01/2022	Responde a observaciones del CEN, presentadas en documento: "o-dmap-hom-pe-los-olmos_v1.pdf"	CiC	AC	PR
D	11/09/2025	Actualización de curva PQ del parque	IC	CiC	AC
E	15/09/2025	Correcciones según observaciones de AES	IC	CiC	AC

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



Índice

1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	Definiciones y abreviaturas	7
1.2	Listado de señales	8
1.3	Descripción del personal participante.....	8
1.4	Equipamiento utilizado	8
2	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
2.1	Datos de los aerogeneradores.....	10
2.2	Datos de los transformadores de bloque	12
2.3	Datos del transformador principal	13
2.4	Diagramas unilineales	14
3	VALIDACIÓN DEL CONTROL LOCAL DE LOS AEROGENERADORES	21
3.1	Introducción.....	21
3.2	Modelo dinámico de los aerogeneradores.....	22
3.3	Validación del control de potencia reactiva local	35
3.3.1	Aerogenerador AE07	36
3.3.2	Aerogenerador AE13	39
3.4	Validación del control de potencia activa local	42
3.4.1	Aerogenerador AE07	43
3.4.2	Aerogenerador AE13	45
3.5	Simulación de cortocircuito	47
3.6	Verificación de la curva de capacidad de los aerogeneradores.....	51
3.6.1	Aerogenerador AE07	51
3.6.2	Aerogenerador AE13	52
4	DESARROLLO DEL MODELO EQUIVALENTE	53
4.1	Introducción.....	53
4.2	Memoria de cálculo.....	53
4.2.1	Aerogeneradores.....	53
4.2.2	Transformadores de bloque.....	54
4.2.3	Transformador principal	54
4.2.4	Red colectora	55



4.3	Modelado equivalente del parque.....	57
4.4	Validación estática por flujo de carga	60
4.5	Validación dinámica	61
4.5.1	Escalón en la consigna de potencia reactiva del aerogenerador equivalente.....	61
4.5.2	Respuesta frente a cortocircuito en 33 kV	63
5	VALIDACIÓN DEL CONTROL CONJUNTO	64
5.1	Modelo dinámico del control conjunto de planta	65
5.2	Validación del modo de control de potencia reactiva	69
5.3	Validación del modo de control de factor de potencia	73
5.4	Validación del modo de control de tensión.....	77
5.5	Control de potencia activa.....	81
5.6	Regulación de frecuencia	83
5.6.1	Determinación de parámetros de performance.....	84
5.6.2	Validación de control de frecuencia para ensayos de tipo escalón	87
5.6.3	Validación de la respuesta a variaciones normales de la frecuencia de red	90
5.6.4	Verificación del artículo 7.1.4.2 de la guía técnica	93
5.7	Curva de capacidad en el POI	102
5.8	Simulación de cortocircuito	103
6	RESPUESTA DE LOS AEROGENERADORES ANTE HUECOS DE TENSIÓN.....	106
6.1	Low Voltage Ride Through.....	106
6.2	Inyección de corriente reactiva	108
7	SIMULACIONES SISTÉMICAS	111
7.1	Simulación de cortocircuito	112
7.2	Desconexión intempestiva U16	113
7.3	Desconexión intempestiva de consumos	114
7.4	Desconexión intempestiva generación cercana	115
8	AJUSTE DE PROTECCIONES DE LOS AEROGENERADORES	116
9	CONCLUSIONES	118
10	ANEXOS	120
10.1	Antecedentes de aerogenerador	120
10.1.1	Antecedentes técnicos.....	120



10.1.2 Certificado de fábrica de pruebas LVRT	123
10.1.3 Registros de velocidad de viento en terreno.....	126
10.1.4 Ajuste de protecciones de aerogeneradores	129
10.2 Antecedentes del transformador de bloque	130
10.3 Antecedentes del transformador principal	131
10.4 Antecedentes de red colectora.....	132
10.5 Archivos adjuntos entregados	133
10.5.1 Registros de ensayos.....	133
10.5.2 Base de datos PowerFactory	136
10.5.3 Carga de archivos.....	137
11 REFERENCIAS.....	139



1 INTRODUCCIÓN

El presente informe documenta el proceso de validación de los modelos dinámicos del Parque Eólico Los Olmos, a partir de las pruebas llevadas a cabo en terreno.

El Parque Eólico Los Olmos, se encuentra ubicado en la región de Biobío, emplazado en la comuna de Mulchén. Está constituido por veintitrés (23) aerogeneradores marca NORDEX, modelo Delta4000, de 4.8 MW de capacidad nominal y 690 V de tensión de operación nominal.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados sobre los aerogeneradores el día 16 de noviembre, y los ensayos realizados a nivel de PPC los días 14 a 16 de diciembre de 2021.

Además, se actualiza la curva PQ del parque debido al aumento de capacidad desde 100 MW a 110.4 MW. El 14 de junio de 2025 se han realizado nuevos ensayos de verificación de curva PQ.

La red colectora del Parque Eólico Los Olmos está compuesta por cinco (5) alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los aerogeneradores del parque. Los alimentadores se conectan a la barra de 33 kV de la S/E Los Olmos y luego, se realiza la conexión al transformador de poder de relación 33 kV / (220 kV $\pm$ 10 $\times$ 1.25%) de 90/120 (ONAN/ONAF) de potencia aparente nominal. El lado de 220 kV del transformador de poder corresponde al punto de interconexión (POI) del parque con el SEN.

En lo que refiere a la operación conjunta, el Parque Eólico Los Olmos cuenta con un sistema de control marca NORDEX que permite el control de variables eléctricas en su punto de interconexión con el sistema (POI). **El PPC del PE Los Olmos controla en media tensión (33 kV). En dicho punto el PPC posee un límite de inyección y absorción de reactivos fijo seteado en ± 50 MVar.**

Los modos de operación del control conjunto del parque son los siguientes:

- Control conjunto de potencia reactiva.
- Control conjunto de factor de potencia.
- Control conjunto de tensión V (P+I).



- Control de potencia activa (incluyendo tanto la limitación de esta variable, así como el control de potencia frente a escenarios de sub/sobre frecuencia).

Se presentan los modelos utilizados para la representación dinámica del Parque Eólico Los Olmos en simulaciones sistémicas. Se incluye:

- Modelo dinámico del aerogenerador NORDEX modelo Delta4000, bajo el estándar IEC 61400-27-1 Ed.1.
- Modelo dinámico del sistema de control conjunto de planta, bajo el estándar IEC 61400-27-1 Ed.1.

AES Andes ha entregado los modelos dinámicos de los aerogeneradores y del control de planta, los mismos fueron provistos por el fabricante y se encuentran descriptados.

1.1 Definiciones y abreviaturas

Tag	Descripción
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
NTS&CS	Norma Técnica en Seguridad y Calidad de Servicio
PPC	Control conjunto de planta ('Power Plant Controller')
LVRT	Low Voltage Ride Through
HVRT	High Voltage Ride Through
HFRT	High Frequency Ride Through
CPF	Control Primario de Frecuencia
POI	Punto de interconexión ('Point of Interconnection')
BT	Baja Tensión (0.69 kV)
MT	Media Tensión (33 kV)
AT	Alta Tensión (220 kV)

Tabla 1.1: Nomenclatura empleada



1.2 Listado de señales

Variable	Descripción
ETERM	Tensión fase-fase RMS del aerogenerador, medida en BT
ITERM	Corriente de fase RMS del aerogenerador, medida en BT
PELEC	Potencia activa del aerogenerador, medida en BT
QELEC	Potencia reactiva del aerogenerador, medida en BT
UBUS	Tensión fase-fase RMS del parque, medida en AT
IBUS	Corriente de fase RMS del parque, medida en AT
PBUS	Potencia activa del parque, medida en AT
QBUS	Potencia reactiva del parque, medida en AT
FREC	Frecuencia eléctrica

Tabla 1.2 - Lista de señales

1.3 Descripción del personal participante

Personal	Fecha
Ing. César Colignon	16 de noviembre de 2021 y 14 al 16 de diciembre de 2021
Ing. Gonzalo Espinoza	14 de junio de 2025

Tabla 1.3 - Nómina del personal participante durante los ensayos

1.4 Equipamiento utilizado

Denominación	Marca	Modelo
Adquisidor	ELSPEC	BlackBox G4500
Analizador de calidad de energía	JANITZA / UMG510	5100/0731

Tabla 1.4 - Equipos utilizados durante los ensayos



2 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Eólico Los Olmos se ubica en la comuna de Mulchén, en la provincia de Biobío, región de Biobío, concretamente a unos 24 km desde la localidad de Mulchén, cuyo acceso se realiza desde la carretera Q860.

Está constituido por veintitrés (23) aerogeneradores marca NORDEX, modelo Delta4000, de 4.8 MW de capacidad nominal y 690 V de tensión de operación nominal. La red colectora está compuesta por cinco (5) circuitos colectores en MT, donde la disposición de los aerogeneradores dentro de dichos circuitos es la siguiente:

- Circuito N°1: Aerogeneradores AE-01, AE-02 y AE-07.
- Circuito N°2: Aerogeneradores AE-03, AE-04, AE-05 y AE-06.
- Circuito N°3: Aerogeneradores AE-08, AE-09, AE-10, AE-11, AE-12 y AE-13.
- Circuito N°4: Aerogeneradores AE-15, AE-16, AE-17, AE-18 y AE-19.
- Circuito N°5: Aerogeneradores AE-20, AE-21, AE-22, AE-23 y AE-24.

Los diagramas unilineales del parque se presentan en la sección 2.4. En tanto, en el anexo 10.4 se muestran los antecedentes de los conductores de la red colectora.



2.1 Datos de los aerogeneradores

El Parque Eólico Los Olmos cuenta con veintitrés (23) aerogeneradores marca NORDEX, modelo Delta4000, de 4.8 MW de capacidad nominal y 690 V de tensión de operación nominal. Se presenta en la Figura 2.1 la placa de datos de los aerogeneradores.

Los aerogeneradores son del tipo 3, es decir, generadores de inducción doblemente alimentados y cuentan con un convertidor de potencia en el enrollado del rotor. En la sección 10.1 se presentan los antecedentes detallados de los aerogeneradores.

2.1 Electrical Operating Ranges

Delta4000 WTs feature the following basic electrical operating ranges.

WT	Characteristic data	Values	
Delta4000	Nominal frequency	50 Hz	60 Hz
	Frequency operating range	47.5 Hz – 53.0 Hz continuously 47.0 Hz – 47.5 Hz for 5 min	57.0 Hz – 62.0 Hz continuously 62.0 Hz – 62.4 Hz for 30 min 62.4 Hz – 62.5 Hz for 5 s
	Frequency gradients	4 Hz/s continuously 8 Hz/s for 1 s	
	Nominal voltage (U_{nom})	660 V / 690 V	
N149/4.0-4.5	Voltage operating range	87 % U_{nom} – 115 % U_{nom}	
	Nominal active power P_{nom} (depending on power mode)	up to 4800 kW	
N149/5.X N163/5.X	Nominal voltage (U_{nom})	750 V	
	Voltage operating range	87 % U_{nom} – 115 % U_{nom}	
	Nominal active power P_{nom} (depending on power mode)	N149/5.X: up to 5900 kW N163/5.X: up to 5700 kW	

Figura 2.1 – Datos nominales de aerogeneradores



La curva de capacidad de los aerogeneradores se presenta en la Figura 2.2.

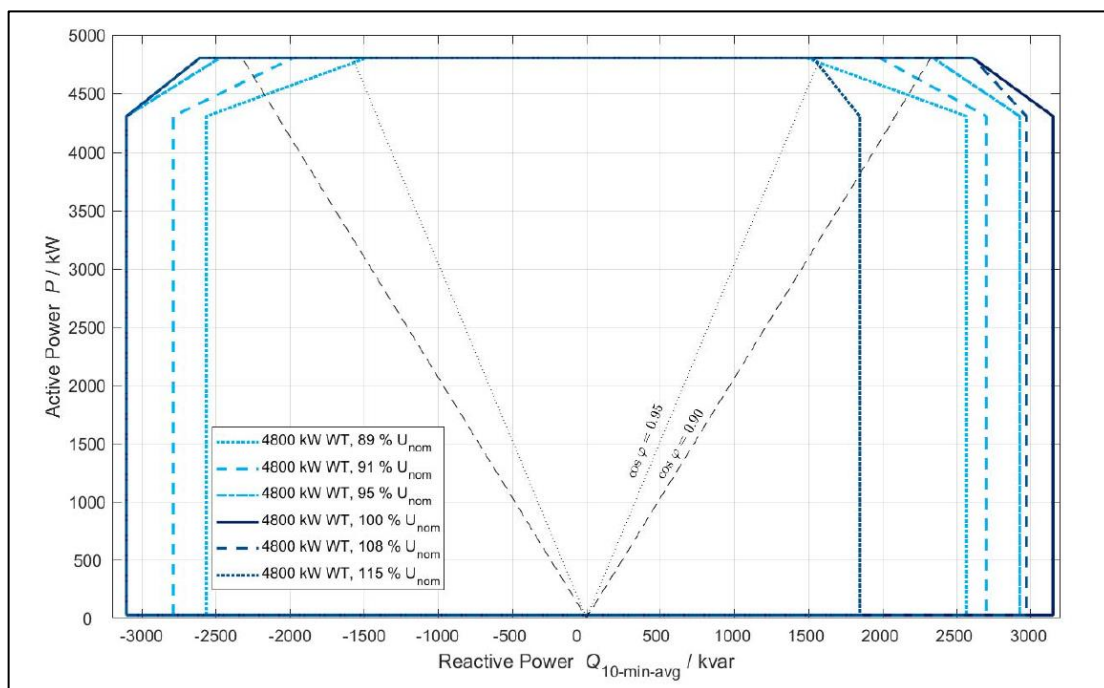


Figura 2.2 – Curva de capacidad del aerogenerador

Finalmente se presenta en la Figura 2.3 la curva de potencia según viento del aerogenerador.

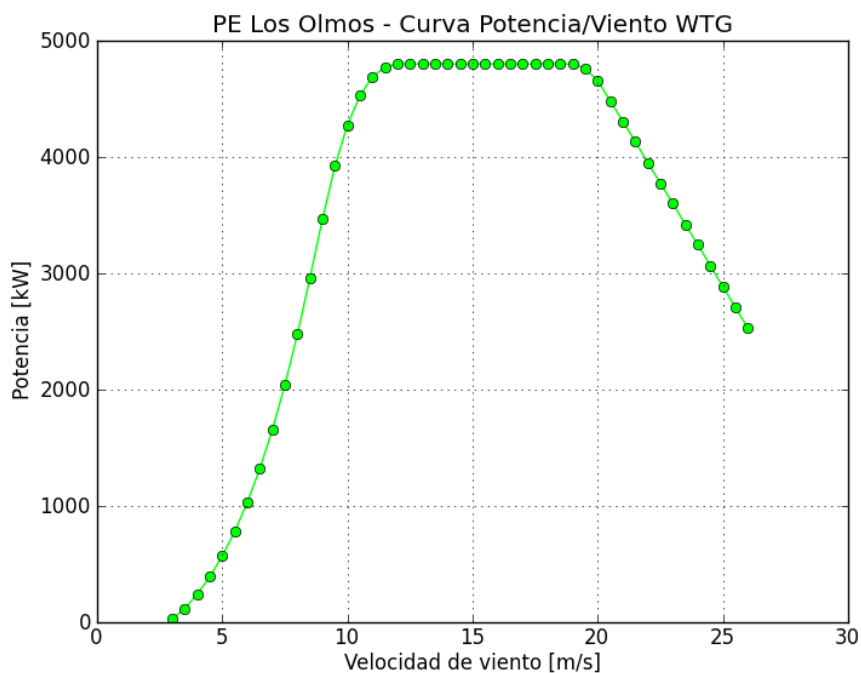


Figura 2.3 – Curva Viento/potencia para los grupos de aerogeneradores



2.2 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Eólico Los Olmos cuenta con veintitrés (23) transformadores de bloque de 5.35 MVA de potencia aparente nominal cada uno. El devanado de baja tensión permite la interconexión de los aerogeneradores en 690 V y los devanados de media tensión permiten la inyección de potencia en la red de 33 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

Los datos de placa de los transformadores se muestran en el anexo 10.2. A continuación, se presentan en la Tabla 2.1 los parámetros más relevantes para el modelado de los transformadores.

Característica	Nominal
Potencia Nominal	5.35 MVA
Refrigeración	KFWF
Tensión nominal lado HV	30 kV
Tensión nominal lado LV	0.69 kV
Grupo de conexión	Dy5
Impedancia (HV-LV)	9.23 %
Pérdidas en carga	60.116 kW
Pérdidas en vacío	2.84 kW
Posiciones de TAP	+4 x 2.5 %

Tabla 2.1 – Datos de los transformadores de bloque



2.3 Datos del transformador principal

El Parque Eólico Los Olmos cuenta con un transformador principal, el cual se conecta a la S/E Los Olmos mediante el paño JT1. Es de potencia nominal 90/120 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV. El transformador posee cambiador de tomas bajo carga.

Los datos de placa del transformador se muestran en el anexo 10.3. A continuación, se presentan en la Tabla 2.2 los parámetros más relevantes para el modelado del transformador.

Parámetros	Valor nominal
Potencia Nominal	90/120 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	13.97 %
Pérdidas en carga	343.8 kW
Pérdidas en vacío	59.98 kW
Posiciones de TAP	$\pm 10 \times 1.25$ %

Tabla 2.2 – Datos del transformador principal



2.4 Diagramas unilineales

A continuación, se presenta en la Figura 2.4 el diagrama unilineal de la S/E Los Olmos. El recuadro azul muestra el transformador principal del parque y el paño JT1 de la S/E.

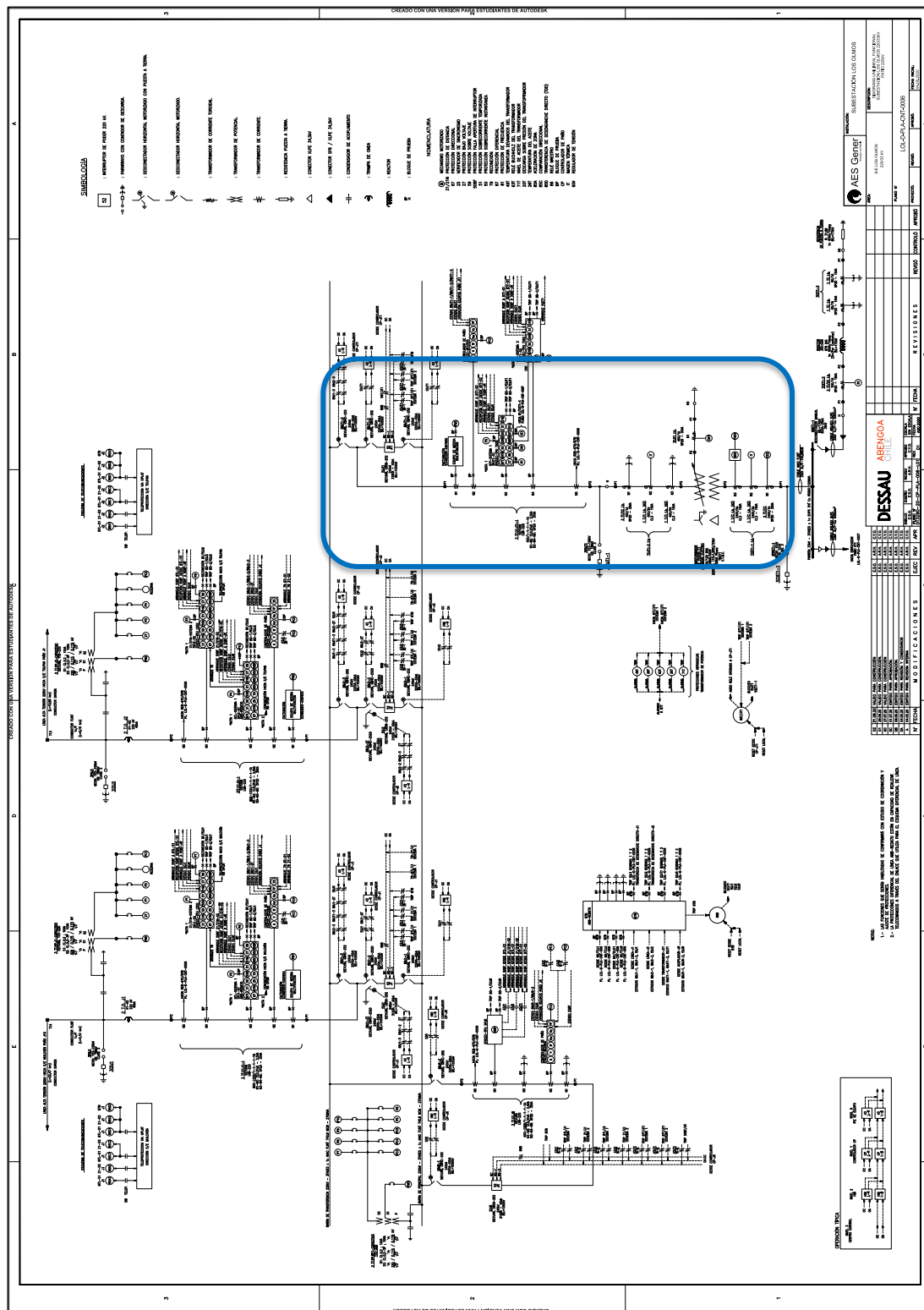


Figura 2.4 – Diagrama unilineal de S/E Los Olmos

10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA

ESPECIFICACIONES:

ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR
1	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
2	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
3	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
4	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
5	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
6	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
7	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
8	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
9	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA
10	10kV TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CON 100kVA	100kVA

NOTAS:

- 1- LA INTERFAZ ENTRE EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN Y EL CABLE DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 2- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 3- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 4- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 5- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 6- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 7- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 8- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 9- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.
- 10- EL MATERIAL DE DISTRIBUCIÓN DEBEN SER DISEÑADOS PARA EL ENTORNO DE AUTOMÓVILES.

www.estudios-electricos.com

[illegible]

www.estudios-electricos.com

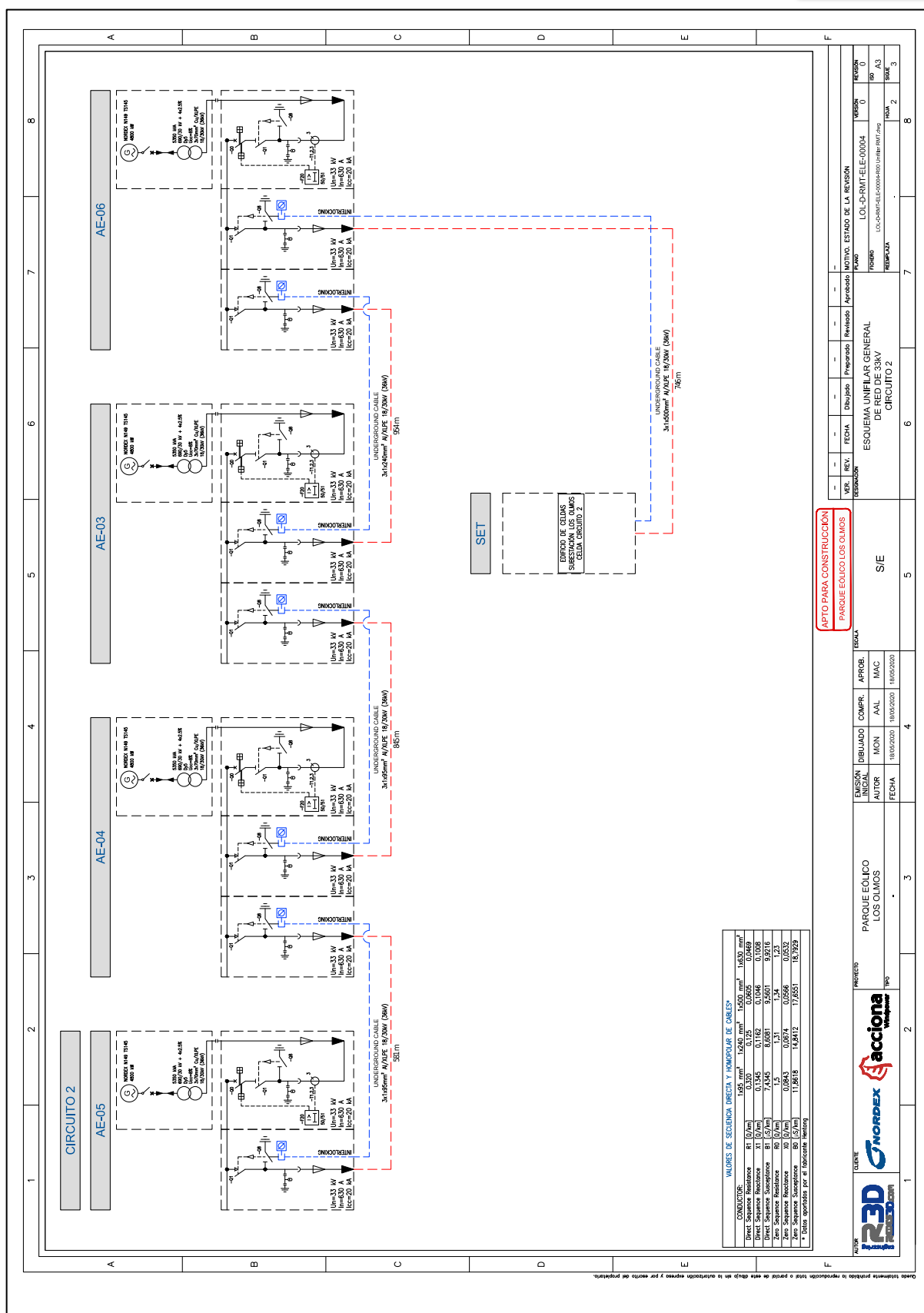


Figura 2.7 – Diagrama unilineal circuito colector 2

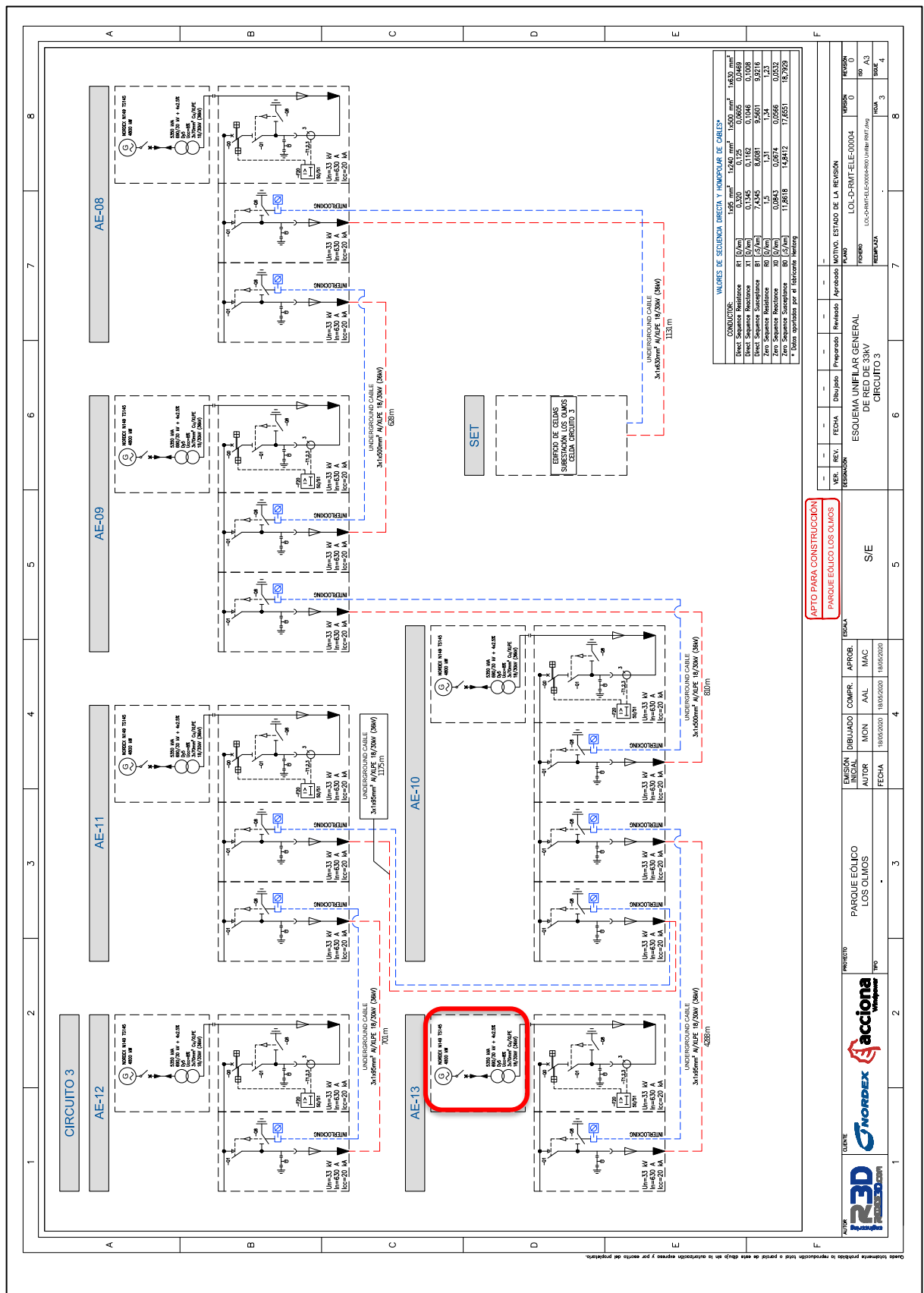


Figura 2.8 – Diagrama unilineal circuito colector 3

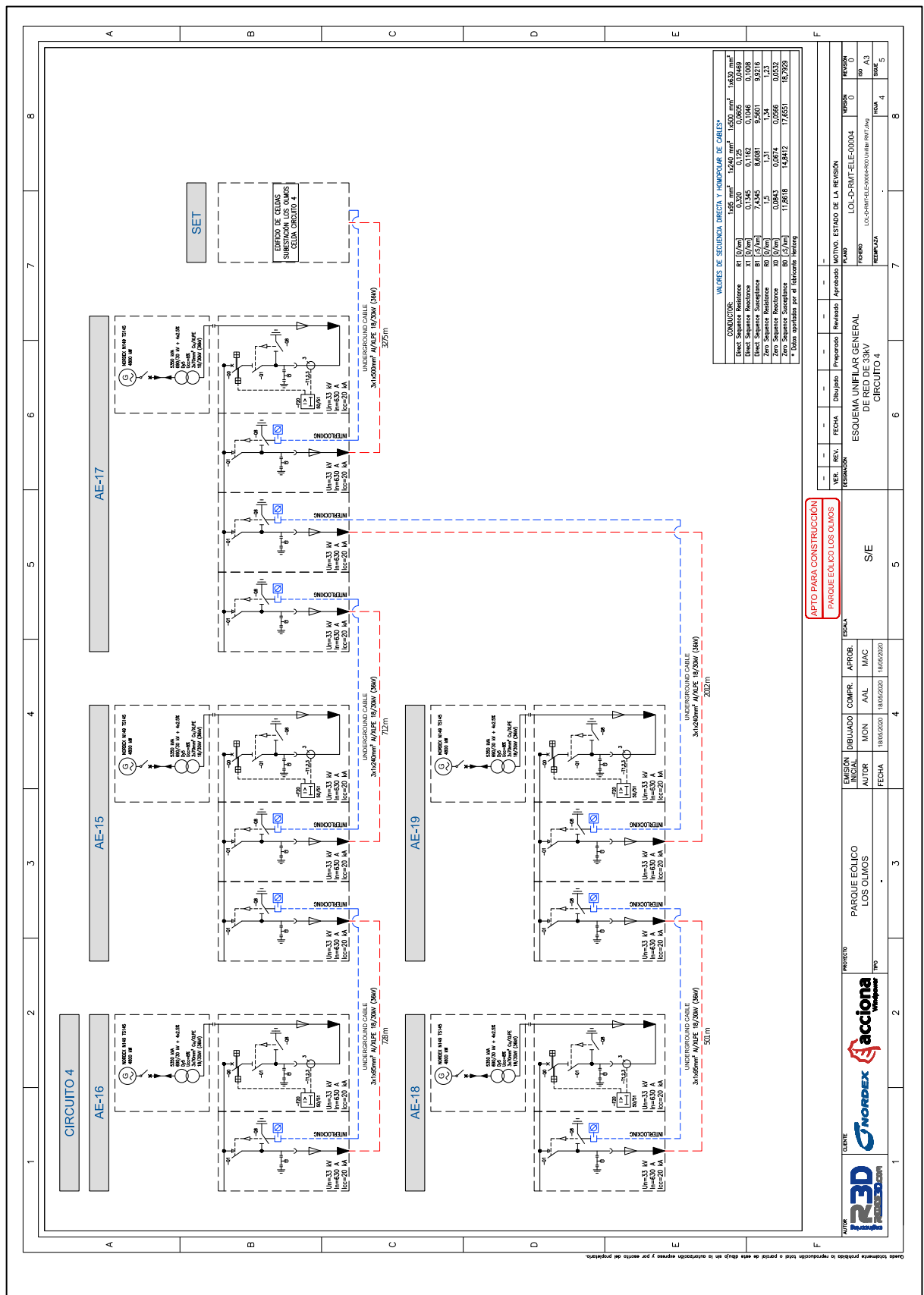


Figura 2.9 – Diagrama unilineal circuito colector 4

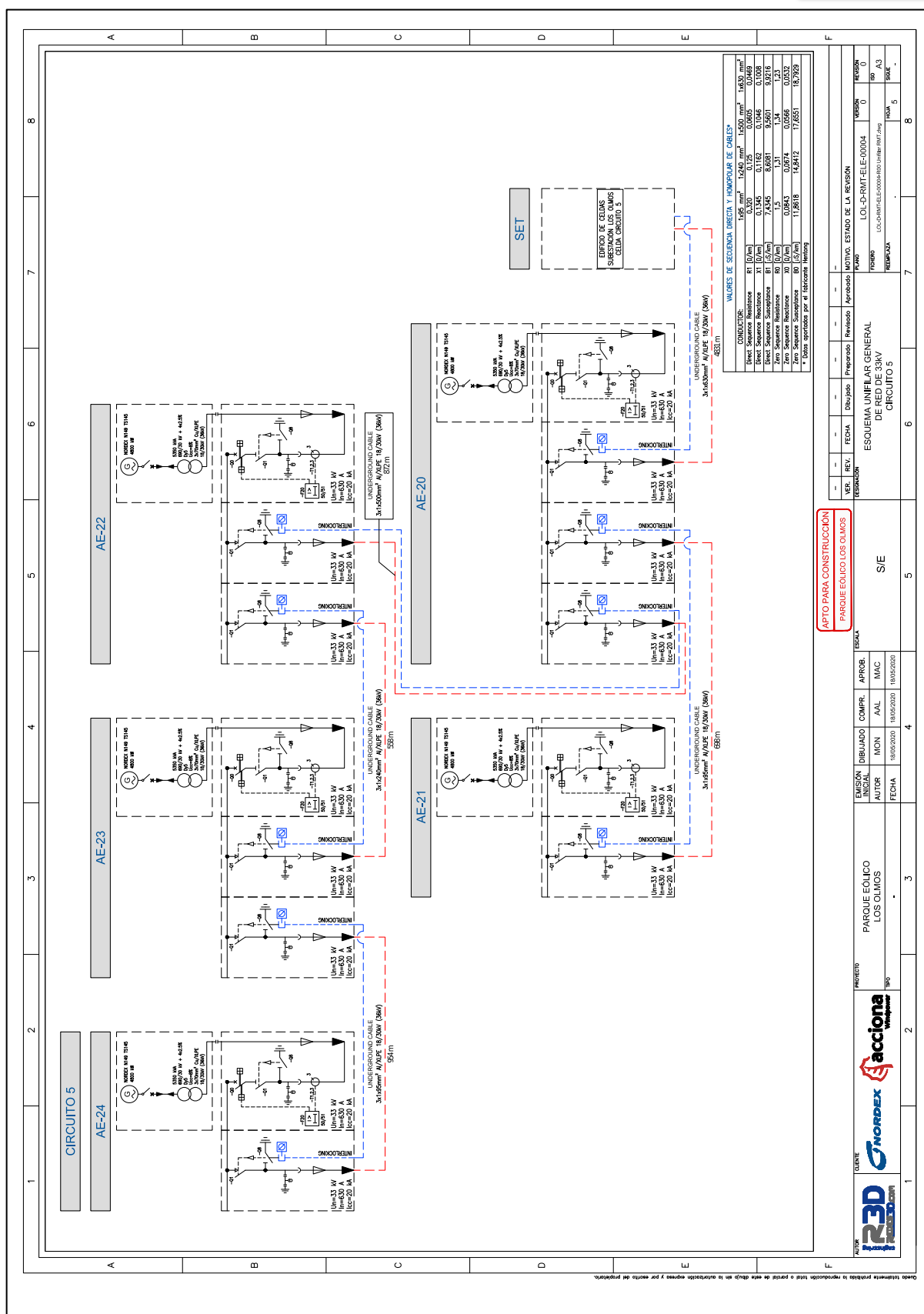


Figura 2.10 – Diagrama unilineal circuito colector 5



3 VALIDACIÓN DEL CONTROL LOCAL DE LOS AEROGENERADORES

3.1 Introducción

Las pruebas sobre los aerogeneradores se llevan a cabo mediante los controles locales de los mismos, estando estos fuera de la acción del PPC. Los ensayos se realizaron sobre los aerogeneradores AE07 y AE13, de acuerdo con los lineamientos establecidos por *“Guía: Homologación de modelos dinámicos”*.

Los ensayos realizados se listan a continuación:

1. Cambio de tipo escalón en la referencia de potencia reactiva del controlador.
2. Cambio de tipo escalón en la referencia de potencia activa del controlador.
3. Verificación de la curva de capacidad provista por el fabricante, detallada en la Figura 2.2.

Se aclara que el control primario de frecuencia es ejecutado por el PPC (a nivel planta), por lo que la validación de este control será realizada en el capítulo 5.

A continuación, se presentará el modelo dinámico utilizado para la representación de cada aerogenerador en estudios sistémicos. El modelo dinámico cuenta con una parametrización que permite reproducir los resultados obtenidos en terreno. Los resultados de la validación serán presentados en el punto 3.3.



3.2 Modelo dinámico de los aerogeneradores

El frame genérico el cual incluye el modelo dinámico de los aerogeneradores NORDEX, modelo Delta4000 se ilustra en la Figura 3.1. El mismo contempla:

- i. Un generador estático, el cual sirve de interfaz entre los controladores y la red eléctrica.
- ii. Un controlador de corriente activa y reactiva (ver Figura 3.2), además de un bloque limitador de corriente activa y reactiva (ver Figura 3.3). Los parámetros se presentan en las Tabla 3.1 a Tabla 3.4.
- iii. Un bloque controlador de potencia activa y un bloque controlador de potencia reactiva.
- iv. Protecciones de tensión y frecuencia.
- v. Mediciones de potencia activa, reactiva, tensión y frecuencia en terminales del aerogenerador.
- vi. Bloques asociados al control mecánico de la turbina para aerogeneradores tipo 3: modelo aerodinámico, control de pitch y modelo de masas rotantes (ver diagramas de bloques en Figura 3.7 a Figura 3.9 y parametrización en Tabla 3.9 a Tabla 3.11).

Las Figura 3.4 y Figura 3.5 muestran los diagramas de bloques de los controladores de potencia reactiva y potencia activa respectivamente, mientras que en las Tabla 3.5 a Tabla 3.8 se encuentra la parametrización utilizada.

Para el desarrollo de la validación a nivel aerogenerador de los controles de potencia reactiva y activa, se realiza el cambio de consigna se realiza sobre las variables “ $xWTref$ ” (ver Figura 3.4) y “ $pWTref$ ” (ver Figura 3.5 y Figura 3.8) respectivamente. Estas consignas, en los casos donde el PPC está activo, son enviadas por el controlador de planta.

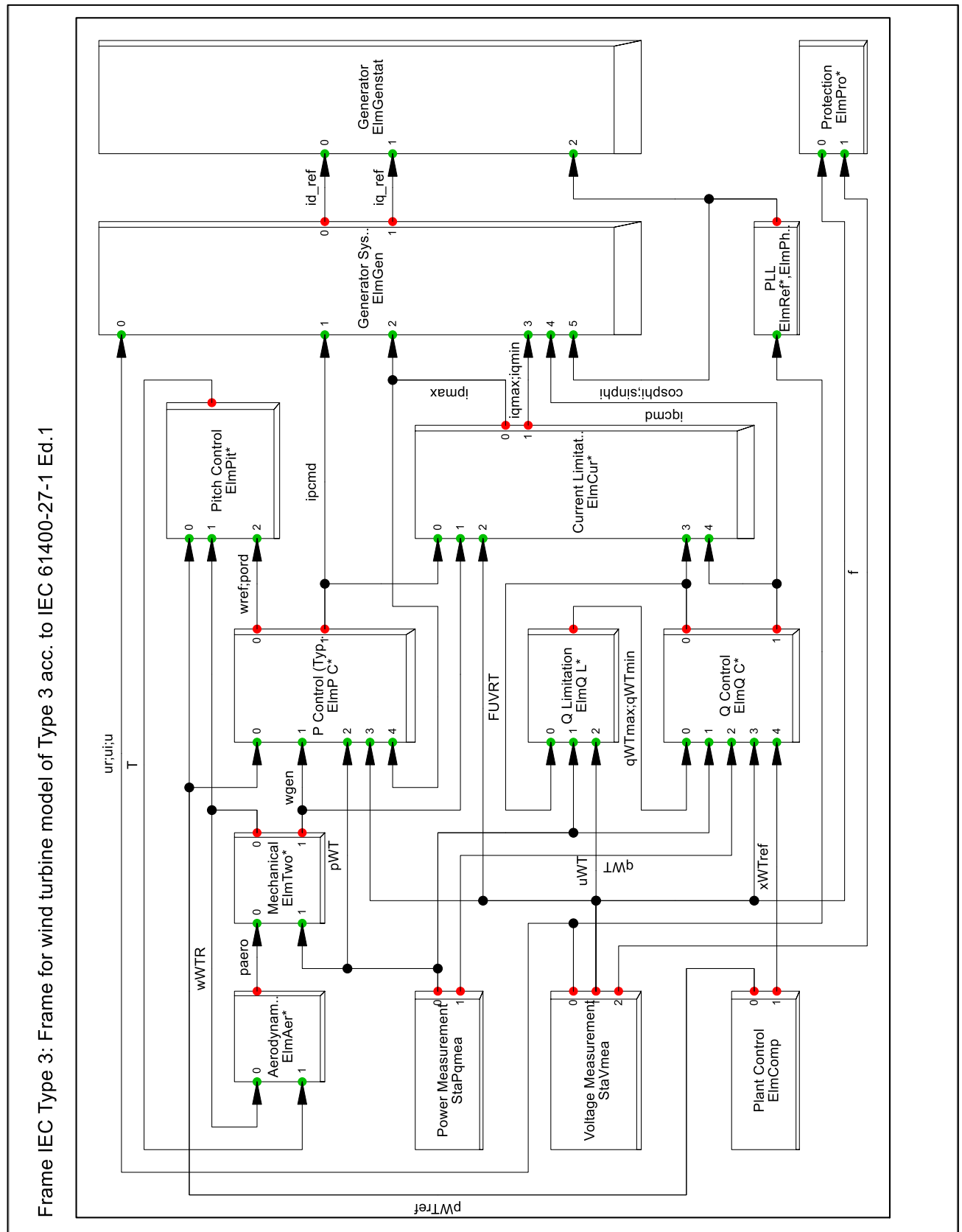


Figura 3.1 – Frame genérico del controlador local de cada aerogenerador en DigSilent PowerFactory

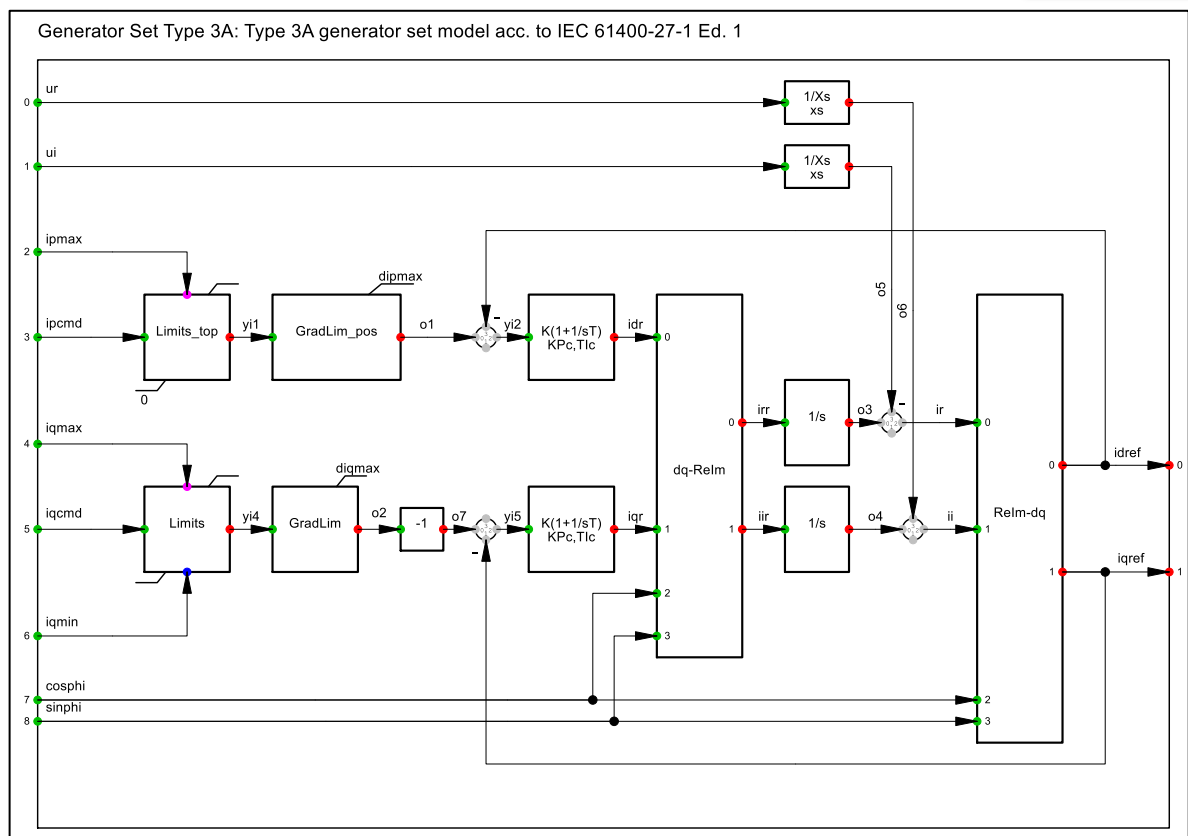


Figura 3.2 – Diagrama de bloques del controlador de corriente aerogenerador en DigSilent PowerFactory

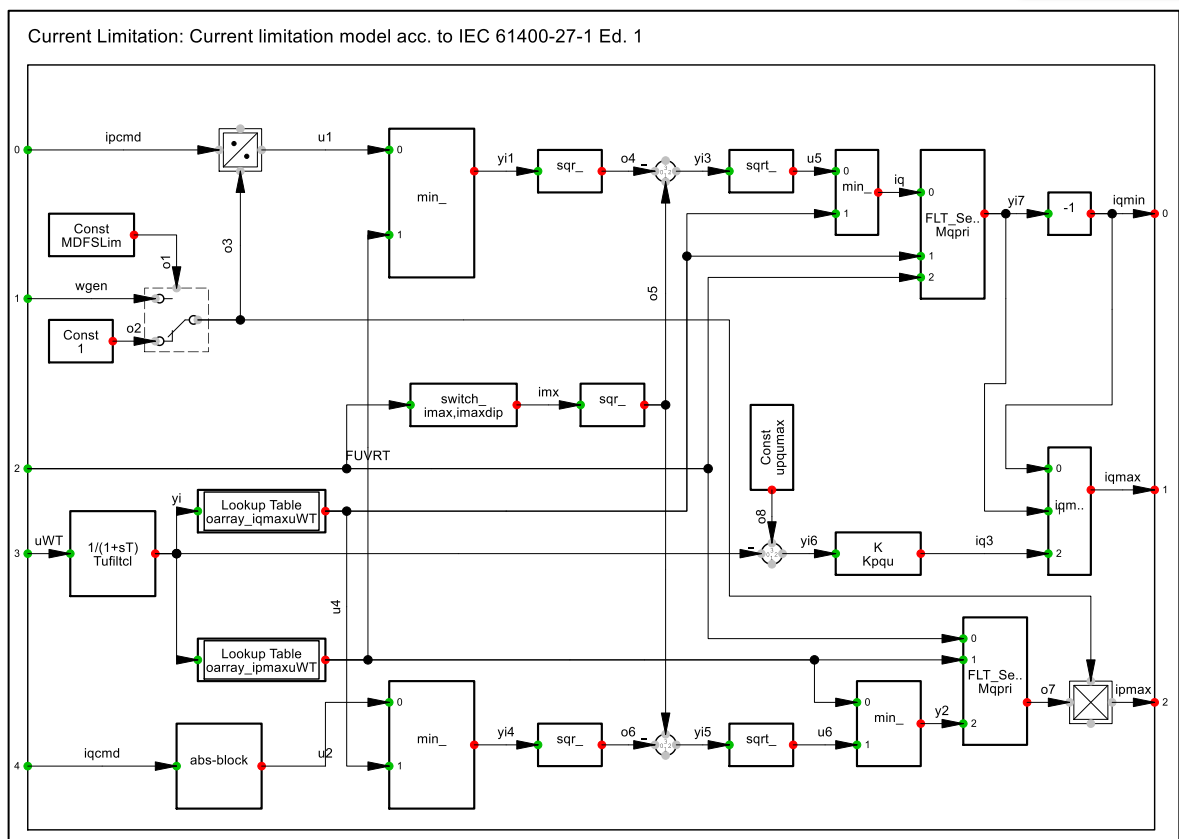


Figura 3.3 – Diagrama de bloques del limitador de corriente en DigSilent PowerFactory

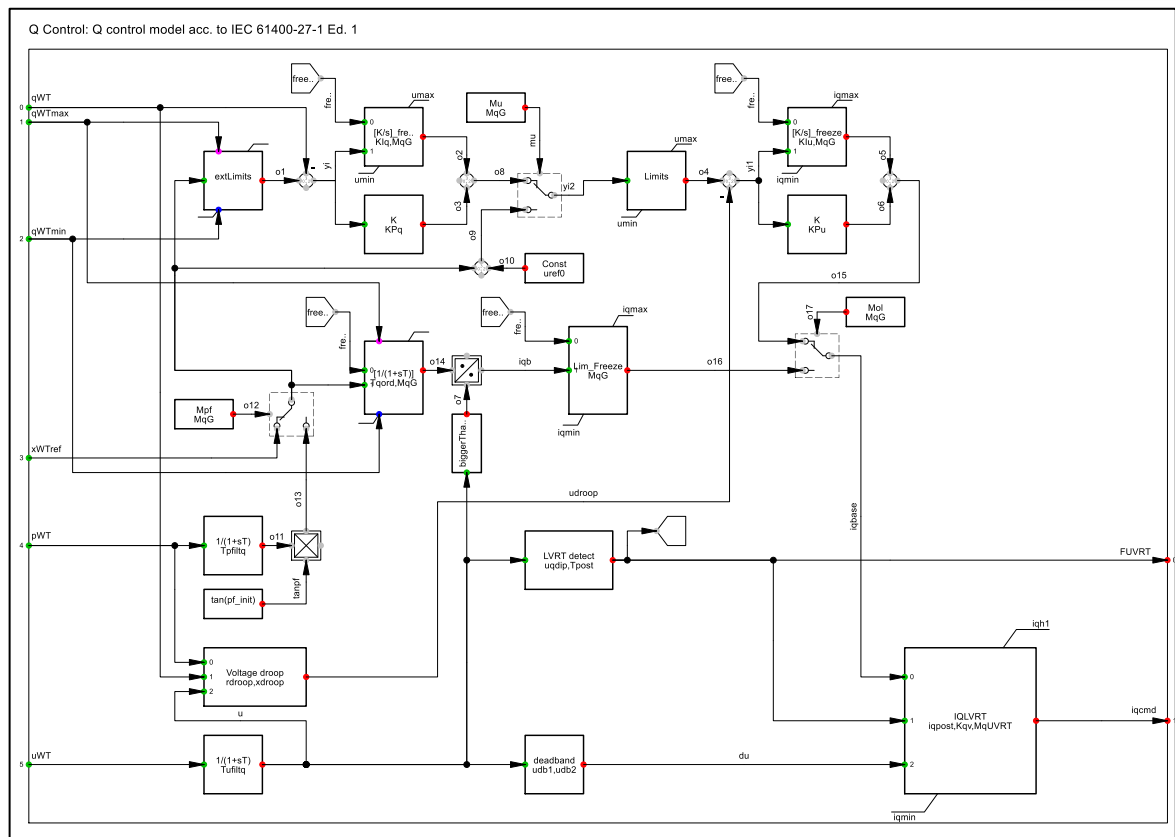


Figura 3.4 – Diagrama de bloques del controlador de potencia reactiva en DigSilent PowerFactory

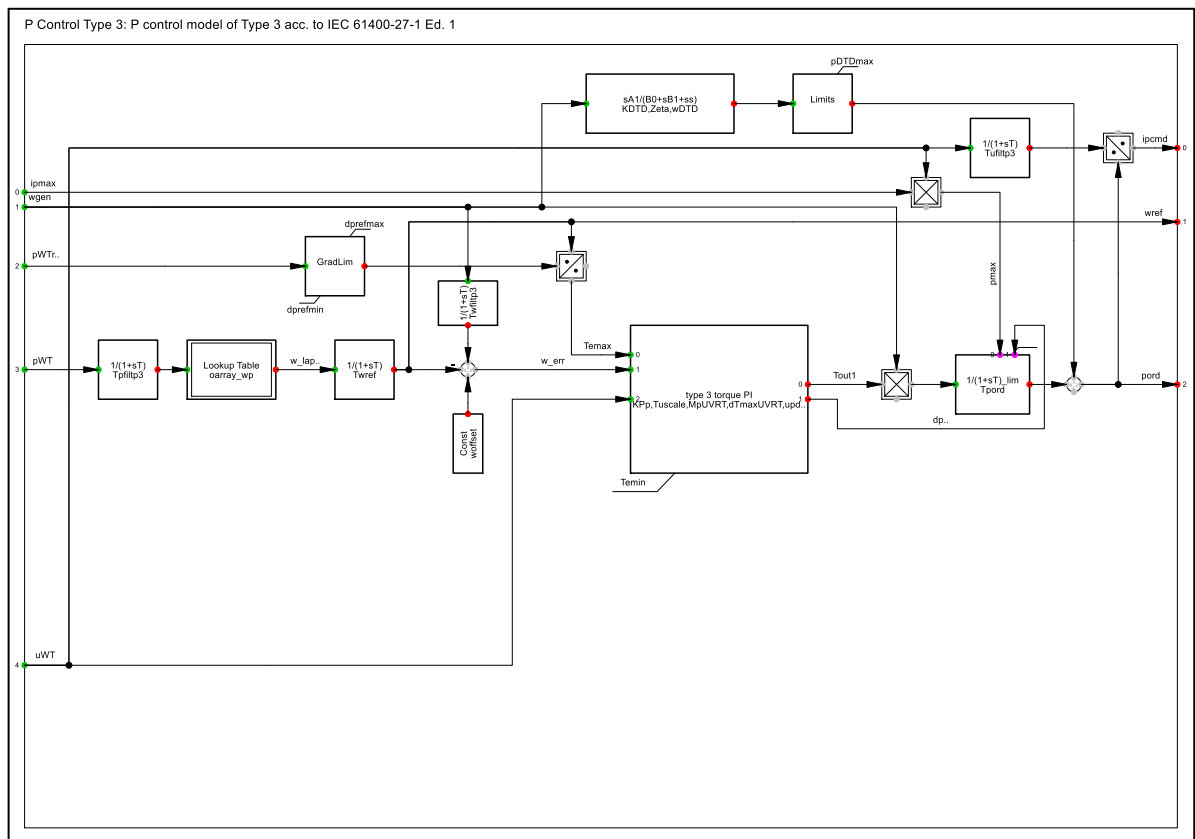


Figura 3.5 – Diagrama de bloques del controlador de potencia activa en DigSilent PowerFactory

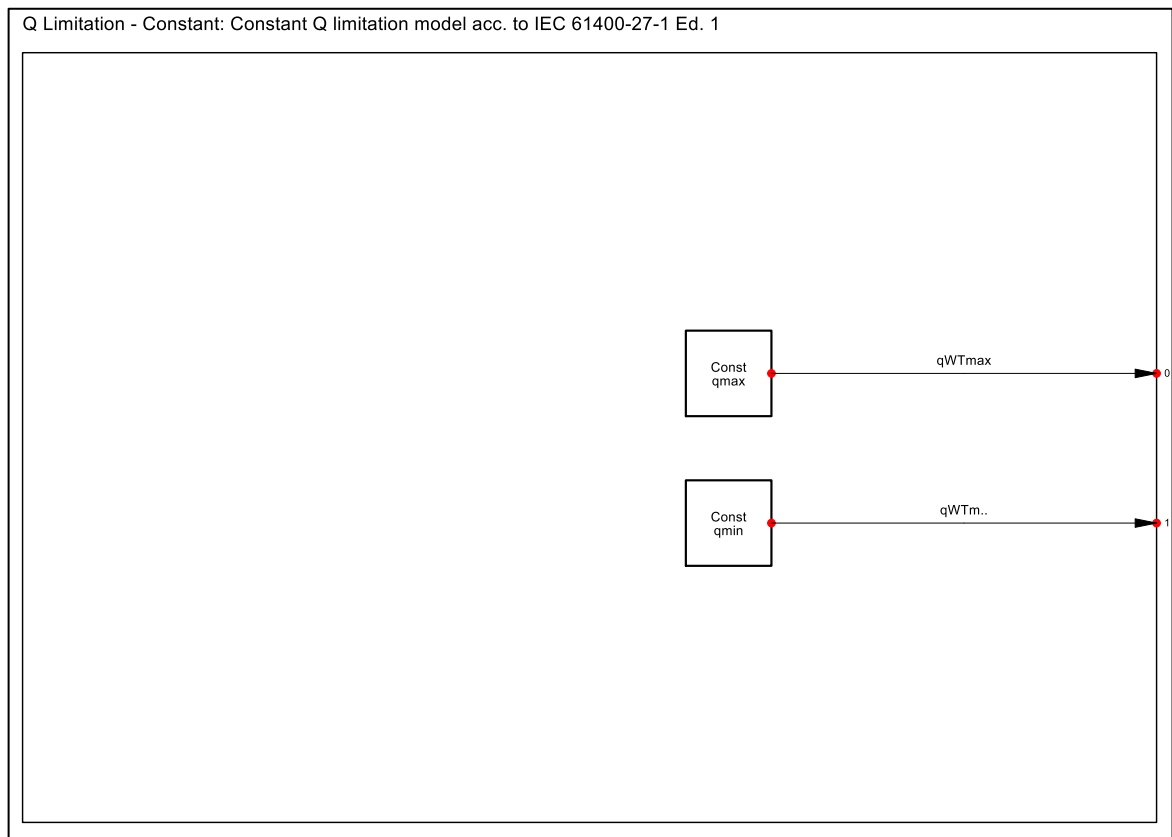


Figura 3.6 – Limitador de potencia reactiva en DigSilent PowerFactory

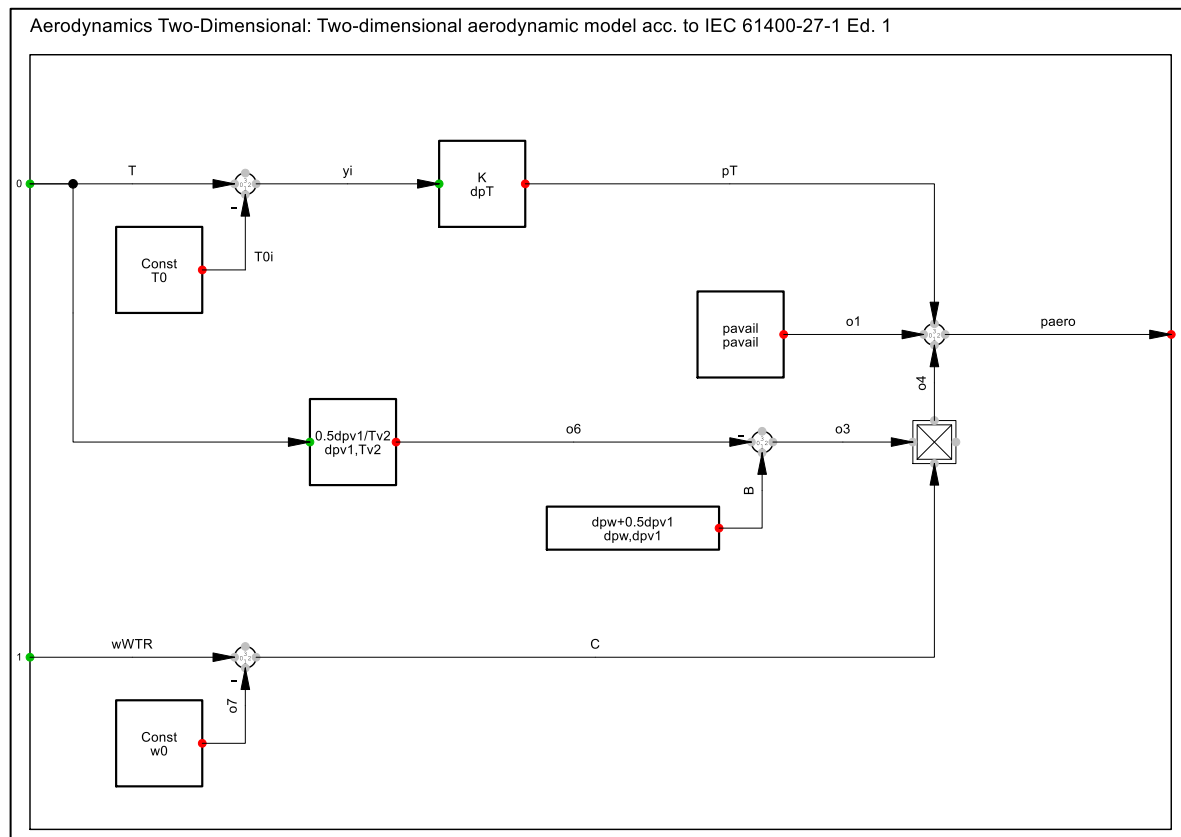


Figura 3.7 – Diagrama de bloques de modelo aerodinámico en DigSilent PowerFactory

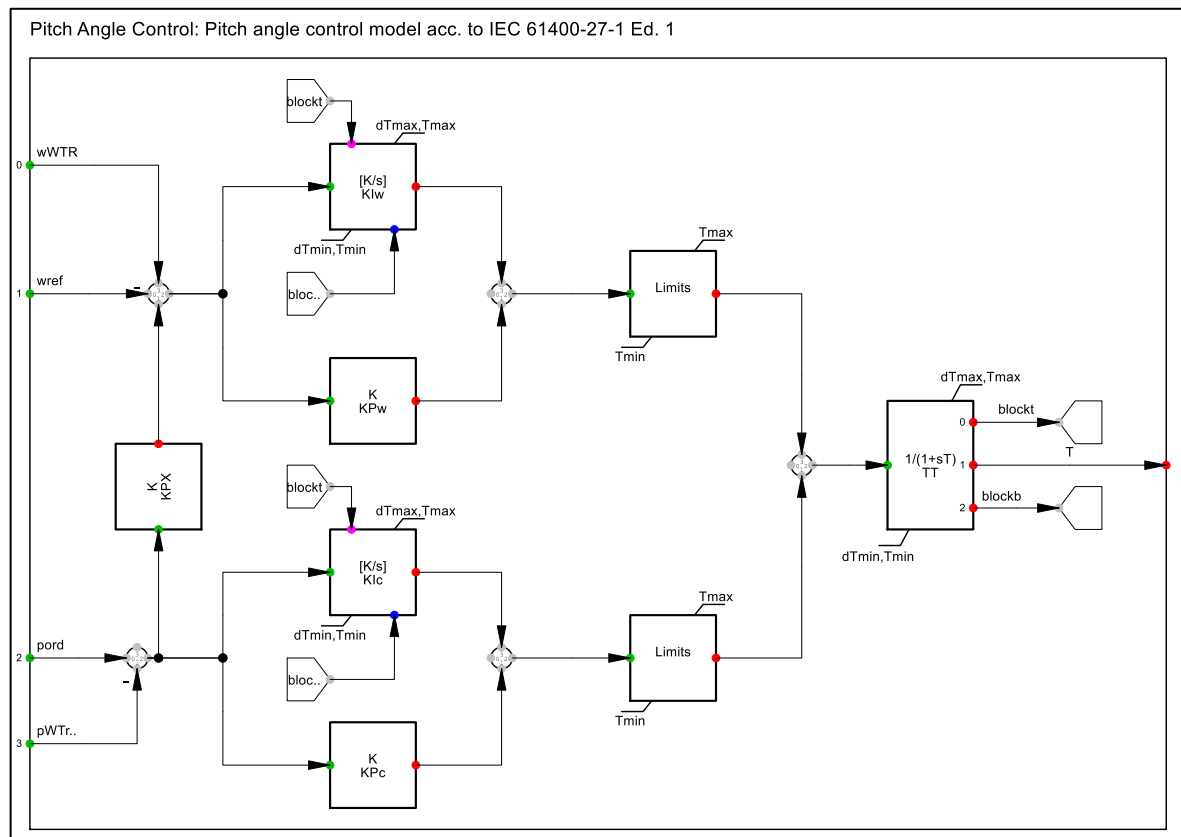


Figura 3.8 – Diagrama de bloques de control de Pitch en DigSilent PowerFactory

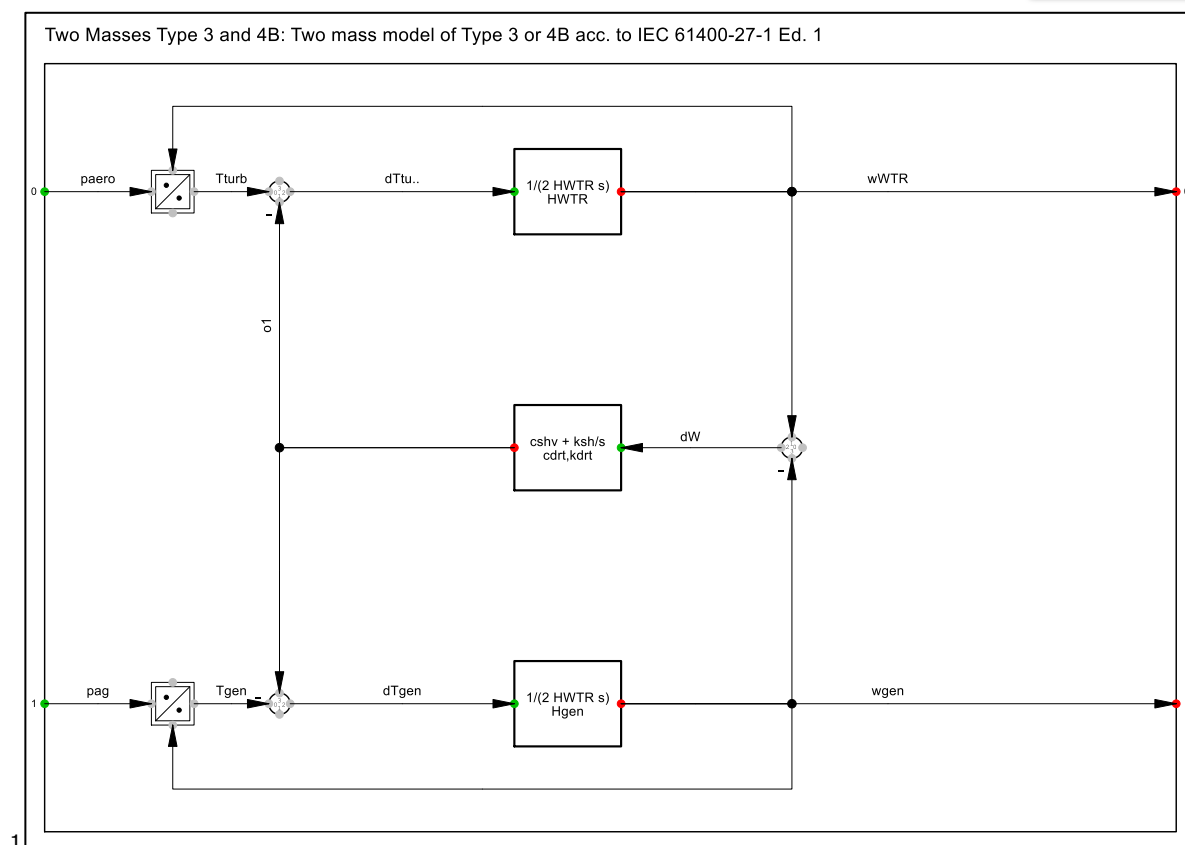


Figura 3.9 – Diagrama de bloques de modelo de masas rotantes en DigSilent PowerFactory

	Parameter
KPc	Current PI controller proportional gain [-]
Tic	Current PI controller integration time constant [s]
xs	Electromagnetic transient reactance [Zbase]
dipmax	Maximum active current ramp rate [IN/s]
diqmax	Maximum reactive current ramp rate [IN/s]

Tabla 3.1 – Parámetros del controlador de corriente del aerogenerador

	Parameter
MDFSLim	Lim of typ3 stator current (0:total, 1: stator cu...)
upqumax	WT voltage in the op where zero q current ca...
Tufiltcl	Voltage meas. filter time constant. [s]
imax	Max cont. current at WTG terminals [lb]
imaxdip	Max cur. during voltage dip at WTG terminals [lb]
Mqpri	Prio of q ctrl during LVRT (0:act pwr prio, 1:react p...
Kpqu	Partial derivative of reactive current limit vs. volta...

Tabla 3.2 – Parámetros del limitador de corriente del aerogenerador (1 de 3)



	u _{WT}	ip
1	0,1	0,
2	0,3	0,5
3	0,5	1,
4	0,91	1,
5	0,92	1,3
6	1,2	1,3

Tabla 3.3 – Parámetros del limitador de corriente del aerogenerador (2 de 3)

	u _{WT}	iq
1	0,	1,
2	0,2	1,
3	0,2	1,
4	0,9	1,
5	0,9	0,58
6	1,1	0,58

Tabla 3.4 – Parámetros del limitador de corriente del aerogenerador (3 de 3)

	Parameter
Klu Voltage PI controller integration gain [lb/Un/s]	0,
MqG Q modes 0=u;1=q;2=qol;3=pf;4=openLoop pf [-]	2,
Klq Reactive power PI controller integration gain [Un/P...	0,
KPq Reactive power PI controller proportional gain [Un...	0,
KPu Voltage PI controller proportional gain [lb/Un]	2,
uref0 User defined bias in voltage reference [Un]	1,
Tqord Time constant in reactive power order lag [s]	0,5
Tpfiltq Power measurement filter time constant [s]	0,005
rdrpoo Resistive component of voltage drop impedance...	0,
xdroop Inductive component of voltage drop impedanc...	0,
Tufiltq Voltage measurement filter time constant [s]	0,005
uqdiq Voltage threshold for LVRT detection in q control [...]	0,9
Tpost Length of time period where post fault reactive po...	0,
udb1 Voltage dead band lower limit [Un]	0,9
udb2 Voltage dead band upper limit [Un]	1,1
iqpost Post fault reactive current injection [lb]	0,
Kqv Voltage scaling factor for LVRT current [lb/Un]	4,5
MqUVRT LVRT Q modes [0/1/2]	1,
umin Minimum voltage in voltage PI controller integral...	0,
iqmin Minimum reactive current injection [lb]	-1,
umax Maximum voltage in voltage PI controller integra...	2,
iqmax Maximum reactive current injection [lb]	1,
iqh1 Maximum reactive current injection during dip [lb]	1,

Tabla 3.5 – Parámetros del controlador de potencia reactiva del aerogenerador



	Parameter
Tpfiltp3 Filter time constant for power measurement [s]	0,005
Twref Time constant in speed reference filter [s]	5,
Tufiltp3 Filter time constant for voltage measurement [s]	0,005
Twfiltp3 Filter time constant for generator speed measur...	0,05
Tpord Time constant in power order lag [s]	0,
KDTD Gain for active drive train damping [Pn/wb]	0,
Zeta Coefficient for active drive train damping [-]	0,
wDTD Active drive train damping frequency [wbase]	1,
woffset Offset to ref value that limits ctrl act dur rotor s...	0,
KPp PI controller proportional gain [Tb/wb]	0,5
Tuscale Voltage scaling factor of reset-torque [Tb/Un]	1,
MpUVRT Enable LVRT power control mode [-]	0,
dTmaxUVRT Limitation of torque rise rate during LVRT fo...	10,
updip Voltage dip threshold for P-control [Un]	0,9
uDVS Voltage limit for hold LVRT status after deep volta...	0,
dTmax Ramp limitation of torque [Tb/s]	0,25
TDVS Time delay after deep voltage sags [s]	0,05
KIp PI controller integration parameter [Tb/wb/s]	0,1
Temin Minimum electrical generator torque [Tb]	0,001
dprefmin Minimum ramp rate of WT reference power [P...	-0,03
pDTDmax Maximum active drive train damping power [...]	0,0268
dprefmax Maximum ramp rate of WT reference power [...]	1,

Tabla 3.6 – Parámetros del controlador de potencia reactiva del aerogenerador (1 de 2)

	p [pu]	speed [pu]
1	0,	0,664
2	0,151	0,664
3	0,263	0,776
4	0,4	0,888
5	0,587	1,
6	1,	1,

Tabla 3.7 – Parámetros del controlador de potencia reactiva del aerogenerador (2 de 2)

	Parameter
qmax Maximum reactive power [Pn]	0,577
qmin Minimum reactive power [Pn]	-0,577

Tabla 3.8 – Parámetros del limitador de potencia reactiva del aerogenerador



	Parameter
dpT Part. der. of aero pwr. with resp. to pitch angle [Pn...	-0,03
T0 Pitch angle if WT is not derated [deg]	0,
w0 Rotor speed if WT is not derated [wbase]	1,
pavail Available aerodynamic power - 0 if not used [Pn]	1,
dpw Part. der. of aero pwr. with resp. to WTR speed [Pn...	-0,22
dpv1 partial derivative dpw at rated wind speed [Pn/wb...	1,4
Tv2 Blade angle at twice rated wind speed [deg]	25,

Tabla 3.9 – Parámetros de modelo aerodinámico

	Parameter
Klw Speed PI controller integral gain [deg/Tb/s]	3,
Klc Power PI controller integral gain [def/Pn/s]	2,
KPw Speed PI controller poroportional gain [deg/Tb]	70,
KPc Power PI controller proportional gain [def/Pn]	70,
KPX Pitch cross coupling [wbase/Pn]	1,
TT Pitch time constant [s]	0,18
dTmin Max pitch neg ramp rate [deg/s]	-8,
Tmin Min pitch angle [deg]	0,
dTmax Max pitch pos ramp rate [deg/s]	8,
Tmax Max pitch angle [deg]	40,

Tabla 3.10 – Parámetros de control de Pitch

	Parameter
HWTR Inertia constant of wind turbine rotor [s]	4,65
Hgen Inertia constant of generator [s]	0,9345
cdrt Drive train damping [Tb/wb]	0,6237
kdr Drive train stiffness [Tbase]	76,7

Tabla 3.11 – Parámetros de modelo de masas rotantes



3.3 Validación del control de potencia reactiva local

Los ensayos sobre el controlador de potencia reactiva del aerogenerador consistieron en la aplicación de un cambio súbito (tipo escalón) en la referencia de potencia reactiva.

A continuación, se presentan los resultados para distintos despachos de potencia activa de cada aerogenerador: baja, media y alta carga. En todos los casos, el registro de ensayos es presentado en color **verde**, en tanto que los resultados de la simulación se presentan en color **azul**.

El banco de pruebas utilizado para la validación del control de potencia reactiva se muestra en la Figura 3.10. Este también es utilizado para la validación del control de potencia activa, tal como se presentará en la sección 3.4.

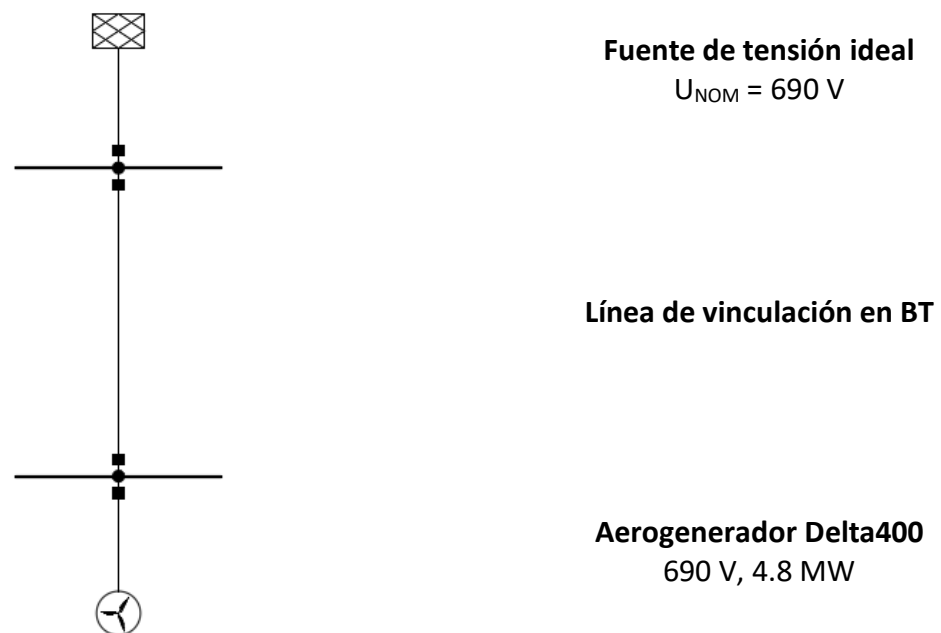


Figura 3.10 – Banco de pruebas para la validación del control local de los aerogeneradores



3.3.1 Aerogenerador AE07

Esta sección describe los resultados de validación sobre el aerogenerador AE07. Esta unidad se corresponde con una de las más cercanas – eléctricamente – a la S/E Los Olmos.

Baja carga

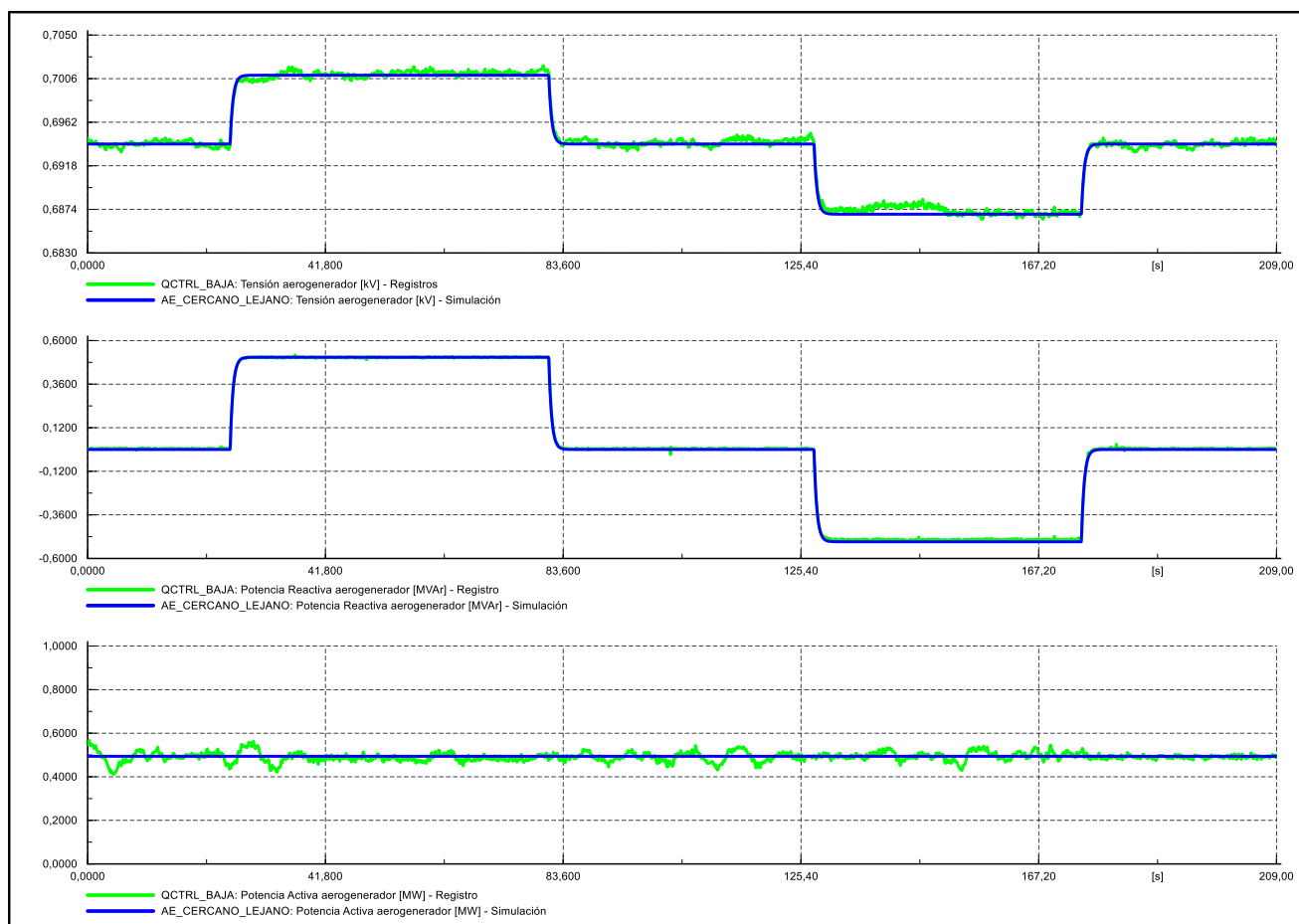


Figura 3.11 – Aerogenerador AE07 – Validación del control de potencia reactiva en baja carga – Step = ± 500 kVar



Media carga

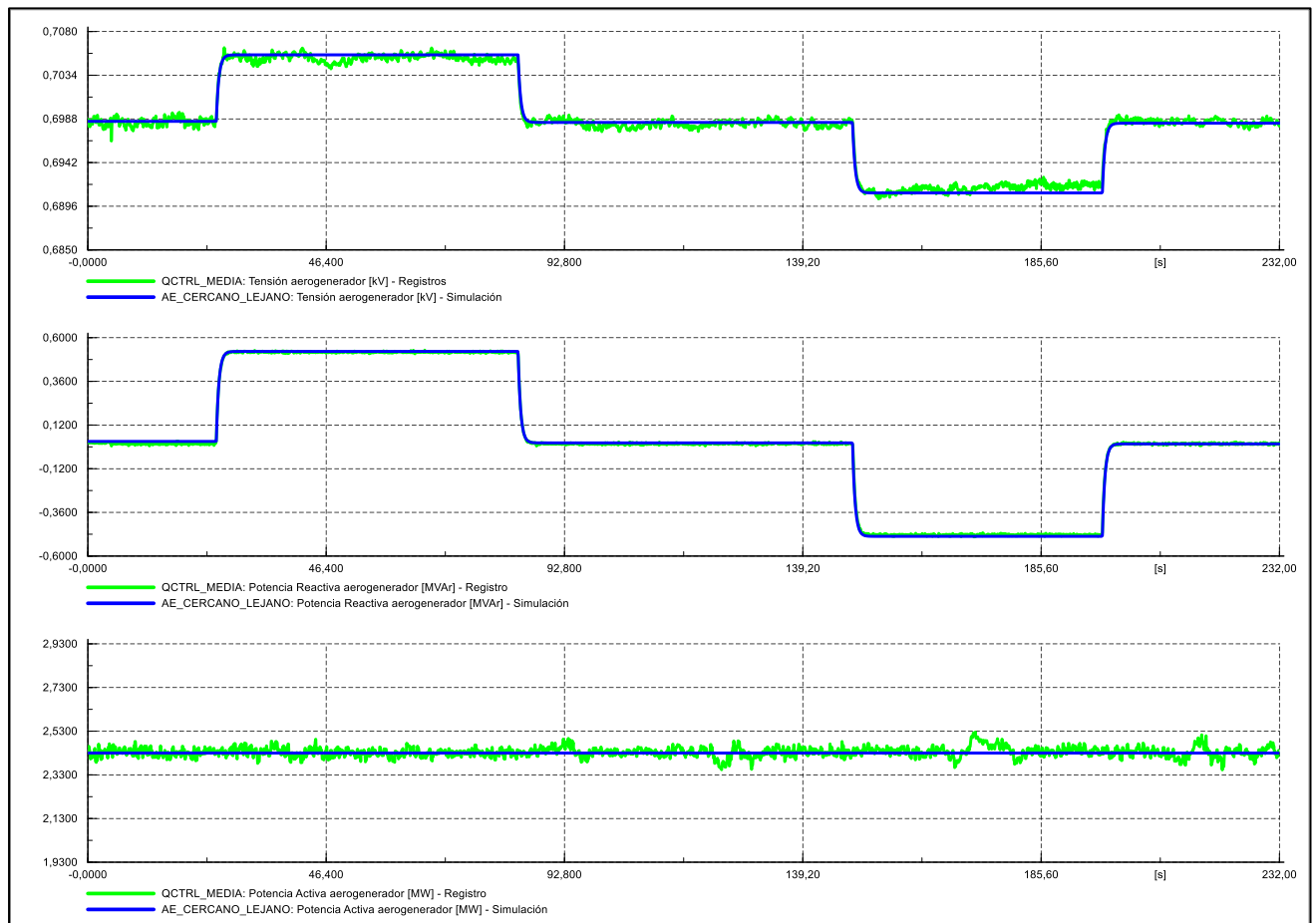


Figura 3.12 – Aerogenerador AE07 – Validación del control de potencia reactiva en media carga – Step = ± 500 kVar



Alta carga

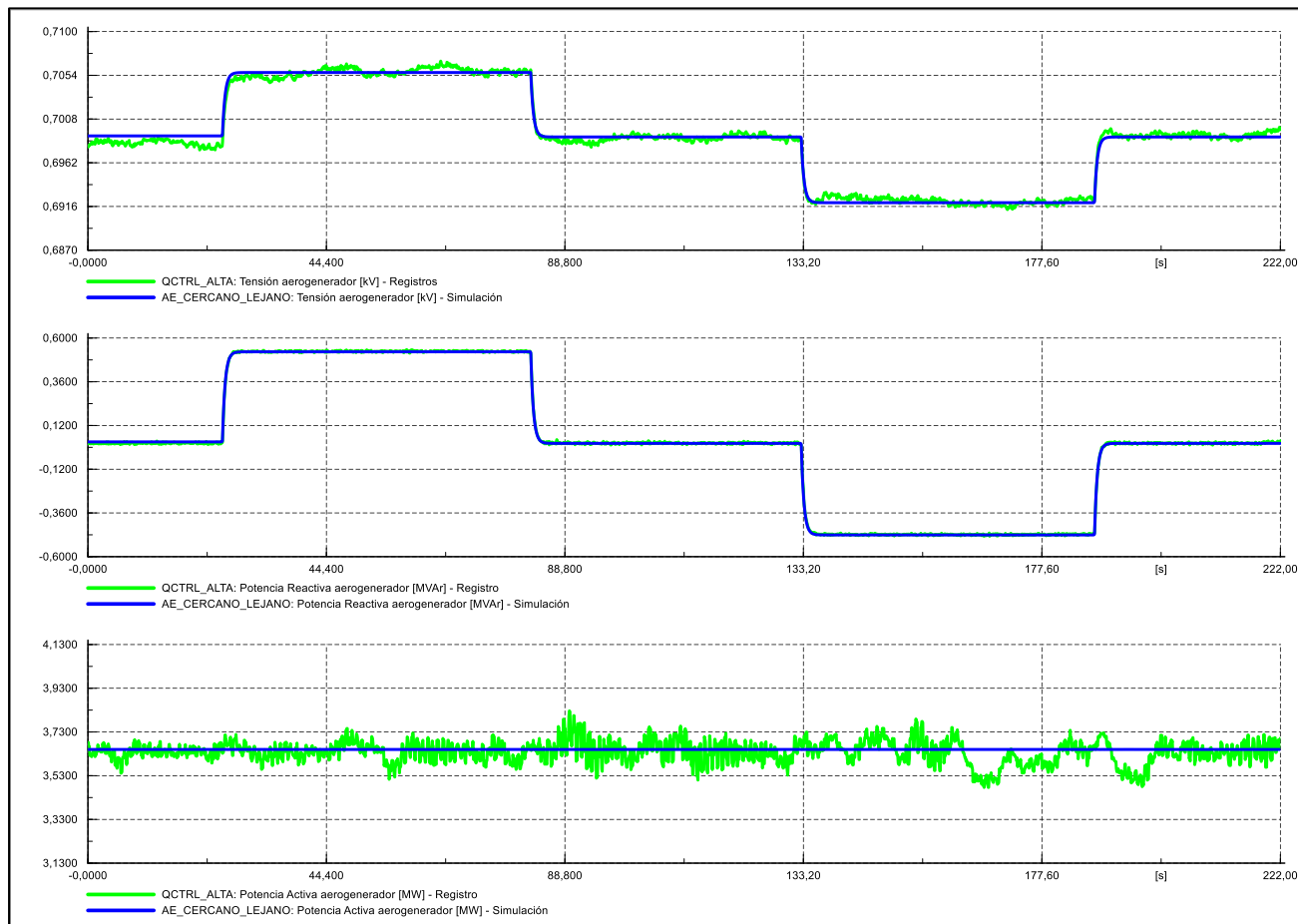


Figura 3.13 – Aerogenerador AE07 – Validación del control de potencia reactiva en alta carga – Step = ± 500 kVar

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de potencia reactiva del aerogenerador en los tres niveles de carga ensayados.



3.3.2 Aerogenerador AE13

Esta sección describe los resultados de validación sobre el aerogenerador AE13. Esta unidad se corresponde con una de las más lejanas – eléctricamente – a la S/E Los Olmos.

Baja carga

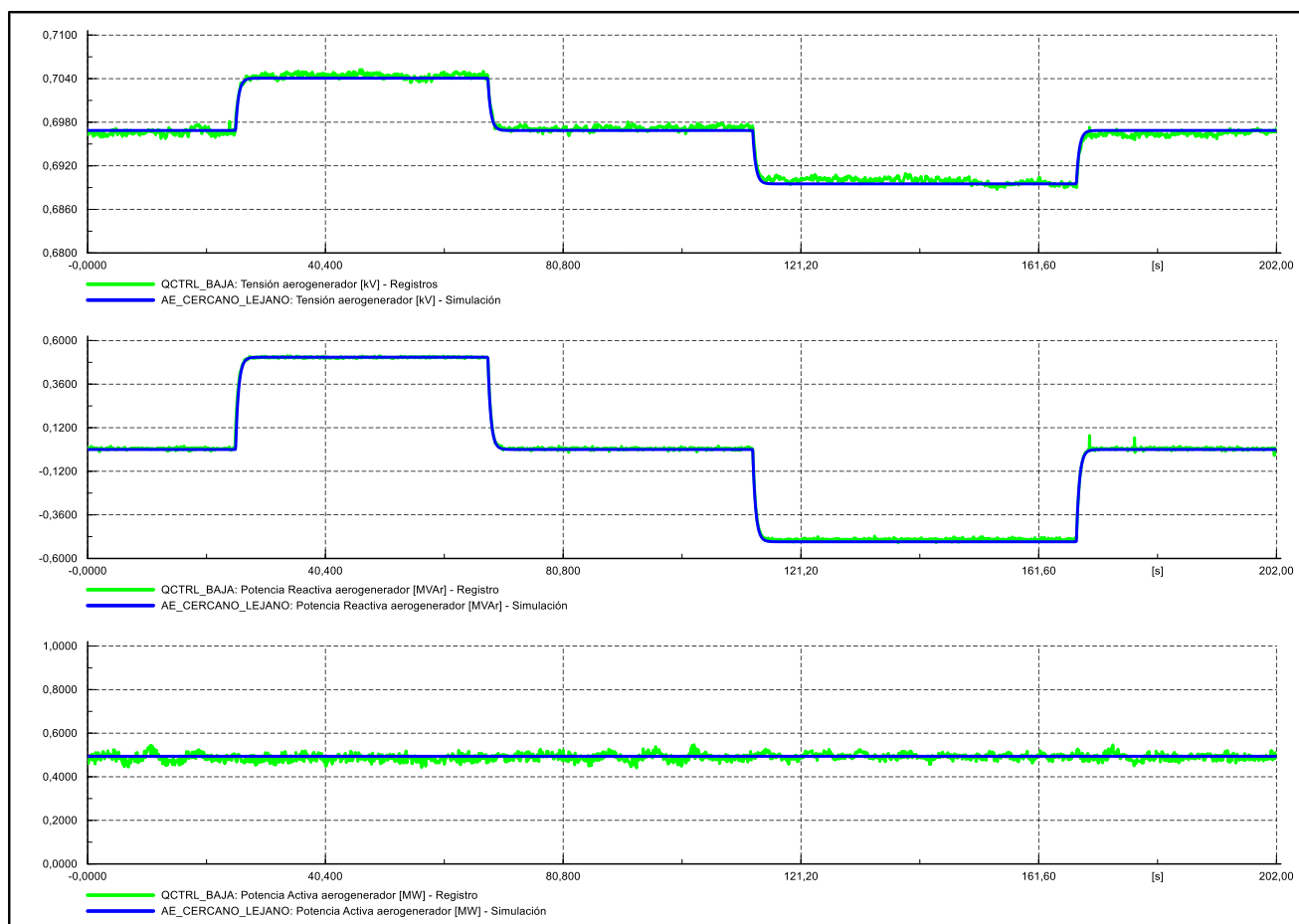


Figura 3.14 – Aerogenerador AE13 – Validación del control de potencia reactiva en baja carga – Step = ± 500 kVar



Media carga

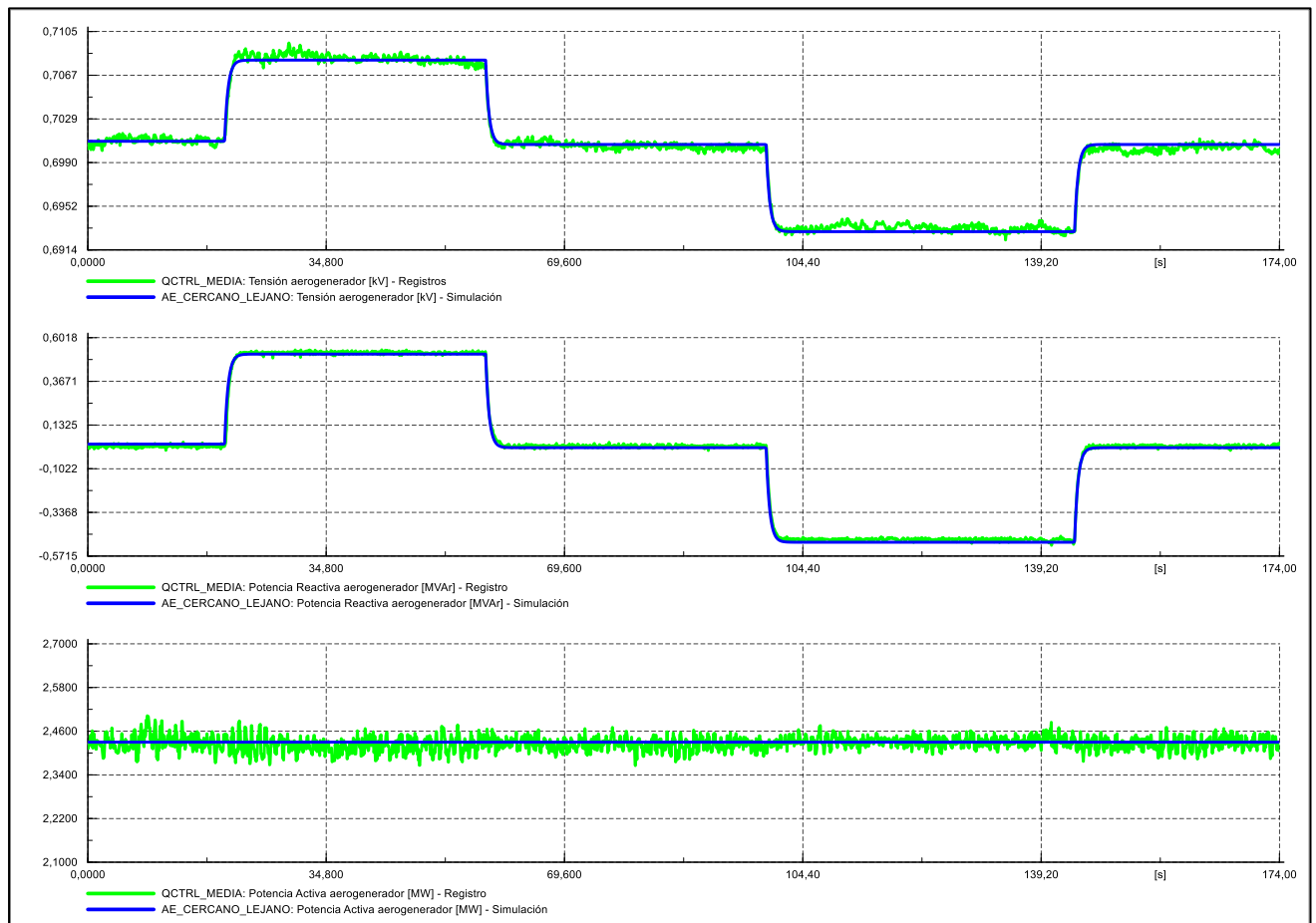


Figura 3.15 – Aerogenerador WTG30 – Validación del control de potencia reactiva en media carga – Step = ± 500 kVAr



Alta carga

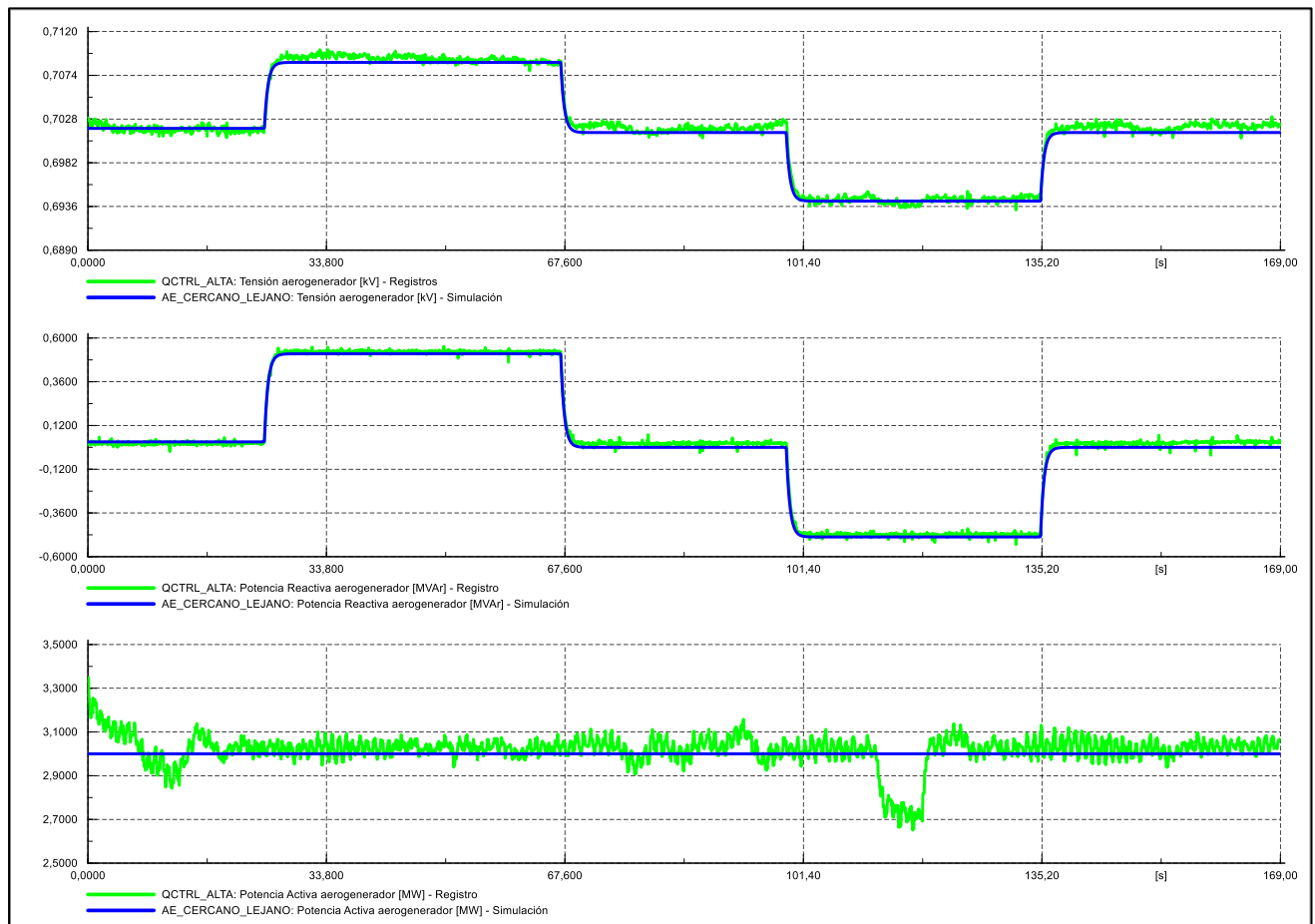


Figura 3.16 – Aerogenerador WTG30 – Validación del control de potencia reactiva en alta carga – Step = ± 500 kVar

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de potencia reactiva del aerogenerador en los tres niveles de carga ensayados.



3.4 Validación del control de potencia activa local

Los ensayos sobre el controlador de potencia activa del aerogenerador consistieron en la aplicación de un cambio tipo escalón en la referencia de potencia activa utilizando la configuración definitiva

A continuación, se presentan los resultados sobre este controlador para los aerogeneradores AE07 y AE13. En todos los casos, el registro de ensayos es presentado en color **verde**, en tanto que los resultados de la simulación se presentan en color **azul**.

El banco de pruebas utilizado para la validación local del control de potencia activa corresponde al presentado para la validación del control de potencia reactiva, en la Figura 3.10.



3.4.1 Aerogenerador AE07

Esta sección describe los resultados de validación sobre el aerogenerador AE07. Esta unidad se corresponde con una de las más cercanas – eléctricamente – a la S/E Los Olmos.

Toma de carga

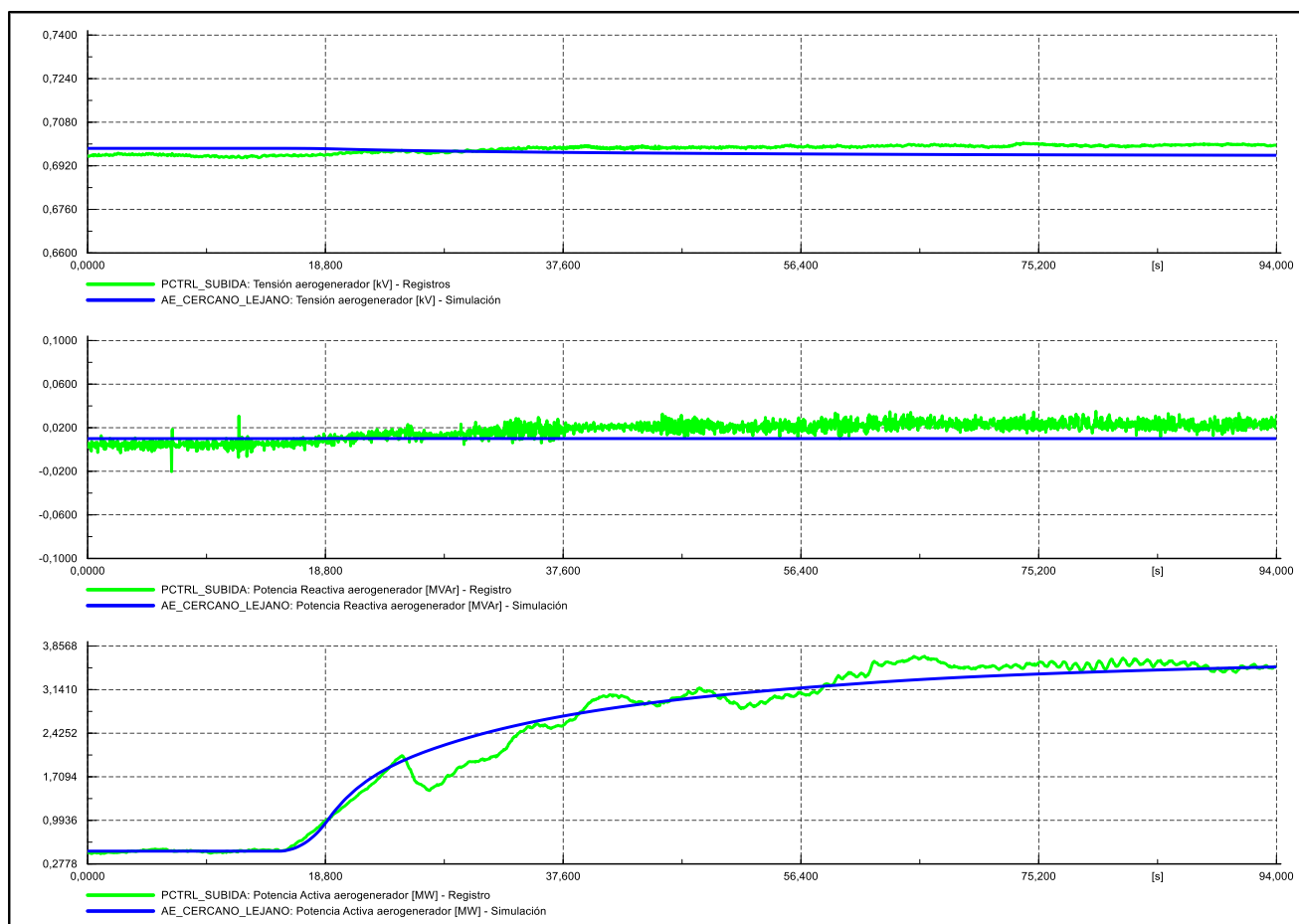


Figura 3.17 – Aerogenerador AE07 – Validación del control de potencia activa – Toma de carga



Bajada de carga

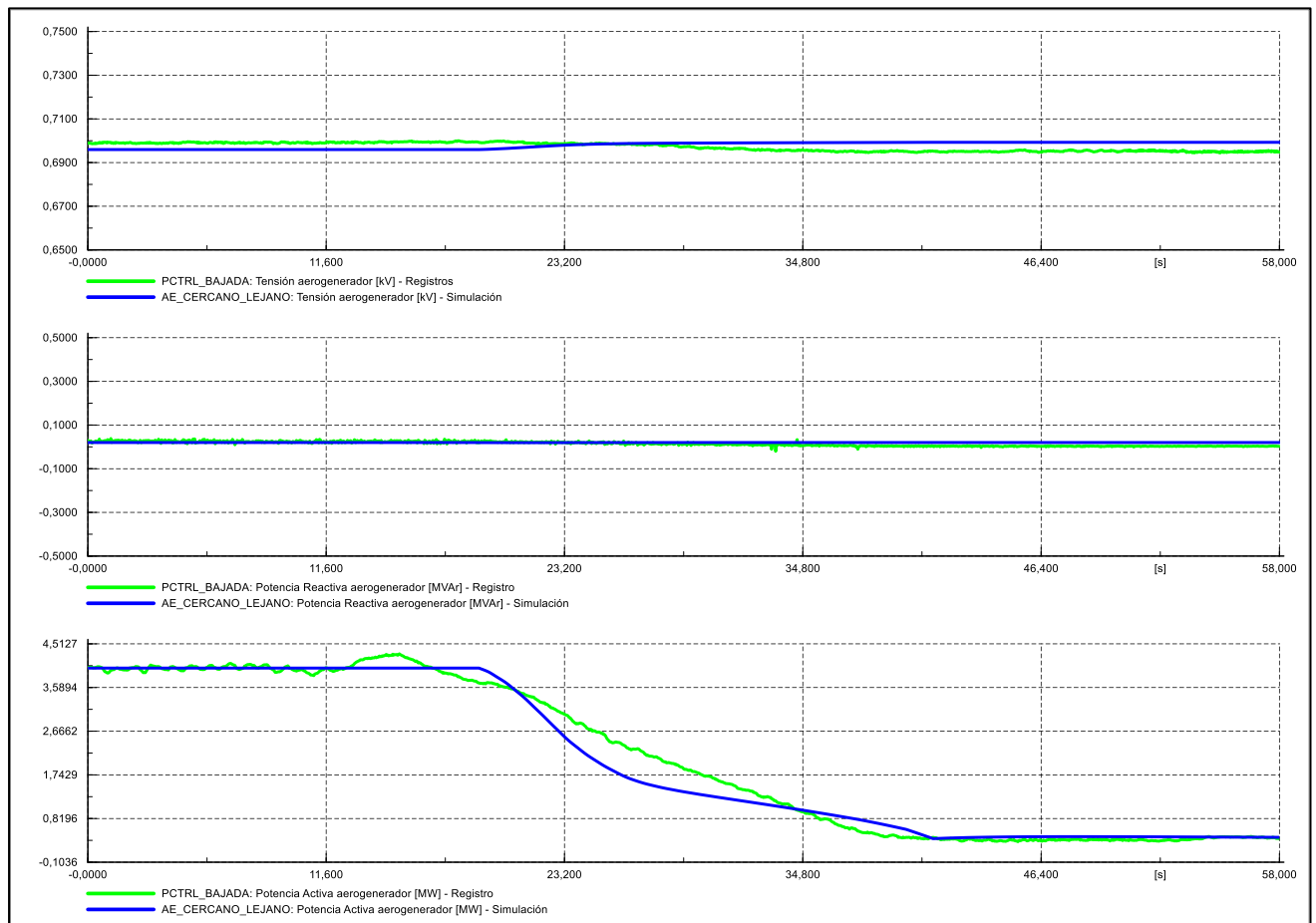


Figura 3.18 – Aerogenerador AE07 – Validación del control de potencia activa – Bajada de carga

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de potencia activa del aerogenerador.



3.4.2 Aerogenerador AE13

Esta sección describe los resultados de validación sobre el aerogenerador AE13. Esta unidad se corresponde con una de las más lejanas – eléctricamente – a la S/E Los Olmos.

Toma de carga

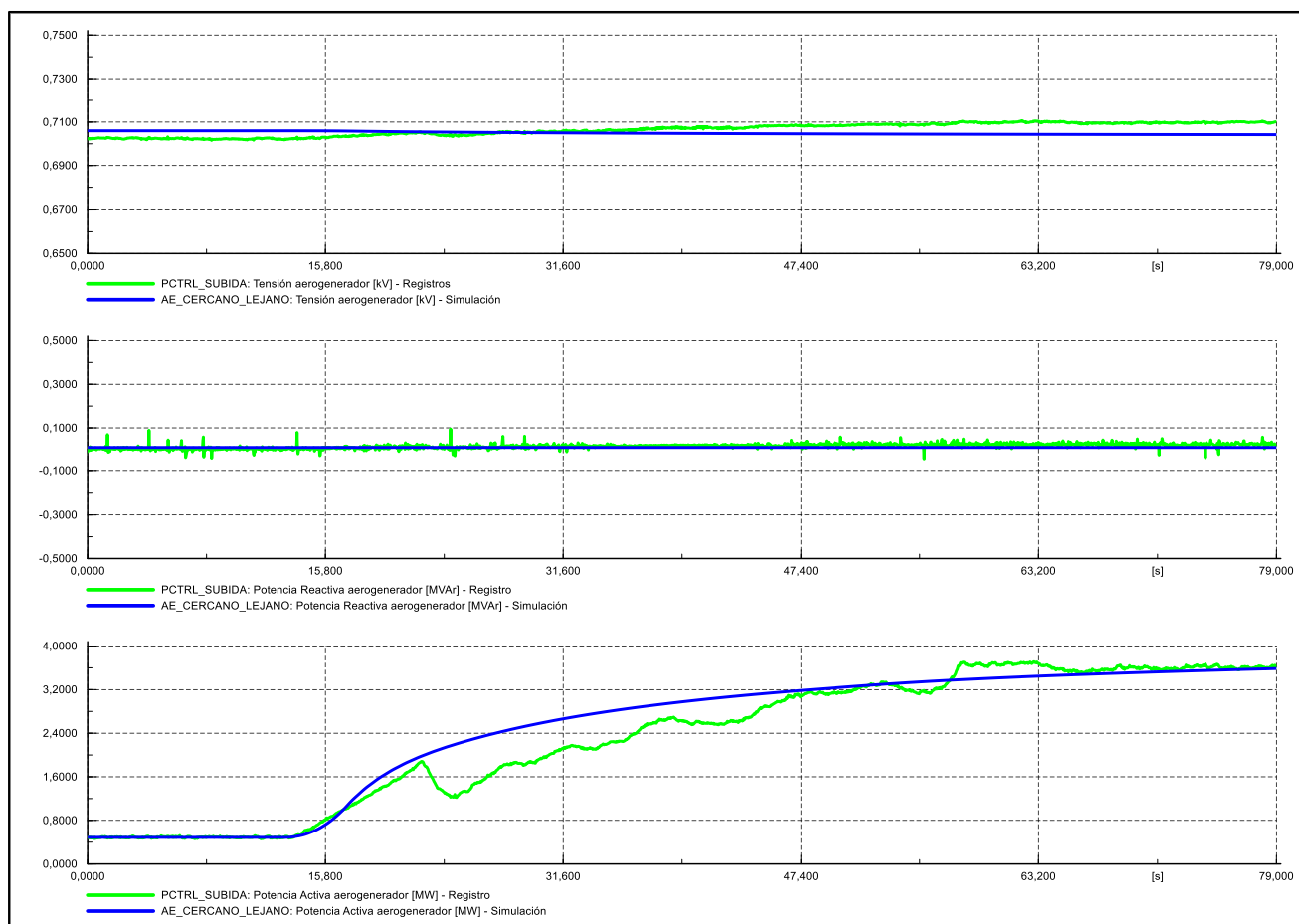


Figura 3.19 – Aerogenerador AE13 – Validación del control de potencia activa – Toma de carga



Bajada de carga

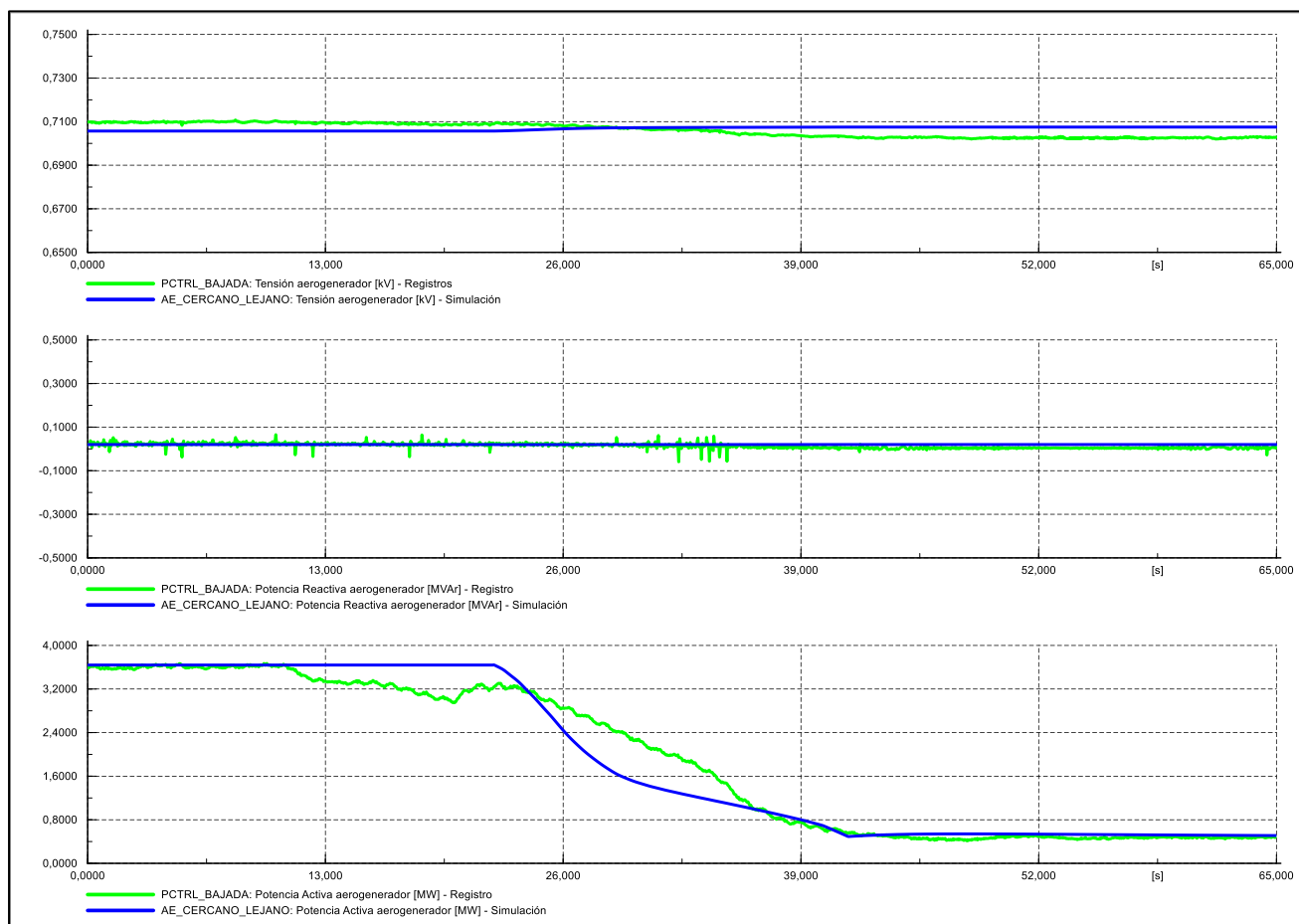


Figura 3.20 – Aerogenerador AE13 – Validación del control de potencia activa – Bajada de carga

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de potencia activa del aerogenerador.



3.5 Simulación de cortocircuito

A continuación, se muestran los resultados de la simulación de un cortocircuito sobre los terminales de salida de los aerogeneradores NORDEX modelo Delta4000 para distintas potencias de despacho.

La falla se aplica en $t = 0.3$ s y posee una duración de 400 ms. La Figura 3.21 muestra el banco de pruebas utilizado para tales simulaciones y la disposición de la falla eléctrica simulada (cortocircuito trifásico).

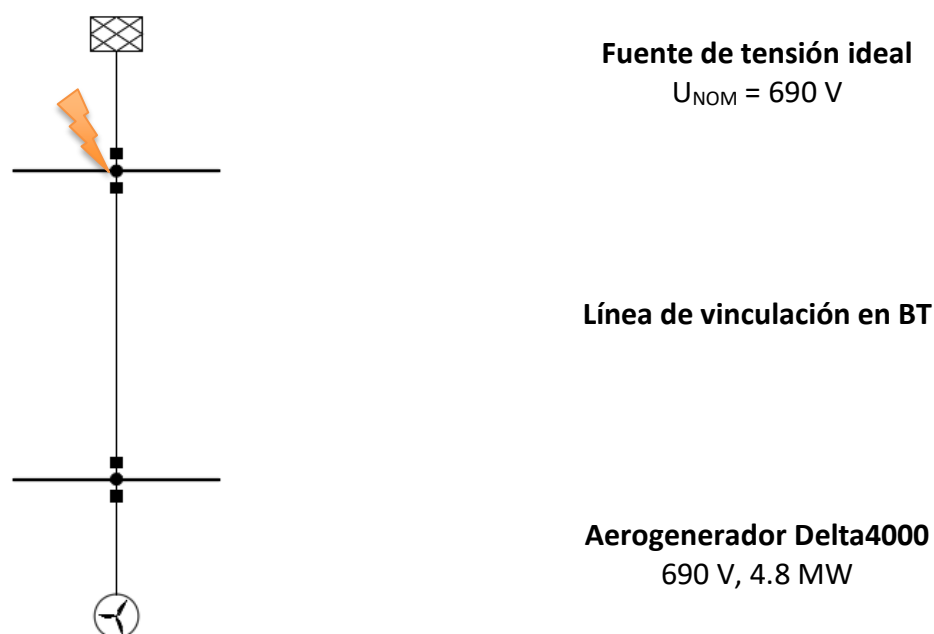


Figura 3.21 – Disposición de falla sobre aerogenerador para simulaciones de cortocircuito

A partir de los resultados obtenidos se observa que los aerogeneradores Delta4000 tienen la capacidad de inyectar corriente reactiva frente a huecos de tensión y que el modelo no presenta problemas numéricos al simular. La inyección/absorción de corriente reactiva se lleva a cabo una vez superado el umbral de $\pm 10\%$ de la tensión nominal. La característica de transferencia del soporte dinámico de tensión (en base a la documentación del fabricante) se provee en el anexo 10.1.2.



Baja carga

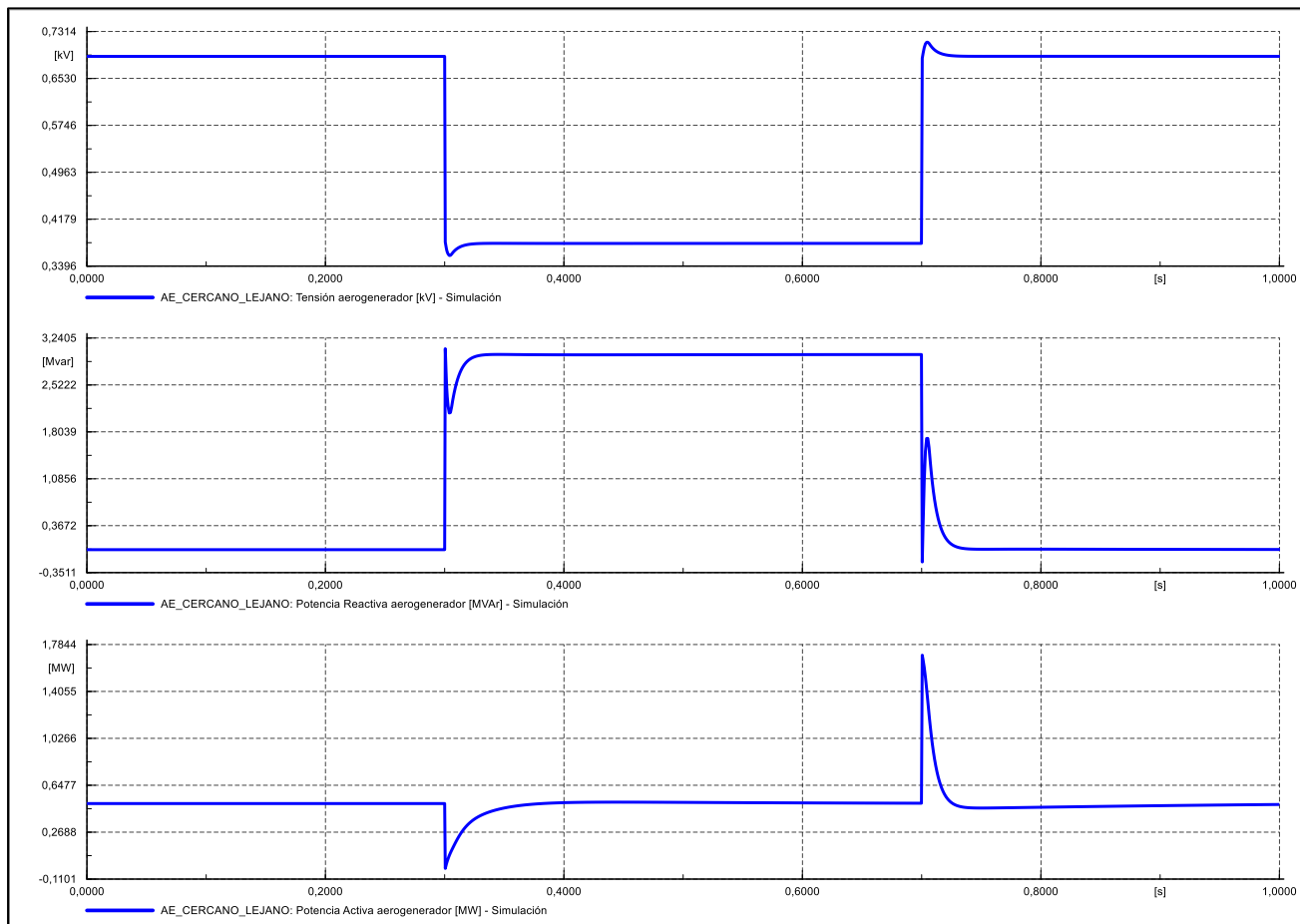


Figura 3.22 – Aerogenerador Delta400 – Respuesta de cortocircuito – $P_o = 0.48 \text{ MW}$



Media carga

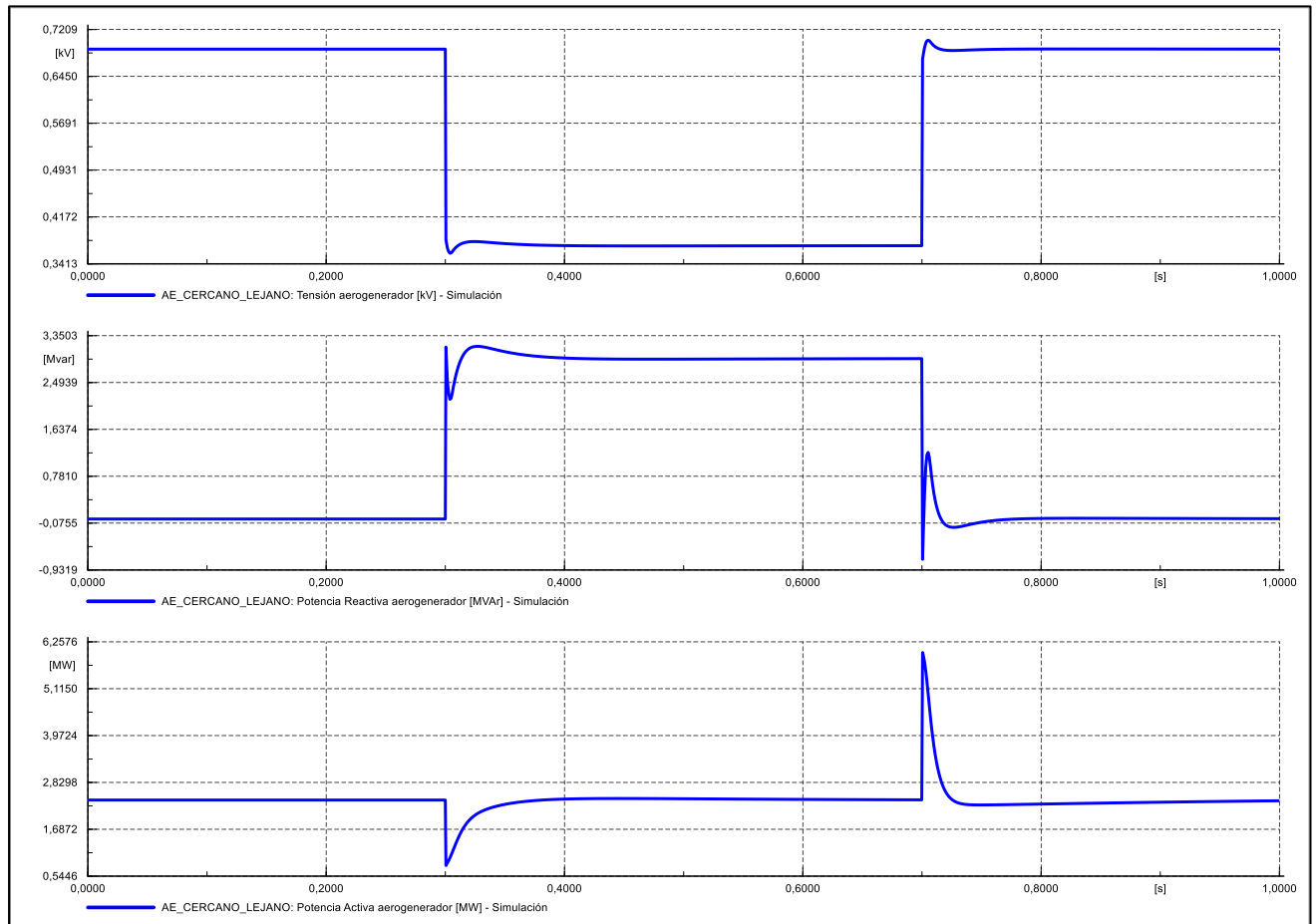


Figura 3.23 – Aerogenerador Delta400 – Respuesta de cortocircuito – $P_o = 2.4 \text{ MW}$



Alta carga

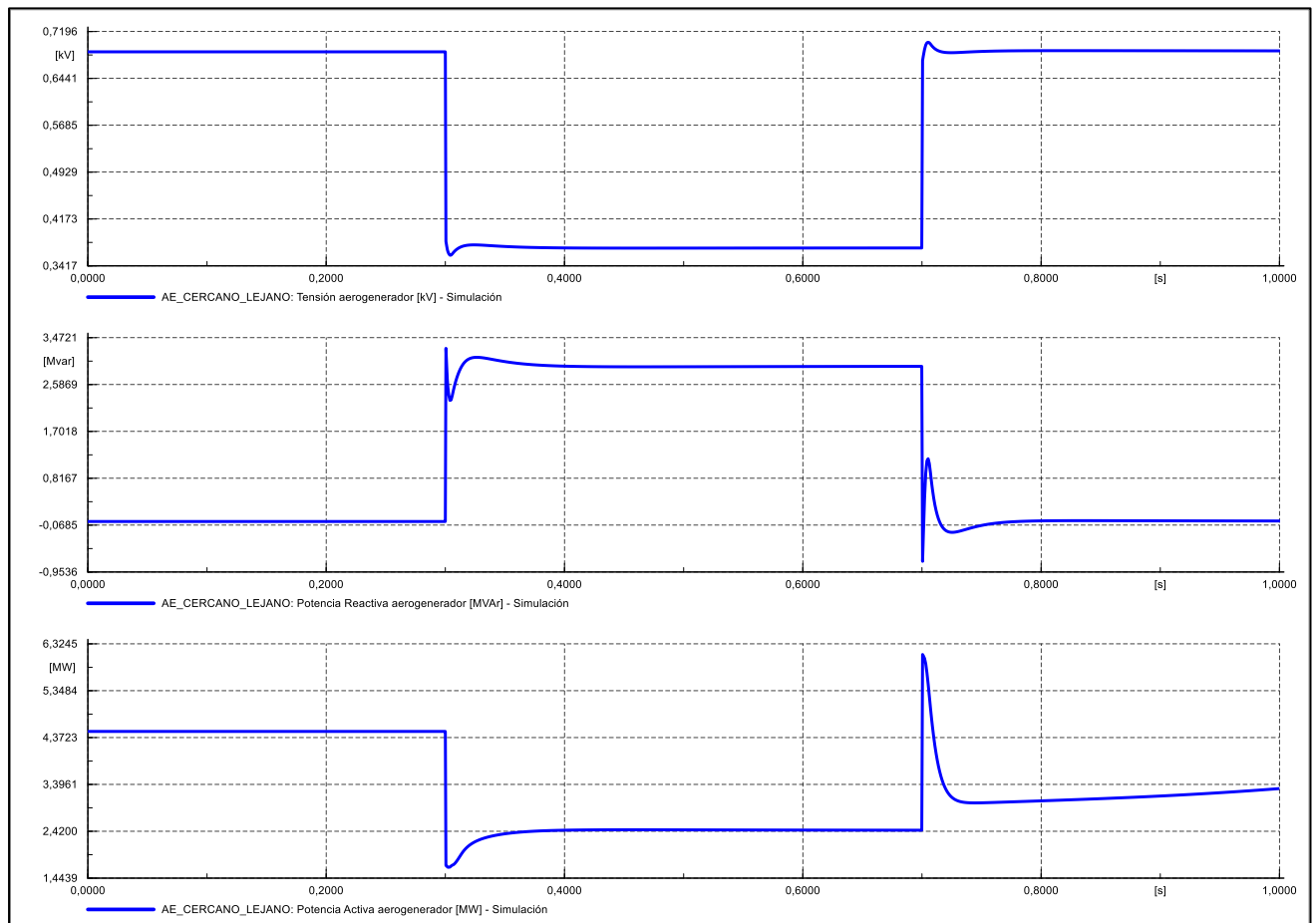


Figura 3.24 – Aerogenerador Delta400 – Respuesta de cortocircuito – $P_o = 4.5 \text{ MW}$



3.6 Verificación de la curva de capacidad de los aerogeneradores

A continuación, en color **verde**, se presenta la operación de los aerogeneradores ensayados en los límites establecidos por su curva de capacidad. La curva de capacidad de los aerogeneradores provista por el fabricante e ilustrada previamente en la Figura 2.2 se grafica en azul segmentado.

3.6.1 Aerogenerador AE07

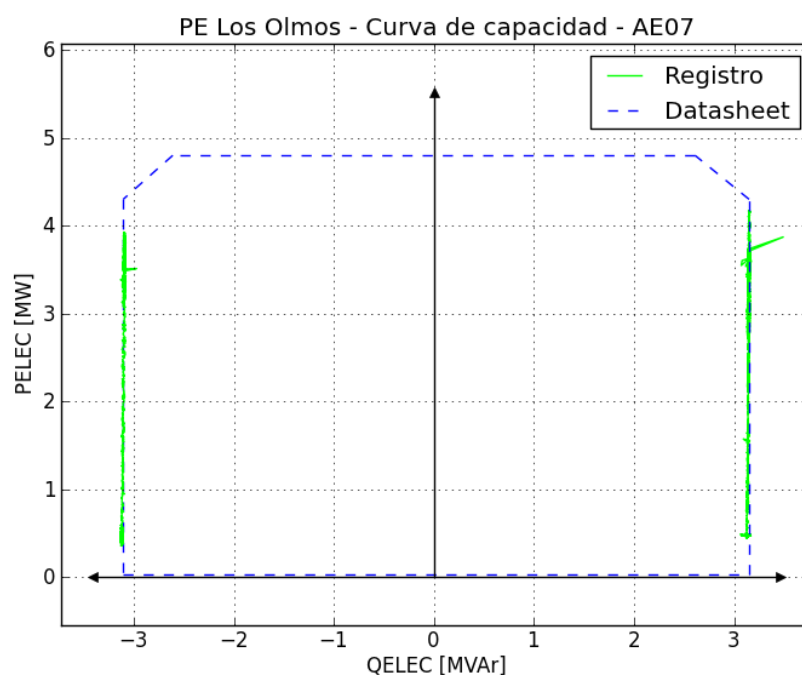


Figura 3.25 – Curva de capacidad del aerogenerador – AE07

Se observa en la Figura 3.25 el cumplimiento de la curva de capacidad según se presenta en los antecedentes técnicos del equipo.



3.6.2 Aerogenerador AE13

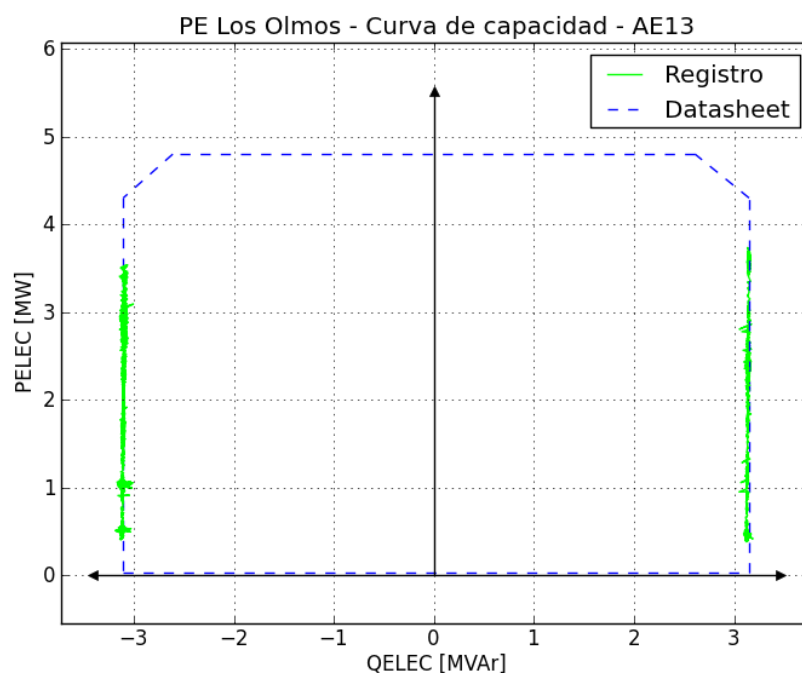


Figura 3.26 – Curva de capacidad del aerogenerador – AE13

Se observa en la Figura 3.26 el cumplimiento de la curva de capacidad según se presenta en los antecedentes técnicos del equipo.

Se presentan en el anexo 10.1.3 los registros de velocidad de viento de los aerogeneradores ensayados, en el período específico en que se realizaron las pruebas. Se observa que la velocidad de viento medida se mantiene consistentemente debajo de los 12 m/s que permiten alcanzar la potencia nominal de los aerogeneradores, según se presenta en la Figura 2.3.



4 DESARROLLO DEL MODELO EQUIVALENTE

4.1 Introducción

El presente capítulo se enfoca en el desarrollo del modelo eléctrico equivalente de la red interna del Parque Eólico Los Olmos, es decir desde los aerogeneradores hasta el punto de conexión con el sistema de transmisión en la S/E Los Olmos 220 kV. Las bases teóricas se toman de [1], el cual desarrolla matemáticamente la representación de toda la red interna de una planta de generación renovable.

Como resultado del presente trabajo se obtiene un sistema sencillo que representa todo el parque mediante un equivalente compuesto de la siguiente manera.

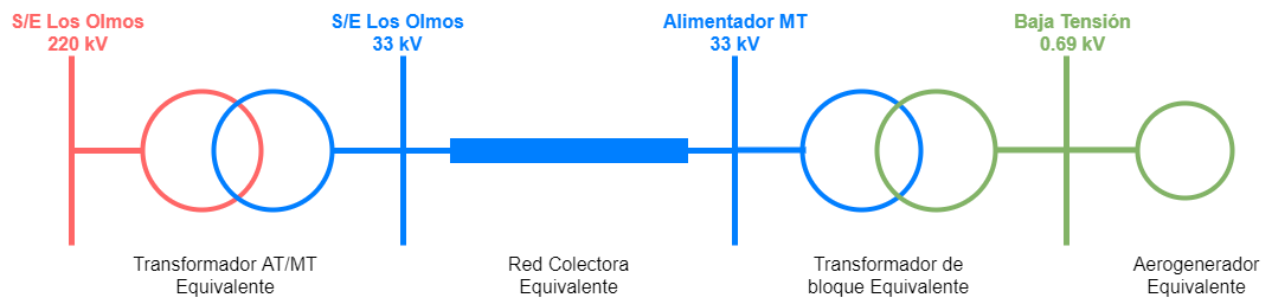


Figura 4.1 – Esquema unifilar de la red equivalente

La representación reducida tiene por objeto simplificar los cálculos computacionales en un sistema eléctrico de potencia extenso, con elevado número de barras.

4.2 Memoria de cálculo

4.2.1 Aerogeneradores

Los veintitrés aerogeneradores del Parque Eólico Los Olmos se modelan concentrados en un único aerogenerador, el cual cuenta con una potencia igual a la suma de todos ellos. En este sentido el aerogenerador equivalente presenta las siguientes características.

Parámetro	Valor
Potencia base	125.665 MVA

Tabla 4.1 – Parámetros del aerogenerador

La potencia base de 125.665 MVA se corresponde con los parámetros del modelo dinámico de los aerogeneradores NORDEX, modelo Delta4000.



4.2.2 Transformadores de bloque

El Parque Eólico Los Olmos cuenta con veintitrés (23) transformadores de bloque de 5.35 MVA que vinculan los aerogeneradores con la red colectora de MT. Los mismos son reemplazados por una única unidad equivalente.

El transformador equivalente presenta las siguientes características.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	123.05 MVA
Tensión nominal lado HV	30 kV
Tensión nominal lado LV	0.69 kV
Tipo de conexión	Dy5
Tensión de corto circuito	9.23 %
Perdidas en el cobre	1382.668 kW
Pérdidas de vacío	65.32 kW
Posiciones de TAP	+4 × 2.5 %

Tabla 4.2 – Parámetros del transformador equivalente

4.2.3 Transformador principal

El parque eólico cuenta con un transformador principal de 120.0 MVA según método de refrigeración ONAF. Los valores de este mismo transformador son utilizados para el modelo equivalente sin realizar cambios.

El transformador equivalente presenta las siguientes características.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	90/120 MVA (ONAN/ONAF)
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Tipo de conexión	YNd11
Tensión de corto circuito	13.97 %
Perdidas en el cobre	343.8 kW
Pérdidas de vacío	59.98 kW
Posiciones de TAP	±10 × 1.25 %

Tabla 4.3 – Parámetros del transformador equivalente



4.2.4 Red colectora

El análisis de cálculo del modelo agregado se realiza mediante la utilización del modelo detallado en el cual se representan los seis tipos de conductores. A continuación, se detallan las especificaciones de cada uno.

	Sección [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [μS/km]
1	095	0.3277	0.1127	47.0263
2	150	0.1482	0.0884	65.2594
5	500	0.0839	0.0706	85.1123
6	630	0.0717	0.0648	94.1949

Tabla 4.4 – Especificaciones de los conductores de la red colectora

La longitud y sección de cada conductor de la red de MT se encuentra especificada en la 10.4.

El sistema colector de MT se reemplaza por un único conductor cuyos parámetros (R, X y B) representan toda la red. El modelado de dicho cable se realiza utilizando la representación de parámetros concentrados convencional, la cual se presenta en la siguiente figura.

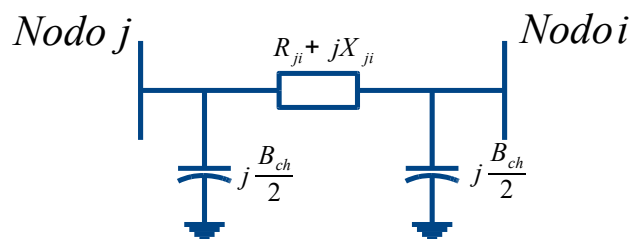


Figura 4.2: Modelo equivalente de línea.

Los parámetros R y X que componen el cable equivalente se calculan de forma tal que representen exactamente las pérdidas totales de la red colectora, tanto activas como reactivas. Para esto se miden no solo dichos valores sino, además, la corriente total que el sistema colector inyecta sobre las barras de media tensión en la estación elevadora, tal como se muestra en la siguiente figura.

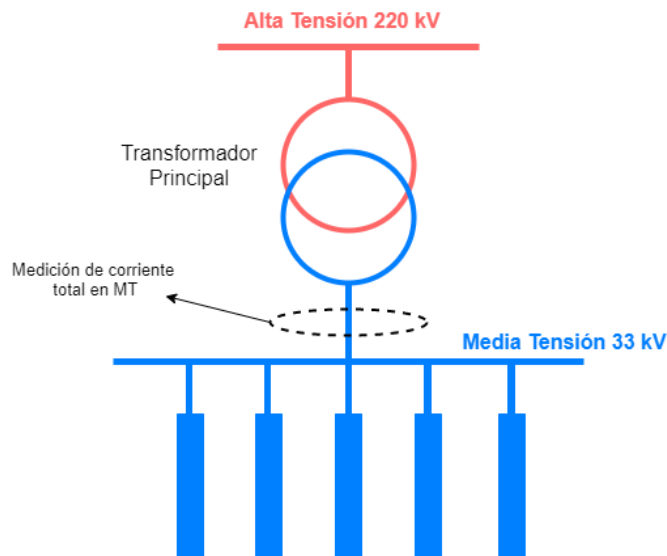


Figura 4.3 – Medición de corriente total inyectada

Una vez obtenidas las magnitudes necesarias, se procede al cálculo de las impedancias de la siguiente manera:

$$Z_{eq} = R_{eq} + j \cdot X_{eq} = \frac{P_{loss}}{3|\sum I|^2} + j \cdot \frac{Q_{loss}}{3|\sum I|^2}$$

La representación equivalente de la capacidad en derivación de los cables “B” puede considerarse como la suma de todas las susceptancias de la red interna de media tensión. Considerando el circuito equivalente de la Figura 4.1, la potencia reactiva generada por la capacidad en derivación es proporcional al cuadrado de la tensión donde, bajo condiciones normales de funcionamiento, es cercana a 1pu. Por lo tanto, la susceptancia en derivación de la red se calcula como la suma de cada una de las susceptancias de los cables de la red colectora.

$$B_{eq} [\mu S] = \sum B_i [\mu S] = \sum \frac{B_i [pu]}{Z_{base} * 1 \times 10^6}$$

Resulta importante destacar que los valores anteriores están íntimamente relacionados con la configuración topológica y el nivel de generación presente en la planta. Por lo tanto, el equivalente representa la red solo para un estado específico de operación. En este sentido se elige trabajar con el parque completo, es decir, con todas sus instalaciones en servicio, contando con un despacho a plena potencia. Se asumirá operación de las unidades en factor de potencia unitario.



En función del análisis realizado sobre la red colectora, se calculan los parámetros del conductor equivalente.

Parámetro	Valor final
R_{eq}	0.063584 Ω
X_{eq}	0.04694 Ω
B_{eq}	2120.111 μS

Tabla 4.5 – Parámetros de la red equivalente

4.3 Modelado equivalente del parque

Se describe a continuación el modelo estático realizado para representar el equivalente de red en formato PowerFactory DigSilent. El proceso de determinación de los parámetros correspondientes fue descrito en la sección 4.2. Se incluyen:

- Diagrama unifilar utilizado.
- Aerogenerador equivalente.
- Transformador de bloque equivalente.
- Red colectora equivalente.
- Transformador principal equivalente.

El diagrama unilineal utilizado para las simulaciones dinámicas del modelo desarrollado se presenta en la Figura 4.4. El diagrama unilineal de la red equivalente se muestra en la Figura 4.5. Este último será el modelo utilizado en las simulaciones dinámicas de los distintos modos de operación del PPC (como se presentará en el capítulo 5).

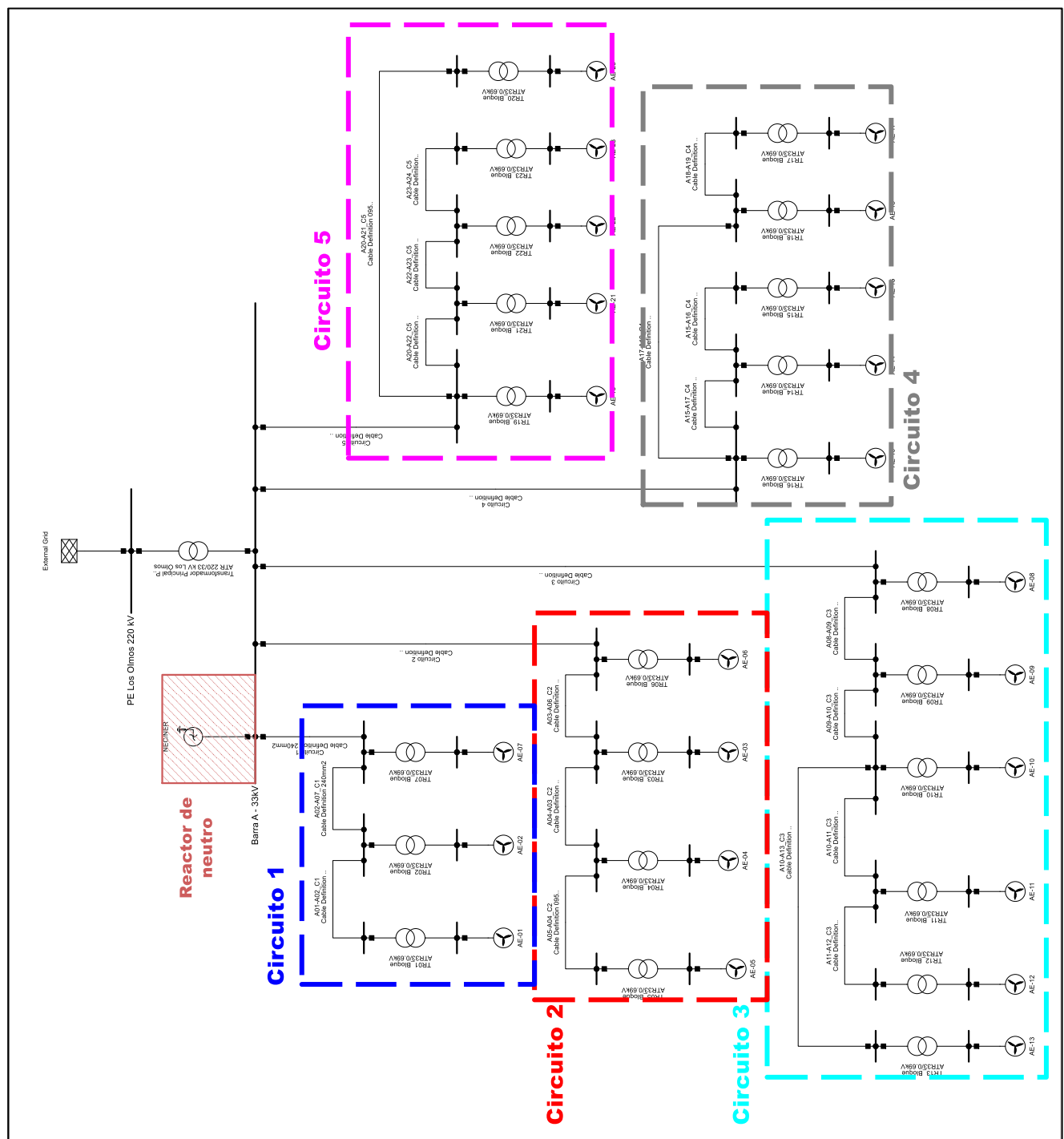


Figura 4.4 – Diagrama unilineal de la red desarrollada en DigSilent PowerFactory

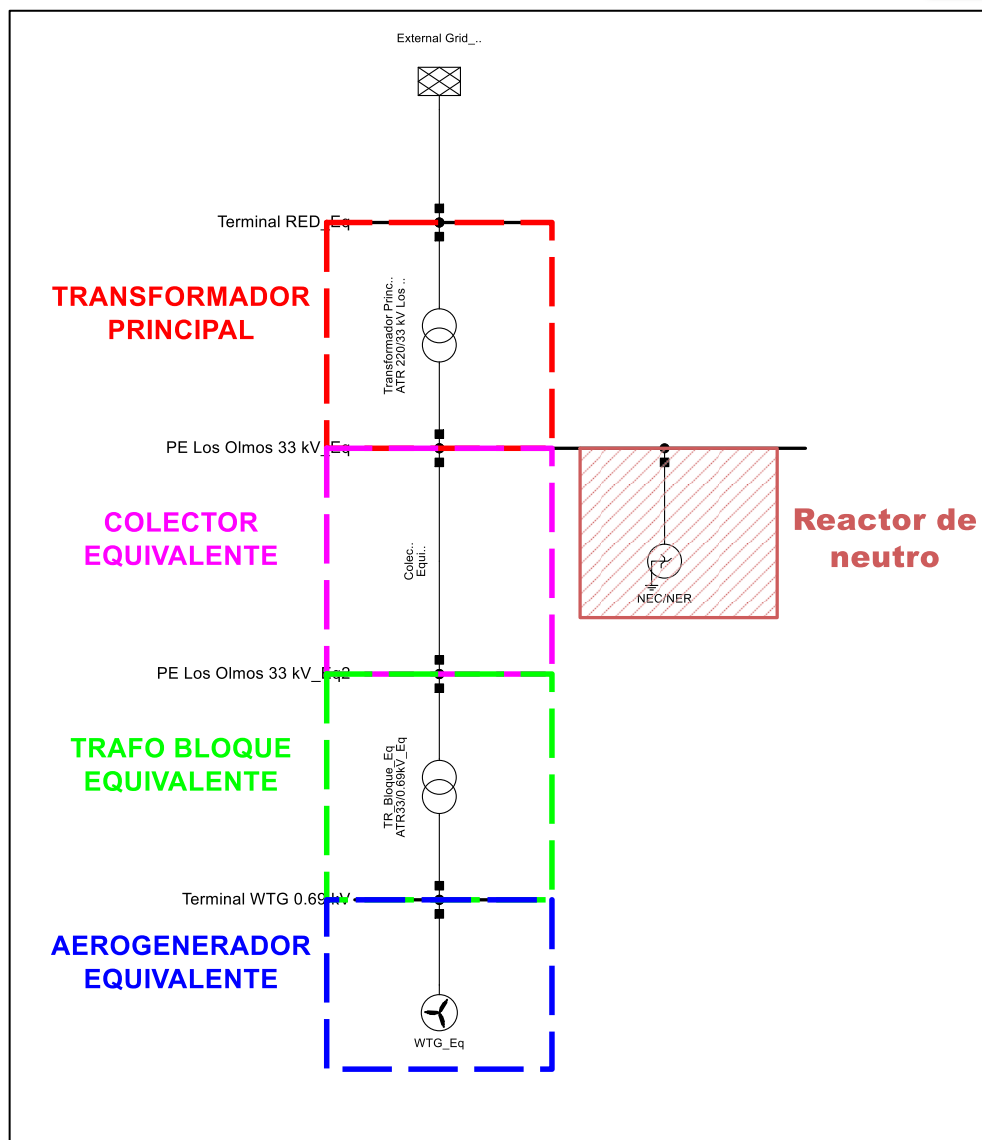


Figura 4.5 – Diagrama unilineal de la red equivalente en DigSilent PowerFactory



4.4 Validación estática por flujo de carga

Se realiza un conjunto de flujos de carga para diferentes condiciones de generación del Parque Eólico Los Olmos variando tanto la producción de potencia activa como la inyección/absorción de potencia reactiva por parte de los aerogeneradores. Para la comparación de resultados se mide la potencia activa y reactiva inyectada al sistema en la barra de 33 kV de la S/E Los Olmos.

Se destaca que, para mantener homogeneidad en los resultados, la tensión en la barra de 220kV del Parque Eólico Los Olmos se fija y mantiene en 1 pu para todos los estados operativos evaluados.

Se presentan a continuación los resultados obtenidos.

NORDEX Delta4000 P[MW]/Q[MVar]	Modelo Completo		Modelo Equivalente		Variación	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	ΔP [%]	ΔQ [%]
4.32 / -2.0	97.38	-53.89	97.38	-53.89	≈ 0	≈ 0
4.32 / 0.0	97.82	-5.55	97.82	-5.55	≈ 0	≈ 0
4.32 / 2.0	97.67	39.83	97.67	39.83	≈ 0	≈ 0
2.4 / -2.0	54.27	-48.54	54.27	-48.54	≈ 0	≈ 0
2.4 / 0.0	54.68	-0.12	54.68	-0.12	≈ 0	≈ 0
2.4 / 2.0	54.43	44.71	54.43	44.71	≈ 0	≈ 0

Tabla 4.6 – Comparación de potencias en el lado de alta tensión del parque

En el caso del aerogenerador equivalente, el despacho se calcula multiplicando el despacho de los aerogeneradores individuales por el número de unidades (veintitrés unidades para el Parque Eólico Los Olmos).

De los resultados presentados en las tablas anteriores se observa que, en general, las diferencias encontradas entre el sistema completo y el reducido resultan insignificantes.

Se concluye que el sistema equivalente realizado representa correctamente la operación del Parque Eólico Los Olmos en estudios de flujos de carga en un amplio rango de inyección tanto de potencia activa como reactiva teniendo en cuenta siempre que se trata de una única configuración topológica.



4.5 Validación dinámica

La validación por medio de simulaciones se realiza a partir de la comparación de las variables eléctricas en media tensión (33 kV). Las simulaciones por realizar consisten en un cortocircuito trifásico en alta tensión y un cambio de la consigna de potencia reactiva de los aerogeneradores (estando éstos controlados por su regulador local).

La siguiente tabla detalla los despachos utilizados para las simulaciones:

	Variable	Detallado	Equivalente
Aerogenerador	P [MW]	4.32	99.36
	Q [MVar]	0.5	11.5
Sistema	U [pu]	1.0	1.0

Tabla 4.7 – Despacho de las unidades para la validación del modelo equivalente

Se resalta que ambas simulaciones son realizadas con el control de planta desactivado, por lo que las dinámicas están asociadas exclusivamente a la respuesta del controlador local de los aerogeneradores.

4.5.1 Escalón en la consigna de potencia reactiva del aerogenerador equivalente

En la Figura 4.6 se presentan los resultados de la validación frente a un cambio en la consigna de potencia reactiva. Tanto para el modelo detallado como para el equivalente, la simulación consiste en el cambio de la consigna de potencia reactiva del modelo dinámico del controlador local (variable “*Qext*”), de un valor inicial de 0.14 a un valor final de 0.25 pu. En el modelo desarrollado este cambio se repite veintiséis veces, siendo éste el número de aerogeneradores que conforman el parque.

Se observa en trazo **verde** la respuesta del modelo equivalente y en **azul** la del modelo detallado (ambas se encuentran superpuestas).

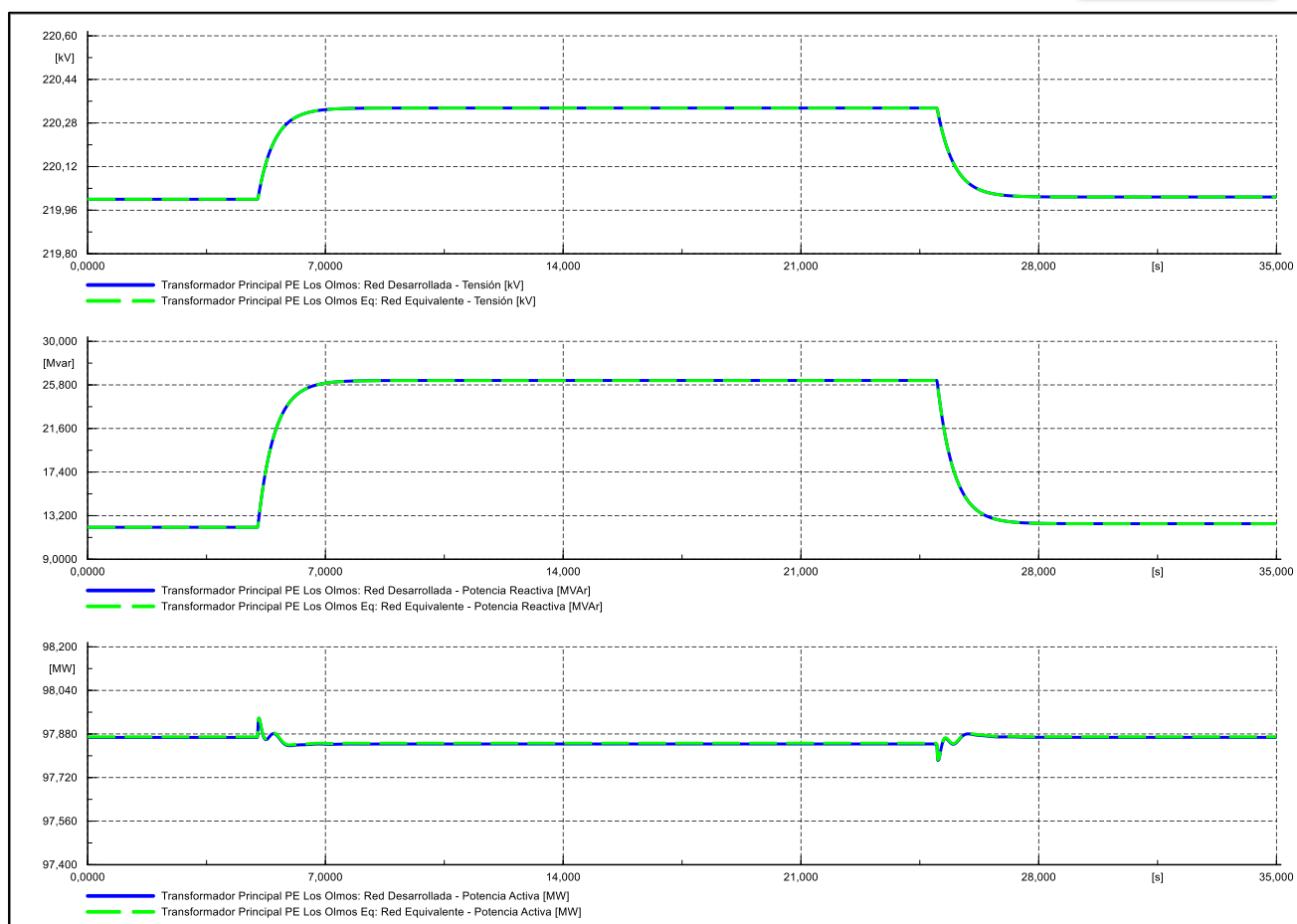


Figura 4.6 – Comparación del modelo equivalente con el detallado ante cambio en el setpoint de potencia reactiva de los aerogeneradores

Como se observa, la respuesta dinámica de ambos modelos (equivalente y desarrollado) son idénticas.



4.5.2 Respuesta frente a cortocircuito en 33 kV

En la Figura 4.7 se muestran los resultados de la validación frente a un cortocircuito trifásico en la barra de salida de media tensión del parque. La falla se despeja luego de 0.2 seg.

Se observa en trazo **verde** la respuesta del modelo equivalente y en **azul** la del modelo detallado (ambas se encuentran superpuestas). Tanto el aerogeneradores del modelo equivalente como los aerogeneradores del modelo detallado responden al hueco de tensión observado mediante la inyección de corriente reactiva.

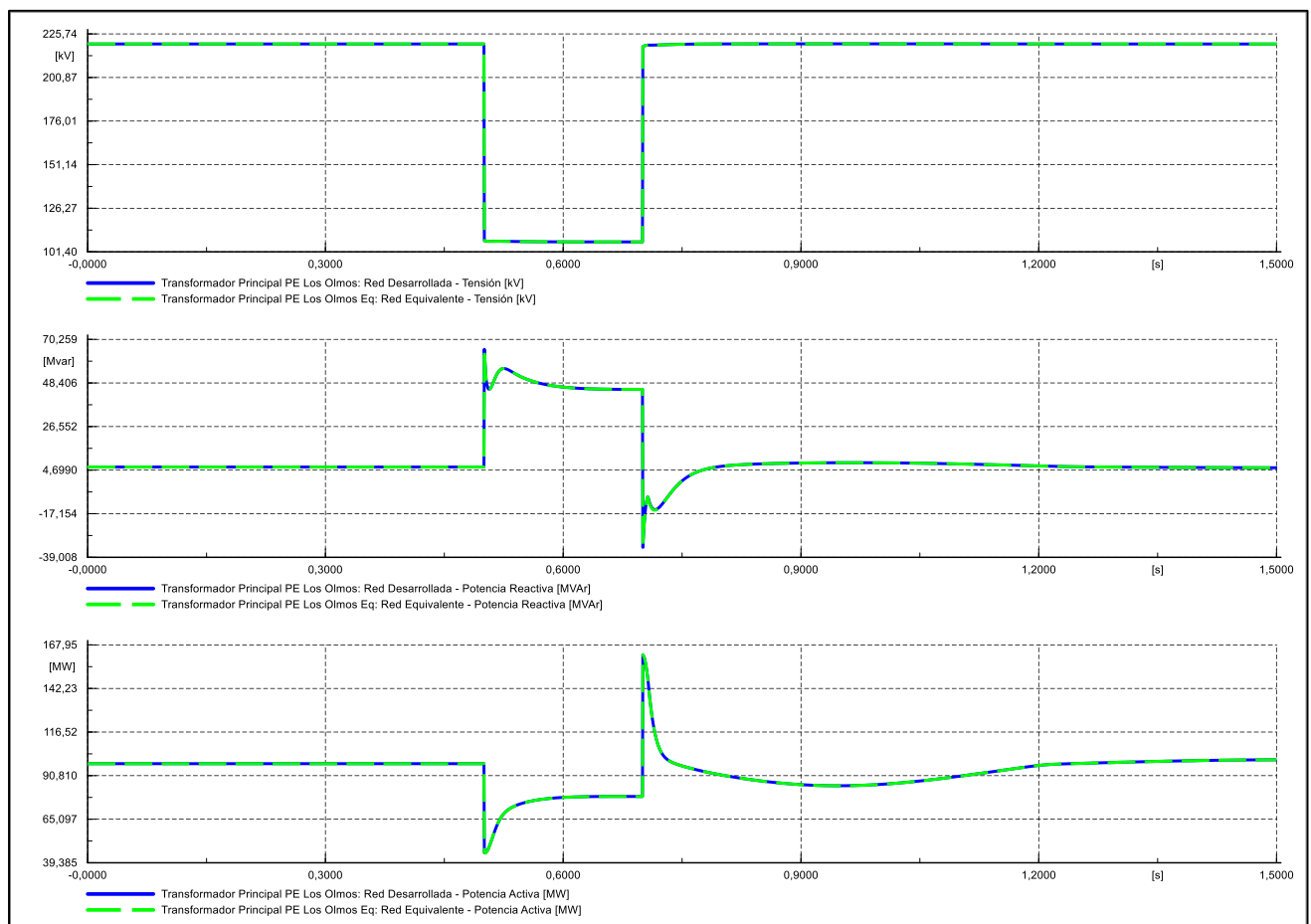


Figura 4.7 – Comparación del modelo equivalente con el detallado ante cortocircuito en 220 kV

Como se observa, la respuesta dinámica de ambos modelos (equivalente y desarrollado) son idénticas.



5 VALIDACIÓN DEL CONTROL CONJUNTO

En el presente capítulo se detalla la validación del modelo matemático del control conjunto a partir de los ensayos realizados en terreno. El PPC es capaz de operar controlando la potencia reactiva y factor de potencia en el POI del Parque Eólico Los Olmos o tensión en la barra principal de 33 kV del parque, según sea el modo elegido por el operador.

Por otra parte, el PPC se encarga de controlar la potencia activa entregada por el parque. Adicional al control de potencia activa, el PPC también incorpora la funcionalidad de control primario de frecuencia.

La potencia máxima alcanzada durante los ensayos fue de aproximadamente 60 MW. Esta limitación se da como consecuencia de la falta de recurso primario. No obstante, en la validación de la curva de capacidad actualizada se contó con suficiente recurso primario, lo que permitió recorrer los límites de inyección y absorción de potencia reactiva en todo el rango de potencia activa del parque. En el anexo 10.1.3 se muestra el registro de velocidad de viento durante las pruebas.

En las secciones siguientes se presenta el modelo dinámico utilizado para la representación del control de planta en estudios sistémicos junto con los resultados de las simulaciones llevadas a cabo para validar los resultados obtenidos en terreno. En todos los casos, los registros de ensayo se presentan en trazo **verde**, mientras que las simulaciones se grafican en color **azul**. La validación se realiza por medio del modelo equivalente del parque, presentado en detalle en la sección 3.6.2.



5.1 Modelo dinámico del control conjunto de planta

La Figura 5.1 presenta el ‘frame’ utilizado, el cual contempla el controlador conjunto de planta, mediciones de potencia activa, reactiva y tensión en el paño JT1 de la S/E Los Olmos.

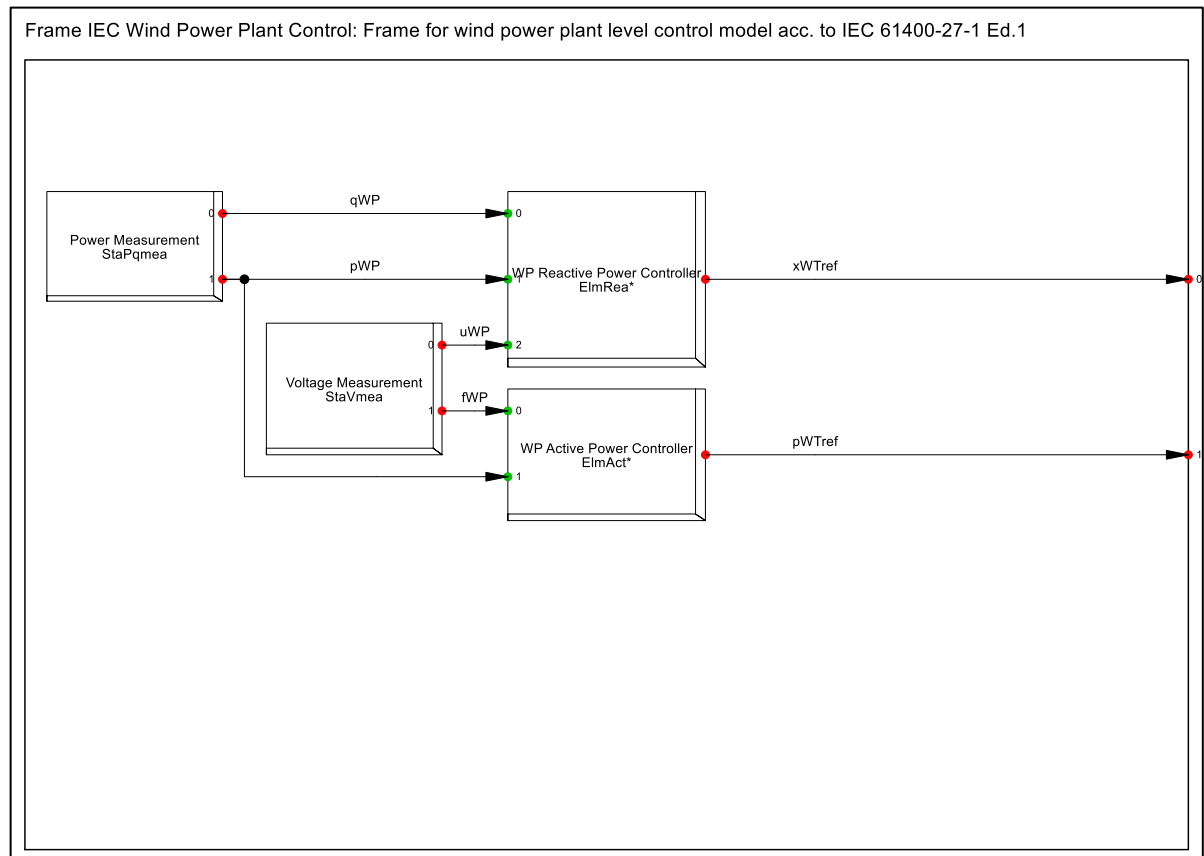


Figura 5.1 – Frame de controlador de planta en DigSilent PowerFactory

La Figura 5.3 presenta el modelo dinámico utilizado para el controlador de potencia reactiva de planta. Este modelo considera los modos de control de tensión, potencia reactiva y factor de potencia, a partir de los que se genera la salida “***xWTref***” que sirve de referencia de potencia reactiva para los aerogeneradores. Además, se presenta en la Figura 5.2 el controlador de potencia activa y control primario de frecuencia, a partir de los que se genera la salida “***pWTref***” que sirve de referencia de potencia activa para los aerogeneradores.

En las Tabla 5.1 a Tabla 5.3 se presenta la parametrización de los controladores potencia activa y reactiva, respetivamente, de la planta.

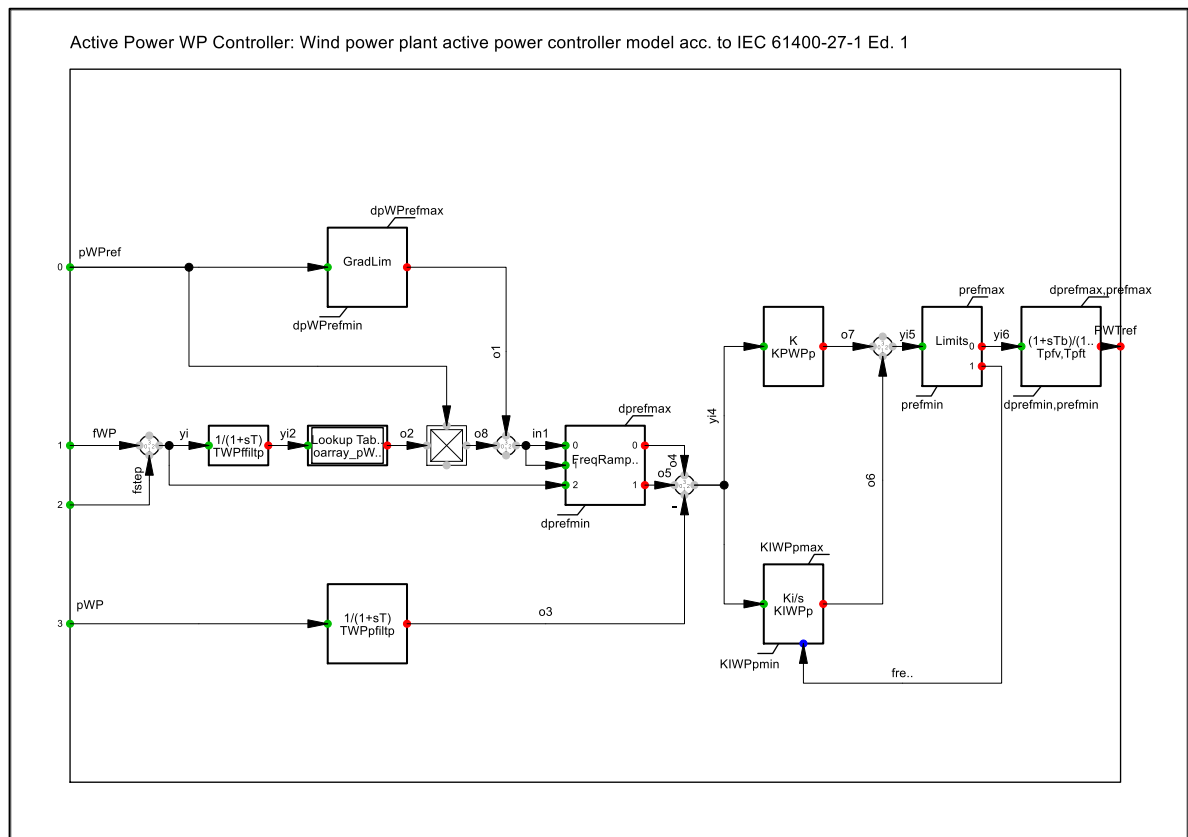


Figura 5.2 – Diagrama de bloques del controlador de potencia activa en DigSilent PowerFactory

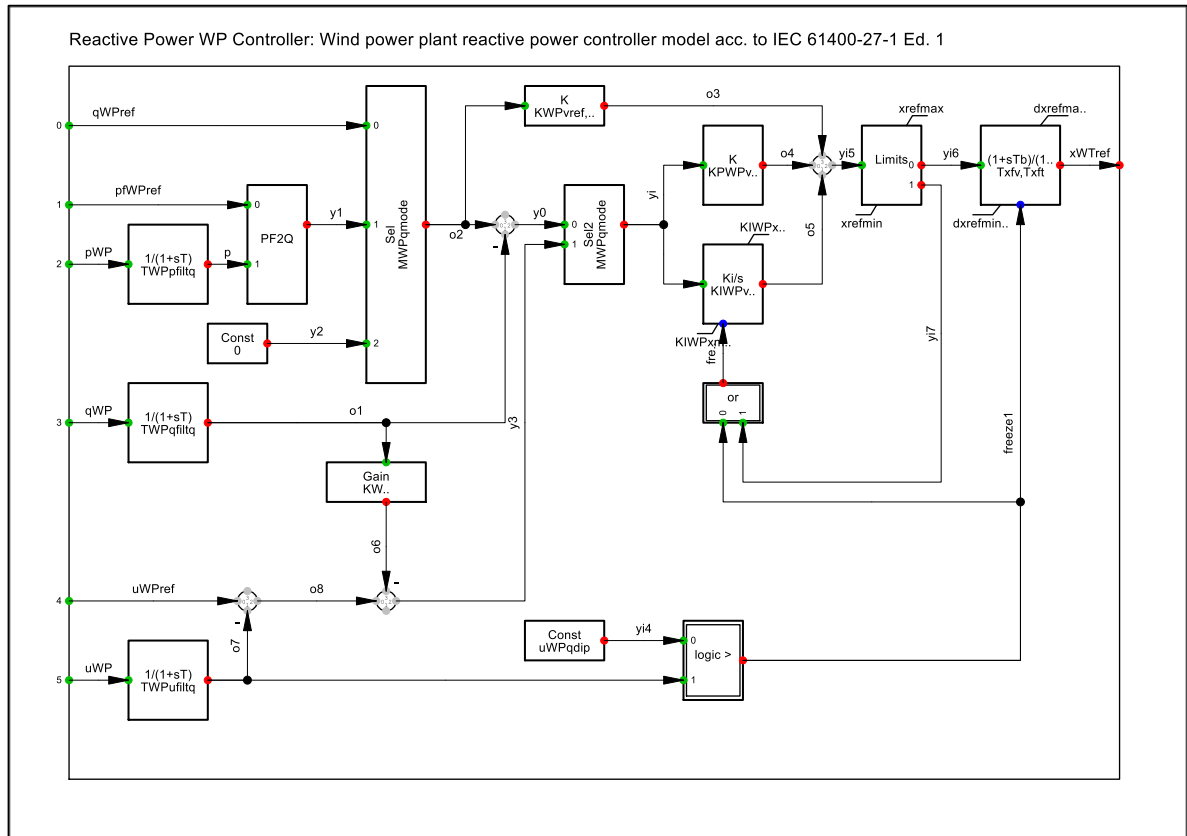


Figura 5.3 – Diagrama de bloques del controlador de potencia reactiva en DigSilent PowerFactory

	Parameter
TWPpfiltq Filter time constant for active power measure...	0,005
TWPffiltq Filter time constant for frequency measureme...	0,005
KWPp Plant P controller proportional gain [-]	1,5
KIWPp Plant P controller integral gain [1/s]	0,2
Tpfv Lag time constant in reference value transfer funct...	1,
Tpft Lead time constant in reference value transfer func...	1,
dprefmin Minimum (negative) ramp rate of pWTref req...	-0,0033
KIWPpmin Minimum PI integrator term [-]	0,
prefmin Mainimum pWTref request from the plant cont...	0,
dpWPrefmin Maximum negative ramp rate for WP pow...	-0,0033
dprefmax Maximum ramp rate of pWTref request from t...	0,0031
KIWPpmax Maximum PI integrator term [-]	1,
prefmax Maximum pWTref request from the plant contr...	1,1
dpWPrefmax Maximum positive ramp rate for WP pow...	0,0033

Tabla 5.1 – Parametrización de control de potencia activa PPC (1 de 2)



	f[pu]	P[pu]
1	0,97	0,715
2	0,996	0,
3	1,004	0,
4	1,03	-0,715

Tabla 5.2 – Parametrización de control de potencia activa PPC (2 de 2)

	Parameter
TWPufiltq Filter time constant for voltage measurement...	0,005
TWPqfiltq Filter time constant for reactive power measu...	0,005
TWPpfiltq Filter time constant for active power measure...	0,005
KWPvref Voltage power reference gain [-]	0,
KWPqref Reactive power reference gain [PWPn/Pn]	0,
KWPpfref	0,
MWPqmode Reactive power/voltage controller mode (0...	0,
KWPqu Plant voltage control droop [UWPn/PWPn]	0,
KWPV Plant V controller proportional gain [-]	4,
KWPx Plant Q controller proportional gain [-]	0,9
KWPPf Plant PF controller proportional gain [-]	0,6
KIWPv Plant V controller integral gain [1/s]	8,
KIWPx Plant Q controller integral gain [1/s]	1,2
KIWPpf Plant PF controller integral gain [1/s]	0,4
Txfv Lag time constant in reference value transfer functi...	1,
Txft Lead time constant in reference value transfer func...	1,
uWPqdip Voltage threshold for UVRT detection in q cont...	0,9
KIWPxmin Minimum reactive Power/voltage reference f...	-1,3
xrefmin Minimum xWTref (qWTref or DuWTref) request f...	-1,3
dxrefmin Maximum negative ramp rate for WT reactive ...	-1,
KIWPxmax Maximum reactive Power/voltage reference ...	1,3
xrefmax Maximum xWTref (qWTref or DuWTref) request ...	1,3
dxrefmax Maximum positive ramp rate for WT reactive ...	1,

Tabla 5.3 – Parametrización de control de potencia reactiva PPC



5.2 Validación del modo de control de potencia reactiva

En los siguientes puntos se presentan los resultados de la validación del control de potencia reactiva del PPC a distintos niveles de carga. Las pruebas consisten en cambios de tipo escalón en la consigna de potencia reactiva del PPC. Se resalta que la validación de este modo de control se lleva a cabo utilizando el modelo equivalente del Parque Eólico Los Olmos.

La validación del control de potencia reactiva se realiza por medio de la modificación de la variable “ qW_{Pref} ” (ver Figura 5.3). Para los 3 estados de carga se han realizado escalones de 10% en la referencia de potencia reactiva.

Baja carga

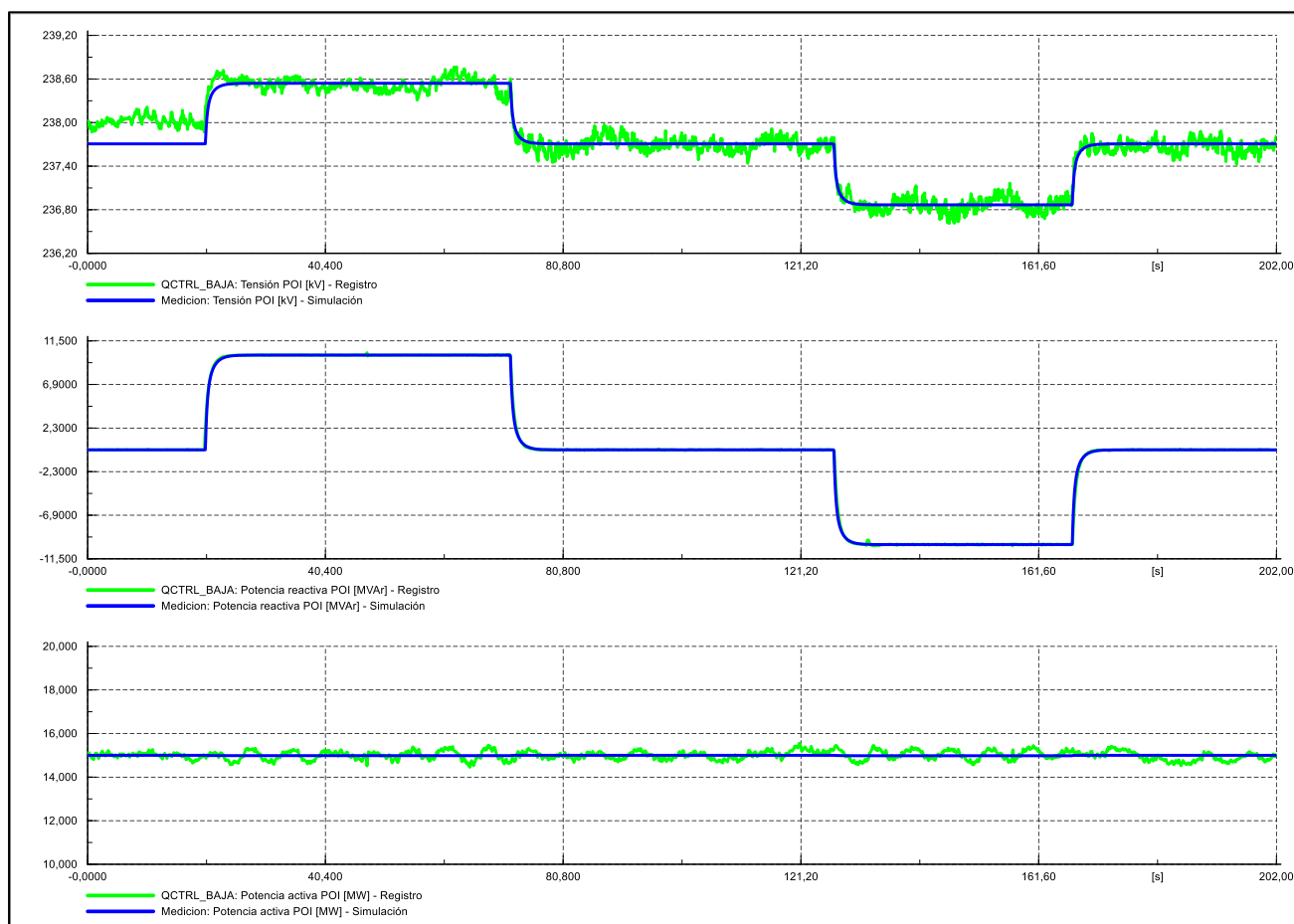


Figura 5.4 – Validación del control de potencia reactiva del PPC – Baja carga – Step = ± 10 MVar



Media carga

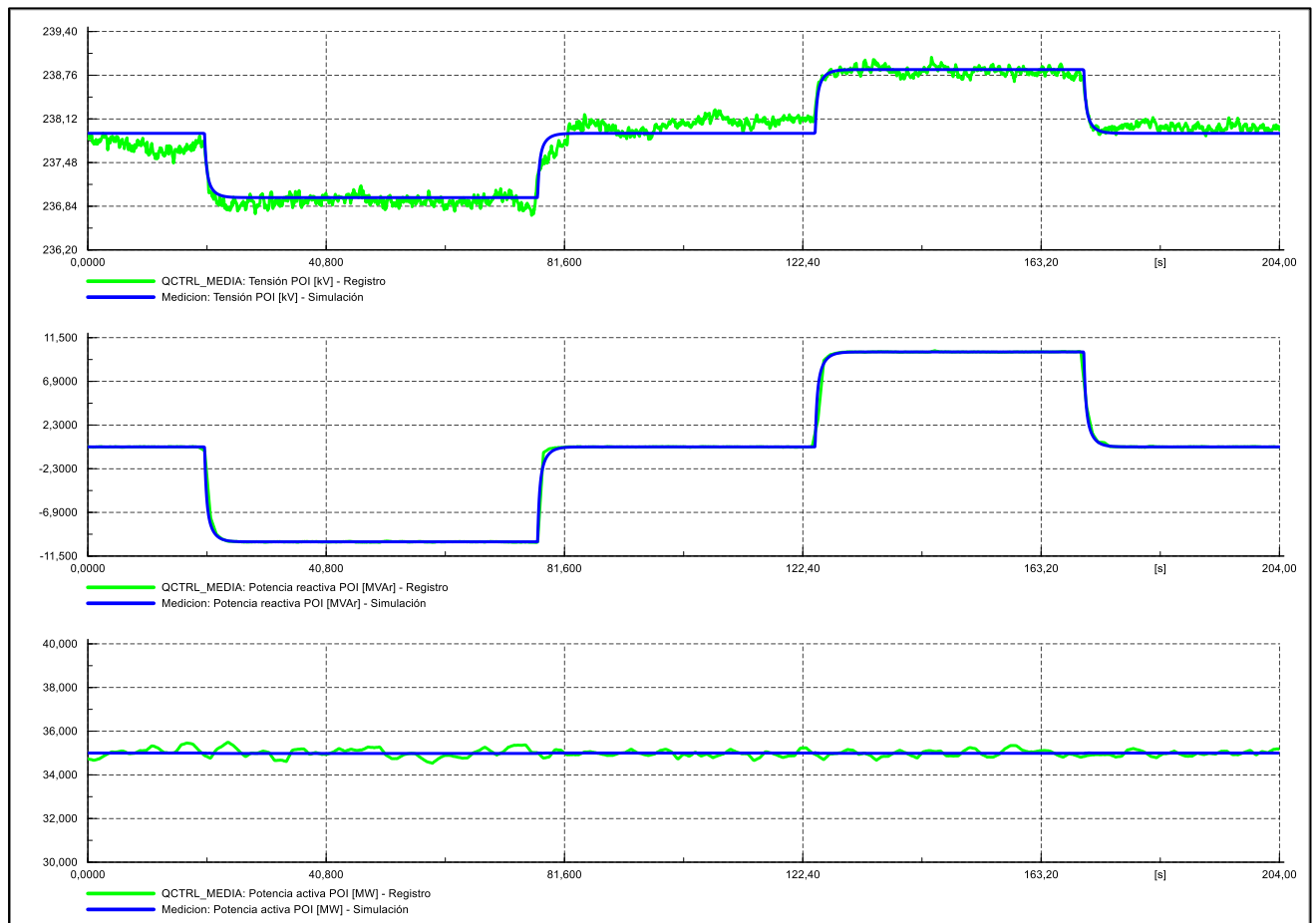


Figura 5.5 – Validación del control de potencia reactiva del PPC – Media carga – Step = ± 10 MVar



Alta carga

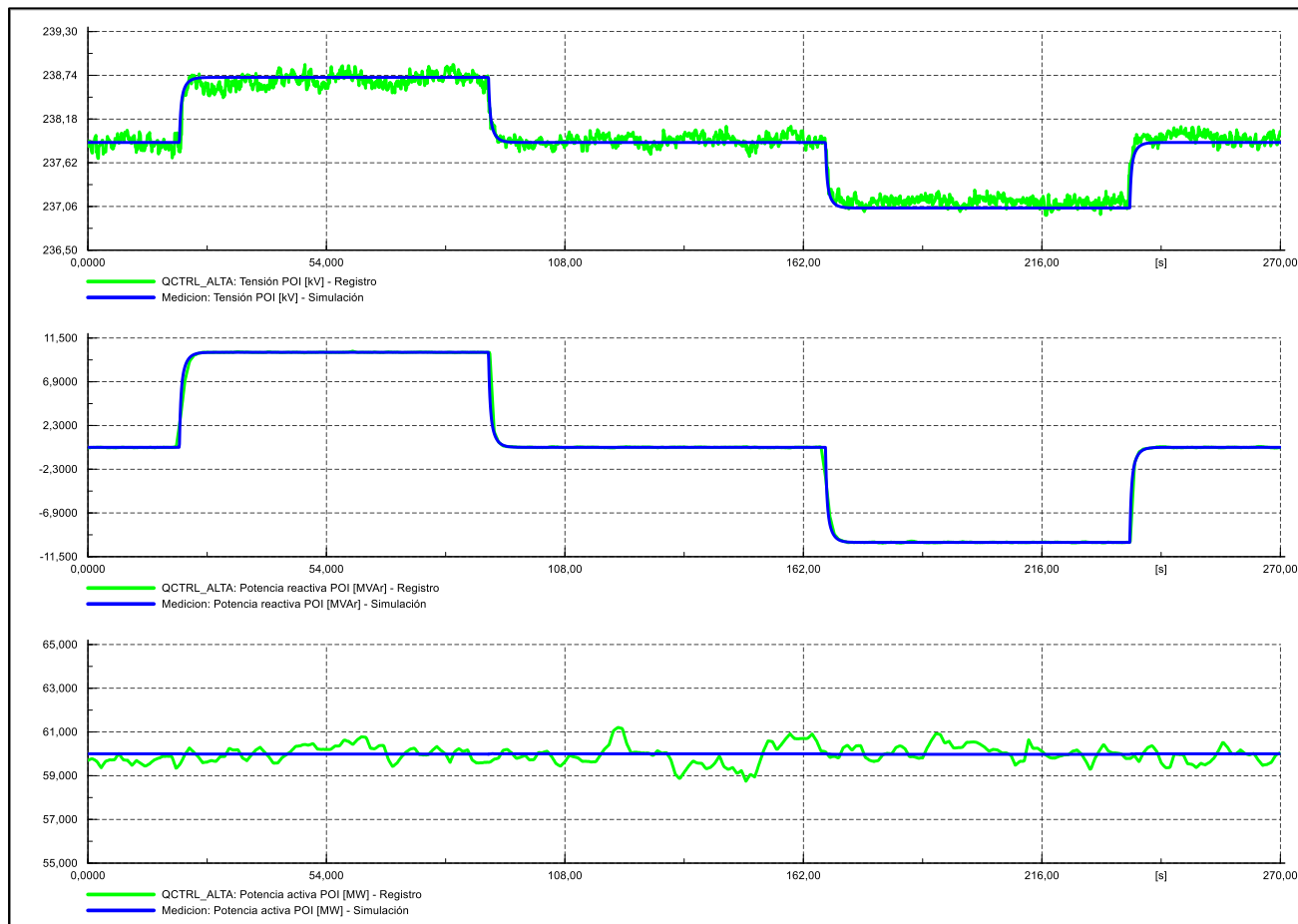


Figura 5.6 – Validación del control de potencia reactiva del PPC – Alta carga – Step = ± 10 MVar

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de potencia reactiva del parque en los tres niveles de carga ensayados.



Determinación de parámetros de performance

La Figura 5.7 muestra la respuesta del controlador de potencia reactiva en alta carga. Sobre la potencia reactiva medida se determinan los parámetros de performance del controlador.

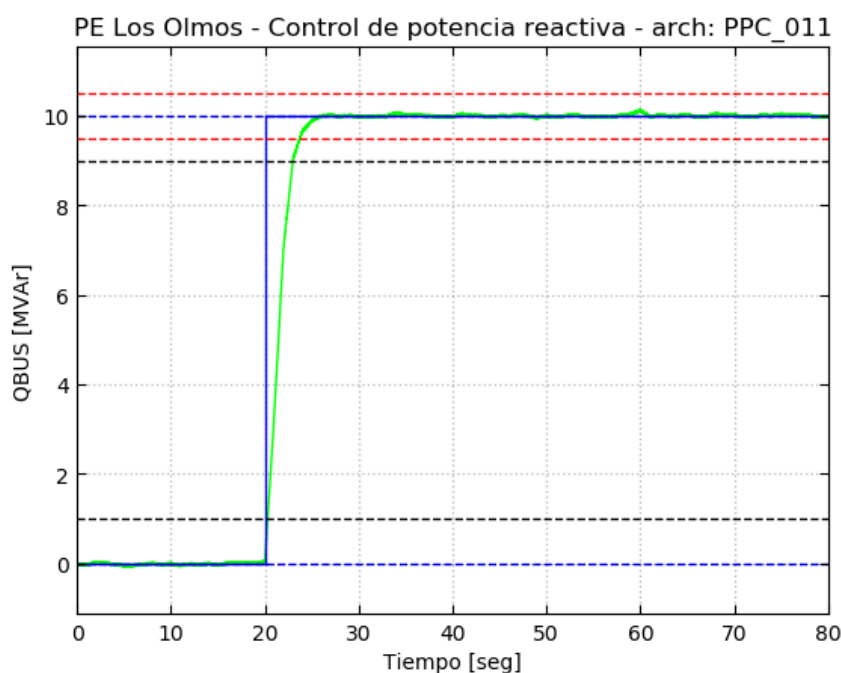


Figura 5.7 – Determinación de los parámetros de performance del control de potencia reactiva

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 3.7 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 2.7 s
- iii. Tasa de crecimiento (medido sobre la potencia reactiva): 2.98 MVar/s
- iv. Error de régimen permanente: 0 (control P+I)



5.3 Validación del modo de control de factor de potencia

En los siguientes puntos se presentan los resultados de la validación del control de factor potencia del PPC a distintos niveles de carga. Las pruebas consisten en cambios de tipo escalón en la consigna de del factor de potencia del PPC. Se resalta que la validación de este modo de control se lleva a cabo utilizando el modelo equivalente del Parque Eólico Los Olmos.

La validación del control de factor de potencia se realiza por medio de la modificación de la variable “*pfWPrej*” (ver Figura 5.3). Para los 3 estados de carga se han realizado escalones en la referencia de factor de potencia talque se produzca un cambio de 10% en la potencia reactiva.

Baja carga

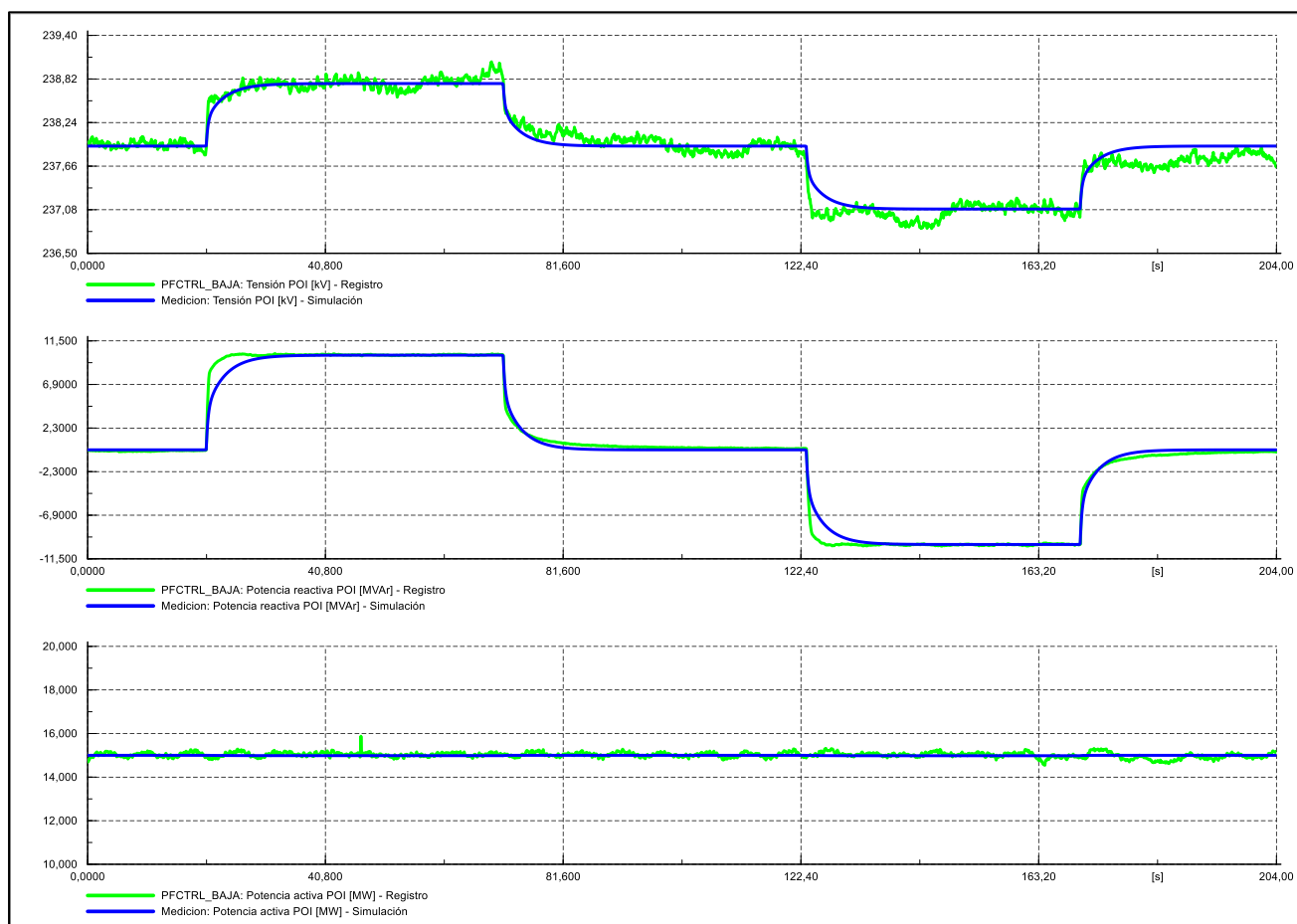


Figura 5.8 – Validación del control de factor de potencia del PPC – Baja carga – $pfWPrej = \pm 0.832$



Media carga

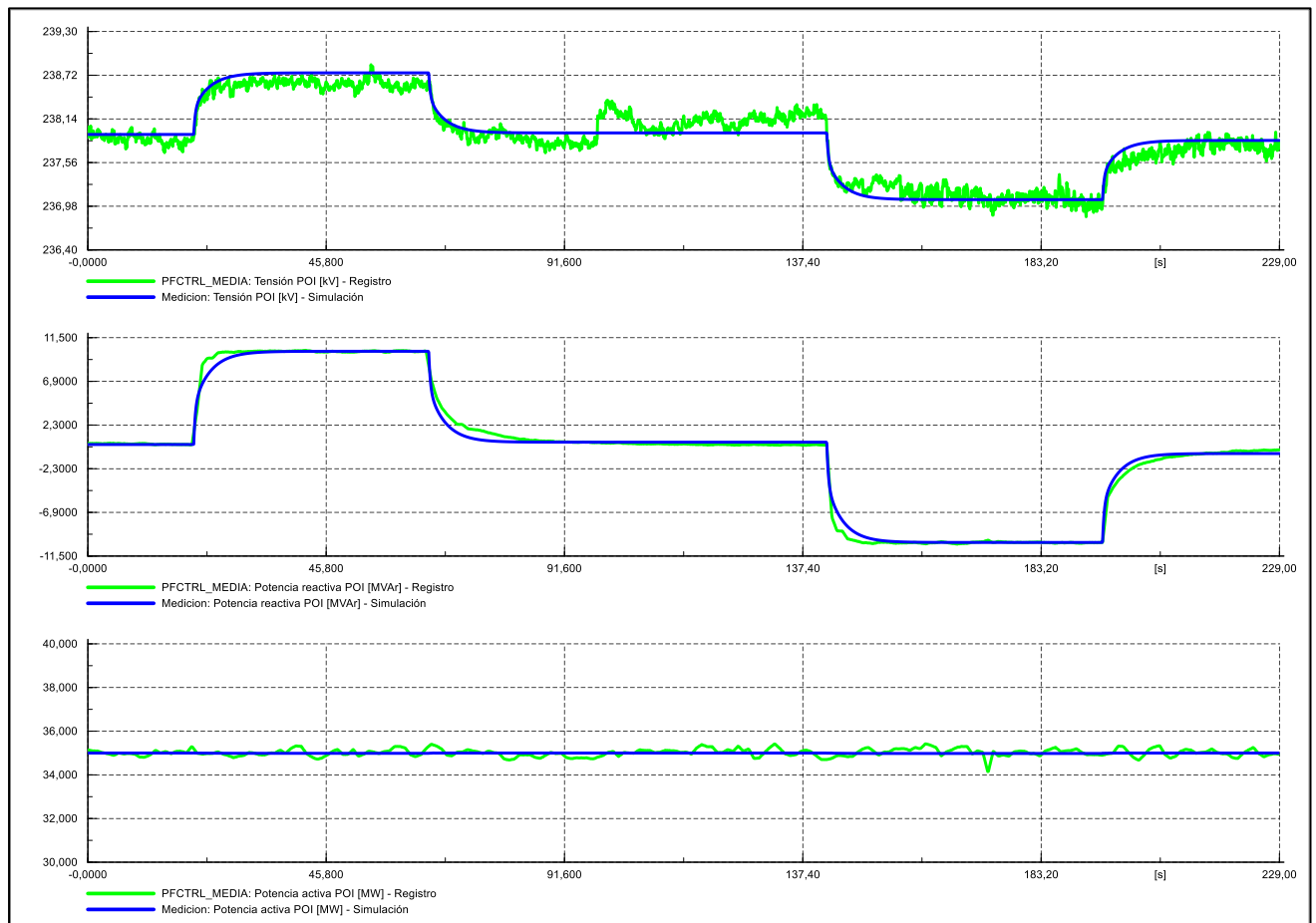


Figura 5.9 – Validación del control de factor de potencia del PPC – Media carga – $pfWPref = \pm 0.961$



Alta carga

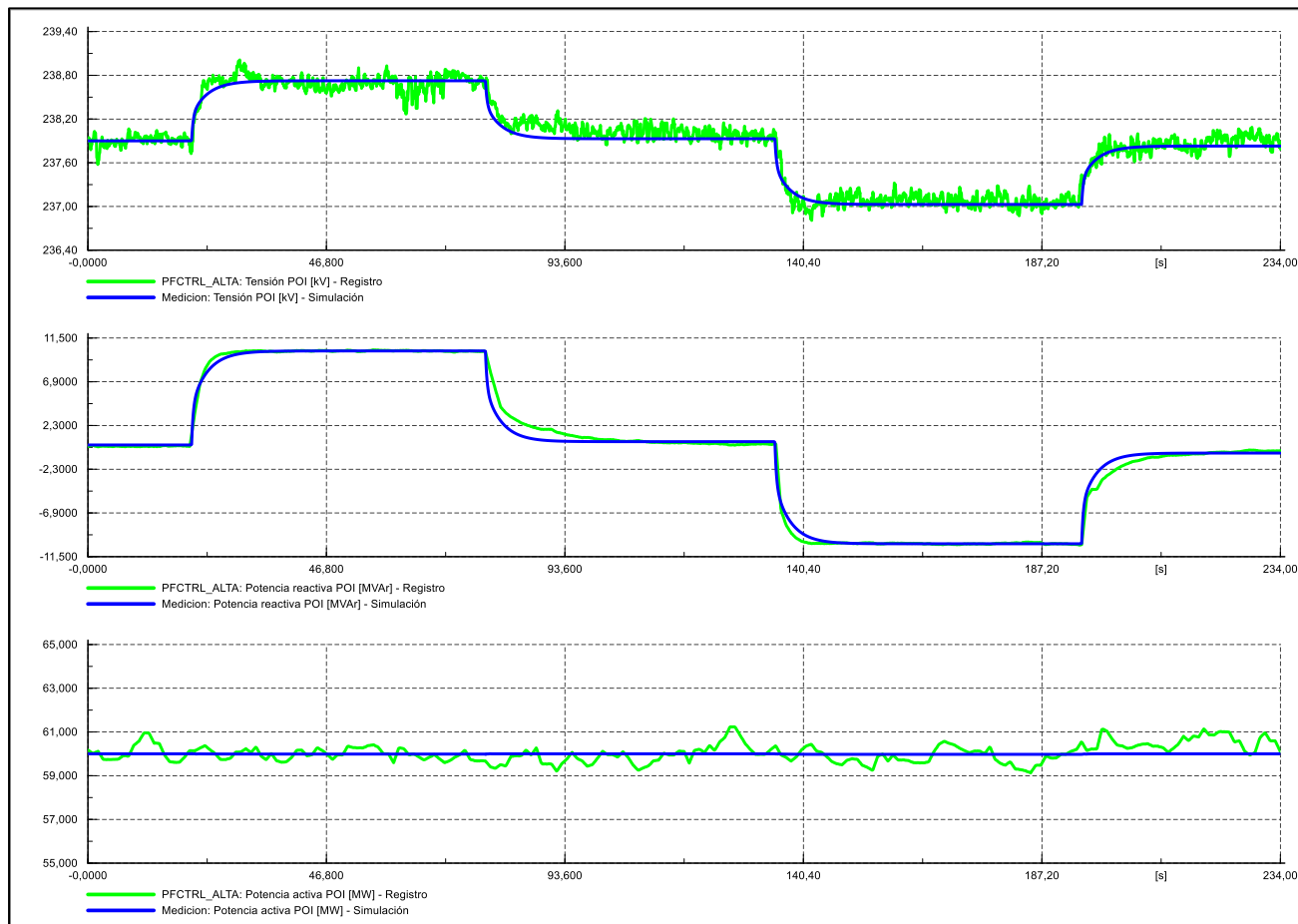


Figura 5.10 – Validación del control de factor de potencia del PPC – Alta carga – $p_{fWPref} = \pm 0.986$

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de factor de potencia del parque en los tres niveles de carga ensayados.



Determinación de parámetros de performance

La Figura 5.11 muestra la respuesta del controlador de factor de potencia en alta carga. Sobre la potencia reactiva medida se determinan los parámetros de performance del controlador.

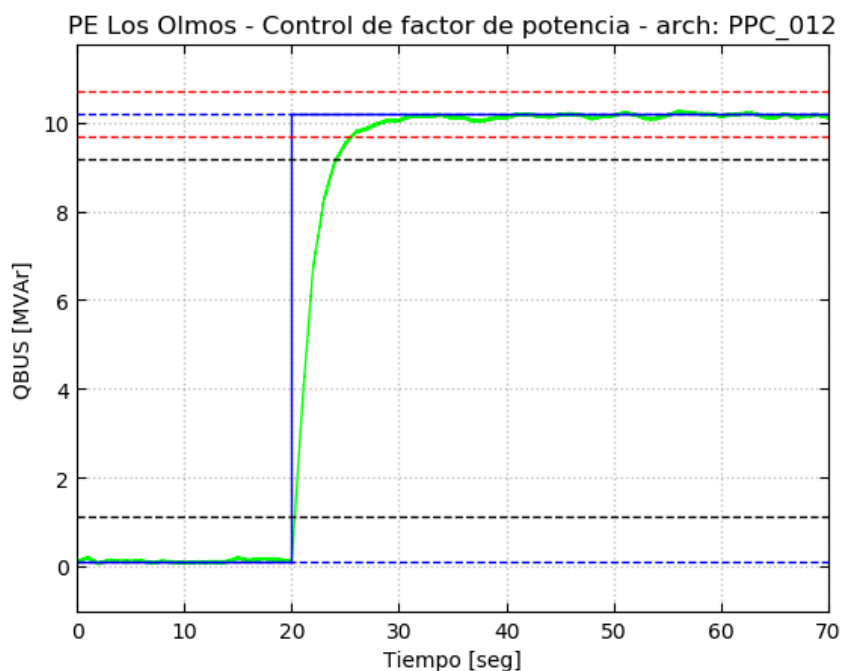


Figura 5.11 – Determinación de los parámetros de performance del control de factor de potencia

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 5.6 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 3.9 s
- iii. Tasa de crecimiento (medido sobre la potencia reactiva): 2.06 MVar/s
- iv. Error de régimen permanente: 0 (control P+I)



5.4 Validación del modo de control de tensión

En los siguientes puntos se presentan los resultados de la validación del control de tensión del PPC a distintos niveles de carga. Las pruebas consisten en cambios de tipo escalón en la consigna de tensión del PPC, la cual se refleja en el valor de tensión de la barra principal de 33 kV del parque. Se resalta que la validación de este modo de control se lleva a cabo utilizando el modelo equivalente del Parque Eólico Los Olmos.

La validación del control de factor de potencia se realiza por medio de la modificación de la variable “*uWPref*” (ver Figura 5.3). Para los 3 estados de carga se han realizado escalones en la referencia de tensión del 2%, cabe mencionar que esto provoca cambios de aproximadamente un 12% en la potencia reactiva.

Baja carga

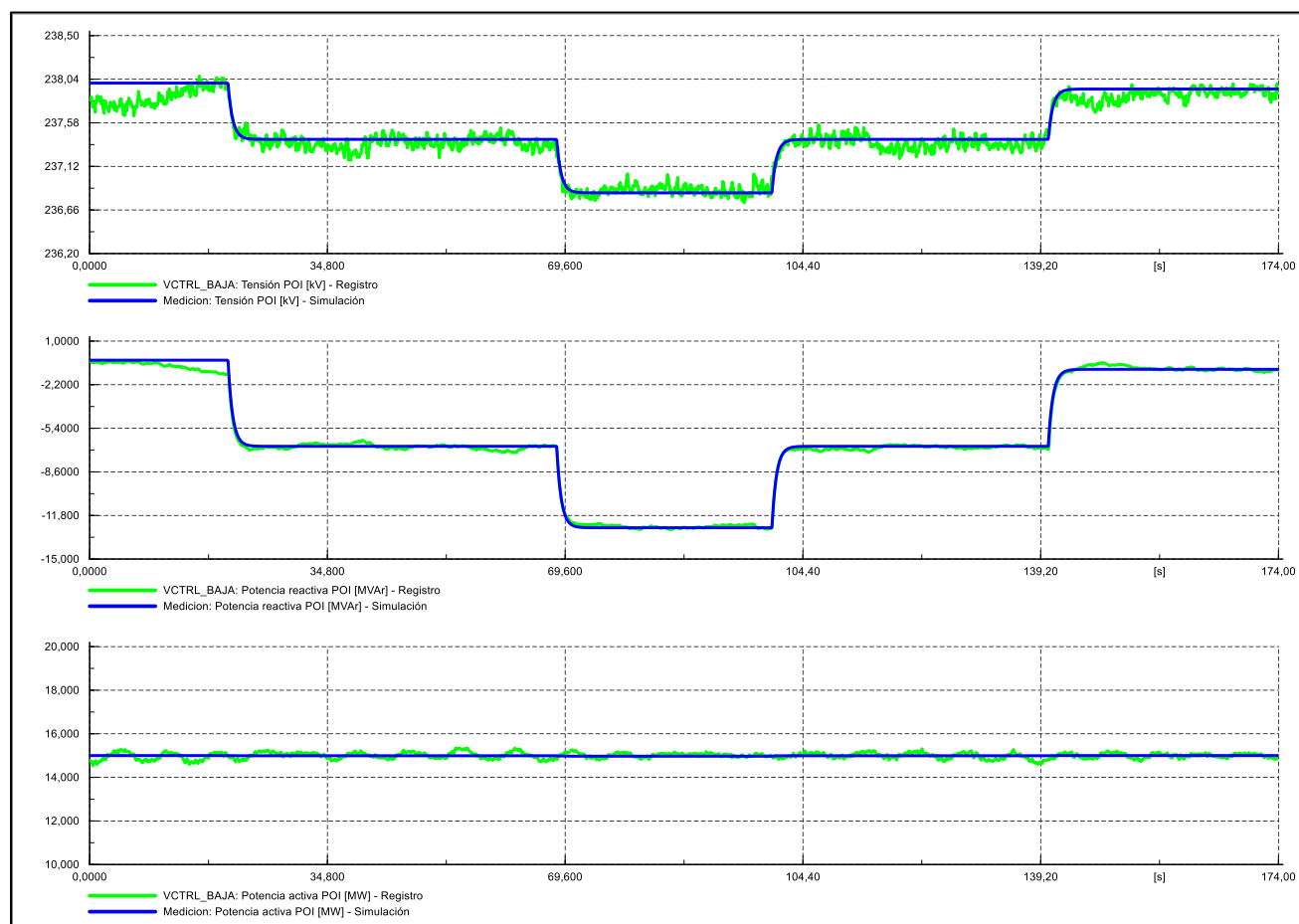


Figura 5.12 – Validación del control de tensión del PPC – Baja carga – Step = $\pm 2\%$



Media carga

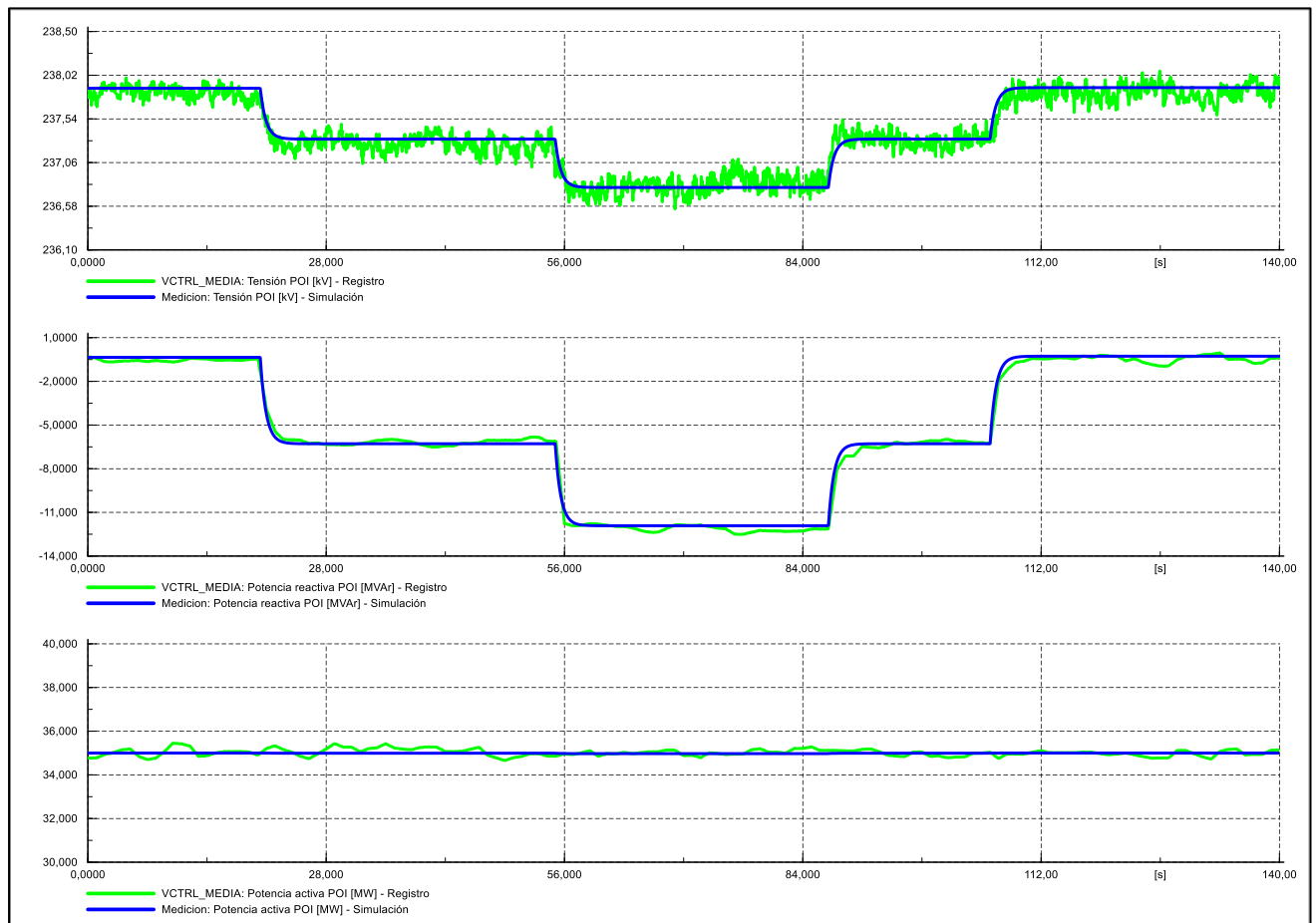


Figura 5.13 – Validación del control de tensión del PPC – Media carga – Step = $\pm 2\%$



Alta carga

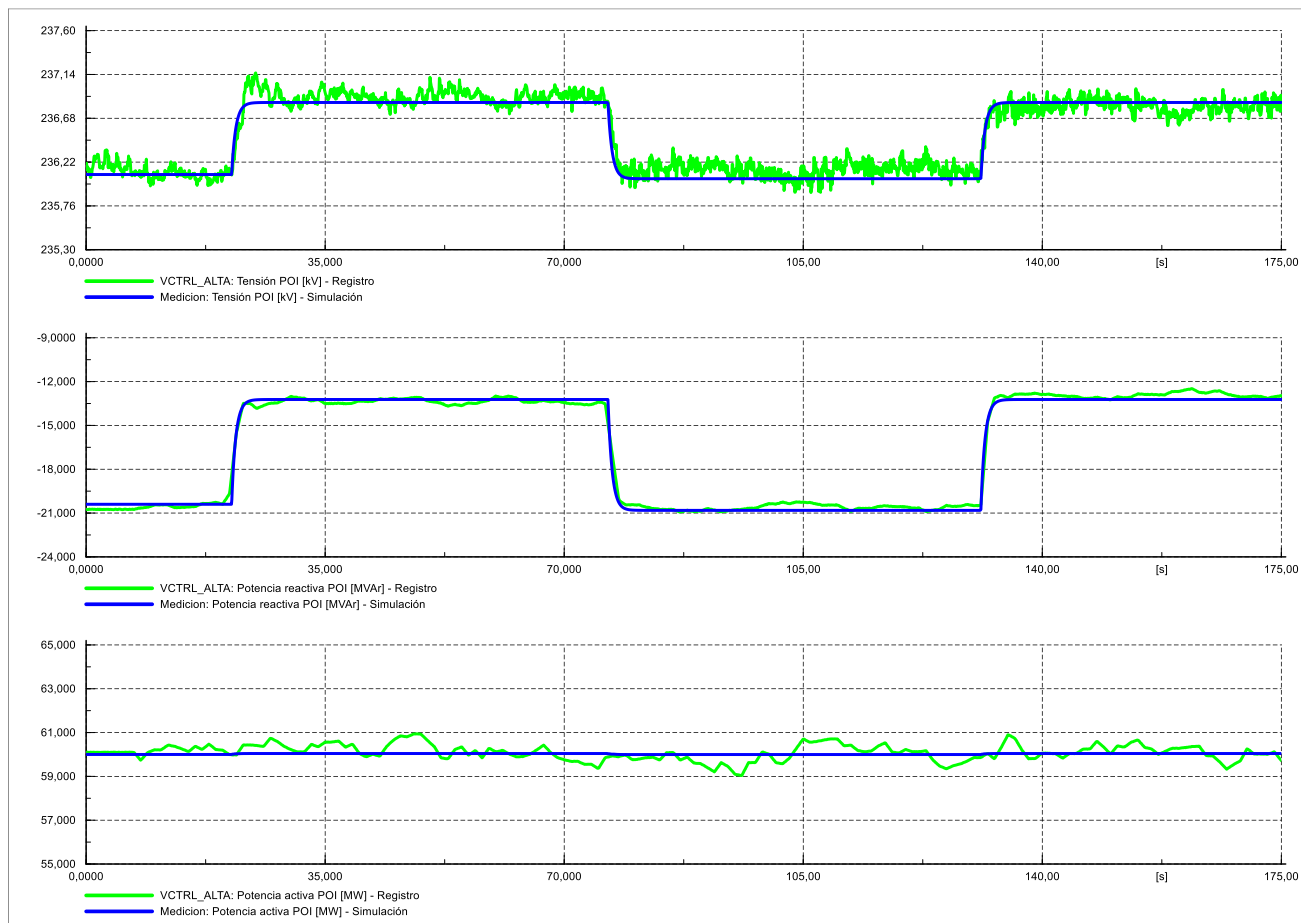


Figura 5.14 – Validación del control de tensión del PPC – Alta carga – Step = $\pm 2\%$

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de tensión del parque en los tres niveles de carga ensayados.



Determinación de parámetros de performance

La Figura 5.15 muestra la respuesta del controlador de tensión en alta carga. Sobre la tensión medida se determinan los parámetros de performance del controlador.

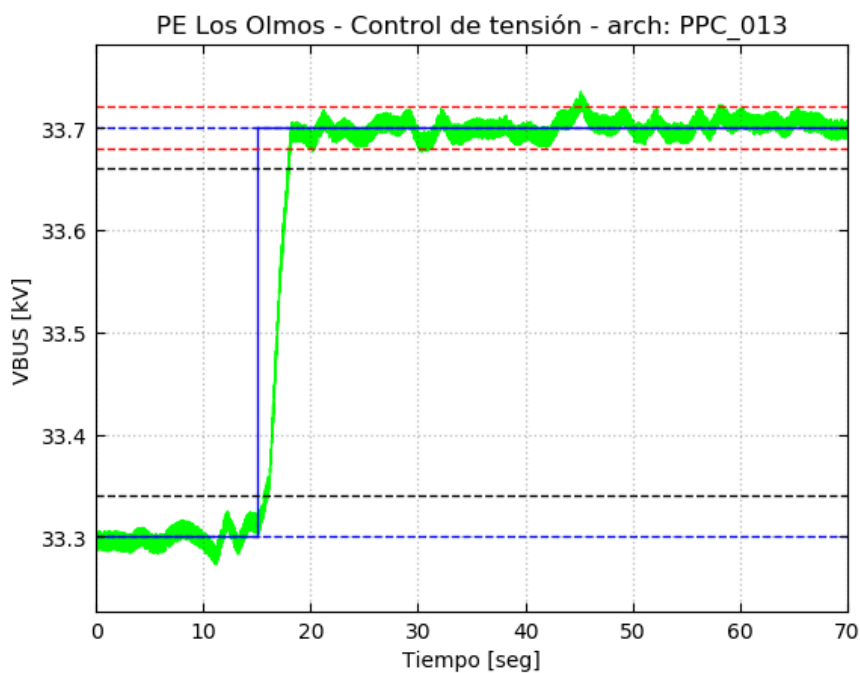


Figura 5.15 – Determinación de los parámetros de performance del control de tensión

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 3.0 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 2.1 s
- iii. Tasa de crecimiento (medido sobre la tensión): 0.15 kV/s
- iv. Error de régimen permanente: 0 (control P+I)



5.5 Control de potencia activa

El PPC permite consignar el valor de potencia activa a inyectar en el punto de interconexión Parque Eólico Los Olmos. El control de potencia activa es probado a partir del cambio de su consigna. A continuación, se reproducen los resultados obtenidos al realizar procesos de toma y bajada de carga.

Toma de carga

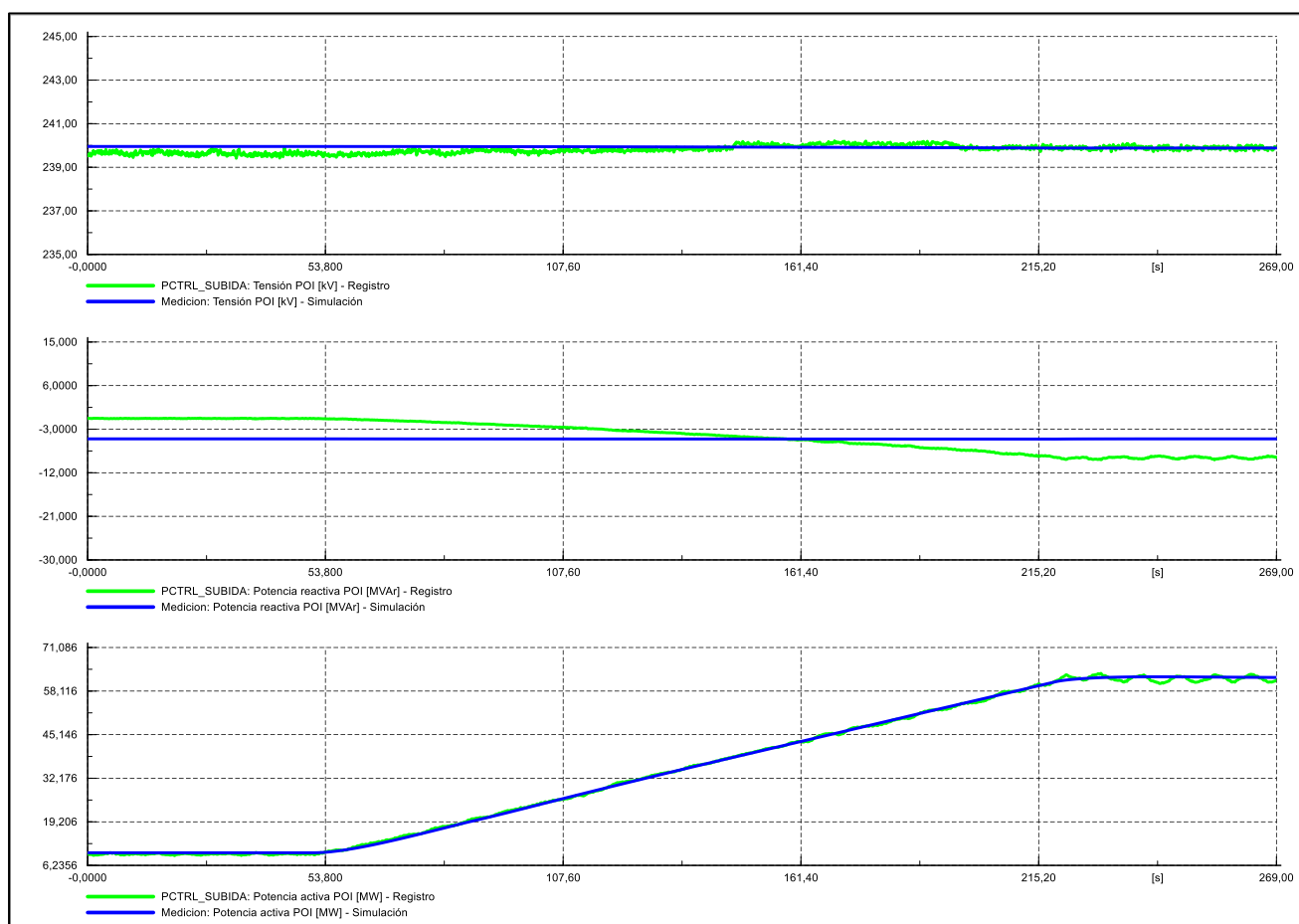


Figura 5.16 – Validación del control de potencia activa – Toma de carga 10 MW -> 62 MW



Bajada de carga

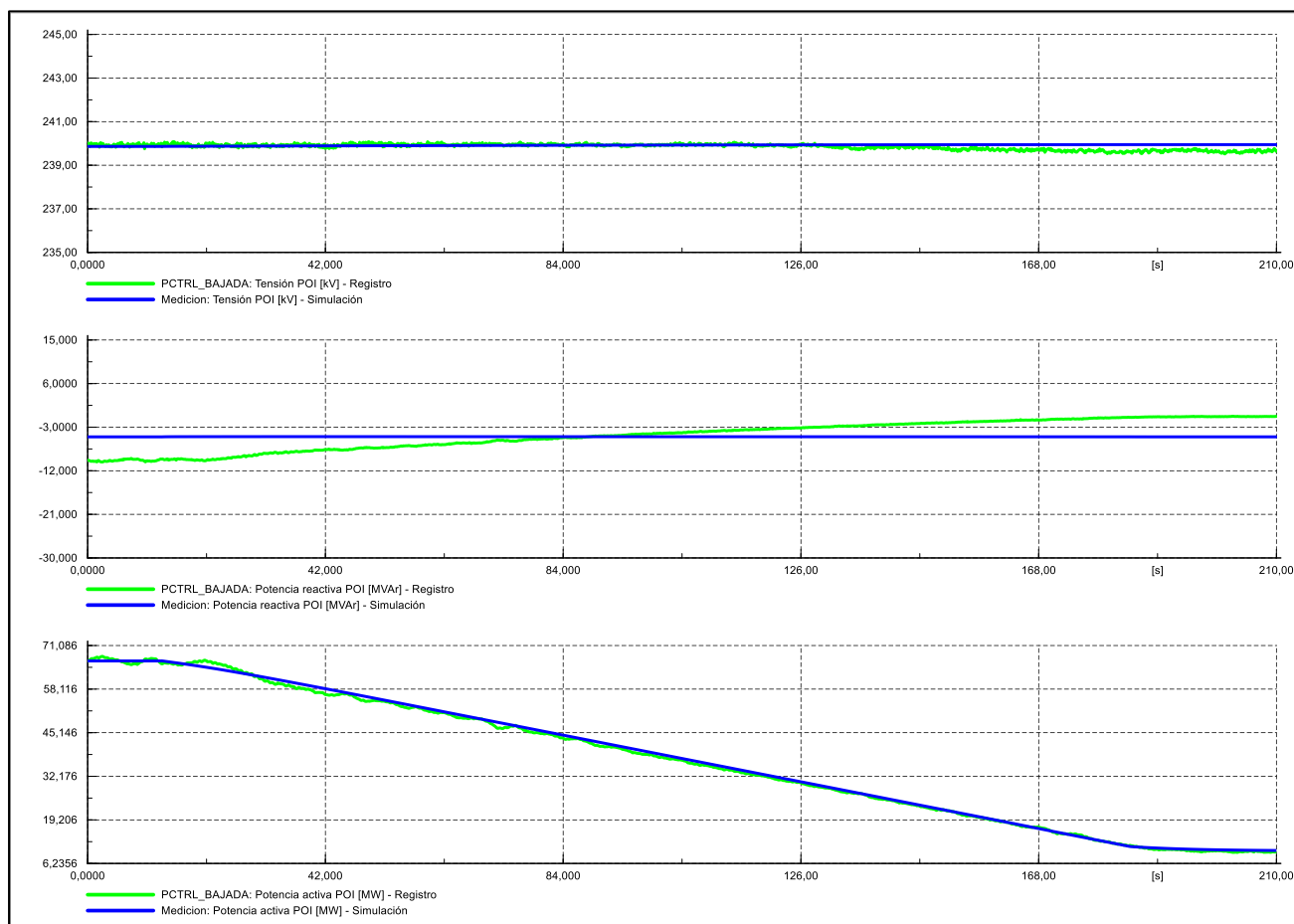


Figura 5.17 – Validación del control de potencia activa – Bajada de carga 67 MW -> 10 MW

A partir de los ensayos presentados en las Figura 5.16 y Figura 5.17, se observa que las tasas de toma y bajada de carga del parque resultan aproximadamente 18.6 MW/min y -20.0 MW/min respectivamente, lo que equivale a 18.6% $P_{Nominal}/min$ para la subida y a -20.0% $P_{Nominal}/min$ para la bajada. El valor obtenido para las tasas de toma y bajada de carga cumplen con lo establecido por la NTSyCS (menor o igual al 20% $P_{Nominal}/min$).



5.6 Regulación de frecuencia

La regulación de frecuencia del parque es ejecutada en forma centralizada por el control conjunto de planta.

De acuerdo con la información recopilada, la regulación de frecuencia presenta una configuración definitiva correspondiente a una banda muerta de ± 200 mHz, con un estatismo de 3.64% para eventos de sobre y subfrecuencia.

El control conjunto de planta toma una potencia nominal igual a la disponible para el cálculo del aporte de potencia activa en función de la frecuencia eléctrica. La potencia disponible se entiende como el despacho de potencia activa del parque en el momento en que se detecta que la frecuencia supera la banda muerta (ajustada en ± 200 mHz).

Para la validación de este modo de control se han realizado ensayos de respuesta al escalón, considerando la inyección de escalones en la señal de retroalimentación de frecuencia en 3 estados de carga, así como también ensayos frente a variaciones normales de la frecuencia de red. Ambas metodologías de ensayos fueron aplicadas en los tres estados de carga ensayados.

Adicionalmente, se realiza el cálculo de estatismo para cada nivel de carga, tomando como base el valor de potencia neta nominal de 107.46 MW, según se ha determinado en el informe de potencia máxima de la planta (documento: “**EE-EN-2021-2293-RB_Potencia_Maxima_PE_Los_Olmos**”).



5.6.1 Determinación de parámetros de performance

En el presente apartado se realiza la determinación de los parámetros de performance del sistema de control de frecuencia, frente a la inyección de un escalón de 0.4 Hz en la retroalimentación de frecuencia.

Baja carga

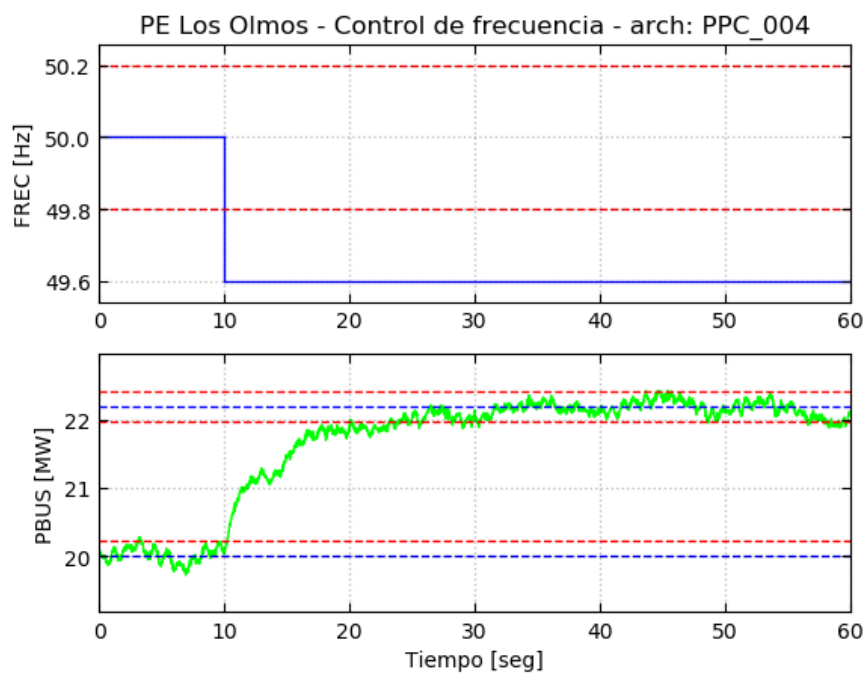


Figura 5.18 – Determinación de los parámetros de performance del control de frecuencia – Baja carga

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 14.0 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 12.9 s

$$Droop = \frac{\frac{(49.8 - 49.6) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(22.2 - 20.0) \text{ MW}}{20.0 \text{ MW}}} 100 = 3.64\%$$

$$Droop_{Pnominal} = \frac{\frac{(49.8 - 49.6) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(22.2 - 20.0) \text{ MW}}{107.46 \text{ MW}}} 100 = 19.54\%$$



Media carga

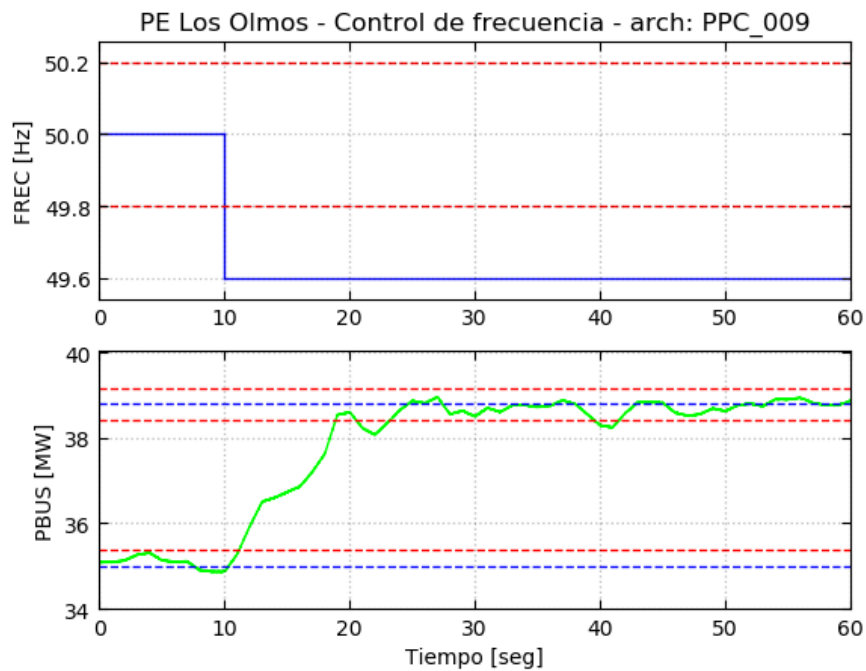


Figura 5.19 – Determinación de los parámetros de performance del control de frecuencia – Media carga

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 8.9 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 7.9 s

$$Droop = \frac{\frac{(49.8 - 49.6) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(38.8 - 35.0) \text{ MW}}{35.0 \text{ MW}}} 100 = 3.68\%$$

$$Droop_{Pnominal} = \frac{\frac{(49.8 - 49.6) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(38.8 - 35.0) \text{ MW}}{107.46 \text{ MW}}} 100 = 11.31\%$$



Alta carga

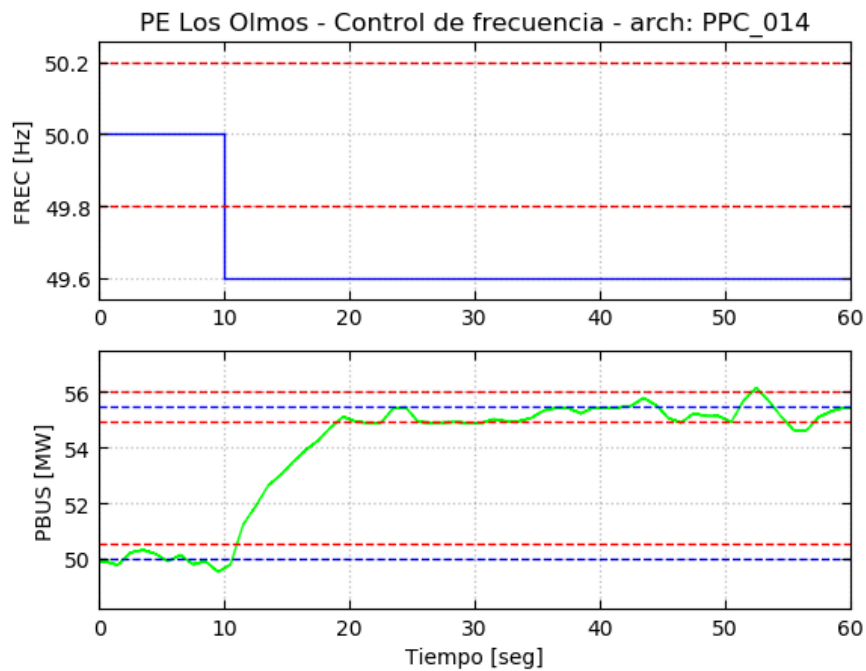


Figura 5.20 – Determinación de los parámetros de performance del control de frecuencia – Alta carga

Sobre la perturbación aplicada, se obtienen los siguientes parámetros:

- i. Tiempo de establecimiento: 9.0 s
- ii. Tiempo de crecimiento: 7.9 s

$$Droop = \frac{\frac{(49.6 - 49.8) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(55.5 - 50.0) \text{ MW}}{50.0 \text{ MW}}} 100 = 3.64\%$$

$$Droop_{Pnominal} = \frac{\frac{(49.6 - 49.8) \text{ Hz}}{50.0 \text{ Hz}}}{\frac{(55.5 - 50.0) \text{ MW}}{107.46 \text{ MW}}} 100 = 7.82\%$$



5.6.2 Validación de control de frecuencia para ensayos de tipo escalón

La validación del control primario de frecuencia se realiza por medio de la simulación de eventos de sobre y subfrecuencia. La simulación consiste en modificar, por medio de un cambio de tipo escalón, la frecuencia vista por el controlador.

El modelo dinámico cuenta con una variable denominada “*fstep*” (ver Figura 5.2) que puede ser utilizada para simular desviaciones en la frecuencia vista por el control en Hz. En cada estado de carga se aplican escalones de ± 400 mHz sobre la señal real de frecuencia del sistema.

Baja carga

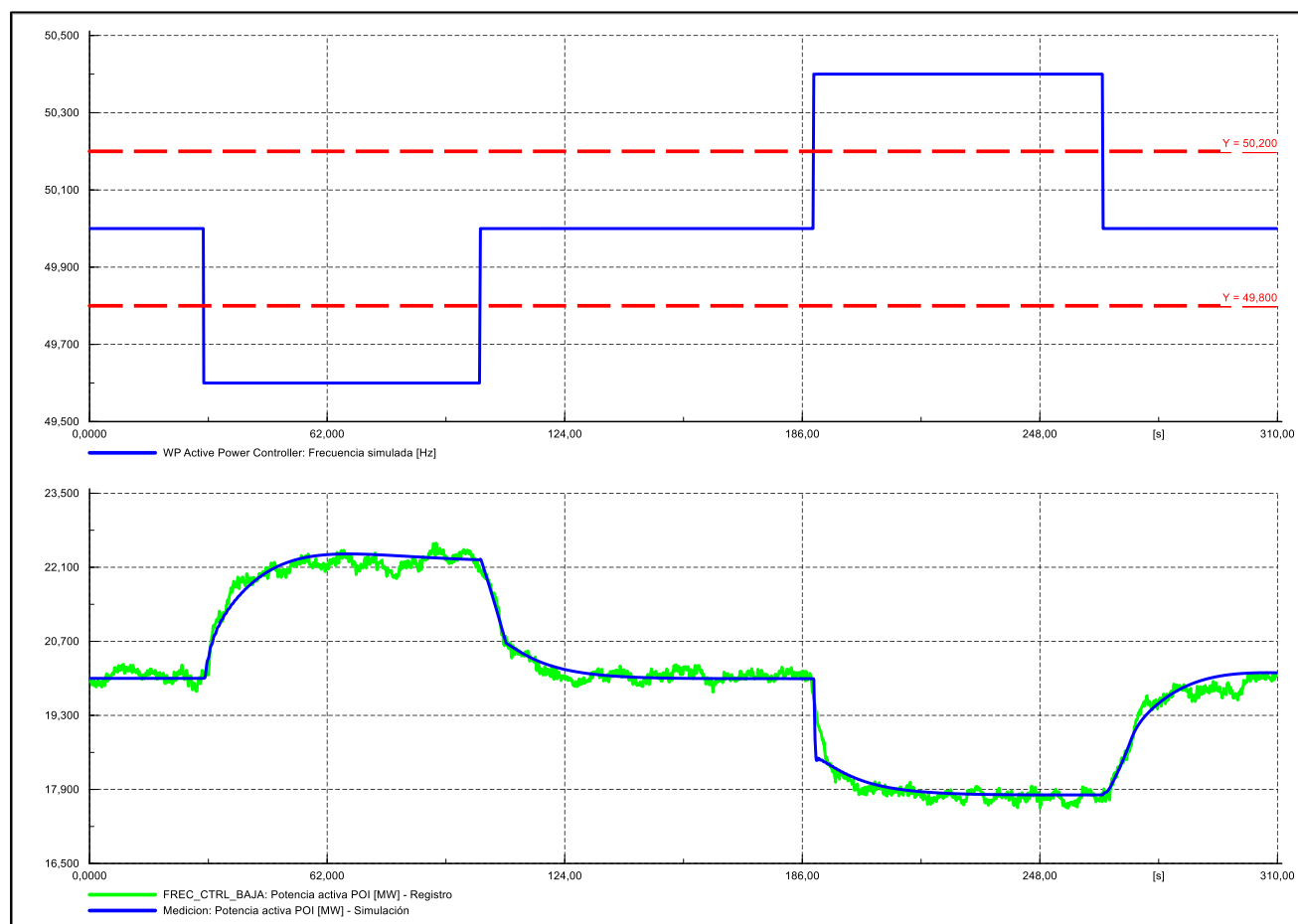


Figura 5.21 – Validación del control de frecuencia del PPC – Baja carga – Step = ± 0.4 Hz



Media carga

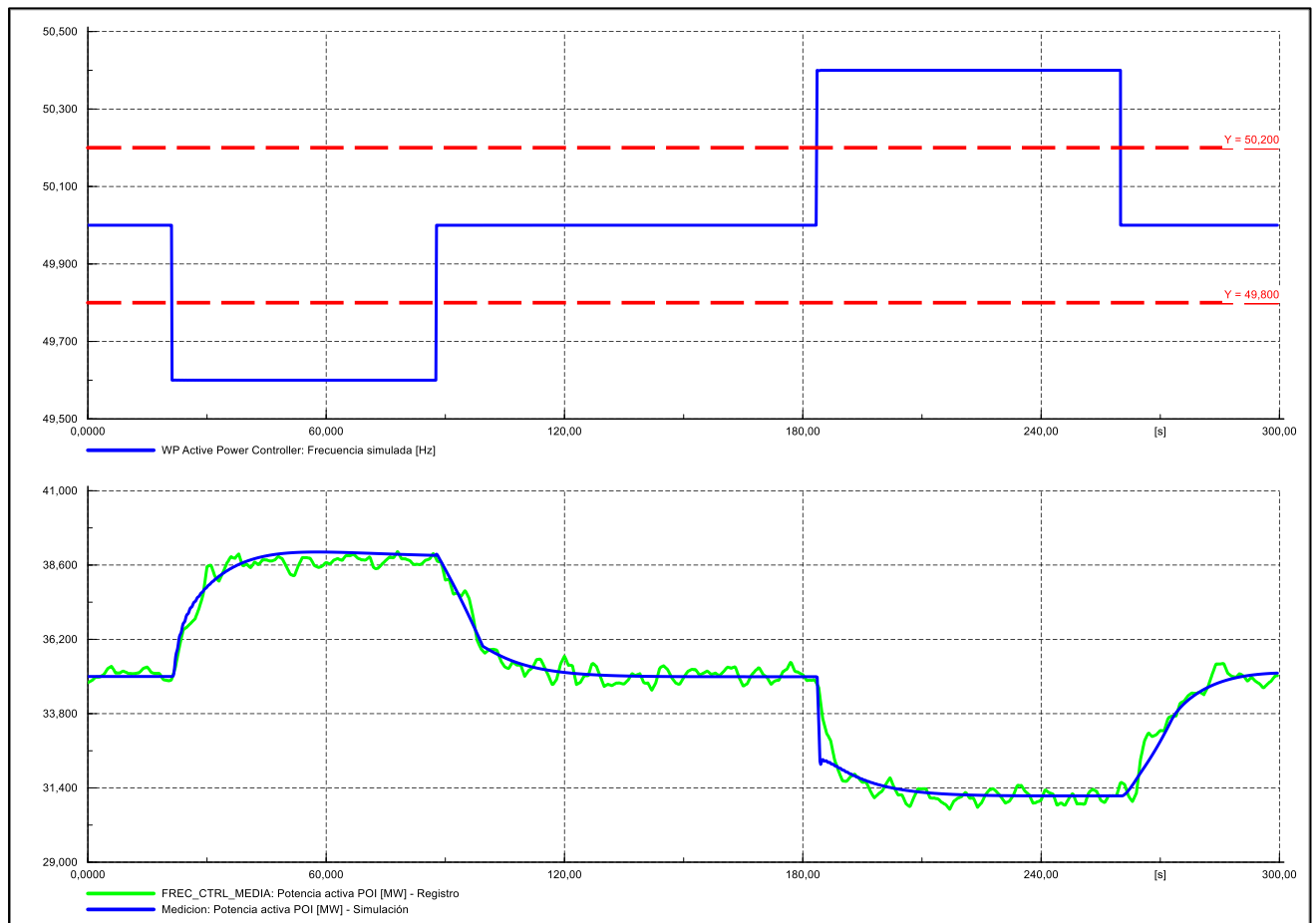


Figura 5.22 – Validación del control de frecuencia del PPC – Media carga – Step = ± 0.4 Hz



Alta carga

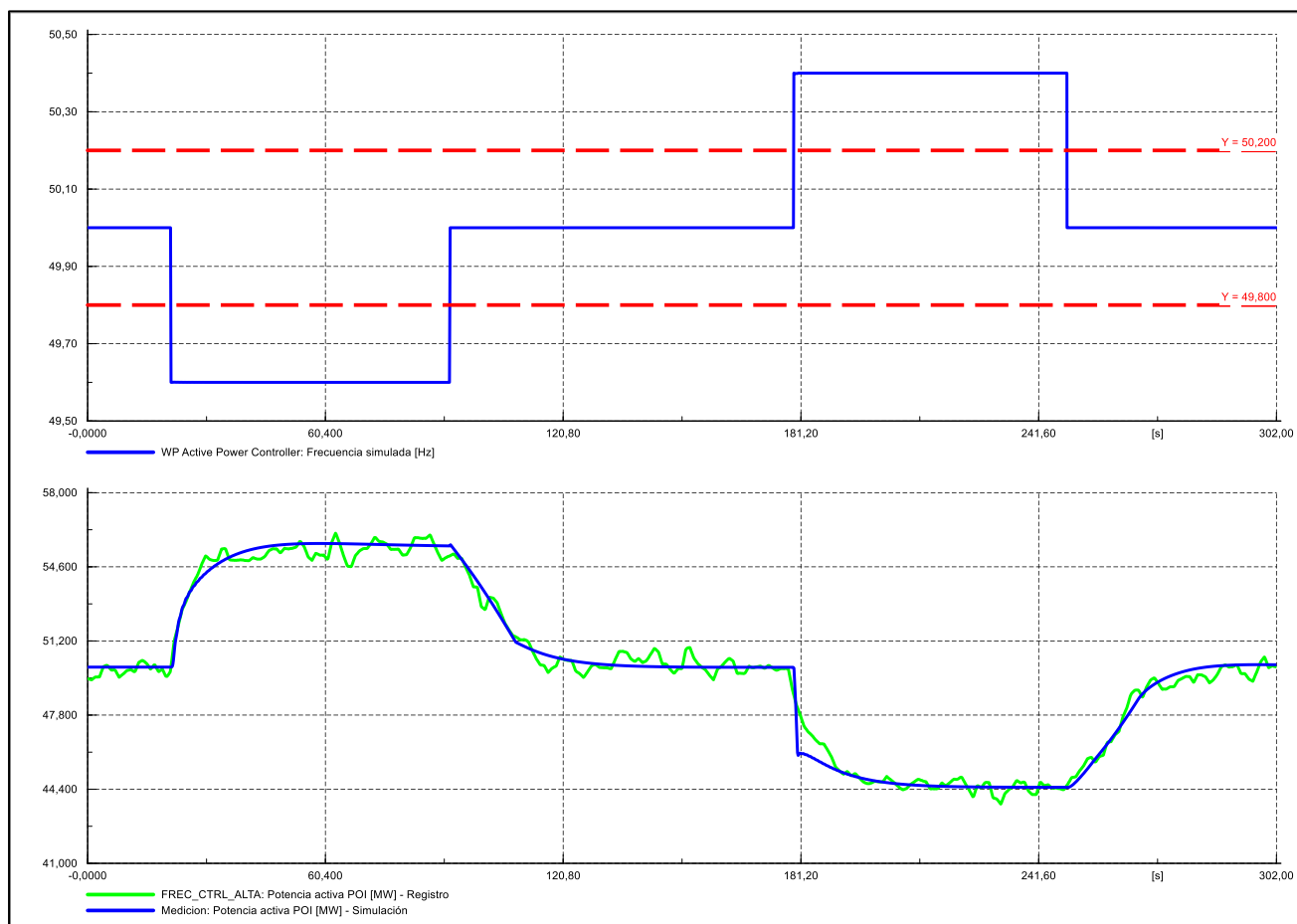


Figura 5.23 – Validación del control de frecuencia del PPC – Alta carga – Step = ± 0.4 Hz

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta del control de frecuencia del parque en los tres niveles de carga ensayados.



5.6.3 Validación de la respuesta a variaciones normales de la frecuencia de red

A continuación, se presenta la validación del control primario de frecuencia frente a variaciones normales de la frecuencia de red. Para realizar la simulación, se inyecta la señal de frecuencia medida en la frecuencia vista por el controlador. Durante la realización de estos ensayos, se redujo el ajuste de la banda muerta transitoriamente a ± 25 mHz para maximizar el número de variaciones naturales en la red vistas por el controlador. Se presentan los resultados para tres estados de carga.

Baja carga

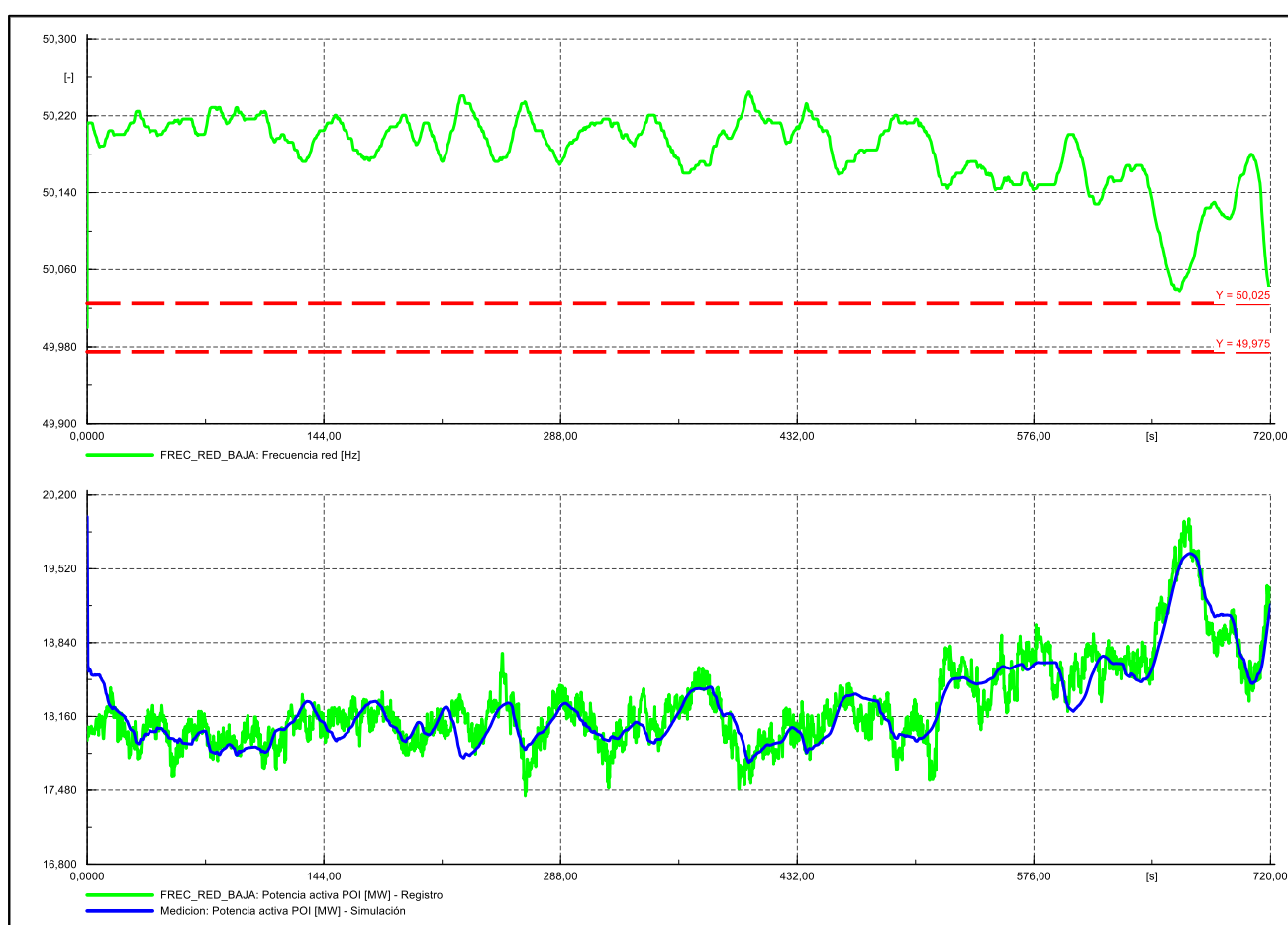


Figura 5.24 – Respuesta frente a variaciones normales de la frecuencia de red – Baja carga



Media carga

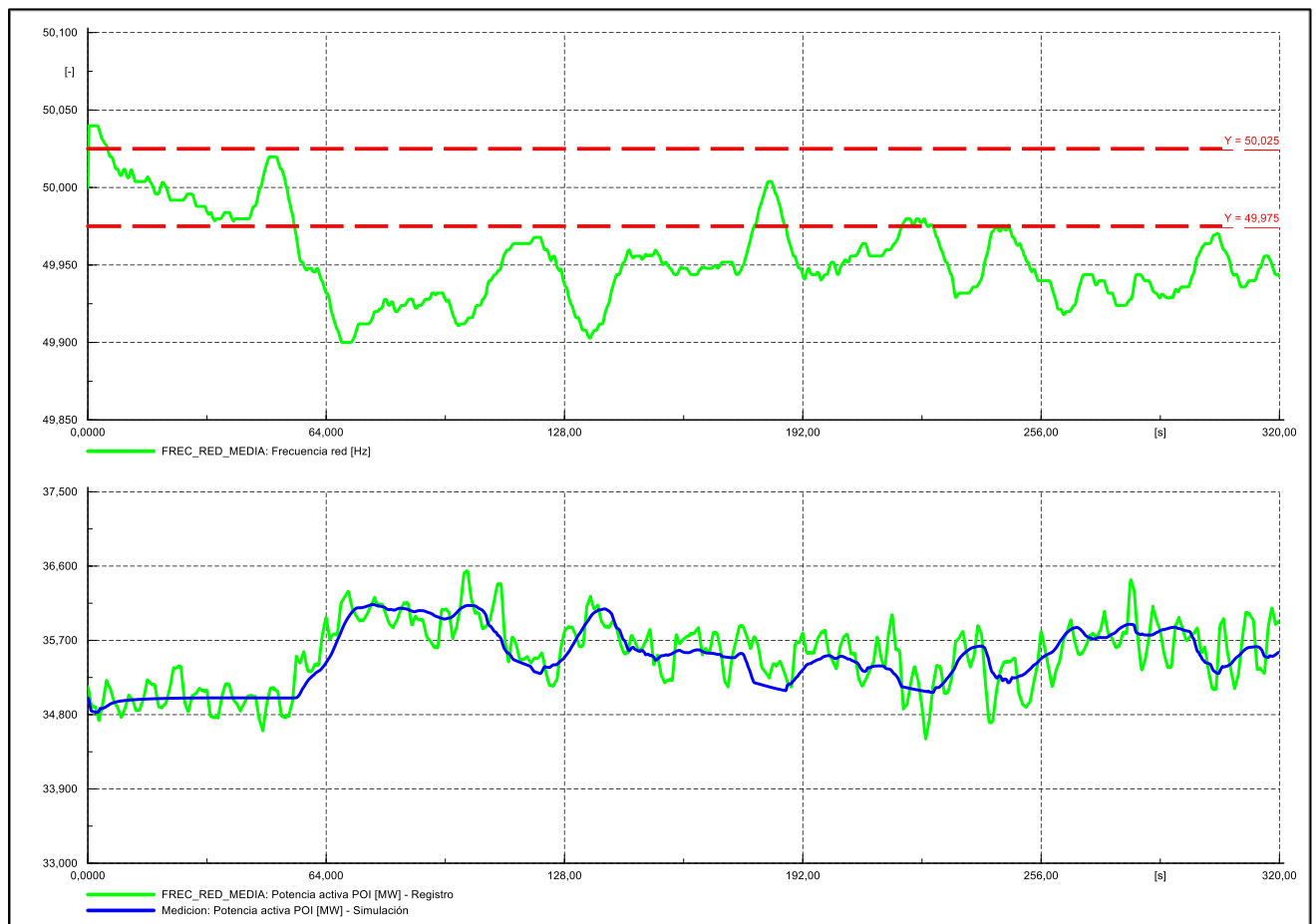


Figura 5.25 – Respuesta frente a variaciones normales de la frecuencia de red – Media carga



Alta carga

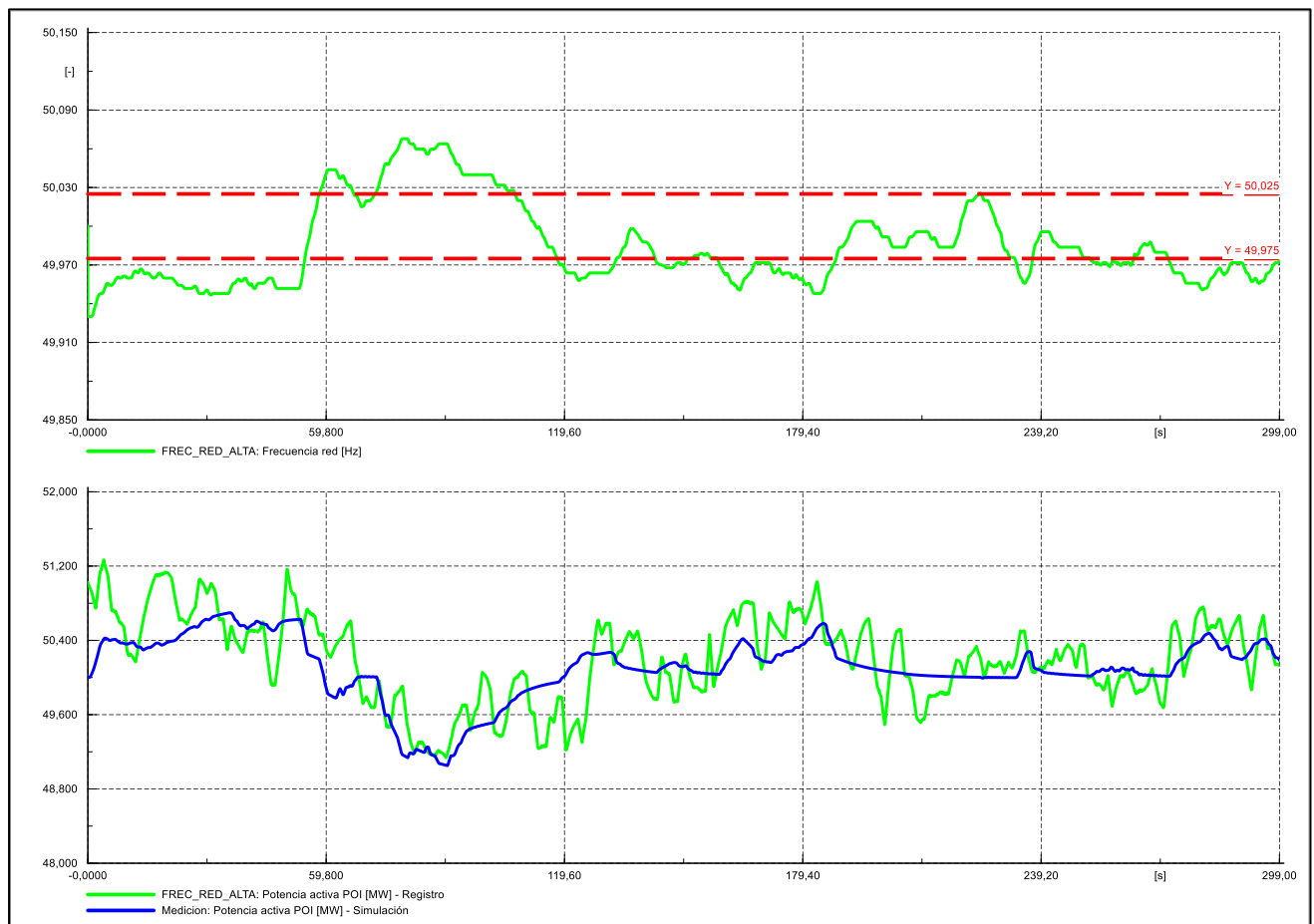


Figura 5.26 – Respuesta frente a variaciones normales de la frecuencia de red – Alta carga

Se observa que el modelo reproduce adecuadamente la respuesta observada a nivel planta del control primario de frecuencia (CPF) ante variaciones normales de la red.



5.6.4 Verificación del artículo 7.1.4.2 de la guía técnica

Se realizan las simulaciones exigidas en el apartado 7.1.4.2 de la Guía Técnica de Homologación de Modelos Dinámicos sobre el modelo agregado. A fin de verificar el correcto funcionamiento del modelo para los estados de baja, media y alta carga frente a escalones de ± 200 mHz y ± 700 mHz con un tiempo de permanencia de 1 minuto. Se realizan las simulaciones con la banda muerta definitiva de ± 200 mHz.

Baja carga

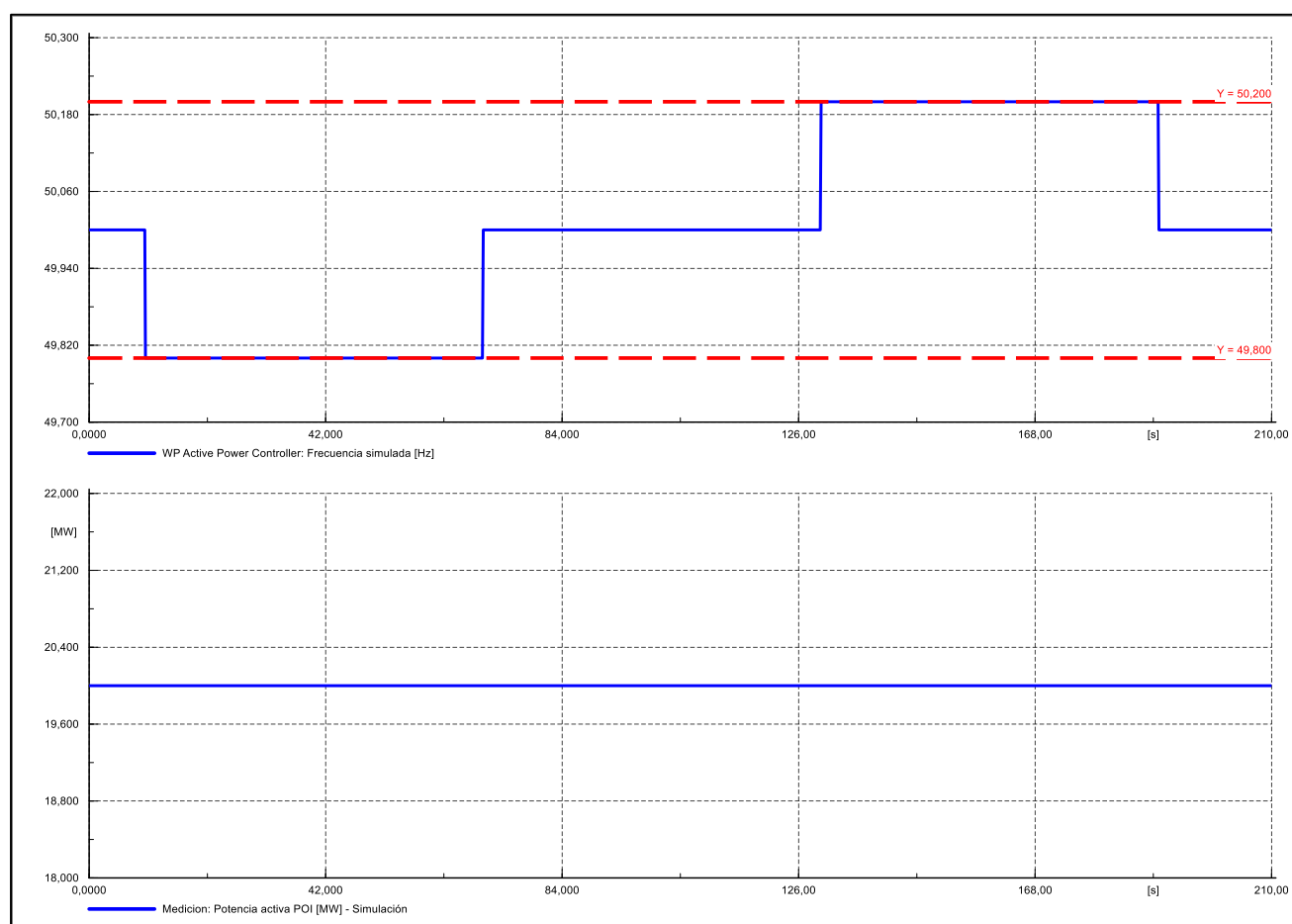


Figura 5.27 – Respuesta del modelo frente a escalones de ± 200 mHz – Baja carga

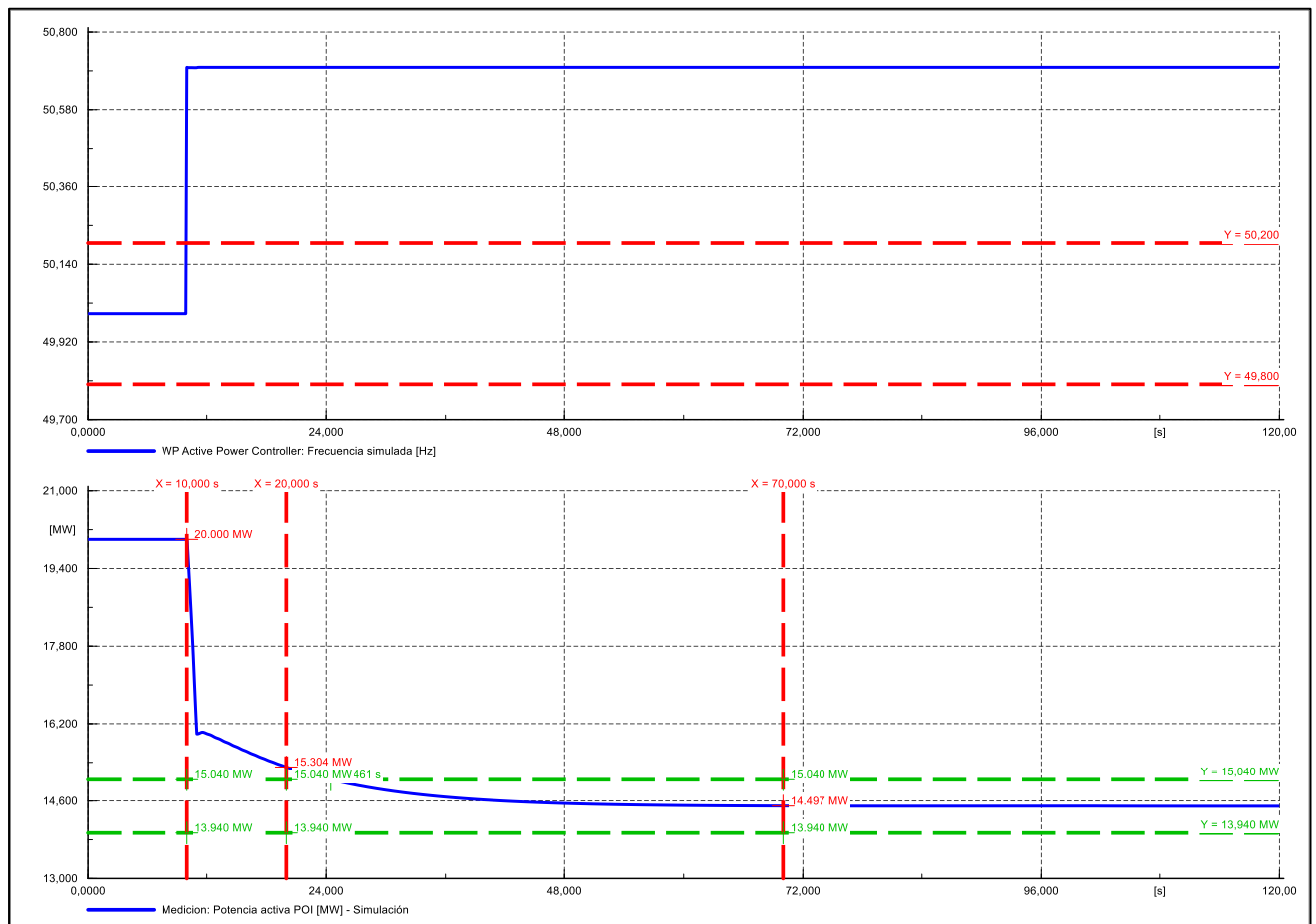


Figura 5.28 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de +700 mHz – Baja carga

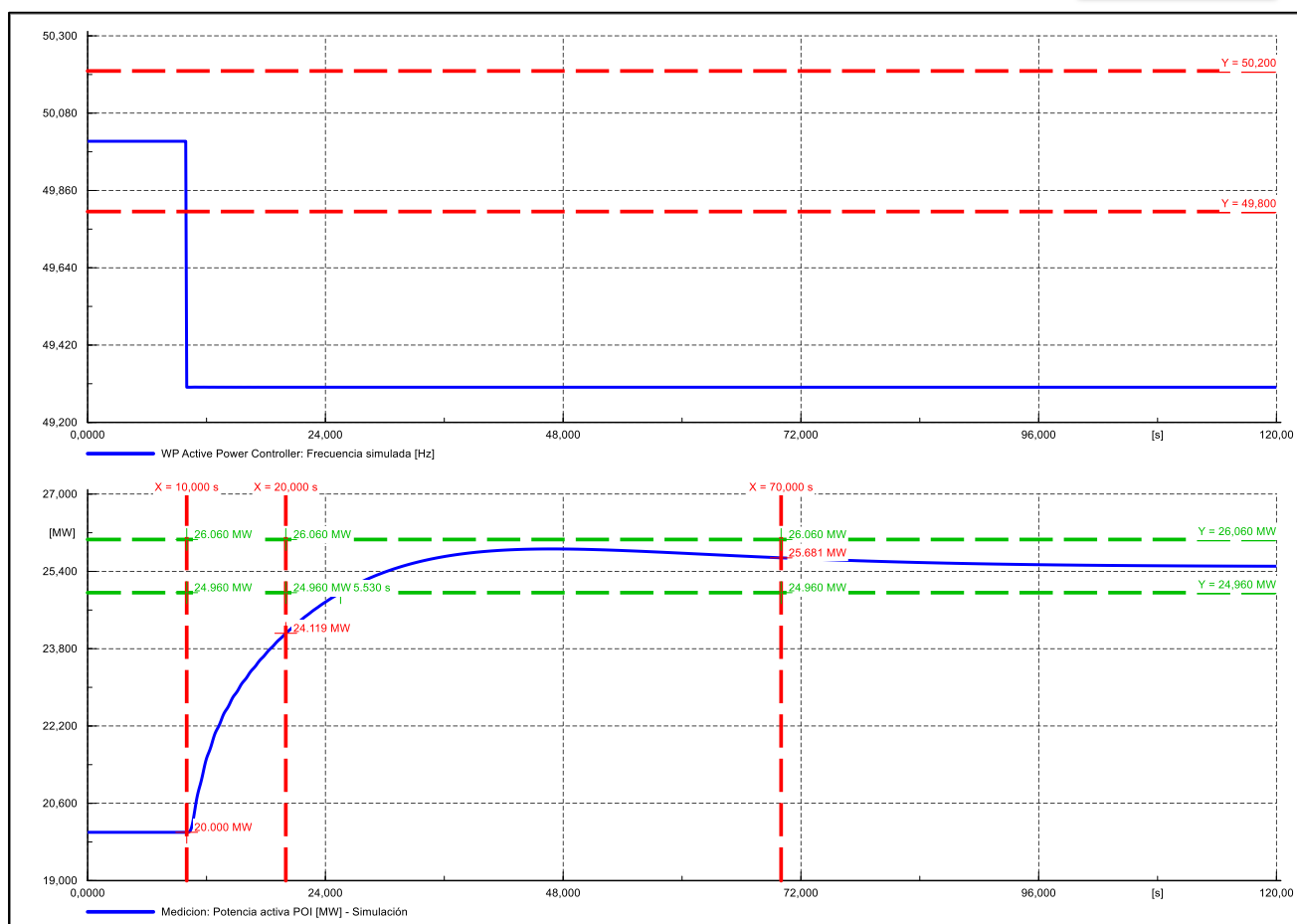


Figura 5.29 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de -700 mHz – Baja carga

La Tabla 5.4 resume la potencia aportada frente a los distintos tiempos y escalones junto con la medición del tiempo de establecimiento frente a una banda de $\pm 10\%$.

Step	Tiempo de establecimiento	Aporte a los 10 seg	Aporte al minuto
± 200 mHz	No Aplica	No Aplica (Figura 5.27)	No Aplica (Figura 5.27)
+700 mHz	14.45 seg	-4.70 MW (Figura 5.28)	-5.50 MW (Figura 5.28)
-700 mHz	15.53 seg	4.12 MW (Figura 5.29)	5.68 MW (Figura 5.29)

Tabla 5.4 – Aportes de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia – Baja carga



Media carga

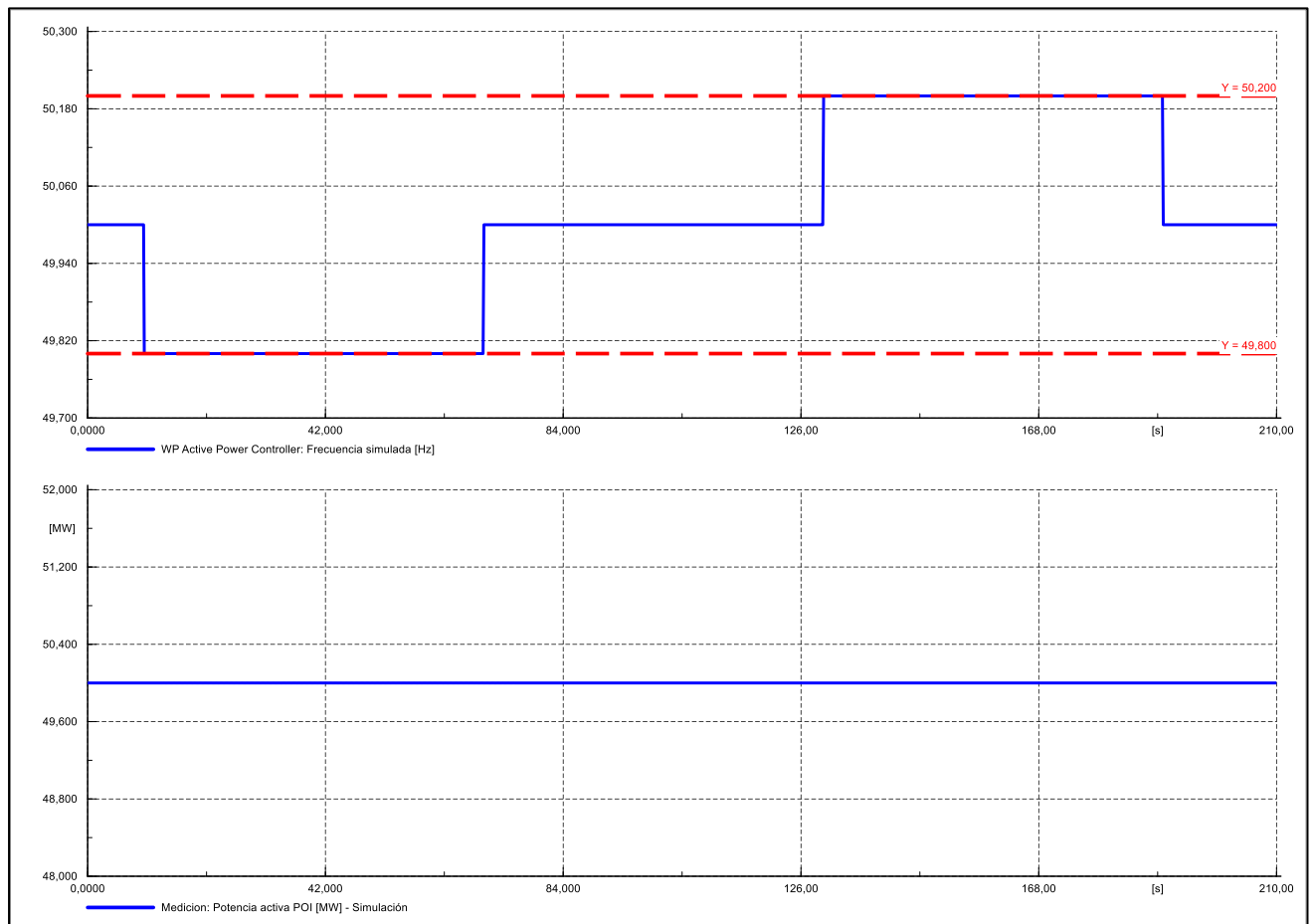


Figura 5.30 – Respuesta del modelo frente a escalones de ± 200 mHz – Media carga

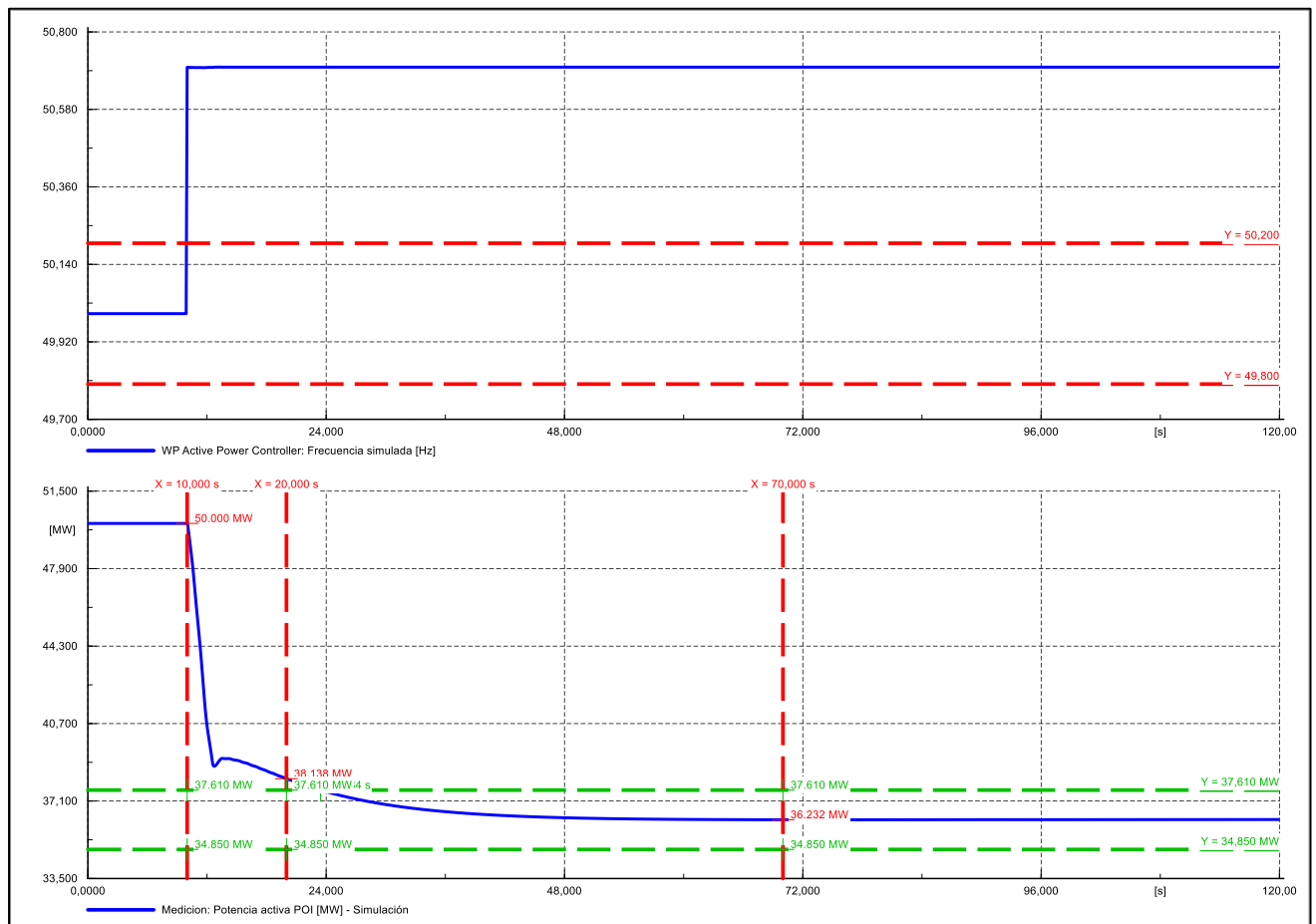


Figura 5.31 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de +700 mHz – Media carga

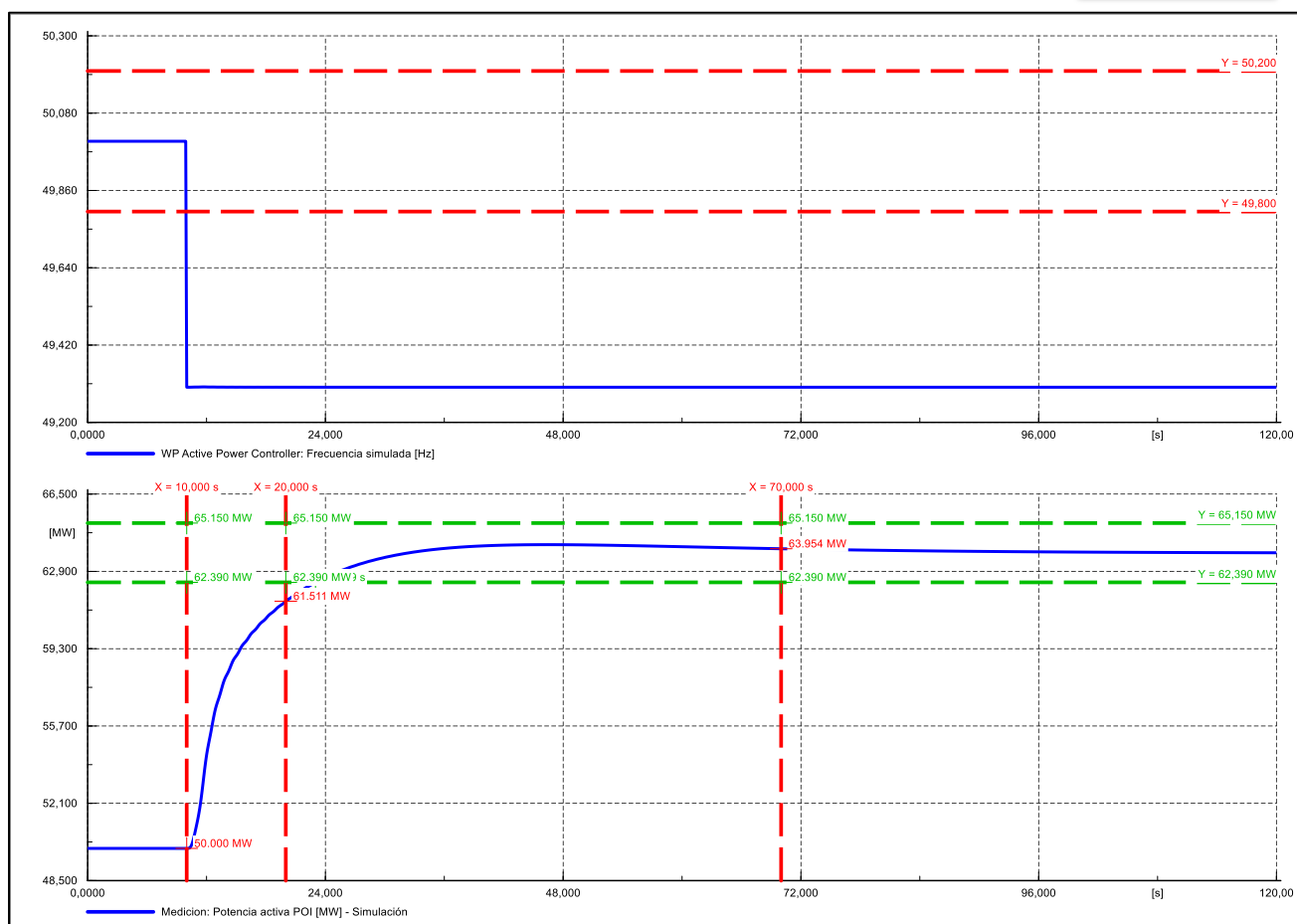


Figura 5.32 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de -700 mHz – Media carga

La Tabla 5.5 resume la potencia aportada frente a los distintos tiempos y escalones junto con la medición del tiempo de establecimiento frente a una banda de $\pm 10\%$.

Step	Tiempo de establecimiento	Aporte a los 10 seg	Aporte al minuto
± 200 mHz	No Aplica	No Aplica (Figura 5.30)	No Aplica (Figura 5.30)
+700 mHz	13.43 seg	-11.86 MW (Figura 5.31)	-13.77 MW (Figura 5.31)
+700 mHz	13.02 seg	11.51 MW (Figura 5.32)	13.95 MW (Figura 5.32)

Tabla 5.5 – Aportes de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia – Media carga



Alta carga

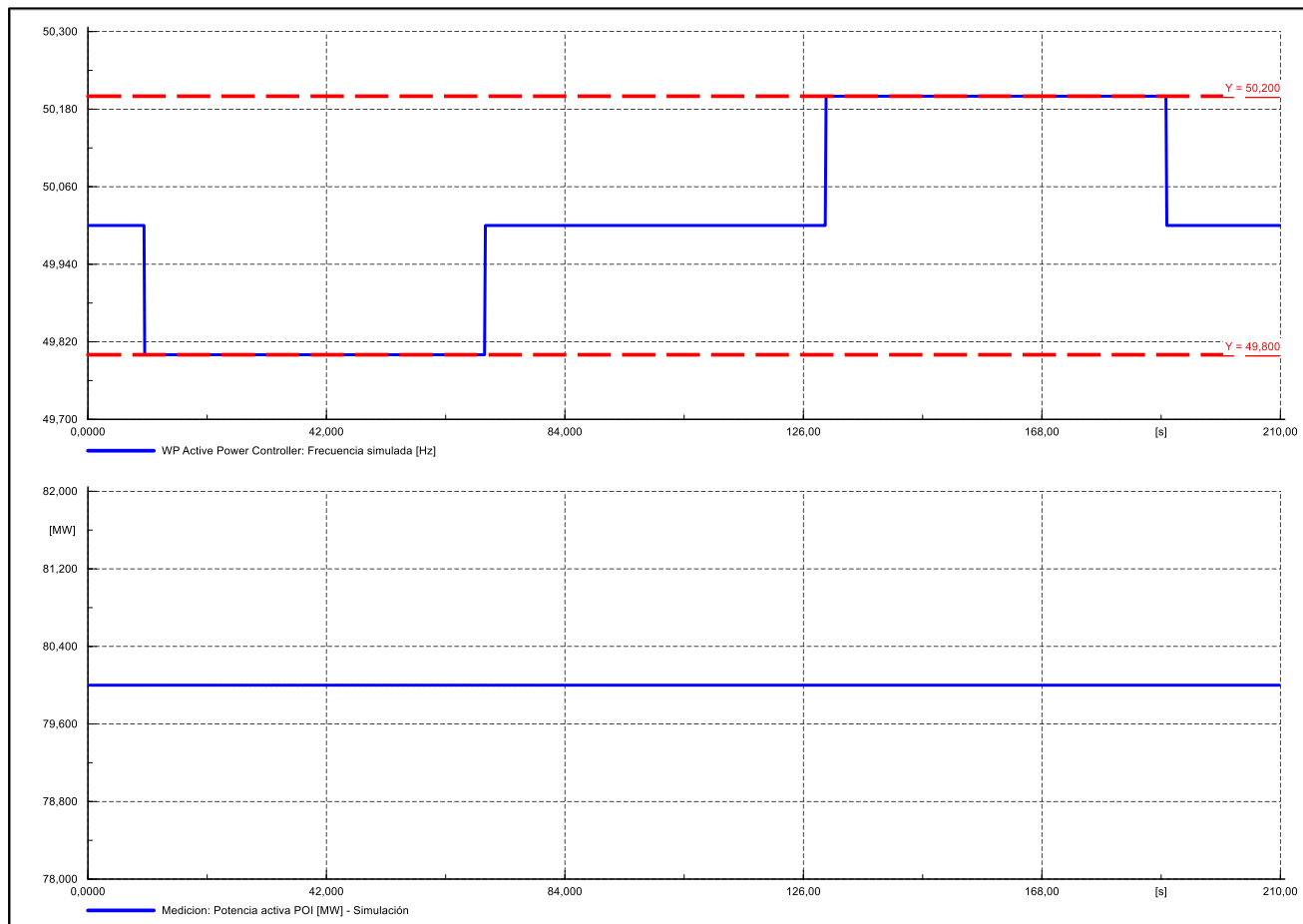


Figura 5.33 – Respuesta del modelo frente a escalones de ± 200 mHz – Alta carga

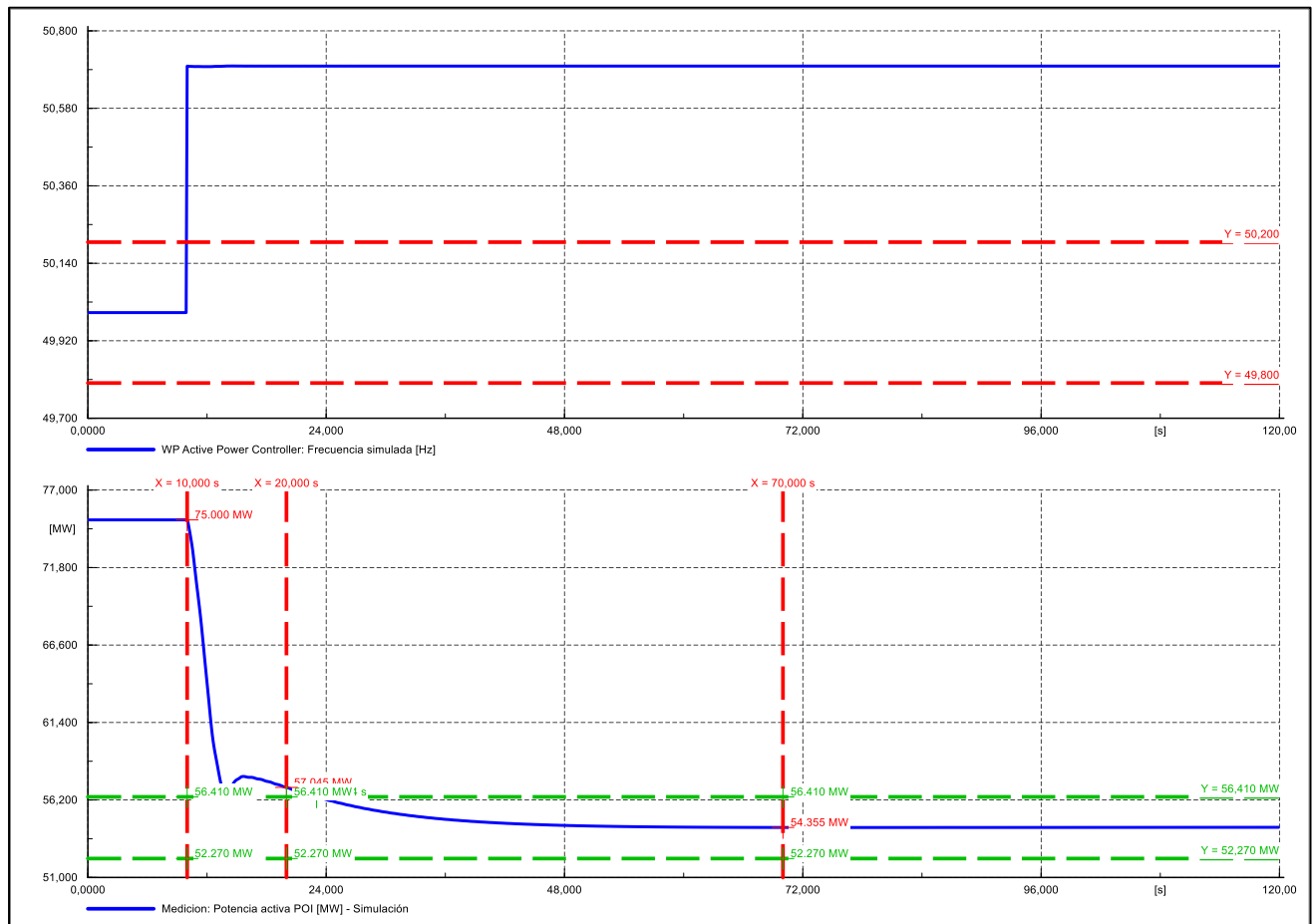


Figura 5.34 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de +700 mHz – Alta carga

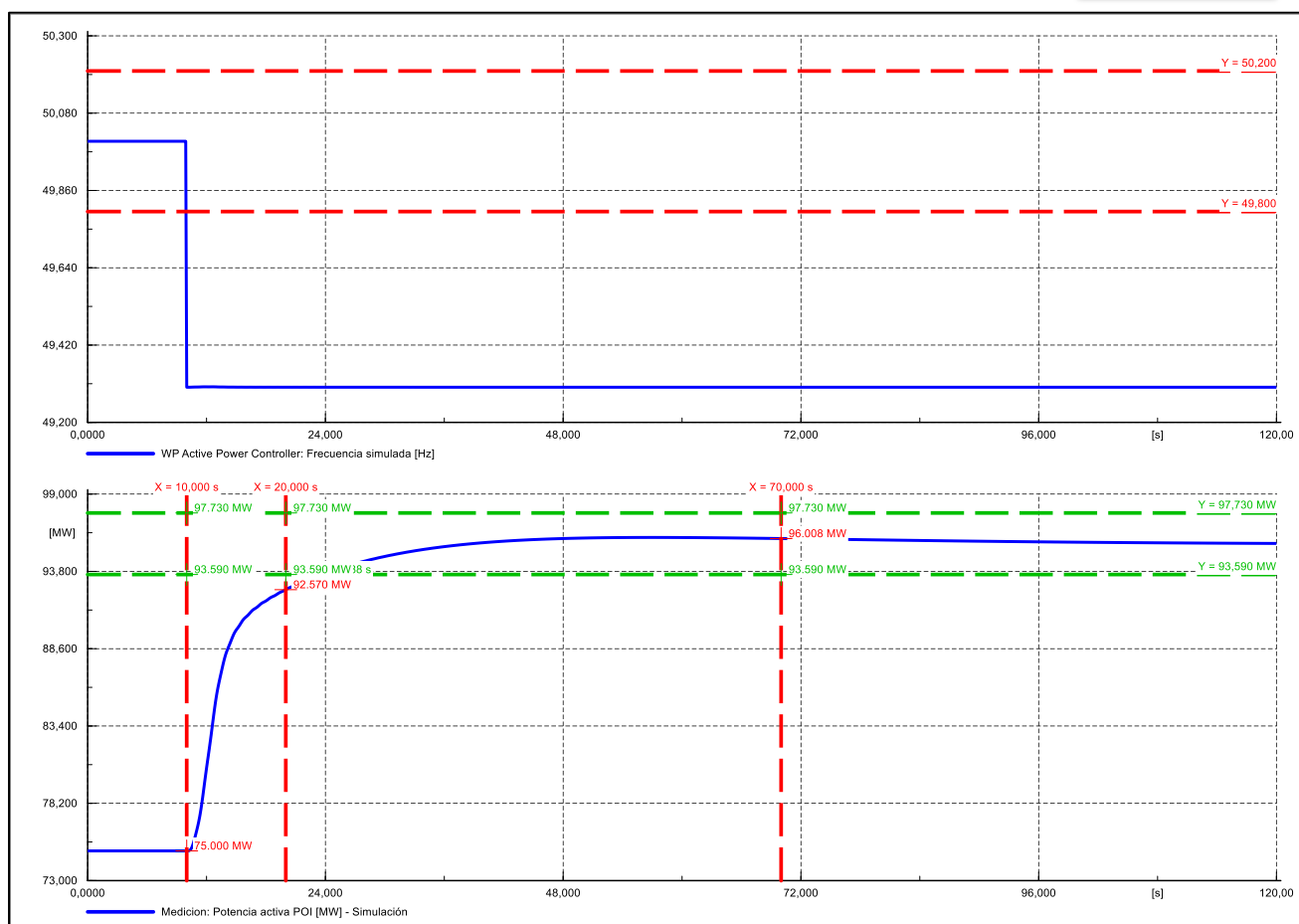


Figura 5.35 – Medición del aporte a los 10 segundos y al minuto frente a escalón de -700 mHz – Alta carga

La Tabla 5.6 resume la potencia aportada frente a los distintos tiempos y escalones junto con la medición del tiempo de establecimiento frente a una banda de $\pm 10\%$.

Step	Tiempo de establecimiento	Aporte a los 10 seg	Aporte al minuto
± 200 mHz	No Aplica	No Aplica (Figura 5.33)	No Aplica (Figura 5.33)
+700 mHz	13.05 seg	-17.95 MW (Figura 5.34)	-20.65 MW (Figura 5.34)
+700 mHz	13.60 seg	17.57 MW (Figura 5.35)	21.01 MW (Figura 5.35)

Tabla 5.6 – Aportes de potencia activa frente a desviaciones de frecuencia – Alta carga



5.7 Curva de capacidad en el POI

El 14 de junio de 2025 se han realizado nuevos ensayos de verificación de curva PQ. A fin de verificar la curva de capacidad del Parque Eólico Los Olmos, acorde a las exigencias del artículo 3-9 de la NTSyCS, se realizó la inyección y absorción de potencia reactiva. **El PPC controla en media tensión y en dicho punto el PPC posee un límite de inyección y absorción de reactivos fijo seteado en ± 50 MVar.** La Figura 5.36 detalla los resultados obtenidos, la línea a trazos azul muestra el requerimiento normativo y la línea verde los movimientos sobre la curva registrados durante la realización de las pruebas. De forma complementaria se representan las curvas teóricas de máxima absorción e inyección de potencia reactiva para tres niveles de tensión diferentes en el POI: 0.95 p.u., 1.0 p.u. y 1.05 p.u. (línea a trazos café, morada y roja, respectivamente).

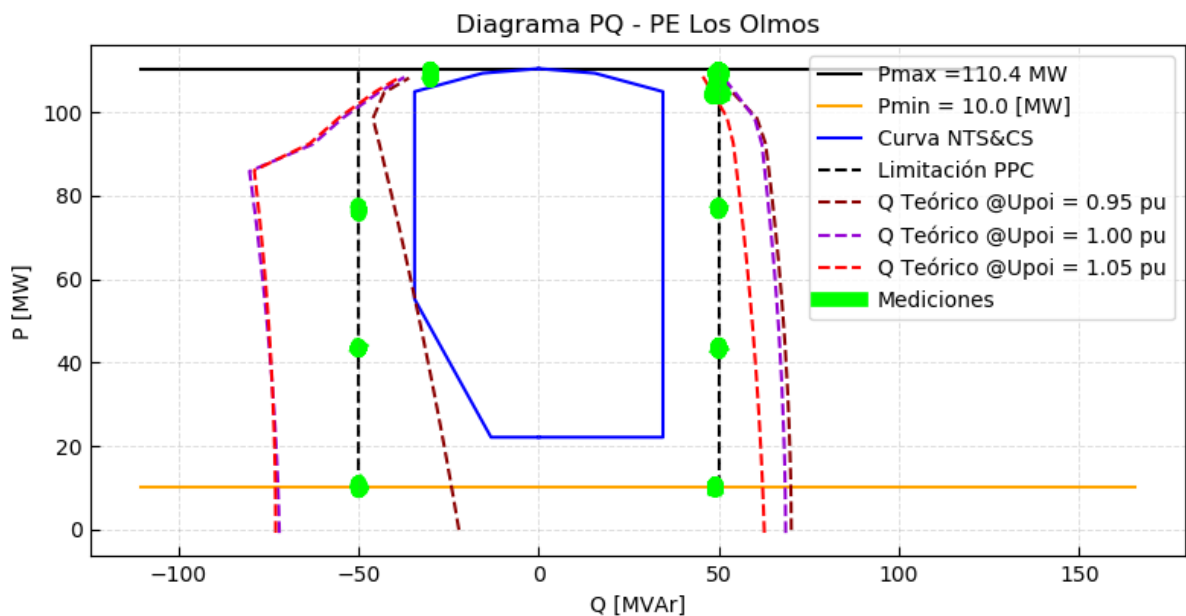


Figura 5.36 – Verificación de la curva de capacidad del Parque Eólico Los Olmos

En el anexo 10.1.3 se muestra el registro de velocidad de viento durante las pruebas.



5.8 Simulación de cortocircuito

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de cortocircuito sobre el modelo equivalente del Parque Eólico Los Olmos. Estas simulaciones se llevan a cabo con el control conjunto del parque activado y tienen como objetivo mostrar la correcta interacción entre los lazos de control local (del aerogenerador equivalente) y de planta durante fallas graves en el Sistema.

La simulación se lleva a cabo en los modos de control de potencia reactiva, factor de potencia y tensión. El parque se encuentra despachado en alta carga y factor de potencia unitario. La falla corresponde a un cortocircuito trifásico en el punto de interconexión.

Modo de control de potencia reactiva

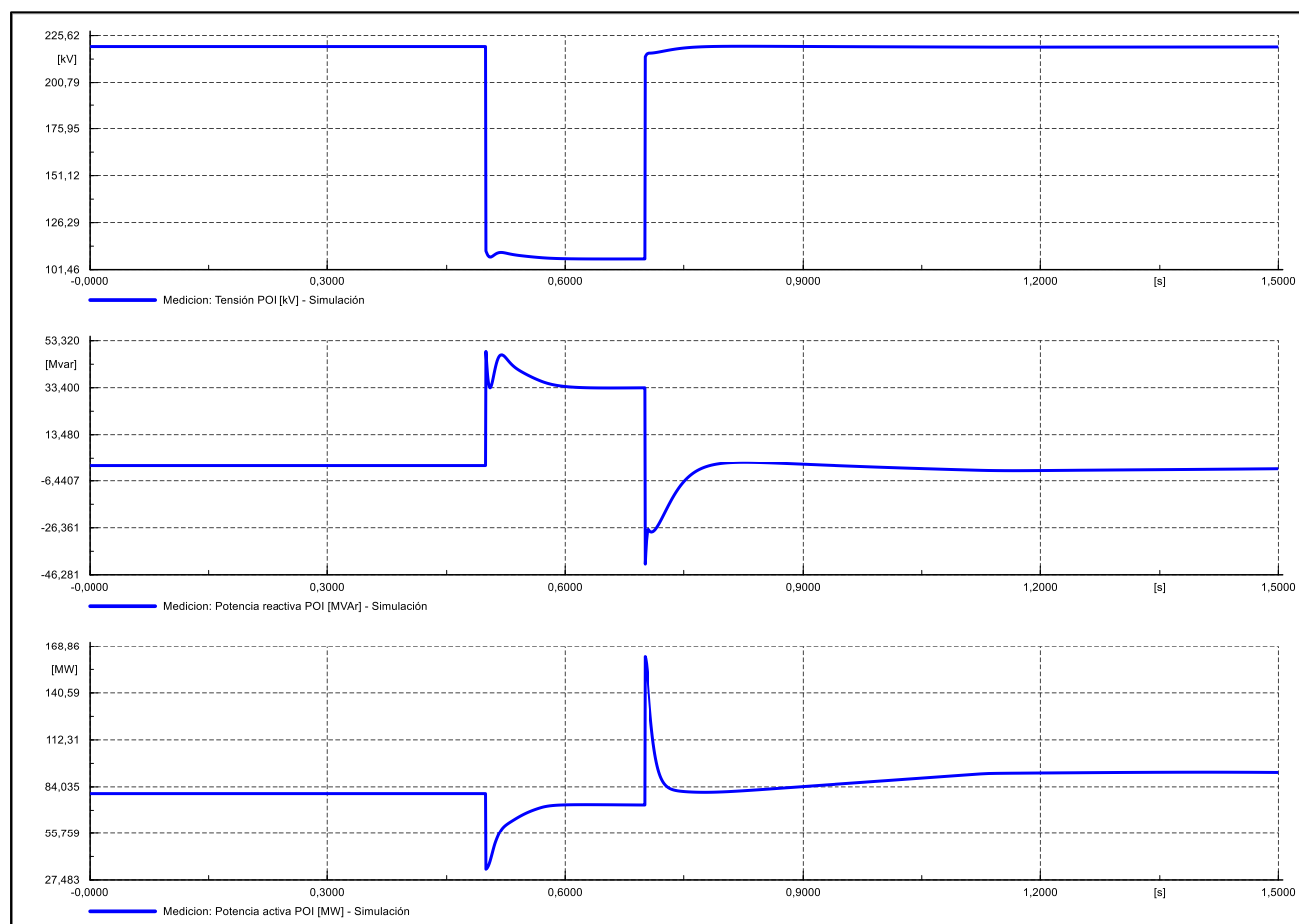


Figura 5.37 – Simulación de cortocircuito en POI – Modo de control potencia reactiva



Modo de control de factor de potencia

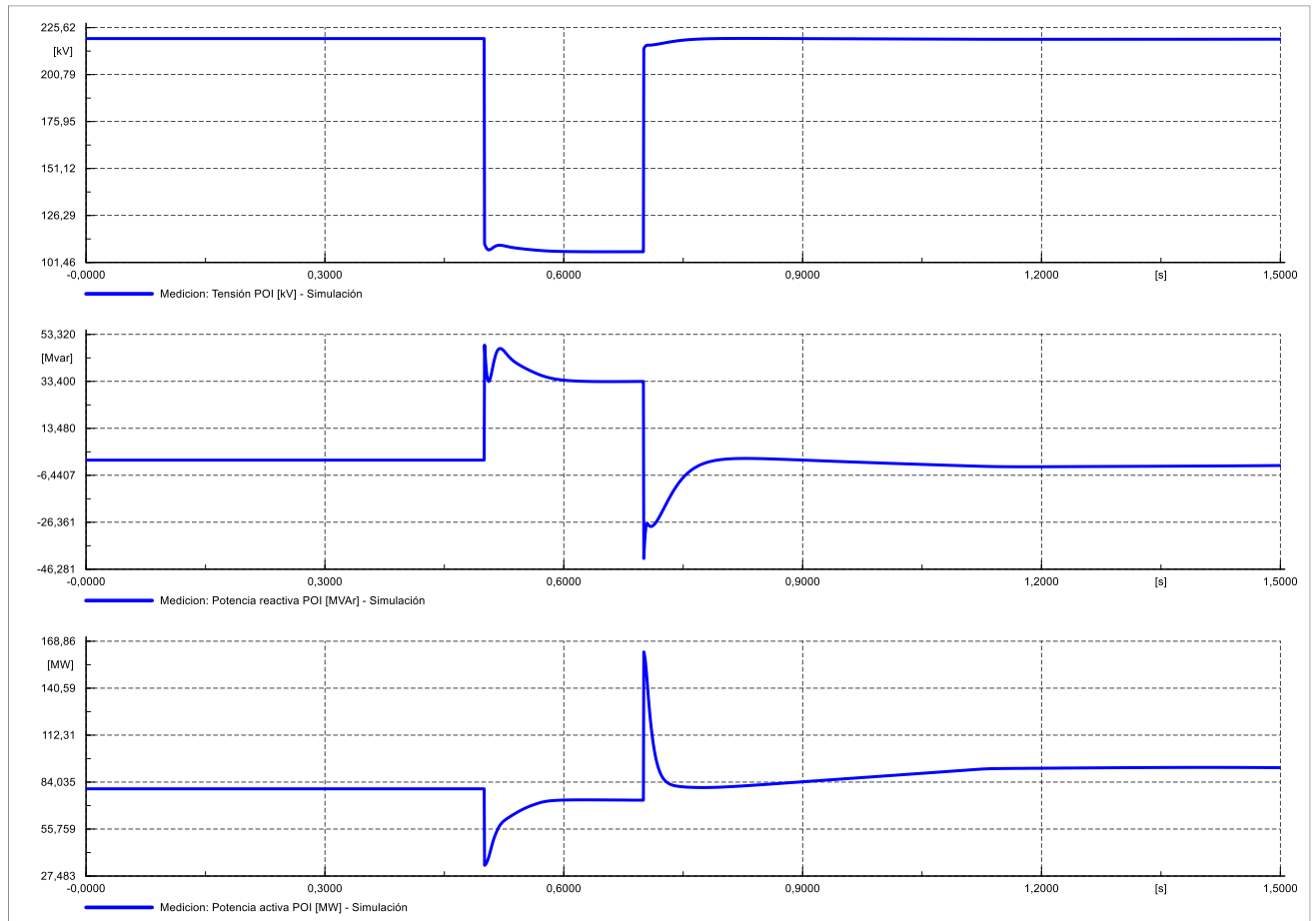


Figura 5.38 – Simulación de cortocircuito en POI – Modo de control de factor de potencia



Modo de control de tensión

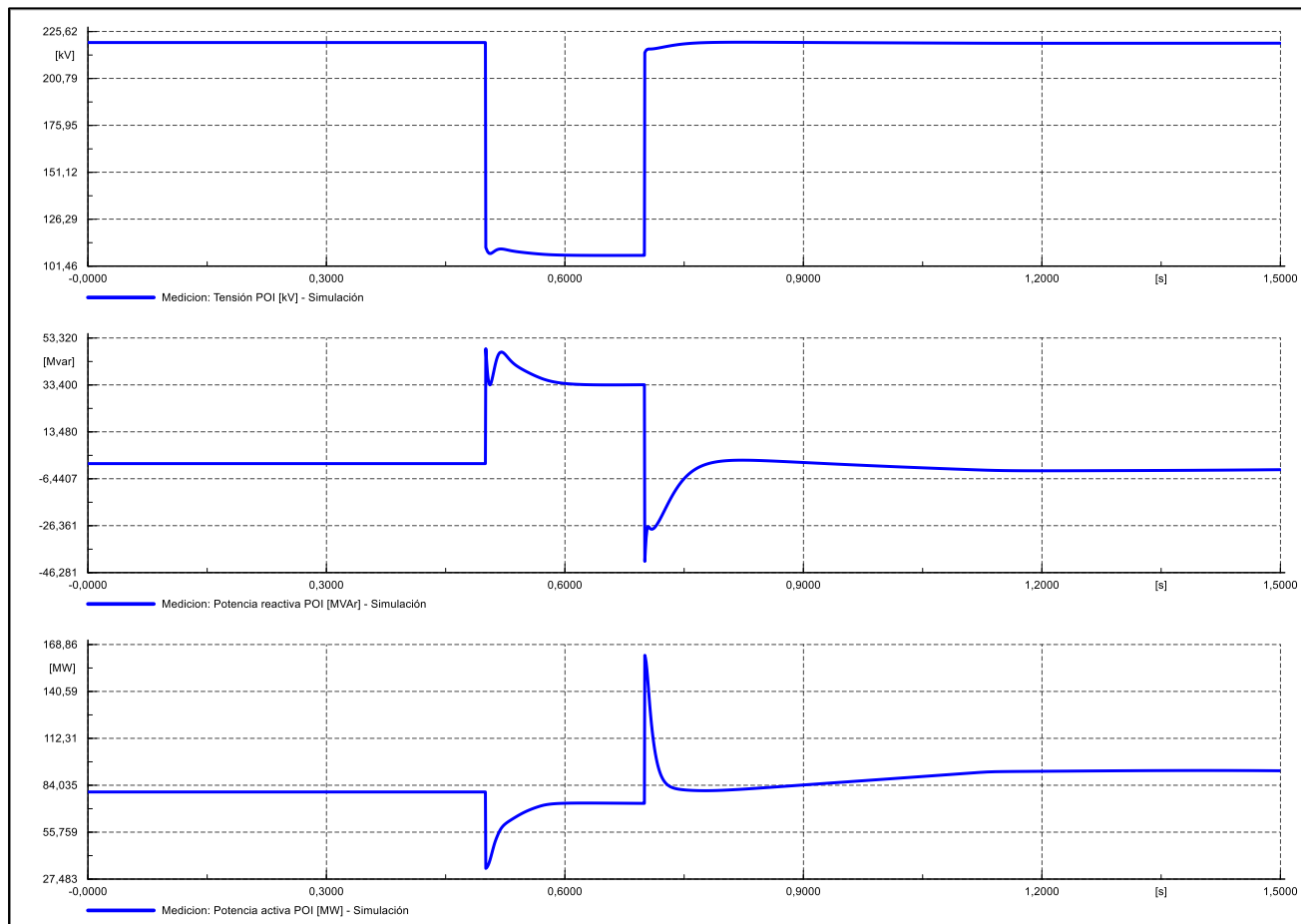


Figura 5.39 – Simulación de cortocircuito en POI – Modo de control de factor de tensión

Según se muestra en las Figura 5.37, Figura 5.38 y Figura 5.39, la respuesta del sistema de control frente a un cortocircuito trifásico en el POI es correcta. Además, se informa que no se presentaron problemas de convergencia numérica durante las simulaciones.



6 RESPUESTA DE LOS AEROGENERADORES ANTE HUECOS DE TENSIÓN

6.1 Low Voltage Ride Through

El controlador electrónico del convertidor de los aerogeneradores permite la inyección, en forma controlada, de corriente reactiva para proveer soporte de tensión frente a eventos de subtensión.

De acuerdo con la normativa actual, el aerogenerador debe estar diseñado para permanecer conectado durante fallas que se ubiquen dentro del perfil de tensión ilustrado a continuación. Las fallas pueden ser tanto simétricas como asimétricas.

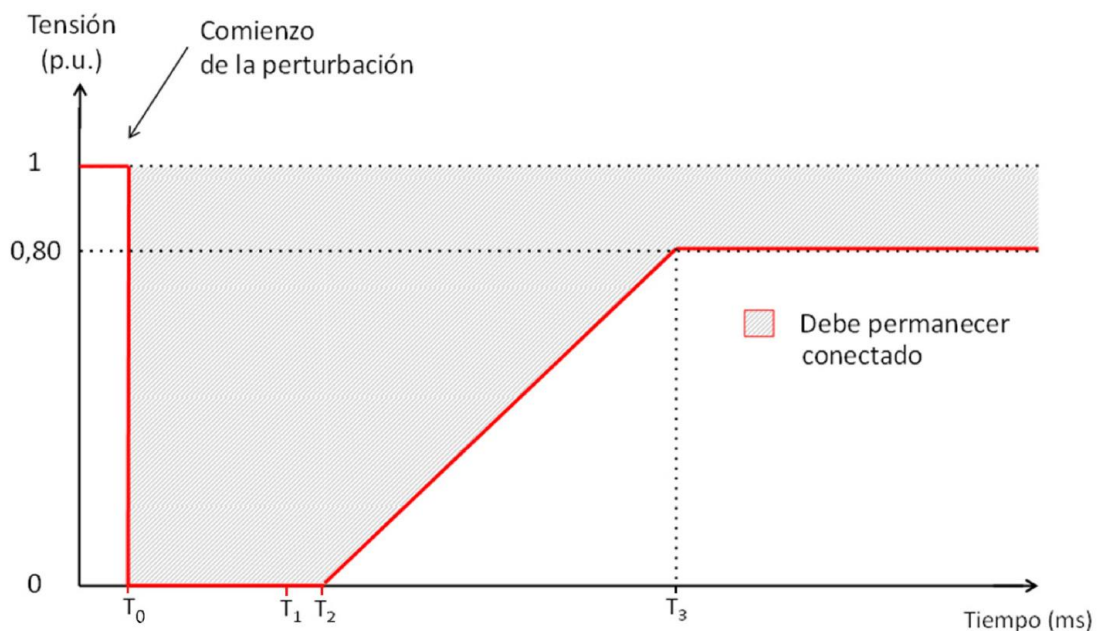


Figura 6.1 – Perfil de tensión a evaluar según artículo 3-8 de la NTSyCS

Se muestra en la Figura 6.2 la simulación del perfil de LVRT. Se muestra en color **rojo** el perfil de tensión simulado en el punto de interconexión. En tanto, se muestra en color **azul**, la tensión, la inyección de corriente reactiva y de corriente activa en bornes del aerogenerador equivalente.

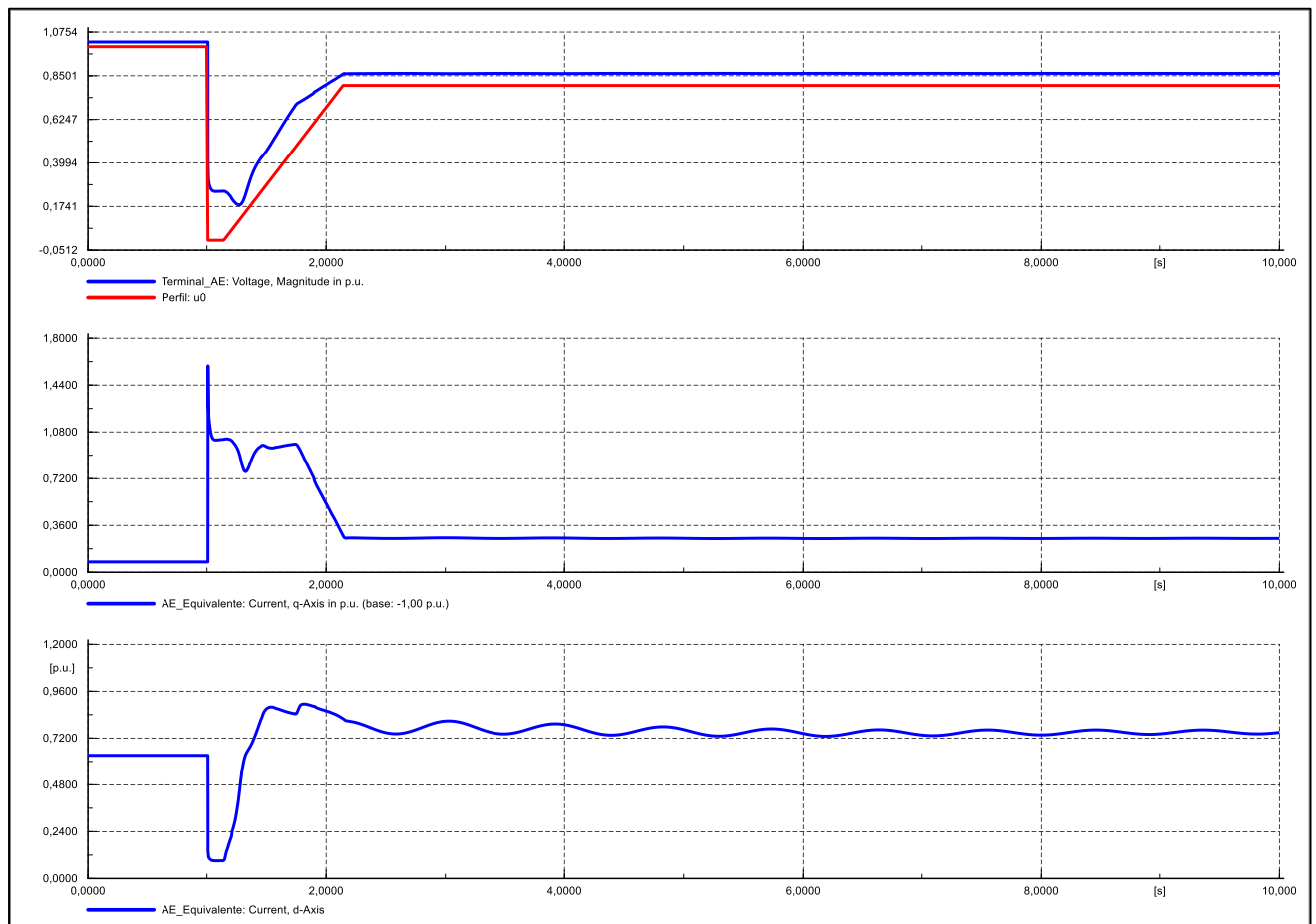


Figura 6.2 – Respuesta de aerogenerador frente a perfil de tensión de artículo 3-8 de la NTSyCS

Se observa que el aerogenerador se mantiene conectado durante toda la simulación, verificando el cumplimiento normativo.



6.2 Inyección de corriente reactiva

Ante fallas de tensión simétricas o asimétricas, las unidades inyectarán corriente reactiva para proveer soporte de tensión al sistema. La corriente reactiva inyectada es una función de la tensión de terminales medida por el aerogenerador.

La inyección de corriente reactiva por cada 1% de caída de tensión en los bornes de salida de los aerogeneradores (0.69 kV) está definida en el modelo por el parámetro “ K_{qv} ” (ver Tabla 3.5). Esto resulta válido una vez que la diferencia de tensión supera el umbral de 10%, es decir, que la tensión en el aerogenerador cae por debajo del 90%.

La Figura 6.3 muestra la evolución de la corriente reactiva, medida en 0.69 kV, ante una caída en forma de escalón de la tensión en el punto de interconexión. Dicho escalón se realiza de modo que la inyección de corriente no sature para poder realizar el cálculo de la constante K en la zona lineal.

De acuerdo con lo mostrado en la Figura 6.3, el factor K a nivel aerogenerador es:

$$K = \frac{\Delta I_q}{\Delta V} = \frac{0.573 \text{ pu}}{0.225 \text{ pu} - 0.100 \text{ pu}} = 4.6$$

La Figura 6.4 presenta la evolución de la corriente reactiva en el punto de interconexión.

De acuerdo con lo mostrado en la Figura 6.4, el factor K en el punto de interconexión es:

$$K_{POI} = \frac{\Delta I_q}{\Delta V} = \frac{0.501 \text{ pu}}{0.35 \text{ pu} - 0.1 \text{ pu}} = 2.0$$

En el anexo 10.1.2 se incluyen de los ensayos en fábrica sobre los aerogeneradores, los cuales dan cumplimiento a los requerimientos definidos en la “Guía Técnica: Homologación de Modelos Dinámicos”.

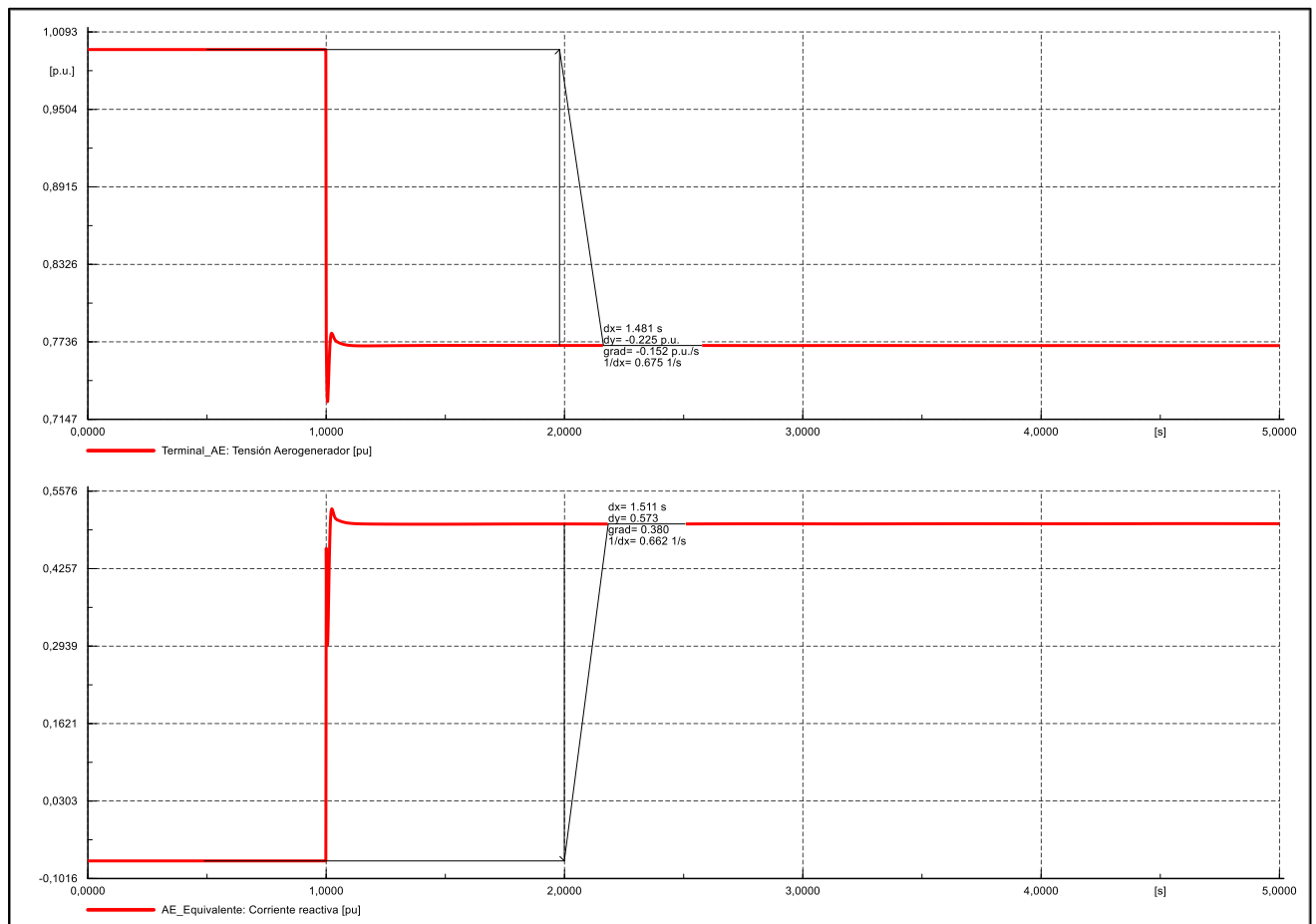


Figura 6.3 – Inyección de corriente reactiva ante un escalón de tensión – Medido en BT (0.69 kV)

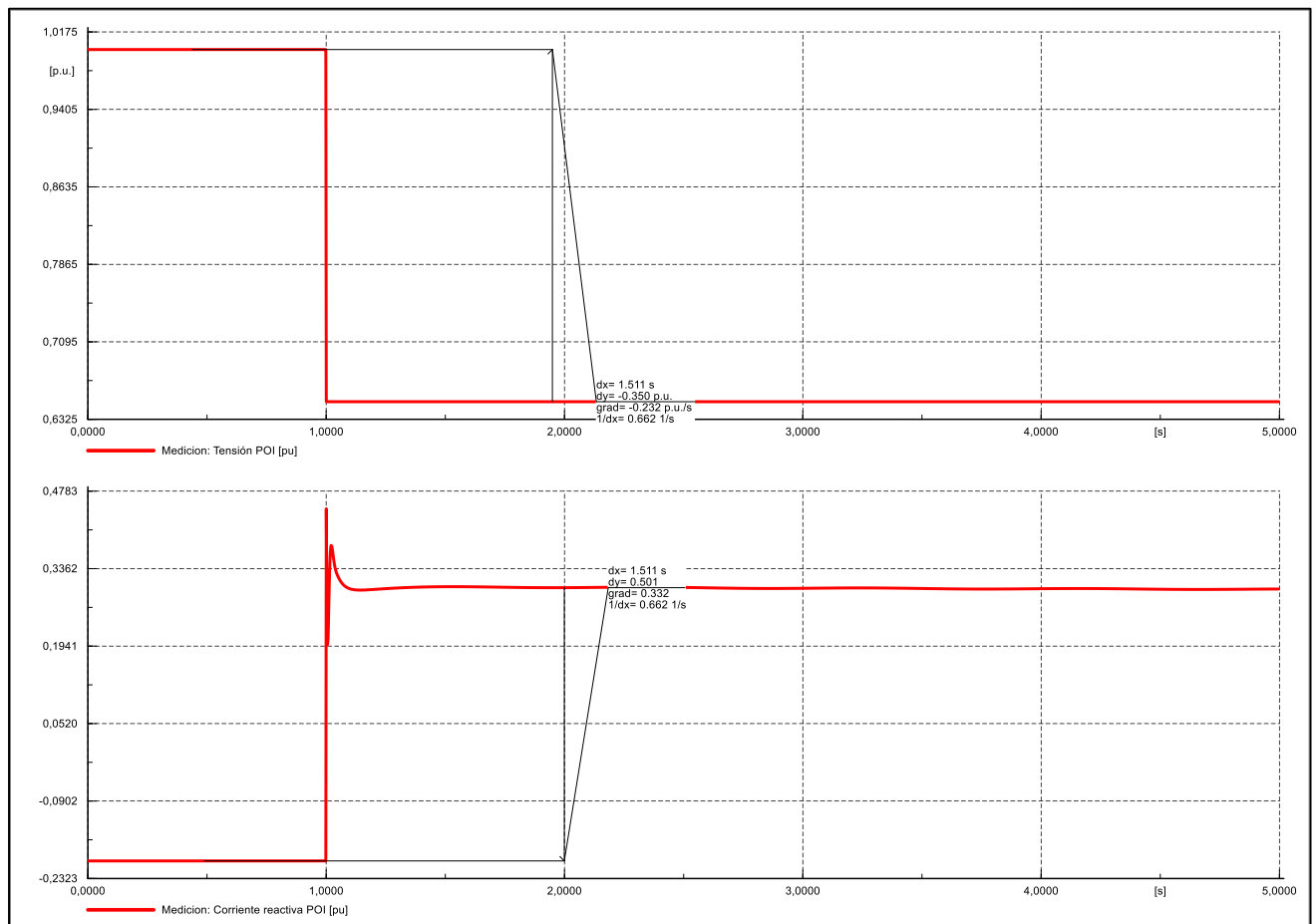


Figura 6.4 – Inyección de corriente reactiva ante un escalón de tensión – Medido en AT (220 kV)



7 SIMULACIONES SISTÉMICAS

La presente sección detalla los resultados obtenidos al realizar una serie de simulaciones sistémicas que incluyen al Parque Eólico Los Olmos en la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional.

La base utilizada para todas las simulaciones se corresponde con un escenario de demanda alta en día laboral del archivo: “**2111-BD-OP-COORD-DMAP.pfd**”. Esta versión es de noviembre de 2021 y es la más reciente del modelo del SEN disponible en el sitio web del CEN a la fecha de emisión del presente informe.

Se incluyen a continuación:

- i. Cortocircuito en la línea Charrúa - Mulchén 220 kV C2 de 200 ms de duración.
- ii. Desconexión intempestiva de la unidad “TER TOCOPILLA U16-TG-TV” correspondiente a la mayor unidad de generación del sistema. Previo a la desconexión la unidad se encuentra despachada en 312.4 MW
- iii. Desconexión de un conjunto de consumos que totalizan 270.8 MW.
- iv. Desconexión de la unidad “TER BOCAMINA II U1”, como mayor unidad de generación cercana al Parque Eólico Los Olmos. Previo a la desconexión la unidad se encuentra despachada en 301.0 MW

Se verifica la correcta ejecución del modelo y su estabilidad numérica en una base de datos desarrollada y con un gran número de elementos de red. No se aprecian advertencias asociadas al modelo dinámico del Parque Eólico Los Olmos.



7.1 Simulación de cortocircuito

La Figura 7.1 muestra los resultados de simulación ante un cortocircuito aplicado a 0.1 s en la línea Charrúa - Mulchén 220 kV C2. La duración de la falla es de 200 ms siguiendo los lineamientos establecidos en la guía técnica de homologación de modelos dinámicos. Transcurrido el tiempo de la falla, se produce el despeje de la misma por medio de la apertura de los interruptores de la línea.

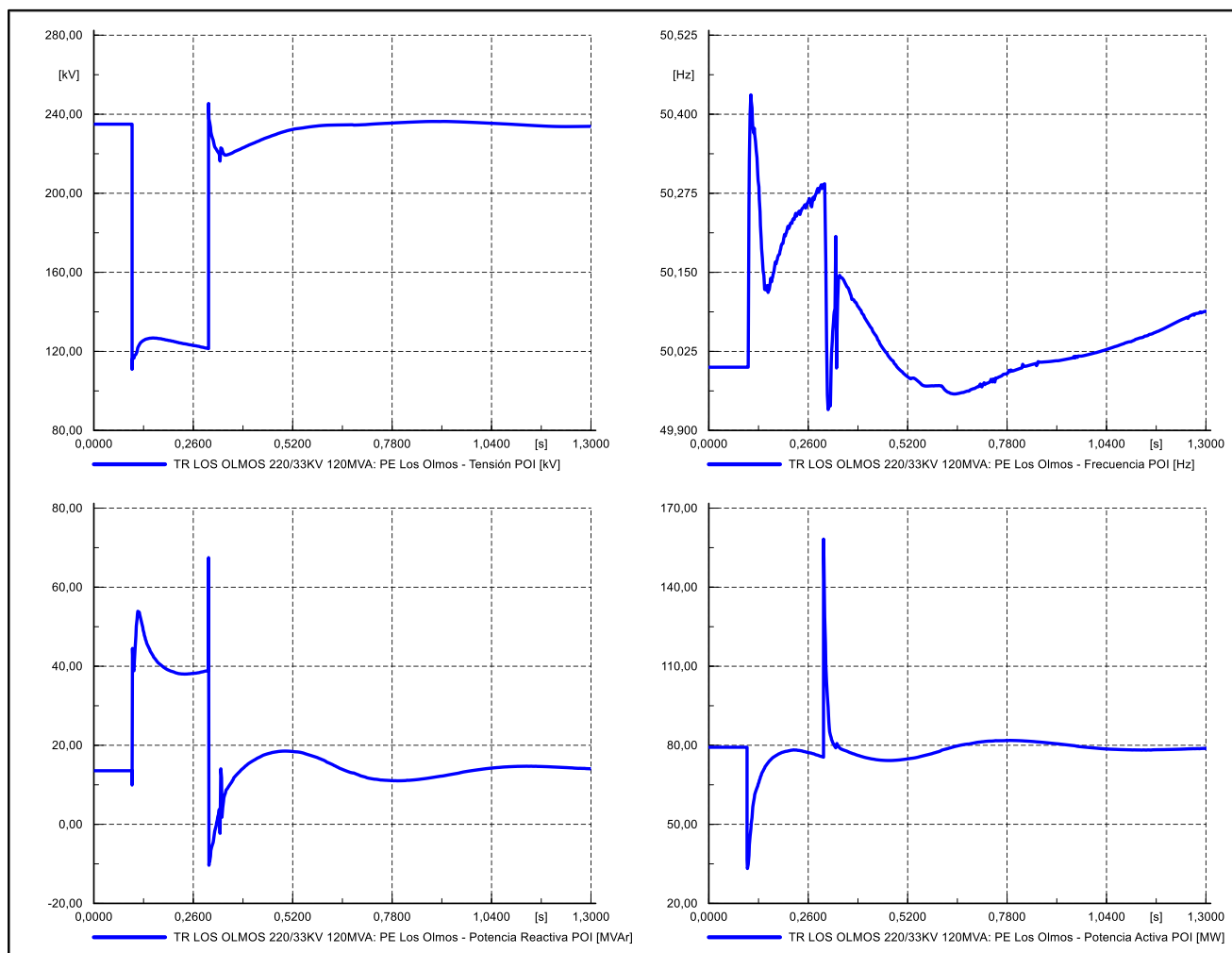


Figura 7.1 – Respuesta ante un cortocircuito – TDF 200 ms



7.2 Desconexión intempestiva U16

La Figura 7.2 muestra la respuesta del Parque Eólico Los Olmos ante la desconexión intempestiva de la unidad “TER TOCOPILLA U16-TG-TV” correspondiente a la mayor unidad de generación del sistema. La unidad se encuentra despachada en 312.4 MW previo a la desconexión.

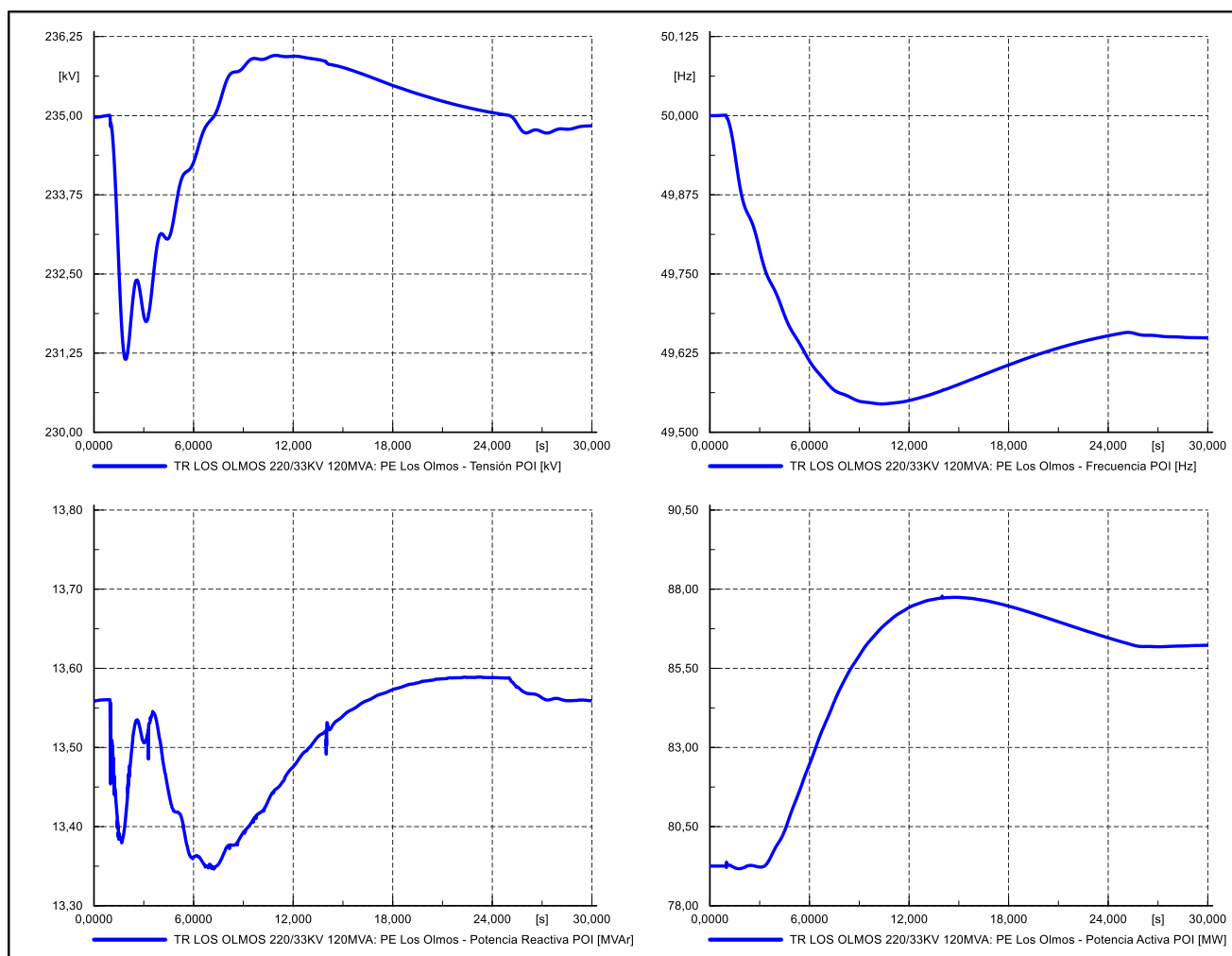


Figura 7.2 – Respuesta ante la desconexión intempestiva de la unidad “TER TOCOPILLA U16-TG-TV”



7.3 Desconexión intempestiva de consumos

La Figura 7.3 muestra la respuesta del Parque Eólico Los Olmos ante la desconexión intempestiva de un conjunto de consumos. El consumo desconectado es de 270.8 MW de potencia activa.

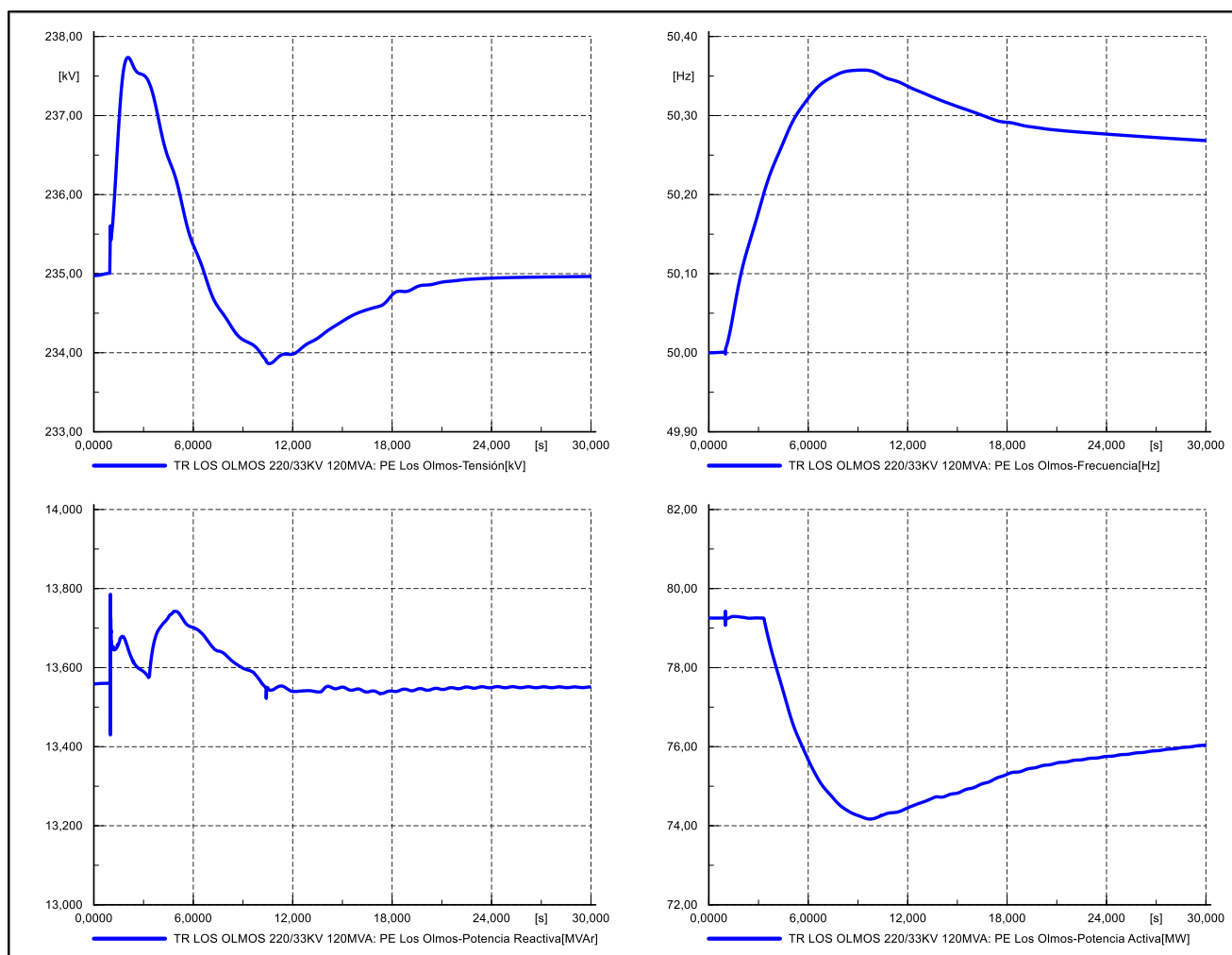


Figura 7.3 – Respuesta ante la desconexión intempestiva de un conjunto de consumos



7.4 Desconexión intempestiva generación cercana

La Figura 7.4 muestra la respuesta del Parque Eólico Los Olmos ante la desconexión intempestiva de la unidad “TER BOCAMINA II U1”, correspondiente a la unidad de generación más grande cercana al parque. La unidad se encuentra despachada en 301.0 MW previo a la desconexión.

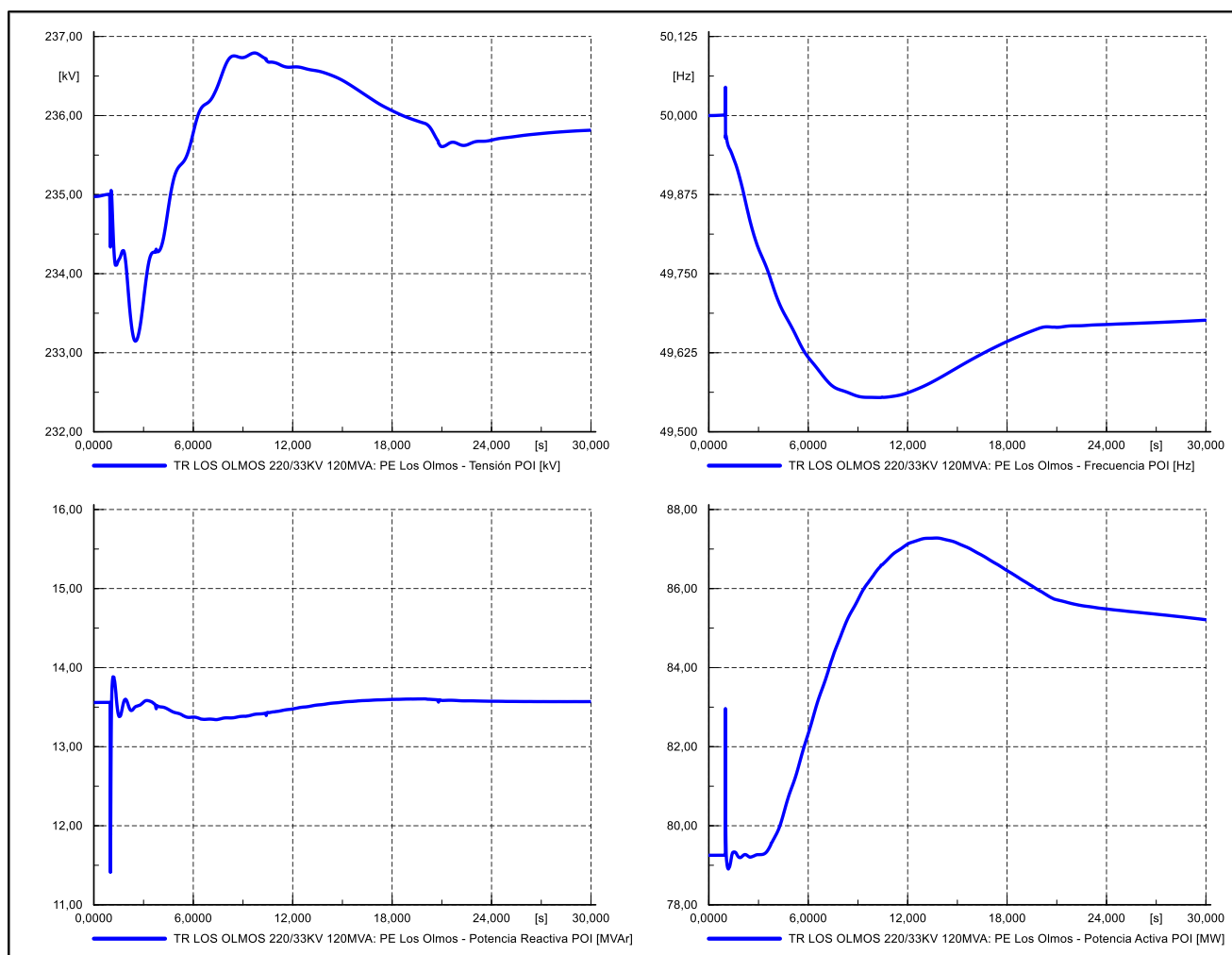


Figura 7.4 – Respuesta ante la desconexión intempestiva de la unidad “TER BOCAMINA II U1”



8 AJUSTE DE PROTECCIONES DE LOS AEROGENERADORES

A continuación, se detallan las protecciones de tensión y frecuencia cargadas en los aerogeneradores del Parque Eólico Los Olmos. La Figura 8.1 muestra el diagrama de bloques utilizado para la implementación en DigSilent Power Factory, mientras que en las Tabla 8.1 y Tabla 8.2 se muestra su parametrización.

Se presenta en la sección 10.1.4 el ajuste de protecciones de los aerogeneradores cargado en planta.

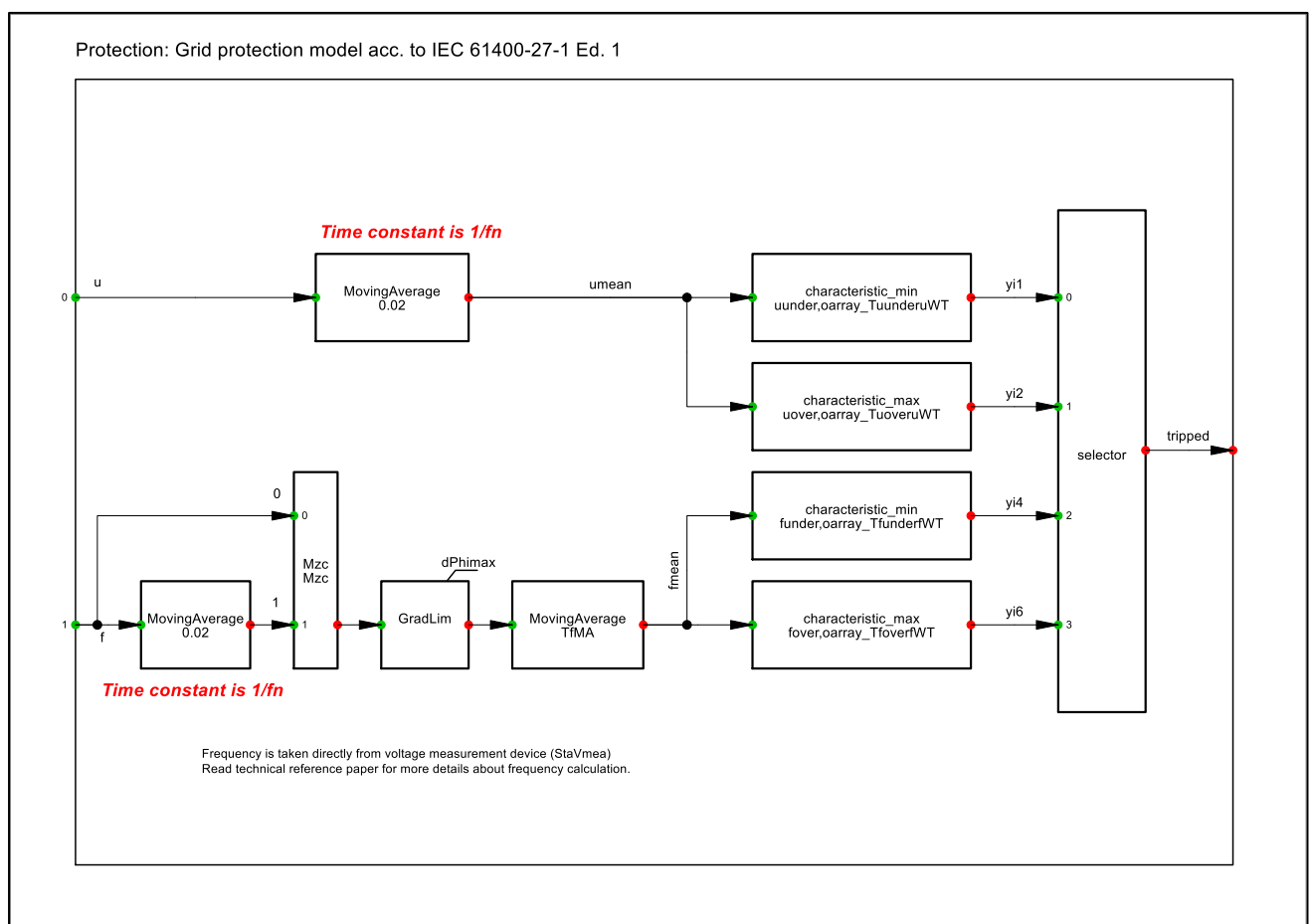


Figura 8.1 – Diagrama de bloques de protecciones del aerogenerador en DigSilent PowerFactory



	Parameter
TfMA Time interval of moving average window [s]	0,9
uover WT over voltage protection activation threshold [...]	1,15
fover WT over frequency protection activation threshold...	1,04
uunder WT under voltage protection activation threshol...	0,87
funder WT under frequency protection activation thresh...	0,975
Mzc Zero crossing measurement mode (true = 1 if the ...)	0,
dPhimax Maximum rate of change of frequency [fn/s]	4,

Tabla 8.1 – Parámetros del sistema de protecciones de aerogeneradores (1 de 5)

	f_WT	T
1	1,04	0,2
2	1,04	0,2
3	1,04	0,2

Tabla 8.2 – Parámetros del sistema de protecciones de aerogeneradores (2 de 5)

	f_WT	T
1	0,94	0,2
2	0,95	0,2
3	0,95	300,

Tabla 8.3 – Parámetros del sistema de protecciones de aerogeneradores (3 de 5)

	u_WT	T
1	1,15	60,
2	1,15	0,1
3	1,25	0,1

Tabla 8.4 – Parámetros del sistema de protecciones de aerogeneradores (4 de 5)

	u_WT	T
1	0,8	11,
2	0,87	11,
3	0,87	180,

Tabla 8.5 – Parámetros del sistema de protecciones de aerogeneradores (5 de 5)



9 CONCLUSIONES

A partir de lo presentado en este documento se puede concluir lo siguiente:

- Se llevaron a cabo ensayos a nivel aerogenerador y parque completo a los efectos de verificar el normal comportamiento de los sistemas de control involucrados, cumplimiento normativo y recabar datos para la validación del modelo matemático.
- Se verificó el cumplimiento de la capacidad de absorción de potencia reactiva del Parque Eólico Los Olmos en el POI según las exigencias de la NTSyCS. Por restricciones del sistema de transmisión, en particular la alta tensión registrada en S/E Los Olmos 220 kV, no se pudo verificar mediante ensayos la capacidad de inyección de potencia reactiva del parque, según se describe en el apartado 5.7.
- Los aerogeneradores operan controlando potencia activa y reactiva, según los límites establecidos por su curva de capacidad.
- Se validó la respuesta dinámica del control local de los aerogeneradores a partir de los ensayos realizados en las unidades AE07 (Unidad cercana) y AE13 (Unidad lejana).
- El Parque Eólico Los Olmos cuenta con un sistema de control conjunto que permite el control del parque en el paño JT1 de la S/E Seccionadora Los Olmos, correspondiente al punto de interconexión. El PPC puede operar realizando control de potencia reactiva, o factor de potencia en el POI o tensión en la barra de 33 kV del parque y presenta una respuesta estable. También cuenta con una referencia de potencia activa que puede utilizarse para la limitación de generación por parte del parque y realizar CPF tal como exige la NTyCS.
- Se presentan los ajustes relevados para el control primario de frecuencia y se desarrolla la validación de este a partir de la aplicación de cambios, tipo escalón, en la frecuencia vista por el control. Además, se ha verificado el desempeño del CPF frente a las variaciones naturales de la red.



- La regulación de frecuencia tiene configurada una banda muerta de ± 200 mHz, con un estatismo de 3.64% para eventos de sobre y subfrecuencia. El controlador utiliza la potencia activa disponible como base para el cálculo del aporte.
- Las rampas de toma y bajada de carga se encuentran configuradas en un valor de 18.6 MW/min y -20.0 MW/min, respectivamente. Esto corresponde a una tasa de -18.6% de la potencia nominal por minuto en la toma de carga y -20.0% de la potencia nominal por minuto para el proceso de bajada, dando así cumplimiento a lo establecido en la NTSyCS.
- Se verificó que tanto la respuesta dinámica frente a huecos de tensión como la inyección de corriente reactiva cumplen con lo exigido por la NTSyCS.
- Se desarrolló un modelo equivalente del Parque Eólico Los Olmos compuesto por: un aerogenerador, un transformador de bloque, la red de MT equivalente y un transformador de salida. Este modelo desarrollado fue validado contra el modelo completo del parque por medio de simulaciones estáticas y dinámicas, en las que se verificó una satisfactoria representación de este para estudios de tipo RMS.
- Se validó la respuesta dinámica de los distintos modos de operación del control conjunto de planta. Éstos son: potencia reactiva, factor de potencia, tensión y potencia activa (contemplando la realización de CPF). La validación se realizó para distintas condiciones de despacho del parque.
- Se integran los modelos dinámicos del Parque Eólico Los Olmos en la base de datos del SEN, de noviembre de 2021. Se realizaron diferentes simulaciones que verifican la estabilidad del modelo desarrollado en una base de datos con elevado número de barras y elementos de red.



10 ANEXOS

10.1 Antecedentes de aerogenerador

10.1.1 Antecedentes técnicos

2.1 Electrical Operating Ranges

Delta4000 WT's feature the following basic electrical operating ranges.

WT	Characteristic data	Values	
		50 Hz	60 Hz
Delta4000	Nominal frequency	50 Hz	60 Hz
	Frequency operating range	47.5 Hz – 53.0 Hz continuously 47.0 Hz – 47.5 Hz for 5 min	57.0 Hz – 62.0 Hz continuously 62.0 Hz – 62.4 Hz for 30 min 62.4 Hz – 62.5 Hz for 5 s
	Frequency gradients	4 Hz/s continuously 8 Hz/s for 1 s	
N149/4.0-4.5	Nominal voltage (U_{nom})	660 V / 690 V	
	Voltage operating range	87 % U_{nom} – 115 % U_{nom}	
	Nominal active power P_{nom} (depending on power mode)	up to 4800 kW	
N149/5.X N163/5.X	Nominal voltage (U_{nom})	750 V	
	Voltage operating range	87 % U_{nom} – 115 % U_{nom}	
	Nominal active power P_{nom} (depending on power mode)	N149/5.X: up to 5900 kW N163/5.X: up to 5700 kW	

Figura 10.1 – Datos nominales de aerogenerador



Active power P [kW]		25	4300	4800
Maximum reactive power range (10-min average)	89 % U_n	-2565	-2565	-1485
	-Q...+Q [kvar]	+2565	+2565	+1485
	91 % U_n	-2790	-2790	-1980
	-Q...+Q [kvar]	+2700	+2700	+1980
	95 % U_n	-3105	-3105	-2475
	-Q...+Q [kvar]	+2925	+2925	+2340
	100 % U_n	-3105	-3105	-2610
	-Q...+Q [kvar]	+3150	+3150	+2610
	108 % U_n	-3105	-3105	-2610
	-Q...+Q [kvar]	+2970	+2970	+2610
	115 % U_n	-3105	-3105	-2610
	-Q...+Q [kvar]	+1845	+1845	+1530

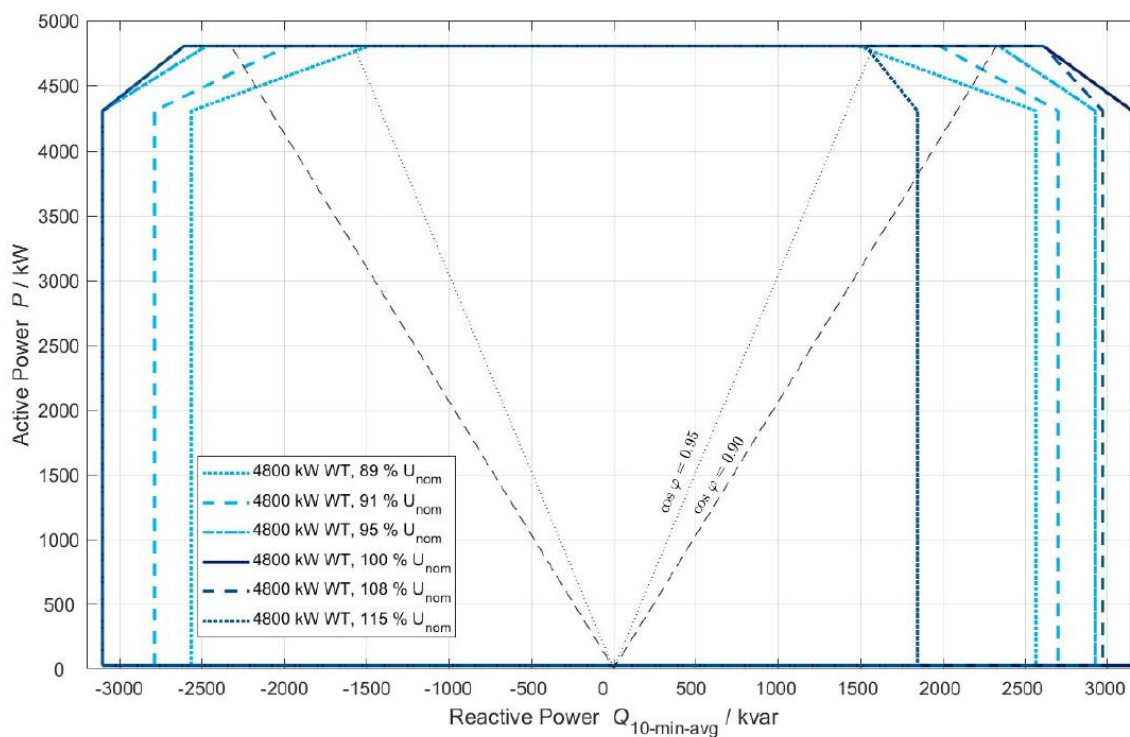


Figura 10.2 – Curva de capacidad de aerogeneradores



Nordex N149/4.0-4.5 – Power curves – Mode 0.a

for hub heights 105 m, 108 m, 125 m, 135 m, 145 m, 155 m and 164 m
(mode on request for 164 m)

wind speed v_H [m/s]	Power P_{el} [kW] at air density ρ [kg/m ³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	24	26	28	29	31	32	34	36
3.5	108	112	115	119	122	126	129	133
4.0	223	229	235	241	247	253	259	265
4.5	364	373	382	391	400	409	419	428
5.0	533	545	558	571	584	597	610	622
5.5	731	748	766	783	800	817	834	852
6.0	964	987	1009	1031	1054	1076	1098	1120
6.5	1236	1265	1293	1321	1349	1377	1405	1433
7.0	1551	1586	1621	1656	1691	1726	1761	1796
7.5	1912	1955	1998	2040	2083	2125	2168	2210
8.0	2321	2373	2424	2476	2527	2578	2630	2680
8.5	2781	2842	2901	2959	3016	3072	3127	3180
9.0	3278	3343	3404	3464	3520	3575	3629	3680
9.5	3770	3824	3875	3923	3969	4014	4057	4098
10.0	4158	4199	4239	4276	4311	4344	4376	4405
10.5	4447	4477	4504	4529	4552	4574	4594	4613
11.0	4643	4660	4676	4690	4703	4715	4726	4736
11.5	4757	4763	4768	4774	4778	4782	4786	4790
12.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
12.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
13.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
13.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
14.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
14.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
15.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
15.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
16.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
16.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
17.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
17.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
18.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
18.5	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
19.0	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
19.5	4761	4761	4761	4761	4761	4761	4761	4761
20.0	4655	4655	4655	4655	4655	4655	4655	4655
20.5*	4482	4482	4482	4482	4482	4482	4482	4482
21.0*	4307	4307	4307	4307	4307	4307	4307	4307
21.5*	4131	4131	4131	4131	4131	4131	4131	4131
22.0*	3951	3951	3951	3951	3951	3951	3951	3951
22.5*	3776	3776	3776	3776	3776	3776	3776	3776
23.0*	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600	3600
23.5*	3420	3420	3420	3420	3420	3420	3420	3420
24.0*	3245	3245	3245	3245	3245	3245	3245	3245
24.5*	3065	3065	3065	3065	3065	3065	3065	3065
25.0*	2885	2885	2885	2885	2885	2885	2885	2885
25.5*	2705	2705	2705	2705	2705	2705	2705	2705
26.0*	2529	2529	2529	2529	2529	2529	2529	2529

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Figura 10.3 – Característica Potencia-Viento de aerogeneradores



10.1.2 Certificado de fábrica de pruebas LVRT

Se presentan en las Figura 10.4 y Figura 10.5 los resultados de las pruebas de fábrica relativas a la lógica de LVRT de los aerogeneradores.

Se realizan pruebas de huecos de tensión, considerando eventos trifásicos y bifásicos a carga parcial y a plena carga. Para cada una se realizan mediciones de tensión y corrientes de eje directo y cuadratura previo a la falla, durante a la falla y tras la falla.

Se aprecia la inyección de corriente reactiva durante los eventos de hueco de tensión para todos los escenarios presentados.



Parameter description		Parameter							
General									
1	Number of test -	323/VD1	325/VD2	314/VD3	347/VD4	319/VD5	327/VD6	316/VD7	339/VD8
2	Date [DD/MM/YYYY]	05/01/2021	06/01/2021	05/01/2021	12/01/2021	05/01/2021	06/01/2021	05/01/2021	12/01/2021
3	Time [hh:mm:ss]	15:51:47	08:57:21	13:30:48	14:19:06	15:11:51	09:24:46	13:49:19	12:51:22
4	Operational mode of WT -	active/reactive power control							
5	Active power range	partial load							
6	Three phase / two phase voltage dip	3				2			
7	mean wind speed [m/s]	7.29	5.81	7.10	8.80	6.55	6.00	7.84	7.34
8	WT tripped (Y/N)	N							
9	Time of entrance voltage dip [s]	11.076	11.076	11.076	11.077	11.076	11.076	11.076	11.076
10	Time of clearance voltage dip [s]	11.403	12.103	13.201	14.101	11.406	12.103	13.206	14.104
11	Duration of the voltage dip (measured from test) [s]	0.327	1.026	2.125	3.024	0.330	1.027	2.130	3.029
12	Magnitude of pos. sequence of voltage dip (measured from test) [p.u.]	0.08	0.38	0.63	0.83	0.50	0.66	0.79	0.91
13	Magnitude of neg. sequence of voltage dip (measured from test) [p.u.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37	0.26	0.15	0.08
14	tolerance band – reactive current [p.u.]	+0.2 to -0.1 +0.1 to -0.1							
	tolerance band – active current [p.u.]								
Before voltage dip									
15	Steady state voltage U_{pre} [p.u.]	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03
16	Steady state active power [p.u.]	0.27	0.29	0.44	0.27	0.25	0.28	0.46	0.27
17	Steady state reactive power [p.u.]	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	Steady state active current [p.u.]	0.27	0.28	0.43	0.26	0.24	0.28	0.45	0.26
19	Steady state reactive current [p.u.]	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
During voltage dip - *) corresponding current is already inside tolerance band									
20	Steady state voltage [p.u.]	0.08	0.38	0.63	0.83	0.50	0.66	0.79	0.91
21	Steady state active power [p.u.]	0.01	0.29	0.44	0.27	0.26	0.29	0.46	0.27
22	Steady state reactive power [p.u.]	0.08	0.37	0.31	0.07	0.35	0.28	0.11	0.00
23	Steady state active current [p.u.]	0.14	0.76	0.69	0.33	0.51	0.44	0.59	0.30
24	Steady state reactive current [p.u.]	1.00	0.98	0.49	0.09	0.70	0.42	0.14	0.00
25	Response time of active current [ms]	20	7	6	*)	3	7	3	*)
26	Response time of reactive current [ms]	10	14	12	*)	14	12	3	*)
27	Settling time of active current [ms]	45	113	12	*)	42	15	11	*)
28	Settling time of reactive current [ms]	61	14	12	*)	23	12	3	*)
After voltage dip - *) corresponding current is already inside tolerance band									
29	Steady state voltage [p.u.]	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03
30	Steady state active power [p.u.]	0.28	0.27	0.44	0.27	0.27	0.26	0.55	0.27
31	Steady state reactive power [p.u.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00
32	Steady state active current [p.u.]	0.27	0.27	0.43	0.26	0.26	0.26	0.54	0.27
33	Steady state reactive current [p.u.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	Response time of active current [ms]	3	38	31	*)	12	4	2	*)
35	Response time of reactive current [ms]	22	18	12	*)	13	7	*)	*)
36	Settling time of active current [ms]	669	38	31	*)	17	4	2	*)
37	Settling time of reactive current [ms]	22	18	12	26	21	7	20	*)
38	Active power response time [ms]	476	0	0	0	0	0	0	0

Figura 10.4 – Pruebas de LVRT a carga parcial



Parameter description		Parameter							
General									
1	Number of test -	369/VD1	360/VD2	354/VD3	348/VD4	366/VD5	358/VD6	356/VD7	351/VD8
2	Date [DD/MM/YYYY]	13/01/2021	13/01/2021	13/01/2021	12/01/2021	13/01/2021	13/01/2021	13/01/2021	12/01/2021
3	Time [hh:mm:ss]	14:06:46	12:45:15	11:24:39	14:21:55	13:51:45	12:33:07	11:32:59	14:44:50
4	Operational mode of WT -	active/reactive power control							
5	Active power range	full load							
6	Three phase / two phase voltage dip	3				2			
7	mean wind speed [m/s]	14.84	14.19	14.87	10.16	11.84	10.04	12.23	10.54
8	WT tripped (Y/N)	N							
9	Time of entrance voltage dip [s]	11.074	11.074	11.076	11.076	11.076	11.075	11.076	11.076
10	Time of clearance voltage dip [s]	11.403	12.102	13.203	14.102	11.407	12.103	13.205	14.109
11	Duration of the voltage dip (measured from test) [s]	0.329	1.027	2.127	3.026	0.331	1.028	2.129	3.033
12	Magnitude of pos. sequence of voltage dip (measured from test) [p.u.]	0.08	0.37	0.62	0.82	0.45	0.64	0.78	0.91
13	Magnitude of neg. sequence of voltage dip (measured from test) [p.u.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.23	0.15	0.08
14	tolerance band – reactive current [p.u.]	+0.2 to -0.1 +0.1 to -0.1							
	tolerance band – active current [p.u.]								
Before voltage dip									
15	Steady state voltage U_{pre} [p.u.]	1.02	1.03	1.03	1.04	1.02	1.02	1.03	1.04
16	Steady state active power [p.u.]	1.00	1.00	1.02	0.99	1.00	1.00	0.99	1.01
17	Steady state reactive power [p.u.]	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
18	Steady state active current [p.u.]	1.05	1.04	1.02	0.96	1.05	1.04	0.99	0.97
19	Steady state reactive current [p.u.]	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
During voltage dip - *) corresponding current is already inside tolerance band									
20	Steady state voltage [p.u.]	0.08	0.37	0.62	0.82	0.45	0.64	0.78	0.91
21	Steady state active power [p.u.]	0.01	0.36	0.61	0.81	0.49	0.64	0.78	0.98
22	Steady state reactive power [p.u.]	0.08	0.37	0.31	0.06	0.31	0.29	0.12	-0.03
23	Steady state active current [p.u.]	0.15	0.96	0.97	0.98	1.09	1.00	1.00	1.07
24	Steady state reactive current [p.u.]	1.01	0.99	0.50	0.07	0.69	0.46	0.16	-0.03
25	Response time of active current [ms]	20	*)	*)	*)	*)	*)	*)	2
26	Response time of reactive current [ms]	10	12	11	*)	7	13	3	*)
27	Settling time of active current [ms]	45	641	58	44	60	48	43	23
28	Settling time of reactive current [ms]	41	28	11	*)	39	13	3	*)
After voltage dip - *) corresponding current is already inside tolerance band									
29	Steady state voltage [p.u.]	1.04	1.05	1.04	1.04	1.04	1.05	1.04	1.05
30	Steady state active power [p.u.]	1.01	1.00	0.99	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00
31	Steady state reactive power [p.u.]	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
32	Steady state active current [p.u.]	0.97	0.95	0.95	0.96	0.97	0.96	0.97	0.95
33	Steady state reactive current [p.u.]	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
34	Response time of active current [ms]	834	*)	*)	*)	*)	*)	*)	3
35	Response time of reactive current [ms]	17	16	11	*)	8	6	*)	*)
36	Settling time of active current [ms]	834	846	749	412	760	754	560	3
37	Settling time of reactive current [ms]	23	94	11	22	20	6	19	*)
38	Active power response time [ms]	747	810	780	356	719	722	492	0

Figura 10.5 – Pruebas de LVRT a plena carga



10.1.3 Registros de velocidad de viento en terreno

Se presentan a continuación los registros de velocidad de viento durante el desarrollo de las pruebas.

En la Figura 10.6 se muestra el registro de velocidad de viento durante el desarrollo de las pruebas de la unidad AE07, correspondiente a una de las unidades más cercanas. En tanto, la Figura 10.7 muestra el registro de velocidad de viento durante el desarrollo de las pruebas de la unidad AE13, correspondiente a una de las unidades más lejanas. Finalmente, se muestra en la Figura 10.8 el registro de velocidad de viento durante el desarrollo de las pruebas a nivel de planta.

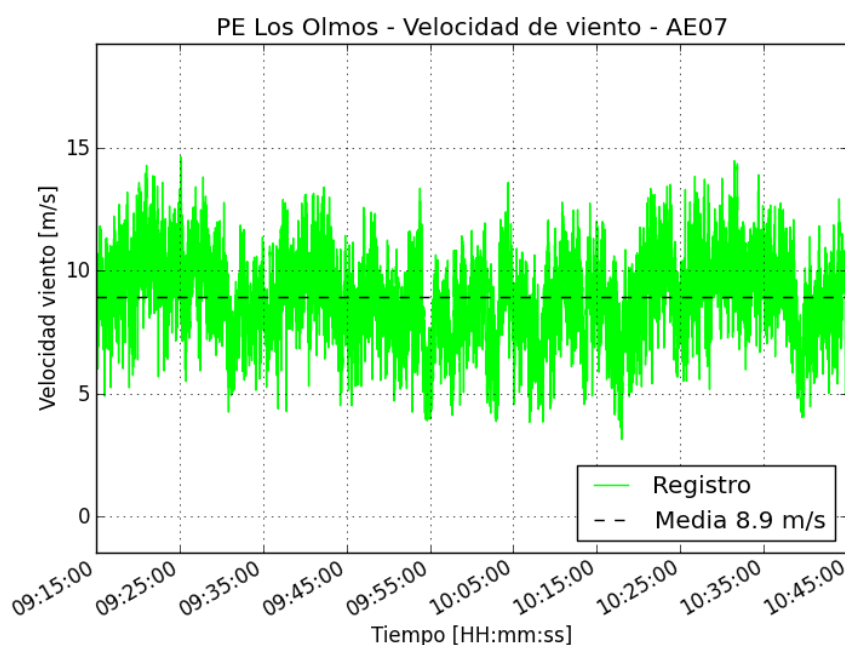


Figura 10.6 – Velocidad de viento en pruebas de AE07 – Aerogenerador cercano

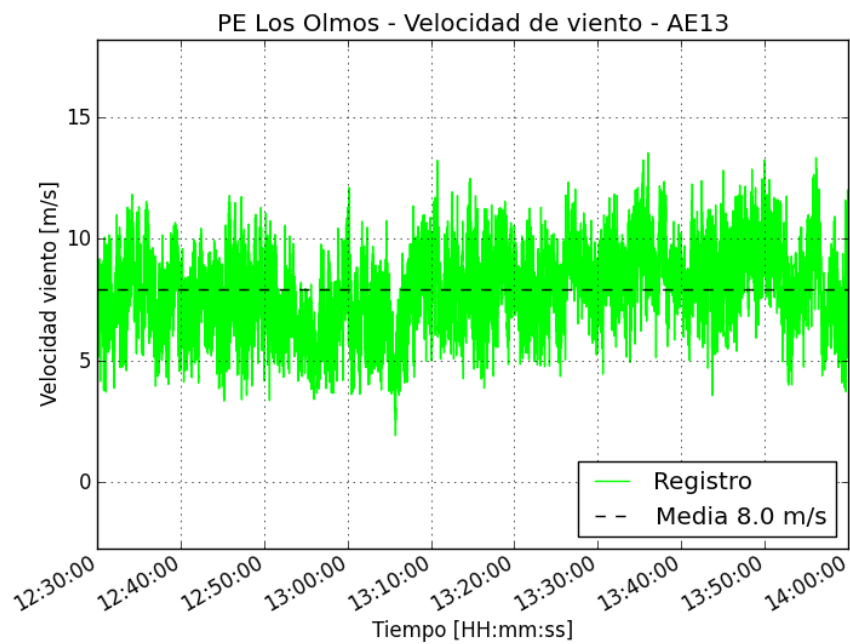


Figura 10.7 – Velocidad de viento en pruebas de AE13 – Aerogenerador lejano

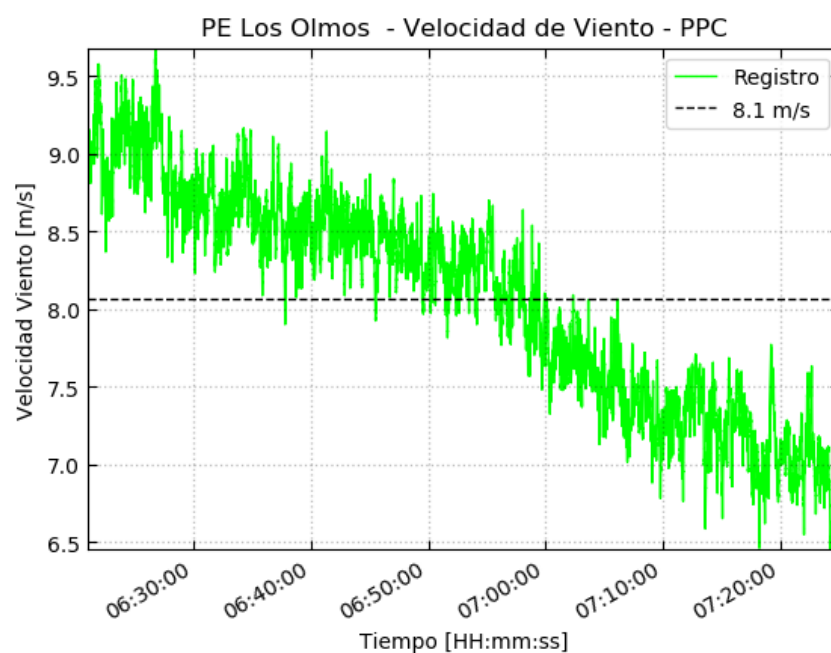


Figura 10.8 – Velocidad de viento en pruebas de Parque Eólico Los Olmos – PPC

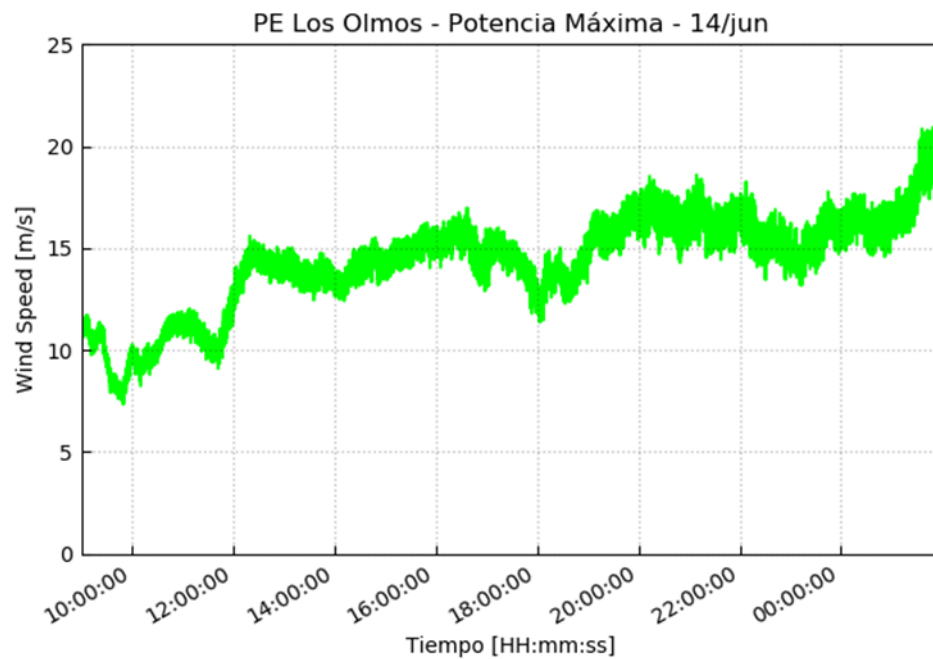


Figura 10.9 – Velocidad de viento en pruebas de Parque Eólico Los Olmos – PPC 14 de junio 2025



10.1.4 Ajuste de protecciones de aerogeneradores

Function	Response threshold	Delay time
Over voltage protection stage 1	$U > 1.15 U_{nom}$	60 s
Over voltage protection stage 2	$U > 1.25 U_{nom}$	0.1 s
Under voltage protection stage 1	$U < 0.87 U_{nom}$	180 s
Under voltage protection stage 2	$U < 0.80 U_{nom}$	11 s
Over frequency protection stage 1	$f > 52.0 \text{ Hz}$	0.2 s
Over frequency protection stage 2	$f > 52.0 \text{ Hz}$	0.2 s
Under frequency protection stage 1	$f < 47.5 \text{ Hz}$	300 s
Under frequency protection stage 2	$f < 47.0 \text{ Hz}$	0.2 s
Frequency gradient protection	4 Hz/s	1 s

Figura 10.10 – Protecciones de tensión y frecuencia de aerogeneradores



10.2 Antecedentes del transformador de bloque

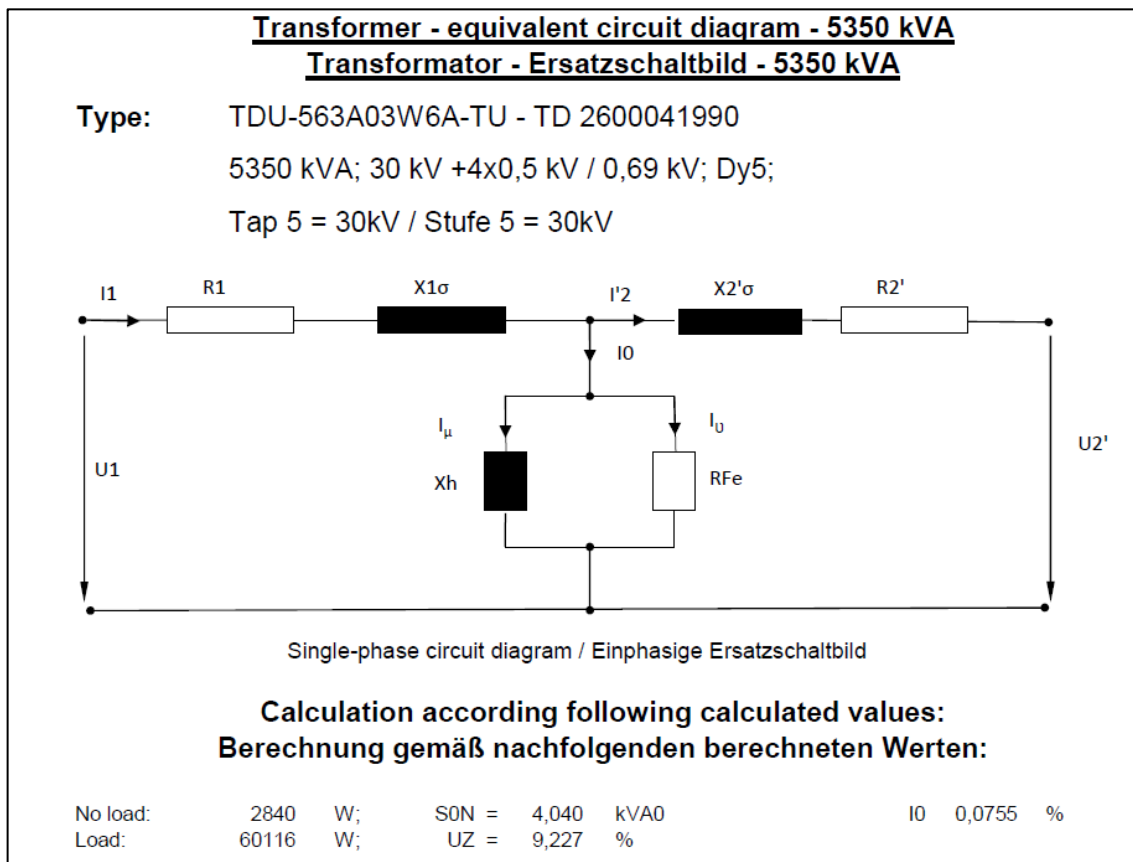


Figura 10.11 – Parámetros de transformador de bloque



10.3 Antecedentes del transformador principal

NAMEPLATE

**上海电气**
SHANGHAI ELECTRIC



TRANSFORMADOR TRIFÁSICO REFRIGERADO POR AIRE CON CAMBIADOR O.L.T.C.

TIPO DE TRANSFORMADOR 120 MVA / 220 kV		Nº DE FASES 3		NIVEL DE AISLAMIENTO			
Nº DE SERIE 5352PH042		FRECUENCIA 50 Hz		DEVANADO	HV	LV	HV NEUTRO
FECHA DE FABRICACIÓN 2013.11		TIPO DE CONEXIÓN YN d11		Um kV	245	36	—
SISTEMA DE REFRIGERACIÓN ONAN/ONAF		NIVEL SONORO dB 61.2		AC kV	395	85	85
FABRICACIÓN STANDARD		IEE IEC		LI kV	900/990	200	200

SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	POTENCIA NOMINAL %		VOLTAJE NOMINAL V		INTENSIDAD NOMINAL A		
	HV	LV	HV	LV	HV	LV	
	ONAN	90	90	220	33	236.2	1574.6
	ONAF	120	120			314.9	2099.5

IMPEDANCIA EN CORTOCIRCUITO A 75° C 120MVA			
TAP POS.	1	11	21
HV—LV	14.67%	13.97%	13.65%

PÉRDIDAS EN CARGA kW 75° C		PÉRDIDAS EN VACÍO kW	INTENSIDAD NOMINAL EN VACÍO (%)
HV—LV		59.98	0.057
Tap1: 344.8/Tap11:343.8/Tap21:420.7		TIPO DE ACEITE	Nynas Nytro Izar I

Figura 10.12 – Placa de datos del transformador principal



10.4 Antecedentes de red colectora

CIRCUITO 1										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE01 - AE02	4800	1072	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,22	0,22	0,071	0,071
AE02 - AE07	9600	2432	177	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,43	0,64	0,141	0,212
AE07 - SET	14400	639	265	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,17	0,81	0,056	0,267

CIRCUITO 2										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE05 - AE04	4800	581	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,12	0,12	0,038	0,038
AE04 - AE03	9600	845	177	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,34	0,46	0,112	0,150
AE03 - AE06	14400	954	265	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,25	0,71	0,083	0,233
AE06 - SET	19200	746	354	XLPE AL 500 mm2	0,0797	0,1046	0,15	0,86	0,049	0,283

CIRCUITO 3										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE12 - AE11	4800	701	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,14	0,14	0,046	0,046
AE11 - AE10	9600	1175	177	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,47	0,61	0,156	0,202
AE10 - AE09	19200	810	354	XLPE AL 500 mm2	0,0797	0,1046	0,16	0,78	0,054	0,256
AE09 - AE08	24000	628	442	XLPE AL 500 mm2	0,0797	0,1046	0,16	0,77	0,052	0,254
AE8 - SET	28800	1131	530	XLPE AL 630 mm2	0,0629	0,1008	0,29	1,06	0,095	0,351

CIRCUITO 3.1										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE13 - AE10	4800	4288	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,86	0,86	0,284	0,284

CIRCUITO 4										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE18 - AE19	4800	501	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,10	0,10	0,033	0,033
AE19 - AE17	9600	2012	177	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,35	0,45	0,117	0,150
AE17 - SET	24000	3275	442	XLPE AL 500 mm2	0,0797	0,1046	0,82	1,28	0,272	0,422

Figura 10.13 – Datos de conductores de red colectora (1 de 2)

CIRCUITO 4.1										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE16 - AE15	4800	728	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,15	0,15	0,048	0,048
AE15 - AE17	9600	712	177	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,12	0,27	0,041	0,041

CIRCUITO 5										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE24 - AE23	4800	954	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,19	0,19	0,063	0,063
AE23 - AE22	9600	558	177	XLPE AL 240 mm2	0,1610	0,1162	0,10	0,29	0,032	0,095
AE22 - AE20	14400	872	265	XLPE AL 500 mm2	0,0797	0,1046	0,13	0,42	0,043	0,139
AE20 - SET	24000	4831	442	XLPE AL 630 mm2	0,0629	0,1008	1,02	1,31	0,337	0,433

CIRCUITO 5.1										
SECTION	P (kW)	L TOTAL(m)	I (A)	CABLE	R (ohm/km)	X (ohm/km)	cdt (%)	cdt total (%)	cdt (kV)	cdt acum. (kV)
AE21 - AE20	4800	698	88	XLPE AL 95 mm2	0,4110	0,1345	0,14	0,14	0,046	0,479

Figura 10.14 – Datos de conductores de red colectora (2 de 2)



10.5 Archivos adjuntos entregados

Forman parte integral del presente informe los siguientes archivos que se entregan en forma adjunta:

- Registros de ensayos: ***“EE-EN-2021-1927-RE_VMD_PE_Los_Olmos_Registros.zip”***
- Base de datos PowerFactory: ***“EE-EN-2021-1927-RE_PE_Los_Olmos.pfd”***

10.5.1 Registros de ensayos

Todos los registros de ensayos del presente informe son entregados adjuntos en formato compatible con DigSilent PowerFactory, a estos archivos se les asignó la extensión “.dscsv”. Complementariamente se entrega un archivo “.keys” que describe el nombre y secuencia de las señales registradas en el archivo .dscsv correspondiente.

Los ensayos sobre los aerogeneradores y el control de planta se ordenan – cada uno de ellos – en una carpeta individual, dentro de cada una de ellas se incluyen todos los registros con la siguiente estructura:

CAMPO1_CAMPO2.dscv

- CAMPO1: indica el nombre del aerogenerador ensayado o PPC.
- CAMPO2: indica el orden de secuencia, el cual cada uno de ellos corresponde a un ensayo.



Para correlacionar el nombre del archivo adjunto con las figuras se debe considerar las siguientes tablas:

Aerogenerador cercano AE07	
Nombre de prueba	Archivo
Ctrl Q – Baja	AE07_008
Ctrl Q – Media	AE07_005
Ctrl Q – Alta	AE07_002
Control P – Subida	AE07_011
Control P – Bajada	AE07_010
Curva PQ	AE07_012

Tabla 10.1 – Descripción de archivos utilizados para el aerogenerador AE07

Aerogenerador lejano AE13	
Nombre de prueba	Archivo
Ctrl Q – Baja	AE13_002
Ctrl Q – Media	AE13_007
Ctrl Q – Alta	AE13_009
Control P – Subida	AE13_014
Control P – Bajada	AE13_013
Curva PQ	AE13_011
	AE13_012

Tabla 10.2 – Descripción de archivos utilizados para el aerogenerador AE13



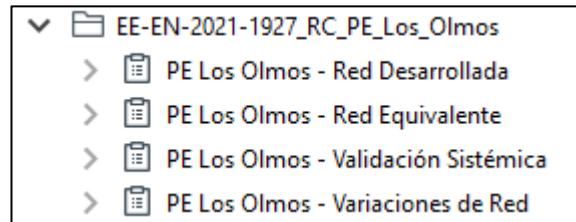
PPC	
Nombre de prueba	Archivo
Control Q – Baja	PPC_001
Control Q – Media	PPC_006
Control Q – Alta	PPC_011
Control FP – Baja	PPC_002
Control FP – Media	PPC_007
Control FP – Alta	PPC_012
Control V – Baja	PPC_003
Control V – Media	PPC_008
Control V – Alta	PPC_013
Toma de carga	PPC_017
Bajada de carga	PPC_016
Control de Frecuencia – Respuesta escalón – Baja	PPC_004
Control de Frecuencia – Respuesta escalón – Media	PPC_009
Control de Frecuencia – Respuesta escalón – Alta	PPC_014
Control de Frecuencia – Registro de red – Baja	PPC_005
Control de Frecuencia – Registro de red – Media	PPC_010
Control de Frecuencia – Registro de red – Alta	PPC_015
Curva PQ	PQ_P1Q1_POI
	PQ_P1Q8_POI
	PQ_P2Q2_POI
	PQ_P2Q7_POI
	PQ_P4Q3_POI
	PQ_P4Q6_POI
	PQ_P5Q4_POI
	PQ_P5Q5_POI

Tabla 10.3 – Descripción de archivos utilizados para el PPC



10.5.2 Base de datos PowerFactory

El modelo de DigSilent “EE-EN-2021-1927-RE_PE_Los_Olmos.pfd” se encuentra dividido en tres bases como se muestra a continuación:



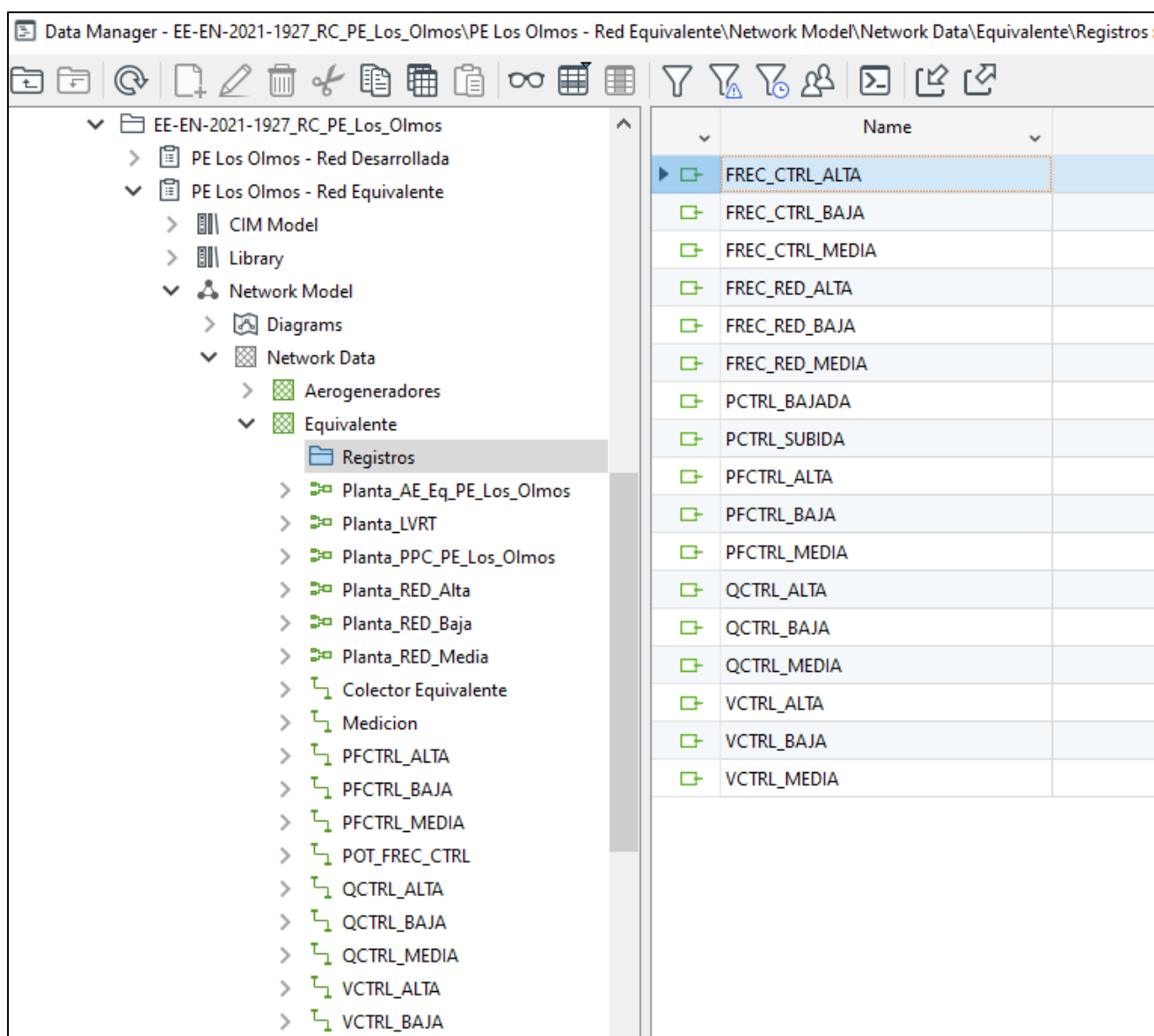
- **PE Los Olmos – Red Desarrollada:** Presenta las simulaciones de la comparación del modelo desarrollado del parque frente al agregado, a fin de poder verificar su equivalencia dinámica y estática.
- **PE Los Olmos – Red Equivalente:** Contiene el banco de prueba de los 2 aerogeneradores ensayados (AE07 y AE13) y del PPC + aerogenerador equivalente en plena carga.
- **PE Los Olmos – Variaciones de Red:** Contiene el banco de prueba del PPC con la configuración correspondiente a la validación de variaciones naturales de la red (modificación de banda muerta a ± 25 mHz) en alta carga.
- **PE Los Olmos – Validación Sistémica:** Se encuentran las simulaciones frente al Sistema Eléctrico Nacional presentadas en el informe. Se ha cargado en la base de datos del SEN, el modelo equivalente del parque con su parametrización definitiva en la BD de noviembre de 2021.



10.5.3 Carga de archivos

Para poder reproducir las simulaciones frente a los ensayos realizados en terreno presentados en el informe, se deberá trabajar con el modelo agregado de la central.

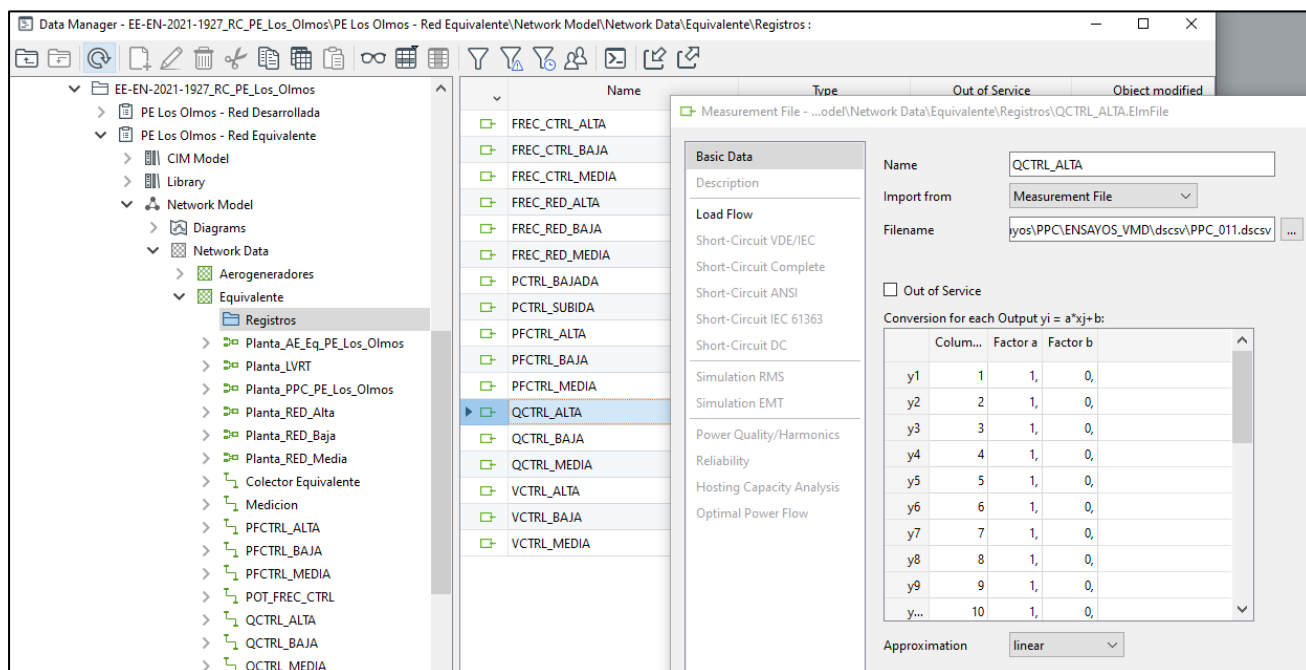
Posteriormente se deberá ir a la carpeta registros como se indica a continuación:



Una vez seleccionado el caso de estudio que se quiere recrear, se deberá ingresar dentro de la carpeta de registro seleccionada y cambiar la ruta indicando cuál archivo representa la simulación a realizar (de acuerdo con lo indicado en la Tabla 10.1, Tabla 10.2 y Tabla 10.3).



A modo de ejemplo se presenta la selección para el caso de “QCTRL_ALTA”





11 REFERENCIAS

- [1] “Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant”. Conference Paper NREL/CP-500-38940. Enero 2006. Disponible en Internet [aquí](#).



Esta página ha sido dejada en blanco intencionalmente.