



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN DE
GRANDES BLOQUES DE ENERGÍA EÓLICA EN EL SISTEMA
DE TRANSMISIÓN DEL SIC.**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA**

FABIOLA ANDREA ARAVENA ROJAS

PROFESOR GUÍA:

LEONARDO BASTIDAS ALMARZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

NELSON MORALES OSORIO

SERGIO DÍAZ CARO

SANTIAGO DE CHILE

ENERO 2011

“EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE GRANDES BLOQUES DE ENERGÍA EÓLICA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SIC”

En el presente trabajo de título se analiza técnica y económicamente la incorporación de grandes bloques de energía eólica en el sistema de transmisión del SIC. El objetivo es estudiar los límites de transferencia en zonas que incluyen participación de bloques de generación eólica, actuales y proyectados a mediano plazo, en las zonas con mayor potencial eólico, es decir, las regiones de Coquimbo y Bío-Bío.

Para estudiar el fenómeno se calculan las curvas de calentamiento de las líneas que se cree serán las más afectadas. Con esto se obtienen las capacidades máximas de transferencia según distintos criterios de seguridad y condiciones ambientales. Considerando los límites anteriores se realizan simulaciones computacionales de las líneas de transmisión con el software DigSilent®, con las cuales se obtienen las potencias transmitidas por las líneas en escenarios de generación distintos. En estas simulaciones, se incluyen centrales eólicas generando teóricamente a su máxima capacidad, que es el más desfavorable de los casos posibles.

Las simulaciones consideran casos de pre y post-falla en escenarios de demanda baja y media, casos en los cuales las líneas de transmisión se ven más sobrecargadas. Como forma de comparación se considera un escenario actual (año 2010) y un escenario futuro (año 2012) para la zona norte; y un escenario proyectado 2012 en el caso de la zona sur. En cada una de esas zonas, se tienen en carpeta proyectos que suman cerca de 200 MW, además de inversiones en el sistema de transmisión.

Por otro lado, se realizan simulaciones dinámicas con la finalidad de comprobar que los escenarios simulados fuesen estables en cuanto a la operación y factibles en conformidad con las exigencias establecidas en la normativa vigente y las limitantes técnicas de los equipos de potencia. En el caso de la zona norte se busca encontrar aquellos límites más restrictivos en cuanto a la operación, mientras que para la zona sur sólo se busca comprobar la factibilidad de la operación y la estabilidad antes mencionada. Estos datos fueron empleados posteriormente en un análisis económico, que se realizó en base a simulaciones del software PLP, que permiten un análisis económico que se ajusta a las condiciones reales de operación en el largo plazo.

Los resultados de las simulaciones, muestran que efectivamente ante ciertos escenarios de generación, en el caso de la zona norte; y sumando la presencia de contingencias, en el caso de la zona sur, existen situaciones de sobrecarga en las líneas estudiadas, si se considera una alta generación eólica en la zona.

La solución propuesta corresponde a una recomendación de operación del sistema ante estas condiciones. Por lo cual, se propone el aumento de la capacidad operacional de transmisión de las líneas en estudio, mediante la desconexión inmediata de un monto de generación eólica ante la presencia de una contingencia.

La evaluación económica realizada muestra que con el beneficio anual de la operación con estos nuevos límites es posible pagar un automatismo (EDAG) que permita la desconexión instantánea de un monto de generación eólica. Así también, este beneficio obtenido corresponde al valor máximo que el sistema estaría disponible a pagar a los generadores eólicos ante la desconexión de dichos montos de generación, en vez de la desconexión o disminución de generación proveniente de centrales térmicas de la zona, lo que podría dar origen a la prestación de un Servicio Complementario.

AGRADECIMIENTOS

Para comenzar, quisiera agradecer a mi familia, en especial a mis padres: Guillermo y Digna, quienes me han apoyado incondicionalmente durante toda mi vida. Gracias por todos los esfuerzos que han hecho para que yo pudiese cumplir mis metas y sueños, y por el amor que siempre me han brindado. También quiero agradecer a mis hermanas: Alejandra, Margarita y Carolina, por ser mis compañeras de aventuras y mi motivación durante este largo proceso.

Además, quisiera destacar la ayuda recibida por los profesores integrantes de la comisión de esta memoria. Agradezco a mi profesor guía, Sr. Leonardo Bastidas, por el tiempo brindado y sus observaciones a este trabajo. Gracias también, por facilitarme resultados del software PLP y la instrucción en éste.

También quisiera agradecer al profesor co-guía, Sr. Nelson Morales, por su constante orientación y apoyo en los procesos que implica la realización de la memoria. Muchas gracias por los comentarios a mi trabajo y la buena disposición a realizarlos.

Por último, quisiera agradecer al profesor Sr. Sergio Díaz, por el tiempo dedicado a discutir los temas relacionados con esta memoria y por su buena disposición en todo momento. Muchas gracias por su orientación constante, no tan sólo en el desarrollo de este trabajo, sino también en el ámbito personal.

De igual manera, quiero reconocer el apoyo brindado por Jorge Vargas en la familiarización con el software computacional DigSilent®. Muchas gracias por tantas jornadas de enseñanza y por las muchas veces que sacrificó su tiempo libre por ayudarme desinteresadamente. Gracias por la confianza, la amistad y los consejos brindados.

Muchas gracias al CDEC-SIC por facilitar su equipamiento y la licencia del software DigSilent® para la realización de este trabajo; y a su personal por la acogida.

Quiero destacar también el apoyo recibido por Juan Marco Donoso, quien me proporcionó su ayuda con las simulaciones en el software PLP y en el análisis de los datos obtenidos. Gracias por las discusiones de los resultados, su gran disposición a ayudarme y el tiempo dedicado.

También quisiera agradecer a mis amigos Pamela, Javiera y Rodrigo Gutiérrez, por el constante respaldo durante el tiempo en que realice mi memoria, muchas gracias por su compañía y consejos. Agradezco también a quienes me han brindado su apoyo de una u otra forma durante mi vida universitaria. Muchas gracias: Nelson, Jocelyn, Paula, Matías, María José, Sebastián, Alonso, Hugo, Gail, Nicole, Christian, Raúl, Alex, Eduardo Merlo, Eduardo Esperguel, Eduardo Pereira, Rodrigo Alarcón y a todos quienes me ayudaron. Gracias también a mi amiga Natalia Villacura, por siempre creer en mí y por la amistad de años, que espero perdure en el tiempo.

Por último, quiero reconocer y agradecer a quien ha sido un pilar fundamental para mí durante mi vida universitaria. No sólo ha sido uno de los correctores de este trabajo, sino también quien me ha brindado su apoyo, compañía y amor. Gracias Eduardo por todas las cosas lindas que hemos vivido, por alentarme cada vez que lo necesité y por nunca dejarme sola.

Mis más sinceros agradecimientos a todos quienes me han apoyado durante mi vida, me siento muy agradecida de que Dios los haya puesto en mi camino. Gracias a todos, los llevo en mi corazón.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Alcances y Objetivos Generales.....	1
1.3	Objetivos Específicos.....	1
1.4	Estructura del Documento.....	3
2	Antecedentes.....	4
2.1	Conceptos generales sobre Energía Eólica.....	4
2.1.1	Tecnologías de Generación Eólica.....	5
2.1.2	Generador Eólico de Inducción de Velocidad Fija.....	5
2.1.3	Generador Eólico de Inducción de Doble Alimentación.....	6
2.1.4	Generador Eólico Sincrónico de Imanes Permanentes.....	7
2.1.5	Control sobre la operación de Aerogeneradores.....	7
2.2	Efectos de una alta penetración de Energía Eólica sobre Sistemas Eléctricos de Potencia. 9	
3	Situación Actual de la Energía Eólica en Chile.....	12
3.1	Disponibilidad del Recurso Eólico en Chile.....	12
3.1.1	Mapa eólico de Chile.....	12
3.2	Parques Eólicos Instalados en el Sic.....	15
3.2.1	Parque Eólico Canela:.....	15
3.2.2	Parque Eólico Totoral:.....	16
3.2.3	Parque Eólico Monte Redondo:.....	17
3.3	Proyectos de Energía Eólica en el Sic.....	19
3.3.1	Proyectos Eólicos ubicados en la Cuarta Región.....	19
3.3.2	Proyectos Eólicos ubicados en la Quinta Región.....	21
3.3.3	Proyectos Eólicos ubicados en la Octava Región.....	22
4	Metodología de Trabajo.....	23
4.1	Zona Norte.....	23
4.1.1	Alcances del Estudio.....	23
4.1.2	Curvas de Calentamiento.....	23
4.1.3	Simulaciones Estáticas Pre-Contingencia en DigSilent®.....	24

4.1.4	Simulaciones Estáticas Post-Contingencia en DigSilent®	29
4.1.5	Simulaciones Dinámicas en DigSilent®	30
4.1.6	Determinación de los Límites de Transmisión	33
4.2	Zona Sur	33
4.2.1	Alcances del Estudio	33
4.2.2	Simulaciones Estáticas en DigSilent®	34
4.2.3	Simulaciones Estáticas Post-Contingencia en DigSilent®	37
4.2.4	Simulaciones Dinámicas en DigSilent®	38
5	Resultados Obtenidos en Zona Norte	40
5.1	Simulaciones Estáticas	40
5.1.1	Línea Las Palmas - Los Vilos 2x220 kV	40
5.1.2	Línea Los Vilos – Nogales 2x220 kV	54
5.1.3	Línea Nogales - Quillota 2x220 kV	64
5.1.4	Línea Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV	81
5.2	Simulaciones Dinámicas	93
5.2.1	Línea Las Palmas – Los Vilos	93
5.2.2	Línea Los Vilos - Nogales	94
5.2.3	Línea Nogales – Quillota	95
5.2.4	Línea Pan de Azúcar – Las Palmas	97
5.3	Límites de Transmisión Obtenidos	98
6	Resultados Obtenidos en Zona Sur	99
6.1	Simulaciones Estáticas	99
6.1.1	Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	99
6.1.2	Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	104
6.1.3	Línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV	109
6.2	Simulaciones Dinámicas	110
6.2.1	Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	111
6.2.2	Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	112
7	Evaluación Económica	113
7.1	Zona Norte	113
7.1.1	Procedimiento General	113

7.1.2	Escenario 2010	116
7.1.3	Escenario 2012	120
7.2	Zona Sur.....	122
7.2.1	Procedimiento General	122
7.2.2	Costos Anuales Obtenidos: Línea Lagunillas - Hualpén 1x154 kV.....	125
7.2.3	Costos Anuales Obtenidos: Línea Lagunillas - Hualpén 1x 220 kV.....	126
8	Conclusiones.....	127
9	Referencias Bibliográficas.....	131
	Anexo A: Cálculo de Curva de Calentamiento	I
	Anexo B: Tensiones en barras: Simulaciones Estáticas Pre-Contingencia	XXVIII
	Anexo C: Tensiones en barras: Simulaciones Estáticas Post-Contingencia.....	XXXVII
	Anexo D: Simulaciones Dinámicas: Límites de Transmisión.....	LVIII
	Anexo E: Simulaciones Dinámicas Zona Norte.....	LXX
	Anexo F: Simulaciones Dinámicas: Línea Nogales – Quillota 2x220 kV, Esc. 2012	LXXXVII
	Anexo G: Simulaciones Dinámicas Zona Sur.....	XCIV

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Generador de inducción de velocidad fija [6].	5
Figura 2.2: Generador de inducción de doble alimentación [6].	6
Figura 2.3: Generador Sincrónico de Imanes Permanentes [6].	7
Figura 2.4: Impactos de la Energía Eólica en los Sistemas de Potencia, divididos en diferentes escalas de tiempo e incluidos en las áreas relevantes.	9
Figura 3.1: Velocidad media del viento en [m/s] en la zona centro del país	13
Figura 3.2: Velocidad media del viento en [m/s] a 10 [m] en estaciones de la IV Región	14
Figura 3.3: Densidad de potencia eólica media en [W/m ²] a 10 [m] en estaciones de la IV Región	14
Figura 7.1: Esquema que ejemplifica procedimiento a realizar.	115

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Baja	45
Gráfico 5.2: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media	48
Gráfico 5.3: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja	50
Gráfico 5.4: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media	52
Gráfico 5.5: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja	56
Gráfico 5.6: Resumen Línea Los Vilos – Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media	58
Gráfico 5.7: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja	60
Gráfico 5.8: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media	62
Gráfico 5.9: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.	68
Gráfico 5.10: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	69
Gráfico 5.11: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.	72
Gráfico 5.12: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	73
Gráfico 5.13: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.	77
Gráfico 5.14: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	78
Gráfico 5.15: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.	79
Gráfico 5.16: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	80
Gráfico 5.17: Curva de Calentamiento del Conductor, Línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV, Escenario 2010 - Demanda Baja, Despacho de Generación: Caso Base.	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Ficha Técnica de Central Canela I.....	15
Tabla 3.2: Ficha Técnica de Central Canela II	16
Tabla 3.3: Ficha Técnica del Parque Eólico Totoral.	17
Tabla 3.4: Ficha Técnica de Parque Eólico Monte Redondo.....	17
Tabla 4.1: Valores de Demandas para Escenarios 2010 y 2012.	24
Tabla 4.2: Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012 en la Zona Norte [25].....	25
Tabla 4.3: Líneas de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012 en la Zona Norte [25].....	25
Tabla 4.4: Despacho de Generación - Caso Base 2010	25
Tabla 4.5: Despacho de Generación - Caso Base 2012	26
Tabla 4.6: Potencia Total del despacho de Generación para Caso Base 2010 y 2012.....	26
Tabla 4.7: Centrales Térmicas a incluir en el Despacho según orden de mérito.	27
Tabla 4.8: Escenarios de Generación a utilizar en los Flujos de Potencia.....	27
Tabla 4.9: Barras de la Zona Norte del SIC seleccionadas para estudiar.	28
Tabla 4.10: Capacidad Térmica de los TT/CC en zona de interés [28].	29
Tabla 4.11: Resumen de eventos a utilizar en Simulación Dinámica - Escenario 2010 y sus respectivos tiempos de ejecución.....	31
Tabla 4.12: Eventos a incluir en la Simulación Dinámica para el escenario 2012 y sus respectivos tiempos de ejecución.....	31
Tabla 4.13: Valores de Demanda a utilizar en el Escenario 2012.	34
Tabla 4.14: Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012 en la zona de interés. [25]	34
Tabla 4.15: Obras de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012 en la zona de interés.....	34
Tabla 4.16: Despacho de Generación para Caso Base de Zona Sur.	35
Tabla 4.17: Escenarios de Generación a considerar para la Zona Sur.....	35
Tabla 4.18: Barras de la Zona Sur del SIC seleccionadas para estudiar.	36
Tabla 4.19: Resumen de eventos a utilizar en Simulación Dinámica - Escenario 2012 y sus respectivos tiempos de ejecución.....	38
Tabla 5.1: Valores de Transferencias de Corriente para la Línea Las Palmas - Los Vilos.....	40
Tabla 5.2: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Baja.	41
Tabla 5.3: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja	41
Tabla 5.4: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media	42
Tabla 5.5: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media	42
Tabla 5.6: Casos en operación normal, con tensiones fuera de la banda establecida por la Norma Técnica.....	42
Tabla 5.7: Casos que en operación normal no cumplen con la limitación por Capacidad Térmica del TTCC.	43
Tabla 5.8: Casos en que las transferencia de corriente superan el límite por capacidad térmica de las líneas.	43
Tabla 5.9: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	44
Tabla 5.10: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 15°C sin sol.	46
Tabla 5.11: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 20°C con sol.	46

Tabla 5.12: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 30°C con sol.	46
Tabla 5.13: Porcentajes de sobrecarga admisible para la Línea Las Palmas - Los Vilos, a temperaturas ambiente referenciales.....	46
Tabla 5.14: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	47
Tabla 5.15: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 15°C sin sol.....	48
Tabla 5.16: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 20°C con sol.	49
Tabla 5.17: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 30°C con sol.	49
Tabla 5.18: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	50
Tabla 5.19: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 15°C sin sol.	51
Tabla 5.20: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 20°C con sol.	51
Tabla 5.21: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 30°C con sol.	51
Tabla 5.22: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	52
Tabla 5.23: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 15°C sin sol.....	53
Tabla 5.24: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 20°C con sol.	53
Tabla 5.25: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 30°C con sol.	53
Tabla 5.26: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2010- Demanda Baja	54
Tabla 5.27: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2012- Demanda Baja	54
Tabla 5.28: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2010-Demanda Media	55
Tabla 5.29: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2012- Demanda Media	55
Tabla 5.30: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.....	56
Tabla 5.31: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 15°C sin sol.	57
Tabla 5.32: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 20°C con sol.	57
Tabla 5.33: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 30°C con sol.	57
Tabla 5.34: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.....	58
Tabla 5.35: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 15°C sin sol.....	59
Tabla 5.36: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 20°C con sol.	59

Tabla 5.37: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 30°C con sol.	59
Tabla 5.38: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.....	60
Tabla 5.39: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 15°C sin sol.	61
Tabla 5.40: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 20°C con sol.	61
Tabla 5.41: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 30°C con sol.	61
Tabla 5.42: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.....	62
Tabla 5.43: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 15°C sin sol.....	63
Tabla 5.44: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 20°C con sol.	63
Tabla 5.45: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 30°C con sol.	63
Tabla 5.46: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.....	64
Tabla 5.47: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	65
Tabla 5.48: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.....	65
Tabla 5.49: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	65
Tabla 5.50: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.....	66
Tabla 5.51: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	66
Tabla 5.52: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.....	66
Tabla 5.53: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	67
Tabla 5.54: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	67
Tabla 5.55: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	69
Tabla 5.56: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 15°C sin sol.	70
Tabla 5.57: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 20°C con sol.....	70
Tabla 5.58: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 30°C con sol.....	70
Tabla 5.59: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 15°C sin sol.....	71

Tabla 5.60: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 20°C con sol.	71
Tabla 5.61: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	71
Tabla 5.62: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	73
Tabla 5.63: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 15°C sin sol.	74
Tabla 5.64: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 20°C con sol.	74
Tabla 5.65: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 30°C con sol.	74
Tabla 5.66: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 15°C sin sol.	75
Tabla 5.67: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 20°C con sol.	75
Tabla 5.68: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 30°C con sol.	75
Tabla 5.69: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	76
Tabla 5.70: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	77
Tabla 5.71: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	79
Tabla 5.72: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	80
Tabla 5.73: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2010 – Demanda Baja.	82
Tabla 5.74: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2010 – Demanda Media.	82
Tabla 5.75: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja.	83
Tabla 5.76: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media.	83
Tabla 5.77: Casos factibles para el Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	84
Tabla 5.78: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2010 – Demanda Baja.	84
Tabla 5.79: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 - Demanda Baja.	86
Tabla 5.80: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 Demanda Baja considerando el desprendimiento de generación eólica.	86
Tabla 5.81: Casos factibles para el Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	87
Tabla 5.82: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2010 – Demanda Media.	87

Tabla 5.83: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 - Demanda Media.....	88
Tabla 5.84: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 Demanda Media considerando el desprendimiento de generación eólica.	88
Tabla 5.85: Casos factibles para el Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja.	89
Tabla 5.86: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja.....	89
Tabla 5.87: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 - Demanda Baja.	90
Tabla 5.88: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 Demanda Baja considerando el desprendimiento de generación eólica.	91
Tabla 5.89: Casos factibles para el Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.	91
Tabla 5.90: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media.....	92
Tabla 5.91: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 - Demanda Media.....	92
Tabla 5.92: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 Demanda Media considerando el desprendimiento de generación eólica.	92
Tabla 5.93: Límites de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	94
Tabla 5.94: Límites de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	94
Tabla 5.95: Límite de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	95
Tabla 5.96: Límite de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	95
Tabla 5.97: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.	96
Tabla 5.98: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.	96
Tabla 5.99: Límite de transmisión por circuito para tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	97
Tabla 5.100: Límite de transmisión por circuito para tramo Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.	98
Tabla 5.101: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.....	98
Tabla 6.1: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV.	99
Tabla 6.2: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.	100
Tabla 6.3: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.	100
Tabla 6.4: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.....	101
Tabla 6.5: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 Demanda Baja, considerando la aplicación de maniobras.....	102

Tabla 6.6: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.....	103
Tabla 6.7: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 Demanda Media, considerando la aplicación de maniobras.....	103
Tabla 6.8: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media, aplicando una combinación de maniobras.....	104
Tabla 6.9: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV.	104
Tabla 6.10: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.	105
Tabla 6.11: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.	105
Tabla 6.12: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.....	106
Tabla 6.13: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 Demanda Baja, considerando la aplicación de maniobras.....	107
Tabla 6.14: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.....	108
Tabla 6.15: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 Demanda Media, considerando la aplicación de maniobras.....	108
Tabla 6.16: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV.....	109
Tabla 6.17: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.	109
Tabla 6.18: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.	110
Tabla 6.19: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.	111
Tabla 6.20: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.	111
Tabla 6.21: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.	112
Tabla 6.22: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.	112
Tabla 7.1: Transferencias máximas definidas en el PLP, para las líneas de transmisión en estudio.	113
Tabla 7.2: Centrales de zona norte, costos variables y potencias netas definidas en el PLP.	114
Tabla 7.3: Centrales ubicadas aguas abajo de SE Quillota, a utilizar para cubrir ΔG_2	115
Tabla 7.4: Ranking de Hidrologías Secas, que se utilizarán en el estudio.....	116
Tabla 7.5: Escenarios de Generación en que se observa diferencias entre las transferencias por la línea y los límites impuestos.....	116
Tabla 7.6: Límites obtenidos mediante simulaciones en DigSilent, que serán aplicados a las líneas en análisis de simulación base.	117
Tabla 7.7: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.	118
Tabla 7.8: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Las Palmas – Los Vilos, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.	118
Tabla 7.9: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Los Vilos - Nogales, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.....	118

Tabla 7.10: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Nogales – Quillota, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.....	118
Tabla 7.11: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Con Maniobra sobre la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.	119
Tabla 7.12: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Con Maniobra sobre la línea Los Vilos - Nogales, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.	119
Tabla 7.13: Costo Anual Esperado resultante de aplicar límites Sin Maniobra, considerando los tres escenarios de generación definidos.....	120
Tabla 7.14: Costo Anual Esperado resultante de aplicar límites Con Maniobra, considerando los tres escenarios de generación definidos.....	120
Tabla 7.15: Escenarios de Generación en que se observa diferencias entre las transferencias por la línea y los límites impuestos.....	121
Tabla 7.16: Límites obtenidos mediante simulaciones en DigSilent, que serán aplicados a las líneas en análisis de simulación base.	121
Tabla 7.17: Central Bocamina 2, Costo Variable y Potencia Neta definidas en el PLP.....	122
Tabla 7.18: Costos Marginales en Barra Lagunillas 220 kV obtenidos de simulación en PLP.....	123
Tabla 7.19: Etapas definidas para evaluación de costos, Zona Sur.	123
Tabla 7.20: Probabilidad de que se presenten los escenarios de generación, calculadas mediante simulación en PLP.	123
Tabla 7.21: Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 80% de su capacidad.....	124
Tabla 7.22: Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 90% de su capacidad.....	124
Tabla 7.23: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.....	125
Tabla 7.24: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV considerando contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.....	126
Tabla 7.24: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV considerando contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV.	126

1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos introducida por la Ley 20.257 respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales, en específico al Artículo 150° bis, indica lo siguiente:

“Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.”

Esta obligación en un comienzo será de 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis. Esto ha motivado a las distintas empresas eléctricas y a privados a realizar inversiones en energías renovables, en particular, en energía eólica. Es por esto, que nace la necesidad de evaluar cómo el Sistema Interconectado Central, en adelante SIC, se comportará ante la incorporación de grandes bloques de energía, provenientes de centrales eólicas, cuya ubicación se concentra en algunos sectores específicos.

En efecto, actualmente existen tres parques eólicos conectados al SIC coordinados por el CDEC – SIC, con una potencia total instalada de 162,15 MW y que se encuentran ubicados en la zona de la IV Región. Muchos otros proyectos se encuentran en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, la potencia total instalada prevista de estos parques, incluyendo actualmente los incorporados en el sistema, equivale aproximadamente a 1440 MW, y se estima que cuando todos estos parques estén funcionando representen aproximadamente un 10% de la capacidad instalada del SIC en ese momento.

1.2 ALCANCES Y OBJETIVOS GENERALES.

Los alcances del presente trabajo tienen su fundamento en el alto nivel esperado de penetración de la energía eólica en nuestro país. Ante esta problemática, resulta interesante estudiar el impacto que tendrá en la operación del SIC en términos técnicos y económicos, la incorporación de estos bloques de energía, en particular cuáles serán los impactos en las redes de transmisión.

Dentro de este punto, es claro que el impacto de grandes bloques de energía eólica en las redes de transmisión dependerá de la ubicación de las centrales de energía eólica respecto a las cargas y del estado de la red de transmisión, en cuanto a si, previamente presenta o no limitaciones de transmisión.

En Chile se presenta una situación muy particular: una de las zonas de mayor potencial eólico se ubica en las costas de la IV Región, razón por la cual, los tres parques eólicos que actualmente se encuentran conectados al SIC, así como la gran parte de los proyectos que se encuentran en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental se ubican allí. Esto implica que, las centrales eólicas se encuentren concentradas en el mismo sector del sistema eléctrico, y la inyección de la energía generada se concentra en una zona.

En este sector, el sistema de transmisión fue desarrollado originalmente para abastecer a los consumos de la Zona Norte del SIC. Hoy, producto de la instalación de centrales eléctricas en la zona, el sistema está adaptado para evacuar los excedentes de generación, con lo que en la actualidad posee una capacidad ajustada para dichos excedentes, habiendo sólo una pequeña capacidad disponible para futuros proyectos.

Por tanto, ante un aumento del número de centrales eólicas en la zona y considerando el actual desarrollo proyectado para el sistema de transmisión de la zona, se vislumbra un aumento en la potencia a transmitir y exportar por este sistema lo que, a su vez, provocará probablemente la saturación de éste. Esto se traduce en problemas en la operación del sistema, puesto que no es posible evacuar toda la energía generada en la zona, por lo que el sistema se enfrenta a la limitación de la generación producida en la zona.

Esta situación es posible mostrarla mediante una simulación de la operación de largo plazo en que se incluyan los futuros parques eólicos de la zona, una proyección del sistema equivalente y una estimación del crecimiento de las cargas. Luego, en este ámbito se enfrenta un problema técnico enfocado a la Capacidad de la Red de Transmisión y el uso de ésta. Como la limitación de capacidad también está dada por el criterio de seguridad $(n - 1)$, se estudiará si es factible establecer un criterio de seguridad $(n - 1)^*$ ajustado, que permita un mayor uso de la línea mediante el uso controlado y transitorio de una capacidad adicional, con el objeto de disminuir la limitación de generación antes mencionada.

Otra de las zonas de gran potencial eólico en Chile corresponde a las costas de la VIII Región. En este sector se presenta una configuración enmallada del sistema de transmisión, distinta al caso de la IV Región, y en la medida que se presentan distintos tipos de contingencias en la red, la topología de ésta varía. Luego, para esta zona sería interesante estudiar qué contingencias producen saturaciones en la red.

Por otro lado, la incorporación de grandes bloques de energía eólica en el sistema de transmisión del SIC contiene adicionalmente una componente económica, ya que la solución que se vislumbra es la desconexión de generadores eólicos para aliviar las transferencias por la red. Esto pues, es posible desconectar en grupos pequeños de unidades y no a parques eólicos en su totalidad, y de esta manera también evita disminuir energía proveniente de centrales térmicas de mayor costo variable de operación, haciéndolas funcionar con una mayor eficiencia y sin perturbar su ciclo térmico. Dicha solución es la que se evaluará en el desarrollo de este trabajo.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Observar la situación actual de flujos de potencia por las líneas de transmisión del norte del SIC (IV Región), en particular, mostrar la actual situación de capacidad y uso de las líneas.
- Vislumbrar la situación que se divisa ante la instalación de futuros proyectos eólicos en la zona norte y sur del SIC, especificada anteriormente. Concretamente, estudiar la situación ante un escenario de alta generación eólica y demanda local baja y media.
- Dada la característica longitudinal del sistema de transmisión en el norte del SIC, y como la limitación de capacidad también está dada por el criterio de seguridad $(n - 1)$, se estudiará si es factible establecer un criterio de seguridad $(n - 1)^*$ ajustado, que permita un mayor uso de la línea mediante una capacidad adicional dada por este criterio de seguridad ajustado.
- En la zona de la VIII Región, se presenta una configuración enmallada del sistema de transmisión, al presentarse distintos tipos de contingencias en la red, la topología de ésta varía. Luego, para esta zona se determinará qué contingencias producen limitaciones en la red y cuáles permiten un mayor uso del recurso eólico.
- Estudiar aquellos casos en que, ante congestiones en la red provocadas por contingencias, se restrinja la inyección al sistema de energía proveniente de centrales eólicas. Esto se traduce en limitar la generación de parques eólicos, desconectando grupos de unidades mediante un automatismo (EDAG).
- Evaluar el impacto en la operación económica del SIC del mayor uso de la capacidad de transmisión, considerando criterios de seguridad ante contingencias.

1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

En función de los alcances y objetivos propuestos en este trabajo de título, esta memoria se estructura de la siguiente manera.

El Capítulo 2 constituye una revisión de los conceptos generales sobre la energía eólica, las distintas tecnologías de aerogeneradores y una visión general de los efectos que produce la incorporación de una alta penetración de energía eólica sobre los sistemas eléctricos de potencia. El Capítulo 3 corresponde a la exposición de la situación actual de la energía eólica en Chile, parques eólicos actuales en el SIC y los proyectos que se vislumbran en la IV, V y VIII Región. En el Capítulo 4 se aborda la propuesta metodológica planteada, con el fin de abordar los objetivos planteados y establecer las consideraciones realizadas en el desarrollo de este trabajo.

Una vez definida la propuesta metodológica, en el Capítulo 5 y 6 se detallan los resultados obtenidos para las zonas norte y sur, respectivamente. Mientras que en el Capítulo 7 se detalla la evaluación económica de la solución propuesta. Finalmente en el Capítulo 8 se presentan las conclusiones del trabajo realizado y se establecen los posibles cursos de acción para futuros desarrollos de temas relacionados con el estudio presentado en este documento.

2 ANTECEDENTES

2.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE ENERGÍA EÓLICA

El viento se origina con el movimiento de masas de aire y es una forma indirecta de energía solar. La circulación de las masas de aire se produce por diferencias de temperatura en las distintas zonas geográficas de la tierra, lo que junto a la rotación de nuestro planeta y las fuerzas de Coriolis, crean patrones globales de circulación [1,2].

Por otro lado, la velocidad del viento varía con la altura dentro de la capa límite terrestre y depende de la naturaleza del terreno sobre el cual se desplazan las masas de aire. Esta relación se expresa mediante la ecuación:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha$$

Donde: V_1 , V_2 representan las velocidades de viento a las alturas h_1 y h_2 , respectivamente. Además se cumple que: $V_1 < V_2$ y $h_1 < h_2$. El exponente α caracteriza el terreno, puede variar entre 0,08 (para superficies lisas como hielo, lagunas, etc.) y 0,40 (sobre terrenos geográficamente accidentados) [3].

De lo anteriormente expuesto, se puede caracterizar al viento como un recurso esencialmente variable y complejo de predecir, puesto que su comportamiento depende de numerosos factores. Sin embargo, con el conocimiento de estos factores, es posible realizar estimaciones del recurso eólico de una zona en particular, pudiendo establecer zonas de mayor potencial y por ende, de futuras instalaciones de parques eólicos.

En general, se observa que las zonas más favorables para la ubicación de proyectos eólicos son las áreas costeras, valles transversales, llanuras interiores abiertas y zonas montañosas dado su mayor potencial eólico [4].

La producción de energía a partir de la energía cinética del viento es lo que se denomina energía eólica. Las fluctuaciones de la energía eólica son atribuidas a las variaciones de la velocidad del viento, las cuales dependen de cambios en las condiciones climáticas que conllevan a una intermitencia y alta variabilidad de este tipo de energía, importante de considerar ante la incorporación a los sistemas eléctricos de potencia [5].

Para un mejor aprovechamiento de la energía eólica se deben considerar velocidades medias de viento, ráfagas, direcciones dominantes y eventuales obstáculos al momento de seleccionar los lugares de emplazamiento, así como las características constructivas de las máquinas a instalar (altura de la torre, velocidad máxima que soporta, velocidad de puesta en marcha, entre otras) [3].

2.1.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EÓLICA

En la actualidad, el desarrollo de este tipo de tecnología permite encontrar diversos tipos de aerogeneradores, los que se pueden clasificar dependiendo del diseño, posición del aerogenerador o tipo de eje, número de palas, entre otras. Sin embargo, la clasificación más utilizada corresponde a: aerogeneradores de velocidad fija o de velocidad variable. Cada una de estas tecnologías presenta ventajas y desventajas en su utilización, las que serán analizadas posteriormente.

2.1.2 GENERADOR EÓLICO DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA

Un generador eólico de inducción de velocidad fija, en general, corresponde a un generador de inducción de rotor jaula ardilla. Este tipo de máquinas se acopla directamente a la red mediante una caja amplificadora o caja de engranajes, que se ubica entre los sistemas de eje de alta y baja velocidad.

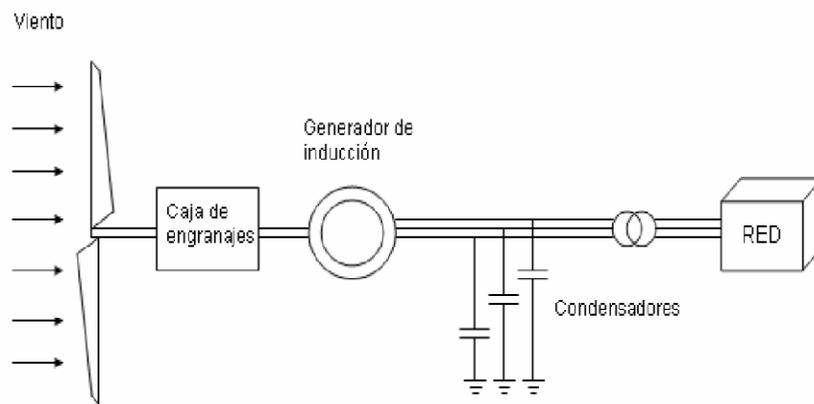


Figura 2.1: Generador de inducción de velocidad fija [6].

Una de las desventajas de este tipo de generador, es que no posee control sobre la potencia activa entregada al sistema. A la vez, consume gran cantidad de potencia reactiva, por lo que es necesario una compensación de reactivos, ya sea mediante un banco de condensadores o equipos de electrónica de potencia. Si no existe este tipo de compensación, obtiene los reactivos necesarios de la red eléctrica a la que esté conectado, dañando los perfiles de tensión.

Esta desventaja puede ser subsanada, puesto que se han desarrollado generadores de inducción de velocidad fija con capacidad FRT (*Fault Ride Through*), esto es la capacidad de mantenerse conectado a la red ante fuertes fallas de tensión. Esta capacidad permite un control del consumo de reactivos mediante diversos equipos como SVC, STATCOM y bancos de condensadores electrónicamente controlados, eliminando el problema de consumo de reactivos mencionado anteriormente [7].

Sin embargo, la principal desventaja está dada por su conexión directa a la red, y tiene relación con que transmite a la red eléctrica las variaciones de potencia, producidas por cambios en el viento, y los problemas mecánicos, como vibraciones en el eje dadas por ráfagas y turbulencias de viento, lo que perjudica la calidad del flujo de energía entregado al sistema. Por

otro lado, no es posible un control eficaz de los efectos provocados por cambios dinámicos en la tensión, como parpadeo o *flicker* [8,9].

A pesar de las desventajas mencionadas anteriormente, este tipo de aerogeneradores fueron los que se utilizaron en el Parque Eólico Canela I, primer parque eólico conectado al SIC. Esto, principalmente ya que sus ventajas se relacionan con un menor costo de inversión respecto de otras tecnologías, simplicidad en su diseño, implementación de métodos de control simples y bajos costos de operación y mantenimiento.

2.1.3 GENERADOR EÓLICO DE INDUCCIÓN DE DOBLE ALIMENTACIÓN

Este modelo de generador corresponde a un generador de inducción de velocidad variable. Tal como se observa en la Figura 2.2, un generador de inducción doblemente alimentado es una máquina excitada tanto desde su estator, conectado directamente a la red, como en su rotor, conectado también a la red mediante un sistema conversor-inversor realizado con electrónica de potencia [8]. El inversor trabaja siempre a la frecuencia de la red, mientras que el conversor lo hace a frecuencia variable dependiendo del punto de operación [6].

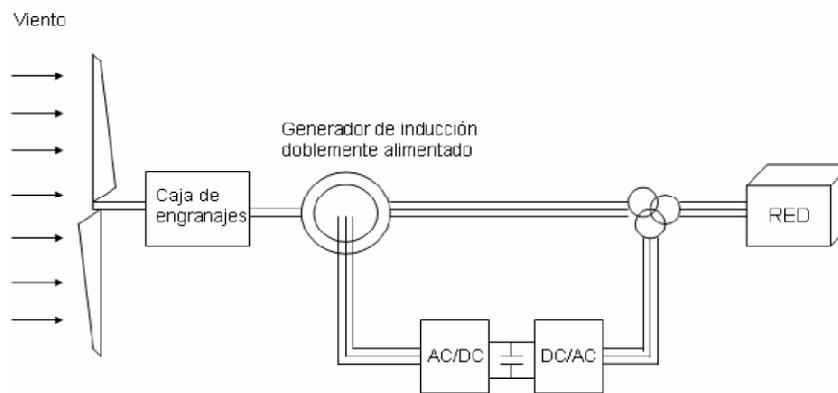


Figura 2.2: Generador de inducción de doble alimentación [6].

Dado que la potencia que pasa por el sistema conversor-inversor, corresponde a sólo una fracción de la potencia nominal, entre un 20% a 30%, las pérdidas en este sistema son menores respecto de un sistema que convierte la potencia total, lo que hace a este generador un tipo muy utilizado [10]. Otra de sus ventajas consiste en que es capaz de ajustar la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento, lo que lo convierte en un tipo eficiente desde este punto de vista [11].

Por otro lado, los reactivos son controlados por la misma operación de la turbina, pudiendo generar o absorber potencia reactiva según convenga [8].

Estas ventajas implican un mayor costo de inversión, debido a la necesidad del sistema conversor-inversor; y un mayor costo de mantenimiento dado que se tiene acceso al rotor.

Este tipo de aerogenerador es el utilizado en los parques eólicos Canela II, Monte Redondo y Totoral, ubicados en la IV región de nuestro país.

2.1.4 GENERADOR EÓLICO SINCRÓNICO DE IMANES PERMANENTES

Este generador sincrónico de velocidad variable es conectado a la red eléctrica mediante un sistema rectificador-inversor, desarrollado con electrónica de potencia. De esta manera, la señal de corriente alterna es rectificadas, desacoplándola de la red eléctrica, y luego mediante la etapa inversora la señal de corriente alterna adquiere la misma frecuencia de la red.

Este modelo de generador incluye una caja de engranajes para aumentar la velocidad y a la vez disminuir el tamaño del generador sincrónico. De no ser así, dado su gran número de polos, el generador sincrónico podría llegar a ser de gran tamaño.

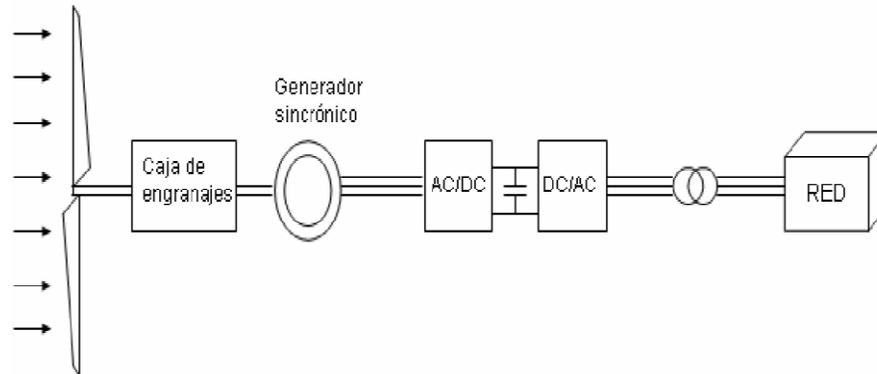


Figura 2.3: Generador Sincrónico de Imanes Permanentes [6].

La principal desventaja de este sistema es que requiere de complejos rectificadores, puesto que sistemas rectificadores más simples no permiten un control de reactivos y tensión, esto se traduce en un costo de inversión más elevado [10]. Por otra parte, el uso de un sistema rectificador-inversor puede provocar un aumento en la contaminación armónica de la red, lo que ante una integración masiva de esta tecnología puede dañar la red eléctrica [7].

Su gran ventaja, es que con el uso del sistema rectificador-inversor es posible controlar las corriente del lado del rotor y la del lado de la red, de esta manera posee una mayor capacidad de control en la inyección de potencia activa y reactiva a la red eléctrica a la que está conectado, mejorando las condiciones de régimen permanente, la calidad de suministro y la estabilidad de tensión y fase [11].

Este tipo de generador permite simplificar aún más los modelos de las turbinas y su eficiencia [8].

2.1.5 CONTROL SOBRE LA OPERACIÓN DE AEROGENERADORES

- Control del ángulo de paso o posición de las palas (*Pitch Control*)

Este tipo de control es un proceso mecánico, la acción de control consiste en modificar el ángulo de paso o posición de las palas en unos pocos grados cada vez que cambia el viento, el objetivo principal es mantener un ángulo óptimo que permita el máximo rendimiento del aerogenerador, es decir, una mayor generación a todas las velocidades de viento.

Es posible identificar dos estrategias de control según la potencia generada:

- a. Ante un valor demasiado alto de la potencia generada, por ejemplo ante una ráfaga de viento, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que hace girar las palas en un cierto ángulo, pasando a capturar una menor potencia del viento. De esta manera se protege de esfuerzos mecánicos al aerogenerador.
- b. Cuando el viento disminuye repentinamente, el mecanismo de acción es el inverso. El controlador electrónico comprueba varias veces por segundo la potencia generada, luego como acción se modificará el ángulo de paso, de tal manera de encontrar el ángulo óptimo que permita capturar la máxima energía posible del viento.

El diseño de aerogeneradores con este tipo de control exige una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente en el ángulo deseado. El tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso es un factor crítico en el diseño de la turbina [8,11].

- Control (pasivo) por pérdida aerodinámica (*(Passive) Stall Control*)

Este control se logra por medio del diseño aerodinámico del perfil de la pala del rotor, unido al buje en un ángulo fijo. Este diseño aerodinámico permite asegurar la pérdida de sustentación al alcanzar la velocidad de diseño.

La geometría del diseño hace que la pala esté ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, con el fin de que el ángulo de ataque sea el óptimo en toda la pala, de esta manera provocar una pérdida de sustentación gradual cuando la velocidad del viento alcanza valores muy altos.

La principal ventaja que se obtiene de aplicar esta estrategia de control es evitar partes móviles del rotor y el complejo sistema de control. Sin embargo, a la vez presenta un diseño aerodinámico muy complejo, puesto que es necesario evitar vibraciones que puedan ser provocadas por la pérdida de sustentación [8,11].

- Control activo por pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*)

En aerogeneradores de mayor potencia se encuentra incorporado este tipo de control, que permite orientar las palas algunos grados (menos de 10°) para ajustar mejor el perfil de pérdida en las zonas de velocidades altas de viento, aproximadamente entre 18 a 25 [m/s].

Este control es similar al control del ángulo de paso, puesto que ambos tienen palas orientables. Cuando la velocidad del viento es baja, las palas se orientan como en los aerogeneradores con control del ángulo de paso, para así obtener una fuerza de giro razonablemente alta para una baja velocidad de viento.

Por otro lado, cuando el aerogenerador alcanza su potencia nominal, se aumenta el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y así consumir el exceso de energía del viento. Luego, en este caso, la orientación de las palas es en sentido contrario al que lo harían las palas reguladas por control del ángulo de paso.

Este tipo de control posee ventajas respecto del control de la potencia, el cual resulta ser mejor y más exacto, con lo que evita que la potencia nominal sea sobrepasada al principio de

una ráfaga de viento. Otro factor importante de destacar es que puede funcionar casi exactamente a potencia nominal para todas las velocidades de viento [8,11].

2.2 EFECTOS DE UNA ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA SOBRE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

En los últimos años, muchas publicaciones se han enfocado a analizar e investigar los efectos que produce la incorporación de energía eólica en los sistemas eléctricos de potencia.

Se ha identificado que los principales efectos dependen de dos factores principales: el nivel de penetración de la energía eólica y la flexibilidad del sistema. Debido al desarrollo sostenido que ha presentado la energía eólica a nivel mundial, en torno al 10% de la capacidad instalada en algunos sistemas, es importante conocer cuáles son los efectos que se observan en los sistemas eléctricos dado este alto nivel de inclusión.

Los mayores impactos se han observado en la operación segura, confiabilidad y eficiencia de los sistemas de potencia. Sin embargo, en [12] se plantea una clasificación mucho más clara y mejor lograda. Esta clasificación se compone de tres áreas principales: Equilibrio, Suficiencia de Potencia y Red, tal como se aprecia en la Figura 2.4:

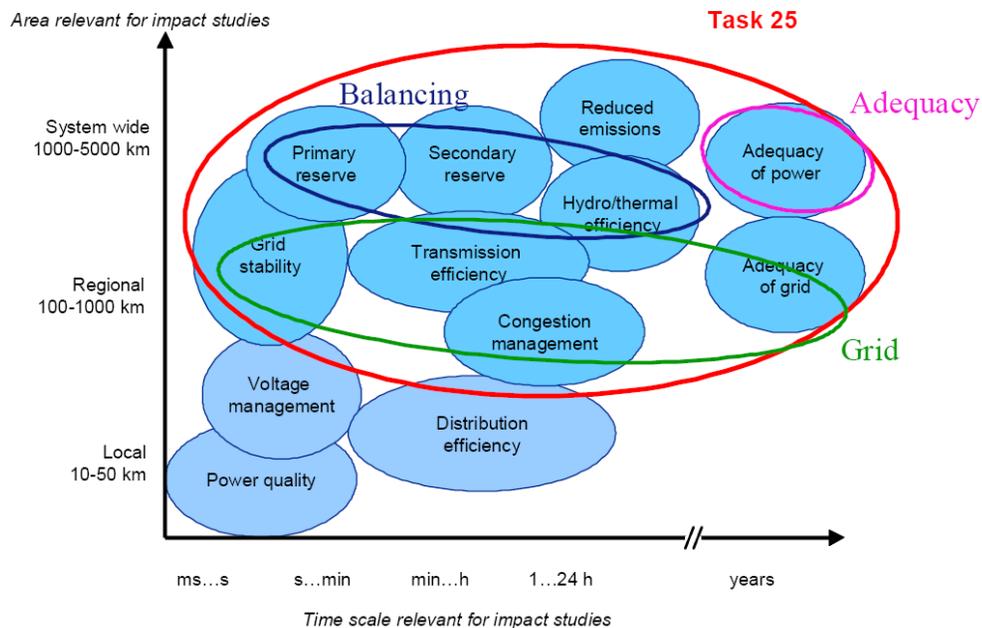


Figura 2.4: Impactos de la Energía Eólica en los Sistemas de Potencia, divididos en diferentes escalas de tiempo e incluidos en las áreas relevantes.

Cada una de las áreas corresponde a un concepto que involucra distintos impactos que se pueden presentar en los sistemas de potencia y en distintas escalas de tiempo. A continuación, se describe cada una de las áreas y los impactos comprendidos en éstas.

Equilibrio (*Balancing*):

Este punto tiene relación principalmente con los desequilibrios entre la energía generada y la carga, lo que se traduce en una variación de la frecuencia. Estos desequilibrios se presentan en cualquier sistema de potencia, pero en un sistema con un alto nivel de inclusión eólica que

obviamente presenta fluctuaciones debido a las variaciones de la velocidad del viento, los desequilibrios se convierten en un problema aún más importante.

Los principales efectos que se observan dentro de esta área son:

- Ante fluctuaciones de la energía eólica, se hace necesario contar con reservas de respaldo (1-min), seguimiento de carga (5-min) y reservas operativas (10-min). Luego, se observa un aumento en la asignación y el uso de reservas de corto plazo (desde los minutos a media hora) [5,12].
- Impacto de la variabilidad y los errores de predicción del viento sobre la eficiencia Hidro-Térmica, puesto que las centrales no operan en su óptimo [5,12,13].
- Incerteza en el predespacho del día siguiente, lo que implica un aumento en los costos de operación [5].
- Variación en el control y requerimientos técnicos de las centrales convencionales provocados por la variabilidad de la energía eólica [14].
- En algunos casos es necesario restringir la cantidad de energía eólica a entregar al sistema, para mantener el equilibrio, estabilidad y operación segura de éste [5,13].

Suficiencia de Potencia (*Adequacy of Power*):

La suficiencia de potencia implica que el sistema debe poseer una capacidad tal, que pueda abastecer totalmente una demanda creciente en el largo plazo, en otras palabras, debe haber una garantía del suministro en el largo plazo. Dentro de este punto, es relevante mencionar que, si el sistema eléctrico posee un alto nivel de penetración eólico, cuya generación es variable dada la variabilidad del viento, resulta difícil asegurar con certeza una cantidad dada de generación eólica para un período de tiempo cualquiera, lo cual genera exigencias de capacidad disponible para el sistema.

Los principales impactos que se observan dentro de este punto son:

- Una alta penetración de energía eólica puede requerir una gran cantidad de centrales convencionales que asegure la suficiencia y la seguridad del sistema [5].
- Disponibilidad de suministro durante situaciones de carga máxima. La estimación de la capacidad de generación requerida incluye la demanda de carga y el mantenimiento de unidades generadoras. Para este propósito, es necesaria una evaluación apropiada de la potencia firme agregada de energía eólica (*Capacity Credit*¹) en situaciones de carga máxima. Se deben considerar los efectos de la dispersión geográfica e interconexión [12].

Red (*Grid*):

Respecto de los efectos que se pueden presentar en las redes de transmisión, es de esperar que éstos dependan de la ubicación de las centrales de energía eólica respecto a las cargas y la

¹ *Capacity Credit of Wind Power*: Contribución de energía eólica (de salida variable) a la seguridad de sistema, es estimada determinando la capacidad de centrales convencionales desplazadas por la energía eólica, manteniendo el mismo grado de seguridad de sistema. A la vez, puede ser estimada determinando la carga adicional que el sistema puede soportar cuando la energía eólica es agregada, manteniendo el mismo nivel de confiabilidad. Fuente: www.wind-energy-the-facts.org

correlación entre la producción de energía eólica y el consumo de electricidad [12]. Estos aspectos son importantes de considerar puesto que cuando se realizan evaluaciones de potencial eólico, generalmente los resultados obtenidos indican que hay zonas en donde se concentran mayores velocidades de viento, razón por la cual en esas zonas se concentran los parques eólicos. Esta concentración puede acarrear efectos sobre las redes de transmisión que son importantes de estudiar.

Dentro de este punto, se observan los siguientes efectos:

- Es posible que los flujos de potencia en la red se vean afectados, pudiendo existir cambios en su dirección [12].
- Se pueden aumentar o reducir las pérdidas en las líneas de transmisión, dependiendo del nivel de penetración de energía eólica y la ubicación de los recursos eólicos respecto de los centros de carga [5,12,13].
- Congestionamientos o cuellos de botella en las redes de transmisión cuando la generación eólica se encuentra lejos de las cargas [5,12,13,14].

Sin embargo, se puede lograr maximizar el uso de las líneas existentes utilizando información en línea (temperatura, cargas), equipos FACTS y el control de salida de centrales eólicas. Claro que, en algunos casos se requiere de un refuerzo de la red para mantener la suficiencia de transmisión y la seguridad [12].

Uno de los impactos que no fue mencionado dentro de las categorías anteriores se observa en la Figura 2.4, una alta penetración de energía eólica afecta el Control de Tensión. Respecto del control de tensión y la potencia reactiva, se sabe que las turbinas eólicas absorben reactivos de la red y que variaciones en la potencia de salida implican fluctuaciones de tensión.

Sin embargo, nuevas tecnologías como los generadores de doble alimentación pueden proveer de reactivos, eliminando estos problemas [5,13].

En nuestro país se identifican principalmente dos zonas de gran potencial eólico, correspondientes a la IV Región y a la VIII Región, cada una de las cuales posee características particulares en su sistema de transmisión que la hacen interesante de analizar ante un alto nivel de inclusión de energía eólica.

Es por esto, que este trabajo se enfocará en estudiar el impacto que tendrá en la operación del SIC en términos técnicos y económicos, la incorporación de grandes bloques de energía eólica, en particular, cuáles serán los impactos en las redes de transmisión de éste.

Quedan fuera del alcance de este trabajo, el resto de los aspectos descritos a lo largo de este punto.

3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN CHILE

En este capítulo se describe la situación actual del desarrollo de la energía eólica en Chile. De esta manera, se observa la disponibilidad del recurso eólico en nuestro país, y se presentan aquellos parques eólicos que actualmente se encuentran instalados en el SIC, así como también los proyectados para las zonas de mayor potencial eólico.

3.1 DISPONIBILIDAD DEL RECURSO EÓLICO EN CHILE

Para hacer evaluaciones de pre-factibilidad de proyectos eólicos, es necesario contar con datos de viento de la zona a evaluar. Sin embargo, obtener estos datos no sólo implica un alto costo económico, dado por los instrumentos a instalar y el estudio propiamente tal a realizar, así como también por la inversión en tiempo, de a lo menos un año si se desea resultados confiables.

Actualmente en Chile se dispone de un mapa eólico, similar a un atlas de energía eólica, compuesto por datos de estadísticas a nivel horario de viento, velocidad media anual y densidad de potencia eólica media anual. Este mapa eólico fue elaborado en el contexto de la evaluación de fuentes alternativas de energía, encargado por la Corporación de Fomento de la Producción, CORFO, al Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile en el año 1993. Posteriormente, en el año 2003, la Comisión Nacional de Energía encargó un nuevo estudio que permitió complementar el mapa eólico anteriormente desarrollado, en específico, mejorar el diagnóstico del recurso eólico en la zona comprendida entre la III Región y la V Región.

En este mapa eólico se determinaron regímenes de viento mediante estudios meteorológicos, medidas del viento realizada por instituciones, y un modelo de diagnóstico para la construcción del campo de viento sobre una región. Este modelo interpola y extrapola espacialmente los datos, y considera los efectos de la altura, condiciones topográficas y efectos de la superficie.

La importancia de estos estudios radica en que persiguen entregar una visión comparativa, a nivel referencial, de los potenciales eólicos de las distintas zonas y orientar en qué áreas geográficas priorizar la realización de estudios más específicos.

3.1.1 MAPA EÓLICO DE CHILE

A continuación se muestran el mapa eólico de la zona centro del país, y las velocidades medias obtenidas como resultado del diagnóstico del recurso eólico durante el Proyecto Eolo'93. Claramente, se observa que las zonas de mayor potencial eólico se encuentran en el norte del SIC, correspondiente a la IV y V Región, y en el sector de la VIII Región.



Figura 3.1: Velocidad media del viento en [m/s] en la zona centro del país

En las Figura 3.2 y Figura 3.3 se observa el mapa eólico para la IV Región, en las cuales se muestra la velocidad media del viento y densidad de potencia eólica media, obtenidas mediante el Proyecto Eolo'03.

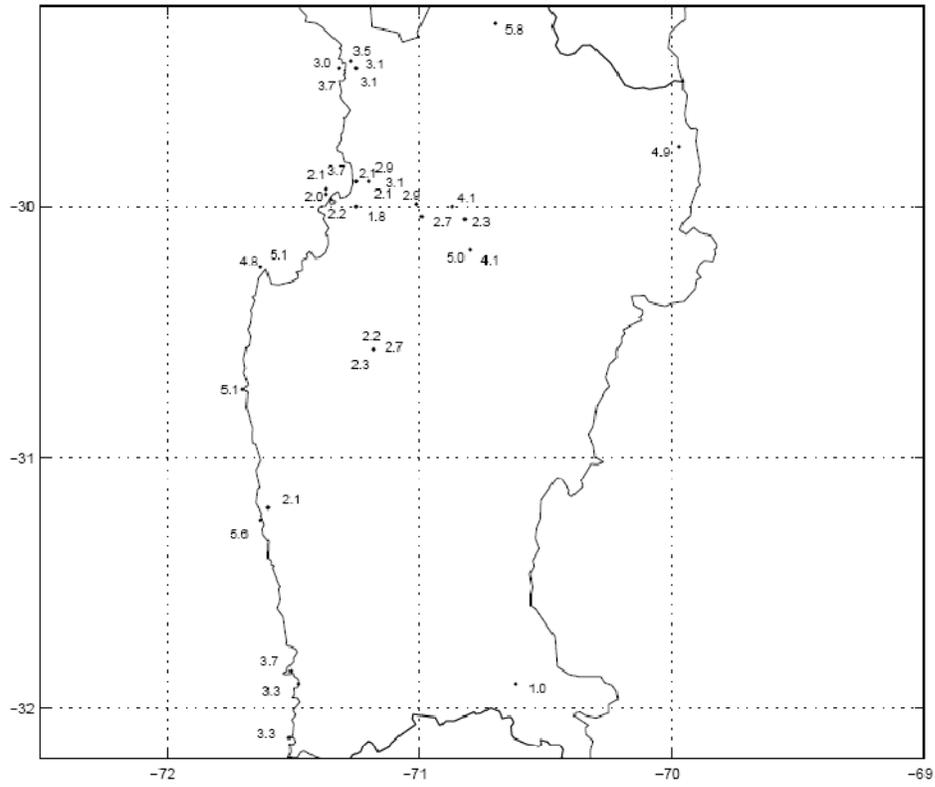


Figura 3.2: Velocidad media del viento en [m/s] a 10 [m] en estaciones de la IV Región

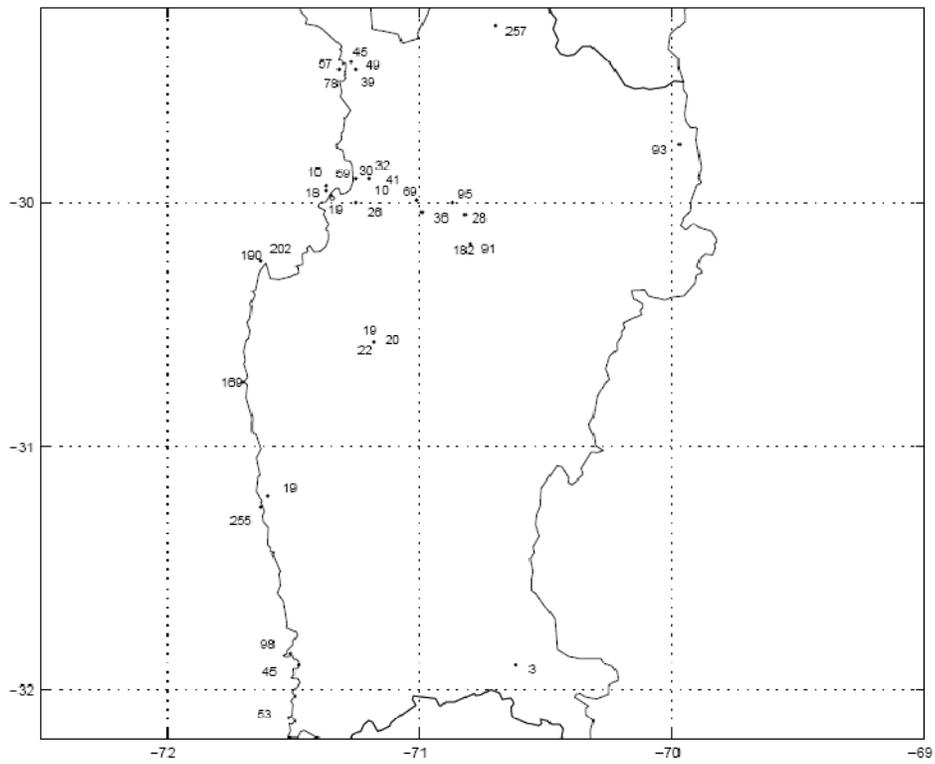


Figura 3.3: Densidad de potencia eólica media en [W/m²] a 10 [m] en estaciones de la IV Región

3.2 PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN EL SIC

La modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la Ley 20.257 respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales, en específico al Artículo 150° bis, ha motivado a las distintas empresas eléctricas y a privados a realizar inversiones en energías renovables, en particular, en energía eólica.

Actualmente existen tres parques eólicos conectados al Sistema Interconectado Central coordinados por el CDEC – SIC, y muchos otros proyectos se encuentran en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. La potencia instalada de dichos parques eólicos equivale a 162,15 MW.

A continuación se presentan sus principales características:

3.2.1 PARQUE EÓLICO CANELA:

El Parque Eólico Canela de propiedad de Endesa Eco, es actualmente el parque eólico en operación más grande del país, se ubica al norte de Los Vilos, en la IV Región, y está compuesto por las centrales Canela I y Canela II. Este parque tiene una capacidad instalada de 78,15 MW, e inyecta la energía que genera en una subestación de 23 kV / 220 kV, que se conecta al Sistema Interconectado Central, mediante la línea de alta tensión Los Vilos – Pan de Azúcar.

En una primera etapa, este parque eólico estaba compuesto sólo por la central Canela I, primera central eólica que se conectó al SIC, entrando en operación en diciembre de 2007. Canela I está compuesta por 11 aerogeneradores, implementados con tecnología danesa de la empresa *Vestas*, y en total, alcanzan una potencia instalada de 18,15 MW.

En la Tabla 3.1: se muestra la ficha técnica de la central Canela I:

Ficha Técnica Central Canela I	
Potencia Instalada	18,15 MW
Unidades Generadoras	11 unidades
Potencia por aerogenerador	1,65 MW
Características Principales	
Aerogenerador	<i>Vestas V-82</i>
Góndola	52 Toneladas
Torre	Tres secciones, 100 Toneladas
Rotor y Aspas	45 Toneladas
Peso Total	210 Toneladas
Largo Aspas	40 m
Altura de Torre	70 m
Altura Total	112 m

Tabla 3.1: Ficha Técnica de Central Canela I²

² Fuente: <http://www.endesa.cl/canela/>

Durante el año 2008, la Central Canela I generó 30,8 GWh³. Lo cual equivale a un factor de planta promedio anual de 19,3%, valor inferior a los factores de planta esperados para una central eólica.

Por otro lado, la Central Canela II, entró en operación a finales de noviembre de 2009. Esta central corresponde a un proyecto de ampliación del Parque Eólico Canela y está compuesta por 40 aerogeneradores, los que en total corresponden a una potencia instalada de 60 MW. La ficha técnica de esta central se detalla en la Tabla 3.2:

Ficha Técnica Central Canela II	
Potencia Instalada	60 MW
Unidades Generadoras	40 unidades
Potencia por aerogenerador	1,5 MW
Características Principales	
Aerogenerador	Acciona AW 82
Góndola	53 Toneladas
Torre	Tres secciones, 116 Toneladas
Rotor y Aspas	32 Toneladas
Peso Total	201 Toneladas
Largo Aspas	40 m
Altura de Torre	80 m
Altura Total	121 m

Tabla 3.2: Ficha Técnica de Central Canela II⁴

3.2.2 PARQUE EÓLICO TOTORAL:

El Parque Eólico Totoral está ubicado en la comuna de Canela, Región de Coquimbo, aproximadamente unos 80 kilómetros al norte de la ciudad de Los Vilos.

Este parque eólico consta de 23 aerogeneradores, y un total de 46 MW de potencia instalada. Se conecta al Sistema Interconectado Central mediante una línea de transmisión de 8.200 [m] en 66 kV, contemplada dentro del proyecto.

Este parque eólico corresponde al primer proyecto eólico a nivel internacional de la empresa eléctrica noruega *SN Power*, fue construido por la filial *Norvind S.A* e implicó una inversión de US\$ 140 millones.

Este parque eólico fue inaugurado en Enero de 2010, a continuación en la Tabla 3.3, se presenta ficha técnica del parque eólico:

³ Dato obtenido del Anuario 2009 del CDEC-SIC.

⁴ Fuente: <http://www.endesa.cl/canela/>

Ficha Técnica Totoral	
Potencia Instalada	46 MW
Unidades Generadoras	23 unidades
Potencia por aerogenerador	2,0 MW
Características Principales	
Aerogenerador	<i>Vestas</i>
Peso Total	225 Toneladas
Altura Total	125 m

Tabla 3.3: Ficha Técnica del Parque Eólico Totoral.

Dentro de la evaluación económica de este proyecto se considero la emisión de bonos de carbono, ya que se estima que la operación anual de este parque eólico implicará la reducción de 65.000 toneladas de CO₂.

3.2.3 PARQUE EÓLICO MONTE REDONDO:

El parque eólico Monte Redondo, de propiedad de la firma GDF SUEZ, está emplazado en la zona costera de la comuna de Ovalle, Región de Coquimbo, aproximadamente a unos 110 kilómetros de la ciudad de Los Vilos.

Consta de 19 aerogeneradores de 2,0 MW de potencia cada uno, lo que equivale a una potencia instalada total de 38 MW y una Subestación eléctrica (Tap Off) que permite la conexión con el SIC, lo que implicó una inversión de US\$ 100 millones.

Este parque eólico fue inaugurado en Octubre de 2009. Su ficha técnica se observa en la Tabla 3.4:

Ficha Técnica Monte Redondo	
Potencia Instalada	38 MW
Unidades Generadoras	19 unidades
Potencia por aerogenerador	2,0 MW
Características Principales	
Aerogenerador	<i>Vestas V90</i>
Góndola	80 Toneladas
Aspa	6,5 Toneladas
Largo Aspas	44 m
Altura de Torre	80 m
Altura Total	124 m

Tabla 3.4: Ficha Técnica de Parque Eólico Monte Redondo.⁵

⁵ Fuente: www.eolicamonteredondo.cl

Eólica Monte Redondo, filial de *GDF SUEZ*, se adjudicó un contrato de suministro de energía de 100 GWh/año con CGE Distribución, por 14 años a contar del 1 de enero de 2010, lo que permitirá entregar energía a unos 57.000 hogares. Con esto, se estima que este parque eólico contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en unas 54.000 Toneladas de CO₂ al año.



Ilustración 3.1: Parque Eólico Monte Redondo⁶

⁶ Fuente: www.eolicamonteredondo.cl

3.3 PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA EN EL SIC

Actualmente existe una gran cantidad de proyectos de energía eólica en el SIC, que se encuentran en la fase de decisión de inversión y muchos otros en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Estado que se explica principalmente por la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, tal como se explicó en el punto anterior.

En general, estos proyectos se encuentran ubicados en la Cuarta, Quinta y Octava Región, dada la mayor disponibilidad del recurso eólico en estas regiones. A continuación, se describe brevemente cada proyecto según su ubicación.

3.3.1 PROYECTOS EÓLICOS UBICADOS EN LA CUARTA REGIÓN

▪ *Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote:*

Este proyecto pertenece a los inversionistas británicos SeaWind Group, se emplazará en la comuna de Canela, provincia de Choapa. Se ubicará en el sector costero, a un lado de la Ruta 5 Norte, aproximadamente 86 Km al norte de Los Vilos.

Este parque eólico constará de 13 aerogeneradores, de 2 MW cada uno, lo que en conjunto equivale una potencia nominal de 26 MW y se conectará al SIC mediante una línea de transmisión en 66 kV, de aproximadamente 8 Km de extensión, a la S/E Las Palmas. Todo el proyecto demandará una inversión de US\$ 63 millones

▪ *Proyecto Parque Eólico Punta Colorada:*

Este proyecto se situará en el Fundo “El Chañar”, sector Punta Colorada, comuna de La Higuera, a 70 km. al norte de La Serena y a 3 km. de la localidad de Punta Colorada, e inyectará la energía al SIC en la S/E Punta Colorada.

En un comienzo este proyecto contemplaba la instalación de 10 aerogeneradores de 2 MW de potencia cada uno, pero estudios posteriores llevados a cabo demostraron que era posible aumentar la cantidad de aerogeneradores, haciendo un mejor uso del recurso eólico. Luego, se aumentó la cantidad de aerogeneradores a 18 unidades, y por consiguiente la potencia instalada total resulta de 36 MW. El parque ocupará un área total de 242 hectáreas.

Barrick Generación Chile Ltda. es la empresa dueña de esta iniciativa que tiene contemplada una inversión de US\$70 millones aproximadamente.

▪ *Proyecto Parque Eólico La Cachina:*

Este parque eólico se ubicará a un costado de la Ruta 5 Norte, aproximadamente 2 kilómetros al sur de la ciudad de Los Vilos. Pertenece a una empresa de capitales españoles e implica una inversión de US\$ 123 millones.

El proyecto contempla el montaje de 33 aerogeneradores, de 2 MW de potencia cada uno, lo que implica un total de 66 MW de potencia instalada. La energía que produzca este parque eólico se inyectará al SIC, en la Línea Quillota – Los Vilos, mediante la S/E Los Vilos.

▪ *Proyecto Parque Eólico El Pacífico:*

Este parque eólico es una iniciativa de la empresa de capitales alemanes *Eolic Partners Chile*, se emplazará en la comuna de Ovalle, Provincia del Limarí. Se ubicará aproximadamente a 110 Km al norte de la ciudad de Los Vilos y contempla una inversión de US\$ 175 millones.

El proyecto pretende la construcción de 36 aerogeneradores, cada uno de 2 MW de capacidad, lo que implica una potencia nominal de 72 MW. El parque se conectará al SIC mediante una subestación elevadora y de interconexión.

▪ *Proyecto Parque Eólico La Gorgonia:*

Este parque, al igual que el parque eólico “*El Pacífico*”, corresponde a una inversión de la empresa *Eolic Partners Chile*, se ubicará aproximadamente 105 kilómetros al norte de la ciudad de Los Vilos, en la Comuna de Punitaqui. La inversión también se estima en US\$ 175 millones.

El proyecto consta de 38 aerogeneradores, de 2 MW de potencia cada uno, lo que equivale a un total de 76 MW de potencia instalada. La energía que produzca este parque eólico se inyectará al SIC mediante una subestación elevadora y de interconexión.

▪ *Proyecto Parque Eólico El Arrayán:*

Este parque eólico se construirá al interior de los fundos El Arrayán y El Sauce, propiedades ubicadas en la zona costera de la comuna de Ovalle, Provincia del Limarí. Corresponde a un proyecto del grupo estadounidense *Pattern Energy* y su filial en Chile, contemplando una inversión de US\$ 288 millones.

El proyecto pretende la construcción y operación de 44 aerogeneradores, cada uno de 2,3 MW de capacidad, lo que implica una capacidad total de 101,2 MW. Este parque se conectará al SIC mediante una subestación elevadora que se llamará S/E El Arrayán, una subestación de interconexión y una línea de transmisión de 22 km de extensión.

▪ *Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras:*

Este parque eólico pertenece a la empresa *Acciona Energía Chile S.A.*, filial del grupo español *Acciona*, se ubicará en el sector de los fundos: Punta Canela, Coocay y Las Palmeras, situados 70 Km al norte de la ciudad de Los Vilos, en la comuna de Canela.

El proyecto contempla la instalación de 69 aerogeneradores, cada uno de los cuales genera 1,5 MW, lo cual implica una potencia total instalada de 103,5 MW. La inyección de la energía generada se realizará mediante una línea de transmisión de 3700 m de longitud que se conecta al SIC mediante la subestación seccionadora Las Palmas, de propiedad la empresa Transelec, ubicada frente al Parque Eólico Canela I. La inversión del proyecto asciende a US\$ 230 millones.

▪ *Proyecto Parque Eólico Talinay:*

Este proyecto de parque eólico pertenece al grupo español *Enhol*, y se estima que la inversión total será del orden de US\$ 1.000 millones.

Se emplazará en la comuna de Ovalle, al suroeste del río Limarí. Se ubicará a ambos lados de la Ruta 5 Norte (este y oeste) entre los kilómetros 350 y 362 aproximadamente.

El proyecto contempla la instalación de 243 aerogeneradores marca Vestas, de ellos 229 corresponden a aerogeneradores de 2 MW cada uno y los 14 restantes son de 3MW cada uno. Con esto, el total de potencia instalada del parque corresponde a 500 MW.

Este parque eólico se construirá en tres etapas:

- Etapa A: Cerro Los Loros y Cordón Talinay, con 43 aerogeneradores y una duración estimada de 14 meses.
- Etapa B: Zona sur poniente y 50% sector oriente, con 111 aerogeneradores y una duración aproximada de 22 meses.
- Etapa C: Zona oriente, con 89 generadores y una duración estimada de 16 meses.

La inyección de la energía generada será transmitida en 23 kV a la futura subestación Troncal Talinay, mediante líneas de transmisión subterráneas. En esta subestación se elevará la tensión de 23 a 220 KV e inyectará en la S/E Talinay que seccionará la línea de transmisión troncal Las Palmas – Pan de Azúcar.

3.3.2 PROYECTOS EÓLICOS UBICADOS EN LA QUINTA REGIÓN

▪ *Proyecto Parque Eólico Laguna Verde:*

Este proyecto se situará en la localidad de Laguna Verde, sector Punta Curaumilla, aproximadamente 15 kilómetros al sur de Valparaíso. Será desarrollado por la empresa *Inversiones EW Ltda.*, abarcará 28,8 hectáreas de extensión e implicará una inversión de US\$ 47 millones.

El parque eólico proyectado consta de 12 aerogeneradores de 2 MW cada uno, logrando una potencia instalada total de 24 MW. La energía que produzca este parque será inyectada mediante una línea de transmisión de 3,8 km a la S/E Laguna Verde propiedad de Aes-Gener.

▪ *Proyecto Parque Eólico Las Dichas:*

Este parque eólico será financiado con capital español, pero a cargo de la empresa chilena *Ener-Renova*. Se ubicará en la comuna de Casablanca, dentro de los terrenos pertenecientes al fundo La Cal, sector Las Dichas, a un costado de la ruta F-840 que une Algarrobo – Casablanca.

El proyecto contempla la instalación de 8 aerogeneradores de 2 MW cada uno, logrando una potencia instalada total de 16 MW. Se estima una inversión de US\$ 32 millones en el proyecto.

3.3.3 PROYECTOS EÓLICOS UBICADOS EN LA OCTAVA REGIÓN

- *Proyecto Parque Eólico Lebu Sur:*

Este proyecto se emplazará en la comuna de Lebu, Provincia de Arauco. Específicamente, en el borde costero hacia el sur de la localidad de Lebu. La firma dueña del proyecto es *Inversiones Bosquemar Ltda.* El parque eólico contará con una inversión de US\$ 224 millones.

El parque eólico proyectado contempla la instalación de 54 aerogeneradores de 2 MW cada uno, lo que implica una potencia total de 108 MW. Mediante la S/E Lebu se elevará y transmitirá al SIC la energía generada por el parque eólico.

- *Proyecto Parque Eólico Arauco:*

Este proyecto pertenece al grupo estadounidense *Hudson Clean Energy*, sin embargo, el proyecto se presentó mediante su filial española *Element Power*. El parque eólico se localizará en la comuna de Arauco, específicamente en el borde costero de la cabecera sur del Golfo de Arauco, al oeste de Arauco y Caleta Tubul.

Este parque eólico constará de 50 aerogeneradores de 2 MW cada uno, logrando una potencia instalada total de 100 MW. La energía generada por este parque será inyectada al SIC. Se contempla que la inversión sea de US\$ 235 millones.

4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 ZONA NORTE

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, la mayoría de los parques eólicos actualmente en servicio en el SIC se ubican en la cuarta región; y también cercanos geográficamente entre sí. Sumando los parques eólicos proyectados que se ubicarán en la misma zona en los próximos años, implicará transferir importante cantidad de potencia cuyo origen sea eólico, utilizando para ello el sistema de transmisión troncal hacia la zona centro del SIC. Debido a la característica aleatoria de generación que presentan este tipo de centrales y al poco margen de capacidad disponible en las líneas de transmisión, el sistema de transmisión enfrentará un importante dilema. Por ello, un estudio que permita analizar el impacto actual y futuro de la inyección de un significativo monto de generación de los parques eólicos en la zona norte del SIC resulta relevante.

4.1.1 ALCANCES DEL ESTUDIO

El siguiente estudio contempla dos escenarios a evaluar:

Escenario Actual (2010): Incluye centrales eólicas actualmente conectadas al SIC, así como también las instalaciones de transmisión y generadores existentes.

Escenario Futuro (2012): Incluye centrales eólicas previstas en funcionamiento para esa fecha, así como también instalaciones de transmisión y generadores proyectados.

Dado que los parques eólicos inyectan su energía al SIC principalmente entre las subestaciones Pan de Azúcar y Las Palmas, es necesario identificar qué líneas podrían verse más sobrecargadas ante un aumento de energía a transmitir. Debido a la característica longitudinal que presenta el sistema de transmisión en el norte del SIC, las líneas que se cree serán las principalmente afectadas son las siguientes:

Línea 2x 220 kV Pan de Azúcar – Las Palmas

Línea 2x 220 kV Las Palmas – Los Vilos

Línea 2x 220 kV Los Vilos – Nogales

Línea 2x 220 kV Nogales – Quillota

Para comenzar el análisis el primer paso consiste en determinar las Curvas de Calentamiento de las líneas en estudio, el procedimiento a utilizar se define en el ítem siguiente.

4.1.2 CURVAS DE CALENTAMIENTO

El estudio de la capacidad de transmisión de una línea mediante la Curva de Calentamiento del conductor consiste en un análisis de la evolución de la temperatura a través del tiempo. Este cambio de temperatura es originado por una variación de la potencia transmitida, lo que implica también un cambio en la corriente circulante.

Como una forma de evaluar la capacidad de transferencia por las líneas de 220 kV, se utilizan las Curvas de Calentamiento de las líneas antes mencionadas, de acuerdo con las

características propias de cada una, tales como: tipo de conductor; temperatura de diseño; redistribución de los flujos post fallas; entre otras y, considerando tres temperaturas ambiente referenciales: 20°C con sol, 30°C con sol y 15°C sin sol. Con estas curvas se determinará la transferencia máxima de potencia por cada línea en operación normal, que se traduce en una corriente máxima, antes de alcanzar la temperatura de diseño. Obteniendo estas capacidades máximas de transferencia para diferentes criterios de seguridad:

- Criterio $n - 1$

En ausencia de otros vínculos paralelos a la línea, este criterio de seguridad plantea que cada circuito debe transmitir una potencia que equivale, a lo más, a la mitad de su capacidad nominal. Por tanto, ante una contingencia en uno de los circuitos, la potencia transmitida por el circuito fallado es transferida al circuito sano llegando a transmitir, a lo más, el equivalente a su capacidad nominal.

- Criterio $n - 1^*$ ajustado para: 15 min, 10 min y 5 min

El criterio $n-1^*$ ajustado propone que cada circuito, en funcionamiento normal, pueda transmitir una potencia mayor a la mitad de su capacidad nominal. Por lo que, ante una contingencia en uno de los circuitos, la carga del circuito fallado es transferida al circuito sano, pudiendo quedar éste con una capacidad mayor a su capacidad nominal. Dicha potencia sólo podrá ser transmitida por el circuito sano durante un tiempo determinado: 15 min, 10 min ó 5 min, dependiendo de en cuánto tiempo se alcance la temperatura de diseño.

- Criterio n o EDAG

Este criterio, se refiere a que la transferencia máxima de potencia por cada circuito corresponde a la capacidad nominal. Luego, ante contingencia el circuito con falla transfiere parte o toda su carga al circuito sano, con lo cual el circuito sano podría llegar al doble de su capacidad nominal por un lapso pequeño de tiempo. En este lapso de tiempo, que se estima del orden de 2 segundos (0,03 min.), la línea llega a su temperatura de diseño; y se debe enviar la señal de desconexión de generación.

4.1.3 SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA EN DIGSILENT®

Adicionalmente a la obtención de las curvas de calentamiento se simulan flujos de potencia en el programa DigSilent® versión 13.2. En las simulaciones se utiliza la base DigSilent “*EB Junio 2010 Día Dom*” elaborada por el CDEC-SIC, en la cual se consideraron dos escenarios de demanda en la Zona Norte, valores que se observan en la Tabla 4.1:

	Demanda Baja [MW]	Demanda Media [MW]
Escenario 2010	549,6	648,5
Escenario 2012⁷	607,9	713,8

Tabla 4.1: Valores de Demandas para Escenarios 2010 y 2012.

⁷ Los valores de demanda para el Escenario 2012 fueron calculados considerando un crecimiento de 15%, obtenido según el Informe de Precio Nudo de Abril de 2010; e incluyendo la demanda, estimada e informada al CDEC-SIC, del Proyecto Pascua Lama.

Para el escenario 2010, se modifica la base de datos incorporando la SE Las Palmas. En el caso del escenario 2012, fue necesario revisar el plan de obras presente en el Informe de Precio Nudo de Abril de 2010, realizado por la CNE, para incluir las centrales y líneas proyectadas en funcionamiento para esa fecha en la zona de estudio. Éstas son:

Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012	Potencia [MW]
Central Diesel Emelda	72,0
Central Vallenar	7,2
Central Termoeléctrica Punta Colorada 01, Diesel	16,3
Central Eólica Punta Colorada	20,0
Central Eólica el Arrayán ⁸	101,2

Tabla 4.2: Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012 en la Zona Norte [25]

Líneas de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012	Capacidad [MVA]
Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV	2 x1500

Tabla 4.3: Líneas de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012 en la Zona Norte [25]

4.1.3.1 DESPACHO DE GENERACIÓN

Respecto del Despacho de Generación del caso base para el año 2010, incluye:

Despacho de Generación – Caso Base 2010	Potencia [MW]
Central Guacolda	4 x 150,00
Central Eólica Canela I	18,15
Central Eólica Canela II	60,00
Central Eólica Totoral	46,00
Central Eólica Monte Redondo	38,00
Central Los Molles	1x 5,00
Central Nueva Ventanas	267,00
Potencia Total [MW]	1034,15

Tabla 4.4: Despacho de Generación - Caso Base 2010

Un caso particular es la Central Nueva Ventanas que posee dos modos de conexión al SIC; el primer modo es la inyección de su energía generada hacia el sistema de 110 kV de la V Región; y el segundo modo corresponde a la inyección en la SE Nogales 220 kV. Se evaluarán ambos casos en las simulaciones, ya que se producen cambios en los flujos de potencia principalmente en la línea Nogales – Quillota.

⁸ Esta central no aparece en el Plan de Obras del Informe de Precio Nudo de Abril de 2010, sin embargo se incluirá en el Escenario 2012 puesto que se presentaron antecedentes al CDEC-SIC que indican que su interconexión al SIC se realizaría el segundo semestre de 2011.

De manera análoga, se define un despacho de generación para el caso base del año 2012, que además de las centrales mencionadas en el despacho para el año 2010, incluye las centrales eólicas proyectadas en funcionamiento para el año 2012:

Despacho de Generación – Caso Base 2012	Potencia [MW]
Caso Base 2010	1034,15
Central Eólica Punta Colorada	20,00
Central Eólica El Arrayán ⁹	101,20
Potencia Total [MW]	1155,35

Tabla 4.5: Despacho de Generación - Caso Base 2012

Respecto del despacho de generación de la Tabla 4.4 y Tabla 4.5, éstos se utilizarán en los escenarios de Demanda Baja. Para los escenarios de Demanda Media se considerará que la central Los Molles estará con dos unidades en funcionamiento, entregando una potencia de 10 [MW]. Por tanto, la potencia total del Caso Base para los escenarios de demanda considerados, se observa en la Tabla 4.6:

Despacho de Generación	Potencia [MW]
Caso Base 2010 – Demanda Baja	1034,15
Caso Base 2010 – Demanda Media	1039,15
Caso Base 2012 – Demanda Baja	1155,35
Caso Base 2012 – Demanda Media	1160,35

Tabla 4.6: Potencia Total del despacho de Generación para Caso Base 2010 y 2012.

Como el despacho de generación del caso base corresponde a hidrología media, se crearán escenarios con características de hidrología seca. De manera de analizar la sobrecarga de las líneas de interés, dado que se transfiere mayor potencia desde la zona norte hacia la zona centro-sur del SIC.

Por lo tanto, se irán incluyendo centrales térmicas en el despacho para simular hidrologías más secas, y la inclusión de éstas se realizará según el orden de mérito de la Políticas de Operación elaborada por el Dpto. de Programación del CDEC-SIC, para la semana N° 25/26 del Sábado 19-Junio-2010 al Viernes 25-Junio-2010, política vigente al momento del comienzo de las simulaciones. En efecto, las centrales se incluirán en el siguiente orden de prioridad, tal como se muestra en la Tabla 4.7:

⁹ La Central Eólica El Arrayán se supondrá conectada en Tap Off en el circuito 2 de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas 220 kV, puesto que la Normativa vigente permite una conexión de este tipo por circuito.

	Centrales Térmicas según orden de mérito	Potencia [MW]
1.	Central Termoeléctrica a Gas Taltal U1, Mínimo Técnico	75,00
2.	Central Termoeléctrica a Gas Taltal U1	110,00
3.	Central Termoeléctrica a Gas Taltal U1 y U2	2 x 110,00
4.	Central Termoeléctrica Cenizas	3 x 5,00
5.	Central Termoeléctrica El Peñón	50 x 1,49

Tabla 4.7: Centrales Térmicas a incluir en el Despacho según orden de mérito.

Una vez definidas las centrales que se incluirán en el despacho, es posible construir los distintos escenarios de generación que se utilizarán.

Escenarios de Generación	
CB	Caso Base
Caso 1.	Caso Base + Taltal U1 MT
Caso 2.	Caso Base + Taltal U1
Caso 3.	Caso Base + Taltal U1 + U2
Caso 4.	Caso Base + Taltal U1 + U2 + Cenizas
Caso 5.	Caso Base + Taltal U1 + U2 + Cenizas + El Peñón

Tabla 4.8: Escenarios de Generación a utilizar en los Flujos de Potencia.

Como ya se dijo, estas simulaciones se realizan con el objetivo de cuantificar las sobrecargas en las líneas de interés y comparar estos resultados con los límites térmicos obtenidos para cada línea y criterios de seguridad antes mencionados. Además analizar si es posible aumentar la capacidad a transmitir por las líneas antes de alcanzar el límite térmico, utilizando alguno de los criterios de seguridad propuestos.

4.1.3.2 FACTIBILIDAD DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Para analizar la factibilidad de los casos de estudio se debe verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que los límites por capacidad térmica de los transformadores de corriente no sean sobrepasados y por otro lado, que las transferencias de corriente a las diferentes temperaturas no superen la capacidad nominal de las líneas.

4.1.3.2.1 TENSIONES ESTABLECIDAS POR LA NORMA TÉCNICA EN ESTADO NORMAL

Cuando el sistema se encuentra operando en estado normal, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece que se debe controlar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema esté comprendida dentro de las bandas establecidas, de acuerdo con el nivel de tensión. Las bandas definidas en [26] son las siguientes:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].

- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Estas bandas deben ser aplicadas en función de las tensiones de servicio, definidas por el CDEC-SIC en el estudio: Definición de Tensiones de Servicio en Estado Normal de Operación [27].

En el caso de las simulaciones realizadas, se registraron las tensiones de las barras del troncal pertenecientes al área de estudio con nivel de tensión de 220 [kV], así como también algunas barras que representan consumos en 110 [kV].

Barras seleccionadas a estudiar	Nivel de Tensión Nominal [kV]	Nivel de Tensión de Servicio[26] [kV]
Maitencillo	220	226
Pan de Azúcar	220	226
Las Palmas ¹⁰	220	226
Los Vilos	220	226
Nogales ¹¹	220	226
Quillota	220	226
Maitencillo	110	111
Pan de Azúcar	110	111
Choapa	110	111

Tabla 4.9: Barras de la Zona Norte del SIC seleccionadas para estudiar.

Por tanto, es necesario comprobar si las tensiones en estas barras, presentadas en el Anexo B, están dentro de la banda permitida por la norma, y de no ser así, ese caso de estudio debe ser desechado porque no es factible que cumpla la normativa vigente.

4.1.3.2.2 LÍMITES POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente, en adelante TTCC, presentan restricciones en cuanto a la corriente máxima a circular por su enrollado primario en régimen permanente. Es por ello, que debe corroborarse que los niveles de corriente circulante por las líneas de estudio cumplan con estos límites, puesto que de no ser así, no deben considerarse en el análisis dado que nunca será factible su operación.

Estos límites por capacidad térmica de los TTCC, se obtuvieron del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión elaborado por el CDEC-SIC de Abril de 2010 [28].

Las corrientes máximas expresadas en la Tabla 4.10, consideran un nivel de sobrecarga admisible de 20% en operación normal. La capacidad térmica de los TTCC ubicados en la Línea Nogales – Los Vilos, en el extremo Los Vilos, es la que limita la transferencia de la línea.

¹⁰ Dado que para este trabajo se consideró la inclusión de la SE seccionadora Las Palmas, no existe actualmente una tensión de servicio asociada a la barra, por lo que se supondrá 226 [kV] al igual que las barras de igual tensión nominal.

¹¹ Para la Barra Nogales de tensión nominal 220 [kV], no existe una tensión de servicio asociada, puesto que no existía cuando se realizó el estudio. Sin embargo, se supondrá 226 [kV] al igual que las barras de igual tensión nominal.

Línea:	Extremo	TT/CC		
		Razón	Corriente Máxima [A]	Potencia Máxima [MVA]
Quillota – Nogales	Quillota	1200/5	1440	548
	Nogales	3000/1	6300	2400
Nogales – Los Vilos	Nogales	3000/1	6300	2400
	Los Vilos	600/5	720	274
Los Vilos – Pan de Azúcar	Los Vilos	1200/5	1440	548
	Pan de Azúcar	1200/5	1440	548

Tabla 4.10: Capacidad Térmica de los TT/CC en zona de interés [28].

Como se observa en la Tabla 4.10, no se cuenta con información de los TTCC correspondientes al extremo Las Palmas, de los tramos Pan de Azúcar – Las Palmas y Las Palmas – Los Vilos. Para efectos de evaluar si las transferencias de corriente por dichas líneas, cumplen con los límites de capacidad térmica del TTCC, se supuso que los TTCC existentes en estas líneas son de igual capacidad nominal y capacidad térmica que los presentes en la línea Pan de Azúcar – Los Vilos, cuyas características se presentaron en dicha tabla.

4.1.3.2.3 LÍMITES POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LAS LÍNEAS

Tal como se ha mencionado, las líneas poseen una capacidad que depende no tan sólo de la característica del conductor, sino también de la temperatura ambiente a la cual se encuentren expuesta. Es por esto que, se debe verificar que las transferencias de corriente por las líneas en operación normal, a las diferentes temperaturas ambiente definidas, no superen la capacidad nominal de éstas; puesto que de ser así, ese caso no es factible de ocurrir.

4.1.4 SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA EN DIGSILENT®

Adicionalmente a la realización de las simulaciones estáticas pre-contingencia, se realizan simulaciones estáticas post-contingencia, utilizando los mismos escenarios de generación y niveles de demanda definidos en 4.1.3. En estas simulaciones, además de provocar la salida del circuito fallado, se evaluará el porcentaje de carga en el circuito sano posterior a la contingencia. En caso de que éste supere el valor nominal, se realizan maniobras para hacer descender el porcentaje de carga. Estas maniobras consisten en verter energía eólica, a prorrata de las capacidades nominales de los distintos parques eólicos.

En aquellos casos en que no baste sólo con el desprendimiento de la generación eólica existente, puesto que el porcentaje de carga final post-contingencia sigue siendo mayor al 100%, será necesario evaluar si es posible efectuar un re-despacho de las centrales térmicas, de manera que el circuito no esté sobrecargado. Dicha evaluación tiene por objeto definir un porcentaje real de sobrecarga, que permita en un tiempo adecuado, no superior a 10 minutos, realizar la operación manual de ajuste en el despacho de centrales. Para efectos de este trabajo, sólo se considerará que el re-despacho se efectuará a 4 unidades generadoras, y se ha escogido las unidades generadoras de la Central Guacolda, puesto que con certeza se encontrarán en servicio.

Para realizar esta evaluación, es imperioso contar con datos reales de tiempos de toma y baja de carga de centrales termoeléctricas. En el CDEC-SIC se cuenta con datos de la Central Guacolda, en que su tasa de toma y baja de carga es de 8 [MW/min], por lo que suponiendo un

tiempo de 5 minutos para maniobras de comunicación, sólo es posible desplazar 40 MW de generación en los 5 minutos restantes. Luego, se evaluará en los casos que corresponda, si este valor es suficiente para lograr alcanzar un porcentaje de carga de 100% y en caso de no ser así, el caso de estudio se convierte en un caso no factible de ocurrir.

Otro de los objetivos que persigue la realización de estas simulaciones, es comprobar si las tensiones en las barras de interés, cumplen con las tensiones establecidas en la normativa vigente, para el caso de la operación post-contingencia, o estado de emergencia, e incluyendo las maniobras anteriormente mencionadas.

4.1.4.1 TENSIONES ESTABLECIDAS POR LA NORMA TÉCNICA EN ESTADO DE EMERGENCIA

Ante la operación en estado de emergencia del Sistema Interconectado, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece que se debe controlar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema esté comprendida dentro de las bandas establecidas, de acuerdo con el nivel de tensión. Las bandas definidas en [26] son las siguientes:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,85 y 1,15 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Estas bandas deben ser aplicadas en función de las tensiones de servicio, definidas por el CDEC-SIC en el trabajo: Definición de Tensiones de Servicio en Estado Normal de Operación [27].

4.1.5 SIMULACIONES DINÁMICAS EN DIGSILENT®

Como complemento a las simulaciones estáticas en el software DigSilent® se realizan simulaciones dinámicas de la operación con grandes bloques de energía eólica en el sistema de transmisión del SIC. El objetivo es explorar y determinar límites de capacidad de transmisión para cada una de las líneas en estudio, que permitan una operación estable del sistema en términos de tensión y transferencia de potencia, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica [26]. Para la obtención de las simulaciones dinámicas se plantea un escenario de generación, del cual, mediante un flujo de potencia estático, se obtiene un límite de transferencia a transmitir por la línea. El procedimiento para la obtención de este límite, consiste en aplicar a la línea en estudio una contingencia en uno de sus circuitos, luego realizar las maniobras para el despeje de la falla, y posterior a esto, se estudia cómo se comporta el sistema en términos de estabilidad.

Se exploran límites de capacidad de transmisión para aquellos casos en que se realizan maniobras de desprendimiento de energía eólica, así como también para aquellos casos que no consideran la realización de estas maniobras. Los tiempos de las maniobras a ejecutar consideran una estimación del tiempo real de las telecomunicaciones.

	Eventos de la Simulación Dinámica – Escenario 2010	Instante de Aplicación [ms]
1.	Falla Bifásica a Tierra en uno de los circuitos de la línea en estudio	100
2.	Apertura del Interruptor del extremo más cercano a la ubicación de la Falla	160
3.	Apertura del Interruptor del extremo más lejano a la ubicación de la Falla	220
4.	Despeje del corto-circuito	221
5.	Desconexión de Parques Eólicos: Canela I, Canela II y/o Totoral	240
6.	Desconexión de Parque Eólico: Monte Redondo	280

Tabla 4.11: Resumen de eventos a utilizar en Simulación Dinámica - Escenario 2010 y sus respectivos tiempos de ejecución.

Para el caso del escenario 2012, se agregan las maniobras de desconexión de los parques eólicos proyectados, para esa fecha, en la zona: El Arrayán y Punta Colorada. Los tiempos de maniobras también incluyen una estimación de los tiempos de comunicación, los que varían dependiendo de la ubicación de cada parque eólico.

	Eventos a incluir en la Simulación Dinámica – Escenario 2012	Instante de Aplicación [ms]
7.	Desconexión de Parque Eólico: El Arrayán	280
8.	Desconexión de Parque Eólico: Punta Colorada	320

Tabla 4.12: Eventos a incluir en la Simulación Dinámica para el escenario 2012 y sus respectivos tiempos de ejecución.

Cabe mencionar que, es necesario determinar en qué extremo de la línea la falla resulta más perjudicial. Para ello, se realizan simulaciones previas en las cuales se provocan fallas al 1% de cada extremo, resultando en todos los casos que la falla más inestable es aquella que se provoca en el extremo norte de cada línea. Razón por la cual, en las simulaciones dinámicas la contingencia se aplicó al 1% del extremo norte de cada línea.

Para el cálculo de las condiciones iniciales, necesarias para la realización de la simulación dinámica, el método de simulación utilizado es el “*RMS value (Electromechanical Transients)*” y la representación de la red “*Unbalanced, 3-Phase (ABC)*”, con un paso mínimo de 0,001 [s] y un paso máximo de 0,01 [s]; con la opción de adaptación automática del paso, habilitada. Para la simulación dinámica se utiliza un tiempo total de 30 [s].

Respecto de los reguladores que se habilitaron durante la realización de las simulaciones dinámicas, están el Regulador de tensión (VCO), el regulador de velocidad (PCU), el regulador de tensión y modelo de compensación de corriente (DRP) y el estabilizador de potencia (PSS). Este último, sólo se habilitó para las centrales Taltal U1 y U2, puesto que en el caso de las centrales Guacolda, el modelo de éste no poseía los parámetros adecuados que permitiesen la amortiguación de los modos oscilatorios. Por otro lado, también se habilitaron el limitador de sub-excitación (UEL) y el limitador de sobre-excitación (OEL), en el caso de aquellas centrales que tienen estas funciones modeladas.

4.1.5.1 EXIGENCIAS ESTABLECIDAS EN LA NORMA TÉCNICA.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece estándares de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta. En específico, plantea comportamientos respecto de tensiones, frecuencia, oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión más cercana a la falla y ángulos del rotor de generadores.

Sin embargo, en este trabajo no se verificará el comportamiento de la frecuencia, puesto que las simulaciones no incluyen fallas de generación. No existen caídas de frecuencia grandes, las variaciones de generación son pequeñas y en términos generales, el comportamiento de la frecuencia no varía, y además, se ajusta a la normativa.

Una vez que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación exigidos por la Norma, se explora la máxima capacidad de transmisión de la línea en estudio que permita la estabilidad del sistema.

4.1.5.1.1 ESTÁNDAR DE RECUPERACIÓN DE TENSIONES [26]

En el artículo 5-43 de la Norma Técnica se plantea que, encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 10 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión.

Por otro lado, establece que la tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

Por tanto, debe chequearse que las condiciones mencionadas en este artículo se cumplan en las simulaciones dinámicas a realizar.

4.1.5.1.2 ESTÁNDAR PARA OSCILACIONES DE POTENCIA ACTIVA [26]

En el artículo 5-47 se plantea que, luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 %.

El procedimiento para determinar dicho coeficiente se plantea en el artículo 5-48, y debe realizarse a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, sean A1 y A2 respectivamente. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = - \frac{\log_e \cdot R_A}{2\pi \sqrt{\left(1 + \frac{(\log_e \cdot R_A)^2}{4\pi^2}\right)}} \cdot 100$$

En que R_A es igual al cociente entre los semiciclos consecutivos A2 y A1.

4.1.5.1.3 ESTÁNDAR PARA ÁNGULO DEL ROTOR [26]

La Norma Técnica establece en su artículo 5-53 que, en caso que no se conozca con exactitud la calibración de la protección de pérdida de sincronismo y que no se pueda representar su efecto en los estudios de estabilidad transitoria, se adoptará un valor máximo de 120° para la primera excursión angular, medidos respecto de una referencia angular única representativa de la posición del eje inercial del SI. Como eje inercial se podrá adoptar el ángulo de una unidad cercana al centro de carga.

4.1.6 DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN

Posterior a la realización de las distintas simulaciones, se obtienen los límites de transmisión para cada tramo. Para obtener estos límites se comparan los casos factibles de las distintas simulaciones, que posean las mayores transferencias de corriente, y que por cierto cumplan con todos los requerimientos exigidos por la norma.

Luego, el límite de transmisión lo constituye el menor valor de transferencia que, por ende, resulta el más restrictivo, de aquellas mayores transferencias de corriente que pertenecen a los casos factibles de las distintas simulaciones.

Este límite de transmisión será utilizado posteriormente en la evaluación económica.

4.2 ZONA SUR

La Zona de Concepción, en específico la provincia de Arauco, constituye otra de las zonas de potencial eólico en nuestro país, tal como se expuso en el capítulo anterior. Es por esto, que actualmente existen dos proyectos de centrales eólicas de elevada potencia instalada en esta área, que además se ubicarán cercanos geográficamente entre sí. Sin embargo, en esta zona se observa que el sistema de transmisión presenta características muy diferentes a la zona norte, descrita anteriormente, razón por la cual, es interesante también estudiar qué ocurrirá ante la inclusión de grandes bloques de energía eólica en un sistema enmallado, como el de la zona de Concepción.

4.2.1 ALCANCES DEL ESTUDIO

Para realizar este estudio, y dado que actualmente no existen parques eólicos instalados en dicha zona, se ha definido un único escenario a evaluar:

- Escenario Futuro (2012): Incluye centrales eólicas previstas en funcionamiento para esa fecha, así como también instalaciones de transmisión y generadores proyectados.

Dado que las centrales eólicas a considerar en este estudio son centrales proyectadas, se supondrá que éstas inyectarán su energía en la SE Lagunillas. Por otro lado, y debido al enmalle que presenta el sistema de transmisión en esta zona, resulta más complejo identificar qué líneas se verán sobrecargadas ante un aumento de energía a transmitir, proveniente de fuente eólica. No obstante, considerando las instalaciones actualmente en construcción del sistema de transmisión,

y efectuando un flujo de potencia preliminar contemplando dichas instalaciones, se ha decidido evaluar las siguientes líneas:

- Línea Lagunillas – Hualpén, 154 kV
- Línea Lagunillas – Hualpén, 220 kV
- Línea Charrúa – Lagunillas, 220 kV

4.2.2 SIMULACIONES ESTÁTICAS EN DIGSILENT®

Para esta zona, el primer paso consiste en realizar los flujos de potencia en el programa DigSilent® versión 13.2, utilizando la base de datos “*EB Junio 2010 Día Dom*” perteneciente al CDEC-SIC, considerando dos escenarios de demanda:

	Demanda Baja [MW]	Demanda Media [MW]
Escenario 2012¹²	394	535

Tabla 4.13: Valores de Demanda a utilizar en el Escenario 2012.

Como el escenario a evaluar corresponde a un escenario futuro, es necesario incluir las centrales y líneas proyectadas en funcionamiento para el año 2012. Revisando el plan de obras presente en el Informe de Precio Nudo de Abril de 2010, realizado por la CNE, se obtuvo que las instalaciones a incluir son:

Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012	Potencia [MW]
Planta Cogeneradora Arauco (Aumento de Capacidad)	30
Central Termoeléctrica Bocamina 2	342

Tabla 4.14: Centrales proyectadas en funcionamiento al 2012 en la zona de interés. [25]

Obras de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012	Capacidad [MVA]
Línea Charrúa – Lagunillas, 1x 220 kV	347
Línea Lagunillas – Hualpén, 1 x 220 kV	330
SE Lagunillas, Seccionadora del tramo Hualpén – Quiñenco, 154 kV	

Tabla 4.15: Obras de Transmisión proyectadas en funcionamiento al 2012 en la zona de interés.

4.2.2.1 DESPACHO DE GENERACIÓN

Respecto del Nivel de Generación a utilizar en las simulaciones, se utilizará un caso base que incluye:

¹² Los valores de demanda para el Escenario 2012 fueron calculados considerando un crecimiento de 15%, obtenido según el Informe de Precio Nudo de Abril de 2010.

Despacho de Generación – Caso Base	Potencia [MW]
Central Termoeléctrica Petropower	60
Central Termoeléctrica Bocamina 1	127
Central Termoeléctrica Escuadrón – Ex FPC	12
Central Termoeléctrica Bocamina 2	362
Central Eólica Arauco	100
Central Eólica Lebu Sur	108
Potencia Total [MW]	769

Tabla 4.16: Despacho de Generación para Caso Base de Zona Sur.

Para constituir el despacho de generación en un peor escenario a enfrentar por el sistema de transmisión, se incluirá una central térmica adicional al despacho del Caso Base, convirtiendo este nuevo caso en una hidrología más seca que el caso base definido.

La central a incluir es la Central Coronel de potencia 47,2 MW. Esta central se incorporó siguiendo el orden de mérito de la Políticas de Operación elaborada por el Dpto. de Programación del CDEC-SIC, para la semana N° 25/26 del Sábado 19-Junio-2010 al Viernes 25-Junio-2010, política vigente al momento del comienzo de las simulaciones.

Escenarios de Generación	
CB	Caso Base
Caso 1.	Caso Base + Central Coronel

Tabla 4.17: Escenarios de Generación a considerar para la Zona Sur.

Para observar cómo se ven afectadas las líneas de interés, descritas en 4.2.1, ante contingencias simples en este sistema de transmisión enmallado, es que además de obtener los flujos de potencia convencionales, se realizaron los flujos de potencia simulando la falla de cada una de las líneas de interés por separado, lo que se logró dejándolas fuera de servicio cuando correspondía.

Utilizando los valores de corrientes transferidas por las líneas de interés, obtenidos en los flujos de potencia convencionales y en los casos en que se simularon las fallas de las líneas de transmisión, se realizaron las curvas de calentamiento de las líneas antes mencionadas, de acuerdo con las características propias de cada una, tales como: tipo de conductor; temperatura de diseño; entre otras y, considerando tres temperaturas ambiente: 20°C Con Sol, 30°C Con Sol y 15°C Sin Sol.

El objetivo es evaluar si las transferencias obtenidas mediante las simulaciones en DigSilent®, permiten la operación normal de la línea antes de alcanzar la temperatura de diseño. Por otra parte, verificar si estas transferencias se ajustan a alguno de los siguientes criterios de seguridad:

- Criterio $n - I$
- Criterio $n - I^*$ (Ajustado) para: 15 min, 10 min y 5 min.
- Criterio n o EDAG

El objetivo de evaluar distintos criterios de seguridad es observar si es posible transmitir una mayor capacidad por las líneas, ajustándose a las restricciones que estos criterios de seguridad imponen.

4.2.2.2 FACTIBILIDAD DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Al igual que en el caso de la Zona Norte, es necesario evaluar la factibilidad de los casos de estudio. Para lo cual, se debe verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que los límites por capacidad térmica de los transformadores de corriente no sean sobrepasados y por otro lado, que las transferencias de corriente a las diferentes temperaturas no superen la capacidad nominal de las líneas.

4.2.2.2.1 TENSIONES ESTABLECIDAS POR LA NORMA TÉCNICA EN ESTADO NORMAL

Tal como se mencionó en 4.1.3.2.1, se debe verificar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema esté comprendida dentro de las bandas establecidas (ver 4.1.3.2.1), de acuerdo con el nivel de tensión. Estas bandas deben ser aplicadas en función de las tensiones de servicio, definidas por el CDEC-SIC en el trabajo: Definición de Tensiones de Servicio en Estado Normal de Operación [27].

En el caso de las simulaciones realizadas, se registraron las tensiones de las barras pertenecientes al área de estudio con nivel de tensión de 550 y 220 [kV], así como también algunas barras que representan en 154 y 66 [kV].

Barras seleccionadas a estudiar	Nivel de Tensión Nominal [kV]	Nivel de Tensión de Servicio[26] [kV]
Charrúa	500	510
Charrúa	220	226
Hualpén	220	222
Lagunillas ¹³	220	222
Charrúa	154	156
Concepción	154	156
Hualpén	154	156
Lagunillas ¹⁴	154	156
Coronel	154	156
Coronel	66	67

Tabla 4.18: Barras de la Zona Sur del SIC seleccionadas para estudiar.

Por tanto, es necesario comprobar si las tensiones en estas barras, presentadas en el Anexo B, están dentro de la banda permitida por la norma, y de no ser así, ese caso de estudio debe ser desechado porque no es factible que cumpla la normativa vigente.

¹³ Dado que la SE Lagunillas corresponde a un proyecto que aún no entra en operación, no existe una tensión de servicio asociada a dicha SE. Por tanto, se supondrá que en el caso de la Barra Lagunillas 220 kV, la tensión de servicio será igual a la de Hualpén 220 kV.

¹⁴ De igual manera para la Barra Lagunillas 154 kV, la tensión de servicio será igual a la de Hualpén 154 kV.

4.2.2.2 LÍMITES POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

No se cuenta con información de los TTCC correspondientes a las líneas en estudio, puesto que dos de ellas son líneas proyectadas para funcionamiento futuro. Por tanto, se supondrá que dichos TTCC cuentan con la capacidad nominal y capacidad térmica que permite las transferencias de corriente por las líneas, y que por tanto, no constituye una limitante para las transferencias simuladas.

4.2.2.3 LÍMITES POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LAS LÍNEAS

Tal como se ha mencionado, las líneas poseen una capacidad que depende no tan sólo de la característica del conductor, sino también de la temperatura ambiente a la cual se encuentren expuesta. Es por esto que, se debe verificar que las transferencias de corriente por las líneas en operación normal, a las diferentes temperaturas ambiente definidas, no superen la capacidad nominal de éstas; puesto que de ser así, ese caso no es factible de ocurrir.

4.2.3 SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA EN DIGSILENT®

Como complemento a la realización de las simulaciones estáticas, en que se estudiaba la transferencia de corriente en operación normal, además de realizar flujos de potencia simulando la falla de cada una de las líneas de interés por separado, como una forma de observar la distribución de flujos y determinar qué líneas resultaban más afectadas; se realizan simulaciones estáticas post-contingencia, utilizando los mismos escenarios de generación y niveles de demanda definidos en 4.2.2.

En estas simulaciones, además de provocar la salida del circuito fallado, se evaluará el porcentaje de carga en el circuito sano posterior a la contingencia. En caso de que éste supere el valor nominal, se realizan maniobras para hacer descender el porcentaje de carga. Estas maniobras consisten en verter energía eólica, a prorrata de las capacidades nominales de los distintos parques eólicos.

En aquellos casos en que no baste sólo con el desprendimiento de la generación eólica existente, puesto que el porcentaje de carga final post-contingencia sigue siendo mayor al 100%, se estudiará si mediante un cambio en la topología, o una combinación de ambas maniobras, es posible reducir dicho porcentaje de carga. Esta opción está fundamentada en el enmallamiento observado en la zona, que ante contingencia, permite la redistribución de flujos en las distintas líneas pertenecientes al enmalle.

Otro de los objetivos que persigue la realización de estas simulaciones, es comprobar si las tensiones en las barras de interés, cumplen con las tensiones establecidas en la normativa vigente, para el caso de la operación post-contingencia, o estado de emergencia, e incluyendo las maniobras anteriormente mencionadas.

4.2.3.1 TENSIONES ESTABLECIDAS POR LA NORMA TÉCNICA EN ESTADO DE EMERGENCIA

Al igual que para la Zona Norte, y tal como se mencionó en 4.1.4.1, se debe verificar que ante la operación en estado de emergencia del Sistema Interconectado, la magnitud de la tensión en las barras del sistema esté comprendida dentro de las bandas establecidas por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Las bandas definidas para los distintos niveles de tensión son las mismas que se describen en 4.1.4.1, y deben ser aplicadas en función de las tensiones de servicio, definidas por el CDEC-SIC y expuestas en la Tabla 4.18.

4.2.4 SIMULACIONES DINÁMICAS EN DIGSILENT®

Para determinar una operación estable del sistema en términos de tensión y transferencia de potencia, se realizan simulaciones dinámicas de la operación con grandes bloques de energía eólica en la Zona de Concepción del sistema de transmisión del SIC. El objetivo es explorar los límites de capacidad de transmisión para cada una de las líneas en estudio, que permitan una operación estable, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica [26].

Para la obtención de las simulaciones dinámicas se plantea un escenario de generación, del cual, mediante un flujo de potencia estático, se obtiene un límite de transferencia a transmitir por la línea. En primer lugar, se verifica que la contingencia sea posible de aplicar, por tanto al realizar la contingencia se debe observar que el sistema se comporta de manera estable. Luego, se aplica en la zona de estudio una contingencia simple en alguna de las líneas en estudio; y posterior a esto, se realizan las maniobras para el despeje de la falla, y al finalizar la simulación, se estudia cómo se comporta el sistema en términos de estabilidad.

Se estudian límites de capacidad de transmisión para aquellos casos en que se realizan maniobras de desprendimiento de energía eólica, así como también se estudiará si mediante un cambio en la topología es posible reducir el porcentaje de carga. En los casos en que sea necesario, se estudiará aplicar una combinación de ambas maniobras.

Los tiempos de las maniobras a ejecutar consideran una estimación del tiempo real de las telecomunicaciones.

	Eventos de la Simulación Dinámica – Escenario 2012	Instante de Aplicación [ms]
1.	Falla Bifásica a Tierra en una de las líneas en estudio	100
2.	Apertura del Interruptor del extremo más cercano a la ubicación de la Falla	160
3.	Apertura del Interruptor del extremo más lejano a la ubicación de la Falla	220
4.	Despeje del corto-circuito	221
5.	Apertura del Transformador Lagunillas 220/154/66 kV	221
6.	Desconexión de Parques Eólicos: Lebu Sur y/o Arauco	280

Tabla 4.19: Resumen de eventos a utilizar en Simulación Dinámica - Escenario 2012 y sus respectivos tiempos de ejecución.

Cabe mencionar que, es necesario determinar en qué extremo de la línea, la falla resulta más perjudicial. Para ello, se realizan simulaciones previas en las cuales se provocan fallas al 1% de cada extremo, resultando en todos los casos que la falla más inestable es aquella que se

provoca en el extremo más cercano a la SE Lagunillas. Razón por la cual, en las simulaciones dinámicas la contingencia se aplicó al 1% de distancia de dicha subestación.

Para el cálculo de las condiciones iniciales, necesarias para la realización de la simulación dinámica, el método de simulación utilizado es el “*RMS value (Electromechanical Transients)*” y la representación de la red “*Unbalanced, 3-Phase (ABC)*”, con un paso mínimo de 0,001 [s] y un paso máximo de 0,01 [s]; con la opción de adaptación automática del paso, habilitada. Para la simulación dinámica se utiliza un tiempo total de 30 [s]. Sin embargo, en algunos casos se observó que las simulaciones se amortiguaban y estabilizaban antes de los 10 [s]. Para estos casos, se utilizó un tiempo de 15 [s].

Respecto de los reguladores que se habilitaron durante la realización de las simulaciones dinámicas, están el Regulador de tensión (VCO), el regulador de velocidad (PCU), el regulador de tensión y modelo de compensación de corriente (DRP) y el estabilizador de potencia (PSS). Por otro lado, también se habilitaron el limitador de sub-excitación (UEL) y el limitador de sobre-excitación (OEL), en el caso de aquellas centrales que tienen estas funciones modeladas.

4.2.4.1 EXIGENCIAS ESTABLECIDAS EN LA NORMA TÉCNICA.

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece estándares de recuperación dinámica en estado normal y estado de alerta. En específico, plantea comportamientos respecto de tensiones, frecuencia, oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión más cercana a la falla y ángulos del rotor de generadores. Sin embargo, y al igual que para el caso de la Zona Norte, en este trabajo no se verificará el comportamiento de la frecuencia, puesto que las simulaciones no incluyen fallas de generación.

Los estándares de recuperación dinámica de los cuales se verificará el cumplimiento, son los mismos planteados para la Zona Norte, es decir, abarcan la Recuperación de Tensión (Ver 4.1.5.1.1), Oscilaciones de Potencia Activa en la línea de transmisión más cercana a la falla (Ver 4.1.5.1.2) y Ángulos del Rotor de Generadores (Ver 4.1.5.1.3). Se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación exigidos por la Norma, y se comprueba si la máxima capacidad de transmisión de la línea en estudio, obtenida mediante simulaciones estáticas permite la estabilidad del sistema.

5 RESULTADOS OBTENIDOS EN ZONA NORTE

El objetivo de este capítulo es determinar los niveles de transferencia de corriente aceptables para las líneas de estudio. Los niveles determinados deben cumplir con la normativa vigente y las distintas restricciones mencionadas en el capítulo anterior.

Estos niveles de transferencia serán comparados posteriormente con las transferencias por las líneas de interés, resultantes de una simulación base obtenida del software de Programación de Largo Plazo (PLP). El objetivo es cuantificar los excesos de transferencia por sobre los límites determinados, tanto para el caso en que se aplica la maniobra de desconexión de generación eólica, como en aquel en que no se aplican maniobras. Luego se determinan los costos asociados a la aplicación de los límites.

5.1 SIMULACIONES ESTÁTICAS

5.1.1 LÍNEA LAS PALMAS - LOS VILOS 2x220 kV

5.1.1.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Como primer paso, se procedió a tabular los valores de transferencias de corriente obtenidos mediante la curva de calentamiento para los distintos criterios de seguridad, y las temperaturas ambiente referenciales escogidas.

Este valor de transferencia de corriente corresponde al valor máximo de corriente al alcanzar la temperatura de diseño del conductor, y a su vez, equivale a un valor de corriente igual al doble de la corriente inicial por la línea. La razón de la elección de este valor, es que permite trabajar en función de la transferencia total de corriente por cada línea.

Criterios de Seguridad	Transferencia de Corriente [A] Línea Las Palmas – Los Vilos		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
<i>n-I</i>	774,2	648,2	519,6
<i>(n-I)* aj. a 15 min.</i>	853,4	710,2	565,8
<i>(n-I)* aj. a 10 min.</i>	918,5	763,2	607,8
<i>(n-I)* aj. a 5 min.</i>	1061,8	881,8	701,7
<i>EDAG</i>	1540,5	1288,5	1034,0

Tabla 5.1: Valores de Transferencias de Corriente para la Línea Las Palmas - Los Vilos.

En la Tabla 5.1, se observa que, a medida que aumenta la temperatura ambiente la transferencia de corriente por la línea disminuye, tal como teóricamente se espera. Por otra parte, si se relajan las restricciones impuestas por los criterios de seguridad establecidos, es posible transferir una mayor corriente por la línea, a temperatura ambiente constante.

5.1.1.2 RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

El paso siguiente consiste en la tabulación de los resultados obtenidos de los flujos de potencia, considerando los escenarios descritos en el capítulo anterior y sus niveles de demanda correspondientes. Sólo se procederá a presentar los flujos de potencia con la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la V Región, puesto que en el caso de la inyección hacia la SE Nogales, los flujos de potencia no se ven afectados para esta línea.

Se procedió a tabular la transferencia aparente, corriente circulante y porcentaje de carga por circuito de la línea. El objetivo es comprobar si los resultados obtenidos mediante los flujos de potencia cumplen con alguno de los criterios de seguridad propuestos. A continuación, se observan los resultados para los niveles de Demanda Baja y Media, considerando los Escenarios 2010 y 2012.

5.1.1.2.1 DEMANDA BAJA

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia con escenario de demanda baja corresponden a los casos más críticos en cuanto a transferencias por la línea. Puesto que, si la demanda de la zona de estudio es baja, existirá una mayor exportación de la energía generada en la zona, es decir, una mayor transferencia de potencia hacia los grandes consumos ubicados en la zona centro-sur del SIC.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	123,5	0,307	38,9	47,3	59,4
Caso 1	158,9	0,399	50,5	61,5	77,3
Caso 2	174,6	0,445	56,3	68,4	86,1
Caso 3	219,1	0,588	74,5	91,2	113,8
Caso 4	224,9	0,613	77,6	95,1	118,6
Caso 5	255,0	0,755	95,6	116,2	146,0

Tabla 5.2: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Baja.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	136,0	0,338	42,7	52,0	65,3
Caso 1	173,5	0,435	55,1	67,1	83,9
Caso 2	189,7	0,482	61,0	74,2	93,2
Caso 3	235,2	0,633	80,1	97,6	122,5
Caso 4	241,7	0,648	82,0	99,8	125,2
Caso 5	274,5	0,760	96,2	117,2	147,1

Tabla 5.3: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja

En las Tabla 5.2 y Tabla 5.3, se observa que mientras la hidrología se va haciendo más seca, es decir, aquel escenario de generación que posee más centrales térmicas; las transferencias de corriente van aumentando, lo que es de esperar, puesto que esa energía se transfiere a los

consumos ubicados en la zona centro-sur del SIC. Así también, el porcentaje de carga aumenta con la temperatura para una misma corriente circulante.

Por otra parte, y comparando ambas tablas, se observa que existe un aumento de la corriente circulante por circuito entre el Escenario 2010 y el 2012, lo que se atribuye a la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el despacho base de generación para el Escenario 2012.

5.1.1.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia con escenario de demanda media resultan menos críticos en cuanto a transferencias por la línea, respecto del escenario de demanda baja.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	94,1	0,234	29,7	36,1	45,3
Caso 1	131,7	0,330	41,8	50,9	63,9
Caso 2	147,6	0,372	47,2	57,4	72,0
Caso 3	193,6	0,510	64,6	78,6	98,7
Caso 4	200,2	0,535	67,7	82,5	103,5
Caso 5	231,3	0,633	80,1	97,5	122,4

Tabla 5.4: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	104,8	0,259	32,8	39,9	50,1
Caso 1	144,7	0,36	45,6	55,5	69,6
Caso 2	161,5	0,403	51,1	62,1	78,0
Caso 3	209,6	0,545	69,0	83,9	105,4
Caso 4	216,2	0,566	71,7	87,3	109,6
Caso 5	250,5	0,664	84,1	102,4	128,5

Tabla 5.5: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Las Palmas -. Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media

5.1.1.3 ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA TÉCNICA

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, se debe verificar el cumplimiento de la normativa, puesto que sólo de esta manera los casos evaluados resultan factibles.

De acuerdo con la banda de tensiones permitida en operación normal, expuesta en 4.1.3.2.1, y las tensiones presentadas en el Anexo B, los siguientes casos presentan tensiones, en las barras seleccionadas, fuera del rango establecido y por ello, no serán considerados en el análisis.

Escenario	Escenario de Generación
Escenario 2010, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 4
	Caso 5
Escenario 2012, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 5

Tabla 5.6: Casos en operación normal, con tensiones fuera de la banda establecida por la Norma Técnica.

5.1.1.4 ANÁLISIS DEL LÍMITE POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Se debe verificar que los niveles de corriente circulante por las líneas de estudio cumplan con los límites por capacidad térmica de los TTCC, puesto que de no ser así, no es factible su operación y se eliminarán del análisis. De acuerdo con los resultados obtenidos, y los límites mencionados en 4.1.3.2.2, los casos expuestos en la Tabla 5.7 no cumplen con dicha limitación.

Escenario	Línea	Escenario de Generación	Corriente Circulante [kA]
Escenario 2010, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Los Vilos – Nogales	Caso 5	0,728
Escenario 2012, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Los Vilos – Nogales	Caso 5	0,732

Tabla 5.7: Casos que en operación normal no cumplen con la limitación por Capacidad Térmica del TTCC.

5.1.1.5 LÍMITE POR CAPACIDAD TÉRMICA DE LAS LÍNEAS

Es necesario verificar que las transferencias de corriente por las líneas, a las temperaturas ambiente definidas, no superen la capacidad nominal de éstas. Tal como se observó en las tablas: Tabla 5.2, Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5, existen algunos casos en que se supera la capacidad nominal de las líneas, y no serán considerados en el análisis dada la no factibilidad de la operación por sobre la capacidad nominal.

No obstante, los casos mencionados en la Tabla 5.8 podrían ser factibles, si se reduce la transferencia de corriente por las líneas, a una transferencia similar en magnitud a la del criterio EDAG, que correspondería a la capacidad nominal del circuito. Reduciendo dicha transferencia de corriente, podrían cumplirse los límites de capacidad térmica de la línea, de los TTCC y dado que los niveles de tensión subirían, es probable que también se cumpliera con la banda de tensiones establecida en la normativa vigente.

Escenario	Escenario de Generación	Criterio
Escenario 2010, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 3	Transferencias de Corriente mayor a la Nominal a 30°C con sol.
	Caso 4	
	Caso 5	
Escenario 2010, Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 3	Transferencias de Corriente mayor a la Nominal a 30°C con sol.
	Caso 4	
	Caso 5	
Escenario 2012, Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 3	Transferencias de Corriente mayor a la Nominal a 30°C con sol.
	Caso 4	
	Caso 5	
Escenario 2012, Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región	Caso 3	Transferencias de Corriente mayor a la Nominal a 30°C con sol.
	Caso 4	
	Caso 5	

Tabla 5.8: Casos en que las transferencia de corriente superan el límite por capacidad térmica de las líneas.

5.1.1.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.1.6.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Luego, considerando los escenarios que no cumplen con las limitaciones mencionadas anteriormente, los siguientes casos obtenidos como resultado de las simulaciones estáticas pre-contingencia, son factibles.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	123,5	0,307	38,9	47,3	59,4
Caso 1	158,9	0,399	50,5	61,5	77,3
Caso 2	174,6	0,445	56,3	68,4	86,1
Caso 3	219,1	0,588	74,5	91,2	---

Tabla 5.9: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Para realizar un análisis de los resultados presentados y comprobar si los resultados obtenidos mediante los flujos de potencia cumplen con alguno de los criterios de seguridad que se proponen, se graficaron el valor de transferencia de corriente, igual al valor máximo de corriente al alcanzar la temperatura de diseño del conductor, obtenido de la Tabla 5.1, y la corriente circulante por la línea, equivalente al doble de la corriente circulante por circuito obtenida de los flujos de potencia estáticos. Tal como se mencionó en párrafos anteriores, se realizará un análisis para la transferencia de corriente de cada tramo de línea y no, por cada circuito de línea.

En el Gráfico 5.1, las curvas: azul, naranja y roja, corresponden a las transferencias de corriente por la línea obtenidas mediante las curvas de calentamiento, para 15°C sin sol, 20°C con sol y 30°C con sol, respectivamente. Por otra parte, las líneas horizontales identificadas en la leyenda corresponden a las corrientes transferidas por la línea para los distintos escenarios de generación especificados, obtenidas mediante los flujos de potencia. A simple vista, puede observarse que existen varios criterios que no es posible aplicar. Por ejemplo, si se observa la curva para 30°C con sol y la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso Base, claramente no se cumplen los criterios $n-1$, $(n-1)*$ ajustado a 15 min y $(n-1)*$ ajustado a 10 min, puesto que la corriente transferida supera el valor máximo de corriente en que el conductor alcanza la temperatura de diseño. No obstante, los criterios de seguridad $(n-1)*$ ajustado a 5 min y EDAG, sí se cumplen y por ende, sería posible aplicarlos e inclusive, aumentar la transferencia de corriente hasta alcanzar la curva de calentamiento.

Puede observarse que mientras la temperatura ambiente disminuye, se presentan más casos en que se cumplen los criterios de seguridad propuestos, debido al aumento de capacidad de las líneas. Por otro lado, a medida que la hidrología se hace seca, existe una mayor cantidad de corriente que se debe disminuir para cumplir con los criterios propuestos. Esto se explica, dado el aumento de la transferencia de corriente por las líneas, transferencias que se llevarán hacia la zona centro – sur del SIC.

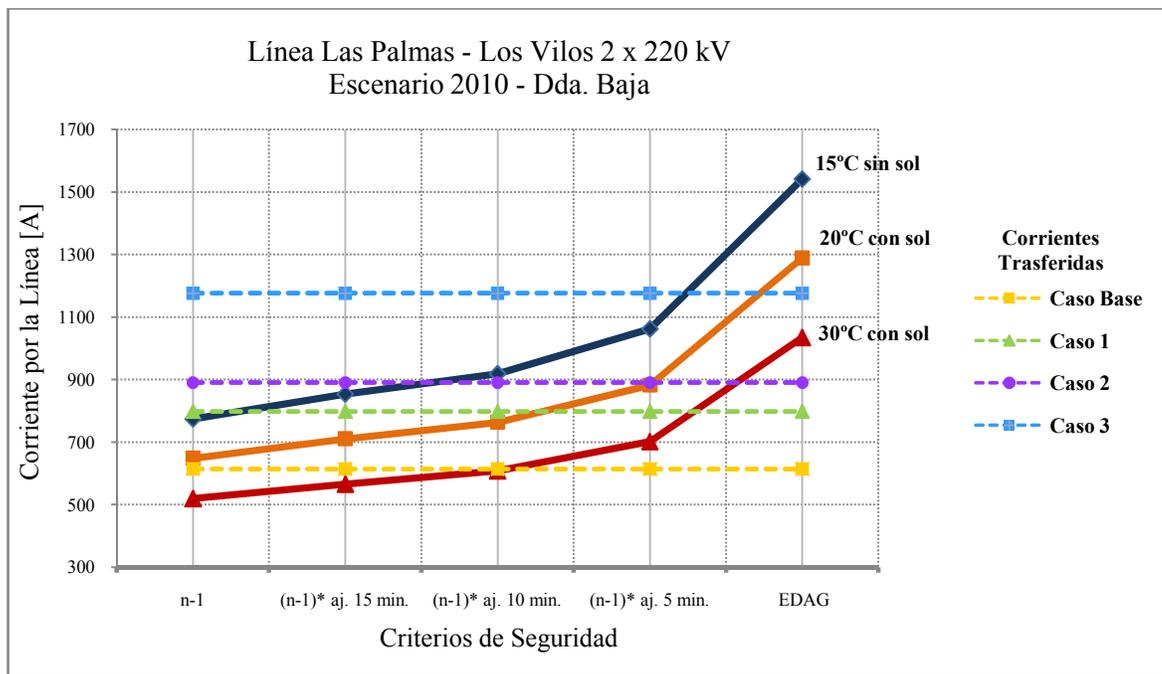


Gráfico 5.1: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Baja

Sin embargo, este gráfico no sólo permite observar las corrientes transferidas, en operación normal por la línea Las Palmas – Los Vilos, sino que también permite realizar un análisis ante una contingencia simple, por ejemplo, ante una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos.

Ante contingencia, dada la topología del sistema en la zona de análisis, la carga es transferida al circuito sano. Por ende, el circuito sano queda con el doble de carga que la que poseía en condición normal. Luego, este gráfico permite observar en qué estado queda el circuito sano, en términos de transferencias de corriente, luego de ocurrida la contingencia.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

Los resultados obtenidos de las simulaciones pre-contingencia entregan un valor aproximado de la generación eólica a verter en caso de contingencia. Sin embargo, mediante las simulaciones estáticas post-contingencia se obtuvo el valor exacto de energía eólica a verter, para lograr la máxima corriente a transmitir por el circuito. El valor de la energía eólica a desprender depende exclusivamente del porcentaje de sobrecarga que posea el circuito sano, el cual está estrechamente ligado a la capacidad del circuito dada una temperatura ambiente y la corriente transferida.

Esta generación es desprendida para lograr alcanzar la capacidad nominal del circuito, que equivale a obtener la máxima corriente a transmitir por la línea con el criterio de seguridad ($n-1$), para las distintas temperaturas definidas.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,617	78,06	0,00
Caso 1	0,784	99,28	10,50
Caso 2	0,788	99,75	42,15
Caso 3	0,787	99,64	141,15

Tabla 5.10: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,619	95,42	0,00
Caso 1	0,646	99,55	62,00
Caso 2	0,647	99,70	96,25
Caso 3	0,732	112,79	162,15

Tabla 5.11: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,513	99,15	44,65
Caso 1	0,515	99,55	131,80
Caso 2	0,513	99,26	148,50

Tabla 5.12: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 Demanda Baja a 30°C con sol.

En la Tabla 5.11 se observa un caso destacado en rojo, en que el porcentaje de carga supera el nominal. En estos casos, es necesario evaluar si es posible efectuar un re-despacho rápido de las centrales, de manera que el circuito no esté sobrecargado. Como se mencionó en el punto 4.1.4, sólo es posible desplazar 40 MW de generación térmica, lo que equivale a disminuir la corriente en 0,105 [kA] aproximadamente, a tensión nominal. Con este valor de corriente, es posible obtener los porcentajes de sobrecarga admisibles para cada temperatura.

Línea Las Palmas – Los Vilos	Corriente Nominal [A]	Máximo porcentaje de sobrecarga admisible [%]
Temperatura ambiente: 15°C sin sol	774,2	113,5 %
Temperatura ambiente: 20°C con sol	648,2	116,2%
Temperatura ambiente: 30°C con sol	519,6	120,2%

Tabla 5.13: Porcentajes de sobrecarga admisible para la Línea Las Palmas - Los Vilos, a temperaturas ambiente referenciales.

No obstante, es importante considerar además de este límite, si se cuenta con el tiempo necesario para realizar la maniobra de re-despacho de la unidad generadora seleccionada.

Como el caso destacado en rojo queda dentro de la banda permitida, desde este punto de vista es posible realizar maniobras de re-despacho para disminuir la transferencia por la línea. Sin embargo, al calcular el tiempo con el que se dispone para realizar la maniobra se obtuvo un

tiempo de 4,88 [min], tiempo insuficiente considerando que las labores de comunicación del re-despacho demoran 5 [min]. Por tanto, constituye un caso no factible.¹⁵

Por otro lado, se debe verificar el cumplimiento de la normativa, puesto que sólo de esta manera los casos evaluados resultan factibles. De acuerdo con la banda de tensiones permitida en estado de emergencia, expuesta en 4.1.4.1, y las tensiones presentadas en el Anexo C, se observa que para este escenario no existen casos en que las tensiones post-contingencia queden fuera de la banda permitida. Por lo que, para este escenario, todas las simulaciones post-contingencia que incluyen maniobras de desprendimiento de generación eólica, exceptuando el caso mencionado, representan casos de estudio factibles.

5.1.1.6.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Para este escenario, los casos factibles obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia resultan ser los que se observan en la Tabla 5.14.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	94,1	0,234	29,7	36,1	45,3
Caso 1	131,7	0,330	41,8	50,9	63,9
Caso 2	147,6	0,372	47,2	57,4	72,0
Caso 3	193,6	0,510	64,6	78,6	---
Caso 4	200,2	0,535	67,7	82,5	---
Caso 5	231,3	0,633	80,1	97,5	---

Tabla 5.14: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Al igual que para el caso de demanda baja, se elaboró un gráfico resumen con las transferencias de corriente obtenidas de los flujos de potencia y las obtenidas mediante la curva de calentamiento para las distintas temperaturas ambientes a considerar y los distintos criterios de seguridad propuestos.

Puede observarse que existen diferencias respecto del escenario de demanda baja, una de estas diferencias es que las transferencias de corriente disminuyen dada la mayor demanda en la zona. Por la misma razón, es posible notar que, para la curva de temperatura 30°C con sol, la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso Base cumple con todos los criterios de seguridad e inclusive sería posible aumentar la transferencia de corriente hasta alcanzar la curva de calentamiento; no así en el caso de demanda baja en que sólo cumplía algunos criterios de seguridad.

¹⁵ El cálculo del tiempo necesario para realizar la maniobra de re-despacho se realiza mediante la curva de calentamiento del conductor de la línea, y corresponde al tiempo en que el conductor alcanza la temperatura de diseño, dadas las transferencias de corriente pre-contingencia y post-contingencia considerando maniobra de desprendimiento de generación eólica.

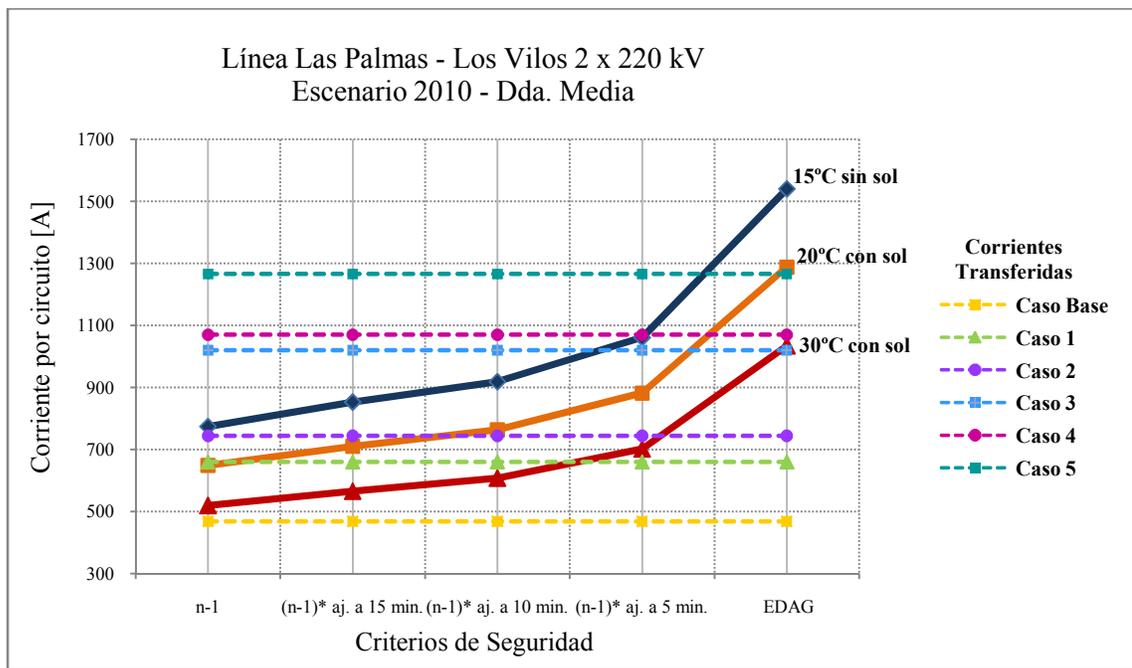


Gráfico 5.2: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media

Tal como se espera, dado que las transferencias de corriente por la línea disminuyen se presentan muchos más casos en que se cumple con los criterios de seguridad.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas post-contingencia permiten obtener el valor exacto de energía eólica a verter, para lograr la máxima corriente a transmitir por el circuito. Tal como se mencionó, esta generación es desprendida para lograr alcanzar la capacidad nominal del circuito.

En las tablas siguientes, se observan casos destacados en rojo, en que el porcentaje de carga supera el nominal. Al igual que para el caso de demanda baja, es necesario evaluar si es posible efectuar un re-despacho rápido de las centrales térmicas, ya que no existe más generación eólica a desprender. Por tanto, no sólo se debe evaluar si el circuito queda en estado final bajo su capacidad nominal, sino también, si se cuenta con el tiempo necesario para realizar dichas maniobras.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,475	60,12	0,00
Caso 1	0,664	84,04	0,00
Caso 2	0,755	95,57	0,00
Caso 3	0,788	99,70	91,15
Caso 4	0,786	99,45	106,65
Caso 5	0,825	104,41	162,15

Tabla 5.15: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,475	73,18	0,00
Caso 1	0,646	99,51	11,65
Caso 2	0,646	99,61	44,15
Caso 3	0,646	99,52	143,15
Caso 4	0,637	98,08	162,15
Caso 5	0,825	127,10	162,15

Tabla 5.16: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,475	91,86	0,00
Caso 1	0,515	99,68	62,65
Caso 2	0,513	99,21	94,65

Tabla 5.17: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010 - Demanda Media a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa el caso destacado correspondiente a la temperatura ambiente 15°C sin sol, queda dentro de la banda permitida, por tanto, según este criterio, es posible realizar maniobras de re-despacho para disminuir la transferencia por la línea. Respecto del tiempo necesario para realizar el re-despacho, este resultó ser de 12,58 [min]. Por lo que, es factible el caso correspondiente a 15°C sin sol.

Para la temperatura ambiente 20°C con sol, el porcentaje de carga post-contingencia para el caso destacado en rojo, supera el porcentaje máximo de sobrecarga y por otro lado, tampoco se cuenta con el tiempo suficiente para realizar el re-despacho, por ende no constituye un caso factible.

Por otra parte, al verificar el cumplimiento de la normativa, respecto de la banda de tensiones permitida en estado de emergencia, expuesta en 4.1.4.1, se observa que las tensiones presentadas en el Anexo C, correspondientes a las tensiones post-contingencia queden dentro de la banda permitida. Por lo que, para este escenario, las simulaciones post-contingencia, exceptuando los casos recién mencionados, representan casos de estudio factibles desde este punto de vista.

5.1.1.6.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

- SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que no cumplen con las exigencias de la norma (ver 5.1.1.3) y aquellos que no cumplen las limitaciones descritas (ver 5.1.1.4 y 5.1.1.5), los siguientes casos obtenidos como resultado de las simulaciones estáticas pre-contingencia, son factibles.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	136,0	0,338	42,7	52,0	65,3
Caso 1	173,5	0,435	55,1	67,1	83,9
Caso 2	189,7	0,482	61,0	74,2	93,2
Caso 3	235,2	0,633	80,1	97,6	---
Caso 4	241,7	0,648	82,0	99,8	---

Tabla 5.18: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Al igual que para los escenarios anteriores, se realiza un gráfico resumen para el escenario 2012, considerando un nivel de demanda baja. Se observa en el Gráfico 5.3, que tal como se mencionó existe un aumento de la corriente circulante por la línea, dada por la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada.

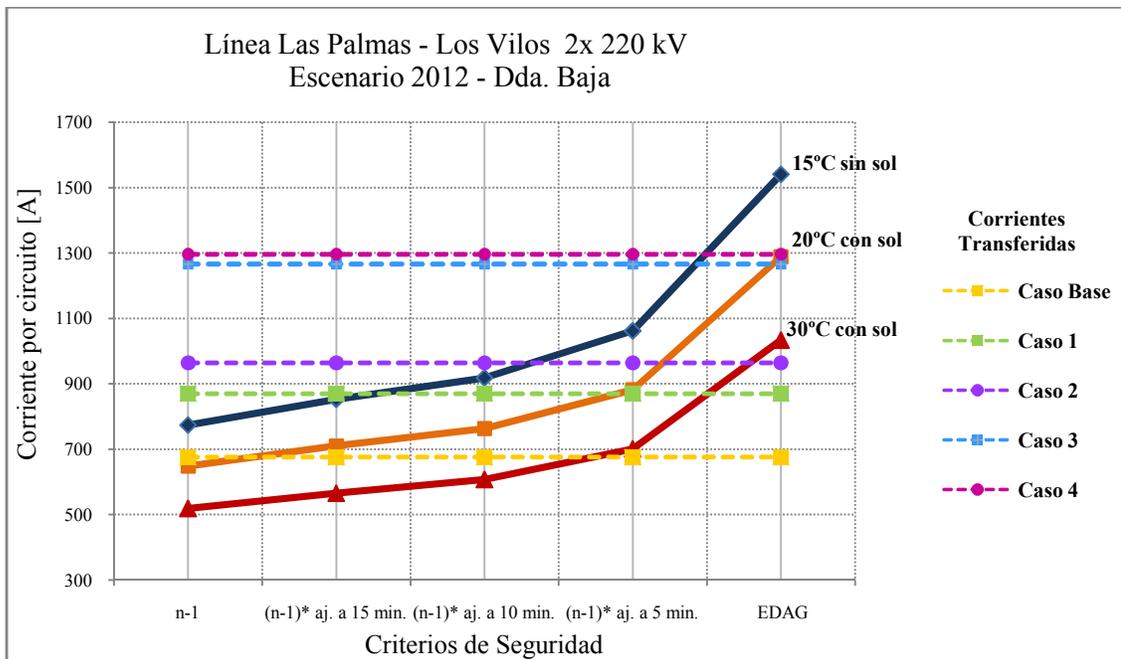


Gráfico 5.3: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja

Al igual que en el Escenario 2010 – Demanda Baja, hay resultados que concuerdan con lo esperado, por ejemplo: mientras la temperatura ambiente disminuye, se presentan más casos en que se cumplen los criterios de seguridad propuestos; y por otro lado, a medida que la hidrología se hace seca, existe una mayor cantidad de corriente que se debe disminuir para cumplir con los criterios propuestos.

Sin embargo, comparando los resultados obtenidos del escenario 2010 y 2012, se observa que existen menos casos en los cuales se cumple con los criterios de seguridad, y a la vez, mayores transferencias de corriente a disminuir para cumplir con éstos. Lo cual se explica por la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el caso base de generación, esto a pesar del aumento de la demanda respecto del escenario 2010, puesto que el crecimiento de ésta, no contrarresta la inyección de los parques eólicos proyectados.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica en los casos que corresponde.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,666	84,27	0,00
Caso 1	0,784	99,21	39,95
Caso 2	0,786	99,55	73,75
Caso 3	0,785	99,31	171,35
Caso 4	0,786	99,60	185,45

Tabla 5.19: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,645	99,36	17,25
Caso 1	0,645	99,44	93,85
Caso 2	0,649	99,97	122,45
Caso 3	0,646	99,53	227,75
Caso 4	0,649	99,95	240,35

Tabla 5.20: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,514	99,47	68,35
Caso 1	0,514	99,35	145,35
Caso 2	0,515	99,68	178,35

Tabla 5.21: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Baja a 30°C con sol.

Se observa que en los resultados obtenidos el porcentaje de carga post-contingencia y maniobra nunca supera el nominal, lo que implica que con el desprendimiento de energía eólica es posible alcanzar el porcentaje de carga nominal.

Del mismo modo, se verificó el cumplimiento de la normativa y se obtuvo para este escenario que todas las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.1.6.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los siguientes casos obtenidos como resultado de las simulaciones estáticas pre-contingencia, corresponden a casos que cumplen con las exigencias de la norma y cumplen con las limitaciones descritas, por tanto resultan factibles.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	104,8	0,259	32,8	39,9	50,1
Caso 1	144,7	0,36	45,6	55,5	69,6
Caso 2	161,5	0,403	51,1	62,1	78,0
Caso 3	209,6	0,545	69,0	83,9	---
Caso 4	216,2	0,566	71,7	87,3	---
Caso 5	250,5	0,664	84,1	---	---

Tabla 5.22: Casos factibles para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

De manera análoga, se realiza el gráfico resumen para un nivel de demanda media, los valores a utilizar corresponden a las transferencias de corriente para las curvas de calentamiento (ver Tabla 6.1) y los obtenidos de los flujos de potencia (ver Tabla 5.22).

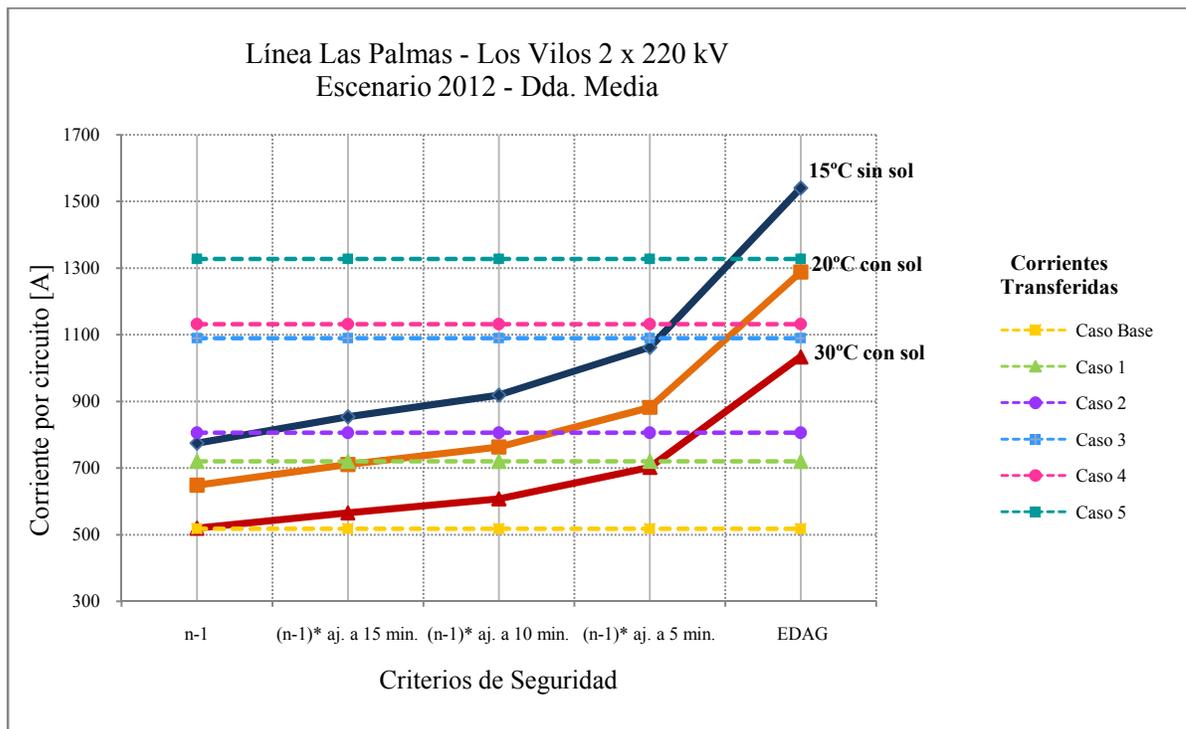


Gráfico 5.4: Resumen Línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media

Comparando los resultados obtenidos del escenario 2010 y 2012, con un nivel de demanda media, se observa que existen menos casos en los cuales se cumple con los criterios de seguridad, lo cual, al igual que en el Escenario 2012 - Demanda Baja, se debe al aumento de transferencia de

corriente por la línea a causa de la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el caso base de generación.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica en los casos que corresponde.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,520	65,82	0,00
Caso 1	0,724	91,67	0,00
Caso 2	0,783	99,15	17,55
Caso 3	0,789	99,92	118,35
Caso 4	0,788	99,72	131,25
Caso 5	0,785	99,40	203,55

Tabla 5.23: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 15°C sin sol.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,520	80,12	0,00
Caso 1	0,648	99,86	35,15
Caso 2	0,646	99,57	69,15
Caso 3	0,645	99,44	171,05
Caso 4	0,645	99,35	185,65

Tabla 5.24: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 20°C con sol.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Las Palmas – Los Vilos 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,514	99,47	6,95
Caso 1	0,512	99,10	88,35
Caso 2	0,514	99,41	120,85

Tabla 5.25: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012 - Demanda Media a 30°C con sol.

Al igual que el Escenario 2012 – demanda baja, se observa que el porcentaje de carga post-contingencia, una vez aplicada la maniobra de desprendimiento de generación eólica, nunca supera el nominal, lo que implica que es posible alcanzar el porcentaje de carga nominal sin la necesidad de re-despacho.

Del mismo modo, se verificó el cumplimiento de la normativa y se obtuvo para este escenario que todas las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.2 LÍNEA LOS VILOS – NOGALES 2x220 kV

5.1.2.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Dado que la línea Los Vilos – Nogales, posee el mismo tipo de conductor y temperatura de diseño que la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV, las transferencias de corriente para esta línea obtenidos mediante la curva de calentamiento, para las distintas temperaturas ambiente y criterios de seguridad, serán las mismas mencionadas en la Tabla 5.1.

5.1.2.2 RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia se presentan para los Escenarios 2010 y 2012, considerando los niveles de demanda baja y media, los que fueron definidos en el capítulo anterior. Al igual que para el caso de la línea Las Palmas – Los Vilos, sólo se procederá a presentar los flujos de potencia con la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la V Región, puesto que en el caso de la inyección hacia la SE Nogales, los flujos de potencia no se ven afectados para esta línea. Por otro lado, en los puntos 5.1.1.3, 5.1.1.4 y 5.1.1.5, se realizó el análisis de los casos factibles dado el cumplimiento de la norma técnica y las limitaciones de corriente, impuestas por los TTCC y la capacidad nominal de los circuitos, respectivamente. Este análisis es aplicable a todas las líneas en estudio en la zona norte, por tanto los casos no factibles para la línea Las Palmas – Los Vilos, son también no factibles, en particular, para la línea Los Vilos – Nogales.

5.1.2.2.1 DEMANDA BAJA

Los resultados obtenidos para los escenarios de demanda baja corresponden, al igual que para la línea Las Palmas – Los Vilos, a los casos más críticos en cuanto a transferencias por la línea.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	113,7	0,284	36,0	43,8	55,0
Caso 1	148,7	0,375	47,5	57,9	72,7
Caso 2	164,5	0,421	53,2	64,7	81,4
Caso 3	211,0	0,562	71,2	87,2	108,7
Caso 4	217,4	0,587	74,3	91,0	113,5
Caso 5	250,2	0,728	92,1	112,0	140,8

Tabla 5.26: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2010- Demanda Baja

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	124,9	0,313	39,6	48,2	60,4
Caso 1	161,9	0,410	51,9	63,2	79,0
Caso 2	178,1	0,456	57,7	70,2	88,1
Caso 3	225,3	0,605	76,6	93,2	117,0
Caso 4	231,7	0,619	78,4	95,4	119,8
Caso 5	265,4	0,732	92,6	112,8	141,5

Tabla 5.27: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2012- Demanda Baja

En las tablas anteriores se observa el aumento de transferencia entre los escenarios 2010 y 2012, que como se mencionó se deben a la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el despacho base de generación para el Escenario 2012. Sin embargo, respecto de la línea Las Palmas – Los Vilos, los valores de transferencias por la línea son menores.

5.1.2.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia con escenario de demanda media resultan menos críticos en cuanto a transferencias por la línea, respecto del escenario de demanda baja.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	84,0	0,211	26,7	32,5	40,7
Caso 1	120,9	0,306	38,7	47,1	59,2
Caso 2	136,6	0,348	44,0	53,6	67,2
Caso 3	183,2	0,483	61,1	74,4	93,4
Caso 4	190,3	0,507	64,2	78,2	98,1
Caso 5	224,3	0,605	76,6	93,2	117,0

Tabla 5.28: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2010-Demanda Media

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	93,4	0,232	29,4	35,8	45,0
Caso 1	132,6	0,333	42,1	51,3	64,4
Caso 2	149,1	0,376	47,6	57,9	72,7
Caso 3	197,6	0,515	65,2	79,4	99,7
Caso 4	204,5	0,537	67,9	82,7	103,8
Caso 5	238,6	0,635	80,3	97,8	122,7

Tabla 5.29: Resultados del Flujo de Potencia, línea Los Vilos – Nogales, para Escenario 2012- Demanda Media

No obstante, a pesar de la disminución de las transferencias por la línea, en ambos escenarios existen casos en que el porcentaje de carga supera el nominal y por tanto no son factibles de ocurrir.

5.1.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.2.3.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

- SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones mencionadas anteriormente, los casos obtenidos como resultado de las simulaciones estáticas pre-contingencia expuestos en la Tabla 5.30 constituyen casos factibles. Éstos se graficarán para visualizar las transferencias por la línea, y comparar con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. La transferencia nominal equivale al valor máximo de corriente al alcanzar la temperatura de diseño del conductor, obtenido de la Tabla 5.1, y las transferencias de corriente en los distintos casos, equivalen a las corrientes circulantes por la línea, obtenidas de los flujos de potencia.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	113,7	0,284	36,0	43,8	55,0
Caso 1	148,7	0,375	47,5	57,9	72,7
Caso 2	164,5	0,421	53,2	64,7	81,4
Caso 3	211,0	0,562	71,2	87,2	---

Tabla 5.30: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

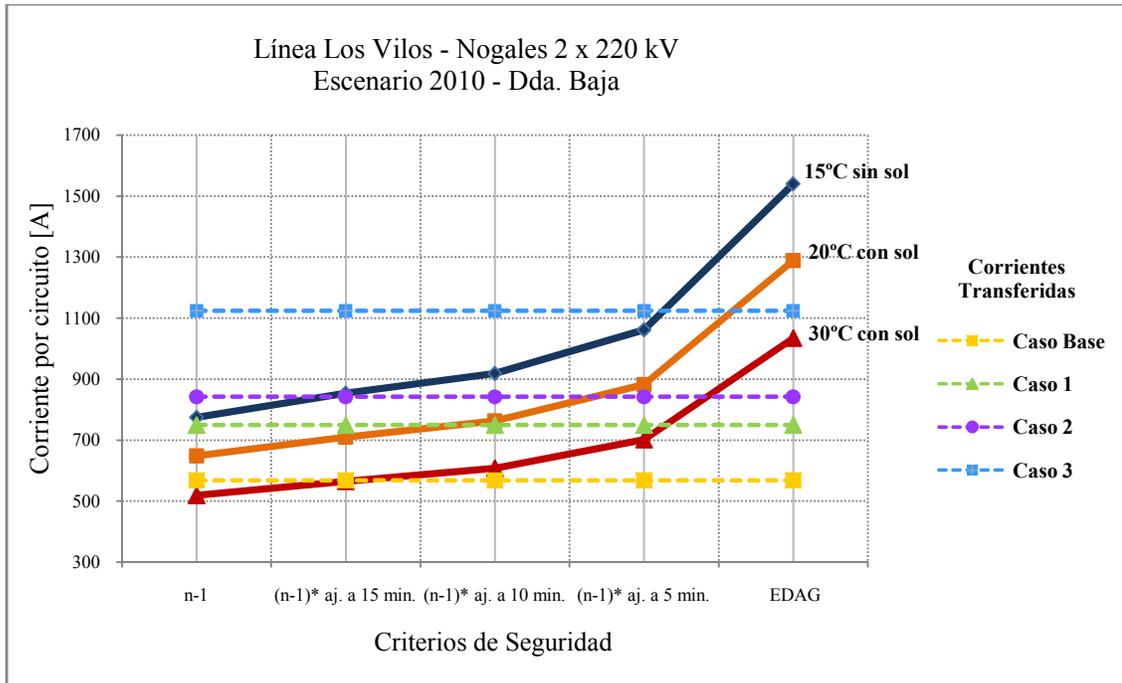


Gráfico 5.5: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja

Puede observarse que existen varias curvas de transferencia de corriente por sobre la curva de calentamiento, definidas para las distintas temperaturas ambientales referenciales. Por ejemplo, si se observa la curva para 20°C con sol y la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso 1, claramente no es posible aplicar los criterios $n-1$, $(n-1)^*$ ajustado a 15 min, puesto que la corriente transferida supera el valor máximo de corriente en que el conductor alcanza la temperatura de diseño. No obstante, los criterios de seguridad $(n-1)^*$ ajustado a 10 min, $(n-1)^*$ ajustado a 5 min y EDAG, sería posible aplicarlos e inclusive sería posible aumentar la transferencia de corriente hasta alcanzar la curva de calentamiento.

Se observa además que, mientras la temperatura ambiente disminuye, se presentan más casos en que se cumplen los criterios de seguridad propuestos, debido al aumento de capacidad de las líneas.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, cuando corresponde.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,570	72,10	0,00
Caso 1	0,762	96,45	0,00
Caso 2	0,788	99,71	28,65
Caso 3	0,786	99,46	125,15

Tabla 5.31: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,570	87,76	0,00
Caso 1	0,646	99,46	46,15
Caso 2	0,646	99,54	79,65
Caso 3	0,685	105,54	162,15

Tabla 5.32: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,514	99,45	27,15
Caso 1	0,516	99,83	96,65
Caso 2	0,516	99,82	128,15

Tabla 5.33: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Baja a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que el caso destacado en rojo queda dentro de la banda permitida, por tanto, basta calcular si se cuenta con el tiempo necesario para realizar maniobras de re-despacho rápido, a fin de alcanzar la capacidad nominal de la línea. El tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño es 10,90 [min], por tanto se cuenta con el tiempo necesario, luego el caso es factible sólo si se utilizan maniobras de re-despacho de centrales térmicas.

Del mismo modo, se verificó el cumplimiento de la normativa y se obtuvo para este escenario que todas las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.2.3.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

- SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los casos factibles para este escenario, es decir aquellos que cumplen con las limitaciones y requerimientos exigidos por la norma, se presentan en la Tabla 5.34.

Al igual que para el caso de demanda baja, se elaboró un gráfico resumen de los resultados obtenidos mediante los flujos de potencia estáticos pre-contingencia.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	84,0	0,211	26,7	32,5	40,7
Caso 1	120,9	0,306	38,7	47,1	59,2
Caso 2	136,6	0,348	44,0	53,6	67,2
Caso 3	183,2	0,483	61,1	74,4	---
Caso 4	190,3	0,507	64,2	78,2	---
Caso 5	224,3	0,605	76,6	93,2	---

Tabla 5.34: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

En el Gráfico 5.6 se observa que existen diferencias respecto del escenario de demanda baja, como por ejemplo que las transferencias de corriente disminuyen dada la mayor demanda en la zona de interés.

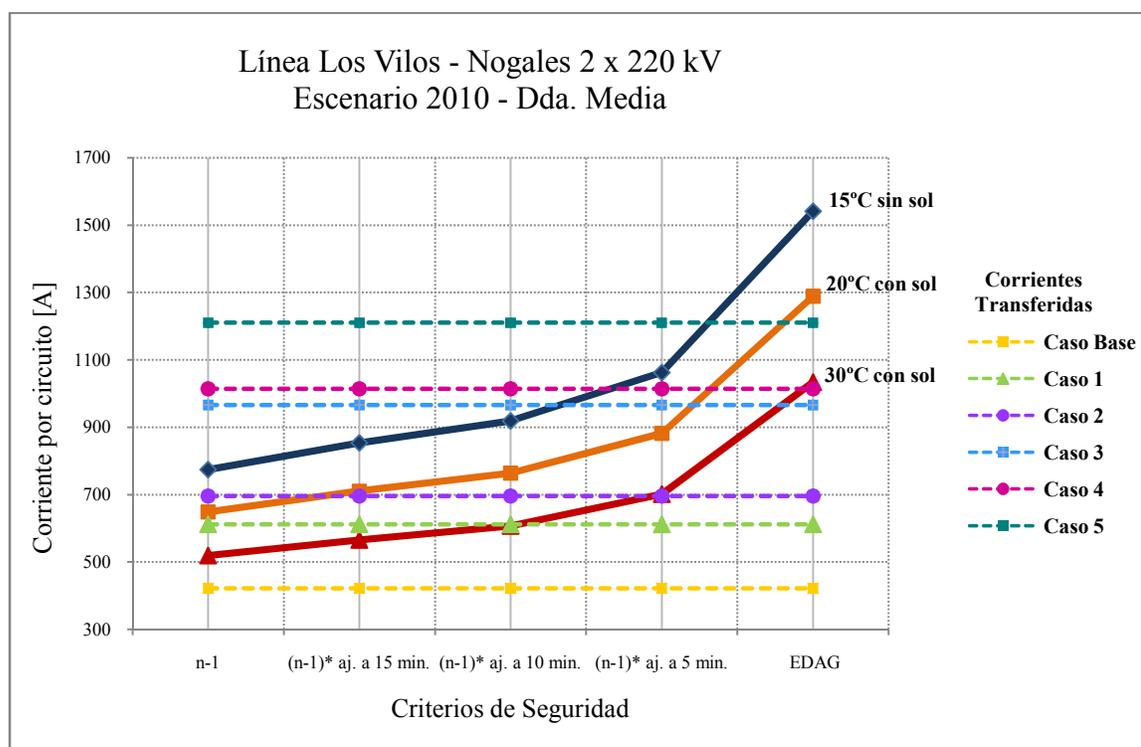


Gráfico 5.6: Resumen Línea Los Vilos – Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media

Es posible notar que, para la curva de temperatura 20°C con sol, la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso 1 cumple con todos los criterios de seguridad e inclusive sería posible aumentar la transferencia de corriente hasta alcanzar la curva de calentamiento; no así en el caso del Escenario 2010 – Demanda Baja en que sólo cumplía algunos criterios de seguridad.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

Los resultados de las simulaciones estáticas post-contingencia permiten obtener el monto de generación eólica a desprender para obtener una corriente transmitida, posterior a la contingencia, que sea igual a la corriente nominal del circuito.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,426	53,89	0,00
Caso 1	0,618	78,21	0,00
Caso 2	0,705	89,23	0,00
Caso 3	0,787	99,67	72,15
Caso 4	0,784	99,30	87,65
Caso 5	0,790	99,94	153,05

Tabla 5.35: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,426	65,60	0,00
Caso 1	0,618	95,20	0,00
Caso 2	0,645	99,33	25,65
Caso 3	0,645	99,45	122,65
Caso 4	0,646	99,48	137,65
Caso 5	0,773	119,07	162,15

Tabla 5.36: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,426	82,35	0,00
Caso 1	0,515	99,63	44,15
Caso 2	0,516	99,72	74,65

Tabla 5.37: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010 - Demanda Media a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que el caso destacado en rojo queda fuera de la banda permitida, y por otro lado, no se cuenta con el tiempo necesario para realizar las maniobras de re-despacho de centrales térmicas que permitan disminuir el flujo de carga por la línea. Luego, dicho caso no es factible.

Por otro lado, se verificó que las tensiones de las barras de interés se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.2.3.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando las limitaciones de los TTCC y capacidad nominal de líneas, así como también la banda de tensiones establecida en la norma técnica, los casos factibles se presentan en la Tabla 5.38.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	124,9	0,313	39,6	48,2	60,4
Caso 1	161,9	0,410	51,9	63,2	79,0
Caso 2	178,1	0,456	57,7	70,2	88,1
Caso 3	225,3	0,605	76,6	93,2	---
Caso 4	231,7	0,619	78,4	95,4	---

Tabla 5.38: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Se realiza el gráfico para el escenario 2012, considerando un nivel de demanda baja. Se observa en el Gráfico 5.7, que tal como se mencionó existe un aumento de la corriente circulante por la línea, dada por la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada.

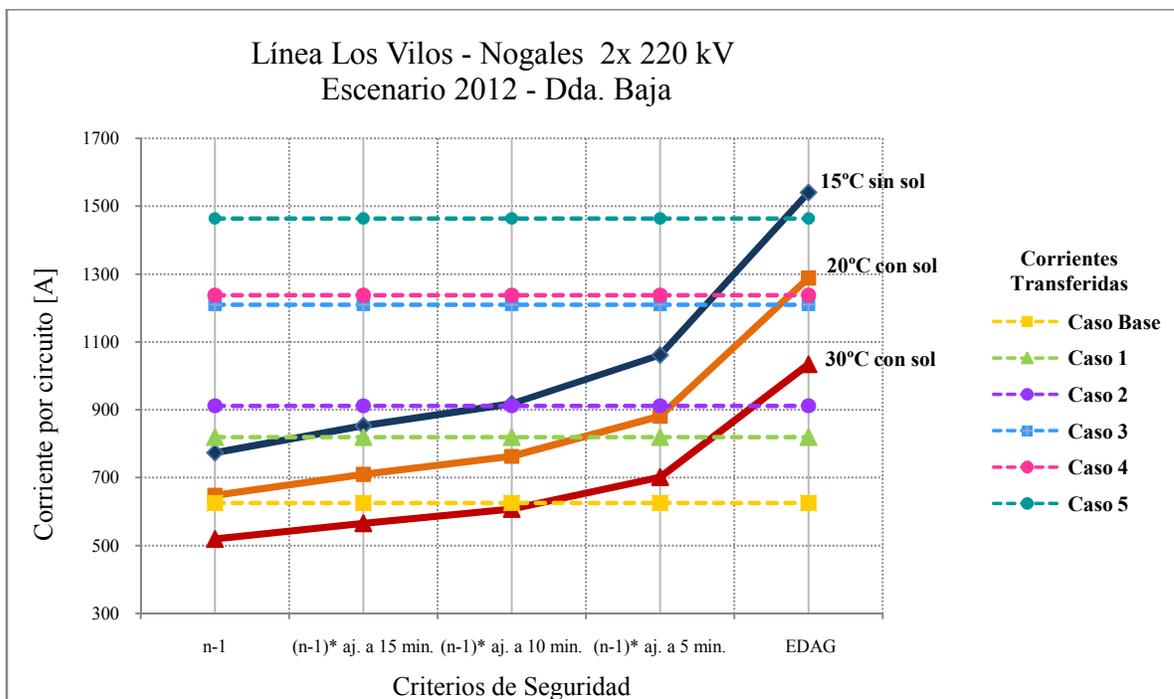


Gráfico 5.7: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja

Comparando los resultados obtenidos del escenario 2010 y 2012, se observa que existen menos casos en los cuales se cumple con los criterios de seguridad. Lo cual se explica por la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el caso base de generación, y sucede a pesar del aumento de la demanda respecto del escenario 2010, puesto que el crecimiento de ésta, no contrarresta la inyección de los parques eólicos proyectados.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De estas simulaciones, se obtiene el monto de generación eólica a desprender para obtener una corriente a transmitir por el circuito, que posterior a la contingencia, sea igual al valor

nominal de ésta. El desprendimiento de energía eólica se realiza en aquellos casos en que porcentaje de carga post-contingencia, sin la realización de maniobras, es mayor al 100%.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,629	79,67	0,00
Caso 1	0,784	99,20	23,05
Caso 2	0,789	99,91	73,35
Caso 3	0,783	99,11	157,45
Caso 4	0,787	99,56	167,55

Tabla 5.39: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 15°C sin sol.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,629	96,98	0,00
Caso 1	0,646	99,57	74,25
Caso 2	0,645	99,42	107,05
Caso 3	0,645	99,33	208,35
Caso 4	0,646	99,53	219,95

Tabla 5.40: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 20°C con sol.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,514	99,39	50,05
Caso 1	0,512	99,02	120,85
Caso 2	0,512	99,12	159,45

Tabla 5.41: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Baja a 30°C con sol.

Se observa que el porcentaje de carga final post-contingencia al aplicar las maniobras de desprendimiento de energía eólica, resulta siempre por debajo del valor nominal. Por tanto, no es necesario recurrir al re-despacho de unidades térmicas, ya que no existen casos en que una vez realizado el desprendimiento de energía eólica, el porcentaje de carga sea mayor al 100%.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, éstas se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.2.3.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

- SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los casos factibles para este escenario se presentan en la Tabla 5.42, y corresponden a los resultados de las simulaciones estáticas que cumplen con las limitaciones de los TTCC y capacidad nominal de líneas, así como también la banda de tensiones establecida en la norma técnica.

Por otro lado, se realiza el gráfico resumen de los resultados de las simulaciones estáticas pre-contingencia, en donde es posible realizar una comparación entre las corrientes transferidas por la línea para los distintos escenarios de generación y las corrientes nominales a distintas temperaturas ambiente.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	93,4	0,232	29,4	35,8	45,0
Caso 1	132,6	0,333	42,1	51,3	64,4
Caso 2	149,1	0,376	47,6	57,9	72,7
Caso 3	197,6	0,515	65,2	79,4	---
Caso 4	204,5	0,537	67,9	82,7	---
Caso 5	238,6	0,635	80,3	---	---

Tabla 5.42: Casos factibles para la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Comparando los resultados obtenidos del escenario 2010 y 2012, con un nivel de demanda media, se observa que existen menos casos en los cuales se cumple con los criterios de seguridad, lo cual, al igual que para el Escenario 2012 - Demanda Baja, se debe a la inclusión de los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada en el caso base de generación.

Por otro lado, al comparar las transferencias de potencia por circuito entre el Escenario 2012 con sus distintos niveles de demanda, se observa que en el caso de la demanda media, existen transferencias menores por la línea, lo que se explica por la mayor demanda en la zona.

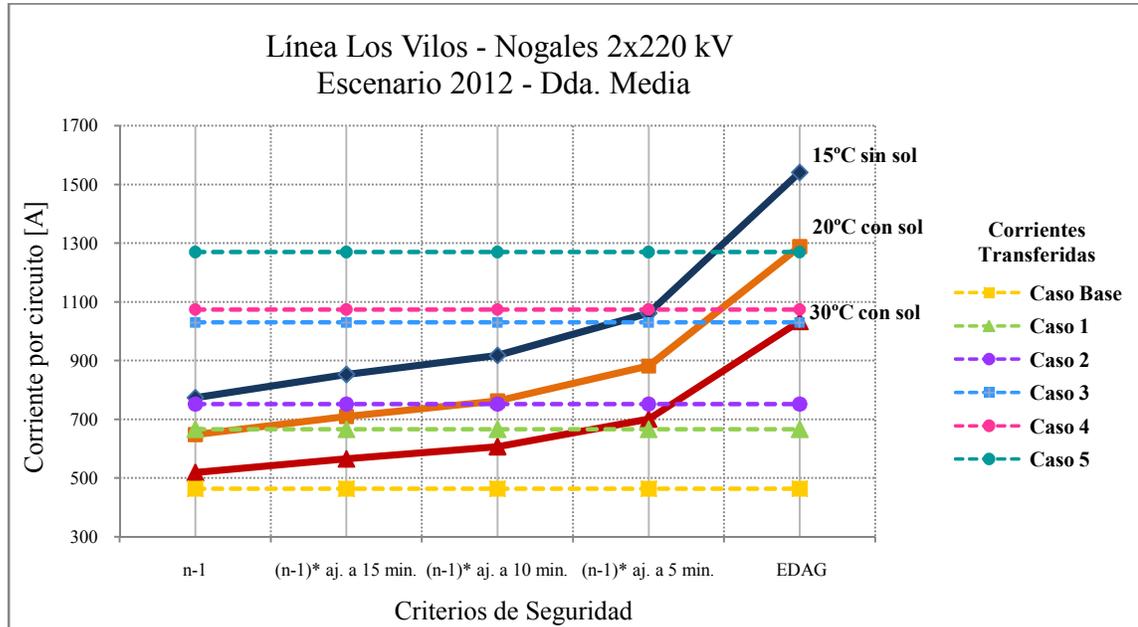


Gráfico 5.8: Resumen Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media.

▪ SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

En aquellos casos en que el porcentaje de carga post-contingencia sea mayor al 100%, previo a la aplicación de maniobras, es necesario realizar la desconexión de generación eólica

para obtener una corriente nominal a transmitir por el circuito y retornar el porcentaje de carga a un valor igual o menor al 100% Los montos de generación a desprender se obtuvieron de estas simulaciones, y se observan en la Tabla 5.43, Tabla 5.44 y Tabla 5.45.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,463	59,13	0,00
Caso 1	0,670	84,77	0,00
Caso 2	0,760	96,25	0,00
Caso 3	0,786	99,54	98,15
Caso 4	0,786	99,44	110,55
Caso 5	0,787	99,56	181,85

Tabla 5.43: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 15°C sin sol.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos - Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,467	71,98	0,00
Caso 1	0,649	99,96	13,25
Caso 2	0,646	99,52	47,75
Caso 3	0,645	99,37	149,35
Caso 4	0,646	99,49	162,95

Tabla 5.44: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 20°C con sol.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Los Vilos – Nogales 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,467	90,35	0,00
Caso 1	0,515	99,54	65,95
Caso 2	0,515	99,63	98,95

Tabla 5.45: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012 - Demanda Media a 30°C con sol.

Al igual que para el Escenario 2012 - Demanda Baja, se observa que el porcentaje de carga final post-contingencia, obtenido posterior a las maniobras de desprendimiento de energía eólica, resulta siempre por debajo o cercano al valor nominal. Por tanto, no es necesario recurrir al redespacho de unidades térmicas ya que basta con las maniobras de desprendimiento de energía eólica para alcanzar un porcentaje final de carga cercano al nominal.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, éstas se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

5.1.3 LÍNEA NOGALES - QUILLOTA 2X220 kV

El análisis de los resultados obtenidos para esta línea constituye un caso particular, puesto que se realizaron flujos de potencia considerando la central Nueva Ventanas. Dicha central posee dos modos de operación, uno de ellos en donde la energía producida se inyecta hacia la V Región y el segundo caso, considera la inyección hacia la SE Nogales. Claramente dependiendo del modo de operación de dicha central los flujos de potencia por la línea se ven afectados.

5.1.3.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Dado que la línea Nogales - Quillota, posee el mismo tipo de conductor y temperatura de diseño que la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV, las transferencias de corriente para esta línea, obtenidas mediante la curva de calentamiento, para las distintas temperaturas ambiente y criterios de seguridad, serán las mismas mencionadas en la Tabla 5.1.

5.1.3.2 RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia estáticos, consideraron para los Escenarios 2010 y 2012, los distintos modos de operación de la central Nueva Ventanas. Así como también, los niveles de demanda definidos en el capítulo anterior.

5.1.3.2.1 DEMANDA BAJA

Tal como se ha mencionado, los resultados obtenidos para los escenarios de demanda baja corresponden a los casos más críticos en cuanto a transferencias por la línea, ya que gran parte de la energía generada en la zona norte es exportada hacia los grandes consumos del SIC, ubicados en la zona centro y sur del país.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	110,2	0,278	35,1	42,9	53,7
Caso 1	144,1	0,366	46,3	56,5	70,8
Caso 2	159,8	0,408	51,6	62,9	78,9
Caso 3	209,7	0,542	68,6	84,0	104,8
Caso 4	217,4	0,565	71,6	87,7	109,4
Caso 5	259,0	0,704	89,1	108,4	136,2

Tabla 5.46: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Por otro lado, al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas, de inyectar la energía generada hacia la V Región a inyectar en la SE Nogales, los porcentajes de carga por circuito aumentan, como puede observarse en la Tabla 5.47. Así, por ejemplo, para 30°C con sol cuando la Central Nueva Ventanas inyecta la energía generada en SE Nogales, se observa que en todos los casos, el porcentaje de carga supera la capacidad nominal del circuito.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	230,0	0,577	73,1	88,9	111,6
Caso 1	263,1	0,664	84,0	102,3	128,4
Caso 2	277,2	0,702	88,9	108,2	135,8
Caso 3	318,0	0,815	103,2	125,6	157,7
Caso 4	326,1	0,832	105,3	128,1	160,9
Caso 5	357,5	0,924	116,9	142,4	178,7

Tabla 5.47: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

En el caso del Escenario 2012, es importante recordar que una de las obras que se consideró en funcionamiento, al realizar las simulaciones fue la línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV]. Esta línea de capacidad nominal de 1500 [MVA] a 30°C con sol, constituye una nueva vía para el transporte de energía desde el norte hacia la zona centro-sur del SIC, en donde se ubican los mayores consumos del país. Por ende, permite una descongestión de la línea Nogales – Quillota, haciendo que las transferencias de corriente sean menores en comparación al escenario 2010.

Escenario 2012 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	34,6	-0,088	11,2	13,6	17,0
Caso 1	23,8	-0,061	7,7	9,3	12,6
Caso 2	26,2	-0,067	8,5	10,4	13,0
Caso 3	58,9	0,153	19,4	23,7	29,7
Caso 4	63,9	0,166	21,0	25,5	32,1
Caso 5	88,5	0,233	29,4	35,8	45,0

Tabla 5.48: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Las corrientes circulantes con signo negativo, que se observan en la Tabla 5.48, corresponden a casos en que los flujos se invirtieron en la línea Nogales – Quillota. En el caso del Escenario 2012, se observó que dada la inclusión de la línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV], la dirección del flujo es hacia la SE Nogales, contrario a lo que sucede en el Escenario 2010.

Por otra parte, los resultados con la central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, muestran un aumento de transferencia respecto del modo de operación inyectando hacia la V Región, pero aún así, en ningún caso se supera la capacidad nominal del circuito.

Escenario 2012 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	46,9	0,118	15,0	18,2	22,9
Caso 1	62,7	0,158	20,0	24,4	30,6
Caso 2	70,0	0,177	22,4	27,3	34,3
Caso 3	94,3	0,242	40,6	37,3	46,8
Caso 4	100,2	0,256	32,4	39,5	49,5
Caso 5	119,6	0,308	39,0	47,5	59,6

Tabla 5.49: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Baja y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

5.1.3.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia, para el escenario de demanda media resultan menos críticos en cuanto a transferencias por la línea, puesto que una mayor cantidad de energía es consumida en la zona norte, y por ende se exporta menos hacia la zona sur del SIC.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	82,9	0,211	26,8	32,7	41,0
Caso 1	117,4	0,300	38,0	46,3	58,1
Caso 2	132,5	0,340	43,0	52,4	65,8
Caso 3	179,5	0,467	59,1	71,9	90,3
Caso 4	187,3	0,490	62,0	75,4	94,7
Caso 5	223,3	0,587	74,3	90,4	113,5

Tabla 5.50: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Al igual que en el caso de demanda baja, se observa un aumento de la transferencia de potencia al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas. No obstante, los porcentajes de carga por circuito resultan menores respecto del escenario de demanda baja.

De esta manera, al contrario que en el caso de demanda baja, para 30°C con sol se observa que el escenario de generación Caso Base posee un porcentaje de carga menor al nominal.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	202,8	0,510	64,6	78,6	98,7
Caso 1	237,7	0,601	76,0	92,6	116,2
Caso 2	252,4	0,635	80,4	98,5	123,7
Caso 3	293,5	0,754	95,4	116,2	145,8
Caso 4	299,1	0,770	97,5	118,7	149,0
Caso 5	331,0	0,856	108,3	131,9	165,5

Tabla 5.51: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

En el caso del Escenario 2012, las transferencias de corriente son menores en comparación al escenario 2010, al igual que para el caso de la demanda baja, lo que se debe a la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV].

Escenario 2012 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	49,0	-0,124	16,0	19,4	24,4
Caso 1	31,8	-0,081	10,2	12,4	15,6
Caso 2	26,4	-0,067	8,5	10,3	13,0
Caso 3	38,2	-0,099	12,5	15,2	19,1
Caso 4	42,9	-0,111	14,0	17,1	21,4
Caso 5	63,9	0,166	21,0	25,5	32,1

Tabla 5.52: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Nuevamente se observan corrientes circulantes con signo negativo, las que corresponden a casos en que los flujos se invirtieron en la línea Nogales – Quillota, es decir, la dirección del flujo es hacia la SE Nogales, contrario a lo que sucede en el Escenario 2010.

Al igual que en el escenario de Demanda Baja, los resultados con la central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, muestran un aumento de transferencia respecto del otro modo de operación, pero aún así, en ningún caso se supera la capacidad nominal del circuito.

Escenario 2012 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	34,4	0,086	11,2	13,7	17,2
Caso 1	49,8	0,125	15,8	19,3	24,2
Caso 2	56,9	0,143	18,1	22,1	27,7
Caso 3	79,4	0,202	25,5	31,1	39,0
Caso 4	82,9	0,211	26,7	32,5	40,8
Caso 5	103,3	0,263	33,3	40,6	50,9

Tabla 5.53: Resultados del Flujo de Potencia, Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012- Demanda Media y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

5.1.3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia y post-contingencia para cada escenario, considerando los dos modos de operación de la Central Nueva Ventanas.

5.1.3.3.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; los siguientes casos constituyen casos factibles.

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	110,2	0,278	35,1	42,9	53,7
Caso 1	144,1	0,366	46,3	56,5	70,8
Caso 2	159,8	0,408	51,6	62,9	78,9
Caso 3	209,7	0,542	68,6	84,0	---

Tabla 5.54: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. La transferencia nominal equivale al valor máximo de corriente al alcanzar la

temperatura de diseño del conductor, y las transferencias de corriente equivalen a la corriente circulante por la línea obtenida de los flujos de potencia.

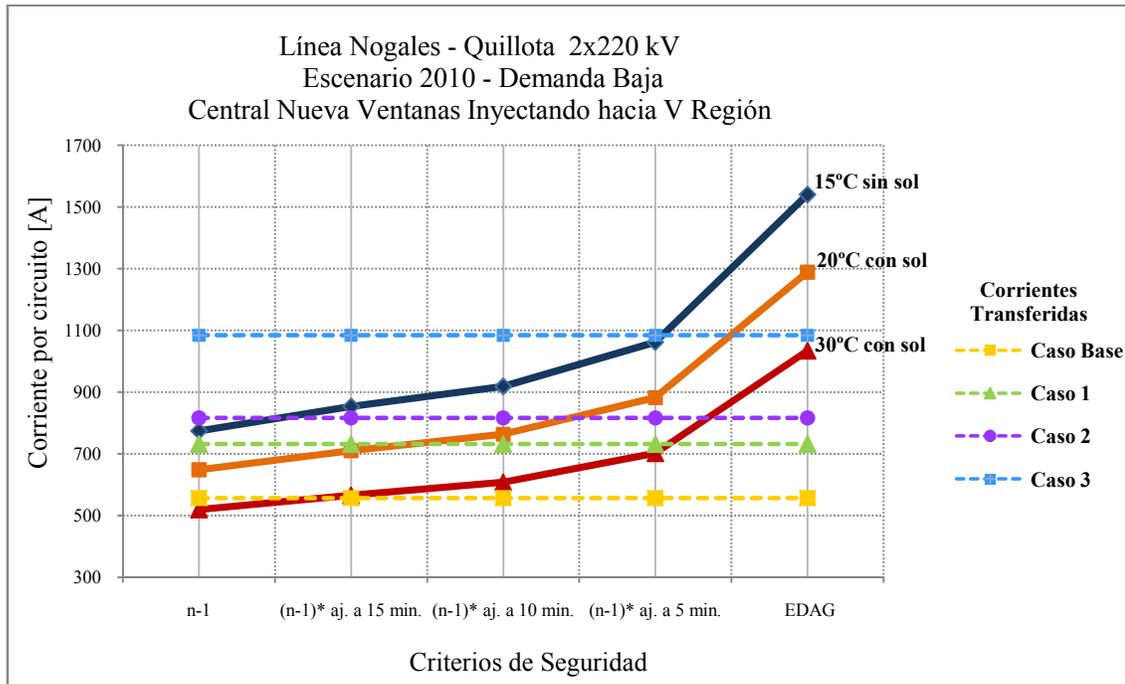


Gráfico 5.9: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Se observa que existen curvas de transferencia de corriente por sobre la curva de calentamiento, definidas para las distintas temperaturas ambientales referenciales. Por ejemplo, si se observa la curva para 30°C con sol y la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso Base, claramente no es posible aplicar los criterios *n-1*, *(n-1)* ajustado a 15 min*, puesto que la corriente transferida supera el valor máximo de corriente en que el conductor alcanza la temperatura de diseño. No obstante, los criterios de seguridad *(n-1)* ajustado a 10 min*, *(n-1)* ajustado a 5 min* y *EDAG*, sería posible aplicarlos e inclusive sería posible aumentar la transferencia de corriente hasta alcanzar la curva de calentamiento. Así mismo, para los escenarios de generación Caso 1 y Caso 2, sólo sería posible aplicar el criterio *EDAG*, dada la alta transferencia de corriente por la línea para este escenario de generación.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Claramente al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas, inyectando hacia la SE Nogales, las transferencias por la línea Nogales – Quillota se ven aumentadas considerablemente, por lo cual el límite principal lo constituye la capacidad nominal de la línea. Por tanto, y tal como se observa, existe un menor número de casos factibles en comparación al otro modo de operación.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	230,0	0,577	73,1	88,9	---
Caso 1	263,1	0,664	84,0	---	---
Caso 2	277,2	0,702	88,9	---	---

Tabla 5.55: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. Como se observa en el Gráfico 5.10, no existen casos que cumplan alguno de los criterios de seguridad para una temperatura de 30°C con sol, puesto que las transferencias de corriente resultan mayores a las permitidas por la curva de calentamiento del conductor a esa temperatura.

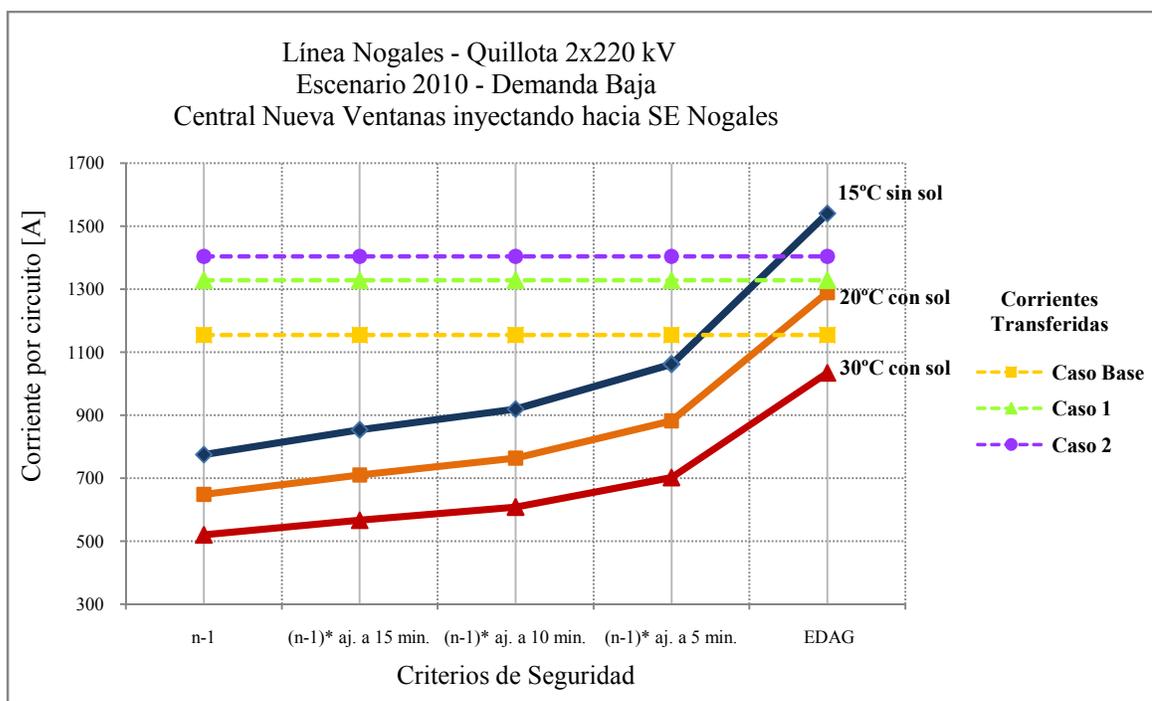


Gráfico 5.10: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

▪ SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, cuando corresponde.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,557	70,54	0,00
Caso 1	0,732	92,69	0,00
Caso 2	0,782	99,04	18,15
Caso 3	0,788	99,70	110,15

Tabla 5.56: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,557	85,83	0,00
Caso 1	0,647	99,69	38,15
Caso 2	0,644	99,26	69,65
Caso 3	0,651	100,27	162,15

Tabla 5.57: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,513	99,15	23,65
Caso 1	0,516	99,79	93,15
Caso 2	0,515	99,70	123,65

Tabla 5.58: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que el caso destacado en rojo queda dentro de la banda permitida, por tanto, basta calcular si se cuenta con el tiempo necesario para realizar maniobras de re-despacho, a fin de alcanzar la capacidad nominal de la línea. El tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño es 26,12 [min], por tanto se cuenta con el tiempo necesario, luego el caso es factible si se utilizan maniobras de re-despacho.

Del mismo modo, se verificó el cumplimiento de la normativa y se obtuvo para este escenario que todas las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Las simulaciones estáticas post-contingencia se realizan para aquellos casos que, previo a la contingencia, son factibles. El objetivo es determinar el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, cuando corresponde.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,786	99,73	158,65
Caso 1	0,933	118,18	162,15
Caso 2	1,003	126,95	162,15

Tabla 5.59: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,780	120,21	162,15

Tabla 5.60: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 20°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que los casos destacados en rojo quedan fuera de la banda permitida, y es probable que los tiempos en alcanzar la temperatura de diseño del conductor sean reducidos dada la alta transferencia. Por lo cual, no es posible realizar maniobras de re-despacho que permitan disminuir la transferencia por la línea, razón por la cual, los casos destacados no son factibles.

Se verificó el cumplimiento de la normativa, para el único caso factible para este escenario, y se obtuvo que las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende, al cumplir con esta exigencia, representa un caso de estudio factible.

5.1.3.3.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

· SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; constituyen los casos factibles.

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	82,9	0,211	26,8	32,7	41,0
Caso 1	117,4	0,300	38,0	46,3	58,1
Caso 2	132,5	0,340	43,0	52,4	65,8
Caso 3	179,5	0,467	59,1	71,9	---
Caso 4	187,3	0,490	62,0	75,4	---
Caso 5	223,3	0,587	74,3	90,4	---

Tabla 5.61: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales.

Se observa que dada la mayor demanda en la zona, existe menor transferencia de corriente hacia la zona centro – sur del SIC, en donde se ubican los grandes consumos del sistema. Por tanto, en comparación con el caso de Demanda Baja - Escenario 2010, existen menos curvas de transferencias de corriente por sobre las curvas de calentamiento, definidas para las distintas temperaturas ambientes referenciales. Por ejemplo, si se observa la curva para 30°C con sol y la corriente transferida por la línea con el escenario de generación Caso Base, es posible aplicar todos los criterios de seguridad, e inclusive aumentar la transferencia para alcanzar la curva de calentamiento. Y en este mismo caso de generación, sólo era posible aplicar los criterios de seguridad $(n-1)$ * ajustado a 10 min, $(n-1)$ * ajustado a 5 min y EDAG, en el caso del Escenario 2010 - Demanda Baja.

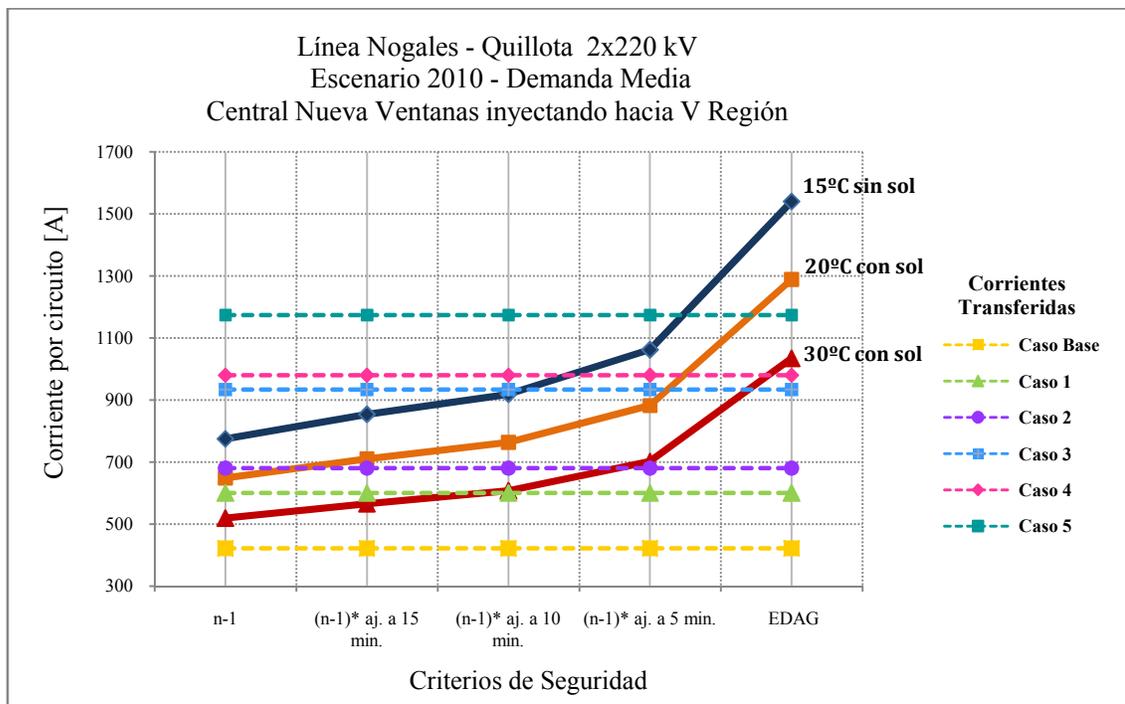


Gráfico 5.11: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Como se mencionó, al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, las transferencias por la línea Nogales – Quillota se ven aumentadas considerablemente, por lo cual el límite principal lo constituye la capacidad nominal de la línea. No obstante, se observa que las transferencias son menores que en el caso de Demanda Baja para el escenario 2010, pues tal como se observa, existe un mayor número de casos factibles en comparación a dicho escenario.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	202,8	0,510	64,6	78,6	98,7
Caso 1	237,7	0,601	76,0	92,6	---
Caso 2	252,4	0,635	80,4	98,5	---
Caso 3	293,5	0,754	95,4	---	---
Caso 4	299,1	0,770	97,5	---	---

Tabla 5.62: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. Tal como se observa en el Gráfico 5.12, existen un mayor número de casos que cumplen con los distintos criterios de seguridad a las temperaturas ambiente referenciales, un ejemplo de esto es que para 30°C con sol, en el Escenario 2010 – Demanda Baja, no existían casos que cumplieren algún criterio, sin embargo con un escenario de demanda media, el escenario de generación Caso Base cumple con el criterio EDAG.

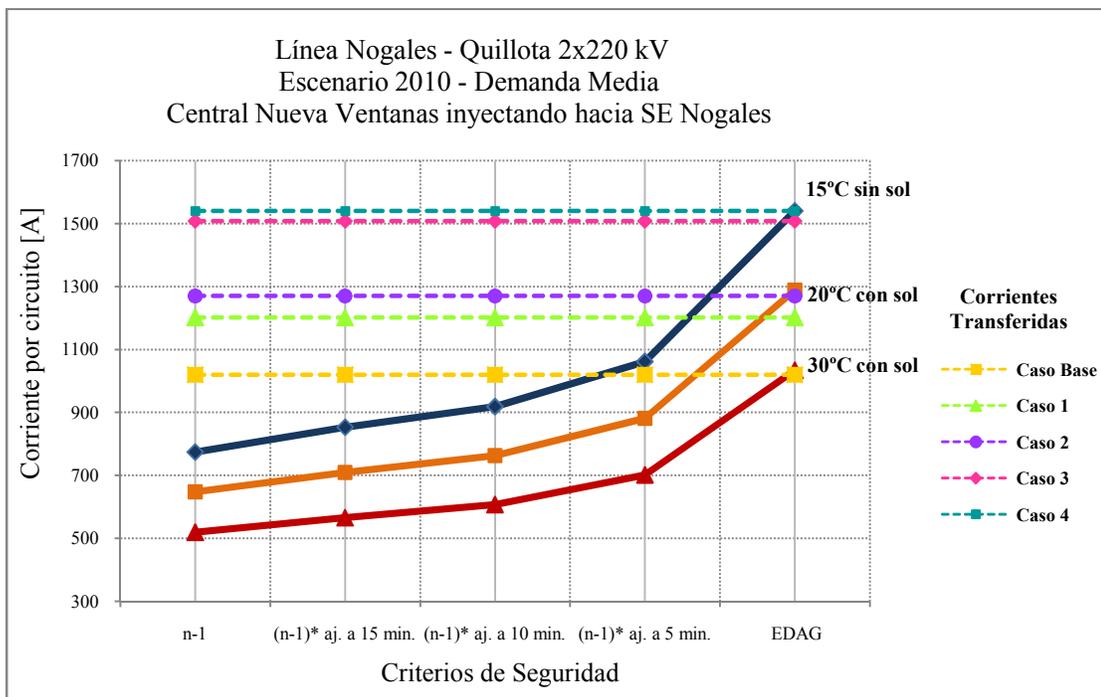


Gráfico 5.12: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2010 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, cuando corresponde.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,426	53,99	0,00
Caso 1	0,605	76,57	0,00
Caso 2	0,681	86,25	0,00
Caso 3	0,785	99,34	59,65
Caso 4	0,786	99,52	73,65
Caso 5	0,783	99,16	143,65

Tabla 5.63: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,426	65,72	0,00
Caso 1	0,605	93,21	0,00
Caso 2	0,643	99,14	20,15
Caso 3	0,646	99,50	113,15
Caso 4	0,644	99,25	127,65
Caso 5	0,731	113,06	162,15

Tabla 5.64: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 30°C con sol [MW]
Caso Base	0,426	82,50	0,00
Caso 1	0,514	99,41	43,65
Caso 2	0,516	99,76	72,15

Tabla 5.65: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que el caso destacado en rojo está dentro de la banda permitida, por tanto, basta calcular si se cuenta con el tiempo necesario para realizar maniobras de re-despacho, a fin de alcanzar la capacidad nominal de la línea. El tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño es 5,0 [min], dado que este tiempo equivale sólo al tiempo que demoran las comunicaciones, no alcanza para realizar la maniobra de re-despacho y por tanto, el caso no es factible.

Del mismo modo, se verificó el cumplimiento de la normativa y se obtuvo para este escenario que todas las tensiones se encuentran dentro de la banda exigida por la norma, y por ende, todos los casos abordados en las simulaciones post-contingencia representan casos de estudio factibles.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Las simulaciones estáticas post-contingencia se realizan para aquellos casos que, previo a la contingencia son factibles. El objetivo es determinar el estado final de la línea, luego de aplicada

la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, cuando corresponde.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,790	99,99	102,65
Caso 1	0,824	104,30	162,15
Caso 2	0,896	113,46	162,15
Caso 3	1,120	141,73	162,15
Caso 4	1,152	145,85	162,15

Tabla 5.66: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 15°C sin sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 15°C sin sol [MW]
Caso Base	0,645	99,53	160,50
Caso 1	0,824	127,05	162,15
Caso 2	0,896	138,11	162,15

Tabla 5.67: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 20°C con sol.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales			
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Final Post-contingencia [%]	Generación Eólica desprendida a 20°C con sol [MW]
Caso Base	0,641	124,24	162,15

Tabla 5.68: Resultados de simulación post-contingencia para la Línea Nogales - Quillota, Escenario 2010 - Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, a 30°C con sol.

De acuerdo con la Tabla 5.13, se observa que los casos destacados en rojo, para las temperaturas ambiente de 20°C con sol y 30°C con sol, quedan fuera de la banda permitida. Por otro lado, los tiempos en alcanzar la temperatura de diseño del conductor son reducidos dada la alta transferencia, por lo cual, no es posible realizar maniobras de re-despacho que permitan disminuir la transferencia por la línea a la transferencia nominal. Luego, los casos destacados para estas temperaturas ambiente, no son factibles.

Para la temperatura ambiente de 15°C sin sol, también se observan casos destacados en rojo, sin embargo el único caso que se encuentra dentro de la banda definida en la Tabla 5.13, es el correspondiente al escenario de generación Caso 1. Para este caso, se calculó el tiempo en que el conductor alcanza la temperatura de diseño, para comprobar si este tiempo permite maniobras de re-despacho de unidades térmicas. El tiempo que se obtuvo fue de 14,12 [min], lo cual origina que este caso sea factible.

Para los casos factibles, desde el punto de vista de transferencias de corriente, se verificó el cumplimiento de la normativa, y se obtuvo que las tensiones se encuentran dentro de la banda

exigida por la norma, y por ende, al cumplir con esta exigencia, representan casos de estudio factibles.

5.1.3.3.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

En el caso del Escenario 2012, se obtuvo transferencias de corriente menores en comparación al escenario 2010, para ambos escenarios de demanda, lo que se debe a la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV], que según lo informado al CDEC-SIC debiese entrar en operación el segundo semestre de 2011.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; los siguientes casos constituyen casos factibles.

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

Escenario 2012 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	34,6	-0,088	11,2	13,6	17,0
Caso 1	23,8	-0,061	7,7	9,3	12,6
Caso 2	26,2	-0,067	8,5	10,4	13,0
Caso 3	58,9	0,153	19,4	23,7	---
Caso 4	63,9	0,166	21,0	25,5	---

Tabla 5.69: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

En la Tabla 5.69, se observa que la corriente circulante por circuito posee signo negativo en algunos casos. Esto significa que existe un cambio en la dirección de los flujos, es decir, la dirección de las transferencias de corriente no es hacia la SE Quillota, sino que el flujo entra en la SE Nogales.

Para los casos factibles, se grafican los resultados para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales.

Es claro que, al comparar el Gráfico 5.13 con el Gráfico 5.9, correspondiente al Escenario 2010 para un nivel de demanda baja, se observen notorias diferencias. Las transferencias de corriente por la Línea Nogales - Quillota 2x220 kV, se ven disminuidas al entrar en operación la Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, lo que se ve reflejado en que todas las curvas de transferencias de corriente se encuentran bajo las curvas de calentamiento, definidas para las distintas temperaturas ambientes referenciales.

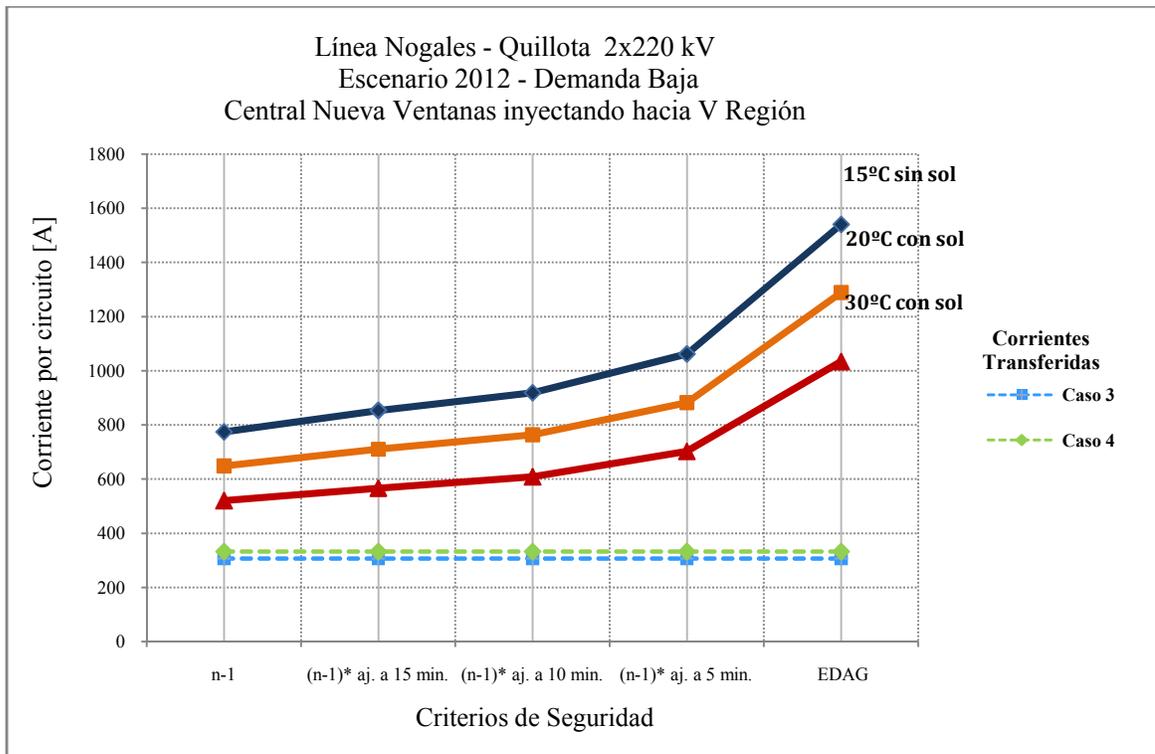


Gráfico 5.13: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Claramente, al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas, inyectando hacia la SE Nogales, las transferencias por la línea Nogales – Quillota se ven aumentadas. Respecto de los criterios para definir los casos factibles, fue necesario verificar que las líneas aguas arriba se encontraran con un porcentaje de carga menor o igual al nominal, y que a la vez se respete el límite de capacidad de los TTCC, puesto que las tensiones se encuentran dentro de la norma.

Escenario 2012 – Demanda Baja Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	46,9	0,118	15,0	18,2	22,9
Caso 1	62,7	0,158	20,0	24,4	30,6
Caso 2	70,0	0,177	22,4	27,3	34,3
Caso 3	94,3	0,242	40,6	37,3	---
Caso 4	100,2	0,256	32,4	39,5	---

Tabla 5.70: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Baja con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y se comparan con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. Como se observa en el Gráfico 5.14, todos los casos cumplen con los criterios de seguridad, puesto que las transferencias de corriente resultan menores, dada la incorporación de la Línea Nogales – Polpaico 2x220 kV.

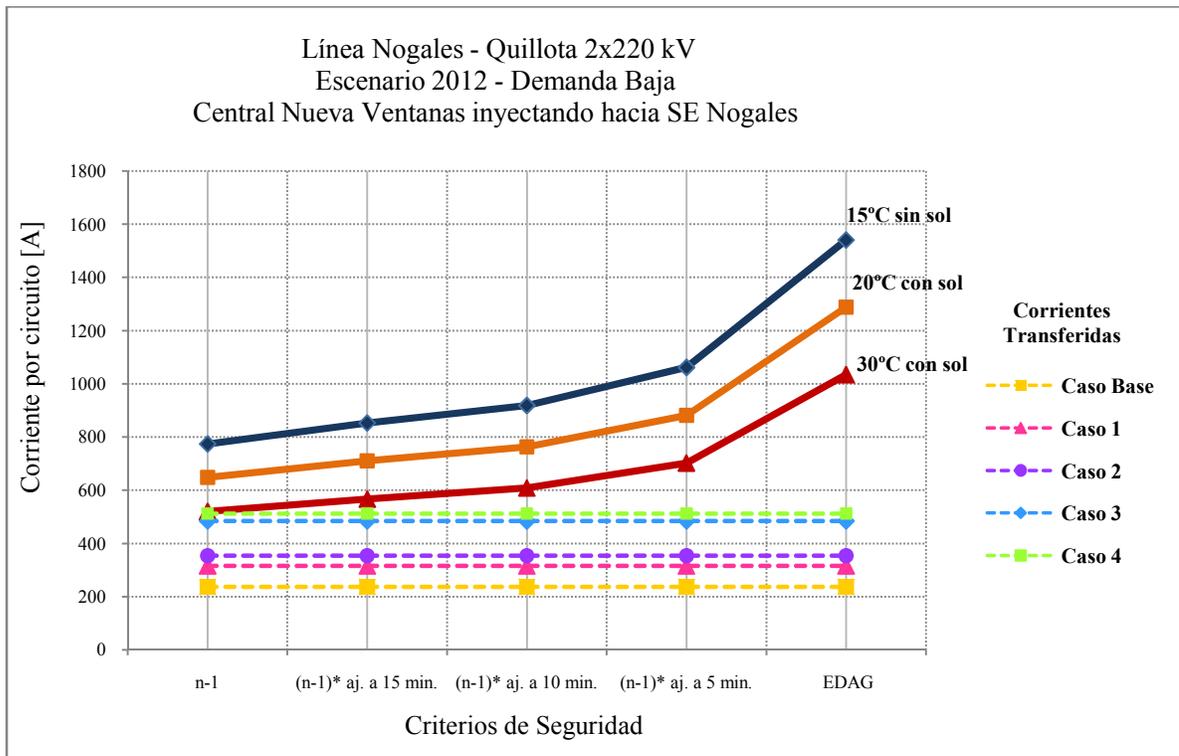


Gráfico 5.14: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Baja, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, en los casos que correspondía. Para este caso, no se considero necesaria la exposición de los resultados de estas simulaciones, puesto que las transferencias por la Línea Nogales – Quillota 2x220 kV en operación normal, se encuentran muy por debajo de la capacidad nominal; por tanto, ante contingencia, no es necesario el desprendimiento de generación eólica. Esto es válido para los dos modos de operación de la Central Nueva Ventanas.

5.1.3.3.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

Al igual que en el caso del Escenario 2012 con un nivel de Demanda Baja, se obtuvo transferencias de corriente menores en comparación al escenario 2010, lo que se explica por la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV].

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; los determinaron los casos factibles.

a) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN:

Escenario 2012 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	49,0	-0,124	16,0	19,4	24,4
Caso 1	31,8	-0,081	10,2	12,4	15,6
Caso 2	26,4	-0,067	8,5	10,3	13,0
Caso 3	38,2	-0,099	12,5	15,2	---
Caso 4	42,9	-0,111	14,0	17,1	---
Caso 5	63,9	0,166	21,0	---	---

Tabla 5.71: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

En la Tabla 5.71, se observa que la corriente circulante por circuito posee signo negativo en algunos casos. Esto significa que existe un cambio en la dirección de los flujos, es decir, la dirección de las transferencias de corriente no es hacia la SE Quillota, sino que la dirección del flujo es hacia la SE Nogales.

Para los casos factibles, se grafican los resultados para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales.

Es claro que, al comparar el Gráfico 5.15 con el Gráfico 5.11, correspondiente al Escenario 2010, para un nivel de demanda media, se observen notorias diferencias. Las transferencias de corriente por la Línea Nogales Quillota 2x220 kV se ven disminuidas al entrar en operación la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, lo que se ve reflejado en la curva de transferencia de corriente que se encuentran bajo las curvas de calentamiento, definidas para las distintas temperaturas ambientes referenciales.

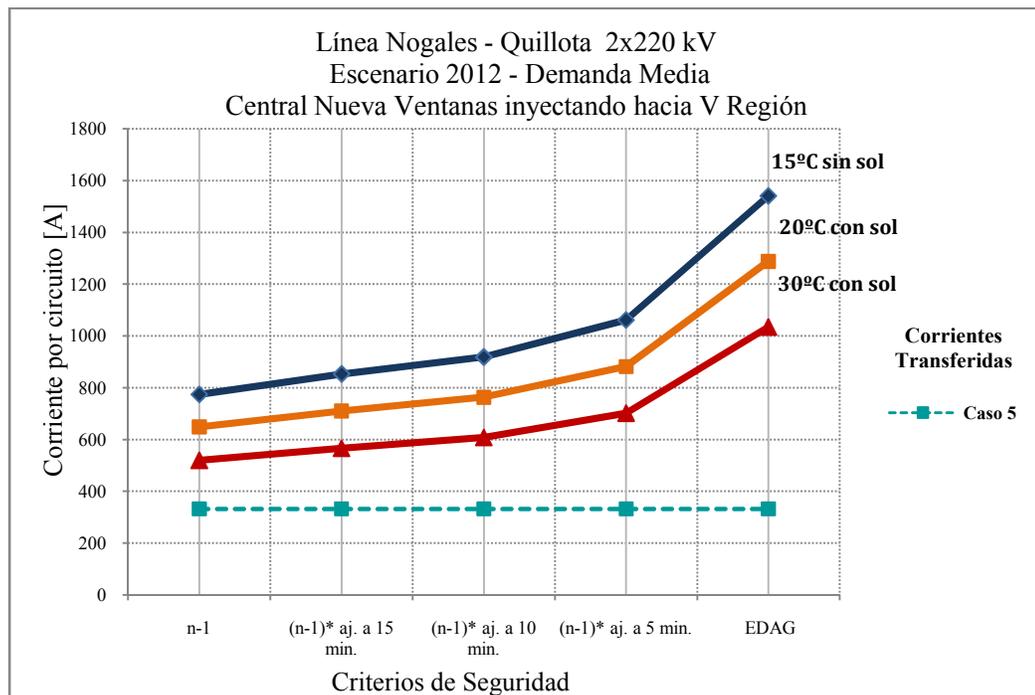


Gráfico 5.15: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

b) CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES:

Claramente al cambiar el modo de operación de la Central Nueva Ventanas, inyectando hacia la SE Nogales, las transferencias por la línea Nogales – Quillota se ven aumentadas. Respecto de los criterios para definir los casos factibles, fue necesario verificar que las líneas ubicadas aguas arriba de la línea en estudio se encontraran con un porcentaje de carga menor o igual al nominal, y que a la vez se respete el límite de capacidad de los TTCC, puesto que las tensiones se encuentran dentro de lo permitido por la norma.

Escenario 2012 – Demanda Media Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales					
Línea: Nogales - Quillota 2x220kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito [%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	34,4	0,086	11,2	13,7	17,2
Caso 1	49,8	0,125	15,8	19,3	24,2
Caso 2	56,9	0,143	18,1	22,1	27,7
Caso 3	79,4	0,202	25,5	31,1	---
Caso 4	82,9	0,211	26,7	32,5	---
Caso 5	103,3	0,263	33,3	---	---

Tabla 5.72: Casos factibles para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012 - Demanda Media con Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Los resultados para los casos factibles se grafican para visualizar las transferencias por la línea, y compararlas con las transferencias nominales a las distintas temperaturas ambiente referenciales. Como se observa en el Gráfico 5.16, todos los casos factibles cumplen con los criterios de seguridad, puesto que las transferencias de corriente resultan menores dada la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV en el Escenario 2012.

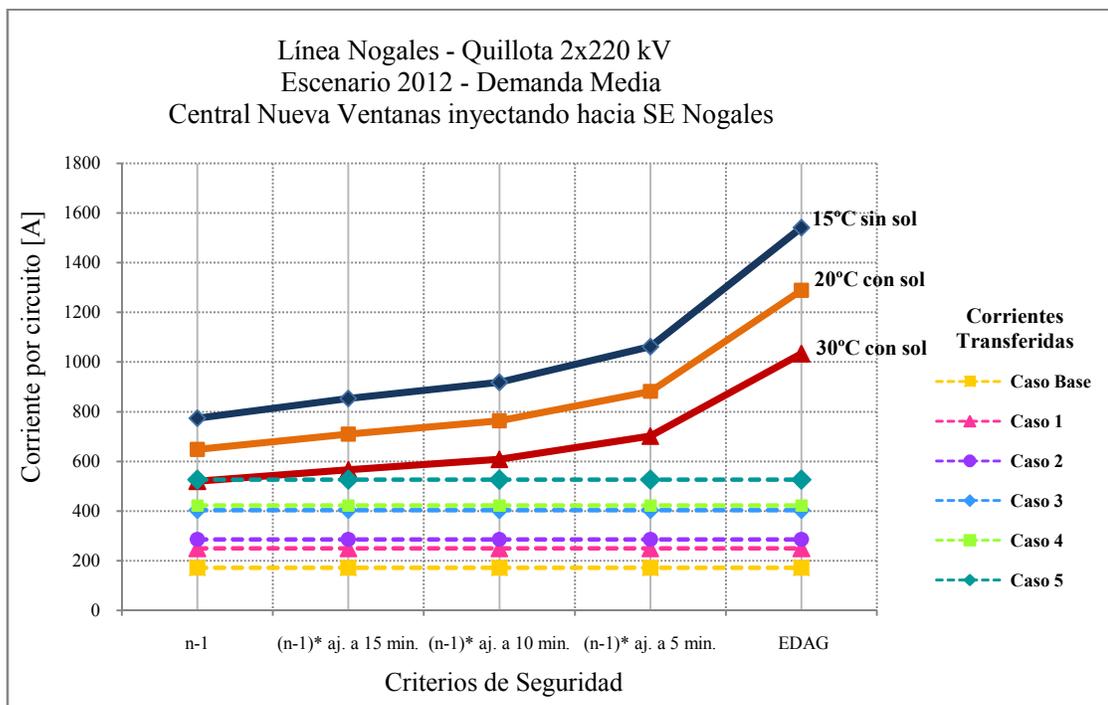


Gráfico 5.16: Resumen Línea Nogales – Quillota, Escenario 2012 – Demanda Media, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST-CONTINGENCIA:

De las simulaciones estáticas post-contingencia se obtiene el estado final de la línea, luego de aplicada la contingencia y habiendo aplicado la maniobra de desconexión de generación eólica, en los casos en que correspondía. Para este caso, al igual que en el Escenario 2012 - Demanda Baja, no se consideró necesaria la exposición de los resultados de estas simulaciones, puesto que las transferencias por la línea Nogales – Quillota 2x220 kV en operación normal, se encuentran muy por debajo de la capacidad nominal; por tanto, ante contingencia, no es necesario el desprendimiento de generación eólica. Esto es válido para los dos modos de operación de la Central Nueva Ventanas.

5.1.4 LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS 2x220 kV

Esta línea constituye un caso particular de analizar en los dos escenarios definidos. Para el Escenario 2010, la línea cuenta con un tap-off en el circuito 1, correspondiente a la conexión del parque eólico Monte Redondo; y en el Escenario 2012, además del tap-off existente, se cuenta con otro en el circuito 2, dada la suposición de que la central eólica El Arrayán se conectará de esta forma al sistema.

Ambas conexiones producen que la distribución de los flujos no sea equilibrada entre ambos circuitos, más aún, en simulaciones de prueba pudo observarse que en los tramos Monte Redondo – Las Palmas y Arrayán – Las Palmas se producen sobrecargas ante contingencias simples, como la falla de uno de los circuitos. Por tanto, esta situación es la que se abordará a continuación.

5.1.4.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Dado que los tramos de línea a estudiar, Monte Redondo – Las Palmas y Arrayán – Las Palmas, poseen el mismo tipo de conductor y temperatura de diseño que la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV, las transferencias de corriente para esta línea, obtenidas mediante la curva de calentamiento, para las distintas temperaturas ambiente y criterios de seguridad, serán las mismas mencionadas en la Tabla 5.1.

5.1.4.2 RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia estáticos consideraron, para los Escenarios 2010 y 2012, los distintos niveles de demanda definidos en el capítulo anterior. Cabe mencionar que, sólo se presentarán los resultados considerando la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la V Región, dado que al cambiar el modo de operación, las transferencias de corriente por estos tramos no se ven modificadas.

5.1.4.2.1 ESCENARIO 2010

Tal como se explicó anteriormente, este escenario contempla la actual conexión del parque eólico Monte Redondo en tap-off en el circuito 1 de la línea. En simulaciones de prueba, se

simuló contingencias simples en la línea y se observó, que ante la falla del circuito 2 de la línea, el tramo que se ve más afectado por sobrecargas es el tramo Monte Redondo – Las Palmas, puesto que a la transferencia del tramo Pan de Azúcar – Monte Redondo, se suma la inyección del parque eólico. Por esta razón, se decidió estudiar este tramo de línea para el Escenario 2010.

5.1.4.2.1.1 DEMANDA BAJA

Se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, los cuales corresponden a los casos más críticos en términos de transferencias de potencia por la línea.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	76,3	0,189	24,0	29,1	36,6
Caso 1	111,8	0,279	35,3	43,0	54,1
Caso 2	127,6	0,324	41,0	49,7	62,6
Caso 3	171,9	0,461	58,4	71,5	89,2
Caso 4	177,6	0,484	61,3	75,0	93,6
Caso 5	208,2	0,613	77,6	94,3	118,5

Tabla 5.73: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2010 – Demanda Baja.

5.1.4.2.1.2 DEMANDA MEDIA

Se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, y tal como puede observarse, las transferencias son menores en comparación al escenario de demanda baja, lo que se debe principalmente a la mayor demanda en la zona, lo que implica una menor exportación de la energía generada en dicha zona.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	47,4	0,117	14,9	18,1	22,7
Caso 1	85,2	0,212	26,9	32,7	41,1
Caso 2	101,2	0,254	32,1	39,1	49,1
Caso 3	147,4	0,387	49,0	59,6	74,8
Caso 4	153,9	0,41	51,9	63,2	79,3
Caso 5	187,9	0,502	63,5	77,3	97,1

Tabla 5.74: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2010 – Demanda Media

5.1.4.2.2 ESCENARIO 2012

Este escenario contempla, además de la conexión del parque eólico Monte Redondo en tap-off en el circuito 1, la futura conexión del parque eólico El Arrayán en tap-off en el circuito 2 de la línea, específicamente 80 km. al sur de la SE Pan de Azúcar.

Al igual que en el caso del Escenario 2010, se realizaron simulaciones de prueba, en las cuales se simuló contingencias simples en la línea y se observó, que ante la falla del circuito 1 de la línea, se produce la mayor sobrecarga en la línea en estudio, y el tramo que se ve más afectado

es el tramo El Arrayán – Las Palmas, puesto que, a la transferencia del tramo Pan de Azúcar – El Arrayán, se suma la inyección del futuro parque eólico. Razón por la cual, para el Escenario 2012, el tramo a estudiar será El Arrayán – Las Palmas.

5.1.4.2.2.1 DEMANDA BAJA

Se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia para el tramo El Arrayán – Las Palmas. Tal como se espera, la transferencia por el tramo aumenta, puesto que a la transferencia existente en el Escenario 2010, se suma la inyección del parque eólico El Arrayán.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	91,8	0,226	28,6	34,9	43,9
Caso 1	129,8	0,322	40,8	49,7	62,2
Caso 2	146,3	0,367	46,5	56,6	71,1
Caso 3	192,1	0,512	64,8	78,9	99,0
Caso 4	198,9	0,527	66,7	81,2	101,9
Caso 5	233,4	0,634	80,3	97,7	122,7

Tabla 5.75: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja

5.1.4.2.2.2 DEMANDA MEDIA

Al igual que en el caso del Escenario 2010, las transferencias obtenidas para el nivel de demanda media, resultan menores que en el caso de demanda baja. Tal como se mencionó, esto se debe al aumento de la demanda en la zona, lo que conlleva a una menor exportación de la energía generada en la zona, hacia la zona centro - sur del SIC.

Escenario 2012 – Demanda Media Operación sin Contingencias					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	60,4	0,148	18,8	22,9	28,7
Caso 1	100,6	0,248	31,4	38,2	48,0
Caso 2	117,6	0,291	36,8	44,8	56,2
Caso 3	166,3	0,428	54,2	65,9	82,8
Caso 4	173,0	0,449	56,8	69,1	86,8
Caso 5	208,6	0,544	68,8	83,8	105,2

Tabla 5.76: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media.

5.1.4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre-contingencia y post-contingencia para cada escenario, considerando la Central Nueva Ventanas en su modo de operación inyectando hacia la V Región.

5.1.4.3.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; los siguientes casos constituyen casos factibles.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	76,3	0,189	24,0	29,1	36,6
Caso 1	111,8	0,279	35,3	43,0	54,1
Caso 2	127,6	0,324	41,0	49,7	62,6
Caso 3	171,9	0,461	58,4	71,5	---

Tabla 5.77: Casos factibles para el Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 – Demanda Baja, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

El estudio de este tramo de línea se realizó de forma diferente al procedimiento utilizado en las líneas anteriormente mencionadas. Luego de realizar las simulaciones pre-contingencia, se simuló la contingencia con el fin de determinar las transferencias de corriente por el tramo, y finalmente, mediante la curva de calentamiento se determinó el tiempo con el que se cuenta para tomar acciones. La contingencia simulada corresponde a una contingencia simple, simulando la falla en uno de los circuitos, en este caso el circuito 2 (C2), y el posterior despeje de esta dejando fuera de operación el circuito fallado. Se optó por este procedimiento, dada la distribución de los flujos ante contingencia.

Escenario 2010 – Demanda Baja					
Operación ante contingencia simple: Salida del circuito C2					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	126,5	0,315	39,9	48,6	61,0
Caso 1	197,5	0,505	63,9	77,8	97,7
Caso 2	227,6	0,593	75,1	91,4	114,7
Caso 3	305,8	0,925	117,1	142,5	---

Tabla 5.78: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Respecto de los valores de tensiones post-contingencia (ver Anexo C), se observa que para el escenario de generación Caso 3, las tensiones se encuentran bajo la banda establecida en la norma técnica. Sin embargo, dichas bandas de tensiones no consideran posibles acciones a ejercer ante la contingencia. Por tanto, como en este caso se pretende tomar acciones ante la falla producida, las tensiones finales serán más altas; y por ende, no se eliminarán del análisis los casos correspondientes a dicho escenario de generación.

Utilizando los resultados presentados en Tabla 5.77 y Tabla 5.78, se construyeron las curvas de calentamiento del conductor para el tramo Monte Redondo – Las Palmas. Se busca comprobar que la operación es factible, respetándose la temperatura de diseño del conductor. Como corriente inicial se utilizó la obtenida de la operación sin contingencia, y como corriente

final, la corriente circulante por la tramo de línea ante la operación con contingencia simple. La curva resultante para cada caso es similar a la que se observa en el Gráfico 5.17.

Como se mencionó, el objetivo es comprobar que la operación es factible, respetándose la temperatura de diseño del conductor. Sin embargo, en algunos casos se observó que la temperatura de diseño es alcanzada. En aquellos casos, se procedió a calcular el tiempo en que se alcanza dicha temperatura. Dicho tiempo equivale al tiempo con el que se cuenta para realizar maniobras o acciones para disminuir la transferencia de corriente. De acuerdo con esto, es importante identificar si existe la necesidad de aplicar algún automatismo para la reducción de la transferencia de corriente por el tramo.

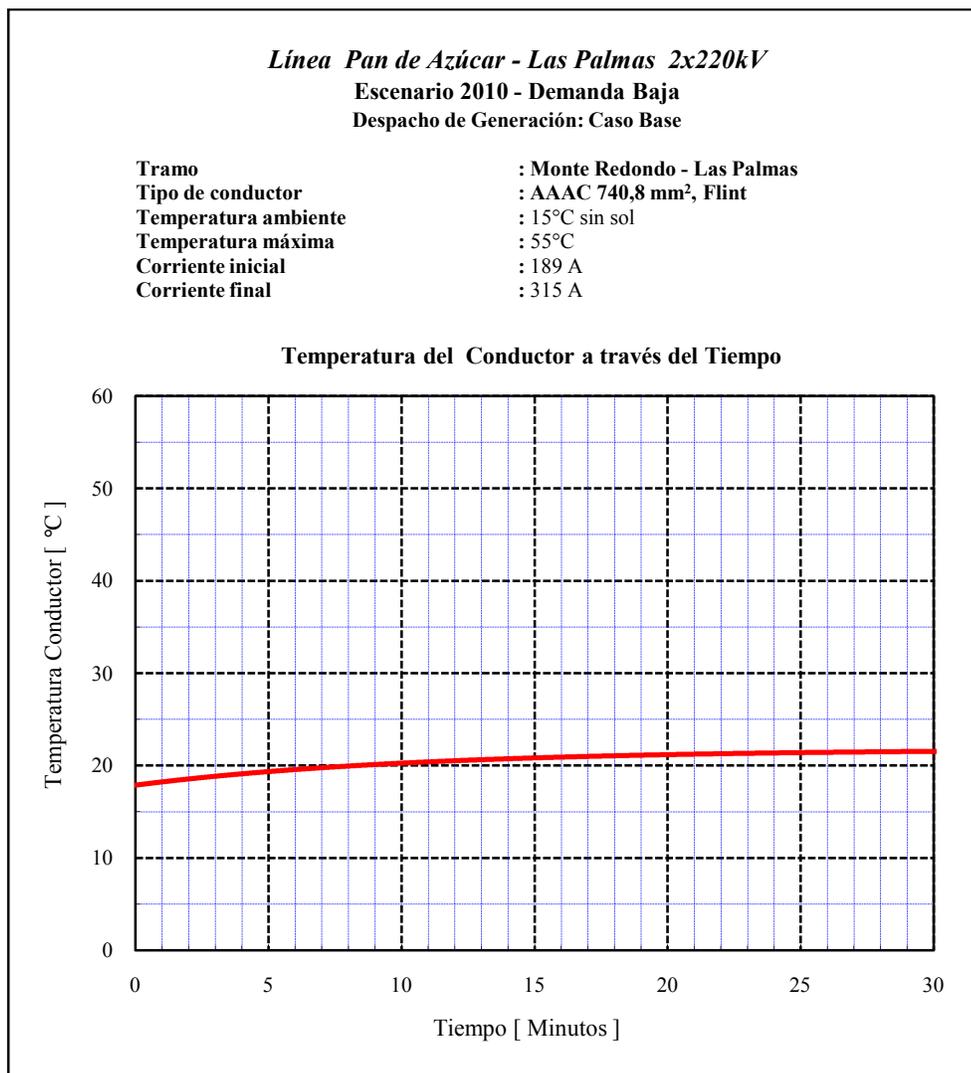


Gráfico 5.17: Curva de Calentamiento del Conductor, Línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220kV, Escenario 2010 - Demanda Baja, Despacho de Generación: Caso Base.

Como se observa en la Tabla 5.79, se muestran los tiempos en que el conductor alcanza la temperatura de diseño. Para el caso de 15°C *sin sol*, el tiempo en que el conductor alcanza la temperatura de diseño en el escenario de generación *Caso 3*, es igual a 9,7 [min]. Es decir, se

cuenta con un tiempo máximo de 9 minutos y 42 segundos para tomar acciones y disminuir la corriente transferida a la corriente nominal, antes de que el conductor alcance la temperatura de diseño.

Escenario 2010 – Demanda Baja			
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	---	---	---
Caso 1	---	---	---
Caso 2	---	---	11,25
Caso 3	9,7	4,08	NF

Tabla 5.79: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 - Demanda Baja.

Estas acciones, a realizar para disminuir la transferencia de corriente, consideran el desplazamiento de generación eólica. Se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de los [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo. Por lo que, en el caso del escenario de generación Caso 3 a 20°C con sol, el tiempo es suficiente para realizar el desprendimiento de generación eólica.

El objetivo de realizar simulaciones aplicando el desprendimiento de generación eólica es comprobar si basta con dicho desprendimiento de generación, para volver a transferir por el tramo un monto no superior a su corriente nominal, además de comprobar que en el estado final se cumple con la banda de tensiones exigida por la norma para una operación en estado de emergencia.

Para aliviar la transferencia por este tramo, sólo es posible desprender el parque eólico Monte Redondo, de capacidad nominal igual a 38 [MW]. Este parque inyecta su energía generada directamente en este tramo, y el resto de los parques eólicos ubicados en la zona, lo hacen en la SE Las Palmas, ubicada aguas abajo del tramo en estudio.

▪ SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Escenario 2010 – Demanda Baja						
Tramo: Monte Redondo- Las Palmas	15°C sin sol		20°C con sol		30°C con sol	
	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]
Caso 2	---	---	---	---	0,512	98,96
Caso 3	0,791	100,19	0,791	121,95	NF	NF

Tabla 5.80: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 Demanda Baja considerando el desprendimiento de generación eólica.

Sin embargo, se observa que para una temperatura ambiente de 20°C con sol, con el escenario de generación Caso 3, el porcentaje de carga final post-contingencia resulta alto, a pesar de haberse realizado la maniobra de desprendimiento de generación eólica. Por tanto, el porcentaje de carga que queda fuera del rango presentado en la Tabla 5.13, y no es factible desde este punto de vista. Así también, no se cuenta con el tiempo para realizar maniobras de re-

despacho de generación térmica que permitan llevar la transferencia a la capacidad nominal del tramo, por lo cual desde este punto de vista tampoco es factible.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que estos se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos factibles de acuerdo con los criterios anteriores, también son factibles desde el punto de vista del cumplimiento de la banda de tensiones exigida por la norma.

5.1.4.3.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; constituyen los casos factibles.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	47,4	0,117	14,9	18,1	22,7
Caso 1	85,2	0,212	26,9	32,7	41,1
Caso 2	101,2	0,254	32,1	39,1	49,1
Caso 3	147,4	0,387	49,0	59,6	---
Caso 4	153,9	0,410	51,9	63,2	---
Caso 5	187,9	0,502	63,5	77,3	---

Tabla 5.81: Casos factibles para el Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

La contingencia simulada corresponde a una contingencia simple, simulando la falla en uno de los circuitos, en este caso el circuito 2 (C2), y el posterior despeje de la falla, dejando fuera de operación el circuito fallado.

Escenario 2010 – Demanda Media					
Operación ante contingencia simple: Salida del circuito C2					
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	71,2	0,177	22,4	27,3	34,2
Caso 1	146,9	0,371	46,9	57,1	71,7
Caso 2	178,9	0,456	57,8	70,3	88,3
Caso 3	267,2	0,722	91,4	111,3	---
Caso 4	278,3	0,783	99,1	120,7	---
Caso 5	337,6	1,018	128,8	156,8	---

Tabla 5.82: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo Monte Redondo – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2010 – Demanda Media.

Al igual que para el caso de demanda baja, se construyeron las curvas de calentamiento del conductor para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, para comprobar que la operación es factible, y se respeta la temperatura de diseño del conductor.

En aquellos casos en que la temperatura de diseño es alcanzada, se calculó el tiempo en que se alcanza dicha temperatura. Dicho tiempo equivale al tiempo con el que se cuenta para realizar maniobras o acciones para disminuir la transferencia de corriente.

Tal como se mencionó, en el caso del Escenario 2010 - Demanda Baja, sólo es posible desprender el parque eólico Monte Redondo, de capacidad nominal igual a 38 [MW] para disminuir las transferencias de corriente por el tramo.

Escenario 2010 – Demanda Media			
Tramo: Monte Redondo – Las Palmas	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	---	---	---
Caso 1	---	---	---
Caso 2	---	---	---
Caso 3	---	13,43	Caso NF
Caso 4	32,42	8,68	Caso NF
Caso 5	6,20	2,53	Caso NF

Tabla 5.83: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 - Demanda Media.

▪ SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Escenario 2010 – Demanda Baja				
Tramo: Monte Redondo-Las Palmas	15°C sin sol		20°C con sol	
	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]
Caso 3	---	---	0,644	99,25 ¹⁶
Caso 4	0,788	99,77 ¹⁷	0,693	106,78
Caso 5	0,871	110,27	0,871	134,23

Tabla 5.84: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010 Demanda Media considerando el desprendimiento de generación eólica.

Sin embargo, se observa que los casos destacados en rojo, el porcentaje de carga final post-contingencia resulta mayor al nominal, a pesar de haberse realizado el desprendimiento de la totalidad de la generación eólica que afecta a este tramo.

Para los escenarios de generación: Caso 5 a 15°C sin sol y Caso 4 a 20°C con sol, se obtiene que los porcentajes de sobrecarga están dentro de las bandas definidas en la Tabla 5.13, por tanto basta determinar si se cuenta con el tiempo para realizar maniobras de re-despacho de generación térmica que permitan llevar la transferencia a la capacidad nominal del tramo. Utilizando la curva de calentamiento, se obtuvo un tiempo de 12,12 [min] y 16,90 [min], respectivamente, tiempo suficiente para que ambos casos sean factibles.

Distinto es el caso del escenario de generación: Caso 5 a 20°C con sol, en que se obtiene que el porcentaje de sobrecarga es muy alto, por tanto no se cuenta con el tiempo para realizar

¹⁶ En este caso, escenario de generación Caso 3 a 20°C con sol, sólo se desprendieron 32 MW de generación eólica, puesto que basta este monto para alcanzar la corriente nominal.

¹⁷ En este caso, escenario de generación Caso 4 a 15°C sin sol, se alcanza una corriente nominal sin necesidad de desprender generación eólica.

maniobras de re-despacho de generación térmica que permitan llevar la transferencia a la capacidad nominal del tramo, por tanto este caso no es factible.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos factibles de acuerdo con los criterios anteriores, también son factibles desde el punto de vista del cumplimiento de la banda de tensiones exigida por la norma.

5.1.4.3.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Considerando los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; los siguientes casos constituyen casos factibles.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	91,8	0,226	28,6	34,9	43,9
Caso 1	129,8	0,322	40,8	49,7	62,2
Caso 2	146,3	0,367	46,5	56,6	71,1
Caso 3	192,1	0,512	64,8	78,9	---
Caso 4	198,9	0,527	66,7	81,2	---

Tabla 5.85: Casos factibles para el Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

Utilizando el mismo procedimiento descrito para el Escenario 2012, se simuló la contingencia con el fin de determinar las transferencias de corriente por el tramo, y finalmente, mediante la curva de calentamiento se determinó el tiempo con el que se cuenta para tomar acciones. La contingencia simulada corresponde a una contingencia simple, simulando la falla en uno de los circuitos, en este caso el circuito 1 (C1), y el posterior despeje de ésta, dejando fuera de operación el circuito fallado. Se optó por este procedimiento, dada la distribución de los flujos ante contingencia.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Operación ante contingencia simple: Salida del circuito C1					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	115,1	0,284	36,0	43,8	55,0
Caso 1	191,5	0,482	61,1	74,3	93,3
Caso 2	223,8	0,572	72,4	88,2	110,7
Caso 3	310,7	0,876	110,9	135,0	---
Caso 4	323,7	0,903	114,36	139,2	---

Tabla 5.86: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Respecto de los valores de tensiones post-contingencia (Ver Anexo C), se observa que todos los casos presentados, presentan tensiones que se encuentran dentro de la banda establecida en la norma técnica. Por ende, constituyen casos factibles.

Considerando las restricciones establecidas, y utilizando los resultados presentados en las tablas anteriores, se construyeron las curvas de calentamiento del conductor para el tramo El Arrayán – Las Palmas. Se busca comprobar que la operación es factible, respetándose la temperatura de diseño del conductor. El procedimiento para la obtención de la curva de calentamiento fue el mismo que se utilizó para la obtención de curvas en el escenario 2010. El objetivo de la obtención de las curvas de calentamiento es comprobar que la operación es factible, respetándose la temperatura de diseño del conductor. No obstante, hay casos en que la temperatura de diseño es alcanzada, para estos casos se determinó el tiempo que demora en alcanzar dicha temperatura.

Como se observa en la Tabla 5.87, para el caso de 15°C sin sol, el tiempo en que el conductor alcanza la temperatura de diseño en el escenario de generación *Caso 3*, es igual a 11,53 [min].

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	---	---	---
Caso 1	---	---	---
Caso 2	---	---	12,37
Caso 3	11,53	3,93	Caso NF
Caso 4	9,60	3,23	Caso NF

Tabla 5.87: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 - Demanda Baja.

Estas acciones a realizar para disminuir la transferencia de corriente, consideran el desplazamiento de generación eólica. Se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de los [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo; por lo que en los escenarios de generación Caso 3 y Caso 4 a 20°C con sol, el tiempo es suficiente para realizar el desprendimiento de generación eólica.

El objetivo de realizar simulaciones aplicando el desprendimiento de generación eólica es comprobar si basta con dicho desprendimiento de generación, para volver a transferir por el tramo un monto no superior a su capacidad nominal, luego de aplicada la contingencia. Además de comprobar que en el estado final se cumple con la banda de tensiones exigida por la norma para una operación en estado de emergencia.

Para aliviar la transferencia por este tramo, es posible desprender los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada. El Arrayán inyecta su energía generada directamente en este tramo, mientras que Punta Colorada inyecta su energía en la SE Punta Colorada, ubicada agua arriba del tramo en estudio. El resto de los parques eólicos ubicados en la zona, lo hacen en la SE Las Palmas, ubicada aguas abajo del tramo en estudio, por lo cual su desprendimiento no ayuda a disminuir la transferencia por el tramo.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Escenario 2012 – Demanda Baja				
Tramo: El Arrayán - Las Palmas		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
15°C sin sol	Caso 3	0,786	99,54	29,0
	Caso 4	0,785	99,42	38,2
20°C con sol	Caso 3	0,649	99,93	78,7
	Caso 4	0,647	99,75	89,6
30°C con sol	Caso 2	0,515	99,61	22,4

Tabla 5.88: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 Demanda Baja considerando el desprendimiento de generación eólica.

Se observa que con las maniobras de desprendimiento de generación proveniente de fuente eólica, se logra un porcentaje de carga post-contingencia menor al nominal, e inclusive es importante notar que en ningún caso es necesario desprender toda la energía eólica generada, distinto a lo que se observa en el Escenario 2010.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos factibles de acuerdo con los criterios anteriores, también son factibles desde el punto de vista del cumplimiento de la banda de tensiones exigida por la norma.

5.1.4.3.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Los escenarios que cumplen con las limitaciones impuestas por la norma técnica para la banda de tensiones, así como las limitaciones dadas por la capacidad nominal de las líneas y la capacidad de los TTCC; constituyen los casos factibles.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	60,4	0,148	18,8	22,9	28,7
Caso 1	100,6	0,248	31,4	38,2	48,0
Caso 2	117,6	0,291	36,8	44,8	56,2
Caso 3	166,3	0,428	54,2	65,9	---
Caso 4	173,0	0,449	56,8	69,1	---
Caso 5	208,6	0,544	68,8	---	---

Tabla 5.89: Casos factibles para el Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación sin contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media, obtenidos mediante simulaciones estáticas pre-contingencia.

Se observa que dado, el aumento de demanda en la zona, las transferencias por el tramo resultan menores en comparación al caso de Demanda Baja - Escenario 2012.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

La contingencia simulada corresponde a una contingencia simple, simulando la falla en uno de los circuitos, en este caso el circuito 1 (C1), y el posterior despeje de esta dejando fuera de operación el circuito fallado.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Operación ante contingencia simple: Salida del circuito C1					
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	51,9	0,127	16,1	19,6	24,7
Caso 1	132,9	0,329	41,7	50,7	63,7
Caso 2	167,3	0,419	53,0	64,5	81,0
Caso 3	262,4	0,697	88,3	107,5	---
Caso 4	275,1	0,741	93,7	114,1	---
Caso 5	341,8	0,963	121,9	---	---

Tabla 5.90: Resultados del Flujo de Potencia del Tramo El Arrayán – Las Palmas en operación con contingencias, Escenario 2012 – Demanda Media.

Respecto de los valores de tensiones post-contingencia, (ver Anexo C), se observa que todos los casos expuestos presentan tensiones que se encuentran dentro de la banda establecida en la norma técnica. Por ende, constituyen casos factibles.

Al igual que para el caso de Demanda Baja, se construyeron las curvas de calentamiento del conductor para el tramo El Arrayán – Las Palmas. Se busca comprobar que la operación es factible, respetándose la temperatura de diseño del conductor. No obstante, hay casos en que la temperatura de diseño es alcanzada, para estos casos se determinó el tiempo que demora en alcanzar dicha temperatura.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Tramo: El Arrayán – Las Palmas	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	---	---	---
Caso 1	---	---	---
Caso 2	---	---	---
Caso 3	---	15,70	Caso NF
Caso 4	---	10,28	Caso NF
Caso 5	6,93	Caso NF	Caso NF

Tabla 5.91: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño, Tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 - Demanda Media.

Para aliviar la transferencia por este tramo, tal como se mencionó para el caso de Demanda Baja, sólo es posible desprender los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Escenario 2012 – Demanda Baja				
Tramo: El Arrayán - Las Palmas		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
15°C sin sol	Caso 5	0,789	99,83	51,7
	Caso 3	0,647	99,64	17,8
20°C con sol	Caso 4	0,646	99,61	33,6

Tabla 5.92: Resultados de simulación post-contingencia para el tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012 Demanda Media considerando el desprendimiento de generación eólica.

Se observa que con las maniobras de desprendimiento de generación proveniente de fuente eólica, se logra un porcentaje de carga post-contingencia menor al nominal, e inclusive es

importante notar que en ningún caso es necesario desprender toda la energía eólica generada, tal como se observa en el caso de Demanda Baja – Escenario 2012.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos factibles de acuerdo con los criterios anteriores, también son factibles desde el punto de vista del cumplimiento de la banda de tensiones exigida por la norma.

5.2 SIMULACIONES DINÁMICAS

De las simulaciones dinámicas realizadas se obtuvo dos límites de capacidad de transmisión para las líneas en estudio, para cada escenario. Tal como se mencionó en el capítulo anterior, la búsqueda de estos límites está ligada con el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa.

El primer límite no considera la realización de maniobras en la simulación, y el segundo límite contempla el desprendimiento de energía eólica, posterior a la contingencia. Esta última maniobra permite obtener un límite de transmisión mayor al que no considera maniobras de desprendimiento; sin embargo, debe asegurar que una vez ocurrida la contingencia, un monto de generación proveniente de fuente eólica debe ser desprendido casi instantáneamente una vez despejada la falla.

Por otro lado, es importante mencionar que, tanto para el Escenario 2010 como el Escenario 2012, se obtuvo límites muy similares en los casos de Demanda Baja y Demanda Media (Ver Anexo D). Las diferencias obtenidas fueron del orden de 1 [MW] aproximadamente, por lo cual los límites obtenidos para demanda baja y media se supondrán los mismos.

A continuación se exponen los resultados obtenidos para las líneas en estudio. Durante la presentación de resultados de las simulaciones dinámicas, sólo se hará referencia al valor del factor de amortiguamiento. Respecto de los estándares exigidos por la norma para la tensión y ángulo del rotor de generadores, en todos los casos a presentar se cumplen las exigencias impuestas por la normativa. (Ver detalles en Anexo E)

5.2.1 LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

5.2.1.1 ESCENARIO 2010

Luego de comprobar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 5,73\%$ y $\zeta = 13,26\%$ para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica.

Escenario 2010		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV – Sin realizar maniobra	129,5	0,320
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV – Considerando maniobra	149,7	0,371

Tabla 5.93: Límites de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

Para el caso en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, sólo se desconecta el parque eólico Canela II, ya que para este caso se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.1.2 ESCENARIO 2012

Posterior a la verificación del cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 7,74\%$ y para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica $\zeta = 7,09\%$.

Escenario 2012		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV – Sin realizar maniobra	191,53	0,486
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV – Considerando maniobra	201,64	0,516

Tabla 5.94: Límites de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

En este caso, se desconectan el parque eólico Canela II y Arrayán, ya que para esta configuración, se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.2 LÍNEA LOS VILOS - NOGALES

5.2.2.1 ESCENARIO 2010

Luego de comprobar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 6,75\%$ y $\zeta = 6,44\%$ para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica.

Escenario 2010		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Los Vilos – Nogales 2x220 kV – Sin realizar maniobra	139,56	0,349
Los Vilos – Nogales 2x220 kV – Considerando maniobra	152,04	0,382

Tabla 5.95: Límite de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

El caso en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, se desprenden los parques eólicos Totoral, Monte Redondo y Canela I, ya que para este caso se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.2.2 ESCENARIO 2012

Posterior a la verificación del cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 5,27\%$ y para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica $\zeta = 6,60\%$.

Escenario 2012		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Los Vilos – Nogales 2x220 kV – Sin realizar maniobra	181,44	0,465
Los Vilos – Nogales 2x220 kV – Considerando maniobra	200,75	0,523

Tabla 5.96: Límite de transmisión por circuito para la línea Las Palmas - Los Vilos, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

En este caso se desconectan el parque eólico Arrayán y Punta Colorada, de esta manera se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.3 LÍNEA NOGALES – QUILLOTA

Las simulaciones dinámicas que se realizaron para esta línea, constituyen un caso particular, puesto que se realizaron flujos de potencia considerando las alternativas de inyección de la central Nueva Ventanas. Dicha central posee dos modos de operación, uno de ellos en donde la energía producida se inyecta hacia la V Región y el segundo caso, considera la inyección hacia la SE Nogales. Claramente dependiendo del modo de operación de dicha central los flujos de potencia por la línea se ven afectados, por tanto se realizaron las simulaciones dinámicas considerando ambos modos de operación.

5.2.3.1 ESCENARIO 2010

5.2.3.1.1 CENTRAL NUEVA VENTANAS HACIA V REGIÓN

Luego de comprobar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 9,68 \%$ y $\zeta = 13,76 \%$ para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica.

Escenario 2010 Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Nogales – Quillota 2x220 kV – Sin realizar maniobra	155,08	0,393
Nogales – Quillota 2x220 kV – Considerando maniobra	165,47	0,420

Tabla 5.97: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

Para el caso en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, se desconectan los parques eólicos Monte Redondo, Totoral y Canela I, ya que para este caso se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.3.1.2 CENTRAL NUEVA VENTANAS HACIA SE NOGALES

Posterior a la verificación del cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 5,05\%$ y para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica $\zeta = 5,09\%$.

Escenario 2010 Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Nogales – Quillota 2x220 kV – Sin realizar maniobra	262,11	0,660
Nogales – Quillota 2x220 kV – Considerando maniobra	271,90	0,685

Tabla 5.98: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

En este caso se desconectan el parque eólico Monte Redondo, Totoral y Canela I, de esta manera se cumple con los estándares exigidos por la norma, y resulta más estable que la desconexión de todos los parques eólicos.

5.2.3.2 ESCENARIO 2012

En el caso del Escenario 2012, se incorpora la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, con lo que en las simulaciones estáticas, se obtuvo que los flujos por la línea disminuían notoriamente en comparación al Escenario 2010. Por tanto, para este caso no se realizaron simulaciones dinámicas con el fin de encontrar un límite de transmisión para la línea, sino que se realizaron con el objetivo de comprobar la estabilidad.

Se simularon dos casos, en los cuales no se contempló el desprendimiento de energía eólica y sólo se consideró la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, con el fin de hacer más exigente el escenario.

Los casos contemplan la contingencia simple y el posterior despeje de la falla, en uno de los circuitos de la Línea Nogales – Polpaico en el primer caso, y en uno de los circuitos de la Línea Nogales – Quillota en el segundo caso. En ambos casos, se cumplen los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa (Ver Anexo F).

5.2.4 LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

Tal como se mencionó, esta línea constituye un caso particular de analizar en los dos escenarios definidos. Para el Escenario 2010 se definió estudiar el tramo Monte Redondo – Las Palmas, y para el Escenario 2012 se definió estudiar el tramo Arrayán – Las Palmas, dado que ante contingencia constituyen los tramos más sobrecargados.

5.2.4.1 ESCENARIO 2010

Luego de comprobar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 8,44\%$ y $\zeta = 8,00\%$ para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica.

Escenario 2010 – Demanda Baja.		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Monte Redondo – Las Palmas 2x220 kV – Sin realizar maniobra	117,99	0,29
Monte Redondo – Las Palmas 2x220 kV – Considerando maniobra	127,37	0,32

Tabla 5.99: Límite de transmisión por circuito para tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

Para el caso en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, sólo es posible desconectar el parque eólico Monte Redondo para aliviar la transferencia por este tramo, dado que es el único parque eólico que inyecta su energía generada directamente en este tramo. El resto de los parques eólicos ubicados en la zona, lo hacen en la SE Las Palmas, ubicada aguas abajo del tramo en estudio.

5.2.4.2 ESCENARIO 2012

Posterior a la verificación del cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento obteniéndose para el caso sin maniobra $\zeta = 5,17\%$ y para el caso con maniobra de desprendimiento de generación eólica $\zeta = 10,81\%$.

Escenario 2012 – Demanda Baja.		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Arrayán – Las Palmas 2x220 kV – Sin realizar maniobra	126,57	0,31
Arrayán – Las Palmas 2x220 kV – Considerando maniobra	146,33	0,37

Tabla 5.100: Límite de transmisión por circuito para tramo Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012, obtenidos mediante simulaciones dinámicas.

Para el caso en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, sólo es posible desprender los parques eólicos El Arrayán y Punta Colorada para aliviar la transferencia por este tramo. El Arrayán es el único parque eólico que inyecta su energía generada directamente en este tramo, mientras que Punta Colorada la inyecta en la SE Punta Colorada, ubicada agua arriba del tramo en estudio. El resto de los parques eólicos ubicados en la zona, lo hacen en la SE Las Palmas, ubicada aguas abajo del tramo en estudio, por lo cual su desprendimiento no ayuda a disminuir la transferencia por el tramo.

5.3 LÍMITES DE TRANSMISIÓN OBTENIDOS

De acuerdo con las distintas simulaciones realizadas, los límites de transmisión más restrictivos para las líneas en estudio, resultan ser los encontrados mediante las simulaciones dinámicas. Excepto, en el caso de la línea Nogales – Quillota con la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, en que el límite más restrictivo es el obtenido mediante las simulaciones estáticas post- contingencia.

Dado que los límites obtenidos de las simulaciones dinámicas, fueron presentados en el punto 5.2, sólo se presentará el único límite de transmisión obtenido mediante otro tipo de simulación. El cual corresponde, a la línea Nogales – Quillota, con la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales.

Escenario 2010 Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.		
Línea en Estudio	Límite de Transmisión por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]
Nogales – Quillota 2x220 kV (Demanda Baja) Obtenido mediante Simulación Estática Post- Contingencia.	230,0	0,577
Nogales – Quillota 2x220 kV (Demanda Media) Obtenido mediante Simulación Estática Post- Contingencia.	237,7	0,601

Tabla 5.101: Límite de transmisión por circuito para la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

6 RESULTADOS OBTENIDOS EN ZONA SUR

El objetivo de este capítulo es determinar los niveles de transferencia de corriente aceptables para las líneas en estudio. Los niveles determinados deben cumplir con la normativa vigente y las distintas restricciones mencionadas en el Capítulo 4.

Estos niveles de transferencia serán utilizados posteriormente para la realización de una evaluación económica.

6.1 SIMULACIONES ESTÁTICAS

6.1.1 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x154 kV

Esta línea posee las mismas características que la actual línea Hualpén – Quiñenco 1x154 KV, la cual será seccionada por la SE Lagunillas, y dará origen a la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.

6.1.1.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Como primer paso, se procedió a determinar los valores de transferencias de corriente nominales obtenidos mediante la curva de calentamiento, para cada una de las temperaturas ambiente referenciales escogidas.

Temperatura	Corriente Nominal [A]
15°C sin sol	932
20°C con sol	845
30°C con sol	763

Tabla 6.1: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV.

En la Tabla 6.1, se observa que, a medida que aumenta la temperatura ambiente la transferencia de corriente por la línea disminuye, tal como teóricamente se espera.

6.1.1.2 RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia estáticos consideraron, para el Escenario 2012, los niveles de demanda definidos en el Capítulo 4. Cabe mencionar que, además de presentarse el resultado en operación normal, se presentará los resultados de los flujos estáticos aplicando la contingencia simple en las líneas en estudio, dado que corresponde al punto importante de analizar para esta zona.

6.1.1.2.1 DEMANDA BAJA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, para una demanda baja, en ambos escenarios de generación corresponden a los casos más críticos en cuanto a transferencias de corriente por la línea. Exceptuando el caso en que se aplica una contingencia simple sobre la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, en que los flujos por la línea en estudio se ven aumentados.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Tramo: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	120,7	0,434	46,1	51,4	56,9
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	169,0	0,610	64,8	72,2	80,0
Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	245,7	0,886	94,0	104,8	116,1
Caso 1	141,0	0,508	53,9	60,1	66,6
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	193,1	0,698	74,1	82,7	91,5
Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	269,2	0,973	103,3	115,1	127,5

Tabla 6.2: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.

6.1.1.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para una demanda media, muestran una pequeña disminución en las transferencias por la línea en comparación al escenario de demanda baja. Esto puede explicarse debido a la mayor demanda en la zona, que implica una menor exportación de la energía generada.

Al aplicar una contingencia simple sobre la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, tal como se mencionó en el punto anterior, existe un aumento de la transferencia por la línea que puede explicarse en que, una mayor cantidad de la corriente circulante se redistribuye hacia la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	125,6	0,453	48,1	53,6	59,4
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	163,4	0,592	62,8	70,0	77,5
Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	251,4	0,910	96,6 ¹⁸	107,7	119,3
Caso 1	145,8	0,526	55,9	62,3	69,0
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	187,5	0,679	72,1	80,4	89,0
Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	274,9	0,996	105,7	117,9	130,5

Tabla 6.3: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.

6.1.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas y las simulaciones post-contingencia que se realizaron. El objetivo es determinar la factibilidad de los casos de estudio, dados los resultados obtenidos. Es decir, corroborar que se ajusten a las restricciones impuestas por la normativa vigente, así como también, que se cumplan las limitaciones descritas en 4.2.2.2.

6.1.1.3.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Dado que las tensiones, presentadas en Anexo C, están dentro de la banda impuesta por la norma técnica, los casos de estudio son factibles desde este punto de vista. Respecto de las limitaciones especificadas en 4.2.2.2, también se observa que todos los casos las cumplen, y por

¹⁸ En este caso, si bien el porcentaje de carga es menor al 100%, se observa una sobrecarga en el tramo Mapal – Fopaco, lo cual debe ser analizado.

tanto, desde este punto de vista constituyen casos factibles. Luego, todos los casos presentados en Tabla 6.2 resultan factibles.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

Tal como se mencionó, al realizar las simulaciones estáticas, también se realizaron flujos estáticos aplicando la contingencia simple en las líneas en estudio, dado que es un punto importante de analizar para esta zona. Por tanto, se determinó las transferencias de corriente por el tramo de línea, preliminarmente.

En la Tabla 6.2, se observa que, posterior a la contingencia simple en la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, las transferencias de corriente superan la transferencia nominal.

Para comprobar si la operación con estos casos es factible, es decir, si se respeta la temperatura de diseño del conductor, se trabajará con la curva de calentamiento del conductor, a fin de determinar si la temperatura de diseño es alcanzada. En aquellos casos en que sea alcanzada la temperatura de diseño, se determinará el tiempo en que lo logra. Dicho tiempo, se traduce como el tiempo con el que se cuenta para realizar maniobras o acciones para disminuir la transferencia de corriente por la línea.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	---
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	---	18,80	9,33
Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	---
Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	21,48	10,17	5,57

Tabla 6.4: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.

Las maniobras para disminuir la transferencia de corriente, consideran el desplazamiento de generación eólica, un cambio en la topología o una combinación de ambas, dependiendo del nivel de sobrecarga y las características del sistema de transmisión. Se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de los [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

El objetivo de realizar simulaciones aplicando maniobras de desprendimiento de generación eólica, cambio en la topología o una combinación de ambas; es comprobar si basta con dichas acciones para volver a transferir por el tramo un monto no superior a su capacidad nominal, además de comprobar que en el estado final se cumple con la banda de tensiones exigida por la norma para una operación en estado de emergencia.

Para aliviar la transferencia por este tramo, es posible desprender energía generada de los dos parques presentes en la zona, puesto que la inyección se realiza en la SE Lagunillas e influye en las sobrecargas de las líneas.

Por otro lado, se planteó realizar cambios en la topología de la zona, para observar si es posible redistribuir los flujos, disminuyéndolo en las líneas de interés. Sin embargo, cuando se

realizaron las simulaciones para la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, se observó que el cambio en la topología: Apertura del interruptor del tramo Lagunillas – Quiñenco 154 kV + Apertura del transformador Coronel 154/66 kV, provocan que la central Bocamina 1 quede en isla con el sistema de transmisión de la zona de Lebu. Esto conlleva a que se produzca sobre-frecuencia en la isla, la cual, es probable que colapse, debido a la actuación los sistemas de protección.

Considerando los resultados obtenidos para este caso, este cambio de topología no resulta factible y por tanto no se contempla como una maniobra a realizar.

Escenario 2012 – Demanda Baja				
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
15°C sin sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	---	---	---
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	0,897	95,25	60,0
20°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,801	94,77	68,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	0,800	94,68	138,0
30°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,719	94,22	134,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	0,716	93,85	200,0

Tabla 6.5: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 Demanda Baja, considerando la aplicación de maniobras.

Como se observa en la Tabla 6.5, el porcentaje de carga que se obtiene post-contingencia medido a la salida de la SE Lagunillas corresponde a valores en torno al 94 %. Esto se debe, a que el tramo que presenta mayores sobrecargas corresponde al tramo Mapal – Fopaco, que es parte de la línea en estudio. La razón es que, a la transferencia por la línea, se adiciona lo generado por la Central Fopaco, la que inyecta en el punto del mismo nombre. Luego, con un valor en torno al 94%, se logra que dicho tramo transfiera a su capacidad nominal; y por tanto, todos los casos presentados constituyen casos factibles si se aplica la maniobra de desprendimiento de energía eólica.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos son factibles desde este punto de vista.

6.1.1.3.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Debido a la mayor demanda en la zona, las transferencias por la línea presentan una pequeña disminución en comparación al escenario de demanda baja. Por tanto, las limitaciones especificadas en 4.2.2.2, se cumplen. Respecto de las tensiones, se observa en el Anexo C, que las tensiones de las barras de interés se encuentran dentro de las exigencias impuestas por la normativa vigente. Por lo cual, todos los casos que fueron presentados en la Tabla 6.3 constituyen casos factibles.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

Al igual que en el caso de demanda baja, se observa que posterior a la contingencia simple en la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, las transferencias de corriente, para algunas temperaturas ambiente, superan la transferencia nominal. Luego, es necesario comprobar que la operación sea factible. Para lo cual, se comprueba mediante la curva de calentamiento si la temperatura de diseño es alcanzada, y el tiempo en que lo logra.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	---
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	---	15,45	8,08
Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	---
Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	17,92	8,90	4,87

Tabla 6.6: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.

Las maniobras para disminuir la transferencia de corriente, consideran el desplazamiento de generación eólica, un cambio en la topología o una combinación de ambas, dependiendo del nivel de sobrecarga. Al igual que para el caso anterior, se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de los [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Para aliviar la transferencia por este tramo, es posible desprender energía generada de los dos parques presentes en la zona, puesto que la inyección se realiza en la SE Lagunillas e influye en las sobrecargas de las líneas.

Al igual que en el caso de la demanda baja, el cambio de topología consistente en la Apertura del interruptor del tramo Lagunillas – Quiñenco 154 kV + Apertura del transformador Coronel 154/66 kV, no resulta factible y por tanto no se contempla como una maniobra a realizar.

Escenario 2012 – Demanda Media				
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
15°C sin sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,868	95,23	18,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,867	95,13	88,0
20°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,801	94,79	88,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,800	94,69	158,0
30°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,717	94,01	156,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV	0,731	95,87 ¹⁹	208,0

Tabla 6.7: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 Demanda Media, considerando la aplicación de maniobras.

Con un valor del porcentaje de carga en torno al 94%, se logra que el tramo Mapal – Fopaco transfiera a su capacidad nominal; y por tanto, todos los casos presentados constituyen casos factibles si se aplica la maniobra de desprendimiento de energía eólica. Excepto el Caso 1 +

¹⁹ A pesar de que se observa que el porcentaje de carga es menor al nominal, el tramo Mapal – Fopaco presenta una sobrecarga del orden del 2%. Mediante un re-despacho de unidades térmicas es posible de volver a la transferencia nominal.

Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV, en que a pesar del desprendimiento de toda la generación eólica en la zona, persiste una sobrecarga del orden del 2% en el tramo mencionado. Ante esto, se intuye que la sobrecarga es independiente de la inclusión de energía eólica en la zona; sin embargo, se ve incrementada ante la presencia de éstos.

Por tanto, para este caso se intentó aplicar una combinación de maniobras, desprendimiento de energía eólica adicionando un cambio en la topología. En este caso, se consideró la apertura del transformador Lagunillas 220/154/66 kV más el desprendimiento de energía eólica. Esto permite disminuir la sobrecarga en el tramo afectado, pero con el costo de mantener la central Bocamina 1 con una topología similar a la existente actualmente, y con la central Bocamina 2 conectada en forma radial hacia SE Charrúa. Aplicando estas maniobras, el estado final de la línea se observa en la Tabla 6.8.

Escenario 2012 – Demanda Media				
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x154 kV		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
30°C con sol	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x 220 kV + Apertura del Transformador Lagunillas 220/154/66 kV	0,190	24,962	178,0

Tabla 6.8: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 - Demanda Media, aplicando una combinación de maniobras.

Como es de suponer, la transferencia por la línea disminuye notoriamente, dado el cambio de topología que se realiza, y principalmente debido a la conexión radial de la central Bocamina 2 hacia la SE Charrúa. Con lo cual, la línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV queda al límite de su capacidad nominal.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos son factibles desde este punto de vista.

6.1.2 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x220 kV

6.1.2.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Como primer paso, se procedió a determinar los valores de transferencias de corriente nominales obtenidos mediante la curva de calentamiento, y para cada una de las temperaturas ambiente referenciales escogidas.

Temperatura	Corriente Nominal [A]
15°C sin sol	1084
20°C con sol	970
30°C con sol	866

Tabla 6.9: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV.

En la Tabla 6.9, se observa que, a medida que aumenta la temperatura ambiente la transferencia de corriente por la línea disminuye, tal como teóricamente se espera.

6.1.2.2 RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia estáticos, consideraron también la aplicación de una contingencia simple en las líneas en estudio, dado que corresponde al punto importante de analizar para esta zona. El estudio del Escenario 2012, incluye los dos niveles de demanda definidos en el Capítulo 4.

6.1.2.2.1 DEMANDA BAJA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, con un nivel de demanda baja, para ambos escenarios de generación, corresponden a los casos menos críticos en cuanto a transferencias de corriente por la línea. Exceptuando el caso en que se aplica una contingencia simple sobre la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, en que los flujos por la línea en estudio se ven aumentados, lo que se explica principalmente por la magnitud de la capacidad de dicha línea.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Tramo: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	246,2	0,615	56,7	63,4	71,0
Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	330,1	0,824	76,1	85,0	95,2
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	396,4	0,995	91,8	102,6	114,9
Caso 1	252,9	0,632	58,3	65,1	73,0
Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	350,6	0,877	80,9	90,4	101,3
Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	414,6	1,043	96,2	107,5	120,4

Tabla 6.10: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.

6.1.2.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para un nivel de demanda media, muestran un pequeño aumento en las transferencias por la línea en comparación al escenario de demanda baja.

Al aplicar una contingencia simple sobre la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, tal como se mencionó en el punto anterior, existe una disminución de la transferencia por la línea respecto del otro escenario, lo que se debe a que una mayor cantidad de la corriente circulante se redistribuye hacia la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	248,8	0,623	57,4	64,2	71,9
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	335,3	0,839	77,4	86,5	96,9
CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	367,0	0,924	85,2	95,2	106,7
Caso 1	255,5	0,639	59,0	65,9	73,8
C1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	355,8	0,891	82,2	91,9	102,9
C1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	385,3	0,97	89,5	100,0	112,1

Tabla 6.11: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.

6.1.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas y las simulaciones post-contingencia que se realizaron, con el objeto de determinar la factibilidad de los casos de estudio, dados los resultados obtenidos.

6.1.2.3.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Las tensiones, presentadas en Anexo C, están dentro de la banda impuesta por la norma técnica; por tanto, los casos de estudio son factibles desde este punto de vista. Respecto de las limitaciones especificadas en 4.2.2.2, también se observa que todos los casos las cumplen, y por tanto, desde este punto de vista también constituyen casos factibles. Luego, todos los casos presentados en Tabla 6.10 resultan factibles.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

Tal como se mencionó, al realizar las simulaciones estáticas, también se realizaron flujos estáticos aplicando la contingencia simple en las líneas en estudio, dado que es un punto importante de analizar para esta zona. Por tanto, se determinó las transferencias preliminares de corriente por la línea.

En la Tabla 6.10, se observa que, posterior a la contingencia simple en la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, las transferencias de corriente superan la transferencia nominal. Así como también, para el escenario de generación Caso 1 + contingencia simple en la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, se observa un caso en que se supera la transferencia nominal.

Para comprobar si la operación con estos casos es factible, es decir, si se respeta la temperatura de diseño del conductor, se trabajará con la curva de calentamiento del conductor, a fin de determinar si la temperatura de diseño es alcanzada. En aquellos casos en que sea alcanzada la temperatura de diseño, se determinará el tiempo en que lo logra. Dicho tiempo, se traduce como el tiempo con el que se cuenta para realizar maniobras o acciones para disminuir la transferencia de corriente por la línea.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	---
CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	26,68	10,28
Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	28,25
Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	17,13	7,88

Tabla 6.12: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.

Las maniobras para disminuir la transferencia de corriente, consideran el desplazamiento de generación eólica, un cambio en la topología o una combinación de ambas, dependiendo del nivel de sobrecarga y las características del sistema de transmisión de la zona.

Se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

El objetivo de realizar simulaciones aplicando maniobras, es comprobar si basta con dichas acciones para volver a transferir por el tramo un monto no superior a su capacidad nominal, además de comprobar las exigencias impuestas por la normativa vigente en una operación en estado de emergencia.

Tal como sucedió en el estudio de la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, el cambio de topología: Apertura del interruptor del tramo Lagunillas – Quiñenco 154 kV + Apertura del transformador Coronel 154/66 kV, resulta no factible y por tanto no se contempla como una maniobra a realizar.

Escenario 2012 – Demanda Baja				
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV		Corriente Final Post-contingencia [kA]	Porcentaje de Carga Post-contingencia [%]	Generación Eólica Desprendida [MW]
20°C con sol	CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,969	99,95	14,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,968	99,84	40,0
30°C con sol	CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,818	94,48	96,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	0,865	99,91	6,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,791	91,34	134,0

Tabla 6.13: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 Demanda Baja, considerando la aplicación de maniobras.

Como se observa en la Tabla 6.13, se debió disminuir la transferencia por la línea en estudio bajo su capacidad nominal, ante el escenario de generación Caso 1 más la contingencia en la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV. Esto implicó desprender una mayor cantidad de generación eólica; puesto que se provocó una sobrecarga en la línea Hualpén – Charrúa 220 kV.

Respecto de las tensiones en las barras de interés, se observa que éstas se encuentran dentro de la banda permitida por la norma. Por tanto, todos los casos son factibles desde este punto de vista.

6.1.2.3.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

• SIMULACIONES ESTÁTICAS PRE-CONTINGENCIA:

Se observa que las limitaciones especificadas en 4.2.2.2 se cumplen. Así también, se observa en el Anexo C, que las tensiones de las barras de interés se encuentran dentro de las exigencias impuestas por la normativa vigente. Por lo cual, todos los casos que fueron presentados en la Tabla 6.11 constituyen casos factibles.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA:

Al igual que en el caso de demanda baja, se observa que posterior a la contingencia simple en la línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, las transferencias de corriente superan la transferencia nominal, para algunas temperaturas ambiente. Luego, es necesario comprobar que la operación sea factible; lo cual se comprueba mediante la curva de calentamiento.

Así también, para el escenario de generación Caso 1 + contingencia simple en la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, se observa un caso en que se supera la transferencia nominal.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Tiempo en que el conductor alcanza la Temperatura de diseño [min]		
	15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	---
CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	16,10
Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	22,22
Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	11,22

Tabla 6.14: Tiempo en que el conductor alcanza su temperatura de diseño luego de aplicada la contingencia, Línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.

Las maniobras para disminuir la transferencia de corriente, corresponden a las mismas que se describieron para los escenarios ya analizados. Al igual que en los casos anteriores, se supondrá que el tiempo en que se desprende la generación eólica es del orden de [ms], es decir, un desprendimiento casi instantáneo.

• SIMULACIONES ESTÁTICAS POST- CONTINGENCIA + MANIOBRAS:

Para aliviar la transferencia por este tramo, se desprende la energía generada por los dos parques presentes en la zona, o parte de esta energía generada dependiendo del caso. Al igual que en el caso de la demanda baja, el cambio de topología consistente en la Apertura del interruptor del tramo Lagunillas – Quiñenco 154 kV + Apertura del transformador Coronel 154/66 kV, no resulta factible y por tanto no se contempla como una maniobra a realizar.

Se observa en la Tabla 6.15, que en los casos en que se realiza la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, considerando ambos escenarios de generación; se debe producir un desprendimiento de energía eólica mayor al contemplado en un comienzo. Esto, pues aunque la sobrecarga sobre la línea en estudio sea pequeña, las simulaciones muestran una sobrecarga en el transformador Coronel 154/69 kV y el tramo Coronel – San Pedro 66kV. Este problema implica una mayor disminución de la generación eólica hasta reducir la transferencia a un valor cercano al nominal. Aún así, ante la contingencia y un escenario de generación Caso 1, se desprende toda la generación eólica disponible y el problema persiste, lo que demuestra que dicho problema no es provocado por los parques eólicos sino por la topología de la zona sobrecargada y los consumos de elevada potencia, y probablemente, la inclusión de la energía eólica en la zona sólo incrementa el problema.

Escenario 2012 – Demanda Media				
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV		Corriente Final	Porcentaje de Carga	Generación Eólica
		Post-contingencia [kA]	Post-contingencia [%]	Desprendida [MW]
20°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	---
	CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	---	---	---
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	---	---	---
	Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,967	99,67	2,0
30°C con sol	CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	0,709	81,89	104,0
	CB + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,865	99,83	32,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	0,625	72,22	208,0
	Caso 1 + Falla Lag.-Charrúa 1x220 kV	0,863	99,63	56,0

Tabla 6.15: Resultados de simulación post-contingencia para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 Demanda Media, considerando la aplicación de maniobras.

No obstante, y a pesar del problema mencionado, se observa que las tensiones se encuentran dentro de las exigencias impuestas por la normativa; y por tanto, todos los casos presentados constituyen casos factibles al aplicar la maniobra de desprendimiento de energía eólica.

6.1.3 LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 1x220 kV

6.1.3.1 RESULTADOS CURVA DE CALENTAMIENTO

Como primer paso, se procedió a determinar los valores de transferencias de corriente nominales obtenidos mediante la curva de calentamiento, para cada una de las temperaturas ambiente referenciales escogidas.

Temperatura	Corriente Nominal [A]
15°C sin sol	1120
20°C con sol	1008
30°C con sol	911

Tabla 6.16: Corrientes Nominales para la Línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV.

En la Tabla 6.16, se observa que, a medida que aumenta la temperatura ambiente la transferencia de corriente por la línea disminuye, tal como teóricamente se espera.

6.1.3.2 RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA ESTÁTICOS

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia estáticos, consideraron también la aplicación de una contingencia simple en las líneas en estudio, dado que corresponde al punto importante de analizar para esta zona. El estudio del Escenario 2012, incluye los dos niveles de demanda definidos en el Capítulo 4.

6.1.3.2.1 DEMANDA BAJA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para la línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV, con un nivel de demanda baja, para ambos escenarios de generación, corresponden a los casos más críticos en cuanto a transferencias de corriente por la línea. No obstante, se observa que no existen transferencias por sobre la capacidad nominal, e inclusive esto se mantiene en los casos en que se aplicó contingencias simples.

Escenario 2012 – Demanda Baja					
Tramo: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	206,8	0,516	46,1	51,2	56,7
Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	228,7	0,571	51,0	56,7	62,7
Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	319,9	0,801	71,5	79,5	88,0
Caso 1	222,6	0,556	49,7	55,2	61,1
Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	248,6	0,622	55,5	61,7	68,3
Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	338,8	0,849	75,8	84,2	93,3

Tabla 6.17: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Charrúa 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Baja.

6.1.3.2.2 DEMANDA MEDIA

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas para un nivel de demanda media, muestran una disminución de las transferencias por la línea en comparación al escenario de demanda baja. Sin embargo, al igual que en el caso de demanda baja, se observa que no existen transferencias por sobre la capacidad nominal, a pesar de que en algunos casos se aplicó contingencias simples.

Escenario 2012 – Demanda Media					
Línea: Lagunillas – Hualpén 1x220 kV	Transferencia de Potencia Aparente por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Porcentaje de Carga por circuito[%]		
			15°C sin sol	20°C con sol	30°C con sol
Caso Base	164,1	0,411	36,7	40,7	45,1
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	187,5	0,470	41,9	46,6	51,6
CB + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	278,7	0,699	62,4	69,3	76,8
Caso 1	180,1	0,451	40,2	44,7	49,5
C1 + Falla Lag.-Hualpén 1x154 kV	207,6	0,520	46,4	51,6	57,1
C1 + Falla Lag.-Hualpén 1x220 kV	297,7	0,747	66,7	74,1	82,0

Tabla 6.18: Resultados de flujos de potencia estáticos para línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 - Demanda Media.

Por tanto, al no registrarse transferencias mayores a la nominal en ningún caso, esta línea no constituye una limitante a la incorporación de los generadores eólicos proyectados; inclusive al aplicarse contingencias simples en el sistema.

6.2 SIMULACIONES DINÁMICAS

Las simulaciones dinámicas se realizan con el fin de comprobar, en primer lugar, que las contingencias que se plantearon permiten una operación estable para el sistema y que por ende, se cumplen los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa. Por otro lado, comprobar que ante la contingencia y la maniobra de desconexión de generación eólica se obtiene una operación estable, de acuerdo con los parámetros que se mencionaron. Es importante mencionar que, para el Escenario 2012, considerando ambos niveles de demanda, se comprobó la operación estable a la cual se hace mención.

En los casos en que se realiza maniobra de desprendimiento de energía eólica, se crea un parque eólico auxiliar, de tal manera que sólo se desconecta este parque. Su valor se va modificando de acuerdo con los requerimientos de cada simulación. Sin embargo, la capacidad nominal del parque eólico auxiliar, más los dos parques eólicos existentes en la zona, deben corresponder al mismo valor inicial de 208 [MW].

A continuación se exponen los resultados obtenidos para las líneas en estudio. Durante la presentación de resultados de las simulaciones dinámicas, sólo se hará referencia al valor del factor de amortiguamiento. Respecto de los estándares exigidos por la norma para la tensión y ángulo del rotor de generadores, en todos los casos a presentar se cumplen las exigencias impuestas por la normativa. (Ver detalles en Anexo G)

6.2.1 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x154 kV

En primer lugar se comprueba el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión y ángulo del rotor de generadores. Una vez que se observa que estos cumplen con lo impuesto por la norma, se procedió a calcular los factores de amortiguamiento para verificar que se cumple lo exigido por la norma en cuanto a oscilaciones de potencia activa.

6.2.1.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

Es necesario recordar que, para el escenario de Demanda Baja, se estudiaron las dos contingencias que se mencionan en la tabla. Sólo para el caso de la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV se aplicaron maniobras de desconexión de generación eólica, dado que, para ese caso, se superó la corriente nominal en la línea en estudio.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Contingencia Estudiada	Potencia Circulante por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Factor de Amortiguamiento (ζ)
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x220 kV	141,050	0,508	20,62
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x220 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	141,052	0,508	13,04
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV	141,050	0,508	12,20

Tabla 6.19: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

6.2.1.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

Al igual que en el escenario de Demanda Baja, se estudiaron las dos contingencias que se mencionan en la tabla. Sólo para el caso de la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV se aplicaron maniobras de desconexión de generación eólica, dado que, para ese caso, se superó la corriente nominal en la línea en estudio.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Contingencia Estudiada	Potencia Circulante por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Factor de Amortiguamiento (ζ)
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x220 kV	145,80	0,527	12,33
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x220 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	145,78	0,528	13,98
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x 220 kV + Desprendimiento de Generación Eólica + Apertura del Transformador Lagunillas 220/154/66 kV	145,78	0,528	7,72
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV	145,80	0,527	12,28

Tabla 6.20: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

6.2.2 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x220 kV

En primer lugar, como se mencionó, se comprueba el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores. Cuando se evidencia que éstos cumplen con lo impuesto por la norma, se procede a calcular los factores de amortiguamiento para verificar que se cumple lo exigido por la norma en cuanto a oscilaciones de potencia activa.

6.2.2.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

Es necesario recordar que, para el escenario de Demanda Baja, se estudiaron las dos contingencias que se mencionan en la tabla. En ambos casos, se aplicaron maniobras de desconexión de generación eólica, puesto que existen casos en que se superó la corriente nominal en la línea en estudio.

Escenario 2012 – Demanda Baja			
Contingencia Estudiada	Potencia Circulante por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Factor de Amortiguamiento (ζ)
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x154 kV	252,94	0,631	15,52
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x154 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	252,94	0,631	17,14
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV	252,94	0,631	11,27
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	252,95	0,631	17,92

Tabla 6.21: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

6.2.2.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

Al igual que en el escenario de Demanda Baja, se estudiaron las dos contingencias que se mencionan en la tabla. En ambos casos, se aplicaron maniobras de desconexión de generación eólica, dado que existen casos en que se superó la corriente nominal en la línea en estudio.

Escenario 2012 – Demanda Media			
Contingencia Estudiada	Potencia Circulante por circuito [MVA]	Corriente Circulante por circuito [kA]	Factor de Amortiguamiento (ζ)
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x154 kV	255,49	0,640	16,74
Falla en línea Lag.- Hualpén 1x154 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	255,49	0,640	15,66
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV	255,47	0,640	14,68
Falla en línea Lag.- Charrúa 1x220 kV + Desprendimiento de Generación Eólica.	255,47	0,640	17,31

Tabla 6.22: Resultados de Simulaciones Dinámicas, para la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.1 ZONA NORTE

La evaluación económica se realiza en base a simulaciones del software PLP, con un horizonte de 2 años en el caso de la evaluación del Escenario 2010 y un horizonte de 5 años para la simulación del Escenario 2012. Estos horizontes consideran un número de hidrologías a simular (49) y un número de etapas, de duración en horas, definidas previamente.

En un comienzo, se planteó utilizar los límites obtenidos mediante las simulaciones estáticas y dinámicas directamente en el software; sin embargo, dada la pequeña diferencia entre los límites a utilizar, al aplicar la maniobra de desconexión de generación eólica y al no aplicarla, las diferencias de costos entre ambas operaciones probablemente serían del orden del error del programa, por lo cual se decidió abordar una estrategia distinta.

7.1.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

En primer lugar, se analizaron preliminarmente los resultados de una simulación base, obtenidos en Excel, notando que las transferencias por las líneas de interés eran mucho menores que lo esperado; e inclusive en muchos casos se presentaban transferencias en el sentido contrario, es decir, flujos hacia el norte del SIC. También, se observó que la generación proveniente de fuente eólica correspondía a un monto bajo; dado que las simulaciones en el PLP representan escenarios en el largo plazo; por lo que el software utiliza un factor de planta de aproximadamente 30% para los parques eólicos.

Es por esta razón, y dado que en el desarrollo de este trabajo se ha considerado el peor caso para el sistema de transmisión, el cual implica generación eólica al 100% de la capacidad; es que se decidió aumentar el perfil de generación de los parques eólicos de acuerdo con una curva de viento, utilizado por la CNE para el cálculo del precio nudo.

A pesar de aumentar la generación proveniente de fuente eólica, los casos en los que se observan transferencias sobre los 200 MW por la línea son sólo unos pocos. Por lo que, en promedio, las transferencias por las líneas resultaban mucho menores. Ante esto, se procedió a aumentar la generación de las centrales ubicadas en la zona norte, cuya energía se inyecta en la SE Pan de Azúcar, sumando dicho monto a las transferencias iniciales por las líneas; pero cuidando no sobrepasar las transferencias máximas definidas en el programa. El objetivo es simular distintos escenarios de generación, tal como se hizo previamente en las simulaciones en DigSilent®.

Línea de Transmisión	Transferencia Máxima [MW]
Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV	274,0
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV	274,0
Los Vilos – Nogales 2x220 kV	320,0
Nogales – Quillota 2x220 kV	320,0

Tabla 7.1: Transferencias máximas definidas en el PLP, para las líneas de transmisión en estudio.

Por tanto, deberá verificarse para cada etapa y para cada hidrología que, al adicionar montos de generación provenientes de centrales de la zona norte, las transferencias respeten estos límites, de tal manera que constituyan casos factibles. Los montos de generación dependen de la cantidad disponible de cada generador, y obviamente el ingreso de estos montos sigue el orden de mérito, el cual también se encuentra definido en el programa.

Central	Costo Variable [US\$ / MWh]	Potencia Neta Mínima [MW]	Potencia Neta Máxima [MW]
Guacolda_3	31,40	0,0	134,2
Guacolda_4	31,58	0,0	136,2
Guacolda_1	40,69	69,0	139,9
Guacolda_2	40,69	69,0	139,9
Taltal_1 ²⁰	118,17	0,0	117,2
Taltal_2	118,17	0,0	115,4
Cenizas	139,66	0,0	13,7
Termopacífico	192,50	0,0	76,6
El Peñón	201,50	0,0	79,3
TG Espinos	205,60	0,0	115,9
Olivos	207,80	0,0	94,1
Taltal_1_Die	208,23	0,0	104,5
Taltal_2_Die	208,23	0,0	104,5
Tamarilla	215,66	0,0	144,7
Emelda_U1	245,28	0,0	31,4
Vallenar	247,56	0,0	6,8
D. Almagro	272,01	0,0	21,9
Huasco TG	278,59	0,0	37,1
Sanlorenzo_U1	287,60	0,0	27,9
Emelda_U2	303,09	0,0	33,9
El Salvador	306,16	0,0	22,6

Tabla 7.2: Centrales de zona norte, costos variables y potencias netas definidas en el PLP.

De acuerdo con la Tabla 7.2, el primer paso es verificar que las distintas unidades de la Central Guacolda generen la máxima potencia en todas las etapas, excepto en aquellas etapas en que se considera que las unidades estarán en mantenimiento. Para dichas etapas, se decidió no aumentar la generación, para tener representados todos los escenarios posibles.

Por tanto, en primer lugar se verificará la generación de las unidades de la Central Guacolda, y luego se adicionarán las centrales Cenizas, Termopacífico, El Peñón y Taltal U1, esta última utilizando Diesel; de manera de constituir distintos escenarios de generación.

Respecto de la central hidroeléctrica Los Molles, se consideró aumentar la generación entregada por esta central, pero no en todo momento; sino que sólo en los bloques de punta, los que se encuentran definidos para cada simulación.

²⁰ Tanto la Central Taltal 1 como la central Taltal 2, no pueden generar a esos precios dado que no cuentan con el gas para hacerlo. Por tanto, se considerará que sólo disponen de Diesel, por lo que se deben considerar los costos variables y potencias netas asociadas a esas condiciones.

Una vez adicionados los distintos montos de generación, para los diferentes escenarios de generación, el objetivo es identificar las transferencias y compararlas con los límites obtenidos previamente mediante las simulaciones estáticas y dinámicas.

Se cuantifican los excesos de transferencia por sobre los límites determinados, tanto para el caso en que se aplica la maniobra de desconexión de generación eólica, como en aquel en que no se aplican maniobras. Suponiendo que la Figura 7.1, representa una versión simplificada del sistema estudiado, el exceso de transferencia por la línea implica una disminución de generación en el norte (ΔG_1), para respetar el límite impuesto a la línea; y por otro lado, sustituirla por generación en el sur (ΔG_2) para mantener el equilibrio en el sistema.

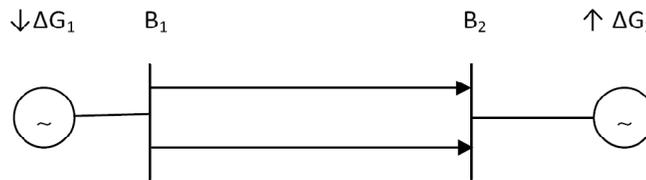


Figura 7.1: Esquema que ejemplifica procedimiento a realizar.

El disminuir generación en la zona norte del sistema, aguas arriba de la barra B_1 , implica un costo que se denominará Costo de Bajar Generación ($C_{\text{osto}} \Delta G_1$). Dicho costo depende del monto de generación a disminuir, del costo variable de la central que provoca el exceso de transferencia, y que por ende debe disminuir su generación, y de la cantidad de horas que dura la etapa en que se produce el exceso de transferencia.

Mientras que el costo de sustituir la generación en la zona sur del sistema, aguas abajo de la barra B_2 , implica un costo que se denominará Costo de Subir Generación ($C_{\text{osto}} \Delta G_2$). Dicho costo, no tan sólo depende del monto de generación que se debe aumentar, sino que también del costo variable de la central que generará dicho monto, y de la cantidad de horas de la etapa en que se presente dicha condición. Para este caso, las centrales ubicadas aguas abajo de la barra B_2 , aportarán al monto de generación ΔG_2 , de acuerdo con su capacidad, y siguiendo el orden de mérito. Esto implica, que una vez que se alcanza el límite máximo a generar por una central, se debe comprobar si ΔG_2 fue cubierto, en caso de existir un déficit de generación, éste debe ser cubierto por la central siguiente en el orden de mérito.

Central	Costo Variable [US\$ / MWh]	Potencia Neta Mínima [MW]	Potencia Neta Máxima [MW]
Laguna verde_TG	208,53	0,0	17,1
Los vientos_TG	214,11	0,0	129,2
Santa Lidia_TG	214,31	0,0	134,8
Candelaria_B1_Die	219,90	0,0	122,1
Candelaria_B2_Die	219,90	0,0	125,3
Nehuenco_9b_B	222,40	0,0	82,8

Tabla 7.3: Centrales ubicadas aguas abajo de SE Quillota, a utilizar para cubrir ΔG_2 .

Estos costos se calcularán por etapa, para los 5 años hidrológicos más secos. Se escogió cuantificar el costo para las hidrológicas secas, puesto que en estos casos es más probable que se

dé un despacho de las características explicadas a lo largo del capítulo. El costo por etapa se determina calculando la diferencia entre el Costo de Subir Generación ($C_{\text{osto } \Delta G_2}$) y el Costo de Bajar Generación ($C_{\text{osto } \Delta G_1}$).

$$\text{Costo etapa} = \text{Costo } \Delta G_2 - \text{Costo } \Delta G_1$$

	N° de Hidrología en PLP	Año Hidrológico
1	39	98-99
2	9	68-69
3	37	96-97
4	3	62-63
5	48	07-08

Tabla 7.4: Ranking de Hidrologías Secas, que se utilizarán en el estudio.

Sumando los costos por etapa para un año hidrológico, se obtiene un costo anual de aplicar los límites determinados, para cada una de estas hidrologías (CH_i) con i : año hidrológico.

Con estos valores es posible calcular un costo global esperado para el sistema, como la suma de los costos para las hidrologías más secas, dividido por el total de hidrologías.

$$\text{Costo Global Esperado} = \frac{CH_{39} + CH_9 + CH_{37} + CH_3 + CH_{48}}{49}$$

7.1.2 ESCENARIO 2010

Para el escenario 2010, tal como fue mencionado se utilizó los resultados de una simulación desarrollada en el software PLP, con un horizonte de 2 años. Dicha simulación consta de 5 bloques semanales para el primer mes de simulación y 3 bloques semanales para los meses restantes, cada bloque constituye una etapa, totalizando 215 etapas en el período de dos años.

Sin embargo, se realizará una evaluación anual de los costos, por tanto se considerará el año hidrológico que comienza en Abril de 2011 y finaliza en Marzo de 2012. Para ello, se verificó en el escenario que las obras incluidas correspondiesen a las presentes actualmente en el SIC y que además la demanda correspondiese a la demanda prevista para el Escenario 2010, la cual fue especificada en el Capítulo 4.

Se definieron tres escenarios de generación distintos, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas en estudio, pero verificando que se respeten los límites de las líneas, definidos por la simulación en PLP.

Escenarios de Generación	Central
Escenario 1	Hasta la Inclusión de Central Termopacífico
Escenario 2	Hasta la Inclusión de Central El Peñón
Escenario 3	Hasta la Inclusión de Central Taltal_1_Die

Tabla 7.5: Escenarios de Generación en que se observa diferencias entre las transferencias por la línea y los límites impuestos.

No obstante, las transferencias obtenidas deben ser comparadas con los límites de transferencia obtenidos mediante las simulaciones realizadas en DigSilent®, tanto para el caso en que se aplica maniobra como aquel en que no se aplica. De esta manera se calcula el monto de generación ΔG_1 , a disminuir para respetar los límites a aplicar.

Tramos en estudio	Escenario 2010 (Sin Maniobra)		Escenario 2010 (Con Maniobra)	
	Limite por circuito [MW]	Limite por línea [MW]	Limite por circuito [MW]	Limite por línea [MW]
Monte Redondo – Las Palmas	118,0	236,0	127,4	254,7
Las Palmas – Los Vilos	129,5	259,0	149,7	299,4
Los Vilos – Nogales	139,6	279,1	152,0	304,1
Nogales - Quillota	155,1	310,2	165,5	330,9

Tabla 7.6: Límites obtenidos mediante simulaciones en DigSilent, que serán aplicados a las líneas en análisis de simulación base.

Tal como se observa en la Tabla 7.6, los límites de la línea para el caso sin maniobra resultan menores que los aplicados por el software PLP.

Sin embargo, para el caso en que se aplica maniobra, los límites obtenidos mediante DigSilent® resultan mayores en comparación a los definidos en la simulación de PLP, para las líneas Las Palmas – Los Vilos y Nogales – Quillota. En estos casos, no será necesario disminuir generación para respetar el límite, puesto que las transferencias se mantienen por debajo de los límites expuestos en Tabla 7.6.

Al momento de verificar que las transferencias fuesen menores que los límites definidos en el PLP, en algunos casos fue necesario disminuir la generación para respetar el límite impuesto. Claramente, esa disminución no es igual para todas las etapas ni para todas las hidrologías, por lo que se debió variar la generación por etapa para que no sobrepasar los límites definidos por el PLP.

7.1.2.1 COSTOS OBTENIDOS: LÍMITES DE TRANSMISIÓN SIN MANIOBRAS

Siguiendo el procedimiento definido en 7.1.1, se determinaron los costos de aplicar los límites de transmisión. Tal como se observa en la Tabla 7.7, para la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, la aplicación de los límites sin realización de maniobras no tiene costo monetario. Esto pues, las transferencias por la línea resultan siempre menores que los límites obtenidos por simulaciones en DigSilent®. Sin embargo, en el caso de la línea Las Palmas – Los Vilos, ya existen costos asociados, dado que además de la transferencia proveniente de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, se suma la inyección de los parques eólicos en la SE Las Palmas, por lo que las transferencias se ven aumentadas.

Cabe mencionar que se presentará el sobre costo anual, obtenido de aplicar el límite de transferencia, para cada línea en estudio y cada uno de los escenarios definidos en la Tabla 7.5.

Línea Pan de Azúcar – Las Palmas			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Sin Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	0	0	0
2	9	68-69	0	0	0
3	37	96-97	0	0	0
4	3	62-63	0	0	0
5	48	07-08	0	0	0

Tabla 7.7: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Línea Las Palmas – Los Vilos			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Sin Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	0	188.406,9	192.828,0
2	9	68-69	0	25.589,7	36.880,2
3	37	96-97	0	16.256,2	27.932,7
4	3	62-63	0	11.956,8	23.829,9
5	48	07-08	0	66.525,3	76.109,6

Tabla 7.8: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Las Palmas – Los Vilos, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Línea Los Vilos - Nogales			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Sin Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	399.564,6	1.599.565,2	2.056.167,5
2	9	68-69	194.858,3	944.844,9	1.601.001,2
3	37	96-97	132.010,1	721.699,6	1.419.442,1
4	3	62-63	189.556,9	880.843,9	1.552.924,9
5	48	07-08	435.289,2	1.619.222,1	2.074.983,8

Tabla 7.9: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Los Vilos - Nogales, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Línea Nogales - Quillota			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Sin Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	0	68.232,5	77.437,0
2	9	68-69	0	0	12.001,4
3	37	96-97	0	0	12.057,8
4	3	62-63	0	0	12.023,6
5	48	07-08	0	46.013,0	56.240,3

Tabla 7.10: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Sin Maniobra sobre la línea Nogales – Quillota, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Como lógicamente se espera, se observa en las tablas que a medida que el escenario de generación se hace más exigente en cuanto a transferencias por la línea, los Sobre-costos aumentan.

7.1.2.2 COSTOS OBTENIDOS: LÍMITES DE TRANSMISIÓN CON MANIOBRAS

Siguiendo el procedimiento definido en 7.1.1, se determinaron los costos de aplicar los límites de transmisión. Tal como se observa en la Tabla 7.11, para la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, nuevamente la aplicación de los límites no tiene costo monetario asociado. Esto pues, nuevamente las transferencias por la línea resultan menores que los límites obtenidos por simulaciones en DigSilent®.

Línea Pan de Azúcar – Las Palmas			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Con Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	0	0	0
2	9	68-69	0	0	0
3	37	96-97	0	0	0
4	3	62-63	0	0	0
5	48	07-08	0	0	0

Tabla 7.11: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Con Maniobra sobre la línea Pan de Azúcar – Las Palmas, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Para los casos de la línea Las Palmas – Los Vilos y Nogales – Quillota, como se mencionó, los límites obtenidos mediante DigSilent® resultan mayores en comparación a los definidos en la simulación de PLP. Por esta razón, no existen costos asociados a la aplicación del límite.

Por tanto, el único caso para el que se obtienen costos asociados a la aplicación del límite de transferencia es para la línea Los Vilos – Nogales.

Línea Los Vilos - Nogales			Sobre-Costo Anual Al aplicar Límites Con Maniobra [US\$]		
Orden de Hidrologías Secas	Nº de Hidrología en PLP	Año Hidrológico	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
1	39	98-99	11.264,4	173.712,0	192.473,8
2	9	68-69	0	46.896,0	69.814,0
3	37	96-97	0	17.048,2	41.134,2
4	3	62-63	0	31.125,7	54.681,0
5	48	07-08	37.235,8	198.628,1	217.144,2

Tabla 7.12: Sobre-Costo Anual resultante de aplicar límites Con Maniobra sobre la línea Los Vilos - Nogales, para las hidrologías más secas y considerando los tres escenarios de generación distintos.

Como es de suponer, y dado que en el caso en que se considera maniobras los límites de transferencia resultan mucho más altos, los Sobre-costos disminuyen notoriamente en comparación a los resultados presentados en 7.1.2.1.

7.1.2.3 COSTOS GLOBALES ESPERADOS

Se calculan los costos globales esperados para los dos casos presentados, es decir, para aquel en que se evaluó la aplicación del límite que no considera maniobras y aquel que si las

considera. Estos costos, serán presentados para cada línea, y el objetivo es comparar ambos valores a fin de identificar si el valor resultante es comparable a la instalación de un automatismo.

Líneas en Estudio	Costo Anual Esperado Al aplicar Límites Sin Maniobra [US\$]		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV	0	0	0
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV	0	6.300,7	7.297,6
Los Vilos – Nogales 2x220 kV	27.577,1	117.677,1	177.643,3
Nogales – Quillota 2x220 kV	0	2.331,5	3.464,5

Tabla 7.13: Costo Anual Esperado resultante de aplicar límites Sin Maniobra, considerando los tres escenarios de generación definidos.

Líneas en Estudio	Costo Anual Esperado Al aplicar Límites Con Maniobra [US\$]		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Pan de Azúcar – Las Palmas 2x220 kV	0	0	0
Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV	0	0	0
Los Vilos – Nogales 2x220 kV	989,8	9.539	11.739,7
Nogales – Quillota 2x220 kV	0	0	0

Tabla 7.14: Costo Anual Esperado resultante de aplicar límites Con Maniobra, considerando los tres escenarios de generación definidos.

Observando los resultados de Tabla 7.13 y Tabla 7.14, es posible inferir que la diferencia que se observa entre los costos anuales esperados resulta mayor que lo que se podría llegar a pagar por la instalación de un automatismo (Costos del orden de US\$ 50.000).

Por lo cual, si se llegasen a producir estos escenarios, resultaría mucho más conveniente para el sistema contar con el automatismo que asumir los sobre-costos que dicha operación implicaría.

7.1.3 ESCENARIO 2012

Para el escenario 2012, tal como fue mencionado se utilizó los resultados de una simulación desarrollada en el software PLP, con un horizonte de 5 años. Dicha simulación consta de 3 bloques mensuales, cada bloque constituye una etapa, totalizando 321 etapas en el período de dos años. Sin embargo, se realizará una evaluación anual de los costos, por tanto se considerará el año hidrológico que comienza en Abril de 2012 y finaliza en Marzo de 2013. Para ello, se verificó en el escenario que las obras incluidas correspondiesen a las presentes actualmente en el SIC, y aquellas proyectadas para esa fecha. Además, se verificó que la demanda fuese un valor similar a la demanda prevista para el Escenario 2012, la cual fue especificada en el Capítulo 4.

Se definieron dos escenarios de generación distintos, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas en estudio, pero verificando que se respeten los límites de las líneas, definidos por la simulación en PLP.

Escenarios de Generación	Central
Escenario 1	Hasta la Inclusión de Central Termopacifico
Escenario 2	Hasta la Inclusión de Central El Peñón

Tabla 7.15: Escenarios de Generación en que se observa diferencias entre las transferencias por la línea y los límites impuestos.

No obstante, las transferencias obtenidas deben ser comparadas con los límites de transferencia obtenidos mediante las simulaciones realizadas en DigSilent®, tanto para el caso en que se aplica maniobra como aquel en que no se aplica. De esta manera se calcula el monto de generación ΔG_1 , a disminuir para respetar los límites a aplicar.

Tramos en estudio	Escenario 2010 (Sin Maniobra)		Escenario 2010 (Con Maniobra)	
	Limite por circuito [MW]	Limite por línea [MW]	Limite por circuito [MW]	Limite por línea [MW]
Arrayán – Las Palmas	126,6	253,1	146,3	292,7
Las Palmas – Los Vilos	191,5	383,1	201,6	403,3
Los Vilos – Nogales	181,4	362,9	200,8	401,5

Tabla 7.16: Límites obtenidos mediante simulaciones en DigSilent, que serán aplicados a las líneas en análisis de simulación base.

Tal como se observa en la Tabla 7.16, el límite del tramo Arrayán – Las Palmas, para el caso sin maniobra resulta menor que el utilizado por el software PLP. Por lo cual, constituye el único caso a estudiar. Sin embargo, cuando se realizó el estudio de la línea para este escenario se observó que al someter la línea a distintos escenarios de generación, cada vez más exigentes, los flujos por línea resultan por debajo del límite expuesto en la Tabla 7.16, y más aún sucede que el tramo Las Palmas – Los Vilos llega a su transferencia máxima, por lo tanto limita la transferencia desde el norte. Esto pues, a la transferencia por la línea Pan de Azúcar – Las Palmas se adiciona la inyección de los parques eólicos en la SE Las Palmas.

Por otra parte, para el caso en que se aplica maniobra, los límites obtenidos mediante DigSilent® resultan mayores en comparación a los definidos en la simulación de PLP, para las líneas Las Palmas – Los Vilos y Los Vilos - Nogales. En estos casos, no será necesario disminuir generación para respetar el límite, puesto que las transferencias se mantienen por debajo de los límites expuestos en la Tabla 7.16.

Respecto de la línea Nogales – Quillota, no es necesario estudiar esta línea en este escenario, puesto que dada la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, los problemas de limitación de la línea se ven resueltos.

7.2 ZONA SUR

La evaluación económica para esta zona se realiza bajo el mismo concepto utilizado para la zona norte; sin embargo, el procedimiento utilizado resulta distinto.

Esto pues, las simulaciones estáticas realizadas en DigSilent® entregan una aproximación de cómo se distribuyen los flujos y montos de transferencias por las líneas en estudio. Mientras que las simulaciones dinámicas tienen como objetivo principal comprobar la estabilidad de los escenarios definidos y verificar el cumplimiento de la normativa vigente para los distintos casos evaluados. Por tanto, las simulaciones no buscan determinar límites de transferencias máximas por las líneas, por lo cual no es posible identificar un límite encontrado.

Otro aspecto importante a considerar, es que no existe más generación que pueda ser inyectada en la zona de estudio y que por tanto, afecte directamente a las transferencias de líneas en estudio; razón por la cual, tiene aún más sentido la hipótesis de que no se busca determinar un límite.

7.2.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

En primer lugar, se definió que se utilizarían los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas pre y post-contingencia realizadas en DigSilent®. En estas simulaciones, se determinó una condición de operación normal y posteriormente, cuando se simuló la contingencia, se determinó el monto de generación eólica a desprender para cada caso. Por lo cual, la operación segura del sistema de transmisión en la zona se logra disminuyendo ese monto de generación.

La valoración de la disminución del monto de generación se realiza utilizando un razonamiento similar al utilizado en la zona norte. Sólo que, dada la topología del sistema de transmisión en esta zona, el exceso de transferencia por las líneas en estudio implica una disminución de la generación inyectada en la SE Lagunillas. El costo que se asignará a este monto desprendido, corresponde al costo variable de la central térmica Bocamina 2, ya que es la de mayor costo e inyecta la energía generada en la SE Lagunillas, y debería ser la central cuya generación se reduzca en los casos de alta disponibilidad eólica. Sin embargo, dadas sus características técnicas, se opta por mantener en su nivel máximo ante contingencias.

El costo variable de operación de esta central se obtuvo de la simulación realizada en el PLP para la zona norte.

Central	Costo Variable [US\$ / MWh]	Potencia Neta Mínima [MW]	Potencia Neta Máxima [MW]
Bocamina 2	64,29	0,0	334,8

Tabla 7.17: Central Bocamina 2, Costo Variable y Potencia Neta definidas en el PLP.

Por otra parte, y como se disminuye un monto de generación, se debe calcular el costo de que la generación desprendida sea generada por otra central del sistema, que se valorizará al Costo Marginal en la Barra Lagunillas 220 kV. Este costo marginal se obtuvo de la simulación PLP de horizonte de 5 años para cada escenario de generación definido; se calculó un promedio del costo marginal de aquellos casos en que se presentaban dichos escenarios de generación.

Escenarios de Generación	Costo Marginal en Barra Lagunillas 220 kV [US\$ / MWh]
Caso Base	88,66
Caso 1	215,545

Tabla 7.18: Costos Marginales en Barra Lagunillas 220 kV obtenidos de simulación en PLP.

Tal como se realizó en las simulaciones estáticas en DigSilent®, se decidió estudiar los dos escenarios de generación definidos. El objetivo será determinar un costo anual de la medida de desconexión de generación eólica, para lo cual se hace necesario definir los periodos a evaluar y las distintas demandas a utilizar, puesto que en este caso no se cuenta con etapas definidas como en el caso de la zona norte.

Meses	Día Normal		
	0:00 – 9:00 hrs.	9:00 – 18:00 hrs.	18:00 – 24:00 hrs.
Abril – Noviembre	Dda. Baja 15°C sin sol	Dda. Media 20° C con sol	Dda. Media 15° C sin sol
Dic - Marzo	Dda. Baja 15°C sin sol	Dda. Media 30° C con sol	Dda. Media 20° C con sol

Tabla 7.19: Etapas definidas para evaluación de costos, Zona Sur.

La definición de las etapas descritas en Tabla 7.19, permite elaborar un día promedio de un mes, con tres bloques de demanda. Para cada uno de estos bloques se determinó la generación eólica a disminuir, durante la realización de las simulaciones estáticas en DigSilent.

Sin embargo, se sabe que las condiciones estudiadas en esta memoria no ocurren durante todo el año, sino que sólo bajo una alta generación eólica en la zona combinada con la presencia de los escenarios de generación definidos. Es por esto que se decidió calcular las probabilidades de que estas condiciones se den, es decir, calcular la probabilidad de que el parque eólico tenga un alto nivel de generación y por otro lado, calcular la probabilidad de que los escenarios de generación se presenten.

Por ello, utilizando un perfil de energía generada del parque eólico Cristoro, PMGD ubicado en la zona de Lebu, se determinaron probabilidades de que los parques eólicos proyectados en la zona, se encuentre sobre un cierto nivel de generación para cada bloque horario y mes definidos.

Por otro lado, en el caso de los escenarios de generación, mediante la simulación PLP con horizonte de 5 años, se determinó la probabilidad de que se presenten los escenarios de generación definidos.

Escenarios de Generación	Probabilidad de que se presenten los escenarios de generación.
Probabilidad (Caso Base)	0,4250
Probabilidad (Caso 1)	0,0011

Tabla 7.20: Probabilidad de que se presenten los escenarios de generación, calculadas mediante simulación en PLP.

	Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 80% de su capacidad		
	Bloques Horarios		
	0:00 - 09:00	09:00 - 18:00	18:00 - 24:00
Meses			
Diciembre	0	0,0251	0,0148
Enero	0,0161	0,043	0,082
Febrero	0,0179	0,0565	0,058
Marzo	0	0,0027	0
Abril	0,0185	0,0444	0,0306
Mayo	0,0134	0,0305	0,0363
Junio	0,0139	0,0417	0,0319
Julio	0,0376	0,0484	0,0551
Agosto	0,0314	0,1022	0,0645
Septiembre	0	0,0278	0,0153
Octubre	0	0	0,0013
Noviembre	0,0011	0	0

Tabla 7.21: Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 80% de su capacidad.

	Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 90% de su capacidad		
	Bloques Horarios		
	0:00 - 09:00	09:00 - 18:00	18:00 - 24:00
Meses			
Diciembre	0	0	0,004
Enero	0,009	0,0018	0,0188
Febrero	0,005	0,004	0,0074
Marzo	0	0	0
Abril	0,0111	0,0139	0,097
Mayo	0,0072	0,0036	0,0121
Junio	0,0102	0,0185	0,0125
Julio	0,0054	0,0116	0,0161
Agosto	0,0027	0,052	0,0269
Septiembre	0	0,0074	0,0014
Octubre	0	0	0
Noviembre	0	0	0

Tabla 7.22: Probabilidad de que parque eólico genere sobre el 90% de su capacidad.

Con estos datos es posible determinar los costos asociados, el costo de limitar la generación de la Central Bocamina 2 está dado por:

$$\text{Costo limitar Boc2}_{\text{bloque}}: \Delta G_{\text{bloque}} \cdot CV_{\text{Boc 2}} \cdot \Delta t_{\text{bloque}} \cdot \text{prob}(\text{eólico}) \cdot \text{prob}(\text{Esc. Gen.})$$

En que:

ΔG_{bloque} : Generación desprendida en el bloque

$CV_{\text{Boc 2}}$: Costo Variable de Bocamina 2

Δt_{bloque} : Duración en horas del bloque

$\text{prob}(\text{eólico})$: Probabilidad de que generación del parque se encuentre sobre cierto valor

$\text{prob}(\text{Esc. Gen.})$: Probabilidad de que se presente el escenario de generación

Luego el costo mensual de limitar la central Bocamina 2 corresponde a:

$$\text{Costo mensual limitar Boc2: } 30 \cdot \left(\sum_{\text{bloque}=1}^3 \text{Costo limitar Boc2}_{\text{bloque}} \right)$$

Por otra parte, el costo de generar el monto desprendido con otra central del sistema, está dado por:

$$\text{Costo generar } \Delta G \text{ en el sistema}_{\text{bloque}}: \Delta G_{\text{bloque}} \cdot CMg_{\text{barra}} \cdot \Delta t_{\text{bloque}} \cdot \text{prob}(\text{eólico}) \cdot \text{prob}(\text{Esc. Gen.})$$

El costo mensual, al igual que en el caso anterior se multiplica por 30 días. Por tanto el Costo Anual:

$$\text{Costo Anual} = \sum_{\text{meses}} (\text{Costo generar } \Delta G \text{ en el sistema}_{\text{bloque}} - \text{Costo mensual limitar Boc2})$$

7.2.2 COSTOS ANUALES OBTENIDOS: LÍNEA LAGUNILLAS - HUALPÉN 1x154 kV

Se calculan los costos anuales resultantes del estudio de la línea Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, que consideran el desprendimiento de generación eólica ante la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV. Se determinaron los costos para los dos casos escenarios de generación definidos, y considerando las probabilidades de que los eólicos se encuentren sobre el 80% y sobre el 90% de capacidad del parque eólico. El objetivo es identificar si los costos resultantes son comparables con la instalación de un automatismo.

Línea Lagunillas – Hualpén 154 kV		Costo Anual [US\$]
Escenario de Generación		
Caso Base	– prob. 80%	161.412,6
Caso 1	– prob. 80%	4.793,1
Caso Base	– prob. 90%	39.386,8
Caso 1	– prob. 90%	2.025,1

Tabla 7.23: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.

Este costo determinado es el costo del beneficio de operar con un ΔG adicional durante todo el año, versus la operación restringida ante la condición de falla. Los valores obtenidos en el

caso de considerar una probabilidad de que el parque eólico se encuentre generando sobre el 80% de su capacidad dan cuenta de que es posible pagar un automatismo que permita disminuir la generación. Por otro lado, los costos anuales presentados corresponden al valor máximo de disponibilidad a pagar del sistema hacia los generadores eólicos, en caso de tomarse en cuenta la recomendación de que sean los eólicos quienes disminuyan su generación, y no las centrales térmicas de la zona.

7.2.3 COSTOS ANUALES OBTENIDOS: LÍNEA LAGUNILLAS - HUALPÉN 1x 220 kV

Los costos anuales resultantes del estudio de la línea Lagunillas – Hualpén 1x220 kV, consideran el desprendimiento de generación eólica ante la contingencia en la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV y Lagunillas – Charrúa 220 kV.

Se determinaron los costos para los dos casos escenarios de generación definidos, y considerando las probabilidades de que los eólicos se encuentren sobre el 80% y sobre el 90% de capacidad del parque eólico. El objetivo es identificar si los costos resultantes son comparables con la instalación de un automatismo.

Línea Lagunillas – Hualpén 220 Kv + falla línea Lagunillas – Hualpén 154 kV	Costo Anual [US\$]
Escenario de Generación	
Caso Base – prob. 80%	37.022,9
Caso 1 – prob. 80%	1.235,8
Caso Base – prob. 90%	1.686,8
Caso 1 – prob. 90%	56,3

Tabla 7.24: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV considerando contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV.

Línea Lagunillas – Hualpén 220 Kv + falla línea Lagunillas – Charrúa 220 kV	Costo Anual [US\$]
Escenario de Generación	
Caso Base – prob. 80%	11.391,6
Caso 1 – prob. 80%	364,3
Caso Base – prob. 90%	519,0
Caso 1 – prob. 90%	32,5

Tabla 7.25: Costos Anuales para la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV considerando contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV.

Este costo determinado, al igual que en el caso anterior, es el costo del beneficio de operar con un ΔG adicional durante todo el año, versus la operación restringida ante la condición de falla. Los valores obtenidos en el caso de considerar una probabilidad de que el parque eólico se encuentre generando sobre el 80% de su capacidad dan cuenta de que sería rentable pagar un automatismo que permita disminuir la generación eólica ante contingencias de las líneas estudiadas.

8 CONCLUSIONES

El presente trabajo de título ha tenido como objetivo estudiar el impacto de la incorporación de grandes bloques de energía eólica en el sistema de transmisión del SIC. En una primera etapa se estudió la componente técnica relacionada al tema en desarrollo, para las zonas de la IV Región y la VIII Región, definidas previamente en los alcances de este trabajo. Posteriormente, en una segunda etapa, se realizó una evaluación económica de la solución propuesta, consistente en la disminución de generación proveniente de fuente eólica en el caso de la zona sur; y en el caso de la zona norte, a la medida antes mencionada, se adicionó la aplicación de nuevos límites de transmisión en las líneas en estudio.

El estudio realizado para este problema permite concluir que:

- Las simulaciones estáticas realizadas en DigSilent® para la zona norte permiten observar la actual situación de flujos de potencia por las líneas de interés. Éstas, muestran que las transferencias de potencia en el escenario de demanda baja corresponden a los casos más críticos en cuanto a transferencias por las líneas. Esto se explica, dado que mientras la hidrología se va haciendo más seca, las transferencias de corriente van aumentando y por ende, existe una mayor exportación de la energía generada en la zona, es decir, una mayor transferencia de potencia hacia los grandes consumos ubicados en la zona centro-sur del SIC.
- Por otra parte, ante la incorporación de los parques eólicos proyectados para la zona norte, se observa un aumento de la corriente circulante por circuito entre el Escenario 2010 y el 2012. Lo anterior se atribuye a la inclusión de los parques eólicos proyectados, El Arrayán y Punta Colorada, en el despacho base de generación para el Escenario 2012. Esto sucede a pesar del aumento de la demanda respecto del Escenario 2010, puesto que el crecimiento de ésta, no contrarresta la inyección de los parques eólicos proyectados.

Sin embargo, al realizarse la incorporación de la obra de transmisión línea Nogales – Polpaico 2x220 [kV] en el estudio de la línea Nogales – Quillota, para el Escenario 2012; se observa la descongestión de esta última línea, haciendo que las transferencias de corriente sean menores en comparación al Escenario 2010.

- Ante sobrecargas de las líneas en estudio y la presencia de una contingencia simple, se observa la necesidad de disminuir la generación de la zona para respetar las características térmicas de la línea y las exigencias impuestas en la normativa vigente. Se propuso la disminución de generación eólica, dadas las ventajas que presenta esta maniobra por sobre la disminución de generación de centrales térmicas. Se obtuvo que el monto de generación eólica a desprender depende exclusivamente del porcentaje de sobrecarga que posea el circuito sano, el cual está estrechamente ligado a la capacidad del circuito dada una temperatura ambiente y corriente transferida. La generación eólica a disminuir ante una contingencia, se realiza a prorrata de las capacidades nominales de todos los generadores eólicos ubicados aguas arriba de la falla, excepto en el caso de contingencia en los tramos Monte Redondo – Las Palmas y Arrayán – Las Palmas, en que sólo es posible desprender

generación de los parques eólicos ubicados aguas arriba de la congestión, esto es, Monte Redondo y, El Arrayán y Punta Colorada, respectivamente.

- Por otro lado, es importante mencionar que se realizaron las simulaciones dinámicas para comprobar que los escenarios simulados fuesen estables en cuanto a la operación, y factibles en conformidad con las exigencias establecidas en la normativa vigente.

No obstante, al utilizar los niveles de transferencias determinados mediante las simulaciones estáticas, se obtuvo que los estándares establecidos por la normativa, así como la estabilidad, no fueron cumplidos. Por esta razón, fue necesario disminuir aún más las transferencias hasta encontrar aquel caso que cumpliera las condiciones establecidas. Por este motivo, los límites encontrados por las simulaciones dinámicas corresponden a los límites más restrictivos, y por tanto, son los límites a utilizar en la evaluación económica.

En el caso del estudio de la línea Nogales – Quillota para el Escenario 2012, no se realizan las simulaciones dinámicas con el objeto de encontrar nuevos límites de transmisión, a comparar con los obtenidos mediante las simulaciones estáticas, sino que sólo se realiza para comprobar la estabilidad de dicho escenario, por las razones mencionadas anteriormente.

- Los límites determinados anteriormente muestran que, si se aplica la maniobra de desconexión de generación eólica ante contingencia, se obtiene un aumento de la capacidad de transmisión de las líneas en estudio. Sin embargo, ante la presencia de una contingencia, se debe asegurar la desconexión inmediata del monto de generación eólica, lo que obliga al uso de un automatismo (EDAG). La solución propuesta corresponde a una recomendación de operación del sistema ante un alto nivel de generación eólica, niveles de demanda baja y media, y escenarios de generación correspondientes a hidrologías secas.

- Respecto de la zona sur, en una primera instancia se planteó estudiar las líneas Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Lagunillas – Hualpén 1x220 kV y Lagunillas – Charrúa 1x220 kV. No obstante, al realizar la incorporación de los parques eólicos y las obras de transmisión proyectadas, las simulaciones estáticas demostraron que ante contingencia sólo las líneas Lagunillas – Hualpén 1x154 kV y Lagunillas – Hualpén 1x220 kV presentan problemas de sobrecarga, por lo que finalmente se decidió estudiar estas líneas.

Por otra parte, se determinó que las contingencias simples que producen mayores saturaciones en la red corresponden a las que se presentan en las líneas Lagunillas – Hualpén 1x154 kV, Lagunillas – Hualpén 1x220 kV y Lagunillas – Charrúa 1x220 kV.

- Para disminuir las transferencias ante contingencias, en la zona de la VIII Región, se plantearon tres estrategias: la desconexión de generación eólica, un cambio en la topología de la zona y por último, una combinación de ambas. Sin embargo, al realizar simulaciones estáticas y dinámicas, aplicando un cambio de topología en la red de transmisión para disminuir las transferencias por las líneas, se observó que la central Bocamina 1 queda en isla con el sistema de transmisión de la zona de Lebu. Esto conlleva a que se produzca sobre-frecuencia en la isla, la cual probablemente colapse, debido a la actuación de los sistemas de

protección. Por esta razón, se descartó la realización de este tipo de maniobra para disminuir la transferencia por la línea, constituyéndose el desprendimiento de generación eólica como la única maniobra factible de realizar.

- En el caso de la zona de la VIII Región, las simulaciones dinámicas se realizan sólo para comprobar la operación estable para el sistema, y de las maniobras a realizar; además de verificar el cumplimiento de los estándares exigidos por la Norma Técnica. Por tanto, son los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas los que se utilizan en la evaluación económica.

- Para las dos zonas estudiadas, la evaluación económica realizada muestra que con el beneficio anual de la operación con estos nuevos límites es posible pagar un automatismo (EDAG) que permita la desconexión instantánea de un monto de generación eólica. Así también, este beneficio obtenido corresponde al valor máximo que los usuarios del sistema estarían dispuestos a pagar a los generadores eólicos ante la desconexión de dichos montos de generación, en vez de la desconexión o disminución de generación proveniente de centrales térmicas de la zona.

Esto último abre la posibilidad de formalizar y generalizar este aporte de los generadores eólicos a la seguridad y operación económica del sistema, a través de la prestación de un Servicio Complementario, puesto que la metodología de análisis desarrollada en este trabajo podría ayudar a la regulación y tarificación de éste.

- Respecto de la metodología utilizada en el desarrollo de esta memoria, es importante destacar que más allá de los resultados técnicos y económicos obtenidos, en este trabajo se buscó lograr resultados representativos de la operación real del sistema y que cumplieren con la normativa vigente, para los escenarios y contingencias estudiadas. En este sentido, la obtención de las curvas de calentamiento de las líneas, utilizando los datos de los conductores; la verificación del cumplimiento de estas curvas y de la capacidad térmica de los TTCC; así como la revisión del cumplimiento de la normativa vigente, son ejemplos concretos de esta afirmación.

Por otra parte, es importante destacar que la realización de las simulaciones dinámicas permite demostrar que las soluciones propuestas cumplen con los estándares de estabilidad exigidos al SIC, y que por tanto, serían posibles de aplicar al sistema. Así también, la realización de análisis económico utilizando resultados del software PLP, permite obtener una visión económica de las soluciones propuestas en este trabajo.

Finalmente, en relación con la continuación de este trabajo, se propone como líneas de trabajo futuro los siguientes temas:

- Un estudio más acabado de la posibilidad de creación de un Servicio Complementario en que se compense a los generadores eólicos ante su desconexión, ya que constituye un aporte a la seguridad y operación económica del sistema. En este sentido, se debería precisar la definición de éste, así como también establecer su regulación y tarificación.

- La realización de estudios de otros impactos de la alta penetración eólica en el SIC, como por ejemplo, el efecto de ésta sobre la regulación de frecuencia del sistema, junto con la búsqueda y evaluación de soluciones a los eventuales problemas detectados.

9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Danish Wind Industry Association. 2003. Recursos Eólicos. [En línea] <http://www.talentfactory.dk/es/tour/wres/index.htm>
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética. 2003. Guía para la utilización de la energía eólica para generación de energía eléctrica. [en línea] <http://www.slideshare.net/ccramos22/guia-para-la-utilizacion-de-la-energia-eolica-para-generacion-de-energia-electrica>
- [3] Moragues, J., Rapallini, A. 2003. Energía Eólica. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”.
- [4] Comisión Nacional de Energía. 2006. Proyectos Eólicos, Guía para la Evaluación Ambiental, Energías Renovables No Convencionales.
- [5] Albadi, M.H. y El-Saadany, E.F. 2009. Overview of wind power intermittency impacts on power systems, *Electr. Power Syst. Res.* (2009)
- [6] Palma, R., Rahmann, C. y Vargas, L. 2006. Análisis dinámico de la operación de parques eólicos interconectados al SIC. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile.
- [7] Watt, K. 2008. Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC. Trabajo de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.
- [8] ÑOM LÜFKE (EL RAYO DOMADO) O LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. 2008. Por Walter Brokering “et al”. 1ª ed. Santiago de Chile, Prentice Hall – Pearson Education. 504p.
- [9] Ackermann, T. 2005. *Wind Power in Power Systems*. England, John Wiley & Sons, Ltd. 745p.
- [10] Monteiro, J. 2008. Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC. Trabajo de Título, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.
- [11] Fernández Díez, Pedro. Energía Eólica, Cap.6: Aerogeneradores Modernos. <<http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=16>>
- [12] Holttinen, H et al. 2008. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. [En línea] http://www.ieawind.org/AnnexXXV/Publications/110708/IEA%20system%20operation%20Madridworks%20hop2008Paper_final.pdf [consulta: 25 enero 2009]
- [13] Holttinen, H. The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. Espoo 2004. VTT Publications 554.
- [14] Pöler, M. 2009. Impact of Large Scale Wind Generation on Power System Planning and Operation, GTZ-TERNA Expert Workshop 2009; Grid and System Integration of Wind Energy, 10.11.2009-12.11.2009, Berlin/Germany.
- [15] CHILE, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Ministerio de Minería; Comisión Nacional de Energía. 2008. Ley N° 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Abril, 2008.
- [16] Endesa Chile. 2010. Parque Eólico Canela. [en línea] <<http://www.endesa.cl/canela/>>

- [17] CDEC-SIC Ltda. 2010. Memoria Anual CDEC-SIC 2008. Centro de Despacho Económico y de Carga – Sistema Interconectado Central. [en línea] <www.cdec-sic.cl>
- [18] GDF Suez, Parque Eólico Monte Redondo. 2010 [en línea] <<http://www.eolicamonteredondo.cl/>>
- [19] Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. 1993. Proyecto Eolo CORFO: Evaluación del Potencial Eólico Nacional, Informe Final.
- [20] Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. 2003. Proyecto Eolo CNE: mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país, Informe Final.
- [21] Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA. 2010. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. [en línea] <www.e-seia.cl> [consulta: 12 enero 2010]
- [22] SN Power Chile. 2010. Noticias. [en línea]<<http://snpower.cl/parque-eolico-totoral-de-sn-power-chile-reducira-mas-de-65000-toneladas-de-co2-anualmente/>>
- [23] Real Embajada de Noruega en Santiago. 2010. Noticias y eventos, Actividades, SN Power inauguró Parque Eólico Totoral [en línea] <http://www.noruega.cl/News_and_events/Actividades/Energy/>
- [24] Barrick Sudamérica. 2010. Proyectos, Parque Eólico [en línea] <<http://www.barricksudamerica.com/proyectos/puntacolorada.php>>
- [25] Comisión Nacional de Energía. 2010. Informe Técnico Definitivo de Fijación Precios de Nudo SIC.
- [26] Comisión Nacional de Energía. 2009. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Capítulo 5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.
- [27] CDEC-SIC, Dirección de Operación. 2005. Definición de Tensiones de Servicio en Estado Normal de Operación.
- [28] CDEC-SIC, Dirección de Operación. 2010. Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión.

ANEXO A:

Cálculo de Curva de Calentamiento [1]

A.1 BASE TEÓRICA PARA LA OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CALENTAMIENTO

Durante un día cualquiera, el flujo de potencia por una línea es variable. Este cambio en el flujo de potencia implica distintas corrientes circulantes, que igualmente están ligadas a factores externos, tales como: temperatura ambiente, presencia de sol, entre otros; así como también dependen de las características propias del conductor de la línea.

Cuando el conductor transmite una corriente I constante, irá recibiendo energía calórica debido a las pérdidas de Joule, lo que implicará un aumento de su temperatura. Esta alza de temperatura se mantiene hasta lograr el equilibrio con los otros procesos térmicos a los cuales se ve sujeto, llegando a un estado permanente final, dado por:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \cdot R \quad [W/pie] \quad (1)$$

Donde:

q_c : Potencia calórica disipada por Convección [W/pie]

q_r : Potencia calórica disipada por Radiación [W/pie]

q_s : Calor recibido del Sol [W/pie]

R : Resistencia por unidad de longitud a la temperatura considerada [Ω /pie]

Si se produce un cambio en la potencia transmitida, la temperatura del conductor variará, llegando a una nueva temperatura final, que restablece el equilibrio entre la energía calórica recibida por el conductor y la entregada al ambiente. Sin embargo, es importante considerar que esta nueva temperatura final no debe ser superior a la temperatura de diseño del conductor, pues se puede producir una dilatación del material y puede conllevar al daño de éste.

Las ecuaciones de equilibrio térmico son:

Temperatura anterior al cambio de potencia:

$$(1 + \alpha \cdot t_c) \cdot R_0 \cdot I_1^2 = K \cdot (t_c - t_a) + L \left[\left(\frac{K_c}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right] - 3,87 \cdot D \quad (2)$$

Temperatura de equilibrio final a que se llega:

$$(1 + \alpha \cdot t_f) \cdot R_0 \cdot I_2^2 = K \cdot (t_f - t_a) + L \left[\left(\frac{K_f}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right] - 3,87 \cdot D \quad (3)$$

Donde:

α : Coeficiente que depende del material.

t_c : Temperatura del conductor °C, antes del cambio.

t_f : Temperatura del conductor °C, después del cambio.
 R_0 : Resistencia a 0°C de la unidad de longitud del conductor.
 I_1 : Corriente circulando antes del cambio.
 I_2 : Corriente circulando después del cambio.
 K : Constante de Convección del conductor considerado.
 t_a : Temperatura ambiente °C.
 L : Constante de Radiación del conductor considerado.
 D : Diámetro del conductor en pulgadas.
 K_c, K_f, K_a : Valor en °K de las temperaturas t_c, t_f, t_a .

Los valores numéricos de las constantes K y L son:

$$K = \left[1,01 + 0,371 \cdot \left(\frac{D \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] \cdot k_f \quad [W/pe \text{ } ^\circ C] \quad (4)$$

$$L = 0,138 \epsilon D \quad [W/pe \text{ } ^\circ K] \quad (5)$$

Donde:

ρ_f : Densidad relativa del aire.
 V : Velocidad del flujo de aire [pie/s].
 μ_f : Viscosidad absoluta del aire [lb/h pie].
 k_f : Coeficiente de la conductividad térmica del aire [W/pe² °C].
 ϵ : Factor de Superficie del Conductor.

Conociendo los valores de t_c y t_f , puede calcularse en forma aproximada, el tiempo que demora el conductor en llegar al estado final de equilibrio térmico.

Por otro lado, la variación de la potencia transmitida produce una variación de la energía calórica recibida por cada unidad de longitud durante un intervalo de tiempo $\Delta\tau_i$, que es igual a:

$$\Delta E_i = \left\{ (1 + \alpha \cdot t_i) \cdot R_0 I_2^2 - K \cdot (t_i - t_a) - L \cdot \left[\left(\frac{K_i}{100} \right)^4 - \left(\frac{K_a}{100} \right)^4 \right] + 3,87 \cdot D \right\} \Delta\tau_i \quad [Ws] \quad (6)$$

Donde el subíndice “i” se aplica a la temperatura del conductor en el intervalo $\Delta\tau_i$ considerado.

La energía calórica ΔE_i , que se produce debido a las pérdidas que el conductor no es capaz de disipar, dado que tiene una temperatura t_i , provocará un incremento de su temperatura, la que se supondrá se hace efectiva en el último instante del intervalo. Dicha aproximación tiene una mayor validez mientras más pequeño sea el intervalo $\Delta\tau_i$.

Luego, el incremento de temperatura será:

$$\Delta t_i = \frac{\Delta E_i}{C_c} \cdot k \quad [^\circ C] \quad (7)$$

En que:

C_c : Capacidad calórica del material en Kcal/unidad longitud ($^{\circ}\text{C}$)

k : Factor de conversión de unidades eléctricas a calorías. ($k = 0,860/3600$ [Kcal/Ws])

Al final del intervalo, la temperatura del conductor se habrá incrementado a:

$$t_{i+1} = t_i + \Delta t_i \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (8)$$

Este cálculo debe realizarse desde el intervalo Δt_i , instante en que la corriente circulante por el conductor equivale a la corriente inicial I_1 hasta alcanzar el valor de la corriente final I_2 , instante en que $t_{i+1} = t_f$.

A.2 OBTENCIÓN DE CURVAS DE CALENTAMIENTO.

Tal como se mencionó a lo largo de la presentación de resultados, en el caso de la Zona Norte, todas las líneas poseen el mismo tipo de conductor. Por esto, al determinar las corrientes nominales para la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV, para las distintas temperaturas ambientales y los criterios de seguridad, se determinó las corrientes nominales para todas las líneas a estudiar. Razón por la cual, sólo se presentan las curvas de calentamiento de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV.

Un procedimiento similar se utilizó para las líneas en estudio de la Zona Sur, en que se determinó las corrientes nominales a las distintas temperaturas ambiente.

A.2.1 DETERMINACIÓN DE CORRIENTE NOMINAL: LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS 2x220 kV

Se presentan las curvas de calentamiento para la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220 kV, considerando las temperaturas ambientes referenciales. La corriente inicial corresponde a la corriente nominal por circuito.

Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente orden:

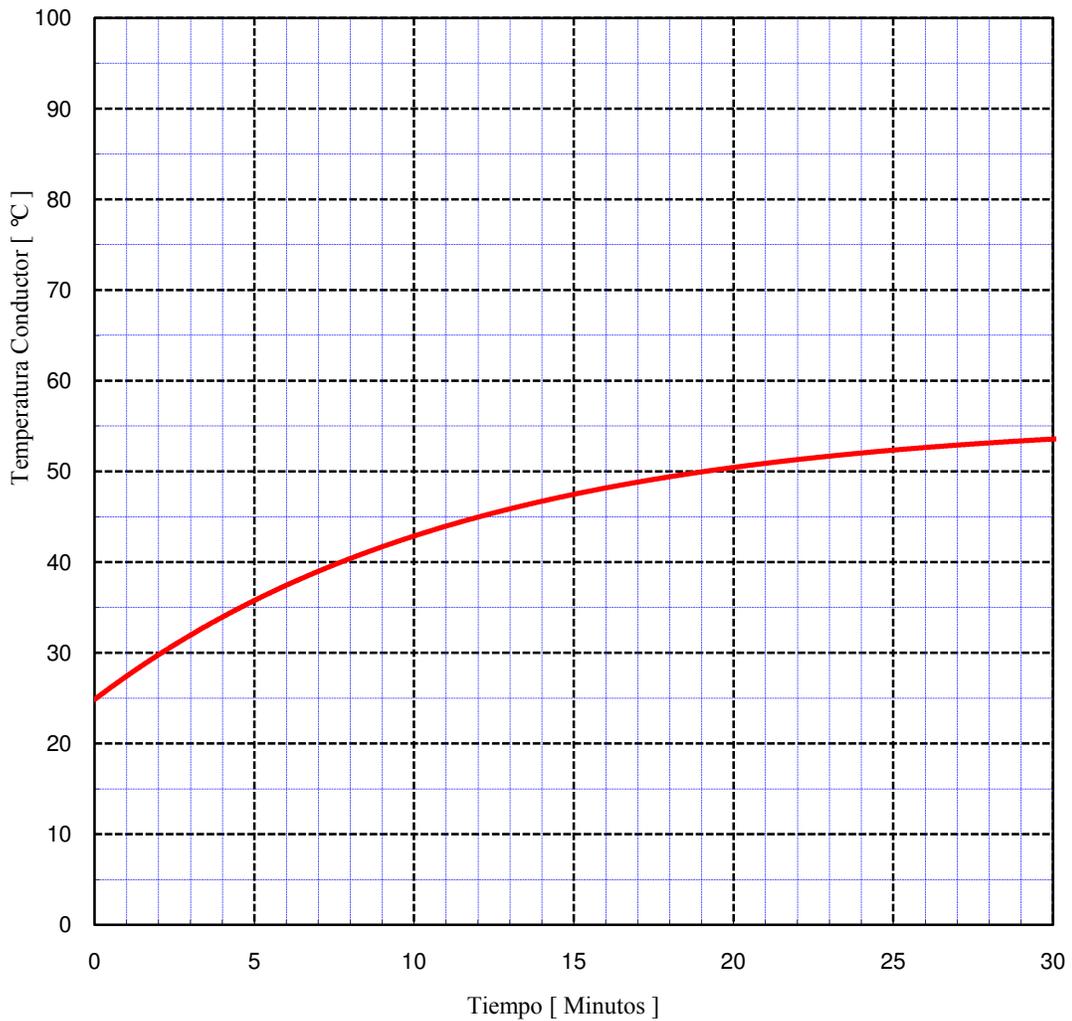
1. Curva de Calentamiento, Criterio $(n-1)$
2. Curva de Calentamiento, Criterio $(n-1)$ * ajustado a 15 minutos
3. Curva de Calentamiento, Criterio $(n-1)$ * ajustado a 10 minutos
4. Curva de Calentamiento, Criterio $(n-1)$ * ajustado a 5 minutos
5. Curva de Calentamiento, Criterio EDAG

A.2.1.1 CURVA DE CALENTAMIENTO, CRITERIO (N-1)

***Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)***

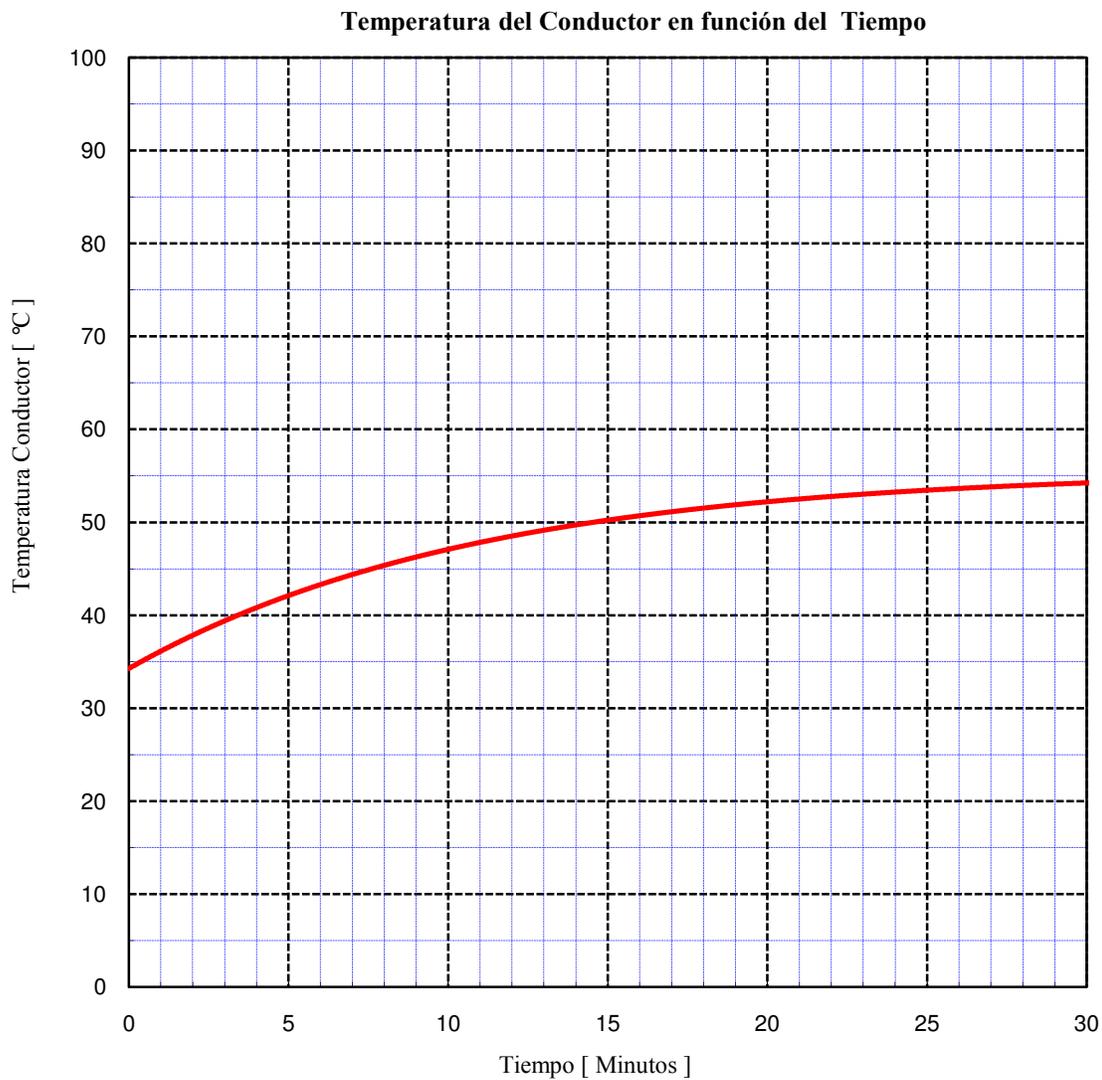
Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 387,1 A
Corriente final : 774,2 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)

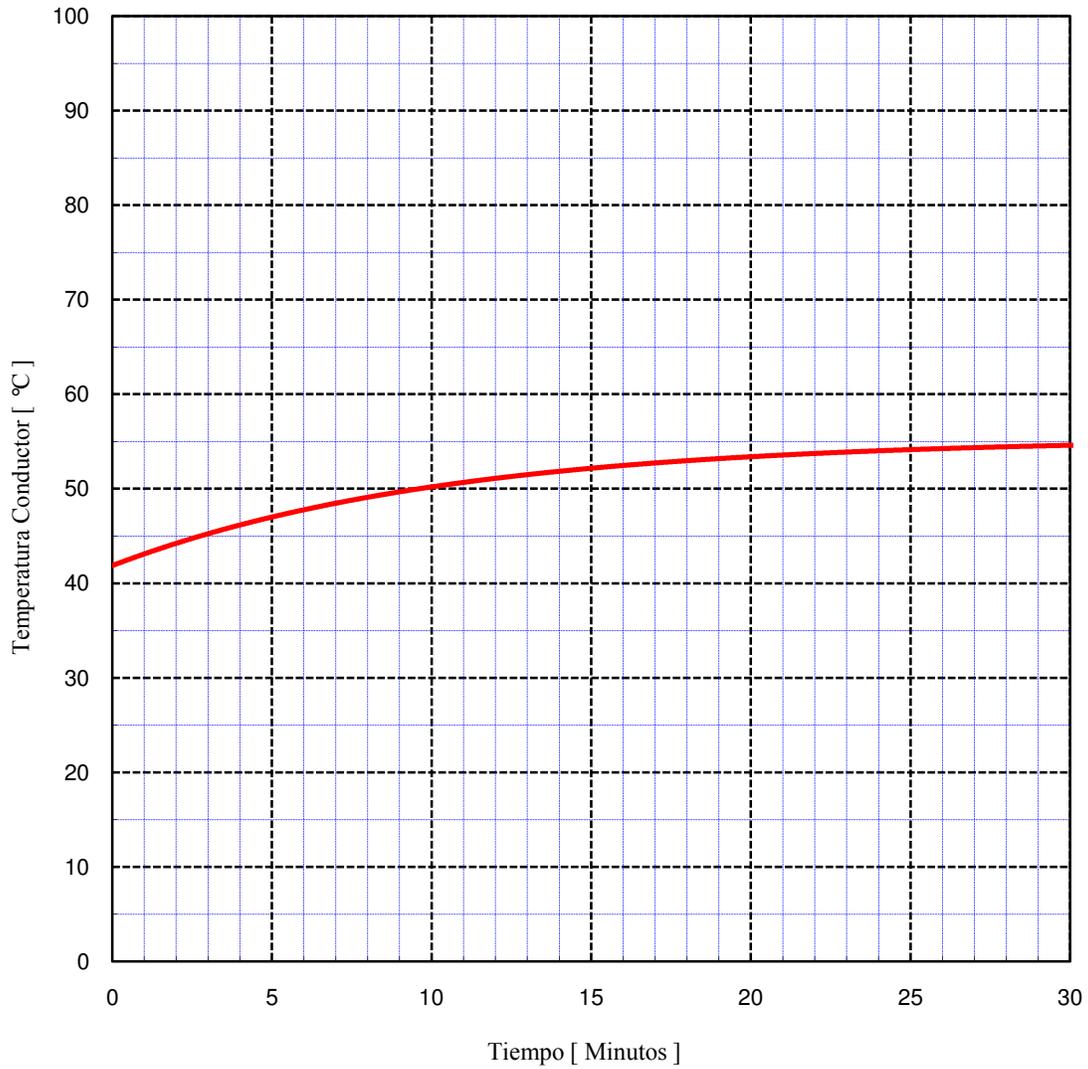
Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 324,1 A
Corriente final : 648,2 A



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)

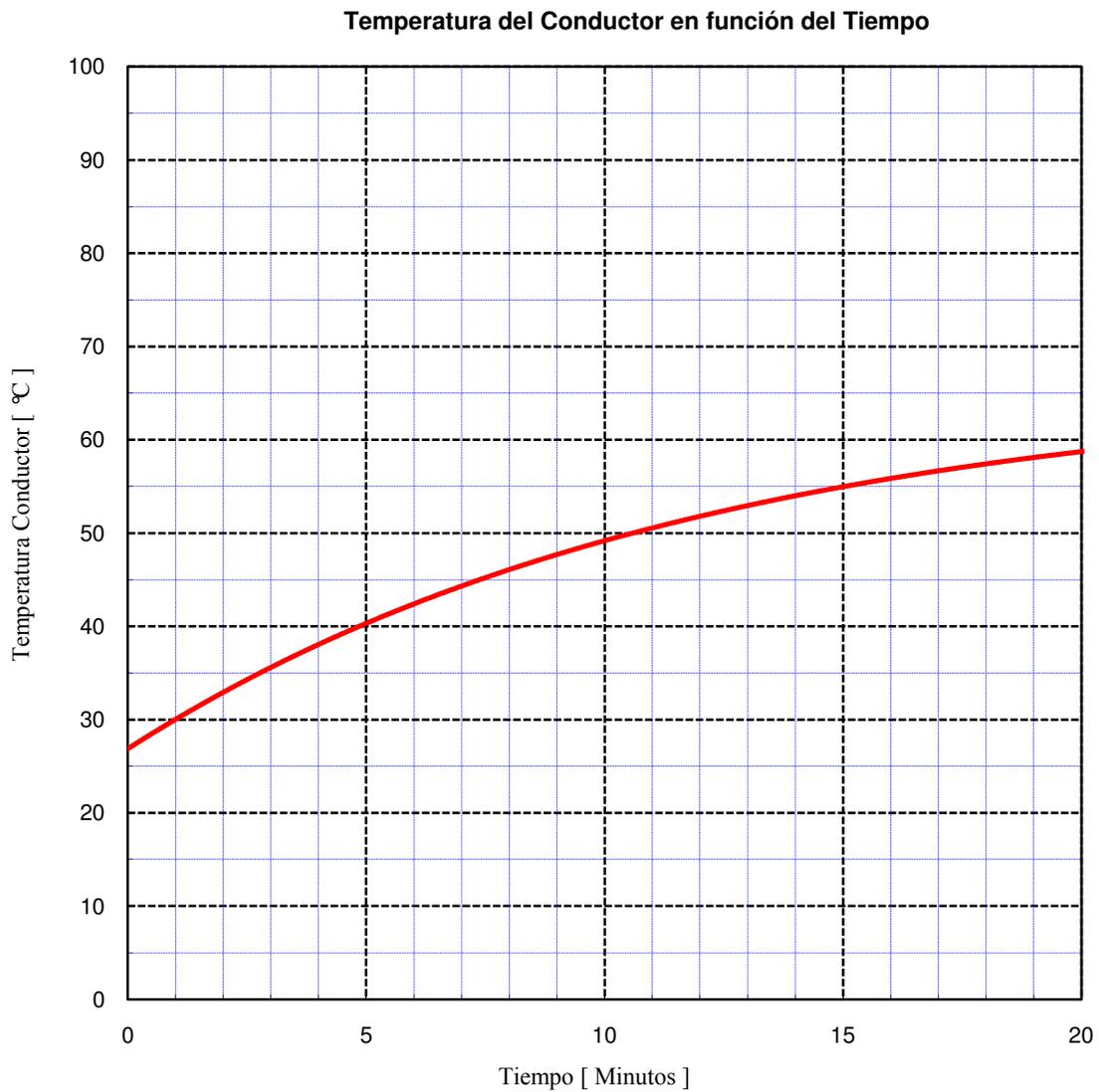
Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 259,8 A
Corriente final : 519,6 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



A.2.1.2**CURVA DE CALENTAMIENTO, CRITERIO (N-1)* AJUSTADO A 15 MINUTOS*****Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)* ajustado a 15min.***

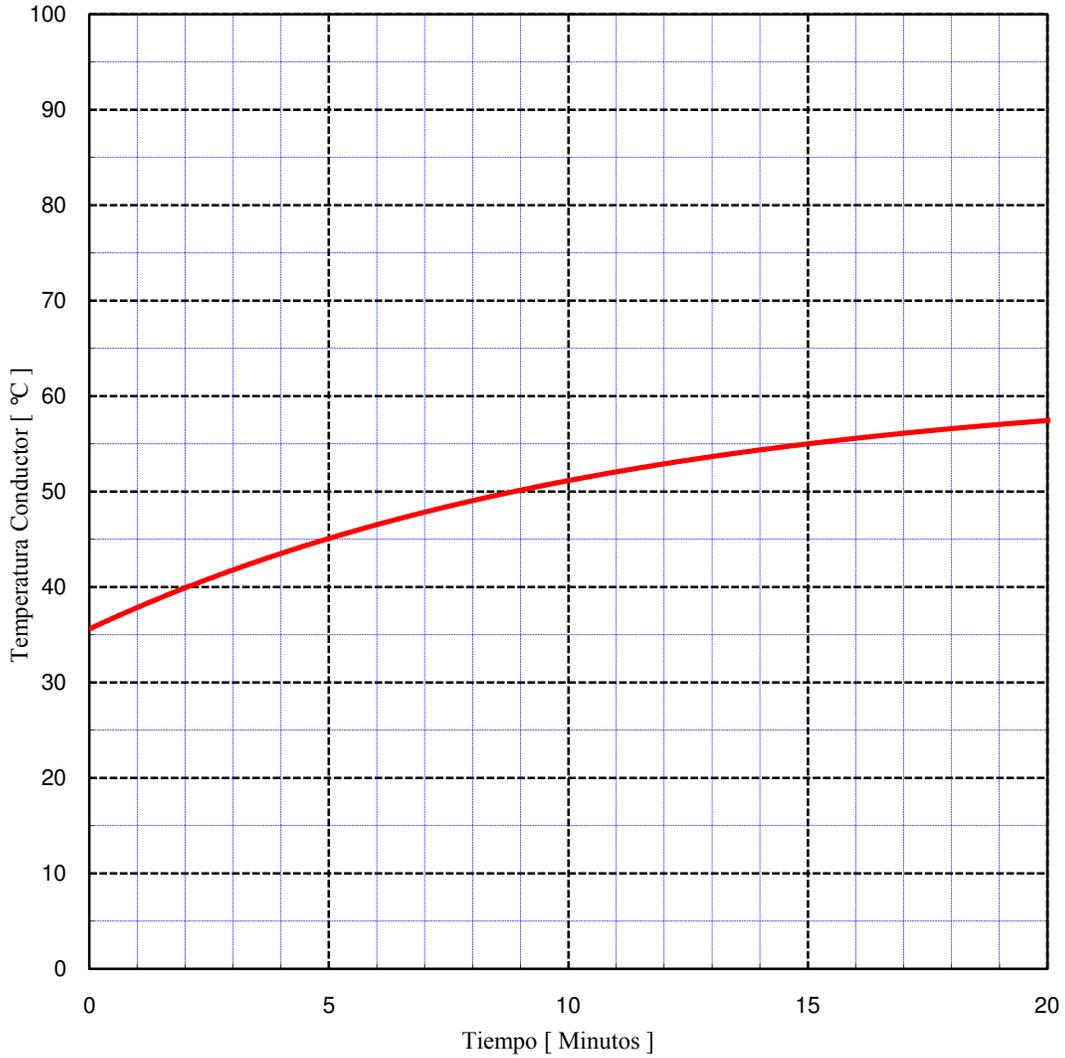
Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 426,7 A
Corriente final : 853,4 A



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1) ajustado a 15 min.*

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 355,1 A
Corriente final : 710,2 A

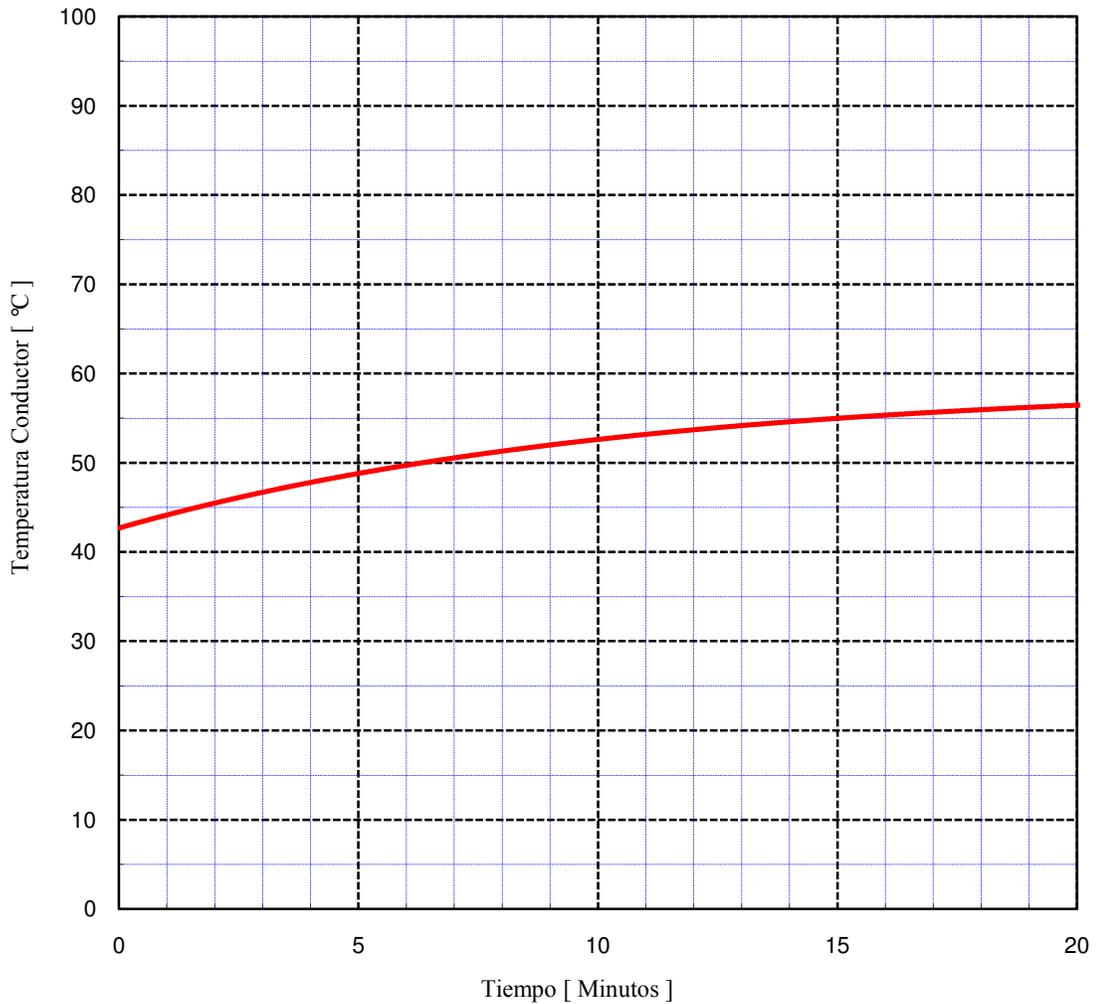
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)* ajustado a 15 min.

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 282,9 A
Corriente final : 565,8 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



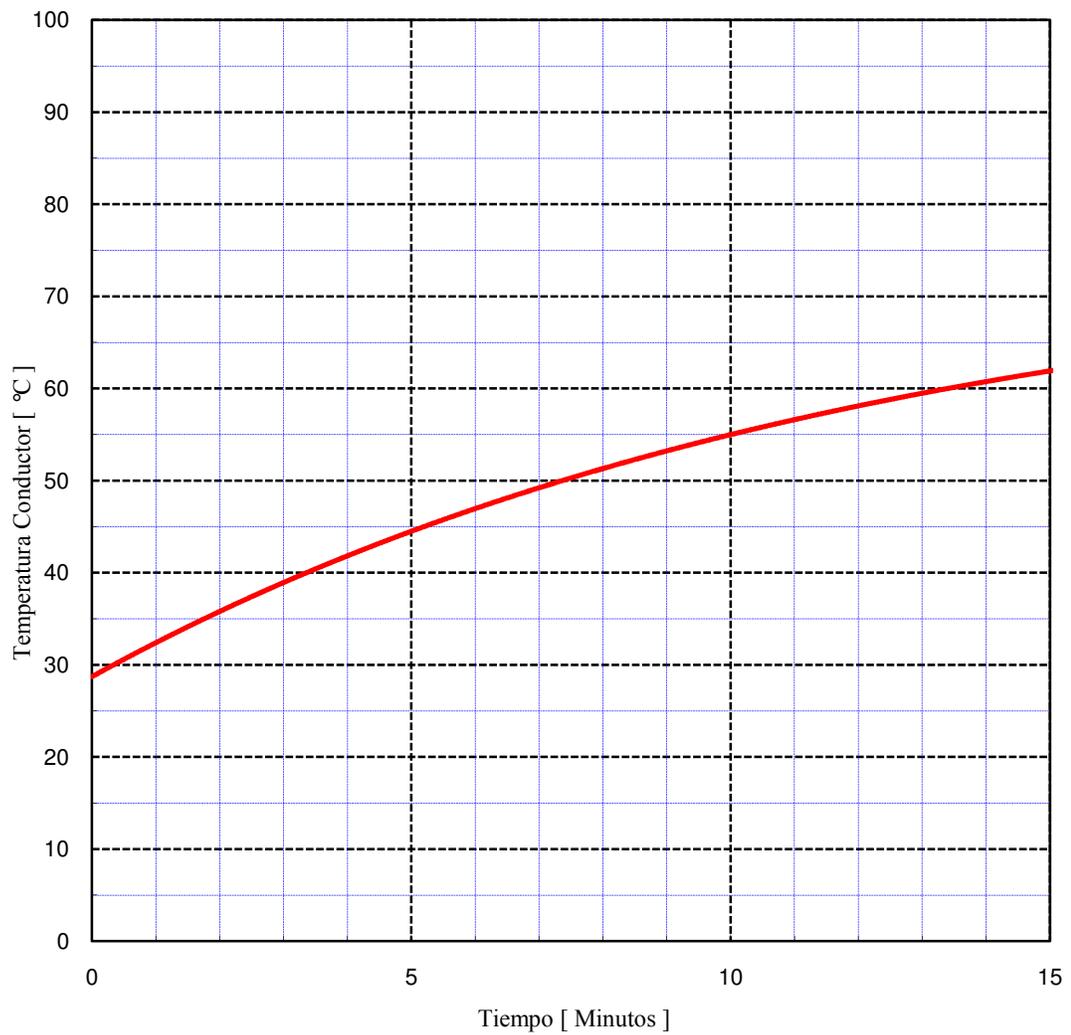
A.2.1.3

CURVA DE CALENTAMIENTO, CRITERIO (N-1)* AJUSTADO A 10 MINUTOS

Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV Criterio (n-1) ajustado a 10min.*

Tipo de conductor	: AAAC 740,8 mm ² , Flint
Temperatura ambiente	: 15°C sin sol
Temperatura máxima	: 55°C
Corriente inicial	: 459,3 A
Corriente final	: 918,5 A

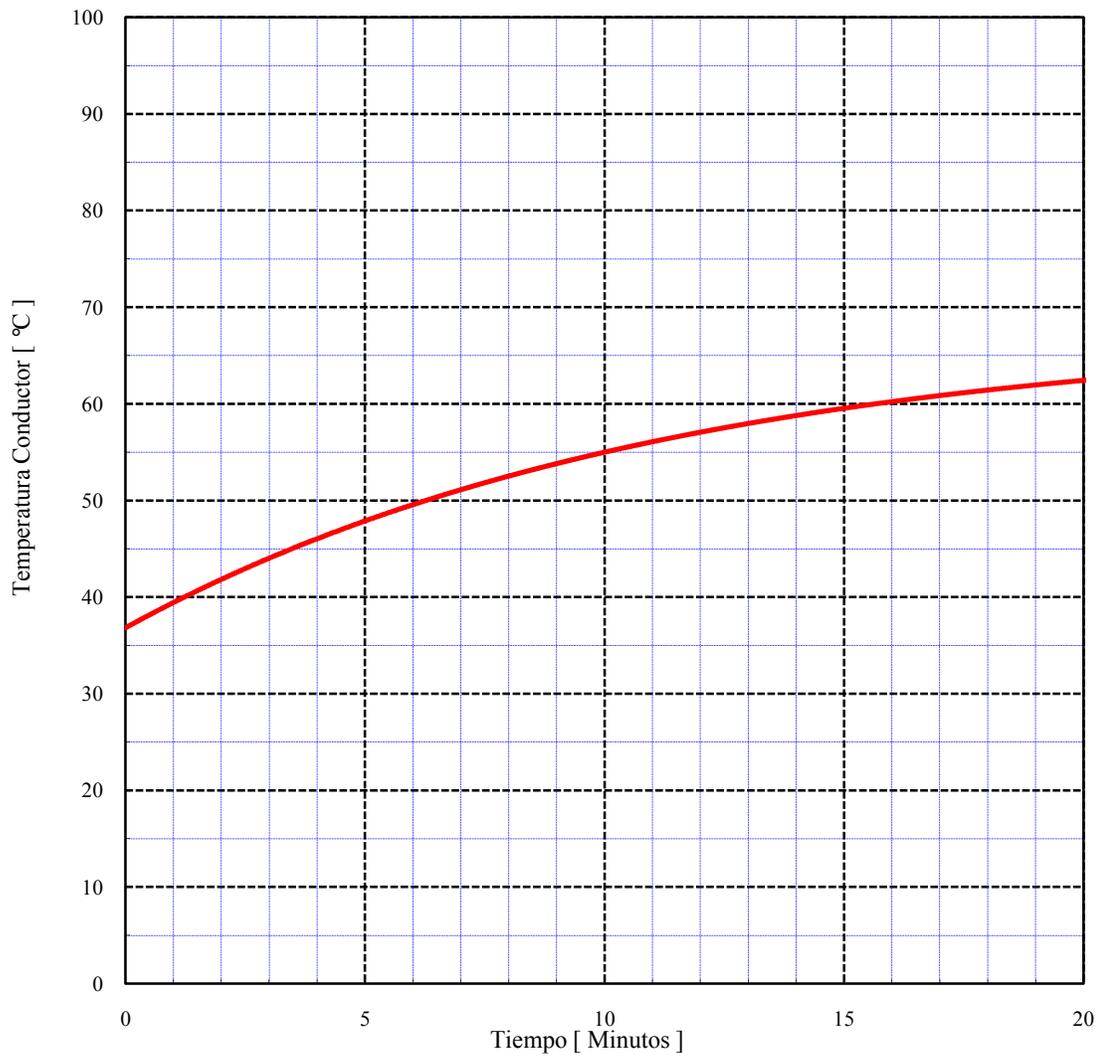
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)* ajustado a 10 min.

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 381,6 A
Corriente final : 763,2 A

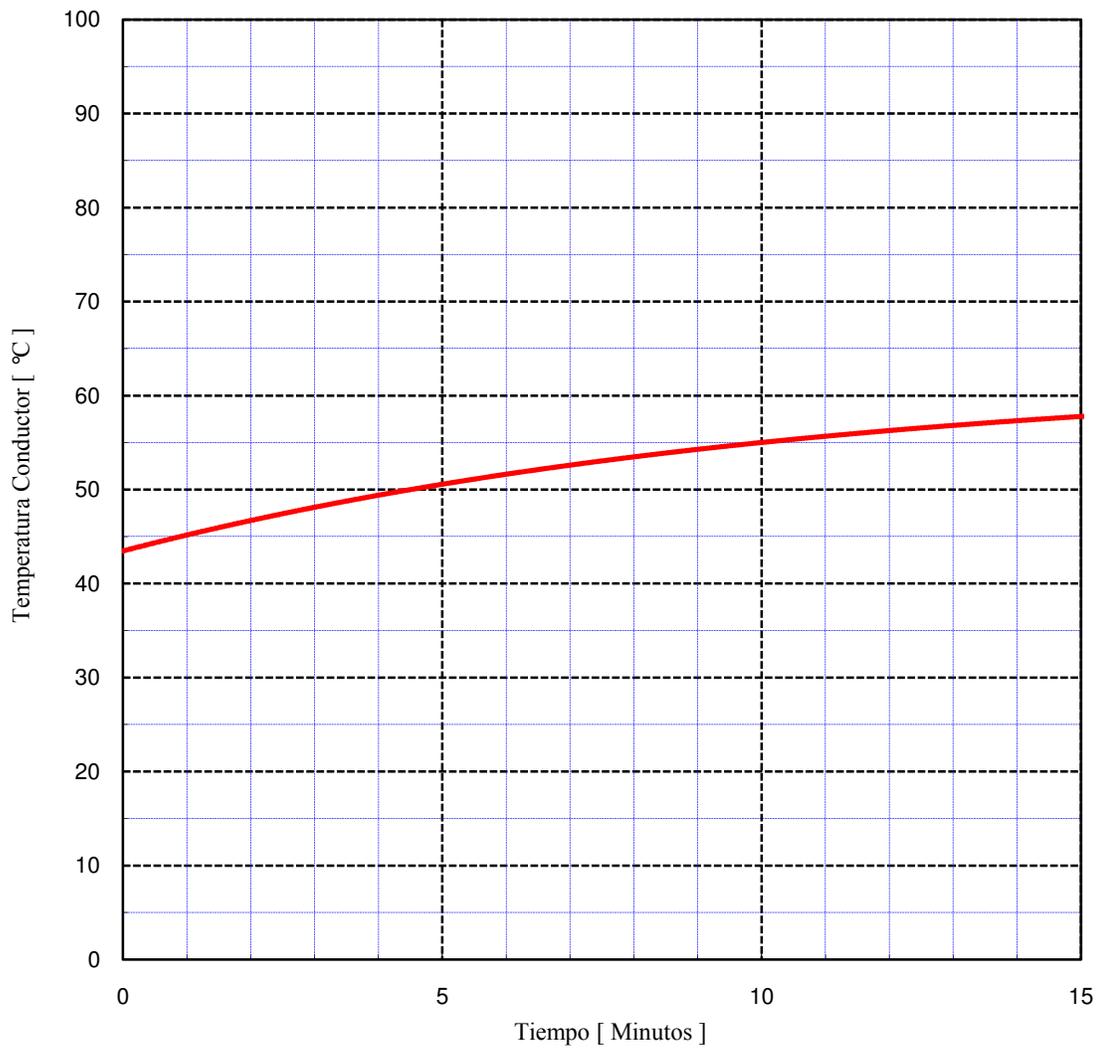
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)* ajustado a 10 min.

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 303,9 A
Corriente final : 607,8 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



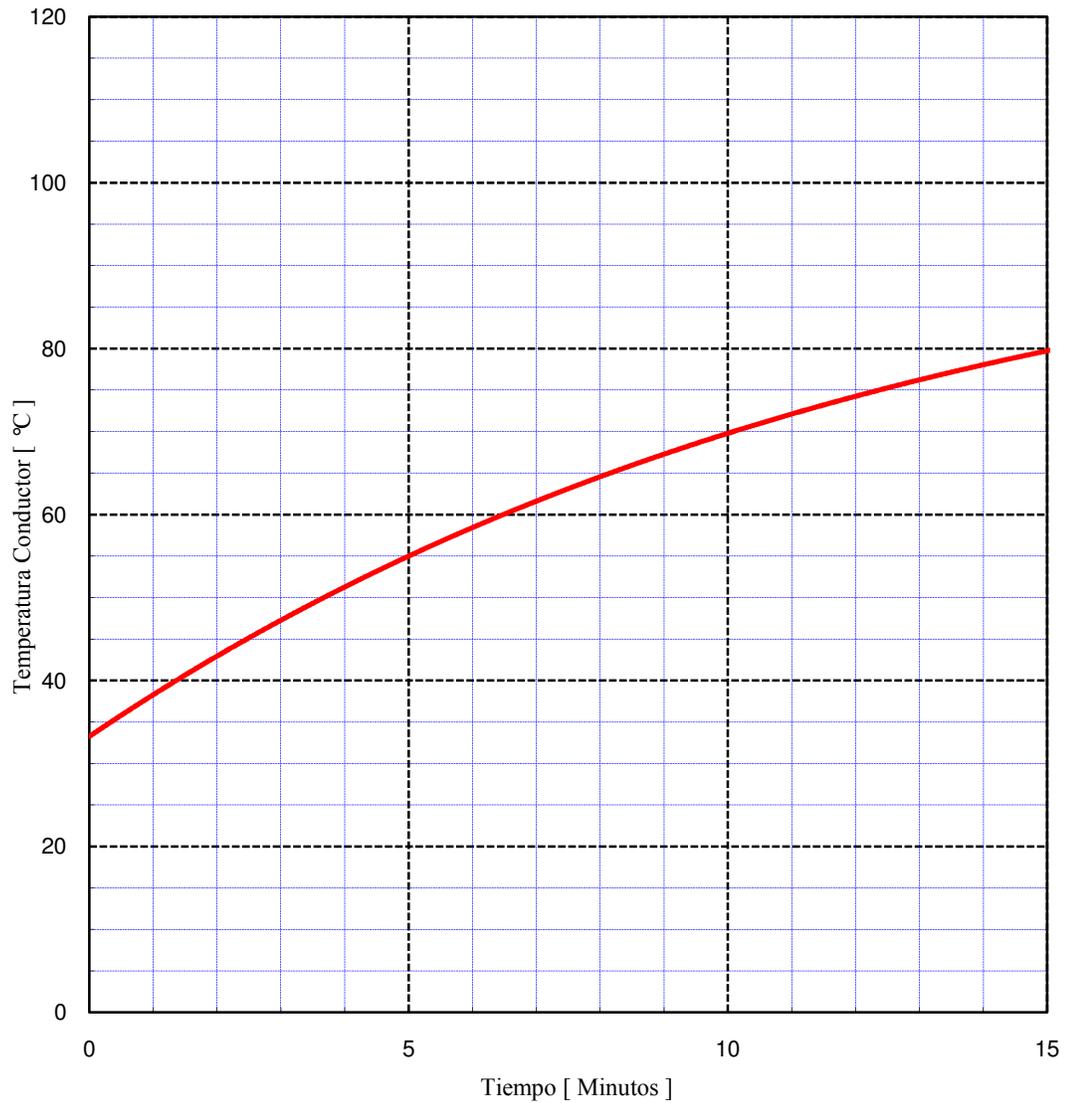
A.2.1.4

CURVA DE CALENTAMIENTO, CRITERIO (N-1)* AJUSTADO A 5 MINUTOS

Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1) ajustado a 5 min.*

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 530,9 A
Corriente final : 1061,8 A

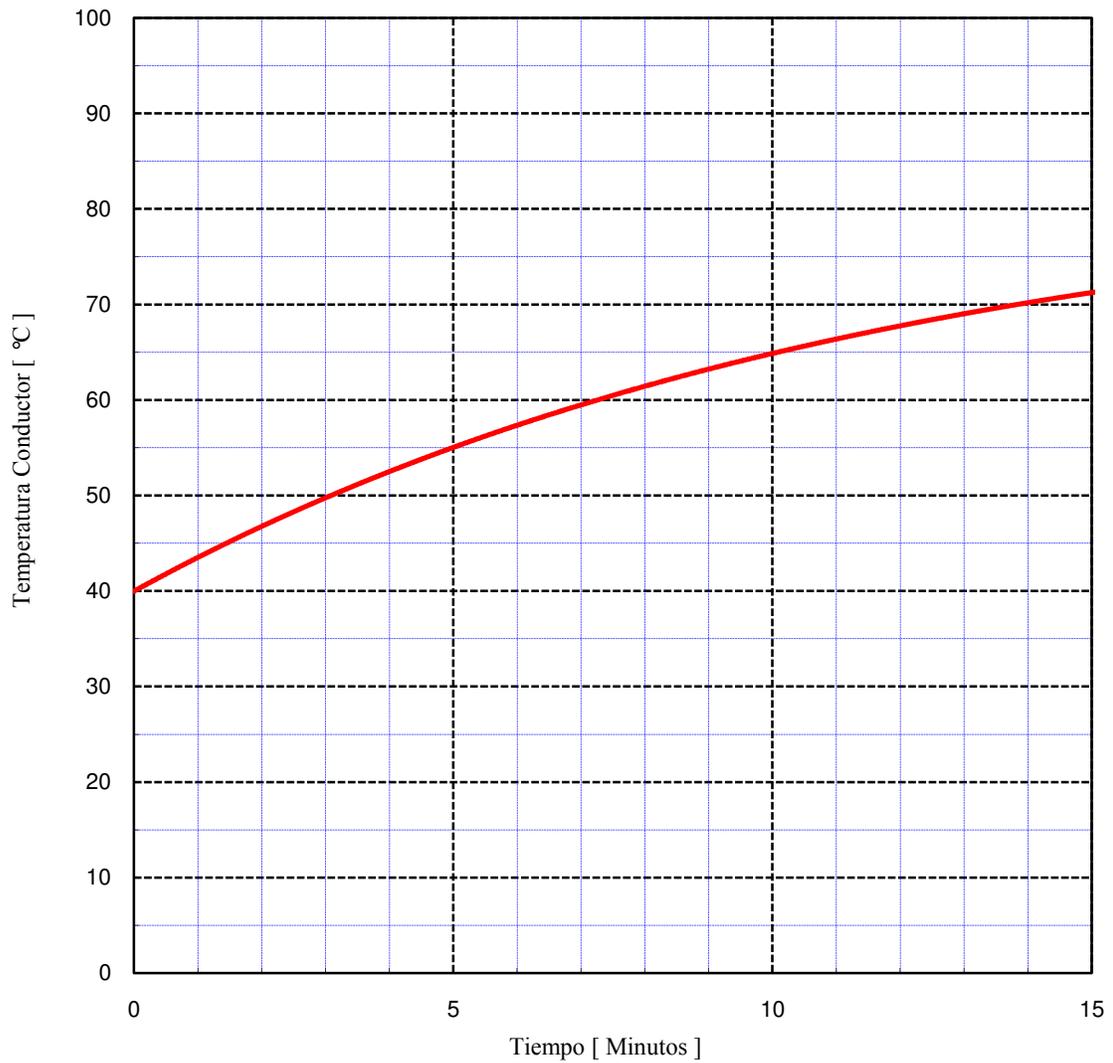
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1)* ajustado a 5 min.

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 440,9 A
Corriente final : 881,8 A

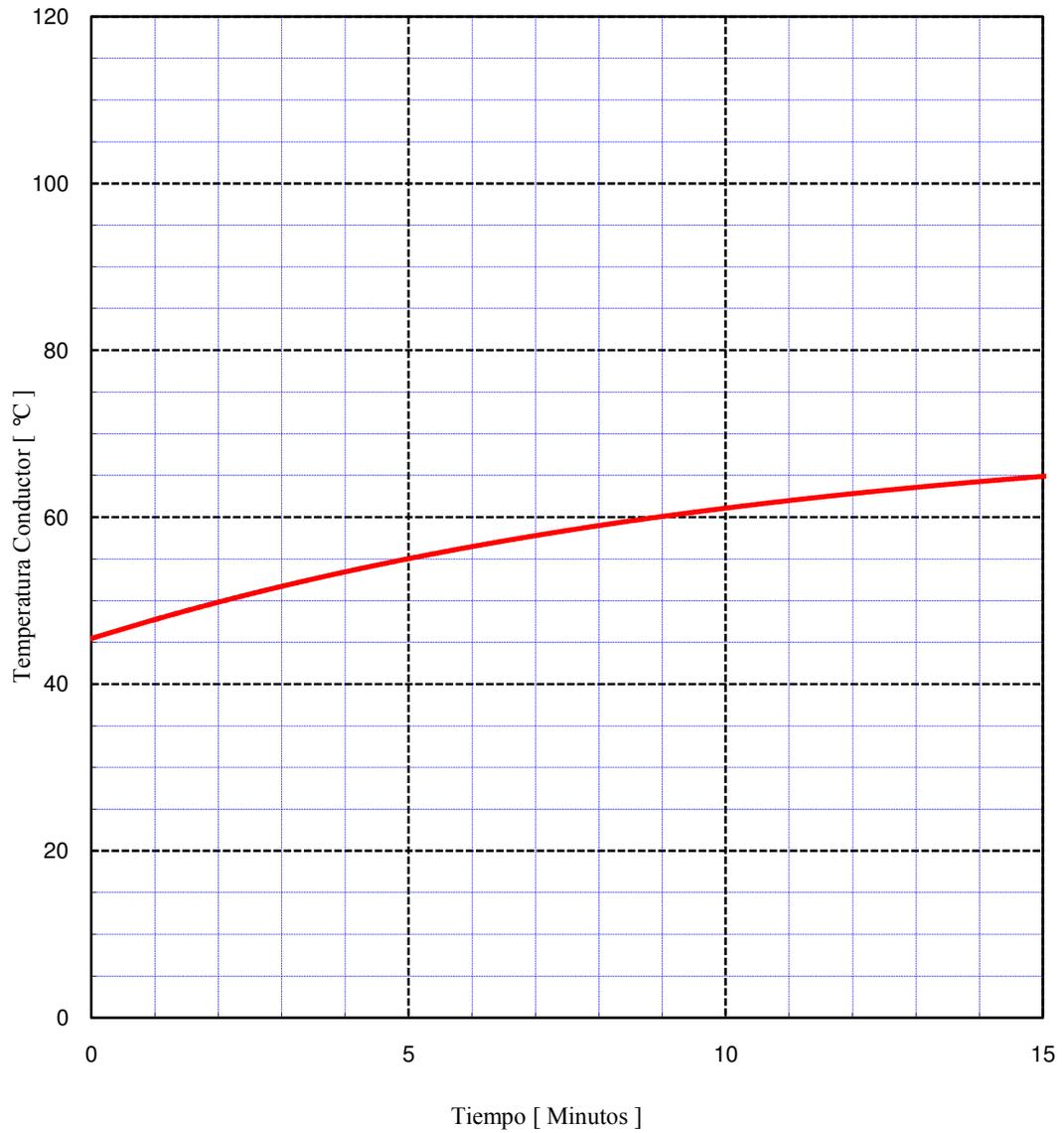
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio (n-1) ajustado a 5 min.*

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 350,9 A
Corriente final : 701,7 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



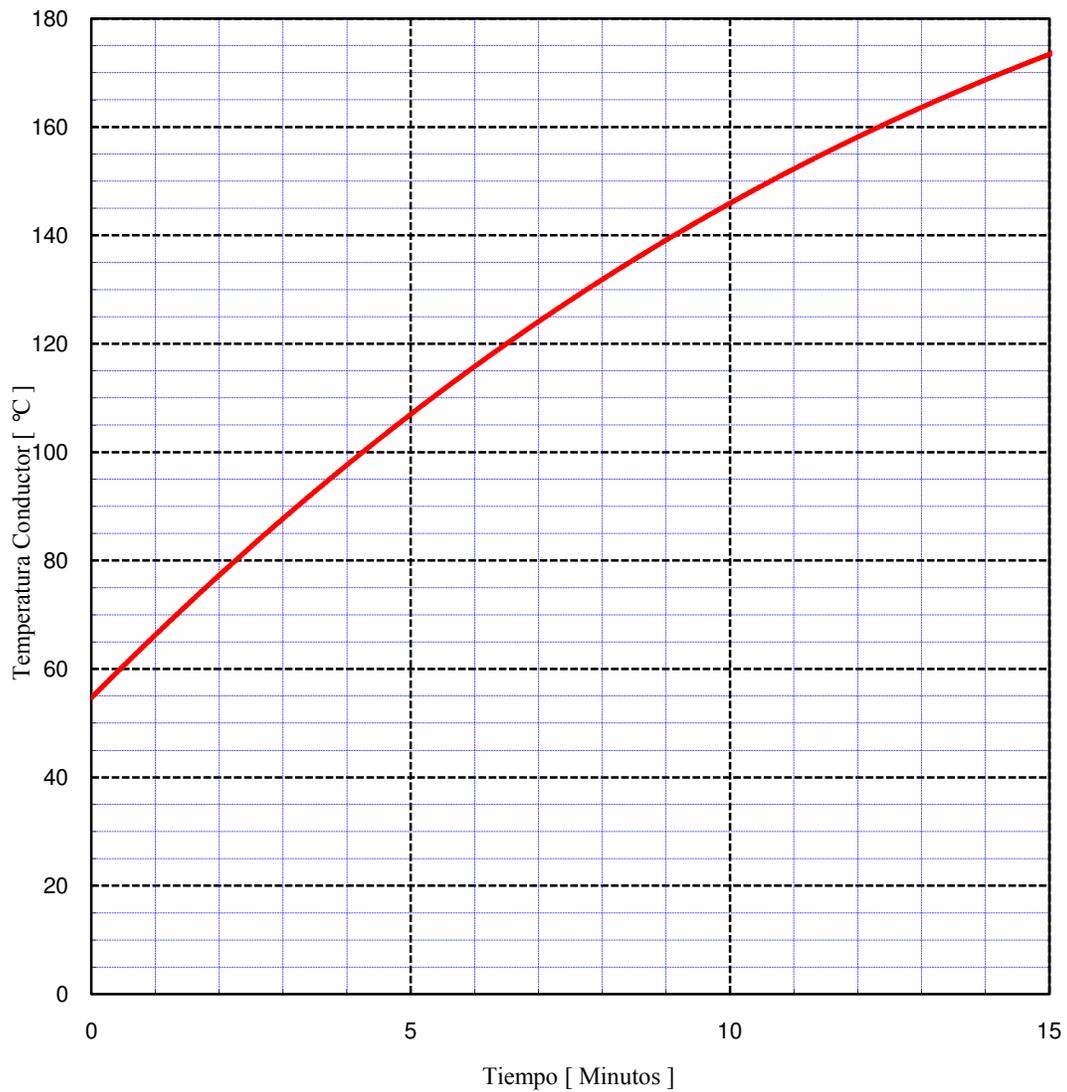
A.2.1.5

CURVA DE CALENTAMIENTO, CRITERIO EDAG

Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV Criterio EDAG

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 770,2 A
Corriente final : 1540,5 A

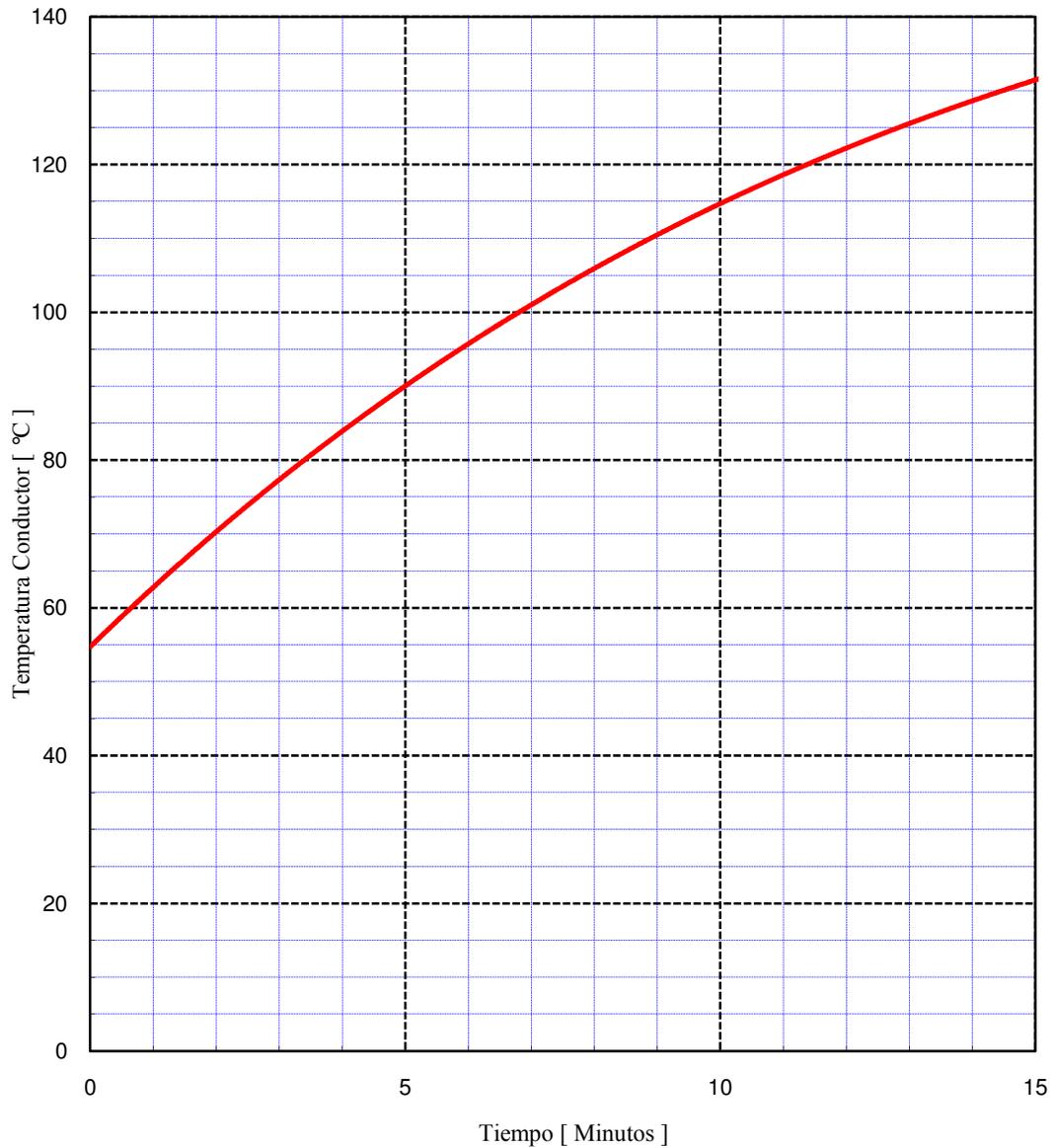
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



***Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio EDAG.***

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 644,3 A
Corriente final : 1288,5 A

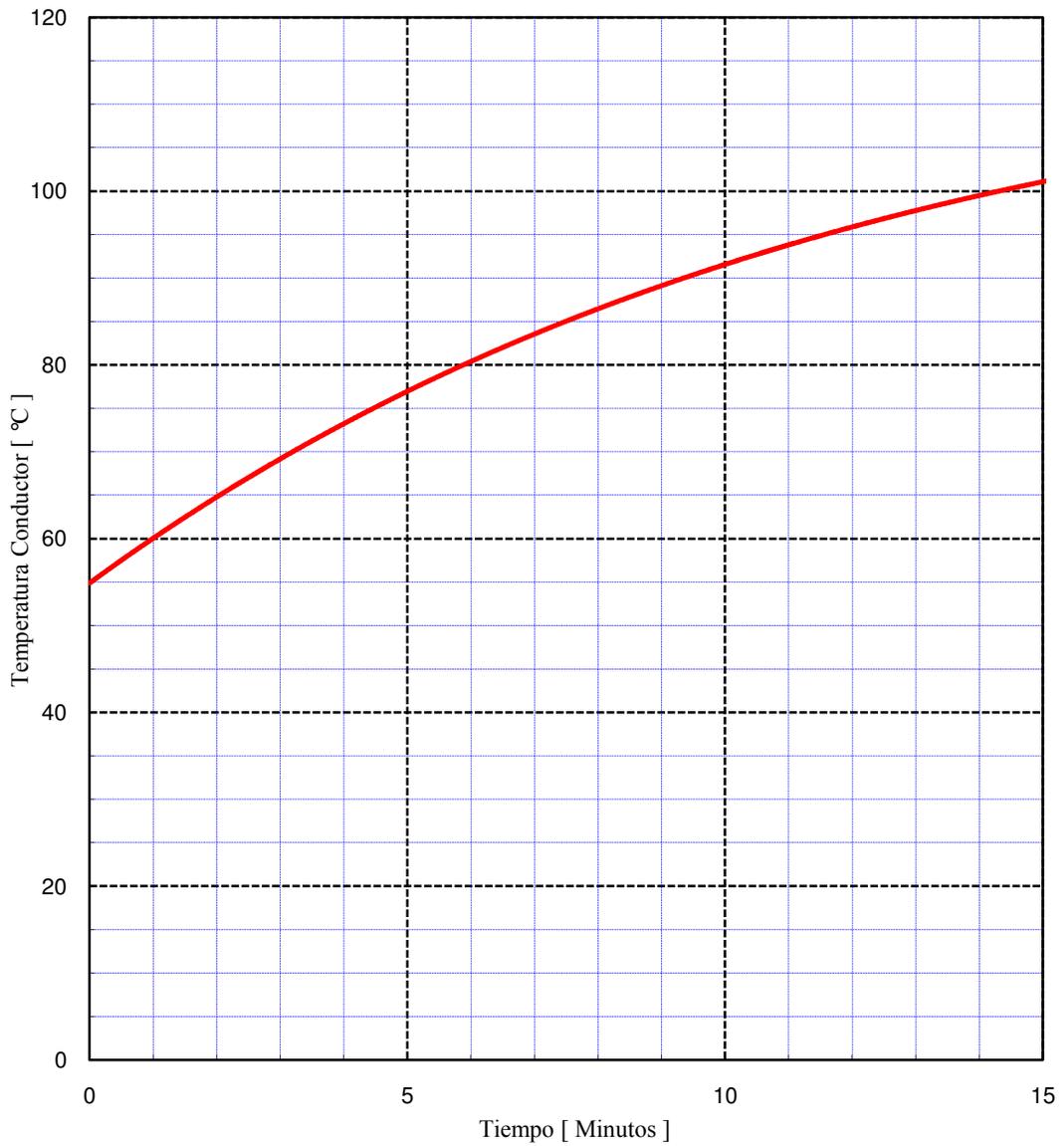
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Las Palmas - Los Vilos 220kV
Criterio EDAG

Tipo de conductor : AAAC 740,8 mm², Flint
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 55°C
Corriente inicial : 517 A
Corriente final : 1034 A

Temperatura del Conductor en función del Tiempo



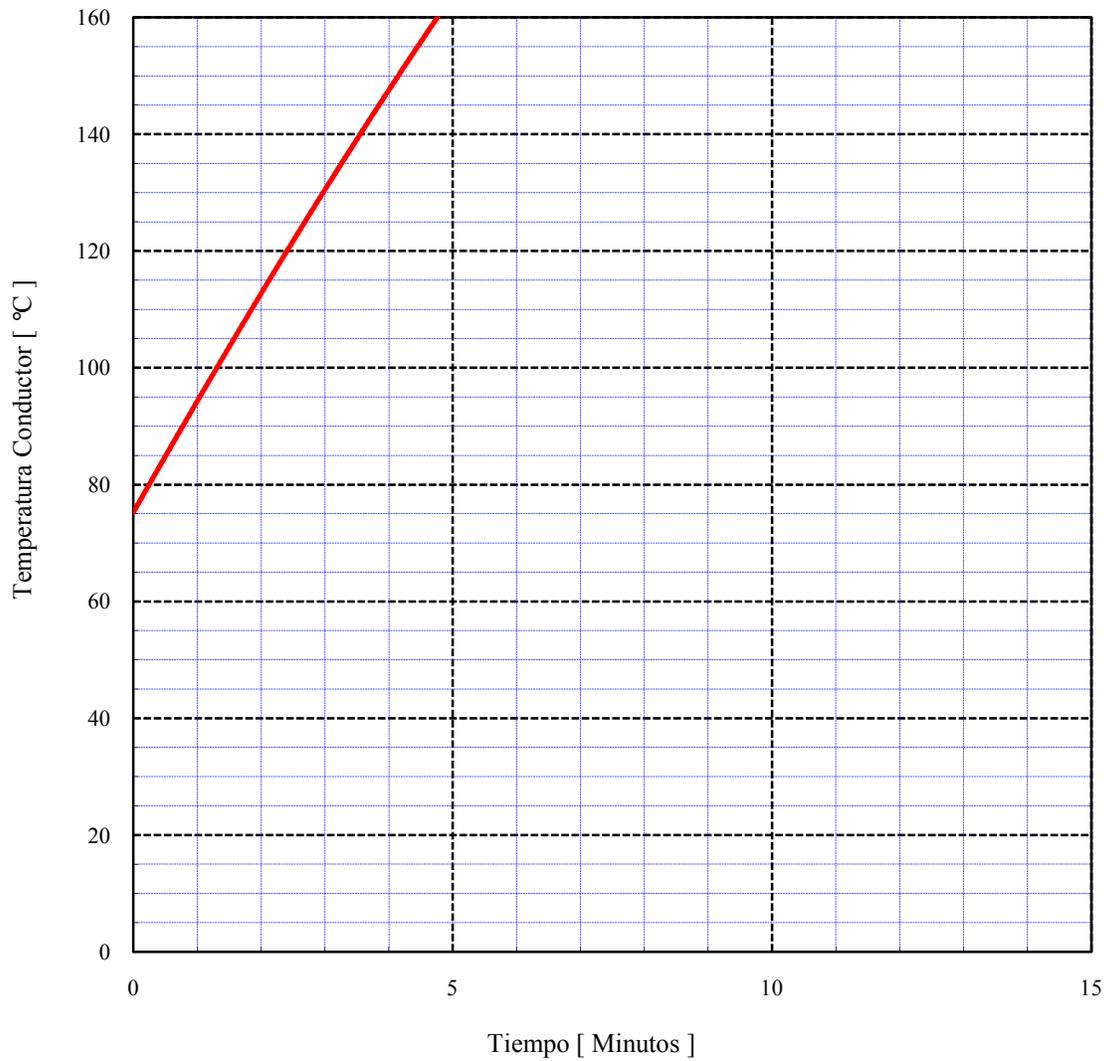
A.2.2 DETERMINACIÓN DE CORRIENTES NOMINALES PARA LÍNEAS DE ZONA SUR.

A.2.2.1 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x154

Línea Lagunillas - Hualpén 1x154 kV

Tipo de conductor	: ACAR 700 MCM
Temperatura ambiente	: 15°C sin sol
Temperatura máxima	: 75°C
Corriente inicial	: 932 A
Corriente final	: 1864 A

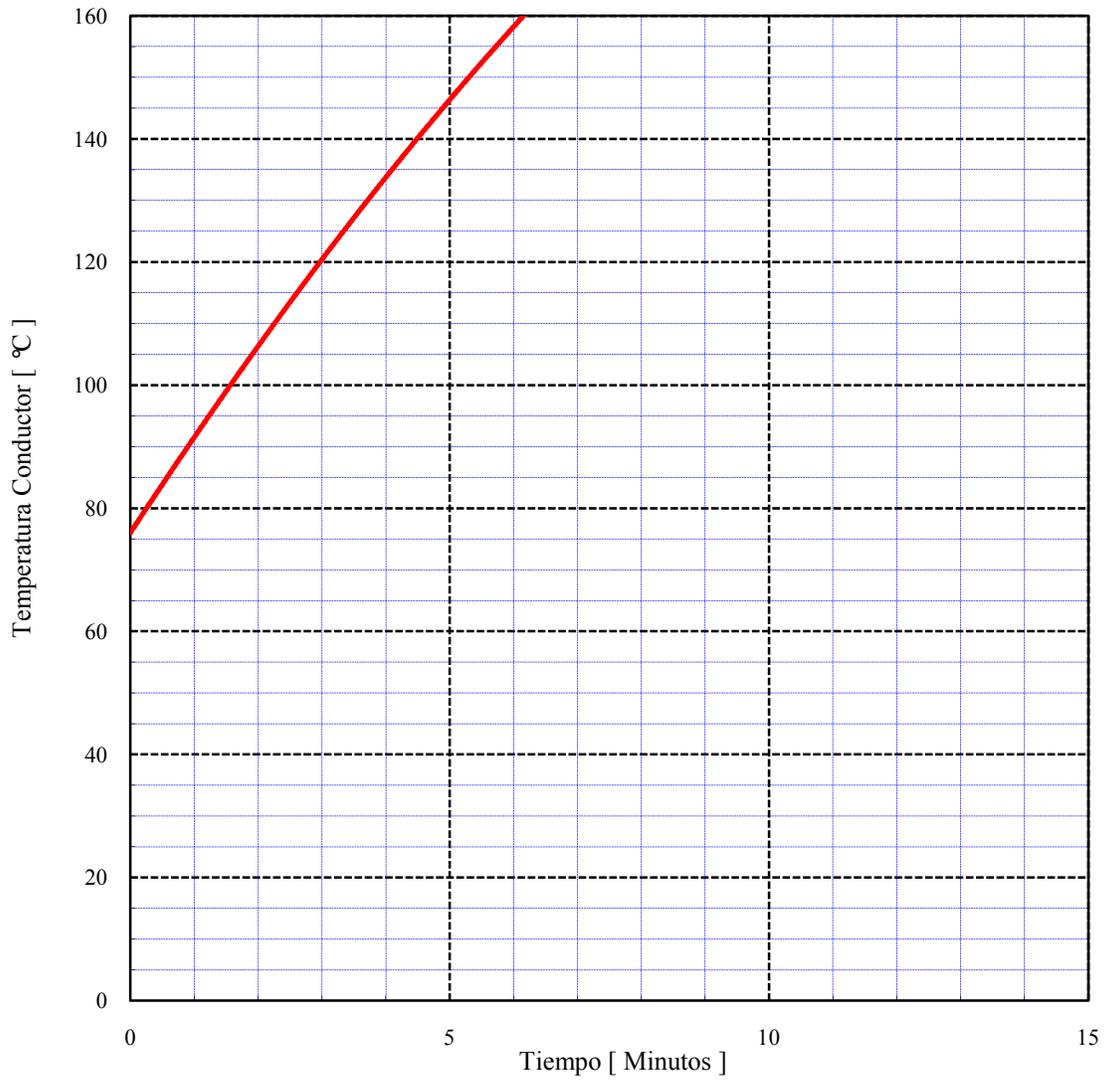
Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Línea Lagunillas - Hualpén 1x154 kV

Tipo de conductor : ACAR 700 MCM
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 75°C
Corriente inicial : 845 A
Corriente final : 1690 A

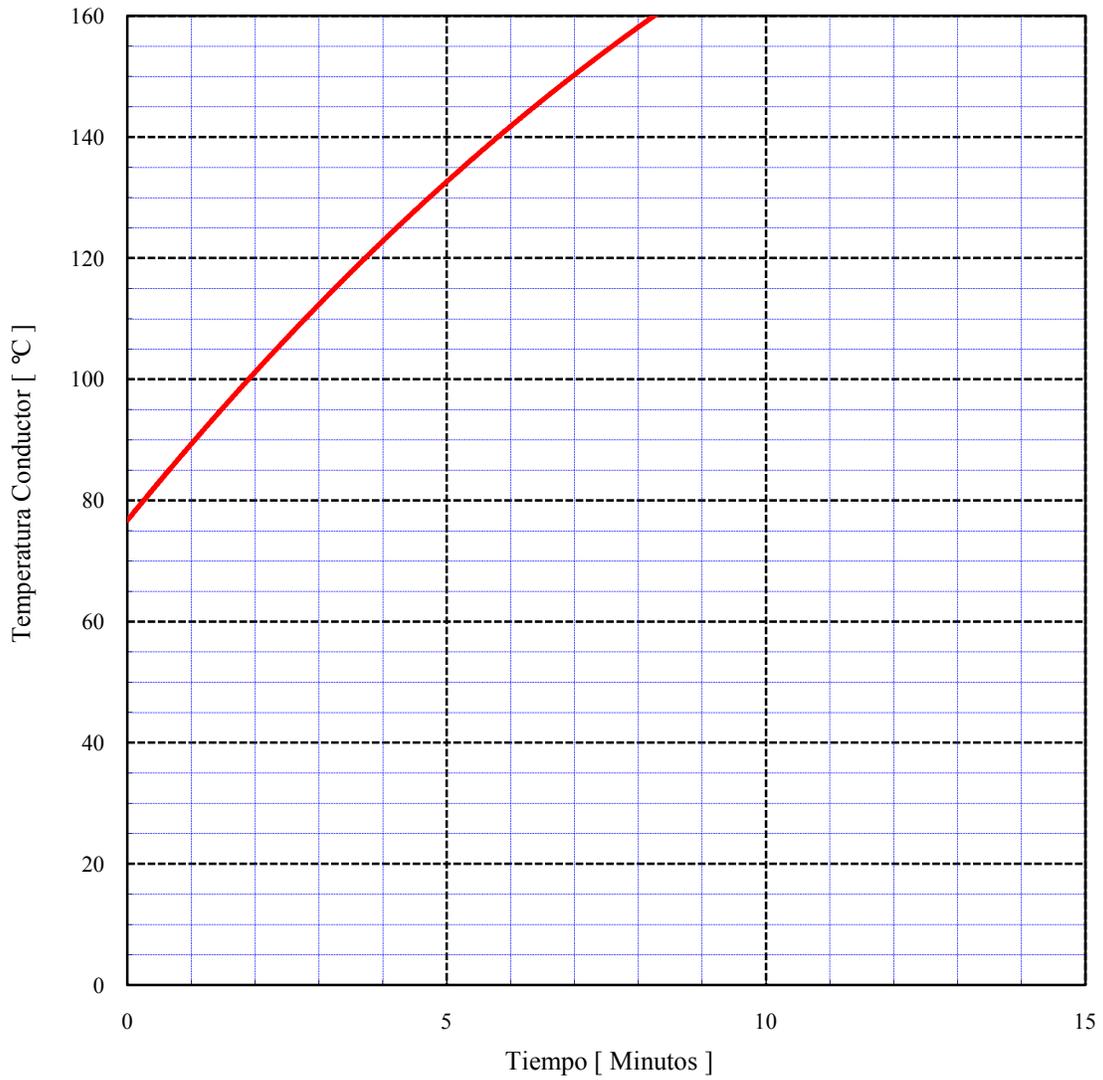
Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Línea Lagunillas - Hualpén 1x154 kV

Tipo de conductor : ACAR 700 MCM
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 75°C
Corriente inicial : 763 A
Corriente final : 1526 A

Temperatura del Conductor a través del Tiempo



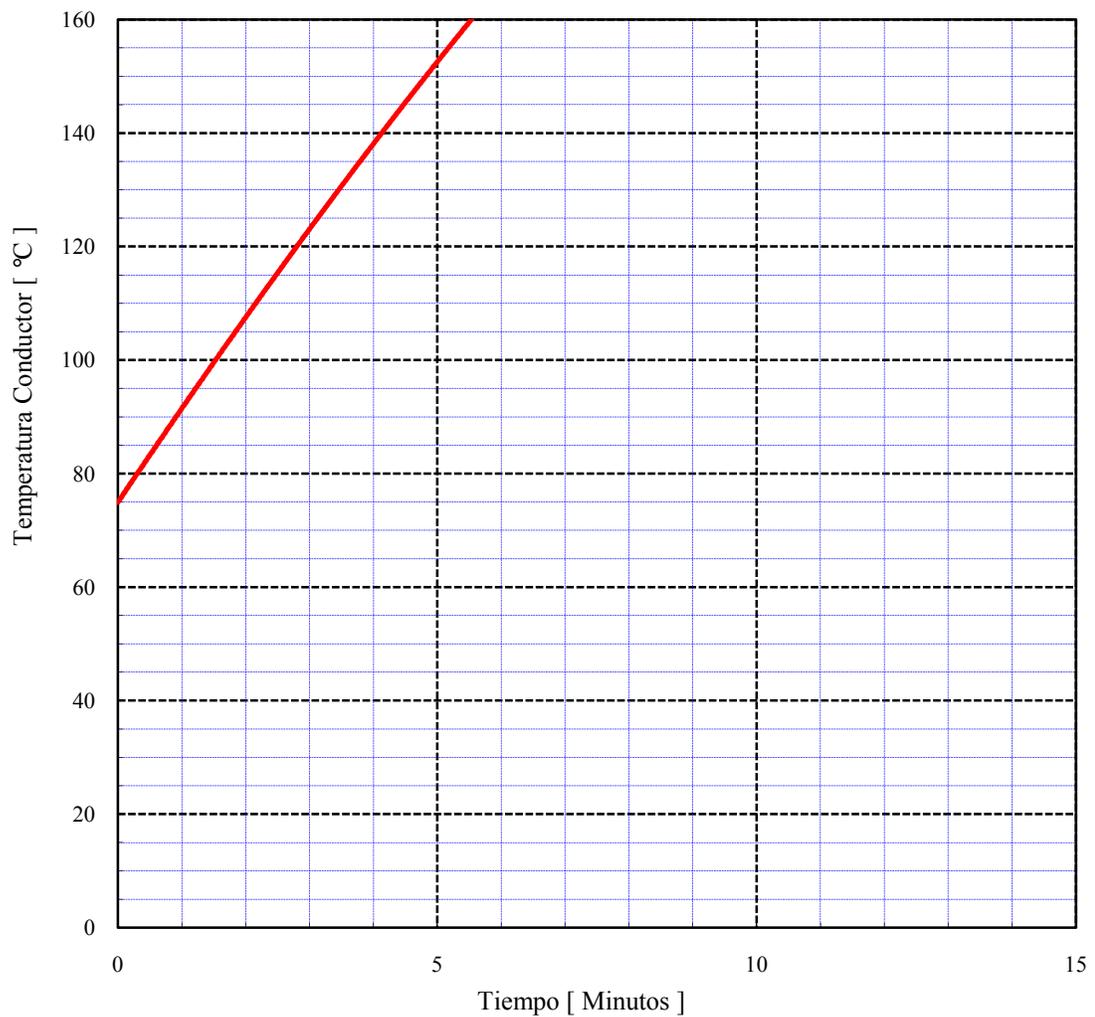
A.2.2.2

LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1x220 kV

Línea Lagunillas - Hualpén 1x220 kV

Tipo de conductor : ACAR 850 MCM
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 75°C
Corriente inicial : 1084 A
Corriente final : 2168 A

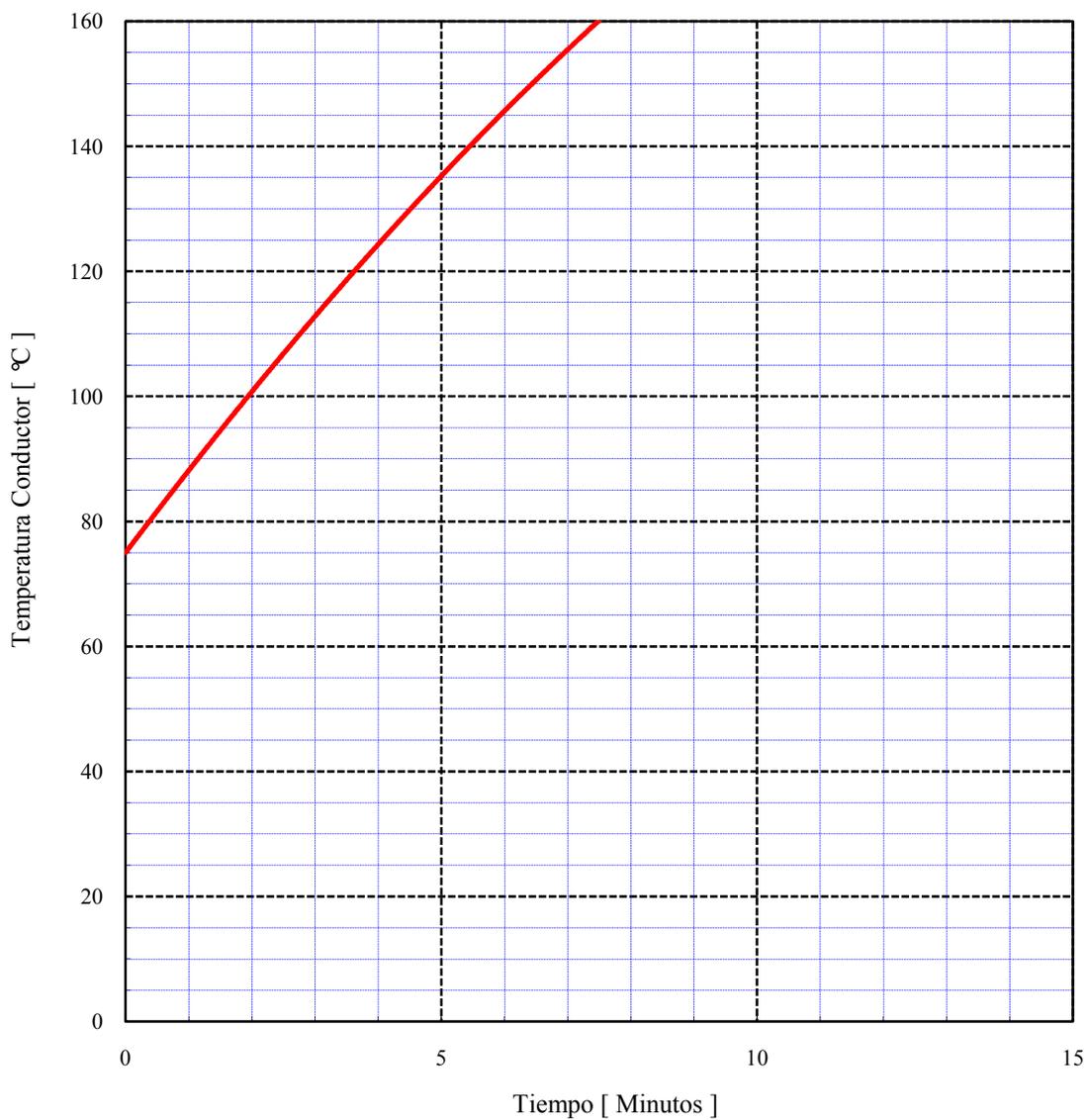
Temperatura del Conductor en función del Tiempo



Línea Lagunillas - Hualpén 1x220 kV

Tipo de conductor : ACAR 850 MCM
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 75°C
Corriente inicial : 970 A
Corriente final : 1941 A

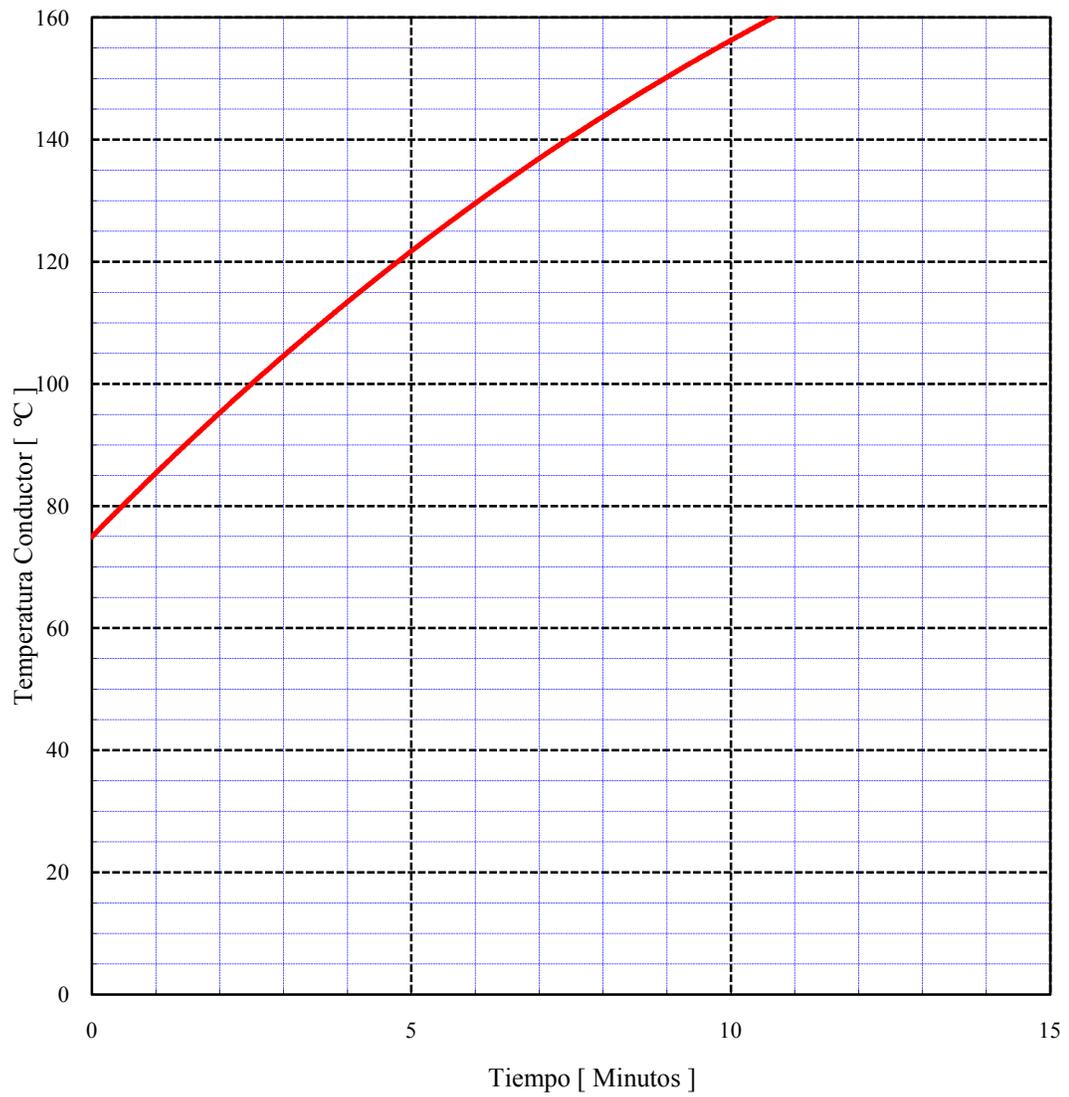
Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Línea Lagunillas - Hualpén 1x220 kV

Tipo de conductor : ACAR 850 MCM
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 75°C
Corriente inicial : 866 A
Corriente final : 1732 A

Temperatura del Conductor a través del Tiempo



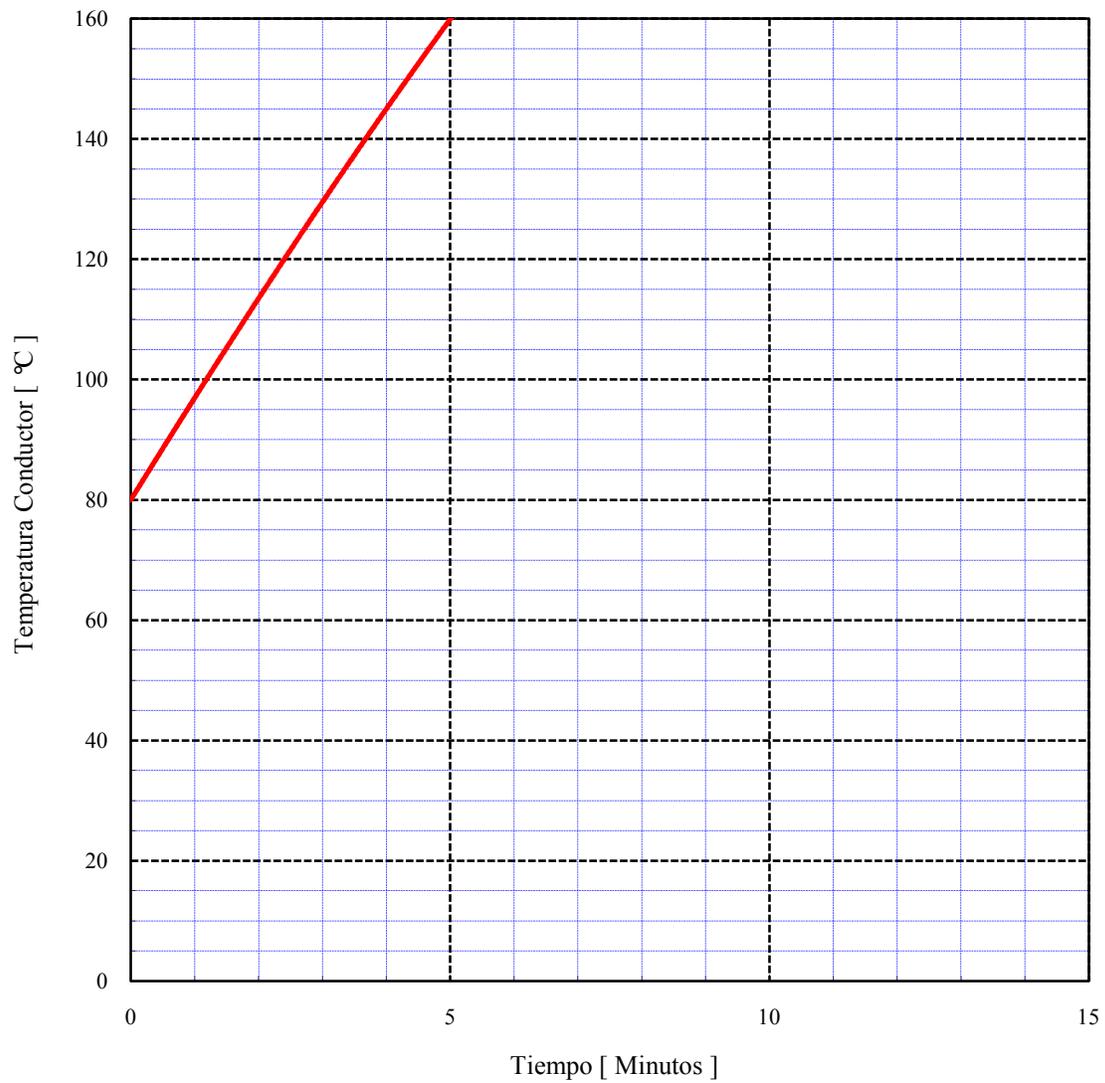
A.2.2.3

LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 1x220 kV

Línea Charrúa - Lagunillas 1x 220 kV

Tipo de conductor : Greeley - AAAC 927,2 mm²
Temperatura ambiente : 15°C sin sol
Temperatura máxima : 80°C
Corriente inicial : 1120 A
Corriente final : 2240 A

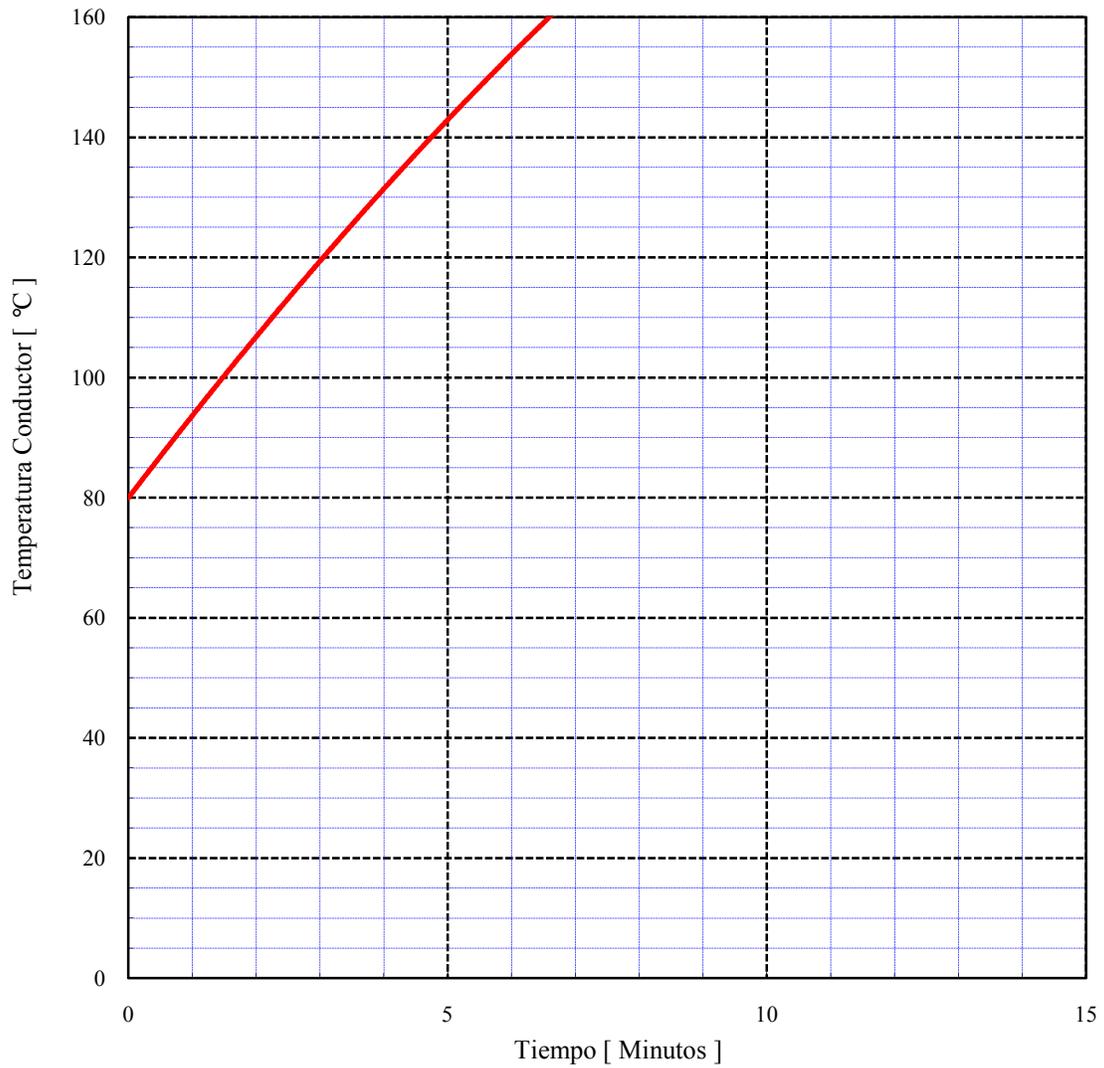
Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Línea Charrúa - Lagunillas 1x220 kV

Tipo de conductor : Greeley - AAAC 927,2 mm²
Temperatura ambiente : 20°C con sol
Temperatura máxima : 80°C
Corriente inicial : 1008,3 A
Corriente final : 2016,5 A

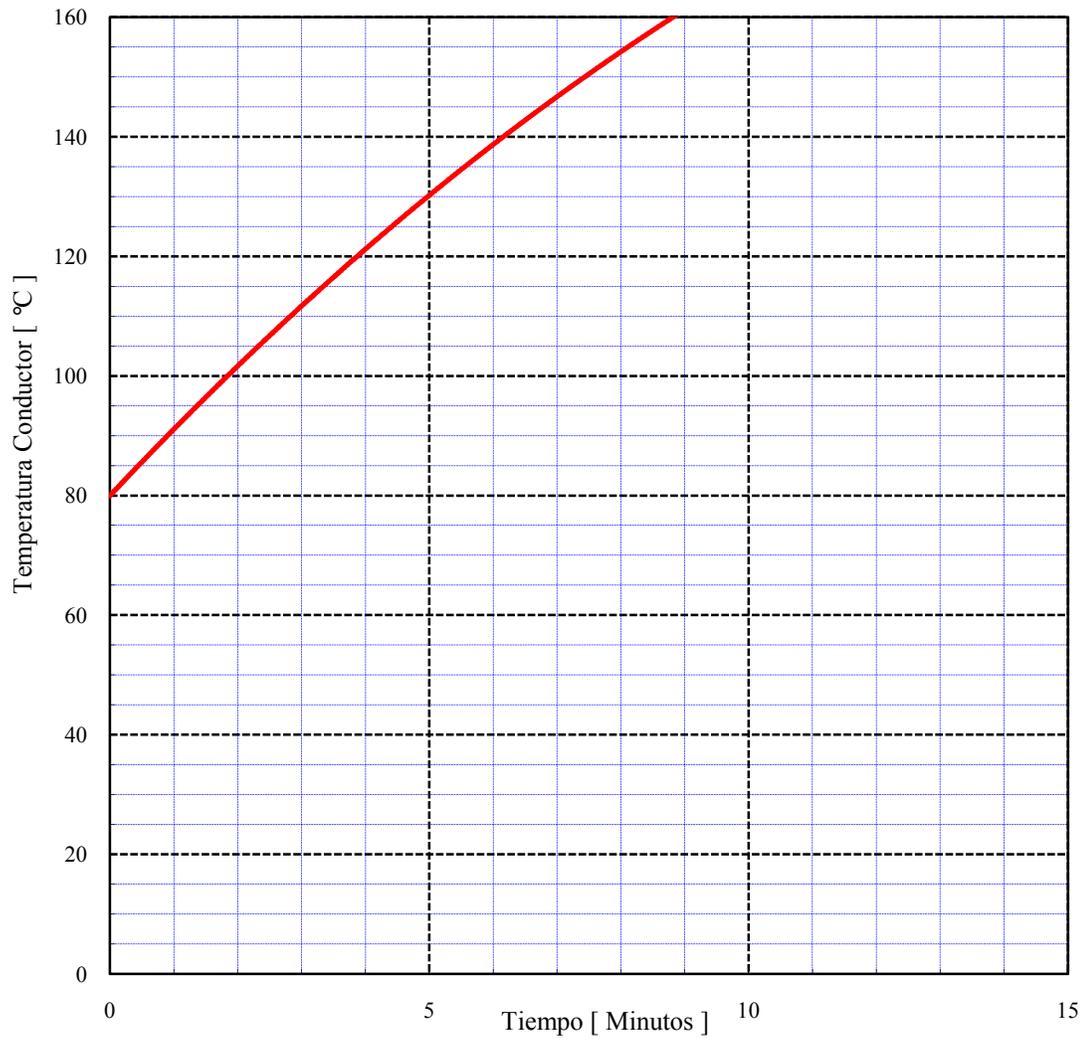
Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Línea Charrúa - Lagunillas 1x220 kV

Tipo de conductor : Greeley - AAAC 927,2 mm²
Temperatura ambiente : 30°C con sol
Temperatura máxima : 80°C
Corriente inicial : 910,6 A
Corriente final : 1821,3 A

Temperatura del Conductor a través del Tiempo



Anexo B:

Tensiones en Barras: Simulaciones Estáticas Pre-Contingencia.

B.1 TENSIONES EN BARRAS: ZONA NORTE

Se adjuntan las tensiones para las barras de interés, definidas en 4.1.3.2.1. Estas tensiones, obtenidas mediante simulaciones estáticas pre-contingencia, estarán expresadas en función de las tensiones de servicio para así comparar con los límites establecidos por la Norma Técnica.

Con números rojos, se encuentran los valores que están fuera del rango permitido por la Norma Técnica; y que por tanto, corresponden a los casos que se eliminan del análisis.

B.1.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV	Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,041
Caso 1	1,021	Caso 1	1,042
Caso 2	1,020	Caso 2	1,049
Caso 3	1,008	Caso 3	1,032
Caso 4	1,004	Caso 4	1,026
Caso 5	0,988	Caso 5	1,005

Tabla B.1: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Pan de Azúcar 220 kV	Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV	Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,023	Caso Base	1,039	Caso Base	1,028
Caso 1	1,023	Caso 1	1,038	Caso 1	1,018
Caso 2	1,008	Caso 2	1,017	Caso 2	1,003
Caso 3	0,955	Caso 3	0,971	Caso 3	0,951
Caso 4	0,940	Caso 4	0,957	Caso 4	0,936
Caso 5	0,892	Caso 5	0,917	Caso 5	0,862

Tabla B.2: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1	Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,022	Caso Base	1,030
Caso 1	1,011	Caso 1	1,019
Caso 2	0,999	Caso 2	1,005
Caso 3	0,959	Caso 3	0,964
Caso 4	0,946	Caso 4	0,951
Caso 5	0,878	Caso 5	0,881

Tabla B.3: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,013	Caso Base	1,009
Caso 1	1,007	Caso 1	1,005
Caso 2	1,001	Caso 2	1,001
Caso 3	0,988	Caso 3	0,999
Caso 4	0,982	Caso 4	0,994
Caso 5	0,939	Caso 5	0,962

Tabla B.4: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,022	Caso Base	1,050
Caso 1	1,024	Caso 1	1,054
Caso 2	1,020	Caso 2	1,048
Caso 3	1,008	Caso 3	1,030
Caso 4	1,008	Caso 4	1,029
Caso 5	1,002	Caso 5	1,021

Tabla B.5: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
Caso Base	1,023	Caso Base	1,037	Caso Base	1,030
Caso 1	1,023	Caso 1	1,045	Caso 1	1,021
Caso 2	1,011	Caso 2	1,032	Caso 2	1,008
Caso 3	0,959	Caso 3	0,977	Caso 3	0,958
Caso 4	0,955	Caso 4	0,973	Caso 4	0,956
Caso 5	0,935	Caso 5	0,961	Caso 5	0,920

Tabla B.6: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,026	Caso Base	1,033
Caso 1	1,016	Caso 1	1,023
Caso 2	1,006	Caso 2	1,013
Caso 3	0,967	Caso 3	0,972
Caso 4	0,967	Caso 4	0,973
Caso 5	0,935	Caso 5	0,939

Tabla B.7: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,018	Caso Base	1,010
Caso 1	1,012	Caso 1	1,007
Caso 2	1,008	Caso 2	1,004
Caso 3	0,996	Caso 3	0,999
Caso 4	1,002	Caso 4	1,007
Caso 5	0,988	Caso 5	0,999

Tabla B.8: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja.

B.1.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,038
Caso 1	1,020	Caso 1	1,040
Caso 2	1,020	Caso 2	1,041
Caso 3	1,009	Caso 3	1,024
Caso 4	1,008	Caso 4	1,032
Caso 5	1,009	Caso 5	1,019

Tabla B.9: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
Caso Base	1,023	Caso Base	1,035	Caso Base	1,026
Caso 1	1,023	Caso 1	1,034	Caso 1	1,018
Caso 2	1,020	Caso 2	1,030	Caso 2	1,012
Caso 3	0,976	Caso 3	0,984	Caso 3	0,970
Caso 4	0,962	Caso 4	0,974	Caso 4	0,956
Caso 5	0,966	Caso 5	0,988	Caso 5	0,946

Tabla B.10: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,019	Caso Base	1,025
Caso 1	1,010	Caso 1	1,016
Caso 2	1,005	Caso 2	1,010
Caso 3	0,970	Caso 3	0,973
Caso 4	0,959	Caso 4	0,988
Caso 5	0,947	Caso 5	0,950

Tabla B.11: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,005	Caso Base	0,999
Caso 1	0,999	Caso 1	0,994
Caso 2	0,995	Caso 2	0,992
Caso 3	0,982	Caso 3	0,987
Caso 4	0,977	Caso 4	0,984
Caso 5	0,972	Caso 5	0,999

Tabla B.12: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,034
Caso 1	1,021	Caso 1	1,045
Caso 2	1,043	Caso 2	1,065
Caso 3	1,012	Caso 3	1,040
Caso 4	1,010	Caso 4	1,036
Caso 5	1,009	Caso 5	1,020

Tabla B.13: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
Caso Base	1,026	Caso Base	1,044	Caso Base	1,035
Caso 1	1,026	Caso 1	1,043	Caso 1	1,027
Caso 2	1,026	Caso 2	1,043	Caso 2	1,027
Caso 3	0,979	Caso 3	0,992	Caso 3	0,978
Caso 4	0,971	Caso 4	0,982	Caso 4	0,970
Caso 5	0,972	Caso 5	0,995	Caso 5	0,958

Tabla B.14: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,029	Caso Base	1,035
Caso 1	1,021	Caso 1	1,027
Caso 2	1,021	Caso 2	1,028
Caso 3	0,980	Caso 3	0,985
Caso 4	0,973	Caso 4	0,978
Caso 5	0,961	Caso 5	0,965

Tabla B.15: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,015	Caso Base	1,006
Caso 1	1,011	Caso 1	1,002
Caso 2	1,016	Caso 2	1,006
Caso 3	0,995	Caso 3	0,991
Caso 4	0,992	Caso 4	0,990
Caso 5	0,988	Caso 5	0,989

Tabla B.16: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media.

B.1.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,033
Caso 1	1,020	Caso 1	1,035
Caso 2	1,020	Caso 2	1,034
Caso 3	1,006	Caso 3	1,012
Caso 4	1,020	Caso 4	1,030
Caso 5	1,020	Caso 5	1,041

Tabla B.17: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
Caso Base	1,026	Caso Base	1,036	Caso Base	1,029
Caso 1	1,023	Caso 1	1,031	Caso 1	1,018
Caso 2	1,013	Caso 2	1,021	Caso 2	1,006
Caso 3	0,959	Caso 3	0,963	Caso 3	0,949
Caso 4	0,967	Caso 4	0,991	Caso 4	0,954
Caso 5	0,956	Caso 5	0,993	Caso 5	0,923

Tabla B.18: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,020
Caso 1	1,008
Caso 2	0,999
Caso 3	0,952
Caso 4	0,956
Caso 5	0,927

Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,026
Caso 1	1,014
Caso 2	1,004
Caso 3	0,955
Caso 4	0,959
Caso 5	0,930

Tabla B.19: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Nogales 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,008
Caso 1	1,003
Caso 2	0,998
Caso 3	0,979
Caso 4	0,984
Caso 5	0,972

Quillota 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,009
Caso 1	1,006
Caso 2	1,003
Caso 3	0,992
Caso 4	0,998
Caso 5	0,989

Tabla B.20: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,020
Caso 1	1,021
Caso 2	1,020
Caso 3	1,009
Caso 4	1,020
Caso 5	1,020

Maitencillo 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,033
Caso 1	1,036
Caso 2	1,034
Caso 3	1,017
Caso 4	1,031
Caso 5	1,043

Tabla B.21: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Pan de Azúcar 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,026
Caso 1	1,026
Caso 2	1,018
Caso 3	0,971
Caso 4	0,973
Caso 5	0,967

Pan de Azúcar 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,036
Caso 1	1,034
Caso 2	1,026
Caso 3	0,975
Caso 4	0,999
Caso 5	1,003

Las Palmas 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,034
Caso 1	1,025
Caso 2	1,015
Caso 3	0,966
Caso 4	0,967
Caso 5	0,940

Tabla B.22: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,027
Caso 1	1,017
Caso 2	1,009
Caso 3	0,969
Caso 4	0,971
Caso 5	0,946

Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,033
Caso 1	1,023
Caso 2	1,015
Caso 3	0,973
Caso 4	0,974
Caso 5	0,949

Tabla B.23: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,017	Caso Base	1,014
Caso 1	1,013	Caso 1	1,011
Caso 2	1,009	Caso 2	1,009
Caso 3	0,997	Caso 3	1,002
Caso 4	1,000	Caso 4	1,006
Caso 5	0,991	Caso 5	1,001

Tabla B.24: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

B.1.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,034
Caso 1	1,020	Caso 1	1,038
Caso 2	1,020	Caso 2	1,039
Caso 3	1,014	Caso 3	1,029
Caso 4	1,013	Caso 4	1,027
Caso 5	1,020	Caso 5	1,035

Tabla B.25: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
Caso Base	1,026	Caso Base	1,032	Caso Base	1,035
Caso 1	1,026	Caso 1	1,030	Caso 1	1,027
Caso 2	1,026	Caso 2	1,029	Caso 2	1,023
Caso 3	0,990	Caso 3	0,991	Caso 3	0,983
Caso 4	0,983	Caso 4	0,983	Caso 4	0,975
Caso 5	0,989	Caso 5	1,002	Caso 5	0,964

Tabla B.26: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
Caso Base	1,027	Caso Base	1,031
Caso 1	1,018	Caso 1	1,022
Caso 2	1,013	Caso 2	1,018
Caso 3	0,979	Caso 3	0,983
Caso 4	0,973	Caso 4	0,976
Caso 5	0,961	Caso 5	0,963

Tabla B.27: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
Caso Base	1,012	Caso Base	1,012
Caso 1	1,008	Caso 1	1,008
Caso 2	1,005	Caso 2	1,008
Caso 3	0,991	Caso 3	0,999
Caso 4	0,988	Caso 4	0,997
Caso 5	0,984	Caso 5	0,997

Tabla B.28: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV	Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,020	Caso Base	1,034
Caso 1	1,020	Caso 1	1,038
Caso 2	1,020	Caso 2	1,039
Caso 3	1,017	Caso 3	1,033
Caso 4	1,016	Caso 4	1,031
Caso 5	1,020	Caso 5	1,036

Tabla B.29: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Pan de Azúcar 220 kV	Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV	Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,026	Caso Base	1,032	Caso Base	1,040
Caso 1	1,026	Caso 1	1,030	Caso 1	1,032
Caso 2	1,026	Caso 2	1,029	Caso 2	1,028
Caso 3	0,999	Caso 3	1,000	Caso 3	0,995
Caso 4	0,992	Caso 4	0,993	Caso 4	0,988
Caso 5	0,997	Caso 5	1,009	Caso 5	0,976

Tabla B.30: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1	Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,033	Caso Base	1,038
Caso 1	1,025	Caso 1	1,030
Caso 2	1,021	Caso 2	1,025
Caso 3	0,993	Caso 3	0,996
Caso 4	0,987	Caso 4	0,991
Caso 5	0,975	Caso 5	0,978

Tabla B.31: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Nogales 220 kV	Tensión 0/1	Quillota 220 kV	Tensión 0/1
Caso Base	1,021	Caso Base	1,017
Caso 1	1,017	Caso 1	1,014
Caso 2	1,014	Caso 2	1,013
Caso 3	1,005	Caso 3	1,007
Caso 4	1,003	Caso 4	1,006
Caso 5	1,000	Caso 5	1,006

Tabla B.32: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

B.2 TENSIONES EN BARRAS: ZONA SUR

Se adjuntan las tensiones para las barras de interés de la zona sur, definidas en Tabla 4.18. Estas tensiones, corresponden a las obtenidas mediante las simulaciones estáticas pre-contingencia, y están expresadas en función de las tensiones de servicio; para así comparar con los límites establecidos por la Norma Técnica.

Con números rojo, se encuentran los valores que están fuera del rango exigido por la Norma Técnica; y que por tanto, corresponden a casos que se eliminan del análisis.

B.2.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

Charrúa 220 kV	Tensión 0/1	Charrúa 154 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,02	Caso Base	1,01
Caso 1	1,02	Caso 1	1,01

Tabla B.33: Tensiones en Barras Charrúa 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Concepción 154 kV	Tensión 0/1	Charrúa 500 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,02	Caso Base	1,00
Caso 1	1,02	Caso 1	1,00

Tabla B.34: Tensiones en Barras Concepción 154 kV y Charrúa 500 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Hualpén 220 kV	Tensión 0/1	Hualpén 154 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,04	Caso Base	1,03
Caso 1	1,03	Caso 1	1,03

Tabla B.35: Tensiones en Barras Hualpén, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Lagunillas 220 kV	Tensión 0/1	Lagunillas 154 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,04	Caso Base	1,03
Caso 1	1,04	Caso 1	1,03

Tabla B.36: Tensiones en Barras Lagunillas, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Coronel 154 kV	Tensión 0/1	Coronel 66 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,03	Caso Base	1,02
Caso 1	1,03	Caso 1	1,02

Tabla B.37: Tensiones en Barras Coronel, 154 kV y 66 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

B.1.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

Charrúa 220 kV	Tensión 0/1	Charrúa 154 kV	Tensión [0/1]
Caso Base	1,02	Caso Base	1,02
Caso 1	1,02	Caso 1	1,02

Tabla B.38: Tensiones en Barras Charrúa 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media

Concepción 154 kV	Tensión
	0/1
Caso Base	1,02
Caso 1	1,01

Charrúa 500 kV	Tensión
	[0/1]
Caso Base	1,00
Caso 1	1,00

Tabla B.39: Tensiones en Barras Concepción 154 kV y Charrúa 500 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Hualpén 220 kV	Tensión
	0/1
Caso Base	1,03
Caso 1	1,03

Hualpén 154 kV	Tensión
	[0/1]
Caso Base	1,02
Caso 1	1,02

Tabla B.40: Tensiones en Barras Hualpén, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Lagunillas 220 kV	Tensión
	0/1
Caso Base	1,04
Caso 1	1,04

Lagunillas 154 kV	Tensión
	[0/1]
Caso Base	1,03
Caso 1	1,03

Tabla B.41: Tensiones en Barras Lagunillas, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Coronel 154 kV	Tensión
	0/1
Caso Base	1,03
Caso 1	1,03

Coronel 66 kV	Tensión
	[0/1]
Caso Base	1,03
Caso 1	1,03

Tabla B.42: Tensiones en Barras Coronel, 154 kV y 66 kV, Escenario 2012 – Demanda Media.

Anexo C:

Tensiones de Barras de interés - Simulaciones Estáticas Post-Contingencia.

C.1 TENSIONES EN BARRAS: ZONA NORTE

Se adjuntan las tensiones para las barras de interés, definidas en Tabla 4.9. Estas tensiones, obtenidas mediante las simulaciones estáticas post-contingencia, estarán expresadas en función de las tensiones de servicio para así comparar con los límites establecidos por la Norma Técnica. Como fue mencionado todos los valores de tensiones de barra se encuentran dentro del rango exigido por la Norma Técnica.

C.1.1 ESCENARIO 2010 – DEMANDA BAJA

C.1.1.1 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,03

Tabla C.1: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	0,99
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	0,99
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	0,97

Tabla C.2: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99

Tabla C.3: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,00

Tabla C.4: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

C.1.1.2 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LOS VILOS - NOGALES

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,05

Tabla C.5: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	0,99
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,96

Tabla C.6: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,98	C2_postfalla	0,99
C3_postfalla	0,96	C3_postfalla	0,96

Tabla C.7: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99

Tabla C.8: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales

C.1.1.3 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA NOGALES – QUILLOTA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,05

Tabla C.9: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,97

Tabla C.10: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,98

Tabla C.11: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99

Tabla C.12: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04

Tabla C.13: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,04

Tabla C.14: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,05	CB_postfalla	1,05
C1_postfalla	1,04	C1_postfalla	1,05
C2_postfalla	1,04	C2_postfalla	1,05

Tabla C.15: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,04	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	1,04	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,04	C2_postfalla	1,01

Tabla C.16: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales- Quillota.

C.1.1.4 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

Tal como se mencionó, para este escenario se consideró la salida del circuito 2 (C2), puesto que el tramo que presentaba mayores sobrecargas, según simulaciones previas, era el tramo Monte Redondo – Las Palmas.

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,020	CB_postfalla	1,020
C1_postfalla	1,021	C1_postfalla	1,042
C2_postfalla	1,020	C2_postfalla	1,049
C3_postfalla	1,008	C3_postfalla	1,032

Tabla C.17: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,023	CB_postfalla	1,039	CB_postfalla	1,028
C1_postfalla	1,023	C1_postfalla	1,038	C1_postfalla	1,018
C2_postfalla	1,008	C2_postfalla	1,017	C2_postfalla	1,003
C3_postfalla	0,955	C3_postfalla	0,971	C3_postfalla	0,951

Tabla C.18: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,022	CB_postfalla	1,030
C1_postfalla	1,011	C1_postfalla	1,019
C2_postfalla	0,999	C2_postfalla	1,005
C3_postfalla	0,959	C3_postfalla	0,964

Tabla C.19: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,013	CB_postfalla	1,009
C1_postfalla	1,007	C1_postfalla	1,005
C2_postfalla	1,001	C2_postfalla	1,001
C3_postfalla	0,988	C3_postfalla	0,999

Tabla C.20: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

C.1.2 ESCENARIO 2010 – DEMANDA MEDIA

C.1.2.1 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03
C3_postfalla	1,01	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,01	C4_postfalla	1,03
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,03

Tabla C.21: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,97
C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,97
C5_postfalla	0,98	C5_postfalla	1,00	C5_postfalla	0,97

Tabla C.22: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,98
C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,97
C5_postfalla	0,97	C5_postfalla	0,98

Tabla C.23: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	0,99

Tabla C.24: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

C.1.2.2 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LOS VILOS - NOGALES

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,01	C4_postfalla	1,03
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,04

Tabla C.25: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,98
C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,96
C5_postfalla	0,98	C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	0,97

Tabla C.26: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,97
C4_postfalla	0,96	C4_postfalla	0,96
C5_postfalla	0,96	C5_postfalla	0,97

Tabla C.27: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	0,99
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	0,99
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	0,99
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	0,99

Tabla C.28: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales

C.1.2.3 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA NOGALES – QUILLOTA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,04
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,04
C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,04
C3_postfalla		1,02	C3_postfalla		1,04
C4_postfalla		1,01	C4_postfalla		1,04
C5_postfalla		1,02	C5_postfalla		1,04

Tabla C.29: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV		Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,03	CB_postfalla		1,03
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,03	C1_postfalla		1,02
C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,02
C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99
C4_postfalla		0,98	C4_postfalla		0,98	C4_postfalla		0,98
C5_postfalla		0,99	C5_postfalla		1,00	C5_postfalla		0,98

Tabla C.30: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota

Los Vilos 220 kV		Tensión 0/1	Choapa 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,03
C1_postfalla		1,01	C1_postfalla		1,02
C2_postfalla		1,01	C2_postfalla		1,01
C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99
C4_postfalla		0,98	C4_postfalla		0,99
C5_postfalla		0,98	C5_postfalla		0,99

Tabla C.31: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Tensión 0/1	Quillota 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,01	CB_postfalla		0,99
C1_postfalla		1,00	C1_postfalla		0,99
C2_postfalla		1,00	C2_postfalla		1,00
C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99
C4_postfalla		0,99	C4_postfalla		0,99
C5_postfalla		0,99	C5_postfalla		0,99

Tabla C.32: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV	Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV	Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,05

Tabla C.33: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV	Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV	Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV	Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,03
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,01
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,00

Tabla C.34: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1	Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,04
C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,03
C3_postfalla	1,01	C3_postfalla	1,01
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,01

Tabla C.35: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV	Tensión 0/1	Quillota 220 kV	Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	1,01	C3_postfalla	1,00
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	0,99

Tabla C.36: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales- Quillota.

C.1.2.4 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

Tal como se mencionó, para este escenario se consideró la salida del circuito 2 (C2), puesto que el tramo que presentaba mayores sobrecargas, según simulaciones previas, era el tramo Monte Redondo – Las Palmas.

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,020	CB_postfalla	1,034
C1_postfalla	1,020	C1_postfalla	1,035
C2_postfalla	1,020	C2_postfalla	1,034
C3_postfalla	1,021	C3_postfalla	1,041
C4_postfalla	0,995	C4_postfalla	0,998
C5_postfalla	1,018	C5_postfalla	1,023

Tabla C.37: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,026	CB_postfalla	1,044	CB_postfalla	1,026
C1_postfalla	1,013	C1_postfalla	1,029	C1_postfalla	1,010
C2_postfalla	1,004	C2_postfalla	1,019	C2_postfalla	1,000
C3_postfalla	0,960	C3_postfalla	0,973	C3_postfalla	0,949
C4_postfalla	0,919	C4_postfalla	0,929	C4_postfalla	0,919
C5_postfalla	0,937	C5_postfalla	0,960	C5_postfalla	0,907

Tabla C.38: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,022	CB_postfalla	1,028
C1_postfalla	1,008	C1_postfalla	1,014
C2_postfalla	1,000	C2_postfalla	1,005
C3_postfalla	0,959	C3_postfalla	0,963
C4_postfalla	0,936	C4_postfalla	0,940
C5_postfalla	0,927	C5_postfalla	0,930

Tabla C.39: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,012	CB_postfalla	1,005
C1_postfalla	1,007	C1_postfalla	1,000
C2_postfalla	1,003	C2_postfalla	0,998
C3_postfalla	0,987	C3_postfalla	0,996
C4_postfalla	0,978	C4_postfalla	0,991
C5_postfalla	0,974	C5_postfalla	0,990

Tabla C.40: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2010 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

C.1.3 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

C.1.3.1 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

Maitencillo 220 kV		Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,02
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,03
C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,02
C3_postfalla		1,01	C3_postfalla		1,02
C4_postfalla		1,02	C4_postfalla		1,03

Tabla C.41: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Pan de Azúcar 220 kV		Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV		Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,03	CB_postfalla		1,03	CB_postfalla		1,02
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,03	C1_postfalla		1,01
C2_postfalla		1,01	C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,01
C3_postfalla		0,98	C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,98
C4_postfalla		0,98	C4_postfalla		1,01	C4_postfalla		0,98

Tabla C.42: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Los Vilos 220 kV		Tensión 0/1	Choapa 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,01	CB_postfalla		1,01
C1_postfalla		1,00	C1_postfalla		1,00
C2_postfalla		1,00	C2_postfalla		1,00
C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99
C4_postfalla		0,99	C4_postfalla		0,99

Tabla C.43: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Nogales 220 kV		Tensión 0/1	Quillota 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,00	CB_postfalla		1,01
C1_postfalla		1,00	C1_postfalla		1,00
C2_postfalla		1,00	C2_postfalla		1,00
C3_postfalla		1,00	C3_postfalla		1,00
C4_postfalla		1,00	C4_postfalla		1,01
C5_postfalla		1,00	C5_postfalla		1,01

Tabla C.44: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

C.1.3.2 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LOS VILOS - NOGALES

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,01	C3_postfalla	1,03
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,04

Tabla C.45: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	0,97
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	0,98

Tabla C.46: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	0,99
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,97
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	0,98

Tabla C.47: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	1,00
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,01

Tabla C.48: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales

C.1.3.3 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA NOGALES – QUILLOTA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,02
C4_postfalla	1,01	C4_postfalla	1,03

Tabla C.49: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,95	C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,94
C4_postfalla	0,96	C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	0,94

Tabla C.50: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,95	C3_postfalla	0,95
C4_postfalla	0,95	C4_postfalla	0,95

Tabla C.51: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	0,99	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	1,00

Tabla C.52: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV	Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV	Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,01	C3_postfalla	1,03
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,03

Tabla C.53: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV	Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV	Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV	Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,04	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,96
C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	0,96

Tabla C.54: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Los Vilos 220 kV	Tensión 0/1	Choapa 110 kV	Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	0,97	C3_postfalla	0,97
C4_postfalla	0,97	C4_postfalla	0,97

Tabla C.55: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV	Tensión 0/1	Quillota 220 kV	Tensión 0/1
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	1,00
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,01

Tabla C.56: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Nogales- Quillota.

C.1.3.4 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

Tal como se mencionó, para este escenario se consideró la salida del circuito 1 (C1), puesto que el tramo que presentaba mayores sobrecargas, según simulaciones previas, era el tramo El Arrayán – Las Palmas.

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,020	CB_postfalla	1,033
C1_postfalla	1,021	C1_postfalla	1,036
C2_postfalla	1,020	C2_postfalla	1,034
C3_postfalla	1,009	C3_postfalla	1,017
C4_postfalla	1,020	C4_postfalla	1,031

Tabla C.57: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,026	CB_postfalla	1,036	CB_postfalla	1,034
C1_postfalla	1,026	C1_postfalla	1,034	C1_postfalla	1,025
C2_postfalla	1,018	C2_postfalla	1,026	C2_postfalla	1,015
C3_postfalla	0,971	C3_postfalla	0,975	C3_postfalla	0,966
C4_postfalla	0,973	C4_postfalla	0,999	C4_postfalla	0,967

Tabla C.58: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,027	CB_postfalla	1,033
C1_postfalla	1,017	C1_postfalla	1,023
C2_postfalla	1,009	C2_postfalla	1,015
C3_postfalla	0,969	C3_postfalla	0,973
C4_postfalla	0,971	C4_postfalla	0,974

Tabla C.59: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,017	CB_postfalla	1,014
C1_postfalla	1,013	C1_postfalla	1,011
C2_postfalla	1,009	C2_postfalla	1,009
C3_postfalla	0,997	C3_postfalla	1,002
C4_postfalla	1,000	C4_postfalla	1,006

Tabla C.60: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

C.1.4 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

C.1.4.1 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,05
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,05
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,04
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,04

Tabla C.61: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	1,01	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,03	C5_postfalla	0,99

Tabla C.62: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,01	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	0,99

Tabla C.63: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	1,00
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,00
C5_postfalla	1,00	C5_postfalla	1,00

Tabla C.64: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Las Palmas- Los Vilos.

C.1.4.2 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA LOS VILOS - NOGALES

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,05
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,05
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,04
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,04

Tabla C.65: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,02
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	1,00	C5_postfalla	1,03	C5_postfalla	0,99

Tabla C.66: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,02
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	1,00	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,98	C3_postfalla	0,98
C4_postfalla	0,98	C4_postfalla	0,98
C5_postfalla	0,98	C5_postfalla	0,98

Tabla C.67: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos - Nogales

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,00	CB_postfalla	1,00
C1_postfalla	1,00	C1_postfalla	1,00
C2_postfalla	0,99	C2_postfalla	1,00
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	1,00
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	1,00

Tabla C.68: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Los Vilos – Nogales

C.1.4.3 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA NOGALES – QUILLOTA

a) Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región

Maitencillo 220 kV		Tensión 0/1	Maitencillo 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,05
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,05
C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,04
C3_postfalla		1,02	C3_postfalla		1,04
C4_postfalla		1,02	C4_postfalla		1,04
C5_postfalla		1,02	C5_postfalla		1,04

Tabla C.69: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Tensión 0/1	Pan de Azúcar 110 kV		Tensión [0/1]	Las Palmas 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,03	CB_postfalla		1,03
C1_postfalla		1,02	C1_postfalla		1,03	C1_postfalla		1,02
C2_postfalla		1,02	C2_postfalla		1,03	C2_postfalla		1,02
C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,99	C3_postfalla		0,98
C4_postfalla		0,99	C4_postfalla		1,00	C4_postfalla		0,97
C5_postfalla		0,98	C5_postfalla		1,00	C5_postfalla		0,95

Tabla C.70: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota

Los Vilos 220 kV		Tensión 0/1	Choapa 110 kV		Tensión [0/1]
CB_postfalla		1,02	CB_postfalla		1,02
C1_postfalla		1,01	C1_postfalla		1,02
C2_postfalla		1,01	C2_postfalla		1,01
C3_postfalla		0,97	C3_postfalla		0,97
C4_postfalla		0,97	C4_postfalla		0,97
C5_postfalla		0,95	C5_postfalla		0,95

Tabla C.71: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Tensión 0/1	Quillota 220 kV		Tensión 0/1
CB_postfalla		1,00	CB_postfalla		1,00
C1_postfalla		1,00	C1_postfalla		1,00
C2_postfalla		1,00	C2_postfalla		1,00
C3_postfalla		0,98	C3_postfalla		0,99
C4_postfalla		0,98	C4_postfalla		1,00
C5_postfalla		0,97	C5_postfalla		0,99

Tabla C.72: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

b) Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,05
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,05
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,04
C3_postfalla	1,02	C3_postfalla	1,04
C4_postfalla	1,02	C4_postfalla	1,04
C5_postfalla	1,02	C5_postfalla	1,04

Tabla C.73: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,03	C2_postfalla	1,02
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	1,01	C5_postfalla	0,97

Tabla C.74: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales - Quillota.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,03	CB_postfalla	1,03
C1_postfalla	1,02	C1_postfalla	1,03
C2_postfalla	1,02	C2_postfalla	1,02
C3_postfalla	0,99	C3_postfalla	0,99
C4_postfalla	0,99	C4_postfalla	0,99
C5_postfalla	0,97	C5_postfalla	0,97

Tabla C.75: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales – Quillota.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,02	CB_postfalla	1,01
C1_postfalla	1,01	C1_postfalla	1,01
C2_postfalla	1,01	C2_postfalla	1,01
C3_postfalla	1,00	C3_postfalla	1,00
C4_postfalla	1,00	C4_postfalla	1,00
C5_postfalla	0,99	C5_postfalla	1,00

Tabla C.76: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Nogales- Quillota.

C.1.4.4 CONTINGENCIA EN UN CIRCUITO DE LA LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

Tal como se mencionó, para este escenario se consideró la salida del circuito 1 (C1), puesto que el tramo que presentaba mayores sobrecargas, según simulaciones previas, era el tramo El Arrayán – Las Palmas.

Maitencillo 220 kV		Maitencillo 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,020	CB_postfalla	1,034
C1_postfalla	1,020	C1_postfalla	1,037
C2_postfalla	1,020	C2_postfalla	1,037
C3_postfalla	1,006	C3_postfalla	1,018
C4_postfalla	1,005	C4_postfalla	1,015
C5_postfalla	1,020	C5_postfalla	1,028

Tabla C.77: Tensiones en Barras Maitencillo 220 kV y 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Pan de Azúcar 220 kV		Pan de Azúcar 110 kV		Las Palmas 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,026	CB_postfalla	1,032	CB_postfalla	1,034
C1_postfalla	1,024	C1_postfalla	1,028	C1_postfalla	1,022
C2_postfalla	1,016	C2_postfalla	1,019	C2_postfalla	1,012
C3_postfalla	0,965	C3_postfalla	0,964	C3_postfalla	0,959
C4_postfalla	0,954	C4_postfalla	0,953	C4_postfalla	0,948
C5_postfalla	0,978	C5_postfalla	0,991	C5_postfalla	0,954

Tabla C.78: Tensiones en Barras Pan de Azúcar, 220 kV y 110 kV; y Las Palmas 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Los Vilos 220 kV		Choapa 110 kV	
	Tensión 0/1		Tensión [0/1]
CB_postfalla	1,027	CB_postfalla	1,032
C1_postfalla	1,016	C1_postfalla	1,021
C2_postfalla	1,008	C2_postfalla	1,012
C3_postfalla	0,966	C3_postfalla	0,968
C4_postfalla	0,957	C4_postfalla	0,959
C5_postfalla	0,962	C5_postfalla	0,963

Tabla C.79: Tensiones en Barras Los Vilos 220 kV y Choapa 110 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

Nogales 220 kV		Quillota 220 kV	
	Tensión 0/1		Tensión 0/1
CB_postfalla	1,013	CB_postfalla	1,012
C1_postfalla	1,008	C1_postfalla	1,009
C2_postfalla	1,005	C2_postfalla	1,008
C3_postfalla	0,988	C3_postfalla	0,998
C4_postfalla	0,985	C4_postfalla	0,996
C5_postfalla	0,988	C5_postfalla	1,001

Tabla C.80: Tensiones en Barras Nogales 220 kV y Quillota 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media ante contingencia en un circuito de la línea Pan de Azúcar – Las Palmas.

C.2 TENSIONES EN BARRAS: ZONA SUR

Se adjuntan las tensiones para las barras de interés de la zona sur, definidas en Tabla 4.18. Estas tensiones, corresponden a las obtenidas mediante las simulaciones estáticas post-contingencia, y están expresadas en función de las tensiones de servicio; para así comparar con los límites establecidos por la Norma Técnica. Tal como se mencionó en el Capítulo 6, todas las tensiones de barra cumplen con las exigencias de la normativa vigente.

C.2.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

Charrúa 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01

Charrúa 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01

Tabla C.81: Tensiones en Barras Charrúa 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Concepción 154 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01

Charrúa 500 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,00
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,00
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,00

Tabla C.82: Tensiones en Barras Concepción 154 kV y Charrúa 500 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Hualpén 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Hualpén 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Tabla C.83: Tensiones en Barras Hualpén, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Lagunillas 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,04
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,04
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,04
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,04
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,04
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Lagunillas 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Tabla C.84: Tensiones en Barras Lagunillas, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Coronel 154 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Coronel 66 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Tabla C.85: Tensiones en Barras Coronel, 154 kV y 66 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

C.2.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

Charrúa 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Charrúa 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01

Tabla C.86: Tensiones en Barras Charrúa 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Concepción 154 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,01
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,01

Charrúa 500 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,00
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,00
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,00
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,00

Tabla C.87: Tensiones en Barras Concepción 154 kV y Charrúa 500 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Hualpén 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Hualpén 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,02
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,01
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Tabla C.88: Tensiones en Barras Hualpén, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Lagunillas 220 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,04
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,04
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,04
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,04
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Lagunillas 154 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,02

Tabla C.89: Tensiones en Barras Lagunillas, 220 kV y 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Coronel 154 kV	Tensión 0/1
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Coronel 66 kV	Tensión [0/1]
CB + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
CB + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
CB + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 154 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Hualpén 220 kV	1,03
C1 + falla Lag. - Charrúa 220 kV	1,03

Tabla C.90: Tensiones en Barras Coronel, 154 kV y 66 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja.

Anexo D:

Simulaciones Dinámicas: Límites de Transmisión

Este anexo tiene por objetivo mostrar que tanto para el Escenario 2010 como el Escenario 2012, se obtuvo límites muy similares en los casos de Demanda Baja y Demanda Media.

Al calcular el límite para la línea Las Palmas – Los Vilos, para el nivel de Demanda Media, se obtuvo un límite similar al obtenido en Demanda Baja, para ambos escenarios, y con factores de amortiguamiento de menor valor, por lo cual no es factible aumentar la transferencia por la línea. Cabe mencionar que los casos a comparar, para demostrar que los resultados son similares, solo contemplan los escenarios sin desprendimiento de generación eólica, puesto que constituyen los casos más exigentes.

A continuación se exponen las curvas que muestran lo antes mencionado, para cada escenario.

D.1 ESCENARIO 2010

D.1.1 DEMANDA BAJA

En este caso, el factor de amortiguamiento que se obtuvo para el caso sin maniobra de desconexión de generación eólica es $\zeta = 5,73$.

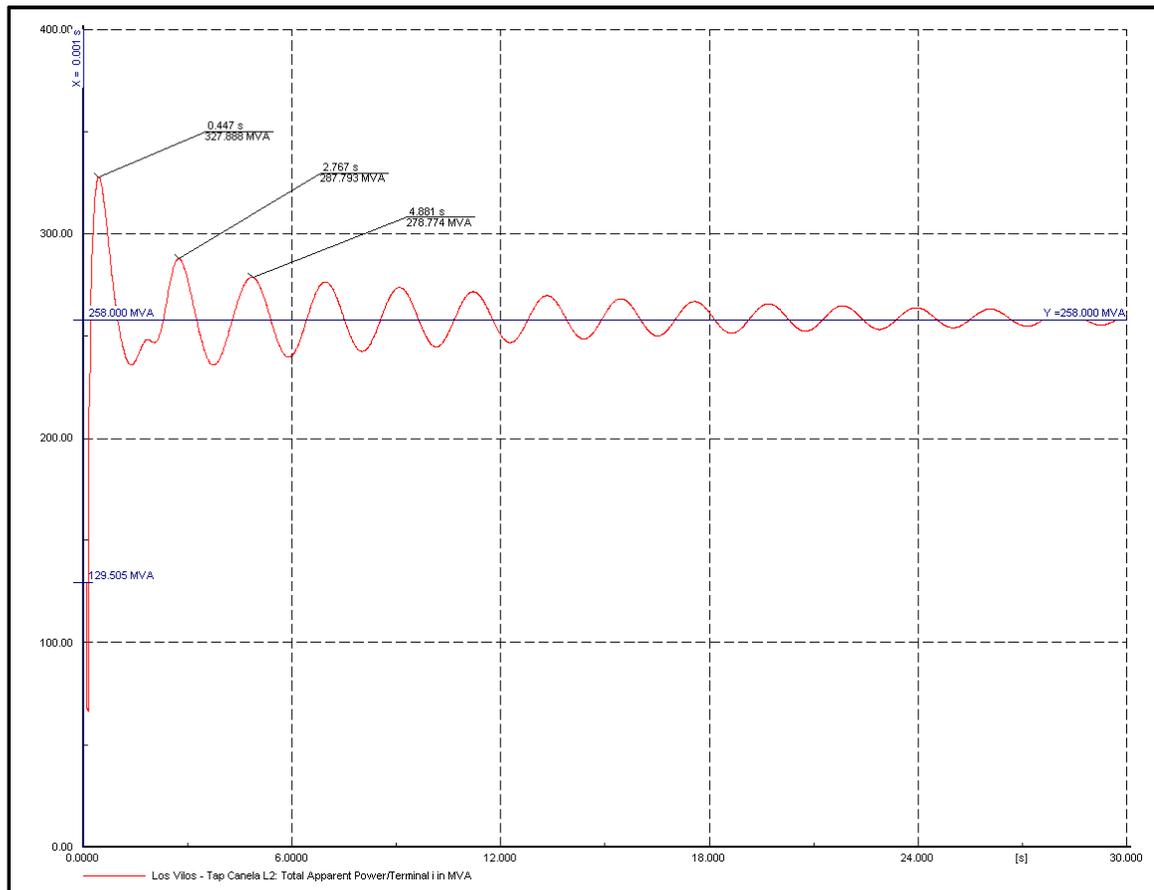


Gráfico D.1: Flujo de Potencia para la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

Se observa que las tensiones y los ángulos del rotor de generadores, cumplen con los estándares de recuperación dinámica exigidos por la norma.

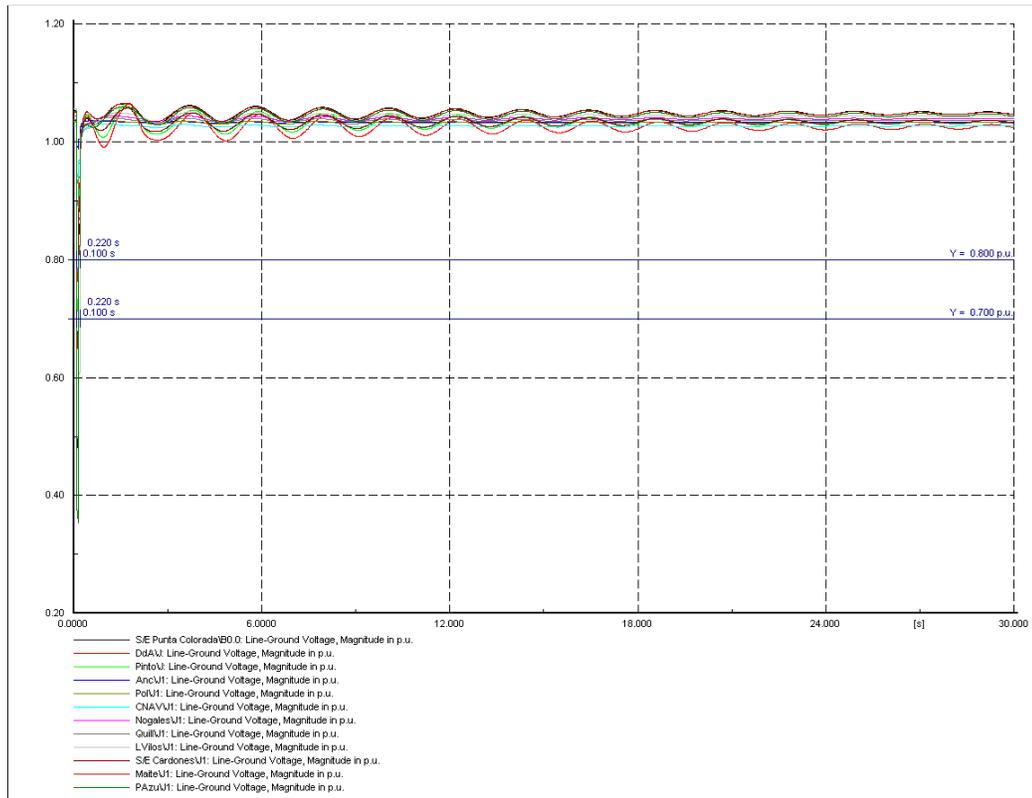


Gráfico D.2: Tensiones de las barras del sistema, Escenario 2010 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

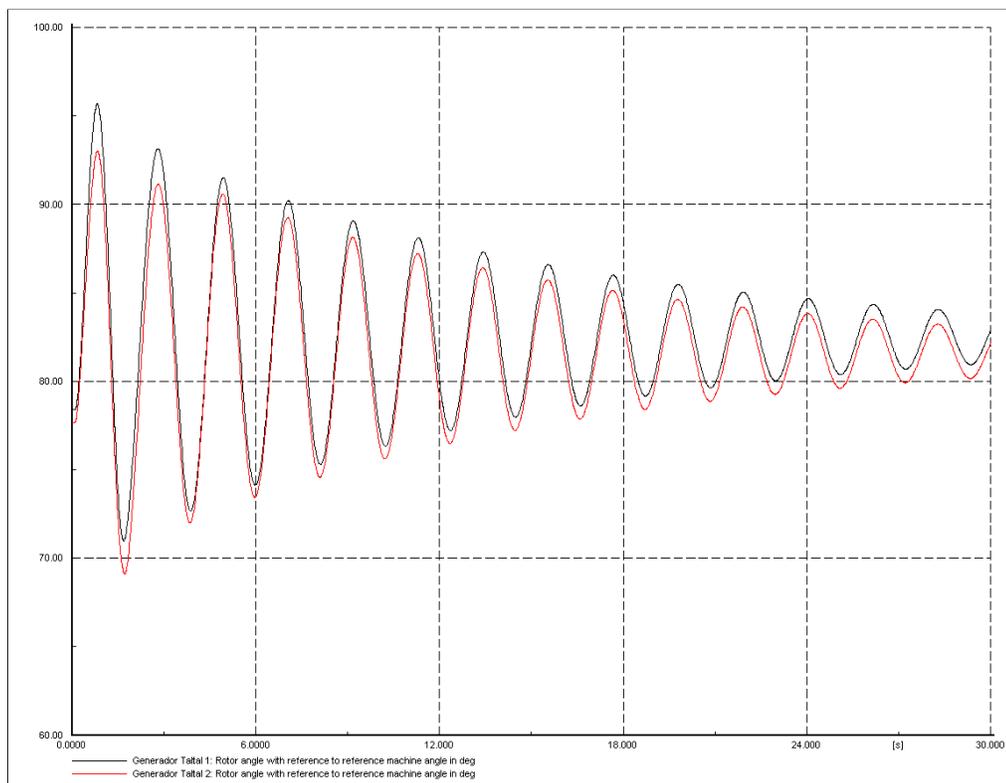


Gráfico D.3: Ángulos de rotor de generador Taltal U1 y U2, Escenario 2010 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

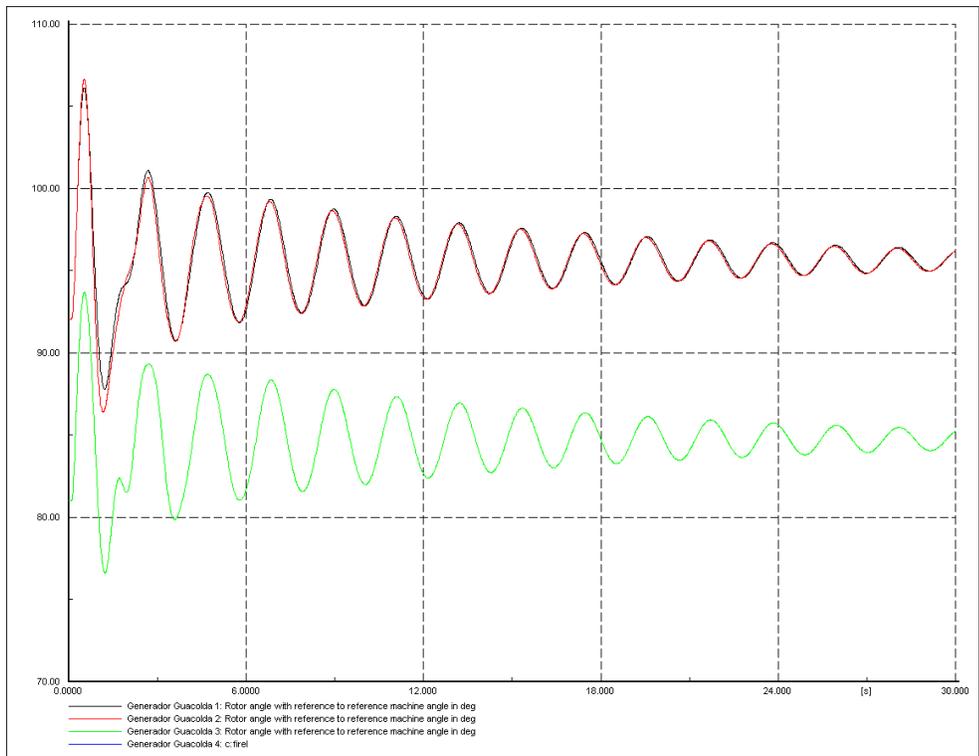


Gráfico D.4: Ángulos de rotor de generador Guacolda U1, U2, U3 y U4; Escenario 2010 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

D.1.2 DEMANDA MEDIA

Para el caso de Demanda Media, se obtuvo un factor de amortiguamiento de $\zeta = 5,63$, y tal como puede observarse la diferencia en términos de transferencias de potencia por la línea, es muy pequeña.

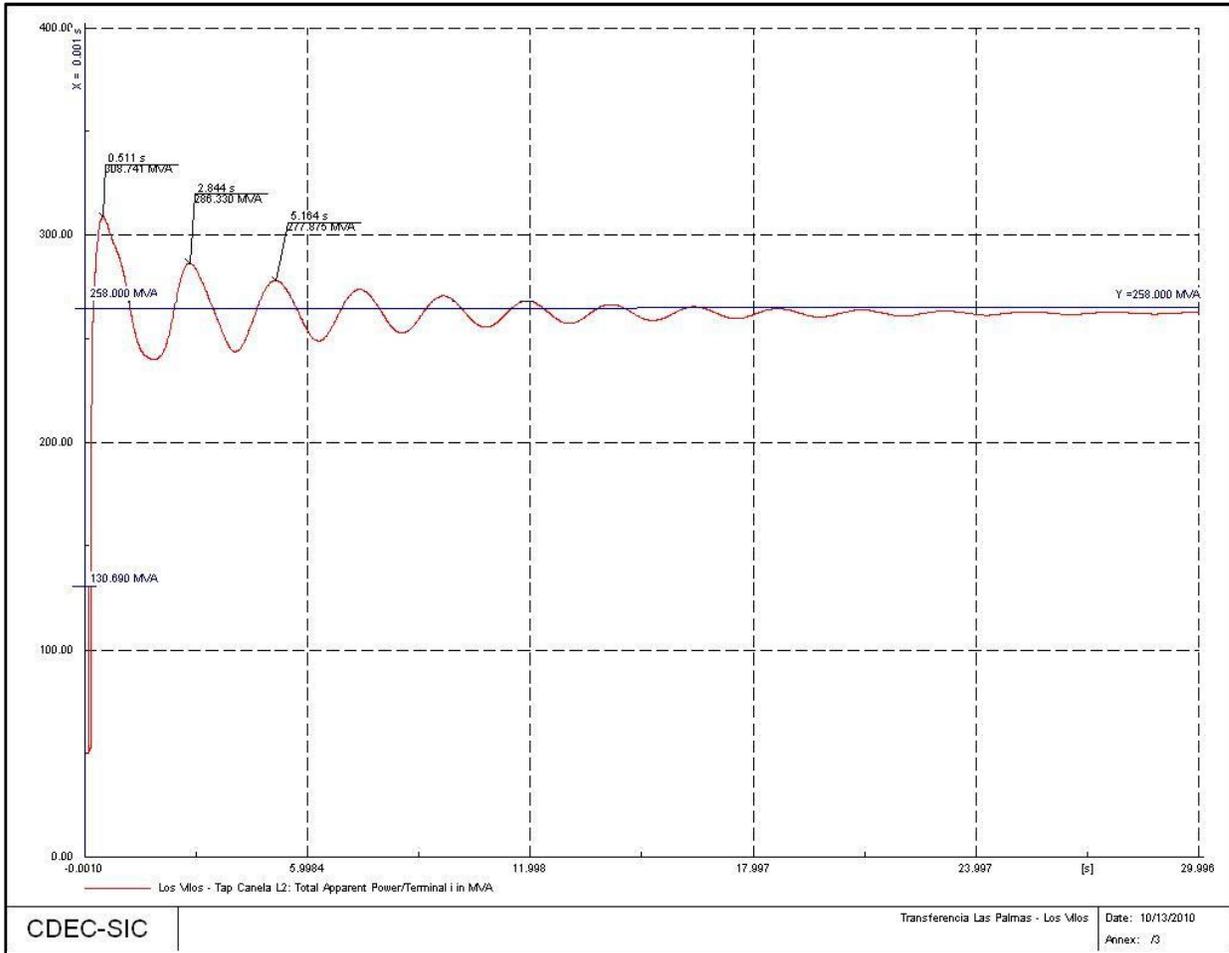


Gráfico D.5: Flujo de Potencia para la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1.

Se verifica así también que las tensiones y los ángulos del rotor de generadores, cumplen con los estándares de recuperación dinámica exigidos por la norma, como puede observarse en los gráficos siguientes.

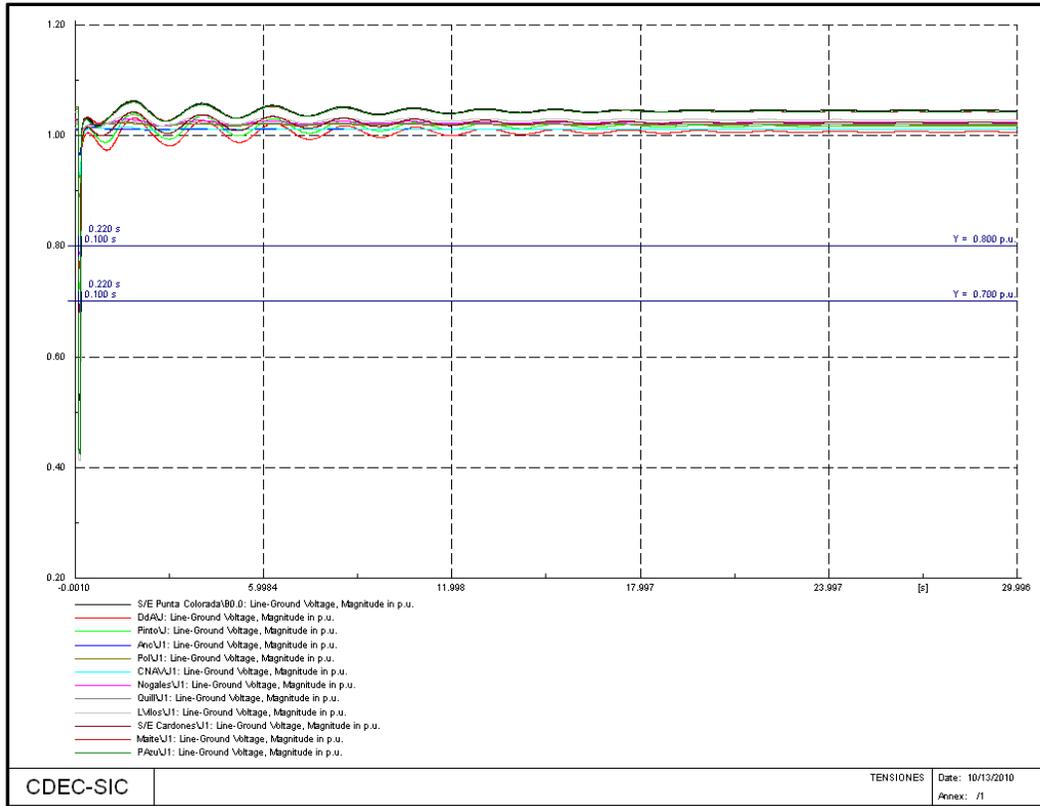


Gráfico D.6: Tensiones de las barras del sistema, Escenario 2010 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1.

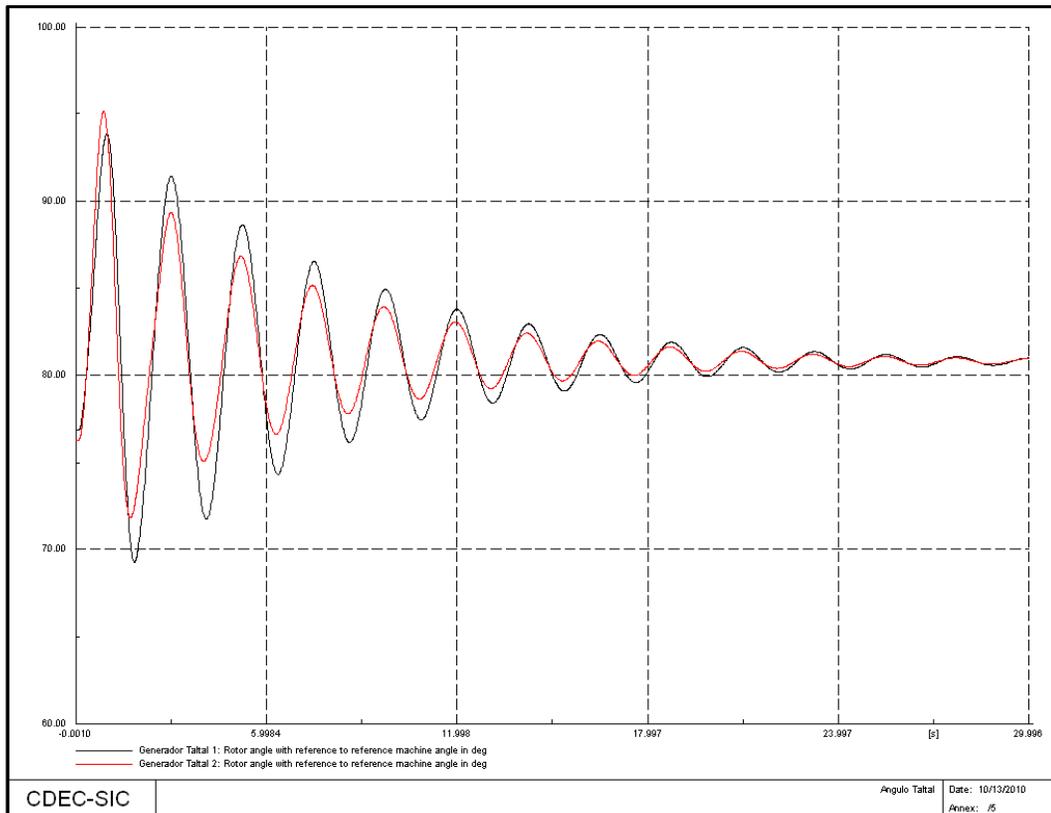


Gráfico D.7: Ángulos de rotor de generador Taltal U1 y U2, Escenario 2010 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1

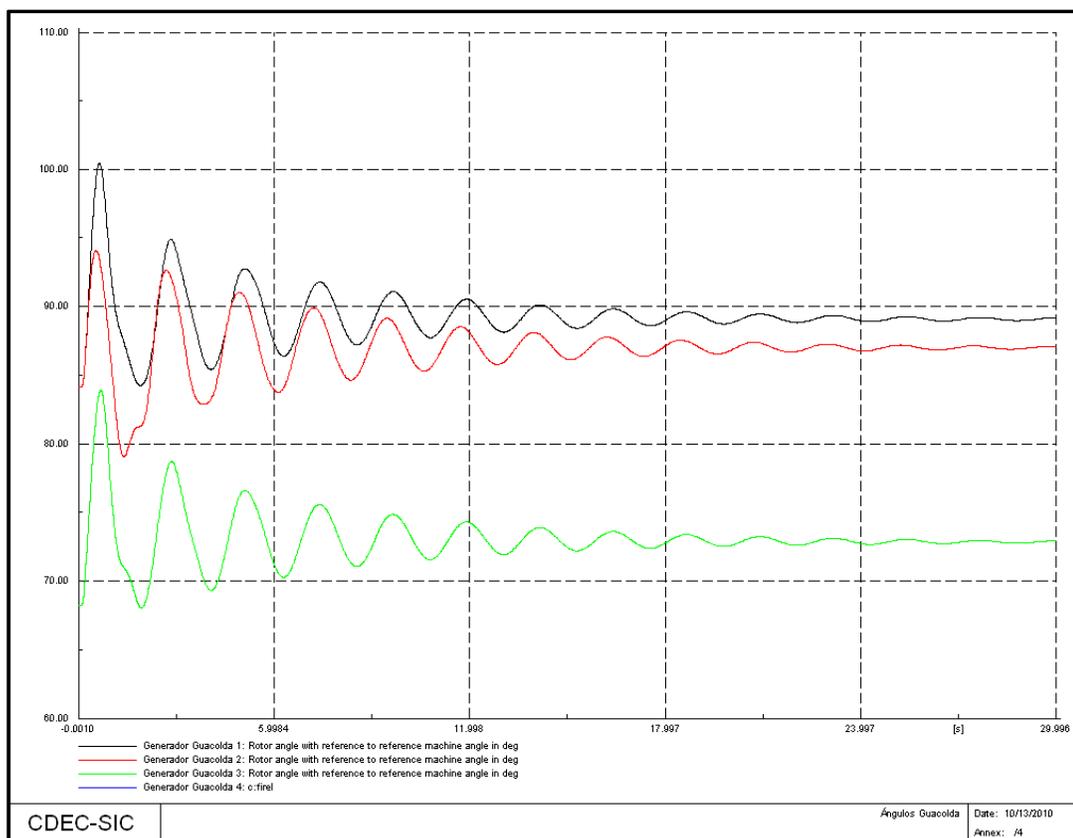


Gráfico D.8: Ángulos de rotor de generador Guacolda U1, U2, U3 y U4; Escenario 2010 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1

D.1.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO 2010

Para el nivel de Demanda Baja, se obtiene una transferencia inicial de 129,5 [MVA], y para el escenario de Demanda Media una transferencia igual a 130,70 [MVA]. Con esto, la diferencia de la transferencia de potencia por circuito es de 1 [MVA] aproximadamente.

Respecto de las tensiones en las barras del sistema, en ambos casos se respetan los estándares de recuperación dinámica impuestos en la normativa vigente.

Por otro parte, los ángulos de los generadores ubicados en la zona en estudio, resultan similares en términos de la forma de la curva. En términos de los valores máximos resultantes, para los generadores de la Central Taltal se observa el mismo rango de valores, salvo que en el caso de demanda baja, el ángulo se estabiliza antes.

En el caso de los generadores de la Central Guacolda, se observa que los ángulos resultan mayores para el escenario de demanda baja. En el caso del escenario de demanda media, cuando se lograba un perfil de ángulos similar al de demanda baja, se perdía el amortiguamiento; y por tanto, el factor resultante no cumplía con lo exigido por la normativa vigente.

Por las razones mencionadas, se supuso que los límites de transmisión resultan similares entre los niveles de demanda definidos.

D.2 ESCENARIO 2012

D.2.1 DEMANDA BAJA

En este caso, el factor de amortiguamiento que se obtuvo para el caso sin maniobra de desconexión de generación eólica es $\zeta = 7,74$.

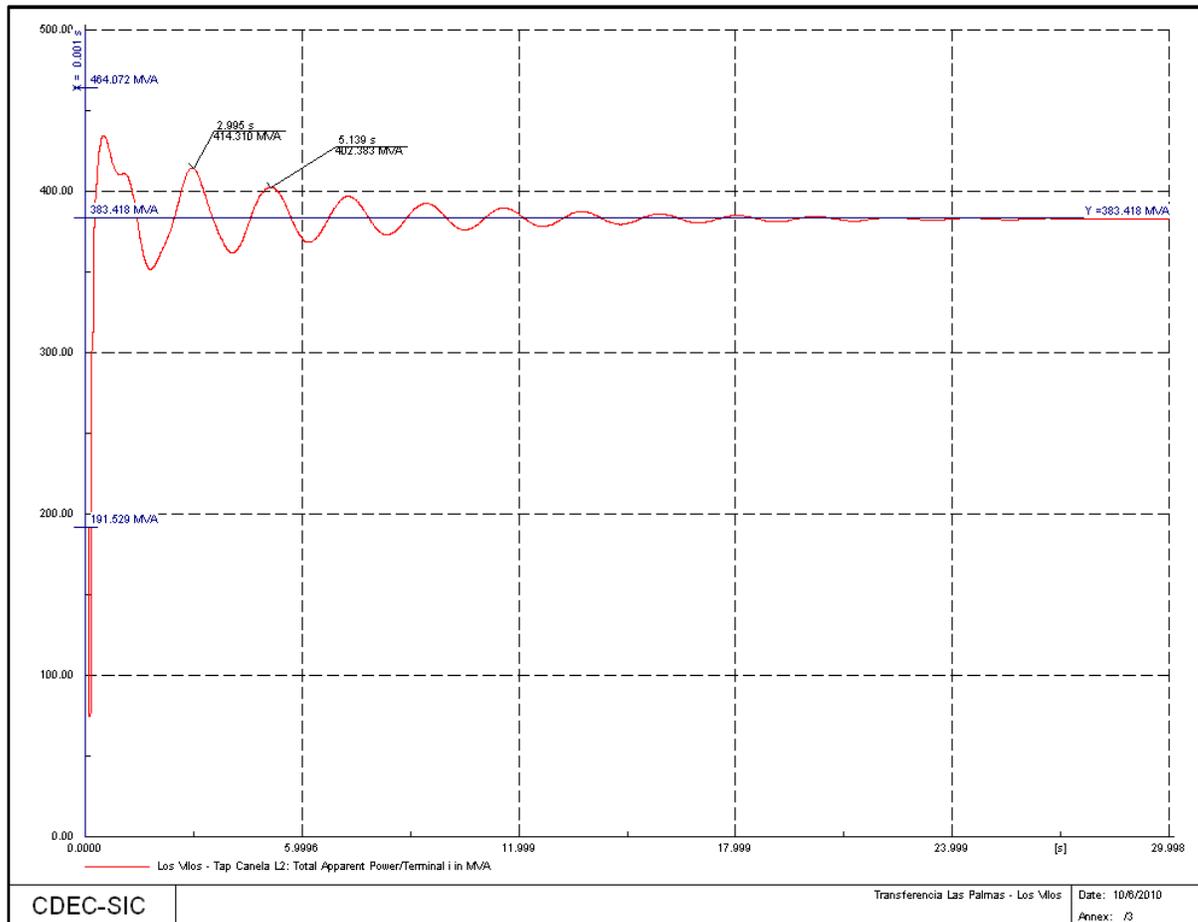


Gráfico D.9: Flujo de Potencia para la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

Se observa, en los gráficos siguientes, que las tensiones y los ángulos del rotor de generadores, cumplen con los estándares de recuperación dinámica exigidos por la norma.

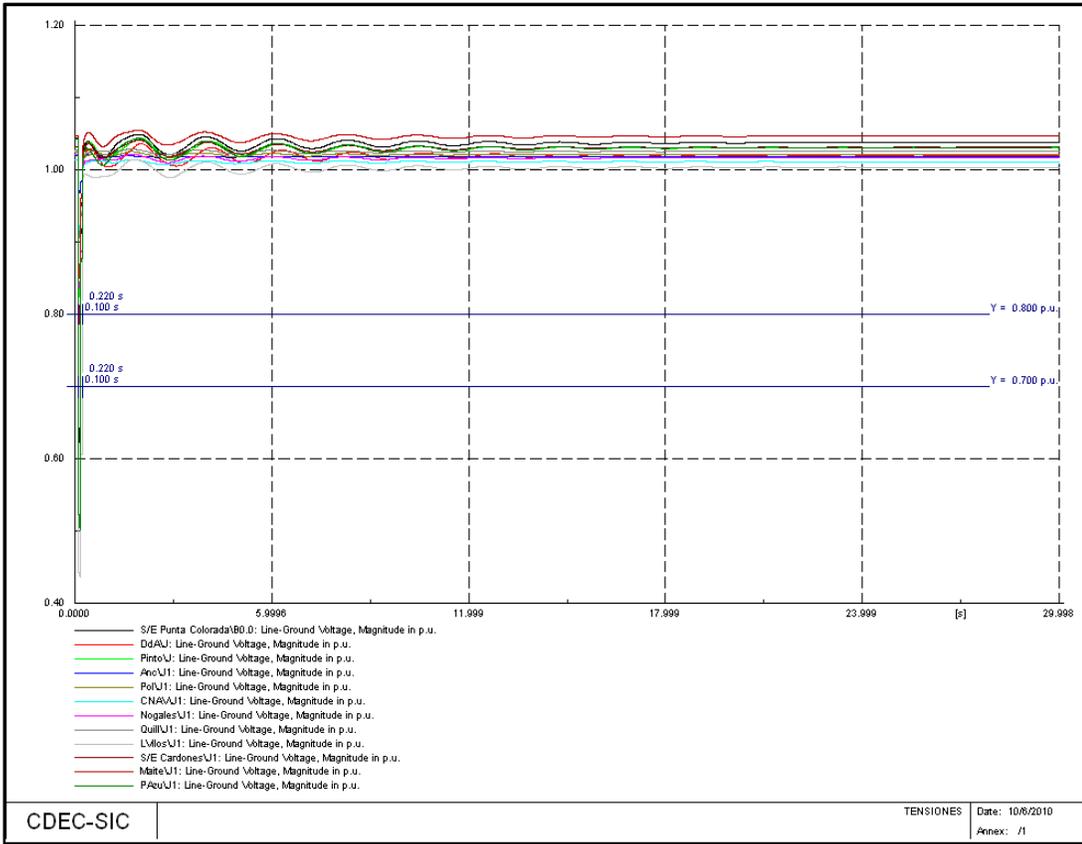


Gráfico D.10: Tensiones de las barras del sistema, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

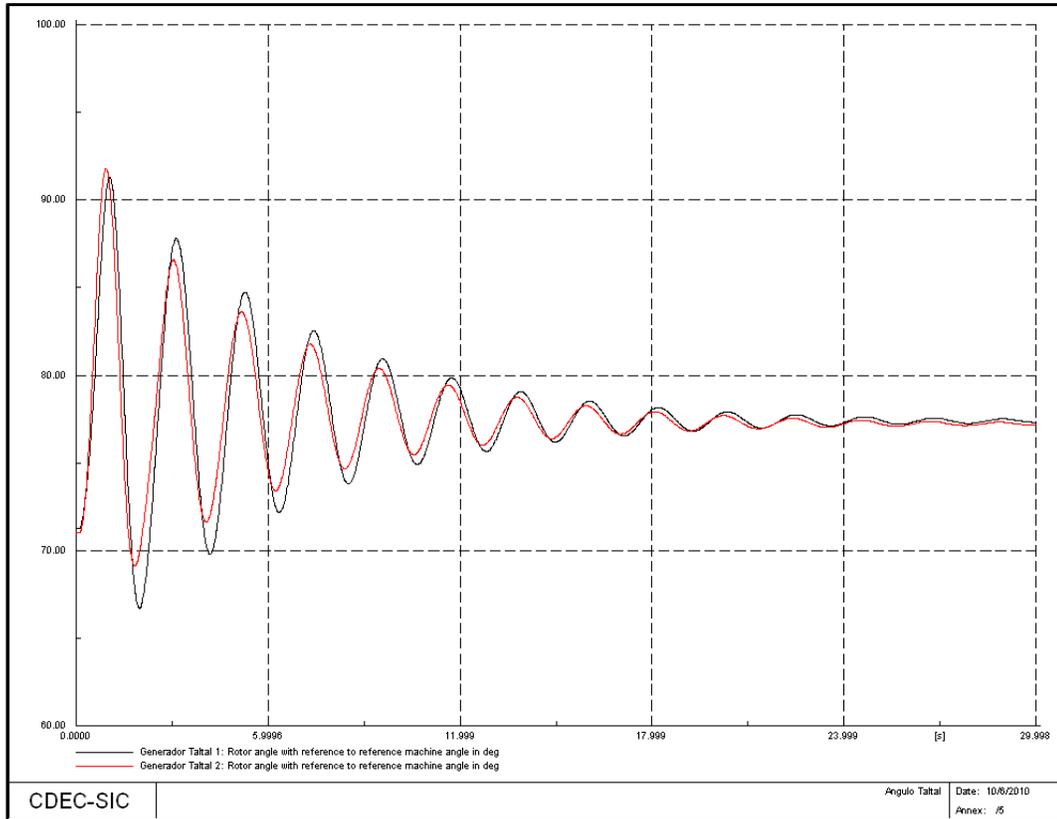


Gráfico D.11: Ángulos de rotor de generador Taltal U1 y U2, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

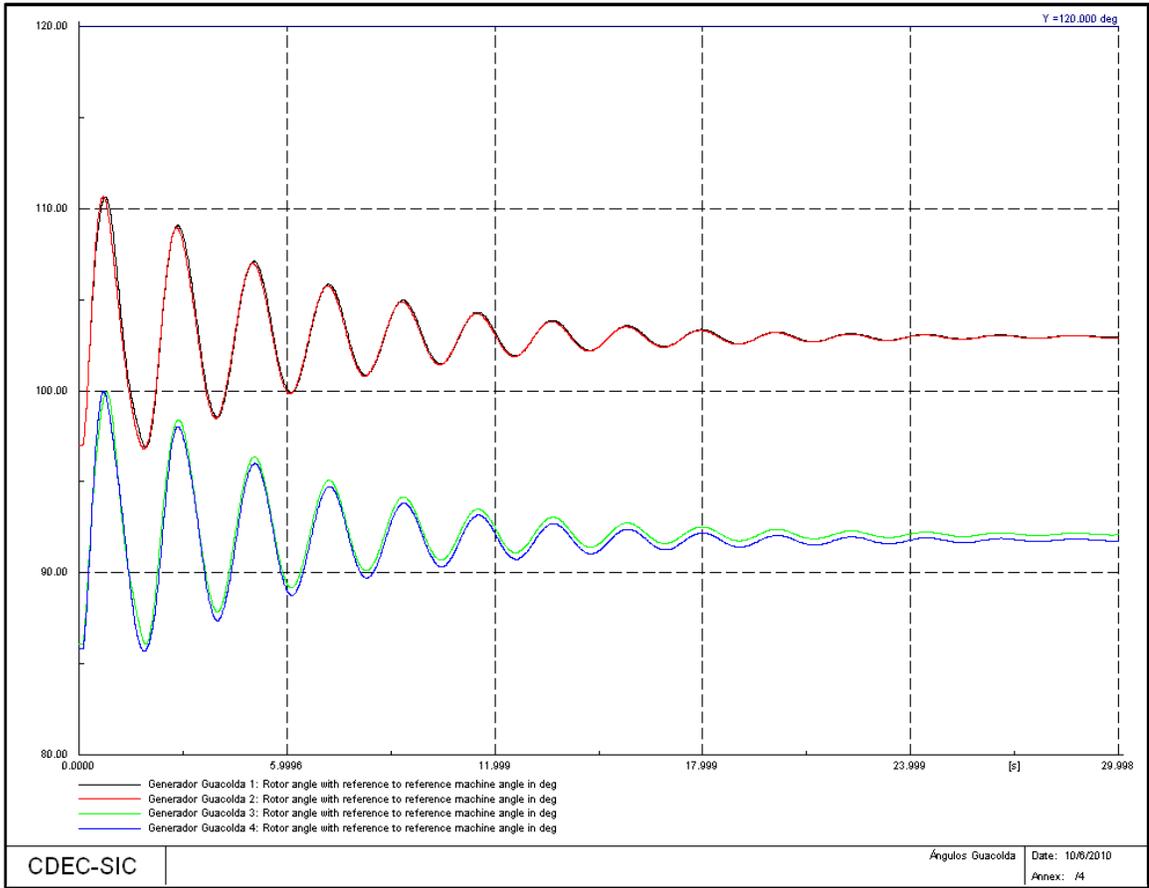


Gráfico D.12: Ángulos de rotor de generador Guacolda U1, U2, U3 y U4; Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en el circuito C1.

D.2.2 DEMANDA MEDIA

Para el caso de Demanda Media, se obtuvo un factor de amortiguamiento de $\zeta = 5,11$; y tal como puede observarse la diferencia en términos de transferencias de potencia por la línea, es muy pequeña.

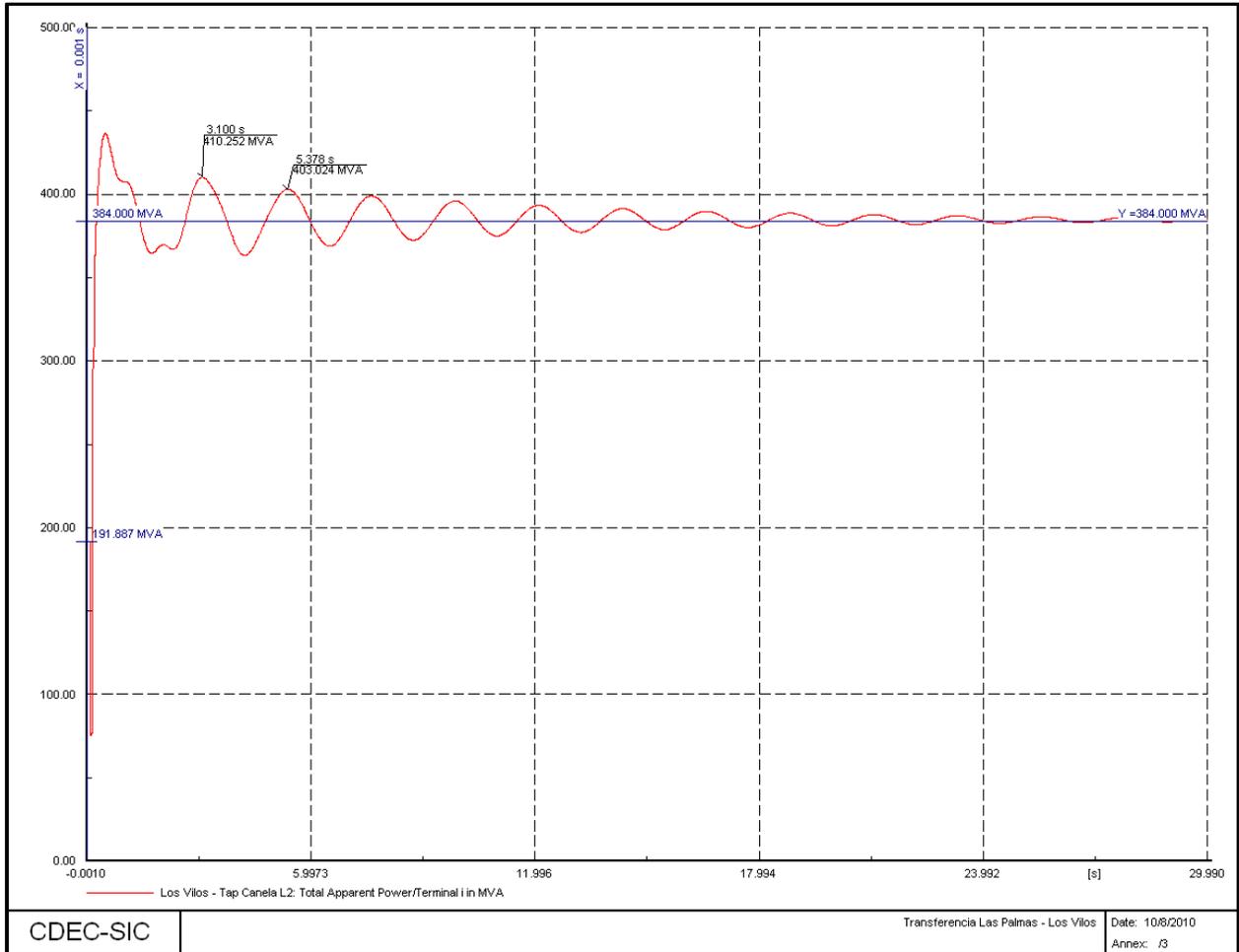


Gráfico D.13: Flujo de Potencia para la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1.

Se verifica así también que las tensiones y los ángulos del rotor de generadores, cumplen con los estándares de recuperación dinámica exigidos por la norma, como puede observarse en los gráficos siguientes.

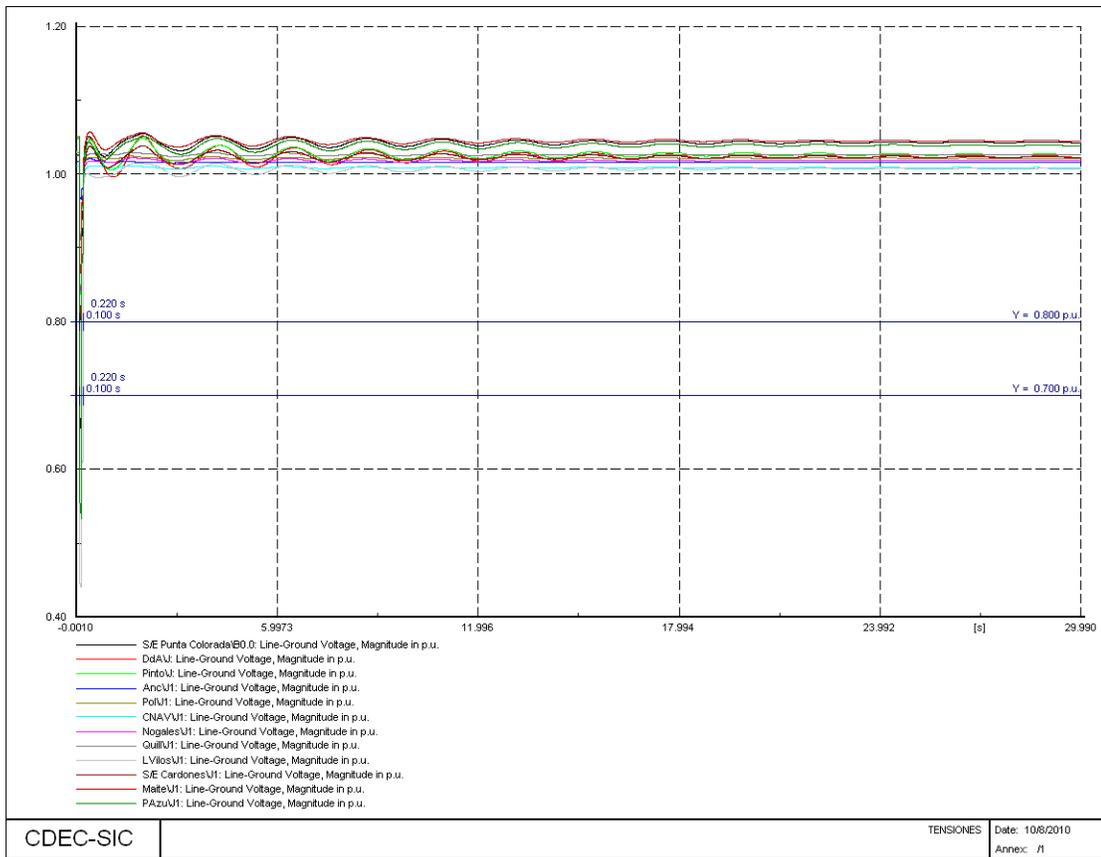


Gráfico D.14: Tensiones de las barras del sistema, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1.

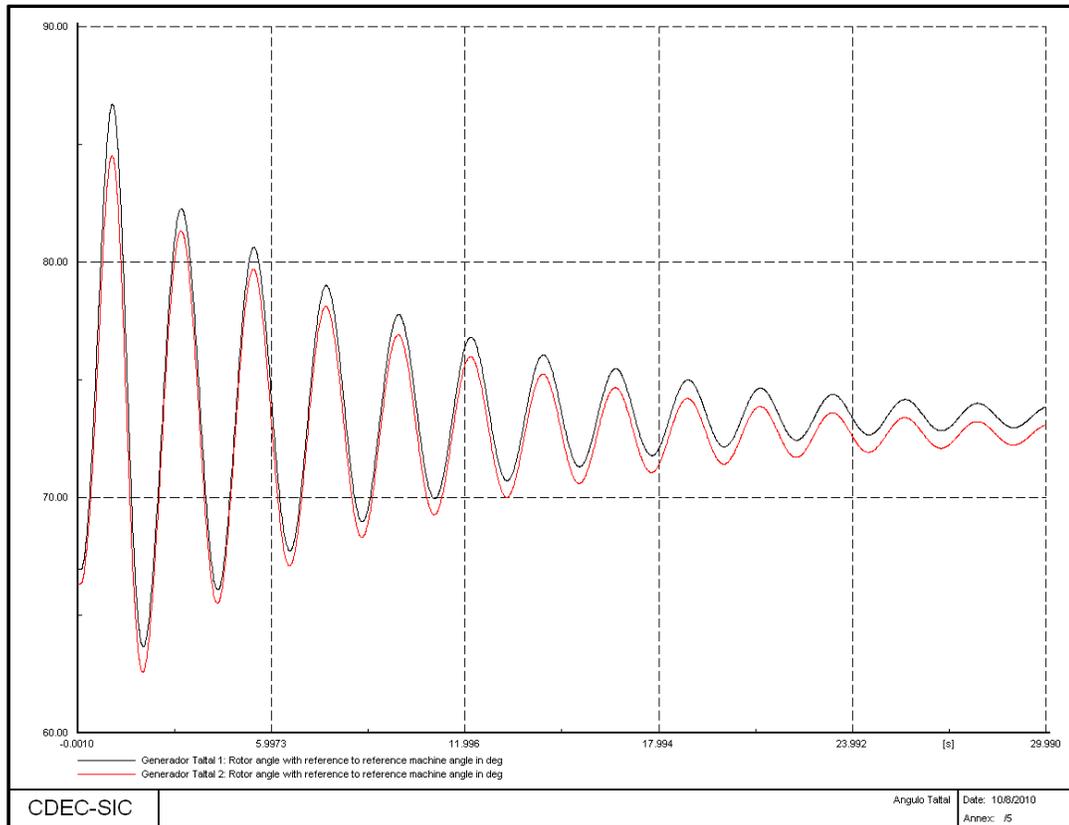


Gráfico D.15: Ángulos de rotor de generador Taltal U1 y U2, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1

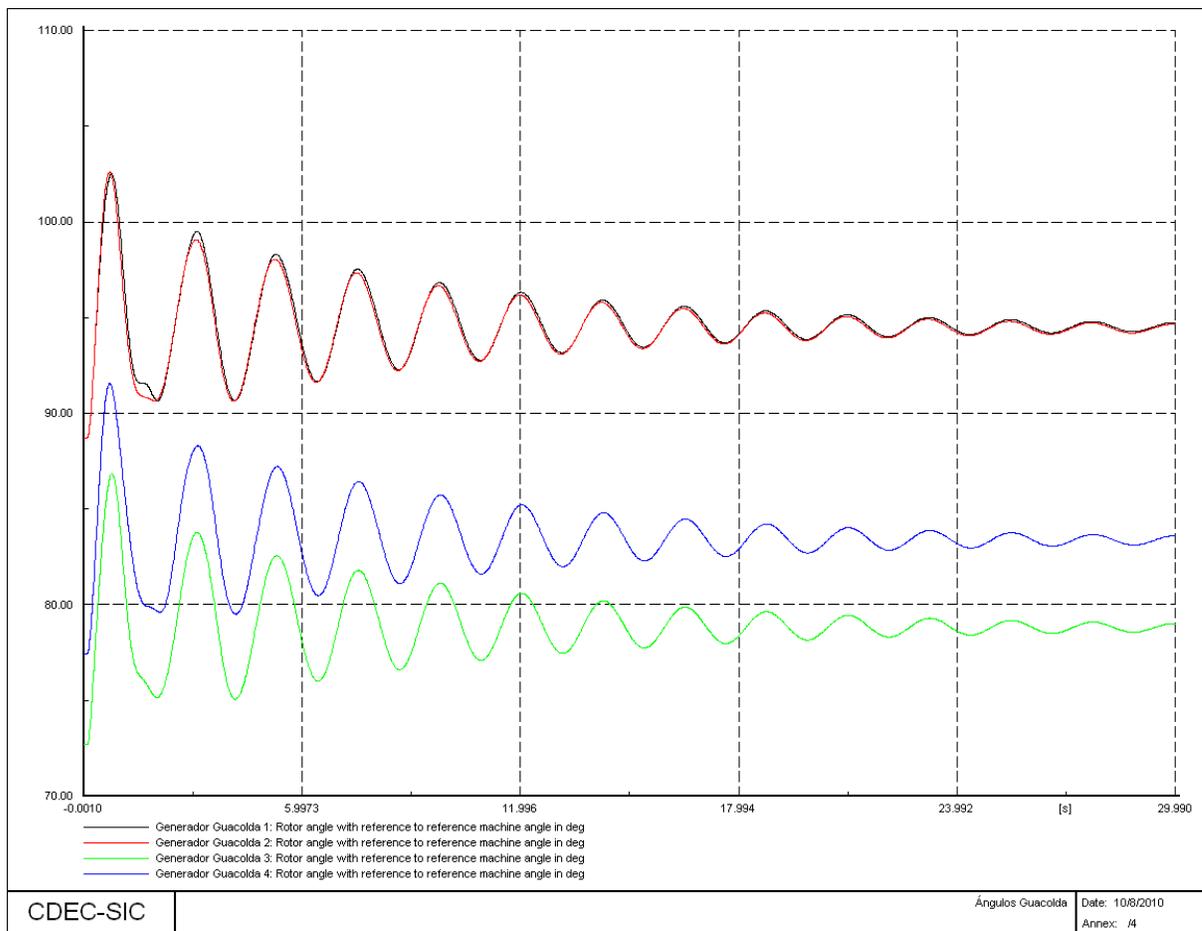


Gráfico D.16: Ángulos de rotor de generador Guacolda U1, U2, U3 y U4; Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en el circuito C1

D.2.3 ANÁLISIS DEL ESCENARIO 2012

Para el nivel de Demanda Baja, se obtiene una transferencia inicial de 191,53 [MVA], y para el escenario de Demanda Media una transferencia igual a 191,89 [MVA]. Con esto, la diferencia de la transferencia de potencia por circuito es de menos de 1 [MVA].

Respecto de las tensiones en las barras del sistema, en ambos casos se respetan los estándares de recuperación dinámica impuestos en la normativa vigente.

Por otro parte, tanto para los generadores de la Central Taltal, como para el caso de los generadores de la Central Guacolda, se observa que los ángulos resultan mayores para el escenario de demanda baja. En el caso del escenario de demanda media, cuando se lograba un perfil de ángulos similar al de demanda baja, se perdía el amortiguamiento; y por tanto, el factor resultante no cumplía con lo exigido por la normativa vigente.

Por las razones que se exponen, se supuso que los límites de transmisión resultan similares entre los niveles de demanda definidos.

Anexo E:

Simulaciones Dinámicas Zona Norte

Verificación de estándares exigidos por la Norma Técnica.

Este anexo, tiene por objetivo verificar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica exigidos por la Norma Técnica, para los escenarios definidos y los niveles de demanda respectivos.

En 5.2 se presentaron los valores del factor de amortiguamiento para cada una de las simulaciones; y en todos los casos presentados el valor obtenido cumplía con lo exigido por la normativa. No obstante, en este capítulo se presentarán las curvas de transferencia de potencia de las líneas en estudio, utilizadas como base de dicho cálculo.

Cabe mencionar que para todas las líneas estudiadas, se observa que las tensiones se mantienen por sobre lo exigido por la normativa una vez despejada la contingencia, es decir, posterior a los 221 [ms]. Así también, se observa que la tensión en las barras del sistema converge a un valor final, previo a los 20 segundos, y se mantiene dentro de la banda de 10% en torno dicho valor. Por lo cual, es posible afirmar que se cumple con el estándar de recuperación de tensión.

Por otro lado, respecto de los ángulos del rotor de los generadores, se aprecia un notorio amortiguamiento de dichas señales en el tiempo en todos los casos expuestos. Se observa que tanto los ángulos correspondientes a los generadores de la zona, Taltal y Guacolda; como aquellos ángulos de los generadores presentes en el sistema, se mantienen bajo el umbral de los 120° y por sobre el umbral de -120° .

Dada la gran cantidad de gráficos relacionados con el cumplimiento de los estándares de tensión y ángulo de rotor, es que se ha decidido presentar éstos en el disco de simulaciones, y no en el presente anexo.

E.1 LÍNEA LAS PALMAS – LOS VILOS

E.1.1 ESCENARIO 2010: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.1 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Las Palmas – Los Vilos es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 5,73 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

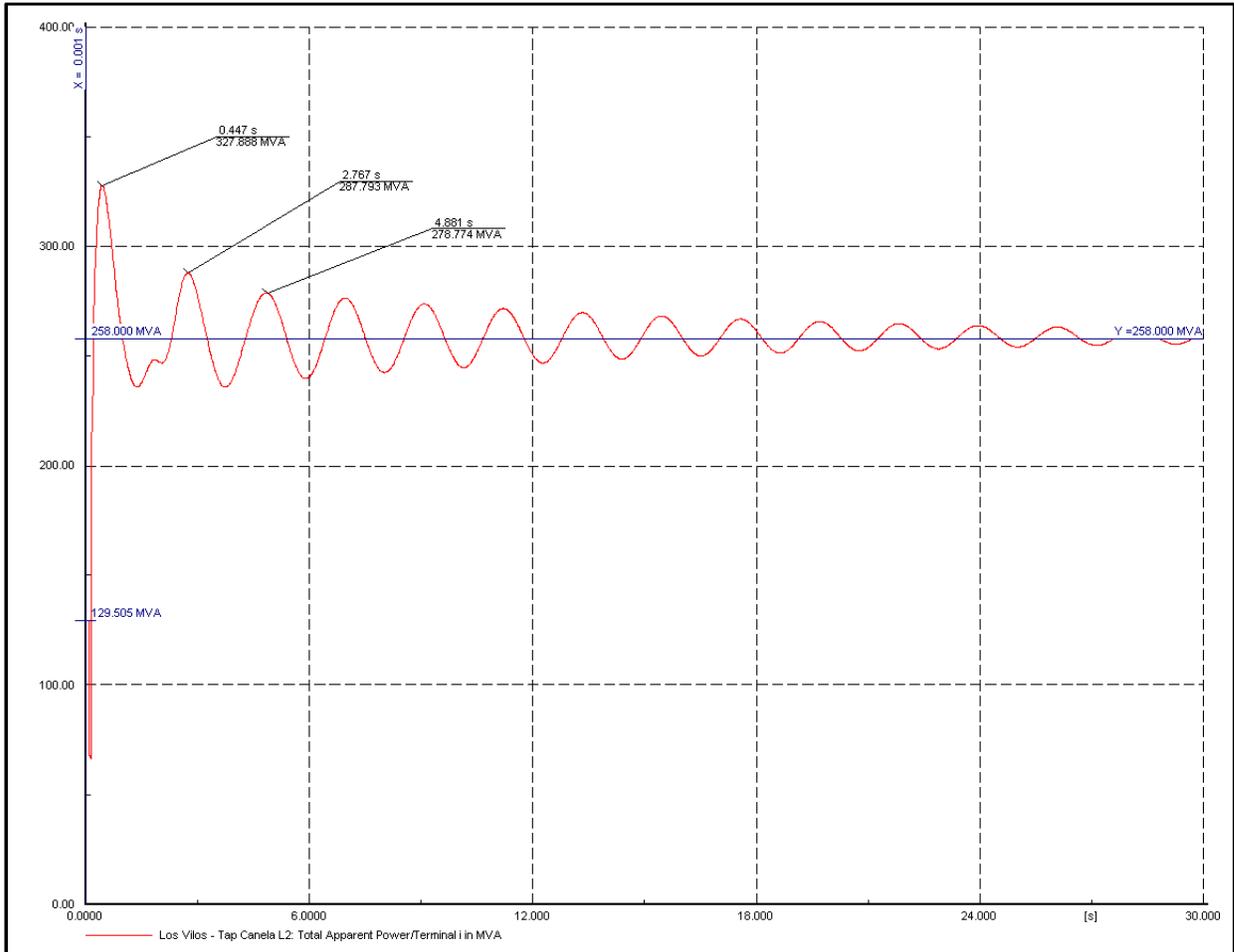


Gráfico E.1: Flujo de potencia por la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 2 de línea Las Palmas – Los Vilos, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.1.2 ESCENARIO 2010: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.2 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Las Palmas – Los Vilos es amortiguado. Tal como se mencionó en el punto 5.2.1, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 13,26 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

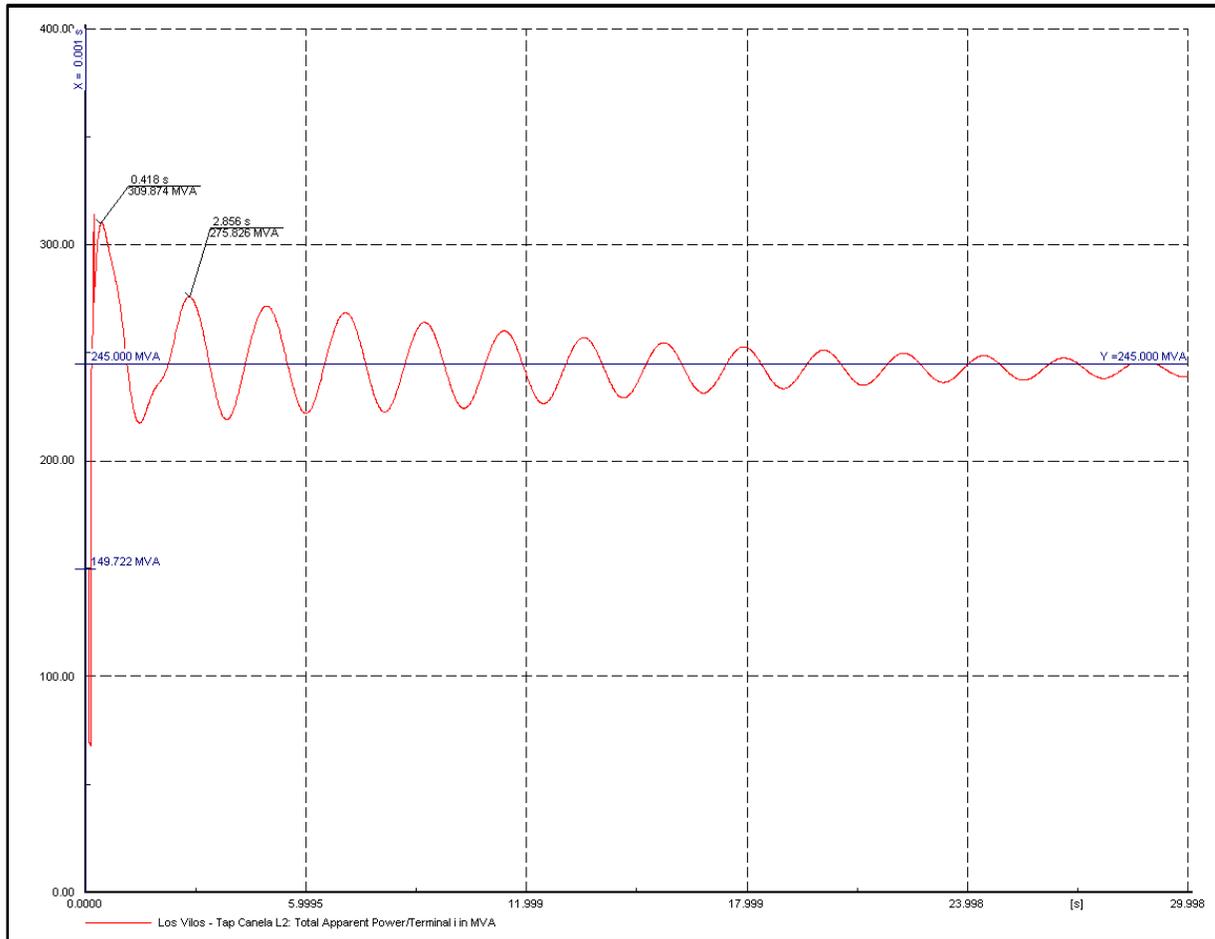


Gráfico E.2: Flujo de potencia por la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 2 de línea Las Palmas – Los Vilos, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.1.3 ESCENARIO 2012: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.3 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Las Palmas – Los Vilos es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 7,74 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

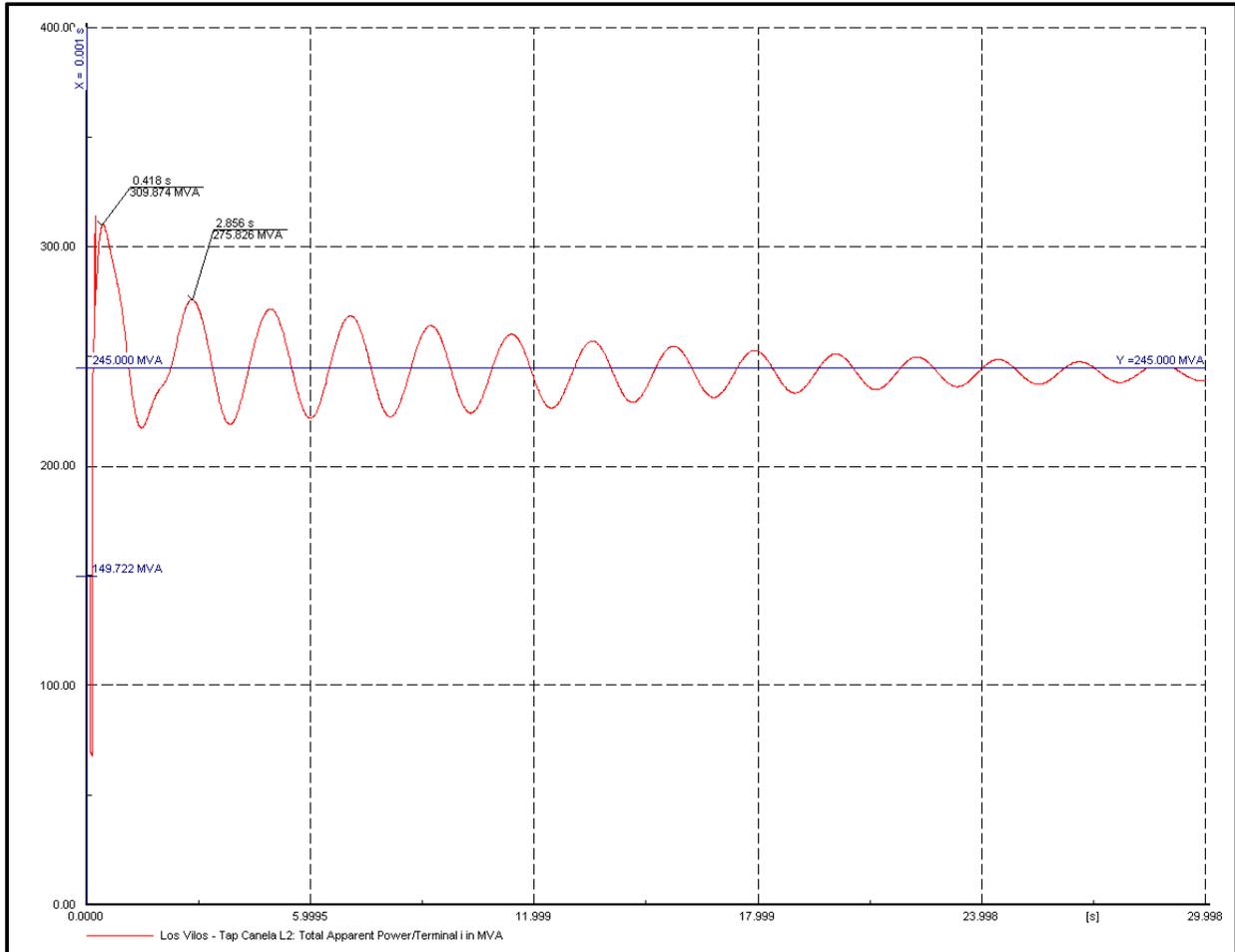


Gráfico E.3: Flujo de potencia por la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Las Palmas – Los Vilos, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.1.4 ESCENARIO 2012: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.4, muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Las Palmas – Los Vilos es amortiguado.

Tal como se mencionó en el punto 5.2.1, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 7,09 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

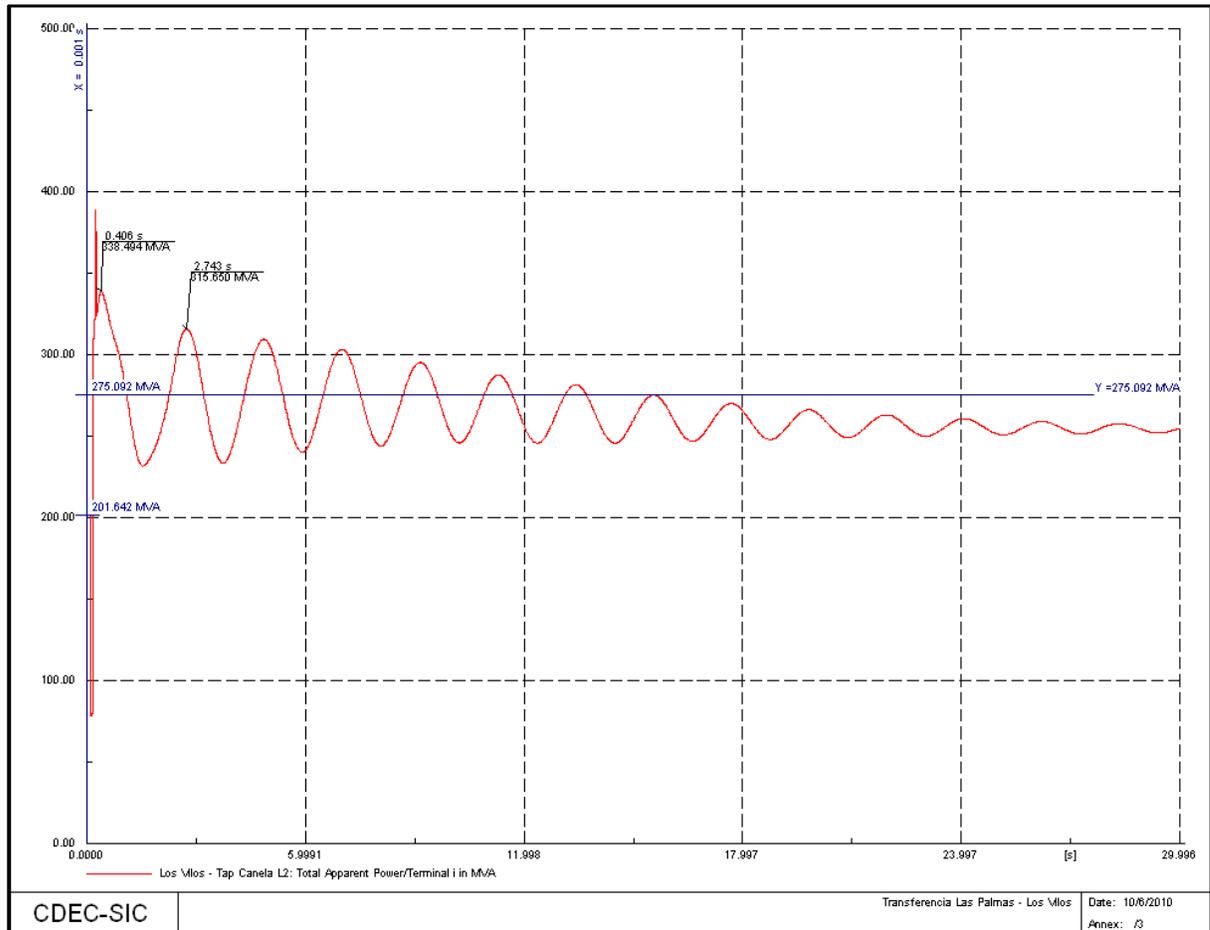


Gráfico E.4: Flujo de potencia por la línea Las Palmas – Los Vilos, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Las Palmas – Los Vilos, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.2 LÍNEA LOS VILOS – NOGALES

E.2.1 ESCENARIO 2010: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.5 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Los Vilos - Nogales es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 6,75 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

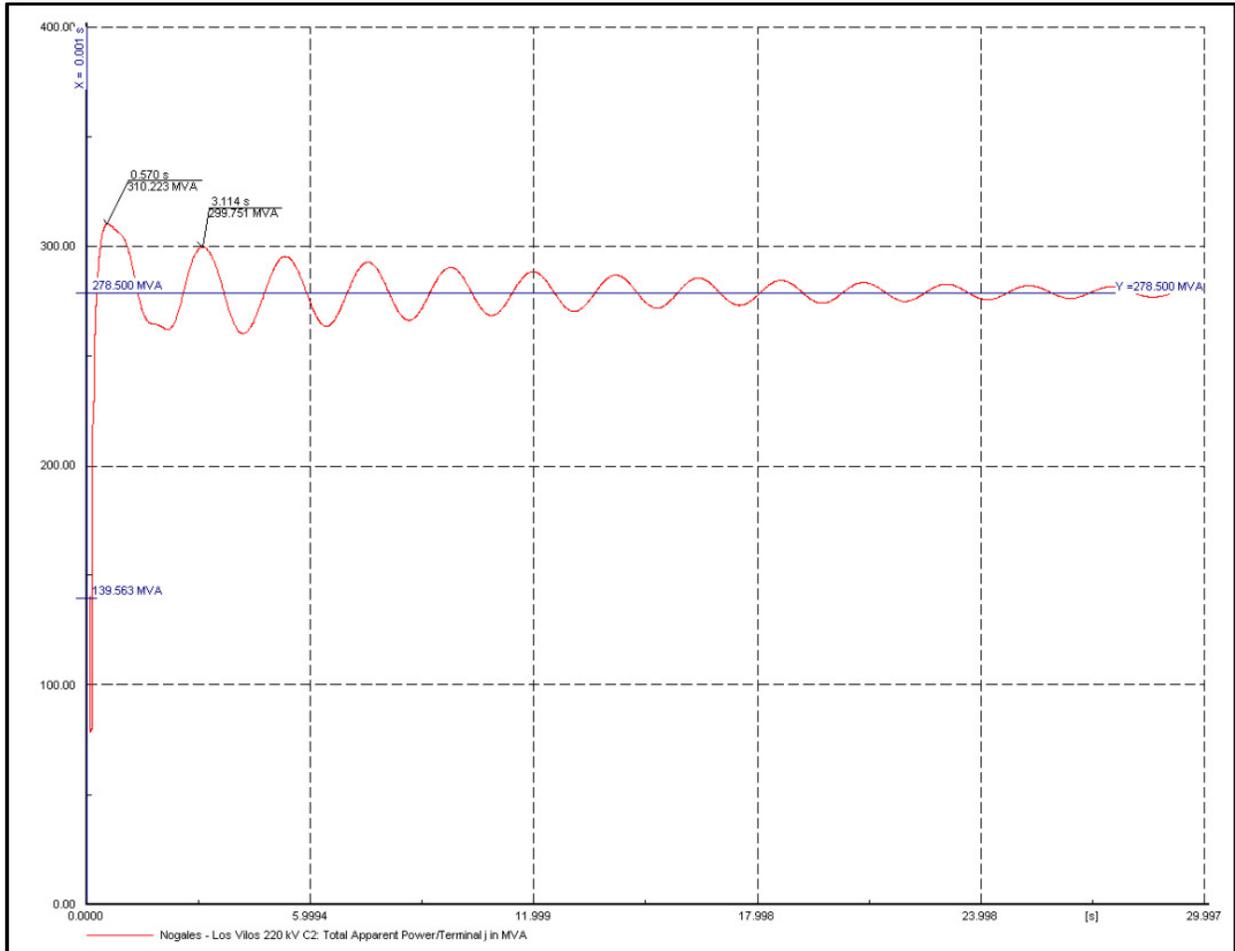


Gráfico E.5: Flujo de potencia por la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Los Vilos - Nogales, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.2.2 ESCENARIO 2010: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.6 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Los Vilos - Nogales es amortiguado. Tal como se mencionó en el punto 5.2.1, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 6,44 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

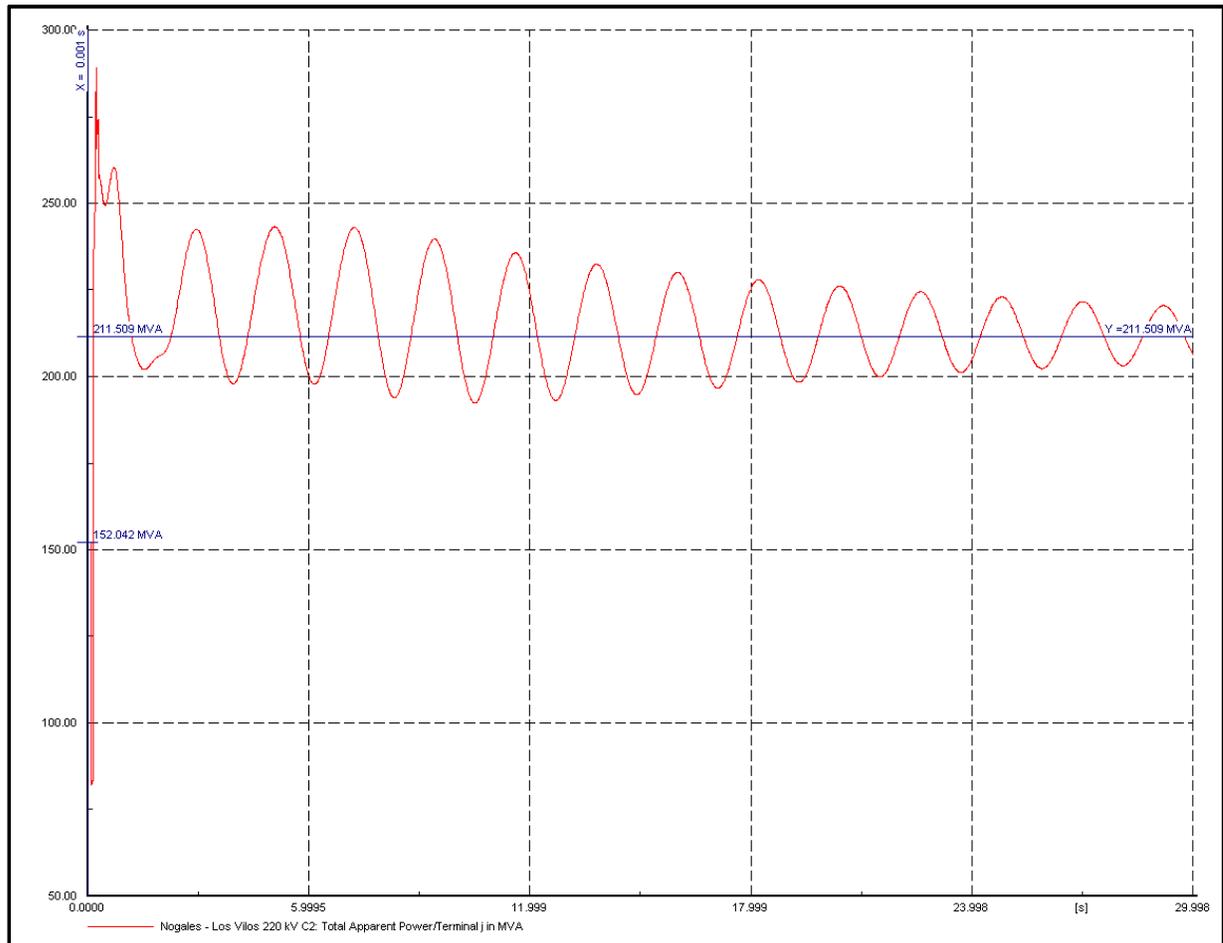


Gráfico E.6: Flujo de potencia por la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Los Vilos - Nogales, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.2.3 ESCENARIO 2012: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.7 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Los Vilos – Nogales es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 5,27 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

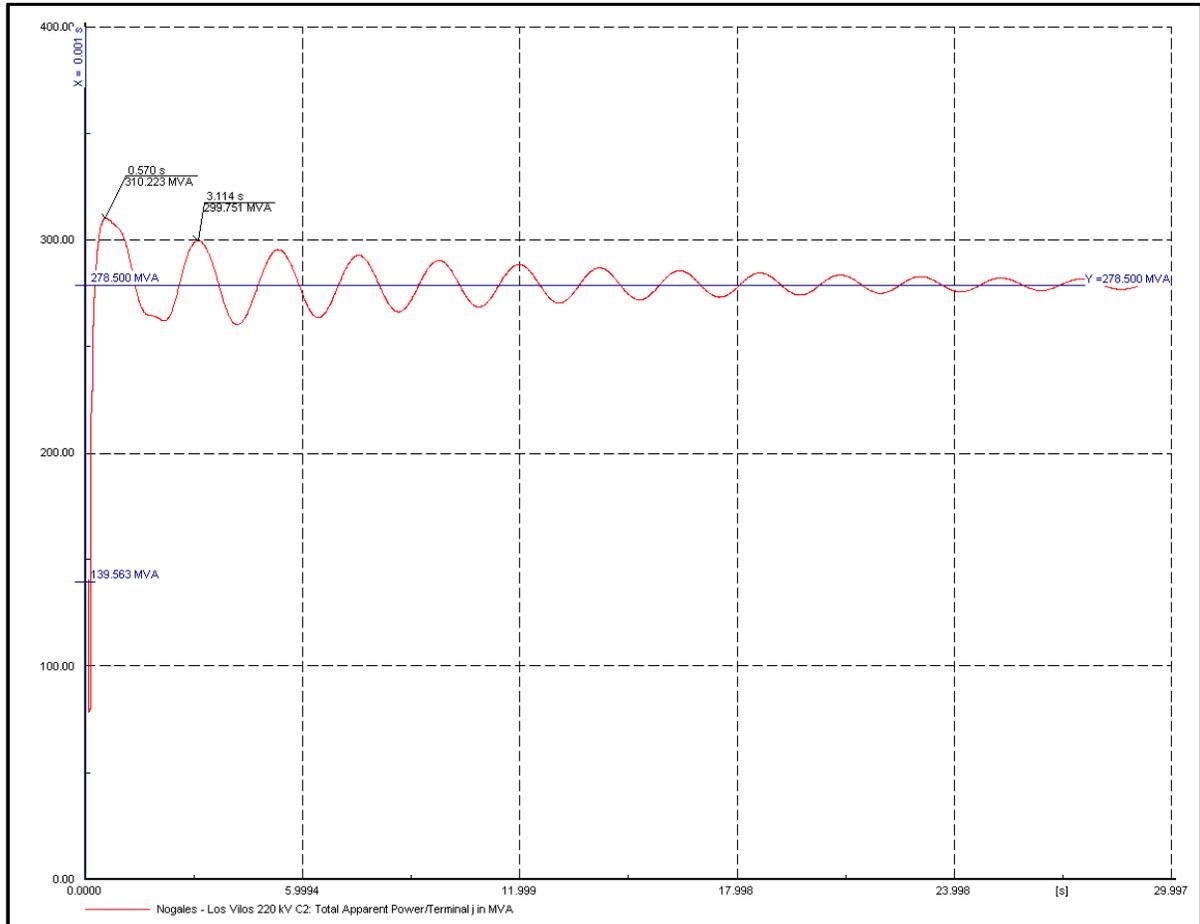


Gráfico E.7: Flujo de potencia por la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Los Vilos - Nogales, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.2.4 ESCENARIO 2012: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.8 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Los Vilos - Nogales es amortiguado. Tal como se mencionó en el punto 5.2.1, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 6,60 \%$, obtenido una vez que se estabiliza la señal, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

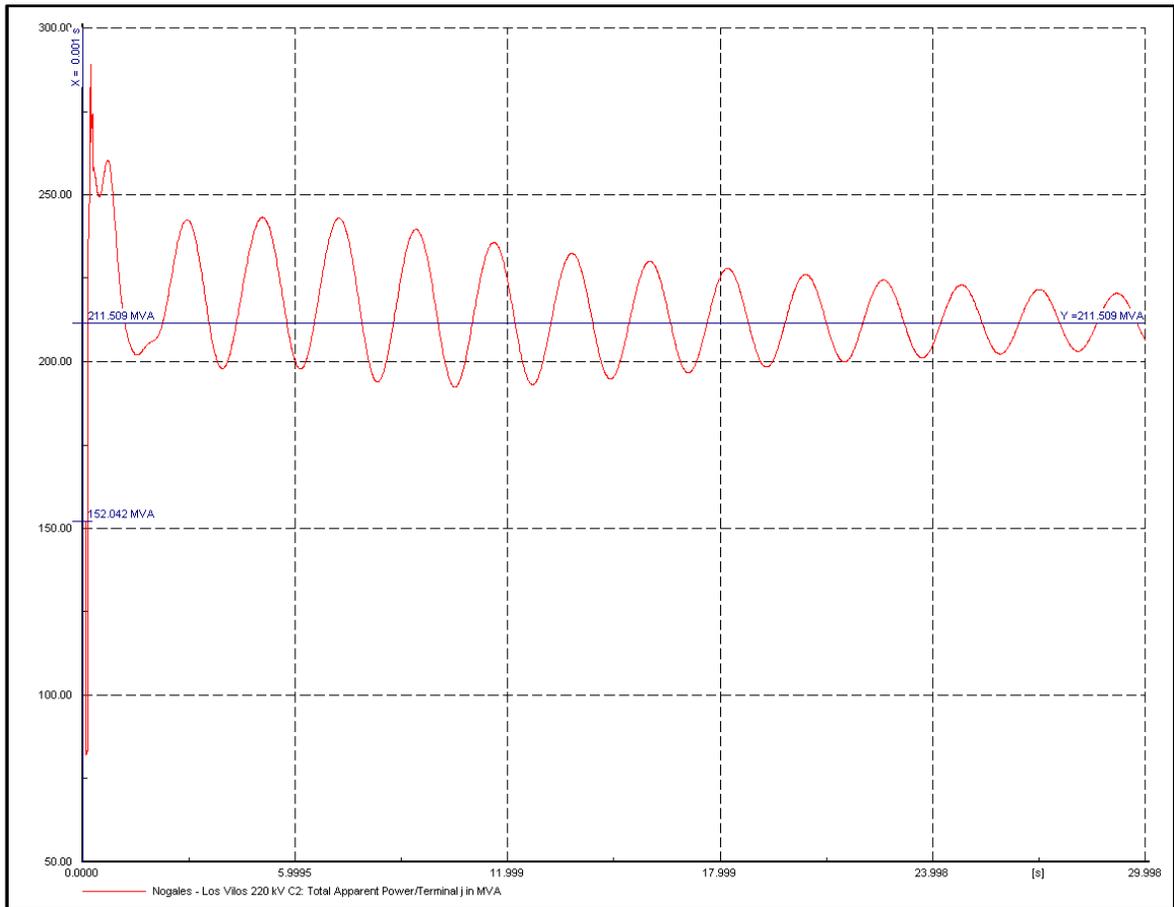


Gráfico E.8: Flujo de potencia por la línea Los Vilos - Nogales, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Los Vilos - Nogales, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.3 LÍNEA NOGALES - QUILLOTA

E.3.1 CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA V REGIÓN

E.3.1.1 ESCENARIO 2010: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.9 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 9,68 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

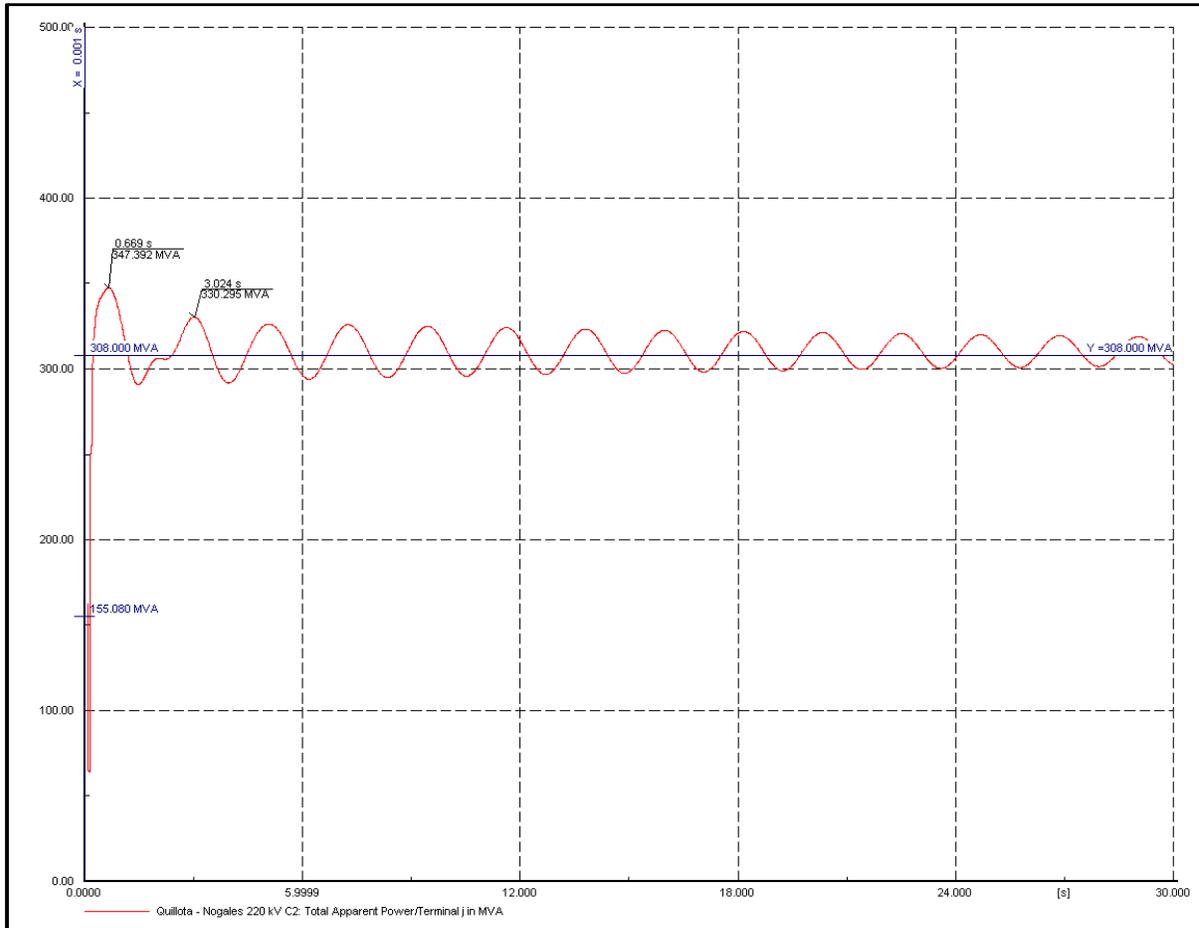


Gráfico E.9: Flujo de potencia por la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

E.3.1.2 ESCENARIO 2010: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.10 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado. Tal como se mencionó, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 13,76 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

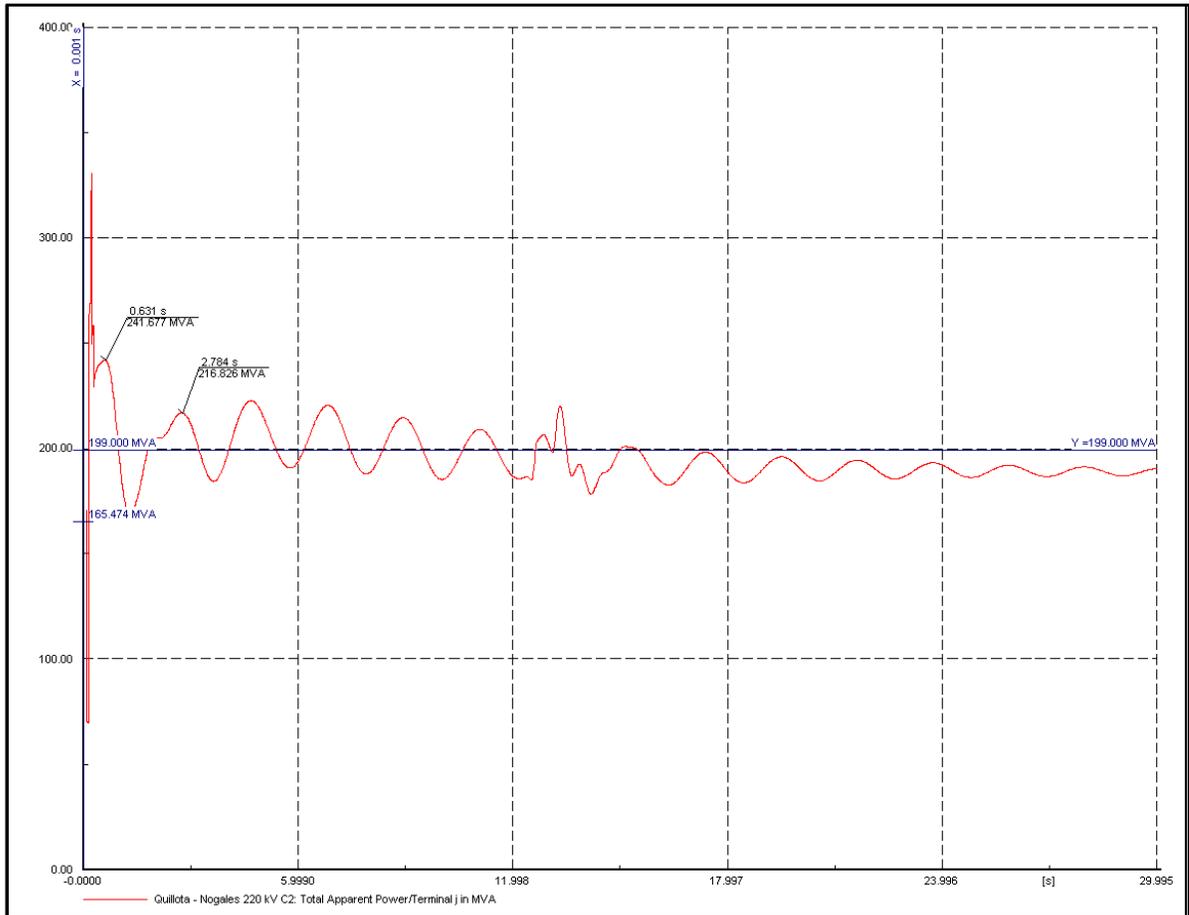


Gráfico E.10: Flujo de potencia por la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia V Región.

E.3.2 CENTRAL NUEVA VENTANAS INYECTANDO HACIA SE NOGALES

E.3.2.1 ESCENARIO 2010: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.11 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 5,05 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

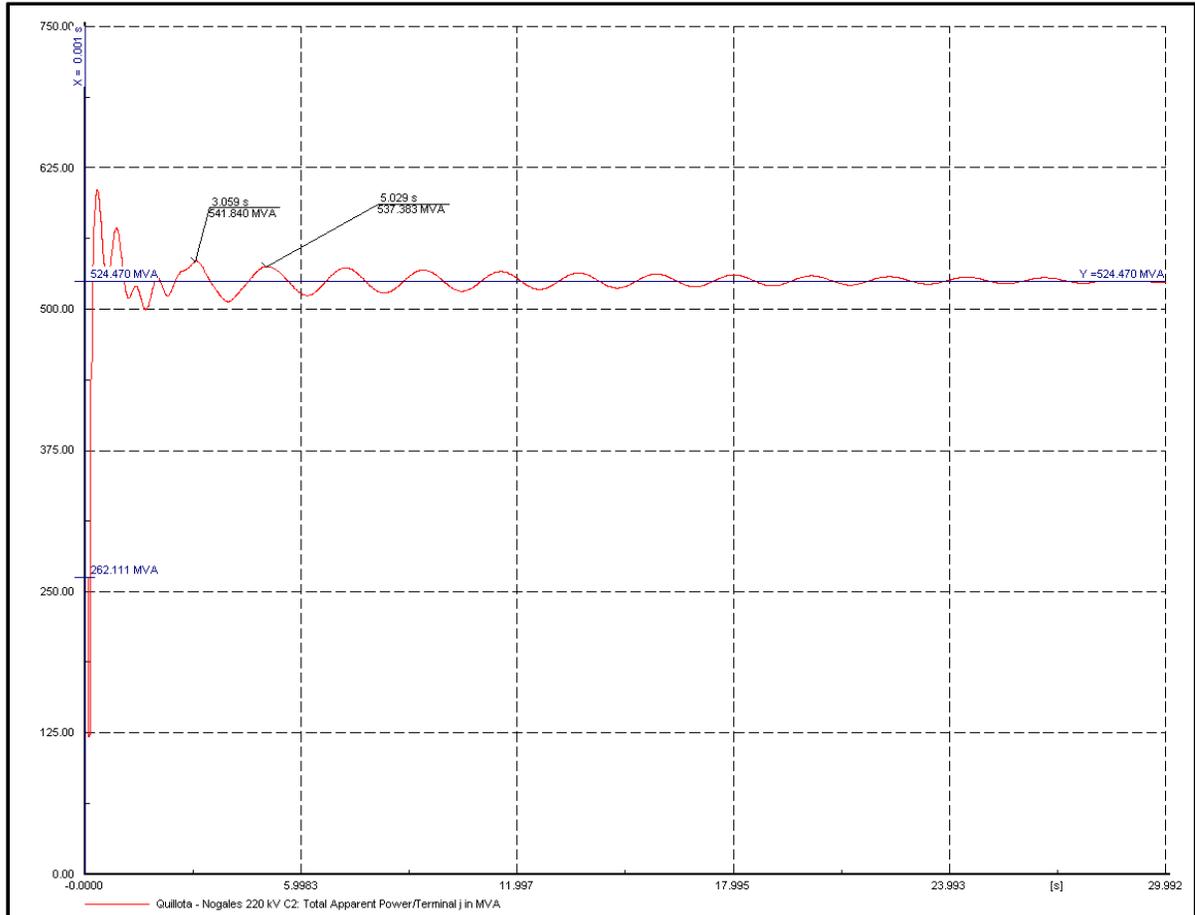


Gráfico E.11: Flujo de potencia por la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

E.3.2.2 ESCENARIO 2010: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.12 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado. Tal como se mencionó, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 5,09 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

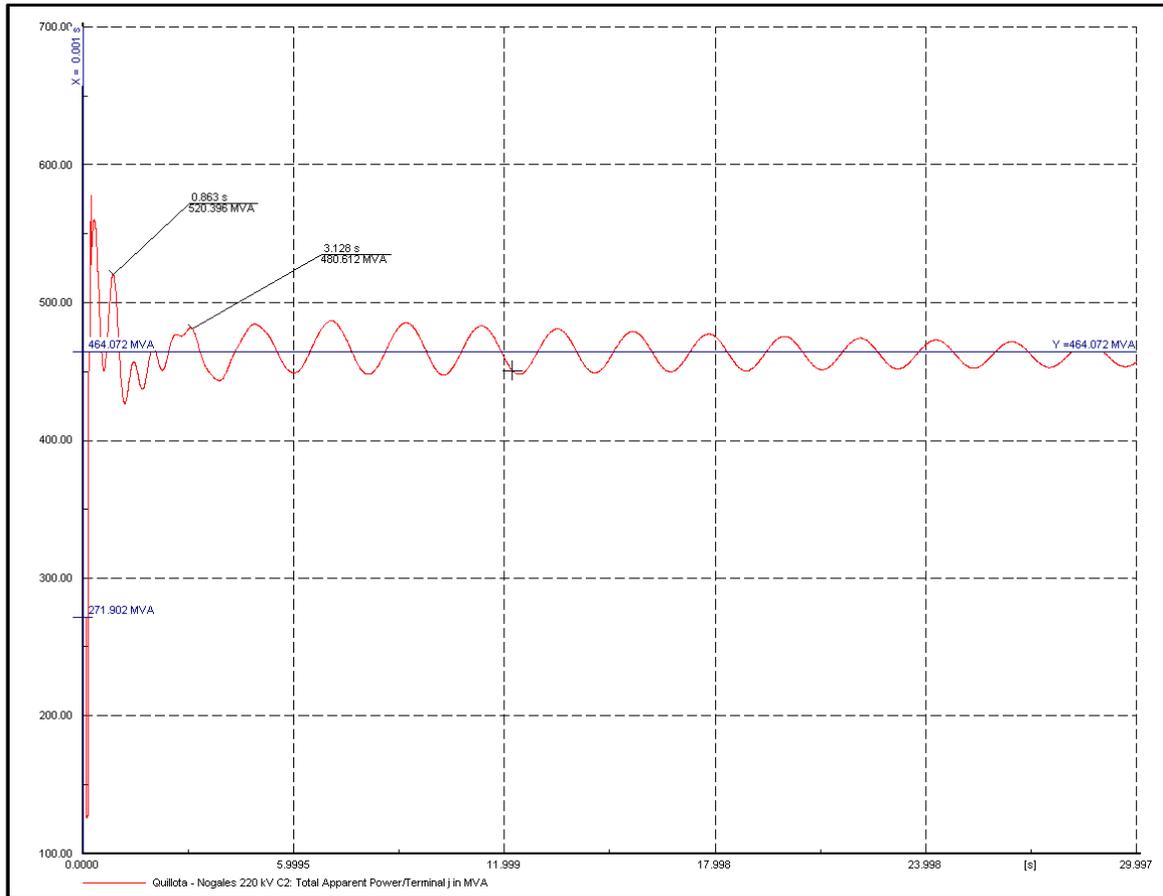


Gráfico E.12: Flujo de potencia por la línea Nogales - Quillota, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

E.4 LÍNEA PAN DE AZÚCAR – LAS PALMAS

E.4.1 TRAMO MONTE REDONDO – LAS PALMAS

E.4.1.1 ESCENARIO 2010: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.13 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 8,44 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

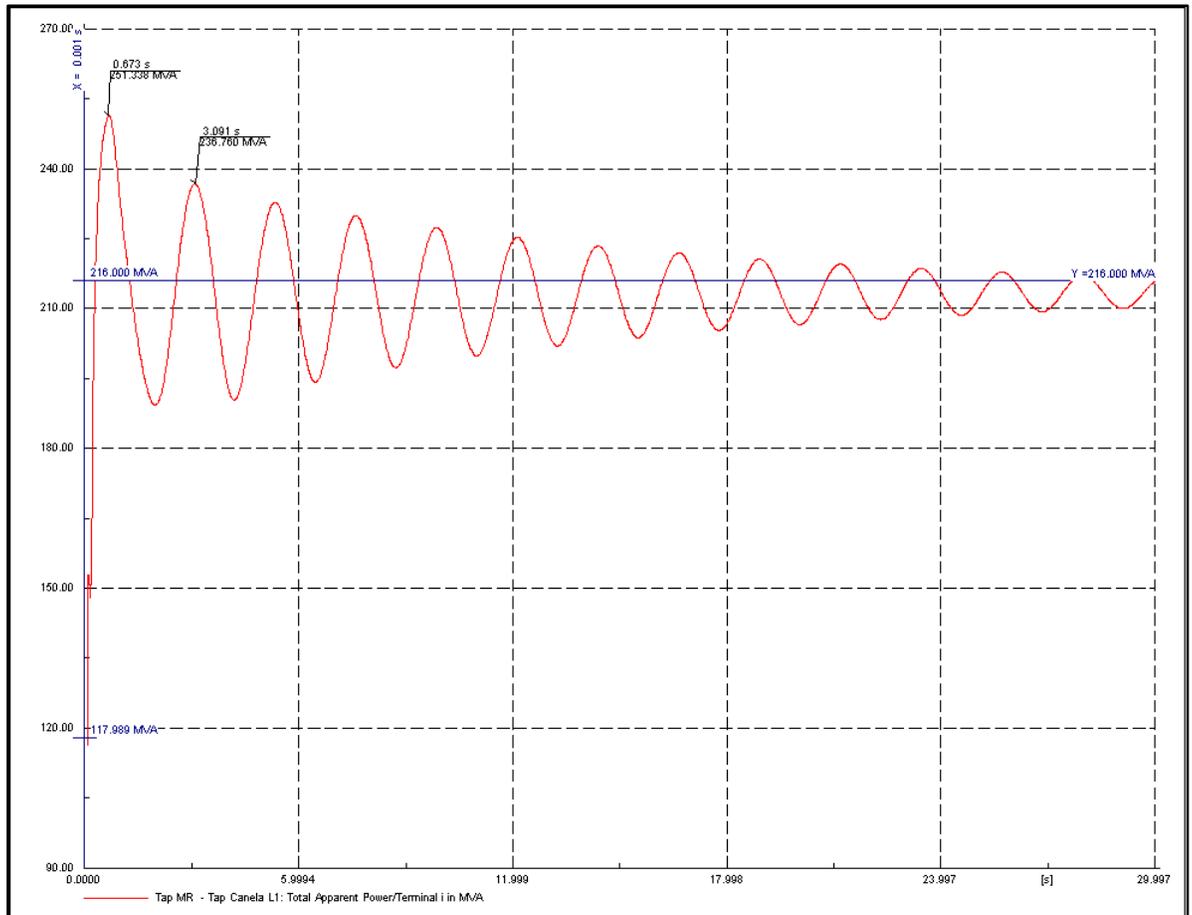


Gráfico E.13: Flujo de potencia por tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010, ante contingencia en circuito 1 de línea Pan de Azúcar – Las Palmas, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.4.1.2 ESCENARIO 2010: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.14 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado. Tal como se mencionó, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 8,00 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

Se observa que la forma de la curva es amortiguada, a pesar de los errores matemáticos que presenta la curva, la tendencia es clara.

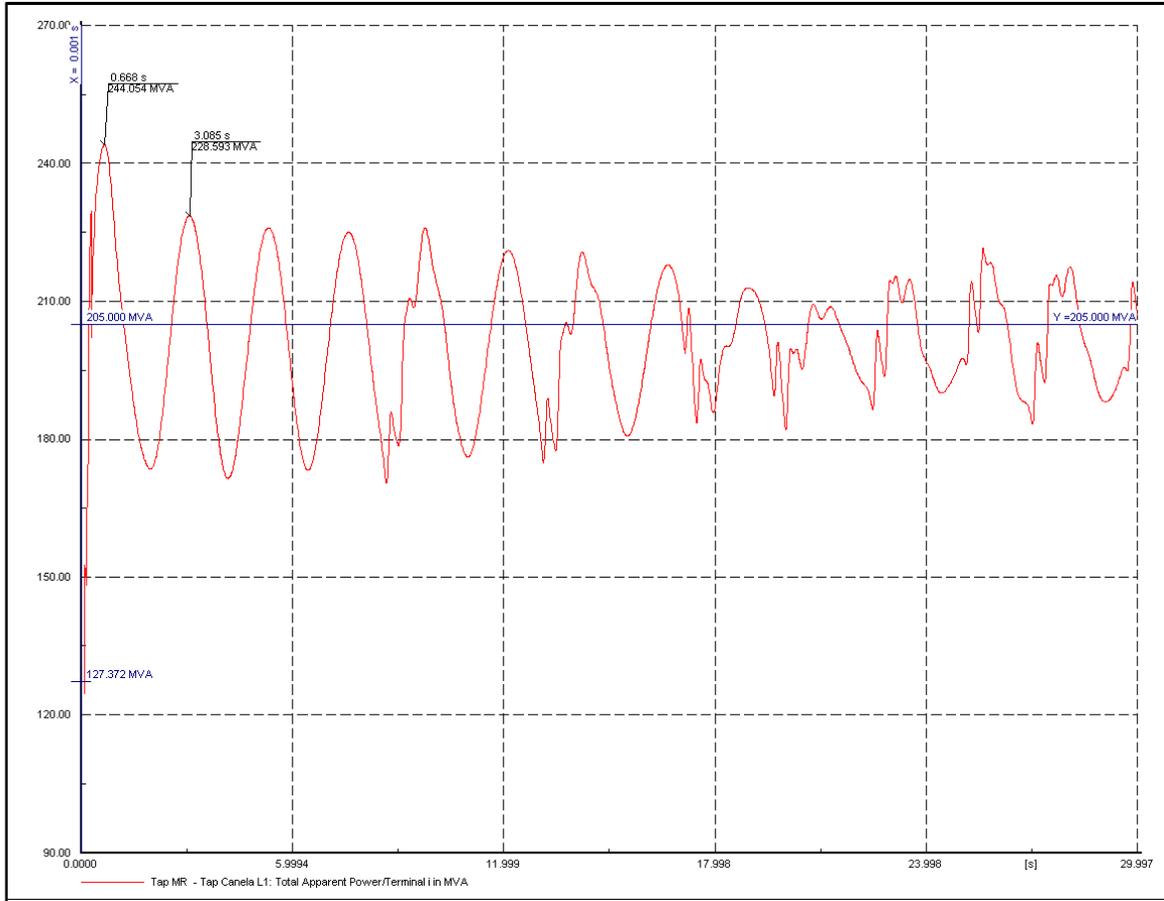


Gráfico E.14: Flujo de potencia por tramo Monte Redondo – Las Palmas, Escenario 2010, ante contingencia en circuito1 de línea Pan de Azúcar – Las Palmas, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.4.2 TRAMO EL ARRAYÁN – LAS PALMAS

E.4.2.1 ESCENARIO 2012: SIN CONSIDERAR MANIOBRAS

El Gráfico E.15 muestra que el flujo por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 5,17 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

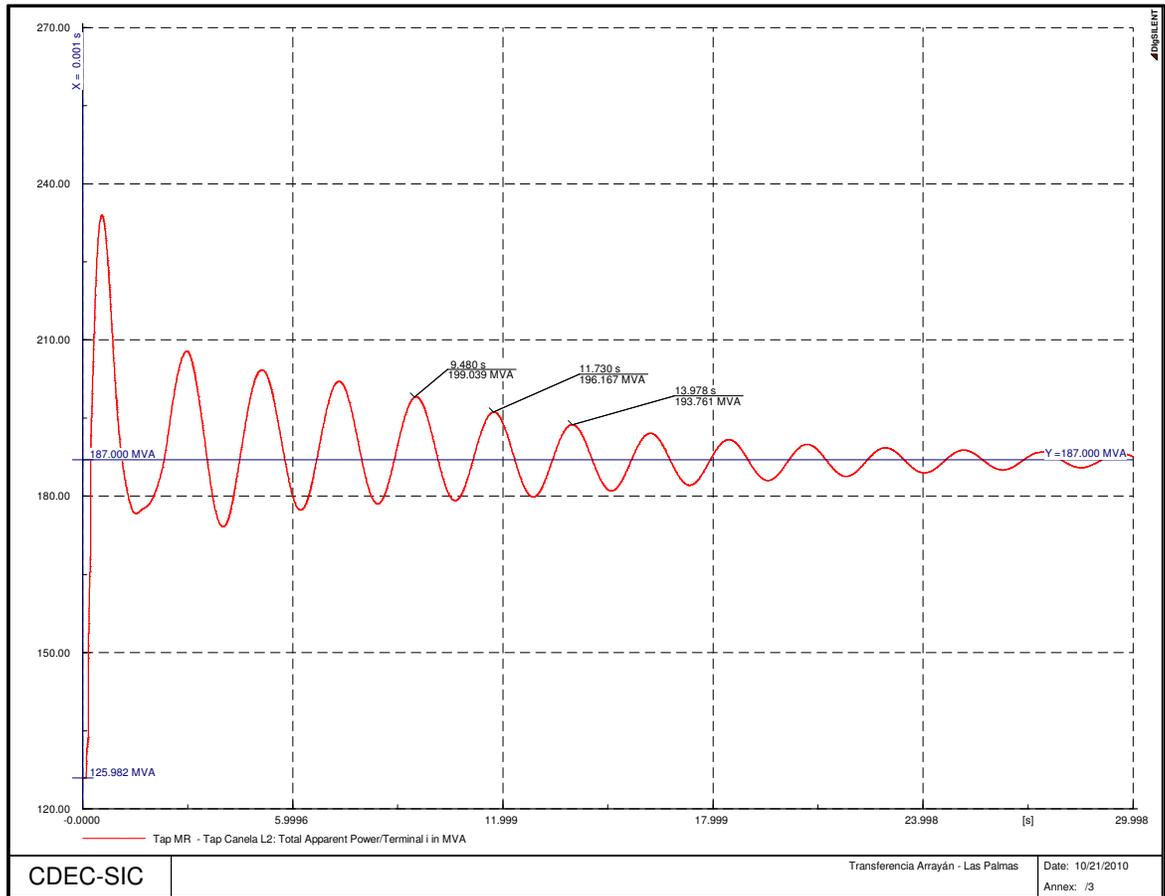


Gráfico E.15: Flujo de potencia por tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 2 de línea Pan de Azúcar – Las Palmas, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

E.4.2.2 ESCENARIO 2012: CONSIDERANDO MANIOBRAS

El Gráfico E.16 muestra que el flujo de potencia por el circuito sano de la línea Nogales - Quillota es amortiguado. Tal como se mencionó, el factor de amortiguamiento considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica, resulta ser $\zeta = 10,81 \%$, y corresponde a un valor mayor a lo exigido por la normativa.

Se observa que la forma de la curva no es tan amortiguada, pero se explica dado el alto desprendimiento de generación eólica.

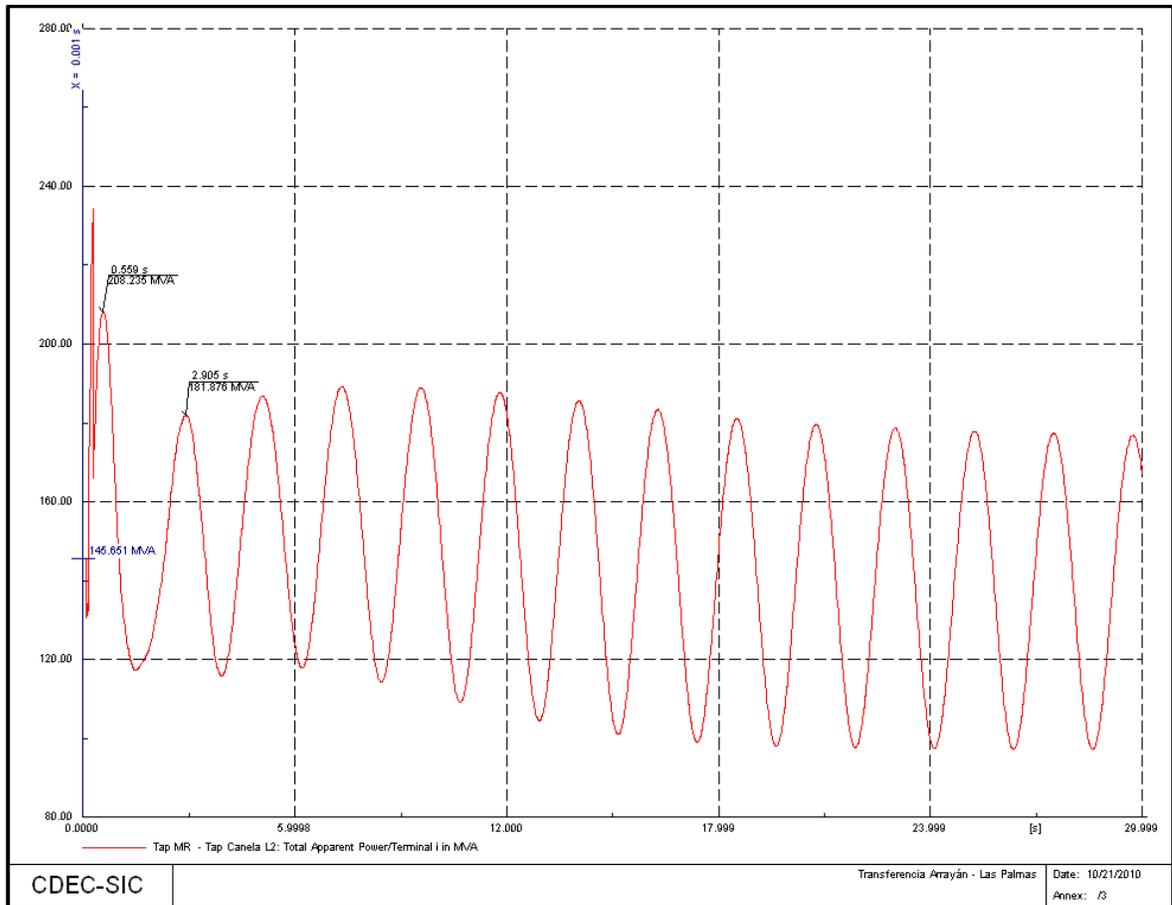


Gráfico E.16: Flujo de potencia por tramo El Arrayán – Las Palmas, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 2 de línea Pan de Azúcar – Las Palmas, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica

Anexo F:

Simulaciones Dinámicas:

Línea Nogales – Quillota 2x220 kV, Escenario 2012.

Este anexo pretende presentar los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas en el estudio de la línea Nogales – Quillota 2x220 kV para el Escenario 2012. El objetivo es comprobar la estabilidad de la operación ante una contingencia simple, esto pues, dada la incorporación de la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, los flujos por las líneas en estudio disminuyeron notoriamente en comparación al Escenario 2010, y ya no se presentaban problemas de sobrecarga o saturación de la línea en estudio.

Las simulaciones realizadas contemplan la contingencia simple y el posterior despeje de la falla, en uno de los circuitos de la Línea Nogales – Polpaico en el primer caso, y en uno de los circuitos de la Línea Nogales – Quillota en el segundo caso. Se quiso estudiar la contingencia en la línea Nogales – Polpaico 2x220 kV, ya que esta línea es de mayor capacidad que la línea en estudio, y por tanto, implica una contingencia más exigente para el sistema.

En estos casos, no se contempló el desprendimiento de energía eólica y sólo se consideró la Central Nueva Ventanas inyectando hacia la SE Nogales, con el fin de hacer más exigente el escenario.

F.1 CONTINGENCIA EN LÍNEA NOGALES – POLPAICO 2X220 KV

Los resultados obtenidos, cumplen los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa. Dada la cantidad de curvas, se ha decidido presentar la curva de tensión en barras y las transferencias de potencia por la línea en estudio, y la línea en la cual se aplicará la contingencia simple.

En el Gráfico F.1 se obtuvo un factor de amortiguamiento de 15,51 %, muy por sobre lo exigido por la normativa, además de observarse un claro amortiguamiento en la señal. En el caso de la curva de potencia registrada para la línea Nogales – Quillota, se observa también un amortiguamiento de la señal.

Respecto de las tensiones de barra, se observa que se mantienen por sobre lo exigido por la normativa una vez despejada la contingencia, es decir, posterior a los 221 [ms]. Así también, la tensión en las barras del sistema converge a un valor final, previo a los 20 segundos, y se mantiene dentro de la banda de 10% en torno dicho valor. Por lo cual, es posible afirmar que se cumple con el estándar de recuperación de tensión.

F.1.1 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

F.1.1.1 LÍNEA NOGALES – POLPAICO, CIRCUITO 2:

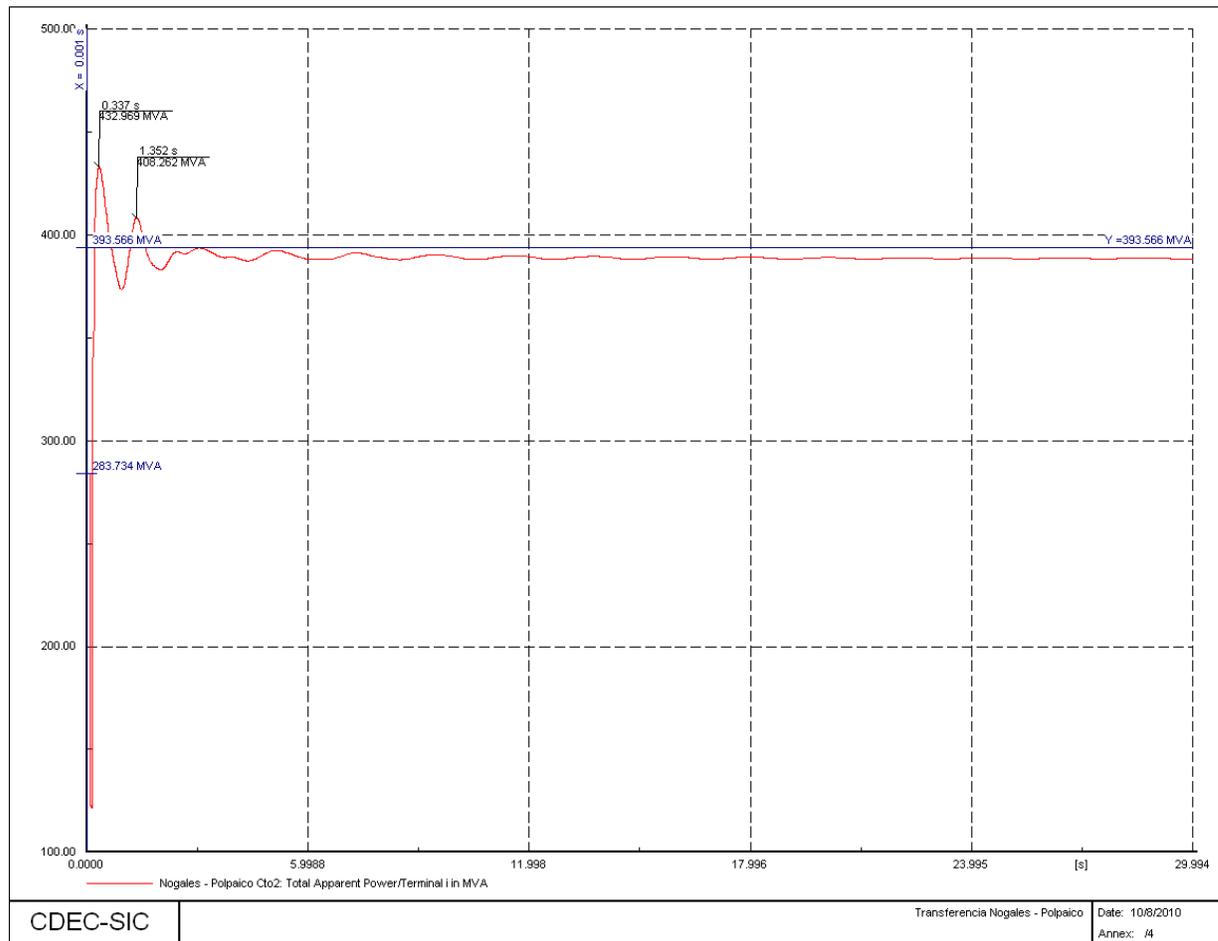


Gráfico F.1: Flujo de potencia por la línea Nogales - Polpaico, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Polpaico, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

F.1.1.2 LÍNEA NOGALES – QUILLOTA, CIRCUITO 2:

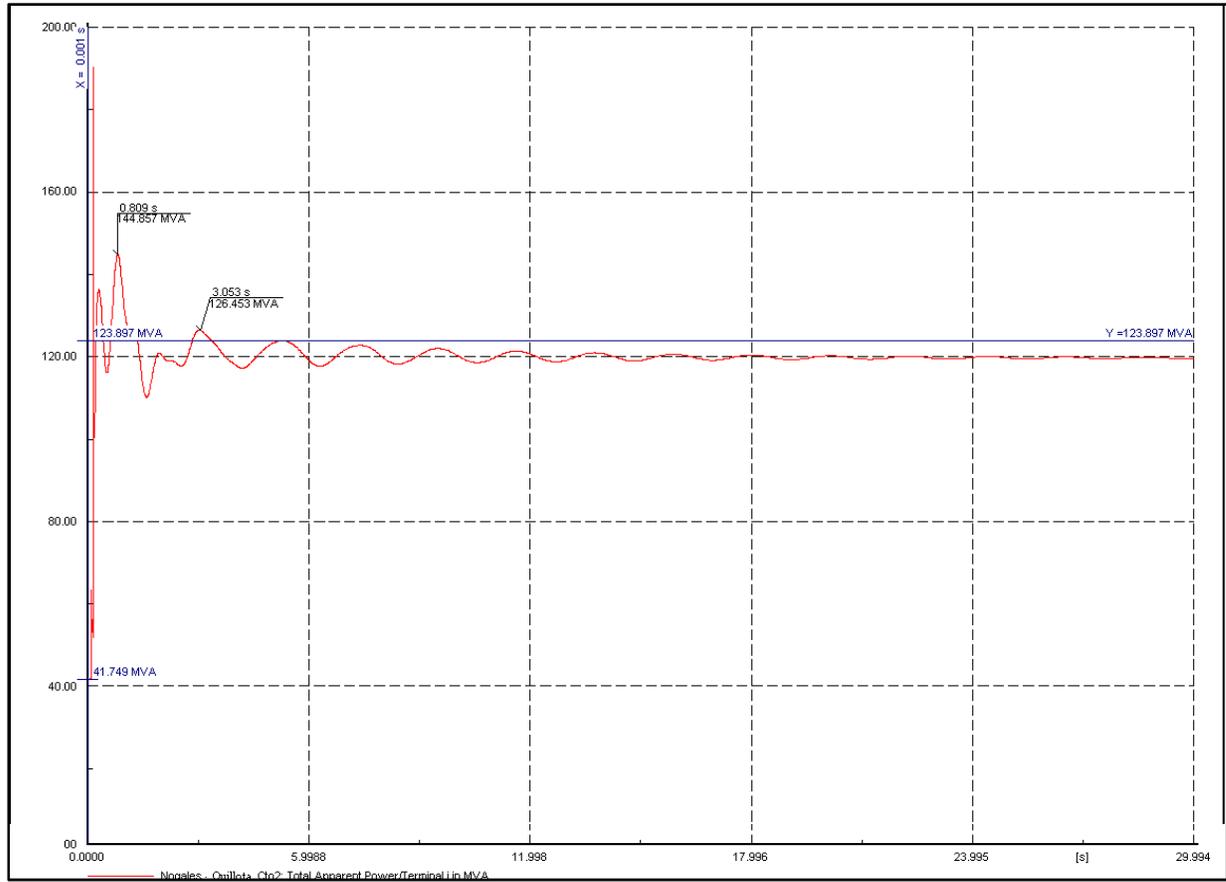


Gráfico F.2: Flujo de potencia por la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Polpaico, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

F.1.2 TENSIONES EN BARRAS:

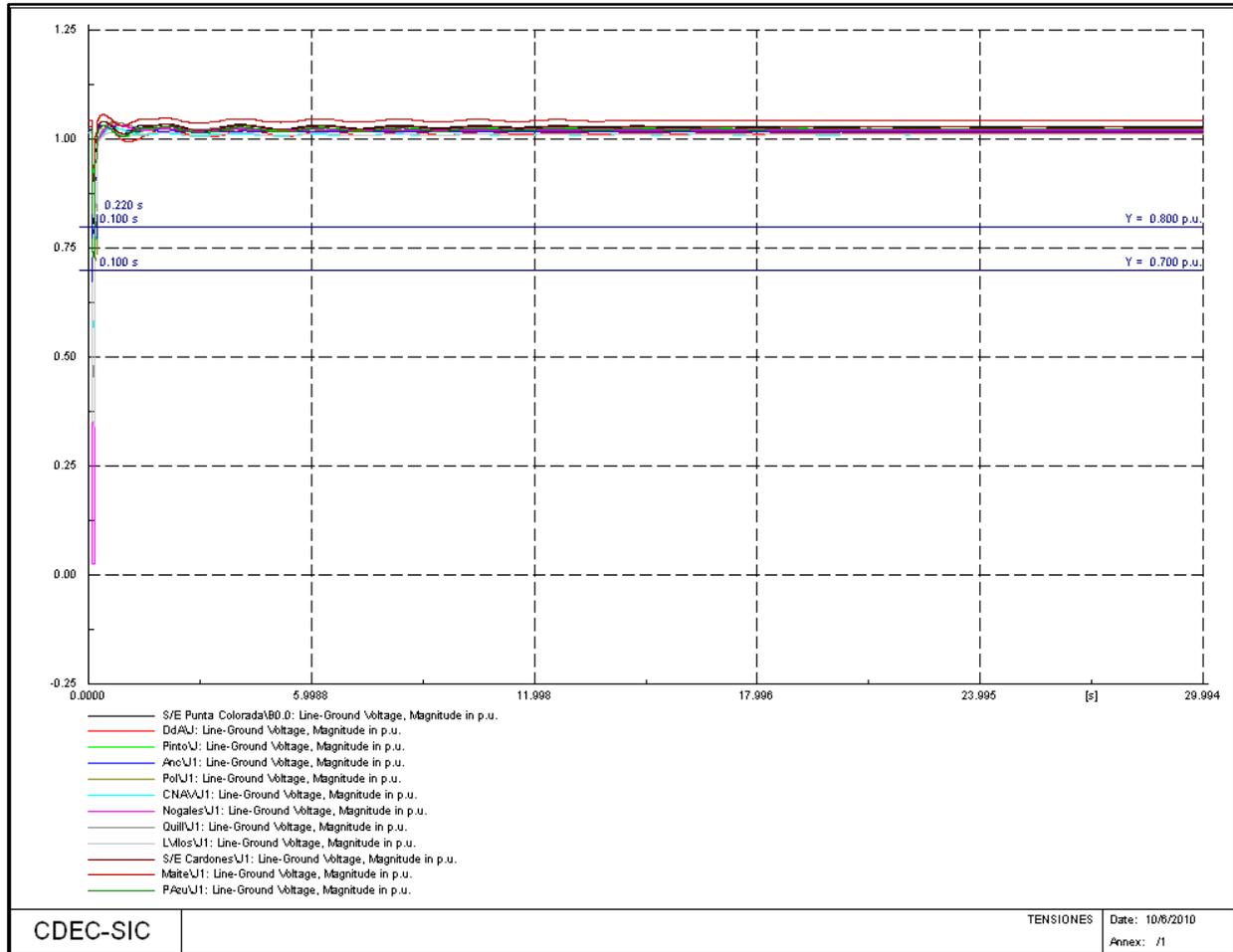


Gráfico F.3: Tensiones en Barras, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Polpaico, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

F.2 CONTINGENCIA EN LÍNEA NOGALES – QUILLOTA 2X220 kV

Los resultados obtenidos, cumplen los estándares de recuperación dinámica para la tensión, ángulo del rotor de generadores y oscilación de potencia activa. Dada la cantidad de curvas, se ha decidido presentar la curva de tensión de barras y las transferencias de potencia por la línea en estudio y por la línea Nogales – Polpaico.

En el Gráfico F.4 se obtuvo un factor de amortiguamiento de 11,02 %, muy por sobre lo exigido por la normativa, además de observarse un claro amortiguamiento en la señal. Dicho amortiguamiento también se observa en la curva de transferencia de potencia por la línea Nogales – Polpaico.

Respecto de las tensiones de barra, se observa que se mantienen por sobre lo exigido por la normativa una vez despejada la contingencia, es decir, posterior a los 221 [ms]. Así también, la tensión en las barras del sistema converge a un valor final, previo a los 20 segundos, y se mantiene dentro de la banda de 10% en torno dicho valor. Por lo cual, es posible afirmar que se cumple con el estándar de recuperación de tensión.

F.2.1 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

F.2.1.1 LÍNEA NOGALES – QUILLOTA, CIRCUITO 2:

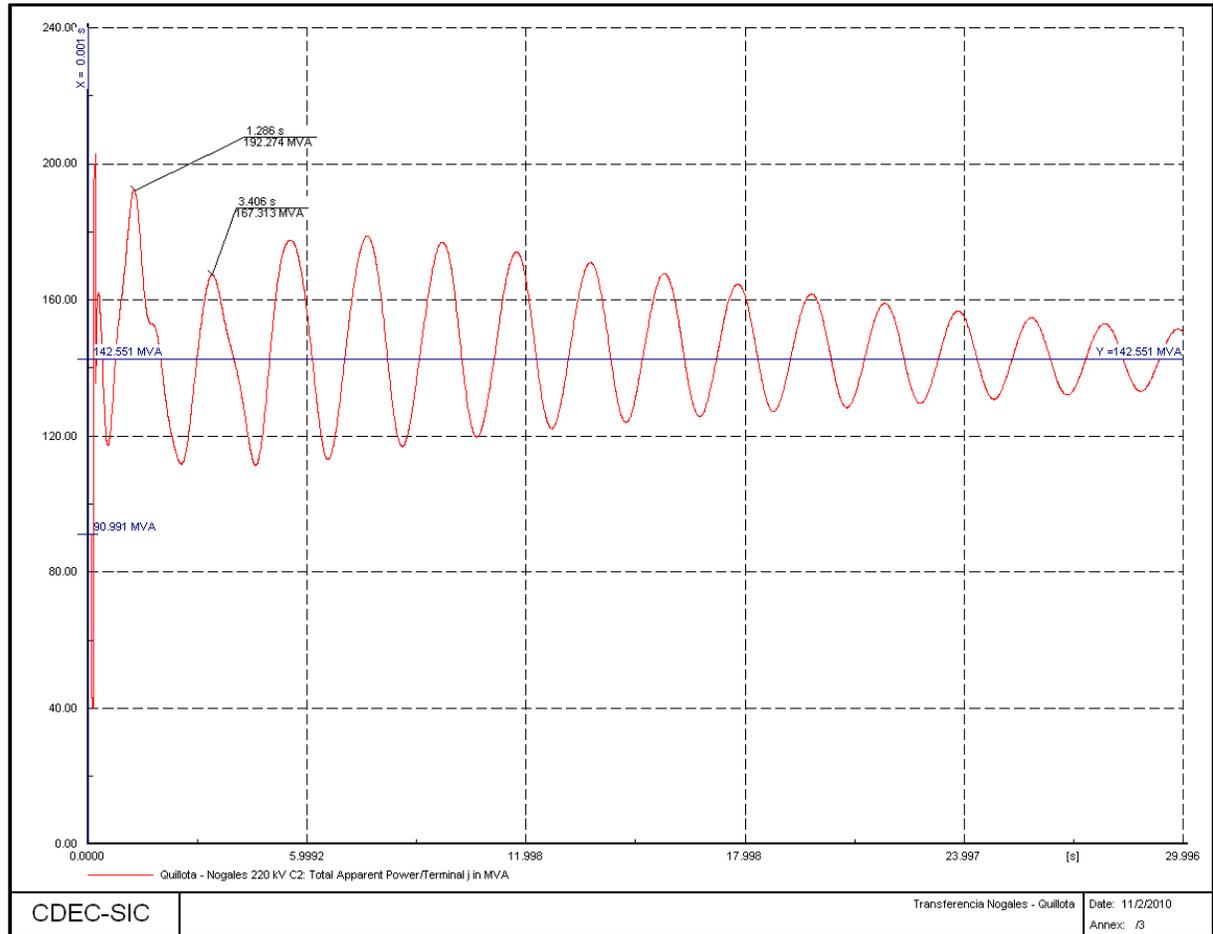


Gráfico F.4: Flujo de potencia por circuito 2 de la línea Nogales - Quillota, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

F.2.1.2 LÍNEA NOGALES – POLPAICO, CIRCUITO 2:

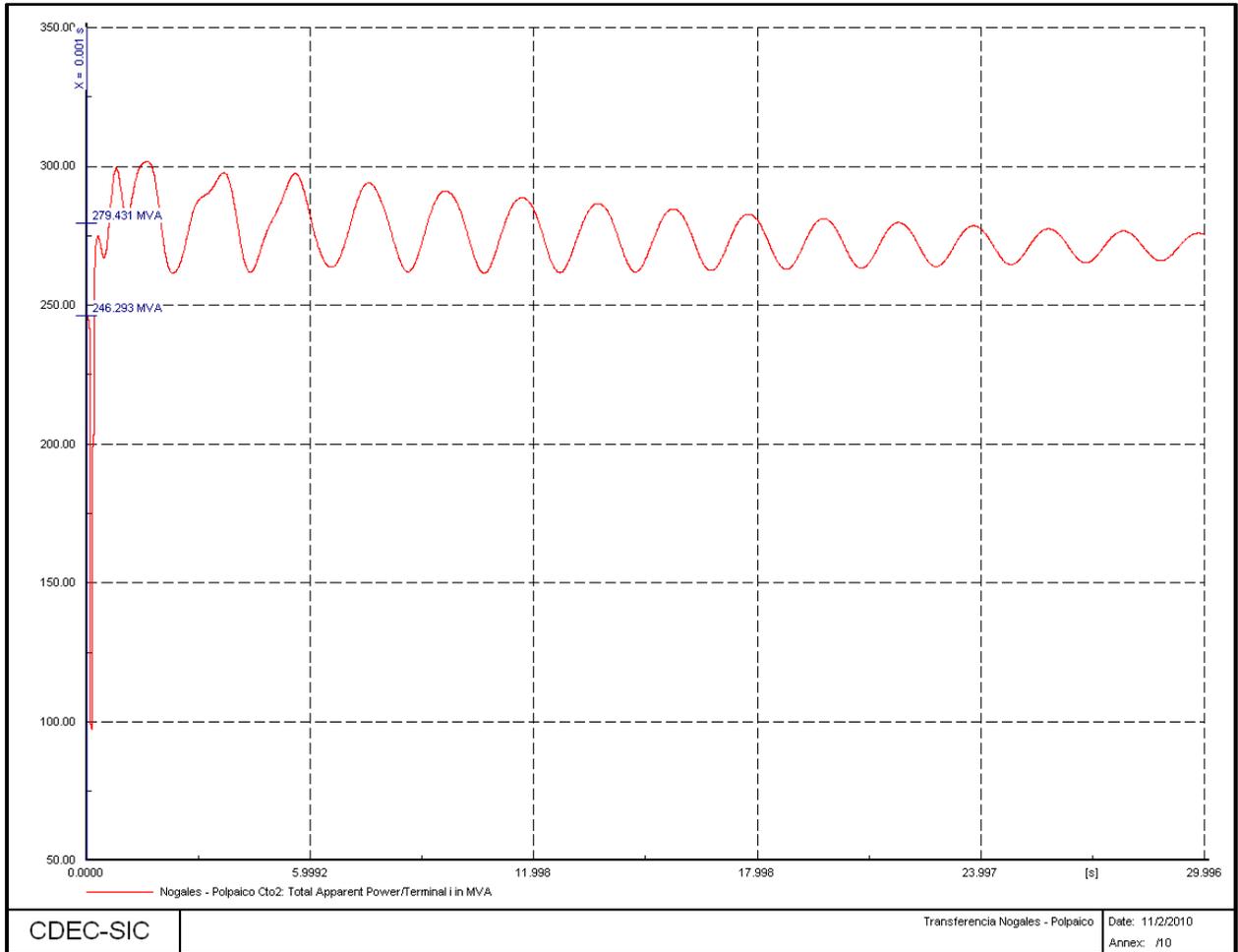


Gráfico F.5: Flujo de potencia por la línea Nogales - Polpaico, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

F.2.2 TENSIONES EN BARRAS:

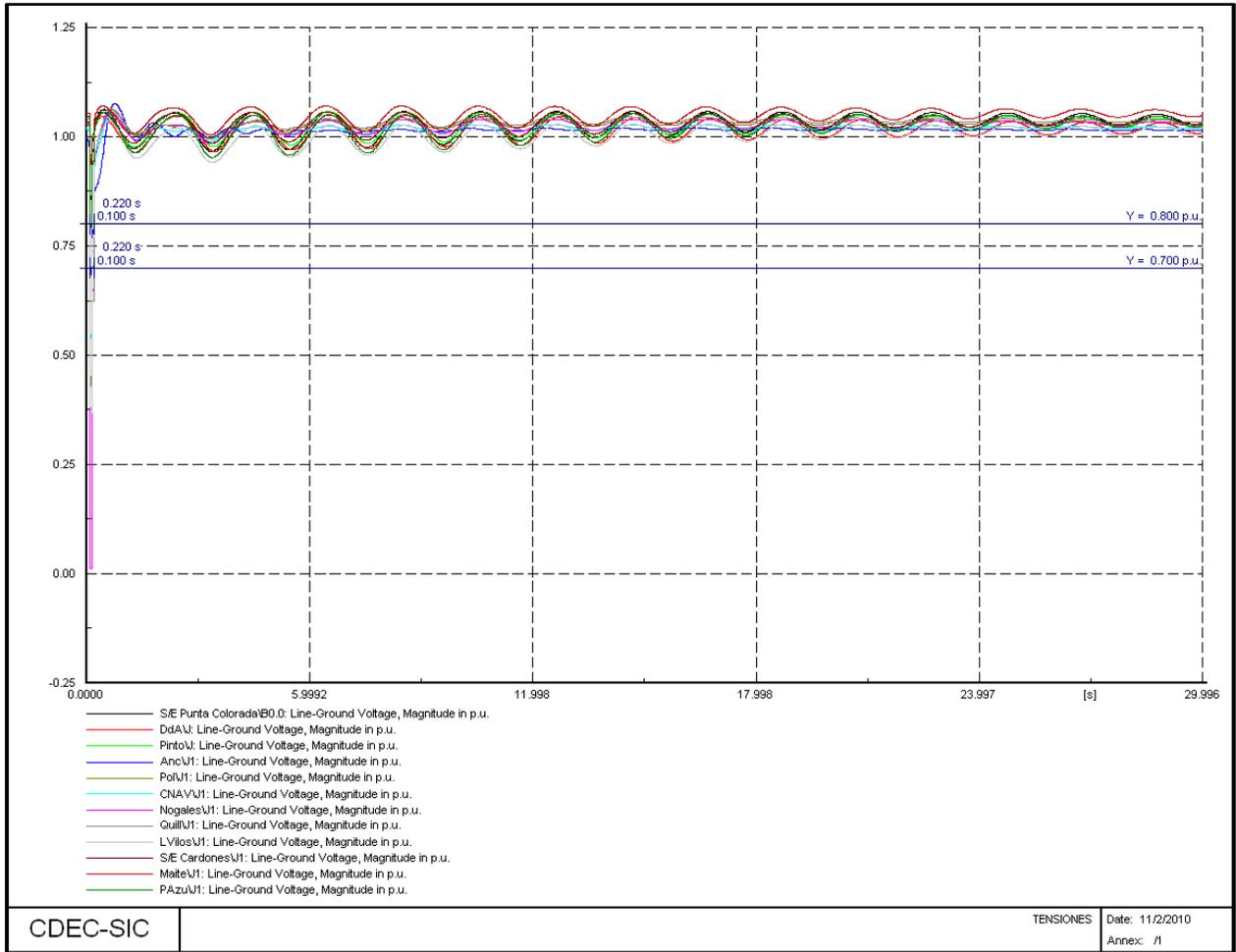


Gráfico F.6: Tensiones en Barras, Escenario 2012, ante contingencia en circuito 1 de línea Nogales - Quillota, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica y Central Nueva Ventanas inyectando hacia SE Nogales.

Anexo G:

Simulaciones Dinámicas Zona Sur

Este anexo, al igual que el Anexo E, tiene por objetivo verificar la operación estable y el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica exigidos por la Norma Técnica, para los escenarios definidos, considerando ambos niveles de demanda. Se busca comprobar que ante la contingencia y la maniobra de desconexión de generación eólica se obtiene una operación estable, de acuerdo con los parámetros que se mencionaron.

En este anexo se presentarán las curvas de transferencia de potencia de las líneas en estudio, utilizadas como base de dicho cálculo.

Cabe mencionar que para todas las líneas estudiadas, se observa que las tensiones se mantienen por sobre lo exigido por la normativa una vez despejada la contingencia, es decir, posterior a los 221 [ms]. Así también, se observa que la tensión en las barras del sistema converge a un valor final, previo a los 20 segundos, y se mantiene dentro de la banda de 10% en torno dicho valor. Por lo cual, es posible afirmar que se cumple con el estándar de recuperación de tensión.

Por otro lado, respecto de los ángulos del rotor de los generadores, se aprecia un notorio amortiguamiento de dichas señales en el tiempo en todos los casos expuestos. Se observa que tanto los ángulos correspondientes a los generadores de la zona, Taltal y Guacolda; como aquellos ángulos de los generadores presentes en el sistema, se mantienen bajo el umbral de los 120° y por sobre el umbral de -120° .

Dada la gran cantidad de gráficos relacionados con el cumplimiento de los estándares de tensión y ángulo de rotor, es que se ha decidido presentar éstos en el disco de simulaciones, y no en el presente anexo.

G.1 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1X154 kV

G.1.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

G.1.1.1 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 220 kV

G.1.1.1.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA:

El Gráfico G.1 muestra que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 20,62 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

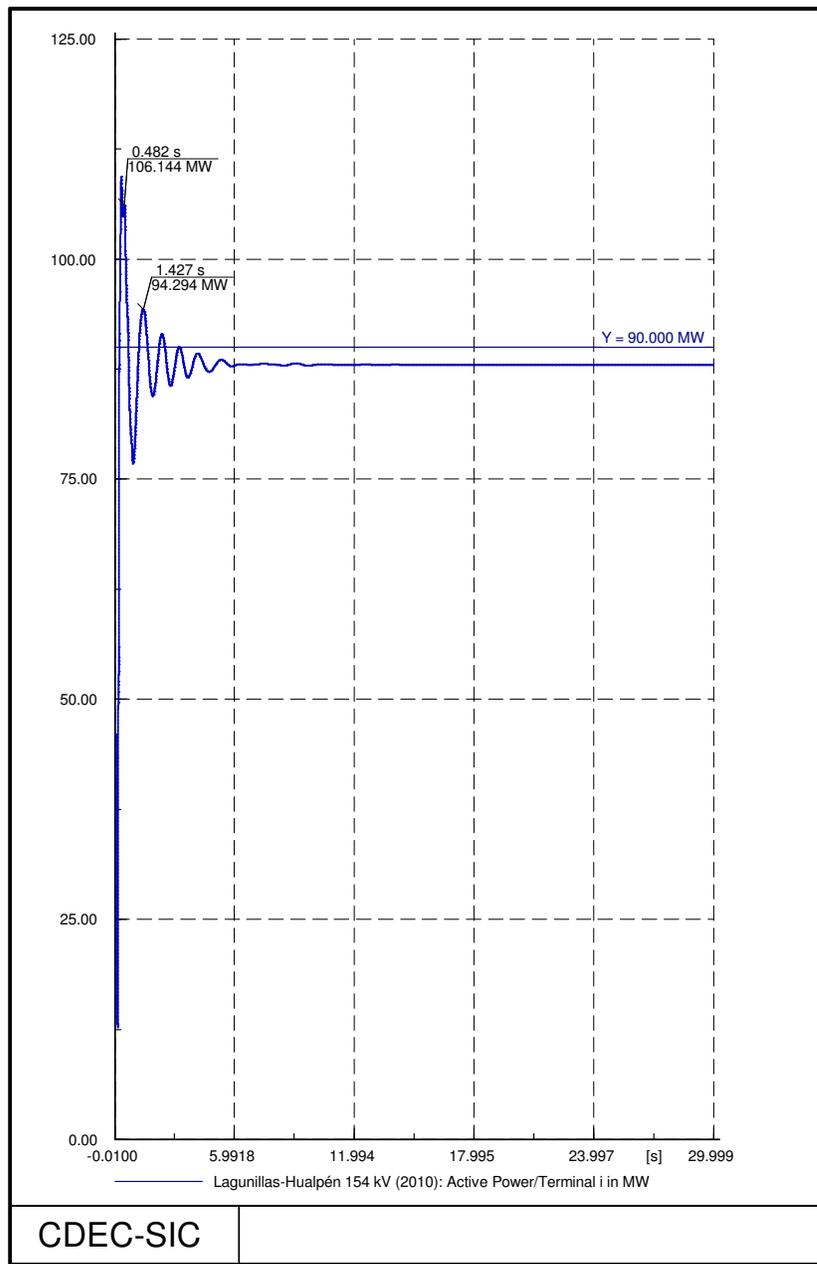


Gráfico G.1: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.1.1.1.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA:

El Gráfico G.2 muestra que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 20,62 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

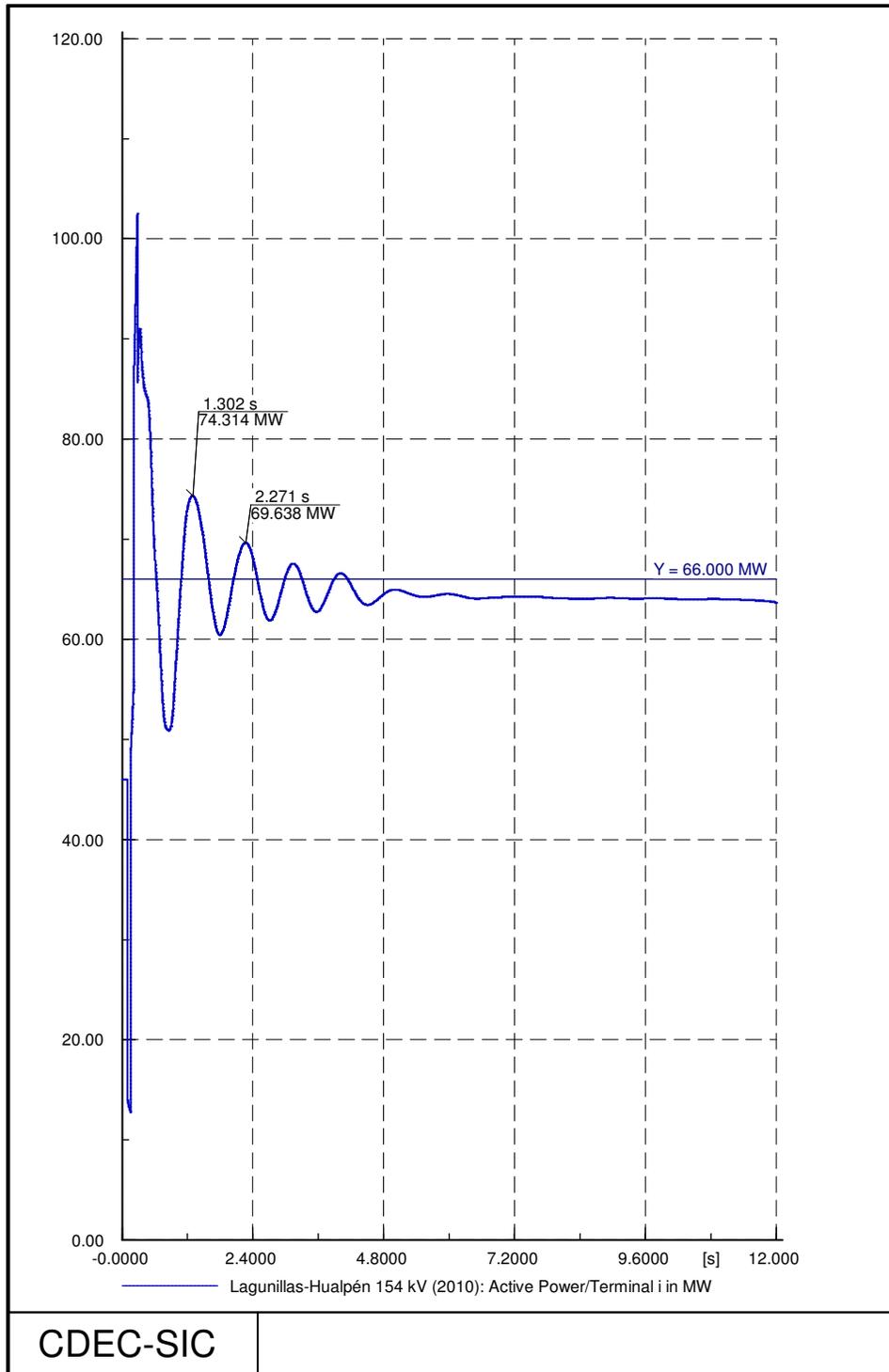


Gráfico G.2: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas –Hualpén 220 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.1.1.2 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 kV

En el Gráfico G.3 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 12,20 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

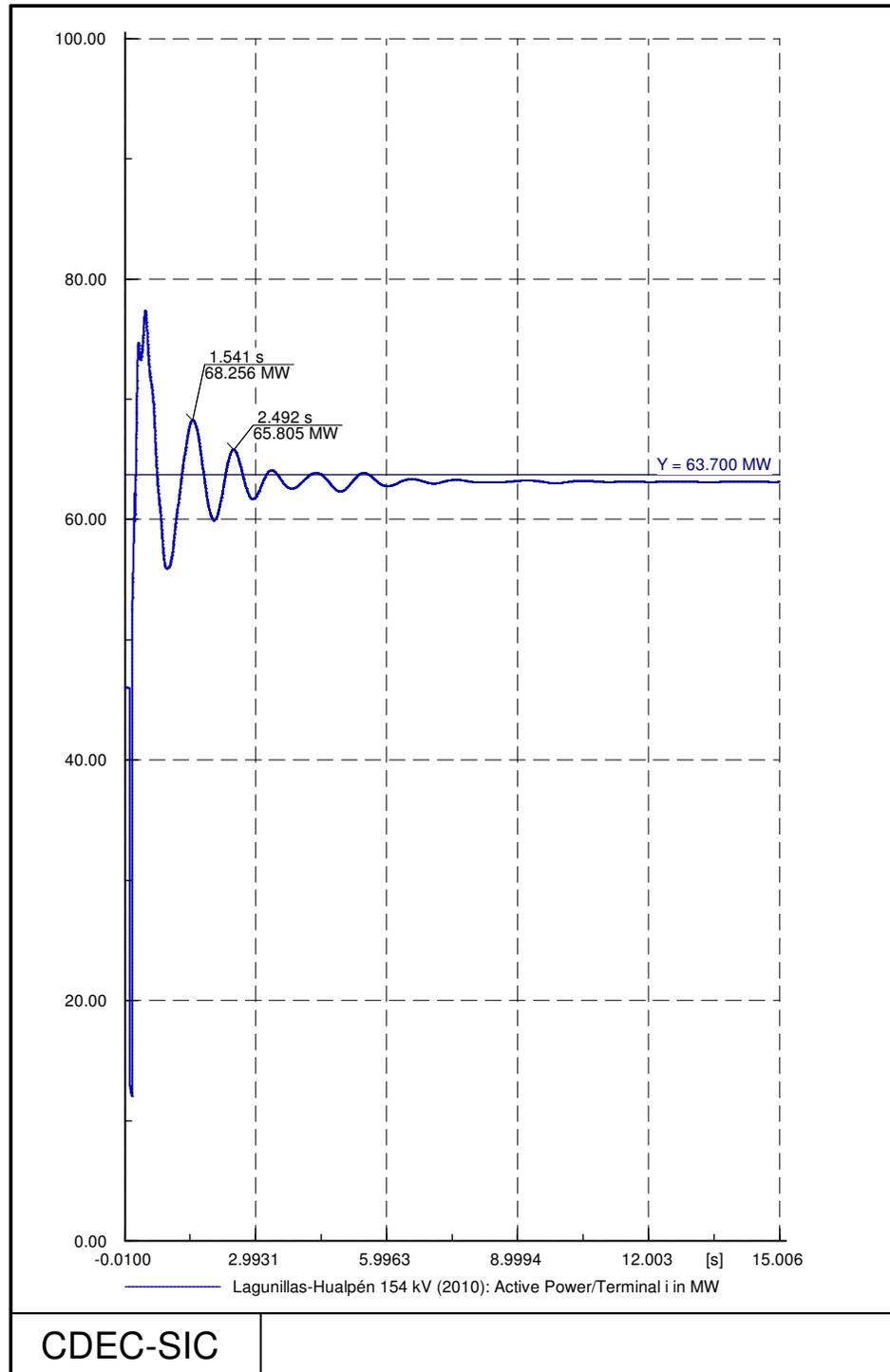


Gráfico G.3: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.1.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

G.1.2.1 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 220 kV

G.1.2.1.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA:

El Gráfico G.4 muestra que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 12,33 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

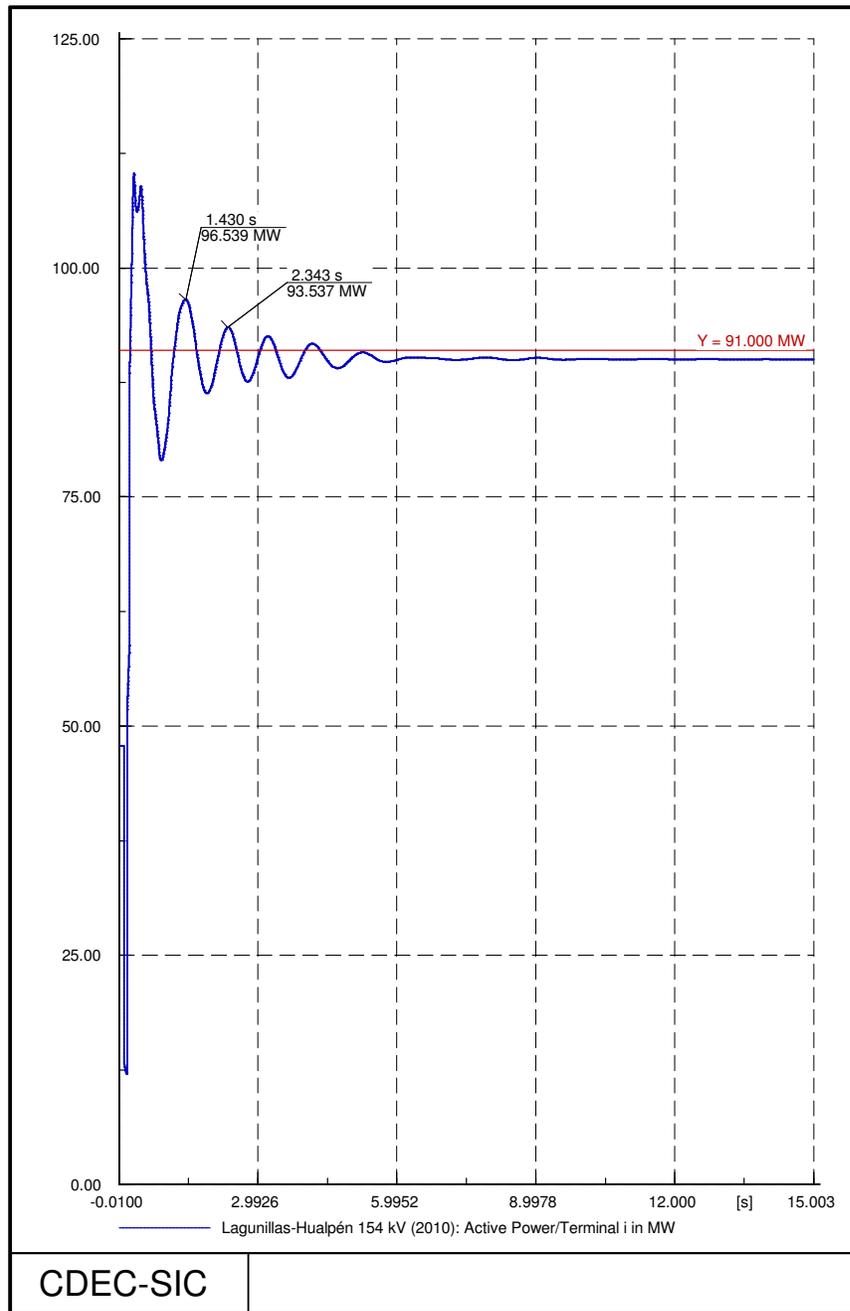


Gráfico G.4: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas –Hualpén 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.1.2.1.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA:

a) Desprendimiento de Generación Eólica

El Gráfico G.5 muestra que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 13,98 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

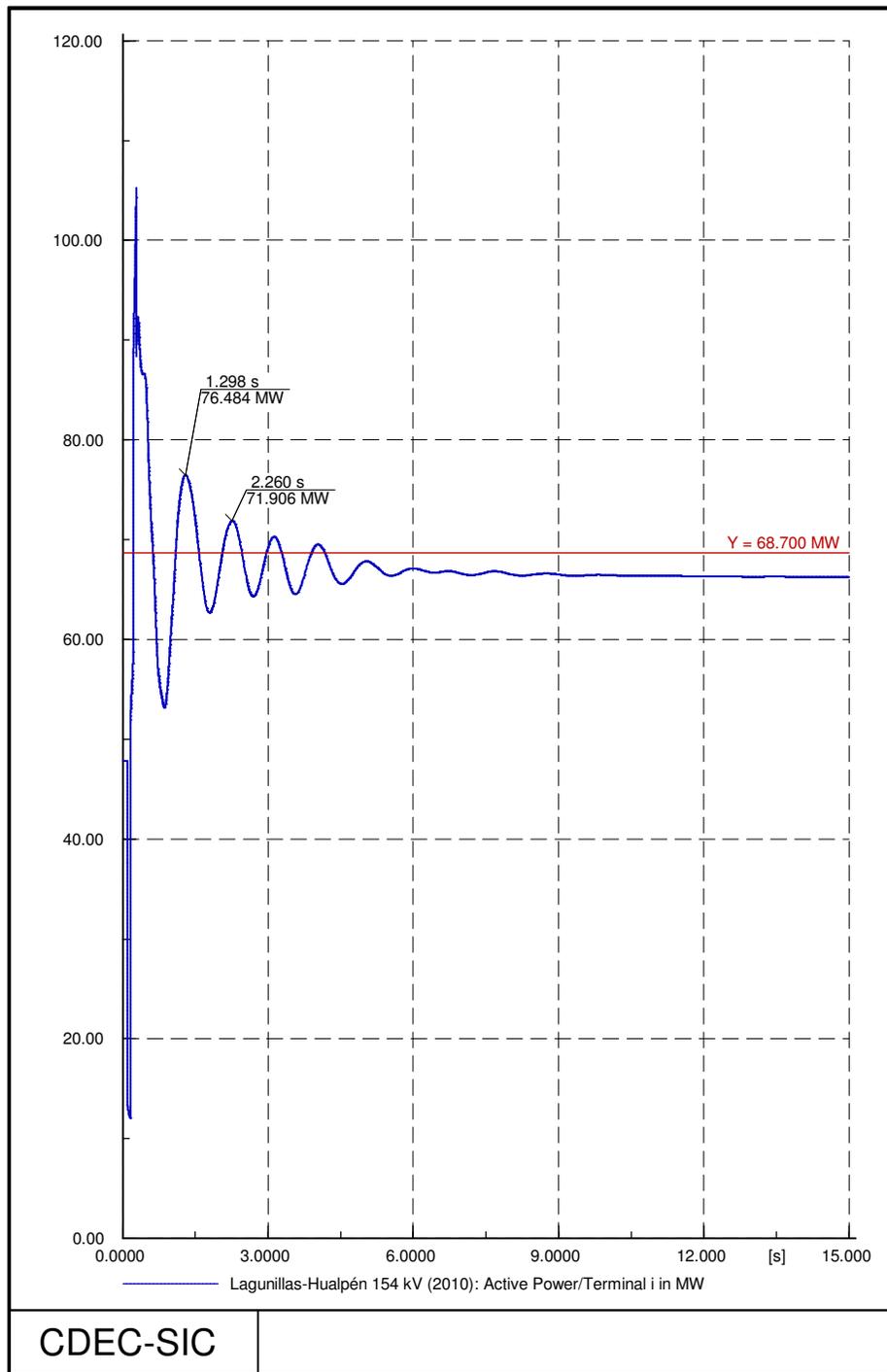


Gráfico G.5: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

b) Desprendimiento de Generación Eólica + Apertura del Transformador Lagunillas 220/154/66 kV

El Gráfico G.6 muestra que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado, y que el factor de amortiguamiento $\zeta = 7,72 \%$, es mayor a lo exigido por la normativa.

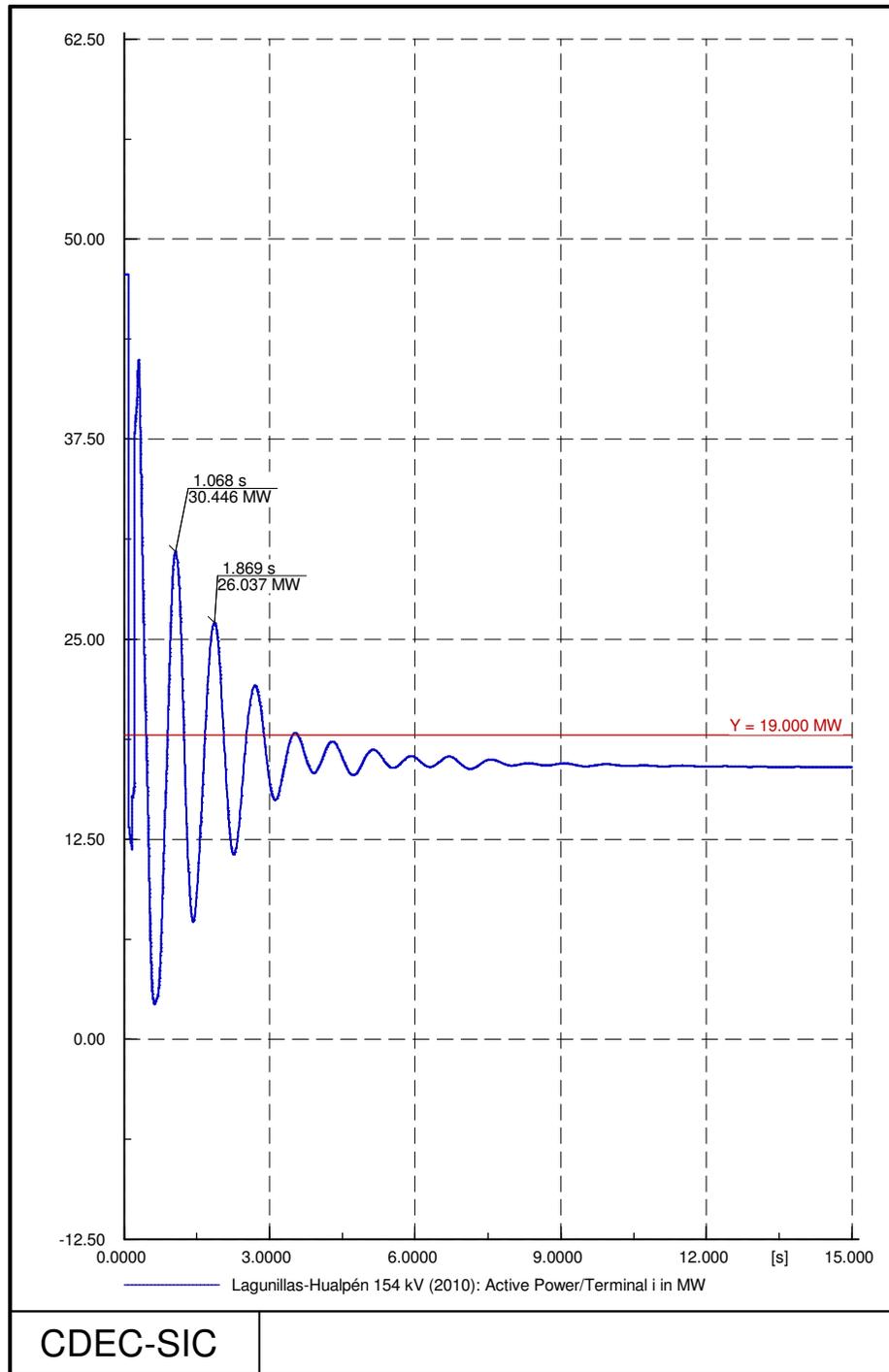


Gráfico G.6: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas –Hualpén 220 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica más la apertura del transformador Lagunillas 220/154/66 kV.

G.1.2.2 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 kV

En el Gráfico G.7 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 12,28 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

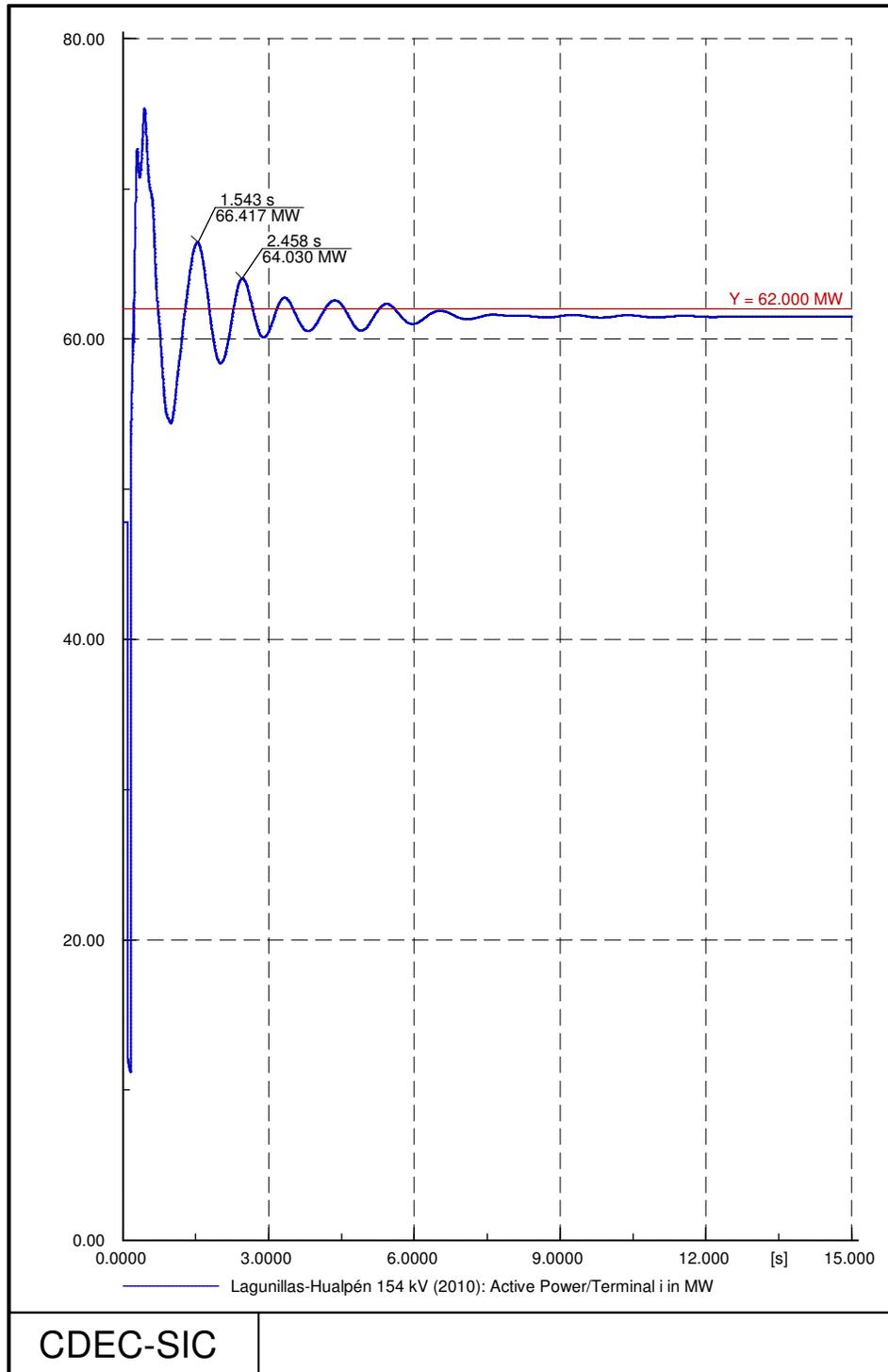


Gráfico G.7: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2 LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 1X220 kV

G.2.1 ESCENARIO 2012 – DEMANDA BAJA

G.2.1.1 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 154 kV

G.2.1.1.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.8 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 15,52 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

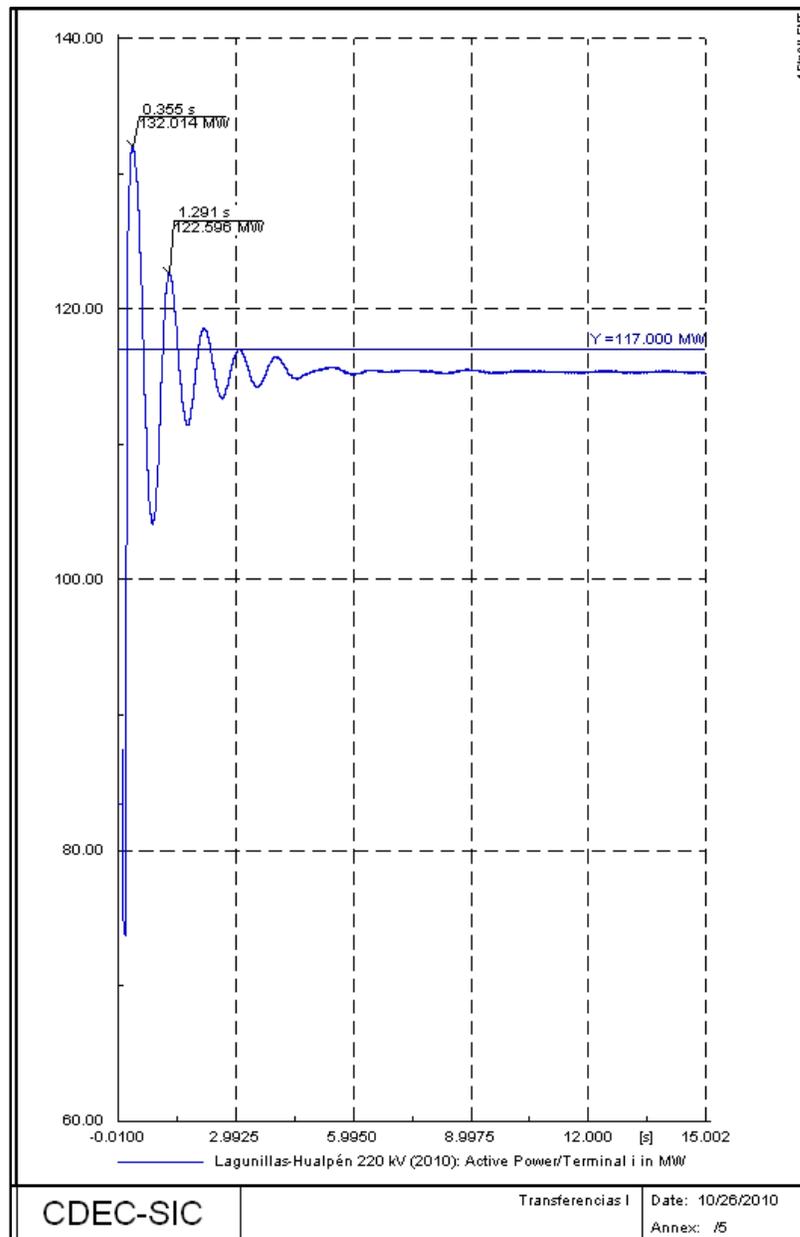


Gráfico G.8: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.1.1.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.9 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 17,14 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

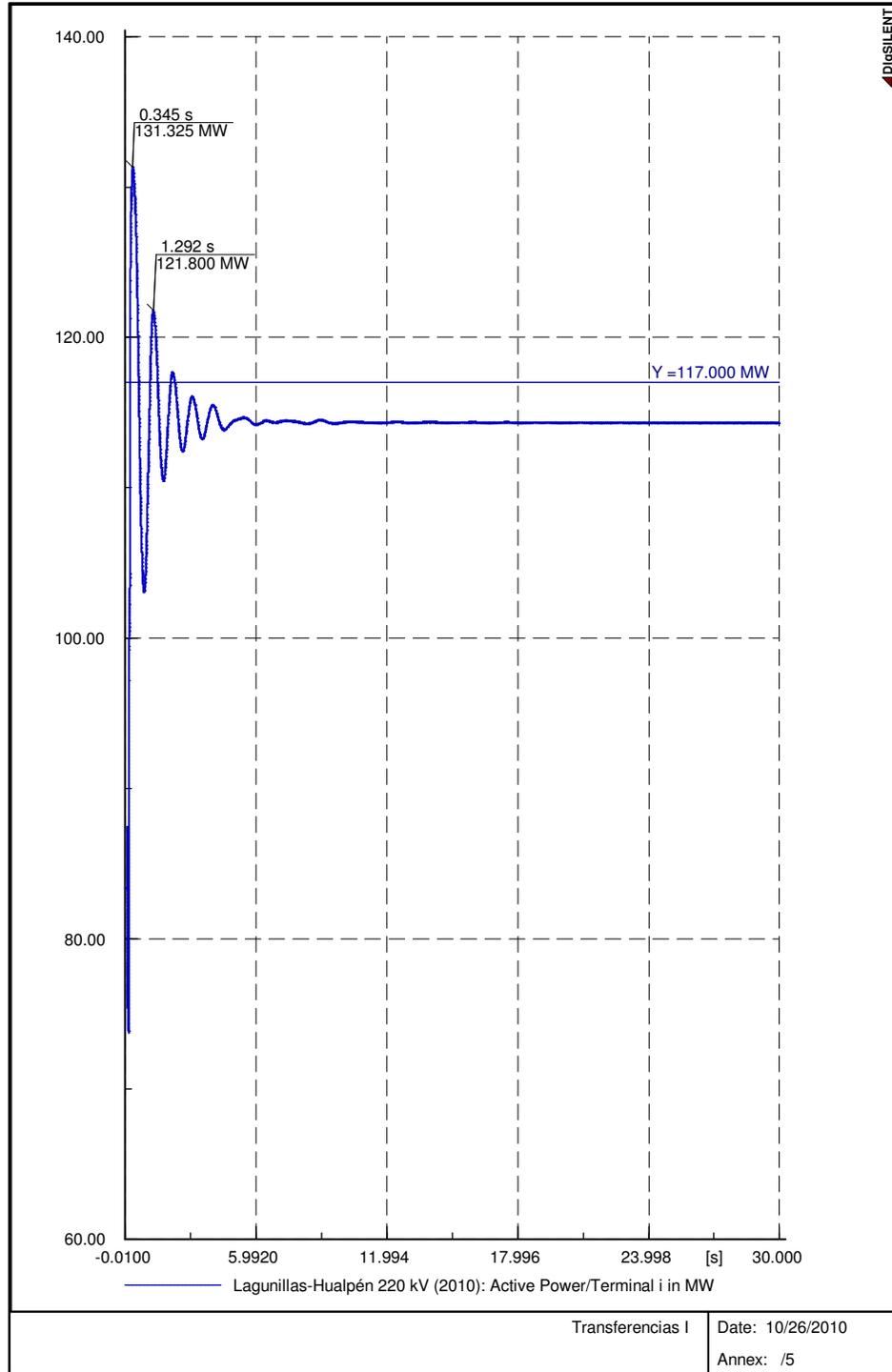


Gráfico G.9: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.1.2 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 kV

G.2.1.2.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.10 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 11,27 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

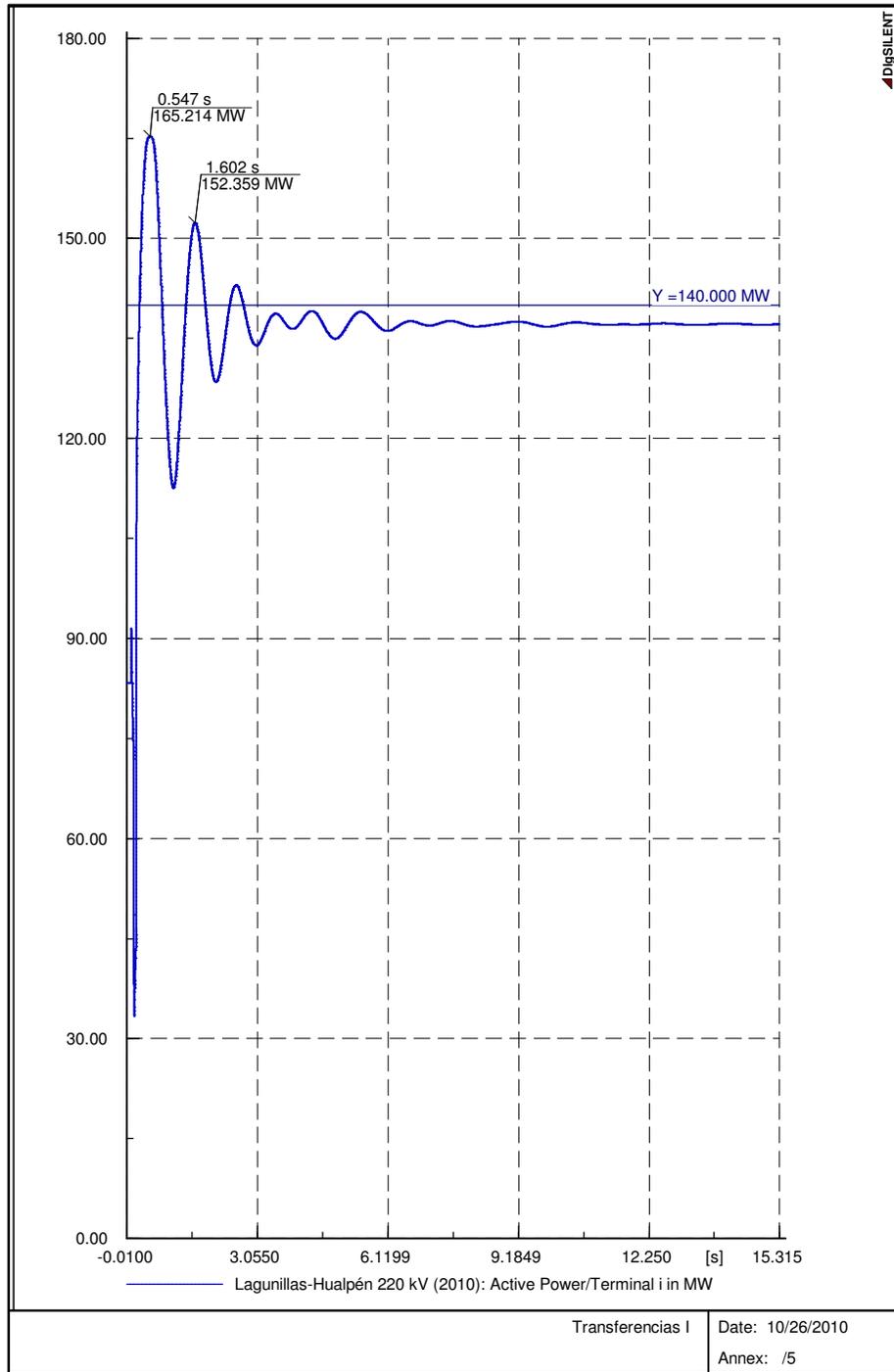


Gráfico G.10: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.1.2.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.11 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 17,92 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

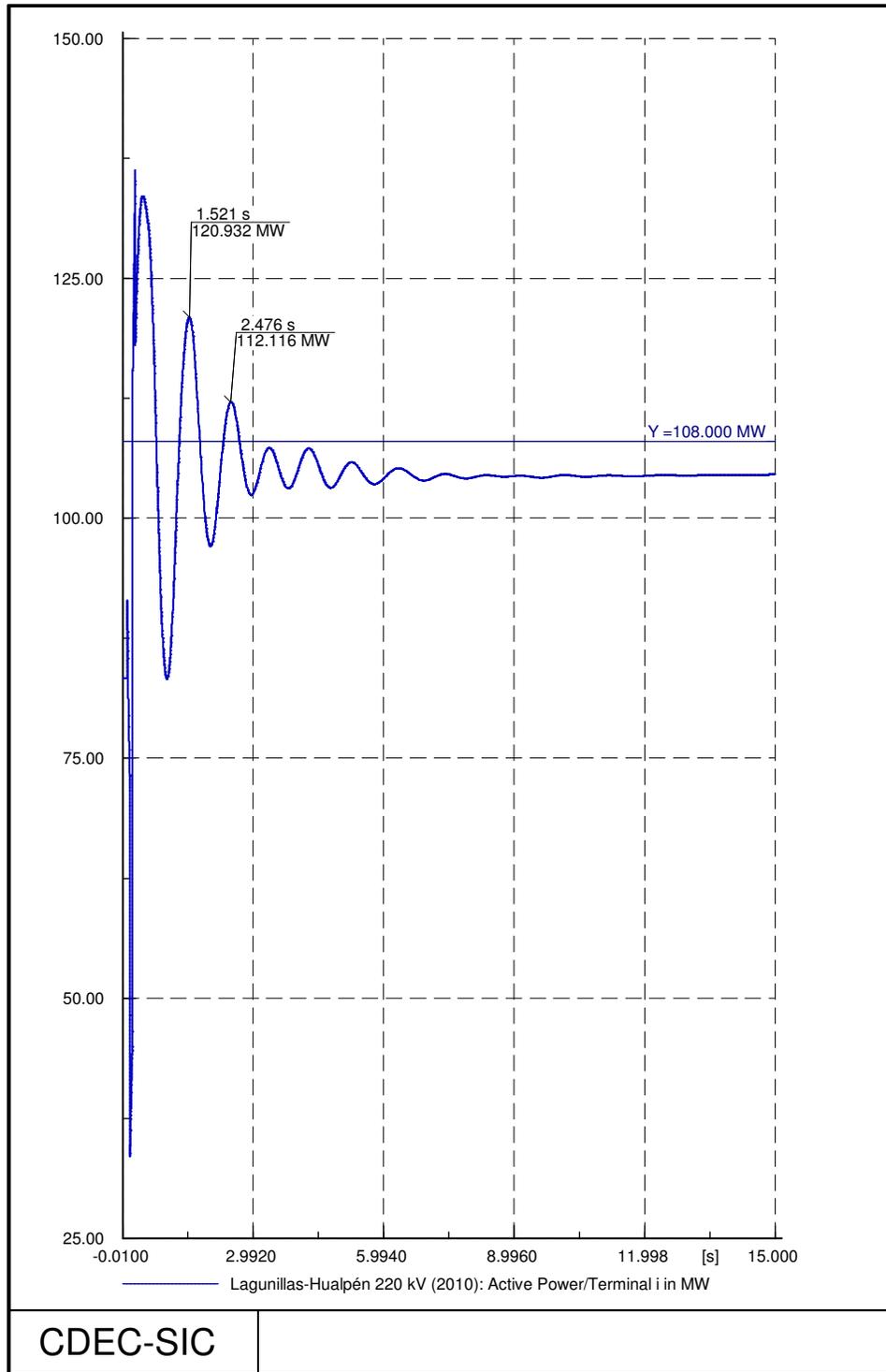


Gráfico G.11: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Baja, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.2 ESCENARIO 2012 – DEMANDA MEDIA

G.2.2.1 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – HUALPÉN 154 kV

G.2.2.1.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.12 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 16,74 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

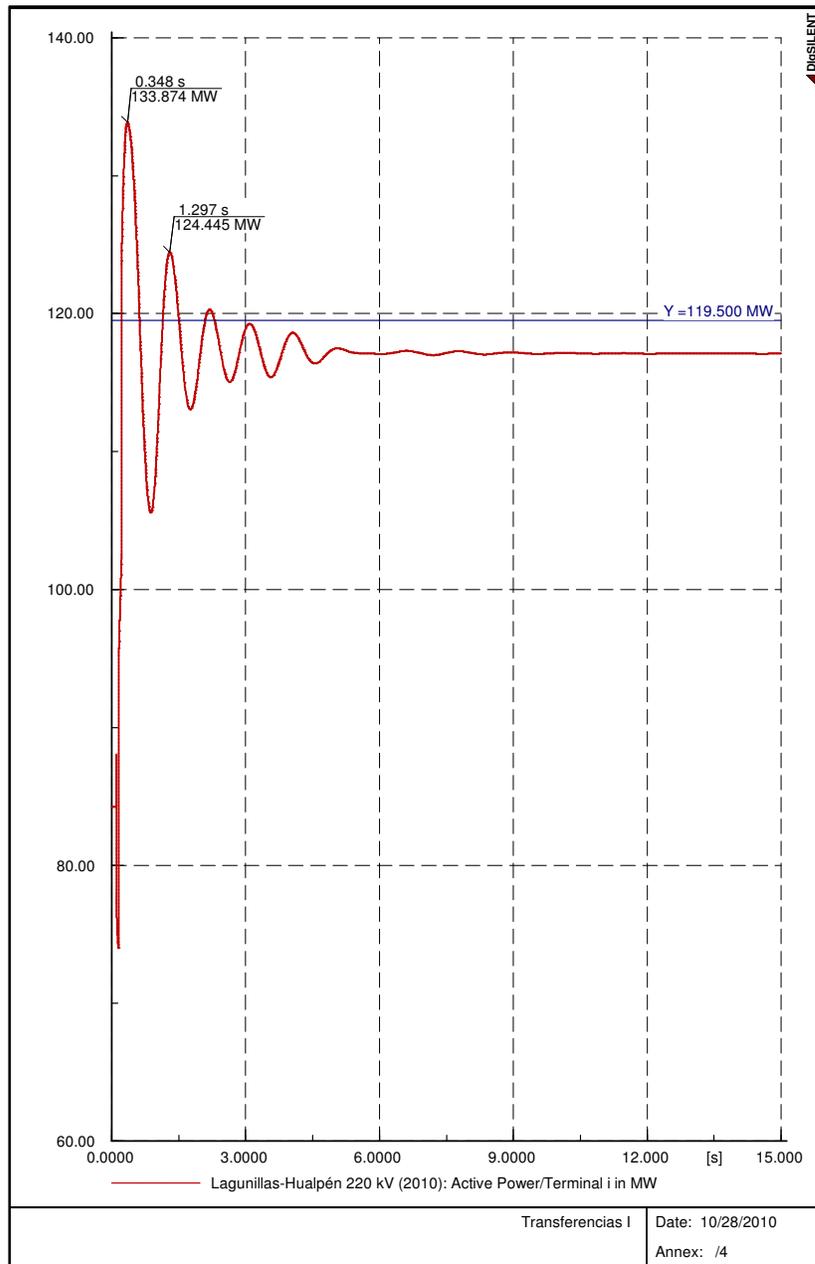


Gráfico G.12: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.2.1.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.13 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 15,66 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

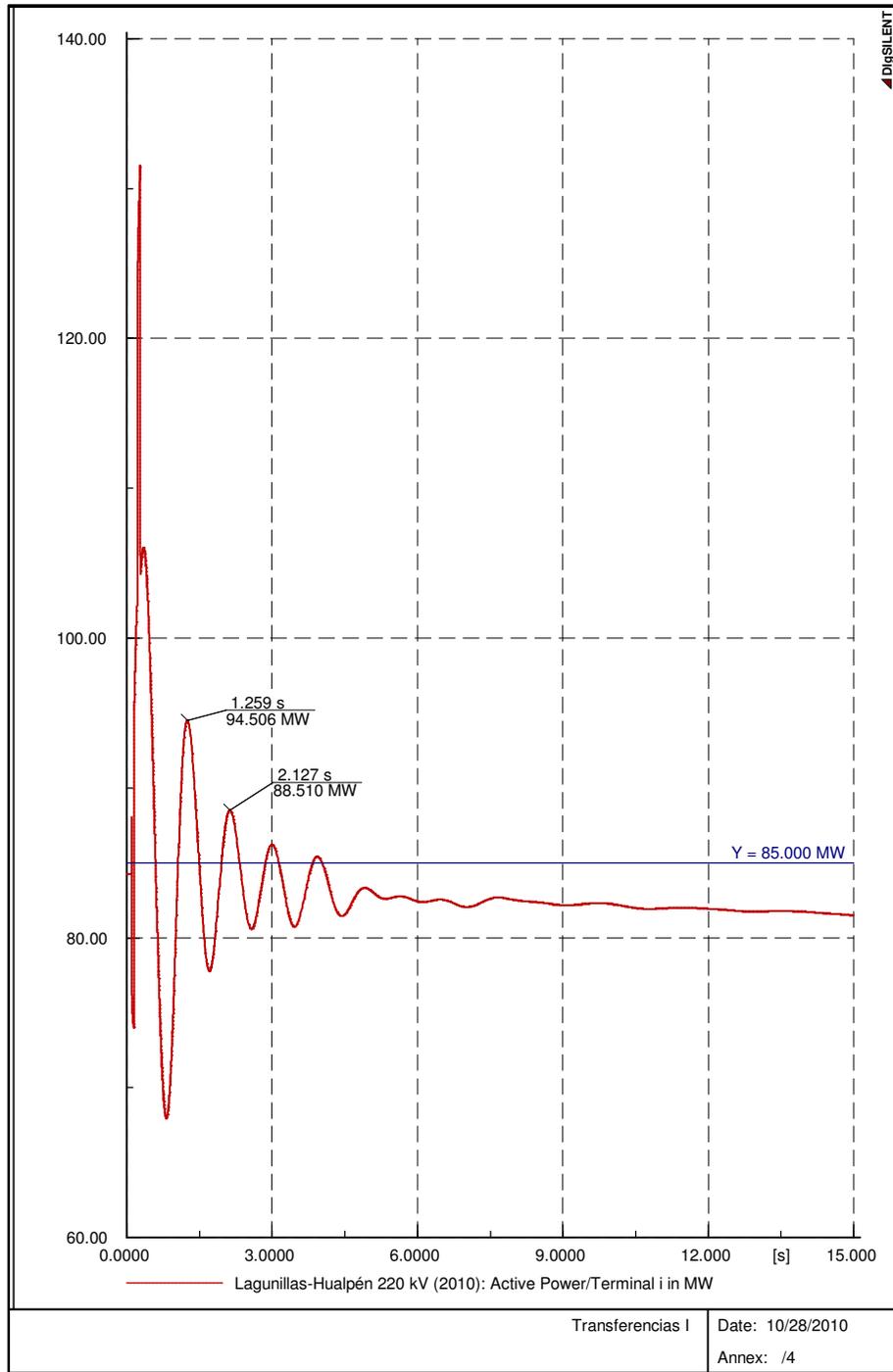


Gráfico G.13: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Hualpén 154 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.2.2 CONTINGENCIA EN LÍNEA LAGUNILLAS – CHARRÚA 220 kV

G.2.2.2.1 SIN DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.14 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 11,27 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

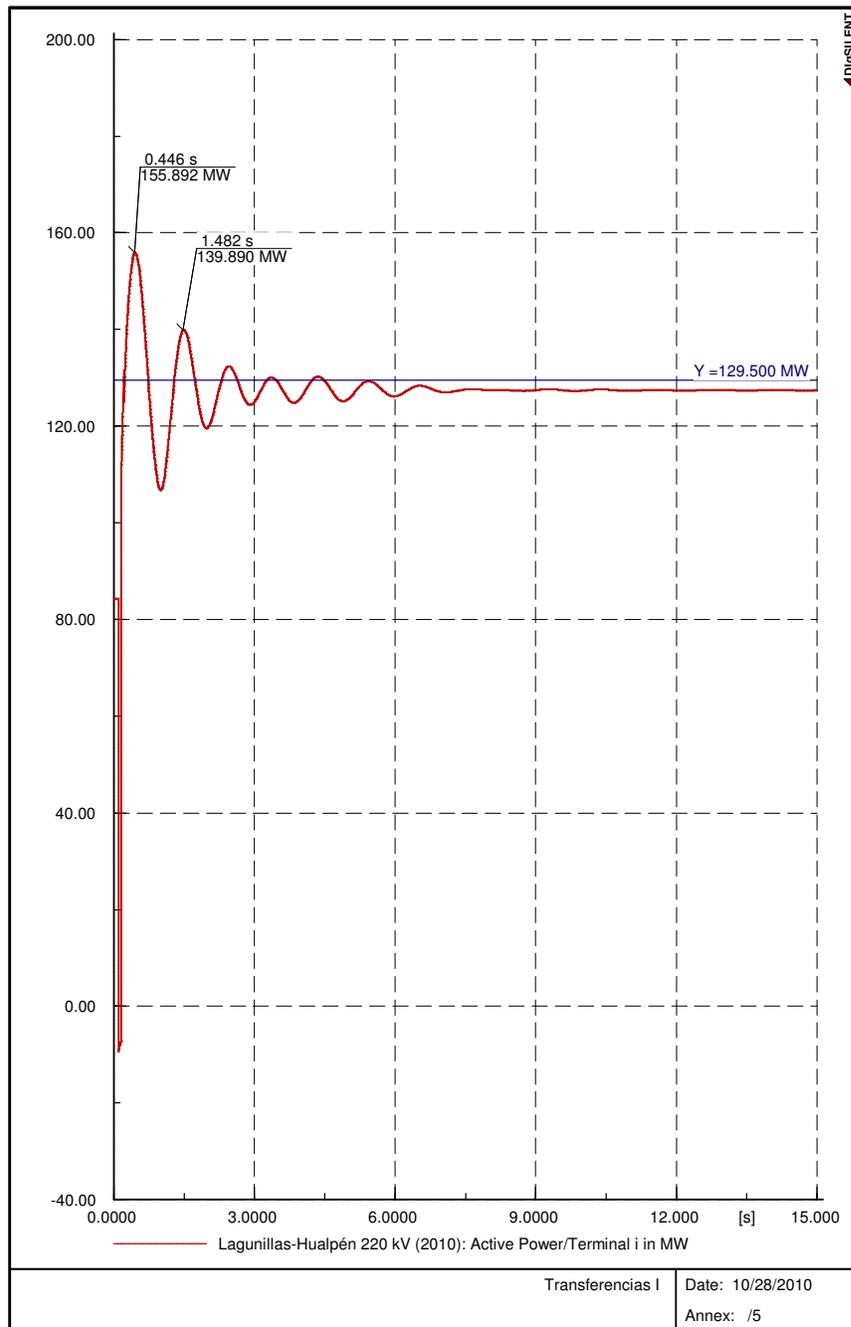


Gráfico G.14: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, sin considerar maniobras de desprendimiento de generación eólica.

G.2.2.2.2 CONSIDERANDO DESPRENDIMIENTO DE GENERACIÓN EÓLICA

En el Gráfico G.15 se observa que el flujo por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV es amortiguado. El factor de amortiguamiento obtenido resulta $\zeta = 17,31 \%$, valor mayor a lo exigido por la normativa.

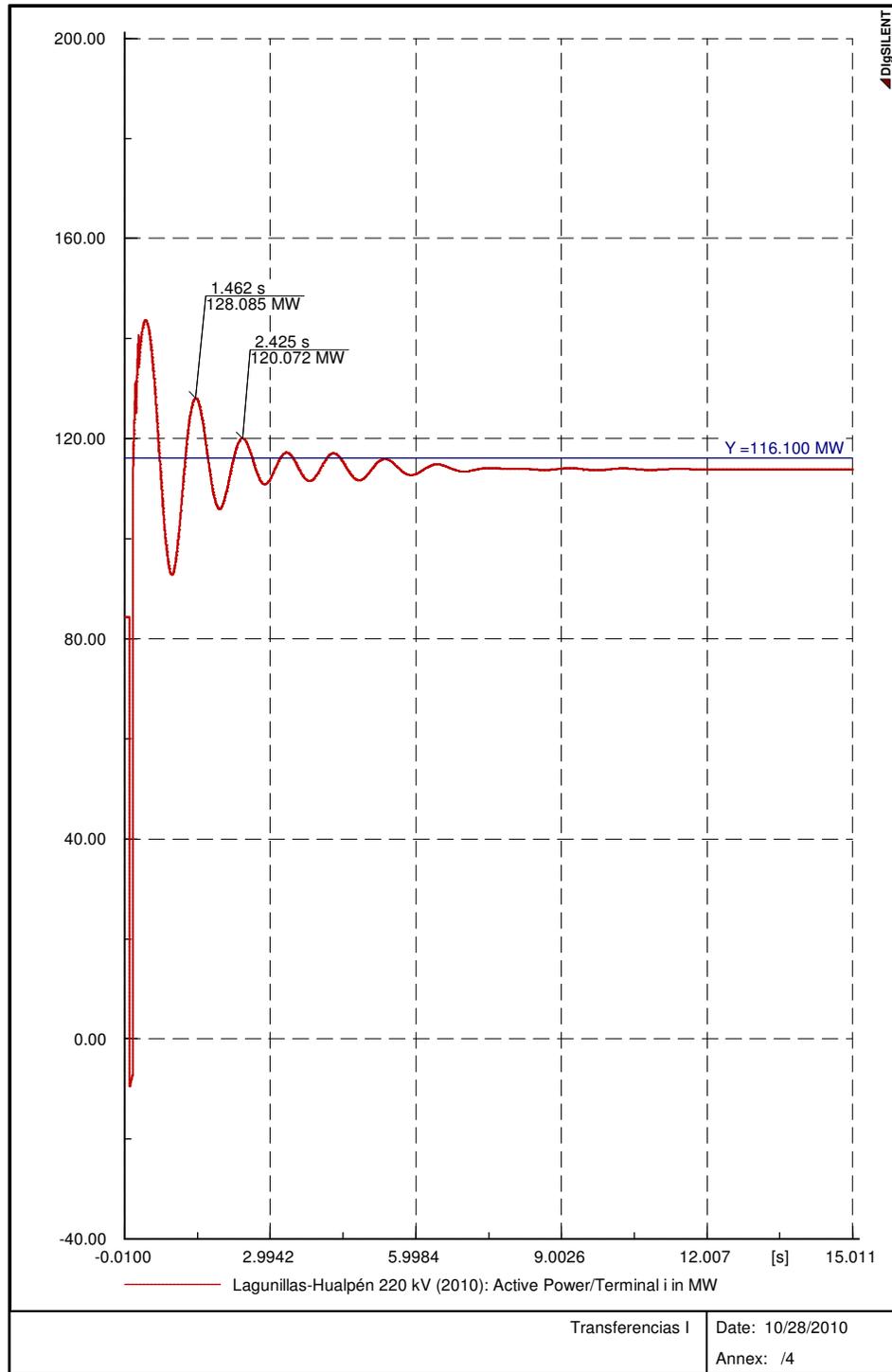


Gráfico G.15: Flujo de potencia por la línea Lagunillas – Hualpén 220 kV, Escenario 2012 – Demanda Media, ante contingencia en línea Lagunillas – Charrúa 220 kV, considerando maniobras de desprendimiento de generación eólica.