



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis para optar por el Título de
Magíster en Ingeniería Eléctrica

HUECOS DE TENSION EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN Y SU IMPACTO EN LA GENERACIÓN EÓLICA

Autor:

Ing. Ignacio Afonso

Director de Tesis:

MSc. Michel Artenstein

Codirector de Tesis:

Dr. Álvaro Giusto

Montevideo, Uruguay
Junio 2012

Agradecimientos

Primeramente quiero agradecer a mi familia, la que está y la que ya no está, por haberme dado valores, principios, cariño y todo lo necesario para poder llegar a esta instancia. En especial quisiera agradecer a mi esposa, por el apoyo que me ha brindado y por la paciencia que ha tenido para conmigo en estos últimos dos años. También quisiera darle mi más sincero agradecimiento a mis compañeros de trabajo, tanto de UTE como de FING, por el apoyo, la ayuda y las sugerencias brindadas a lo largo de este trabajo. Por otra parte quisiera agradecer a mis orientadores, mi Director Académico y Codirector de Tesis Álvaro Giusto por su apoyo a lo largo del trabajo y a mi Director de Tesis Michel Artenstein por su invaluable guía sin la cual esto no hubiese sido posible.

Por último agradecer al Proyecto ANII PR FSE 2009 1 03 por el apoyo económico brindado y a la empresa UTE por poner a mi disposición la información necesaria para poder realizar el presente trabajo.

Resumen

La incorporación de varias centenas de megawatts de generación eólica al sistema eléctrico uruguayo necesitará de modificaciones tanto en las reglamentaciones como en la forma de operar el sistema eléctrico. Se hace necesario, por lo tanto, desarrollar estudios que nos permitan conocer el comportamiento del sistema eléctrico cuando dicha generación esté presente. Este trabajo pretende profundizar y colaborar en el análisis de uno de los aspectos claves para la incorporación de la generación eólica, su respuesta ante la ocurrencia de un hueco de tensión y cómo esta repercute en la operación del sistema eléctrico. Para ello fueron desarrolladas una serie de metodologías de análisis, las cuales permiten tanto evaluar el comportamiento del sistema en su conjunto, como el comportamiento individual de cada uno de los nodos en los que se conecta la generación eólica ante la ocurrencia de cortocircuitos en la red de transmisión. Mediante la aplicación al SE uruguayo de las mencionadas metodologías, fueron determinados indicadores que permiten caracterizar el comportamiento de las tensiones en cada uno de los nodos de la red de transmisión. Por otra parte fue calculado el número anual esperado de huecos de tensión en función de la profundidad de los mismos y del número de PE que se ven afectados. Mediante la comparación de estos resultados con los requerimientos actualmente exigidos a los PE, es posible cuantificar el riesgo de una desconexión masiva de los mismos.

Finalmente fue realizado un estudio de estabilidad transitoria, de forma de evaluar por un lado la estabilidad transitoria del SE y por otro lado analizar el andamio de las tensiones ante la ocurrencia de un cortocircuito. Este estudio también permitió analizar si los tiempos asociados a los requerimientos para la permanencia de los PE ante un hueco de tensión, comparando los resultados obtenidos con los requerimientos actualmente establecidos.

Vale destacar que si bien se ha tomado el sistema eléctrico uruguayo como caso de aplicación para dichas metodologías de estudio, las mismas son aplicables a cualquier sistema eléctrico y es en el desarrollo de las mismas en donde se encuentra el verdadero aporte de este trabajo.

Abstract

The incorporation of several hundred megawatts of wind generation will require modifications both of regulations and the operating procedures of the Uruguayan electrical system. It becomes necessary, therefore, to develop studies which allow understanding the behaviour of the electrical system once that generation is present. This thesis aims to deepen and assist in the analysis of one of the key aspects for the incorporation of wind generation, its response to a voltage dip and how it affects the operation of the electrical system. To do so, a number of analysis methodologies were developed, which allow to evaluate both the behaviour of the electrical system as a whole, and the individual behaviour of each of the nodes where wind generation is planned to be connected, upon the occurrence of short circuits in the Transmission network. It is worth mentioning that although the Uruguayan electrical systems has been taken as the application case for these study methodologies, they are applicable to any electrical system.

Índice general

Índice general	7
Índice de tablas	10
Índice de figuras	13
Nomenclatura	17
1. Introducción	19
1.1. Marco del análisis	19
1.2. Objetivo	19
1.3. Formulación e introducción al problema	20
1.4. Modelo de red utilizado	21
1.5. Escenarios analizados	22
1.5.1. Escenarios para estudios de Adv	22
1.5.2. Escenarios para estudios dinámicos	24
1.6. ¿Qué son las Áreas de Vulnerabilidad?	26
1.7. Requerimientos referidos a la permanencia de los PE frente a huecos de tensión.	27
1.8. Metodologías de cálculo	30
2. Modelo de parque eólico utilizado	32
2.1. Elección del modelo	32
2.2. Descripción general de los modelos	33
2.3. Condiciones iniciales y flujo de carga	36
2.4. Modelo del Generador/Convertidor	37
2.5. Modelado de las protecciones contra sub-tensión(<i>Fault Ride Through</i>)	40
2.6. Modelado de las protecciones contra sub-frecuencia y sobre-frecuencia	43
2.7. <i>Reactive Power Control</i>	43
2.8. <i>Active Power Control(APC)</i>	48
2.9. <i>Wind Gust and Ramp (WGUSTC)</i>	50
2.10. <i>Ejemplos de funcionamiento del modelo DFIG</i>	51
2.10.1. Simulación 1	51
2.10.2. Simulación 2	54
2.10.3. Simulación 3	54
2.10.4. Simulación 4	56
2.10.5. Simulación 5	57

3. Metodología de cálculo para las AdV	58
3.1. Descripción	58
4. Análisis Global del sistema	60
4.1. Generalidades	60
4.1.1. Descripción del análisis	60
4.1.2. Definición de la tensión en falta	60
4.1.3. Índices utilizados	63
4.1.4. Implementación de los índices ponderados	65
4.2. Fase 1- MIN2013 y MIN2017	66
4.2.1. Análisis del sistema según umbrales de tensión, evaluación de los índices $I1$ e $I2$ para el escenario 2013	66
4.2.2. Análisis del sistema según umbrales de tensión, evaluación de los índices $I1_P$ e $I2_P$ para el escenario 2013	69
4.2.3. Resultados obtenidos para el escenario MIN2017	71
4.3. Fase 2- MAX2013 y MAX2017	72
4.3.1. Variación de los índices respecto a los escenarios de mínimo de demanda	72
5. Areas de Vulnerabilidad	74
5.1. Método simplificado	74
5.1.1. Desconexión de PE sin “ <i>capacidad LVRT</i> ”	74
5.1.2. AdV escenario MIN2013	77
5.1.3. AdV escenario MIN2017	86
5.1.4. MAX2013 y MAX2017, AdV asociadas a cada PE	90
5.1.5. MAX2013 y MAX2017, AdV asociadas a el conjunto de todos los parques eólicos	93
5.2. AdV exactas	95
5.2.1. Introducción	95
5.2.2. AdVE asociada a cada PE ante cortocircuitos trifásicos	96
5.2.3. AdVE asociadas a conjuntos de PE ante cortocircuitos trifásicos	103
5.2.4. AdV exacta asociada a cada PE ante cortocircuitos fase-tierra	109
5.2.5. AdV exacta asociada a conjuntos de PE ante cortocircuitos fase-tierra	117
5.2.6. Ajuste de resultados en base a aproximación de las tasas de falla reales	125
5.2.7. Comparación entre las AdVE y las AdVEFT	129
5.2.8. Diferencias entre las AdVE y las AdV simplificadas.	131
6. Estudios dinámicos	135
6.1. Introducción	135
6.2. Escenarios y eventos simulados	135
6.3. Análisis del comportamiento de las tensiones durante el hueco	138
6.4. Criterios de estabilidad utilizados	142
6.4.1. Tiempo de simulación	142
6.4.2. Criterios vinculados a los ángulos de las máquinas	142
6.4.3. Criterios vinculados a la tensión en barras	142
6.4.4. Criterios vinculados a la frecuencia	142
6.5. Resultado de las simulaciones	143

6.5.1. Resumen de resultados	143
6.5.2. Análisis de resultados	145
6.5.3. Simulaciones con Active Power Control	152
7. Conclusiones	158
7.1. Conclusiones generales	158
7.2. Conclusiones sobre el estudio del sistema eléctrico uruguayo	158
7.3. Trabajos futuros	161
Anexos	164
A. Red de transmisión uruguaya	164
B. Listado de estaciones de Transmisión	165
C. Comparación resultados MIN2013-MIN2017	168
D. Variaciones en los índices entre los escenarios de máximo y mínimo de demanda	172
E. Actuales requerimientos frente a huecos de tensión para la conexión de PE a la red de transmisión en Uruguay.	176
Bibliografía	178

Índice de tablas

2.1.	Descripción de las variables que interconectan los distintos módulos.	35
2.2.	Datos para los modelos de flujo de carga de cada una de los aerogeneradores. *Estos valores son para las máquinas con un rango de operación asociado a un factor de potencia ± 0.9 , GE también ofrece máquinas con un rango de potencia ± 0.95 para este rango de factor de potencia los rangos de potencia reactiva son $\pm 0.493\text{MVAR}$ y $\pm 0.822\text{MVAR}$ para las máquinas 1.5 y 2.5MW respectivamente.	37
4.1.	Porcentaje de las barras del sistema según variación de los índices para los escenarios 2017.	73
4.2.	Porcentaje de las barras del sistema según variación de los índices para los escenarios 2013.	73
5.1.	Barras del sistema para las cuales de ocurrir un cortocircuito en alguna de ellas, los PE señalados en cada columna se desconectarían simultáneamente.	76
5.2.	AdV asociada a las barras de VEN y PTO, MIN2013	78
5.3.	AdV asociada a la barra de FINGANO, MIN2013	79
5.4.	AdV común a los parques VEN, PTO y FINGANO, MIN2013	80
5.5.	Diferencias entre las AdV del PE VENTI, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.	86
5.6.	Diferencias entre las AdV del PE PALMATIR, ubicado en la barra PTO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.	86
5.7.	Diferencias entre las AdV del PE FINGANO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.	86
5.8.	Diferencias entre las AdV del conjunto de PE PALMATIR, VENTI/JISTOK y FINGANO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.	87
5.9.	AdV asociada a las barras de PUM y PINTADO, MIN2017	88
5.10.	AdV del conjunto de PE modelados para el escenario MIN2017.	89
5.11.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Palmatir(2013).	90
5.12.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Venti(2013).	91
5.13.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Fingano(2013).	91
5.14.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Eólica Minas(2017).	91
5.15.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE JISTOK(2017).	91
5.16.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada a la barra PTO la cual agrupa los PE Aguas Leguas 1, Aguas Leguas 2 y Palmatir(2017).	92
5.17.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada a la barra PIN la cual agrupa los PE Luz de Mar, Ensol y Fortuny(2017).	92
5.18.	Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Fingano(2017).	92

5.19. Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al conjunto de parques eólicos (2013).	93
5.20. Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al conjunto de parques eólicos (2017).	94
5.21. Tasas de falla típicas, por año cada 100 kilómetros según nivel de tensión y tipo de conductor.	95
5.22. Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVE 2013)	97
5.23. Longitud total de líneas y cables por PE para los escenarios 2013	98
5.24. Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVE 2017)	99
5.25. Longitud total de líneas y cables asociada a cada AdV, por PE para los escenarios 2017	100
5.26. Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE común a todos los PE, para los escenarios 2013	103
5.27. Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE común a todos los PE, para los escenarios 2017	103
5.28. Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE de cada combinación de PE, para los escenarios 2013	104
5.29. Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE de cada combinación de PE, para los escenarios 2017	106
5.30. Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVEFT 2017)	109
5.31. Longitud total de líneas más cables por PE y números de eventos por año.(AdVEFT 2017)	110
5.32. Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVEFT 2013)	110
5.33. Longitud total de líneas más cables por PE y números de eventos por año.(AdVEFT 2013)	111
5.34. Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a todos los PE, para los escenarios 2013	117
5.35. Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a todos los PE, para los escenarios 2017	117
5.36. Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a cada conjunto de PE, para los escenarios 2013	118
5.37. Resumen de longitudes totales de líneas más cables y número de eventos esperados por año asociados al AdVEFT común a cada conjunto de PE, escenarios 2013 . . .	118
5.38. Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a cada conjunto de PE, para los escenarios 2017	119
5.39. Resumen de longitudes totales de líneas más cables y número de eventos esperados por año asociados al AdVEFT común a cada conjunto de PE, escenarios 2017 . . .	120
5.40. Tasas de falla “real”, por año cada 100 kilómetros según nivel de tensión y tipo de conductor.	125
5.41. Diferencias entre las AdVEFT y las AdVE, escenarios 2013	129
5.42. Diferencias entre las AdVEFT y las AdVE, escenarios 2017	130
5.43. Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MAX2013	132

5.44. Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MIN2013	132
5.45. Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MAX2017	133
5.46. Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MIN2017	134
6.1. Tiempos típicos de despeje de faltas en el sistema de transmisión.	141
6.2. Evaluación de cada uno de los eventos bajo cada uno de los escenarios.	144
6.3. Resumen MW de potencia eólica “perdida” en cada una de las simulaciones.	144
B.1. Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión.	165
B.2. Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión, continuación.	166
B.3. Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión, continuación.	167

Índice de figuras

1.1.	Requisitos tensión/tiempo o característica <i>LVRT</i> , operador alemán del sistema eléctrico E.ON Netz. [5]	28
1.2.	Requisitos de inyección de corriente reactiva en función de la tensión, operador alemán del sistema eléctrico E.ON Netz. [5]	29
2.1.	Esquema aerogenerador <i>DFIG</i>	34
2.2.	Esquema aerogenerador <i>Full Converter</i>	34
2.3.	Diagrama de módulos correspondiente al modelo de PSS/E.	35
2.4.	Esquema conexión del modelo a la red.[2]	36
2.5.	Curva asociada al control "Low Voltage Power Logic" para aerogeneradores DFIG.[2]	38
2.6.	Modelado del generador/convertidor para aerogeneradores DFIG.	38
2.7.	Modelado del generador/convertidor para aerogeneradores <i>Full Converter</i> .	39
2.8.	Velocidad de recuperación de la potencia activa para rrpwr=5.	39
2.9.	Velocidad de recuperación de la potencia activa para rrpwr=10.	40
2.10.	Posible configuración de protecciones de tensión.[2]	40
2.11.	Característica <i>LVRT</i> indicada por GE.	41
2.12.	Característica <i>ZVRT</i> indicada por GE.	41
2.13.	Característica <i>LVRT</i> implementada en PSS/E.	42
2.14.	Tiempos mínimos de permanencia en función de la frecuencia del sistema.[6]	43
2.15.	Diagrama de bloques del control de potencia reactiva[3].	45
2.16.	Diagrama de bloques limitador de potencia reactiva[3].	46
2.17.	Diagrama de bloques limitador de potencia reactiva para aerogenerador <i>Full converter</i> .	46
2.18.	Bloque <i>Converter current limit</i> .	47
2.19.	Característica de operación del control <i>APC</i> ante variaciones de frecuencia.[2]	49
2.20.	Ajuste del control de potencia activa - frecuencia especificado por UTE, el mismo es válido en el rango de frecuencia entre 50Hz y 52Hz.[6]	49
2.21.	Red de prueba utilizada.	51
2.22.	Característica <i>LVRT</i> implementada para el ejemplo.	52
2.23.	Resultado simulación 1.	52
2.24.	Resultado simulación 2.	54
2.25.	Resultado simulación 3, disminución de la tensión.	55
2.26.	Resultado simulación 3, aumento de la tensión.	55
2.27.	Resultado simulación 4, consigna de potencia reactiva.	56
2.28.	Resultado simulación 5, consigna de factor de potencia.	57
4.1.	Ejemplo ventana móvil para cálculo del valor RMS de una señal.	61
4.2.	Ejemplo, tensión calculada por el PSS/E durante el cortocircuito.	62

4.3.	Ejemplo ponderación de índices para barra B1.	64
4.4.	Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	66
4.5.	Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	66
4.6.	Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	66
4.7.	Comparación del índice $I2$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	68
4.8.	Comparación del índice $I2$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	68
4.9.	Comparación del índice $I2$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.	68
4.10.	Comparación del índice $I1_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	69
4.11.	Comparación del índice $I1_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	69
4.12.	Comparación del índice $I1_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	69
4.13.	Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	70
4.14.	Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	70
4.15.	Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.	71
5.1.	AdV sobre la red de 150kV, 2013.	81
5.2.	AdV sobre la red de 150kV en Montevideo, 2013.	82
5.3.	AdV sobre la red de 150kV, 2013.	83
5.4.	AdV sobre la red de 500kV, 2013.	84
5.5.	AdV sobre la red de 500kV, 2013.	85
5.6.	AdV sobre la red de 150kV asociadas a la tensión umbral 0.6 p.u., MIN2017.	87
5.7.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario Max2017.	101
5.8.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MIN2017.	101
5.9.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MAX2013.	102
5.10.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MIN2013.	102
5.11.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MAX2013.	105
5.12.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MIN2013.	105
5.13.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MAX2017.	107
5.14.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MIN2017.	108
5.15.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario Max2017.	112
5.16.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MIN2017.	112
5.17.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MAX2013.	113
5.18.	Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MIN2013.	113
5.19.	Esquema básico de requerimiento para la permanencia frente a huecos de tensión, conocido como curva <i>LVRT</i>	114
5.20.	Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MIN2013.	115

5.21. Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MAX2013.	115
5.22. Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MIN2017.	116
5.23. Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MAX2017.	116
5.24. Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MAX2013.	122
5.25. Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MIN2013.	123
5.26. Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MAX2017.	123
5.27. Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MIN2017.	124
5.28. Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MAX2013. . .	126
5.29. Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MIN2013. . . .	127
5.30. Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MAX2017. . .	127
5.31. Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MIN2017. . . .	128
6.1. Característica Tensión/Tiempo típica para especificar las condiciones de permanen- cia frente a huecos de tensión de un PE.	138
6.2. Tensiones en los nodos de conexión(150kV) de los PE modelados, escenario 4 even- to 1.	140
6.3. Tensiones en los nodos de conexión(150kV) de los PE modelados, escenario 2 even- to 5.	140
6.4. Característica asociada a sobretensiones transitorias(TOV).	143
6.5. Características de resistencias a sobretensiones transitorias para equipamiento de potencia.[20]	146
6.6. Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV.(Escenario 5 evento 10) . .	147
6.7. Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 10)	147
6.8. Desviación de la frecuencia(p.u.) en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Es- cenario 5 evento 10)	148
6.9. Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Escenario 5 evento 13) . .	148
6.10. Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 13)	149
6.11. Desviación de la frecuencia(p.u.) en el nodos de conexión de los PE Fingano y Vengano, 150kV. (Escenario 5 evento 13)	149
6.12. Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Escenario 5 evento 14) . .	150
6.13. Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 14)	150
6.14. Desviación de la frecuencia(p.u.) en el nodos de conexión de los PE Fingano y Vengano, 150kV. (Escenario 5 evento 14)	151
6.15. Tensiones en los puntos de conexión de los PE luego de despejada la falta. (Escena- rio 2 evento 5)	151
6.16. Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, sin APC, escenario 5 evento 12.153	
6.17. Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, con APC, escenario 5 evento 12.153	
6.18. Potencia activa inyectada por los PE, sin APC, escenario 5 evento 12.	154
6.19. Potencia activa inyectada por los PE, con APC, escenario 5 evento 12.	154
6.20. Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, sin APC, escenario 5 modifi- cado, evento 12.	155
6.21. Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, con APC, escenario 5 modi- ficado evento 12.	155
6.22. Potencia activa inyectada por los PE, sin APC, escenario 5 modificado evento 12. .	156
6.23. Potencia activa inyectada por los PE, con APC, escenario 5 modificado evento 12. .	156
6.24. Tensión en los nodos de conexión de los PE, sin APC, escenario 5 modificado evento 12.	157

6.25. Tensión en los nodos de conexión de los PE, con APC, escenario 5 modificado evento 12.	157
A.1. Sistema de transmisión y PE proyectados.	164
C.1. Comparación del índice 1 para el umbral 0.2 p.u.	168
C.2. Comparación del índice 1 para el umbral 0.4 p.u.	168
C.3. Comparación del índice 1 para el umbral 0.6 p.u.	168
C.4. Comparación del índice 1 para el umbral 0.8 p.u.	169
C.5. Comparación del índice 2 para el umbral 0.2 p.u.	169
C.6. Comparación del índice 2 para el umbral 0.4 p.u.	169
C.7. Comparación del índice 2 para el umbral 0.6 p.u.	169
C.8. Comparación del índice 2 para el umbral 0.8 p.u.	169
C.9. Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.2 p.u.	169
C.10. Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.4 p.u.	170
C.11. Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.6 p.u.	170
C.12. Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.8 p.u.	170
C.13. Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.2 p.u.	170
C.14. Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.4 p.u.	170
C.15. Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.6 p.u.	170
C.16. Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.8 p.u.	171
D.1. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	172
D.2. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	172
D.3. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	173
D.4. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	173
D.5. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	173
D.6. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.	174
D.7. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	174
D.8. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	174
D.9. Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	174
D.10. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	175
D.11. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	175
D.12. Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.	175

Nomenclatura

$I1_p$ Índice 1 ponderado.

$I2_p$ Índice 2 ponderado.

U_{umbral} Tensión Umbral

V_{B1_t} Tensión en la barra B1 en el instante de tiempo “t”.

$V_{residual}$ Tensión durante la falta.(calculada)

$AdVEFT$ Área de vulnerabilidad exacta asociada a faltas fase-tierra.

$AdVE$ Área de Vulnerabilidad Exacta

AdV Área de Vulnerabilidad

APC Active Power Control

FO Factor de Ocurrencia

GE General Electric

Hueco de Tensión: Es una disminución de la tensión en uno o varias fases durante un período corto de tiempo. En este trabajo se definirá hueco de tensión como la disminución de la tensión en una o varias fases por debajo de 0,9 p.u. durante un período de tiempo inferior a 1 minuto.

$I1$ Índice 1

$I2$ Índice 2

$LVRT$ Low Voltage Ride Through

$MAX2013$ Red 2013, escenario de máximo de demanda del sistema

$MAX2017$ Red 2017, escenario de máximo de demanda del sistema

$MIN2013$ Red 2013, escenario de mínimo de demanda del sistema

$MIN2017$ Red 2017, escenario de mínimo de demanda del sistema

PE Parque/s Eólico/s

SE Sistema Eléctrico

Tensión Residual: Es el valor de la tensión en una determinada barra durante un cortocircuito.

1.1. Marco del análisis

Desde hace ya varios años la generación eólica ha sido la fuente de generación eléctrica con mayor crecimiento en muchos países del mundo, este rápido crecimiento y las características particulares de este tipo de generación ha llevado a tener que adaptar los sistemas eléctricos para su incorporación. Esta adaptación no ha sido solo física mediante la incorporación de nuevo equipamiento, también se ha tenido que modificar la forma en la cual dichos sistemas eléctricos son operados, de manera de adecuarse a las características propias de la generación eólica. Otro aspecto importante que ha sido consecuencia de la incorporación de volúmenes importantes de generación eólica en los sistema eléctricos, es la necesidad de elaborar nuevas reglamentaciones que regulen la instalación y el comportamiento de este tipo de centrales. Dichas reglamentaciones, conocidas generalmente como *Grid Code*, abarcan desde formas de remuneración para la energía generada, restricciones operativas, requisitos mínimos respecto a la calidad de energía entregada a la red, respuesta de la central ante perturbaciones, etc. En estos momentos Uruguay forma parte de este marco, y con un plan de expansion de su parque generador basado fuertemente en la generación eólica enfrenta las dificultades que dicha incorporación trae asociada.¹

1.2. Objetivo

Como se mencionó anteriormente, la incorporación de varias centenas de megawatts de generación eólica al sistema eléctrico uruguayo necesitará de modificaciones tanto en las reglamentaciones como en la forma de operar el sistema eléctrico. Se hace necesario, por lo tanto, desarrollar estudios que nos permitan conocer el comportamiento del sistema eléctrico cuando dicha generación esté presente.

Este trabajo pretende profundizar y colaborar en el análisis de uno de los aspectos claves para la incorporación de la generación eólica, su respuesta ante la ocurrencia de un hueco de tensión y cómo esta repercute en la operación del sistema eléctrico. Para ello fueron desarrolladas una serie de metodologías de análisis, las cuales permiten tanto evaluar el comportamiento del sistema en su conjunto, como el comportamiento individual de cada uno de los nodos en los que se conecta la generación eólica ante la ocurrencia de cortocircuitos en la red de transmisión.

Vale destacar que si bien se ha tomado el sistema eléctrico uruguayo como caso de aplicación

¹Se recomienda leer este documento en su versión digital o de lo contrario en una impresión a colores.

para dichas metodologías de estudio, las mismas son aplicables a cualquier sistema eléctrico y es en el desarrollo de las mismas en donde se encuentra el verdadero aporte de este trabajo.

1.3. Formulación e introducción al problema

El análisis del comportamiento de las tensiones en el sistema eléctrico uruguayo ante perturbaciones en el mismo permite caracterizar el comportamiento de este, mejorar la seguridad con la cual se opera el sistema eléctrico y optimizar los requerimientos establecidos para la conexión de generación eólica. Estos dos últimos puntos son las principales razones para llevar adelante este análisis, en particular en este trabajo se analizan los requerimientos referidos a la no desconexión de los parques eólicos frente a la ocurrencia de huecos de tensión[13][14][15][16][17]. Estos requerimientos indican por un lado bajo que condiciones transitorias en el sistema eléctrico un parque eólico debe permanecer conectado a la red, y por otro lado de qué forma debe operar el parque bajo estas condiciones. La relevancia de establecer correctamente este tipo de requerimientos tiene un importante trasfondo económico, desde el punto de vista de la inversión inicial, imponer requerimientos excesivamente exigentes al PE podría encarecer su construcción innecesariamente. Por otro lado una adecuada definición de estos requerimientos puede utilizarse como herramienta para optimizar el costo de operación del sistema eléctrico.

Tal vez el primero de los puntos es el más obvio ya que está relacionado con la necesidad de incorporar equipamiento extra en el aerogenerador, por otra parte la optimización de costos mencionada en el segundo punto está vinculada a la optimización de la reserva rotante y/o caliente necesaria para la operación del sistema eléctrico. Si bien cuando se piensa en generación eólica y reserva rotante lo primero que se viene a la mente es la inevitable variabilidad del viento, este no es el único fenómeno a tener en cuenta. De hecho la variabilidad del viento es el factor menos relevante al momento de evaluar desconexiones masivas de generación eólica, ya que un fenómeno meteorológico que produzca una desconexión masiva y simultanea de generación eólica, tiene altas probabilidades de ser previsto con tiempo suficiente como para tomar acciones preventivas. La probabilidad de predecir un hueco de tensión debido a la ocurrencia de un cortocircuito, en cambio, es prácticamente nula. En un futuro no muy lejano la potencia eólica instalada en nuestro país alcanzará valores del orden de la demanda mínima del sistema. Si aceptamos que ante un hueco de tensión relativamente frecuente los parques eólicos puedan desconectarse estaríamos obligados a operar el sistema con una reserva caliente y/o rotante mayor con los costos asociados que esto implicaría. En cambio estableciendo los requisitos adecuados se podría obligar a este tipo de generación a contar con el equipamiento necesario para permanecer conectados al sistema ante este tipo de eventos, reduciendo así la cantidad de reserva caliente y/o rotante necesaria. Este tipo de exigencias son ampliamente utilizadas por operadores de sistemas eléctricos de todo el mundo .

En base a lo dicho anteriormente surgen claramente dos formas de encarar el efecto que los huecos de tensión puedan tener sobre la generación eólica, o bien se define una reserva caliente y/o rotante asociada a este fenómeno, o bien se definen requerimientos técnicos sobre este tipo de generación que eviten su desconexión ante este tipo de circunstancias. En el presente trabajo se ha optado por analizar cuales serían los requerimientos adecuados para evitar su desconexión y no por definir una reserva de potencia, esto es debido a que el costo de contar con una reserva rotante asociada a este fenómeno a lo largo de 20 años de vida útil

del PE parece algo bastante complejo de estimar y podría introducir un riesgo importante en el negocio. En cambio el costo de imponer este tipo de requerimientos sobre un PE puede ser evaluado al momento de realizar la inversión inicial ya que forma parte del costo del equipo, por lo tanto se está en mejor posición a la hora de evaluar el costo de la operación del sistema durante la vida útil de los PE. Además cabe destacar que en la actualidad muchos de los aerogeneradores con tecnologías *DFIG* o *Full Converter* en el mercado ya cuentan, en su configuración standard, con el equipamiento necesario para hacer frente a este tipo de requerimientos. Por lo tanto desde el punto de vista tecnológico este tipo de requerimientos no representan un obstáculo para la generación eólica.[11]

En el presente, los parques eólicos que se encuentran en proceso de conexión a nuestro sistema eléctricos deben cumplir con requerimientos relativos a la no desconexión de los mismos frente a huecos de tensión, también conocidos como “*Low Voltage Ride Through Capability*”. Dichos requerimientos han sido definidos en base a las capacidades actuales de los aerogeneradores y a exigencias impuestas por otros países para sus sistemas eléctricos. Hasta el momento no hay un estudio que evalúe la necesidad o no de establecer estos requerimientos y, en caso de ser necesarios, como deberían definirse los mismos de forma tal de optimizar la planificación y operación del sistema eléctrico sin encarecer innecesariamente los equipos a instalar. Esta es una de las principales motivaciones para llevar a delante este estudio y es el objetivo último detrás de todos los análisis desarrollados en el presente trabajo.

1.4. Modelo de red utilizado

Para la realización de este trabajo fue empleado un modelo del SE de transmisión uruguayo facilitado por la empresa UTE, el mismo fue implementado en el software PSS/E y representa toda la red de transmisión(150kV y 500kV) así como también parte de la red de sub-transmisión(60kV). Este modelo permite tanto simular flujos de carga como realizar simulaciones dinámicas. A su vez sobre el modelo de red suministrado fueron realizadas modificaciones, de forma tal de incluir en el mismo la generación eólica que está planificada se conecte al SE uruguayo en el mediano-corto plazo. El modelar todos los PE incluyó, tanto el modelado de cada uno de los PE, como también el modelado de la obra de conexión prevista para cada uno de ellos. El modelo utilizado para representar cada uno de los PE es el descrito en el punto 2, en tanto el nombre y la potencia de cada uno de los PE puede ser encontrado en el punto 1.5, por otra parte la ubicación de cada uno de los PE se puede encontrar en el Anexo A.

1.5. Escenarios analizados

1.5.1. Escenarios para estudios de AdV

En este estudio se utilizaron dos escenarios para representar la topología de la red del sistema eléctrico uruguayo, un escenario denominado 2013 y otro denominado 2017. Entre estos dos escenarios las diferencias más significativas, en cuanto a la topología de la red, es la inclusión en el escenario 2017 de las líneas MEL-TAC, RIV-ART y el transformador 500/150 kV en la estación MEL². En tanto respecto a la generación presente en estos dos escenarios las principales diferencias yacen en la cantidad de PE modelados en cada uno de ellos. A continuación se detallan los PE modelados en cada uno de los escenarios³, indicando su punto de conexión y potencia asociada.

PE modelados en el escenario 2013:

- PALMATIR
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial desde PTO en 150kV.
- VENTI
 - Potencia: 50 MW + 15 MW
 - Punto de conexión: Derivación radial 60 kV Minas.
- FINGANO
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial desde ROC en 150 kV.

PE modelados en el escenario 2017:

- PALMATIR, AGUAS LEGUAS 1 y AGUAS LEGUAS 2
 - Potencia: 50 MW + 50 MW + 50 MW
 - Punto de conexión: Radial desde PTO en 150kV.
- VENTI y “AMPLIN”
 - Potencia: 50 MW + 15 MW
 - Punto de conexión: Derivación radial 60 kV Minas.
- FINGANO
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial desde ROC en 150 kV.
- ENSOL, FORTUNY y LUZ DE MAR

²En el Anexo B se puede encontrar un listado completo con el nombre de cada uno de los nodos modelados.

³El Anexo A contiene un mapa con la ubicación geográfica de cada uno de los PE modelados.

- Potencia: 50 MW + 20 MW + 18 MW
- Punto de conexión: Radial en 150 kV a estación que corta las líneas TER-MVA.
- EÓLICA MINAS
 - Potencia: 42 MW
 - Punto de conexión: Apertura del radial a MIN, mediante pasaje a 150 kV de tramo existente de la línea BIF-MIN.

Para poder contemplar de alguna forma los diferentes puntos de operación del sistema eléctrico estas dos topologías de red han sido evaluadas en dos escenarios de demanda/generación, uno de mínimo de demanda y otro de máximo de demanda. A modo de resumen de los escenarios de mínimo y máximo de demanda utilizados a continuación se presenta una descripción somera de cada uno de ellos:

- MIN2013
 - Descripción: Generación térmica y toda la generación eólica.
 - Unidades en servicio: 1 máquina de SGU 50MW, CBO 5ta y 6ta (205MW), 1 máquina de TER 35MW y 1 máquina en BAY 33MW. Toda la eólica en servicio. Exportando 0MW aprox.
- MAX2013
 - Descripción: Generación hidráulica, toda la generación eólica y la quinta máquina de la Central Batlle.
 - Unidades en servicio: 6 máquina de SGU a 135MW c/u y 1 máquina a 50MW, Río Negro a pleno. Toda la eólica modelada en servicio y a pleno. Central Batlle 80MW. Exportando 20MW aproximadamente.
- MIN2017
 - Descripción: Generación térmica más toda la generación eólica.
 - Unidades en servicio: 1 máquina de SGU 50MW, CBO 5ta y 6ta (205MW), 1 máquina de TER 35MW. Toda la eólica en servicio. Exportando 100MW aprox.
- MAX2017
 - Descripción: Generación hidráulica, toda la generación eólica en servicio más la sexta unidad de la Central Batlle.
 - Unidades en servicio: SGU a pleno, Río Negro a pleno. Toda la eólica modelada en servicio y a pleno. Importando 10MW aprox. Central Batlle 125MW.

1.5.2. Escenarios para estudios dinámicos

Los estudios dinámicos llevados a cabo en este trabajo fueron realizados sobre la red 2017, con la particularidad que se tuvo en cuenta toda la generación eólica que esta prevista instalar a la fecha. A continuación se detallan los PE modelados en este escenario⁴, indicando su punto de conexión y potencia asociada.

PE modelados en el escenario 2017:

- PALMATIR, AGUAS LEGUAS 1 y AGUAS LEGUAS 2
 - Potencia: 50 MW + 50 MW + 50 MW
 - Punto de conexión: Radial desde PTO en 150kV.
- VENTI y “AMPLIN”
 - Potencia: 50 MW + 15 MW
 - Punto de conexión: Derivación radial 60 kV Minas.
- FINGANO y VENGANO
 - Potencia: 50 MW + 40MW
 - Punto de conexión: Radial desde ROC en 150 kV.
- ENSOL, FORTUNY y LUZ DE MAR
 - Potencia: 50 MW + 20 MW + 18 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV a estación que corta las líneas TER-MVA.
- EÓLICA MINAS
 - Potencia: 42 MW
 - Punto de conexión: Apertura del radial a MIN, mediante pasaje a 150 kV de tramo existente de la línea BIF-MIN.
- ARIAS
 - Potencia: 70 MW
 - Punto de conexión: Apertura de la línea TRI-ROD, mediante radial en 150 kV.
- MC. MEEKAN
 - Potencia: 70 MW
 - Punto de conexión: Radial a PTI en 150 kV.
- ROSENDO MENDOZA
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Apertura de la línea ROS-COL EN 150kV.

⁴El Anexo A contiene un mapa con la ubicación geográfica de cada uno de los PE modelados.

- ASTIDAY
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde TRI.
- VIENTO DE PASTORAL
 - Potencia: 49,2 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde puesto de conexión del PE ASTIDAY.
- R. DEL SUR
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde SCA.
- NOUKAR
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde puesto de conexión del PE R. DEL SUR.
- M. DE ROSAS
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde SCA.
- ESTRELLADA
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde ARB.
- TULIFOX
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde PTI.
- POLESINE
 - Potencia: 50 MW
 - Punto de conexión: Radial en 150 kV desde FLO.

1.6. ¿Qué son las Áreas de Vulnerabilidad?

La técnica de áreas de vulnerabilidad es ampliamente utilizada en estudios de calidad de potencia, como una forma de estimar la exposición de una carga a huecos de tensión[18]. En este trabajo se denomina estudio de Áreas de Vulnerabilidad a un estudio del impacto(desde el punto de vista de las tensiones) de la aparición de cortocircuitos en los diferentes puntos del sistema eléctrico de transmisión[18][19]. Por lo tanto se define el AdV asociada al nodo “X” para un umbral de tensión “U” como: el conjunto de líneas y barras del SE para el cual, de ocurrir un cortocircuito en el mismo, la tensión en el nodo “X” será menor a “U”. El estudio pretende, por un lado, identificar cuán vulnerables son las diferentes zonas de la red eléctrica uruguaya frente a la ocurrencia de cortocircuitos, tanto en su estado actual como en varios posibles estados futuros, esto quiere decir analizar cuan vulnerable son o serán las diferentes zonas del país frente a cortocircuitos en el sistema eléctrico uruguayo. Por otro lado pretende identificar cuales son las AdV asociadas a cada uno de los PE a instalarse en el SE y cuales son las AdV que afectan simultáneamente a varios PE. Para ello se llevaron a cabo dos tipos de análisis diferentes, por un lado se utilizó un método simplificado, el mismo se basó en el estudio de cortocircuitos en las barras(nodos) del sistema eléctrico uruguayo. Este análisis tiene como cometido realizar una primera caracterización del comportamiento de las tensiones en el sistema eléctrico uruguayo frente a la ocurrencia de un cortocircuito. Por otro lado se utilizó un método detallado mediante el cual se calcularon las denominadas *Áreas de Vulnerabilidad Exactas* (AdVE), el mismo se concentró únicamente en el cálculo de las AdV de cada uno de los PE modelados para cada escenario, así como también las AdV asociadas a conjuntos de PE. Para este análisis detallado se calcularon cortocircuitos no solo en las barras o estaciones del sistema eléctrico, sino también a lo largo de todas las líneas de 150kV y 500kV del sistema eléctrico uruguayo, además fueron evaluados tanto cortocircuitos trifásicos como fase–tierra.⁵

⁵También fueron incluidas en el análisis ciertas líneas de 60kV, a las cuales se conectarán algunos de los PE.

1.7. Requerimientos referidos a la permanencia de los PE frente a huecos de tensión.

Tal cual se indicó en los puntos anteriores, el tema medular que motivó el desarrollo de las diversas metodologías que serán presentadas a lo largo de este documento fue, el efecto que los huecos de tensión pudiesen tener sobre la generación eólica conectada a la red de transmisión. Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico ante la ocurrencia de este tipo de eventos es que, en la última década se han desarrollado una serie de exigencias para la conexión de PE a la red. Estas exigencias han sido plasmadas en los denominados “*Grid Code*”, y abarcan desde requisitos respecto a la calidad de la energía generada, rango de potencia reactiva que deben ser capaz de entregar a la red, sistemas de control a ser implementados por los PE y una serie de requerimientos asociados a definir bajo que situaciones el PE debe ser capaz de permanecer conectado al sistema eléctrico. Para poder comprender el porque los PE se desconectan ante la ocurrencia de un hueco de tensión, y por tanto que implica que una máquina pueda soportar un hueco de tensión, es necesario repasar como funciona el sistema electromecánico que compone el aerogenerador. Al producirse un hueco de tensión en bornes del aerogenerador⁶, este ve reducida su capacidad de inyectar potencia activa a la red en forma proporcional a la profundidad del hueco, esto es debido a que la corriente máxima que los mismos pueden inyectar es constante. Por lo tanto, dado que las dos tecnologías de generadores predominantes actualmente para la generación eólica constan de un convertidor⁷, el cual es controlado de forma similar en ambos casos, es posible realizar un análisis muy simplificado pero genérico con el fin de ilustrar el problema. Dados los ordenes de tiempo en los cuales se desarrolla un hueco de tensión⁸, suponer que la potencia mecánica capturada por el rotor se mantendrá constante durante el mismo es razonable. Con lo cual si esa potencia no es extraída por el generador e inyectada a la red se acumulará, o bien en forma de energía cinética en el rotor lo que provocara que la máquina se acelere, o bien en el capacitor del bus de continua del convertidor provocando una sobretensión en el mismo[4]. Entonces, ¿que implica que una máquina pueda "soportar huecos de tensión"(*Low Voltage Ride Through capability*). Este requerimiento podría ser dividido en dos partes, por un lado implica permanecer conectado físicamente a la red frente a un determinado hueco de tensión sin “detener” el aerogenerador, y por otro lado implica realizar ciertas acciones durante ese período las cuales en general están relacionadas con el manejo de la potencia activa y reactiva. El hecho de poder dar cumplimiento a los requerimientos antes mencionados obligan al aerogenerador a contar con equipamiento especialmente diseñado para estos fines, así como también sistemas de control dedicados exclusivamente a controlar la máquina durante estos transitorios. De esta manera a partir del momento en que las condiciones de la red sean adecuadas para la entrada en servicio de la máquina, esta lo hará de la forma más rápida posible minimizando así el impacto sobre el sistema eléctrico. Entonces, si nuestro interés es no tener que detener la máquina y tener una recuperación inmediata de la potencia inyectada a la red luego de "pasado el hueco", lo que debemos evitar es tanto la aceleración de la máquina como la sobretensión en el bus de continua y en el rotor

⁶Esto no implica necesariamente que el defecto que ocasiona el hueco de tensión se de en los bornes del aerogenerador, el mismo puede estar a cientos de kilómetros del PE.

⁷*DFIG y Full Converter.*

⁸Se entiende por hueco de tensión a una disminución transitoria de la tensión por un lapsus de tiempo inferior a un segundo.

durante el hueco. Con el fin de dar solución a estos problemas en [1] se plantean básicamente tres alternativas para este tipo de máquinas:

- Sobredimensionar el capacitor del bus de continua.
- Reducir la potencia inyectada en el bus de continua.
- Utilizar un “*DC-link chopper/braking resistor*” o un *crowbar*, con el fin de disipar potencia en el bus de continua en los *Full Converter* o a la salida del rotor del DFIG.⁹

Como ya fue mencionado en la actualidad las especificaciones en para la permanencia de los PE frente a huecos de tensión se podrían resumir en, por un lado hay especificaciones que indican bajo que circunstancias el PE no debe desconectarse de la red en función del valor de tensión en un punto de referencia y el tiempo que esta permanezca. Por otro lado, encontramos las especificaciones que indican que comportamiento deberá tener la central generadora durante el hueco de tensión.¹⁰ Definir los requerimientos referidos a la permanencia de los PE frente a huecos de tensión implica definir ambos aspectos, una especificación que no contuviese ambos aspectos estaría incompleta.[17]

A modo de ejemplo en las Figuras 1.1 y 1.2 se ilustran los dos grupos de requerimientos comentados en el párrafo anterior, por un lado las curvas que indican bajo que condiciones el PE debe permanecer conectado y por otro “que debe hacer” durante la duración del hueco.

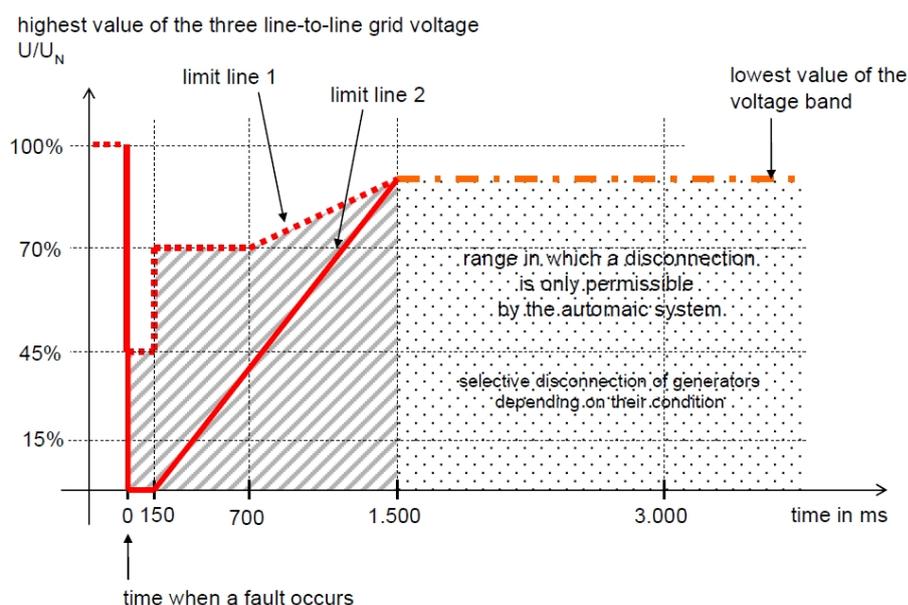


Figura 1.1: Requisitos tensión/tiempo o característica *LVRT*, operador alemán del sistema eléctrico E.ON Netz. [5]

⁹Independientemente de la tecnología existen técnicas mixtas para la implementación de estos sistemas.

¹⁰Generalmente especificaciones sobre inyección de potencia reactiva e inyección de potencia activa.

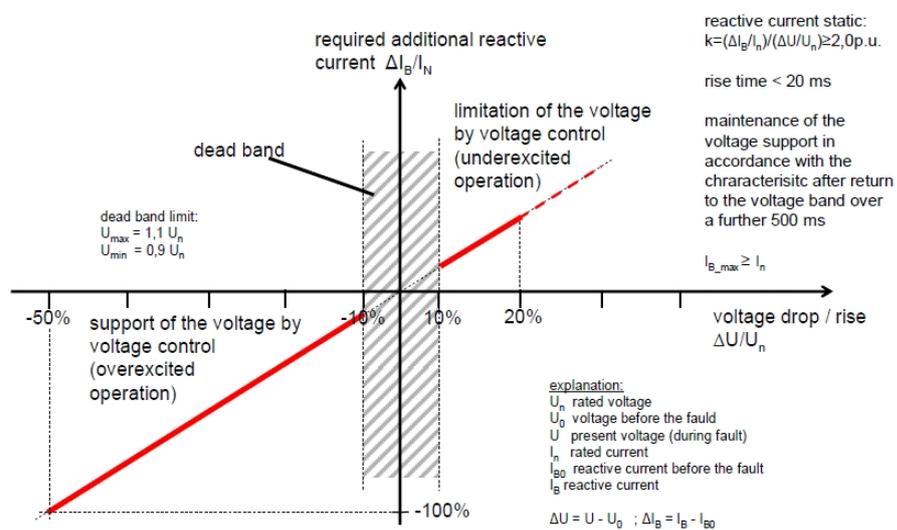


Figura 1.2: Requisitos de inyección de corriente reactiva en función de la tensión, operador alemán del sistema eléctrico E.ON Netz. [5]

1.8. Metodologías de cálculo

Para llevar a cabo este trabajo han sido desarrolladas diversas metodologías de análisis basadas en el cálculo de cortocircuitos, con el fin de determinar y posteriormente analizar, la tensión en cada una de las barras(nodos) del SE de transmisión. Estas metodologías han sido aplicadas sobre un modelo del SE uruguayo, con el fin de evaluar los resultados que las mismas arrojan. Si bien en la presente sección se realizará una breve descripción de cada una de estas metodologías, las mismas han sido descritas con mayor detalle a lo largo de la tesis. El software utilizado para la realización de todas las simulaciones ha sido el PSS/E versión 32, mediante el mismo fueron realizados tanto los cálculos algebraicos de cortocircuitos como las simulaciones dinámicas. Dado que el volumen de simulaciones necesarias para la realización de algunos de los estudios fue elevado (cientos de miles), fue necesaria la automatización de las mismas. Para ello se crearon diversas rutinas en lenguaje Python para ser ejecutadas desde el PSS/E y de esta forma sistematizar tanto el cálculo de cortocircuitos algebraicos como la realización de las simulaciones dinámicas. Finalmente para realizar el procesamiento de los datos surgidos de las simulaciones fueron desarrolladas rutinas en Matlab. Como primer paso estas rutinas determinan las tensiones en cada una de las barras del modelo, para posteriormente almacenar las mismas en forma matricial. En los análisis denominados “Análisis Global del Sistema” y “AdV”(Método simplificado) fueron simulados cortocircuitos únicamente en las barras del SE de transmisión, por lo tanto la matriz de tensiones que se obtiene como resultado tiene dimensiones “ $m \times m$ ”. Siendo m el número de barras que conforman el modelo del SE utilizado y donde el lugar (i, j) de la matriz de tensiones representa la tensión que se obtiene en la barra i , como resultado de simular un cortocircuito en la barra j . Para el caso del “Análisis Global del Sistema”, la forma en la cual fue definida la tensión en las barras durante la falta así como también cual fue el procesamiento que se le dio a las matrices de tensiones resultantes son descritos en el punto 4.1; en tanto para el análisis de “AdV”(Método simplificado) el procesamiento realizado sobre la información contenida en las matrices de tensiones está desarrollado en el punto 5.1.

Por otra parte en el estudio denominado “AdV exactas” la matriz de tensiones obtenida como resultado tiene dimensiones “ $n \times m \times k$ ”, en donde n es el número de puntos en los cuales han sido calculados cortocircuitos sobre cada una de las líneas del SE de transmisión, m es el número de barras del modelo del SE de transmisión utilizado en las cuales hay modelada generación eólica y k es el número de líneas que conforman el que conforman el modelo del SE utilizado. Con lo cual el lugar (i, j, z) de la matriz de tensiones representa la tensión que se obtiene en la barra j como resultado de simular un cortocircuito en el punto i de la línea z . Como puede observarse, en este estudio solo se registraron las tensiones en los nodos del SE de transmisión en los cuales ha sido modelada generación eólica, esto es debido a que el objetivo de este estudio se focaliza en analizar el impacto que los huecos de tensión tienen sobre la generación eólica. Los análisis realizados sobre esta matriz son descritos en el punto 5.2.

En términos generales el procesamiento de las tensiones contenidas en cada una de las matrices de tensiones consistió en encontrar la zona de la red eléctrica para la cual, de ocurrir un cortocircuito en ella la tensión en un determinado conjunto¹¹ de nodos del sistema fuese inferior a una tensión umbral definida. Por lo que, en función de los umbrales de tensión y de la forma en la cual se definieron dichos conjuntos de nodos, fueron analizados diferen-

¹¹El mismo podría estar conformado por uno o varios nodos del SE.

tes aspectos de la respuesta de las tensiones del SE ante un cortocircuito. Particularmente se analizó, por un lado como estos resultados podrían afectar a la generación eólica, y por otro como se ajustan los requerimientos referentes a la no desconexión de los PE frente a huecos de tensión a la respuesta del sistema eléctrico uruguayo ante cortocircuitos. A su vez en función del grado de detalle con el cual se determinan las mencionadas zonas de la red, es posible definir cuantos kilómetros de la red componen dicha área así como también discriminar cuantos kilómetros corresponden a cada una de las redes analizadas (500kV, 150kV y 60kV). En base a lo anterior y utilizando tasas de fallas para cada una de las redes de transmisión, se calculan las tasas de eventos anuales esperadas, o sea el número esperado de huecos de tensión a lo largo de un año en función de una tensión umbral y del conjunto de PE que son afectados.

Modelo de parque eólico utilizado

2.1. Elección del modelo

El modelo seleccionado para utilizar en este estudio es el suministrado por la empresa GE para el software PSS/E V.32, en concreto el modelo asociado al aerogenerador con tecnología DFIG de 1,5MW. El mismo fue elegido de entre varios modelos de aerogeneradores disponibles¹ para el mencionado software por los siguientes motivos, por un lado el modelo tiene una variedad interesante de prestaciones (en particular tiene como variable de entrada la velocidad del viento), por otro lado es el que presenta la documentación más completa sobre el modelo en si lo cual permitió comprender un poco más como estaba implementado el mismo, y por último este aerogenerador podría decirse que representa una opción intermedia en cuanto a las capacidades actuales de los generadores eólicos. En tanto, de entre las posibles tecnologías de aerogeneradores de gran potencia² disponibles en el mercado hoy en día fue seleccionada la tecnología DFIG, ya que es la que predomina actualmente en el mercado mundial. Dado que en la actualidad la tecnología DFIG puede considerarse una tecnología madura, no debería haber variaciones significativas en el comportamiento teórico de las máquinas de diferentes fabricantes, en la realidad las diferencias entre distintos fabricantes de esta misma tecnología radica principalmente en la confiabilidad del equipo y no tanto en el funcionamiento del aerogenerador en si mismo. Por tales motivos se entiende que, desde el punto de vista eléctrico, el modelo utilizado representaría a este tipo de tecnologías independientemente del fabricante del aerogenerador.

La intención de este capítulo no es analizar con detalle como ha sido construido el modelo utilizado para representar los aerogeneradores GE en estudios de estabilidad transitoria, sino más bien describir cuales son las funcionalidades del mismo, así como también cuales son los parámetros mediante los cuales se comandan dichas funcionalidades. Este capítulo también contiene varias indicaciones respecto a la forma en que muchos de los parámetros del modelo deben ser utilizados, esta información en general no surge de la documentación, sino de la realización y análisis de múltiples simulaciones. Este análisis ha sido basado en la información presentada en los documentos [2] y [3]. Si bien ambos documentos refieren al mismo modelo dinámico hay varias diferencias e incoherencias entre los mismos, principalmente en temas relacionados con la nomenclatura utilizada. En consecuencia si bien en este capítulo se presentaran datos extraídos de ambos documentos, ante eventuales discrepancias entre los mismos se le dio prioridad a la información contenida en el documento [3], ya que es el desarrollado por la empresa Siemens actual desarrolladora del software PSS/E.

¹Los cuales corresponden tanto a diferentes tecnologías como a fabricantes.

²Se entiende por aerogeneradores de gran potencia aquellos cuya potencia nominal es superior a 1MW.

2.2. Descripción general de los modelos

En términos generales la premisa bajo la cual fueron desarrollados los modelos de GE es que la dinámica de los aerogeneradores está completamente dominada por la dinámica del convertidor. A pesar de ello, estos modelos representan la dinámica del rotor, permitiendo de esta manera simular variaciones en la velocidad de viento. Por otro lado, el modelo no está pensado para simular un parque eólico incluyendo cada turbina de forma individual, sino que ha sido desarrollado para agrupar todo el parque en el modelo de una turbina equivalente. Es claro que si el estudio es encarado mediante un modelo agregado del parque eólico no será posible evaluar la situación individual de cada uno de los aerogeneradores, en casos en los cuales el parque en estudio es muy extenso esto podría llevar a diferencias considerables en los resultados. Desde el punto de vista del control integrado del parque eólico los modelos en cuestión incluyen el denominado "Wind Farm Management System", este control también es denominado "WindCONTROL". Los dos aspectos de este control incorporados al modelo son:

- Volt-Ampere-Reactive o Var Control System (WindVar), este control interactúa con cada una de las turbinas a través del control eléctrico.
- Active Power Control(APC), este control está incorporado en el modelo de la turbina.

Como se mencionó en el párrafo anterior el modelo fue diseñado para agrupar todo el parque en una máquina equivalente, esto presupone ciertas simplificaciones, en particular asume que todas las máquinas están inyectando la misma potencia activa y reactiva. A su vez este hecho está relacionado con la suposición de que el viento en todo el parque es similar así como la tensión en bornes de cada uno de los aerogeneradores. Como en general los estudios de estabilidad se realizan con el parque operando a potencia nominal, esto implica que la velocidad del viento es suficientemente alta como para que si bien pudiese haber diferencias entre un aerogenerador y otro, todo el parque estará generando a su potencia nominal. Por otro lado, la impedancia interna del parque no está contemplada, razón por la que este modelo no es apto para realizar faltas dentro del parque. A su vez esta simplificación presupone que el parque no contiene distancias eléctricas internas demasiado extensas, de forma tal que la tensión en bornes de cada uno de los aerogeneradores es muy similar. Respecto a los modelos suministrados por la empresa GE estos representan dos tecnologías, aerogeneradores con tecnología DFIG y aerogeneradores con tecnología Full Converter. En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran los esquemas de cada una de las tecnologías modeladas.

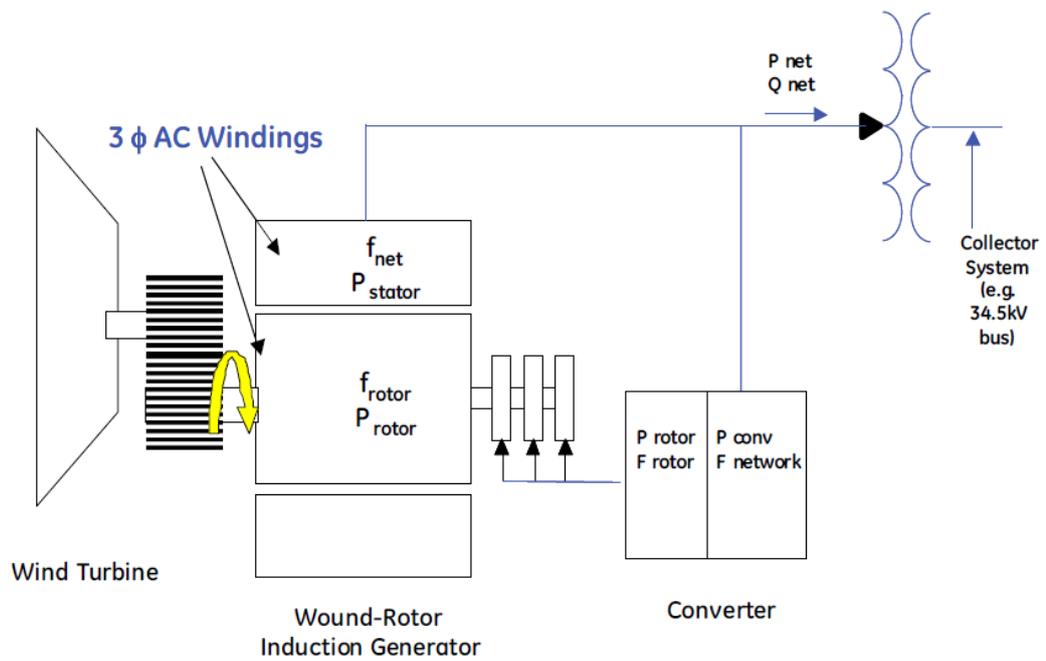


Figura 2.1: Esquema aerogenerador *DFIG*

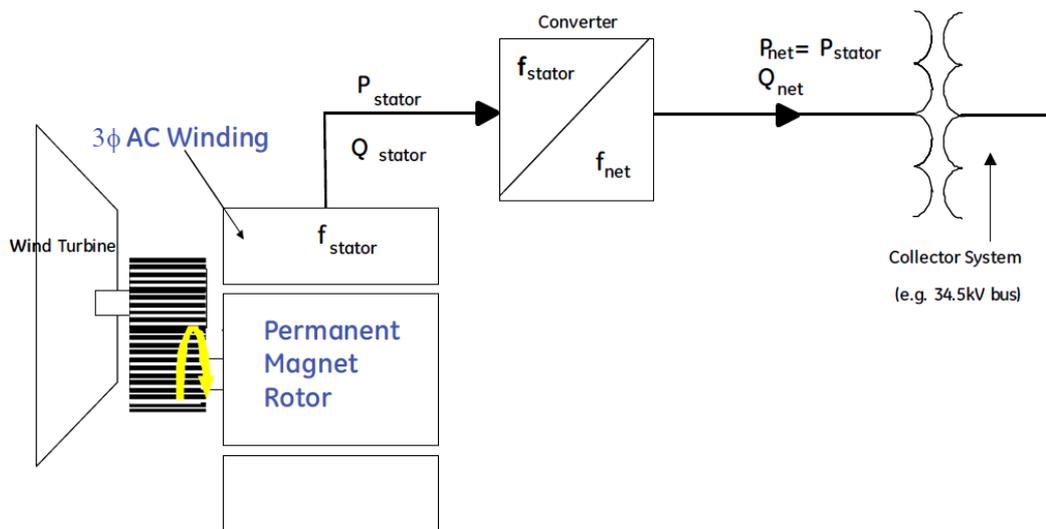


Figura 2.2: Esquema aerogenerador *Full Converter*

En la Figura 2.3 se ilustra un diagrama extraído de [3], en donde se pueden apreciar los diferentes módulos que componen el modelo y como estos interactúan unos con otros. También están indicadas las variables que conectan un módulo con otro, listándose en la tabla 2.1 una descripción de cada una de las variables que interconectan los diferentes módulos.

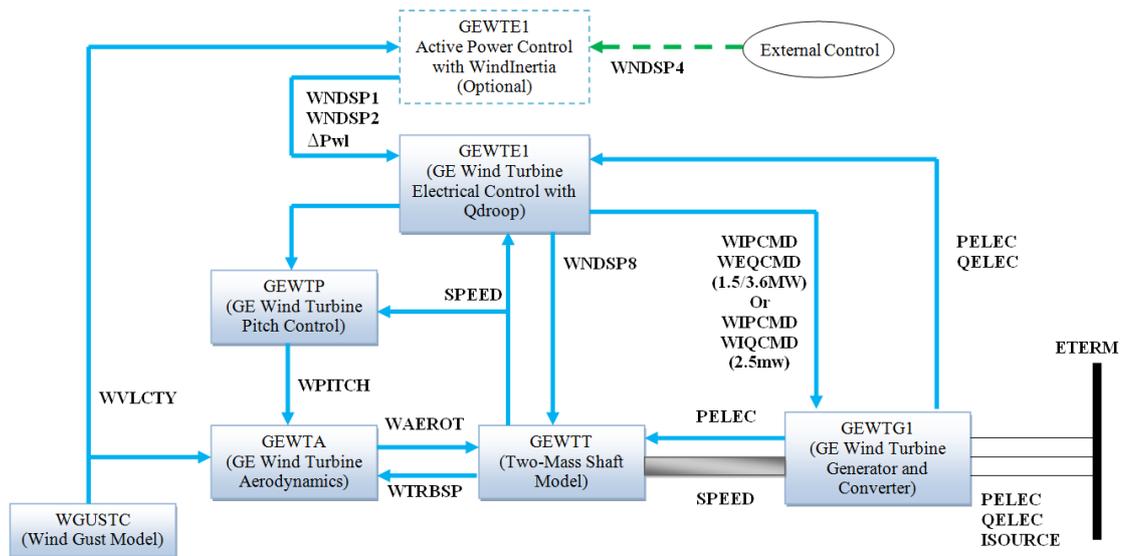


Figura 2.3: Diagrama de módulos correspondiente al modelo de PSS/E.

WVLCTY:wind speed, m/sec.

WTRBSP:wind turbine speed derivation, pu.

WPITCH:Pitch angle, degrees.

WAEROT:aerodynamic torque, pu on MBASE.

WPCMND:power command, pu on turbine MW.

WQCMND:reactive power command, pu on MBASE.

WPCMD:Ip command, pu on MBASE.

WEQCMD:Eq command, pu on MBASE.

WIQCMD:Iq command, pu on MBASE.

WPRATE:Prated of a single WTG.

WNDSP1:Power order.

WNDSP2:Active power control output.

WNDSP3:Available power from the wind

WNDSP4:Auxiliary signal for Active Power Control, frequency deviation, pu.

WNDSP5:Rotor speed for Pavail.

WNDSP6:Wind speed for Pavail.

WNDSP7:Frequency Flag.

WNDSP8:Pnbr, breaking resistor power, pu on MBASE.

ΔPwl:Power command from WindInertia control.

NLWTRB:Number of lumped up original WTs.

Tabla 2.1: Descripción de las variables que interconectan los distintos módulos.

2.3. Condiciones iniciales y flujo de carga

Para el flujo de carga el parque o el aerogenerador es modelado como un generador síncrono convencional conectado a una barra PV, el cual está conectado a la red interna del parque a través de un transformador elevador que se dimensiona de forma proporcional a la cantidad de turbinas agrupadas en el modelo.

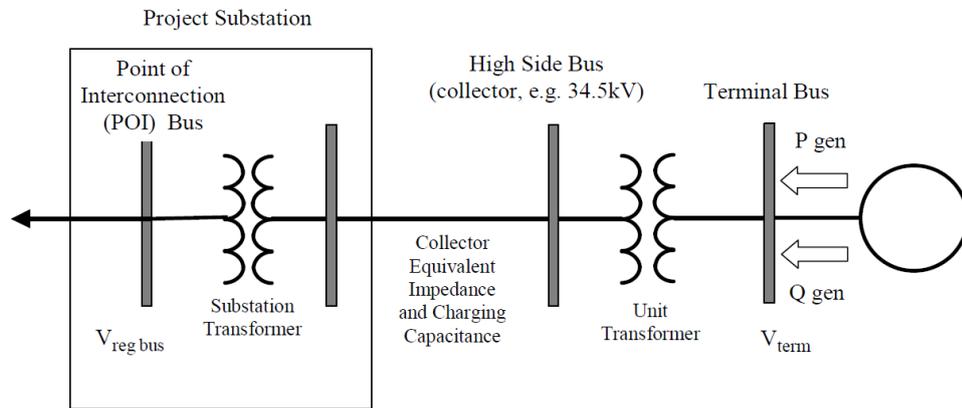


Figura 2.4: Esquema conexión del modelo a la red.[2]

En este caso si bien los aerogeneradores son representados como un generador convencional, la reactancia sincrónica de los mismo no representa ninguna magnitud relacionada con los generadores, sino que representan una combinación del generador con sus controles. Tanto para el modelo de aerogenerador *DFIG* como para el modelo de aerogenerador *Full Converter*, el valor de la reactancia sincrónica fue determinado ajustando este modelo respecto a simulaciones realizadas con un modelo completo del aerogenerador³. [3] Respecto al resultado del flujo de carga y a la inicialización del modelo, en el flujo de carga se deben ajustar manualmente los valores de potencia reactiva del parque de forma tal de ser coherentes el sistema de control WindCONTROL, para que cuando comenzamos la simulación dinámica las condiciones iniciales extraídas del flujo de carga sean coherentes con las condiciones iniciales especificadas en la simulación dinámica. Resumiendo, el resultado del flujo de carga debe ser consistente con los modelos dinámicos utilizados para la simulación, de lo contrario no se podrá realizar una correcta inicialización.

³Para el aerogenerador *DFIG* el valor de la reactancia sincrónica es $0.8j$, mientras que para el caso del *Full Converter* este valor es $99999j$

	GE 1.5 MW	GE 3.6 MW	GE 2.5 MW
Generator rating, MVA	1.67	4.0	3.0
Pmax, MW	1.5	3.6	2.5
Pmin, MW	0.07	0.16	0
Qmax, MVar	0.726*	2.08	1.2*
Qmin, MVar	-0.726*	-1.55	-1.2*
Terminal voltage for 50Hz, V	690	3300	690
Terminal voltage for 60Hz, V	575	4160	690
XSORCE, p.u.	0.8	0.8	99999
Unit transformer rating, MVA	1.75	4.0	2.8
Unit transformer impedance, %	5.75	7.0	6.0
Unit transformer X/R	7.5	7.5	7.5

Tabla 2.2: Datos para los modelos de flujo de carga de cada una de los aerogeneradores. *Estos valores son para las máquinas con un rango de operación asociado a un factor de potencia ± 0.9 , GE también ofrece máquinas con un rango de potencia ± 0.95 para este rango de factor de potencia los rangos de potencia reactiva son ± 0.493 MVar y ± 0.822 MVar para las máquinas 1.5 y 2.5MW respectivamente.

2.4. Modelo del Generador/Convertidor

Esta parte del modelo es un equivalente del generador más el convertidor de la máquina, proveyendo una interfaz entre el aerogenerador y la red. [2] A diferencia del modelo de un generador convencional, en este caso no hay variables de estado mecánicas, estas están contenidas dentro del modelo de la turbina. A su vez se han eliminado todas las dinámicas asociadas a los flujos magnéticos, esto es debido a la velocidad de respuesta del convertidor, ya que la misma compensaría de alguna forma estas dinámicas. Por lo tanto el modelo del generador se traduce en un modelo de fuente de corriente con su controles asociados. Dentro de este modelo se encuentra modelado el sistema de control Low Voltaje Power Logic (LVPL), el cual limita la corriente activa en función de la tensión en los terminales de la máquina. Este control protege al aerogenerador de posibles sobrecargas como resultado de una disminución de la tensión en bornes de la máquina. Dichas sobrecargas son debidas a que el aerogenerador es representado mediante una fuente de corriente, con lo que si la potencia a transferir es constante y el valor de la tensión desciende la corriente se incrementará. Esta reducción se hace en función de la curva que se ilustra en la Figura 2.5.

En la gráfica de la Figura 2.5 se expresa la máxima potencia a inyectar por un aerogenerador DFIG según la tensión en bornes del mismo (V), para este caso la máxima potencia(o corriente activa) a inyectar entre los valores de tensión 0.5 y 0.9 está dado por la rampa en color rojo. Para tensiones por debajo de 0.5 p.u. la potencia activa inyectada cae a cero y para tensiones mayores a 0.9 p.u. no hay restricción de inyección en la potencia activa debidas a la tensión. En las Figuras 2.6 y 2.7 se puede observar como el control "Low Voltage Power Logic" interactúa con el resto del modelo del aerogenerador, se aprecia que este control actúa limitando el comando de corriente activa proveniente del modelo del control eléctrico (**exwtge**) que entra al bloque de control asociado al generador.

Existe otro parámetro que actúa limitando la potencia activa inyectada, dicho parámetro es denominado "rrpwr" y puede apreciarse en las Figuras 2.6 y 2.7. Este parámetro fija la

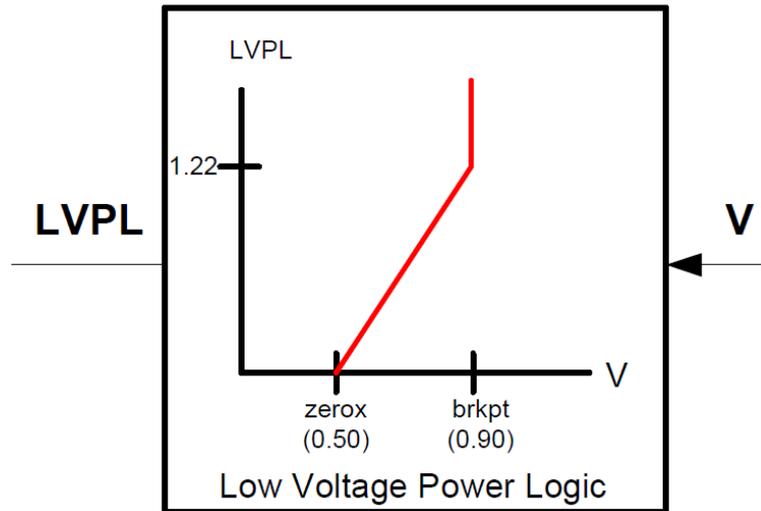


Figura 2.5: Curva asociada al control "Low Voltage Power Logic" para aerogeneradores DFIG.[2]

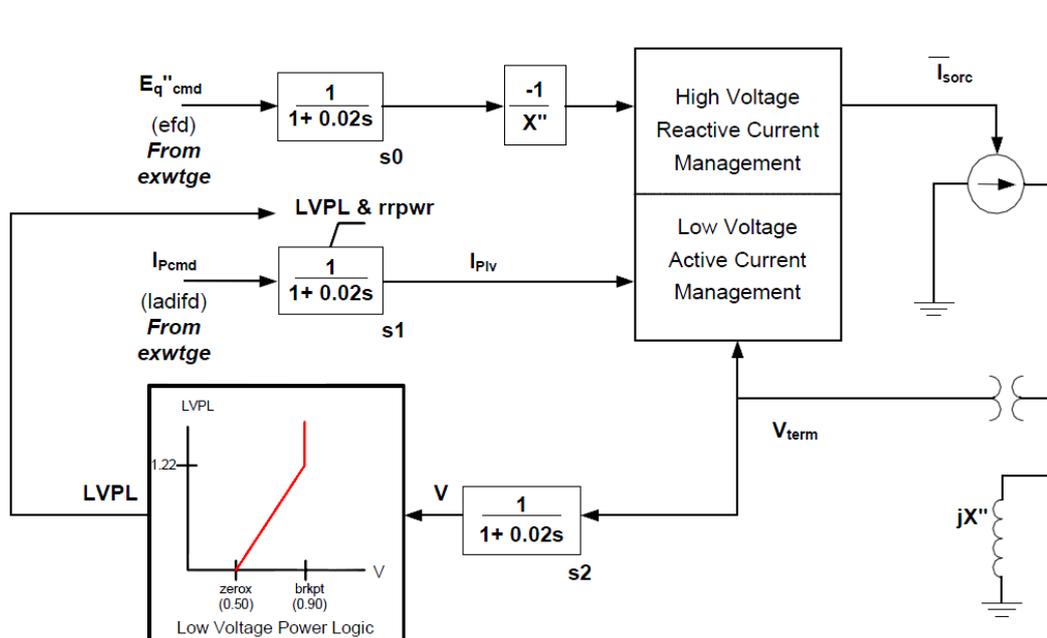


Figura 2.6: Modelado del generador/convertidor para aerogeneradores DFIG.

máxima velocidad de incremento de la potencia activa, mediante dicho valor es posible por ejemplo controlar la velocidad con la cual aumenta la potencia activa luego de un hueco de tensión. El parámetro debe ingresarse en p.u./segundo tomando como base la potencia nominal del parque eólico modelado, por ejemplo: $rrpwr=5$ indica que la potencia crecerá a una tasa máxima de 5p.u. por segundo. En las Figuras 2.8 y 2.9 se muestran dos ejemplos con $rrpwr=5$ y $rrpwr=10$ respectivamente.

En el modelo para PSS/E del aerogenerador este parámetro aparece dentro del modelo GEWTG1 (GE Wind Turbine Generator/Converter) como la CONs J+9. En este mismo modelo se definen los parámetros $zerox$ y $brkpt$, ubicándose los mismos en las CONs J+3 y J+2 respectivamente. El valor que aparece en las Figuras 2.6 y 2.7 como 1.22 correspondiente a

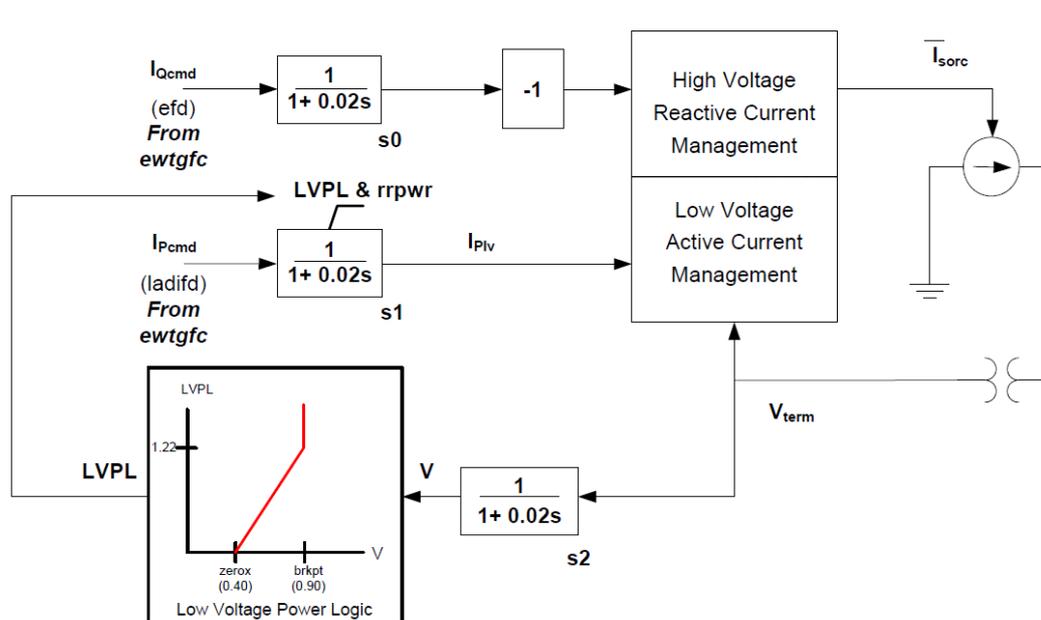


Figura 2.7: Modelado del generador/convertidor para aerogeneradores *Full Converter*.

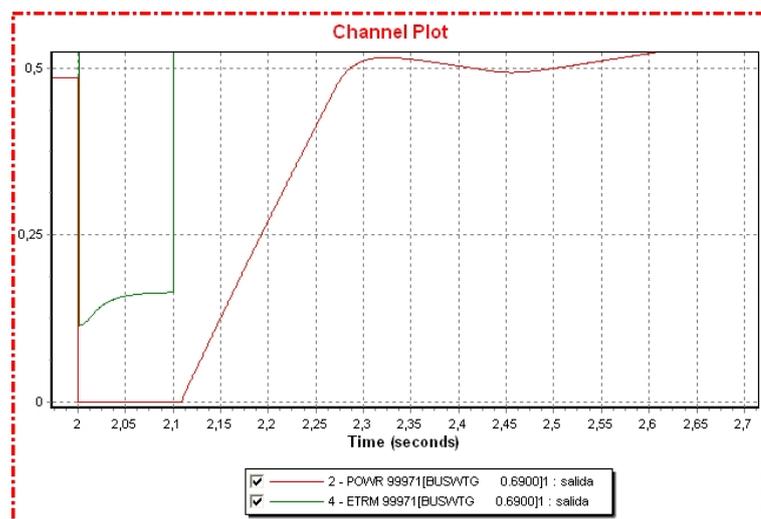


Figura 2.8: Velocidad de recuperación de la potencia activa para $rrpwr=5$.

la tensión "brkpt", podría ser ajustado mediante la CONs J+4. En relación a estos parámetros en [1] se definen cuales son sus rangos de ajuste, definiendo que: $rrpwr < 10$; $0.5 < brkpt < 1.0$ y mayor que zerox. Respecto al ajuste de estos parámetros, se consultó a personal de GE y estos indicaron que estos tres valores no suelen ser modificados por el usuario y puede haber combinaciones de los mismo que resulten incompatibles, por lo tanto al momento de modificar estos parámetros debería consultarse a GE respecto a si dicha combinación es posibles o no.

En este trabajo se han utilizado los parámetros que el modelo trae pre-definidos, de forma de estar seguros de que el modelo utilizado es coherente.

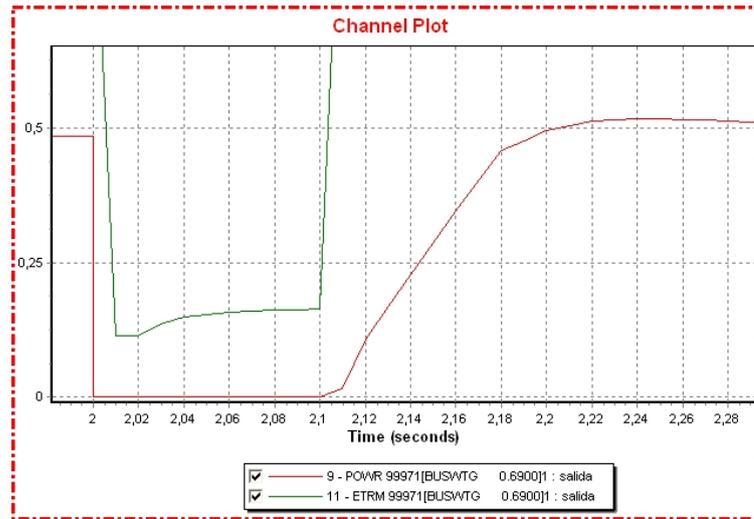


Figura 2.9: Velocidad de recuperación de la potencia activa para $rrpwr=10$.

2.5. Modelado de las protecciones contra sub-tensión (*Fault Ride Through*)

El modelo dinámico de GE permite el modelado de protecciones tanto para sobre-tensión como para sub-tensión, así como también para sobre-frecuencia y sub-frecuencia. Mediante la combinación de protecciones contra sub-tensión este modelo implementa las funciones necesarias para el cumplimiento de los requerimientos referidos a “*Low Voltage Ride Through Capability*” impuestos por los diferentes *Grid Codes*. GE ha definido dos configuraciones diferentes para dar cumplimiento a estos requerimientos, las cuales ha denominado “*Low Voltage Ride Through*” y “*Zero Voltage Ride Through*”. En la Figura 2.10 se ilustra una posible curva “*Low Voltage Ride Through*” a ser implementada por el modelo, la curva define la zona de actuación de las protecciones, desconectando la máquina si la tensión se ubica en la zona gris.

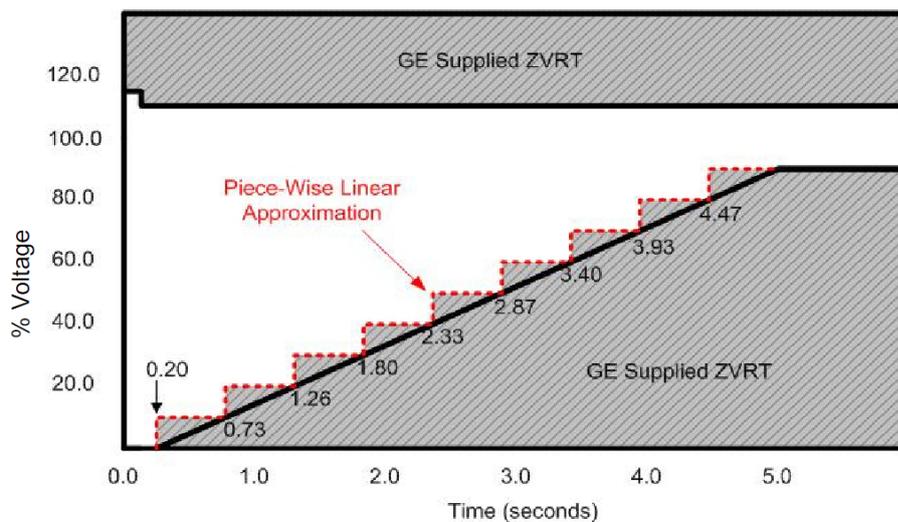


Figura 2.10: Posible configuración de protecciones de tensión.[2]

En el documento [2] se muestran las dos curvas sugeridas por el fabricante para implementar los requerimientos *LVRT*, estas curvas pueden tomarse de forma conservadora como la exigencia máxima que puede solicitársele a la máquina. En el citado documento también se indica que es posible que el aerogenerador tenga una capacidad para soportar huecos de tensión superior a la indicada en las Figuras 2.11 y 2.12. Para implementar las curvas ilustradas en dichas Figuras se utilizan varios relés de tensión, con lo cual superponiendo las zonas de actuación de los mismos logramos una aproximación a la curva *LVRT* o *ZVRT* deseada. En [3] se describe como ingresar estos parámetros.

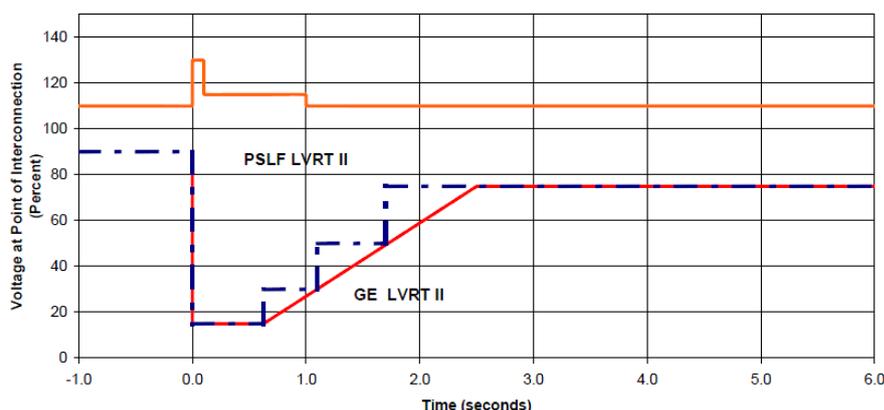


Figura 2.11: Característica LVRT indicada por GE.

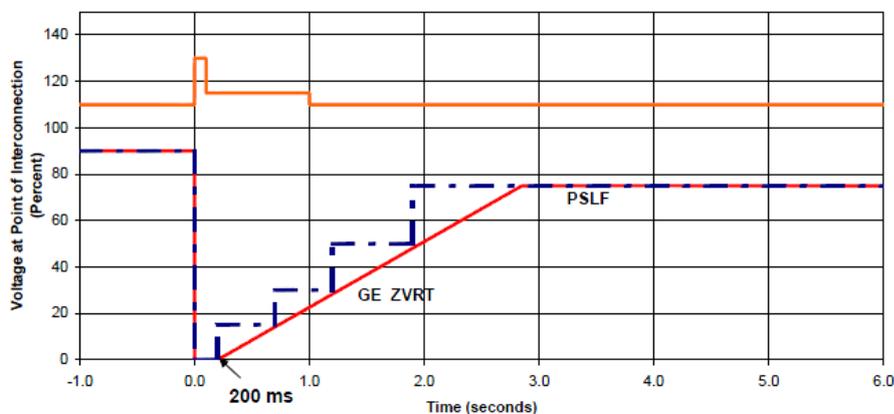


Figura 2.12: Característica ZVRT indicada por GE.

En el modelo utilizado para esta tesis fue implementada la característica *LVRT* solicitada actualmente por la empresa UTE en los pliegos asociados a licitaciones para compra de energía de fuente primaria eólica, la misma puede observarse en el Anexo E. Esta curva fue implementada mediante la superposición de relés de tensión de forma similar a lo planteado en este punto, la curva implementada es la ilustrada en la Figura 2.13.⁴

⁴ Se utilizó la curva dada para circuitos no radiales, según se la denomina en los mencionados pliegos.

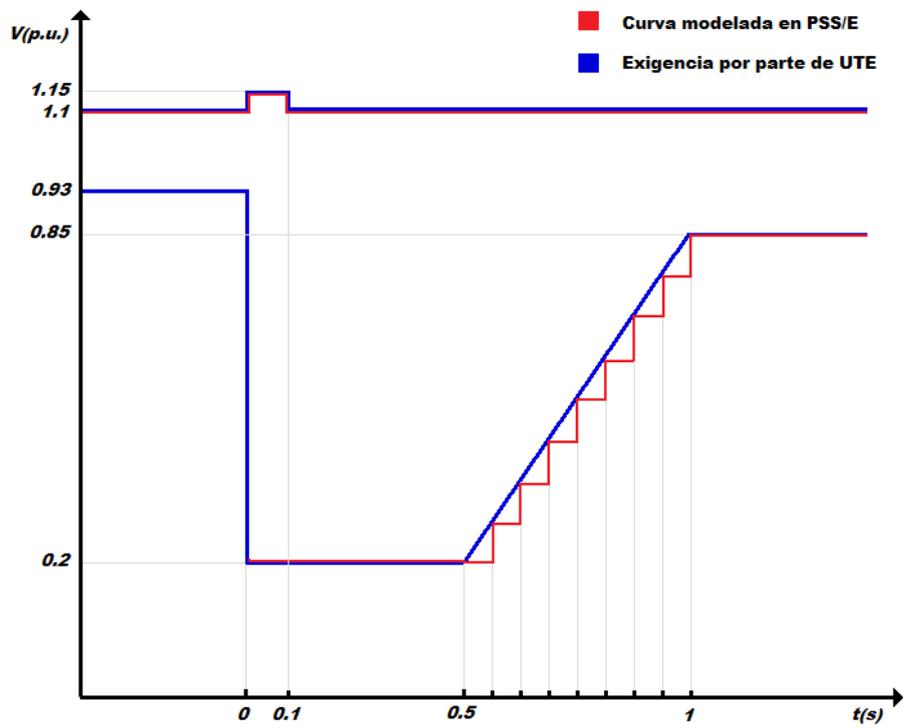


Figura 2.13: Característica LVRT implementada em PSS/E.

2.6. Modelado de las protecciones contra sub-frecuencia y sobre-frecuencia

Cada uno de los aerogeneradores cuenta con un sistema de protección que desconecta el aerogenerador si la frecuencia del sistema se aparta de cierto rango de valores, para la configuración que este aerogenerador presenta por defecto esta protección específica que si la frecuencia es menor a 47,5Hz o mayor a 51,5Hz por más de 100ms el aerogenerador se desconectará 80ms después de transcurridos los 100ms fuera del rango mencionado. Para las simulaciones realizadas en este trabajo se han modelado los rangos de operación exigidos por la empresa UTE en [6] para PE conectados a la red de transmisión, los mismos son ilustrados en la Figura 2.14.

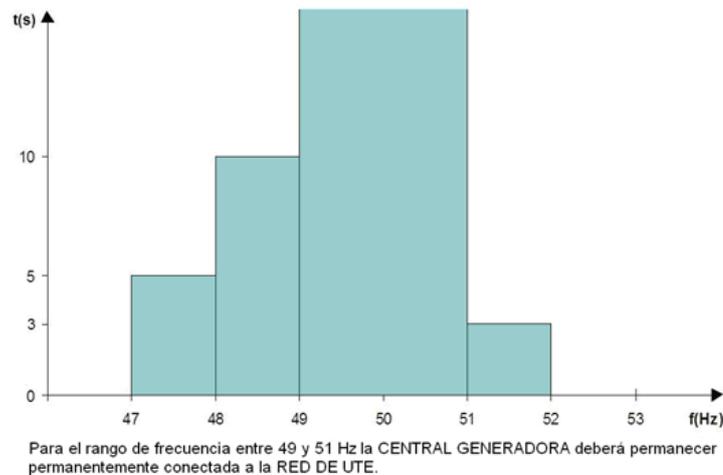


Figura 2.14: Tiempos mínimos de permanencia en función de la frecuencia del sistema.[6]

2.7. Reactive Power Control

La documentación de los modelos desarrollados para representar a los aerogeneradores GE ilustra cuatro⁵ tipos de control de potencia reactiva durante el funcionamiento normal de los aerogeneradores, los cuales se encuentran implementados dentro del módulo GEWTE1. La selección de los diferentes tipos de control así como también los parámetros asociados a cada uno de ellos se establecen a través de los siguientes valores:

■ VARs

- L \implies Barra de la cual se toma la referencia de tensión.
- (L+1) $\implies Q_{referencia}$ si PFAFLG=0 y VARFLG=0
- (L+2) \implies ángulo asociado al factor de potencia si PFAFLG=1

■ ICONs

⁵Desde el punto de vista del modelo en sí, mediante la modificación de algunos de los parámetros del modelo se podrían implementar variantes de los cuatro modos de control mencionados.

- (M+2) \implies PFAFLG:=1 si se desea habilitar el control de factor de potencia rápido.
- (M+3) \implies VARFLG:=1 si Q_{ord} es provista por el módulo de control WindVar.

■ **CONs**

- (J+17) \implies K_{Qi} , ganancia Volt/MVAR
- (J+20) \implies K_{Vi} , ganancia de voltage.

Para definir cual de los cuatro posibles modos de control de potencia reactiva implementará el modelo se utilizan tres parámetros, dos variables (VARFLG y PFAFLG) y una constante (K_{Qi}). Por lo tanto cada uno de los posibles modos de control quedan dados por la siguiente combinación de valores:

1. "*North American configuration with WindVAR*". Este control se habilita asignando los siguientes valores VARFLG=1, PFAFLG=0 y K_{Qi} pequeño, el valor recomendado es 0,1.
2. "*North American configuration without WindVAR*". Este control se habilita asignando los siguientes valores VARFLG=0, PFAFLG=0 y K_{Qi} muy pequeño, el valor recomendado es 0,001. En tanto si se fija el parámetro $K_{Qi}=0,1$ puede ser utilizado para controlar la planta de manera que inyecte una cantidad de potencia reactiva fija. En la VAR(L+1) se le indica la consigna de potencia reactiva a inyectar o absorber, la misma debe ser ingresada en p.u. tomando como base la potencia nominal del parque (la misma se calcula como la potencia nominal de cada máquina por el número de máquinas que conforman el parque).
3. "*European fast power factor with WindVar*". Este control se habilita colocando el valor VARFLG=1, PFAFLG=0 y K_{Qi} grande, el valor recomendado es 0,5. La documentación disponible es bastante confusa en este control, por un lado el nombre del mismo indica que es un control de factor de potencia y por otro lado la documentación indica que es un control similar al "*North American configuration with WindVAR*" pero con una ganancia mayor⁶. En base a los diagrama de bloques de ambos documentos [1] y [3] se concluye que este control permite implementar el control de tensión de una barra determinada, la diferencia con el control definido en el punto 1 es que la respuesta del control Europeo será más rápida debido al incremento en el valor del parámetro K_{Qi} . En [3] se indica que para este control el parámetro K_{Vi} debe ser grande.
4. "*European fast power factor without WindVar*". Este control se habilita colocando el valor VARFLG=0, PFAFLG=1 y K_{Qi} grande, el valor recomendado es 0,5. Este control permite fijar rápidamente el factor de potencia del parque. El mismo se fija mediante la variable "*PF angle*", ubicada en la VAR(L+2) del modelo GEWTE1, debe ingresarse el valor del ángulo en radianes. En [3] se indica que para este control el parámetro K_{Vi} debe ser grande.

Los modos de control de reactiva 1 y 3 utilizan la función WindCONTROL⁷, esta función emula el sistema supervisor del parque. De este sistema de control se incorporan dos

⁶O sea un control de tensión.

⁷La función WindCONTROL anteriormente se denominaba WindVAR, en el documento[3] se le denomina WindVAR mientras que en [2] se le denomina WindCONTROL

componentes a estos modelos, el *Volt-Ampere-Reactive* o *Var Control System* y el *Active Power Control*, el primero de ellos interactúa con cada una de los aerogeneradores a través del control eléctrico en tanto el segundo está incorporado en el modelo de la turbina.

El *Var Control System* permite implementar un control de tensión sobre una barra por medio del control de la potencia reactiva generada por el parque, para ello el modelo compara la tensión en una determinada barra contra la tensión consignada para la misma, ajustando la potencia reactiva a inyectar en función de la diferencia entre las mencionadas tensiones. Tal cual puede apreciarse en la Figura 2.15 el control está implementado mediante un controlador PI, en donde la constante de tiempo T_{fv} representa el retardo introducido por las comunicaciones y la constante de tiempo del filtro regulador de voltaje. Por otro lado el retardo introducido por el circuito de medición de la tensión aparece representado en la constante de tiempo T_r . El parámetro f_N está pensado para modelar el parque de forma agregada mediante una única máquina equivalente, el mismo representa la fracción de turbinas del parque que están en servicio repartiendo de esta forma la cantidad de reactiva necesaria entre dichas máquinas.

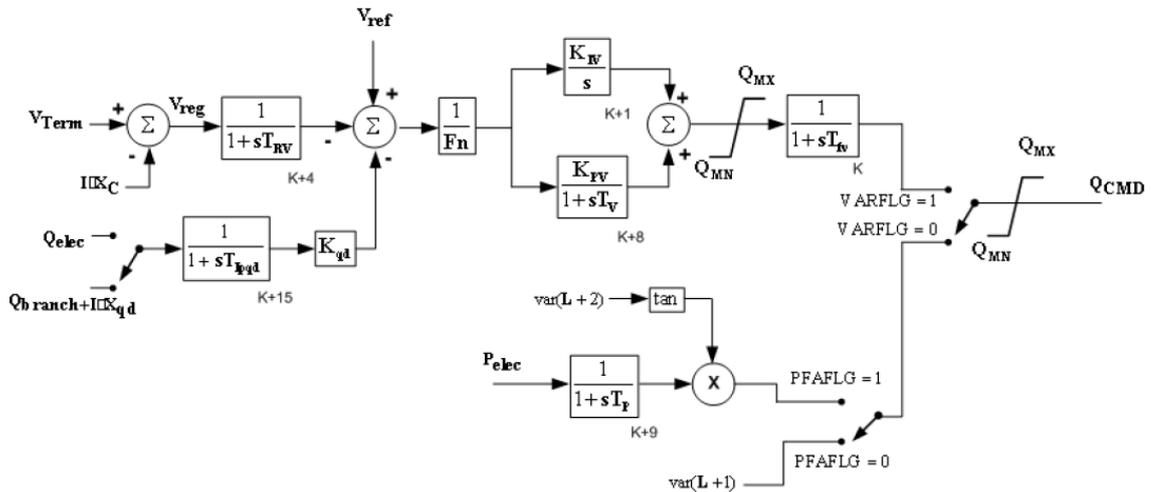


Figura 2.15: Diagrama de bloques del control de potencia reactiva[3].

Como se mencionó anteriormente, en [3] se indica que el valor de la constante K_{Vi} debe ser “grande” para los modos de control 3 y 4. En tanto en la descripción de los modos de control 1 y 2 no se hace mención a esta constante, por lo que se asume debe utilizarse el valor que trae el modelo por defecto. El valor de la constante K_{Vi} es uno de los parámetros que se ajustan durante la puesta en marcha del parque, de forma tal de optimizar la respuesta del sistema de control de potencia reactiva/tensión. En la Figura 2.16 puede observarse la ubicación de la constante K_{Vi} en el correspondiente diagrama de bloques. Lo dicho hasta el momento referido a los modos de control de potencia reactiva es válido tanto para el modelo del aerogenerador *DFIG* como para el *Full Converter*. En tanto el modelo asociado a el aerogenerador *Full Converter* posee la posibilidad de priorizar la inyección tanto de potencia activa como de potencia reactiva, esto se traduce en incluir una lógica que actúe sobre los limitadores a las salidas de los comandos de “corriente activa” y “corriente reactiva” respectivamente. En la Figura 2.16 se representa la segunda etapa del control de potencia reactiva, en donde se incluyen las limitantes asociadas a la tensión (V_{MAXCL} y V_{MINCL}) y a la corriente reactiva (X_{IQMAX} y X_{IQMIN}) para el modelo asociado al aerogenerador *DFIG*. En tanto en la Figura 2.17 se ilustra la etapa equivalente a la ilustrada en la Figura 2.16 pero

para el aerogenerador *Full Converter*.

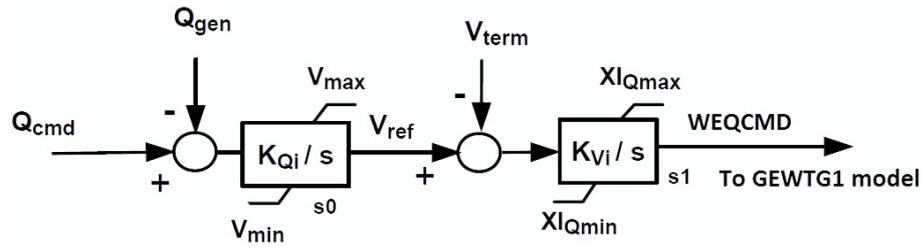


Figura 2.16: Diagrama de bloques limitador de potencia reactiva[3].

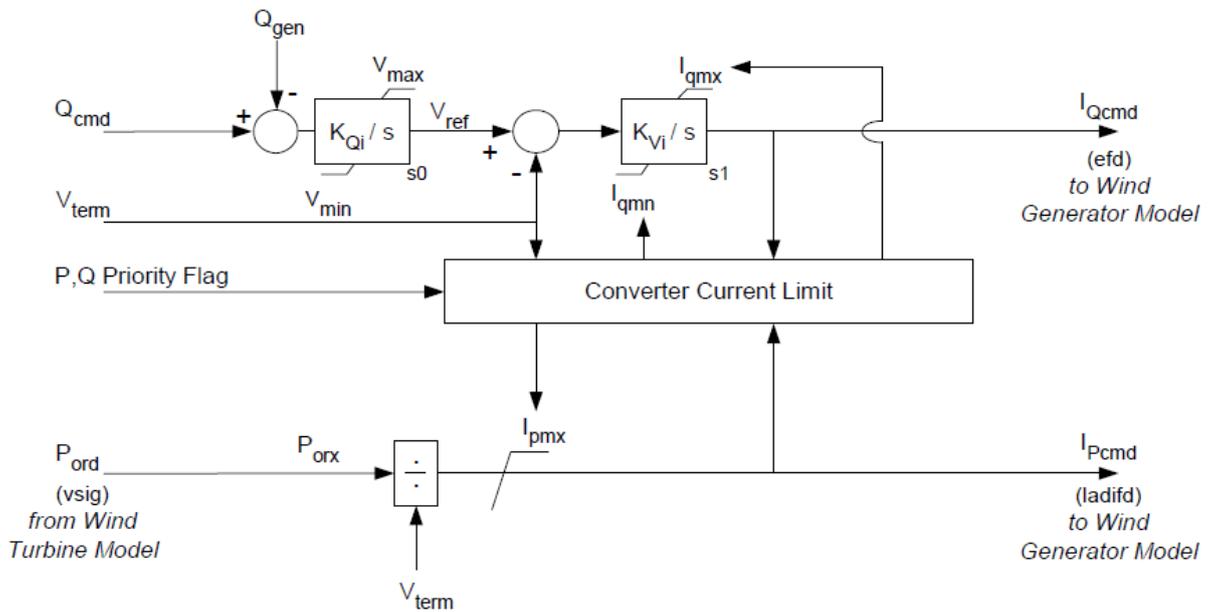


Figura 2.17: Diagrama de bloques limitador de potencia reactiva para aerogenerador *Full converter*.

En la Figura 2.18 se puede apreciar como está conformado el bloque denominado “*Converter Current Limit*” que aparece en el diagrama de bloques de la Figura 2.17. En el mismo aparecen varios parámetros:

- I_{qmax} , es la máxima corriente reactiva que puede inyectar el convertidor en función de la tensión.
- V_t , tensión en terminales del aerogenerador.
- I_{qhl} , “*hard reactive current limit*”.
- I_{maxTD} , es la máxima corriente que puede entregar el convertidor para la máxima temperatura de funcionamiento.
- I_{phl} , “*hard active current limit*”.
- I_{pcmd} , es la consigna de potencia activa.

La corriente I_{qmax} es determinada en función de una curva $I_{qmax}(V_t)$, siendo posteriormente comparada con I_{qhl} y quedándose con la menor de los dos. Luego este valor es comparado o bien con I_{maxTD} o bien con el margen de corriente que surge de restar vectorialmente I_{maxTD} menos I_{pcmd} según si se da prioridad a la potencia reactiva o a la potencia activa respectivamente. La corriente reactiva máxima y mínima son iguales en módulo y de signo opuesto para cualquiera de los dos modos de control, en tanto para la corriente activa solo se limita su valor máximo.

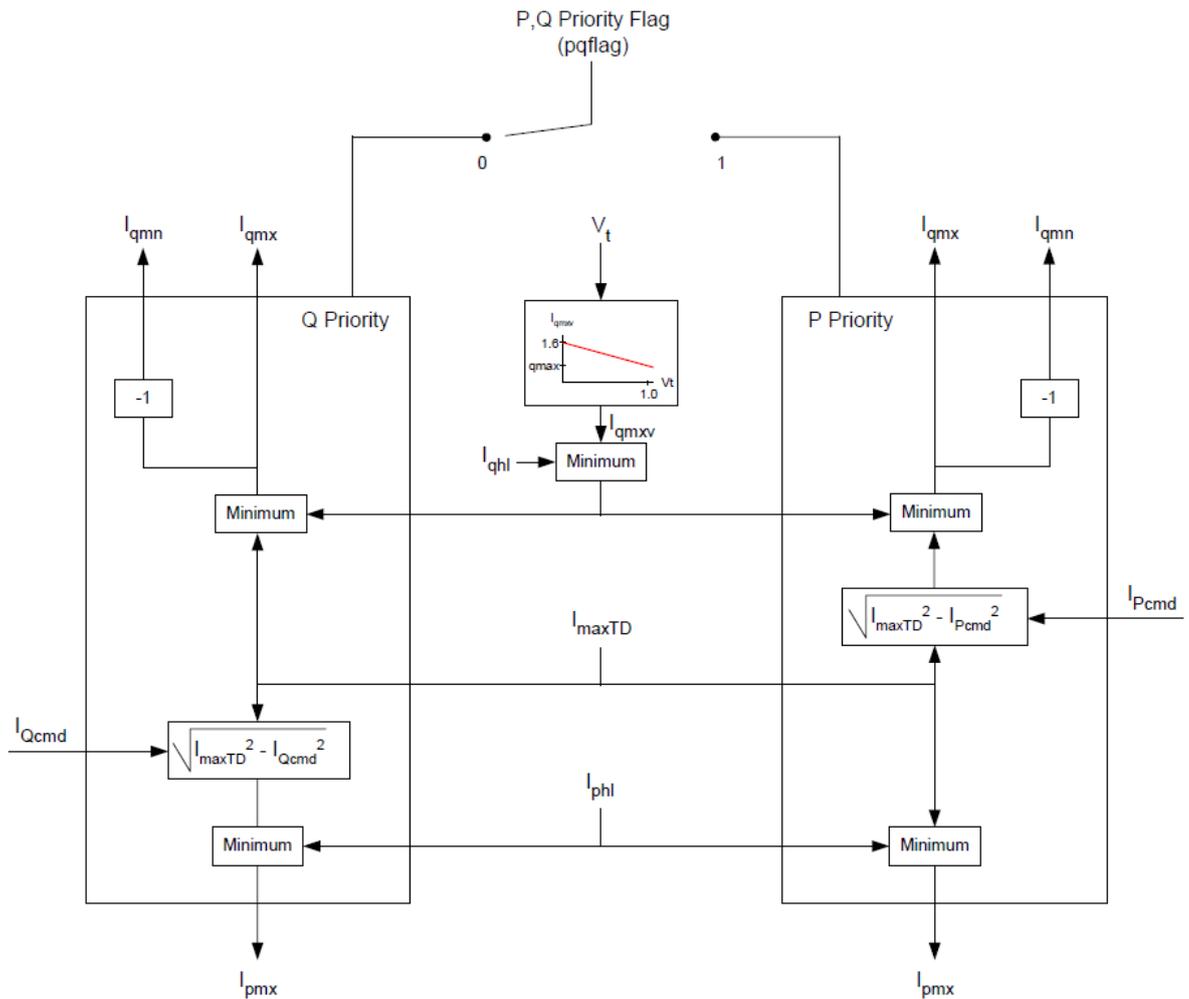


Figura 2.18: Bloque *Converter current limit*.

En [2] se presentan valores típicos para los diferentes parámetros que componen estos modelos, los mismos son válidos en general para una relación de “potencia de cortocircuito”/“potencia del parque” mayor a 5. De no ser así es posible ajustar los parámetros K_{pv} y K_{iv} de manera de mejorar la respuesta del sistema de control.[2]

2.8. *Active Power Control(APC)*

Este control está modelado dentro del módulo GEWTE1 del modelo de PSS/E y forma parte del sistema de control del parque eólico WindCONTROL. El *APC* implementa las siguientes funciones:

1. Definir la máxima generación de potencia activa.
2. Controlar la generación del parque de forma tal de tener un margen entre la potencia disponible a generar y la que efectivamente se está inyectando.
3. Controlar las rampas de potencia activa.
4. Respuestas ante desviaciones en la frecuencia.

Este control está por defecto deshabilitado, el mismo se activa colocando en el modelo GEWTE2 la ICONs M+4 (APCFLG) en 1. En condiciones normales, cuando la frecuencia del sistema está cerca de la nominal, el APC se encarga de inyectar la máxima potencia activa posible. En caso de desviaciones de frecuencia el control se comporta según lo definido por la curva ilustrada en la Figura 2.19. Para ajustar los cuatro puntos contamos con 8 variables, 4 frecuencias y 4 tensiones, estas variables se encuentran disponibles en el modelo GEWTE1 en las CONs J+27 hasta J+34. Estas variables poseen las siguientes restricciones en cuanto a su valor:

- El valor Pd(potencia activa correspondiente al “Punto D”) debe ser mayor o igual a la mínima potencia activa que el parque o la turbina pueda inyectar(en general este valor es 0,2 p.u. de la potencia nominal).
- El valor Fb (frecuencia asociada al “Punto B”) debe ser menor que 1 p.u..
- El valor Fc(frecuencia asociada al “Punto C”) debe ser mayor a 1 p.u..

Si bien en la actualidad existen requerimientos sobre los PE a conectarse en la red de transmisión referidos a la “regulación primaria” de frecuencia, todavía no han sido completamente definidos, pudiéndose apreciar en la Figura 2.20 lo actualmente especificado. Por tal motivo, y exceptuando los casos en los cuales se indique lo contrario, para este trabajo se considerará desactivado el *Active Power Control* del aerogenerador.

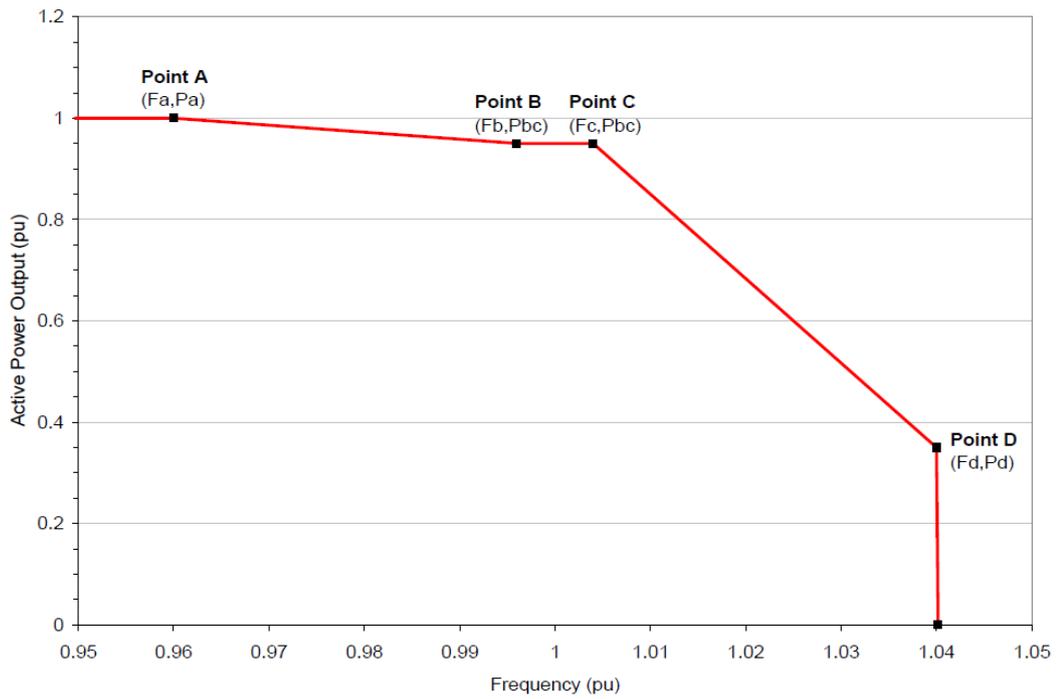


Figura 2.19: Característica de operación del control APC ante variaciones de frecuencia.[2]

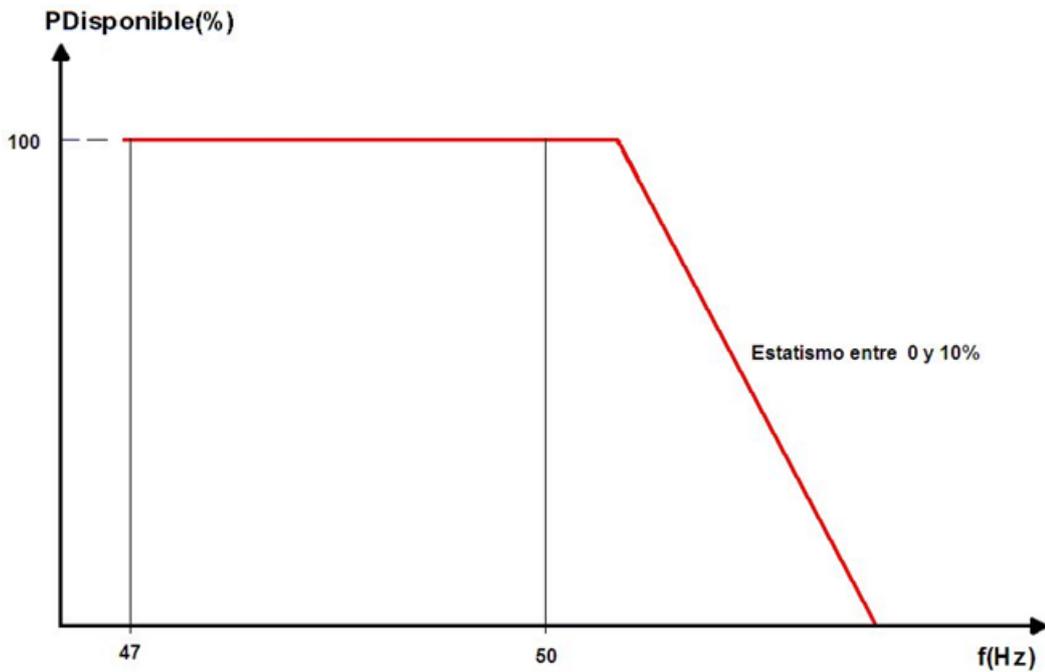


Figura 2.20: Ajuste del control de potencia activa - frecuencia especificado por UTE, el mismo es válido en el rango de frecuencia entre 50Hz y 52Hz.[6]

2.9. *Wind Gust and Ramp (WGUSTC)*

Este modelo (WGUSTC) nos permite simular tanto rampas de viento como ráfagas, esto hace posible observar la operación de los diferentes sistemas de control del aerogenerador dependiendo de la velocidad de viento. El modelo se controla mediante seis constantes, los mismos se describen a continuación:

- $J \implies T_{1g}$ tiempo de comienzo de la ráfaga, en segundos.
- $J+1 \implies T_g$ duración de la ráfaga, es segundos.
- $J+2 \implies \text{MAXG}$ pico de velocidad de la ráfaga sobre la velocidad de viento inicial, en m/s.
- $J+3 \implies T_{1r}$ tiempo en el que comienza la rampa, en segundos.
- $J+4 \implies T_{2r}$ tiempo en el que finaliza la rampa, en segundos.
- $J+5 \implies \text{MAXR}$ velocidad de viento al final de la rampa sobre la velocidad de viento inicial, en m/s.

Mediante las “CONs” $J\dots J+2$ especificamos los parámetros para emular una ráfaga de viento, con la $\text{CONs}(J)$ especificamos en que instante de tiempo comienza la ráfaga, con la $\text{CONs}(J+1)$ especificamos la duración de la rampa y con la $\text{CONs}(J+2)$ el valor en m/s del incremento máximo de velocidad simulado por la ráfaga respecto al valor inicial de velocidad de viento. Por otra parte, mediante las “CONs” $J+3\dots J+5$ especificamos los parámetros para emular una rampa de viento, con la $\text{CONs}(J+3)$ indicamos el instante de tiempo en el que comienza la rampa, con la $\text{CONs}(J+4)$ especificamos el tiempo en el que finaliza la rampa y con la $\text{CONs}(J+5)$ indicamos el incremento o decremento de la velocidad de viento respecto al valor inicial (En el caso de querer una rampa descendente el valor de la $\text{CONs}(J+5)$ debe ser negativo).

Respecto a la inicialización del modelo, para simulaciones en las cuales se pretenda variar la velocidad del viento vale la pena realizar algunas precisiones, tanto para el modelado de ráfagas de viento como para el de rampas es necesario tener especial cuidado en la inicialización del modelo. Más precisamente, es necesario que la potencia que está generado el parque en el flujo de carga inicial sea coherente con el valor inicial de la velocidad de viento al comienzo de la simulación dinámica. Este valor inicial de velocidad de viento se encuentra en la variable $\text{VAR}(M+2)$ del modelo WGUSTC. Una forma segura para inicializar correctamente el modelo es utilizar como valor inicial de potencia activa generada la potencia nominal del parque y utilizar como valor inicial para la velocidad de viento 12m/s, valor al cual se alcanza la potencia nominal del parque. De esta forma luego de inicializado el modelo es posible llevarlo a otro punto de funcionamiento variando el valor de la velocidad de viento.

2.10. Ejemplos de funcionamiento del modelo DFIG

En esta última sección se presentan algunas de las simulaciones realizadas para comprobar el funcionamiento del modelo, las mismas fueron realizadas sobre la red de prueba de la Figura 2.21, en la misma se evaluó la respuesta de dos PE con aerogeneradores DFIG de 49,5MW de potencia cada uno conectados en las barras 99971 y 98521.

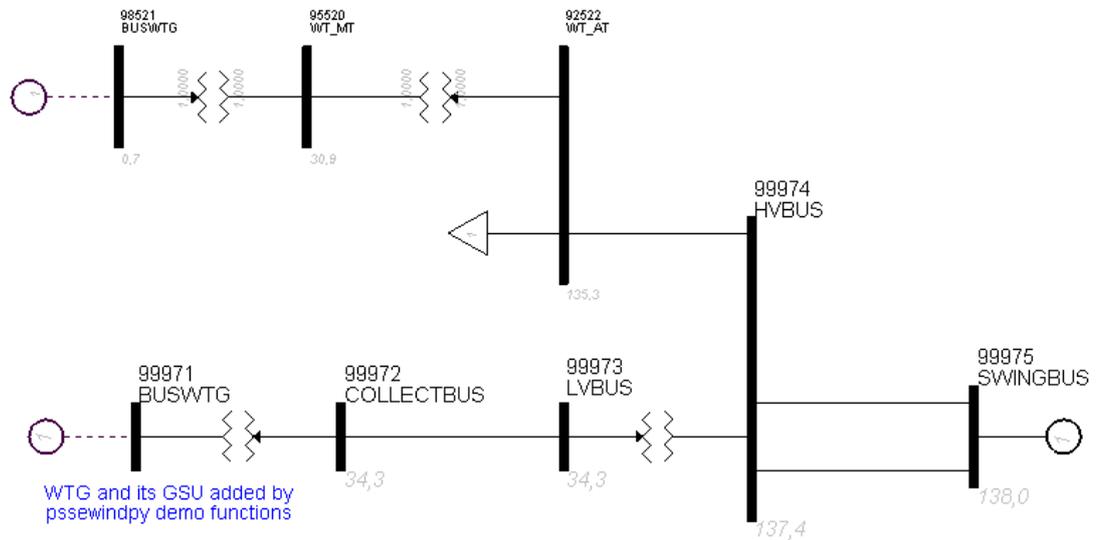


Figura 2.21: Red de prueba utilizada.

2.10.1. Simulación 1

Falta trifásica a tierra en barra 99972 durante 200ms, luego la falta es removida y el sistema continúa funcionando en las mismas condiciones que la situación pre-falta. El control de potencia reactiva está configurado de forma de implementar un control de tensión, para ello se asignan los siguientes valores VARFLG=1, PFAFLG=0 y $K_{qi}=0,1$. En este caso se ha implementado un curva LVRT muy simple, la misma presenta la característica ilustrada en la Figura 2.22. En las Figura 2.23 se presenta el andamio de la tensión en terminales, tensión en la barra de baja tensión del PE(99971), potencia activa y potencia reactiva inyectada por el PE.

Lo primero a notar en la simulación es un escalón en la potencia reactiva y una discrepancia entre la tensión en terminales de la máquina y la tensión de la barra 99971 en $t=1s$, esto es debido a que para esta simulación se utilizó un paso de integración de 10ms. Siguiendo con el análisis del comportamiento de la potencia reactiva vemos que en $t=1,18s$ la potencia cae a cero al igual que la tensión en terminales de la máquina, esto es debido a la curva LVRT implementada, luego de que la tensión en bornes de la máquina permanece por debajo de 0,8 p.u. por más de 100ms la protección envía el disparo y dado que el tiempo de actuación es de 80ms la máquina termina siendo desconectada en $t=1,18s$.⁸ Cabe notar que si bien mientras

⁸Este tiempo es un parámetro del modelo del relé de tensión mediante el cual se implementa la característica LVRT, el mismo es utilizado para representar la suma de los tiempos asociados a los retardos de los relés auxiliares más el tiempo propio del disyuntor.

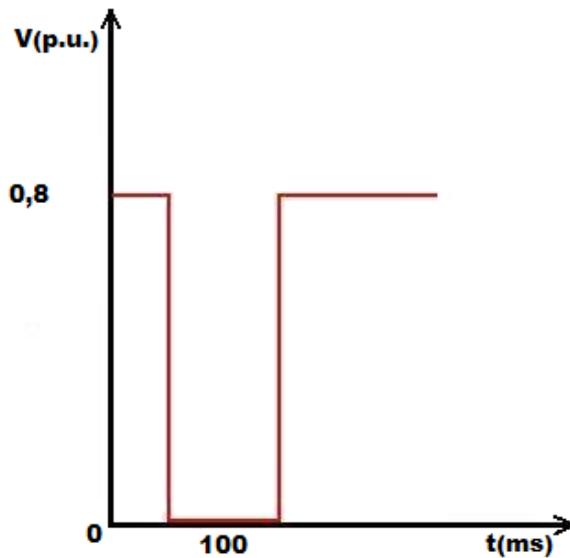


Figura 2.22: Característica LVRT implementada para el ejemplo.

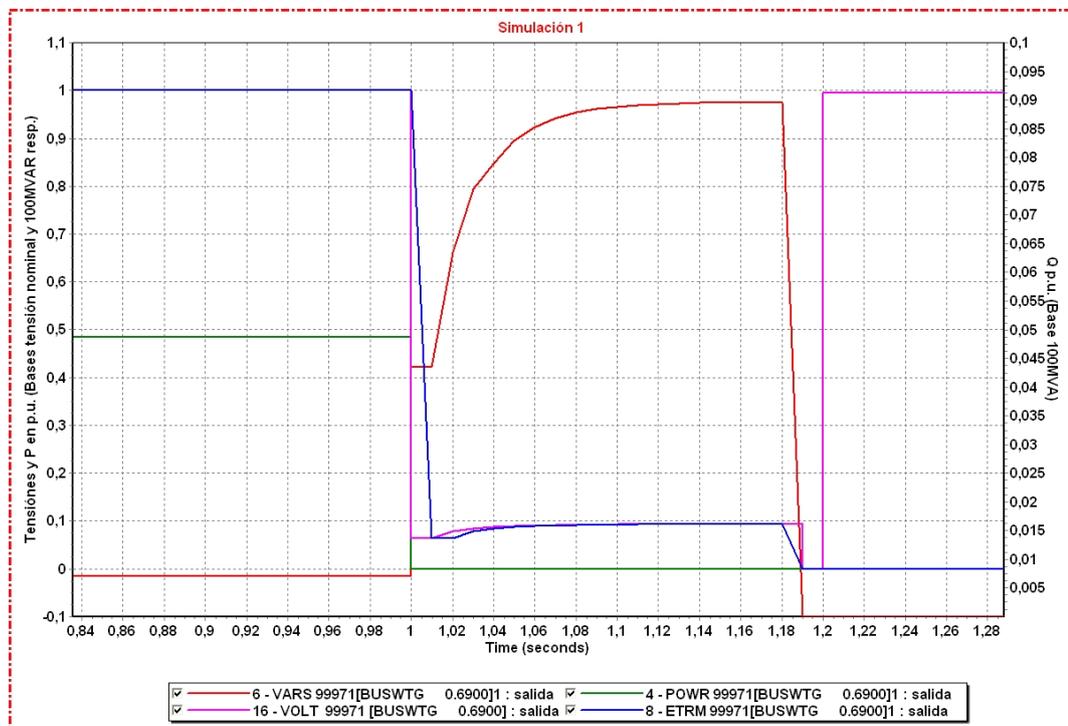


Figura 2.23: Resultado simulación 1.

el generador está conectado a la red la tensión de terminales(ETRM) y la tensión de la barra de conexión del generador(en este caso la barra 99971) coinciden, cuando el generador se desconecta de la red estas dos tensiones dejan de ser necesariamente iguales. Esto puede ser observado en la Figura 2.23, en la misma se aprecia como en $t=1,8s$ la máquina se desconecta de la red, cayendo a cero tanto la tensión de la barra como la de terminales debido al cese de inyección de potencia reactiva por parte del generador. Cuando es removida la falta($t=1,2s$) la tensión de la barra 99971 vuelve a su valor pre-falta, mientras que el valor de la tensión en terminales se mantiene en cero debido a que el generador permanece desconectado. Res-

pecto del comportamiento de la potencia activa, la misma cae a cero al comenzar el hueco de tensión obedeciendo al limitador de corriente ilustrado en las Figuras 2.5 y 2.6.

2.10.2. Simulación 2

Falta trifásica a tierra en barra 95520 durante 200ms, el modelo del PE igual al utilizado en la simulación 1. En este caso podemos ver que la tensión se mantiene por encima de 0,8 p.u. con lo cual la máquina no se desconecta, por otro lado vemos como la potencia activa es limitada mediante el limitador de corriente ilustrado en la Figura 2.5.

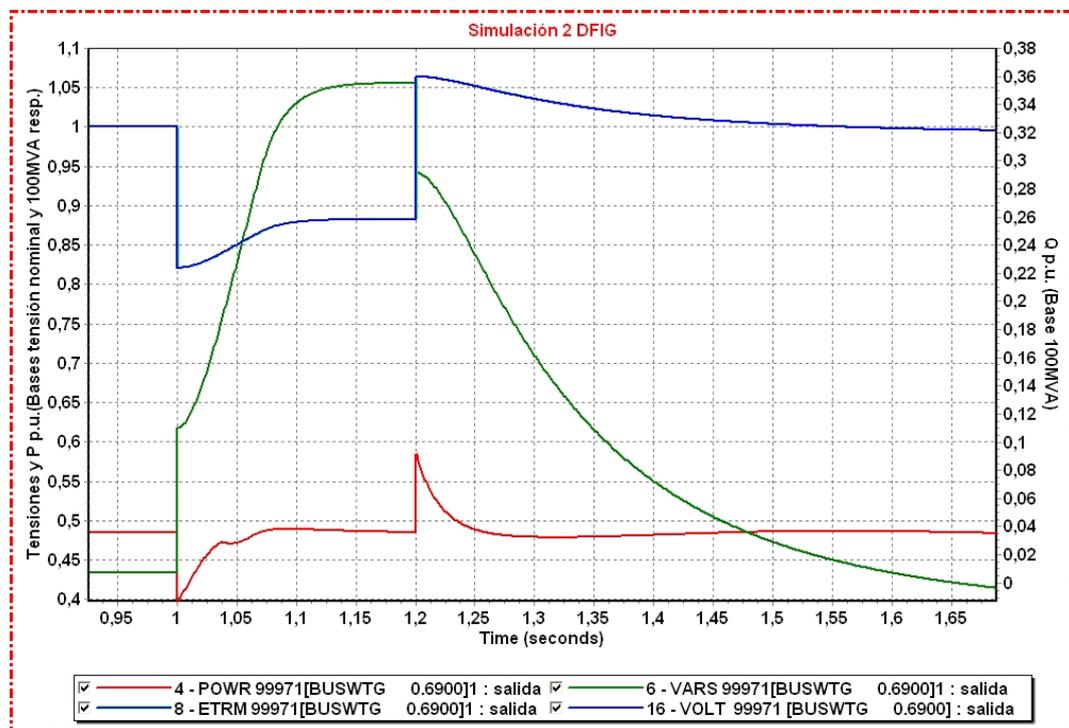


Figura 2.24: Resultado simulación 2.

2.10.3. Simulación 3

El fin de esta simulación es observar el funcionamiento del control de tensión, para ello se efectúan variaciones en el tap de transformador conectado en la barra 92522. Por lo tanto en $t=1s$ se modificó el punto del tap de forma de disminuir la tensión en bornes del PE, en la Figura 2.25 se aprecia como el PE incrementa la inyección de potencia reactiva hasta que la tensión alcanza un valor cercano al nominal. Luego de simular el sistema durante 15 segundos en estas condiciones el tap del mencionado transformador es vuelto a su posición inicial, pudiéndose observar en la Figura 2.26 el descenso de la potencia reactiva inyectada. En esta simulación se puede apreciar claramente el efecto del retardo asociado al lazo de control de corrientes, debido al mismo se pueden observar “picos” de tensión en $t=1s$ y $t=15s$.

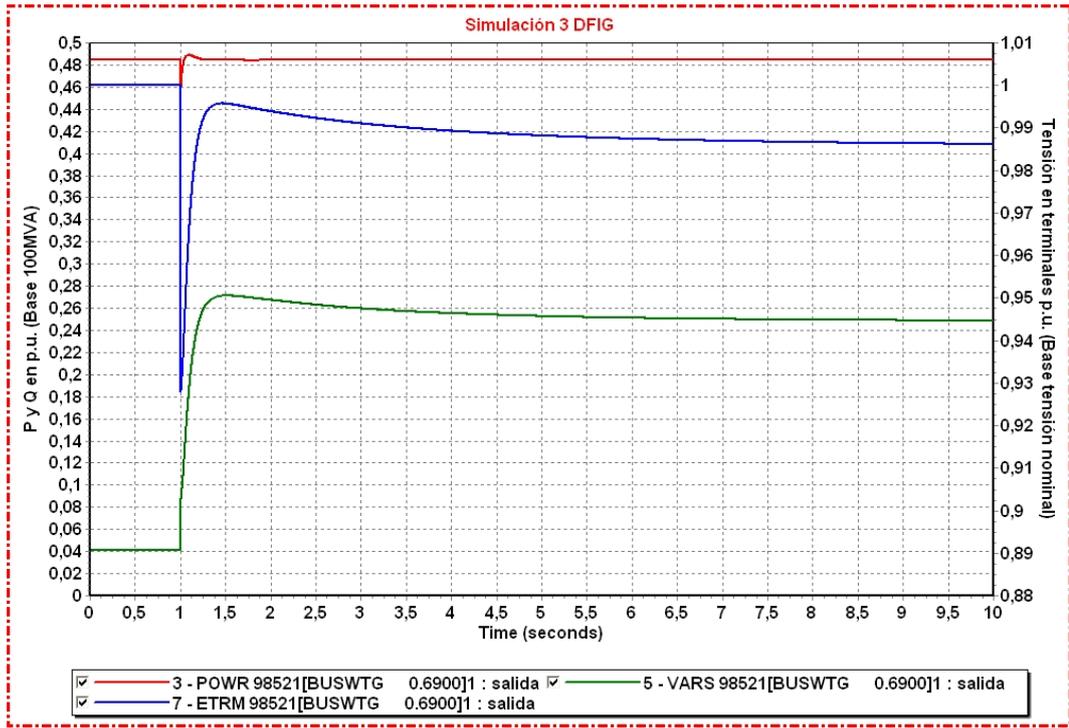


Figura 2.25: Resultado simulación 3, disminución de la tensión.

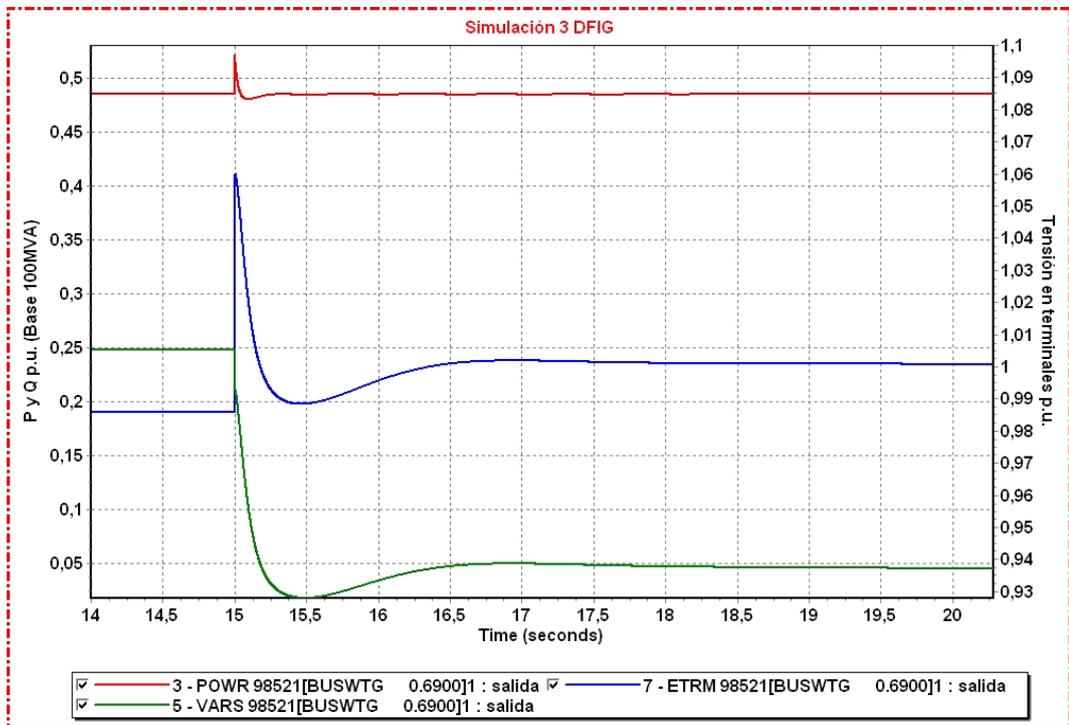


Figura 2.26: Resultado simulación 3, aumento de la tensión.

2.10.4. Simulación 4

En esta simulación se evalúa el funcionamiento del control de potencia reactiva en base a una consigna de potencia reactiva fija, para ello se ajustan los siguientes parámetros VARFLG=0, PFAFLG=0 y $K_{qi}=0,1$. La base para especificar la potencia reactiva a inyectar es la potencia nominal del PE, en este caso son 33 aerogeneradores cada uno con una potencia nominal de 1.67MVA, por lo tanto la potencia base para especificar la consigna de potencia reactiva al modelo será $1,67\text{MVA} \cdot 33 = 55,11\text{MVA}$.

La simulación queda definida por la siguiente secuencia de consignas:

- Desde $t=0$ hasta $t=1\text{s}$ se tiene $Q_{ref}=0.01253$ p.u.
- Desde $t=1$ hasta $t=10$ $Q_{ref}=0.1814$ p.u. (equivalentes a 10MVAR).
- Desde $t=10$ hasta $t=20$ $Q_{ref}=0.3629$ p.u. (equivalentes a 20MVAR).
- Desde $t=20$ hasta $t=40$ $Q_{ref}=-0.3629$ p.u. (equivalentes a -20MVAR).

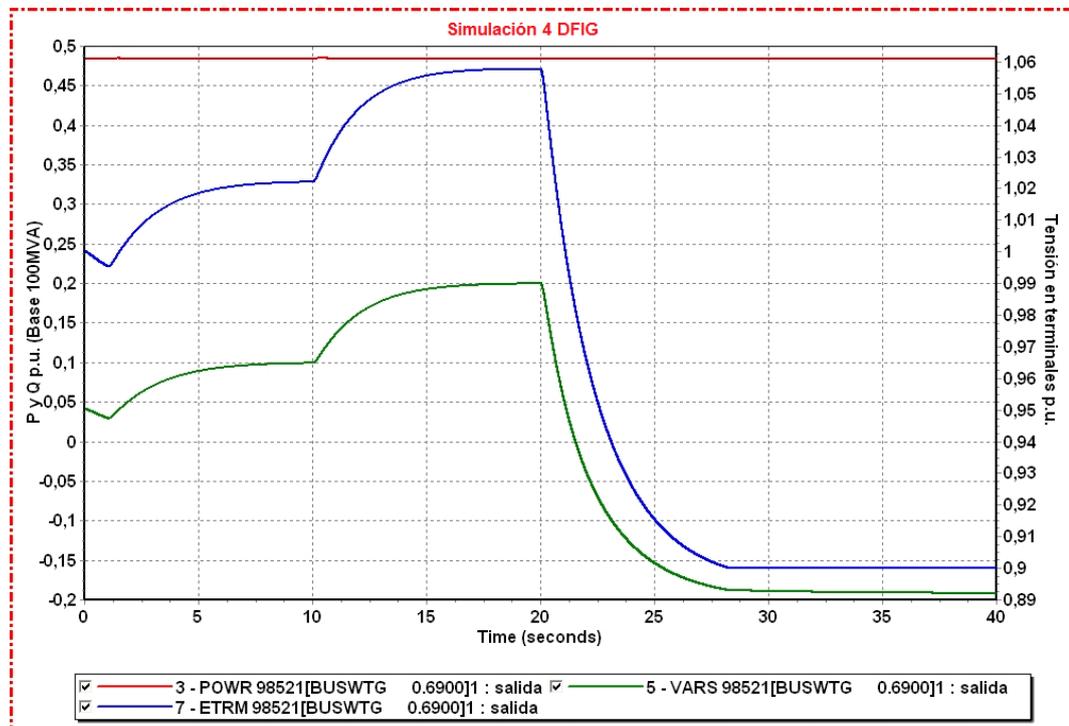


Figura 2.27: Resultado simulación 4, consigna de potencia reactiva.

Se aprecia en la Figura 2.27 como la potencia reactiva varía según cada una de las consignas hasta llegar al valor especificado, con excepción de la consigna correspondiente a -20MVAR. Esto es causado por el hecho de que la tensión en bornes del PE alcanzó el valor 0,9 p.u. limitando por lo tanto la absorción de potencia reactiva, esta limitante es independiente del modo de control de potencia reactiva seleccionado tal cual puede apreciarse en las Figuras 2.15 y 2.16. Cabe destacar que el valor por defecto de la constante V_{min} del limitador de la Figura 2.16 es 0,9 p.u..

2.10.5. Simulación 5

En esta simulación se evalúa el funcionamiento del control de potencia reactiva en base a una consigna de factor de potencia fija, para ello se ajustan los siguientes parámetros VARFLG=0, PFAFLG=1 y Kqi=0,5. Vale recordar que la consigna de factor de potencia debe ingresarse al modelo como el argumento de la potencia aparente en radianes. La simulación quedó definida por la siguiente secuencia de consignas:

- Desde t=0 hasta t=5s se tiene $P_{Fref}=0$.
- Desde t=5s hasta t=10s se tiene $P_{Fref}=0.2035\text{rad}$. Este ángulo de factor de potencia es el equivalente a inyectar 10MVAR.
- Desde t=10s hasta t=20s se tiene $P_{Fref}=-0.1028\text{rad}$. Este ángulo de factor de potencia es el equivalente a absorber 5MVAR.

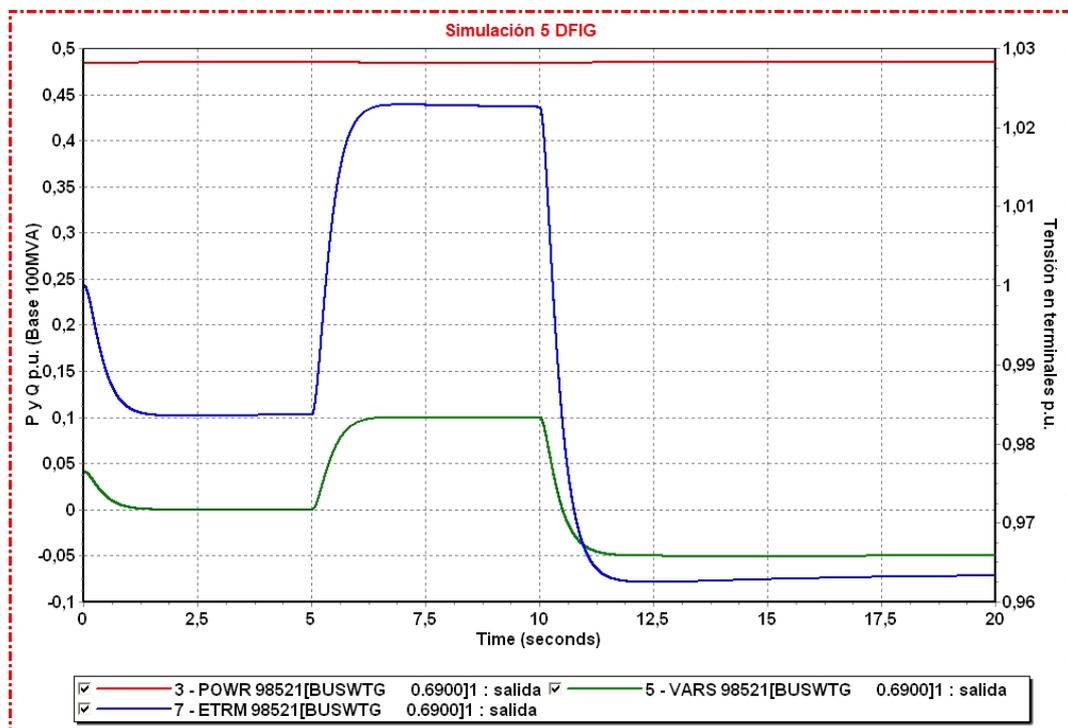


Figura 2.28: Resultado simulación 5, consigna de factor de potencia.

Metodología de cálculo para las AdV

3.1. Descripción

Como se mencionó anteriormente el estudio de áreas de vulnerabilidad consiste en un análisis del comportamiento de las tensiones en los diferentes nodos del sistema ante un cortocircuito. En las diferentes etapas de este estudio se han analizado tanto cortocircuitos trifásicos como fase—tierra en barras y líneas de la red de transmisión. En el presente trabajo fueron utilizadas dos metodologías de cálculo para determinar las tensiones en el sistema ante la ocurrencia de un cortocircuito, por un lado se utilizó un método basado en la realización de simulaciones dinámicas y por otro se utilizó un método basado en el cálculo algebraico de cortocircuitos, en ambos casos el software utilizado para el cálculo fue el PSS/E versión 32.

El sistema de cálculo propuesto para evaluar el comportamiento de las tensiones en base a la realización de simulaciones dinámicas conlleva ciertas ventajas y desventajas al momento de realizar el estudio:

■ Ventajas

- Es posible generar una mayor cantidad de información, para que luego sea analizada.
- Permite realizar un manejo más sencillo de la información, esto es debido a la forma en que el PSS/E devuelve la información asociada a las simulaciones dinámicas.
- Introduce la variable “tiempo” en el análisis, permitiendo ampliar el espectro de análisis a realizar.

■ Desventajas

- Solo podemos obtener información de las variables de secuencia directa, con lo cual solo es razonable utilizarlo para la evaluación de cortocircuitos trifásicos equilibrados.
- Mayor tiempo de cálculo.
- Mayor complejidad al momento de realizar el cálculo, este procedimiento implica realizar simulaciones dinámicas por lo tanto hay que modelar para tales fines el sistema eléctrico.

En base a estas características y en especial a la forma en la que el PSS/E devuelve los valores de tensión resultado de las simulaciones dinámicas, este procedimiento fue utilizado

para el cálculo de las tensiones en el sistema ante un cortocircuito trifásico únicamente. Por lo tanto el sistema de cálculo propuesto para registrar el comportamiento de las tensiones ante un cortocircuito basado en la realización de simulaciones dinámicas fue implementado de la siguiente forma, dado un escenario y un cortocircuito trifásico en el punto “X” la simulación consiste en:

1. Simular el sistema en régimen desde $t = 0s$ hasta $t = 1s$.
2. En $t=1s$ aplicar un cortocircuito trifásico en el punto “X” y es mantenido hasta $t=1,1s$.

En tanto el tiempo de falta a simular fue definido como 100ms por dos motivos:

- En este tiempo la tensión en las barras de alta tensión en las cuales están conectados los parques eólicos se ve estabilizada, o sea ya han alcanzado su máxima capacidad de inyección de potencia reactiva¹. Esto permite evaluar ciertos aspectos del comportamiento y de las capacidades de cada uno de los parques luego de que su control de tensión haya actuado.
- En estas simulaciones dinámicas no han sido modelados los efectos de la actuación de las protecciones del SE, razón por la cual los resultados obtenidos reproducirán el comportamiento del SE durante el período en que las protecciones del mismo no hayan actuado. Por lo tanto para tiempos mayores a 100ms es esperable que ciertas protecciones ya hayan actuado, modificando así la topología del SE. Por otro lado, se supone que utilizando los valores de tensión obtenidos para los primeros 25ms de la perturbación, los resultados obtenidos serán independientes del ajuste de las protecciones del SE.

Por otro lado el sistema de cálculo de las tensiones ante un cortocircuito fase–tierra estuvo basado en la actividad “Solve and reporte network with unbalanced” del software PSS/E, la misma permite calcular cortocircuitos desbalanceados en cualquier punto de una línea, siendo su principal desventaja que por tratarse de un cálculo algebraico y no de una simulación dinámica no es tenida en cuenta la variable tiempo. Tanto para el método de cálculo algebraico como para el dinámico fueron desarrolladas aplicaciones en Matlab y Python de forma tal de poder sistematizar la realización de las simulaciones y el procesamiento de los resultados.

Se entiende que los resultados obtenidos mediante estos procedimientos son válidos en el entendido de que el objetivo del estudio es realizar una primera aproximación al tema, mediante la cual sea posible caracterizar el comportamiento de las tensiones en el SE uruguayo ante la ocurrencia de un cortocircuito en el mismo.

¹Esto ha sido verificado mediante simulaciones dinámicas.

Análisis Global del sistema

4.1. Generalidades

4.1.1. Descripción del análisis

Este análisis tiene como objetivo caracterizar el comportamiento del SE desde el punto de vista de las tensiones ante un cortocircuito. En esencia han sido analizados dos aspectos del sistema, por un lado cuales son las zonas del SE más afectadas por la ocurrencia de cortocircuitos, y por otro lado cuales son las zonas del SE que de ocurrir un cortocircuito en las mismas afectan más gravemente al sistema¹.

El estudio fue realizado en dos fase, en una primer fase se analizaron dos escenarios de mínimo de demanda, uno correspondiente al año 2013 y otro correspondiente al año 2017. Estos escenarios a priori tratan de representar las situaciones más desfavorables para el SE del punto de vista de las tensiones, dado que la potencia de cortocircuito será mínima, lo cual se debe a la poca cantidad de generadores en servicio necesaria para abastecer la demanda del sistema. En la segunda fase se han analizado los escenarios de máxima demanda del SE uruguayo, estos escenarios representan una situación en la que el sistema opera con una alta potencia de cortocircuito, dado que para abastecer la demanda interna se pone en servicio un volumen importante de generadores dentro del SE uruguayo. Normalmente este tipo de escenarios son utilizados para analizar la estabilidad transitoria de un SE. Para esta fase fueron realizados los mismos estudios que para los escenarios de mínimo de demanda, con la diferencia que en este caso el análisis de los resultados se realizó mediante la comparación de los resultados obtenidos en los escenarios de mínima de demanda con los resultados obtenidos en los escenarios de máxima de demanda.

4.1.2. Definición de la tensión en falta

Siempre que en este capítulo se refiera a la tensión de una barra durante el cortocircuito y no se indique lo contrario se estará haciendo referencia a un valor de tensión calculado, el cual intenta representar el mínimo valor de tensión que registrará el sistema de protección/control durante un hueco de tensión. Este valor ha sido calculado, de forma arbitraria, como el promedio del valor de la tensión durante los primeros 25ms de defecto (el paso de integración utilizado en todos los casos es 1ms). Esta definición arbitraria se basa en el supuesto de que el sistema de control de aerogenerador utiliza una ventana móvil de muestras de la onda de tensión para calcular el valor RMS de la tensión en un determinado instante.

¹En este caso la gravedad con la que el sistema se ve afectado será medida en función de la disminución que cause en las tensiones de cada una de las barras del sistema.

Esto implica que el sistema de control del aerogenerador no detectará de forma instantánea el valor RMS de la tensión correspondiente al comienzo del hueco, tal como lo calcula y grafica el PSS/E. Este valor RMS “instantáneo” es calculado por el software de simulación suponiendo que, en cada paso de integración el sistema se encuentra en régimen. En la realidad para obtener un valor RMS de tensión es necesario un conjunto de muestras sobre las cuales trabajar. Por lo tanto cuando la ventana móvil esté completamente “dentro de la perturbación”, como se muestra en la Figura 4.1, el cálculo del valor RMS de la tensión en base al conjunto de muestras contenidas en la ventana arrojará un valor RMS mayor al indicado por el PSS/E para el primer punto del hueco($t=1,001s$). Esto se debe a que la amplitud de la tensión no es constante durante todo el período contenido en la ventana, sino que se incrementa levemente con el correr del tiempo como resultado de la inyección de potencia reactiva. De todos modos vale hacer notar que, en base a simulaciones realizadas previamente se determinó que durante los primeros 25ms luego de aplicado el cortocircuito la tensión tiene un incremento(tomando como punto de partida el valor inicial de la tensión luego de aplicarse se falta) de aproximadamente un 1,5 % respecto al valor nominal de la tensión, esto puede ser observado en la Figura 4.2. Por tal motivo, el efecto de realizar el promedio de los valores de tensión durante los primeros 25ms no va a producir variaciones significativas en los resultados. Definimos por lo tanto la tensión residual de la barra $B1$ durante el cortocircuito como:

$$V_{residual} = \frac{\sum_{t=1}^{t=1,025} V_{B1t}}{25} \quad (4.1)$$

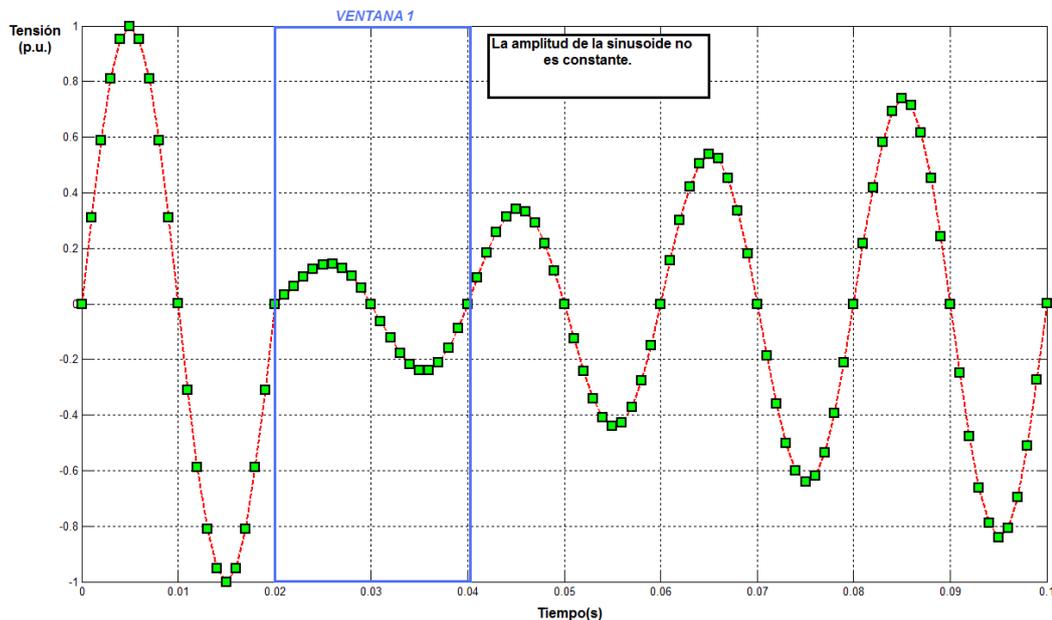


Figura 4.1: Ejemplo ventana móvil para cálculo del valor RMS de una señal.

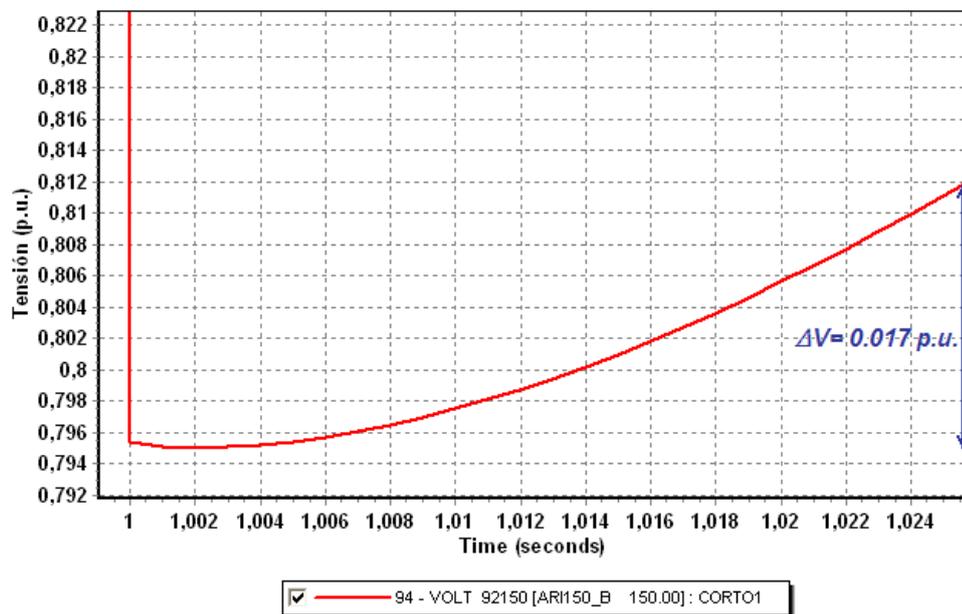
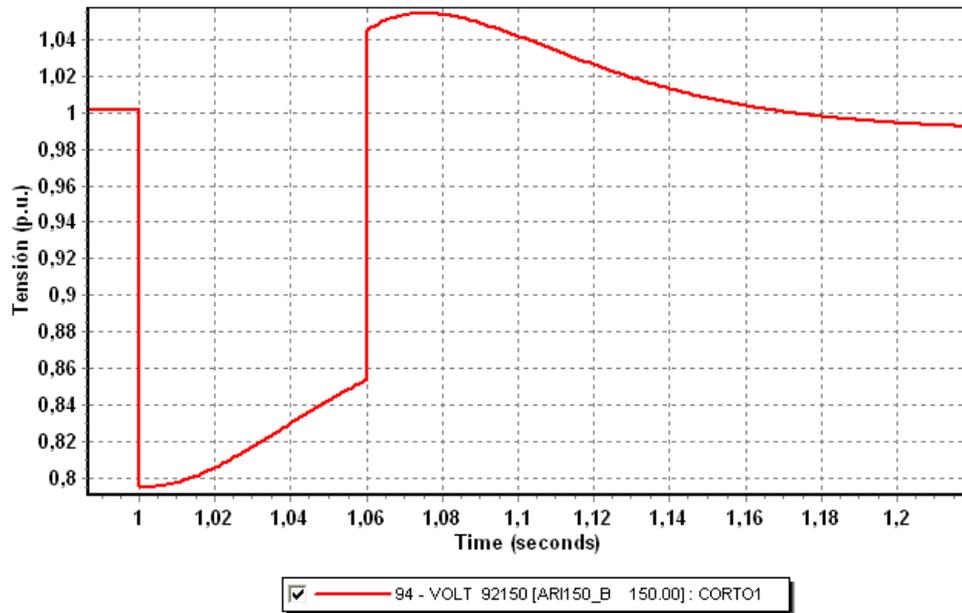


Figura 4.2: Ejemplo, tensión calculada por el PSS/E durante el cortocircuito.

4.1.3. Índices utilizados

Con la finalidad de realizar el análisis de los dos aspectos mencionados en el punto 4.1.1 se desarrollaron una serie de indicadores, los cuales permiten medir los dichos aspectos. La primera parte del análisis consiste en la creación de dos índices para cada una de las barras del sistema y para cada escenario simulado. A modo de ejemplo, los índices asociados a la barra “B1” quedan definidos de la siguiente manera:

- $Indice1_{B1}$: Número de cortocircuitos simulados que hacen que la tensión en la barra “B1” sea inferior a la tensión umbral (U_{umbral}).
- $Indice2_{B1}$: Número de barras que tienen tensión menor al umbral si hay un cortocircuito en la barra “B1”.

Ambos índices permiten caracterizar el comportamiento del sistema eléctrico frente a un cortocircuito, el *Indice1* permite identificar cuáles son las barras más vulnerables del sistema; en tanto el *Indice2* permite evaluar cuales son los puntos más críticos del sistema al momento de definir dónde simular un cortocircuito. Por lo tanto el *Indice1* tendrá una utilidad al momento de definir que nodos del SE están más expuestos a la ocurrencia de huecos de tensión. En tanto el *Indice2* permitirá evaluar cuales son las barras más críticas para simular cortocircuitos en el sistema, considerando por ejemplo que la barra B1 es más crítica que la barra B2 si la aparición de un cortocircuito en la barra B1 produce una tensión inferior al umbral en un número de barras superior al que produce un cortocircuito en la barra B2.

Los índices mencionados en el párrafo anterior tienen la particularidad de que no reflejan necesariamente “cuan probable”² es una determinada falta. Como mecanismo para valorar cuan probable o no es la ocurrencia de un determinado defecto, se propone ponderar los índices definidos en el párrafo anterior por la suma de los kilómetros de líneas y/o cables que llegan a la barra y se encuentren dentro de un entorno de la misma, dividido por el radio del entorno. Dado que lo que estamos calculando son cortocircuitos en las diferentes estaciones del sistema (barras), podemos suponer que los valores de tensión en el sistema resultado de un cortocircuito en la barra “B1” son aproximadamente iguales³ a un cortocircuito sobre cualquier línea que llega a la barra “B1” en un entorno “E” de la barra “B1”. En base a lo anterior se le asigna más peso a los resultados de un cortocircuito en una determinada barra cuantos más kilómetros de línea haya dentro del entorno. Para su implementación se asume que todas las líneas son radiales respecto a la barra en cuestión. La forma propuesta en este punto para ponderar el efecto de un cortocircuito sobre cada una de las barras del SE puede ser una opción al momento de evaluar posibles escenarios futuros, en los cuales se incorporan nuevos elementos a la red para los que no se tienen estadísticas de fallas.

²La probabilidad a la que se hace referencia está asociada únicamente a la topología de la red, no teniéndose en cuenta factores externos como pueden ser el índice cerámico, contaminación ambiental, etc.

³Desde el punto de vista de las tensiones y despreciando las diferencias en las impedancias de c/u de las líneas que llegan a una misma barra

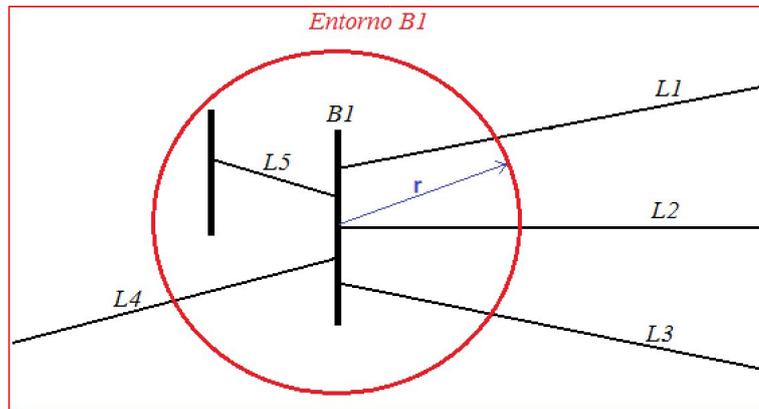


Figura 4.3: Ejemplo ponderación de índices para barra B1.

4.1.4. Implementación de los índices ponderados

Para poder calcular los índices ponderados utilizando el concepto descrito en el punto anterior primero se determinan los Factores de Ocurrencia (FO) para cada barra, este factor intenta reflejar cuan probable es la ocurrencia de c/u de los cortocircuitos analizados.

Dada una barra “ $B1$ ” el factor de ocurrencia asociado (FO_{B1}) se define como:

$$FO_{B1} = \frac{r * K_1 + \sum_{j=1}^{K_2} L_j}{r} \quad (4.2)$$

Donde r es el radio del entorno⁴, K_1 es el número de líneas que llegan a la barra B_1 cuya longitud es mayor a r , K_2 es el número de líneas que llegan a la barra B_1 cuya longitud es inferior a r y L_j es la longitud de la línea j la cual debe ser menor que r . Extendiendo el cálculo anterior para c/u de las barras del sistema se obtiene un vector FO con los factores de ocurrencia para c/u de las barras del sistema.

Ahora para calcular los índices *Indice1* e *Indice2* ponderados se procede de la siguiente forma:

- *Indice1* Ponderado ($I1_P$)

$$I1_P(B_1) = \sum_{j \in A} FO_j \quad (4.3)$$

Donde A es el conjunto de las barras pertenecientes al SE, para las cuales, si ocurriese un cortocircuito trifásico en una de ellas la tensión en la barra B_1 durante el defecto sería menor a la tensión umbral.

- *Indice2* Ponderado ($I2_P$)

$$I2_P(B_1) = FO_{B1} * I2_{B1} \quad (4.4)$$

Donde $I2_{B1}$ y FO_{B1} son el índice *Indice2* y el factor de ocurrencia asociado a la barra $B1$.

El valor del radio r que determina el entorno de cada barra fue fijado en 5km.

⁴Este es definido una sola vez para todas las barras del sistema

4.2. Fase 1- MIN2013 y MIN2017

4.2.1. Análisis del sistema según umbrales de tensión, evaluación de los índices $I1$ e $I2$ para el escenario 2013

En este primer análisis se determinan los índices $I1$ y $I2$ en función de diferentes tensiones umbrales U_{umbral} . A continuación se ilustran las gráficas con cada uno de los índices para los escenarios descritos en el punto 4.1.1.

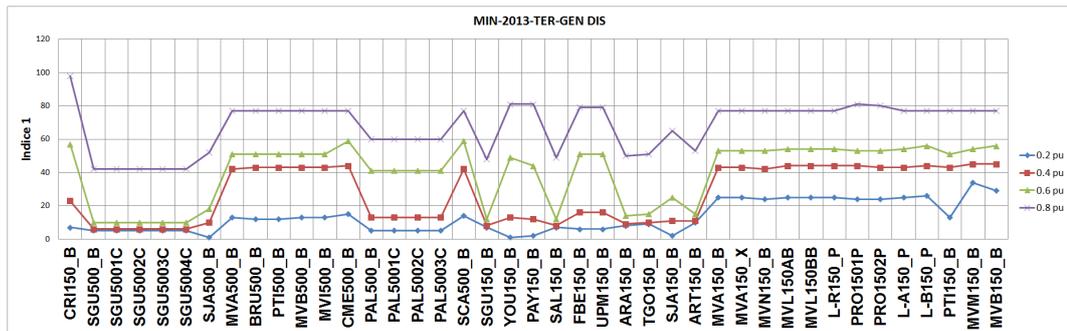


Figura 4.4: Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

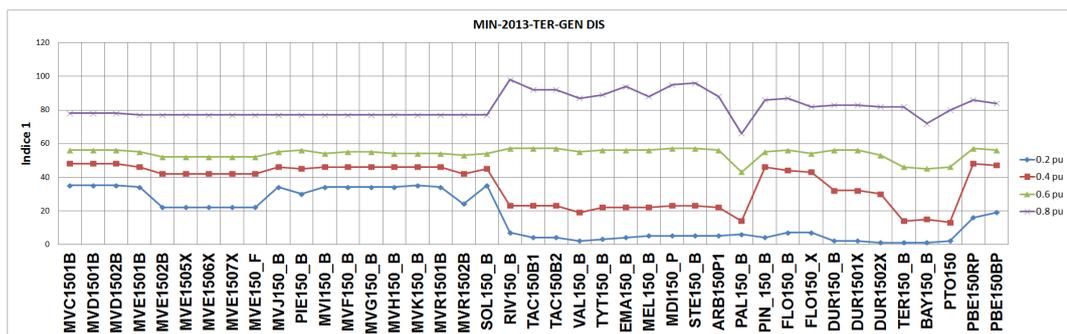


Figura 4.5: Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

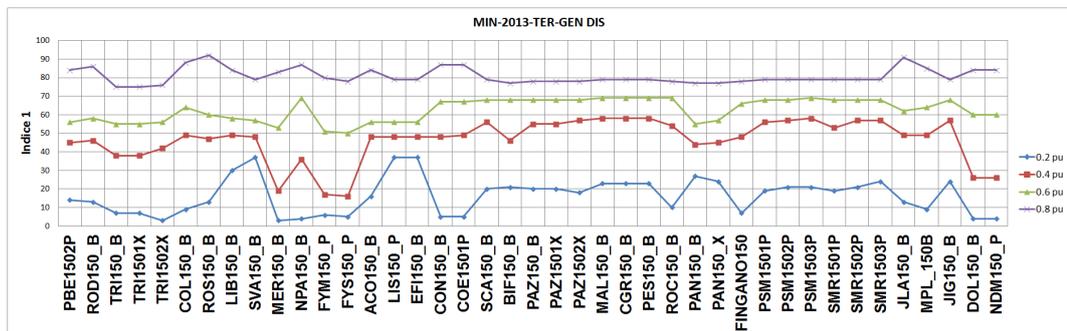


Figura 4.6: Comparación del índice $I1$ para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

De las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 podemos concluir que:

- Las estaciones dentro del departamento de Montevideo tienen un comportamiento muy similar en cuanto a las tensiones, esto es debido a la fuerte interconexión entre dichas estaciones y a la poca distancia que hay entre las mismas.
- Las barras de 500kV son las que presentan en general índices más bajos, esto es coherente con el hecho de que pertenecen a una red que, si bien está interconectada con la de 150kV, es mucho más fuerte.
- En la mayoría de los nodos del SE el valor que toman los índices para cada uno de los umbrales es muy similar.

Ahora en las figuras 4.7, 4.8 y 4.9 podemos observar los resultados del cálculo del índice I_2 para cada una de las barras. En este caso podemos observar que:

- Las barras que mas afectan al SE en caso de ocurrir un cortocircuito son las barras de 500kV y algunas estaciones de montevideo en 150kV, en particular MVA150.
- Llama la atención la gran diferencia entre el umbral 0,2 p.u. y 0,4 p.u. que se observa en las barras de SGU500, revisando los resultados se observa que un cortocircuito en estas barras deja la tensión en la mayoría de las barras del sistema en el entorno de 0,3 p.u.. De hecho el promedio de los valores de tensión en cada una de las barras es de 0,307 p.u..
- Los cortocircuitos que menos afectan al sistema son aquellos que se dan en las barras de 150kV ubicadas del Río Negro hacia el norte del país. También se observa que el índice I_2 asociado a las barras de DUR, TRI, FLO y NPA es del orden de los asociados a las barras del norte del país.

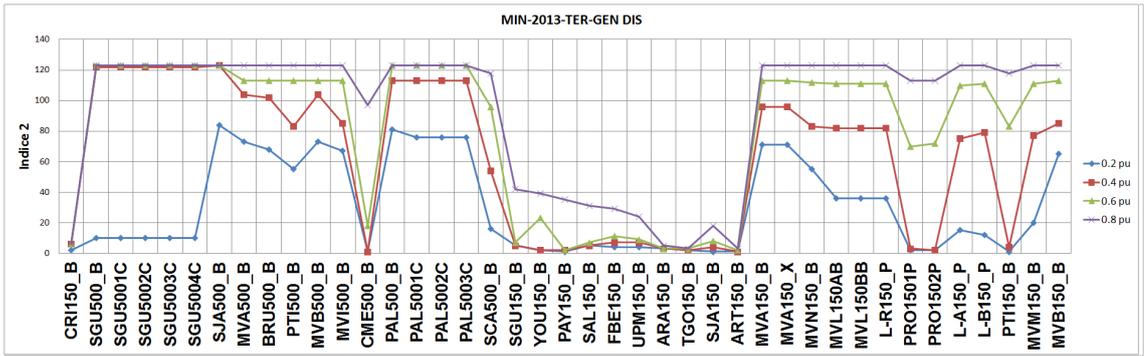


Figura 4.7: Comparación del índice I_2 para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

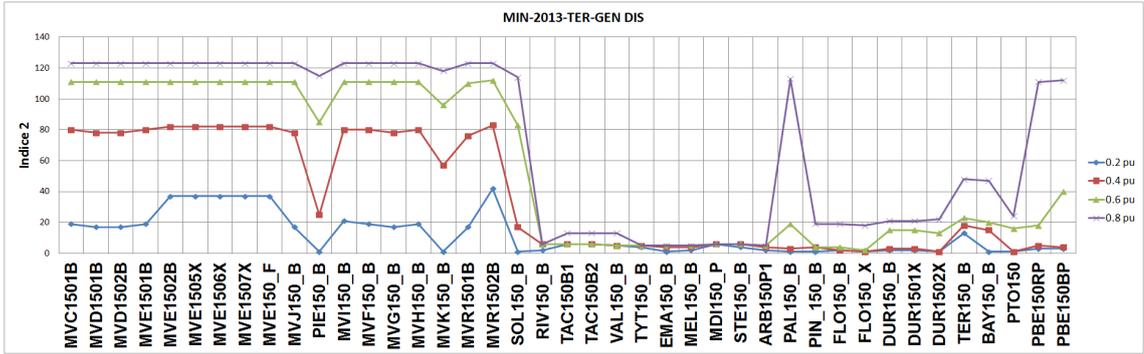


Figura 4.8: Comparación del índice I_2 para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

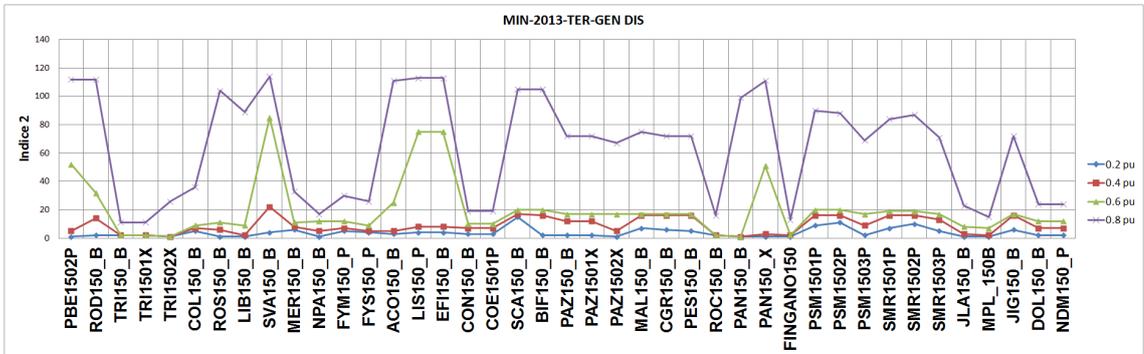


Figura 4.9: Comparación del índice I_2 para diferentes umbrales, escenario MIN2013.

4.2.2. Análisis del sistema según umbrales de tensión, evaluación de los índices I_{1P} e I_{2P} para el escenario 2013

En este punto se presentarán los resultados asociados al cálculo de los índices I_{1P} e I_{2P} .

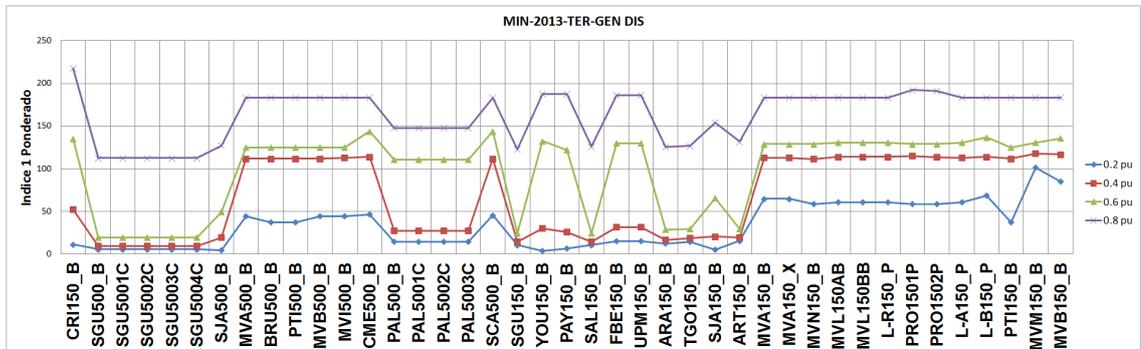


Figura 4.10: Comparación del índice I_{1P} para diferentes umbrales, MIN2013.

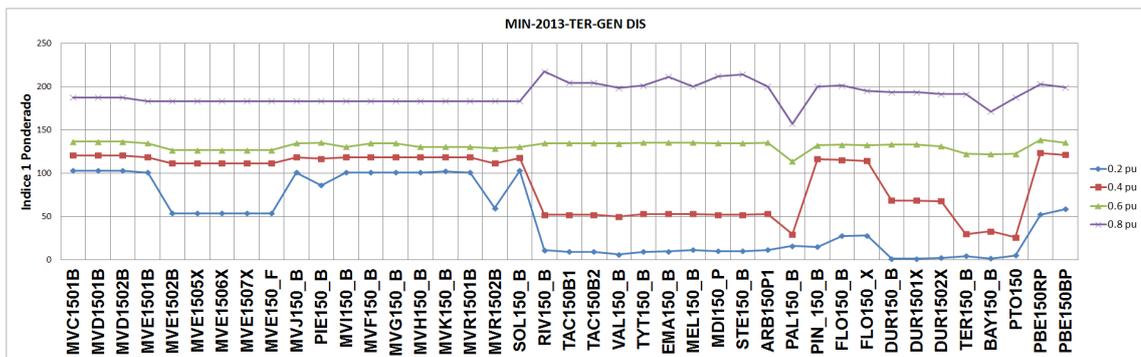


Figura 4.11: Comparación del índice I_{1P} para diferentes umbrales, MIN2013.

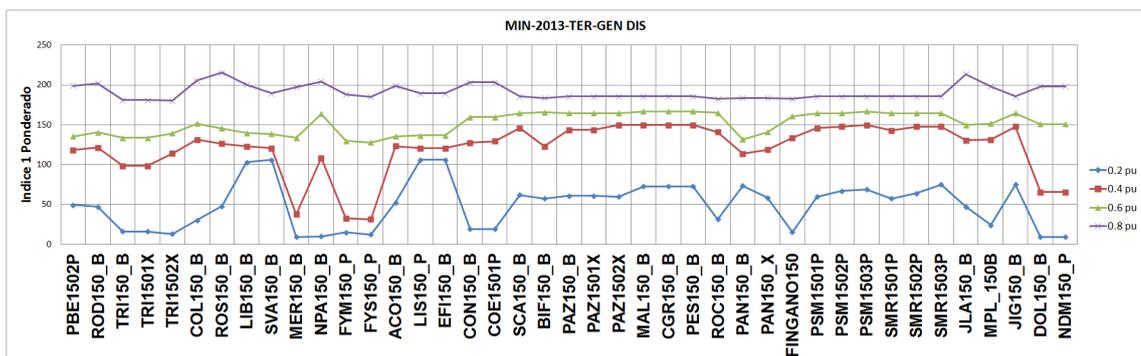


Figura 4.12: Comparación del índice I_{1P} para diferentes umbrales, MIN2013.

Al comparar los resultados del índice $I1_P$ y los resultados del índice $I2_P$ podemos observar que la relación entre los índices de las barras prácticamente no cambian, o sea si en el índice $I2_P$ la relación entre las barras A y B es de 10 en el índice $I1_P$ la relación entre las barras A y B seguirá siendo aproximadamente 10. Esto es debido en gran parte a la construcción del factor de ocurrencia, en particular al hecho de que la variación entre el valor máximo y el mínimo del factor de ocurrencia es pequeña en comparación a la cantidad de términos sumados para construir el índice $I1_P$. Observando ahora el índice $I2_P$ (Figuras 4.13, 4.14 y 4.15) vemos como hay unas pocas barras que sobresalen sobre el resto, destacándose en particular las barras de MVA150, MVI150, MVB150, PAL500, SJA150, y SGU500. Como se puede observar al aplicar el factor de ocurrencia al índice $I2_P$ se logra reducir el número de barras “críticas” del sistema a un número más acotado.

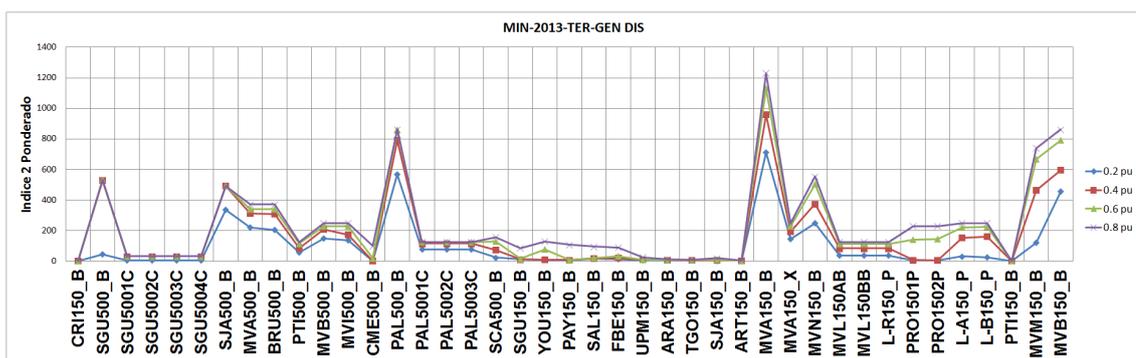


Figura 4.13: Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.

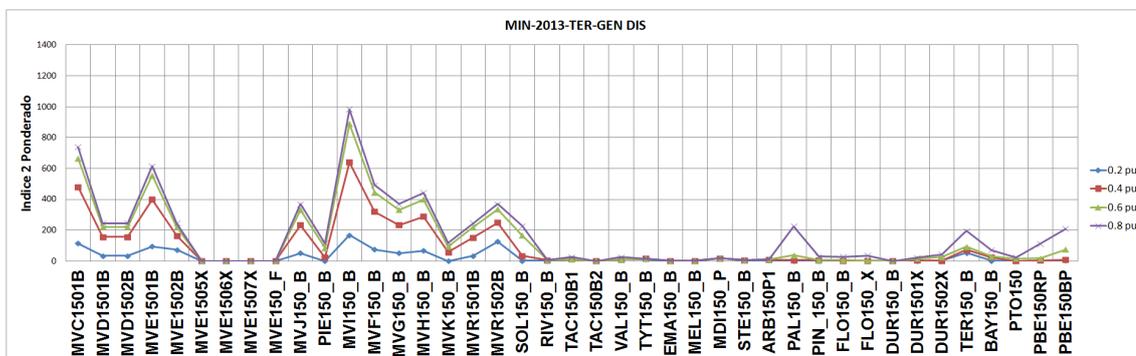


Figura 4.14: Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.

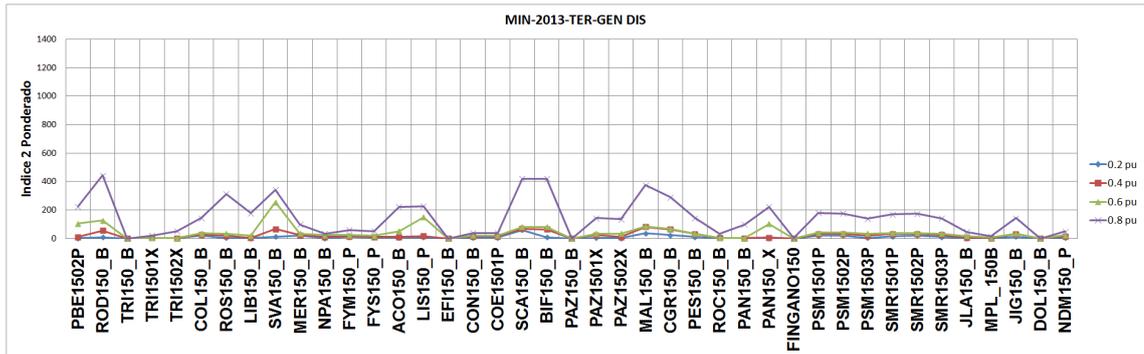


Figura 4.15: Comparación del índice $I2_P$ para diferentes umbrales, MIN2013.

4.2.3. Resultados obtenidos para el escenario MIN2017

Si bien se realizó el mismo análisis para el escenario MIN2017 que el realizado para el escenario MIN2013, solo serán presentados los resultados de la comparación de dicho escenario con el escenario MIN2013 mediante las gráficas incluidas en el Anexo C. Esto es debido a que la diferencia en los índices para estos dos escenarios no es significativa, llegando a la conclusión de que si bien se pueden apreciar algunas diferencias puntuales, el cambio de topología de la red proyectada para el año 2017 no generará cambios importantes en los valores de tensión durante los cortocircuitos. Por otro lado para una misma barra la diferencia entre los índices del MIN2013 y los del MIN2017 no siempre tienen el mismo signo, o sea dependiendo del umbral observado una misma barra el valor de un determinado índice puede ser mayor en el MIN2017 que en el MIN2013 o viceversa.

4.3. Fase 2- MAX2013 y MAX2017

4.3.1. Variación de los índices respecto a los escenarios de mínimo de demanda

De la comparación de los índices calculados para los escenarios de máximo y mínimo de demanda surge que, para la mayoría de las barras tanto los índices sin ponderar como ponderados sufren una disminución en los escenarios de máximo de demanda respecto a los de mínimo de demanda. El significado de esta variación en los mencionados índices puede interpretarse como que el sistema es “más fuerte” en los escenarios de máximo de demanda, lo que es coherente con el aumento de la potencia de cortocircuito en el sistema debido al incremento en el número de generadores en servicio. A su vez que el sistema sea “más fuerte” implica que dada una falta, el efecto que esta tenga sobre las tensiones en el sistema se verá acotado a un área del SE más pequeña, en comparación con el área afectada para la misma falta en un escenario de mínimo de demanda (menor potencia de cortocircuito). Como forma de analizar las variaciones en los diferentes índices entre los escenarios de máximo y mínimo de demanda modelados, se calcula para cada barra y para cada umbral de tensión la diferencia entre el índice en el escenario de mínimo y el escenario de máximo, normalizando estas diferencias en base al valor máximo de cada uno de los índices para cada umbral en el escenario de mínimo de demanda. Esto puede expresarse mediante la ecuación 4.5.

$$\Delta Indice_{B1xp.u.} = \frac{(Indice_{B1xp.u.Esc.MAX.demanda} - Indice_{B1xp.u.Esc.MIN.demanda}) * 100}{MAX(Indice_{B1xp.u.Esc.MIN.demanda})} \quad (4.5)$$

Donde:

- $\Delta Indice_{B1xp.u.}$, es la variación del Índice asociado a la barra B1, para el umbral de tensión xx p.u., expresado como porcentaje del valor máximo que ese índice alcanza en el escenario de mínimo de demanda para el umbral de tensión xx p.u. .
- $Indice_{B1xp.u.Esc.MIN.demanda}$, es el valor del índice asociado a la barra B1 para el umbral de tensión xxp.u., para el escenario de mínimo de demanda.
- $Indice_{B1xp.u.Esc.MAX.demanda}$, es el valor del índice asociado a la barra B1 para el umbral de tensión xxp.u., para el escenario de máximo de demanda.
- $MAX(Indice_{B1xp.u.Esc.MIN.demanda})$, es el valor máximo que alcanza el índice de la barra B1 en el escenario de mínimo de demanda para un umbral de tensión de xx p.u. .

En las tablas 4.1 y 4.2 se muestra el número de barras para las cuales la variación de cada uno de los índices caen dentro del rango indicado en su primer columna para los cuatro umbrales de tensión analizados. Por ejemplo: en la tabla 4.1 vemos que la variación del índice *II*, independientemente del umbral de tensión elegido, se mantiene dentro de la banda +/-15 % para el 64 % de la barras del sistema. Analizando ambas tablas pueden realizarse las siguientes observaciones:

- Tanto en los escenarios de 2013 como en los de 2017 el número de barras para las cuales las variaciones en sus índices caen dentro de la banda >0 y <15 % coincide

con el número de barras que caen en la banda ≥ 0 . Con lo cual se concluye que en aquellas barras en las cuales todos los índices presentan variaciones positivas al pasar del escenario de mínimo de demanda al escenario de máximo de demanda, la variación será menor al 15 %.

- En ambas tablas se observa que el número de barras para las cuales sus índices disminuyen en el escenario de máxima demanda respecto al de mínima demanda es notoriamente superior en comparación al número de barras que presentan un aumento en sus índices.
- En todos los casos más del 84 % de las barras del sistema presentan variaciones en la banda +/-30 %.
- Comparando la tabla 4.1 y la tabla 4.2 se aprecia que en el escenario de 2017 hay un menor número de barras en la franja ≥ 0 % y un mayor número de barras en la franja ≤ 0 % respecto del escenario 2013. Esto es coherente con el aumento de la potencia de cortocircuito del sistema en el escenario 2017, fruto de las obras de expansión de la red.

Rango de variación del índice	Índice <i>I1</i>	Índice <i>I1_P</i>	Índice <i>I2</i>	Índice <i>I2_P</i>
Dentro de la banda +/-15 %	64 %	73 %	89 %	86 %
Dentro de la banda +/-30 %	86 %	84 %	98 %	92 %
Dentro de la banda ≥ 0	9 %	9 %	13 %	21 %
Dentro de la banda ≤ 0	63 %	61 %	76 %	77 %
Dentro de la banda <0 y >-15 %	35 %	35 %	65 %	68 %
Dentro de la banda ≥ 0 y <15 %	9 %	9 %	13 %	21 %

Tabla 4.1: Porcentaje de las barras del sistema según variación de los índices para los escenarios 2017.

Rango de variación del índice	Índice <i>I1</i>	Índice <i>I1_P</i>	Índice <i>I2</i>	Índice <i>I2_P</i>
Dentro de la banda +/-15 %	59 %	64 %	91 %	98 %
Dentro de la banda +/-30 %	88 %	85 %	99 %	99 %
Dentro de la banda ≥ 0	19 %	17 %	27 %	33 %
Dentro de la banda ≤ 0	56 %	55 %	60 %	61 %
Dentro de la banda <0 y >-15 %	27 %	24 %	54 %	60 %
Dentro de la banda ≥ 0 y <15 %	19 %	17 %	27 %	33 %

Tabla 4.2: Porcentaje de las barras del sistema según variación de los índices para los escenarios 2013.

Si observamos las gráficas incluidas en el Anexo D podemos apreciar que las zonas que presentan un mayor descenso en sus índices son aquellas cercanas a los generadores, en particular las zonas centro y norte, en tanto en las zonas sur-este y sur-oeste no se observan cambios significativos entre los escenarios de mínimo y máximo.

Capítulo 5

Áreas de Vulnerabilidad

5.1. Método simplificado

Para este análisis simplificado se define el AdV asociada al umbral de tensión U_{umbral} de un PE como, todas aquellas barras pertenecientes al SE para las cuales de ocurrir un cortocircuito trifásico en una de ellas, la tensión en la barra del PE descenderá por debajo de la tensión U_{umbral} . En este estudio se mantuvieron los mismos umbrales de tensión utilizados anteriormente (0,2p.u., 0,4p.u., 0,6p.u. y 0,8p.u.). También fueron analizadas las intersecciones de las AdV de los diferentes PE, generando de esta manera las AdV asociadas a conjuntos de PE. Mediante estos resultados es posible definir cuáles son las zonas de la red en las cuales, de ocurrir un cortocircuito se verá afectado cierto conjunto de PE en forma simultánea. Este análisis es de vital importancia ya que es el primer paso para evaluar la necesidad o no de establecer requerimientos respecto a la permanencia de PE frente a huecos de tensión, bajo el entendido de que analiza los peores casos. (Faltas trifásicas en barras)

Es importante destacar que este es un primer análisis, en el cual solo se evaluaron cortocircuitos trifásicos en las barras del sistema, por lo que no es posible definir con exactitud el alcance de cada una de las AdV . Por tal motivo al momento de dibujar sobre los mapas las AdV se han tomado ciertas hipótesis respecto a si algunas de las líneas están incluidas o no en una determinada AdV , esto implica que no necesariamente todas las líneas contenidas en las AdV dibujadas pertenecerán realmente al AdV .¹

5.1.1. Desconexión de PE sin “capacidad LVRT”

El primer análisis a realizar al momento de definir requerimientos que eviten la desconexión de PE ante la eventualidad de un hueco de tensión consta de verificar que, al menos en los casos más comprometidos dichos requisitos son necesarios. Con dicho fin se ha llevado a cabo el presente estudio, el cual analiza si existe una región de SE para la cual de ocurrir un cortocircuito trifásico todos los PE serían desconectados. Para enmarcar este análisis se realizan las siguientes precisiones:

- Para el modelo de PE utilizado en esta tesis, el no estar equipado para soportar huecos de tensión implica que si la tensión en la barra de referencia es menor a 0.8 p.u. por un período mayor a 100ms el aerogenerador se desconectará.²
- El hecho de no poder “soportar un huecos de tensión” está asociado principalmente a la incapacidad de la máquina para manejar el exceso de potencia activa generada, el cual

¹Esto es analizado con detalle en el punto 5.2.

²Las características de un aerogenerador sin capacidad LVRT fueron extraídas del documento [2] y [3].

no puede inyectar a la red. Por lo tanto durante el período del hueco de tensión en el que el PE permanezca conectado, podrá inyectar potencia reactiva de forma de elevar la tensión de igual manera que un PE equipado para “soportar huecos de tensión”.

- La barra de referencia para medir la tensión siempre es la barra de alta tensión del puesto de conexión del PE.
- La tensión a comparar con la característica *LVRT* de un PE siempre será la menor de las tres tensiones fase—tierra.

Suponiendo que todos los PE modelados no están equipados para soportar huecos de tensión, el estudio consistió en evaluar si existen zonas de la red para las cuales de ocurrir un cortocircuito en ellas, todos los PE modelados tendrían una tensión inferior a 0,8 p.u. por al menos 100ms. De existir tal zona, también existiría la posibilidad de una pérdida masiva de generación en el sistema, con las consecuencias que ello implica. El mencionado estudio fue desarrollado sobre los escenarios de mínimo de demanda únicamente, ya que estos coinciden con la franja horaria en la que se presentan las mayores velocidades de viento y por tanto los aerogeneradores estarán generando mayor potencia. Por otro lado, ya fue demostrado en el capítulo anterior que los escenarios de mínimo de demanda representan un “peor caso” al momento de estudiar las caídas de tensión provocadas por un cortocircuito. Por tales motivos, de producirse una desconexión bajo dicha situación la pérdida de generación en el sistema sería mayor. Como resultado del estudio se obtuvieron las barras(nodos) del sistema presentadas en la Tabla 5.1, para las cuales de ocurrir un cortocircuito en alguna de ellas, todos los PE se desconectarían simultáneamente. Observando la dicha Tabla se aprecia que la “Zona de Desconexión” está conformada principalmente por todas las barras de 150kV de Montevideo y toda la red de 500kV, con excepción de la barra correspondiente a la convertora de frecuencia de Melo. Como puede apreciarse la “Zona de Desconexión” del conjunto de los PE PALMATIR, VENTI y FINGANO en el escenario MIN2017 coincide con la Zona de desconexión del conjunto de todos los parques modelados en el escenario MIN2017. En base a estos resultados se verifica la necesidad de contar con requerimientos que eviten la desconexión simultanea de todos o varios PE ante la ocurrencia de un huecos de tensión.

Zona de desconexión		
MIN2013	MIN2017	MIN2017
PALMATIR+FINGANO+VENTI	PALMATIR+FINGANO+VENTI	TODOS LOS PARQUES MODELADOS EN 2017
SGU500B	SGU500B	SGU500B
SJA500B	SJA500B	SJA500B
MVA500B	MVA500B	MVA500B
BRU500B	BRU500B	BRU500B
PTI500B	PTI500B	PTI500B
MVB500B	MVB500B	MVB500B
MVI500B	MVI500B	MVI500B
PAL500B	PAL500B	PAL500B
SCA500B	SCA500B	SCA500B
MVA150B	MVA150B	MVA150B
MVN150B	MVN150B	MVN150B
MVL150AB	MVL150AB	MVL150AB
L-R150P	L-R150P	L-R150P
PRO1501P	PRO1501P	PRO1501P
L-A150P	L-A150P	L-A150P
L-B150P	L-B150P	L-B150P
PTI150B	PTI150B	PTI150B
MVM150B	MVM150B	MVM150B
MVB150B	MVB150B	MVB150B
MVC1501B	MVC1501B	MVC1501B
MVD1501B	MVD1501B	MVD1501B
MVE1501B	MVE1501B	MVE1501B
MVJ150B	MVJ150B	MVJ150B
PIE150B	PIE150B	PIE150B
MVI150B	MVI150B	MVI150B
MVF150B	MVF150B	MVF150B
MVG150B	MVG150B	MVG150B
MVH150B	MVH150B	MVH150B
MVK150B	MVK150B	MVK150B
MVR1501B	MVR1501B	MVR1501B
SOL150B	SOL150B	SOL150B
PBE1502P	SVA150B	SVA150B
SVA150B	LIS150P	LIS150P
LIS150P	EFI150B	EFI150B
EFI150B		
PAN150X		

Tabla 5.1: Barras del sistema para las cuales de ocurrir un cortocircuito en alguna de ellas, los PE señalados en cada columna se desconectarían simultáneamente.

5.1.2. AdV escenario MIN2013

En las Tablas 5.2 y 5.3 se presentan los resultados obtenidos para el escenario MIN2013, los mismos están divididos por PE o barra y por los diferentes umbrales de tensión analizados. Cada columna de las mencionadas tablas indica las barras que conforman el AdV del PE indicado, asociada al umbral de tensión indicado. Tal como era esperable se aprecia claramente como al aumentar el valor del umbral de tensión el número de barras que conforman el AdV crece. En cuanto a los resultados de cada uno de los PE, no es claro que alguna de las tres ubicaciones analizadas sea notoriamente más vulnerable que las demás. Si bien hay PE para los cuales su AdV tiene un número de barras mayor que la de otros PE, esto no implica necesariamente que sea más vulnerable, sino que simplemente puede deberse a las concentración de estaciones en sus cercanías. Cuando representamos sobre un mapa geográfico los resultados, Figuras 5.1, 5.2 y 5.3, vemos claramente como las distancias recorridas por los conductores³ dentro de cada una de las AdV es muy similar, por lo tanto podríamos decir que tienen un mismo nivel de vulnerabilidad. En tanto en las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3, se pueden apreciar cuales son las AdV comunes a los tres parques. Del análisis de estos resultados surge que no existe una AdV común a los tres parques únicamente para el umbral de tensión 0,2p.u.. Teniendo en cuenta que según el modelo dinámico del aerogenerador utilizado en esta tesis, GE 1.5MW DFIG, si el aerogenerador no es especificado para soportar huecos de tensión las protecciones del mismo lo desconectarán de la red si la tensión desciende más allá de 0,8 p.u. por más de 100ms. Por lo tanto el hecho de que exista un AdV común para los umbrales de tensión superiores o iguales 0.4p.u. refleja un posible riesgo de desconexión masiva por parte de los PE, el cual será analizado en el punto 5.2.

Algo interesante a observar sobre las AdV y que se refleja en los resultados obtenidos, es el hecho de que las mismas no son necesariamente conexas, esto se debe al hecho de que las “distancias eléctricas” no se corresponden necesariamente con las distancias geográficas. En las Figuras 5.3 y 5.2 podemos apreciar esta característica claramente, en este caso en particular la no conexidad del AdV asociada al PE PALMATIR es debida a la interconexión en 500kV entre Montevideo y Palmar. Esta conexión es un camino de baja impedancia frente a las impedancias de la red de 150kV. Debido a ello existen barras geográficamente muchos más cercanas a la barra de PALMATIR, como son Durazno, Trinidad y Florida, que no pertenecen al AdV del mencionado PE, en cambio gran parte de las barras ubicadas en Montevideo si pertenecen a la mencionada AdV.

³Lugares donde ocurren los cortocircuitos.

VEN 94330				PTO 92560			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.	0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
VEN60	MVA500	SGU500	SGU500	TER150	SGU500	SGU500	SGU500
	BRU500	SJA500	SJA500	PTO150	SJA500	SJA500	SJA500
	MVB500	MVA500	MVA500		PAL500	MVA500	MVA500
	MVI500	BRU500	BRU500		TER150	BRU500	BRU500
	PAL500	PTI500	PTI500		BAY150	PTI500	PTI500
	MVA150	MVB500	MVB500		PTO150	MVB500	MVB500
	MVN150	MVI500	MVI500			MVI500	MVI500
	BIF150	PAL500	CME500			PAL500	PAL500
	VEN60	SCA500	PAL500			YOU150	SCA500
		MVA150	SCA500			MVA150	SGU150
		MVN150	MVA150			MVN150	YOU150
		MVL150AB	MVN150			MVL150	PAY150
		L-R150P	MVL150AB			L-R150P	SAL150
		L-A150P	L-R150P			L-A150P	MVA150
		L-B150P	PRO1501P			L-B150P	MVN150
		PTI150	L-A150P			MVM150	MVL150AB
		MVM150	L-B150P			MVB150	L-R150P
		MVB150	PTI150			MVC1501B	PRO1501P
		MVC1501B	MVM150			MVD1501B	L-A150P
		MVD1501B	MVB150			MVE1501B	L-B150P
		MVE1501B	MVC1501B			MVJ150	PTI150
		MVJ150	MVD1501B			MVI150	MVM150
		PIE150	MVE1501B			MVF150	MVB150
		MVI150	MVJ150			MVG150	MVC1501B
		MVF150	PIE150			MVH150	MVD1501B
		MVG150	MVI150			MVR1501B	MVE1501B
		MVH150	MVF150			PAL150	MVJ150
		MVK150	MVG150			TER150	PIE150
		MVR1501B	MVH150			BAY150	MVI150
		SOL150	MVK150			PTO150	MVF150
		SVA150	MVR1501B				MVG150
		SCA150	SOL150				MVH150
		BIF150	PAL150				MVK150
		PAZ150	PBE150RP				MVR150
		PAZ1502X	ROD150				SOL150
		PAN150X	LIB150				TAC150
		PSM1501P	SVA150				VAL150
		VEN60	ACO150				PAL150
			LIS150P				PIN150
			EFI150				FLO150
			SCA150				DUR150
			BIF150				DUR150
			PAZ150				TER150
			MAL150				BAY150
			CGR150				PBE150RP
			PES150				ROD150
			PAN150				TRI150
			PSM1501P				ROS150
			SMR1501P				SVA150
			JIG150				MER150
			VEN60				FYM150P
							ACO150
							LIS150P
							EFI150
							SCA150
							BIF150
							PAN150X
							PTO150

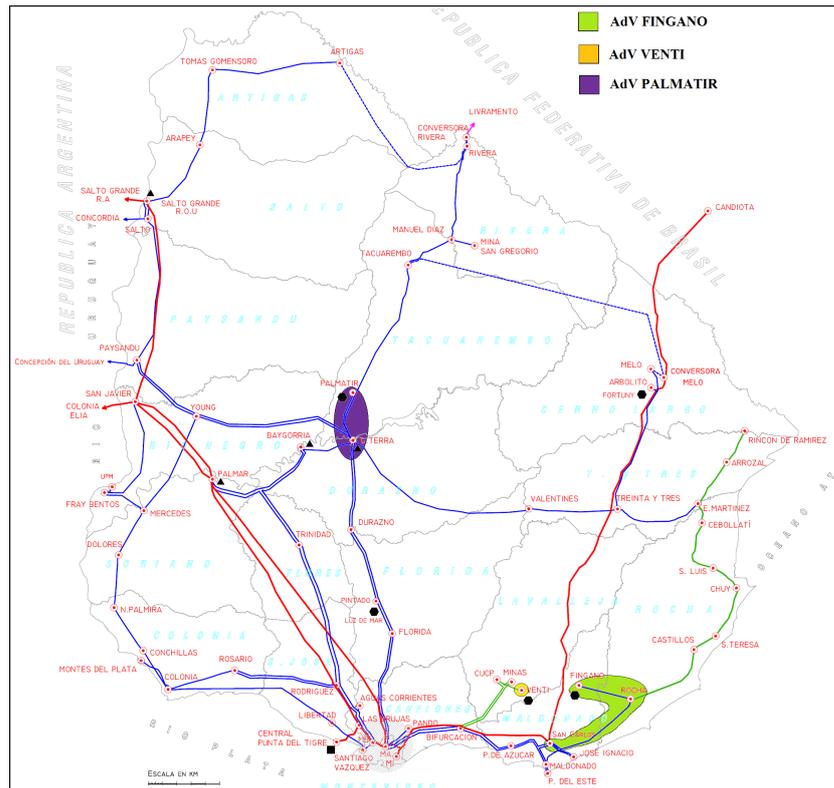
Tabla 5.2: AdV asociada a las barras de VEN y PTO, MIN2013

FINGANO 92780			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
MVA500	SJA500	SGU500	SGU500
MVB500	MVA500	SGU5001C	SJA500
MVI500	BRU500	SGU5002C	MVA500
SCA150	PTI500	SGU5003C	BRU500
ROC150	MVB500	SGU5004C	PTI500
SMR1501P	MVI500	SJA500	MVB500
FINGANO150	PAL500	MVA500	MVI500
	SCA500	BRU500	CME500
	MVA150	PTI500	PAL500
	MVN150	MVB500	SCA500
	MVL150AB	MVI500	MVA150
	L-R150P	CME500	MVN150
	L-A150P	PAL500	MVL150AB
	L-B150P	SCA500	L-R150P
	MVM150	MVA150	PRO1501P
	MVB150	MVN150	L-A150P
	MVC1501B	MVL150AB	L-B150P
	MVD1501B	L-R150P	PTI150
	MVE1501B	L-A150P	MVM150
	MVJ150	L-B150P	MVB150
	MVI150	PTI150	MVC1501B
	MVF150	MVM150	MVD1501B
	MVG150	MVB150	MVE1501B
	MVH150	MVC1501B	MVJ150
	MVR1501B	MVD1501B	PIE150
	SCA150	MVE1501B	MVI150
	MAL150	MVJ150	MVF150
	CGR150	PIE150	MVG150
	PES150	MVI150	MVH150
	ROC150	MVF150	MVK150
	PSM1501P	MVG150	MVR1501B
	SMR1501P	MVH150	SOL150
	JIG150	MVK150	PAL150
	FINGANO150	MVR1501B	PBE150RP
		SOL150	ROD150
		SVA150	LIB150
		SCA150	SVA150
		BIF150	ACO150
		PAZ150	LIS150P
		MAL150	EFI150
		CGR150	SCA150
		PES150	BIF150
		ROC150	PAZ150
		PAN150X	MAL150
		PSM1501P	CGR150
		SMR1501P	PES150
		JIG150	ROC150
		FINGANO150	PAN150
			PSM1501P
			SMR1501P
			JIG150
			FINGANO150

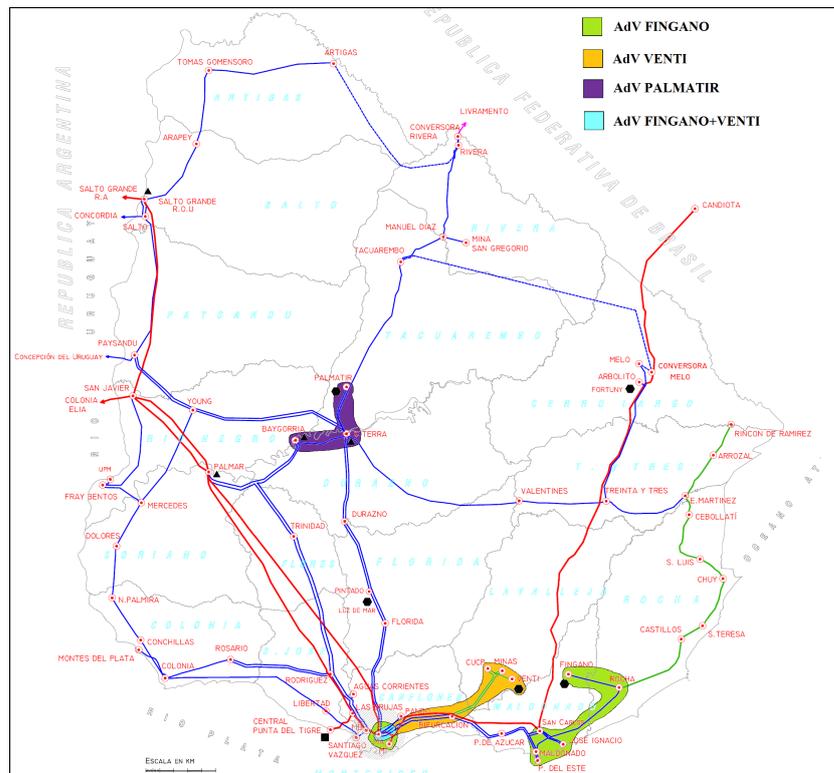
Tabla 5.3: AdV asociada a la barra de FINGANO, MIN2013

AdV VEN+PTO+FINGANO			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
N	PAL500	SGU500	SGU500
o		SJA500	SJA500
		MVA500	MVA500
h		BRU500	BRU500
a		PTI500	PTI500
y		MVB500	MVB500
		MVI500	MVI500
u		PAL500	PAL500
n		MVA150	SCA500
		MVA150X	MVA150
A		MVN150	MVN150
d		MVL150AB	MVL150AB
V		L-R150P	L-R150P
		L-A150P	PRO1501P
c		L-B150P	L-A150P
o		MVM150	L-B150P
m		MVB150	PTI150
ú		MVC1501B	MVM150
n		MVD1501B	MVB150
		MVE1501B	MVC1501B
		MVJ150	MVD1501B
		MVI150	MVE1501B
		MVF150	MVJ150
		MVG150	PIE150
		MVH150	MVI150
		MVR1501B	MVF150
			MVG150
			MVH150
			MVK150
			MVR1501B
			SOL150
			PAL150
			PBE150RP
			ROD150
			SVA150
			ACO150
			LIS150P
			EFI150
			SCA150
			BIF150
			PAN150X

Tabla 5.4: AdV común a los parques VEN, PTO y FINGANO, MIN2013

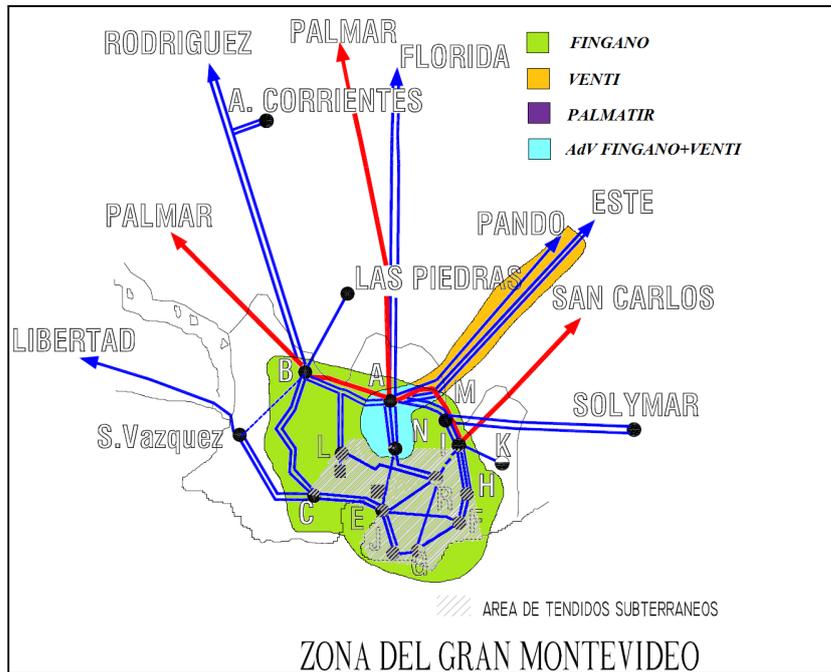


(a) Tensión umbral 0.2 p.u.

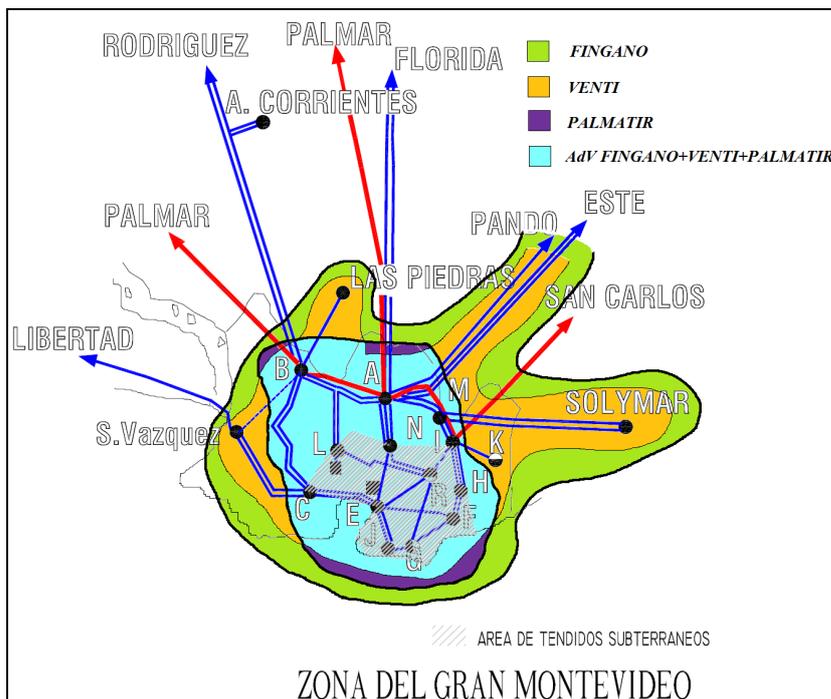


(b) Tensión umbral 0.4 p.u.

Figura 5.1: AdV sobre la red de 150kV, 2013.

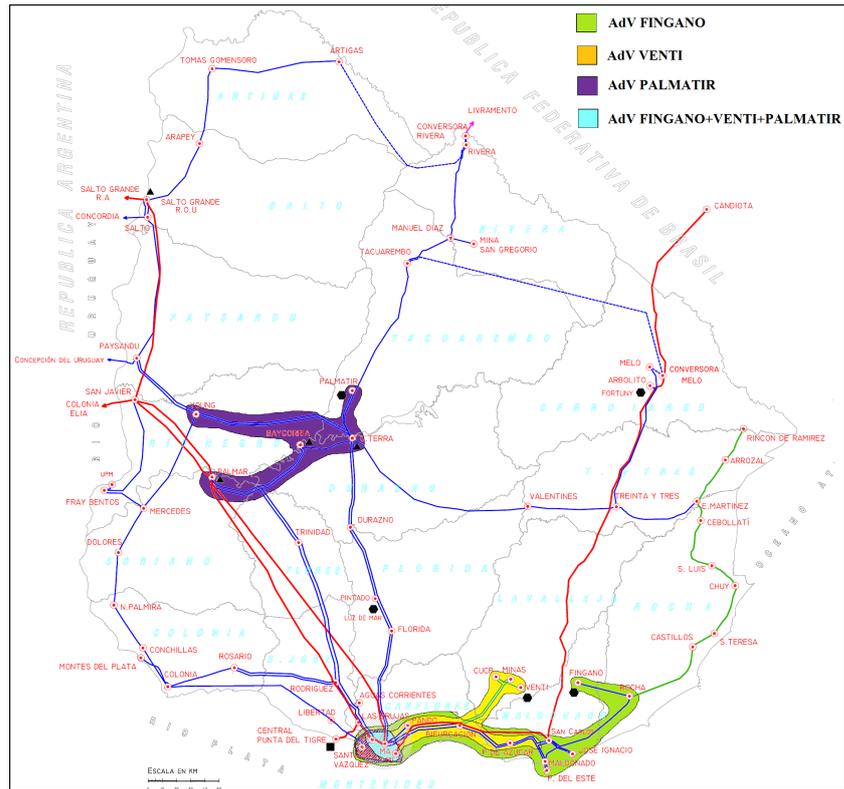


(a) Tensión umbral 0.4 p.u.

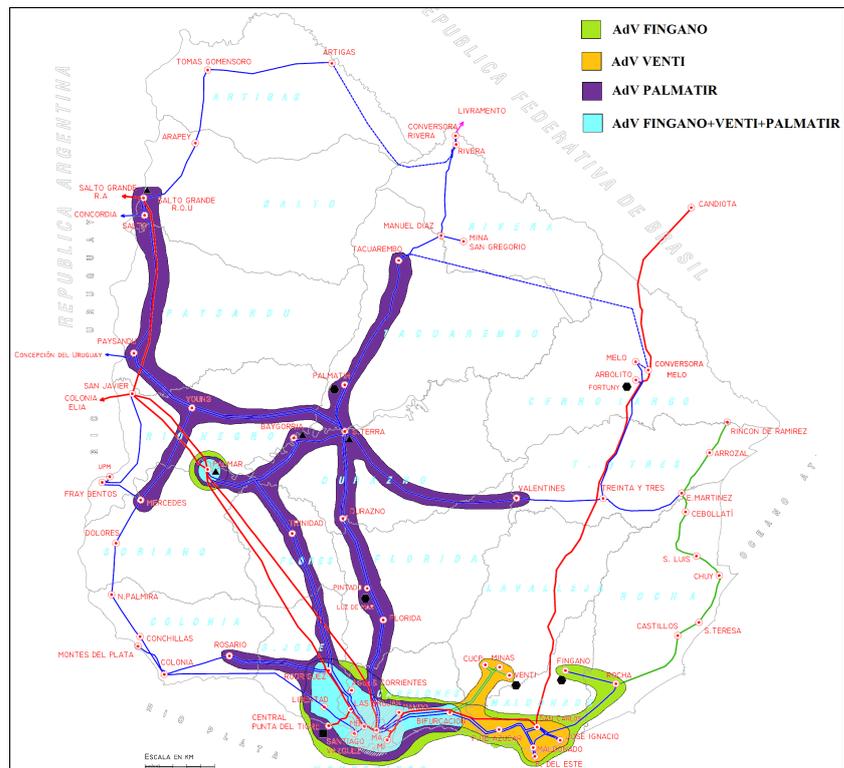


(b) Tensión umbral 0.6 p.u.

Figura 5.2: AdV sobre la red de 150kV en Montevideo, 2013.

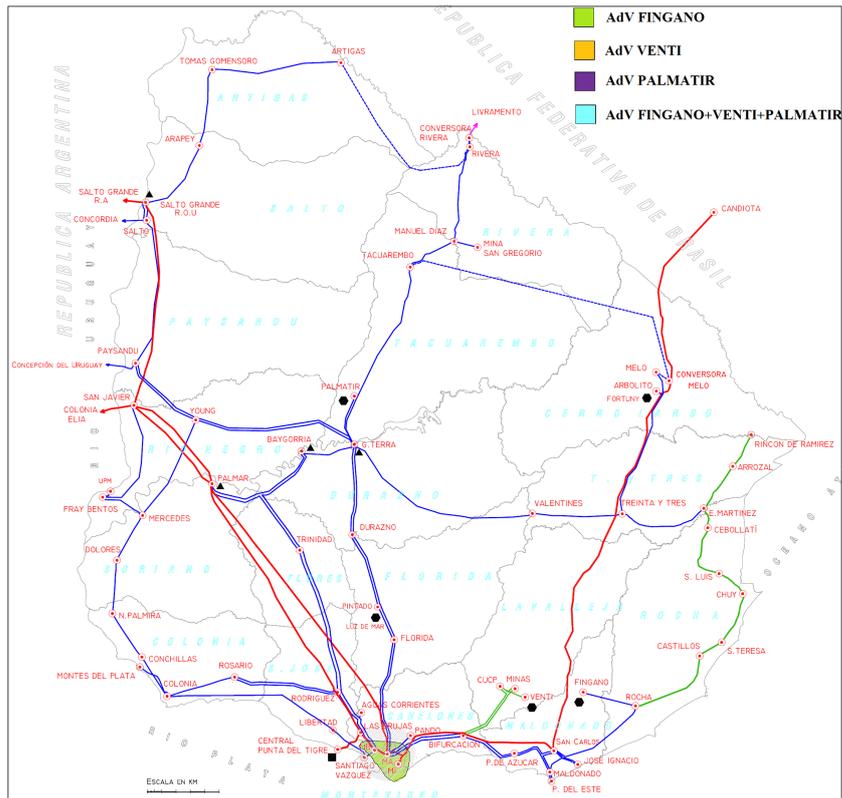


(a) Tensión umbral 0.6 p.u.

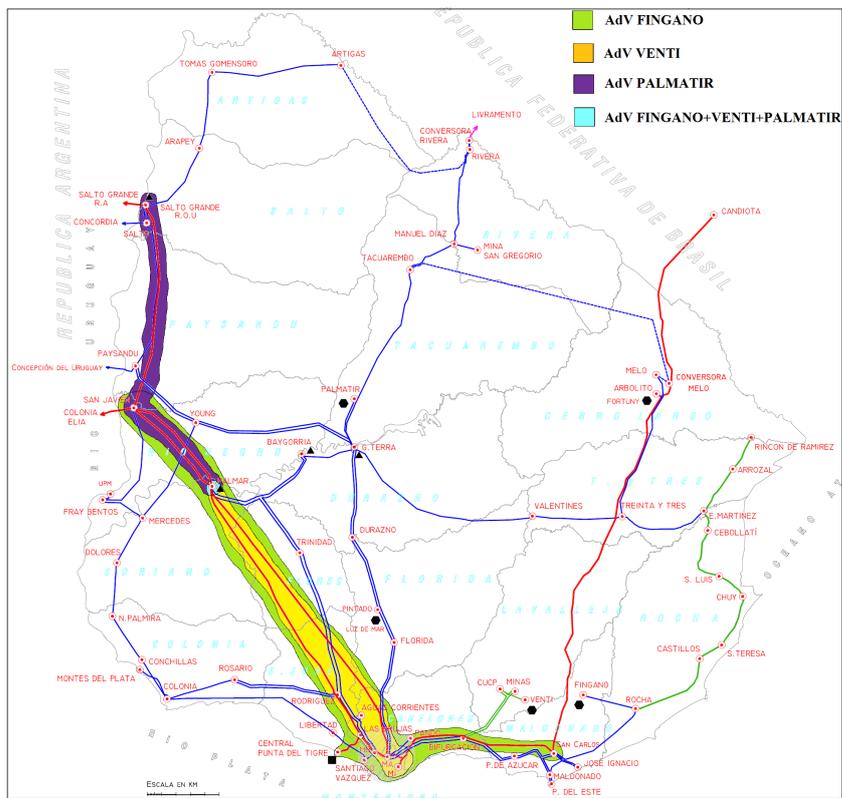


(b) Tensión umbral 0.8 p.u.

Figura 5.3: AdV sobre la red de 150kV, 2013.

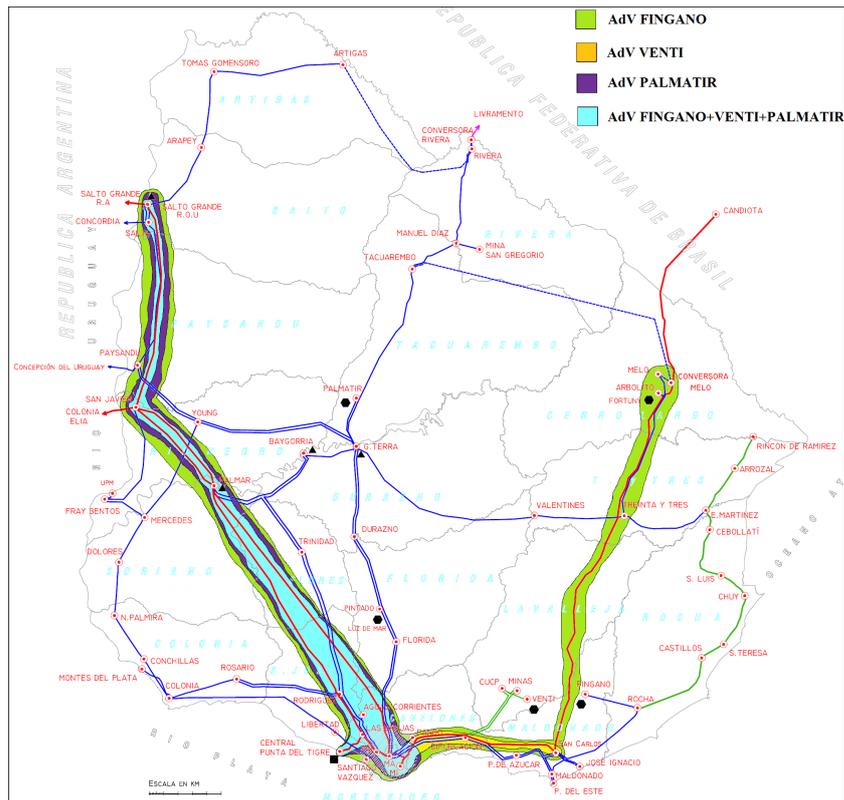


(a) Tensión umbral 0.2 p.u.

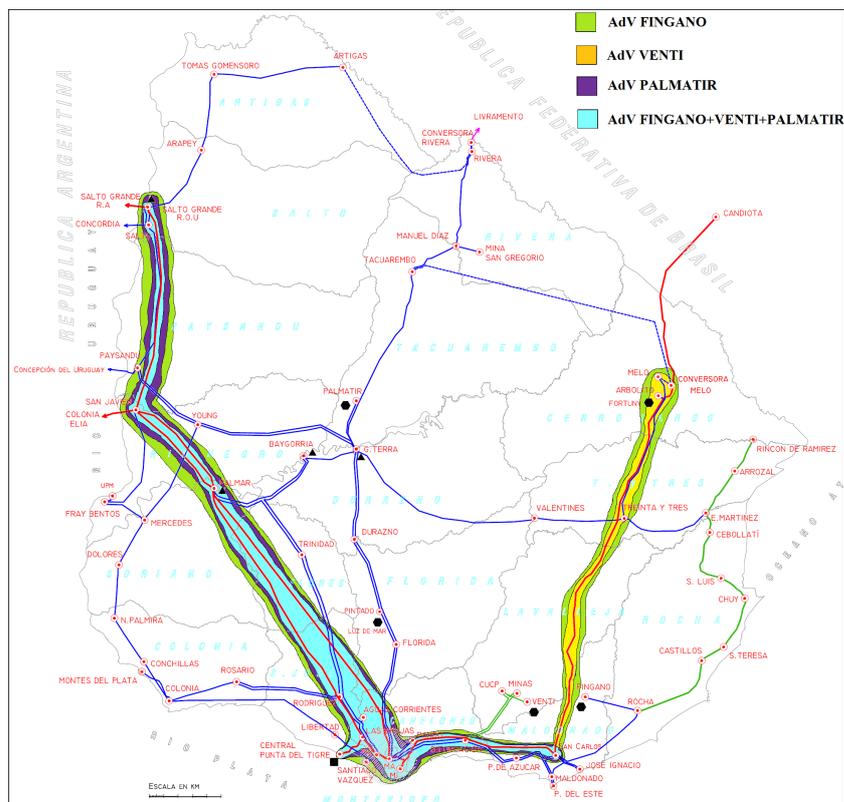


(b) Tensión umbral 0.4 p.u.

Figura 5.4: AdV sobre la red de 500kV, 2013.



(a) Tensión umbral 0.6 p.u.



(b) Tensión umbral 0.8 p.u.

Figura 5.5: AdV sobre la red de 500kV, 2013.

5.1.3. AdV escenario MIN2017

Tal cual se concluyó en el punto 4.2.3, no hay variaciones significativas en el comportamiento de las tensiones derivadas del cambio en la topología de la red de transmisión, lo que es coherente con el hecho de que no se observen cambios significativos en el AdV de los PE PALMATIR, FINGANO y VENTI. En las Tablas 5.5, 5.6 y 5.7 se indican las barras que aparecen en un escenario y no aparecen en el otro. Por ejemplo si observamos la Tabla 5.7 en la columna 0,6 p.u., sub-columna 2017 vemos que aparecen dos barras LIS150 y EFI150, esto indica que estas dos barras aparecen dentro del AdV del parque FINGANO para el umbral de tensión 0,6 p.u. en el escenario MIN2017 pero no aparecen en el AdV asociada al mismo umbral para el escenario MIN2013.

VEN-JIK (94330)							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
2013	2017	2013	2017	2013	2017	2013	2017
NO HAY CAMBIOS			MVB150		SMR1502P		PUM150
			MVE1502B		PUM150		
			MVR1502B				
			PUM150				

Tabla 5.5: Diferencias entre las AdV del PE VENTI, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.

PTO							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
2013	2017	2013	2017	2013	2017	2013	2017
NO HAY CAMBIOS		SGU500		YOU150	SCA500	ROS150	CME500
		BAY150		PAL150	SVA150	FYM150	MEL150
							CME150
							PIN2150
							PUESTOPIN

Tabla 5.6: Diferencias entre las AdV del PE PALMATIR, ubicado en la barra PTO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.

FINGANO							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
2013	2017	2013	2017	2013	2017	2013	2017
NO HAY CAMBIOS		PES150			LIS150		MEL150
					EFI150		CME150
							TER150
							PUM150

Tabla 5.7: Diferencias entre las AdV del PE FINGANO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.

En la Tabla 5.8 observamos cuales son las diferencias entre las AdV asociadas al conjunto conformado por los PE PALMATIR, VENTI/JISTOK Y FINGANO para los escenarios MIN2017 y MIN2013. Se puede apreciar que para los umbrales de tensión 0,2 p.u. y 0,4 p.u. no hay diferencias, en tanto para el umbral 0,6 p.u. en el escenario MIN2017 se suman al

AdV las barras de SCA500 y SVA150, por último para el umbral 0,8 p.u. la diferencia es la barra CME500. En la Figura 5.6 se puede apreciar como varía el AdV para el umbral 0,6 p.u. sobre la red de 150kV.

AdV FINGANO+VENTI/JISTOK+PALMATIR 2017/2013							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
2013	2017	2013	2017	2013	2017	2013	2017
NO HAY CAMBIOS		NO HAY CAMBIOS			SCA500		CME500B
					SVA150		

Tabla 5.8: Diferencias entre las AdV del conjunto de PE PALMATIR, VENTI/JISTOK y FINGANO, para los escenarios MIN2013 y MIN2017.

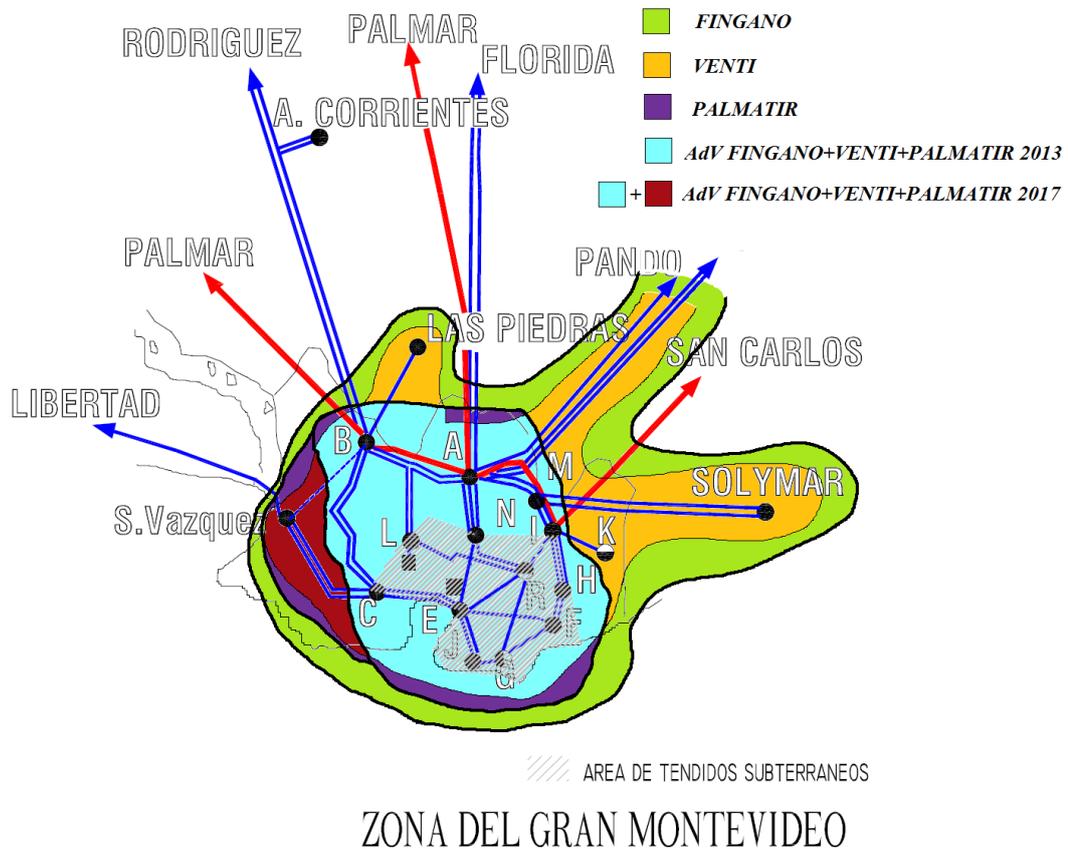


Figura 5.6: AdV sobre la red de 150kV asociadas a la tensión umbral 0.6 p.u., MIN2017.

En la Tabla 5.9 se presenta el AdV de cada uno de los parques modelados en el escenario MIN2017 pero no modelados en el escenario MIN2013, en tanto en la Tabla 5.10 se presentan los resultados de evaluar las AdV del conjunto de todos los PE modelados en el escenario MIN2017. Puede observarse que no se presentan diferencias significativas en el AdV asociada a todos los PE modelados en el escenario MIN2017 respecto al AdV asociada a todos los PE modelados en el escenario MIN2013. Esto es coherente con la ubicación de los PE que han sido agregados en el escenario MIN2017, dado que los mismos aparecen ubicados en lugares que podríamos llamar “intermedios” desde el punto de vista eléctrico, por lo que no provocan una disminución en el área intersección de las AdV de cada uno de los PE.

PUM(EOLICA MINAS)				PINTADO(L. DE MAR, ENSOL, FORTUNY)			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.	0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
MVA500B	SJA500B	SGU500B	SGU500B	PIN150B	SJA500B	SGU500B	SGU500B
MVB500B	MVA500B	SJA500B	SJA500B	PIN2150	MVA500B	SJA500B	SJA500B
MVI500B	BRU500B	MVA500B	MVA500B	PUESTOPIN	BRU500B	MVA500B	MVA500B
MVA150B	PTI500B	BRU500B	BRU500B		PTI500B	BRU500B	BRU500B
BIF150B	MVB500B	PTI500B	PTI500B		MVB500B	PTI500B	PTI500B
PUM150B	MVI500B	MVB500B	MVB500B		MVI500B	MVB500B	MVB500B
	PAL500B	MVI500B	MVI500B		PAL500B	MVI500B	MVI500B
	SCA500B	PAL500B	CME500B		MVA150B	PAL500B	CME500B
	MVA150B	SCA500B	PAL500B		MVN150B	SCA500B	PAL500B
	MVN150B	MVA150B	SCA500B		MVL150AB	MVA150B	SCA500B
	MVL150AB	MVN150B	MVA150B		L-R150P	MVN150B	SGU150B
	L-R150P	MVL150AB	MVN150B		MVB150B	MVL150AB	YOU150B
	L-A150P	L-R150P	MVL150AB		MVE1502B	L-R150P	MVA150B
	L-B150P	PRO1501P	L-R150P		MVI150B	PRO1501P	MVN150B
	MVM150B	L-A150P	PRO1501P		MVR1502B	L-A150P	MVL150AB
	MVB150B	L-B150P	L-A150P		PIN150B	L-B150P	L-R150P
	MVC1501B	PTI150B	L-B150P		PIN2150	PTI150B	PRO1501P
	MVD1501B	MVM150B	PTI150B		PUESTOPIN	MVM150B	L-A150P
	MVE1501B	MVB150B	MVM150B		FLO150B	MVB150B	L-B150P
	MVJ150B	MVC1501B	MVB150B			MVC1501B	PTI150B
	MVI150B	MVD1501B	MVC1501B			MVD1501B	MVM150B
	MVF150B	MVE1501B	MVD1501B			MVE1501B	MVB150B
	MVG150B	MVJ150B	MVE1501B			MVJ150B	MVC1501B
	MVH150B	PIE150B	MVJ150B			PIE150B	MVD1501B
	MVR1501B	MVI150B	PIE150B			MVI150B	MVE1501B
	SVA150B	MVF150B	MVI150B			MVF150B	MVJ150B
	BIF150B	MVG150B	MVF150B			MVG150B	PIE150B
	PAN150X	MVH150B	MVG150B			MVH150B	MVI150B
	PUM150B	MVK150B	MVH150B			MVK150B	MVF150B
		MVR1501B	MVK150B			MVR1501B	MVG150B
		SOL150B	MVR1501B			SOL150B	MVH150B
		SVA150B	SOL150B			PIN150B	MVK150B
		LIS150P	CME150B			PIN2150	MVR1501B
		EFI150B	PAL150B			PUESTOPIN	SOL150B
		SCA150B	TER150B			FLO150B	CME150B
		BIF150B	PBE150RP			DUR150B	PAL150B
		PAZ150B	ROD150B			TER150B	PIN150B
		MAL150B	LIB150B			SVA150B	PIN2150
		CGR150B	SVA150B			LIS150P	PUESTOPIN
		PES150B	ACO150B			EFI150B	FLO150B
		PAN150X	LIS150P				DUR150B
		PSM1501P	EFI150B				DUR1501X
		SMR1501P	SCA150B				TER150B
		JIG150B	BIF150B				BAY150B
		PUM150B	PAZ150B				PBE150RP
			MAL150B				ROD150B
			CGR150B				LIB150B
			PES150B				SVA150B
			PAN150B				ACO150B
			PSM1501P				LIS150P
			SMR1501P				EFI150B
			JIG150B				SCA150B
			PUM150B				BIF150B
			JIK60B				PAZ150B
							MAL150B
							CGR150B
							PAN150B
							PSM1501P
							SMR1501P
							PTO150

Tabla 5.9: AdV asociada a las barras de PUM y PINTADO, MIN2017

AdV Todos los PE modelados en el escenario MIN2017			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
N	PAL500B	SGU500B	SGU500B
o		SJA500B	SJA500B
		MVA500B	MVA500B
h		BRU500B	BRU500B
a		PTI500B	PTI500B
y		MVB500B	MVB500B
		MVI500B	MVI500B
u		PAL500B	CME500B
n		SCA500B	PAL500B
		MVA150B	SCA500B
A		MVN150B	MVA150B
d		MVL150AB	MVN150B
V		L-R150P	MVL150AB
		L-A150P	L-R150P
c		L-B150P	PRO1501P
o		MVM150B	L-A150P
m		MVB150B	L-B150P
ú		MVC1501B	PTI150B
n		MVD1501B	MVM150B
		MVE1501B	MVB150B
		MVJ150B	MVC1501B
		MVI150B	MVD1501B
		MVF150B	MVE1501B
		MVG150B	MVJ150B
		MVH150B	PIE150B
		MVR1501B	MVI150B
		SVA150B	MVF150B
			MVG150B
			MVH150B
			MVK150B
			MVR1501B
			SOL150B
			PAL150B
			PBE150RP
			ROD150B
			SVA150B
			ACO150B
			LIS150P
			EFI150B
			SCA150B
			BIF150B
			PAN150X

Tabla 5.10: AdV del conjunto de PE modelados para el escenario MIN2017.

5.1.4. MAX2013 y MAX217, AdV asociadas a cada PE

En las Tablas 5.11, 5.12 y 5.13 se muestran aquellas barras que aparecen en el AdV asociada a un escenario de demanda y no aparecen en el otro escenario de demanda. Por ejemplo en la columna “0.4 p.u.” de la Tabla 5.12 aparecen cuatro barras bajo la columna “MAX”, esto indica que dichas barras aparecen en el AdV del PE Venti asociada al escenario de máxima demanda 2013 y no aparecen en el AdV del PE Venti asociado al escenario de mínima demanda 2013. En tanto en las Tablas 5.14, 5.15, 5.16, 5.17 y 5.18 se presenta la información análoga pero para el escenario 2017.

Se puede observar que los PE que sufren mayores variaciones en sus AdV son los conectados a las barras de PTO y PIN, tomando en cuenta la ubicación de dichas barras, en particular su cercanía a las centrales hidroeléctricas del Río Negro el resultado parece ser coherente. Ya que a mayor cercanía de las centrales hidroeléctricas mayor se hará la variación de la potencia de cortocircuito en función de las máquinas despachadas, y por ende es razonable que aparezcan variaciones significativas en las AdV asociadas a dichas barras. En las Tablas presentadas en este punto puede corroborarse que los PE que se encuentran más alejados de las centrales de generación presentan variaciones menores en sus AdV.

PALMATIR							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
		SGU500		PTI500		SGU150	
		SJA500		YOU150		SAL150	
		PAL500		MVN150		TAC150	
		BAY150		MVL150		VAL150	
				L-R150		PIN150	
				L-A150		FLO150	
				L-B150		TRI150	
				MVM150		ROS150	
				MVB150		MER150	
				MVC150		FYM150	
				MVD150		SCA150	
				MVE150		BIF150	
				MVJ150		PAN150	
				MVI150			
				MVF150			
				MVG150			
				MVH150			
				MVR150			
				PAL150			

Tabla 5.11: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Palmatir(2013).

VENTI							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
			SJA500		MAL150		
			PTI500		SMR1502P		
			PAL500				
			MVB150				

Tabla 5.12: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Venti(2013).

FINGANO							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
BRU500			SGU500		LIS150		
PAL500					EFI150		
SCA500							

Tabla 5.13: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Fingano(2013).

EÓLICA MINAS							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
BRU500		SGU500					

Tabla 5.14: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Eólica Minas(2017).

JISTOK							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
		SJA500		LIS150			
		PTI500		EFI150			
		MVE150					

Tabla 5.15: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE JISTOK(2017).

AGUAS LEGUAS y PALMATIR							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
		SJA500		PTI500		SGU150	
		PAL500		SCA500		SAL150	
				MVN150		TAC150	
				MVL150		VAL150	
				L-R150		MEL150	
				L-A150		CME150	
				L-B150		PBE150	
				MVM150		TRI150	
				MVB150		MER150	
				MVC150		ACO150	
				MVD150		SCA150	
				MVE150		BIF150	
				MVJ150		PAN150	
				MVI150			
				MVF150			
				MVG150			
				MVH150			
				MVR150			
				SVA150			

Tabla 5.16: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada a la barra PTO la cual agrupa los PE Aguas Leguas 1, Aguas Leguas 2 y Palmatir(2017).

Luz de Mar, Ensol y Fortuny							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
		PTI500		PTI150		SGU150	
		MVL150		SOL150		CME150	
		L-R150		LIS150		PAZ150	
		MVB150		EFI150		MAL150	
		MVE150				CGR150	
		MVI150]					
		MVR150					

Tabla 5.17: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada a la barra PIN la cual agrupa los PE Luz de Mar, Ensol y Fortuny(2017).

FINGANO							
0,2 p.u.		0,4 p.u.		0,6 p.u.		0,8 p.u.	
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
CGR150							

Tabla 5.18: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al PE Fingano(2017).

5.1.5. MAX2013 y MAX2017, AdV asociadas a el conjunto de todos los parques eólicos

En este punto se presentan los resultados del cálculo de las AdV para los escenarios de máximo de demanda y la comparación de los mismos con los obtenidos para los respectivos escenarios de mínimo de demanda. Tal como puede apreciarse en las Tablas 5.19 y 5.20⁴ no hay variaciones significativas entre las AdV asociadas a la totalidad de los parques modelados en cada uno de los escenarios. Por otro lado observando con cuidado las mencionadas tablas se aprecia que en el escenario de máximo planteado se ve un claro fortalecimiento de las barras ubicadas en Montevideo, hecho reflejado en la desaparición de las mismas del AdV común para el umbral de tensión 0.6 p.u. .

AdV Todos los PE modelados en el escenario 2013, diferencias entre MAX y MIN			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
N	PAL500	PTI500	SCA150
o		MVA150X	BIF150
		MVN150	PAN150
h		MVL150	
a		L-R150	
y		L-A150	
		L-B150	
d		MVM150	
i		MVB150	
f		MVC150	
e		MVD150	
r		MVE150	
e		MVJ150	
n		MVI150	
c		MVF150	
i		MVG150	
a		MVH150	
s		MVR150	

Tabla 5.19: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al conjunto de parques eólicos (2013).

⁴Ambas tablas representan las barras que aparecen en el AdV asociada al conjunto de todos los parques del escenario de mínimo y no aparecen en el escenario de máximo de demanda.

AdV Todos los PE modelados en el escenario 2017, diferencias entre MAX y MIN			
0,2 p.u.	0,4 p.u.	0,6 p.u.	0,8 p.u.
N	PAL500	PTI500	ACO150
o		SCA500	SCA150
		MVN150	BIF150
h		MVL150	PAN150
a		L-R150	
y		L-A150	
		L-B150	
d		MVM150	
i		MVB150	
f		MVC150	
e		MVD150	
r		MVE150	
e		MVJ150	
n		MVI150	
c		MVF150	
i		MVG150	
a		MVH150	
s		MVR150	
		SVA150	

Tabla 5.20: Diferencias entre mínimo y máximo de demanda, AdV asociada al conjunto de parques eólicos (2017).

5.2. AdV exactas

5.2.1. Introducción

Hasta el momento las AdV definidas para los PE individuales o para conjuntos de ellos eran calculadas de forma aproximada, utilizando para su definición solo la información proveniente del cálculo de cortocircuitos en barras del sistema. En el presente capítulo se determinará de forma exacta el AdV asociada a cada uno de los parques modelados tanto para cortocircuitos trifásicos como monofásicos, esto implica indicar en cada una de las líneas de transmisión y subtransmisión que parte de las mismas pertenece a cada AdV. Para ello se simularon 100 cortocircuitos a lo largo de cada una de las líneas, obteniendo de esta manera una apreciación variable en cada línea y equivalente al 1 % de la longitud de la misma. Esto no solo permite conocer el “AdV exacta”(AdVE) asociada a cada uno de los PE o a un conjunto de PE, sino que también permitirá cuantificar de forma más precisa cual es el PE o el conjunto de PE que es/son más propenso/s a sufrir huecos de tensión. Como indicador de “cuán grande” es una determinada AdVE se toma la suma total de los kilómetros de líneas y cables que componen cada AdVE, denominando a esta suma “longitud equivalente del AdVE”.

Por otra parte se discriminaron las longitudes de conductor asociadas a cada nivel de tensión⁵, diferenciando las longitudes correspondientes a cables de las correspondientes a líneas solo para la red de 150kV ya que es la única que posee un volumen significativo de cables subterráneos. Mediante esta información es posible ponderar cada una de estas longitudes según la tasa de falla correspondiente. Las tasas de falla utilizadas son las siguientes:

Tipo de red	Tasa(Falla/año/100km)
Línea 500kV	0,5
Línea 150kV	1
Cable 150kV	0,1
Línea 60kV	2

Tabla 5.21: Tasas de falla típicas, por año cada 100 kilómetros según nivel de tensión y tipo de conductor.

Dado que las faltas fase-tierra son las más habituales en los sistemas de transmisión de energía eléctrica⁶, podría suponerse que las mencionadas tasas de falla están definidas principalmente por este tipo de defectos; con lo que si se aplican dichas tasas de falla a las longitudes equivalentes de las AdVE calculadas a partir de cortocircuitos fase-tierra es posible calcular la tasa de ocurrencia para cortocircuitos en cada una de las AdVE calculadas. Esto permite definir la cantidad esperada de huecos de tensión con profundidad mayor a “X p.u.” que un determinado PE o conjunto de PE sufrirían a lo largo de un año. En tanto el aplicar las tasas de falla a las longitudes equivalentes de las AdVE calculadas en base a cortocircuitos trifásicos nos permite mejorar la comparación entre las AdVE asociadas a cada PE, pero no nos permite definir una probabilidad de ocurrencia ya que las tasas de falla no son representativas de la ocurrencia de cortocircuitos trifásicos en los sistemas de

⁵60kV, 150kV y 500kV.

⁶Según [22], entre el 75 % - 90 % de los cortocircuitos que ocurren en las redes de transmisión corresponden a faltas fase tierra.

transmisión de energía eléctrica.

Respecto a las tasas de falla típicas utilizadas, estas no representan necesariamente las tasas de falla reales de nuestro sistema eléctrico, el motivo de la utilización de datos “típicos” para la realización de este estudio es que no existen datos oficiales respecto a las tasas reales de nuestro sistema eléctrico. No obstante, en el punto 5.2.6 se presenta un ajuste de los resultados más importantes obtenidos en este capítulo en base a tasas de falla estimadas para la red eléctrica de transmisión uruguaya.

5.2.2. AdVE asociada a cada PE ante cortocircuitos trifásicos

A continuación se presenta un resumen de los resultados del cálculo de las AdVE asociadas a cada uno de los PE ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico, los resultados completos en donde mediante tablas se indican las líneas que componen cada una de las AdVE y que porcentaje de las mismas pertenece a las referidas AdVE no son presentados en este documento⁷. Por lo tanto a modo de resumen de los resultados obtenidos en las Tablas 5.24 y 5.22 se presentan los kilómetros de líneas y cables que componen cada uno de las AdVE asociadas a cada uno de los PE. En tanto en las Tablas 5.23 y 5.25 se presentan las longitudes equivalentes asociadas a cada AdVE y por otro lado un índice que representa la suma ponderada de estos kilómetros. Dicha ponderación se implementó multiplicando las tasas de falla indicadas en la Tabla 5.21 por los correspondientes kilómetros de líneas o cables en cada nivel de tensión, tal cual se indica en la ecuación 5.1.

$$Indice_{AdVE} = Km_{60kV} * TF_{60kV} + km_{L150kV} * TF_{L150kV} + km_{C150kV} * TF_{C150kV} + km_{500kV} * TF_{500kV} \quad (5.1)$$

En donde:

- Km_{60kV} : kilómetros de líneas en 60kV.
- km_{L150kV} : kilómetros de líneas en 150kV.
- km_{C150kV} : kilómetros de cables en 150kV.
- km_{500kV} : kilómetros de líneas en 500kV.
- TF_{60kV} : tasa de falla en líneas de 60kV.
- TF_{L150kV} : tasa de falla en líneas de 150kV.
- TF_{C150kV} : tasa de falla en cables de 150kV.
- TF_{500kV} : tasa de falla en líneas de 500kV.

En base a los resultados obtenidos y tomando como hipótesis que cuanto mayor sea la longitud total de líneas y cables que conforman el AdVE asociada a un umbral de tensión, mayor será la probabilidad de ocurrencia de un cortocircuito en esta AdVE es posible realizar las siguientes afirmaciones:

⁷Esto se debe a la gran cantidad de páginas que ello insumiría.

- Si para cada escenario y umbral de tensión, por un lado ordenamos los PE de mayor a menor en función de los kilómetros de líneas y cables que conforman sus AdVE y por otro lado los ordenamos por el valor de su respectivo índice $Indice_{AdVE}$, encontramos que el orden se mantiene en ambos casos, con excepción del AdVE asociada a la tensión umbral 0,4 p.u. para los escenarios 2017.
- El PE que tiene más probabilidad de sufrir huecos de tensión de profundidad mayor a 0,4 p.u. (o sea una tensión residual igual o menor a 0,6 p.u.) es FINGANO.
- Los PE que tiene menos probabilidad de sufrir huecos de tensión de profundidad mayor a 0,4 p.u. son los conectados en el nodo PTO: PALMATIR y AGUAS LEGUAS.
- Los PE que tienen mayor probabilidad de sufrir huecos de tensión de profundidad mayor a 0,2 p.u. y menor a 0,4 p.u. son los conectados al nodo PTO: PALMATIR y AGUAS LEGUAS.
- Observando los PE que fueron modelados a partir del escenario 2013, no se aprecian diferencias significativas en las AdVE entre los escenarios 2013 y 2017.
- En términos generales los PE situados en la zona sureste del país son más proclives a sufrir huecos de tensión que los ubicados en la zona centro del país.

ESCENARIO 2013									
Tensión umbral	PE	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	0	0	82	100	0	0	0	0
	VENTI	50	50	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	125	122	0	0	267	147
0,4 p.u.	PALMATIR	0	0	180	239	0	0	0	323
	VENTI	126	126	86	69	16	13	611	180
	FINGANO	0	0	355	341	101	101	1024	980
0,6 p.u.	PALMATIR	0	0	407	843	1	97	841	944
	VENTI	133	133	519	477	97	97	1109	1088
	FINGANO	0	0	704	698	101	101	1268	1268
0,8 p.u.	PALMATIR	0	0	1630	2338	97	97	1088	1238
	VENTI	142	142	921	899	101	101	1268	1268
	FINGANO	0	0	994	1017	101	101	1268	1268

Tabla 5.22: Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVE 2013)

ESCENARIO 2013					
Tensión umbral	PE	km Totales		Indice	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	82	100	82	100
	VENTI	50	50	101	99
	FINGANO	392	269	258	196
0,4 p.u.	PALMATIR	180	562	180	400
	VENTI	839	388	645	412
	FINGANO	1479	1422	876	841
0,6 p.u.	PALMATIR	1249	1884	828	1325
	VENTI	1858	1794	1349	1296
	FINGANO	2072	2067	1348	1342
0,8 p.u.	PALMATIR	2815	3673	2184	2967
	VENTI	2431	2409	1848	1827
	FINGANO	2363	2386	1638	1661

Tabla 5.23: Longitud total de líneas y cables por PE para los escenarios 2013

ESCENARIO 2017									
Tensión umbral	PE	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	0	0	103	112	0	0	0	0
	VENTI AMPLIN	54	54	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	121	121	0	0	98	76
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	53	55	0	0	0	0
	EÓLICA MINAS	0	0	78	77	1	1	99	75
0,4 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	0	0	182	218	0	0	0	204
	VENTI AMPLIN	67	67	136	136	26	29	524	292
	FINGANO	0	0	311	327	97	99	970	967
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	160	216	5	37	402	759
	EÓLICA MINAS	0	0	367	365	97	97	908	901
0,6 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	0	0	357	669	0	97	658	998
	VENTI, AMPLIN	98	98	540	535	97	97	1109	1106
	FINGANO	0	0	723	718	101	101	1268	1268
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	781	820	97	97	1019	1070
	EÓLICA MINAS	0	0	670	666	101	101	1211	1214
0,8 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	0	0	1629	2609	97	97	1268	1268
	VENTI AMPLIN	113	112	952	932	101	101	1268	1268
	FINGANO	0	0	1127	1146	101	101	1268	1268
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	1601	1959	97	101	1268	1268
	EÓLICA MINAS	105	105	1070	1079	101	101	1268	1268

Tabla 5.24: Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVE 2017)

ESCENARIO 2017					
Tensión umbral	PE	km Totales		Indice	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	103	112	103	112
	VENTI, AMPLIN	54	54	108	108
	FINGANO	219	197	170	159
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	53	55	53	55
	EÓLICA MINAS	178	153	127	115
0,4 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	182	423	182	320
	VENTI, AMPLIN	754	524	535	419
	FINGANO	1378	1392	806	820
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	567	1011	361	599
	EÓLICA MINAS	1372	1363	831	825
0,6 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	1016	1764	686	1178
	VENTI, AMPLIN	1843	1835	1300	1293
	FINGANO	2091	2087	1367	1362
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	1897	1987	1300	1364
	EÓLICA MINAS	1982	1981	1286	1283
0,8 p.u.	PALMATIR AGUAS LEGUAS	2993	3973	2272	3252
	VENTI, AMPLIN	2433	2412	1821	1799
	FINGANO	2496	2515	1771	1790
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	2966	3327	2245	2603
	EÓLICA MINAS	2544	2553	1924	1933

Tabla 5.25: Longitud total de líneas y cables asociada a cada AdV, por PE para los escenarios 2017

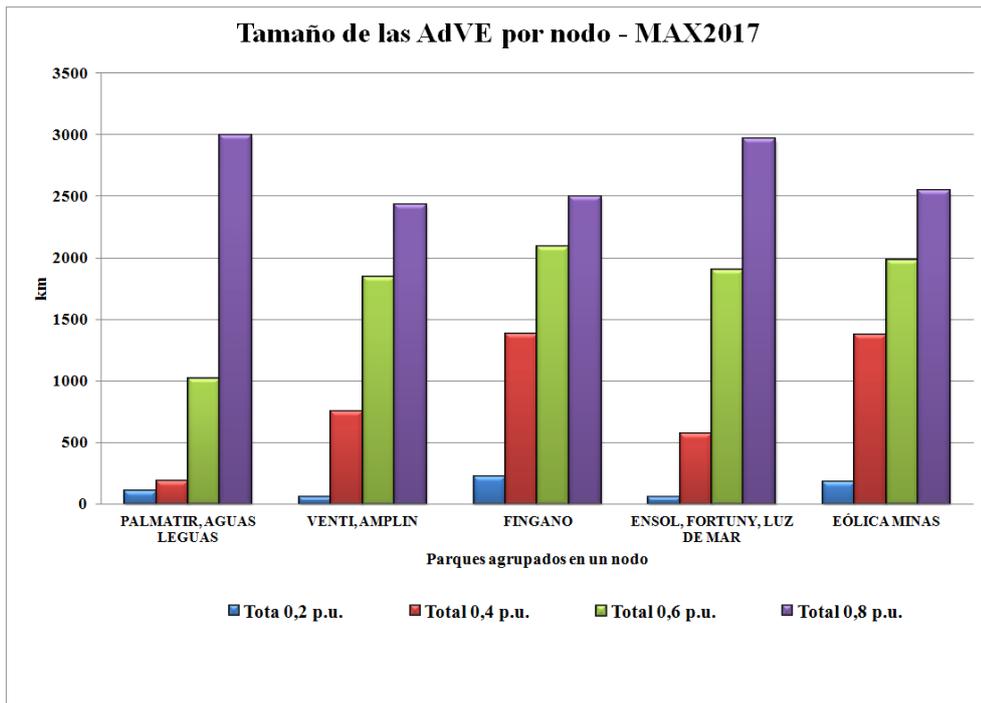


Figura 5.7: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario Max2017.

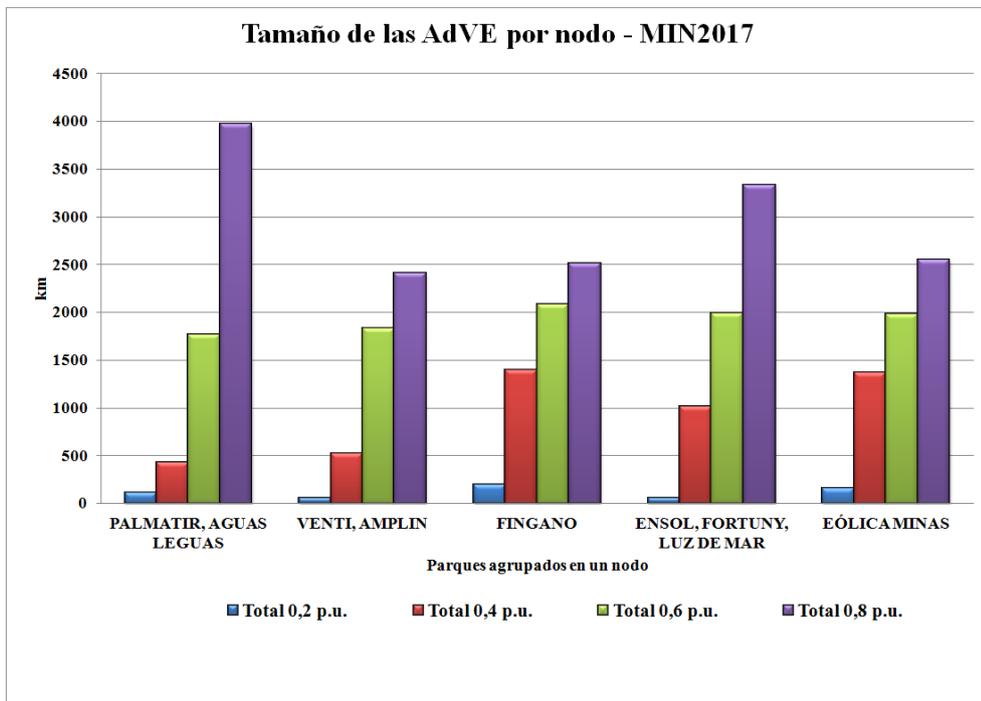


Figura 5.8: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MIN2017.

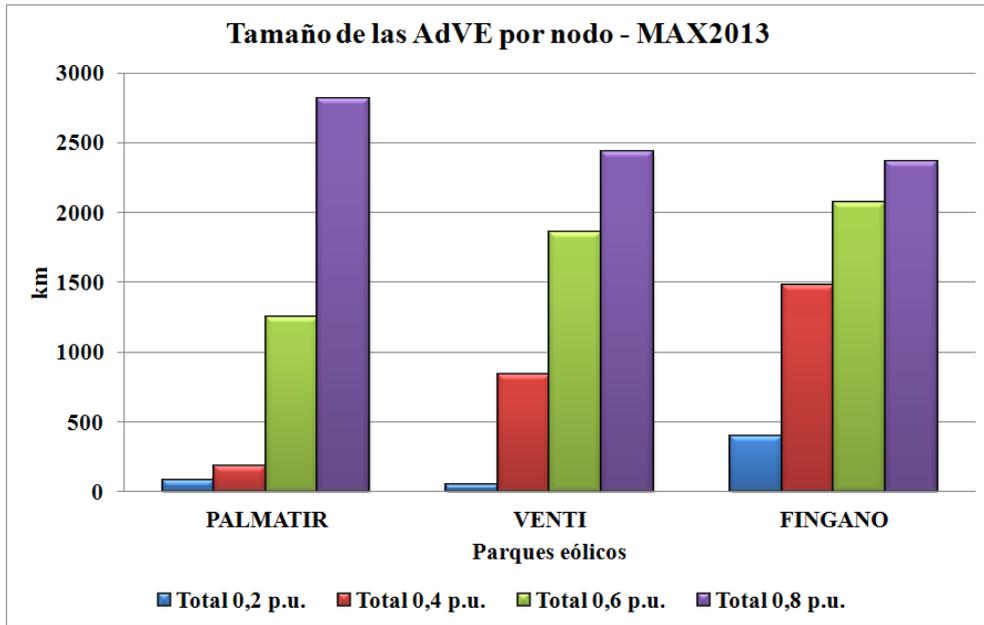


Figura 5.9: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MAX2013.

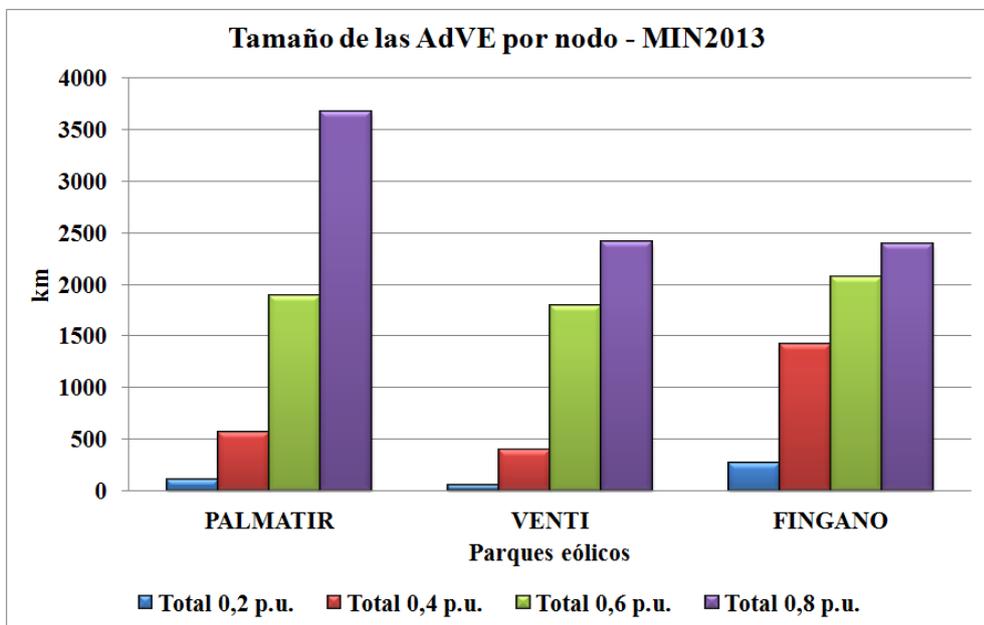


Figura 5.10: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada uno de los PE, escenario MIN2013.

5.2.3. AdVE asociadas a conjuntos de PE ante cortocircuitos trifásicos

Al igual que en los estudios anteriormente presentados en este caso también se analizaron las intersecciones de las AdVE de cada uno de los PE, con el fin de encontrar aquellas zonas del sistema eléctrico en las cuales de ocurrir un cortocircuito todos los PE se verían afectados simultáneamente. Este análisis fue realizado para los escenarios 2013 y 2017, bajo mínimos y máximos de demanda. Como primer resultado en las Tablas 5.26 y 5.27 se detallan los kilómetros de líneas y cables asociados a la intersección de las AdVE de todos los PE para cada uno de los escenarios simulados. En base a estos resultados surge que el AdV común a todos los PE está conformada predominantemente por la red de 500kV, no existiendo cortocircuitos en el sistema eléctrico uruguayo que ocasionen una tensión inferior a 0,2 p.u. en todos los PE del sistema en forma simultánea.

		2013					
		Kilómetros según nivel de tensión de la red					
		km en 60kV		km en 150kV		km en 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
Tensión umbral	0,2 p.u.	0	0	0	0	0	0
	0,4 p.u.	0	0	0	0	0	16
	0,6 p.u.	0	0	6	281	840	943
	0,8 p.u.	0	0	570	717	1085	1235

Tabla 5.26: Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE común a todos los PE, para los escenarios 2013

		2017					
		Kilómetros según nivel de tensión de la red					
		km en 60kV		km en 150kV		km en 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
Tensión umbral	0,2 p.u.	0	0	0	0	0	0
	0,4 p.u.	0	0	0	0	0	60
	0,6 p.u.	0	0	1	284	648	995
	0,8 p.u.	0	0	518	736	1268	1268

Tabla 5.27: Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE común a todos los PE, para los escenarios 2017

También fue calculada la longitud total de líneas y cables que conforman el AdVE asociada a conjuntos de PE, en concreto para los escenarios 2013 se tomaron combinaciones de a 3 parques y para los escenarios 2017 se tomaron combinaciones de a 4 parques.⁸ Este análisis permite evaluar el siguiente nivel de riesgo, en el que solo una parte de los PE en servicio se desconectará en forma simultánea. En las Tablas 5.28 y 5.29 se presenta un resumen de estos resultados, indicándose las longitudes totales de líneas y cables que conforman las AdVE de cada combinación de PE. A continuación se detalla como está compuesta cada una de las combinaciones analizadas y se le asigna un número a cada una de ellas, mediante

⁸En realidad para el escenarios 2017 son combinaciones de nodos de conexión, ya que desde el punto de vista eléctrico hay más de un parque conectado en el mismo nodo.

dicho número pueden identificarse las combinaciones de PE en las Tablas 5.28 y 5.29.

Escenario 2013:

1. PALMATIR Y VENTI, potencia total 115 MW.
2. PALMATIR Y FINGANO, potencia total 100 MW.
3. FINGANO Y VENTI, potencia total 115 MW.

Escenario 2017:

1. PALMATIR, AGUAS LEGUAS, VENTI, AMPLIN, FINGANO, FORTUNI, LUZ DE MAR y ENSOL, potencia total 353 MW.
2. PALMATIR, AGUAS LEGUAS, VENTI, AMPLIN, FINGANO, y EÓLICA MINAS, potencia total 307 MW.
3. PALMATIR, AGUAS LEGUAS, VENTI, AMPLIN, FORTUNI, LUZ DE MAR, ENSOL y EÓLICA MINAS, potencia total 345 MW.
4. PALMATIR, AGUAS LEGUAS, FINGANO, FORTUNI, LUZ DE MAR, ENSOL y EÓLICA MINAS, , potencia total 330 MW.
5. VENTI, AMPLIN, FINGANO, FORTUNI, LUZ DE MAR, ENSOL y EÓLICA MINAS, potencia total 245 MW.

Escenario 2013											
Tensión umbral	N ^{ro} combi.	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV		km Totales	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,4 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	16	0	16
	2	0	0	0	0	0	0	0	303	0	303
	3	0	0	38	31	15	13	599	169	653	212
0,6 p.u.	1	0	0	6	184	1	97	840	943	846	1224
	2	0	0	6	184	1	97	840	943	846	1224
	3	0	0	517	476	97	97	1106	1085	1720	1657
0,8 p.u.	1	0	0	473	619	97	97	1085	1235	1655	1951
	2	0	0	479	672	97	97	1085	1235	1661	2004
	3	0	0	912	891	101	101	1268	1268	2280	2259

Tabla 5.28: Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE de cada combinación de PE, para los escenarios 2013

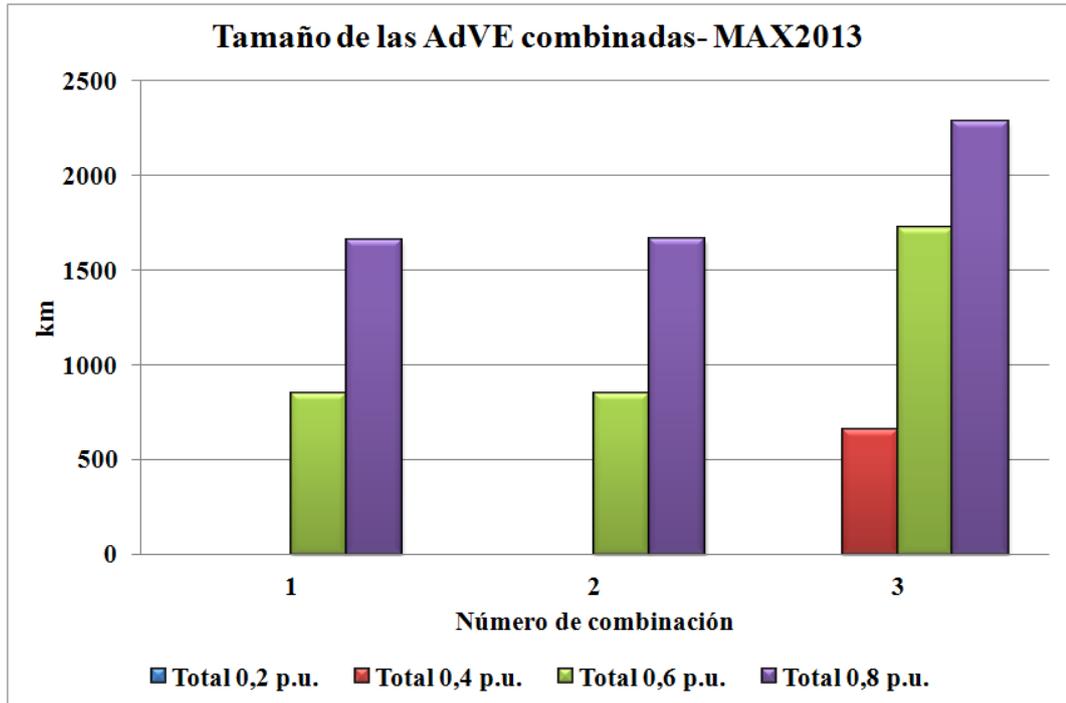


Figura 5.11: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MAX2013.

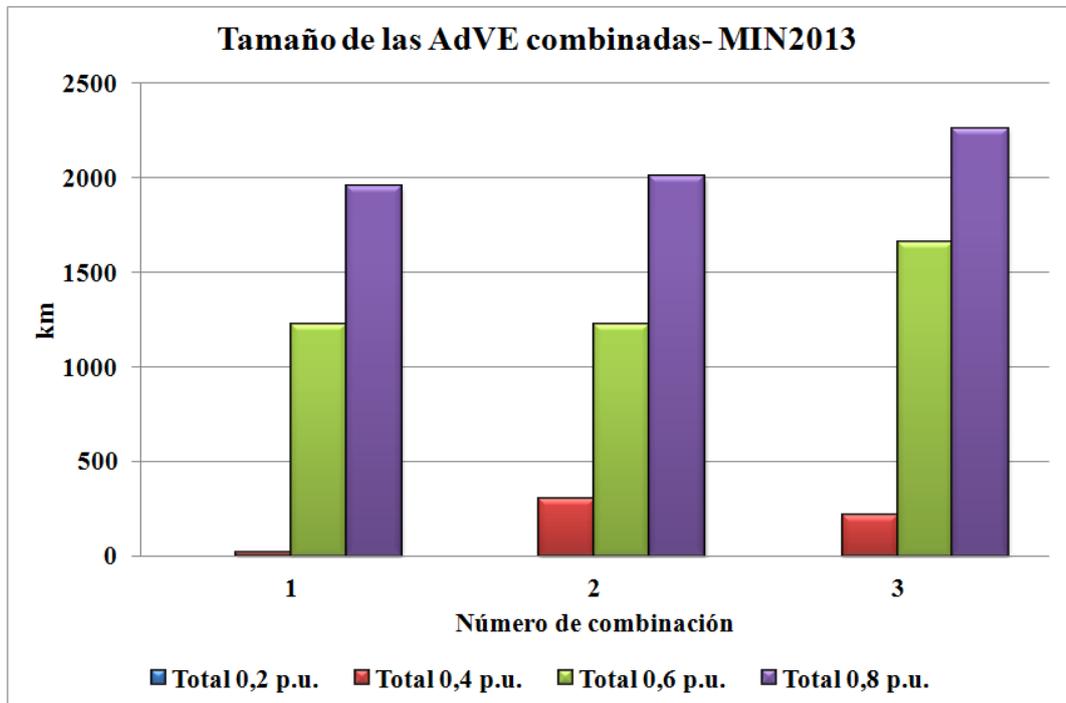


Figura 5.12: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MIN2013.

Escenario 2017											
Tensión umbral	N ^{ro} Combi.	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV		km Totales	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,4 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	60	0	60
	2	0	0	0	0	0	0	0	60	0	60
	3	0	0	0	0	0	0	0	60	0	60
	4	0	0	0	0	0	0	0	195	0	195
	5	0	0	21	43	5	29	355	264	381	336
0,6 p.u.	1	0	0	1	187	0	97	648	995	649	1278
	2	0	0	1	187	0	97	648	995	649	1278
	3	0	0	1	187	0	97	648	995	649	1278
	4	0	0	1	187	0	97	648	995	649	1278
	5	0	0	259	264	97	97	1016	1067	1372	1427
0,8 p.u.	1	0	0	421	639	97	97	1268	1268	1786	2003
	2	0	0	421	639	97	97	1268	1268	1786	2003
	3	0	0	421	636	97	97	1268	1268	1786	2000
	4	0	0	440	716	97	97	1268	1268	1805	2081
	5	0	0	741	794	97	101	1268	1268	2106	2163

Tabla 5.29: Longitud total de líneas y cables asociada al AdVE de cada combinación de PE, para los escenarios 2017

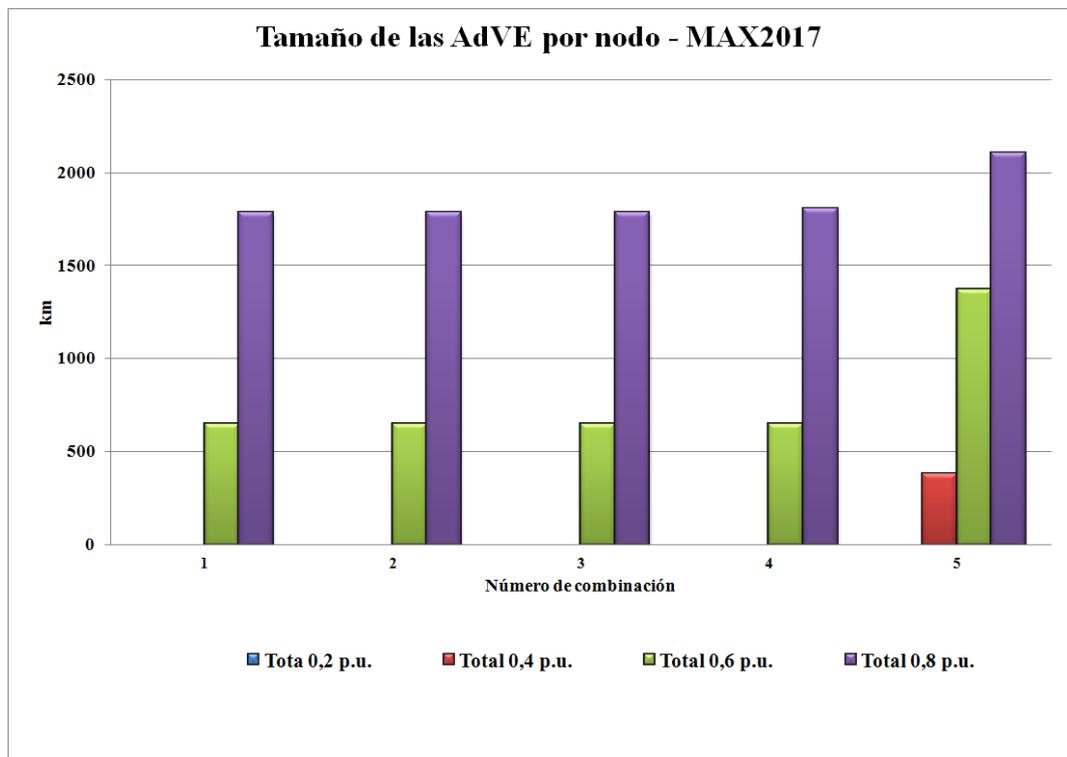


Figura 5.13: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MAX2017.

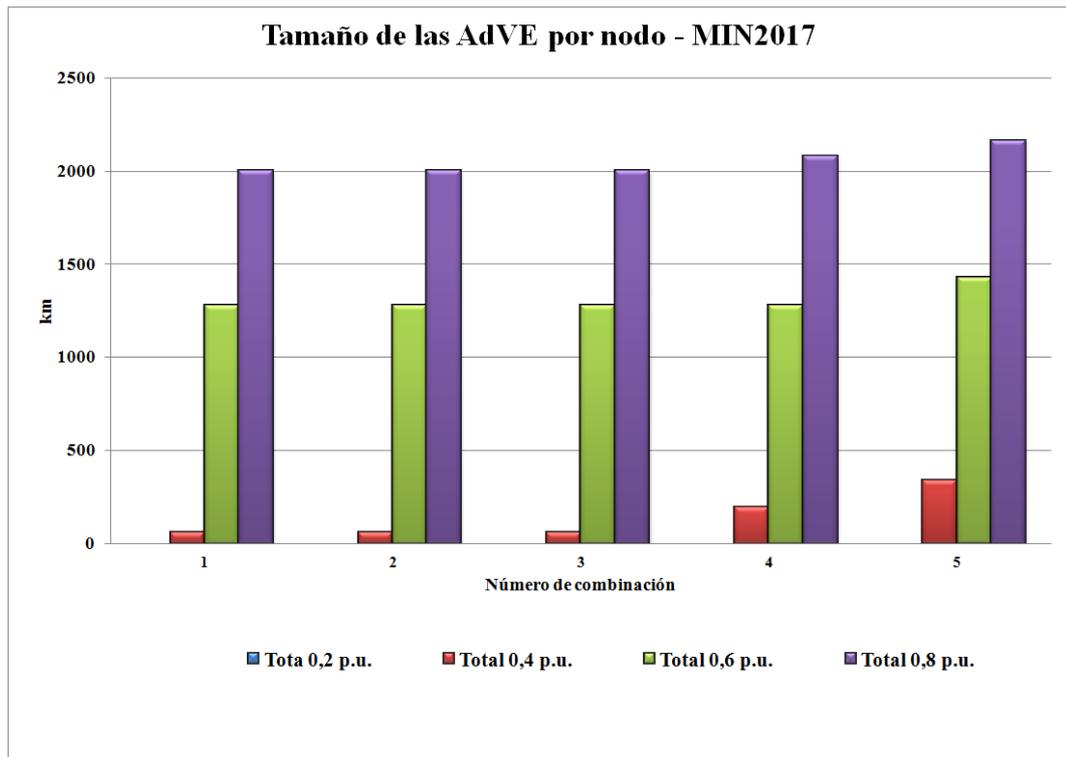


Figura 5.14: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVE de cada combinación de PE, escenario MIN2017.

Como conclusión respecto al análisis de las AdVE asociadas a las combinaciones de PE estudiadas se obtiene que, para el escenario 2013 la combinación con mayor probabilidad de sufrir un hueco de tensión en forma conjunta es la número 3; en tanto para el escenario 2017 la combinación que presenta una mayor probabilidad de ocurrencia es la número 5. El factor común que presentan estas dos combinaciones es que no contienen a los parques situados en el nodo PTO: PALMATIR Y AGUAS LEGUAS. Esto es coherente con la distribución de las AdVE de cada uno de los PE debido a que el AdVE asociada a los parques conectados al nodo PTO no alcanza la zona sureste de la red, la cual esta contenida en mayor medida por el AdVE del resto de los PE, por lo tanto es razonable que el excluir a los parques conectados al nodo PTO amplíe el AdVE común al resto de los parques.

Al igual que en el punto anterior para este caso también fueron calculados los $Indices_{AdVE}$, los mismos no fueron presentados en esta sección dado que no aportan ninguna información adicional e indican los mismos resultados ya expuestos.

5.2.4. AdV exacta asociada a cada PE ante cortocircuitos fase-tierra

Como se mencionó en la introducción para poder calcular la cantidad de faltas esperadas dentro de una determinada AdVE es necesario definir las mismas en base a cortocircuitos fase-tierra. De esta manera es posible estimar, en base a las tasas de falla tomadas para la red de transmisión, la cantidad huecos de tensión que cada PE o conjunto de PE verá en un año. Para esto se aplica la ecuación 5.2 en base a los kilómetros de líneas y cables que componen las AdVEFT. (Los términos de la ecuación se corresponden con los definidos para la ecuación 5.1)

$$N^{\circ}eventos = Km_{60kV} * TF_{60kV} + km_{L150kV} * TF_{L150kV} + km_{C150kV} * TF_{C150kV} + km_{500kV} * TF_{500kV} \quad (5.2)$$

ESCENARIO 2017									
Tensión umbral	PE	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	0	0	20	33	0	0	0	0
	AGUAS LEGUAS								
	VENTI, AMPLIN	39	41	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	111	111	0	0	0	0
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	7	8	0	0	0	0
EÓLICA MINAS	0	0	16	17	0	0	0	0	
0,4 p.u.	PALMATIR	0	0	104	122	0	0	0	0
	AGUAS LEGUAS								
	VENTI, AMPLIN	56	56	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	135	145	1	11	145	222
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	51	65	0	3	0	16
EÓLICA MINAS	0	0	75	90	27	48	88	115	
0,6 p.u.	PALMATIR	0	0	179	252	0	41	0	225
	AGUAS LEGUAS								
	VENTI, AMPLIN	66	67	121	172	97	97	173	255
	FINGANO	0	0	344	386	101	101	588	972
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	204	323	95	97	157	532
EÓLICA MINAS	0	0	289	340	97	97	559	891	
0,8 p.u.	PALMATIR	0	0	561	1136	97	97	655	1088
	AGUAS LEGUAS								
	VENTI, AMPLIN	101	101	608	647	101	101	1106	1166
	FINGANO	0	0	725	757	101	101	1268	1268
	ENSOL, FORTUNY LUZ DE MAR	0	0	847	950	97	97	1034	1157
EÓLICA MINAS	36	41	667	696	101	101	1244	1268	

Tabla 5.30: Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda. (AdVEFT 2017)

ESCENARIO 2017					
Tensión umbral	PE	km Totales		Eventos por año	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	20	33	0,2	0,3
	VENTI, AMPLIN	39	41	0,8	0,8
	FINGANO	111	111	1,1	1,1
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	7	8	0,1	0,1
	EÓLICA MINAS	16	17	0,2	0,2
0,4 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	104	122	1,0	1,2
	VENTI, AMPLIN	56	56	1,1	1,1
	FINGANO	282	378	2,1	2,6
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	51	83	0,5	0,7
	EÓLICA MINAS	190	253	1,2	1,5
0,6 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	179	518	1,8	3,7
	VENTI, AMPLIN	457	591	3,5	4,4
	FINGANO	1033	1460	6,5	8,8
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	456	952	2,9	6,0
	EÓLICA MINAS	945	1329	5,8	8,0
0,8 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	1314	2320	9,0	16,9
	VENTI, AMPLIN	1915	2015	13,7	14,4
	FINGANO	2093	2126	13,7	14,0
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	1978	2204	13,7	15,4
	EÓLICA MINAS	2047	2105	13,7	14,2

Tabla 5.31: Longitud total de líneas más cables por PE y números de eventos por año.(AdVEFT 2017)

ESCENARIO 2013									
Tensión umbral	PE	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	0	0	36	45	0	0	0	0
	VENTI	39	39	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	37	37	0	0	0	0
0,4 p.u.	PALMATIR	0	0	80	105	0	0	0	0
	VENTI	59	59	0	0	0	0	0	0
	FINGANO	0	0	135	141	4	19	132	154
0,6 p.u.	PALMATIR	0	0	172	280	0	73	0	427
	VENTI	127	127	93	112	97	97	218	240
	FINGANO	0	0	345	377	97	101	837	939
0,8 p.u.	PALMATIR	0	0	669	1179	97	97	863	1004
	VENTI	136	136	587	600	101	101	1084	1106
	FINGANO	0	0	694	720	101	101	1232	1268

Tabla 5.32: Longitud total de líneas y cables por PE, umbral de tensión y escenario de demanda.(AdVEFT 2013)

ESCENARIO 2013					
Tensión umbral	PE	km Totales		Eventos por año	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	36	45	0,4	0,5
	VENTI	39	39	0,8	0,8
	FINGANO	37	37	0,4	0,4
0,4 p.u.	PALMATIR	80	105	0,8	1,1
	VENTI	59	59	1,2	1,2
	FINGANO	271	314	2,0	2,2
0,6 p.u.	PALMATIR	172	780	1,7	5,0
	VENTI	534	575	4,6	4,9
	FINGANO	1279	1417	7,7	8,6
0,8 p.u.	PALMATIR	1629	2280	11,1	16,9
	VENTI	1908	1943	14,1	14,4
	FINGANO	2026	2088	13,2	13,6

Tabla 5.33: Longitud total de líneas más cables por PE y números de eventos por año.(AdVEFT 2013)

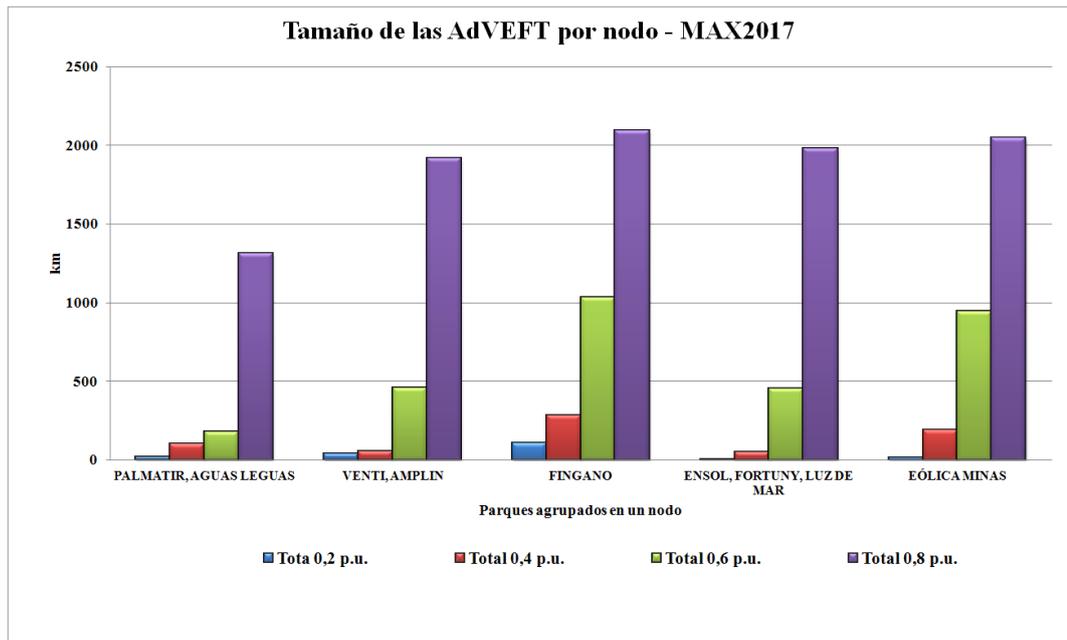


Figura 5.15: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario Max2017.

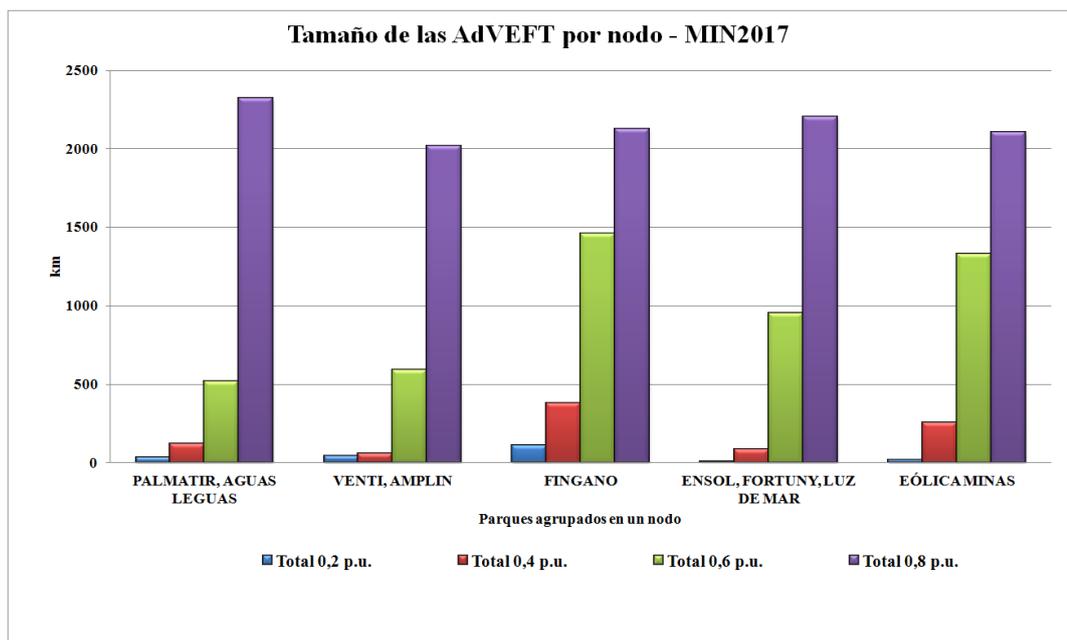


Figura 5.16: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MIN2017.

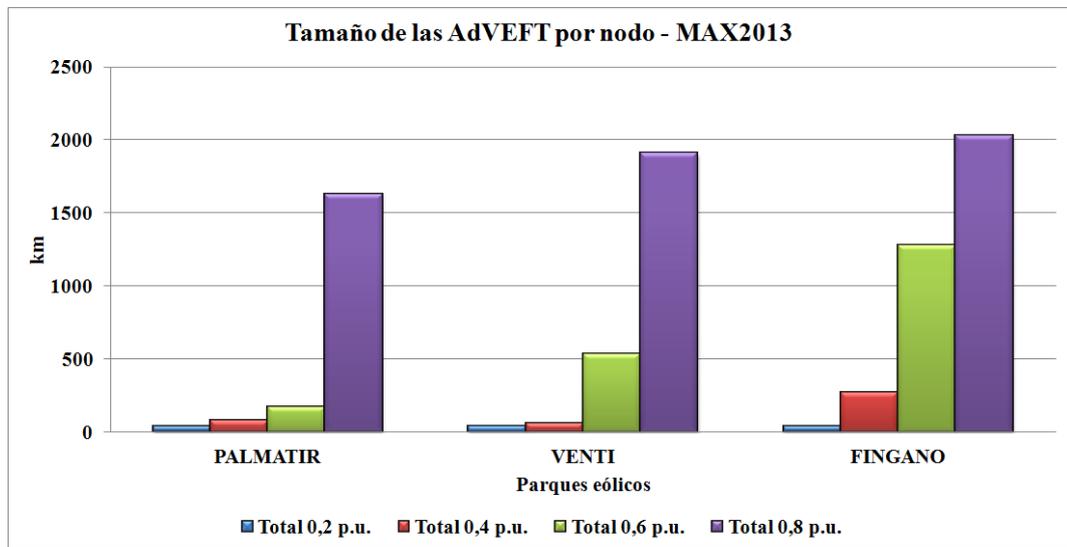


Figura 5.17: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MAX2013.

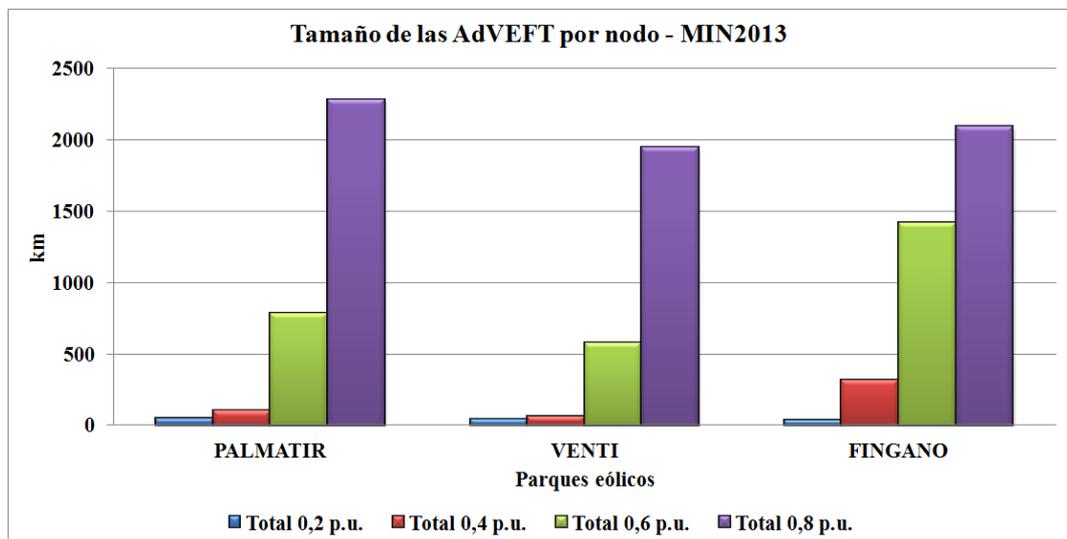


Figura 5.18: Kilómetros de líneas y cables que componen el AdVEFT de cada uno de los PE, escenario MIN2013.

A continuación es presentada otra forma de analizar el comportamiento de las tensiones en cada uno de los PE ante un cortocircuito fase-tierra, en las Figuras 5.20, 5.21, 5.22 y 5.23 se ilustran las tasas de ocurrencia esperadas para cada PE según la tensión residual durante el cortocircuito. Además en las mencionadas figuras se ilustran las tasas de ocurrencia asociadas a la unión de las AdVEFT de todos los PE, esto representa la cantidad de faltas fase-tierra esperadas por año para las cuales al menos un PE verá una determinada tensión. Respecto a estas curvas cabe destacar que la tasa de ocurrencia esperada para cada intervalo de tensión es independiente, por ejemplo si se deseara saber cual es la tasa de eventos esperada para tensiones residuales en el rango 0,1 p.u.-0,2 p.u. basta con sumar las tasas asociadas a los intervalos 0,1 p.u.-0,15 p.u. y 0,15 p.u.-0,2 p.u.. Esto se debe a que las tasas referidas a un determinado intervalo de tensiones están asociadas directamente a un área física del sistema eléctrico, en la que de ocurrir un cortocircuito la tensión que aparecería en el PE quedaría dentro del intervalo.

Como ejemplo si se observa la Figura 5.20, la misma indica que la cantidad esperada de cortocircuitos que dejen al menos un PE con una tensión residual en el intervalo 0,5p.u.-0,55p.u. será de aproximadamente 4,5 eventos al año, en tanto si observamos el comportamiento en el PE FINGANO vemos que para el mismo intervalo es de esperarse la ocurrencia de aproximadamente 2 eventos al año por otro lado para el intervalo 0,4 p.u.-0,5 p.u. la tasa esperada es también de aproximadamente 2 eventos al año. Este tipo de representación permite identificar claramente cuan probable es que la tensión en cada PE caiga en cada intervalo ante un cortocircuito fase-tierra, dicha información es de utilidad al momento de definir cual es la tensión residual(ver figura 5.19) para los requerimientos referidos a la permanencia frente a huecos de tensión que más se ajusta a un determinado sistema eléctrico.

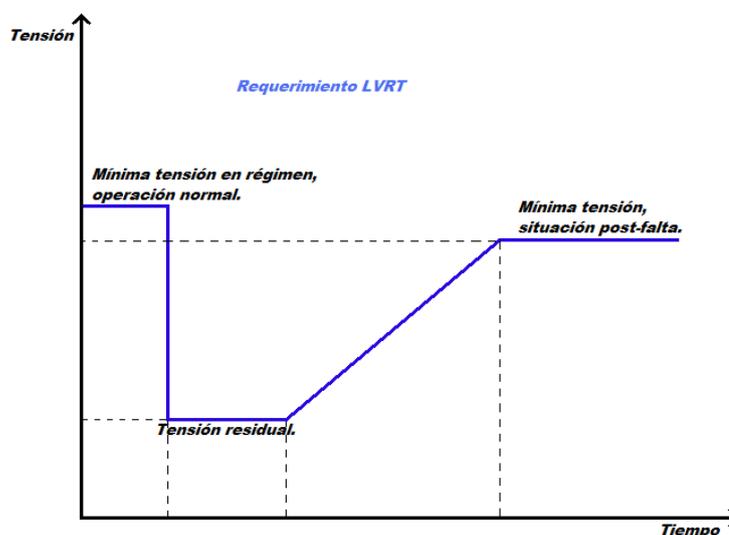


Figura 5.19: Esquema básico de requerimiento para la permanencia frente a huecos de tensión, conocido como curva LVRT.

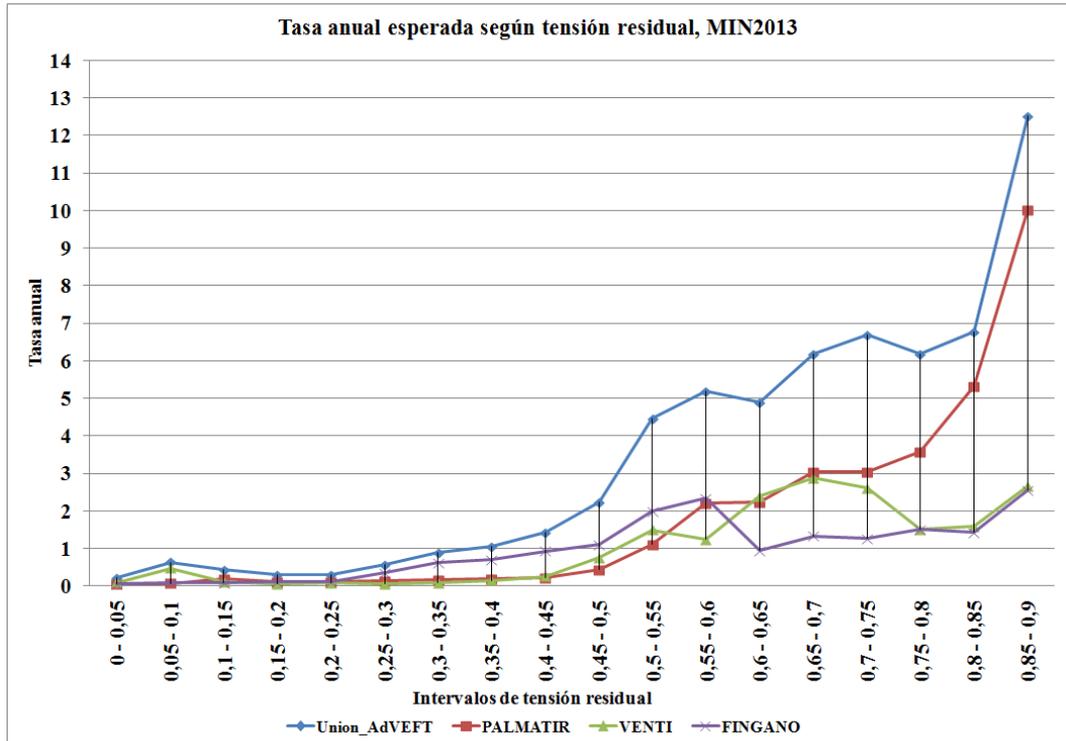


Figura 5.20: Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MIN2013.

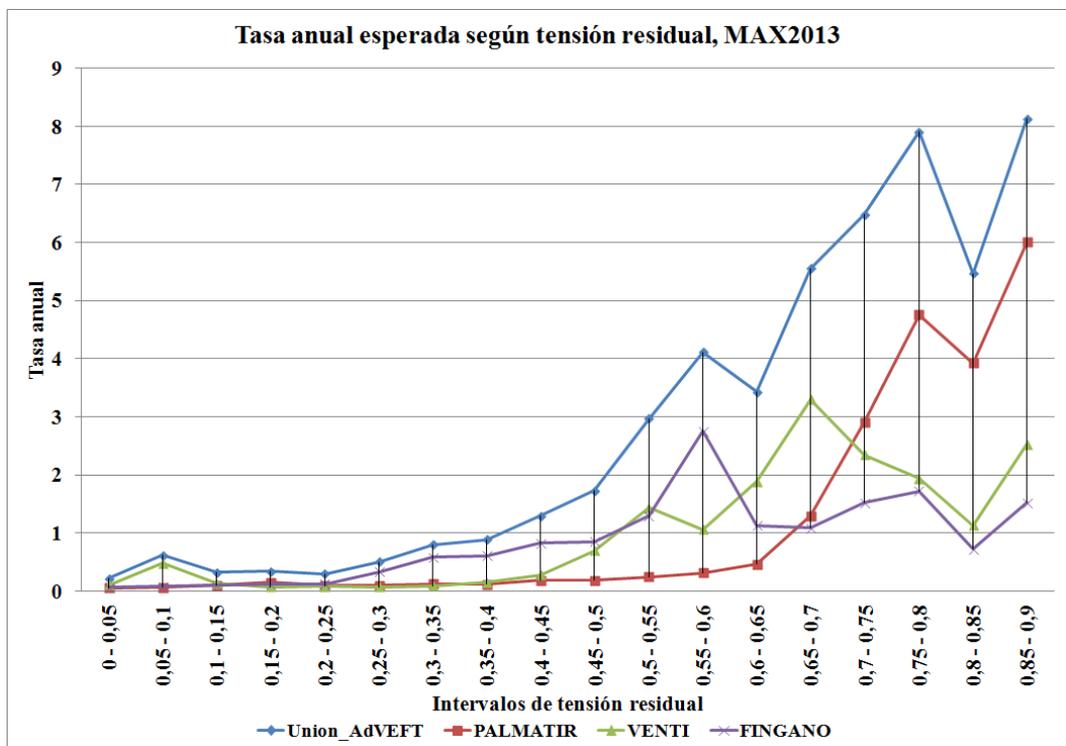


Figura 5.21: Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MAX2013.

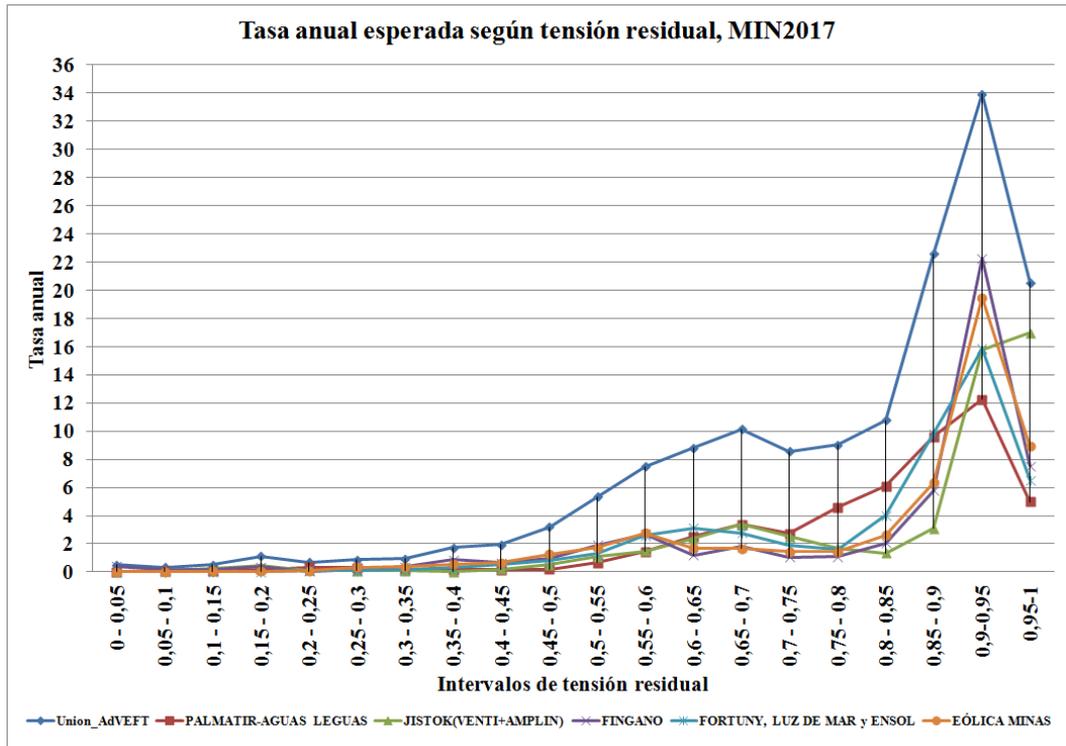


Figura 5.22: Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MIN2017.

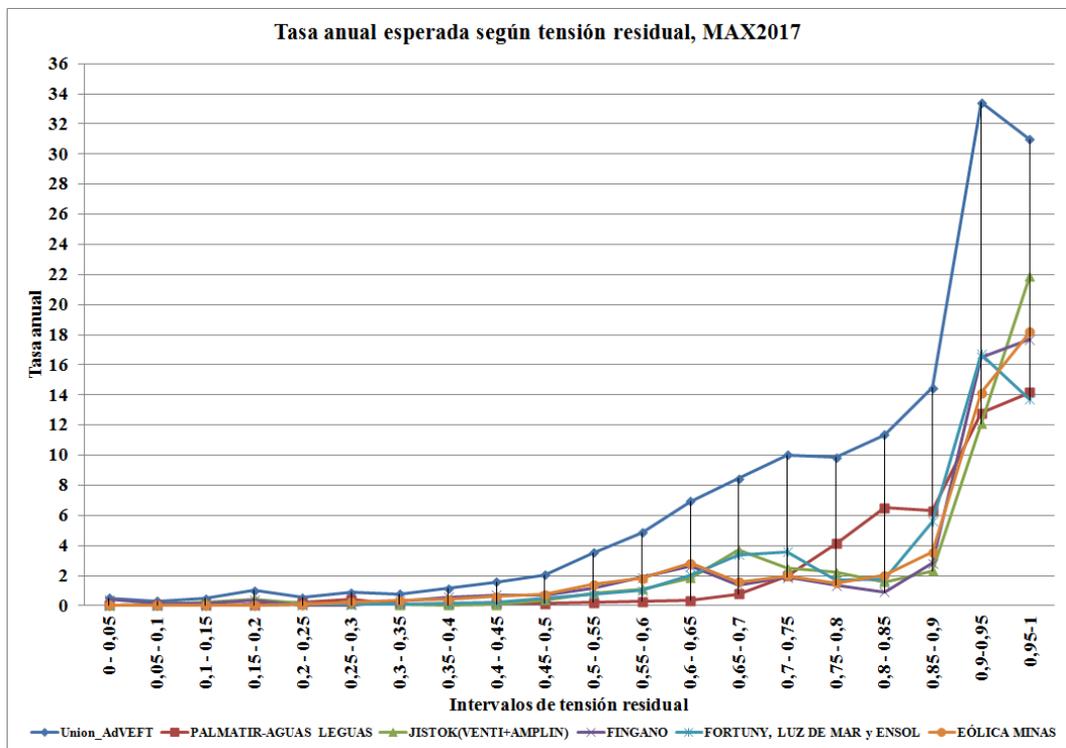


Figura 5.23: Tasas de ocurrencia según tensión residual, escenario MAX2017.

5.2.5. AdV exacta asociada a conjuntos de PE ante cortocircuitos fase-tierra

En este punto se presentan los resultados análogos a los presentados en el punto 5.2.3, pero para cortocircuitos fase-tierra. Respecto a los números mediante los cuales son identificadas las combinaciones de PE, estos son los mismos que los utilizados en el punto 5.2.3.

2013										
Tensión umbral	Kilómetros según nivel de tensión de la red								Eventos por año	
	60kV		Líneas 150kV		Cables 150kV		500kV		MAX	MIN
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN		
0,2 p.u.	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
0,4 p.u.	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
0,6 p.u.	0	0	0	38	0	73	0	165	0,0	1,3
0,8 p.u.	0	0	132	247	97	97	859	1001	5,7	7,6

Tabla 5.34: Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a todos los PE, para los escenarios 2013

2017										
Tensión umbral	Kilómetros según nivel de tensión de la red								Eventos por año	
	60kV		Líneas 150kV		Cables 150kV		500kV		MAX	MIN
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN		
0,2 p.u.	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
0,4 p.u.	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0
0,6 p.u.	0	0	0	23	0	41	0	146	0,0	1,0
0,8 p.u.	0	0	100	250	97	97	643	1085	4,3	8,0

Tabla 5.35: Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a todos los PE, para los escenarios 2017

ESCENARIO 2013									
Tensión umbral	Número de Combinación	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0
0,4 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0
0,6 p.u.	1	0	0	0	38	0	73	0	165
	2	0	0	0	38	0	73	0	411
	3	0	0	64	83	97	97	206	228
0,8 p.u.	1	0	0	132	247	97	97	859	1001
	2	0	0	132	248	97	97	859	1001
	3	0	0	585	598	101	101	1082	1103

Tabla 5.36: Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a cada conjunto de PE, para los escenarios 2013

ESCENARIO 2013					
Tensión umbral	Combinación	KM TOTALES		Eventos por año	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0,0	0,0
	2	0	0	0,0	0,0
	3	0	0	0,0	0,0
0,4 p.u.	1	0	0	0,0	0,0
	2	0	0	0,0	0,0
	3	0	0	0,0	0,0
0,6 p.u.	1	0	275	0,0	1,3
	2	0	522	0,0	2,5
	3	368	409	1,8	2,1
0,8 p.u.	1	1087	1345	5,7	7,6
	2	1087	1346	5,7	7,6
	3	1768	1801	11,4	11,6

Tabla 5.37: Resumen de longitudes totales de líneas más cables y número de eventos esperados por año asociados al AdVEFT común a cada conjunto de PE, escenarios 2013

ESCENARIO 2017									
Tensión umbral	Número de Combinación	km 60kV		km Líneas 150kV		km Cables 150kV		km 500kV	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0
0,4 p.u.	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0
0,6 p.u.	1	0	0	0	23	0	41	0	146
	2	0	0	0	23	0	41	0	146
	3	0	0	0	23	0	41	0	146
	4	0	0	0	23	0	41	0	209
	5	0	0	51	103	95	97	139	237
0,8 p.u.	1	0	0	100	250	97	97	643	1085
	2	0	0	100	250	97	97	643	1085
	3	0	0	100	250	97	97	643	1085
	4	0	0	100	250	97	97	643	1085
	5	0	0	257	292	97	97	1031	1154

Tabla 5.38: Longitud de líneas y cables asociada al AdVEFT común a cada conjunto de PE, para los escenarios 2017

ESCENARIO 2017					
Tensión umbral	Combinación	km Totales		Eventos por año	
		MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	1	0	0	0,0	0,0
	2	0	0	0,0	0,0
	3	0	0	0,0	0,0
	4	0	0	0,0	0,0
	5	0	0	0,0	0,0
0,4 p.u.	1	0	0	0,0	0,0
	2	0	0	0,0	0,0
	3	0	0	0,0	0,0
	4	0	0	0,0	0,0
	5	0	0	0,0	0,0
0,6 p.u.	1	0	209	0,0	1,0
	2	0	209	0,0	1,0
	3	0	209	0,0	1,0
	4	0	272	0,0	1,3
	5	284	437	1,3	2,3
0,8 p.u.	1	840	1431	4,3	8,0
	2	840	1431	4,3	8,0
	3	840	1431	4,3	8,0
	4	840	1431	4,3	8,0
	5	1385	1542	7,8	8,8

Tabla 5.39: Resumen de longitudes totales de líneas más cables y número de eventos esperados por año asociados al AdVEFT común a cada conjunto de PE, escenarios 2017

Observando los resultados obtenidos surge que no existen AdVEFT comunes asociadas a umbrales de tensión iguales o inferiores a 0,4 p.u., para conjuntos formados por 3 o más PE en los escenarios 2013 y para 4 o más PE en los escenarios 2017. Esto quiere decir que no habrá ningún cortocircuito sobre la red de Transmisión que produzca, en forma simultánea, tensiones inferiores a 0,4 p.u. en alguna de las combinaciones de PE analizadas. Respecto a la cantidad de eventos que afectan a un determinado conjunto de PE por año, se determinaron los valores esperados para las diferentes combinaciones⁹ así como también para el conjunto de PE modelado en cada uno de los escenarios. Es de destacar que la cantidad máxima de huecos de tensión de profundidad superior a 0,2 p.u. (tensión residual inferior a 0,8 p.u.) que es esperable que afecten simultáneamente a todos los PE modelados es del orden de 8 eventos por año¹⁰.

Hasta el momento se han presentado resultados basados en un análisis parcial de los posibles umbrales de tensión y para un grupo restringido de combinaciones posibles. A continuación se presenta, mediante gráficos, el análisis de las tasas de ocurrencia esperadas para huecos de tensión según su tensión residual máxima y por número de nodos de conexión de PE afectados simultáneamente. Para la construcción de estas gráficas se calcularon las tasas de ocurrencia esperadas para cada una de las posibles combinaciones de nodos de conexión de PE¹¹, luego se agruparon las mismas según el número total de nodos que en forma simultánea

⁹En las Tablas 5.37 y 5.39 se indican las tasas de eventos anuales en las que los PE de c/u de las combinaciones tendrán tensiones inferiores al umbral indicado, esto no implica que además de los PE de la combinación haya otros que también queden con su tensión por debajo del umbral.

¹⁰Esto se daría si todos los cortocircuitos se dan durante "las horas" de mínima demanda del sistema.

¹¹En particular para el escenario 2017 hay PE que, desde el punto de vista eléctrico, comparten su nodo de

tienen una tensión inferior a la umbral. Como ejemplo, si se observa la curva “Combinaciones tomadas de a 2” de la Figura 5.25 se aprecia que el número de huecos de tensión que producirán tensiones inferiores a 0,85 p.u. en *solo dos* nodos de conexión de PE en forma simultanea es de aproximadamente 5. En todos los casos la curva denominada “Total de eventos al año” es la suma de las demás curvas del gráfico y representa el total de huecos de tensión, según la tensión umbral máxima, en los cuales al menos un PE tenga en su punto de conexión una tensión inferior a la tensión residual máxima. En particular esta curva muestra, para la tensión residual máxima igual a 1, el número total de cortocircuitos esperados en un año para toda la red de transmisión.

Del análisis de las Figuras 5.24, 5.25, 5.26 y 5.27 es posible realizar las siguientes apreciaciones:

- Para los escenarios de mínimo de demanda no habrá cortocircuitos en el sistema eléctrico de transmisión que hagan que la tensión en todos los PE sea inferior a 0,55 p.u. en forma simultanea.
- Para los escenarios de máximo de demanda no habrá cortocircuitos en el sistema eléctrico de transmisión que hagan que la tensión en todos los PE se inferior a 0,65 p.u. en forma simultanea.
- Total de cortocircuitos esperados para la red de transmisión en el escenario 2013 \Rightarrow 47 y para el escenario 2017 \Rightarrow 52.
- Para los escenarios 2013, no habrá cortocircuitos que produzcan tensiones en los puntos de conexión de los PE inferiores a 0,45 p.u. que afecten a más de un PE en forma simultanea.
- Para los escenarios 2017, no habrá cortocircuitos que produzcan tensiones en los puntos de conexión de los PE inferiores a 0,3 p.u. que afecten a más de un punto de conexión en forma simultanea.
- Para los escenarios de mínimo de demanda la tasa de eventos anuales para huecos de tensión que afecten a todos los PE es superior a todas las demás combinaciones de más de un PE para “tensiones residuales máximas” superiores a 0,65 p.u., en tanto para los escenarios de máximo de demanda esto se cumple para “tensiones residuales máximas” superiores a 0,8 p.u.
- El número esperado de cortocircuitos en la red de transmisión a lo largo de un año que produzcan tensiones inferiores a 0,2 p.u. en al menos un PE es de 2.

En base a estos resultados es posible concluir que, desde el punto de vista de la tensión residual(tensión durante el cortocircuito), la curva “Low Voltage Ride Through” especificada para el sistema eléctrico de transmisión uruguayo evitaría la desconexión de PE conectados en distintos nodos de conexión.¹² En tanto habría aproximadamente entre 2 y 3 eventos al año en los cuales algún nodo de conexión vería tensiones inferiores a 0,2 p.u.. En los escenarios modelados para este estudio la máxima concentración de generación eólica conectada

conexión. Por lo tanto la tasa esperada de huecos de tensión para esos nodos estaría afectando a más de un PE.

¹²Este resultado refiere a los PE modelados en este estudio, con la incorporación de nuevos PE este resultado podría verse afectado.

a un mismo nodo es de 150MW(PALMATIR+AGUAS LEGUAS 1+AGUAS LEGUAS 2), con lo que en el peor caso habría 3 eventos al año en los cuales se perderían 150MW de generación eólica debido a un hueco de tensión.

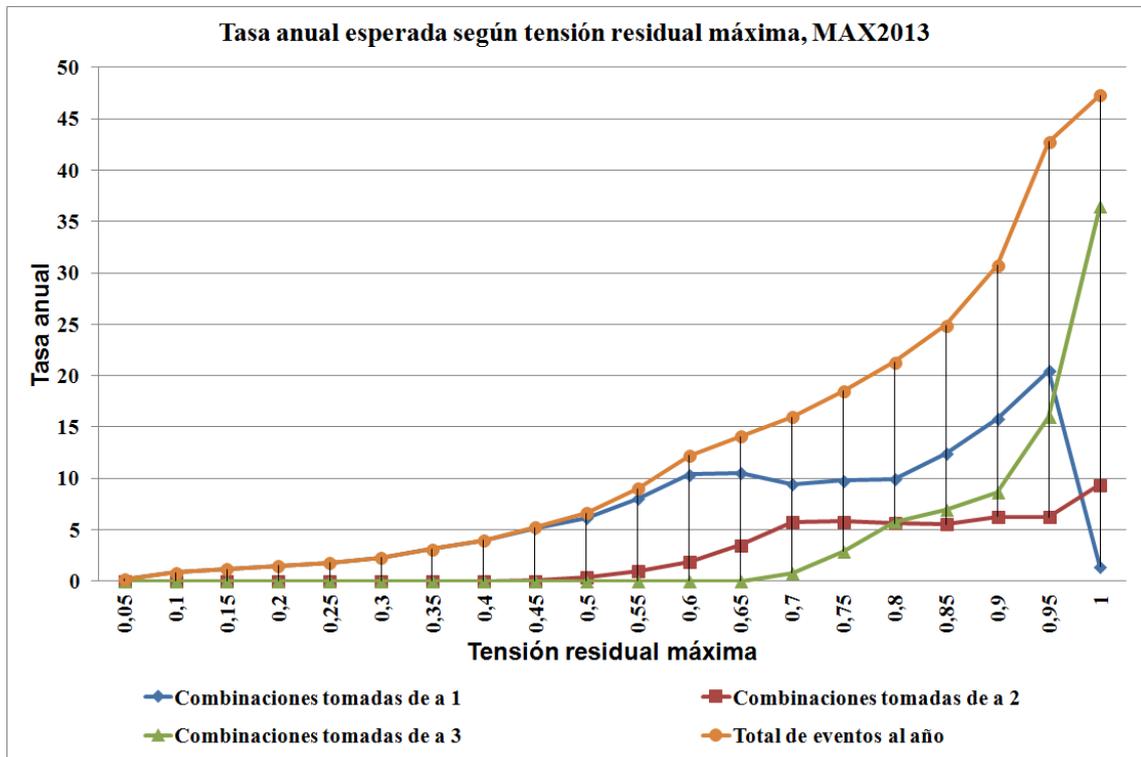


Figura 5.24: Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MAX2013.

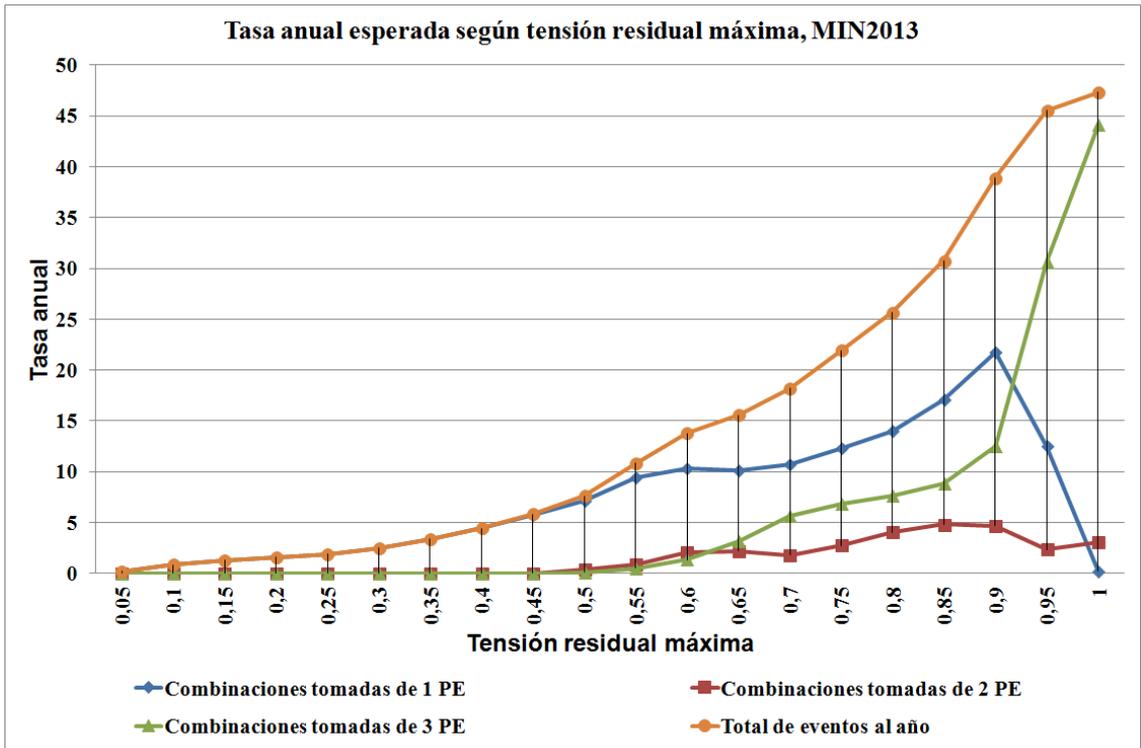


Figura 5.25: Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MIN2013.

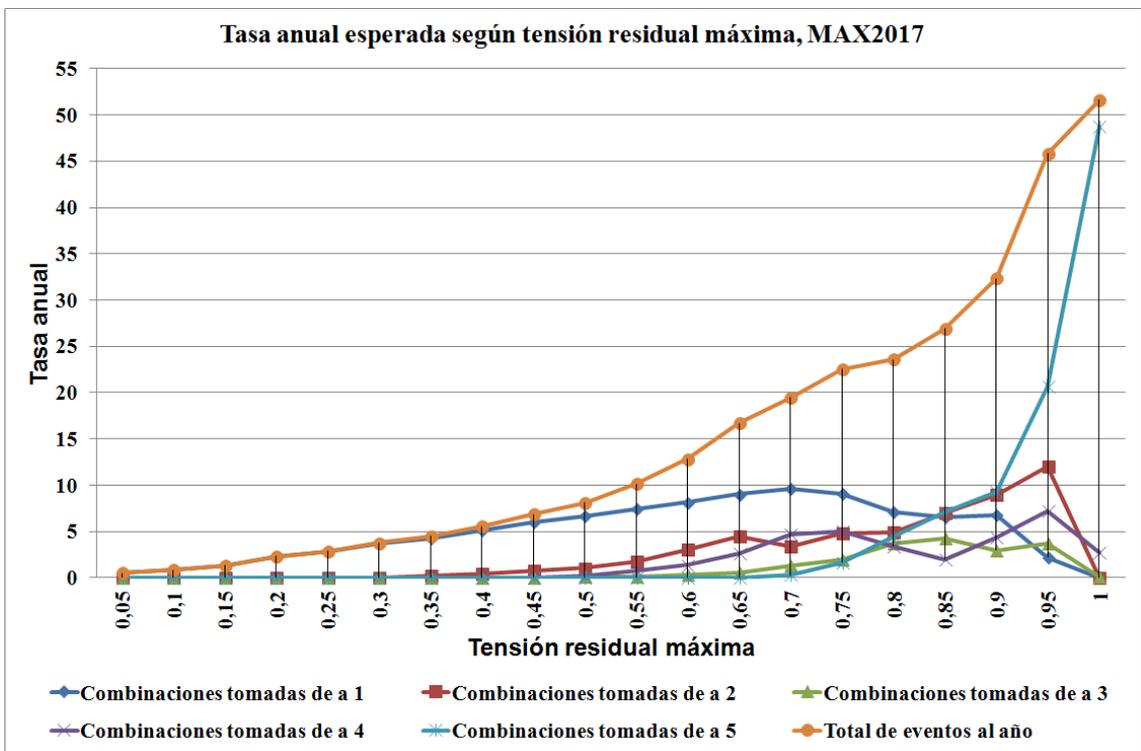


Figura 5.26: Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MAX2017.

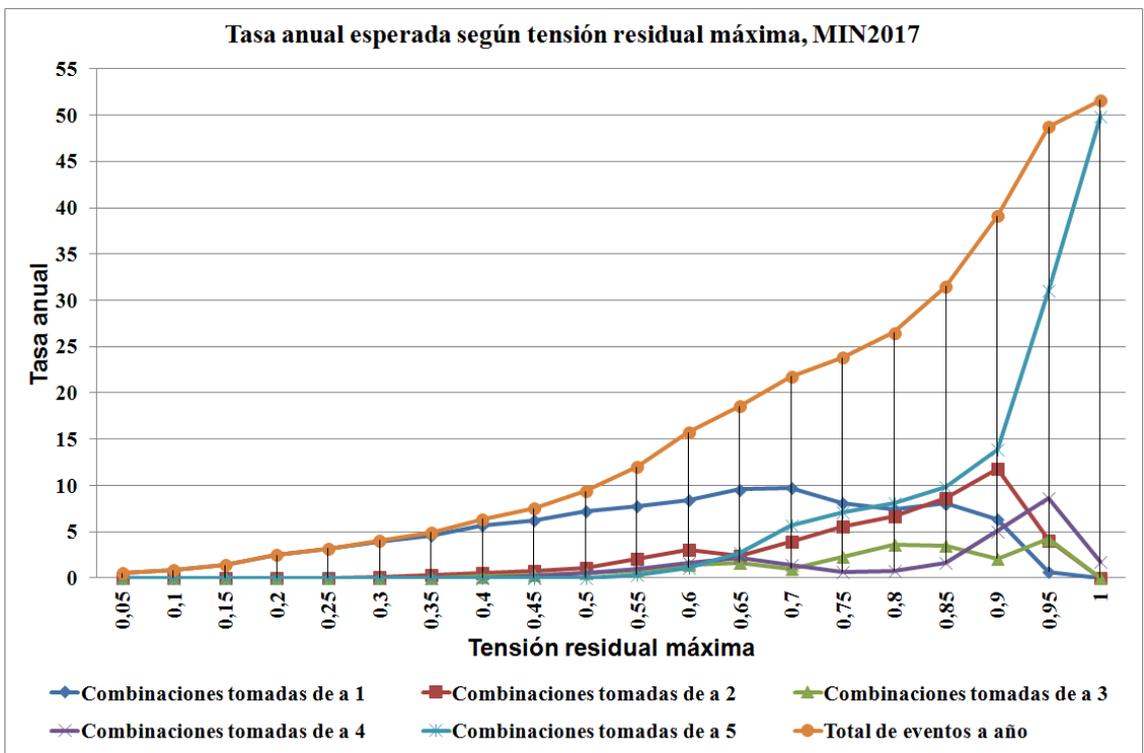


Figura 5.27: Tasas esperadas según tensión residual máxima, escenario MIN2017.

5.2.6. Ajuste de resultados en base a aproximación de las tasas de falla reales

El análisis de AdVEFT ha sido llevado a cabo en base a la utilización de las tasas de falla típicas ilustradas en la Tabla 5.21 debido a la no existencia de datos oficiales al respecto, no obstante utilizando el número anual de reconexiones(o recierres) efectuados por líneas de transmisión es posible estimar el valor de las tasas reales para el SE uruguayo. Por lo tanto, promediando el número de recierres en los últimos 10 años se obtiene que el número anual de faltas en la red de transmisión¹³ es de 245. En tanto promediando el número de faltas que ocurrieron en la red de 150kV en el mismo período, se observa que aproximadamente el 95 % de las faltas que ocurren en la red de transmisión ocurren en la red de 150kV, siendo el restante 5 % faltas en la red de 500kV. Considerando la longitud total de la red de 150kV en aproximadamente 3900km y la longitud total de la red de 500kV en 1270km es posible calcular las tasas de falla reales de la siguiente forma:

$$T_{fallas_{150kV}} = \frac{0,95 * 245 * 100}{3900} = 5,97 \quad (5.3)$$

$$T_{fallas_{500kV}} = \frac{0,05 * 245 * 100}{1270} = 0,96 \quad (5.4)$$

En cuanto a la tasa de falla de los cables de 150kV, se estima su valor manteniendo la relación que guardan la tasa de falla típica de líneas de 150kV y cables de 150kV ilustradas en la Tabla 5.21. La tasa asociada a líneas de 60kV no se ha ajustado debido a que solo han participado del estudio unos pocos kilómetros de esta red, con lo cual la variación de esta tasa no generará variaciones significativas para el global de los resultados. En base a lo anterior tendríamos que las “tasas reales” de falla esperadas para la red de transmisión serían las indicadas en la Tabla 5.40.

Tipo de red	Tasa(Falla/año/100km)
Línea 500kV	0,96
Línea 150kV	5,97
Cable 150kV	0,597
Línea 60kV	2

Tabla 5.40: Tasas de falla “real”, por año cada 100 kilómetros según nivel de tensión y tipo de conductor.

¹³Faltas en la red de 150kV más faltas en la red de 500kV

En las Figuras 5.28, 5.29, 5.30 y 5.31 se ilustran las tasas esperadas según tensión umbral máxima. Tal como puede apreciarse la cantidad de eventos esperados anualmente se ha incrementado significativamente, en términos generales el aumento en el valor de las tasas genera un aumento en las pendientes de las curvas, no afectando su “cruce por cero”. Esto implica que los valores límites de tensión residual calculados en el punto 5.2.5, para los cuales deja de existir una determinada AdVEFT común a un determinado número de PE se mantiene incambiado. La razón de esto es que la definición de las AdVE depende únicamente de la topología de la red utilizada y del escenario en que esta se evalúe, siendo independiente del valor que presenten las respectivas tasas de falla. Por otra parte, el cambio del valor asignado a cada una de las tasas modificó la relación entre las mismas, esto genera diferencias en el andamio de cada una de las curvas respecto al caso en el que se emplearon las tasas típicas. En base a estos resultados se presentan los siguientes cambios respecto a los resultados obtenidos utilizando tasas típicas:

- Total de cortocircuitos esperados para la red de transmisión en el escenario 2013 \Rightarrow 243 y para el escenario 2017 \Rightarrow 271.
- El número máximo esperado de cortocircuitos en la red de transmisión a lo largo de un año que produzcan tensiones inferiores a 0,2 p.u. en al menos un PE es de 6 para el escenario 2013 y de 11 para el escenario 2017. Esto implicaría que en el peor caso habría 11 eventos al año en los cuales se desconectarían 150MW(PALMATIR+AGUAS LEGUAS 1+AGUAS LEGUAS 2).

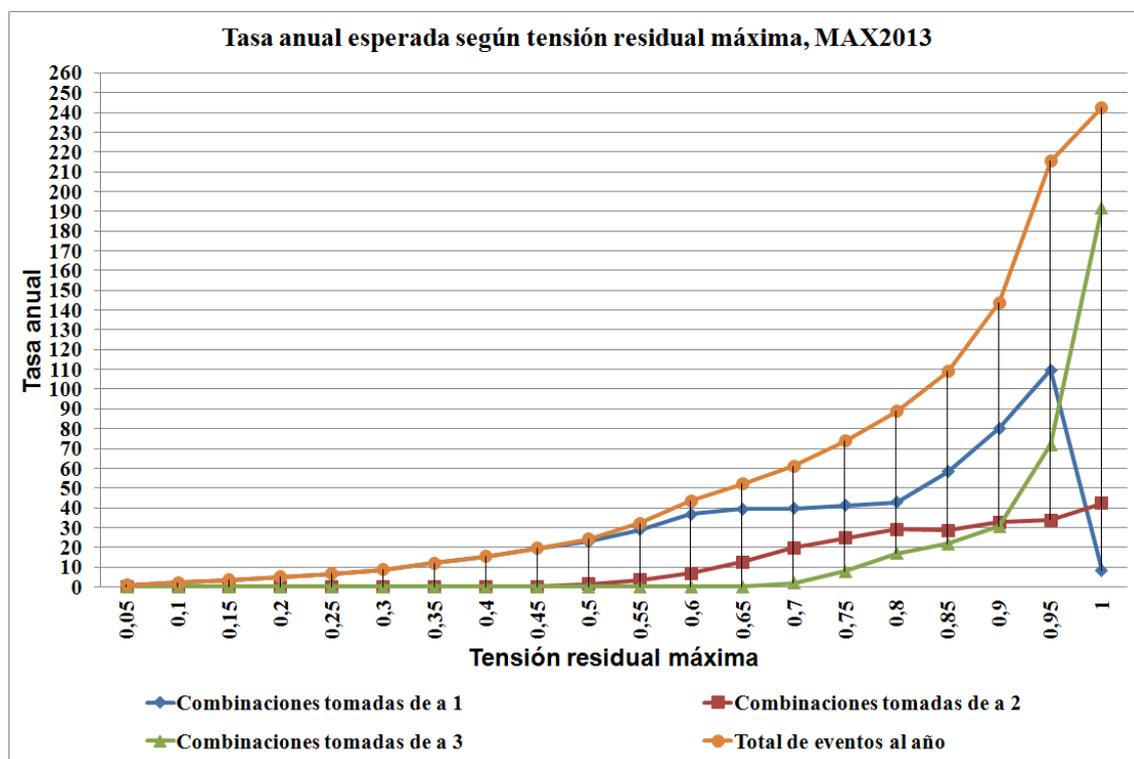


Figura 5.28: Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MAX2013.

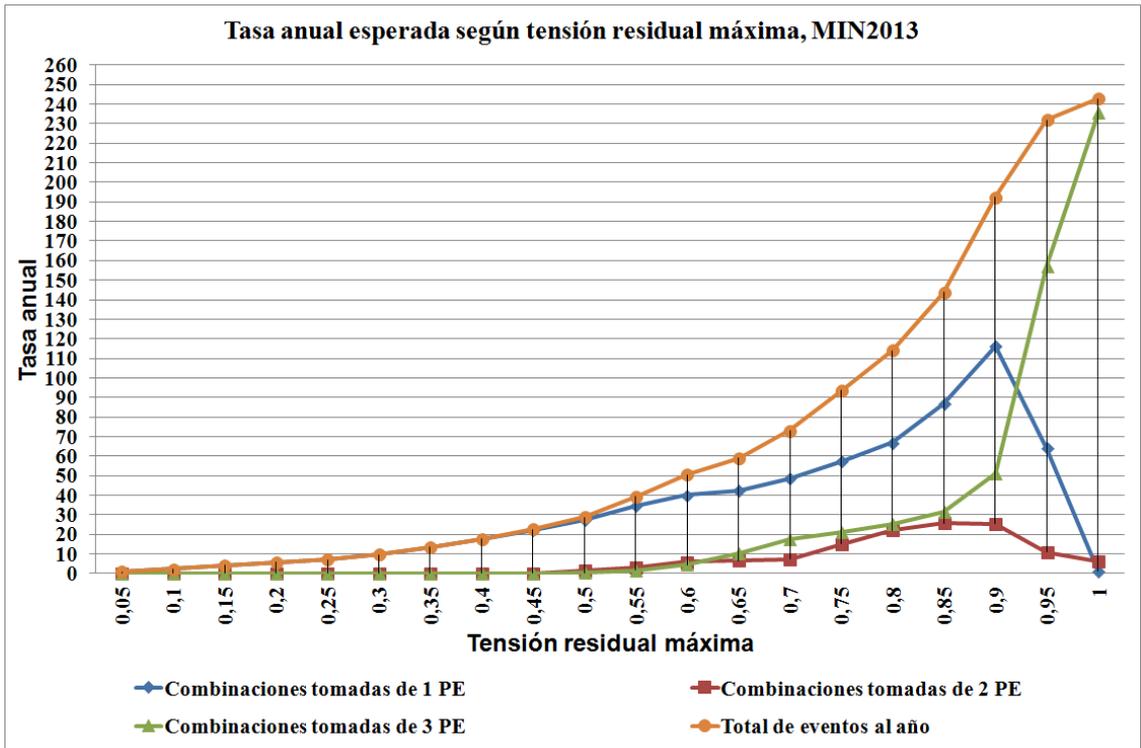


Figura 5.29: Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MIN2013.

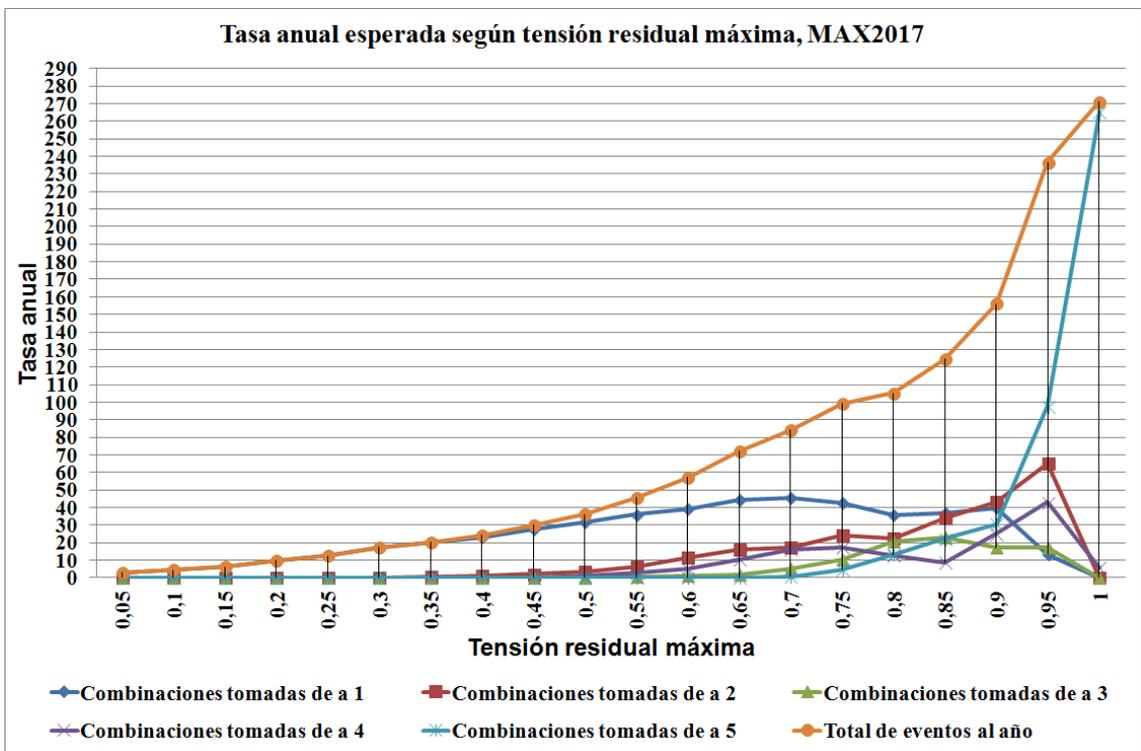


Figura 5.30: Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MAX2017.

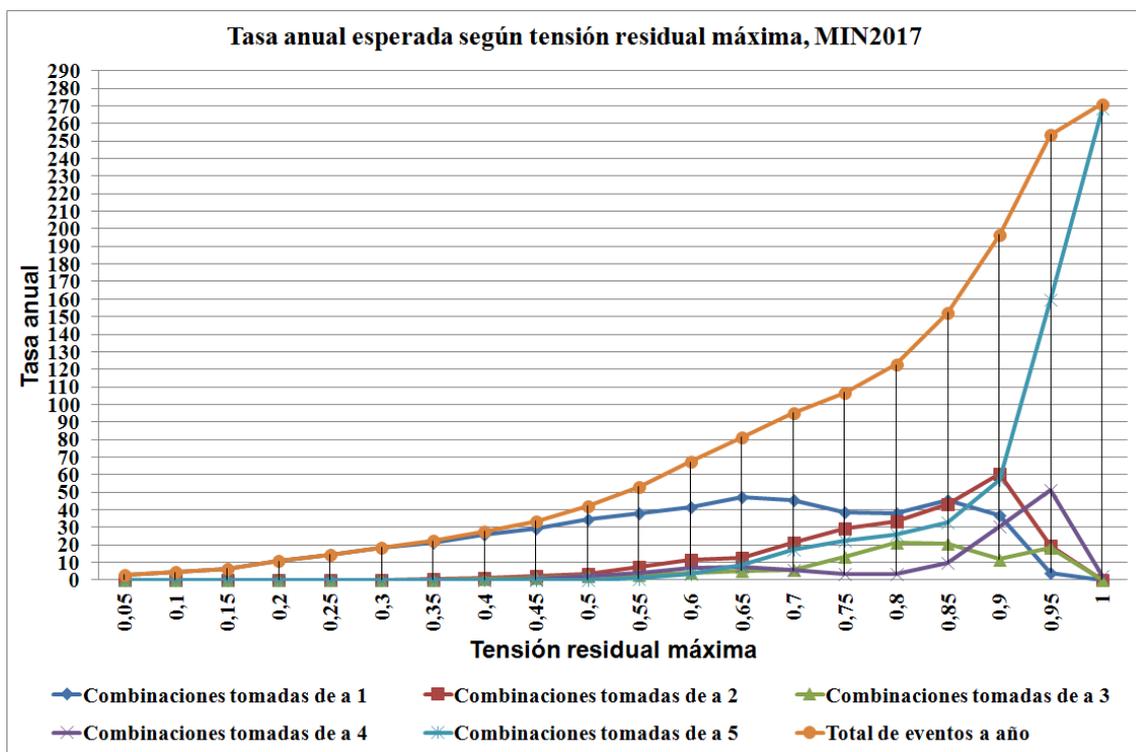


Figura 5.31: Tasas esperadas “reales” según tensión residual máxima, escenario MIN2017.

5.2.7. Comparación entre las AdVE y las AdVEFT

Es fácil observar en los resultados expuestos en el punto 5.2.5 que el hecho de utilizar cortocircuitos fase-tierra para definir las AdV produce una disminución significativa de las mismas y por tanto una disminución en la probabilidad de ocurrencia de fenómenos en el sistema eléctrico que afecten en forma simultánea a todos o varios PE. De todas formas, el número de eventos esperados en un año que provocan que la tensión de al menos un PE quede por debajo de 0,2 p.u. sigue siendo importante. En las Tablas 5.41 y 5.42 se presenta un resumen de las variaciones sufridas por las AdV al utilizar cortocircuitos trifásicos o fase-tierra, en donde la columna “Disminución (%)” representa la disminución porcentual del AdVEFT en base al valor del AdVE.

2013							
Tensión umbral	PE	AdVE (km)		AdVEFT (km)		Disminución (%)	
		MAX	MIN	MAX	IN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR	82	100	36	45	56	55
	VENTI	50	50	39	39	22	21
	FINGANO	392	269	37	37	91	86
0,4 p.u.	PALMATIR	180	562	80	105	55	81
	VENTI	839	388	59	59	93	85
	FINGANO	1479	1422	271	314	82	78
0,6 p.u.	PALMATIR	1249	1884	172	780	86	59
	VENTI	1858	1794	534	575	71	68
	FINGANO	2072	2067	1279	1417	38	31
0,8 p.u.	PALMATIR	2815	3673	1629	2280	42	38
	VENTI	2431	2409	1908	1943	22	19
	FINGANO	2363	2386	2026	2088	14	12

Tabla 5.41: Diferencias entre las AdVEFT y las AdVE, escenarios 2013

2017							
Tensión umbral	PE	AdVE (km)		AdVEFT (km)		Disminución (%)	
		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
0,2 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	103	112	20	33	80	71
	VENTI, AMPLIN	54	54	39	41	28	25
	FINGANO	219	197	111	111	49	44
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	53	55	7	8	87	86
	EÓLICA MINAS	178	153	16	17	91	89
0,4 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	182	423	104	122	43	71
	VENTI, AMPLIN	754	524	56	56	93	89
	FINGANO	1378	1392	282	378	80	73
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	567	1011	51	83	91	92
	EÓLICA MINAS	1372	1363	190	253	86	81
0,6 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	1016	1764	179	518	82	71
	VENTI, AMPLIN	1843	1835	457	591	75	68
	FINGANO	2091	2087	1033	1460	51	30
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	1897	1987	456	952	76	52
	EÓLICA MINAS	1982	1981	945	1329	52	33
0,8 p.u.	PALMATIR, AGUAS LEGUAS	2993	3974	1314	2320	56	42
	VENTI, AMPLIN	2433	2412	1915	2015	21	16
	FINGANO	2496	2515	2093	2126	16	15
	ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR	2966	3327	1978	2204	33	34
	EÓLICA MINAS	2544	2553	2047	2105	20	18

Tabla 5.42: Diferencias entre las AdVEFT y las AdVE, escenarios 2017

5.2.8. Diferencias entre las AdVE y las AdV simplificadas.

Evidentemente la principal diferencia entre estas dos Areas de Vulnerabilidad es su metodología de cálculo, en las AdV simplificadas las mismas se definían en base a cortocircuitos calculados únicamente en las barras del sistema en tanto en las AdV exactas estas se definen en base a cortocircuitos en todas las barras y sobre todas las líneas tal cual se describió en el punto 5.2.1. La metodología de AdVE permite conocer el alcance de la misma sobre una línea, además permite identificar líneas parcialmente incluidas en el AdV en especial aquellas en las cuales ambos extremos pertenecen al AdV. Respecto al ámbito de aplicación de uno y otro método, el aumento en la exactitud del cálculo introducido por el método de AdVE conlleva también un aumento en el tiempo total de simulación y procesamiento, motivo por el que este análisis está pensado para estudiar en detalle casos puntuales y no para ser aplicado de forma masiva. Estas características hacen que el método simplificado sea más conveniente al momento de realizar estudios de planificación en donde lo importante son los resultados globales, en tanto el método exacto tendría cabida en estudios que apunten al diseño. Como ejemplo de alguno de los errores que pueden cometerse al utilizar el método simplificado, a continuación se detallan para cada uno de los escenarios analizados las líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdV hay parte de la línea que no lo está. La información presentada en las Tablas 5.43, 5.45, 5.44 y 5.46 mantiene el siguiente formato:

Columna 1 *Extremo 1* de la línea.

Columna 2 *Extremo 2* de la línea.

Columna 3 Extremo izquierdo del primer intervalo de la línea que pertenece al AdVE, expresado como porcentaje de la línea medido desde el *Extremo 1*.

Columna 4 Extremo derecho del primer intervalo de la línea que pertenece al AdVE, expresado como porcentaje de la línea medido desde el *Extremo 1*.

Columna 5 Extremo izquierdo del segundo intervalo de la línea que pertenece al AdVE, expresado como porcentaje de la línea medido desde el *Extremo 1*.

Columna 6 Extremo derecho del segundo intervalo de la línea que pertenece al AdVE, expresado como porcentaje de la línea medido desde el *Extremo 1*.

En las mismas solo se indican los escenarios y umbrales de tensión para los cuales fueron halladas líneas con las características antes mencionadas.¹⁴

¹⁴Cabe destacar que a pesar de solo presentarse los resultados asociados a estas líneas el estudio determinó el alcance de las diferentes AdV sobre cada una de las líneas del sistema y para cada uno de los umbrales, estos resultados no son incluidos en este documento debido al gran volumen de tablas que ello implicaría agregar.

MAX2013					
Línea		AdV			
Extremo 1	Extremo 2	INTERVALO 1 (%)		INTERVALO 2 (%)	
UMBRAL 0,2 p.u.					
<i>FINGANO</i>					
MVA500	PAL500	1	15	96	100
BRU500	PAL500	1	6	96	100
UMBRAL 0,4 p.u.					
<i>VENTI</i>					
MVA500	PAL500	1	41	74	100
BRU500	PAL500	1	36	69	100
MVA150	BIF150	1	7	78	100
MVA150X	MVB150	1	35	90	100
<i>FINGANO</i>					
SGU500	SJA500	1	6	50	100
MVB150	MVC1501B	1	33	84	100

Tabla 5.43: Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MAX2013

MIN2013					
Línea		AdV			
Extremo 1	Extremo 2	INTERVALO 1 (%)		INTERVALO 2 (%)	
UMBRAL 0,4 p.u.					
<i>PALMATIR</i>					
SGU500	SJA500	1	4	71	100
<i>VENTI</i>					
MVA500	PAL500	1	20	98	100
BRU500	PAL500	1	12	98	100
MVA150	BIF150	1	6	82	100
FINGANO					
MVB150	MVC1501B	1	32	84	100
UMBRAL 0,6 p.u.					
<i>PALMATIR</i>					
PAL150	BAY150	1	1	45	100
UMBRAL 0,8 p.u.					
<i>PALMATIR</i>					
ROD150	ROS150	1	53	93	100

Tabla 5.44: Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MIN2013

MAX2017					
Línea		AdV			
Extremo 1	Extremo 2	INTERVALO 1 (%)	INTERVALO 2 (%)		
UMBRAL 0,2 p.u.					
<i>EÓLICA MINAS</i>					
MVA150	BIF150	1	2	86	100
UMBRAL 0,4 p.u.					
<i>VENTI, AMPLIN</i>					
SJA500	PAL500	1	27	50	100
MVA500	PAL500	1	36	81	100
BRU500	PAL500	1	30	78	100
MVA150	BIF150	1	8	74	100
MVA150X	MVB150	1	41	85	100
<i>FINGANO</i>					
MVA150	MVM150	1	54	78	100
MVB150	MVC1501B	1	20	92	100
<i>ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR</i>					
MVA500	PAL500	1	18	85	100
BRU500	PAL500	1	11	82	100
MVA150	MVN150	1	41	92	100
<i>EÓLICA MINAS</i>					
MVB150	MVC1501B	1	56	58	100
MVC1501B	SVA150	1	34	93	100
UMBRAL 0,6 p.u.					
<i>PALMATIR, AGUAS LEGUAS</i>					
MVA500	PAL500	1	21	64	100
BRU500	PAL500	1	15	57	100
UMBRAL 0,8 p.u.					
<i>PALMATIR, AGUAS LEGUAS</i>					
PRO1501P	FLO150	1	19	92	100
PRO1502P	FLO150X	1	20	90	100
<i>ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR</i>					
YOU150	TER150	1	3	49	100

Tabla 5.45: Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MAX2017

MIN2017					
Línea			AdV		
Extremo 1	Extremo 2		INTERVALO 1 (%)	INTERVALO 2 (%)	
UMBRAL 0,2 p.u.					
<i>EÓLICA MINAS</i>					
MVA150	BIF150	1	2	86	100
UMBRAL 0,4 p.u.					
<i>PALMATIR, AGUAS LEGUAS</i>					
SJA500	PAL500	1	44	57	100
SJA500	PAL500	1	37	65	100
<i>VENTI, AMPLIN</i>					
SJA500	PAL500	1	2	84	100
SJA500	PAL500	1	2	85	100
MVA500	PAL500	1	28	94	100
BRU500	PAL500	1	21	93	100
MVA150	BIF150	1	8	75	100
MVA150X	MVB150	1	44	82	100
<i>FINGANO</i>					
MVB150	MVC1501B	1	24	88	100
<i>ENSOL, FORTUNY, LUZ DE MAR</i>					
MVI150	MVH150	1	31	98	100
MVI150	MVH150	1	25	99	100
<i>EÓLICA MINAS</i>					
MVC1501B	SVA150	1	33	95	100
UMBRAL 0,6 p.u.					
<i>PALMATIR, AGUAS LEGUAS</i>					
MVC1501B	SVA150	1	43	81	100

Tabla 5.46: Líneas que estando ambos extremos incluidos en el AdVE, no está incluida en su totalidad. Escenario MIN2017

6.1. Introducción

Como análisis final sobre el sistema eléctrico uruguayo se realizaron simulaciones dinámicas sobre un escenario futuro, el cual contiene la topología de red ya utilizada para el escenario 2017, en donde se agregaron el resto de los PE que actualmente están previstos instalarse(ver Anexo A). En total son 21 PE los modelados, cada uno de ellos con su respectiva obra de conexión asociada, siendo utilizado en todos los casos el modelo dinámico del aerogenerador DFIG de GE descrito en el punto 2. Este estudio pretende hacer una primera aproximación al análisis de la respuesta transitoria del sistema eléctrico, contemplando las principales obras de transmisión futuras y toda la generación eólica prevista hasta el momento. En particular se verificará que algunos de los cortocircuitos que más afectan a las tensiones en el sistema no originen la desconexión de cantidades significativas de generación eólica.

6.2. Escenarios y eventos simulados

En total fueron simulados seis escenarios diferentes, cuatro de ellos corresponden a un máximo de demanda y los restantes dos a un mínimo de demanda. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos:

1. Escenario de mínima demanda con generación eólica al 50 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 10 % de su valor nominal y sin generación térmica. Intercambio con Argentina despreciable y sin intercambio con Brasil. Detalle: SGU→ 50MW, PAL→ 30MW, TER→ 35MW y BAY→ 33MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 400MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW.
2. Escenario de mínima demanda con generación eólica al 100 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 13 % de su valor nominal, sin generación térmica y exportando hacia Argentina. Detalle: SGU→ 50MW, PAL→ 100MW, TER→ 35MW, BAY→ 33MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 835MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW. Exportando hacia Argentina aproximadamente 590MW.
3. Escenario de máxima demanda con generación eólica al 50 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 10 % de su valor nominal y sin generación térmica. Detalle:

SGU→ 405MW, PAL→ 100MW, TER→ 70MW y BAY→ 33MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 400MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW. Importando desde Argentina aproximadamente 900MW.

4. Escenario de máxima demanda con generación eólica al 100 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 55 % de su valor nominal, generación térmica CBO 6ta unidad a pleno. Intercambio con Argentina despreciable y sin intercambio con Brasil. Reserva rotante 270MW en el Río Negro y 140MW en SGU. Detalle: SGU→ 535MW, PAL→ 150MW, TER→ 80MW y BAY→ 60MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 835MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW. I
5. Escenario de máxima demanda con generación eólica al 100 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 100 % de su valor nominal, generación térmica CBO 6ta unidad a pleno. Detalle: SGU→ 945MW, PAL→ 300MW, TER→ 140MW y BAY→ 99MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 835MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW, CBO6→ 128MW. Exportando hacia Argentina aproximadamente 615MW.
6. Escenario de máxima demanda con generación eólica al 100 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 30 % de su valor nominal, generación térmica CBO 6ta, CBO 5ta y PTI 6x50MW a pleno. Intercambio con Argentina despreciable y sin intercambio con Brasil. Reserva rotante SGU→ 75MW. Detalle: SGU→ 465MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 835MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW, CBO6→ 128MW, PTI→ 300MW.

Respecto a los eventos, fueron simulados catorce eventos en cada uno de los seis escenarios, a continuación se detallan los mismo:

1. Falta FT en la línea MVA500-PAL500 con reenganche monofásico exitoso.
2. Falta FT en la línea MVA500-PAL500 con reenganche monofásico no exitoso.
3. Apertura intempestiva de la línea SJA500-ELI500.
4. Falta FT en la línea MVA-BIF con reenganche no exitoso.
5. Falta FT en la línea MVA-BIF con reenganche exitoso.
6. Falta FT en la línea BON-VAL con reenganche no exitoso.
7. Falta FT en la línea BON-VAL con reenganche exitoso.
8. Falta FT en barra 1 de la estación PAL500.
9. Falta FT en barra 2 de la estación PAL500.
10. Falta FFT en la línea MVA-BIF, duración de la falta 1 segundo, apertura definitiva.
11. Falta FT en la línea MVA-BIF, duración de la falta 1 segundo, apertura definitiva.
12. Apertura intempestiva del cuadrilátero.(líneas SJA500-ELI500 y SGU500-SGA500).

13. Falta FT en la línea SCA-ROC, cercana a ROC, con reenganche exitoso, anillo ROC60→CHU60 abierto.
14. Falta FT en la línea SCA-ROC, cercana a ROC, con reenganche exitoso, anillo ROC60→CHU60 cerrado.

Para la selección de los eventos simulados fueron considerados los datos surgidos en el estudio global del sistema, así como también situaciones que han ocurrido realmente. En particular se han simulado varios eventos asociados a líneas con conexión a la estación de MVA, esto se debe a que del estudio global del sistema surge que la ocurrencia de cortocircuitos en dichas líneas afecta en mayor medida a todo el sistema eléctrico, y particularmente a los nodos en donde está modelada la generación eólica. En particular se eligió de la red de 150kV la línea MVA-BIF, debido a que en los últimos tiempos ocurrieron cortocircuitos importantes en dicha línea, y alguno de ellos con una duración inusual (más de 1 segundo). A raíz de dichos cortocircuitos se simularon los eventos 10 y 11, en los cuales se simulan cortocircuitos FFT y FT durante un segundo con posterior apertura de la línea. Sobre la red de 150kV también fueron simulados cortocircuitos sobre las líneas BON-VAL, por estar la misma próxima tanto a centrales hidroeléctricas como a PE, y SCA-ROC por ser un radial en 150kV que posee en su extremo dos PE que suman 92MW de potencia instalada. En el caso del radial SCA-ROC en 150kV es particularmente interesante ya que la estación de ROC podría interconectarse al resto del sistema a través de la red de 60kV, esto nos permite estudiar como sería el comportamiento de los PE de Fingano y Vengano¹ ante un cortocircuito en la mencionada línea, estando la estación de ROC interconectada al resto del sistema mediante la red de 60kV y no estándolo.

Por otra parte se simularon cortocircuitos sobre la red de 500kV, los mismos fueron simulados en las líneas MVA500-PAL500 y sobre las barras de la estación PAL500. Las mencionadas líneas fueron seleccionadas por los mismos motivos ya expuestos para las líneas que llegan a MVA, en tanto la barra de PAL500 reúne varios aspectos interesantes. Por un lado, del análisis global del sistema surge como uno de los nodos en los cuales de ocurrir un cortocircuito el sistema se vería más afectado, por otro lado a dicho nodo se conecta directamente la central hidroeléctrica de Palmar y por último la configuración de la barra de dicha estación permite simular dos cortocircuitos con idénticos comportamientos durante la falta y diferentes comportamientos post-falta. Esto último es debido a que si el cortocircuito ocurriera en la “Barra 1” de Palmar 500 la protección diferencial de dicha barra dispararía las tres máquinas de la central, el interruptor que acopla la “Barra 1” con la “Barra 2” y una de las ternas de la línea PAL500-SJA500. Por otra parte si la falta es en la “Barra 2” la protección diferencial de dicha barra dispararía el interruptor que acopla ambas barras, las líneas PAL500-MVA500, PAL500-BRU500 y una de las ternas PAL500-SJA500.

También fueron simuladas aperturas intempestivas del denominado “cuadrilátero”, conformado por las líneas SGU500-SGA500 y SJA500-ELI500, este evento tiene la particularidad que deja al sistema eléctrico uruguayo “en isla” permitiendo de esta manera observar por ejemplo las diferencias en la estabilidad del sistema al operar con y sin reserva rotante.

Por último vale aclarar que tanto las faltas en las barras de 500kV de la estación PAL como la apertura intempestiva del “cuadrilátero” son eventos extremos, los cuales no suelen considerarse al momento de analizar la operación del SE.

¹Los PE de Fingano y Vengano se conectan mediante una línea de 150kV de aproximadamente 40km a la estación de ROC.

6.3. Análisis del comportamiento de las tensiones durante el hueco

Unos de los principales temas en discusión en los países referentes para la generación eólica, sigue siendo cual es la mejor forma de especificar los requerimientos para la permanencia de los PE frente a huecos de tensión. En particular uno de los puntos cruciales es la definición e interpretación de la curva tensión-tiempo o característica LVRT, la cual define para un hueco de tensión, el tiempo que el PE deberá permanecer conectado físicamente a la red en función de la tensión en un punto de referencia. En el presente está siendo discutido a nivel europeo si la actual representación de estos requerimientos es la adecuada, dado que la misma lleva habitualmente a malas interpretaciones de los verdaderos requerimientos [21]. Este punto pretende discutir algunos de los aspectos claves de estos requerimientos y su representación, para ello se utilizarán los resultados obtenidos a través de las simulaciones dinámicas realizadas sobre el sistema eléctrico uruguayo.

Comencemos describiendo que es lo que intenta representar una curva como la ilustrada en la figura 6.1, este tipo de especificación representa el tiempo durante el que los aerogeneradores que componen el PE deberán permanecer conectados físicamente² al resto del sistema eléctrico en función del valor de la tensión en un punto de referencia. Por lo tanto para completar esta especificación es necesario definir con cuidado al menos dos aspectos: el nodo de referencia para la medida de la tensión y cual es la tensión de referencia (secuencia directa, fase-tierra, fase-fase, en la fase de menor tensión, en la fase de mayor tensión, etc.). Complementariamente a este requerimiento es necesario definir otros aspectos que no serán tratados en este punto, como lo son: el comportamiento del PE durante el período de falta, el comportamiento inmediato luego de recuperada la tensión y cuantos huecos de tensión deberá ser capaz de soportar en un determinado lapso de tiempo.

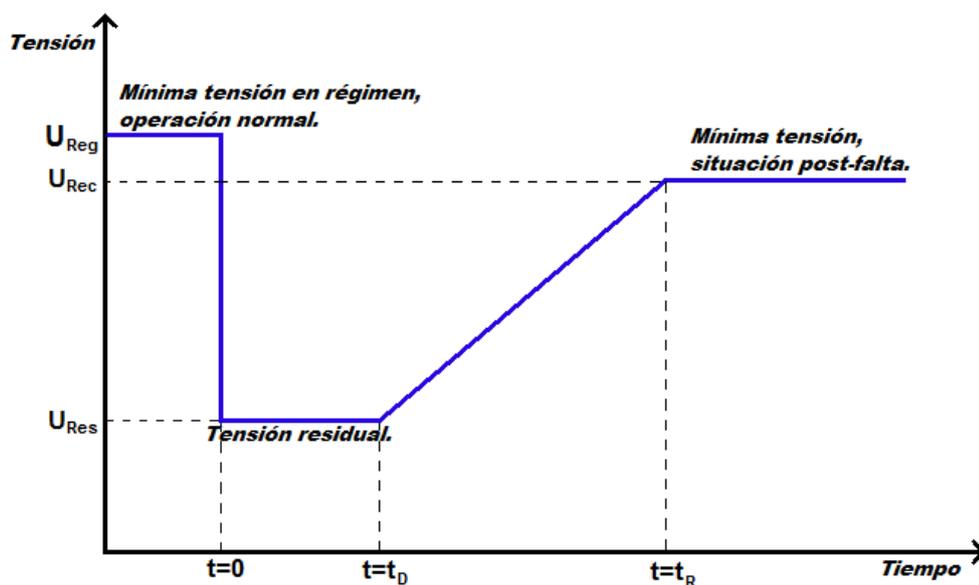


Figura 6.1: Característica Tensión/Tiempo típica para especificar las condiciones de permanencia frente a huecos de tensión de un PE.

²Los interruptores del generador deberán permanecer cerrados, manteniendo la conexión física del generador con el resto del sistema eléctrico.

Por lo tanto para poder evaluar los parámetros que definen esta curva es necesario comprender como es el comportamiento de la tensión durante un hueco de tensión, para ello en la Figura 6.2 se ilustra el resultado de simular el evento 1 sobre el escenario 4. En dicha figura se aprecia el comportamiento típico de la tensión en la red de transmisión, tanto durante el cortocircuito como luego de ser despejado. Como puede apreciarse después de un transitorio en el que se produce una sobretensión, el valor al cual tiende la tensión es muy similar al valor de la misma en el momento de instalarse la falta. Por lo tanto la tensión luego de despejado el cortocircuito no presenta una pendiente de recuperación, sino que vuelve abruptamente a un valor cercano³ al valor de la tensión previo al defecto. Este punto es muy interesante ya que en muchos casos se asocia la pendiente representada en la curva de la figura 6.1 al transitorio en el que se recupera la tensión y si bien en parte es correcto, esto no implica que la tensión luego de eliminada la falta tenga un comportamiento semejante. Otra característica del comportamiento de las tensiones ante este tipo de eventos es la sobretensión que se aprecia posteriormente de despejada la falta, esta sobretensión está asociada en parte al retardo en los lazos de control de corriente de los aerogeneradores, en tanto la tensión presentará más o menos oscilaciones en función de la potencia de cortocircuito del lugar y de la falta que haya originado el hueco de tensión. Dichas oscilaciones en la tensión de la red de transmisión tienen generalmente magnitudes muy inferiores a la variación de la tensión al inicio del hueco, esto puede apreciarse en la Figura 6.3. Por lo tanto, si analizamos los actuales requerimientos en este aspecto⁴ para la conexión de generación eólica al sistema de transmisión en circuitos no radiales y para faltas FASE-TIERRA, FASE-FASE y TRIFÁSICAS tenemos que, los parámetros indicados en la figura 6.1 tomarían los siguientes valores: $t_D=500\text{ms}$, $t_R=1\text{s}$, $U_{Res}=0,2$ p.u., $U_{Reg}=0,93$ p.u. y $U_{Rec}=0,85$ p.u.. Comparando los tiempos involucrados en este requerimiento con los tiempos típicos de operación de los sistemas de protección de la red de transmisión uruguaya, resumidos en la Tabla 6.1, vemos que para una operación normal del sistema de protección en la cual se despeje la falta en tiempo de Zona 1, no deberían producirse desconexiones de PE para todos aquellos huecos de tensión cuya tensión residual durante la falta sea superior a 0,2 p.u.. Esto es debido a que el despeje del defecto en “Zona 1” es esperable que ocurra en un tiempo inferior a 200ms, por lo que si la tensión no desciende por debajo de 0,2 p.u. no deberían haber desconexiones. Por otra parte si tomamos en cuenta los resultados obtenidos en el punto 5.2.5, en particular el hecho de que en los escenarios analizados no existen cortocircuitos que produzcan tensiones inferiores a 0,3 p.u. en más de un nodo de conexión en forma simultánea, tendríamos que el tiempo máximo de despeje de una falta para que no se produzca la desconexión de PE conectados a diferentes nodos de conexión es de 577ms ⁵. Por lo tanto es posible afirmar que en base a los escenarios analizados en el estudio de AdV y a los tiempos típicos de operación de los elementos del sistema de protección, no habría desconexiones de PE conectados en nodos de conexión diferentes para operaciones del sistema de protección hasta tiempos de zona 2 inclusive.

³Esto en el entendido que el sistema se mantiene estable luego de despejada la falta.

⁴Ver Anexo E

⁵Este es el tiempo mínimo que deben soportar los generadores para una tensión de 0,3 p.u. en el nodo de conexión del PE, según los requerimientos establecidos actualmente mediante la característica LVRT.

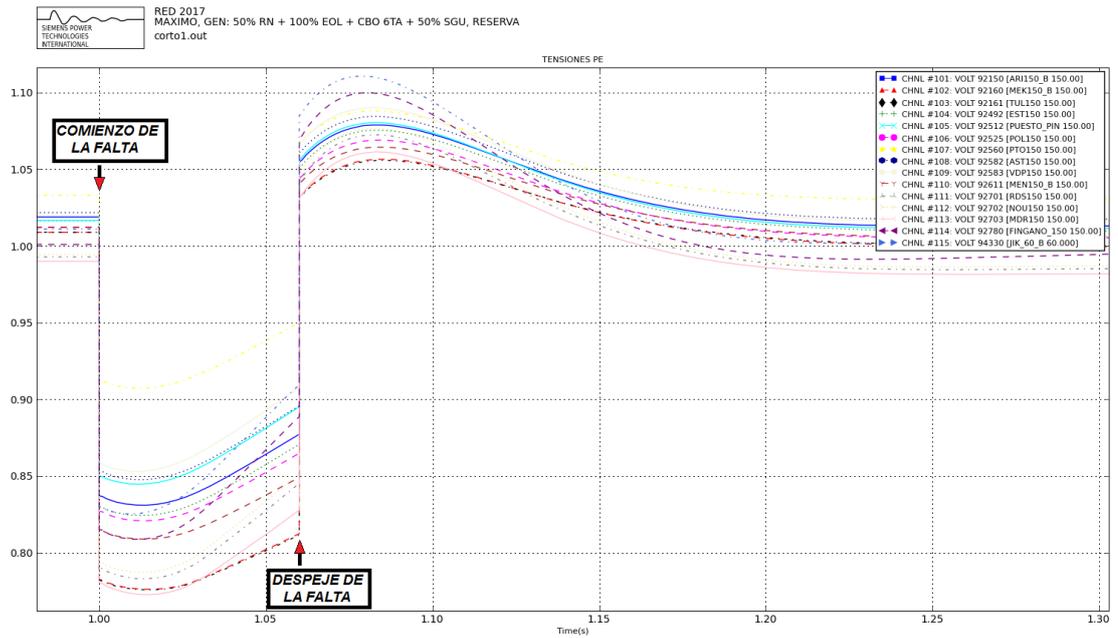


Figura 6.2: Tensiones en los nodos de conexión(150kV) de los PE modelados, escenario 4 evento 1.

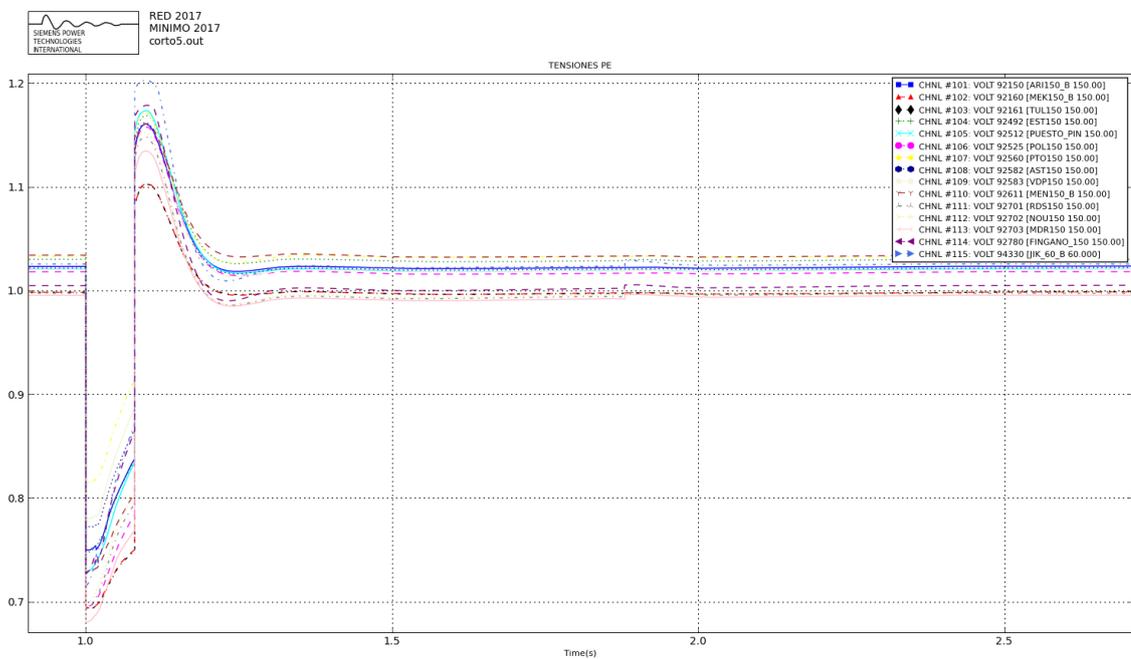


Figura 6.3: Tensiones en los nodos de conexión(150kV) de los PE modelados, escenario 2 evento 5.

Tiempos típicos de despeje	
Falta	Tiempo de despeje
Línea 150kV, Zona1	80ms
Línea 150kV, Zona 2	300ms
Línea 500kV, Zona1	60ms
Línea 500kV, Zona 2	300ms
Barras 500kV	60ms
Barras 150kV	60ms

Tabla 6.1: Tiempos típicos de despeje de faltas en el sistema de transmisión.

6.4. Criterios de estabilidad utilizados

Para la realización del presente estudio de estabilidad transitoria fueron adoptados los criterios de estabilidad utilizados por la empresa UTE, a continuación se resumen los mismos.

6.4.1. Tiempo de simulación

- El tiempo de simulación se fijó en 20 segundos.

6.4.2. Criterios vinculados a los ángulos de las máquinas

- La máxima diferencia angular entre cada una de los generadores sincrónicos del sistema y el generador sincrónico de referencia deberá ser inferior a 120° en todo momento.
- El amortiguamiento de las oscilaciones angulares luego de la perturbación será superior al 5 %. Se entiende que este requerimiento es verificado si la relación entre el tercer y cuarto pico de las oscilaciones angulares luego de despejada la falta es menor a 0,75.
- Las oscilaciones angulares deben amortiguarse por completo a los 20 segundos de comenzada la perturbación.

6.4.3. Criterios vinculados a la tensión en barras

- Una vez despejada la falta, las tensiones de las barras deben ser superiores a 0,7 p.u. durante toda la simulación.
- Las tensiones de las barras no pueden ser inferiores a 0,8 p.u. durante más de 1 segundo luego de despejada la falta.
- Las sobretensiones en las barras de 500kV estarán limitadas según lo indica la curva TOV-tiempo definida en la Figura 6.4, para las barras de 150kV el valor máximo de la tensión a los 3 segundos será de 1,10 p.u..
- Las oscilaciones de tensión se deben amortiguar por completo a los 20 segundos.
- Las tensiones de las barras deben estar en el rango [0,85;1,05] p.u a los 20 segundos para las barras de 500 kV y [0,85;1,10] p.u a los 20 segundos para las barras de 150 kV.

6.4.4. Criterios vinculados a la frecuencia

- La frecuencia deberá estar en régimen en el rango $50 \pm 0,2$ Hz y podrán haber apartamientos del rango nominal entre 53Hz y 47,5Hz por períodos de tiempo inferiores a 3 segundos.

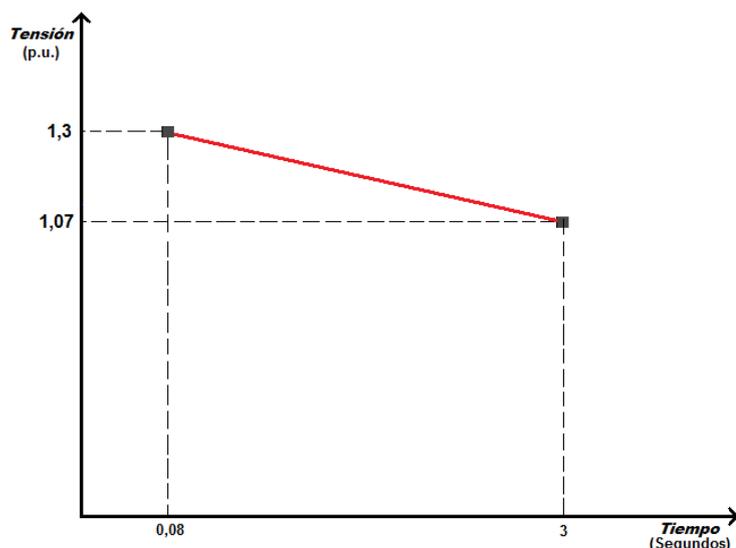


Figura 6.4: Característica asociada a sobretensiones transitorias(TOV).

6.5. Resultado de las simulaciones

6.5.1. Resumen de resultados

Como concepto base, en los escenarios de máximo de demanda analizaremos la estabilidad en ángulo del sistema prestando por tanto especial atención a los ángulos de los generadores sincrónicos involucrados. Por otro lado en los escenarios de mínima demanda se prestará especial atención al comportamiento de las tensiones en las barras de 150kV de nuestro sistema, con el fin de evaluar posibles sobretensiones en el período posterior al despeje de la falta. A modo de resumen de las simulaciones realizadas, en la Tabla 6.2 se pueden observar los resultados de aplicar los criterios de estabilidad descritos en el punto 6.4 a los resultados de cada una de las simulaciones. La nomenclatura utilizada en la mencionada tabla para identificar el resultado de aplicar los criterios de estabilidad adoptados es la siguiente:

- Se indica con el símbolo ✓ aquellas simulaciones que son estables. Entendiéndose por “estable” aquellas simulaciones en las que se cumplen todos los criterios desarrollados en el punto 6.4 y además los ángulos de las máquinas llegan a régimen en el período simulado.
- Se indica con el símbolo ✗ aquellas simulaciones que no son estables, entendiéndose por “no estables” aquellos casos en los cuales el ángulo de al menos una de las máquinas diverja.
- Se indica con el símbolo ?? aquellas simulaciones en las cuales no es posible definir si el sistema se mantendrá estable o no. Estos casos son aquellos en los que los ángulos de las máquinas no divergen claramente, pero al menos uno de los criterios indicados en el punto 6.4 no es satisfecho o el ángulo interno de al menos una de las máquinas no llega a un valor de régimen en el período simulado.

Evento	Escenario					
	1	2	3	4	5	6
1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	✓	✓	??	✓	??	??
3	✓	✓	??	✓	✓	✓
4	✓	✓	✓	✓	✓	??
5	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	✓	✓	✓	✓	✓	??
7	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	✓	??	✓	??	??	✓
9	✓	✓	??	✓	✓	✓
10	✓	??	✗	??	??	??
11	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	✗	✗	✗	✓	✓	✓
13	??	??	✓	??	??	✓
14	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 6.2: Evaluación de cada uno de los eventos bajo cada uno de los escenarios.

Evento	Escenario					
	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	835	400	835	835	835
11	0	0	107	0	0	0
12	400	835	400	0	835	0
13	92	92	92	92	92	92
14	0	0	0	0	0	0

Tabla 6.3: Resumen MW de potencia eólica “perdida” en cada una de las simulaciones.

6.5.2. Análisis de resultados

En términos generales los resultados de las simulaciones dinámicas han sido positivos, en el entendido de que en la mayoría de los casos simulados es posible afirmar que el sistema se mantendrá estable en función de los criterios definidos y la generación eólica permanecerá conectada al sistema luego de la perturbación. Respecto a la desconexión o no de la generación eólica como resultado de la ocurrencia de huecos de tensión, es posible afirmar que las simulaciones muestran coherencia con los resultados de los estudios de AdV realizados. Básicamente era de esperar que al aumentar la generación eólica, la misma brindaría un mayor soporte a las tensiones durante el cortocircuito mediante la inyección de potencia reactiva en forma distribuida a lo largo de varios puntos del sistema, con lo cual la profundidad de los huecos de tensión se vería atenuada. De las simulaciones realizadas también surge que, tal como fue explicado en el punto 6.3, los valores de tensión mínima durante los cortocircuitos analizados quedan comprendidos dentro de la característica LVRT definida, siendo el tiempo de despeje de la falta el factor determinante para la desconexión de los PE.

Otro factor sobre el que no se ha trabajado en esta tesis pero que afecta la permanencia o no de los PE luego una perturbación es la variación de la frecuencia del sistema, en particular esto fue observado en la simulación de los eventos 10 y 13. En el evento 10 puede observarse como debido a la duración de la falta en el sistema la gran mayoría de los PE se desconectan previo a despejar la falta ya que la tensión excede la curva LVRT definida, sin embargo hay tres PE que “soportan” el hueco de tensión pero que luego de unos segundos se desconectan del sistema debido a oscilaciones en la frecuencia. En la Figura 6.6 se puede apreciar como es la evolución de las tensiones en los nodos de conexión de 150kV de los PE, y como estas quedan por fuera de los requerimientos “LVRT” provocando las desconexión de los PE. Si se observa la tensión en el nodo de PTO(curva amarilla), esta en los últimos milisegundos antes de despejada la falta queda por fuera de la característica LVRT definida, sin embargo como se aprecia en la Figura 6.7 los PE conectados a dicho nodo no se desconectan hasta varios segundos después. Esto es debido a que la desconexión es por frecuencia y no por tensión, si bien la tensión queda apenas por fuera de la curva LVRT definida, el modelado de la misma en el PSS/E es discreto tal como fue explicado en el punto 2.5 con lo cual la respuesta del modelo es correcta. Por otro lado, si se observa el andamio de la frecuencia en la Figura 6.8, puede apreciarse que según los ajustes de las protecciones de sub-frecuencia indicados en el punto 2.6 , la protección del PE debería disparar en $t = 15s$ y en $t = 15,08s$ se produciría la desconexión. Esto puede ser verificado en la Figura 6.7, en donde se aprecia que los PE conectados al nodo PTO⁶ se desconectan en $t = 15,08s$.

Como se mencionó anteriormente otro evento en el donde se produce la desconexión de PE debido a la variación de la frecuencia del sistema es el número 13, en donde tras ocurrir un defecto monofásico en la línea SCA-ROC se produce un recierre trifásico, dejando durante el tiempo muerto a la carga del radial en “isla” y alimentada únicamente por los PE Fingano y Vengano. Puede apreciarse en la Figura 6.9 que las tensiones durante el tiempo muerto son del orden de 1,2 p.u., por lo que de todas formas el PE de no disparar por sobrefrecuencia en 80ms terminaría disparando en 180ms por sobretensión. En función de estos resultados parece evidente que estos dos PE no podrían soportar un recierre trifásico en la línea SCA-ROC, con lo cual se simuló el mismo defecto pero con el anillo de 60kV que une las estaciones de ROC y EMA cerrado, y realizando un recierre monofásico en lugar de un recierre trifásico, manteniendo de esta forma una referencia de frecuencia sobre los PE durante todo el evento.

⁶Palmatir, Aguas Leguas 1 y Aguas Leguas 2.

En las Figuras 6.12, 6.13 y 6.14 se presentan los resultados de la simulación del evento 14, en el que se simula la misma falta pero con el anillo de 60kV entre ROC y EMA cerrado, como puede observarse en este caso los PE permanecen conectados sin inconvenientes luego de transcurrido el recierre.

Otro aspecto analizado mediante las simulaciones fueron las sobretensiones que aparecen en el sistema luego de despejada la falta, dichas sobretensiones en algunos casos alcanzan valores de 1,2 p.u., esto podría provocar la actuación de los sistemas de protección de las estaciones. A modo de ejemplo, las protecciones contra sobreflujo magnético de los transformadores son ajustadas con umbrales de disparo a partir de 1,1 p.u., tensión hasta la cual según [7] no debe comenzar la saturación del núcleo en condiciones de vacío del transformador, pudiendo ser mayor el umbral de ajuste dependiendo de las características propias de cada transformador. De una revisión de las simulaciones realizadas⁷ surge que, para la red de 150kV las sobretensiones que aparecen luego de despejada la falta toman valores de entre 1,1 p.u. y 1.18p.u., permaneciendo la tensión por encima del valor 1,1 p.u. por menos de 70ms y demorando en estabilizarse aproximadamente 170ms desde el momento en que se despeja la falta. En tanto para la red de 60kV próxima a la ciudad de Minas, a la que se conecta el PE Jistok, las sobretensiones alcanzan valores de 1,2 p.u. Como referencia en [20] se presenta la gráfica ilustrada en la Figura 6.5, en donde se puede apreciar que las sobretensiones detectadas en las simulaciones se encuentran lejos de los límites típicos de resistencia a sobretensiones transitorias para los equipos típicos en instalaciones de extra alta tensión. A modo de ejemplo en la Figura 6.15 se ilustra el andamio de las tensiones luego de despejada la falta. Respecto a la variación de estas sobretensiones en función de los los escenarios analizados, se aprecia que en aquellos escenarios con mayor generación eólica las sobretensiones luego de despejada la falta son mayores.

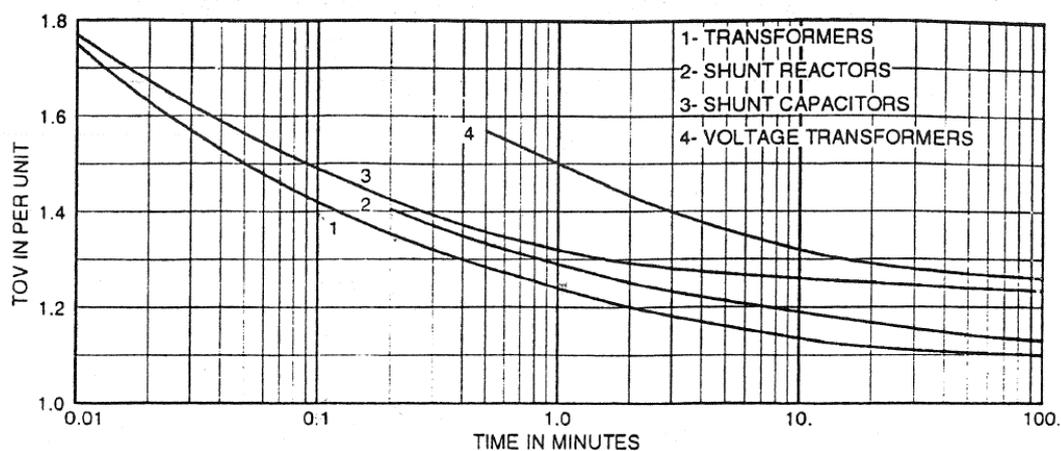


Figura 6.5: Características de resistencias a sobretensiones transitorias para equipamiento de potencia.[20]

⁷Todas las simulaciones con excepción de las asociadas a los eventos 10, 11 y 13.

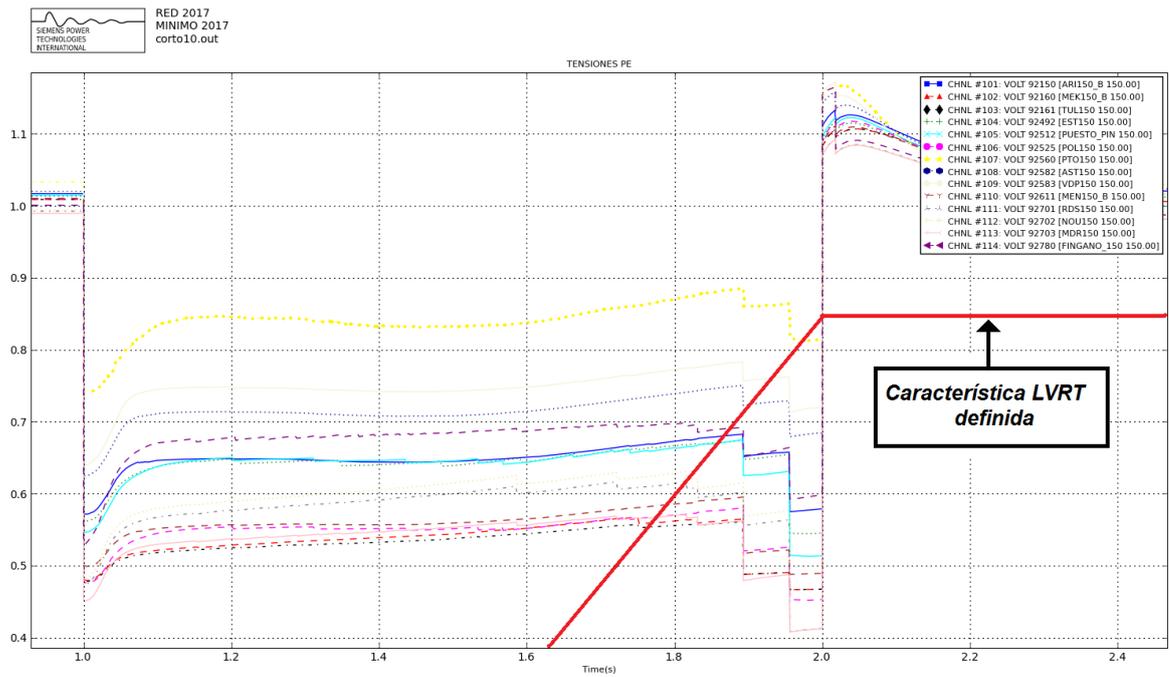


Figura 6.6: Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV.(Escenario 5 evento 10)

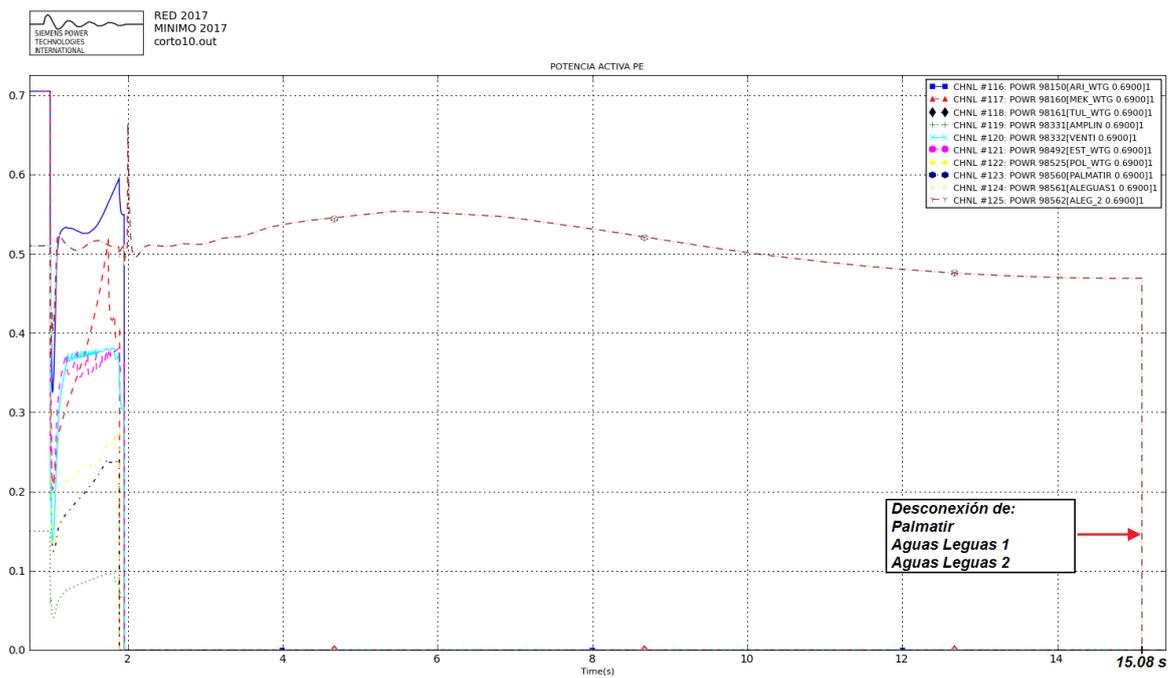


Figura 6.7: Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 10)

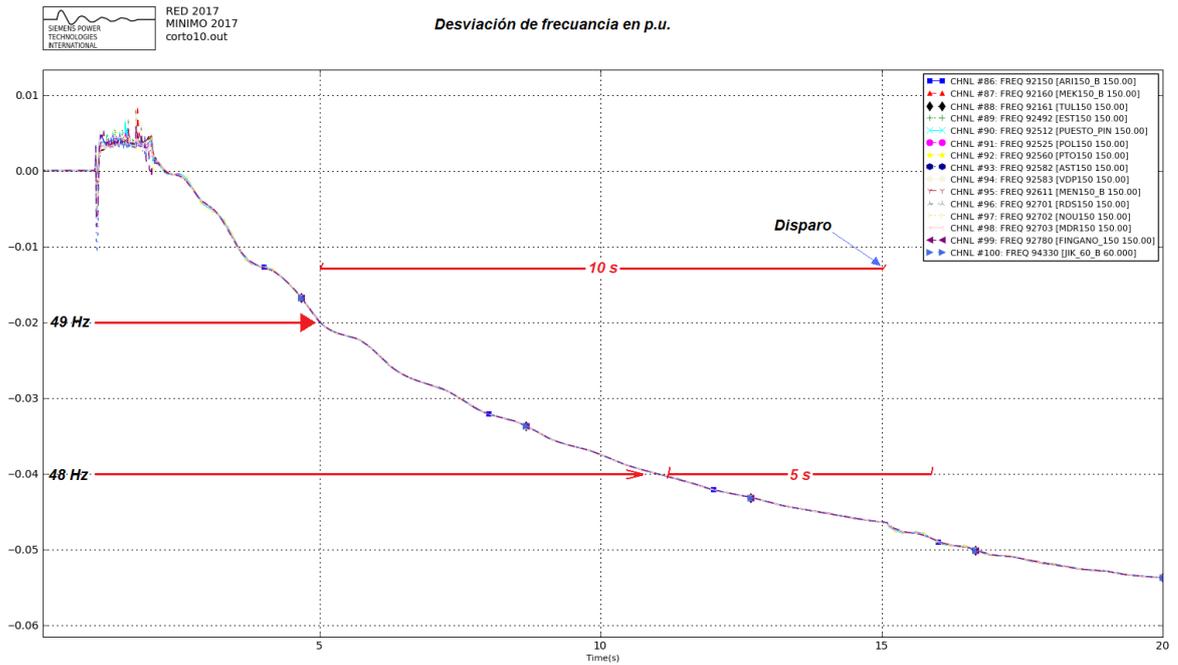


Figura 6.8: Desviación de la frecuencia(p.u.) en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Escenario 5 evento 10)

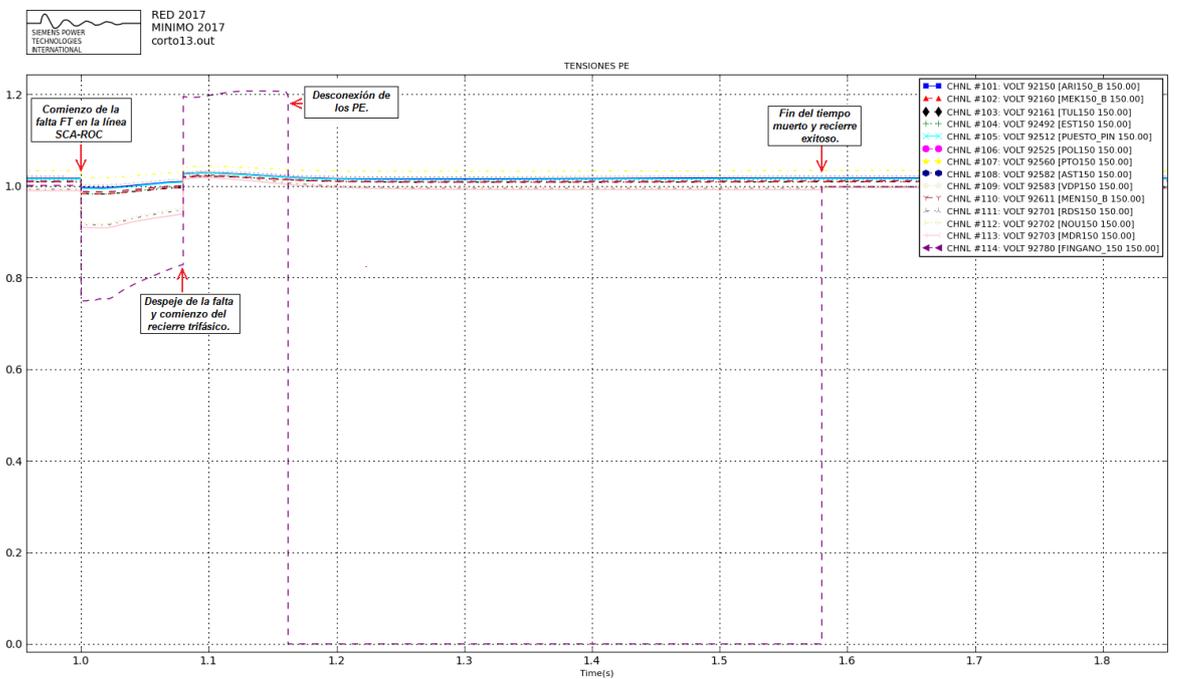


Figura 6.9: Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Escenario 5 evento 13)

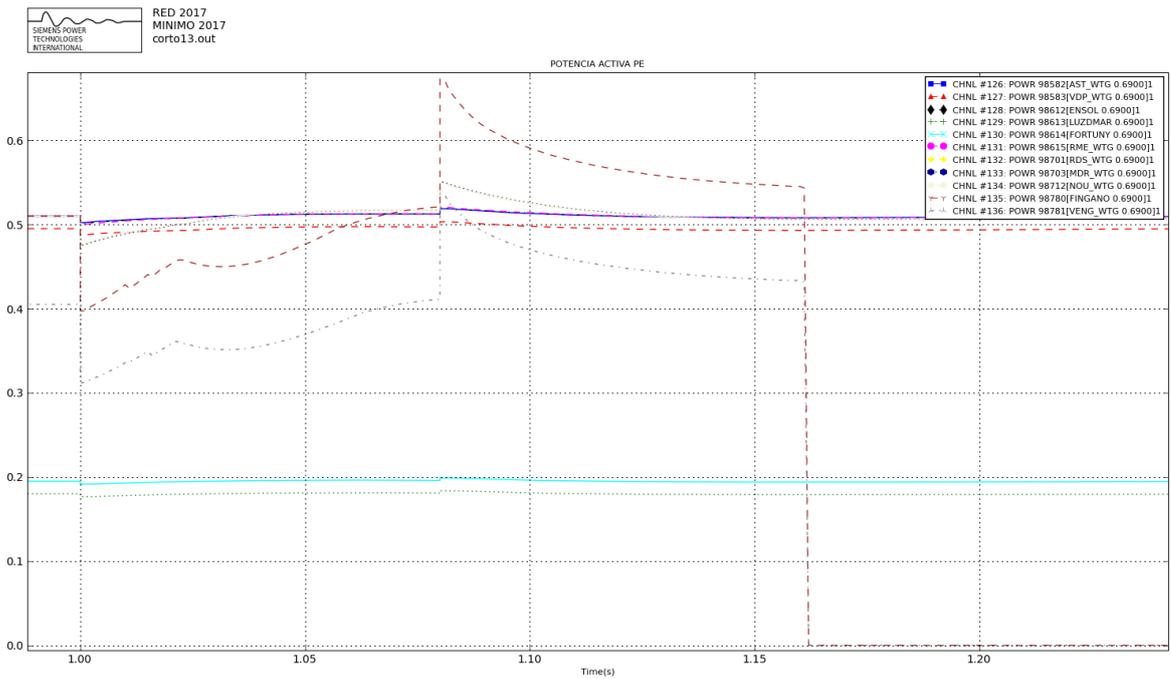


Figura 6.10: Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 13)

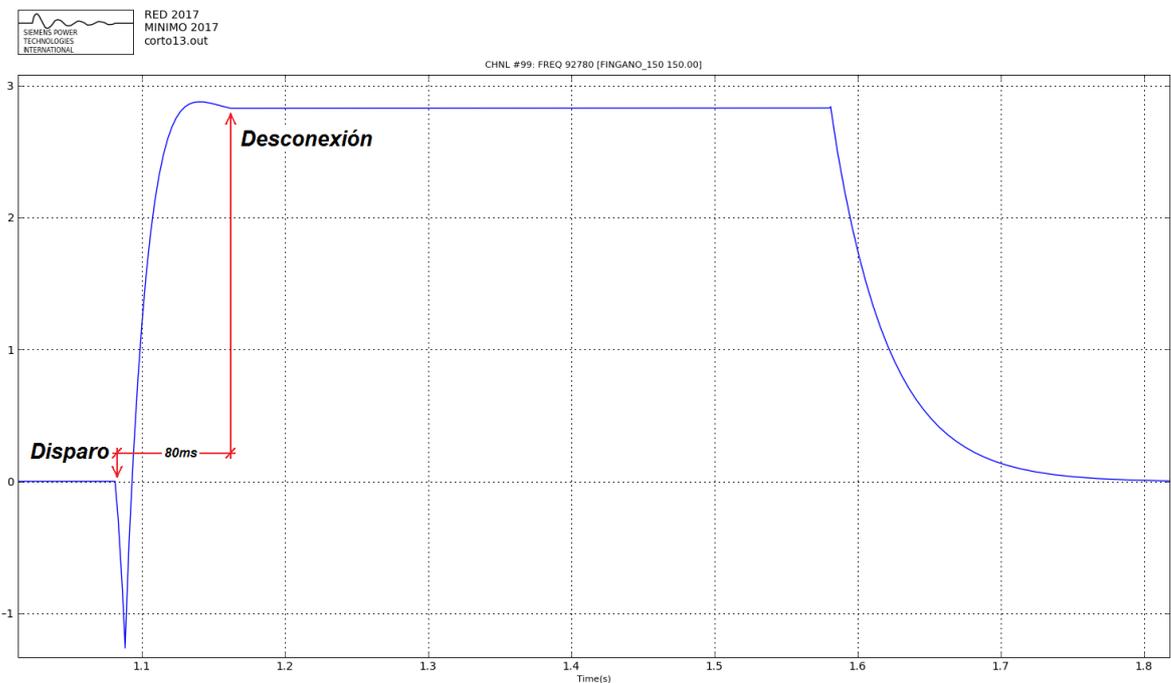


Figura 6.11: Desviación de la frecuencia(p.u.) en el nodos de conexión de los PE Fingano y Vengano, 150kV. (Escenario 5 evento 13)

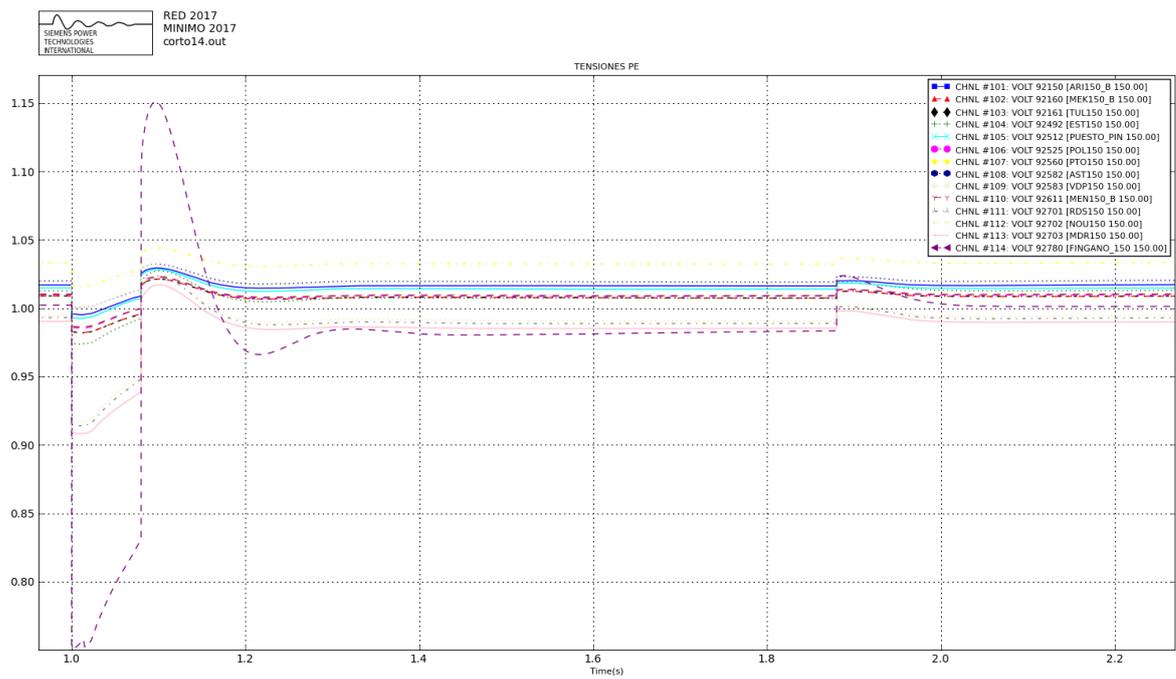


Figura 6.12: Tensiones en los nodos de conexión de los PE, 150kV. (Escenario 5 evento 14)

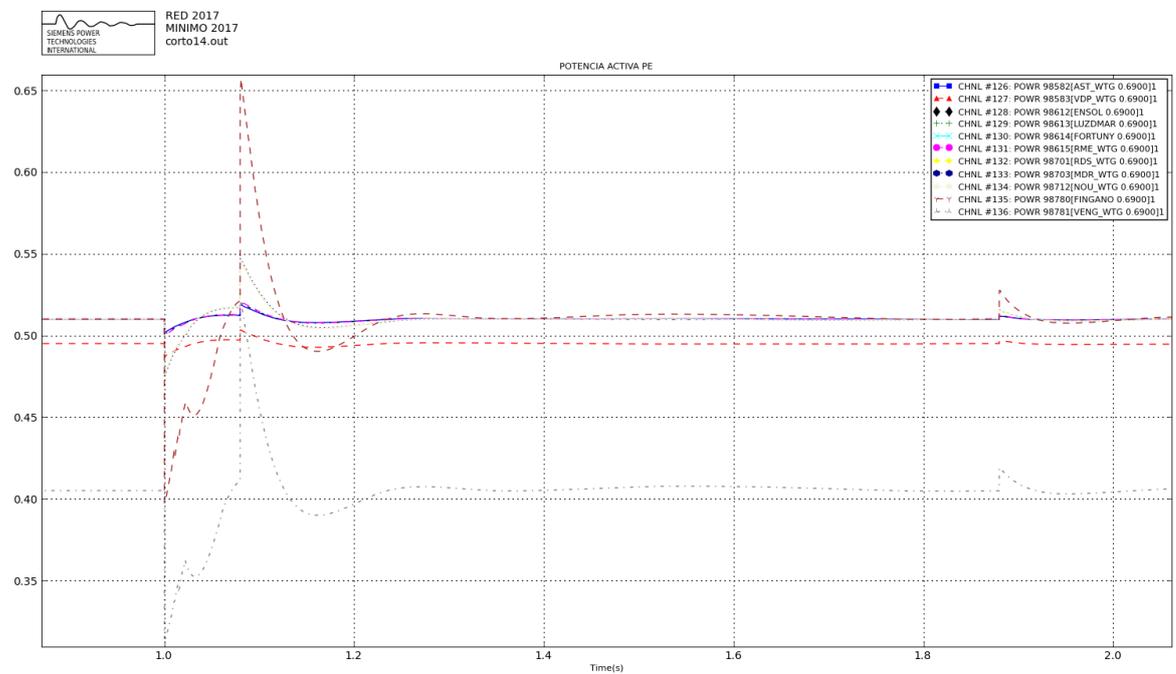


Figura 6.13: Potencia activa generada por una selección de PE. (Escenario 5 evento 14)

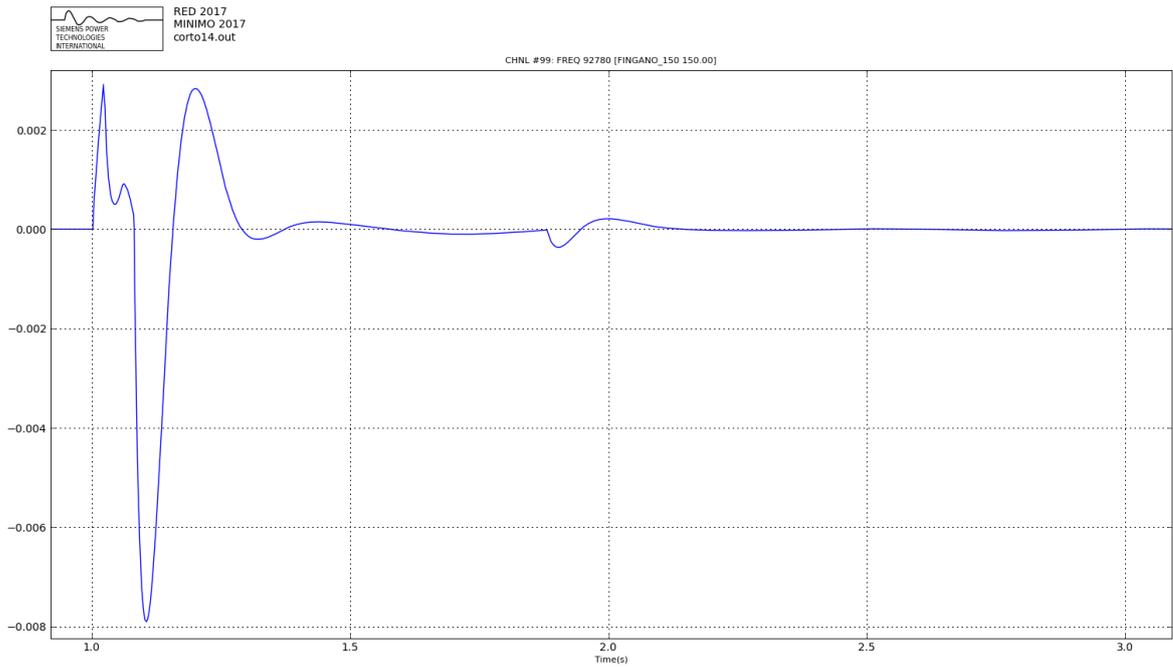


Figura 6.14: Desviación de la frecuencia(p.u.) en el nodos de conexión de los PE Fingano y Vengano, 150kV. (Escenario 5 evento 14)

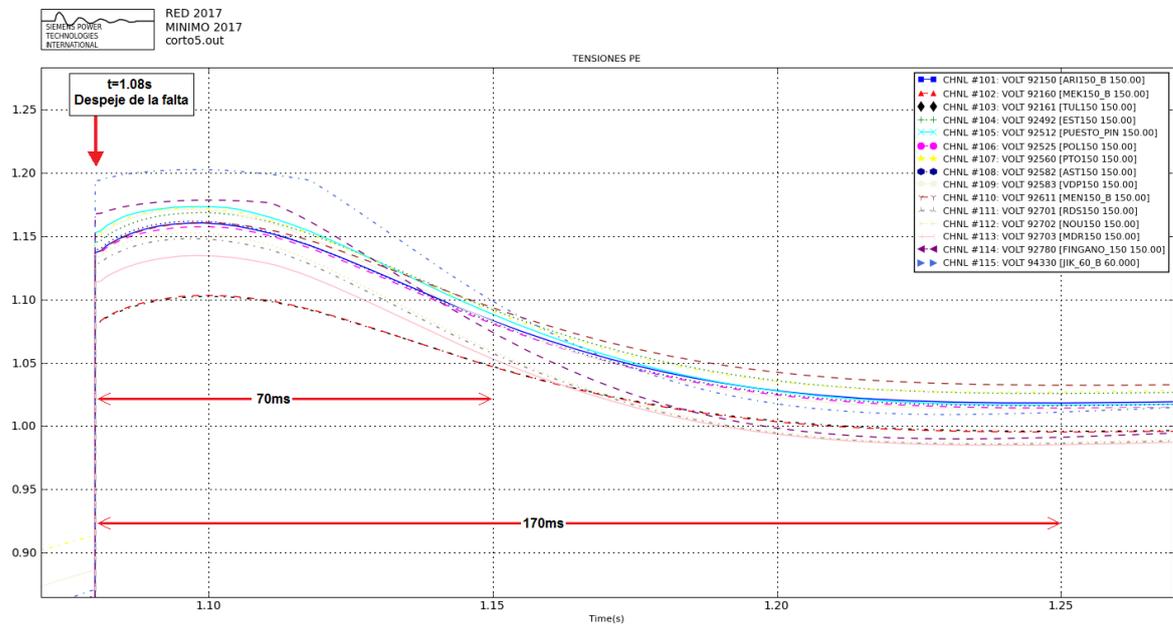


Figura 6.15: Tensiones en los puntos de conexión de los PE luego de despejada la falta. (Escenario 2 evento 5)

6.5.3. Simulaciones con Active Power Control

Hasta el momento se han simulado escenarios en los cuales los PE no colaboran de forma alguna en la regulación primaria, siendo su consigna inyectar la máxima potencia activa posible mientras la tensión se encuentre dentro del rango normal de operación. En este punto se presentaran algunos resultados obtenidos al activar en el modelo de los aerogeneradores el denominado *Active Power Control*(APC)⁸. Dado que no hay una curva Potencia Activa - Frecuencia definida con exactitud para los PE que se conecten en la red de transmisión uruguaya, sera utilizada una curva definida arbitrariamente, la misma respeta los requerimientos de frecuencia del sistema eléctrico de transmisión uruguayo. Siguiendo la nomenclatura utilizada en la curva ilustrada en la Figura 2.19, la misma queda definida mediante los siguientes valores: $F_a=0,96p.u.$, $F_b=0,996p.u.$, $F_c=1,004p.u.$, $F_d=1,04p.u.$, $P_a=1p.u.$, $P_b=0,95p.u.$ y $P_d=0,0p.u.$. La idea de estas simulaciones no es hacer un análisis exhaustivo de este requerimiento, dado que no han sido modeladas las protecciones contra sobre y sub frecuencia del sistema, sino simplemente mostrar los potenciales beneficios que podría brindar al SE este tipo de sistema de control. Para probar la respuesta de este sistema de control se ha elegido realizar simulaciones sobre el escenario 5, esto se debe principalmente a que es un escenario con toda la generación eólica generando su potencia nominal con lo que será posible notar sobre el sistema el efecto de la misma, es un escenario de máximo razon por la que es más probable tener una pérdida de carga en el sistema de cierto porte y por último, refleja un escenario en el cual se está realizando una exportación de potencia hacia Argentina del orden de 615MW.

Comencemos comparando los resultados derivados de simular el evento número 12, con y sin APC. Como puede observarse en las Figuras⁹ 6.16, 6.17, 6.18 y 6.19, en ambos casos se produce la desconexión de la generación eólica. Esto se debe a que aunque el APC reduce la potencia activa generada por los PE, la velocidad con la que los PE reducen su potencia activa no compensa la velocidad con la cual se incrementa la frecuencia en el sistema. Con el fin de poder observar la operación del APC se simuló el mismo evento en un nuevo escenario, denominado “escenario 5 modificado”, el mismo presenta las siguientes características: Escenario de máxima demanda con generación eólica al 100 % de su potencia nominal, generación hidráulica al 80 % de su valor nominal, generación térmica CBO 6ta unidad a pleno. Detalle: SGU→ 810MW, PAL→ 200MW, TER→ 105MW y BAY→ 66MW, generación eólica conectada en Transmisión aproximadamente 835MW, otra generación distribuida aproximadamente 200MW, CBO6→ 128MW. Exportando hacia Argentina aproximadamente 319MW. En este caso puede observarse que cuando se activa el APC los PE no se desconectan y la frecuencia del sistema llega a un valor de régimen. Si bien este valor de régimen queda fuera del rango normal de operación especificado en el punto 6.4, se aprecia una notoria mejoría en la respuesta del sistema al incorporar el APC en este escenario.

⁸El funcionamiento del mismo fue explicado en el punto 2.8.

⁹En este punto todas las gráficas ilustradas muestran a una parte de los PE modelados, esto se debe simplemente a razones de claridad en la presentación de las gráficas.

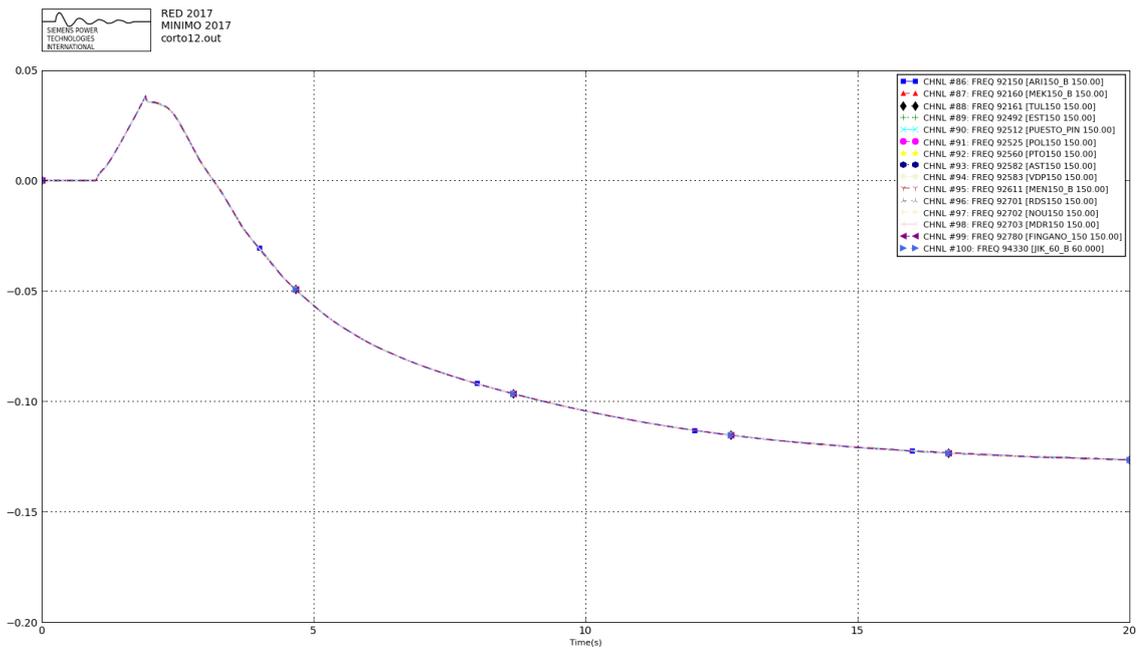


Figura 6.16: Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, sin APC, escenario 5 evento 12.

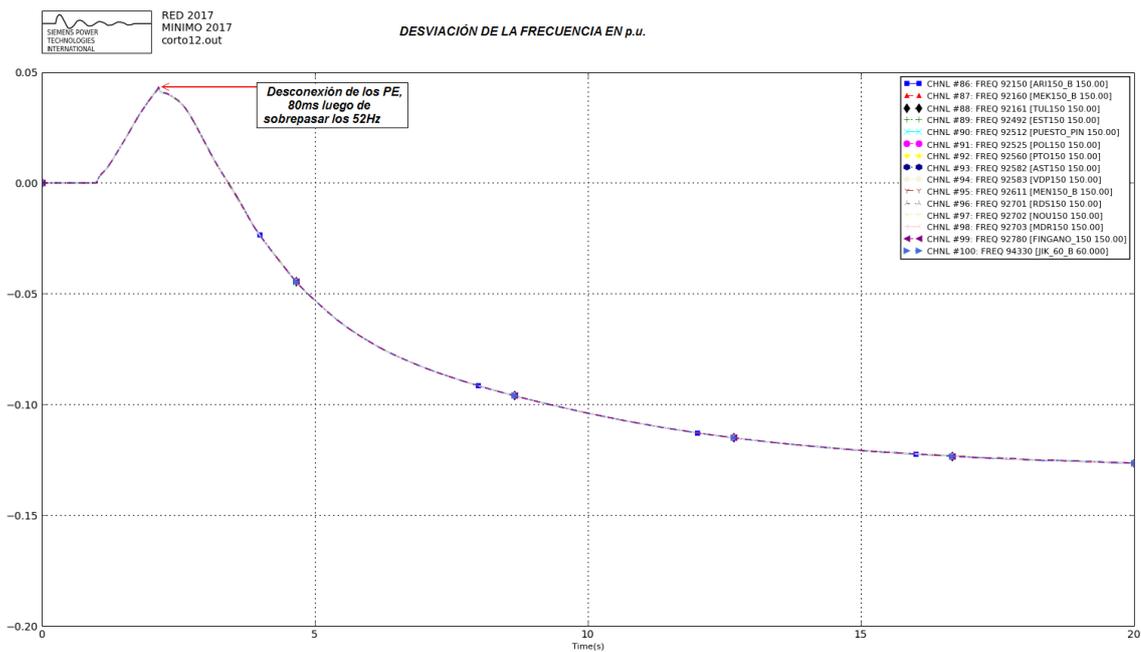


Figura 6.17: Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, con APC, escenario 5 evento 12.

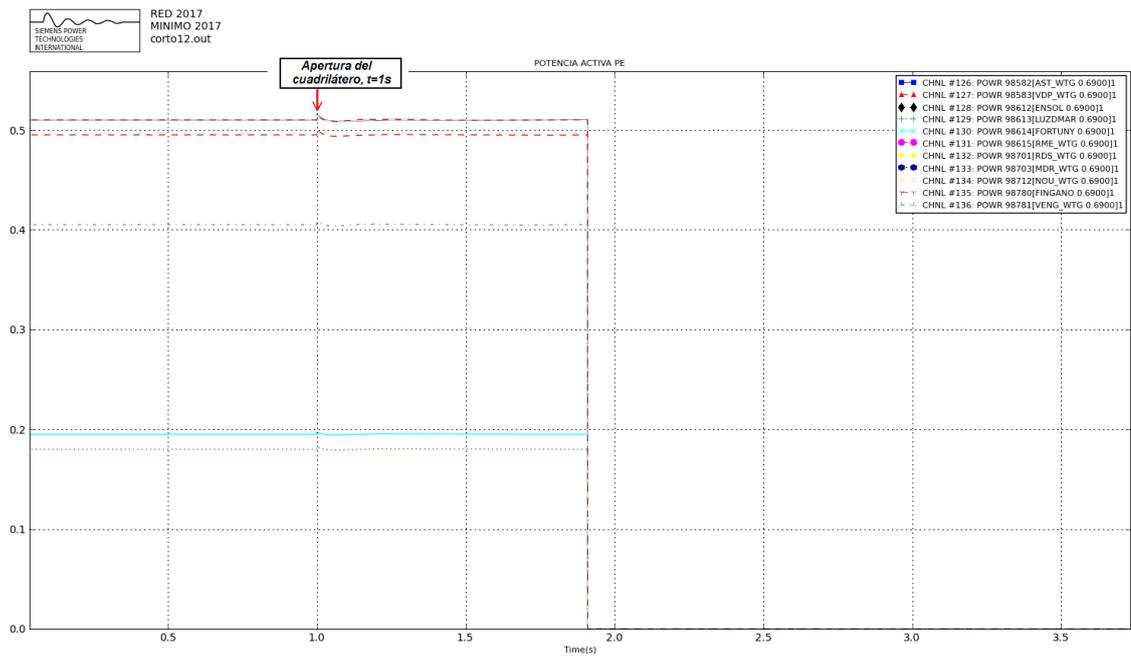


Figura 6.18: Potencia activa inyectada por los PE, sin APC, escenario 5 evento 12.

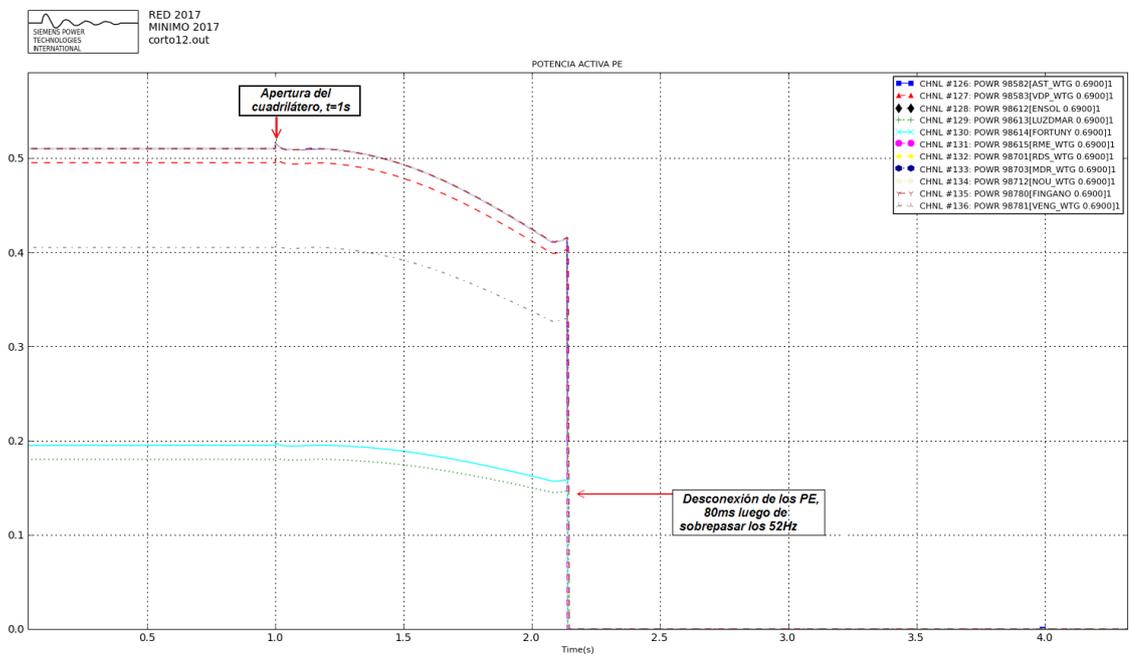


Figura 6.19: Potencia activa inyectada por los PE, con APC, escenario 5 evento 12.

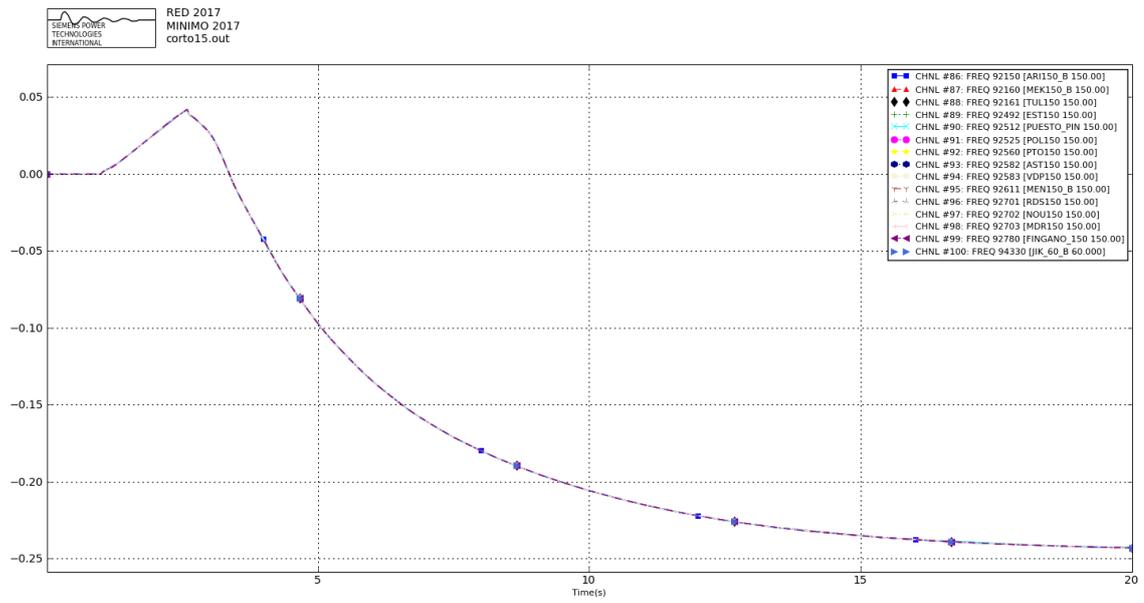


Figura 6.20: Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, sin APC, escenario 5 modificado, evento 12.

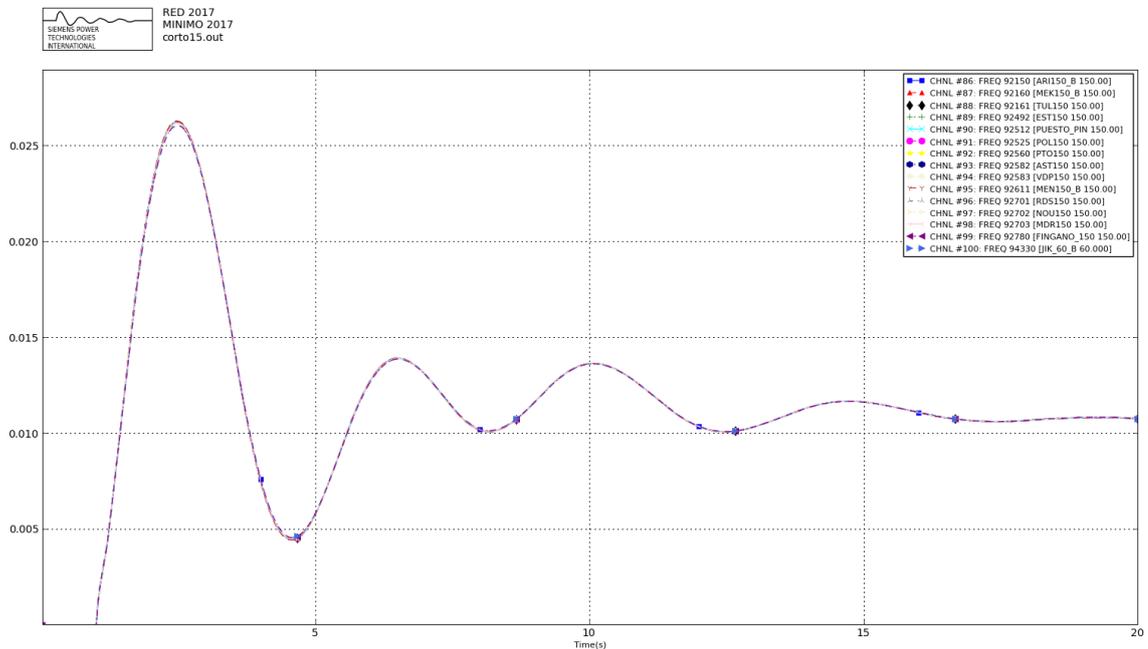


Figura 6.21: Desviación de la frecuencia(p.u.) en barras de los PE, con APC, escenario 5 modificado evento 12.

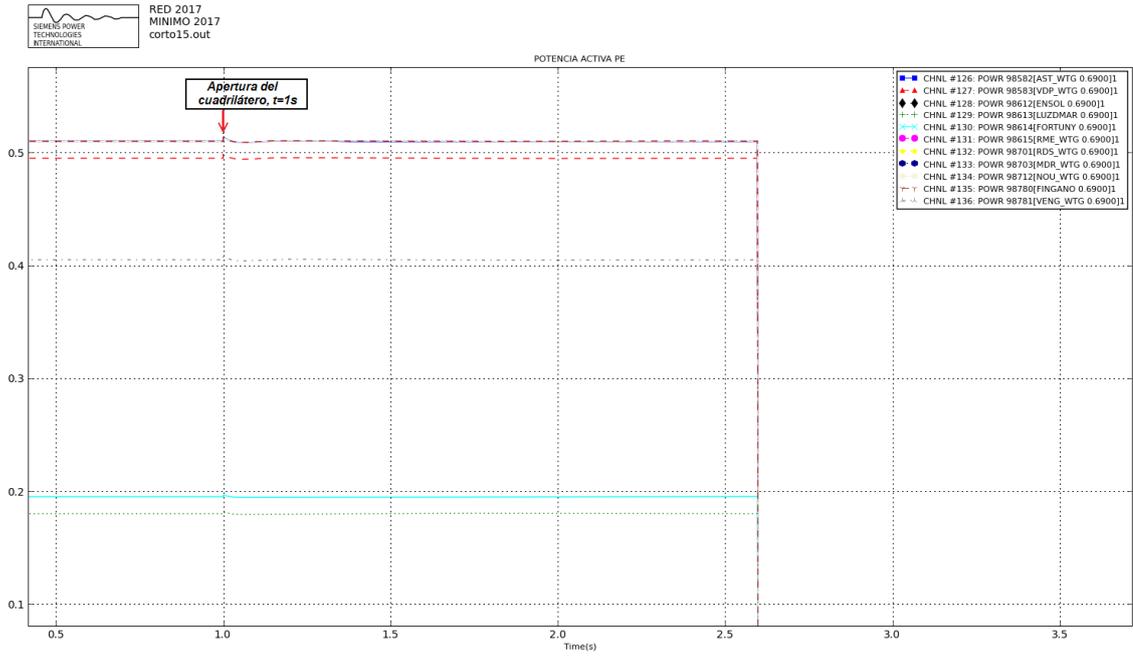


Figura 6.22: Potencia activa inyectada por los PE, sin APC, escenario 5 modificado evento 12.

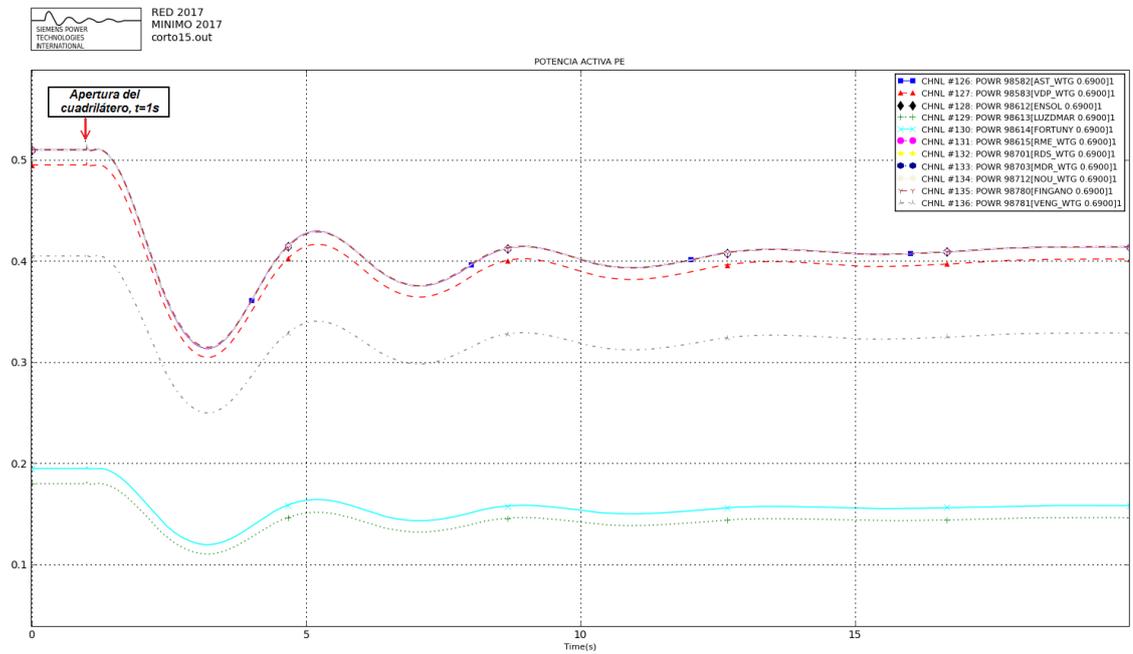


Figura 6.23: Potencia activa inyectada por los PE, con APC, escenario 5 modificado evento 12.

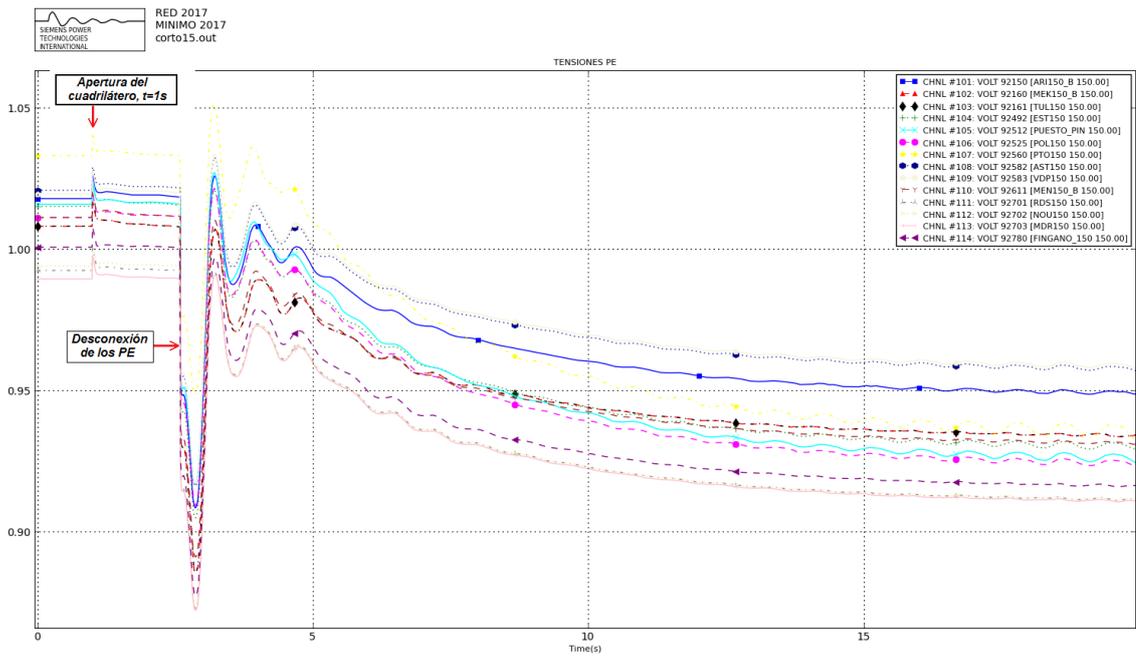


Figura 6.24: Tensión en los nodos de conexión de los PE, sin APC, escenario 5 modificado evento 12.

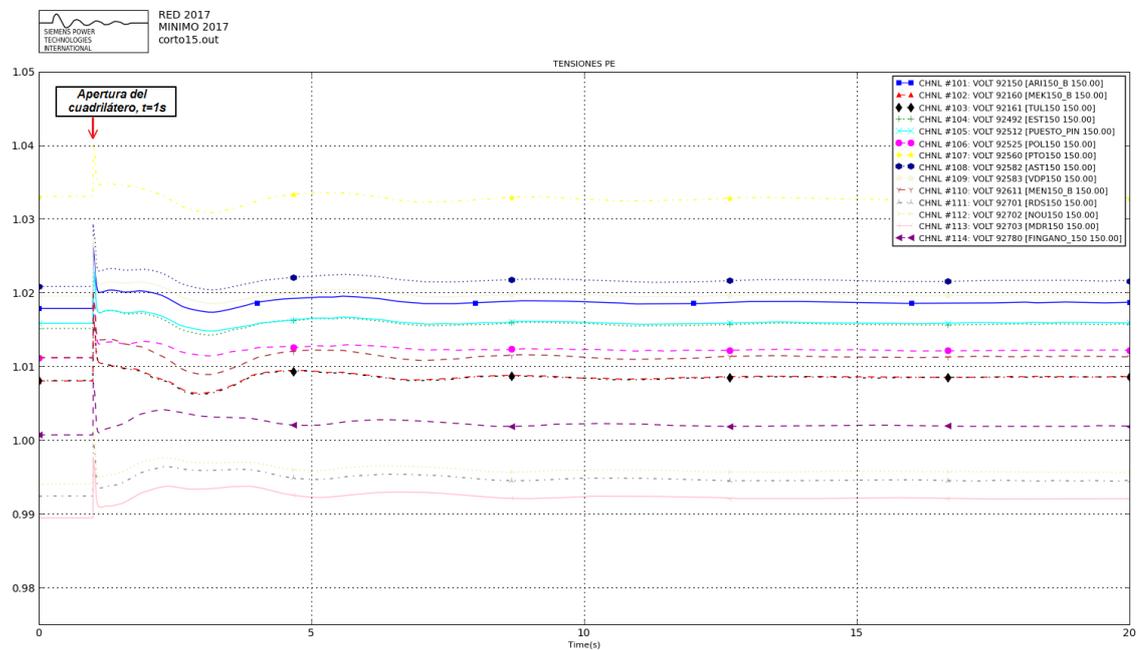


Figura 6.25: Tensión en los nodos de conexión de los PE, con APC, escenario 5 modificado evento 12.

7.1. Conclusiones generales

En términos generales la tesis ha analizado con éxito el comportamiento de las tensiones en la red de transmisión del sistema eléctrico uruguayo, pudiendo caracterizar el comportamiento de las mismas ante la ocurrencia de huecos de tensión. Para ello se han desarrollado e implementado diversas metodologías de análisis, algunas de ellas orientadas a la realización de estudios de planificación y otras a estudios para la operación del sistema y/o definición de requerimientos técnicos a ser aplicados sobre la generación eólica. Se analizaron las características de cada una de estas metodologías, las cuales podrán resultar en ventajas o desventajas, según las características¹ del sistema eléctrico sobre el cual vayan a ser aplicadas. En muchos de los trabajos hallados asociados al estudio de huecos de tensión en sistemas eléctricos, con el fin de evaluar y/o definir los requerimientos para la permanencia de PE frente a huecos de tensión, la metodología utilizada para estudiar el problema se basa principalmente en identificar el “peor caso” y trabajar sobre el mismo[8][9][10][12]. Si bien esta es una metodología válida para la definición de requerimientos que permitan operar de forma segura el sistema eléctrico, no brinda la posibilidad de evaluar la probabilidad de ocurrencia de los diferentes eventos, para de esta forma poder ponderar la relación “costo-beneficio” de las exigencias impuestas. En tanto las metodologías desarrolladas en este trabajo permiten evaluar la probabilidad de ocurrencia de diferentes eventos, brindando una visión más completa de la respuesta de las tensiones en el sistema eléctrico de transmisión ante un cortocircuito y por tanto permitiendo realizar un análisis más refinado del problema.

7.2. Conclusiones sobre el estudio del sistema eléctrico uruguayo

Si bien una buena parte del trabajo realizado estuvo abocado al desarrollo de metodologías para el análisis del impacto que los huecos de tensión podrían tener sobre el sistemas de transmisión, la aplicación de estas metodologías sobre el sistema eléctrico uruguayo permitió realizar una primera caracterización del mismo en este aspecto. Se comenzó realizando un análisis global del sistema, mediante el cual se determinaron los puntos más críticos para la ocurrencia de cortocircuitos en el mismo. Entendiéndose por “más críticos” a aquellos nodos del sistema en los cuales de ocurrir un cortocircuito, los niveles de tensión en el resto del sistema presentan una mayor disminución. A pesar de que este análisis no contempla

¹Siendo probablemente la más importante el tamaño del sistema eléctrico.

aspectos constructivos o características particulares del sistema de protecciones de cada una de las zonas del sistema eléctrico, permite visualizar como es la respuesta del sistema en función de la topología del mismo. Fueron identificadas claramente cuales son las barras del sistema eléctrico más críticas ante la ocurrencia de un cortocircuito en las mismas, siendo estas las barras MVA150, MVI150, MVB150, PAL500, SJA500, y SGU500. En tanto luego de analizar los escenarios 2013 y 2017 se concluye que los cambios en la topología de la red introducidos en el escenario 2017 respecto del escenario 2013, no provocan cambios respecto a cuales son las zonas más críticas del sistema. Sin embargo a partir de los estudios de AdV se aprecia una mejora en la respuesta del sistema ante la ocurrencia de cortocircuitos, la misma se ve reflejada en la disminución del tamaño de las AdV.

Posteriormente al análisis global del sistema se implementó el análisis denominado AdV, en el mismo se hizo foco en el estudio de los nodos del sistema en los cuales está prevista la conexión de generación eólica. Primeramente se demostró que de no existir requerimientos para la permanencia de PE frente a huecos de tensión, y tomando como base las especificaciones dadas para los aerogeneradores DFIG de GE, existiría un AdV cuya dimensión no es despreciable y para la cual todos los PE se desconectarían en caso de ocurrir un hueco de tensión de duración superior a 100ms. La existencia de esta área de vulnerabilidad justificaría, a priori, la necesidad de evaluar la implementación de requerimientos referidos a la permanencia de los PE ante la ocurrencia de un hueco de tensión. En esta etapa se plantearon dos niveles de profundidad con los cuales es posible encarar el estudio de AdV, por un lado el denominado “Método simplificado” y por otro el “Método exacto”, siendo la diferencia principal entre ambos la cantidad de puntos sobre el sistema eléctrico para los cuales se simulan cortocircuitos. El cálculo de AdV simplificado nos brinda una idea parcial de como están compuestas cada una de las AdV analizadas, por lo que este método puede ser útil para llevar a cabo análisis de planificación, en los cuales se requiera simular un número importante de escenarios. Desde el punto de vista concreto de nuestro sistema eléctrico y dado el tamaño del mismo, lo más razonable es utilizar directamente el método exacto y de ser necesario disminuir la precisión del mismo, para lo cual puede reducirse la cantidad de puntos sobre los cuales se calculan cortocircuitos en cada una de las líneas del sistema. Por otro lado si el estudio está ligado a tareas de operación y/o diseño, en donde pueda tomar relevancia el conocimiento detallado del alcance de cada AdV y el análisis probabilístico que esto permite, el método exacto es el más indicado. Como resultado del análisis completo de AdV realizado sobre el sistema eléctrico uruguayo fue posible determinar las probabilidades de ocurrencia de huecos de tensión en función de la profundidad de los mismos y del número de PE que son afectados en forma simultánea. Este análisis reveló, por un lado que el número de huecos de tensión esperados en un año que pueden afectar simultáneamente a todos o varios de los PE a conectarse a la red de transmisión uruguaya no es despreciable, por otro lado que los requerimientos actualmente fijados para la conexión de PE a la red de transmisión serían adecuados para evitar la desconexión masiva de los PE ante un hueco de tensión. Si bien como resultado de los escenarios analizados surge que los requisitos necesarios podrían ser un poco más laxos en comparación a los actualmente exigidos, teniendo en cuenta que a la fecha está planificada la instalación del orden del doble de la generación eólica modelada en el estudio de AdV, parece razonable mantener un margen de seguridad a la hora de establecer este tipo de requerimientos. Esto es debido a que, si bien el aumento de los PE en el sistema permitiría una mejora en la regulación de la tensión² y por tanto un

²Bajo el entendido que los PE se operarán en un modo de control que permita el control de tensión en el punto de conexión.

mayor soporte durante el hueco de tensión, la probabilidad de ocurrencia de huecos de mayor profundidad que afecten a varios PE en forma simultánea se incrementará. Ello se explica en base a que un aumento en el número de PE genera una disminución de la “distancia eléctrica” entre los mismos, por lo que la intersección de las AdV de los diferentes PE aumentará su tamaño. En base a lo anterior se entiende que, aunque de los resultados obtenidos en este estudio surge que una tensión residual 0,3 p.u. permitiría evitar que fuesen afectados más de un punto de conexión en forma simultánea, los requerimientos actualmente exigidos son los adecuados para esta etapa del proceso de incorporación de generación eólica al sistema eléctrico uruguayo. Respecto al análisis del número esperados de eventos en función de las tasas de falla para la red de transmisión resta comentar que, si bien utilizando las tasas de falla típicas la cantidad de eventos anuales en los cuales se podrían producir desconexiones de PE no era despreciable, al utilizar una aproximación más real de las tasas asociadas a la red de transmisión de energía eléctrica uruguaya, se constata que la cantidad de eventos esperados se incrementa notoriamente. Este resultado refuerza la importancia de contemplar y analizar este tipo de eventos, tanto al momento de planificar la conexión de los PE como al momento de definir los requisitos técnicos a ser impuestos sobre los mismos.

En base a los escenarios analizados en el estudio de AdVE y utilizando las tasas de fallas “reales” se observa que, el número máximo esperado de eventos anuales en los cuales al menos un PE tuviese una tensión inferior a 0,2 p.u. es de 11. Como ya se comentó en el punto 5.2.6, esto implicaría que en el peor de los casos y para los escenarios analizados en el estudio de AdV, habría 11 eventos al año en los cuales se produciría la desconexión de 150MW. Teniendo en cuenta que la cantidad de PE que actualmente está planificada incorporar al sistema es de 21 (aprox. 1000MW), las distancias eléctricas entre los PE se verán reducidas, por lo tanto es razonable suponer que surgirán AdV asociadas a conjuntos de más PE para tensiones umbrales menores. De darse esta situación, implicaría que la probabilidad de perder un monto mayor de generación eólica debido a un cortocircuito se vería incrementada. Esto podría justificar realizar modificaciones sobre la curva LVRT exigida actualmente, por ejemplo para aquellos PE que se encuentren conectados “eléctricamente muy cerca” se podría disminuir la tensión residual³ de la curva LVRT, de forma de disminuir la probabilidad de que un monto importante de generación eólica se desconecte como causa de un hueco de tensión en la red de transmisión.

En tanto del análisis realizado en el punto 6.3, se desprende que los tiempos establecidos en los actuales requerimientos para evitar la desconexión de los PE frente a un hueco de tensión, garantizarían⁴ que dado un cortocircuito fase-tierra en el sistema de transmisión no se produciría la desconexión de PE conectados a diferentes nodos de conexión. Esto es en el entendido de que la falta, y por tanto el hueco de tensión, tuviese una duración no superior a los tiempos asociados a la operación de los sistemas de protección en “Zona 2”.

A modo de resumen de los resultados obtenidos referidos al estudio de AdV y al análisis de las tensiones del sistema de transmisión durante los huecos de tensión queda claro que, dados los requerimientos actualmente exigidos, la profundidad del hueco de tensión no generaría desconexiones de PE conectados en diferentes nodos de conexión. Esto bajo el supuesto de que los escenarios analizados son representativos del sistema eléctrico uruguayo y por tanto representativos del resto de los posibles estados “normales” de operación del sistema. Desde el punto de vista de los tiempos involucrados, y en base a los tiempos típicos de operación del sistema de protecciones, es esperable que la mayoría de los eventos no causasen una des-

³Ver Figura 6.1.

⁴Desde el punto de vista teórico y en base a los estudios realizados en esta tesis.

conexión masiva de PE.

Por último fueron realizadas una serie de simulaciones dinámicas con el fin de verificar algunos de los resultados obtenidos previamente, mediante las mismas se analizaron 14 eventos en seis escenarios diferentes. Observando los resultados obtenidos en las simulaciones dinámicas es claro que lo más importante no es “la profundidad” del hueco sino la duración del mismo, esto también se ve reflejado en el estudio de AdV, en el cual se demuestra que la probabilidad de ocurrencia de huecos de tensión que queden por fuera de la curva LVRT impuesta para nuestro país es baja. Consecuentemente es de esperar que en los casos en los cuales el sistema de protección actúe según lo esperado no deberían haber desconexiones masivas de generación eólica debido a la ocurrencia de huecos de tensión. Respecto a la estabilidad del sistema en las simulaciones realizadas, se aprecia que la mayoría presentan un comportamiento estable, siendo pocos los casos en los cuales se puede afirmar que el sistema se torna inestable⁵. Como último análisis de este punto se estudió el resultado de activar el APC de los PE, concluyendo que el mencionado sistema de control brinda una mejora en la respuesta del sistema ante un incremento en la frecuencia del sistema eléctrico.

Finalmente se entiende que mediante el estudio realizado en el presente trabajo, queda demostrada la utilidad y necesidad de contar con requerimientos técnicos sobre la generación eólica que garanticen la permanencia de este tipo de centrales de generación ante la ocurrencia de un hueco de tensión.

7.3. Trabajos futuros

En base a los estudios realizados se identifican los siguientes tópicos como posibles trabajos a realizar:

- Realización de estudios de AdV basados en cortocircuitos FASE-FASE y FASE-FASE-TIERRA, de forma de tener un espectro más completo de las posibles situaciones en la red de transmisión.
- Analizar los registros de eventos reales del sistema eléctrico de transmisión de forma de generar información estadística, como pueden ser tasas de falla típicas según nivel de tensión, tipo de conductor, zona geográfica, etc. Esta sería una información muy valiosa al momento de realizar estudios estadísticos respecto a eventos en el SE.
- Analizar escenarios en los cuales se incluya la convertora de Melo con su modelo dinámico.
- Realizar un seguimiento del comportamiento de cada uno de los PE que están previsto conectarse al SE, de forma de detectar comportamientos fuera de lo esperado, en particular frente a huecos de tensión.
- Realizar estudios con el fin de definir una curva Potencia Activa - Frecuencia para la “regulación primaria” por parte de los PE, de forma tal de optimizarla en función de los estatismos de las demás máquinas del sistema.

⁵Los casos en los cuales el sistema es inestable están asociados a escenarios extremos y poco probables.

- Evaluar reserva rotante necesaria asociada a la desconexión de PE a causa de huecos de tensión en la red de transmisión de energía eléctrica.

Anexos

Listado de estaciones de Transmisión

ACO150	Aguas Corrientes 150kV
ARA150	Arapey 150kV
ARB150P1	Arbolito 150kV
ART150	Artigas 150 kV
BAY150	Baygorria 150kV
BCM60	Pun. inter. entre BIF 60kV y MIN 60kV
BCM60F1	Pun. inter. entre BIF 60kV y MIN 60kV
BCM60F2	Pun. inter. entre BIF 60kV y MIN 60kV
BCM60F3	Pun. inter. entre BIF 60kV y MIN 60kV
BCM60F4	Pun. inter. entre BIF 60kV y MIN 60kV
BIF150	Bifurcación 150 kV
BIF60	Bifurcación 60kV
BRU500	Brujas 500kV
C.ELIA	Colonia Elias 500kV
CGR150	Cantegril 150kV
CME150	Conversora de Melo 150 kV
CME500	Conversora de Melo 500 kV
COE150IP	Pun. inter. entre Colonia y Conchillas
COL150	Colonia 150kV
CON150	Conchillas 150 kV
CUP60	CUCP 60kV
DUR1501X	Durazno 150kV
DUR1502X	Durazno 150kV
EMA150	Enrique Martinez 150 kV
FBE150	Fray Bentos 150 kV
FINGANO150	Fingano 150 kV
FLO150	Florida 150kV
FLO150X	Florida 150kV
FLR60	Floresta 60kV
FYM150	Pun. inter. entre Fray Bentos y Mercedes
FYS150	Pun. inter. entre Fray Bentos y San Javier
JIG150	José Ignacio 150kV
JIK60	Jistok 60 kV

Tabla B.1: Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión.

JLA150	Juan Lacase 150kV
L-A150	Pun. inter. entre MVA y MVL
L-B150	Pun. inter. entre MVL y MVB
LIB150	Libertad 150 kV
LIS150	Pun. inter. entre Libertad y Santiago Vazquez
L-R150	Pun. inter. entre MVL y MVR
MAL150	Maldonado 150kV
MDI150	Manuel Diaz 150kV
MEL150	Melo 150 kV
MER150	Mercedez 150 kV
MIN60	Minas 60 kV
MPL	Montes del Plata 150 kV
MVA150	Montevideo A 150 kV
MVA150X	Montevideo A 150 kV
MVA500	Montevideo A 500 kV
MVB150	Montevideo B 150 kV
MVB500	Montevideo B 500 kV
MVC1501B	Montevideo C 150 kV
MVD1501B	Montevideo D 150 kV
MVD1502B	Montevideo D 150 kV
MVE1501B	Montevideo E 150 kV
MVE1502B	Montevideo E 150 kV
MVF150	Montevideo F 150 kV
MVG150	Montevideo G 150 kV
MVH150	Montevideo H 150 kV
MVI150	Montevideo I 150 kV
MVI500	Montevideo I 500kV
MVJ150	Montevideo J 150 kV
MVK150	Montevideo K 150 kV
MVL150AB	Montevideo L 150 kV
MVL150BB	Montevideo L 150 kV
MVM150	Montevideo M 150 kV
MVN150	Montevideo N 150 kV
MVR1501B	Montevideo R 150 kV
MVR1502B	Montevideo R 150 kV
NDM150	Pun. inter. entre Mercedes y Nueva Palmira
NPA150	Nueva Palmira 150 kV
PAL150	Palmar 150 kV
PAL500	Palmar 500 kV
PAL5001C	Palmar 500 kV
PAL5002C	Palmar 500 kV
PAL5003C	Palmar 500 kV
PAN150	Pando 150 kV
PAN150X	Pando 150 kV
PAY150	Paysandú 150 kV
PAZ1501X	Pan de Azucar 150 kV
PAZ1502X	Pan de Azucar 150 kV
PBE1502P	Pun. inter. entre MVB y Rodriguez

Tabla B.2: Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión, continuación.

PBE150BP	Pun. inter. entre MVB y Rodriguez
PBE150RP	Pun. inter. entre MVB y Rodriguez
PES150	Punta del Este 150 kV
PIE150	Las Piedras 150kV
PIN	Pintado 150 kV
PIN2_150	Pintado 150 kV
PRO1501P	Pun. inter. entre MVA y Terra
PRO1502P	Pun. inter. entre MVA y Terra
PSM1501P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
PSM1502P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
PSM1503P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
PTI500	Punta del Tigre 500 kV
PTO150	Paso de los Toros 150 kV
PUESTO_PIN	Pintado 150 kV
PUM	Punto de conexión de Eólica Minas en 150 kV
PUM60	Punto de conexión de Eólica Minas en 60 kV
RIV150	Rivera 150 kV
ROC150	Rocha 150 kV
ROD150	Rodriguez 150 kV
ROS150	Rosario 150 kV
SAL150	Salto 150 kV
SCA150	San Carlos 150 kV
SCA500	San Carlos 500 kV
SGDE.ARG	Salto Grande Argentina 500 kV
SGU150	Salto Grando Uruguay 150 kV
SGU500	Salto Grande Uruguay 500 kV
SGU5001C	Salto Grande Uruguay 500 kV
SGU5002C	Salto Grande Uruguay 500 kV
SGU5003C	Salto Grande Uruguay 500 kV
SGU5004C	Salto Grande Uruguay 500 kV
SJA150	San Javier 150 kV
SJA500	San Javier 500 kV
SMR1501P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
SMR1502P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
SMR1503P	Pun. inter. entre San Carlos-Maldonado-Bifurcación
SOL150	Solimar 150 kV
STE150	Stel 150kV
SVA150	Santiago Vasquez
TAC150B1	Tacuarembó 150 kV
TER150	Terra 150 kV
TGO150	Tomas Gomensoro 150 kV
TOS60	Toscas 60 kV
TRI1501X	Trinidad 150 kV
TRI1502X	Trinidad 150 kV
TYT150	Trenita y Tres 150 kV
UPM150	UPM 150 kV
VAL150	Valentines 150 kV
VEN60	Venti 60 kV
YOU150	Young 150 kV

Tabla B.3: Barras utilizadas en el modelo de la red de transmisión, continuación.

Anexo C

Comparación resultados MIN2013-MIN2017



Figura C.1: Comparación del índice 1 para el umbral 0.2 p.u.



Figura C.2: Comparación del índice 1 para el umbral 0.4 p.u.



Figura C.3: Comparación del índice 1 para el umbral 0.6 p.u.

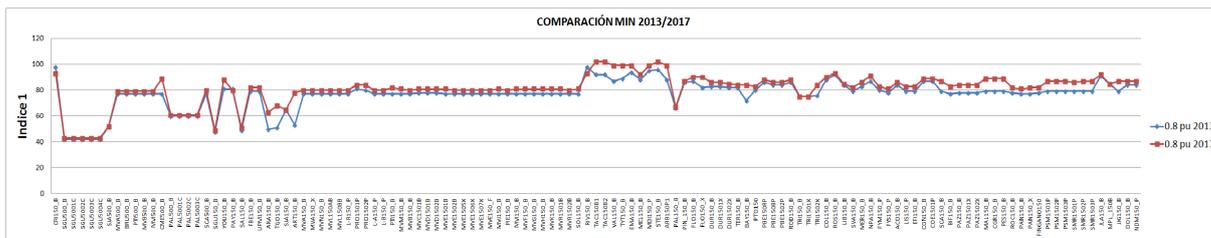


Figura C.4: Comparación del índice 1 para el umbral 0.8 p.u.



Figura C.5: Comparación del índice 2 para el umbral 0.2 p.u.



Figura C.6: Comparación del índice 2 para el umbral 0.4 p.u.



Figura C.7: Comparación del índice 2 para el umbral 0.6 p.u.



Figura C.8: Comparación del índice 2 para el umbral 0.8 p.u.



Figura C.9: Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.2 p.u.



Figura C.10: Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.4 p.u.



Figura C.11: Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.6 p.u.



Figura C.12: Comparación del índice 1 ponderado para el umbral 0.8 p.u.



Figura C.13: Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.2 p.u.



Figura C.14: Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.4 p.u.



Figura C.15: Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.6 p.u.



Figura C.16: Comparación del índice 2 ponderado para el umbral 0.8 p.u.

Variaciones en los índices entre los escenarios de máximo y mínimo de demanda

En el presente anexo se incluyen las gráficas asociadas al estudio de la variación de los índices entre los escenarios de máximo y mínimo de demanda, si bien fueron analizados tanto los índices ponderados como los no ponderados solo se incluyen los resultados asociados a estos últimos. El motivo por el cual no se incluyeron los resultados asociados a los índices ponderados es que el objetivo de este análisis es ver el comportamiento de los índices respecto a la variación de demanda, el cual es muy similar en los índices ponderados y en los no ponderados.

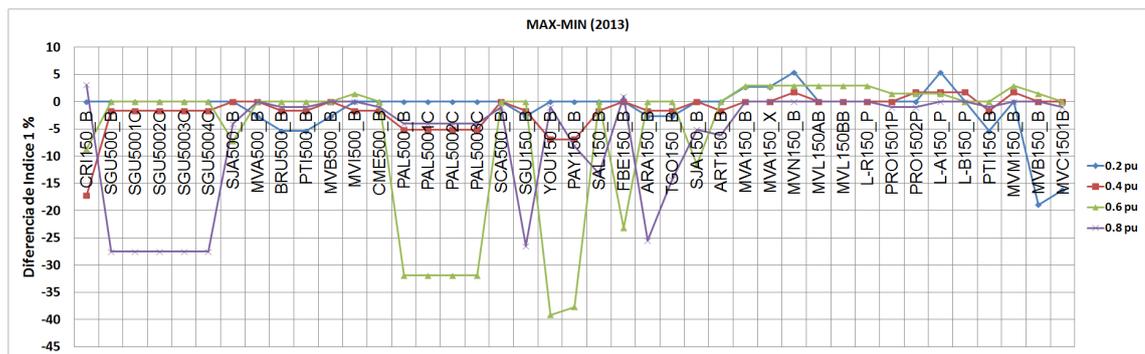


Figura D.1: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

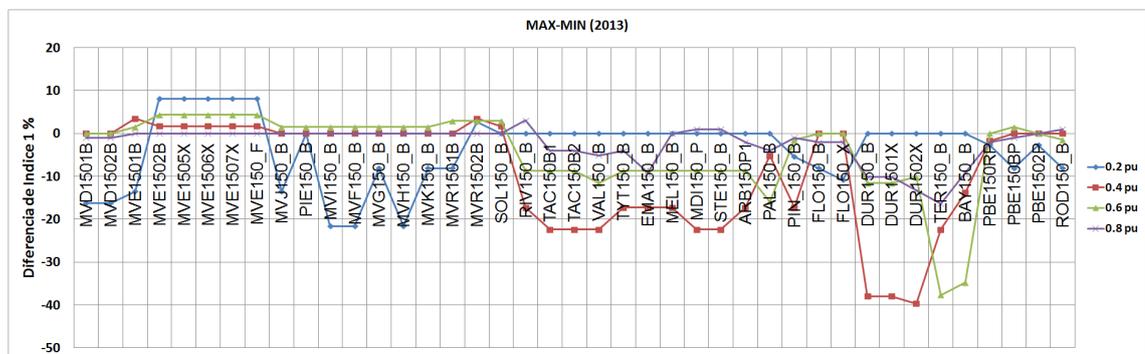


Figura D.2: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

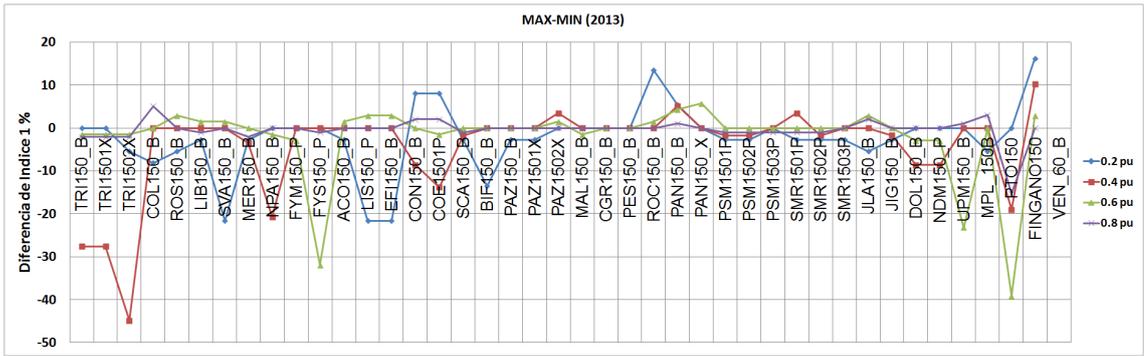


Figura D.3: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

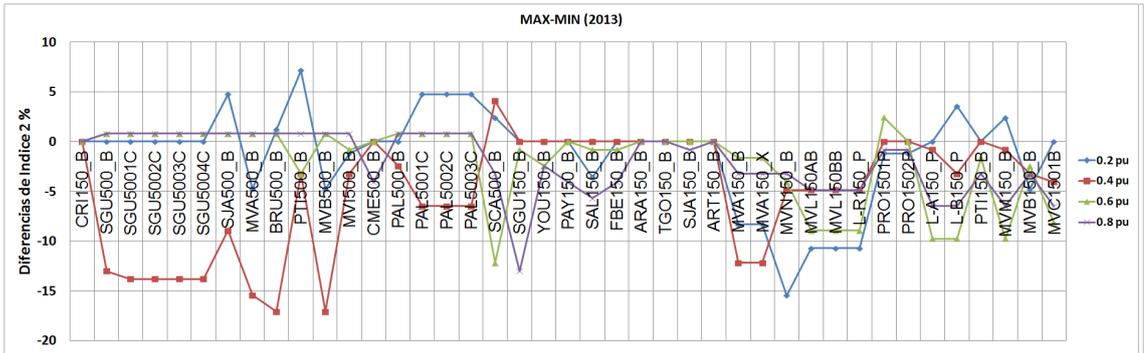


Figura D.4: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

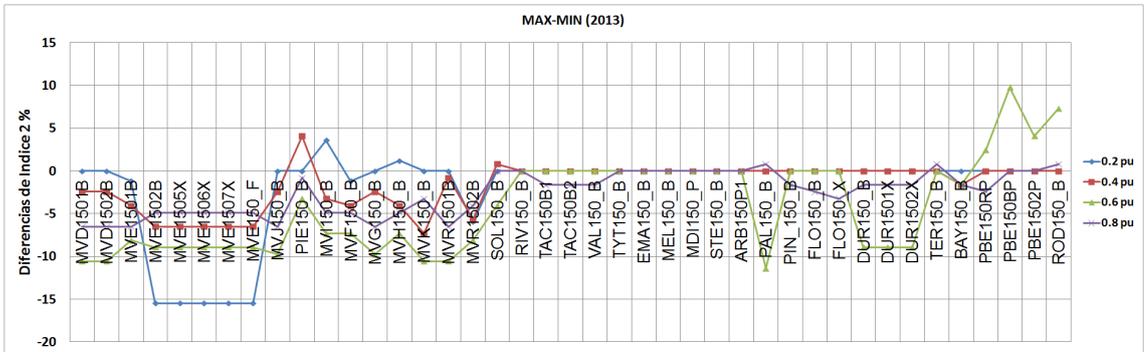


Figura D.5: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

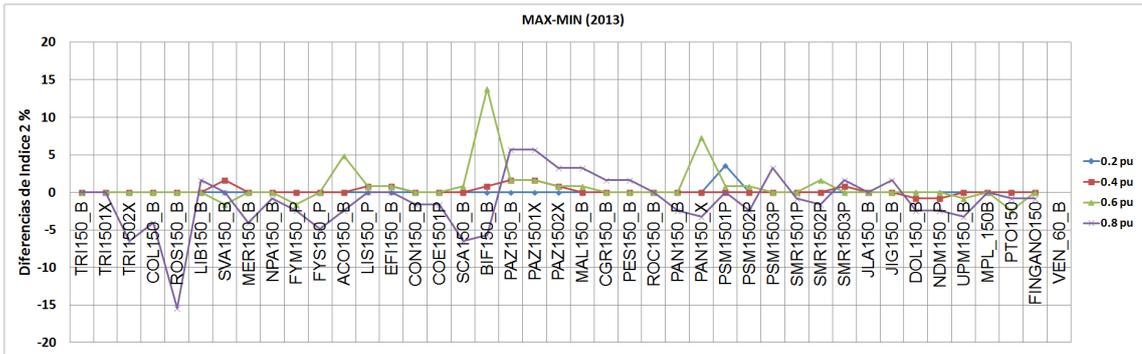


Figura D.6: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2013.

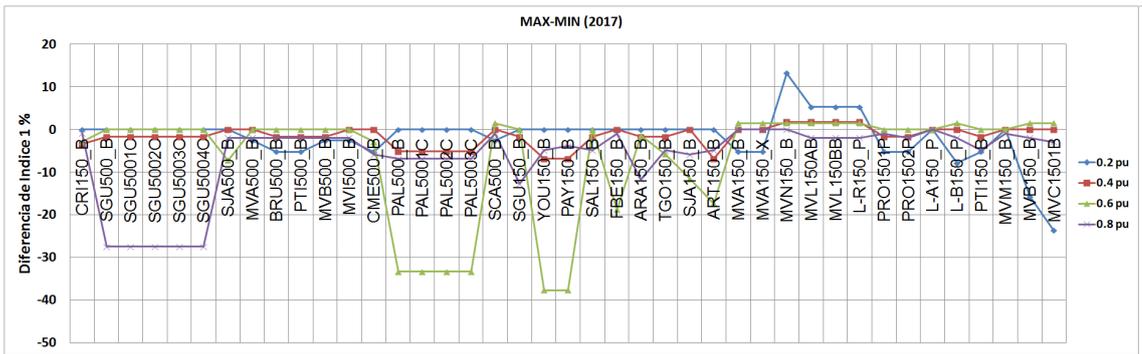


Figura D.7: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

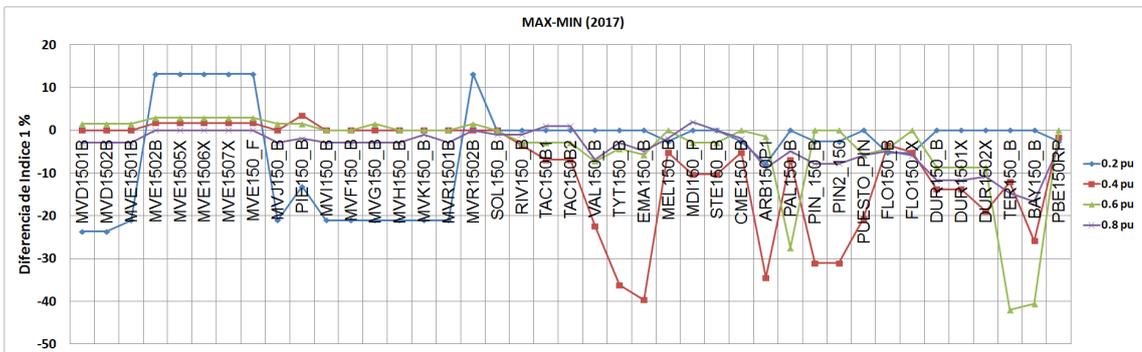


Figura D.8: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

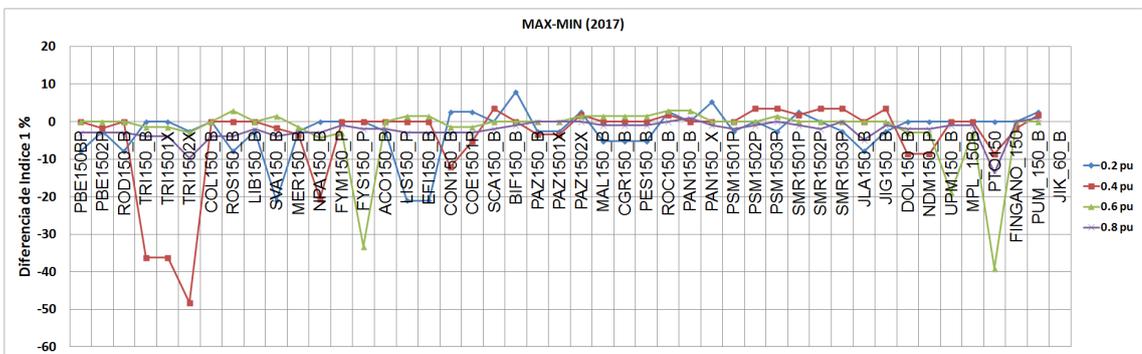


Figura D.9: Variación del índice 1 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

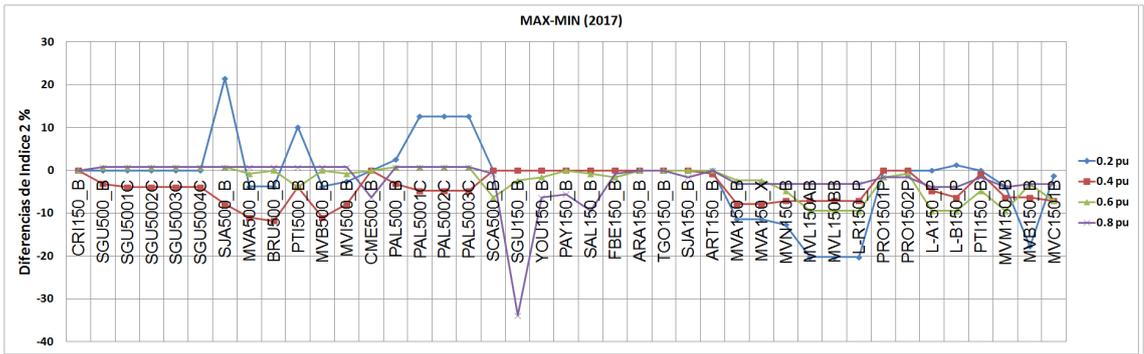


Figura D.10: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

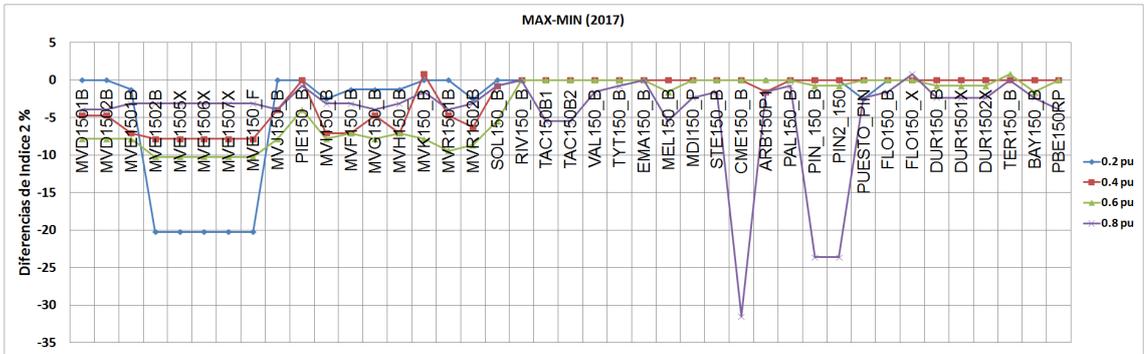


Figura D.11: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

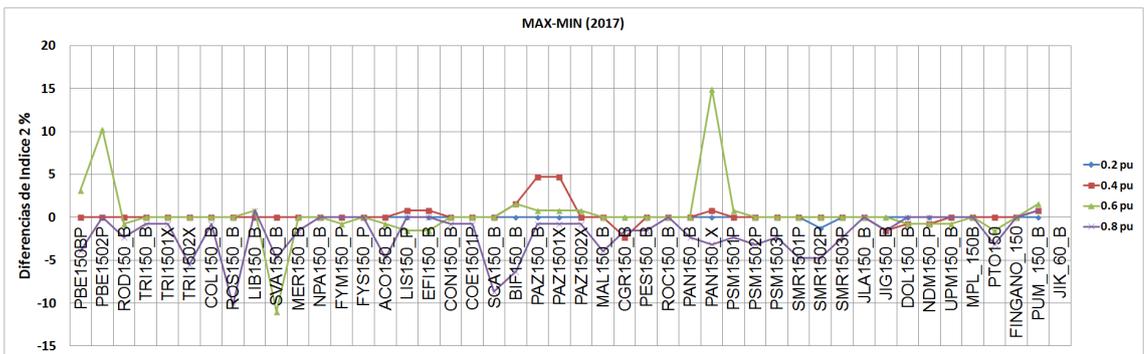
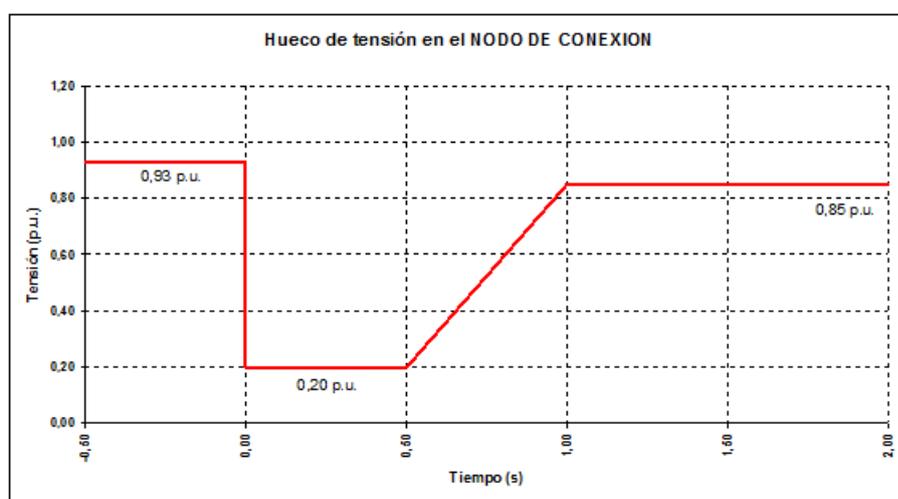


Figura D.12: Variación del índice 2 entre los escenarios de máximo y mínimo 2017.

Actuales requerimientos frente a huecos de tensión para la conexión de PE a la red de transmisión en Uruguay.

A continuación se presenta un extracto del documento “Anexo II - CONVENIO DE USO(Para Generadores Eólicos conectados a la red de UTE en Alta Tensión)” correspondiente a la licitación para compra de energía de fuente primaria eólica K43037 realizada por la empresa UTE.

“... La CENTRAL GENERADORA se deberá mantener conectada a la RED DE UTE sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión en el NODO DE CONEXIÓN, producidos por cortocircuitos trifásicos, de dos fases a tierra o una fase a tierra, con perfiles de magnitud y duración por encima de la siguiente curva:

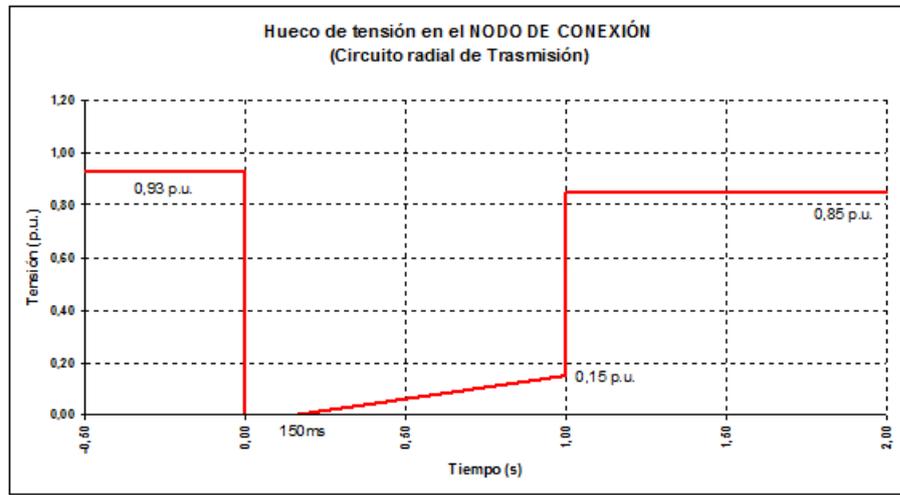


Donde las tensiones indicadas son las tensiones entre fase y tierra, en las fases con falta. La mínima tensión de operación normal, previa al inicio de la perturbación, es la establecida en el Reglamento de Trasmisión. Por claridad, se ilustra el límite vigente para una tensión nominal de 150 kV, de 0.93 p.u. (para 500kV, es 0.93 p.u.).

La mínima tensión de operación luego de despejada la falla será la establecida en el Reglamento de Trasmisión. Por claridad, se ilustra el límite vigente, de 0.85 p.u. (para cualquier tensión nominal), que rige hasta 60 segundos. En el caso de cortocircuitos entre dos fases, aislados de tierra, cambia el valor límite inferior de tensión, pasando a ser 0.6 p.u. en lugar de 0.2 p.u.

En el caso de una CENTRAL GENERADORA conectada a un circuito radial de Trasmisión a través de la red de Distribución, se establece la siguiente exigencia adicional:

La CENTRAL GENERADORA se deberá mantener conectada a la RED DE UTE, sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión en el NODO DE CONEXIÓN, producidos por cortocircuitos de una fase a tierra en la red de Trasmisión, con perfiles de magnitud y duración por encima de la siguiente curva:



Donde valen las mismas consideraciones hechas para la figura anterior, en relación a las mínimas tensiones de operación normal y luego de despejada la falla.

En el caso de cortocircuitos fase-tierra en la red de Trasmisión, la CENTRAL GENERADORA deberá soportar las corrientes de secuencia inversa producidas durante reenganches monofásicos cercanos a la central, desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo, de duración de hasta 1 seg. ...”

Bibliografía

- [1] Abram Perdana, "*Dynamic Models of Wind Turbines*", PhD Tesis, Chalmers University, Göteborg, Sweden 2008.
- [2] K. Clark, N. Miller and J. Sanchez-Gasca, "*Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies*", General Electric International, Technical Report, April 16, 2010.
- [3] Yuriy Kazachkov, Ping-Kwan Keung y Krishnat Patil, "*PSS®E Wind Modeling Package for GE 1.5/3.6/2.5 MW Wind Turbines*", Siemens Power Technologies International, June 2009.
- [4] Olimpo Anaya-Lara, "*Wind Energy Generation, Modelling and Control*", John Wiley & Sons Ltd., 2009.
- [5] E.ON Netz GmbH, "*Grid Code High and Extra High Voltage*", April 2006.
- [6] UTE, "*Anexo II - CONVENIO DE USO(Para Generadores Eólicos conectados a la red de UTE en Alta Tensión)*", 2011.
- [7] IEEE, "*IEEE Guide for Protecting Power Transformers*", May 30, 2008.
- [8] A. D. del Rosso, M. Anello, E. Spittle, "*Evaluación del riesgo de desconexión de generadores eólicos debido a fallas en la red de transmisión*", XIII ERIAC décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRE, Mayo 2009.
- [9] Waqar A Qureshi, Nirmal C-K Nair, "*Systematic Development of Low Voltage Ride-Through (LVRT) Envelope for Grids*", TENCON 2010, 2010.
- [10] Clemens Jauch, Poul Sørensen, Ian Norheim, Carsten Rasmussen, "*Simulation of the impact of wind power on the transient fault behavior of the Nordic power system*", Electric Power Systems Research, Volumen 77, Issue 2, Pages 135-144, February 2007.
- [11] Paul Gardner, Ioannis Papadopoulos, "*The limiting factors for wind integration*", EWEA 2012.
- [12] C. Rahmann, H.-J. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas, M. B. C. Sallés, "*Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems*", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 26, Issue 3, Page 1555-1563, August 2011.
- [13] Udo Bachmann, Istwan Erlich, Wilhelm Winter, "*Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System*", www.uni-due.de/ean/downloads/paper_030706-02.pdf

- [14] Willi Christiansen, David T. Johnsen, "*Analysis of requirements in selected Grid Codes*", [www.frontwind.com/Analysis %20of %20requirements %20in %20selected %20Grid %20Codes.pdf](http://www.frontwind.com/Analysis%20of%20requirements%20in%20selected%20Grid%20Codes.pdf)
- [15] Qiuwei Wu, "*Grid integration issues for large scale wind power plants(WPPs)*", Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, Conference Publication pag. 1 - 6.
- [16] Ignacio Afonso, Nicolás Yedrzejewski, Andrés Cardozo, Mario Vignolo, "*Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico 1^{era} Parte*", EPIM 2010, Noviembre 2010.
- [17] Ignacio Afonso, Nicolás Yedrzejewski, Andrés Cardozo, Mario Vignolo, "*Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico 2^{da} Parte*", EPIM 2010, Noviembre 2010.
- [18] Luiz Felipe W. Souza, Tatiana M. L. Assis, Igor F. Visconti, "*On the Assessment of Voltage Ride Through Needs of the Power Transmission*", 2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control VIII IREP, August 2010.
- [19] Donald McGillis, Khalil El–Arroudi, Reginald Brearley, Geza Joos, "*The Process of System Collapse Based on Areas of Vulnerability*", Power Engineering, Conference on Large Engineering Systems , Page 35–40, 2006.
- [20] A. Clerici, "*Temporary overvoltage withstand characteristics of extra high voltage equipment*", Electra, Number 179, Pages 39-45, August 1998.
- [21] Peter Christensen (Representing EWEA GC WG), "*ENTSO-E Connection Grid Code: No real progress without a solid foundation*", EWEA 2012 Copenhagen, April 2012.
- [22] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, "*Power System Dynamics, Stability and Control*", John Wiley & Sons Ltd., 2008.