



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



# Efectos de la generación eólica frente al manejo de contingencias en el sistema interconectado uruguayo

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA  
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Carolina Bada, Lorgio Riva, Pedro Alvez

TUTOR

Fernando Berrutti

TRIBUNAL

Ignacio Afonso

Fernando Berrutti

Pablo Toscano

Montevideo

Viernes 13 de mayo del 2016



# Agradecimientos

A nuestras familias, amigos y parejas por el apoyo incondicional brindado a lo largo de nuestra carrera, en especial a Eduardo y Gloria. Gracias por haber sido parte en el camino de nuestra formación profesional.

A Álvaro Giusto, Nicolás Yedrzejewski, Celia Sena, Ricardo Franco y Claudio Saldaña por la información técnica brindada.

A Mario Vignolo, por haber sido un buen consejero en momentos claves de la tesis.

A nuestro tutor Fernando Berrutti, por habernos acompañado a lo largo del desarrollo de la tesis.



# Resumen

En la presente tesis, se estudian los efectos que produce la inserción de la generación eólica en el sistema eléctrico uruguayo interconectado, frente a la ocurrencia de contingencias en la red de 500 kV y la actuación de las protecciones sistémicas asociadas a las mismas. En particular, se estudiaron tres contingencias que dejan fuera de servicio las líneas SC5-CME, SJ5-PA5 y MI5-SC5.

En los estudios realizados, se consideró la red uruguaya prevista para el año 2017, con 1650 MW de generación eólica instalada. Para analizar la influencia de la generación eólica, se definieron tres escenarios de estudio en lo que respecta a la demanda del sistema eléctrico uruguayo, clasificándolos en máximo invierno, máximo verano y mínimo. En lo que refiere a la generación, se consideraron dos casos: base y eólico, donde el caso eólico mantiene la mayor parte de los generadores síncronos del caso base, agregando la generación eólica.

Para analizar los efectos de la generación eólica se desarrolló un modelo de protección sistémica en el caso base, el cual implementa acciones correctivas en respuesta a una contingencia, de forma tal de mantener la estabilidad y evitar un “black-out” del sistema. La aplicación de ésta en el caso eólico, permitió determinar los ajustes a ser considerados en el modelo debido a la influencia de la generación eólica.

En base a los estudios realizados, se concluye que el sistema se comporta en forma inestable, o aún siendo estable, opera fuera de los márgenes aceptables cuando no se toma en consideración la inserción de la generación eólica en la definición de las acciones de disparo. En estos casos, se procedió a redefinir las mismas, para garantizar la estabilidad, o el desempeño transitorio del sistema dentro de márgenes aceptables.



# Tabla de contenidos

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.2. Integración de energía eólica . . . . .	1
1.2.1. Energía Eólica en Uruguay . . . . .	1
1.2.2. Características de los parques eólicos ingresados al SIN . . . . .	2
1.3. Motivaciones de la tesis . . . . .	2
1.4. Objetivos de la tesis . . . . .	3
1.5. Herramientas y Metodología de trabajo . . . . .	3
1.6. Estructura de la tesis . . . . .	4
<b>2. Estabilidad de sistemas eléctricos y protecciones sistémicas</b>	<b>7</b>
2.1. Breve clasificación de los problemas de estabilidad . . . . .	7
2.2. Sistema utilizado para el estudio teórico de estabilidad del SEP . . . . .	7
2.3. Estabilidad de tensión . . . . .	9
2.4. Estabilidad de frecuencia . . . . .	11
2.5. Estabilidad de ángulo del rotor . . . . .	14
2.5.1. Ángulo de rotor $\delta$ . . . . .	14
2.6. Protecciones sistémicas . . . . .	15
<b>3. Características de la generación eólica</b>	<b>17</b>
3.1. Descripción de los parques eólicos . . . . .	17
3.1.1. Composición . . . . .	17
3.1.2. Generadores de velocidad variable . . . . .	18
3.2. Modelado de parques eólicos . . . . .	20
3.2.1. Descripción del modelo matemático de los generadores eólicos de velocidad variable . . . . .	21
3.2.2. Descripción del modelado de los parques eólicos para simulaciones dinámicas en TSAT . . . . .	22
<b>4. Definición de los casos de estudio</b>	<b>25</b>
4.1. Descripción del sistema eléctrico uruguayo interconectado . . . . .	25
4.2. Descripción de los escenarios de estudio . . . . .	26
4.3. Descripción del modelado dinámico de los generadores . . . . .	26
4.4. Criterios de diseño . . . . .	28

## Tabla de contenidos

4.5. Propuesta de Protección Sistémica . . . . .	29
<b>5. Análisis de los casos de estudio</b>	<b>31</b>
5.1. Contingencia 1: SC5-ME5 . . . . .	31
5.1.1. Descripción . . . . .	31
5.1.2. Aplicación de la protección sistémica . . . . .	32
5.1.3. Resumen comparativo . . . . .	34
5.2. Contingencia 2: SJ5-PA5 . . . . .	35
5.2.1. Descripción . . . . .	35
5.2.2. Aplicación de la protección sistémica . . . . .	36
5.2.3. Resumen comparativo . . . . .	37
5.3. Contingencia 3: MI5-SC5 . . . . .	38
5.3.1. Descripción . . . . .	38
5.3.2. Aplicación de la protección sistémica . . . . .	39
5.3.3. Resumen comparativo . . . . .	40
5.4. Efectos de la generación eólica en las contingencias de estudio . . .	41
<b>6. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>47</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	47
6.2. Estudios a realizar en el futuro . . . . .	48
<b>Apéndices</b>	<b>50</b>
<b>A. Mapa de transmisión uruguayo 2017</b>	<b>51</b>
<b>B. Modelos WT4G y WT4E</b>	<b>53</b>
B.1. Modelo generador - convertidor WT4G . . . . .	53
B.2. Modelo del control eléctrico WT4E . . . . .	54
<b>C. Barras en 150 kV y 500 kV</b>	<b>57</b>
<b>D. Gráficos</b>	<b>59</b>
D.1. Contingencia 1: SC5-ME5 . . . . .	60
D.1.1. Escenario máximo invierno . . . . .	60
D.1.2. Escenario máximo verano . . . . .	61
D.1.3. Escenario mínimo . . . . .	62
D.2. Contingencia 2: SJ5-PA5 . . . . .	63
D.2.1. Escenario máximo invierno . . . . .	63
D.2.2. Escenario máximo verano . . . . .	64
D.2.3. Escenario mínimo . . . . .	65
D.3. Contingencia 3: MI5-SC5 . . . . .	66
D.3.1. Escenario máximo invierno . . . . .	66
D.3.2. Escenario máximo verano . . . . .	67
D.3.3. Escenario mínimo . . . . .	68
D.4. Aplicación de la solución del caso base en el caso eólico . . . . .	69
D.4.1. Contingencia 1: SC5-ME5 . . . . .	69
D.4.2. Contingencia 2: SJA-PAL . . . . .	70

D.4.3. Contingencia 3: MI5-SC5 . . . . .	72
<b>E. Archivos de contingencia simulada en TSAT</b>	<b>75</b>
E.1. Contingencia 1: SC5-ME5 . . . . .	75
E.1.1. Descripción . . . . .	75
E.1.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno . . . . .	75
E.1.3. Acciones correctivas escenario máximo verano . . . . .	76
E.1.4. Acciones correctivas escenario mínimo . . . . .	77
E.2. Contingencia 2: SJ5-PA5 . . . . .	77
E.2.1. Descripción . . . . .	77
E.2.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno . . . . .	78
E.2.3. Acciones correctivas escenario máximo verano . . . . .	80
E.2.4. Acciones correctivas escenario mínimo . . . . .	81
E.3. Contingencia 3: MI5-SC5 . . . . .	82
E.3.1. Descripción . . . . .	82
E.3.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno . . . . .	82
E.3.3. Acciones correctivas escenario máximo verano . . . . .	83
E.3.4. Acciones correctivas escenario mínimo . . . . .	83
<b>Bibliografía consultada</b>	<b>85</b>
<b>Abreviaturas</b>	<b>87</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>88</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>90</b>



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

La importante inserción de energías renovables no convencionales, ha alcanzado aproximadamente 1 GW de potencia instalada a finales de 2015, siendo el mayor componente la generación eólica con unos 856 MW [1]. Paralelamente, se prevé el fortalecimiento del enlace con Brasil, mediante la conexión en 500 kV que se estima entrará en servicio en 2016.

Además, en el sistema eléctrico uruguayo se desarrollan dos proyectos de gran importancia que impactarán fuertemente en la operativa del mismo:

- El desarrollo de un sistema de control automático de generación (Automatic Generation Control - AGC) que prevé la mejora en la RSF (regulación secundaria de frecuencia) del SIN, modulando la potencia inyectada por las centrales térmicas e hidroeléctricas frente a las variaciones producidas por la generación eólica. Además, cumple la función de regular la transferencia con Argentina dentro de los límites programados en forma horaria, considerando el estado de las reservas de energía y el despacho económico.
- El desarrollo de un sistema de acción remedial (Remedial Action Scheme - RAS). Este sistema se encarga de monitorear el estado de la red y en función del mismo, tomar acciones correctivas para intentar mantener la estabilidad frente a la ocurrencia de contingencias severas.

### 1.2. Integración de energía eólica

#### 1.2.1. Energía Eólica en Uruguay

La Política Energética de Uruguay 2005-2030, fue aprobada por el Poder Ejecutivo en 2008 y avalada en 2010 por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria [2].

## Capítulo 1. Introducción

Esta Política tiene como objetivo general la diversificación de la Matriz Energética, buscando disminuir la dependencia del petróleo. Una de las metas a alcanzar a corto plazo es que la participación de fuentes renovables no tradicionales (eólica, solar, residuos de biomasa y microgeneración hidroeléctrica) llegue al 15 % de la generación de energía eléctrica. En este contexto, se definió la incorporación de 1.200 MW de generación eólica para el año 2015. Como objetivo a mediano plazo (2020), se planteó alcanzar el nivel óptimo en relación al uso de las mencionadas energías renovables no convencionales. Hoy en día, se prevén casi 1.500 MW de generación eólica instalados y en operación para el año 2017.

### 1.2.2. Características de los parques eólicos ingresados al SIN

La experiencia a nivel mundial y los avances tecnológicos han llegado a tal madurez que los parques eólicos ingresados al SIN recientemente, representan una herramienta con gran potencial para el operador de la red eléctrica. UTE ha aprovechado de gran manera estos avances para exigir, en las licitaciones de 2010 en adelante, requerimientos operativos estrictos, tales como el control de consignas de potencia activa, reactiva, tensión y factor de potencia. También se agregaron requisitos de regulación de protecciones, rampas de subida y bajada de potencia, curvas de estatismo, tolerancia a huecos de tensión e inyección de reactiva en huecos, entre otros requerimientos.

La mayoría de los generadores eólicos incorporados son del tipo DFIG o generadores síncronos con full converter. Una desventaja de este tipo de generación es la rápida variación del viento, que impide lograr rampas de potencia suaves en operación normal. Sin embargo, la práctica de la operación del SIN ha demostrado que tales variaciones pueden ser más suaves de lo esperado cuando se observa la totalidad de la generación del país. A modo de ejemplo, hay un 86 % de ocurrencia de variaciones de potencia de la generación eólica menores a 25 MW en 10 minutos, no registrándose variaciones mayores a 50 MW en el mismo lapso [3].

## 1.3. Motivaciones de la tesis

A continuación se enumeran las principales motivaciones para la realización del presente trabajo:

- Investigar cuál es la influencia de la inserción de generación eólica a gran escala en el sistema eléctrico de potencia uruguayo, considerando la implementación de los modelos de protección sistémica propuestos en esta tesis.
- Estudiar si la configuración de protección sistémica propuesta para el sistema base (sin generación eólica) sigue siendo confiable luego del importante ingreso de energía eólica en el SIN.

- Entender el comportamiento de la red frente a contingencias importantes en 500 kV; comprender el fundamento de las acciones a tomar frente a la pérdida de estabilidad de tensión, frecuencia o de sincronismo.
- Investigar sobre los posibles modos de control de la generación eólica, que puedan aportar a preservar la estabilidad de la red frente a las contingencias a estudiar.

## 1.4. Objetivos de la tesis

Los objetivos específicos de la presente tesis son:

- Determinar los potenciales problemas de estabilidad de la red de potencia, frente a contingencias que produzcan la actuación de una protección sistémica a modelar, en presencia de un importante volumen de generación eólica.
- En los casos que no sea viable mantener los esquemas de disparo propuestos, determinar la nueva configuración de disparos necesaria para remediar los potenciales problemas de estabilidad referidos anteriormente, replanteando la protección sistémica.
- Determinar el efecto de implementar (o no) funciones de control de tensión y/o frecuencia en centrales de generación eólica, frente a la actuación de la protección sistémica.

## 1.5. Herramientas y Metodología de trabajo

Para realizar los estudios de estabilidad en la red se utilizó el paquete de programas DSATools (Dynamic Security Assessment Tools). En especial, se utilizó el PSAT (Powerflow and Short circuit Analysis Tool) para analizar el estado estacionario de la red en los diferentes escenarios presentados y el TSAT (Transient Security Assessment Tool) para analizar los transitorios de las contingencias propuestas.

Se estudiaron 3 escenarios de demanda: máximo verano, máximo invierno y mínimo. Los casos de estudio respecto a la generación son: uno sin generación eólica (caso base) y el otro con la misma (caso eólico). Concretamente, se obtuvieron 6 archivos PSP (PSAT Project) con los flujos de carga para los 3 escenarios y en los 2 casos de estudio, basado en la red prevista para el 2017 de la figura A.1.

Se obtuvo el modelo dinámico equivalente de la red Argentina y de las centrales térmicas e hidroeléctricas de Uruguay. Los modelados se recibieron en un archivo .dyr y en 5 bloques dinámicos UDM, totalizando unos 7 GW aproximadamente en generadores modelados. Respecto a la generación eólica, se obtuvo el modelado dinámico agregado de los parques eólicos y el control de potencia reactiva de los

## Capítulo 1. Introducción

mismos, totalizando 1.65 GW.

A partir de los modelados adquiridos, se estudiaron 3 contingencias, para determinar el modelo de protección sistémica a implementar frente a cada una de ellas. El estudio se hizo extensivo a los 6 escenarios de trabajo anteriormente descritos, para cada contingencia. Para esto, se usó la siguiente metodología:

1. Dada una contingencia aplicada a un escenario determinado, hallar un conjunto de acciones de protección sistémica que aseguren la estabilidad del SIN en el caso base, llámese solución base.
2. Evaluar la solución base en el caso eólico e interpretar diferencias en la respuesta del sistema.
3. En caso de no estabilizarse el caso eólico mediante la solución base, se aplican las acciones correctivas que correspondan para hallar una nueva solución exclusiva para el caso eólico.
4. Repetir el procedimiento para todas las combinaciones de escenarios y contingencias, obteniendo 18 soluciones en total.

### 1.6. Estructura de la tesis

A continuación se presenta un breve resumen de los tópicos que serán tratados en los próximos capítulos.

El capítulo 2 trata de la estabilidad del sistema eléctrico y de sus protecciones sistémicas. En éste se desarrolla el marco teórico sobre los problemas de estabilidad que pueden estar presentes en las redes eléctricas de potencia. Dicho estudio se realiza considerando el ejemplo de un generador conectado a un bus infinito mediante una línea.

También se definen los conceptos de estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y estabilidad de ángulo de rotor. En general, se desarrolla un breve análisis de ciertas herramientas utilizadas para el estudio de la estabilidad del sistema. Por último, se define el concepto protección sistémica y se mencionan algunas de las acciones que se pueden tomar para mantener la estabilidad del sistema.

En el capítulo 3 se estudian las características de la generación eólica. Este capítulo desarrolla el marco teórico del funcionamiento de los generadores eólicos de velocidad variable y su modelado dinámico en TSAT.

El capítulo 4 define los casos de estudio analizados. En primera instancia, se describe el sistema eléctrico uruguayo, su interconexión con las redes vecinas, la topología de la red en 150 kV y 500 kV y los principales nodos de generación

## 1.6. Estructura de la tesis

y demanda. Luego, se describen los escenarios de estudio, los modelos dinámicos utilizados y los criterios de estabilidad considerados. Por último, se presentan las características de la protección sistémica modelada.

El capítulo 5 presenta el resultado de las simulaciones implementadas. Además, se explican los efectos de la inserción de la generación eólica frente a las contingencias estudiadas.

Por último, en el capítulo 6 se desarrollan las conclusiones y posibles estudios a realizar a futuro.



## Capítulo 2

# Estabilidad de sistemas eléctricos y protecciones sistémicas

### 2.1. Breve clasificación de los problemas de estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la habilidad de mantener en régimen o alcanzar luego de una perturbación, un estado de equilibrio. Dicho estado se alcanza cuando las tensiones, potencias y ángulos de las máquinas se mantienen dentro de un rango de valores aceptables para el funcionamiento de las mismas.

Considerando la clasificación realizada por CIGRE en el estudio de los problemas de estabilidad de un SEP, se encuentra la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y estabilidad de ángulo de rotor. A continuación, se procede a detallar en qué consiste cada una de ellas.

### 2.2. Sistema utilizado para el estudio teórico de estabilidad del SEP

Para el estudio de los diferentes casos de estabilidad del SEP, se utilizó el circuito de la figura 2.1, donde se observa un generador ideal de tensión interna  $E_S$  conectado a una barra  $V_R$  mediante una impedancia  $X$ , abasteciendo una carga de potencia activa  $P_R$  y reactiva  $Q_R$  constantes. La impedancia  $X$  modela el equivalente del sistema entre las barras mencionadas, incluyendo la del generador en estudio.

Del diagrama fasorial se obtuvieron las ecuaciones 2.1, siendo el  $\cos(\phi)$  el factor de potencia de la carga,  $E_S$  la tensión en bornes del generador equivalente y  $V_R$  la tensión en bornes de la carga.

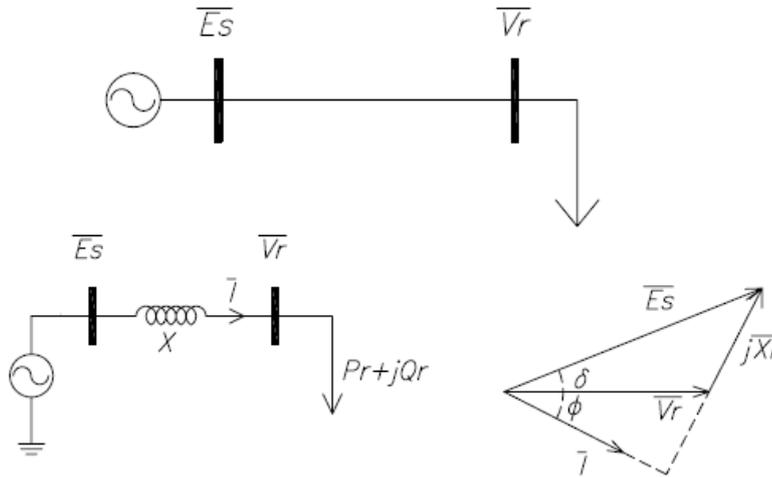


Figura 2.1: Circuito utilizado para el estudio de estabilidad, modelo eléctrico equivalente y diagrama fasorial

$$\begin{cases} XI \cos(\phi) = E_S \sin(\delta) \\ XI \sin(\phi) = E_S \cos(\delta) - V_R \end{cases} \quad (2.1)$$

Luego, operando se obtuvo el resultado de la ecuación 2.2 para la potencia activa consumida por la carga.

$$P_R = \frac{E_S V_R \sin(\delta)}{X} \quad (2.2)$$

Para los estudios de estabilidad del SEP, también se utilizó la ecuación 2.3, conocida como ecuación de swing, la cual resulta de aplicar la segunda cardinal a un sistema rotante turbina - generador síncrono. En la misma, no se consideró la constante de amortiguamiento, es decir, la variación de la carga en función de la frecuencia ni el efecto de los bobinados amortiguadores del generador.

La ecuación 2.3 describe la relación entre:

- $P_m[pu]$  potencia mecánica
- $P_e[pu]$  potencia eléctrica
- $J[kg.m^2]$  momento de inercia del sistema rotante
- $\delta[rad]$  ángulo del rotor, ver sección 2.5.1
- $S_n[VA]$  potencia nominal aparente

- $\omega$ [rad/s] velocidad angular eléctrica
- $\omega_o$ [rad/s] velocidad angular eléctrica nominal
- $H$ [1/s] constante de inercia del sistema, según ecuación 2.4

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.3)$$

$$H = \frac{J\omega_o^2}{2S_n} \quad (2.4)$$

La ecuación 2.3 también es válida para el estudio del equivalente a un conjunto de generadores, considerando las variables correspondiente a un sistema multimáquina [4].

## 2.3. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se define como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de:

- Mantener en régimen las tensiones en las barras de la red dentro de un rango de valores aceptables.
- Luego de sufrir una perturbación, ser capaz de retornar a un estado de equilibrio en un tiempo de operación adecuado, donde las tensiones se mantengan dentro de un rango de valores aceptables<sup>1</sup>.

Algunos de los factores que llevan al sistema a perder la estabilidad de tensión son:

- Incapacidad para satisfacer de forma local la potencia reactiva demanda por la red.
- Aumento de la distancia eléctrica entre la carga y los centros de generación, es decir, la impedancia entre la carga y la fuente.

La combinación de uno o más de los factores mencionados puede concluir en un colapso de tensión, o sea, en la caída progresiva e incontrolada de la tensión en algunas zonas del sistema.

En primera instancia, se estudió la relación entre el flujo de potencia activa y la tensión, para lo cual se consideró el sistema 2.1, donde operando, se obtuvo la ecuación 2.5.

---

<sup>1</sup>Los valores aceptables de tiempo y tensión son definidos por el operador de la red

$$P_R = -\frac{V_r^2}{X} \sin(\phi) \cos(\phi) + \frac{V_r}{X} \cos(\phi) \sqrt{E_s^2 - V_r^2 \cos^2(\phi)} \quad (2.5)$$

La familia de curvas PV de la figura 2.2, definidas por la ecuación 2.5, muestra la relación entre la tensión en bornes de la carga y la potencia activa consumida por la misma, considerando diferentes valores de factor de potencia. La línea punteada muestra el lugar geométrico de los puntos críticos, determinando la capacidad de transferencia de potencia activa por la línea y definiendo la región de operación estable por encima de la misma. Para un determinado consumo de potencia activa de la carga pueden existir una, dos o ninguna solución, lo cual depende de la intersección entre la curva PV y la curva que define la relación PV de la carga.

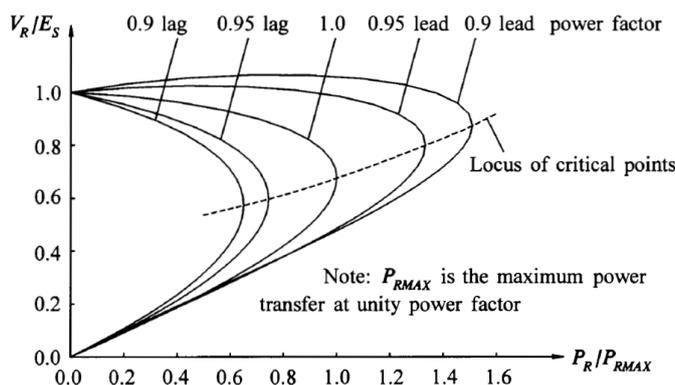


Figura 2.2: Curva PV para el sistema de la figura 2.1. Con  $P_{Rmax} = E_s^2/X$  [5]

Se observa que, si se está operando en un punto estable y se aumenta la potencia activa de la carga a factor de potencia constante, se puede llegar al límite de estabilidad.

La máxima potencia transferible para un determinado factor de potencia se puede deducir a partir del análisis de la ecuación 2.5. Se puede observar que a medida que aumenta la impedancia serie  $X$ , disminuirá la máxima potencia transferible. En caso de no existir intersección entre las curvas de carga y la curva PV de la nueva configuración, se produce un colapso de tensión.

Para el estudio de la influencia de la potencia reactiva en la estabilidad de tensión, se consideró la familia de curvas QV de la figura 2.3. Las mismas muestran la relación entre la potencia reactiva de la carga  $Q_R^2$  y la tensión en bornes de la misma, para diferentes consumos de potencia activa  $P_R$ . La línea punteada muestra el límite de estabilidad de tensión, el cual se alcanza cuando la pendiente de la

<sup>2</sup> $Q_R > 0$  para cargas capacitivas,  $Q_R < 0$  para cargas inductivas

## 2.4. Estabilidad de frecuencia

curva es nula. El sistema es estable en la región donde la pendiente  $\frac{dQ_R}{dV_R}$  es positiva e inestable cuando es negativa.

Para un determinado valor de  $Q_R$  puede existir una, dos o ninguna solución, lo cual depende de la intersección entre la curva QV y la potencia reactiva de la carga. En caso de no existir intersección o encontrarse en la zona inestable se tiene un colapso de tensión. Mientras que, en caso de estar operando en la zona estable, se define el margen de estabilidad como la diferencia de potencia reactiva entre el punto de operación y el límite de estabilidad de tensión. Dicho margen representa la cantidad de potencia reactiva inductiva en que puede incrementarse la carga sin perder la estabilidad.

Por lo tanto, las curvas QV son útiles para definir la potencia reactiva de compensación necesaria para ajustar un punto de operación de la red a un valor aceptable de tensión.

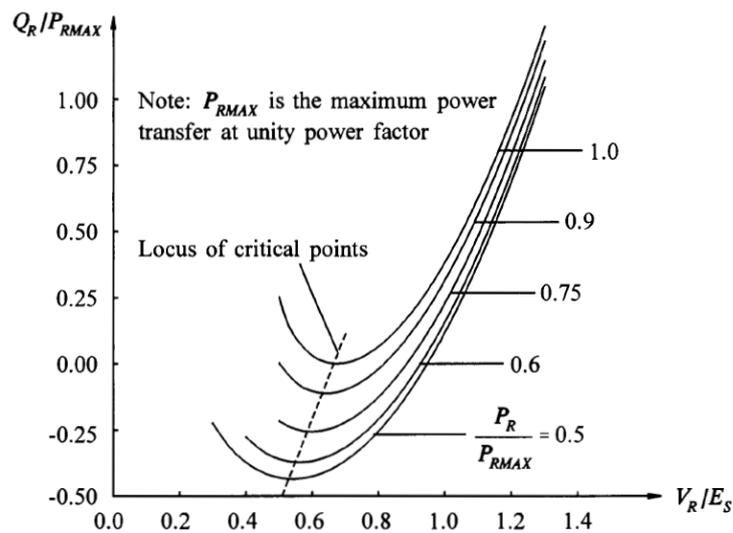


Figura 2.3: Curva QV para el sistema de la figura 2.1 [5]

## 2.4. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia en un SEP es la habilidad de mantener la frecuencia comprendida dentro de límites aceptables, los cuales son establecidos por el operador de la red. Ésta depende fundamentalmente de mantener o restablecer el balance carga - generación del sistema.

Para estudiar la relación entre la potencia activa y la frecuencia de un sistema eléctrico, se utiliza la ecuación de swing (2.3), la cual muestra que la variación

## Capítulo 2. Estabilidad de sistemas eléctricos y protecciones sistémicas

de frecuencia del sistema está determinada por el desequilibrio de potencias (diferencia entre la mecánica entrante por los generadores y eléctrica demandada por las cargas y pérdidas) y por la constante de inercia equivalente de los generadores acoplados a la red.

La capacidad de almacenamiento de energía es representada por la inercia del generador. Cuando ocurre un desbalance entre potencia activa generada y consumida, los generadores del sistema reaccionan almacenando o liberando la energía cinética de sus ejes, regulando la inyección de potencia activa a la red, y de esa forma, compensando la variación de frecuencia.

Al producirse un desbalance de potencias en el sistema, empiezan a actuar los reguladores de velocidad de las máquinas, los cuales detectan la variación de velocidad en su eje y reaccionan proporcionalmente, regulando la entrada de potencia mecánica al eje, de forma de compensar el desvío.

Los reguladores son seteados con una banda muerta de 0,05 % (a nivel de la potencia eléctrica generada), evitando desgastes extremos en casos de variaciones pequeñas. Este sistema de control se denomina RPF (regulación primaria de frecuencia) y actúa en tiempos menores a 30 segundos [6].

En la figura 2.4 se observa la característica potencia - frecuencia en régimen permanente de un generador, la cual relaciona las variaciones de potencia mecánica generada en función de la variación de frecuencia de la red. La pendiente del gráfico de la figura 2.4 representa un control proporcional, el estatismo R. La intersección de la curva con  $\omega_o$  determina la potencia a frecuencia nominal, esto es la consigna de potencia. Este tipo de regulación, ayuda a mantener la distribución de carga entre los generadores por utilizar un control proporcional. Esto implica que luego de una variación en la demanda, existirá un desvío de la frecuencia nominal en régimen.

La RSF (regulación secundaria de frecuencia), se encarga de restaurar la frecuencia nominal del sistema, estableciendo la nueva consigna de potencia a ser entregada por determinados generadores que componen la red. La misma puede programarse automáticamente o manualmente, siendo el tiempo de respuesta del orden de varios minutos. En la figura 2.5 se muestra un ejemplo de los seteos de potencia, relativos a la característica frecuencia-potencia en los generadores que participan en la RSF.

Cuando ocurren perturbaciones importantes en una red eléctrica, los controles mencionados anteriormente pueden ser insuficientes para mantener al sistema dentro de los límites establecidos por el operador de red. Por ejemplo, al generarse un desbalance  $P_m - P_e$  negativo durante un cierto lapso, se observa una disminución de frecuencia y la desconexión de generadores o transformadores por sus protecciones, agravando la situación debido al aumento del desbalance de potencia.

2.4. Estabilidad de frecuencia

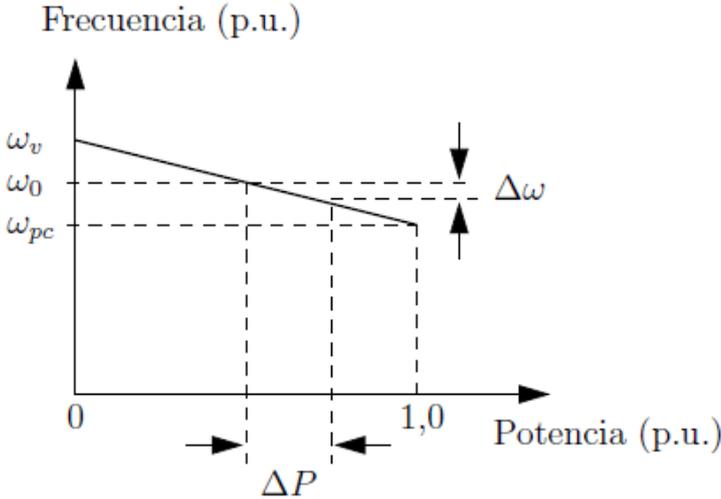


Figura 2.4: Relación frecuencia - potencia mecánica de generadores con regulación primaria [7]

Para prevenir estos desbalances, se estudian los casos más graves para programar desconexiones automáticas de generación y/o carga estratégicas, ayudando a disminuir el desbalance en tiempos menores a los que actúan las protecciones de equipos de potencia y así preservar la integridad del sistema en su conjunto.

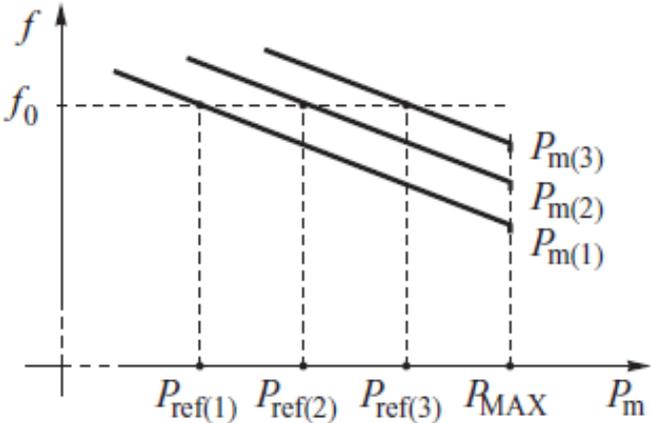


Figura 2.5: Relación frecuencia - potencia mecánica de generadores con regulación secundaria [7]

## 2.5. Estabilidad de ángulo del rotor

La estabilidad de ángulo del rotor es la habilidad de un SEP de mantener sus generadores en sincronismo. Al ocurrir perturbaciones, existen variaciones del ángulo del rotor de los generadores síncronos, el cual se describe en la sección 2.5.1. Los generadores no pierden el sincronismo si llegan a un ángulo  $\delta^*$  tal que:

$$\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{\delta=\delta^*} = 0 \quad \left. \frac{d^2\delta}{dt^2} \right|_{\delta=\delta^*} = 0 \quad (2.6)$$

Según la clasificación de CIGRE, el estudio de la estabilidad de ángulo se divide en estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal o de pequeñas oscilaciones. La primera refiere al efecto que producen cambios bruscos en la red, como pueden ser: faltas, desconexión de generación, disparo de líneas, etc. Mientras que la segunda, refiere a pequeños desequilibrios, tales como variaciones en la carga y/o en la generación.

Para evaluar la estabilidad transitoria del sistema frente a grandes perturbaciones, se utiliza el criterio de igual área. El mismo se estudia mediante la interpretación gráfica de las ecuaciones 2.2 y 2.3, que representan la capacidad de potencia activa que puede transportar el sistema de la figura 2.1 y el comportamiento dinámico de un generador síncrono, respectivamente.

En el ejemplo de la figura 2.6, se muestra la ecuación 2.2 graficada para las tres instancias de una falta. Estando el sistema en equilibrio ( $P_e = P_0$ ) en  $\delta_0$ , ocurre la falta, lo cual provoca que la curva  $P_e$  se modifique, obteniendo la curva  $P_1 < P_0$ . Al mismo tiempo, la potencia mecánica de entrada al eje del generador  $P_0$ , permanece constante, lo cual provoca que el rotor se acelere, almacenando energía cinética hasta el ángulo  $\delta_1$ , en que se despeja la falta. En este instante, la curva  $P_e$  aumenta pero sin lograr el estado inicial, con lo cual se tiene la curva  $P_2 > P_0$  y el rotor se desacelera, deteniéndose en  $\delta_2$ . El criterio de igual área indica que el sistema alcanzará la estabilidad, si las áreas de la figura 2.6,  $A_1$  y  $A_2$  son iguales.

Dada la energía cinética acumulada durante la falta en la masa rotante del generador, el sistema oscilará en torno a un ángulo obtenido entre la intersección de  $P_0$  y  $P_2$ , hasta que dicha energía cinética sea liberada. En la figura 2.6, se muestra el caso en que el área  $A_2$  se iguala a  $A_1$ , en el ángulo límite de estabilidad  $\delta_2$ . Si el rotor llegara a  $\delta_2$  con  $\frac{d\delta}{dt} > 0$ , la aceleración pasaría a ser positiva ( $P_0 > P_2$ ), perdiendo así el sincronismo.

### 2.5.1. Ángulo de rotor $\delta$

Se considera el ejemplo de un generador síncrono conectado a un bus infinito representado en la figura 2.1. La ecuación 2.2 describe el comportamiento no lineal de la potencia eléctrica consumida por la carga en función del ángulo  $\delta$ . Para

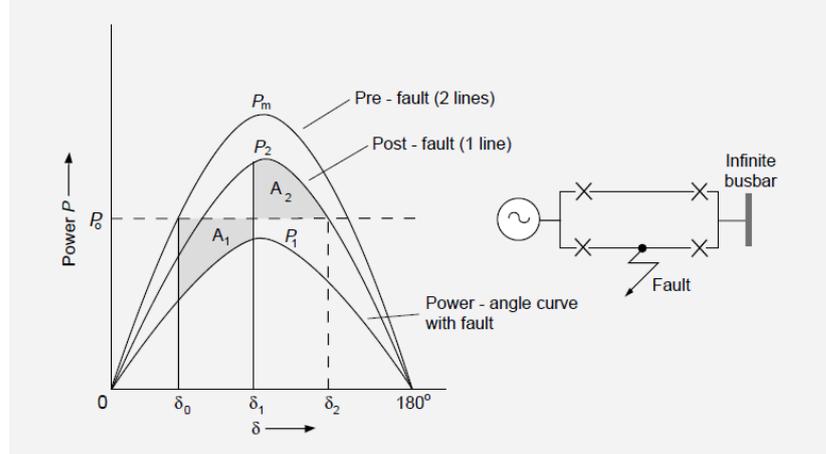


Figura 2.6: Comportamiento de la potencia eléctrica consumida por la carga en función del ángulo del rotor de la máquina para el sistema previo a la falta, durante la falta y post falta [8]

comprender por qué el ángulo  $\delta$  se denomina ángulo de rotor del generador, se estudió qué ocurre con la f.m.m (fuerza magnetomotriz) del mismo.

Tal como se observa en la figura 2.7, el ángulo de rotor  $\delta$  es el ángulo entre  $F_f$  y  $F$ , donde  $F_f$  se encuentra en cuadratura con la tensión  $E$  y  $F$  se encuentra en cuadratura con la tensión  $V_t$ , despreciando la inductancia de fugas del generador  $X_L$  y la resistencia del bobinado estatórico  $R_L$ .

La f.m.m resultante en el entrehierro  $F$  se obtiene de la suma de las f.m.m.  $F_f$  y  $F_a$ , siendo  $F_f$  la f.m.m que se produce al aplicar corriente continua en el bobinado de excitación estando el generador en vacío. Mientras que  $F_a$  es la f.m.m. producida por la corriente que circula por el bobinado inducido estando el generador con carga, también conocido como reacción del inducido.

Tal como observa en la figura 2.7, el ángulo de rotor  $\delta$  está vinculado estrechamente con el ángulo entre las tensiones de generación y carga. Por lo tanto, se puede estudiar la estabilidad angular en torno a un punto de operación  $\delta_0$  en el cual se da el equilibrio de potencias  $P_e = P_m$ .

## 2.6. Protecciones sistémicas

Una protección sistémica tiene como objetivo mantener la estabilidad del sistema eléctrico. La misma toma acciones correctivas frente a la detección de condiciones anormales o perturbaciones severas que supongan una posible desconexión generalizada o “black-out”. De esta forma, se busca mantener al sistema en condiciones aceptables de frecuencia, tensiones y flujos de potencia.

## Capítulo 2. Estabilidad de sistemas eléctricos y protecciones sistémicas

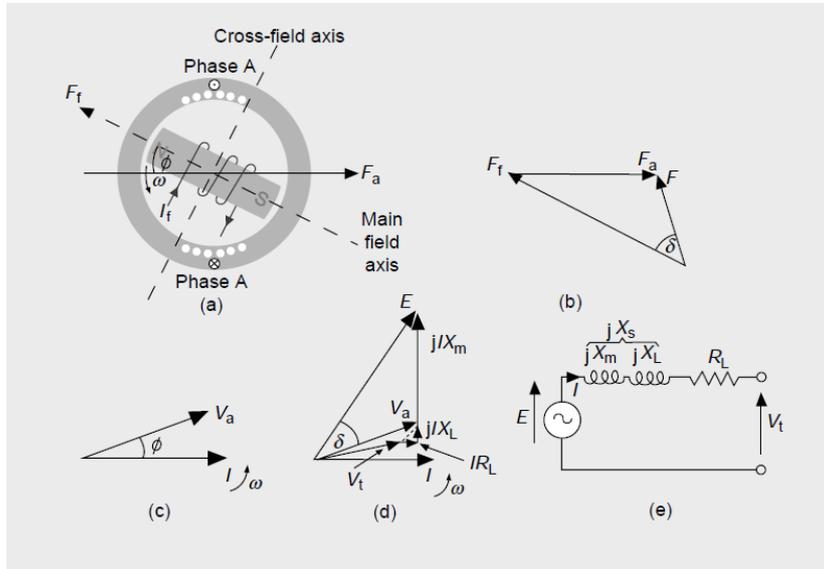


Figura 2.7: Fuerza magnetomotriz generada por los flujos campos rotóricos y estáticos [8]

Dada una cierta red, es posible identificar contingencias que supongan un riesgo para la estabilidad del sistema y produzcan dicho “black out”. Las protecciones sistémicas se diseñan a medida creando planes de defensa, de forma de prevenir desconexiones en cascada o proteger zonas de interés.

Las protecciones sistémicas no protegen equipos, sino que protegen la integridad operativa de la red. Algunas de las acciones posibles a realizar para prevenir que el sistema eléctrico se vuelva inestable son:

- Disparo automático de carga (DAC).
- Disparo automático de generación (DAG).
- Disparo automático de línea (DAL).
- Disparo automático de bancos de compensación shunt (DAR).
- Disparo ante pérdida de sincronismo.

Con el objetivo de resolver los casos de estudio mencionados en la sección 1.5, se realizaron simulaciones con una protección sistémica basada en las acciones mencionadas anteriormente. Esto tiene como fin mantener la estabilidad de la red frente a las contingencias a analizar.

# Capítulo 3

## Características de la generación eólica

Este capítulo se enfoca en el modelado de los parques eólicos, que son centro de estudio de la presente tesis por dos motivos:

- Por haber aumentado la capacidad de generación del SIN en aproximadamente un 50 %, en un lapso relativamente corto.
- Por ser generadores conectados a través de electrónica de potencia, ya que anteriormente la totalidad de generación correspondía a generadores síncronos. Esto implica un cambio en el desempeño dinámico del sistema.

En especial, se estudiaron los generadores de velocidad variable del tipo full converter y DFIG, por ser los modelos que predominan en la red uruguaya.

### 3.1. Descripción de los parques eólicos

#### 3.1.1. Composición

Los parques eólicos de gran escala conectados a la red uruguaya, se encuentran constituidos por decenas de aerogeneradores, cuya energía es colectada en varios radiales de media tensión. Estos radiales confluyen a una barra, donde se realiza la elevación de tensión a través de un transformador, permitiendo la interconexión del parque a la red de UTE. Las instalaciones del generador, disponen de un sistema de control que se encarga de recibir las consignas de tensión, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia que envía el operador de red, para luego administrar el aporte de potencia activa y reactiva que debe intercambiar cada generador eólico del parque con la red. Dependiendo de la red interna y de la capacidad de entrega de potencia reactiva de los aerogeneradores, puede necesitarse una fuente de compensación en la barra colectora, para cumplir con los requisitos del operador de red. En la figura 3.1, se ilustra una configuración típica de los parques eólicos.

La composición típica de los aerogeneradores de potencia nominal cercana a los 2 MW (aerogeneradores predominantes en Uruguay), consta de una torre de

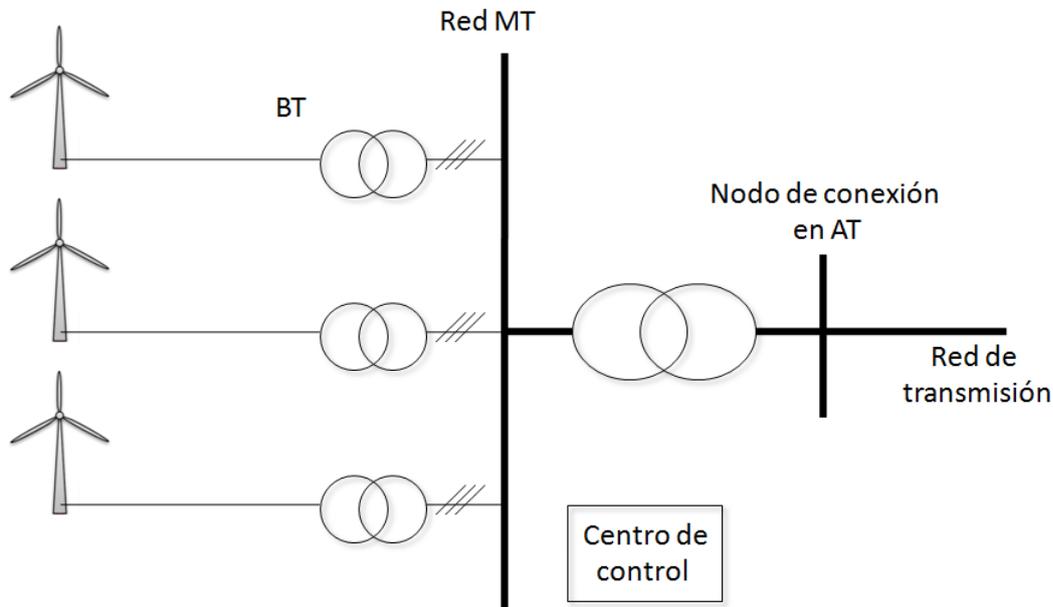


Figura 3.1: Configuración posible de red interna de un parque eólico

100 metros aproximadamente, sobre la cual se sostiene la góndola (también llamada nacelle comúnmente por su traducción al inglés). La góndola contiene a la turbina, el generador y el tren de engranajes que acopla al conjunto generador-turbina, permitiendo la conversión de energía cinética del viento en mecánica, y posteriormente en energía eléctrica.

La dependencia de la generación de potencia activa con la variación de la velocidad del viento, implica que estas fluctuaciones sean transferidas directamente a la red. El tipo de sistema de conversión de potencia mecánica a eléctrica determina si el generador es de velocidad variable o fija. Los estudios realizados se enfocaron en los generadores de velocidad variable, los cuales desacoplan la red del sistema de generación mediante los convertidores de potencia, asegurando mayor controlabilidad en el intercambio de potencia activa y reactiva con la red, así como una mejor calidad de potencia inyectada en el nodo de conexión.

### 3.1.2. Generadores de velocidad variable

La denominación “generador de velocidad variable” surge de la capacidad del aerogenerador de producir potencia eléctrica en un amplio rango de velocidades del rotor (entre 0.7 y 1.2 pu), gracias al acondicionamiento efectuado por los convertidores AC/DC - DC/AC entre la frecuencia variable a la que producen los

### 3.1. Descripción de los parques eólicos

generadores y la frecuencia de salida que impone la red.

Existen varios tipos de generadores de velocidad variable, en la figura 3.2 se muestran algunas de las combinaciones posibles.

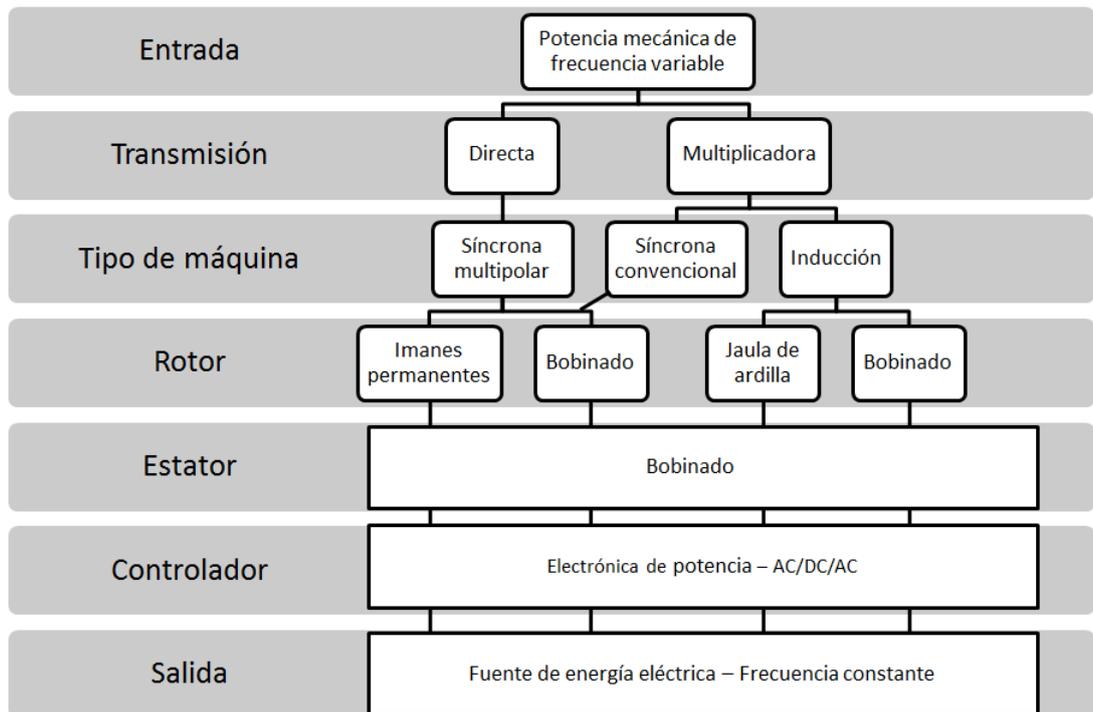


Figura 3.2: Tipos de aerogenerador de velocidad variable

En Uruguay, hay dos topologías de generadores eólicos de velocidad variable que son las más utilizadas:

- Modelo con full converter, el cual desacopla completamente el sistema mecánico del aerogenerador de la red de potencia, proporcionando un control total del flujo de potencia activa y reactiva mediante la conversión del 100 % de la potencia entregada por la turbina. Dicha conversión se hace por medio de dos convertidores VSC, llamados MSC y GSC, tal como se observa en la figura 3.3.
- Modelo DFIG, que se desacopla de la red parcialmente mediante un convertidor back to back entre el bobinado rotórico y la red, para acondicionar la frecuencia y la tensión en bornes del rotor, de forma tal de cumplir con la entrega de potencia activa y reactiva en bornes del estator del aerogenerador. Además del formato mostrado en la figura 3.4, se puede encontrar los convertidores RSC-GSC conectados mediante un tercer bobinado del transformador en la salida del aerogenerador. El flujo de potencia activa puede ser

### Capítulo 3. Características de la generación eólica

entrante o saliente del rotor, dependiendo si el aerogenerador se encuentra operando en régimen subsíncrono o supersíncrono [9].

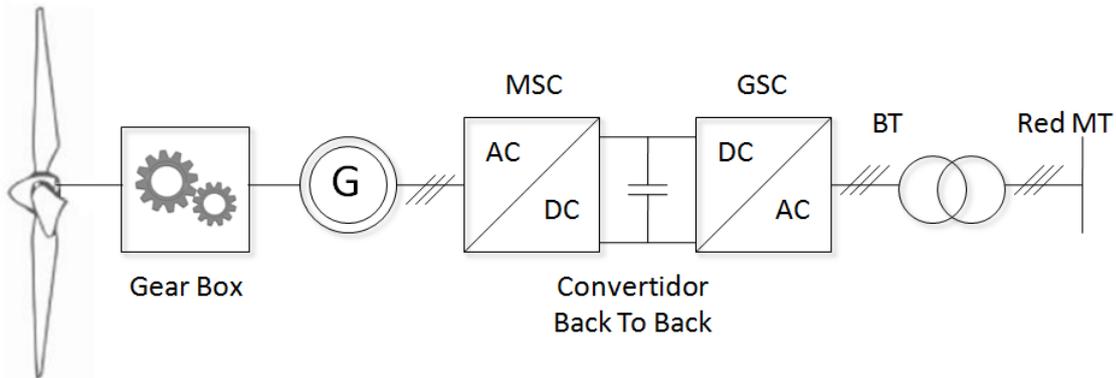


Figura 3.3: Configuración posible del aerogenerador full converter y su conexión a la red

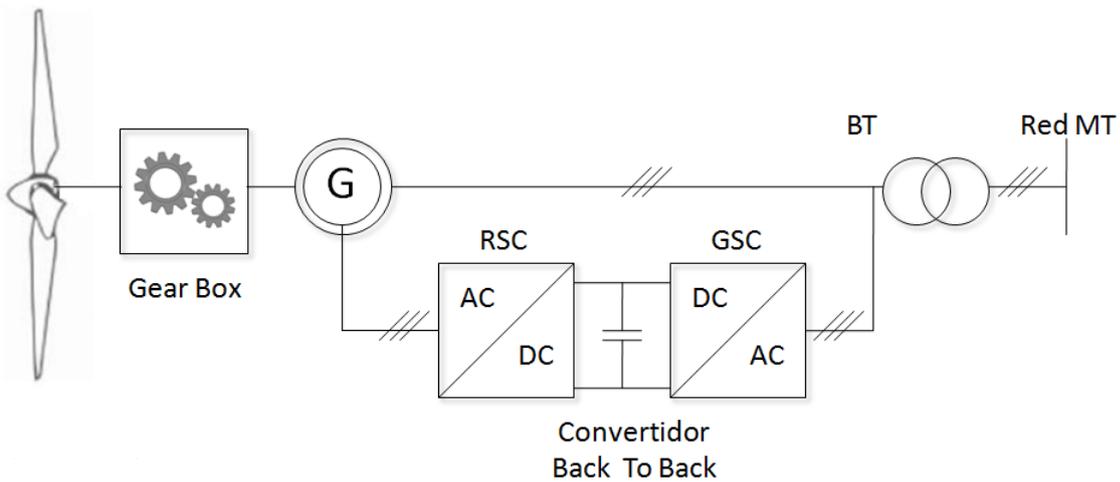


Figura 3.4: Configuración posible del aerogenerador DFIG y su conexión a la red

## 3.2. Modelado de parques eólicos

En las siguientes secciones, se presenta el modelo matemático de los generadores de velocidad variable, así como también el modelo dinámico de los parques eólicos existentes en el SIN, utilizado en las simulaciones.

### 3.2.1. Descripción del modelo matemático de los generadores eólicos de velocidad variable

Según lo documentado en la sección anterior, se estudian los modelos de las topologías DFIG y full converter debido a su alta participación en la red uruguaya. Se estudió la configuración DFIG por ser la más compleja de analizar y por contar con una conexión directa entre el estator y la red.

Las hipótesis consideradas en el modelado matemático presentado son:

1. Los bobinados estáticos son idénticos entre sí y se desprecia su resistencia por ser máquinas de gran porte. La misma hipótesis vale para los bobinados rotóricos.
2. Se modela el generador como una máquina de inducción trabajando en zona lineal.
3. Se desprecia el efecto de los armónicos espaciales.
4. Se considera la tensión del lado del estator trifásica y equilibrada, donde las componentes homopolares son nulas.
5. El rotor es alimentado desde una fuente de tensión cuyo módulo y frecuencia son independientes del estator.
6. No se consideran transitorios electromagnéticos.

Con las anteriores hipótesis, modelando la máquina de inducción mediante la transformada de Park y realizando las simplificaciones mencionadas en [10], se obtiene el modelo dinámico reducido de la figura 3.5(b).

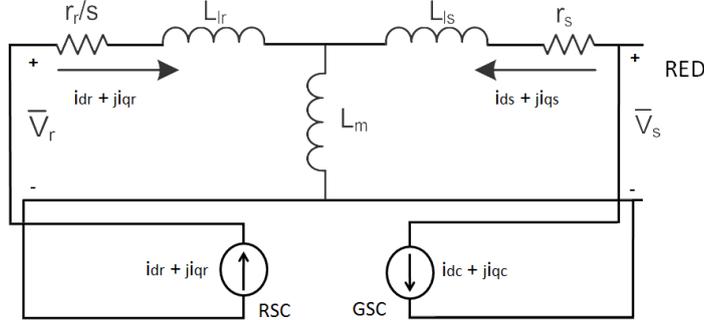
Siendo:

$$I = \frac{jX_m (i_{dr} + ji_{qr})}{j(X_{ls} + X_m)} \quad X'' \approx X_{ls} + X_m \quad (3.1)$$

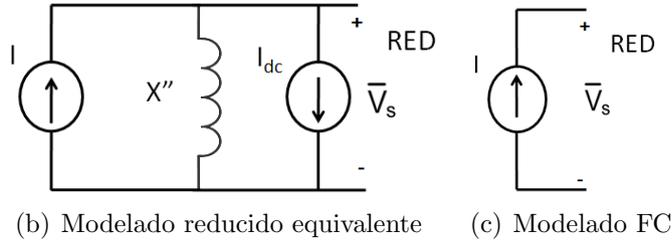
Con lo cual, se observa que el comportamiento de los generadores DFIG se modela mediante dos fuentes de corriente en paralelo con una impedancia, las cuales realizan el control de las siguientes magnitudes de interés:

- $i_{dc}$  → control de tensión en bus de continua.
- $i_{qc}$  → control de la potencia reactiva entre GSC y la red.
- $i_{dr}$  → control de velocidad-potencia activa en estator según el control aerodinámico, que maximiza la potencia que se puede extraer del viento.
- $i_{qr}$  → control de la potencia reactiva en el estator; consigna enviada por el operador de red.

### Capítulo 3. Características de la generación eólica



(a) Modelado base: generador de inducción con RSC y GSC representados



(b) Modelado reducido equivalente (c) Modelado FC

Figura 3.5: Modelado dinámico del AG tipo DFIG y FC

La segunda cardinal aplicada al aerogenerador, correspondiente a la ecuación 3.2, muestra que el término relacionado a la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador, solo depende de variables controladas por el convertidor de potencia RSC ( $i_{dr}$  y  $i_{qr}$ ). La potencia mecánica en cambio, depende del cubo de la velocidad del viento y de otros factores correspondientes al diseño constructivo de la turbina, incluidos en el factor  $\alpha$ .

$$J \frac{2}{P} \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr}) - \frac{\alpha v^3}{\omega_r} \quad (3.2)$$

De manera similar, se puede llegar a la reducción del modelo dinámico de los generadores tipo full converter, el cual comparte las características de desacoplamiento de la red y de control desacoplado de corriente activa y reactiva. En la figura 3.5(c) se observa el circuito equivalente.

Las herramientas presentadas en esta sección, son de utilidad para comprender el funcionamiento de los modelos genéricos de generadores eólicos tipo DFIG y full converter, que se analizan en la siguiente sección.

#### 3.2.2. Descripción del modelado de los parques eólicos para simulaciones dinámicas en TSAT

Para los estudios desarrollados en la presente tesis, se utilizó uno de los modelos genéricos equivalentes para parques eólicos desarrollado por la WECC. Estos

## 3.2. Modelado de parques eólicos

modelos son aptos para estudios de planificación en secuencia positiva.

Dentro del conjunto de archivos con el modelado de la red uruguaya, se recibieron los parques eólicos modelados con aerogenerador tipo full converter. De acuerdo a lo expuesto previamente, los generadores de tipo DFIG tienen similares características a los tipo full converter, por lo que se decidió continuar con este tipo de modelado para todos los parques eólicos existentes.

El modelado dinámico genérico del generador eólico full converter (tipo 4), está compuesto por dos sub-modelos:

- WT4G: Modelo Generador/Convertidor, el cual simula la inyección de corriente a la red en respuesta a los comandos de control de potencia activa y reactiva proveniente de WT4E.
- WT4E: Modelo del control eléctrico de corriente activa y reactiva. El mismo permite optar entre los modos de control de reactiva mencionados anteriormente: consigna de potencia reactiva, de factor de potencia y de tensión (este último en barra local o remota).

El detalle de modelado de cada componente y los valores considerados en las simulaciones se pueden observar en el apéndice B.

Los parques eólicos considerados en las simulaciones, se pueden observar en la figura A.1. Los mismos fueron modelados en su totalidad como aerogeneradores tipo 4, o sea con los módulos WT4G y WT4E.



# Capítulo 4

## Definición de los casos de estudio

### 4.1. Descripción del sistema eléctrico uruguayo interconectado

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra conectado a la red eléctrica de Argentina y Brasil. Dado que en Brasil la frecuencia es de 60 Hz, la interconexión se realiza mediante dos convertidoras de frecuencia: Rivera - Livramento en 150 kV con una capacidad máxima de 70 MW y Melo - Candiota en 500 kV con una capacidad máxima de 500 MW. Por otro lado, la interconexión con Argentina se realiza mediante el cuadrilátero: San Javier - Colonia Elía - Salto Grande Uruguay - Salto Grande Argentina en 500 kV. Ésta es una interconexión fuerte, donde la capacidad de transporte es de 2000 MW.

Los estudios realizados se basan en la red del sistema eléctrico uruguayo prevista para el 2017, la cual se observa en la figura A.1. En la misma se presenta el cierre del anillo en 150 kV uniendo los nodos Artigas - Rivera y Tacuarembó - Melo. También se observa la unión de la zona Este Norte del país con el Este Sur en 500 kV a través de la línea San Carlos - Melo, siendo éstos los principales cambios respecto a la red actual.

Para estudiar el sistema eléctrico uruguayo se consideraron cinco zonas: Montevideo, Centro, Este Sur, Este Norte y Oeste. Desde el punto de vista de la demanda, el mayor consumo de potencia eléctrica se encuentra en el sur geográfico del país.

En cuanto al parque generador, el sistema eléctrico uruguayo cuenta con generación hidroeléctrica, térmica y renovable no convencional: eólica, fotovoltaica y biomasa. La principal fuente de generación hidroeléctrica del país es la central hidroeléctrica de Salto Grande, cuya potencia instalada es de 1890 MW, la cual pertenece a CTM (Comisión Técnica Mixta Argentina - Uruguay). El resto de las centrales hidroeléctricas se encuentran en el Río Negro con un total de potencia instalada de 600 MW. La generación térmica se encuentra ubicada en el sur del país y posee una capacidad de 1350 MW entre Central Batlle, Punta del Tigre y

## Capítulo 4. Definición de los casos de estudio

Central Térmica de Respaldo. La generación eólica se encuentra distribuida por el país como se observa en la figura A.1, con un total de potencia instalada de 1650 MW.

### 4.2. Descripción de los escenarios de estudio

En los estudios realizados, se consideraron tres escenarios de demanda: máximo verano, máximo invierno y mínimo. Para analizar el efecto de la generación eólica en la red, se consideraron dos casos en lo que respecta a la generación: caso base y caso eólico. El caso eólico mantiene la mayor parte de los generadores síncronos del caso base, agregando la generación eólica. El exceso de potencia generada, producto de esta hipótesis de trabajo, se supone que se exporta a Argentina o Brasil, según el escenario en estudio.

Desde el punto de vista de la demanda, la zona Montevideo registra el mayor consumo en los tres escenarios, abarcando entre un 50 - 60 % del total. La principal diferencia entre los escenarios máximo invierno y máximo verano es la disminución de la potencia demandada en la zona Montevideo y el aumento en la zona Este Sur. En el escenario mínimo se observa una disminución de la potencia demandada en las cinco zonas. Esto se aprecia en la tabla 4.1.

Zona	MáxInv (MW)	MáxVer (MW)	Mín (MW)
Montevideo	1195	860	421
Centro	241	210	103
Este Sur	211	291	109
Este Norte	176	168	99
Oeste	193	174	70
Uruguay	2016	1703	802

Tabla 4.1: Potencia demandada en los tres escenarios de estudio

En las tablas 4.2 y 4.3 se observa la generación considerada para el caso base y el caso eólico en los tres escenarios de estudio. La inserción de generación eólica en Uruguay, reduce la importación desde Argentina y Salto Grande, destacándose el escenario mínimo, caso eólico donde se exporta energía eléctrica hacia Argentina. Por otro lado, en los casos mencionados se exportan 500 MW hacia Brasil.

### 4.3. Descripción del modelado dinámico de los generadores

En las simulaciones realizadas, se utilizó el modelado del sistema eléctrico uruguayo interconectado, el cual se observa en la figura A.1.

### 4.3. Descripción del modelado dinámico de los generadores

Zona	MáxInv (MW)	MáxVer (MW)	Mín (MW)
Montevideo	174	353	300
Centro	619	629	619
Este Sur	0	0	0
Este Norte	30	50	40
Oeste	70	282	81
Uruguay	893	1314	1040
Imp. Arg. + SG	1623	889	262
Imp. Brasil	-500	-500	-500

Tabla 4.2: Generación en caso base en los tres escenarios de estudio

Zona	MáxInv (MW)	MáxVer (MW)	Mín (MW)
Montevideo	0	0	300
Centro	1237	1247	1247
Este Sur	262	260	262
Este Norte	170	190	180
Oeste	225	472	231
Uruguay	1894	2169	2220
Imp. Arg. + SG	622	34	-918
Imp. Brasil	-500	-500	-500

Tabla 4.3: Generación en caso eólico en los tres escenarios de estudio

Tal como se mencionó en la sección 1.5, se obtuvieron 6 archivos PSP (PSAT Project) con los flujos de carga para los 3 escenarios y en los 2 casos de estudio. Además, se obtuvo el modelo dinámico equivalente de la red Argentina y de las centrales térmicas e hidroeléctricas de Uruguay. Respecto a la generación eólica, se utilizó el modelo dinámico genérico de los parques eólicos.

Con el objetivo de adaptar el modelo obtenido a la red actual, se realizaron los cambios en los archivos dinámicos y en los flujos de cargas, descriptos a continuación:

- Acondicionamiento de la inercia, amortiguamiento y modelado de los reguladores de velocidad del equivalente de Argentina.
- Agregado del modelo de los reguladores de velocidad de Salto Grande y Palmar.
- Modificación de los controles de potencia reactiva de los parques eólicos en los flujos de carga y en el modelado dinámico.
- Ajuste de parámetros del modelado dinámico de los parques eólicos.
- Modelado de la convertora de Melo en cargas discretas.

Considerando las modificaciones mencionadas, en la tabla 4.4 se muestran los modelados dinámicos de los generadores utilizados en las simulaciones.

## Capítulo 4. Definición de los casos de estudio

Unidad	Modelo de máquina	Reg. de velocidad	Sistema de excitación	PSS
Baygorria	GENSAL	NO	IEEE2	NO
Palmar	GENSAL	IEEE3	EXC/UDM	NO
Terra	GENSAL	NO	EXC-UEL/UDM	NO
Salto Grande Arg	GENSAL	IEEE3	EXC/UDM	PSSUDM
Salto Grande Uru	GENSAL	IEEE3	EXC/UDM	PSSUDM
Yacretá	GENSAL	IEEE3	NO	NO
Eq. Alma Fuerte	GENSAL	IEEE3	NO	NO
Eq. Rodriguez	GENSAL	IEEE3	NO	NO
Eq. Ezeiza	GENSAL	IEEE3	NO	NO
Punta del Tigre	GENROE	IEESGO	ESAC6A	NO
Central Batlle	GENROU	IEEE1	EXC-UEL-OEL/UDM	NO
UPM - Ex Botnia	GENROU	IEEE1	EXC/UDM	NO
Bioenergy	GENROU	IEEE1	NO	NO
Montes del Plata	GENROU	IEEE1	NO	NO
CTR	GENROU	NO	IEEE2	NO
Generadores eólicos	WT4G1	NO	WT4E1	NO

Tabla 4.4: Modelado dinámico de los generadores utilizados en las simulaciones

### 4.4. Criterios de diseño

Los criterios de diseño definen las condiciones aceptables de operación en la red. El desempeño transitorio del sistema cuando es sometido a perturbaciones severas, fue evaluado en base a los criterios que se exponen a continuación. Los mismos están basados en los Criterios de Estudio de Estabilidad Transitoria aplicados por UTE a la red de transmisión en 150 kV y 500 kV [11]. También se consideró como referencia los requisitos exigidos a los parques eólicos, en cuanto al desempeño frente a huecos de tensión y al comportamiento de la frecuencia [12].

1. Tiempo de simulación

El tiempo de simulación se consideró de 150 s

2. Criterios aceptables en tensión

$V = [0,85; 1,2]$  pu por períodos de tiempo inferiores a 2 s

$V = [0,9; 1,1]$  pu en régimen

3. Criterios aceptables en frecuencia

$f = [48; 52]$  Hz por períodos de tiempo inferiores a 3 s

$f = [49; 51]$  Hz en régimen

Los criterios anteriores son válidos considerando únicamente la RPF.

4. Criterios aceptables en ángulos relativos de las máquinas

$\Delta\varphi < 120^\circ$

5. Criterios aceptables en corriente

El límite por sobrecorriente en las líneas se fijó en 1.2 pu en régimen

### 4.5. Propuesta de Protección Sistemica

Se desarrolló un modelo de protección sistemica que tiene por objeto preservar la estabilidad del sistema, previniendo el colapso del mismo ante perturbaciones importantes. Estas características de protección sistemica definen a los sistemas de acción remedial o RAS según su sigla en inglés.

Para lograr esto, se implementaron acciones correctivas de forma tal de cumplir con los criterios de diseño considerados en la sección 4.4, buscando lograr condiciones aceptables de frecuencia, tensión y flujo de potencia.

Las acciones implementadas por la protección sistemica simulada son:

- Disparo automático de carga (DAC).
- Disparo automático de generación (DAG).
- Disparo automático de bancos de compensación shunt (DAR).
- Disparo automático de líneas (DAL).

La actuación de las acciones correctivas se da 200 ms después que ocurre la contingencia, tomando como referencia los tiempos típicos de diseño que se utilizan en las implementaciones del RAS [13]. En el apéndice D, se encuentra el conjunto de nodos de 150 kV y 500 kV sobre los cuales actuó el modelo de protección sistemica propuesto. Por otro lado, en el apéndice F, se muestran los códigos utilizados en TSAT, con las acciones correctivas aplicadas a las contingencias analizadas y en las combinaciones de escenarios y casos de estudio.



# Capítulo 5

## Análisis de los casos de estudio

En el presente capítulo se presenta el análisis de la simulación del modelo de protección sistémica, aplicada a tres contingencias en las siguientes líneas de 500 kV:

- San Carlos - Melo (SC5-ME5).
- San Javier - Palmar (SJ5-PA5).
- Montevideo I - San Carlos (MI5-SC5).

En las tres contingencias estudiadas, se simula un cortocircuito trifásico en la mitad de la línea de 80 ms de duración, provocando su apertura y dejándola fuera de servicio. En el segundo caso, al tratarse de dos líneas, se saca de servicio una, en el mismo instante en que se simula el cortocircuito en la otra.

Los escenarios de estudio considerados son los mencionados en la sección 4.2 del capítulo 4. Con la aplicación de las tres contingencias descritas, se obtiene un total de 18 casos de estudio, que se analizan a continuación.

### 5.1. Contingencia 1: SC5-ME5

#### 5.1.1. Descripción

En la contingencia 1, se constata un colapso de tensión en la barra de 500 kV CME, extendiéndose a las barras de 150 kV ubicadas en la zona Este Norte del país, siendo el menor valor alcanzado en régimen, 0.32 pu en CME.

Al salir de servicio la línea SC5-ME5 de 500 kV, la potencia de 500 MW demandada por la convertora de Melo se redistribuye por las líneas de 150 kV. La pérdida de la línea de 500kV, repercute como un aumento de la impedancia vista en el sistema de transmisión, produciendo el colapso de tensión descrito. En la figura 5.1 se observa la evolución de la frecuencia y tensión del SIN en barras de 150 kV

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

y 500 kV, frente a la contingencia 1 en el escenario máximo invierno del caso base.

En el caso eólico, el comportamiento de la tensión y la frecuencia del SIN luego de la contingencia 1 es similar al caso base, con la salvedad que el valor mínimo de tensión alcanzado en régimen es de 0.46 pu. En los escenarios máximo verano y mínimo, la evolución de la tensión y frecuencia del SIN es similar al escenario máximo invierno.

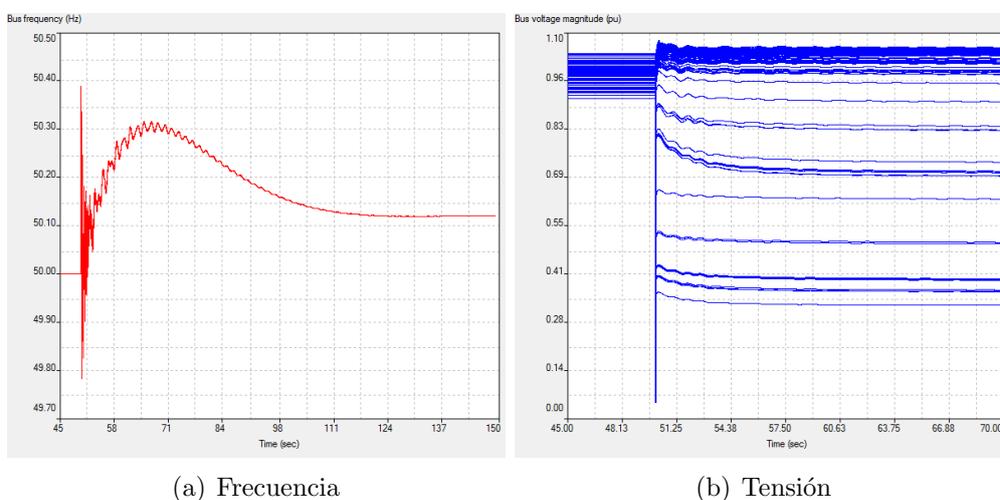


Figura 5.1: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario de máximo invierno al ocurrir la contingencia 1: SC5-ME5

A continuación, se detallan las acciones correctivas implementadas por la protección sistémica modelada en los casos de estudio.

### 5.1.2. Aplicación de la protección sistémica

#### 5.1.2.1. Escenario máximo invierno

##### Caso base

En el estado prefault, la línea SC5-ME5 transporta 470 MW hacia ME5, por lo cual, se tomó como acción correctiva el disparo de la convertora de Melo, reduciendo la demanda del sistema en 500 MW. De esta forma se evita la sobrecarga y la caída de tensión en las líneas de 150 kV en la zona Este Norte y en la barra CME de 500 kV.

En las figuras D.1(a) y D.2(a) se observa la evolución de la frecuencia y tensión del SIN en las barras de 150 kV y 500 kV, una vez ocurrida la contingencia y aplicada la acción correctiva.

## 5.1. Contingencia 1: SC5-ME5

### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SC5-ME5 transporta 330 MW hacia ME5, por lo que se propuso como solución el disparo de 300 MW de la convertora y la desconexión del shunt inductivo de 70 MVAR en la barra CME. El resultado obtenido se muestra en la figuras D.1(b) y D.2(b).

#### 5.1.2.2. Escenario máximo verano

##### Caso base

Al igual que en el escenario máximo invierno, se tomó como acción correctiva el disparo de la convertora de Melo, reduciendo la demanda del sistema en 500 MW. Como resultado, se obtuvieron subtensiones de hasta 0.84 pu en las barras de ARB, MEL, CME, EMA y SIR en 150 kV. Debido a esto se desconectó el shunt inductivo de 70 MVAR en la barra CME. En las figuras D.3(a) y D.4(a) se puede ver el resultado de la frecuencia y tensión en las barras de 150 kV y 500 kV del SIN.

### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SC5-ME5 transporta 315 MW hacia ME5, por lo que se propuso como solución el disparo de 300 MW de la convertora en conjunto con la desconexión del shunt inductivo de 70 MVAR en la barra CME. El resultado obtenido se muestra en las figuras D.3(b) y D.4(b).

#### 5.1.2.3. Escenario mínimo

##### Caso base

Como primera acción se disparó la convertora de Melo, reduciendo la demanda del sistema en 500 MW, en conjunto con el shunt inductivo de la barra CME, obteniendo sobretensiones mayores a 1.1 pu en las barras CAR, FVE, SCA y GAZ. Por lo cual, se decidió disparar la línea SC5-MI5, disminuyendo la potencia reactiva de la zona. En las figuras D.5(a) y D.6(a) se observan los resultados obtenidos.

### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SC5-ME5 transporta 310 MW hacia ME5, por lo que se propuso como solución el disparo de 300 MW de la convertora, en conjunto con la desconexión del shunt inductivo de 70 MVAR en la barra CME. El resultado obtenido se muestra en las figuras D.5(b) y D.6(b).

### 5.1.3. Resumen comparativo

En la tabla 5.1<sup>1</sup> se muestran las acciones correctivas realizadas por la protección sistémica en la contingencia 1, para los tres escenarios de estudio en el caso base y el caso eólico. El detalle de los disparos realizados se observa en el apéndice E.1.

Escenario	Disparo	Protección Sistémica	
		Caso Base	Caso Eólico
MáxInv	DAC	500 MW en CME	300 MW en CME
	DAR	–	67 MVA <sub>r</sub> en CME
MáxVer	DAC	500 MW en CME	300 MW en CME
	DAR	59 MVA <sub>r</sub> en CME	66 MVA <sub>r</sub> en CME
Mín	DAC	500 MW en CME	300 MW en CME
	DAR	65 MVA <sub>r</sub> en CME	68 MVA <sub>r</sub> en CME
	DAL	MI5-SC5	–

Tabla 5.1: Acciones realizadas en la contingencia 1 en los casos de estudio

En la tabla 5.2 se muestran los valores relevantes de tensión y frecuencia luego de simulada la contingencia 1 con su correspondiente acción correctiva, para el caso base. En la tabla 5.3 se muestran las mismas magnitudes, correspondientes al caso eólico.

Para las tres contingencias se consideraron las siguientes variables:

- $V_{max}$ : tensión máxima en régimen
- $V_{min}$ : tensión mínima en régimen
- $f_{max}$ : frecuencia máxima alcanzada
- $f_{reg}$  : frecuencia alcanzada en régimen

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.072	0.965	50.31	50.12
MáxVer	1.073	0.995	50.38	50.15
Mín	1.082	0.961	50.45	50.19

Tabla 5.2: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso base

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.073	0.943	50.31	50.10
MáxVer	1.062	0.943	50.33	50.12
Mín	1.064	0.959	50.37	50.13

Tabla 5.3: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso eólico

<sup>1</sup>Se consideró positiva la reactiva inductiva, negativa la reactiva capacitiva.

## 5.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

### 5.2.1. Descripción

Al ocurrir la contingencia 2 se pierden las dos líneas de 500 kV que unen San Javier - Palmar, implicando la pérdida de la principal vía de transporte de potencia entre Argentina - CTM y el Sur del país.

Observando la topología de la red, el vínculo eléctrico entre Uruguay y Argentina queda limitado por tres líneas de 150 kV: SAL-ARA, SAL-PAY y SJA-FBE.

En las figuras 5.2(a) y 5.2(b) se observa la evolución de la frecuencia y tensión del SIN en barras de 150 kV y 500 kV frente a la contingencia 2, en el escenario máximo invierno del caso base.

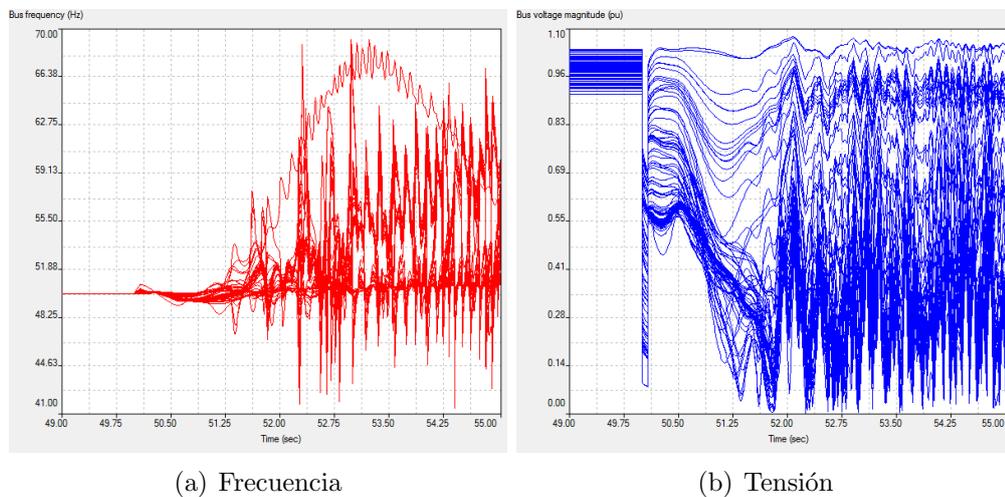


Figura 5.2: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario máximo invierno al ocurrir la contingencia SJ5-PA5

En los restantes escenarios, se observan evoluciones similares al escenario máximo invierno frente a la contingencia 2, donde se destaca la pérdida de estabilidad del sistema, visualizando la inestabilidad de tensión y de frecuencia.

A continuación, se detallan las acciones correctivas implementadas por la protección sistémica, simuladas en los tres escenarios de estudio para el caso base y el caso eólico.

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

### 5.2.2. Aplicación de la protección sistémica

#### 5.2.2.1. Escenario máximo invierno

##### Caso base

En el estado prefalta, la línea SJ5-PA5 transporta 1500 MW hacia el Sur del país, por lo cual, se propone como primera acción correctiva disparar 990 MW de carga en la zona Montevideo y 500 MW de la convertora de Melo. Se obtienen tensiones en la red comprendidas entre 0.86 pu y 1.33 pu. La siguiente acción correctiva es la desconexión de shunt en MVA, MVB y las líneas PAL-MVA, MVI-SCA y CME-SCA. Dado que se constatan sobrecorrientes mayores a 1.2 pu por la línea SJA-FBE de 150 kV, se decide aumentar a 1612 MW el deslastre de carga entre las zonas de Montevideo, Este Sur y la convertora de Melo. En las figuras D.7(a) y D.8(a) se muestra la solución obtenida.

##### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SJ5-PA5 transporta 745 MW hacia el Sur del país, por lo que se propone como solución el disparo de 181 MW de carga de Montevideo sumado a los 500 MW de la convertora de Melo. Frente a las acciones propuestas, se obtiene un sobretiro de 1.35 pu. Se procede a sacar de servicio los shunt en MVA, MVB, SCA y CRI, obteniendo nuevamente un sobretiro de 1.25 pu de tensión en la zona Este Sur. Por lo tanto, se decide disparar el generador eólico Fingano en la barra CAR, reduciendo el aporte de potencia reactiva en la zona Este Sur. En la figuras D.7(b) y D.8(b) se muestra la solución obtenida.

#### 5.2.2.2. Escenario máximo verano

##### Caso base

En el estado prefalta, la línea SJ5-PA5 transporta 975 MW hacia el Sur del país. La primera acción correctiva realizada es el deslastre de 500 MW de la convertora de Melo y de 475 MW en Montevideo, en conjunto con los shunt en MVA, MVB y SCA. Frente a ello, el sistema se mantiene estable pero con la existencia de sobrecorrientes en las líneas de 150 kV SAL-PAY, SJA-FBE y FBE-MER. Por tal motivo, se aumenta el disparo de carga en Montevideo a 587 MW, llegando a un total de 1087 MW de carga deslastrada. En las figuras D.9(a) y D.10(a) se muestra la solución obtenida.

##### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SJ5-PA5 transporta 400 MW hacia el Sur del país, por lo que se propone como solución disparar 300 MW de la convertora de Melo y 100 MW de Montevideo. En las figuras D.9(b) y D.10(b) se muestra la solución obtenida.

## 5.2.2.3. Escenario mínimo

## Caso base

En el estado prefalta, se transporta 293 MW por la línea SJ5-PA5 hacia el Sur del país. Se toma la acción correctiva de disparar 300 MW de la convertora de Melo. En las figuras D.11(a) y D.12(a) se muestra la solución obtenida.

## Caso eólico

En el estado prefalta, la línea SJ5-PA5 transporta 590 MW hacia SJ5, exportándose 830 MW hacia Argentina. Con el modelo de la red Argentina utilizado en las simulaciones, no se encontró solución estable en el SIN. Por ello se procedió a aislarse de Argentina y disparar 830 MW de generación eólica en diferentes zonas del país. En las figuras D.11(b) y D.12(b) se puede ver la solución obtenida.

## 5.2.3. Resumen comparativo

En la tabla 5.4 se muestran las magnitudes de tensión y frecuencia obtenidas en las soluciones del caso base para los tres escenarios de estudio, luego de simular la contingencia 2 conjuntamente con las correspondientes acciones correctivas. Por otra parte, en la tabla 5.5, se presentan las magnitudes obtenidas en las soluciones del caso eólico.

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.080	0.958	51.55	50.51
MáxVer	1.063	0.975	50.99	50.35
Mín	1.084	0.954	50.44	50.11

Tabla 5.4: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso base

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.063	0.986	50.31	50.24
MáxVer	1.064	0.947	50.33	50.15
Mín	1.079	0.952	50.37	50.11

Tabla 5.5: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso eólico

En la tabla 5.6 se resumen las acciones correctivas simuladas por la protección sistémica en la contingencia 2, para los tres escenarios de estudio en el caso base y el caso eólico. Se presenta el detalle de los disparos efectuados, clasificados por zonas. Se brinda mayor información en el apéndice E.2

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

Escenario	Disparo	Protección Sistémica	
		Caso Base	Caso Eólico
MáxInv	DAC	500 MW en CME 1046 MW / 223 MVAr en Mdeo 68 MW / 21 MVAr en Este Sur	500 MW en CME 181 MW / 44 MVAr en Mdeo
	DAR	-321 MVAr en Mdeo	-281 MVAr en Mdeo -16 MVAr en Este Norte -27 MVAr en Este Sur
	DAL	PAL - MVA MVI - SCA CME - SCA	–
	DAG	–	40 MW / -22 MVAr en Este Sur
MáxVer	DAC	500 MW en CME 587 MW / 189 MVAr en Mdeo	300 MW en CME 100 MW / 27 MVAr en Mdeo
	DAR	-169 MVAr en Mdeo -81 MVAr en Este Sur	–
Mín	DAC	300 MW en CME	–
	DAG	–	100 MW en Oeste 60 MW en Este Norte 40 MW en Este Sur 628 MW en Centro
	DAL	–	SJA - CELIA SGU - SGA

Tabla 5.6: Acciones realizadas en la contingencia 2 en los casos de estudio

### 5.3. Contingencia 3: MI5-SC5

#### 5.3.1. Descripción

Al ocurrir la contingencia 3, queda fuera de servicio la línea MI5-SC5 de 500 kV, perdiendo el nexo en 500 kV entre Montevideo y la zona Este del país.

Observando el flujo de potencia de la línea MI5-SC5, se constata que el mismo es siempre hacia hacia SC5, variando entre 175 MW y 615 MW dependiendo del caso y escenario en estudio.

En la figura 5.3 se observa la evolución de la frecuencia y tensión del SIN en barras de 150 kV y 500 kV frente a la contingencia 3, en el escenario máximo invierno del caso base.

### 5.3. Contingencia 3: MI5-SC5

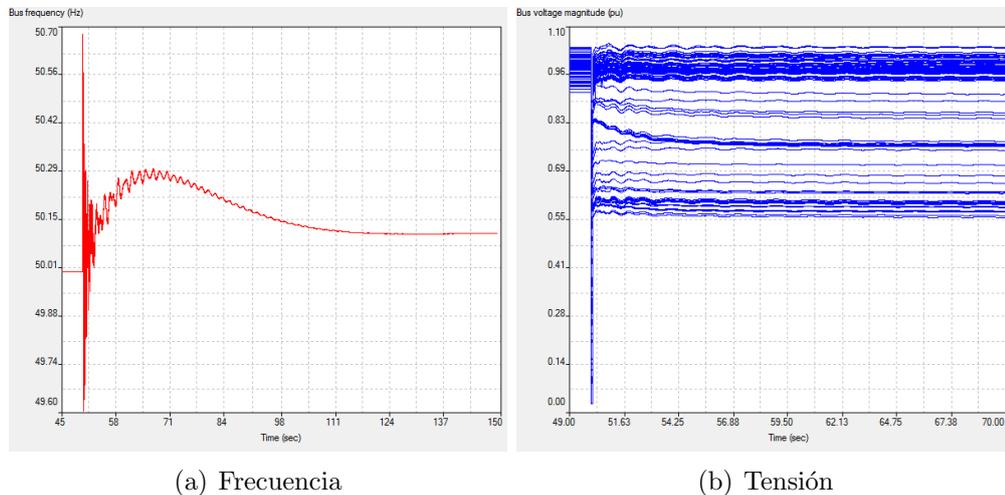


Figura 5.3: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario máximo invierno al ocurrir la contingencia MI5-SC5

En el resto de los escenarios, se observan evoluciones similares a la figura 5.3, donde se destaca la pérdida de estabilidad del sistema, visualizando tensiones por debajo de 0.85 pu en las zonas Este Sur y Este Norte. El caso excepcional se da en el escenario mínimo caso eólico que se detallará en la sección 5.3.2.3.

A continuación, se describen las acciones correctivas simuladas, aplicadas a los tres escenarios de estudio para el caso base y caso eólico.

#### 5.3.2. Aplicación de la protección sistémica

##### 5.3.2.1. Escenario máximo invierno

###### Caso base

En el estado prefalta, la línea MI5-SC5 transporta 582 MW hacia SC5, por lo cual, se dispara la convertora de Melo quitando 500 MW de carga del sistema. En las figuras D.13(a) y D.14(a) se muestra la solución obtenida.

###### Caso eólico

En el estado prefalta, la línea MI5-SC5 transporta 265 MW, por lo cual, se toma como acción correctiva el disparo de 300 MW de la convertora de Melo. En las figuras D.13(b) y D.14(b) se muestra la solución obtenida.

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

### 5.3.2.2. Escenario máximo verano

#### Caso base

En el estado prefalta, la línea MI5-SC5 transporta 615 MW hacia SC5, por lo cual, se dispara la convertora de Melo quitando 500 MW de carga del sistema y el shunt inductivo de 70 MVar en CME. En las líneas de 150 kV que unen Montevideo con la zona Este Sur se constatan sobrecorrientes mayores a 1.2 pu. A causa de ello, se suma el deslastre de 67 MW en la zona Este Sur, disparando un total de 567 MW de carga. En las figuras D.15(a) y D.16(a) se muestra la solución obtenida.

#### Caso eólico

Considerando que en el caso eólico, la línea MI5-SC5 transporta 300 MW hacia SC5 antes de ocurrir la falta, se toma la acción correctiva de disparar 300 MW de la convertora de Melo. En las figuras D.15(b) y D.16(b) se muestra la solución obtenida.

### 5.3.2.3. Escenario mínimo

#### Caso base

La línea MI5-SC5 transporta 485 MW hacia SC5 en estado prefalta, por lo cual, se toma como acción correctiva el disparo de 400 MW de la convertora de Melo. En las figuras D.17(a) y D.18(a) se muestra la solución obtenida.

#### Caso eólico

En el estado prefalta, se transportan 175 MW hacia SC5. Al ocurrir la contingencia, no es necesario tomar acciones. Esto se debe a que la potencia se distribuye por la red de 150 kV, provocando un aumento de la corriente en las líneas de TAB-MEB y VAL-TYT no llegando a 1.2 pu, obteniéndose la solución de las figuras D.17(b) y D.18(b)

## 5.3.3. Resumen comparativo

En la tabla 5.7 se muestran las acciones correctivas simuladas, para los tres escenarios de estudio en el caso base y el caso eólico. Se presenta el detalle de los disparos efectuados, clasificados por zonas. Se brinda mayor información en el apéndice E.3.

En la tabla 5.8 se muestran las magnitudes de tensión y frecuencia obtenidas en las soluciones del caso base para los tres escenarios de estudio, luego de simular la contingencia 3 conjuntamente con las correspondientes correctivas. Por otro lado, en la tabla 5.9 se presentan las magnitudes obtenidas en las soluciones del caso eólico.

## 5.4. Efectos de la generación eólica en las contingencias de estudio

Escenario	Disparo	Protección Sistémica	
		Caso Base	Caso Eólico
MáxInv	DAC	500 MW en CME	300 MW en CME
MáxVer	DAC	500 MW en CME	300 MW en CME
		67 MW / 18 MVA <sub>r</sub> en Este Sur	-
	DAR	59 MVA <sub>r</sub> en CME	-
Mín	DAC	400 MW en CME	-

Tabla 5.7: Acciones simuladas en la contingencia 3 en los casos de estudio

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.069	0.968	50.31	50.12
MáxVer	1.071	0.982	50.43	50.16
Mín	1.071	0.909	50.35	50.15

Tabla 5.8: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso base

Escenario	$V_{max}(pu)$	$V_{min}(pu)$	$f_{max}(Hz)$	$f_{reg}(Hz)$
MáxInv	1.076	0.986	50.32	50.11
MáxVer	1.064	0.947	50.31	50.11
Mín	1.066	0.922	50.31	50.01

Tabla 5.9: Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post-falta, caso eólico

## 5.4. Efectos de la generación eólica en las contingencias de estudio

La inserción de generación eólica provoca cambios en la topología de la red debido a la disposición distribuida de los generadores y el tipo de generador. En los siguientes puntos se presentan los efectos producidos por dichos cambios.

### Inyección de potencia reactiva en transitorios

Frente a un hueco de tensión, los generadores eólicos inyectan potencia reactiva con el fin de mantener la tensión en el nodo en que están conectados. Esto se puede observar en las gráficas de la figura 5.5.

Por otra parte, en la figura 5.4, se muestra que las tensiones del caso eólico presentan un sobretiro, inmediatamente después de los disparos correctivos de la protección sistémica. Este fenómeno repercutió en la definición de las acciones de la protección sistémica, implicando el disparo de shunt capacitivo en la zona donde se encuentra la generación eólica que genera picos mayores a 1.2 pu.

### Modos de control de reactiva

Los parques eólicos son capaces de inyectar o absorber potencia reactiva, siendo este aspecto un punto a favor para la regulación de tensión de los nodos donde se

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

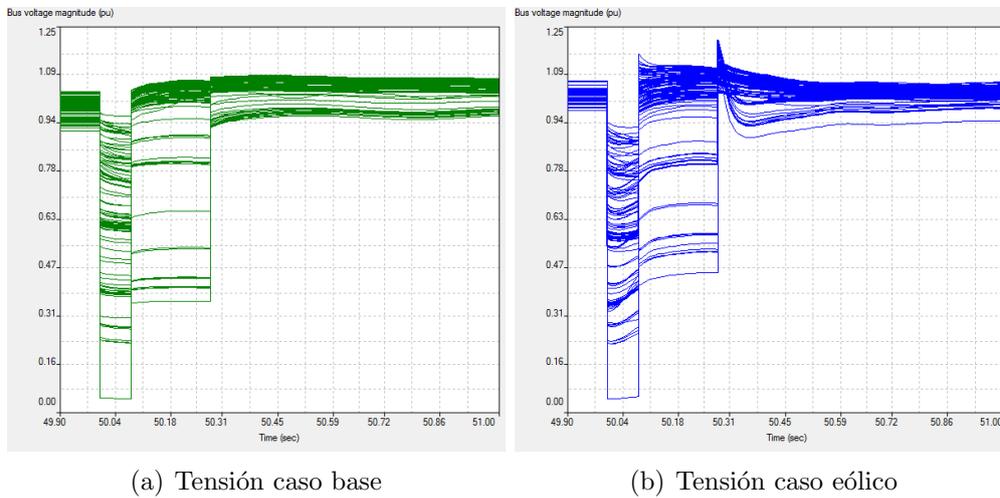


Figura 5.4: Comportamiento de la tensión en caso base y caso eólico aplicando las mismas acciones correctivas

encuentran conectados. Como ejemplo, en la figura 5.5 se observa el comportamiento de la tensión en la barra RME en 150 kV. En esta simulación, el parque eólico Artilleros controla el intercambio de potencia reactiva de forma tal de cumplir con la consigna de tensión recibida por el operador de red.

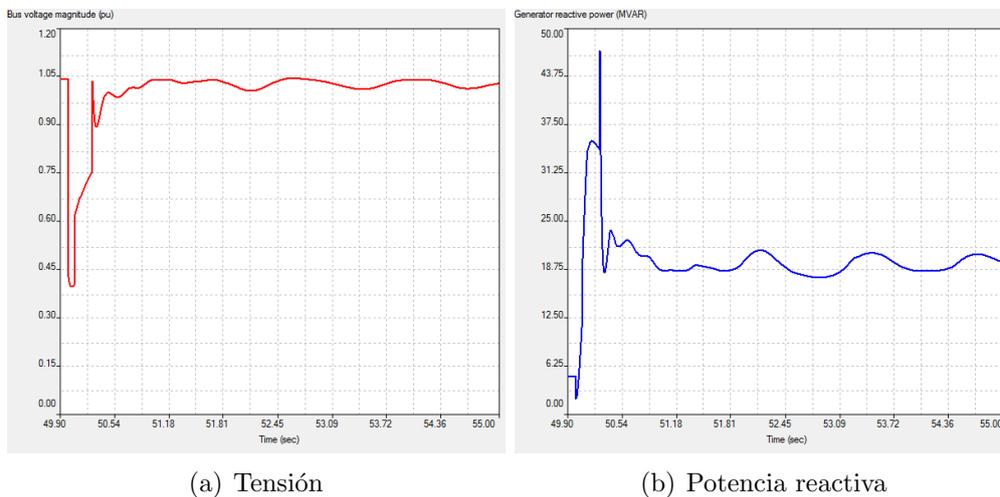


Figura 5.5: Comportamiento de la tensión en la barra RME en 150 kV controlada por el parque eólico Artilleros mediante consigna de tensión

### Control de frecuencia

Los parques eólicos instalados en el SIN, tienen desactivados los controles correspondientes a la regulación de frecuencia. Por lo tanto, para una mismo escenario

#### 5.4. Efectos de la generación eólica en las contingencias de estudio

de demanda, al realizar un mismo deslastre de carga, el caso base y el caso eólico presentan diferencias en cuanto a la evolución de la frecuencia. La figura 5.6 muestra la respuesta de la frecuencia para ambos casos frente a un mismo deslastre de carga.

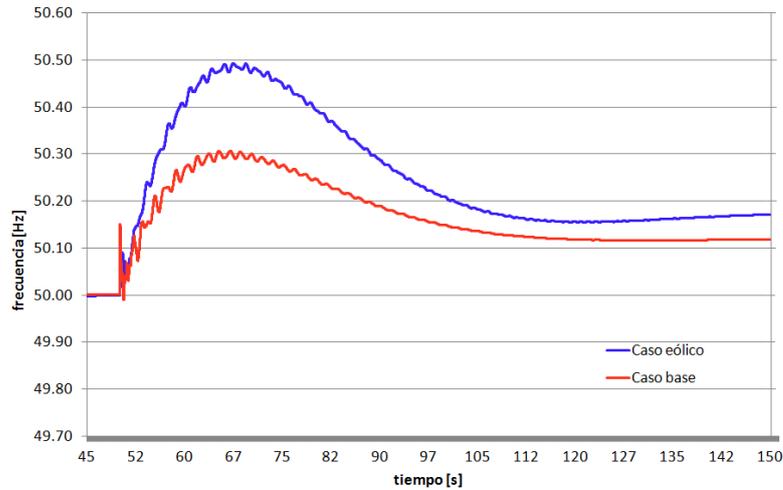


Figura 5.6: Respuesta de la frecuencia para el caso base y el caso eólico frente al deslastre de 500 MW de carga

Denominando  $D_B$  a la potencia demandada del sistema,  $G_E$  la generación eólica y  $G_{SB}$ ,  $G_{SE}$  la generación sincrónica en el caso base y caso eólico respectivamente, se tiene que:

- Para el caso base:  $G_{SB} = D_B$
- Para el caso eólico:  $G_{SE} + G_E = D_B$

Considerando  $G_E$  como una carga negativa.

$$G_{SE} = D_B - G_E \quad \rightarrow \quad G_{SE} = D_E$$

Una variación de carga  $\Delta D_B$  es vista diferente según el caso. Para el caso base,  $\Delta D_B$  es atendida por la regulación de  $G_{SB}$ , mientras que en el caso eólico  $\Delta D_B$  es atendida por  $G_{SE}$ , siendo  $G_{SE} < G_{SB}$ .

De esta manera, la diferencia de la evolución de la frecuencia se debe a la menor generación sincrónica en el caso eólico, por consiguiente una menor capacidad para regular la frecuencia. Esto se puede ver como un mayor apartamiento de la frecuencia nominal en régimen para el caso eólico en comparación al caso base, como se observa en la figura 5.6.

## Capítulo 5. Análisis de los casos de estudio

La inercia del sistema se ve afectada por el desacoplamiento de los generadores eólicos de la red, debido a que los mismos no presentan ecuación de movimiento que vincule directamente las variaciones de energía cinética del generador con la potencia eléctrica entregada a la red. Considerando la ecuación 5.1, donde  $\sum_{i=1} S_{Ni}$  (potencia nominal de los generadores en funcionamiento) es similar en el caso base y en el caso eólico, se observa que el término  $S_{Ni} * H_i$  es menor en el caso eólico, obteniendo una  $H_{eq}$  menor. El resultado anterior está relacionado con la pendiente de subida y bajada en la frecuencia de la figura 5.6, destacando que a mayor pendiente, menor inercia.

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1} S_{Ni} * H_i}{\sum_{i=1} S_{Ni}} \quad (5.1)$$

### Generación distribuida

En los 18 casos de estudio se observó que en el caso eólico existe una solución estable disparando menos carga que en el caso base (ver tablas 5.1, 5.6 y 5.7). Esto se debe a que existe generación distribuida (principalmente eólica) disponible en la zona donde es necesario reducir la carga debido a la contingencia.

Dada la configuración de la red prevista para el 2017, en la tabla 5.10 se puede ver la reducción de la potencia transportada por las líneas de 500 kV en el flujo de carga, siempre que la generación distribuida se encuentre entregando potencia.

Líneas	$\Delta P(MW) = P_{Eolico} - P_{Base}$		
	MáxInv	MáxVer	Mín
MI5-SC5	-317	-315	-175
SC5-CME	-140	-145	-140
SJ5-PA5	-755	-570	297

Tabla 5.10: Diferencia de potencia transportada en el estado prefalta de las líneas de 500 kV que salen de servicio debido a la contingencia

Como excepción a esta regla, se encuentra el escenario mínimo de la contingencia 2, en el cual se exporta energía a Argentina y se desvinculan las líneas que permiten este intercambio. Igualmente, se cumple que el deslastre de carga en el caso eólico es menor que en el caso base.

### Resultado de la aplicación del caso base al caso eólico

La aplicación de las acciones de la protección sistémica del caso base en el caso eólico, permite estudiar la influencia de la inclusión de la generación eólica en la estabilidad del sistema.

#### 5.4. Efectos de la generación eólica en las contingencias de estudio

En la tabla 5.11 se exponen los resultados obtenidos, en cuanto al cumplimiento (o no) de los criterios de diseño, al aplicar la solución del caso base al caso eólico. En el apéndice D.4 se puede observar el detalle de la evolución de la tensión y frecuencia para los nodos del sistema.

Contingencia	Escenario		
	MáxInv	MáxVer	Mín
1	Cumple	No Cumple	No Cumple
2	No Cumple	No Cumple	No Cumple
3	No Cumple	No Cumple	Cumple

Tabla 5.11: Resultado obtenido al aplicar el caso base en el caso eólico

Teniendo presente los resultados obtenidos en la tabla 5.11, se destaca que las acciones implementadas en el caso base y simuladas posteriormente en el caso eólico, no cumplen con los criterios de diseño o provocan la operación inestable del sistema. Por este motivo, se procedió a ajustar las acciones correctivas para los casos eólicos.



# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones

En la presente tesis, se analizaron los efectos de la generación eólica en el SIN frente a la actuación de protecciones sistémicas que operan cuando se detectan contingencias en la red de 500kV. Para dicho análisis, fue necesario comprender los fundamentos que definen la estabilidad de un sistema eléctrico y cómo se ve afectada puntualmente la estabilidad del sistema uruguayo frente a contingencias en la red de 500kV. En base a estos elementos, se desarrolló y simuló una serie de modelos de protecciones sistémicas, que implementan acciones correctivas para estabilizar el SIN en respuesta a tres contingencias de interés. Estos desarrollos permitieron evaluar los efectos de la generación eólica sobre la protección sistémica, mediante dos tipos de estudios:

1. Estudio de la aplicación de la protección sistémica desarrollada para el caso base en el caso eólico. Esto resalta los problemas de estabilidad del SIN, cuando no se considera la generación eólica para definir las acciones correctivas a implementar por parte de la protección sistémica.
2. Desarrollo de una protección sistémica para el caso eólico. En base a lo expuesto en el punto anterior, se detectó la necesidad de ajustar las acciones implementadas por la protección sistémica para poder asegurar la estabilidad de la red y cumplir con los criterios de diseño.

#### Aplicación de la protección sistémica del caso base en el caso eólico

De los 9 casos estudiados, solo 2 cumplen con los criterios de diseño. Estos resultados están condicionados por la elección de los parámetros utilizados en los modelados de los generadores eólicos. Otro factor que influye en los resultados obtenidos, es la elección de los puntos iniciales de operación, determinados por los flujos de carga que definen cada escenario.

## Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros

En ninguna de las tres contingencias estudiadas, se cumplió con los criterios de diseño de tensión, ya que inmediatamente después de realizar las acciones correctivas, los parques eólicos generan un pico de tensión mayor a 1.2 pu durante decenas de milisegundos. Además, en la contingencia 2, el sistema presentó un comportamiento inestable.

### Efecto de la generación eólica bajo una nueva configuración de las protecciones sistémicas

Se observó que en las protecciones sistémicas desarrolladas para los casos eólicos, se dispara menos carga que en los casos base. Esto se explica por la distribución geográfica de la generación eólica en todo el país, la cual neutraliza localmente la carga de la red de 150 kV, evitando que se deba abastecer gran parte de la demanda mediante la red de 500 kV.

Por otro lado, se comprobó cómo la variación de inyección de potencia reactiva proporcionada por los parques eólicos, ayudó a reestablecer la tensión luego de los transitorios ocasionados por las contingencias. Esto demuestra la importancia de la aplicación de las funciones de control de tensión en las centrales de generación eólica, como herramienta para el operador de red.

Como contrapartida, se registraron sobretiros en la tensión en el instante en que se realizan las acciones correctivas, lo cual resulta ser inaceptable en gran parte de los casos de estudio. Este fenómeno repercutió en el ajuste de la protección sistémica simulada, debiendo prever disparos adicionales para satisfacer los criterios aceptables de diseño.

Por último, dado que las funciones de control de frecuencia en los aerogeneradores conectados a la red no se encuentran activas, se observó en las simulaciones una disminución de la inercia equivalente del SIN.

## 6.2. Estudios a realizar en el futuro

Considerando los estudios realizados, se enumeran los posibles trabajos a realizar:

- Modelar generadores síncronos en la red uruguaya y del equivalente argentino, incluyendo regulación primaria de frecuencia. Contrastar con ensayos las simulaciones.
- Analizar la influencia de modelar los parques eólicos como full converter y DFIG según corresponda.

## 6.2. Estudios a realizar en el futuro

- Modelar el estatismo exigido a los parques eólicos en las licitaciones de UTE, el cual podría ser usado como herramienta de regulación de frecuencia a futuro.
- Estudiar y modelar en detalle el comportamiento durante transitorios de los parques eólicos, en especial, analizar el pico de potencia reactiva. Contrastar con ensayos las simulaciones.
- Evaluar el efecto de las contingencias en la red prevista para el 2023.
- Modelar la convertora de Melo con sus opciones de control de potencia activa y reactiva.



# Apéndice A

## Mapa de transmisión uruguayo 2017

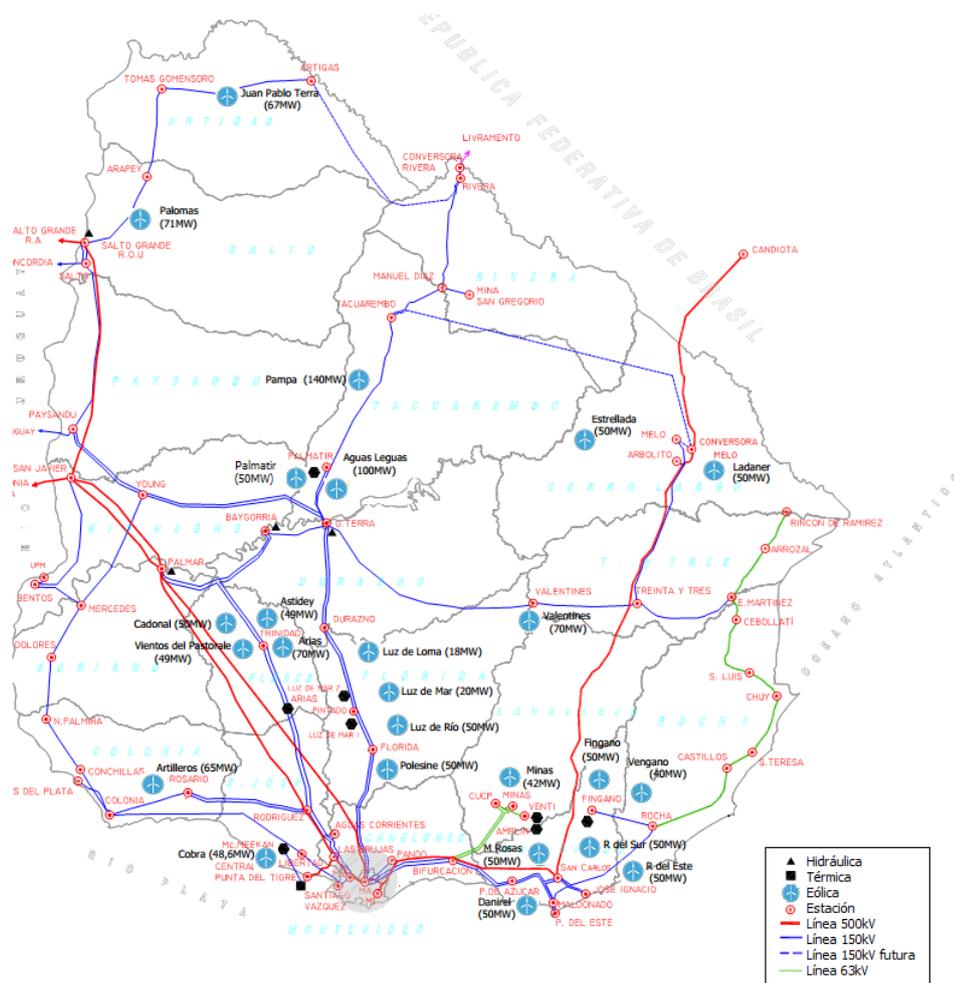


Figura A.1: Red de transmisión planificada para el 2017 considerando la generación eólica [14]



# Apéndice B

## Modelos WT4G y WT4E

En este apéndice, se presentan los modelos dinámicos de los generadores eólicos utilizados en las simulaciones realizadas en el DSAT. Se detalla el modelo del control eléctrico WT4E y del generador-convertidor WT4G correspondientes a los generadores eólicos del tipo full converter. En ambos casos se hace referencia a los valores estándar obtenidos del manual de Siemens [16].

### B.1. Modelo generador - convertidor WT4G

En la tabla B.1, se observan los parámetros del modelo del generador-convertidor WT4G, cuyo diagrama de bloques se representa en la figura B.1.

La curva LVPL (Low Voltage Active Power Logic) restringe el incremento de corriente activa en función de la tensión. Esto es importante durante e inmediatamente después de una falla, donde la tensión suele caer. El bloque HVRCR (High Voltage Reactive Current Logic), refiere al control de corriente activa de la figura B.1.

WT4G		
Variable	Descripción	Magnitud (pu)
TIpCmd	Constante de tiempo del bloque de comando de corriente activa	0.02
TIqCmd	Constante de tiempo del bloque de comando de corriente reactiva	0.02
VLVPL1	Tensión mínima de la curva LVPL	0.40
VLVPL2	Tensión máxima de la curva LVPL	0.90
GLVPL	Ganancia de la curva LVPL	1.11
TLVPL	Constante de tiempo de la curva LVPL	0.02
VHVRCR	Tensión límite del bloque HVRCR	1.20
CURHVRCR	Corriente reactiva límite a tensión VHVRCR	2.00
RIpLVPL	Límite de velocidad de variación de potencia activa	2.00

Tabla B.1: Parámetros del modelado WT4G

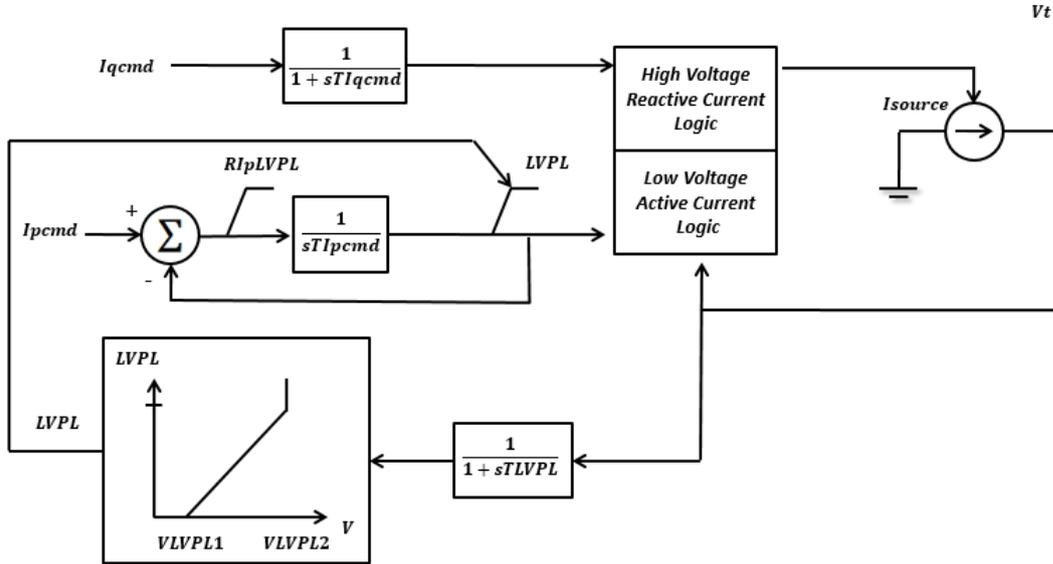


Figura B.1: Diagrama de bloques del WT4G

## B.2. Modelo del control eléctrico WT4E

En la tabla B.2 se observan los parámetros del modelo del control electrónico WT4E cuyo diagrama de bloques se representa según lo indica la figura B.2.

El control WT4E está compuesto por dos grandes bloques: control de corriente activa y control de corriente reactiva. El primero es el responsable de cumplir con la consigna de potencia activa recibida desde el centro de control, considerando las limitantes de inyección máxima de corriente del grupo generador-convertidor, las pendientes máximas de incremento de potencia activa, los retardos propios de los equipos de medida o control utilizados. El segundo, es responsable del control de la potencia reactiva del aerogenerador. El mismo considera el comando de corriente reactiva mediante las siguientes opciones de control:

- VARFLG = 1; consigna de voltaje en barra local (o V en caso de desear controlar tensión en una barra remota, siendo V la referencia de la barra a ser controlada).
- VARFLG = -1; consigna de potencia reactiva mediante un modelado externo
- PFAFLG = 1; consigna por factor de potencia, el cual tiene como referencia el valor obtenido del flujo de carga previo a la contingencia
- PFAFLG = 0 y VARFLG = 0; consigna por potencia reactiva, el cual tiene como referencia el valor obtenido del flujo de carga previo a la contingencia [17].

## B.2. Modelo del control eléctrico WT4E

Además, existe un seteo PQFLAG que define la prioridad de inyección entre corriente activa y reactiva cuando el módulo de ambas excede el límite del convertidor (0 para prioridad de corriente reactiva y 1 para prioridad de activa). Los controles de los límites y lazos de control del grupo generador-convertidor, tal como se mencionó para el bloque de potencia activa, también son modelados en este bloque.

WT4E1		
Variable	Descripción	Magnitud (pu)
Tfv	Constante de tiempo del regulador de tensión	0.15
Kpv	Ganancia proporcional del regulador de tensión	18.00
Kiv	Ganancia integral del regulador de tensión	5.00
Kpp	Ganancia del bloque P del regulador de potencia activa	0.05
Kip	Ganancia del bloque I del regulador de potencia activa	0.10
Kf	Ganancia del bloque del regulador de potencia activa	0.00
Tf	Constante de tiempo del regulador de potencia activa	0.08
Qmax	Límite de potencia reactiva del regulador de tensión	0.27
Qmin	Límite de potencia reactiva del regulador de tensión	-0.27
IPmax	Límite de potencia activa	1.1
Trv	Constante de tiempo del sensor	0
dPmx	Límite del bloque PI del controlador de potencia activa	0.5
dPmn	Límite del bloque PI del controlador de potencia activa	-0.5
Tpower	Constante de tiempo del filtro de potencia	0.5
Kqi	Ganancia MVar / voltaje	0.1
Vmincl	Límite mínimo del regulador de tensión	0.9
Vmaxcl	Límite máximo del regulador de tensión	1.1
Kvi	Ganancia voltaje / MVar	120
Tv	Constante de tiempo de atraso en el controlador	0.05
Tp	Constante de tiempo del controlador por PFAFLG	0.05
ImaxTD	Corriente para la máxima temp. de funcionamiento	1.7
Iph1	Límite de corriente activa	1.11
Iqh1	Límite de corriente reactiva	1.11

Tabla B.2: Parámetros del modelado WT4E



## Apéndice C

### Barras en 150 kV y 500 kV

Barra	Denominación	Barra	Denominación	Barra	Denominación
ACO	Aguas Corrientes	MAL	Maldonado	PLA	La Plata
ARA	Arapey	MEL	Melo	PLM	Palmatir 2
ARB	Arbolito	MER	Mercedes	PTI	Punta del Tigre
ARI	Colonia Arias	MVA	Montevideo A	RME	Rosendo Mendoza
BAY	Baygorria	MVB	Montevideo B	RIV	Rivera
BON	Bonete	MVC	Montevideo C	ROC	Rocha
BRU	Brujas	MVD	Montevideo D	ROD	Rodriguez
CCP	Cucp SA	MVE	Montevideo E	ROS	Rosario
CFL	Colonia Las Flores	MVF	Montevideo F	SAL	Salto
CME	Conversora Melo	MVG	Montevideo G	SCA	San Carlos
COL	Colonia	MVH	Montevideo H	SGA	Salto Grande Arg
CON	Conchillas	MVI	Montevideo I	SGU	Salto Grande Uru
CPA	Cuchilla Peralta A	MVJ	Montevideo J	SIR	Sierra de los Ríos
CRI	Conversora Rivera	MVK	Montevideo K	SJA	San Javier
DOL	Dolores	MVL	Montevideo L	SOL	Solymar
DUR	Durazno	MVM	Montevideo M	STE	STEL
EFI	Efice	MVN	Montevideo N	SVA	Santiago Vazquez
EMA	Enrique Martinez	MVR	Montevideo R	TAC	Tacuarembó
FBE	Fray Bentos	NPA	Nueva Palmira	TGO	Tomas Gomensoro
FLO	Florida	PAL	Palmar	TRI	Trinidad
GAZ	Gregorio Aznarez	PAN	Pando	TYT	Treinta y Tres
JIG	Jose Ignacio	PAY	Paysandu	UPM	UPM
JLA	Juan Lacaze	PAZ	Pan de Azucar	VAL	Valentines
JVI	Javier de Viana	PIA	Pintado A	YOU	Young
KIY	Kiyu	PIE	Las Piedras		

Tabla C.1: Denominación de las barras de 150 kV y 500 kV



# Apéndice D

## Gráficos

En este apéndice se presentan los gráficos a los cuales se hace referencia en el capítulo 5. Se estructura de tal manera que cada subsección hace mención a una de las tres contingencias en estudio, en la cual se presentan las soluciones obtenidas, para los tres escenarios de demanda en los casos de estudio base y eólico.

Los gráficos indican la evolución de la frecuencia y tensión del SIN en barras de 150 kV y 500 kV. La frecuencia se grafica para un lapso de 100 segundos luego de ocurrida la contingencia, de esta manera, se logra visualizar el resultado en régimen de la RPF. El mismo lapso se utiliza para graficar la tensión.

## Apéndice D. Gráficos

### D.1. Contingencia 1: SC5-ME5

#### D.1.1. Escenario máximo invierno

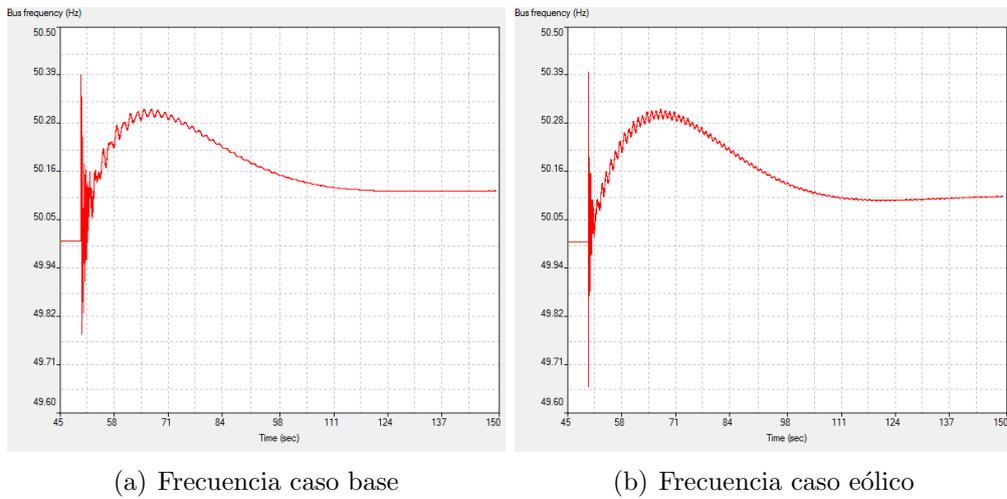


Figura D.1: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno

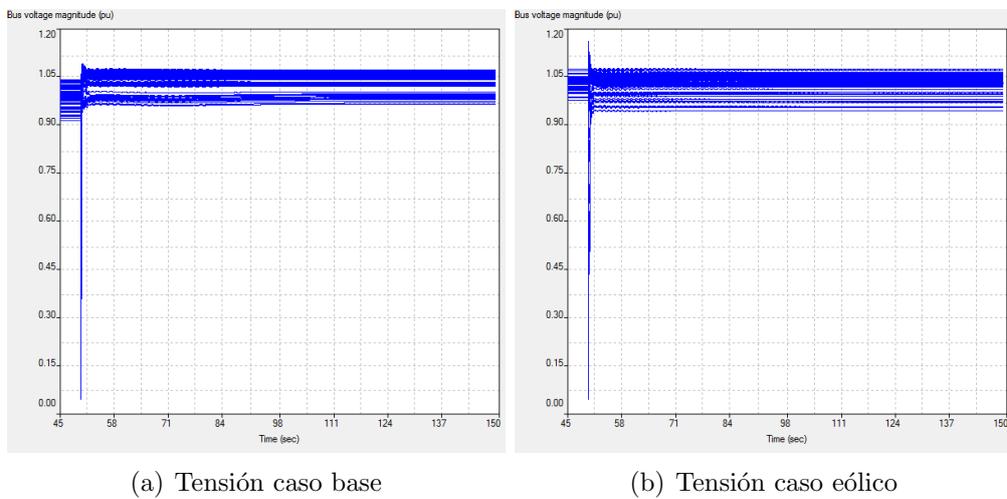


Figura D.2: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno

## D.1. Contingencia 1: SC5-ME5

### D.1.2. Escenario máximo verano

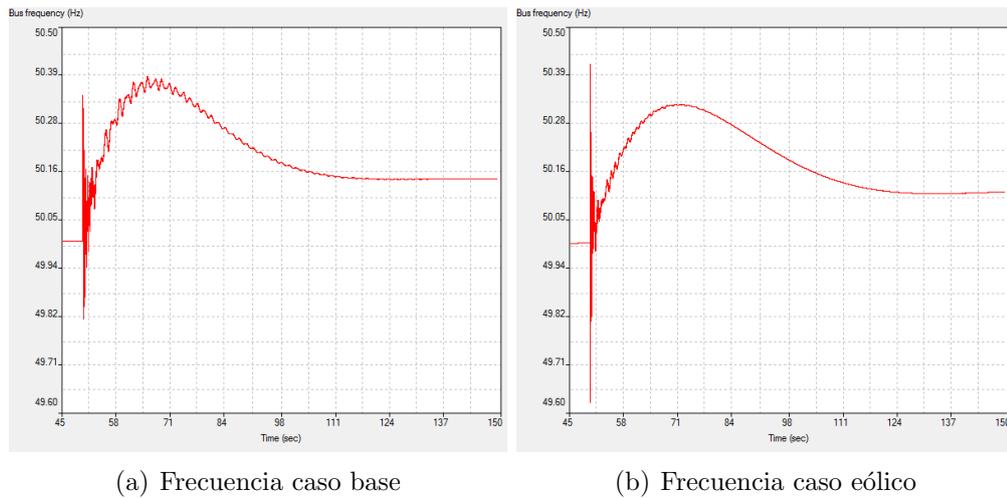


Figura D.3: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

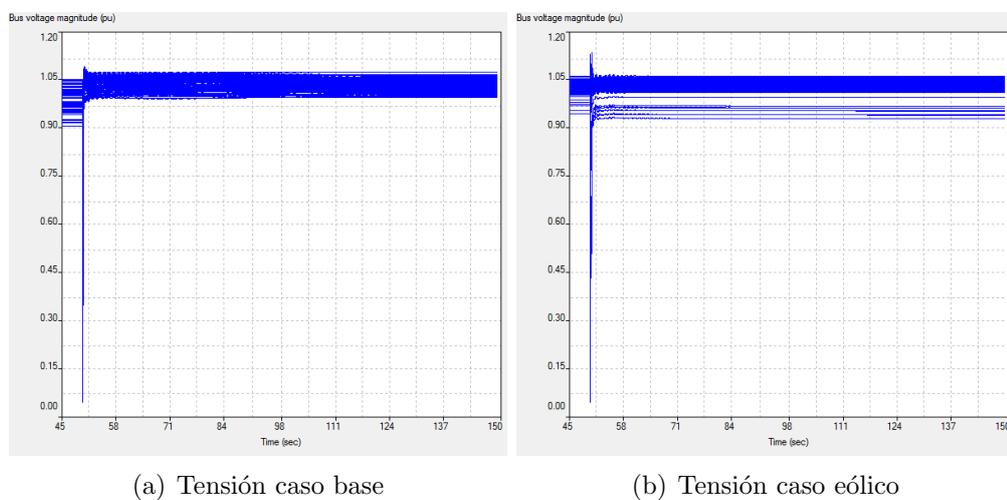


Figura D.4: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

## Apéndice D. Gráficos

### D.1.3. Escenario mínimo

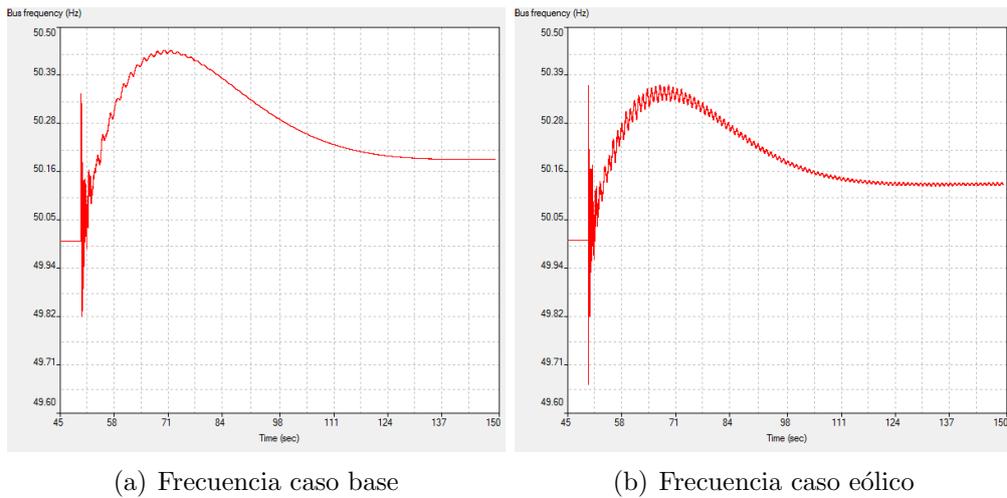


Figura D.5: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

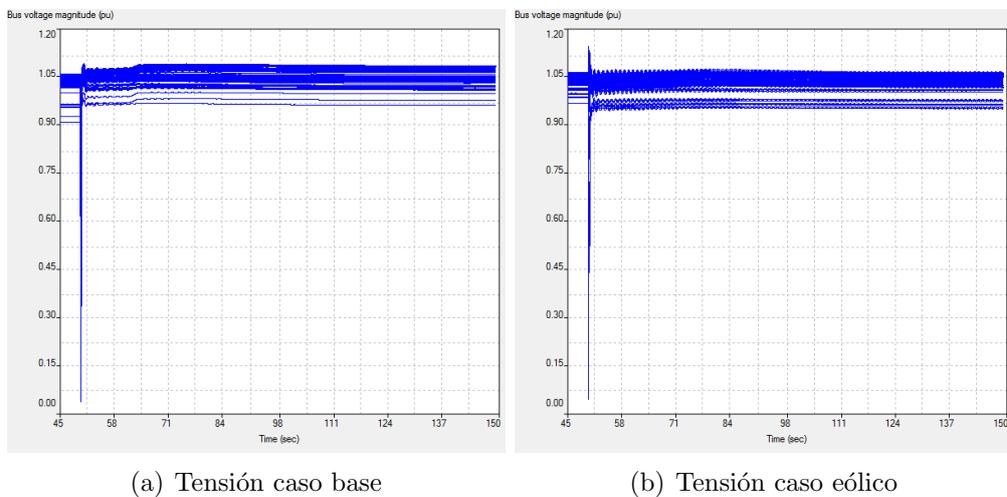


Figura D.6: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

## D.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

### D.2.1. Escenario máximo invierno

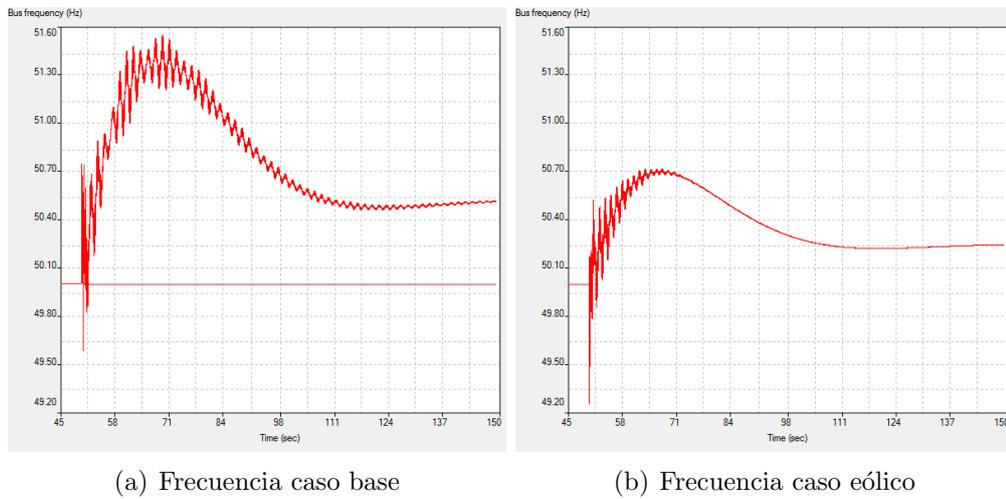


Figura D.7: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario de máximo invierno

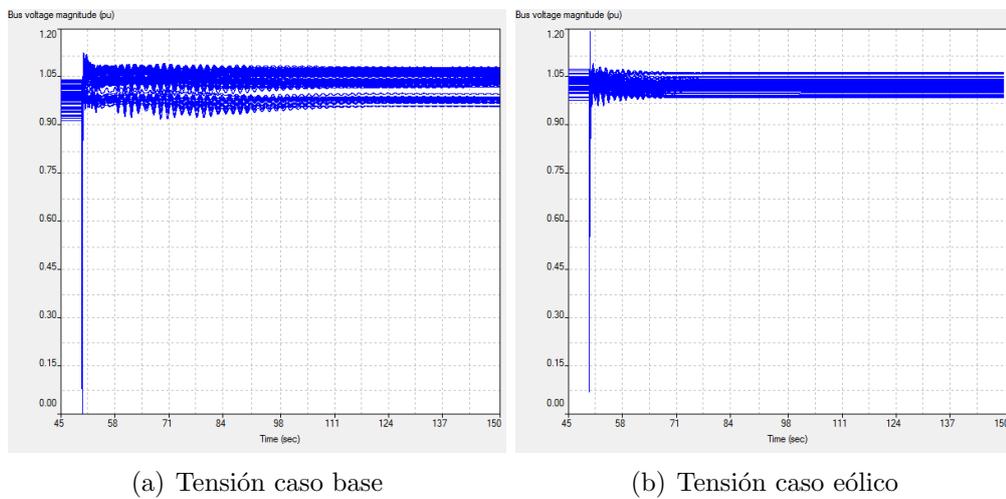


Figura D.8: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno

## Apéndice D. Gráficos

### D.2.2. Escenario máximo verano

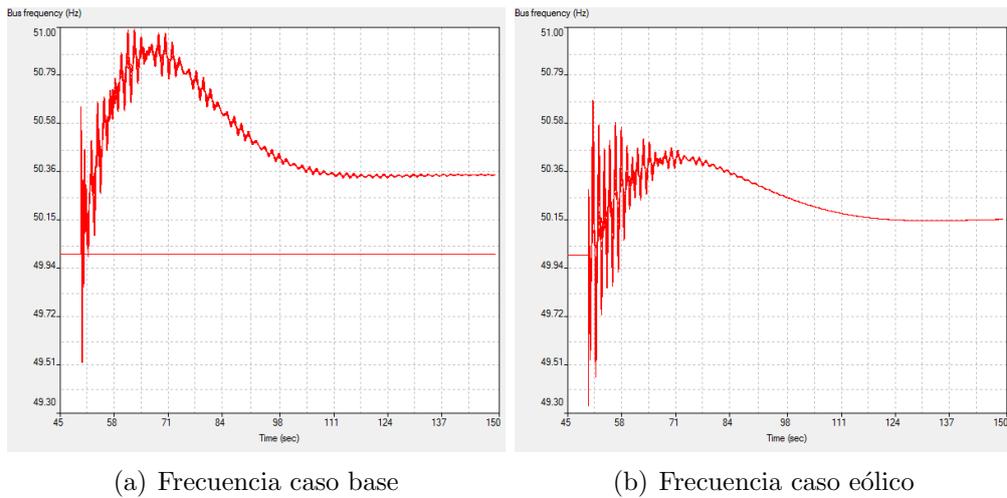


Figura D.9: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

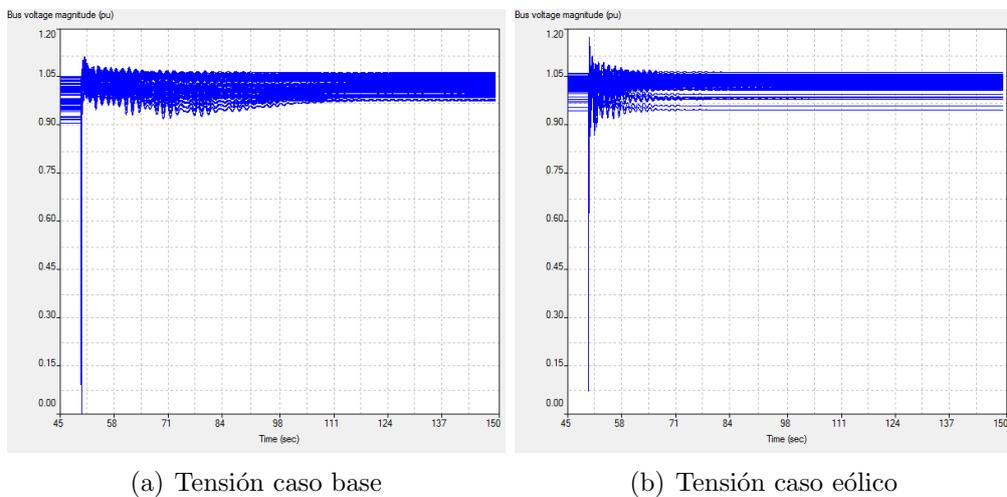


Figura D.10: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

## D.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

### D.2.3. Escenario mínimo

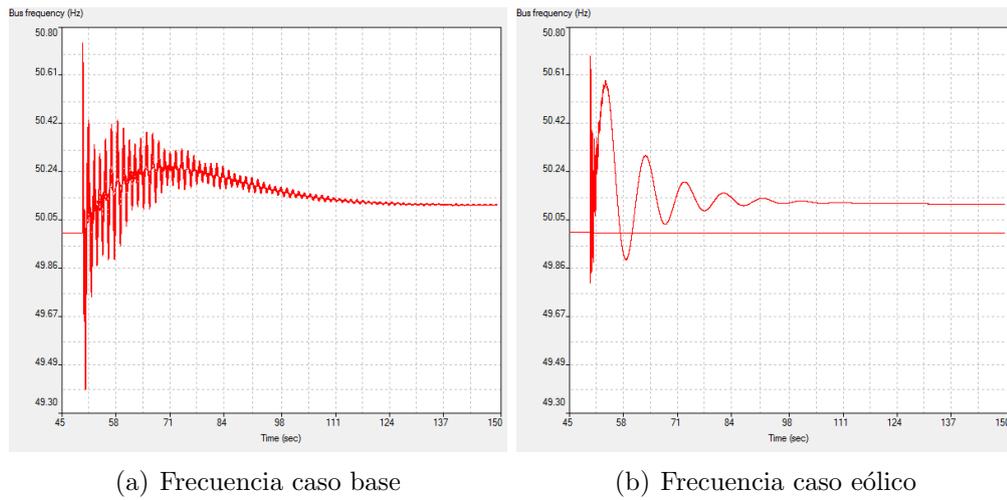


Figura D.11: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

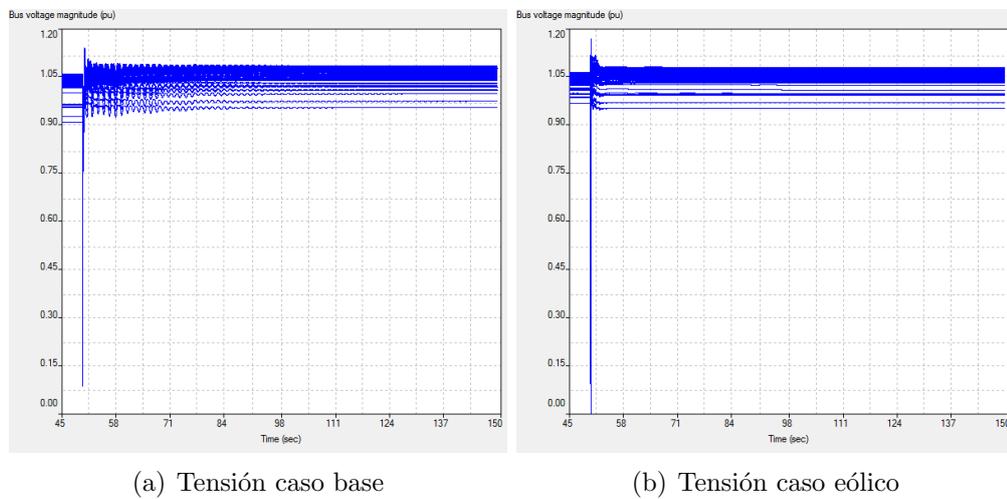


Figura D.12: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

### D.3. Contingencia 3: MI5-SC5

#### D.3.1. Escenario máximo invierno

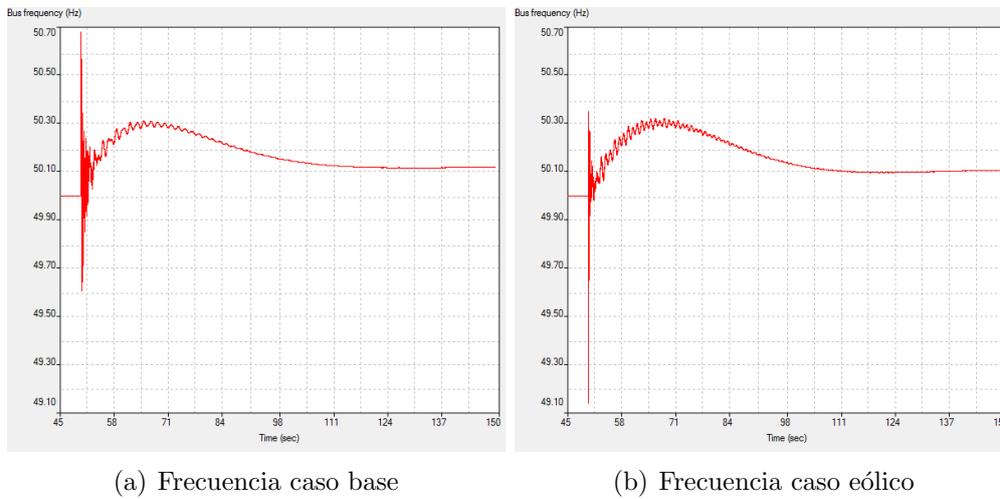


Figura D.13: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno

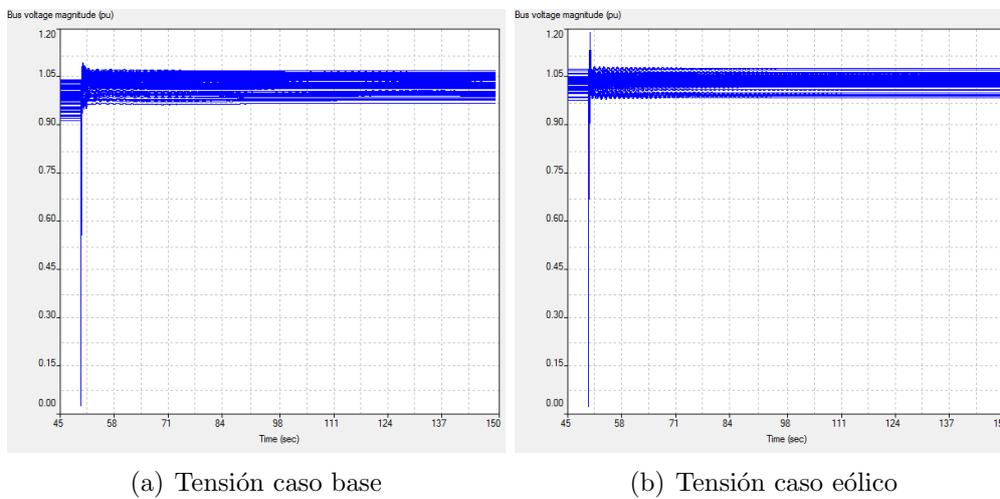


Figura D.14: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno

### D.3. Contingencia 3: MI5-SC5

#### D.3.2. Escenario máximo verano

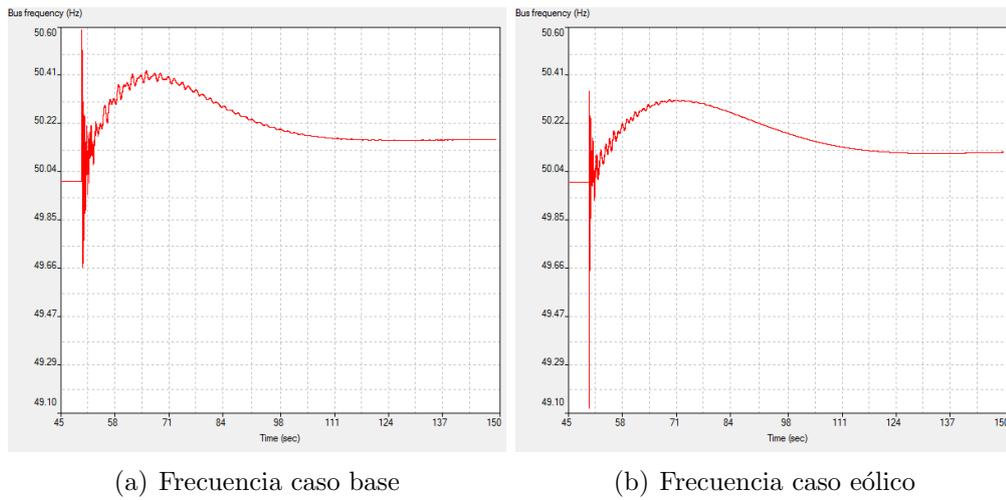


Figura D.15: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

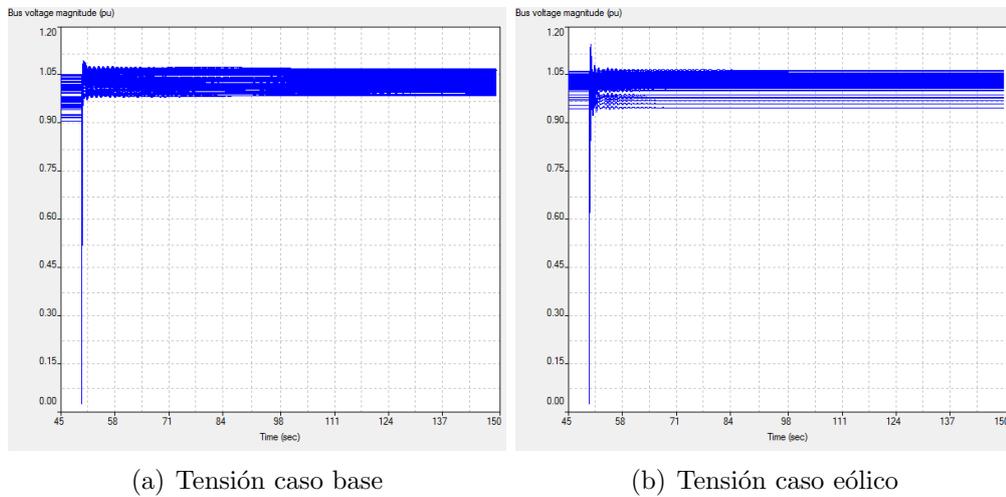


Figura D.16: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano

## Apéndice D. Gráficos

### D.3.3. Escenario mínimo

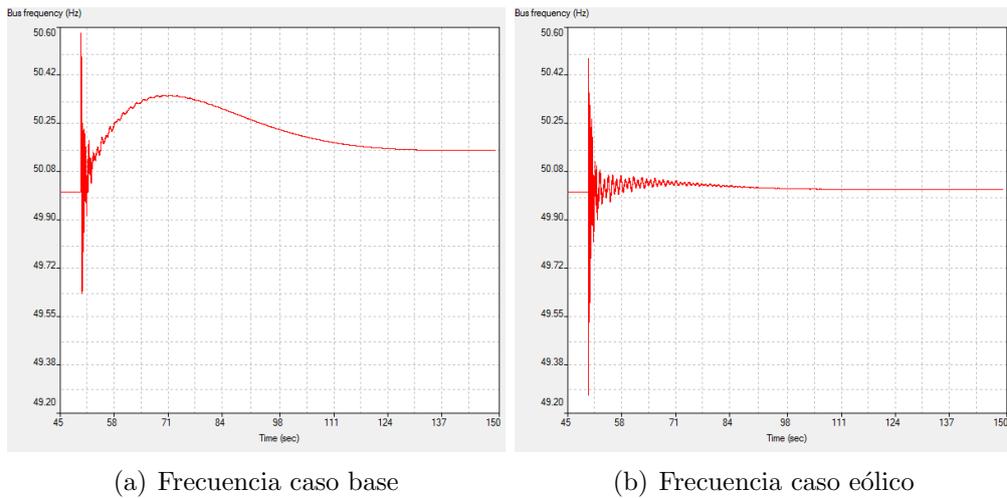


Figura D.17: Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

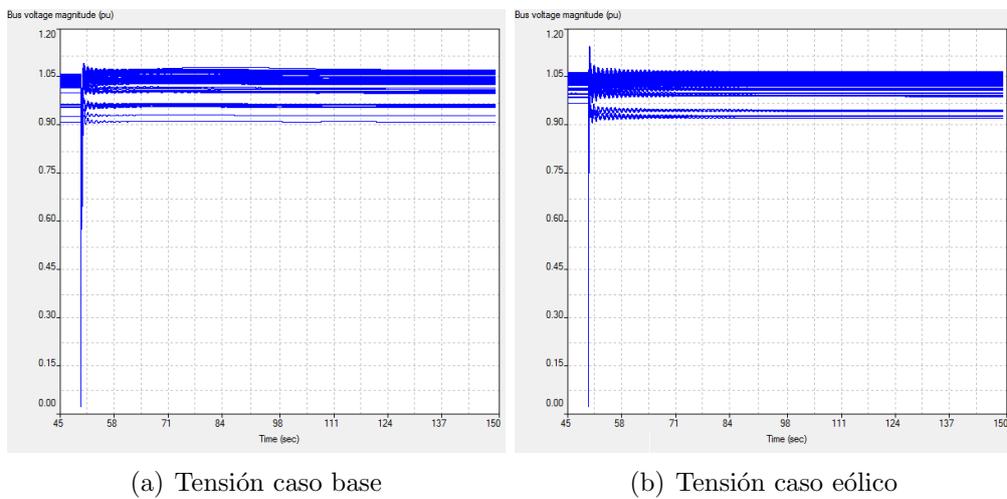


Figura D.18: Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo

## D.4. Aplicación de la solución del caso base en el caso eólico

### D.4. Aplicación de la solución del caso base en el caso eólico

#### D.4.1. Contingencia 1: SC5-ME5

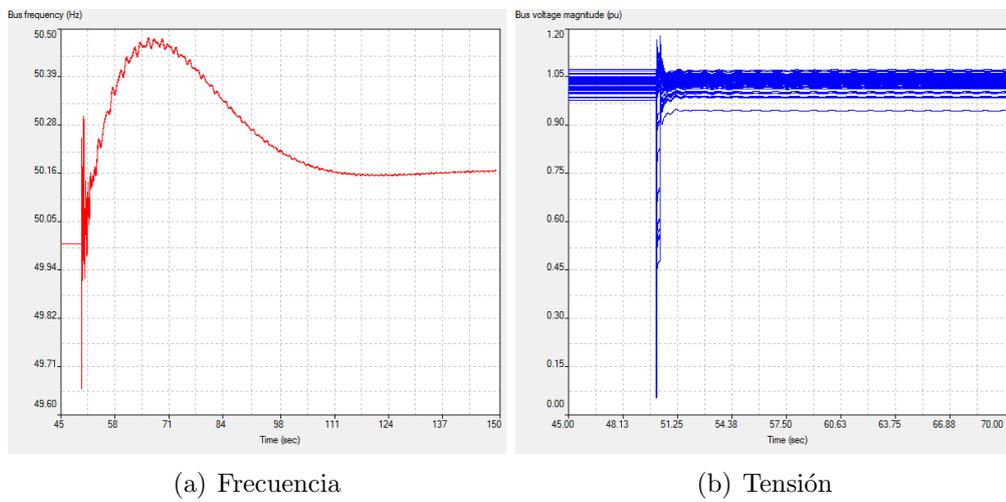


Figura D.19: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario máximo invierno

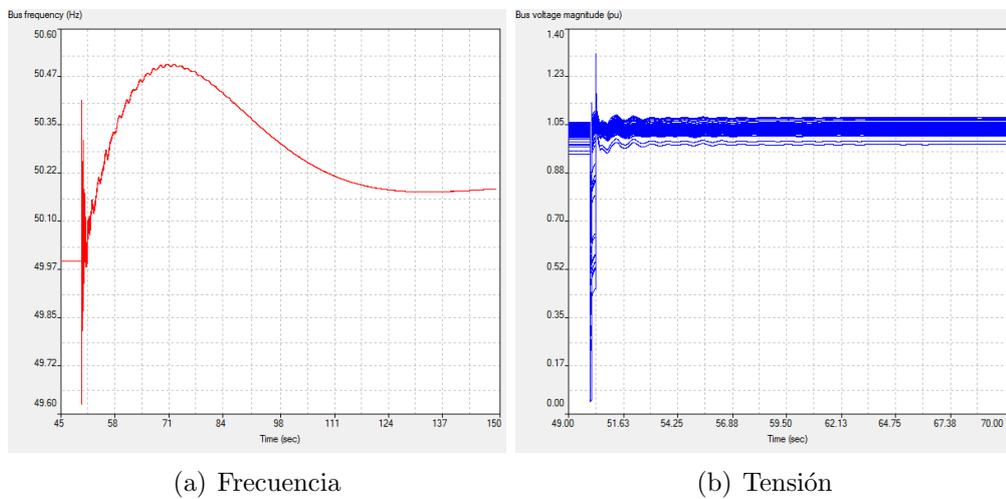


Figura D.20: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario máximo verano

## Apéndice D. Gráficos

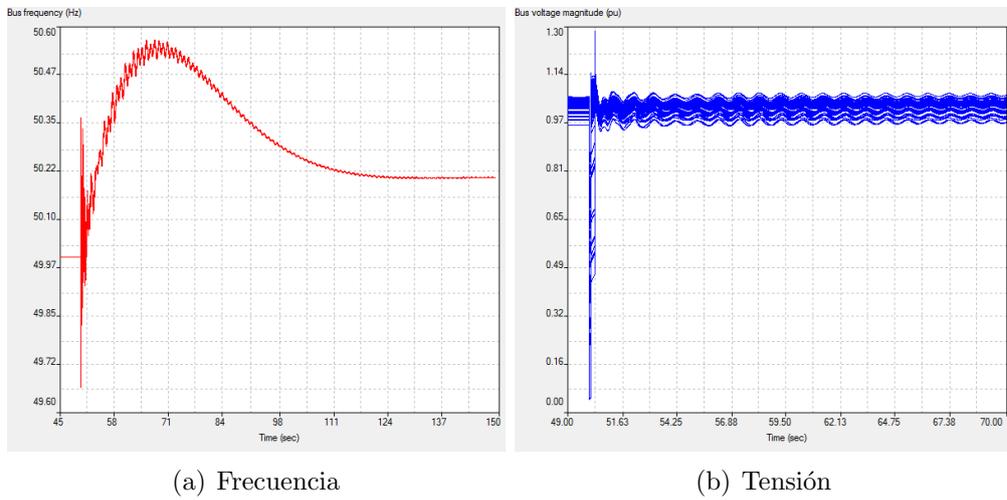


Figura D.21: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario mínimo

### D.4.2. Contingencia 2: SJA-PAL

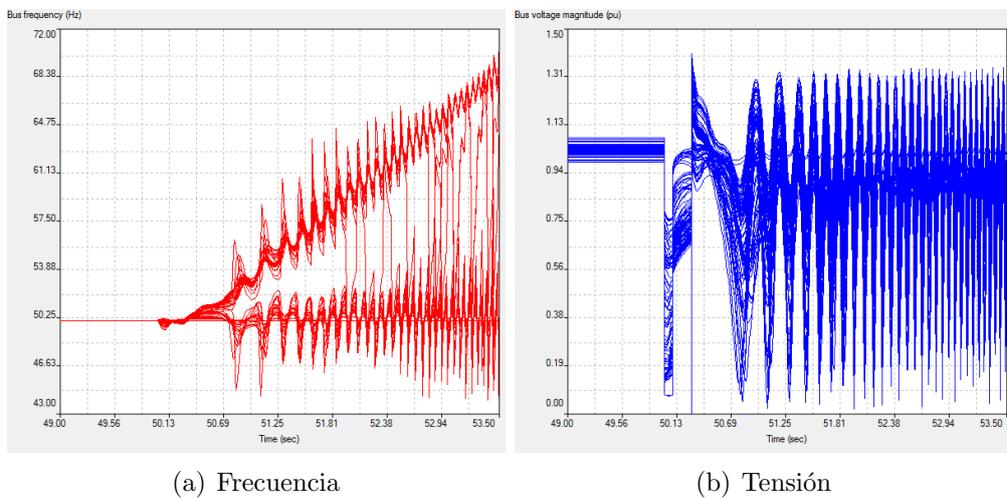


Figura D.22: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario máximo invierno

#### D.4. Aplicación de la solución del caso base en el caso eólico

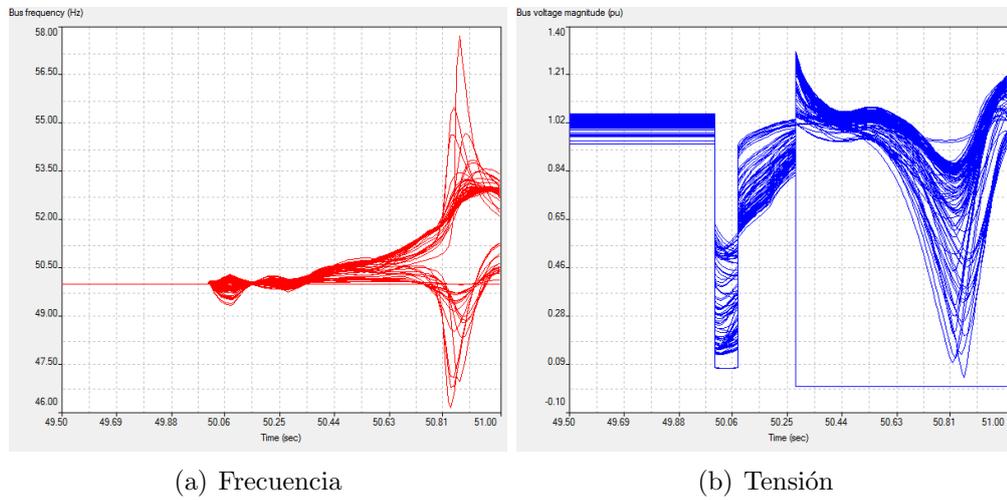


Figura D.23: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario máximo verano

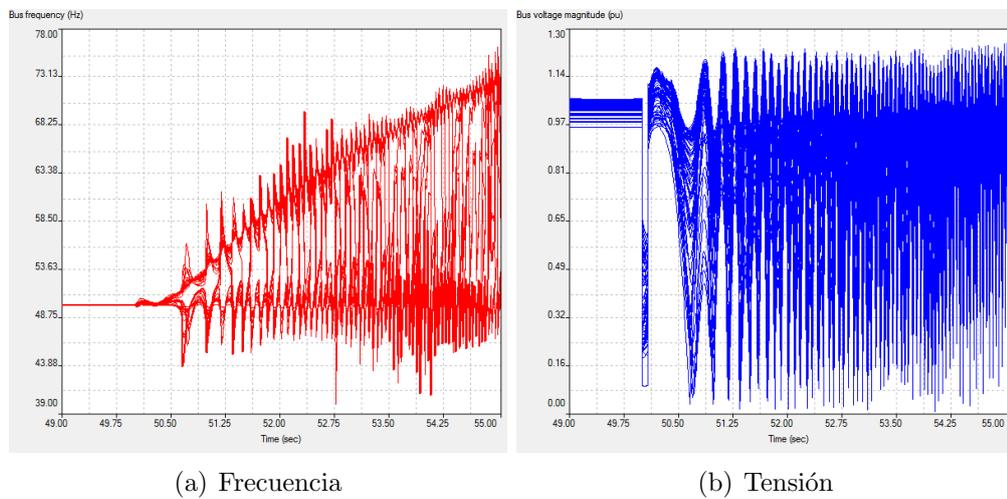


Figura D.24: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario mínimo

## Apéndice D. Gráficos

### D.4.3. Contingencia 3: MI5-SC5

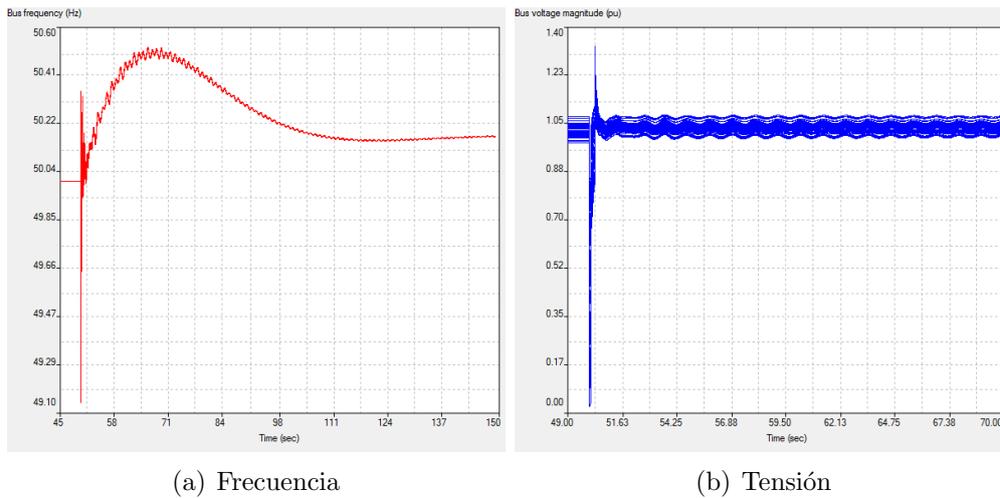


Figura D.25: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario máximo invierno

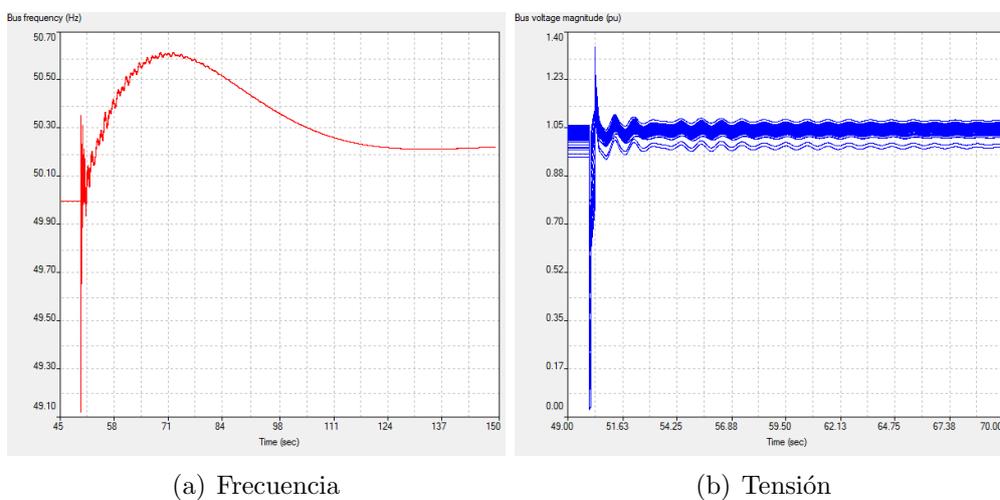


Figura D.26: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario máximo verano

#### D.4. Aplicación de la solución del caso base en el caso eólico

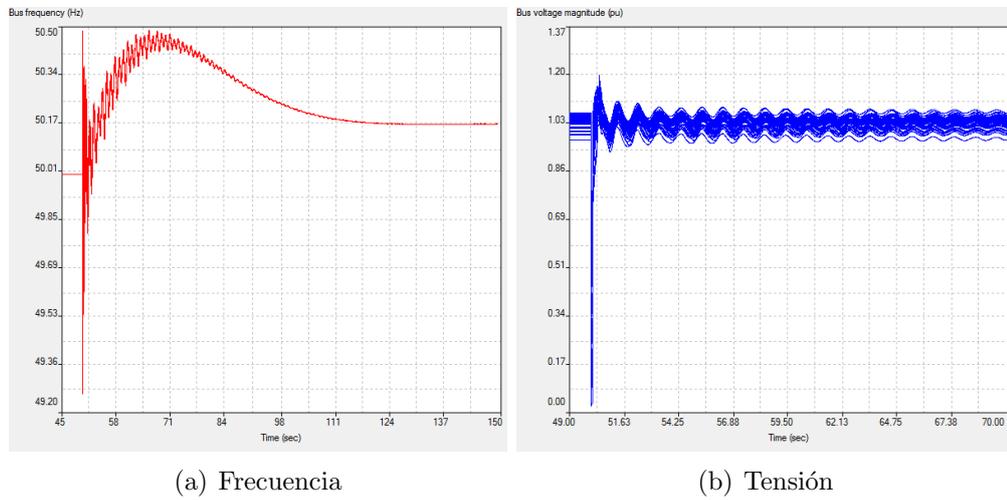


Figura D.27: Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario mínimo



# Apéndice E

## Archivos de contingencia simulada en TSAT

En este apéndice, se presentan los archivos de contingencia utilizados para desarrollar la protección sistémica en las simulaciones realizadas en TSAT. En los mismos se muestra la descripción de la simulación de las tres contingencias y los disparos de carga, generación, shunt y líneas realizados según sea el caso de estudio.

### E.1. Contingencia 1: SC5-ME5

#### E.1.1. Descripción

Simulation 150,0 Seconds  
At Time 50, Seconds  
Three Phase Fault On Line ;90480 ;90700 ;1 50,  
After 4, Cycles  
Clear Three Phase Fault On Line At Near End  
Clear Three Phase Fault On Line At Far End

#### E.1.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno

##### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/CME  
Outage Bus ;904800  
Nomore  
END

## Apéndice E. Archivos de contingencia simulada en TSAT

### Caso Eólico

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/CME
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,
/Disparo de shunt
/ CME
Disconnect All Shunt ;904801
Nomore
END
```

### E.1.3. Acciones correctivas escenario máximo verano

#### Caso Base

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/CME
Outage Bus ;904800
/Disparo de shunt
/ CME
Disconnect All Shunt ;904801
Nomore
END
```

#### Caso Eólico

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/CME
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,
/Disparo de shunt
/CME
```

## E.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

Disconnect All Shunt ;904801  
Nomore  
END

### E.1.4. Acciones correctivas escenario mínimo

#### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/CME  
Outage Bus ;904800  
/Disparo de shunt  
/CME  
Disconnect All Shunt ;904801  
/Disparo de lineas  
/MI5-SC5 Remove Line ;90300 ;90700 ;1  
Nomore  
END

#### Caso Eólico

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/CME  
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
/Disparo de shunt  
/CME  
Disconnect All Shunt ;904801  
Nomore  
END

## E.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

### E.2.1. Descripción

Simulation 150,0 Seconds  
At Time 50, Seconds  
Remove Line ;90080 ;90500 ;1

## Apéndice E. Archivos de contingencia simulada en TSAT

Three Phase Fault On Line ;90080 ;90500 ;2 50,  
After 4, Cycles  
Clear Three Phase Fault On Line At Near End  
Clear Three Phase Fault On Line At Far End

### E.2.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno

#### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de shunt  
/MVA  
Disconnect Switched Shunt ;95104  
Disconnect Switched Shunt ;95101  
/MVB  
Disconnect All Shunt ;98201  
/Disparo de líneas  
/PAL-MVA  
Remove Line ;90100 ;90500 ;1  
/MVI-SCA  
Remove Line ;90300 ;90700 ;1  
/SCA-CME  
Remove Line ;90480 ;90700 ;1  
/Disparo de carga  
/CME  
Outage Bus ;904800  
/MVA  
Shed Load ;95102 ;1 100, 100, 100,  
/MVC  
Shed Load ;95210 ;1 100, 100, 100,  
/MVL  
Shed Load ;95120 ;1 100, 100, 100,  
/SVA  
Shed Load ;95630 ;1 100, 100, 100,  
/ROC  
Shed Load ;95760 ;1 100, 100, 100,  
/MAL  
Shed Load ;95730 ;1 100, 100, 100,  
/MVN  
Outage Bus ;92110  
/MVR  
Outage Bus ;92350  
Outage Bus ;92360  
/MVF  
Outage Bus ;92310

## E.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

```
/MVH  
Outage Bus ;92330  
/MVK  
Outage Bus ;92340  
/SOL  
Outage Bus ;92380  
/PIE  
Outage Bus ;92280  
/MVD  
Outage Bus ;92220  
Outage Bus ;92230  
/MVA  
Outage Bus ;95102  
Nomore  
END
```

### Caso Eólico

```
After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/MVG  
Shed Load ;96320 ;1 100, 100, 100,  
/MVJ  
Shed Load ;95270 ;1 100, 100, 100,  
/CME  
Outage Bus ;904800  
/MVF  
Shed Load ;96310 ;1 100, 100, 100,  
Shed Load ;95310 ;1 100, 100, 100,  
/Disparo de shunt  
/MVA  
Disconnect Switched Shunt ;95104  
Disconnect All Shunt ;95101  
/MVB  
Disconnect All Shunt ;98201  
/SCA  
Disconnect Switched Shunt ;95700  
/CRI  
Disconnect Switched Shunt ;92401  
/Disparo de generadores  
/ Eolico Fingano  
Disconnect Generator ;92780 ;FI  
Nomore  
END
```

## Apéndice E. Archivos de contingencia simulada en TSAT

### E.2.3. Acciones correctivas escenario máximo verano

#### Caso Base

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/CME
Outage Bus ;904800
/ Disconnect Switched Shunt ;904801
/SOL
Shed Load ;95380 ;1 100, 100, 100,
/SVA
Outage Bus ;92630
/MVA
Shed Load ;92100 ;LA 100, 100, 100,
Shed Load ;95102 ;1 100, 100, 100,
/MVD
Outage Bus ;92220
Outage Bus ;92230
/MVN
Outage Bus ;92110
/MVR
Outage Bus ;92350
Outage Bus ;92360
/MVF
Outage Bus ;92310
/MVH
Shed Load ;95330 ;1 100, 100, 100,
/MVK
Shed Load ;95340 ;1 100, 100, 100,
/Disparo de shunt
/MVA
Disconnect All Shunt ;95101
Disconnect All Shunt ;95104
/MVB
Disconnect All Shunt ;98201
/SCA
Disconnect All Shunt ;95700
Nomore
END
```

#### Caso Eólico

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/MVA
```

## E.2. Contingencia 2: SJ5-PA5

Shed Load ;92100 ;LA 100, 100, 100,  
/MVN  
Shed Load ;95110 ;1 100, 100, 100,  
/CME  
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
Nomore  
END

### E.2.4. Acciones correctivas escenario mínimo

#### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/CME  
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
Nomore  
END

#### Caso Eólico

After 10, Cycles  
/Aislamiento de Argentina  
/500KV SJA  
Outage Bus ;90080  
/500KV SGU  
Outage Bus ;90000  
/Disparo de generacion  
Disconnect Generator ;92064 ;P2 /Palomas2  
Disconnect Generator ;95062 ;PA /Palomas  
Disconnect Generator ;95970 ;PA /Pampa  
Disconnect Generator ;92593 ;VP /Viento de Pastorales  
Disconnect Generator ;92594 ;CA /Cardonal  
Disconnect Generator ;92594 ;AS /Astidey

## Apéndice E. Archivos de contingencia simulada en TSAT

```
Disconnect Generator ;95150 ;CA /Colonia Arias
Disconnect Generator ;95421 ;VA /Valentines
Disconnect Generator ;92171 ;TU /Kiyú
Disconnect Generator ;92810 ;PO /Polesine
Disconnect Generator ;92910 ;LR /Luz de Rio
Disconnect Generator ;95910 ;LM /Luz de Mar
Disconnect Generator ;95910 ;LL /Luz de Loma
Disconnect Generator ;92611 ;AS /Artilleros
Disconnect Generator ;92800 ;AL /Aguas Leguas
Disconnect Generator ;92560 ;PA /Palmatir
Disconnect Generator ;92780 ;FI /Fingano
Nomore
END
```

### E.3. Contingencia 3: MI5-SC5

#### E.3.1. Descripción

```
Simulation 150,0 Seconds
At Time 50, Seconds
Three Phase Fault On Line ;90300 ;90700 ;1 50,
After 4, Cycles
Clear Three Phase Fault On Line At Near End
Clear Three Phase Fault On Line At Far End
```

#### E.3.2. Acciones correctivas escenario máximo invierno

##### Caso Base

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
/ CME
Outage Bus ;904800
Nomore
END
```

##### Caso Eólico

```
After 10, Cycles
/Disparo de carga
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,
After 3, Cycles
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,
```

### E.3. Contingencia 3: MI5-SC5

After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
Nomore  
END

#### E.3.3. Acciones correctivas escenario máximo verano

##### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/ CME  
Outage Bus ;904800  
/ BIF  
Outage Bus ;95710  
/ PAZ  
Outage Bus ;95720  
/ MIN  
Outage Bus ;95820  
/Disparo de shunt  
/ CME  
Disconnect All Shunt ;904801  
Nomore  
END

##### Caso Eólico

After 10, Cycles  
/Disparo de carga  
/ CME  
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
Nomore  
END

#### E.3.4. Acciones correctivas escenario mínimo

##### Caso Base

After 10, Cycles  
/Disparo de carga

## Apéndice E. Archivos de contingencia simulada en TSAT

```
/ CME  
Shed Load ;904800 ;C1 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C2 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C3 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C4 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C5 100, 100, 100,  
After 3, Cycles  
Shed Load ;904800 ;C6 20, 20, 20,  
Nomore  
END
```

Caso Eólico

After 10, Cycles

# Referencias

- [1] [www.energiaeolica.gub.uy](http://www.energiaeolica.gub.uy)
- [2] <http://portal.ute.com.uy/institucional/generacion-privada>
- [3] Encuentro de Operadores UTE 2015 “*Situación Actual - Sistema Interconectado Nacional*”. Octubre 2015.
- [4] Curso de Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia (ESEP) “*Sistemas de Protección, Estabilidad en frecuencia*”. UDELAR-FING-IIE, 2014
- [5] P. Kundur, “*Power System Stability and Control*”. McGraw-Hill Inc, 1994
- [6] Corporación “CENACE” “*Operación de sistemas eléctricos de potencia*”. Fundación Universidad Nacional de San Juan Instituto de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador, Julio del 2001.
- [7] Pablo Ledesma “*Regulación de potencia y frecuencia*”. Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [8] B.M.Weedy, B.J.Cory, N. Jenkins, J.B.Ekanayake, G.Strbac “*Electric Power System Fifth edition*”. Wiley, 2012.
- [9] Fernando Berrutti “*Descripción general del funcionamiento electro-mecánico de un aerogenerador*”. Curso Generación eólica 2014.
- [10] Fernando Berrutti “*Generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG). Reducción dinámica en regimen de operación normal*”. Curso Generación eólica 2014.
- [11] Gerardo Otero, Fernando Fontana, Michel Artenstein, Graciela Calzolari, Freddy Rabin, Carlos Alonso, Eduardo Penza, David Bonjour, Alvaro Musetti, Fabio Añon, Fredy Sanchez, Nicolas Yedrzejewski “*Criterios de Estudios de Estabilidad Transitoria*”. DPE-PLA-TRA, Rev 02, Agosto 2008.
- [12] “*Convenio de Uso*”. Central Generadora Parque Eólico Florida II, Glymont S.A.
- [13] Julián Malcón, Nicolás Yedrzejewski, Ashok Balasubramanian, Rameez Syed, Sai Krishna Raghupathula “*Implementing a Country-Wide Modular Remedial Action Scheme in Uruguay*”. Revised edition released October 2015.
- [14] P. Pena, M. Artenstein, A. Pizzini, R. Poses “*Sistema interconectado Uruguayo*”. UTE Gerencia Sector Estudios y Proyectos, 03 2011, REV C, G318
- [15] Angelov “*Dynamic Models Package Standard-1*”. GMB Dynamic Models for PSS Software Product Suite, Siemens, Revision 1.7, October 2012
- [16] Siemens Energy, Inc. “*Program Application Guide*”. PSSE 32.1, Volumen II, 2010.
- [17] WECC “*WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide*”. August 2010.
- [18] UNED “*Regulación control y protección de los alternadores*”. Febrero 2008.



# Abreviaturas

*AG* Aerogenerador  
*AGC* Automatic generation control  
*CIGRE* Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas Mundiales  
*CTM* Comisión Técnica Mixta  
*CTR* Central Térmica de Respaldo  
*DAC* Disparo automático de carga  
*DAG* Disparo automático de generación  
*DFIG* Doubly Fed Induction Generator  
*DSATools* Dynamic Security Assessment Tools  
*f.m.m.* fuerza magnetomotriz  
*GSC* Grid Side Converter  
*MSC* Machine Side Converter  
*PE* Parque eólico  
*PSAT* Powerflow and Short circuit Analysis Tool  
*PSP* PSAT Project  
*RAS* Remedial Action Scheme  
*RPF* Regulación Primaria de Frecuencia  
*RSF* Regulación Secundaria de Frecuencia  
*SEP* Sistema eléctrico de potencia  
*SIN* Sistema interconectado nacional  
*TSAT* Transient Security Assessment Tool  
*UTE* Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas  
*VSC* Voltage Source Converter  
*WECC* Western Electricity Coordinating Council



# Índice de tablas

4.1. Potencia demandada en los tres escenarios de estudio . . . . .	26
4.2. Generación en caso base en los tres escenarios de estudio . . . . .	27
4.3. Generación en caso eólico en los tres escenarios de estudio . . . . .	27
4.4. Modelado dinámico de los generadores utilizados en las simulaciones	28
5.1. Acciones realizadas en la contingencia 1 en los casos de estudio . .	34
5.2. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso base . . . . .	34
5.3. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso eólico . . . . .	34
5.4. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso base . . . . .	37
5.5. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso eólico . . . . .	37
5.6. Acciones realizadas en la contingencia 2 en los casos de estudio . .	38
5.7. Acciones simuladas en la contingencia 3 en los casos de estudio . .	41
5.8. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso base . . . . .	41
5.9. Magnitudes de tensión y frecuencia correspondientes al estado post- falta, caso eólico . . . . .	41
5.10. Diferencia de potencia transportada en el estado prefalta de las líneas de 500 kV que salen de servicio debido a la contingencia . .	44
5.11. Resultado obtenido al aplicar el caso base en el caso eólico . . . . .	45
B.1. Parámetros del modelado WT4G . . . . .	53
B.2. Parámetros del modelado WT4E . . . . .	55
C.1. Denominación de las barras de 150 kV y 500 kV . . . . .	57



# Índice de figuras

2.1. Circuito utilizado para el estudio de estabilidad, modelo eléctrico equivalente y diagrama fasorial . . . . .	8
2.2. Curva PV para el sistema de la figura 2.1. Con $P_{Rmax} = E_s^2/X$ [5]	10
2.3. Curva QV para el sistema de la figura 2.1 [5] . . . . .	11
2.4. Relación frecuencia - potencia mecánica de generadores con regulación primaria [7] . . . . .	13
2.5. Relación frecuencia - potencia mecánica de generadores con regulación secundaria [7] . . . . .	13
2.6. Comportamiento de la potencia eléctrica consumida por la carga en función del ángulo del rotor de la máquina para el sistema previo a la falta, durante la falta y post falta [8] . . . . .	15
2.7. Fuerza magnetomotriz generada por los flujos campos rotóricos y estáticos [8] . . . . .	16
3.1. Configuración posible de red interna de un parque eólico . . . . .	18
3.2. Tipos de aerogenerador de velocidad variable . . . . .	19
3.3. Configuración posible del aerogenerador full converter y su conexión a la red . . . . .	20
3.4. Configuración posible del aerogenerador DFIG y su conexión a la red	20
3.5. Modelado dinámico del AG tipo DFIG y FC . . . . .	22
5.1. Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario de máximo invierno al ocurrir la contingencia 1: SC5-ME5 . . . . .	32
5.2. Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario máximo invierno al ocurrir la contingencia SJ5-PA5 .	35
5.3. Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV en el caso base del escenario máximo invierno al ocurrir la contingencia MI5-SC5 .	39
5.4. Comportamiento de la tensión en caso base y caso eólico aplicando las mismas acciones correctivas . . . . .	42
5.5. Comportamiento de la tensión en la barra RME en 150 kV controlada por el parque eólico Artilleros mediante consigna de tensión .	42
5.6. Respuesta de la frecuencia para el caso base y el caso eólico frente al deslastre de 500 MW de carga . . . . .	43
A.1. Red de transmisión planificada para el 2017 considerando la generación eólica . . . . .	51
B.1. Diagrama de bloques del WT4G . . . . .	54
B.2. Diagrama de bloques del WT4E [16] . . . . .	56
D.1. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno . . . . .	60

## Índice de figuras

D.2. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno . . . . .	60
D.3. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	61
D.4. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	61
D.5. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	62
D.6. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 1 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	62
D.7. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario de máximo invierno . . . . .	63
D.8. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno . . . . .	63
D.9. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	64
D.10. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	64
D.11. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	65
D.12. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 2 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	65
D.13. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno . . . . .	66
D.14. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo invierno . . . . .	66
D.15. Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	67
D.16. Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario máximo verano . . . . .	67

D.17.Frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	68
D.18.Tensión en barras de 150 kV y 500 kV luego de las acciones correctivas frente a la contingencia 3 en el caso base y caso eólico del escenario mínimo . . . . .	68
D.19.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario máximo invierno . . . . .	69
D.20.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario máximo verano . . . . .	69
D.21.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 1 en el escenario mínimo . . . . .	70
D.22.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario máximo invierno . . . . .	70
D.23.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario máximo verano . . . . .	71
D.24.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 2 en el escenario mínimo . . . . .	71
D.25.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario máximo invierno . . . . .	72
D.26.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario máximo verano . . . . .	72
D.27.Tensión y frecuencia en barras de 150 kV y 500 kV aplicando la solución del caso base en el caso eólico para la contingencia 3 en el escenario mínimo . . . . .	73



