UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

VALPARAÍSO – CHILE

“IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DINÁMICOS DE PLANTAS EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS APLICADOS AL ALGORITMO DE FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA”

GONZALO ANDRÉS GALLARDO RODRÍGUEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA.

PROFESORES GUÍA: IGNACIO ANTONIO CALLE

VÍCTOR HINOJOSA MATEUS

NOVIEMBRE – 2018

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a la Beba, Toño, Negrito, Tía Caro y abuelita Juana. Este logro es parte de ustedes.

A toda mi familia, por su cariño y apoyo incondicional que me permitió llegar a esta instancia. Gracias por perdonar mis ausencias a lo largo de estos últimos años.

A mis amigos en Santiago y Valparaíso, en especial a mis compañeros de clase con los que trabajamos y compartimos muchos momentos.

RESUMEN

En los sistemas de potencia, el despacho de energía es efectuado según un criterio de optimización económica, cumpliendo con las restricciones de seguridad que exige la regulación de cada país. Sin embargo, dicho proceso no incluye necesariamente las condiciones asociadas a la operación en tiempo real, por lo que el despacho obtenido debe ser verificado mediante la simulación de la dinámica del sistema. El flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria (TSC-OPF, por sus siglas en inglés) es un algoritmo de optimización que incluye las restricciones de estabilidad transitoria dentro de la formulación del problema. De esta forma, la dinámica del sistema es considerada dentro del proceso de optimización.

El desarrollo de este trabajo se basa en la tesis de doctorado del profesor Dr. Ignacio Calle [1]. En dicho documento, la formulación del TSC-OPF considera la ocurrencia de un cortocircuito trifásico simulado mediante las ecuaciones algebraico-diferenciales que gobiernan la dinámica del sistema. En el planteamiento del problema se incluye la representación en dos ejes de la máquina sincrónica, así como también un enlace de alta tensión en corriente continua (HVDC, por sus siglas en inglés). Esta memoria presenta una propuesta para incluir la dinámica de plantas eólicas y fotovoltaicas al algoritmo TSC-OPF, extendiendo con ello el alcance del trabajo previo.

Con la finalidad considerar un parque eólico en el TSC-OPF, se estudia la dinámica y esquema de control de una unidad generadora eólica del tipo doblemente alimentada (DFIG, por sus siglas en inglés), que incluye el uso de la protección tipo *crowbar*. Posteriormente, el parque en su totalidad es representado mediante un régimen de operación predeterminado durante falla (FRT, por sus siglas en inglés), basado en un modelo tipo bloque de potencia controlado. Ambos modelos son comparados mediante el resultado obtenido por el TSC-OPF.

La representación de una planta fotovoltaica en el TSC-OPF es efectuada mediante un modelo tipo FRT, el que a su vez depende de la magnitud de la tensión en barras en el punto de interconexión. Dicho FRT es de similares características al utilizado para modelar un parque eólico. El impacto de la planta fotovoltaica sobre el TSC-OPF es analizado mediante la comparación con el costo obtenido al ejecutar un flujo de potencia óptimo (OPF, por sus siglas en inglés).

ABSTRACT

In power systems, the dispatch of energy is carried out according to an economic optimization criteria, complying with security constraints required by the regulation of each country. However, this process does not necessarily include the conditions associated with the operation in real time, so the dispatch obtained must be verified by simulating the dynamics of the system. The transient stability constrained optimal power flow (TSC-OPF) is an optimization algorithm that includes transient stability constraints within the formulation of the problem. In this way, the dynamics of the system is considered within the optimization process.

The development of this work is based on the PhD thesis of Professor Dr. Ignacio Calle [1]. In that document, the formulation of the TSC-OPF considers the occurrence of a three-phase short circuit simulated by the algebraic-differential equations that govern the dynamics of the system. In this approach, the problem includes the representation in two axes of the synchronous machine, as well as a high voltage direct current (HVDC) link. This report presents a proposal to include the dynamics of wind and photovoltaic plants to the TSC-OPF algorithm, thus extending the scope of previous work.

In order to consider a wind farm in the TSC-OPF, the dynamics and control scheme of a doubly-fed induction generator (DFIG) is studied, which includes the use of a crowbar protection. Subsequently, the complete wind farm is represented by a so called *fault ride through* (FRT) scheme, based on a power block-type model of the farm. Both models are compared by the result obtained by the TSC-OPF.

The representation of a photovoltaic plant in the TSC-OPF is carried out by means of a FRT model, which is defined by the magnitude of the bus voltage at the interconnection point. This FRT model has similar characteristics to that used to model a wind farm. The impact of the photovoltaic plant on the TSC-OPF is analyzed by comparing it with the cost obtained by executing an optimal power flow (OPF).

NOMECLATURA

Acrónimos:

OPF	Flujo de potencia óptimo (*Optimal power flow*).
TSC-OPF	Fujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria (*Transient stability constrained óptimal power flow*).
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado (*Doubly-fed induction generator*).
HVDC	Alta tensión en sistema de corriente conínua (*High voltage direct current*).
FRT	Régimen de operación en estado de falla (*Fault ride through*)
GC	Código de red (*Grid code*).
ERNC	Energía renovable no convencional.

Variables:

P_{Gi}, P_{Di}	Potencia activa generada (G) y demandada (D) en la i-ésima barra del sistema, [p.u.].
Q_{Gi}, Q_{Di}	Potencia reactiva inductiva G y D en la i-ésima barra del sistema, [p.u.].
V_i	Magnitud de la tensión en la i-ésima barra del sistema, [p.u.].
α_i	Ángulo de la tensión en la i-ésima barra del sistema, [rad].
I_{mn}	Corriente a través de una línea de transmisión equivalente ubicada entre las barras m y n del sistema, [p.u.].
I_{Gi}	Magnitud de la corriente inyectada por el generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].
φ_i	Ángulo de la corriente inyectada por el generador síncrono i-ésimo del sistema, [rad].
$\Delta\omega_{rw}$	Deslizamiento del generador eólico DFIG, [p.u.].
E'_{di}, E'_{qi}	Tension detrás de la reactansia transitoria en ejes directo (d) y en cuadratura (q) del generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].

E'_{Dw}, E'_{Qw}	Tension detrás de la reactansia transitoria en ejes real (D) e imaginario (Q), en un marco de referencia síncrono, del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
I_{di}, I_{qi}	Corriente en ejes d y q inyectados por el generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.]
I_{Dw}, I_{Qw}	Corriente en ejes D y Q inyectados por el generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
V_{Dw}, V_{Qw}	Tension en ejes D y Q en terminales del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
δ_i	Ángulo de carga del generador síncrono i-ésimo del sistema, [rad].
δ_{COI}	Ángulo de carga equivalente del centro de inercia del sistema, [rad].
P_{mi}, P_{eli}	Potencia mecánica del eje (P_m) y potencia eléctrica inyectada (P_{el}) por el generador i-ésimo del sistema, [p.u.].
T_{mi}, T_{eli}	Torque mecánico y eléctrico, asociados a las variables P_{mi} y P_{eli} , del generador i-ésimo del sistema, [p.u.].

Parámetros:

Y_{ij}^{BUS}, θ_{ij}^{BUS}	Magnitud [p.u.] y ángulo [rad] del elemento *ij*-ésimo de la matriz de admitancia de barras del sistema.
Y_{ij} , θ_{ij}	Magnitud [p.u.] y ángulo [rad] del elemento *ij*-ésimo de la matriz de admitancia reducida del sistema.
ω_0	Frecuencia de la tensión en terminales del estator del generador eólico DFIG, [rad/s].
T'_o	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en terminales de estator del generador eólico DFIG, [s].
r_{rw}	Resistencia del rotor del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
x_{sw}	Reactancia del estator del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
x'_{sw}	Reactancia transitoria del estator del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].
l_{mw}	Inductancia mutua del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [p.u.].

r_{ai}	Resistencia equivalente de la armadura del generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].
x_{di}, x_{qi}	Reactancia en ejes directo (*d*) y cuadratura (*q*), del generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].
x'_{di}, x'_{qi}	Reactancia transitoria en ejes *d* y *q* del generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].
T'_{doi}, T'_{qoi}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en ejes d y q del generador síncrono i-ésimo del sistema, [s].
H_i	Constante de inercia del generador i-ésimo del sistema [s].
D_i	Constante de amortiguamiento del generador síncrono i-ésimo del sistema, [p.u.].
K_{bw}	Constante de transformación para el cálculo de la razón de velocidades λ del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [s/rad].
u_w	Velocidad del viento en el estado de pre-falla del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [m/s].
K^w_{ptrq}, K^w_{itrq}	Constante proporcional (p) e integral (i) del controlador de torque de la turbina del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema.
τ_{pcw}	Constante de tiempo de retardo en la actuación del controlador de torque del generador eólico DFIG w-ésimo del sistema, [s].

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: Introducción 13

1.1 Motivación 13

1.2 Propósito y objetivos 14

1.3 Estructura de la memoria 15

CAPÍTULO 2: Revisión de la literatura 16

2.1 Estabilidad transitoria 16

2.2 Métodos numéricos para la solución del problema de estabilidad transitoria 20

2.3 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria 22

2.3.1 Planteamiento del TSC-OPF mediante el método tradicional 23

CAPÍTULO 3: Modelamiento de un parque eólico y su implementación a algoritmo TSC-OPF 28

3.1 Introducción 28

3.1.1 Generador eólico de velocidad fija 30

3.1.2 Generador eólico con control de velocidad limitada 31

3.1.3 Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia reducida 31

3.1.4 Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia elevada 33

3.2 Modelamiento del generador eólico para estudios de estabilidad transitoria 34

3.2.1 Ecuaciones de la máquina de inducción para estudios de estabilidad transitoria 35

3.2.2 Esquema de control del generador eólico DFIG para estudios de estabilidad transitoria 38

3.2.3 Esquema de control de turbina del generador eólico DFIG 39

3.2.4 RSC del generador eólico DFIG 41

3.2.5 Control de potencia generador eólico DFIG 43

3.3 Modelamiento durante falla del generador eólico DFIG con protección tipo *crowbar* 45

3.4 Formulación del TSC-OPF considerando un parque eólico con protección tipo *crowbar* 46

3.4.1 Ecuaciones del TSC-OPF con la inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG y actuación de la protección tipo *crowbar* 47

3.5 Caso de estudio, sistema de 20 barras 56

3.5.1 Flujo de potencia óptimo 57

3.5.2 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria 58

3.5.3 Efecto del tiempo de conexión de la protección tipo *crowbar* y la resistencia adicional utilizada sobre el costo de operación 62

3.6 Análisis de resultados 64

CAPÍTULO 4: Inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG al algoritmo TSC-OPF mediante una representación en régimen de falla FRT 67

4.1 Introducción 67

4.2 FRT de un parque eólico de tecnología DFIG 68

4.3 Ecuaciones del TSC-OPF con inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG mediante un modelo FRT 72

4.4 Caso de estudio en sistema de 20 barras 75

4.4.1 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria 75

4.5 Caso de estudio en sistema IEEE de 118 barras 82

4.5.1 Comparativa OPF versus TSC-OPF en sistema de potencia IEEE 118 barras, con inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG 84

4.6 Análisis de resultados 87

CAPÍTULO 5: Inclusión de una planta fotovoltaica al algoritmo TSC-OPF mediante una representación en régimen de falla FRT 89

5.1 Introducción 89

5.2 Modelo genérico de una planta fotovoltaica para estudios de estabilidad transitoria 90

5.3 FRT simplificado de una planta fotovoltaica 93

5.4 Ecuaciones del TSC-OPF con la inclusión de una planta fotovoltaica mediante un modelo FRT simplificado 96

5.5 Caso de estudio en sistema IEEE de 118 barras 99

5.5.1 Comparativa entre un OPF versus TSC-OPF en un sistema de potencia IEEE 118 barras con inclusión de una planta fotovoltaica 101

5.6 Análisis de resultados 103

CAPÍTULO 6 105

6.1 Conclusiones generales 105

6.2 Trabajo futuro 107

Referencias 109

Anexo A 113

Anexo B 119

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia. 16

Fig. 2.2 Ejemplo de estabilidad transitoria en un sistema de potencia con cinco unidades síncronas. 19

Fig. 2.3 Ejemplo de inestabilidad angular en un sistema de potencia con cinco unidades síncronas. 19

Fig. 3.1 Curva típica del factor $\boldsymbol{CP(\lambda)}$ de una turbina eólica para un ángulo de pala $\boldsymbol{\beta}$ fijo. . 29

Fig. 3.2 Generador eólico de velocidad fija. 30

Fig. 3.3 Generador eólico con control de velocidad limitada. 31

Fig. 3.4 Esquema simplificado de un generador eólico tipo DFIG. 32

Fig. 3.5 Esquema de un generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala elevada. 33

Fig. 3.6 Esquema simplificado del control de un generador eólico DFIG. 39

Fig. 3.7 Control del Angulo de pala $\boldsymbol{\beta}$ (Blade pitch control en inglés)..... 40

Fig. 3.8 Control del comando de potencia activa a generar por el estator $\boldsymbol{Pscmd}$ 41

Fig. 3.9 Marco de referencia utilizado para el control de corriente del rotor, cuyo eje q se encuentra orientado con el fasor espacial de tensión del estator. 42

Fig. 3.10 Control de corriente en eje real del rotor $\boldsymbol{Idr}$, en el marco de referencia por campo orientado. 43

Fig. 3.11 Control de corriente en eje imaginario del rotor $\boldsymbol{Iqr}$, en el marco de referencia por campo orientado. 43

Fig. 3.12 Controlador de potencia activa y reactiva del generador eólico DFIG. 44

Fig. 3.13 Esquema trifásico simplificado del generador eléctrico DFIG con protección tipo crowbar. 45

Fig. 3.14 Sistema de prueba de 20 Barras para ejecutar el algoritmo TSC-OPF, ... 56

Fig. 3.15 OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras. 58

Fig. 3.16 Ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema de prueba de 20 barras para un factor de carga de 0,5. 59

Fig. 3.17 Comparativa del costo de despacho de energía entre el OPF y el TSC-OPF, para el sistema de prueba de 20 barras. 60

Fig. 3.18 TSC-OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras. 61

Fig. 3.19 Análisis económico de las variables de ajuste de la planta eólica tipo DFIG..... 64

Fig. 4.1 Modelamiento de un parque eólico de tecnología DFIG como un bloque de inyección de potencia controlada. 70

Fig. 4.2 FRT idealizado del control de potencia activa inyectada por un parque eólico de tecnología DFIG, para cuatro valores distintos de $\boldsymbol{\Delta tFRT}$[s] 71

Fig. 4.3 FRT idealizado del control de potencia reactiva inductiva inyectada por un parque eólico de tecnología DFIG. 71

Fig. 4.4 TSC-OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras, con inclusión de generación eólica de tecnología DFIG mediante representación FRT. 76

Fig. 4.5 Comparativa del costo de la operación entre la aplicación de un modelo dinámico de la unidad DFIG y una representación tipo FRT. 77

Fig. 4.6 Diferencia en el costo de la operación obtenido por el TSC-OPF, entre la aplicación de un modelo de 3º orden y el modelo tipo FRT del parque eólico de tecnología DFIG. 78

Fig. 4.7 Costo total de operación obtenido en el algoritmo TSC-OPF en función de $\boldsymbol{\Delta tFRT}$ y el número total de generadores eólicos DFIG en el parque. Factor de carga igual a 1. 80

Fig. 4.8 Costo de operación del sistema en función del parámetro $\boldsymbol{\Delta tFRT}$, para distintos números de generadores eólicos DFIG (Ng) en el parque eólico. 81

Fig. 4.9 Sistema de prueba IEEE de 118 barras modificado, con el reemplazo de una unidad generadora en la barra 65 por un parque eólico de tecnología DFIG [1]. 83

Fig. 4.10 Tensión en la barra 65 del sistema IEEE de 118 barras. 83

Fig. 4.11 Comparativa entre OPF y TSC-OPF, para los 18 generadores síncronos del sistema IEEE de 118 Barras de la Fig. 4.9. 85

Fig. 4.12 Ángulos de carga de los generadores cercanos al punto de falla. Sistema IEEE 118 barras. 86

Fig. 4.13 Ángulos de carga de los generadores alejados al punto de falla. Sistema IEEE 118 barras. 87

Fig. 5.1 Curva tensión – corriente típica de un panel fotovoltaico para dos niveles de irradiancia, Irr 1 y Irr 2. 91

Fig. 5.2 Esquema de conexión típico de una planta fotovoltaica. 92

Fig. 5.3 LVRT para plantas fotovoltaicas utilizado en Alemania. 94

Fig. 5.4 FRT de potencia activa de la planta fotovoltaica aplicado en el sistema IEEE de 118 barras. 100

Fig. 5.5 FRT de potencia reactiva de la planta fotovoltaica aplicado en el sistema IEEE de 118 barras. 101

Fig. 5.6 Comparativa entre OPF y TSC-OPF con la inclusión de una planta fotovoltaica. Sistema IEEE de 118 barras. 102

Fig. A1 Potencia activa inyectada en terminales del DFIG (una unidad), en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares de 20 barras. 117

Fig. A2 Potencia reactiva inductiva inyectada en terminales del DFIG (una unidad), en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares de 20 barras. 118

Fig. A3 Tensión en terminales del parque eólico, en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras. 118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Tiempos de ejecución del TSC-OPF en sistema de 20 barras basado en las Islas Baleares. 62

Tabla 4.1 Tiempos de ejecución del TSC-OPF con modelo FRT, en sistema de 20 barras basado en las Islas Baleares. 79

Tabla 5.1 Comparativa OPF versus TSC-OPF en función de la potencia instalada de la planta fotovoltaica. 103

Tabla A1 Datos dinámicos de las unidades generadoras síncronas para el sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras. 113

Tabla A2 Datos económicos para el cálculo de la función de costo de las unidades generadoras del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras. 113

Tabla A3 Datos para el modelamiento dinámico de los generadores eólicos DFIG. 114

Tabla A4 Parámetros de modelamiento de las líneas del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras. 115

Tabla A5 Cargas nominales del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras 116

Tabla A6 Límites superiores e inferiores de las variables del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras. 116

Tabla B1 Datos económicos de los generadores síncronos del sistema IEEE de 118 barras.. 119

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Motivación

En los sistemas de potencia, el despacho de unidades generadoras es efectuado por el coordinador del sistema, entidad que vigila el cumplimiento de las restricciones de seguridad según las bases del mercado eléctrico presente en cada país. En el caso de mercados tipo pool, este despacho se obtiene al mínimo costo total de generación, siendo denominado despacho económico [2, 3].

La metodología para obtener el despacho económico requiere simular el sistema de potencia ante un escenario de demanda conocido, con el objetivo de obtener el despacho de generación y las variables eléctricas necesarias para la verificación de las restricciones de seguridad. Sin embargo, esta metodología efectúa simulaciones en régimen estacionario, sin considerar los eventos de duración transitoria que son relevantes para la operación en tiempo real. Lo anterior requiere efectuar una serie de verificaciones posteriores a la obtención del despacho, mediante el análisis del comportamiento dinámico del sistema. Obtener un despacho óptimo mediante un análisis separado no asegura un resultado óptimo o cercano al óptimo, por lo que resulta necesario obtener una metodología de optimización que considere las restricciones en conjunto [1, 4].

En un mercado eléctrico competitivo, las decisiones del coordinador eléctrico requieren de una metodología que debe abarcar cada vez más escenarios de operación, con el propósito de lograr una mayor aceptación por parte de los participantes del mercado. Para ello se debe incluir en la metodología de obtención del despacho los eventos adversos suficientes, desde el punto de vista operativo, que permitan cubrir un número

de contingencias razonable, lo cual se realiza convencionalmente bajo el criterio N-1 o N-2.

La obtención de un despacho económico con restricciones de seguridad en régimen estacionario es llamado un flujo de potencia óptimo (OPF, por sus siglas en inglés). Ante la necesidad de incluir las restricciones dinámicas al proceso de optimización, se han presentado en años recientes diversas investigaciones al respecto. En particular, la inclusión de las restricciones de estabilidad transitoria al OPF conforman el algoritmo llamado TSC-OPF.

Esta memoria es la continuación de la tesis de doctorado efectuado por el profesor Dr. Ignacio Calle [1]. En dicho trabajo se formuló una metodología para resolver un TSC-OPF, con la representación en ejes directo y en cuadratura de los generadores síncronos y la inclusión de la dinámica de un enlace HVDC, respondiendo a los principales requerimientos de un sistema de potencia típico. No obstante, y dada la creciente participación de generación renovable no convencional (ERNC) en el mercado, se origina la necesidad de incluir la dinámica de dicha fuente de generación al algoritmo TSC-OPF.

El presente trabajo otorga una propuesta para la inclusión de modelos dinámicos de plantas eólicas (PE) y fotovoltaicas (PV) al algoritmo TSC-OPF, siendo las principales fuentes de ERNC en tiempos presentes [5]. Esto permite no sólo acercase a un despacho óptimo efectuado por el coordinador eléctrico, sino que justifica mediante una formulación matemática la obtención de dichos valores, facilitando la aceptación del resultado por parte de los participantes del mercado eléctrico.

1.2 Propósito y objetivos

El propósito de esta tesis es efectuar un algoritmo TSC-OPF con la inclusión de los modelos dinámicos de PE y PV en un sistema de potencia de prueba, mediante la utilización del software GAMS de optimización de procesos [6].

Los objetivos específicos son:

- Revisión del estado del arte del fenómeno de estabilidad transitoria y del flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria (TSC-OPF)
- Elección de los modelos de PE y PV para su inclusión al algoritmo TSC-OPF.
- Complementar el estado actual del algoritmo TSC-OPF con los modelos de PE y PV elegidos.
- Ejecutar un TSC-OPF en sistemas de prueba y/o estandarizados IEEE con parámetros dinámicos disponibles.
- Analizar variables de ajuste de PE y PV que afecten la estabilidad transitoria y operación económica del sistema.
- Analizar técnica y económicamente el resultado del TSC-OPF y comparar dicho resultado con un OPF convencional.

1.3 Estructura de la memoria

La estructura del documento se basa en una organización por capítulos. El Capítulo 1 es una presentación del tema, donde se define la motivación, propósito y objetivos del trabajo. El Capítulo 2 es una revisión de la literatura tanto del fenómeno de estabilidad transitoria como del TSC-OPF, indicando además el trabajo previo sobre el que se basa este documento. Los capítulos 3, 4 y 5 se centran en la implementación de la dinámica de las plantas eólicas y fotovoltaicas al TSC-OPF mediante una formulación matemática que representa a dichas unidades. Finalmente, el Capítulo 6 resume las conclusiones generales del trabajo, indicando algunas recomendaciones sobre el trabajo futuro que se sugiere realizar.

CAPÍTULO 2

Revisión de la literatura

2.1 Estabilidad transitoria

El fenómeno de estabilidad en un sistema de potencia corresponde a un problema único. Sin embargo, la considerable cantidad de variables y fenómenos que afectan a dicha estabilidad obliga a una diferenciación que permita definir y clasificar los tipos de estabilidad que sean necesarios, pudiendo resolver este problema de forma práctica [7].

La estabilidad angular de un sistema de potencia es un problema ligado a la habilidad de mantener el sincronismo de los generadores síncronos, luego de haber ocurrido una perturbación en el sistema. Dependiendo de la severidad de dicha perturbación la estabilidad angular se clasifica en pequeña perturbación y gran perturbación, tal como se ilustra en la Fig. 2.1.

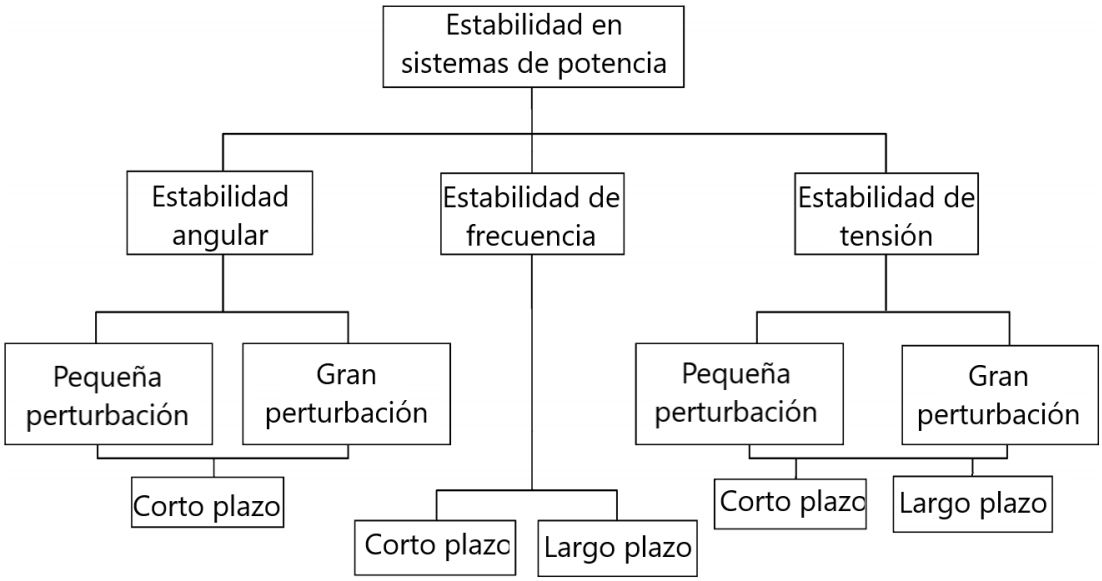

Fig. 2.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia.

La estabilidad angular de pequeña perturbación corresponde a un análisis efectuado cuando el sistema de potencia sufre una perturbación lo suficientemente leve como para linealizar las ecuaciones que rigen su comportamiento. Ejemplos de tales perturbaciones son los como cambios de tap en transformadores y la variación progresiva de carga, entre otras.

La estabilidad angular de gran perturbación es conocida típicamente como estabilidad transitoria, y está relacionada al problema de estabilidad angular cuando ocurre un evento de impacto considerable para el sistema, tales como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida importante de generación. El tiempo de interés para este tipo de problema es del orden de 3 a 5 [s], pero puede extenderse incluso a 20[s] para sistemas de potencia extensos y con gran número de generadores síncronos.

El fenómeno de estabilidad en sistemas de potencia ha sido observado desde hace aproximadamente un siglo, sin embargo, desde los años 1960 se ha aunado un especial esfuerzo en reconocer y trabajar la problemática de la estabilidad transitoria. Debido al gran impacto que este ocasiona en la calidad del servicio, los sistemas de potencia son operados y diseñados, entre otras, considerando dicha problemática. Es por ello que el desempeño de los programas de simulación utilizados para el análisis de la estabilidad es de gran importancia para la operación y control de los sistemas de potencia [8].

El problema de la estabilidad transitoria depende no solo de la magnitud de la perturbación que es analizada, sino del punto de operación inicial previo a la perturbación y de las acciones que son tomadas posteriormente. La inestabilidad puede presentarse como un modo local, asociado a un generador o a un grupo de generadores eléctricamente cercanos, o como oscilaciones de *inter-area,* asociados a modos de baja frecuencia, fenómeno que se ha observado en sistemas de potencia de tamaño considerable y es motivo por el cual el periodo de estudio puede extenderse a un tiempo de las decenas de segundos [8, 9, 10].

La forma en que es solucionado el problema de estabilidad transitoria es crítica y depende generalmente del tamaño, dispositivos y tecnología que están afectos al

planteamiento del problema para el tiempo de estudio que se desea analizar. Existen dos métodos principales para resolver la formulación matemática de la estabilidad:

- Mediante la función Lyapunov (método directo), cuyo criterio se basa en el cálculo de un valor escalar, como lo es el criterio de igualdad de área [11, 12].
- Mediante funciones en el tiempo (método tradicional), en la que se resuelven las ecuaciones algebraico-diferenciales que describen la dinámica del sistema [8].

Este trabajo es efectuado mediante el método tradicional, cuya precisión es superior al método directo, en el que se conservan las trayectorias de las variables de interés durante el periodo transitorio en estudio. Sin embargo, el planteamiento de las ecuaciones algebraico-diferenciales suelen ser un desafío y su solución exige una gran cantidad de recurso computacional, el cual depende de la cantidad de variables del problema.

La verificación de la estabilidad transitoria mediante el método tradicional requiere el cálculo de la trayectoria del ángulo de carga del centro de inercia del sistema δ_{COI} [13]. El criterio para definir la estabilidad depende de la posición relativa de los ángulos de carga de cada generador síncrono y δ_{COI}, variable que está vinculada al momento de inercia de dichas unidades. Si durante el periodo de estudio la totalidad de los ángulos de carga describen una trayectoria acotada y cercana δ_{COI}, se dice que el sistema es angularmente estable.

En el ejemplo de la Fig. 2.2 se ilustra un caso de estabilidad angular en un sistema que ha sufrido un cortocircuito de 200 [ms] de duración. En él se observa la clara tendencia del sistema en mantener el sincronismo, reflejado en una trayectoria acotada de todos los ángulos de carga de los generadores. Si alguno de los ángulos de carga se aleja indefinidamente de la banda centrada en δ_{COI}, se dice que el sistema ha perdido el sincronismo y por lo tanto no es angularmente estable, tal y como se ejemplifica en la Fig. 2.3

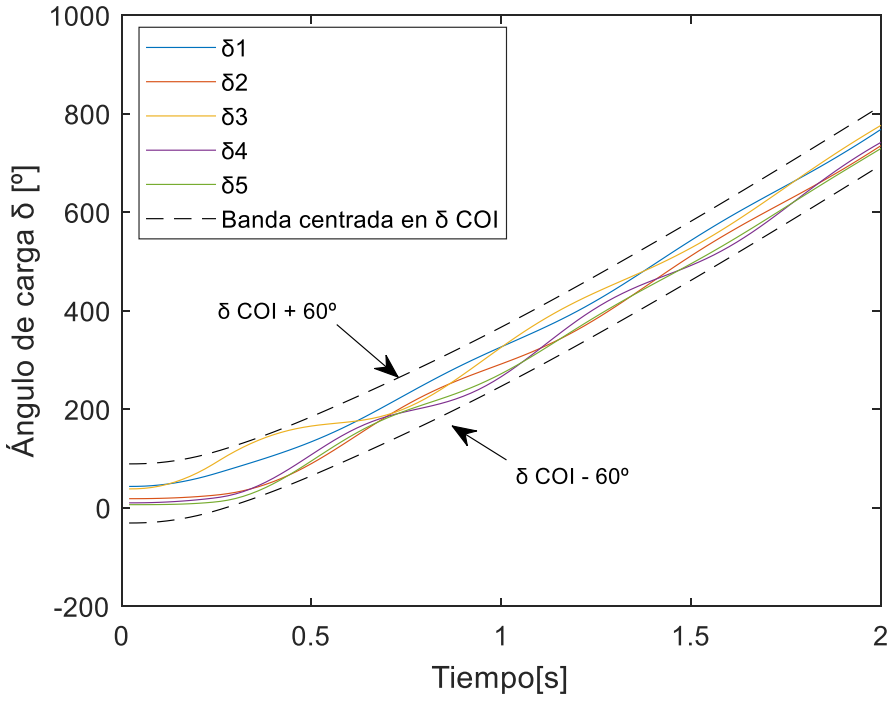

Fig. 2.2 Ejemplo de estabilidad transitoria en un sistema de potencia con cinco unidades síncronas.

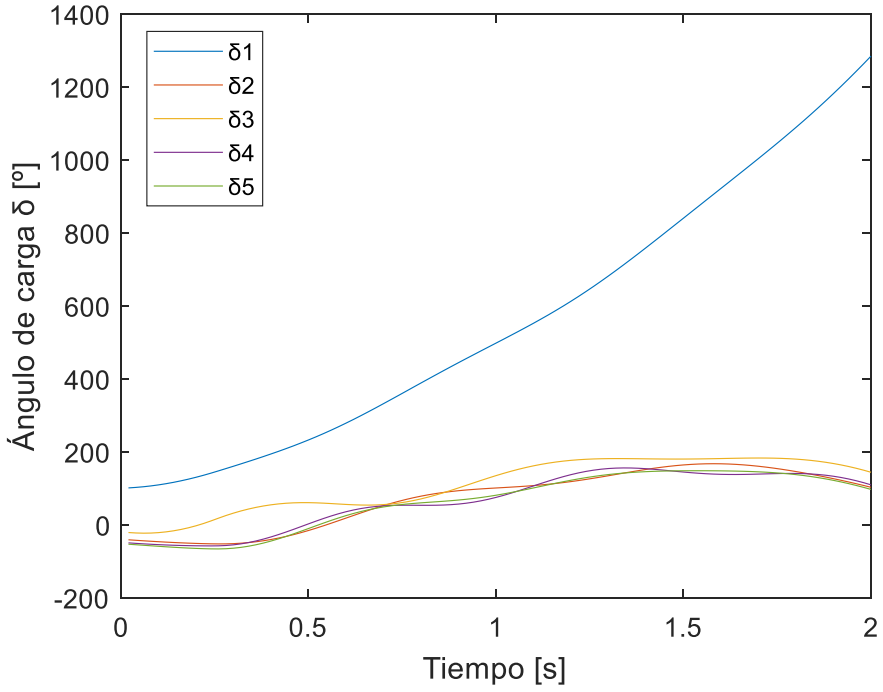

Fig. 2.3 Ejemplo de inestabilidad angular en un sistema de potencia con cinco unidades síncronas.

La resolución del sistema de ecuaciones diferenciales requiere de técnicas basadas en métodos numéricos, debido a la no linealidad que rige la dinámica de los sistemas de potencia. El método numérico es un procedimiento práctico y ampliamente utilizado en ingeniería, cuya aplicación permite integrar la dinámica de variados equipos del sistema.

2.2 Métodos numéricos para la resolución del problema de estabilidad transitoria

Para estudiar el problema de estabilidad transitoria es necesaria la resolución de las ecuaciones algebraico–diferenciales que gobiernan la dinámica del sistema. Este problema puede ser formulado según la ecuación (2.1) [8].

$$\begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{x}} \\ \boldsymbol{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{F}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) \\ \boldsymbol{G}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) \end{bmatrix} \tag{2.1}$$

Donde $\boldsymbol{x}$ es un vector de variables diferenciales $\in R^{n_x}$ e $\boldsymbol{y}$ un vector de variables algebraicas $\in R^{n_y}$. El vector $\boldsymbol{F} \in R^{n_x} \rightarrow R^{n_x}$ representa las funciones no lineales asociadas a las ecuaciones diferenciales que rigen la dinámica de los equipos del sistema de potencia. El vector $\boldsymbol{G} \in R^{n_y} \rightarrow R^{n_y}$ representa el sistema de ecuaciones algebraicas del sistema, como lo es el balance de corrientes y/o potencia.

La solución de $\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})$, correspondiente a un set de ecuaciones diferenciales no lineales, requiere conocer el estado inicial $\boldsymbol{x}(t_0) = \boldsymbol{x}_0$, donde $\boldsymbol{x}_0$ corresponde al estado de las variables previo a la perturbación que es analizada (pre-falla). En el planteamiento del TSC-OPF, el algoritmo itera sobre las variables de pre-falla que sean optimizables, de tal forma que la ecuación algebraico-diferencial en (2.1) es resuelta repetitivamente en el proceso.

Debido a la no linealidad de las ecuaciones diferenciales, se utilizan métodos numéricos para su resolución basados en la discretización del tiempo de estudio. Esto

requiere la integración de la ecuación $\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y})$ mediante dos principales métodos: integración explícita e integración implícita.

La integración explícita estima el valor de la variable en un instante de tiempo posterior, dado el conocimiento del valor de la variable y su primera derivada respecto al tiempo en el estado previo. Los métodos tradicionalmente utilizados para tal efecto son los denominados método de Euler y método Runge–Kutta [8], siendo este último una corrección del método de Euler. En particular, el método explícito de Euler (*forward Euler method*) corresponde al truncamiento de primer orden de la serie de Mc Laurin, como se indica en la ecuación (2.2).

$$x_1 = x_0 + f(x_0, t_0)\Delta t \tag{2.2}$$

Donde $\dot{x} = f(x, t)$. Sin embargo, los métodos explícitos anteriormente mencionados carecen de precisión, debido a que se basan exclusivamente en el valor de la primera derivada en el punto inicial x_0, y son numéricamente inestables [14]. Dicha inestabilidad restringe el valor del intervalo de discretización del tiempo Δt, parámetro fijo que es utilizado para la resolución de todas las ecuaciones diferenciales del sistema. Si el rango de las constantes de tiempo que gobiernan a las ecuaciones diferenciales del sistema es variado, los métodos explícitos no son adecuados. En los estudios de estabilidad transitoria están incluidas constantes de tiempo mecánicas (lentas) y eléctricas (rápidas), por lo que estos métodos no suelen ser utilizados.

Los métodos de integración implícita calculan el valor de una variable en un estado posterior dado el conocimiento del valor de la variable en el estado previo, y la derivada respecto al tiempo en los estados previo y posterior. Debido a que el valor de la variable en el estado posterior es desconocido, este se debe obtener de forma implícita. El método más simple y conocido de integración implícita es la regla trapezoidal o método de Tustin, cuya ecuación es escrita en (2.3).

$$x_1 = x_0 + \frac{f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)}{2} \Delta t \tag{2.3}$$

Donde $\dot{x} = f(x, t)$ y $t_1 = t_0 + \Delta t$. En la ecuación anterior se observa la presencia de la variable x_1 en ambos lados de la igualdad, por lo que debe utilizarse un método de resolución iterativo para su obtención. A diferencia de los métodos explícitos, los métodos implícitos son numéricamente estables, y el valor de Δt sólo afecta la precisión en el cálculo de las variables [8].

2.3 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria

El TSC-OPF es un algoritmo de optimización que resuelve en forma conjunta el flujo de potencia óptimo al agregar las restricciones de estabilidad transitoria, es decir, incluye restricciones de carácter estáticas y dinámicas en el mismo planteamiento del problema. Las restricciones de carácter estáticas están asociadas a los valores de pre-falla, tales como los límites de las tensiones en barra y los flujos de carga por las líneas, mientras que las restricciones dinámicas incluyen limitaciones de carácter transitorias y de estabilidad angular, entre otras.

La necesidad de ampliar las consideraciones de un OPF ha sido expuesta aproximadamente desde el año 1990, donde se propone la inclusión de las restricciones de seguridad asociadas a la operación en tiempo real. En específico, la forma de incluir las restricciones de estabilidad transitoria al OPF puede efectuarse según los siguientes métodos:

- Mediante los llamados métodos directos, que consisten en evaluar la estabilidad transitoria del sistema por medio de valores escalares, tales como funciones de energía (criterio de igualdad de área), entre otros.
- Mediante el método tradicional, al resolver las ecuaciones algebraico–diferenciales del sistema, obteniendo con ello las trayectorias de las variables del problema. Esto permite definir el criterio de estabilidad mediante el comportamiento de los ángulos de carga de los generadores síncronos.

- Mediante métodos híbridos, que consideran un criterio de estabilidad mixto utilizando el método directo y el método tradicional.

Este trabajo se centra en el planteamiento del TSC-OPF mediante el llamado método tradicional, el cuál será explicado a continuación [1].

2.3.1 Planteamiento del TSC-OPF mediante el método tradicional

El problema de la estabilidad transitoria puede formularse según el siguiente set de ecuaciones:

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}(\boldsymbol{x}) \tag{2.4}$$

$$0 = \boldsymbol{G}(\boldsymbol{x}) \tag{2.5}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}(\boldsymbol{x}) \tag{2.6}$$

Las ecuaciones (2.4) y (2.5) son equivalentes al planteamiento del sistema de ecuaciones algebraico–diferenciales en (2.1). En ellas está considerada la resolución de la dinámica del sistema, dado el conocimiento del estado de pre-falla y el tipo de perturbación al que es sometido el sistema.

La ecuación (2.6) incluye las restricciones dinámicas del sistema, asociadas específicamente a la verificación de la estabilidad transitoria. No obstante, es posible añadir otros límites de operación relacionados a los equipos que dependen de la dinámica del sistema, tales como las sobretensiones y la temperatura.

En la resolución de las ecuaciones (2.4) a (2.6) se reconocen al menos tres estados, los cuáles se presentan a continuación:

- Estado de pre-falla en $t = t^0$ (inicialización). Debido a que se trata de un punto de operación normal se cumple que $\dot{\boldsymbol{x}}_0 = 0$, obteniéndose las ecuaciones (2.7) a (2.9). Para reconocer que se trata de las condiciones de pre-falla, se ha utilizado el subíndice 0.

$$0 = \boldsymbol{F}_0(\boldsymbol{x}_0) \tag{2.7}$$

$$0 = \boldsymbol{G}_0(\boldsymbol{x}_0) \tag{2.8}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}_0(\boldsymbol{x}_0) \tag{2.9}$$

- Estado de falla en $t^0 < t \leq t_{falla}$, con valor inicial $\boldsymbol{x}_0$. Debido a que ha ocurrido una perturbación, i.e. un cortocircuito, las condiciones sobre la variable $\boldsymbol{x}$ cambian, denotando las nuevas ecuaciones y restricciones que rigen al sistema con el subíndice 1. De esta forma, el planteamiento de la estabilidad transitoria es como se muestra en las ecuaciones (2.10) a (2.12).

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}_1(\boldsymbol{x}) \tag{2.10}$$

$$0 = \boldsymbol{G}_1(\boldsymbol{x}) \tag{2.11}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}_1(\boldsymbol{x}) \tag{2.12}$$

- Estado de post-falla en $t_{falla} < t \leq t_{fin}$, con valor inicial $\boldsymbol{x}(t_{falla})$. Corresponde al estado en que la falla es aclarada, dada la actuación de las protecciones del sistema. Esto cambia la configuración del sistema, así como también cambian las ecuaciones y restricciones que gobiernan al problema, denotando dichas condiciones con el subíndice 2. De esta forma, el planteamiento de la estabilidad transitoria cambia a las ecuaciones (2.13) a (2.15).

$$\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{F}_2(\boldsymbol{x}) \tag{2.13}$$

$$0 = \boldsymbol{G}_2(\boldsymbol{x}) \tag{2.14}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}_2(\boldsymbol{x}) \tag{2.15}$$

Si bien el planteamiento anterior involucra solo una perturbación, se pueden evaluar más casos al repetir la misma problemática para otro tipo de contingencia. La simulación del sistema de potencia acaba en $t = t_{fin}$, cuyo valor debe ser suficiente para evaluar las restricciones de estabilidad.

La forma de incluir las condiciones de la estabilidad transitoria al OPF no es trivial, debido a que el planteamiento es del tipo funcional, lo que es interpretado como infinitas restricciones en cada instante de tiempo. Para dar solución a este problema se utiliza una discretización adecuada del tiempo de estudio, permitiendo plantear el TSC-OPF con un número finito de restricciones asociadas a cada muestreo del tiempo. En el espacio funcional, el algoritmo TSC-OPF puede ser planteado según las siguientes ecuaciones:

$$\text{Min } f(\boldsymbol{x}_0), \text{ sujeto a:} \tag{2.16}$$

$$0 = \boldsymbol{G}_0(\boldsymbol{x}_0) \tag{2.17}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}_0(\boldsymbol{x}_0) \tag{2.18}$$

$$\dot{\boldsymbol{x}}^k = \boldsymbol{F}_k(\boldsymbol{x}^k), \text{ con condicion inicial } \boldsymbol{x}_{\boldsymbol{0}}^k \tag{2.19}$$

$$0 = \boldsymbol{G}_k(\boldsymbol{x}^k) \tag{2.20}$$

$$0 \geq \boldsymbol{H}_k(\boldsymbol{x}^k) \tag{2.21}$$

En la ecuación (2.16), la función objetivo $f(\boldsymbol{x}_0)$ depende de los valores en el estado de pre-falla $\boldsymbol{x}_0$ del sistema, vector que incluye el despacho de potencia activa de las unidades térmicas del sistema. El vector de funciones $\boldsymbol{G}_{\boldsymbol{0}}$ en la ecuación (2.17) incluye las restricciones asociadas tanto al OPF como a las variables de inicialización requeridas para la simulación de la perturbación del sistema. El vector de funciones $\boldsymbol{H}_0$ en la ecuación (2.18) contiene limitaciones del sistema asociadas sólo al OPF, correspondiente a los límites de flujo de carga por las líneas, tensiones en barras y límites de operación de las unidades generadoras, entre otras.

Las ecuaciones (2.19) a (2.21) representan la dinámica del sistema asociadas al estado de falla y post-falla, siendo ambas representadas por el subíndice k. El vector $\boldsymbol{x}_0^k$ corresponde a los valores iniciales de las variables en el estado *k*, que son necesarias para la resolución de las ecuaciones diferenciales. Dichas ecuaciones son resueltas mediante una discretización en el tiempo, utilizando la regla trapezoidal como método

de integración según la ecuación (2.3). En consecuencia, es posible observar las trayectorias de las variables en el proceso de optimización.

Para lidiar con la dimensionalidad del problema se implementa una reducción de la matriz de admitancia del sistema, que consiste en conservar sólo los nodos asociados a las unidades generadoras, bajo la premisa de que las variables endógenas del TSC-OPF están asociadas al despacho de dichas unidades. Esto implica considerar las cargas como impedancia fija, reduciendo considerablemente el número de ecuaciones en la etapa de análisis dinámico del sistema.

La resolución del TSC-OPF según las ecuaciones (2.16) a (2.21) es efectuada mediante algún algoritmo de optimización. En particular, dada la no linealidad de las ecuaciones que gobiernan la dinámica de los sistemas de potencia, las técnicas utilizadas para resolver dicha problemática corresponden a los métodos de programación no lineal (NLP, por sus siglas en inglés), tratándose de un problema del tipo localmente convexo.

Desde el año 2000 algunos autores han utilizado la técnica de discretización en el tiempo para la simulación de la dinámica del sistema aplicado al TSC-OPF [15]. Para reducir la dimensionalidad del problema se linealizan las ecuaciones del sistema, convirtiéndolo en un problema de programación lineal (LP, por sus siglas en inglés). Otros autores en [16] utilizan una aproximación similar, al utilizar la técnica *generalized geduced gradient method* (GRG) aplicado al problema NLP.

En [16] se desarrolla el problema de optimización TSC-OPF mediante la técnica *primal-dual Newton interior point method* (IPM). El método IPM requiere que la función objetivo, funciones de igualdad y funciones de desigualdad sean doblemente diferenciables, con primera y segunda derivada continuas. En [16, 17] se ha aplicado la técnica de reducción de la matriz de admitancia como medida única de reducción de la dimensionalidad del problema.

El planteamiento del TSC-OPF por el método IPM ha sido manipulado en [18] mediante el llamado *reduced-space interior point method* (rIPM), cuya aplicación se

basa en la naturaleza del algoritmo, permitiendo reducir el cómputo de valores al reconocer la equivalencia en el cálculo de matrices durante el proceso. En [19] por contraparte, los autores hacen uso del error de truncamiento en el cálculo de variables mediante la regla trapezoidal, relajando la igualdad en el cálculo de las ecuaciones dinámicas al reemplazarlas por desigualdades limitadas por el orden de truncamiento.

Avances posteriores en línea al TSC-OPF mediante NLP se centran en el mejoramiento de la capacidad de cómputo en que es ejecutado. En [20] los autores presentan el llamado *transient stability constrained unit commitment* (TSCUT), en que el TSC-OPF representa un sub-problema resuelto por el método rIPM. Dicho TSC-OPF es ejecutado en forma paralela por distintos CPU-cores, método conocido como programación paralela.

En años recientes, los avances se han centrado en incluir funcionalidades al TSC-OPF. En [21] se incluye un modelo probabilístico de generación eólica al algoritmo, para lo cual se implementa una dinámica reducida de un generador eólico tipo *doubly-fed*. En [22] se incluye al algoritmo la incerteza en el modelamiento de las cargas del sistema mediante un método robusto, incluyendo al modelo las propiedades estadísticas de las cargas.

Este trabajo es la continuación del modelamiento del TSC-OPF realizado en [1], desarrollo que incluye un tratamiento de la dinámica completa del sistema, aplicando el método de programación no lineal IPM en la plataforma GAMS [6]. El esfuerzo se centra en incluir una representación más detallada de los equipos, dado el creciente avance en el poder de cómputo de los CPUs actuales. De esta forma, el algoritmo utilizado conserva la trayectoria de todas las variables del sistema y como consecuencia, posee la ventaja de observar la dinámica de los equipos incluidos, teniendo la capacidad de agregar restricciones de carácter dinámicas.

CAPÍTULO 3

Modelamiento dinámico de un parque eólico y su implementación al algoritmo TSC-OPF

3.1 Introducción

La función de un generador eólico es transformar la energía cinética del viento a energía eléctrica disponible para el consumo, siendo la energía eólica un recurso gratuito y disponible en gran parte de la superficie terrestre. La potencia extraíble del viento se puede expresar según la ecuación (3.1) [23].

$$P_W = \frac{\rho}{2} A_R {v_W}^3 C_P(\lambda, \beta) \tag{3.1}$$

Donde P_W[W] es la potencia mecánica del viento extraída por la turbina eólica, ρ[kg/m²] la densidad del aire, A_R[m^2] el área de impacto del viento en dirección normal y v_W[m/s] la velocidad del viento. El factor $C_P(\lambda, \beta)$ corresponde al rendimiento de la turbina eólica y es función de dos parámetros; 1) la razón de velocidades en la punta de la pala de la turbina λ[rad^{-1}], y 2) el ángulo de paso de pala β[rad] (*pitch angle* en inglés). El factor λ se obtiene según la ecuación (3.2).

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_W} \tag{3.2}$$

Donde R[m] es el radio de la turbina medido desde el eje de la turbina hasta el extremo de la pala y ω[rad/s] la velocidad de giro del eje de la turbina. Si el ángulo θ se considera constante, la característica $C_P(\lambda)$ típica de una turbina eólica es como se muestra en la Fig. 3.1, correspondiente a un caso donde el ángulo de pala β^1 es menor a β^2.

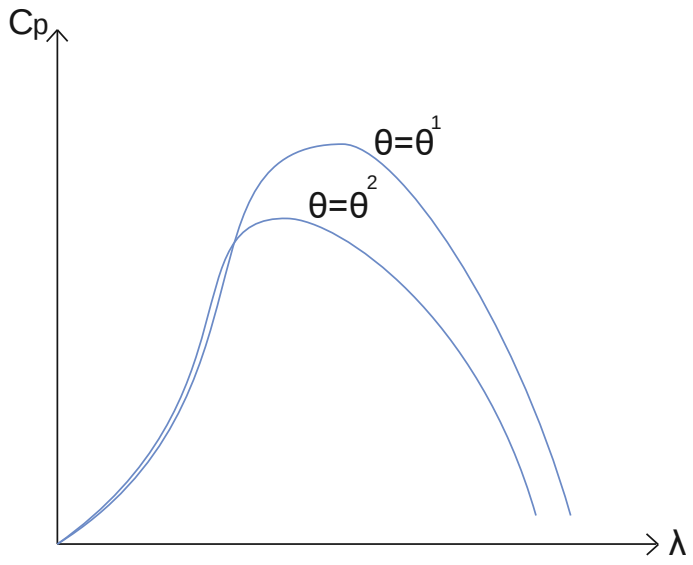

Fig. 3.1 Curva típica del factor $\boldsymbol{C_P(\lambda)}$ de una turbina eólica para un ángulo de pala $\boldsymbol{\beta}$ fijo.

De la figura anterior, es claro que para un valor óptimo de λ existe un valor máximo para la constante C_P. Adicionalmente se observa la denominada pérdida aerodinámica (*stall* en inglés), en que para vientos elevados y por diseño de las palas de la turbina, el torque neto ejercido por el viento disminuye, evitando daños al sistema mecánico. En la medida que el ángulo β aumenta, disminuye el máximo valor que puede alcanzar el factor C_P, disminuyendo con ello la potencia que se puede extraer del viento, permitiendo controlar mediante el ajuste de β la velocidad de giro de la turbina.

Si se considera un instante determinado en que la velocidad del viento tiene un valor v_W^0, el valor óptimo del factor λ^{opt} que maximiza a C_P se logra cuando el eje de la turbina eólica gira a una velocidad ω^{opt}. Este valor corresponde a la velocidad de equilibrio cuando el torque ejercido por el viento y el torque ejercido por generador eléctrico se anulan. Lo anterior indica que, para aprovechar al máximo la potencia otorgada por el viento, se debe lograr un control permanente sobre la velocidad de giro de la turbina mediante un control mecánico sobre el ángulo de pala en conjunto con un control eléctrico, dando paso a las distintas soluciones constructivas de generadores eólicos.

Según el tipo de control de velocidad que posee la turbina eólica, las tecnologías disponibles de generadores se clasifican en cuatro tipos [23]:

- Generador eólico de velocidad fija.
- Generador eólico con control de velocidad limitado.
- Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia reducida.
- Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia elevada.

3.1.1 Generador eólico de velocidad fija

Corresponde al esquema mostrado en la Fig. 3.2 y es el modelo más simplista existente. La turbina eólica está acoplada al eje del generador eléctrico mediante una caja de cambios. El generador es una máquina asincrónica del tipo jaula de ardilla (SCIG, por sus siglas en inglés).

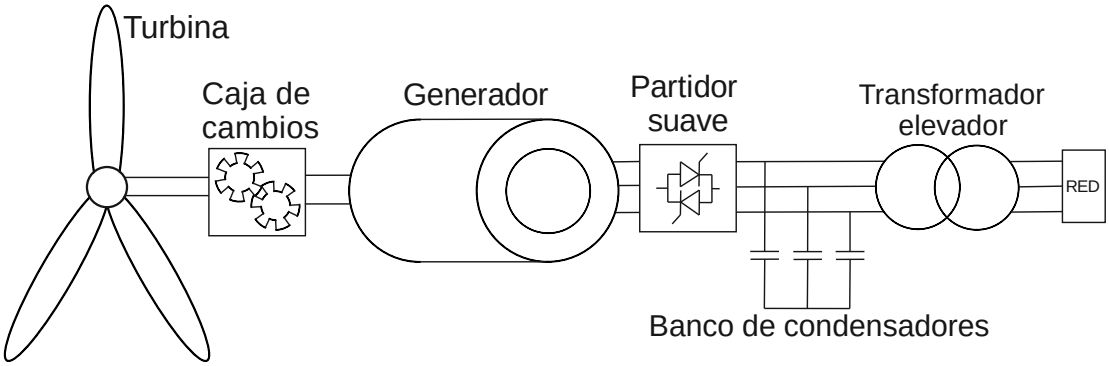

Fig. 3.2 Generador eólico de velocidad fija.

Típicamente poseen solo control pasivo *stall*, es decir, no posee control activo sobre el ángulo de pala θ, siendo este un valor fijo de diseño. La velocidad de giro dependerá del punto de equilibrio electromecánico, el que si se considera cercano al punto de operación nominal tendrá una característica semi constante. El diseño es robusto y de

bajo costo, pero posee la desventaja de reflejar las fluctuaciones de potencia en la turbina directamente hacia la red, al no poseer un control eléctrico más completo. Debido a lo anterior, requiere de un control activo de compensación reactiva, con la finalidad de disminuir variaciones de la tensión en el punto de interconexión.

3.1.2 Generador eólico con control de velocidad limitada

La diferencia de este generador con el presentado en la sección anterior es el acceso a una conexión galvánica con el devanado del rotor, al que se le es conectado una resistencia trifásica variable como se muestra en la Fig. 3.3.

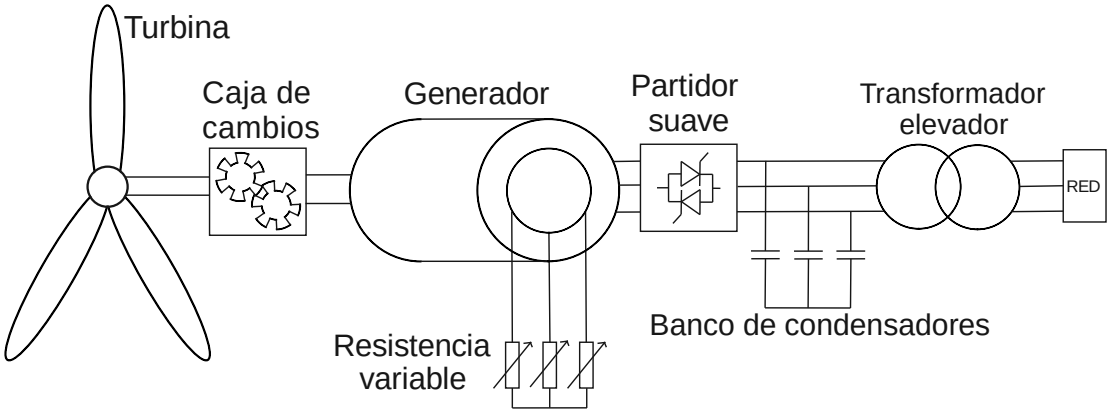

Fig. 3.3 Generador eólico con control de velocidad limitada.

La finalidad de este diseño es otorgar la posibilidad de modificar la característica del torque electromagnético ejercido por el generador, controlando la potencia de salida en un rango reducido. No obstante, esto permite controlar la velocidad de giro del eje en el rango típico del 0% al 10% de deslizamiento, recibiendo el nombre de control de velocidad limitado.

3.1.3 Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia reducida

Esta tecnología hace uso de un convertidor de frecuencia, el cual se alimenta de la red y es conectado al devanado del rotor mediante anillos colectores. El control se efectúa

tanto en el ángulo de pala β mediante servos, como en las corrientes del rotor mediante ajuste de las tensiones en terminales del mismo, permitiendo con ello un control permanente tanto de la potencia activa como reactiva del generador. Debido a la conexión eléctrica en el estator y rotor de la máquina recibe el nombre de generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) tal y como se ilustra en la Fig. 3.4.

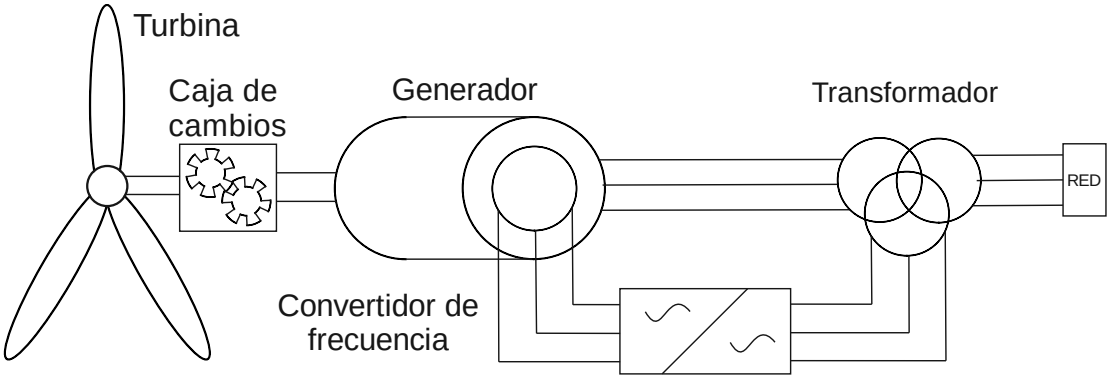

Fig. 3.4 Esquema simplificado de un generador eólico tipo DFIG.

Gracias al control sobre las corrientes del rotor, y por ende de la potencia activa y reactiva entregada por el generador, no se requiere de partidor suave ni banco de condensadores, siendo necesario este último en caso de aumentar la calidad del servicio o disminuir el impacto del parque eólico al sistema en caso de fallas.

El convertidor de frecuencia es del orden de un 30% de la potencia nominal del generador, disminuyendo el costo de la electrónica de potencia necesaria para la unidad. Sin embargo, en ocasiones se requiere de un transformador para ajustar la tensión a la requerida por el convertidor, y la utilización de anillos colectores aumentan los costos de mantenimiento.

El rango de operación de este generador permite un control de velocidad en torno al ±30% de deslizamiento, permitiendo operar en un rango mucho más amplio que las tecnologías presentadas en los párrafos anteriores. Como se mencionó en la Sección 3.1, la posibilidad de controlar la potencia entregada por el generador permite controlar la velocidad de giro de la turbina, pudiendo con ello maximizar la potencia extraíble

del viento. Esto resulta atractivo para el análisis económico, pues el costo del generador es compensado por una inyección óptima de energía hacia la red.

3.1.4 Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia elevada

A diferencia del generador descrito en el párrafo anterior, el convertidor de frecuencia está ubicado en el estator de la máquina, debiendo tener una potencia de diseño similar a la del generador. El esquema de la máquina es como se ilustra en la Fig. 3.5.

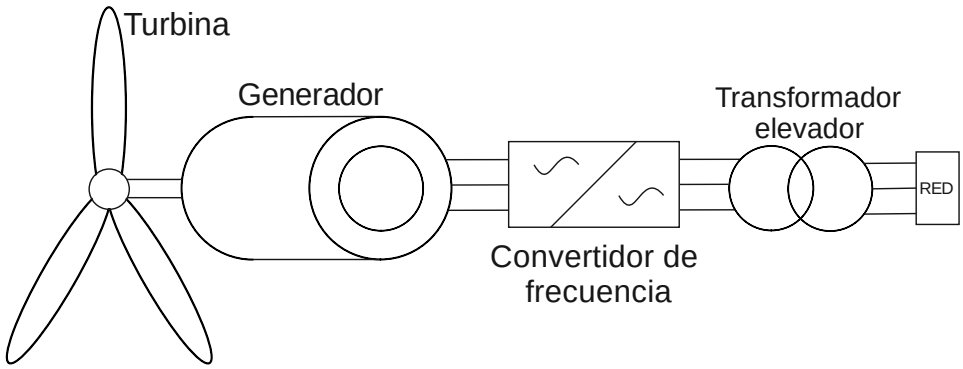

Fig. 3.5 Esquema de un generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala elevada.

Debido al desacoplamiento que otorga el convertidor, el generador no requiere de un esquema mecánico complejo, y la caja de cambios que es común en las tecnologías anteriores ya no siempre es necesaria pues la velocidad de giro de la turbina, reflejada en la frecuencia de las señales eléctricas del generador, es independiente de la frecuencia de la red.

El generador no sólo puede ser de inducción, sino que puede ser del tipo síncrono o de imanes permanentes. Este último resulta atractivo desde el punto de vista económico, pues su construcción es robusta, el costo de mantención es reducido y no requiere de potencia reactiva inductiva para su funcionamiento.

3.2 Modelamiento del generador eólico para estudios de estabilidad transitoria

El primer paso para modelar la planta eólica es seleccionar la tecnología utilizada en las unidades generadoras. Para tal efecto, se asume que la planta eólica está compuesta en su totalidad por el mismo tipo de generador. Lo anterior no es limitante para la inclusión de otros modelos en los estudios de estabilidad transitoria, pero ello permite medir de manera simplificada el efecto que tiene la capacidad instalada del parque respecto del sistema de potencia.

La propuesta para el modelamiento del parque eólico se basa en la tecnología del generador eólico DFIG, que tiene como ventaja los siguientes puntos:

Es una tecnología presente en la mayoría de los países con generación eólica, siendo típicamente la tecnología predominante.

Debido al punto anterior existen cuantiosas investigaciones al respecto, existiendo una base teórica comprobada sobre el comportamiento dinámico que se implementará.

Al ser una tecnología extensamente estudiada, existen los datos suficientes para el modelamiento del equipo. Dicha información se encuentra presente tanto en publicaciones como en datos liberados por los fabricantes.

Existen algunas desventajas respectivas a la implementación del modelo, tanto para estudios de estabilidad transitoria como en su posterior utilización en el algoritmo TSC-OPF, las cuales se mencionan a continuación:

- Posee el esquema de control más complejo existente entre las tecnologías disponibles, lo que en ocasiones requiere un planteamiento especial de la dinámica, con el objeto de implementar un modelo al TSC-OPF. El planteamiento de un elevado número de restricciones aumentará sin duda los tiempos de simulación [24].

- Los controladores del equipo generalmente tienen una actuación limitada por la saturación. Esto es de fácil modelamiento en programas para estudios de estabilidad convencionales, sin embargo, en programas de optimización son un obstáculo que impide una implementación completa del esquema de control en los *solvers* disponibles [25].

En la sección siguiente se describirá el modelamiento matemático del generador eólico tipo DFIG y sus controladores, basados en la descripción de los fabricantes e investigaciones respectivas.

3.2.1 Ecuaciones de la máquina de inducción para estudios de estabilidad transitoria

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de la máquina de inducción en régimen transitorio se basan en las siguientes suposiciones [8]:

- Se suprime la dinámica del enlace de flujo del estator. Esto implica que las corrientes de estator siguen la perturbación de las variables del rotor de la máquina.
- Las variaciones de frecuencia en el sistema son despreciables.

Lo anterior se debe principalmente a que el intervalo de discretización para el periodo de estudio de la estabilidad transitoria es típicamente similar o superior a un ciclo. Esto permite eliminar la componente continua de las señales del estator, y con ello la posibilidad de plantear las ecuaciones de la máquina a frecuencia fundamental.

Las ecuaciones en por unidad que rigen a la máquina de inducción, expresadas en el marco de referencia síncrono D-Q, son las siguientes [26]:

$$v_{Ds} = -\mathrm{r_s} \cdot i_{Ds} + \mathrm{x_s'} \cdot i_{Qs} - E_D' \tag{3.3}$$

$$v_{Qs} = -\mathrm{r_s} \cdot i_{Qs} - \mathrm{x_s'} \cdot i_{Ds} + E_Q' \tag{3.4}$$

$$\frac{d}{dt}\left(E'_Q\right) = \frac{1}{\mathrm{T'_o}}\left[E_{Dr} - \mathrm{L_m} i_{Dr} - \omega_0 \mathrm{T'_o} \cdot \Delta\omega_r \cdot E'_D\right] \tag{3.5}$$

$$\frac{d}{dt}\left(E'_D\right) = \frac{1}{T'_o}\left[E_{Qr} - L_m i_{Qr} - \omega_0 \mathrm{T'_o} \cdot \Delta\omega_r \cdot E'_Q\right] \tag{3.6}$$

$$\mathrm{L_m} i_{Dr} = I_{Dr} = E'_Q + \left(\mathrm{x_s} - \mathrm{x_s^{`}}\right) i_{Ds} \tag{3.7}$$

$$\mathrm{L_m} i_{Qr} = I_{Dr} = E'_D + \left(\mathrm{x_s} - \mathrm{x_s^{`}}\right) i_{Qs} \tag{3.8}$$

Donde:

$$E'_D = \frac{\mathrm{L_m}}{\mathrm{L_{rr}}} \psi_{Qr} \tag{3.9}$$

$$E'_Q = \frac{\mathrm{L_m}}{\mathrm{L_{rr}}} \psi_{Dr} \tag{3.10}$$

$$\mathrm{x'_s} = \mathrm{L_{ss}} - \frac{\mathrm{L_m^2}}{\mathrm{L_{rr}}} \tag{3.11}$$

$$\mathrm{x_s} = \mathrm{L_{\sigma s}} + \mathrm{L_m} = \mathrm{L_{ss}} \tag{3.12}$$

$$\mathrm{T'_o} = \frac{\mathrm{L_r} + \mathrm{L_m}}{\mathrm{r_r}} = \frac{\mathrm{L_{rr}}}{\mathrm{r_r}} \tag{3.13}$$

$$\Delta\omega_\mathrm{r} = \frac{\omega_\mathrm{r} - \omega_0}{\omega_0} \tag{3.14}$$

$$E_{Dr} = \frac{\mathrm{L_m}}{\mathrm{r_r}} e_{Dr} \tag{3.15}$$

$$E_{Qr} = \frac{\mathrm{L_m}}{\mathrm{r_r}} e_{Qr} \tag{3.16}$$

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{dt}}\left(\Delta\omega_r\right) = \frac{1}{2\mathrm{H}}\left(T_m - T_{el}\right) \tag{3.17}$$

$$\omega_0 = 2\pi \mathrm{f} \tag{3.18}$$

En las ecuaciones anteriores, los subíndices s y r hacen referencia a variables de estator y rotor, respectivamente. De forma similar, los subíndices D y Q están relacionados a la proyección en ejes real e imaginario, respectivamente, en el sistema de referencia síncrono elegido para el sistema. Las variables en mayúsculas expresan las variables del rotor reflejadas al estator, según la transformación denominada sistema en por

unidad no-recíproco. Las ecuaciones presentadas tienen la significancia que se desarrolla a continuación:

- Las ecuaciones de estator son las descritas en (3.3) y (3.4), con las corrientes en referencia generador (saliendo de la máquina).
- Las ecuaciones de rotor son las descritas en (3.5) y (3.6), con las corrientes en referencia carga (entrando a la máquina).
- Las ecuaciones (3.7) y (3.8) representan el enlace de flujo del rotor en ejes D y Q, escritas en variables del sistema en por unidad no-recíproco y en función de las corrientes de estator y rotor.
- Las ecuaciones (3.9) a (3.18) muestran la obtención de los parámetros necesarios para el modelamiento de la máquina de inducción, así como también la transformación de las variables del rotor al sistema en por unidad no-recíproco.
- La ecuación de equilibrio electromecánico se expresa en la ecuación (3.17), donde se considera una representación infinitamente rígida del eje y de una única masa concentrada.

Existen representaciones más precisas, cuyos modelos consideran más de una masa concentrada en el eje de máquina, así como también una rigidez no despreciable del eje. Dichas representaciones requieren parámetros de difícil obtención, lo que adicionalmente requiere considerar esquemas de control extensos que escapan de un análisis razonable desde el punto de vista económico. No obstante, y desde el punto de vista técnico, la elasticidad del eje implicaría considerar un torque frenante que se opone a los cambios bruscos en la velocidad de giro, la que por contraparte implicaría una reducción en el torque efectivo entregado por la turbina. Es por ello que los fabricantes recomiendan la utilización de un modelo simple del eje [27].

3.2.2 Esquema de control del generador eólico DFIG para estudios de estabilidad transitoria

El esquema del control de potencia de un generador eólico DFIG consiste en tres bloques de control [27, 25], los cuales se muestran en forma simplificada en la Fig. 3.6. Dichos esquemas de control tienen las siguientes funciones:

1) Control en lado de la red (GSC por sus siglas en inglés), cuya función es controlar la tensión del enlace en continua DC-Link y la compensación reactiva que consume el convertidor. Ambos cometidos se logran mediante comandos de tensión en un marco de referencia en fase con el fasor espacial de tensión en terminales del DFIG, con ejes real e imaginario denominados como D y Q, respectivamente. Esta referencia es equivalente a la utilizada en la Sección 3.2.1 para plantear las ecuaciones del generador.

   Para lograr el objetivo deseado por el GSC, la actuación se efectúa sobre las referencias de las tensiones en ejes D-Q a la salida del convertidor: E_{Dc} y E_{Qc}. Este proceso depende únicamente de la rapidez de conmutación de los semiconductores y del ajuste implementado en el controlador.

2) Control en lado del rotor (RSC por sus siglas en inglés), cuya función es controlar las corrientes del rotor. Dicho control se efectúa en un marco de referencia en fase al enlace de flujo del estator, con ejes real e imaginario denominados como d y q, respectivamente.

   Para lograr la referencia deseada por el controlador de corriente, la actuación se efectúa sobre las tensiones en ejes d-q del rotor: E_{dr} y E_{qr}. Si bien la dinámica de la máquina impide lograr prontamente la referencia, la actuación del controlador ocurre lo suficientemente rápido como para forzar el proceso.

3) Control de la turbina (*blade pitch control* en inglés), cuya función es enviar una señal de comando para el ajuste del ángulo de pala β, mediante el accionamiento de los servos ubicados en cada pala de la turbina. Adicionalmente, y mediante

la medición de la velocidad del viento, se envía un comando de potencia activa a generar por el estator del generador eléctrico P_s^{cmd} hacia el RSC. Esto permite que la turbina gire a una velocidad óptima, maximizando la potencia que se puede inyectar al sistema, tal como se describió en la Sección 3.1.

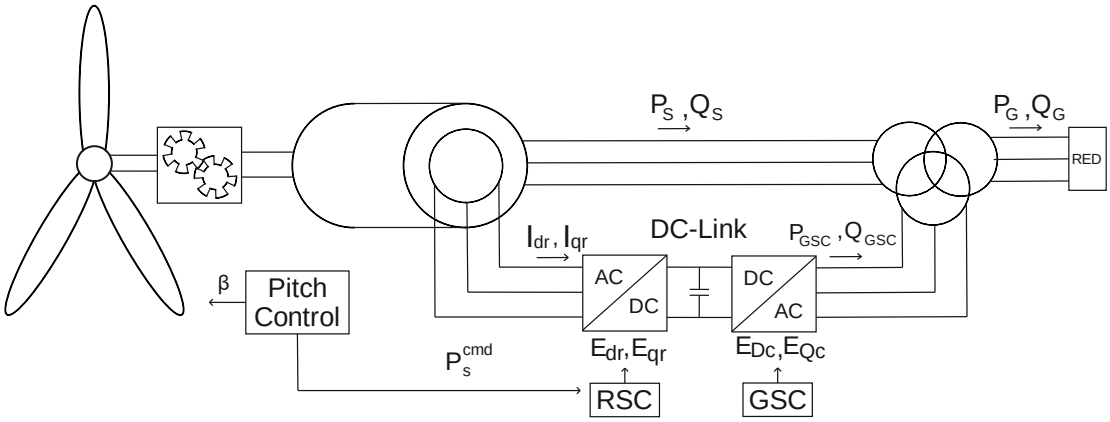

Fig. 3.6 Esquema simplificado del control de un generador eólico DFIG.

Para los estudios de estabilidad transitoria se suprime la dinámica del GSC, cuya constante de tiempo de planta es tal que el valor de las variables de control se logra en un periodo menor a 0.02[s] (un ciclo en un sistema de 50[Hz]). Adicionalmente, se asume que el ajuste en el control del GSC se trabaja a factor de potencia unitario, lográndose que Q_{GSC} en la Fig. 3.6 sea nulo.

3.2.3 Esquema de control de turbina del generador eólico DFIG

El esquema de control se basa en la especificación de [27]. Los controladores que conforman el conjunto del control de la turbina son:

1) Control del ángulo de pala β (*blade pitch control* en inglés), esquematizado en la Fig. 3.7. Consiste en un comando de ángulo de pala β^{cmd} originado por el error entre la referencia de velocidad del eje ω^{ref} y la medicion de la velocidad ω. A esto se suma la llamada compensación del ángulo de pala β^{comp}, que es sostenido por una diferencia entre el comando de potencia activa a generar por el estator

P_s^{cmd} la potencia máxima de estator que puede otorgar el generador P_s^{max}. La planta de primer orden con constante de tiempo τ_p representa el servo en las palas de la turbina, el cual se encuentra limitado por la velocidad de accionamiento $d\beta/dt$.

Tanto β^{cmd} como β^{comp} se obtienen mediante controladores PI, los cuales deben considerar el antienrollamiento por saturación del ángulo de pala β. Esto se logra anulando la parte integral de los controladores cuando se alcanza la saturación de β.

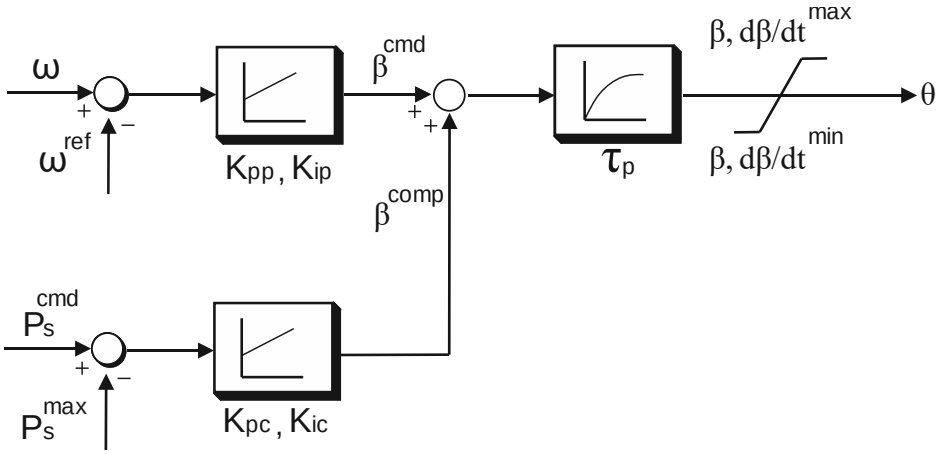

Fig. 3.7 Control del Angulo de pala $\boldsymbol{\beta}$ (*Blade pitch control en inglés*).

La referencia en la velocidad de giro ω^{ref} se obtiene mediante la curva óptima de potencia activa en el estator vs velocidad (P_s, ω^{ref}), la que obedece el principio de maximización de la potencia entregada por el viento presentada en la Sección 3.1.

2) Controlador del comando de potencia activa a generar por el estator $P_{s,cmd}$. Dicha señal se envía al RSC y consiste en un comando de torque eléctrico, que posteriormente es multiplicado por la velocidad de giro para obtener un comando de potencia activa, como se muestra en la Fig. 3.8.

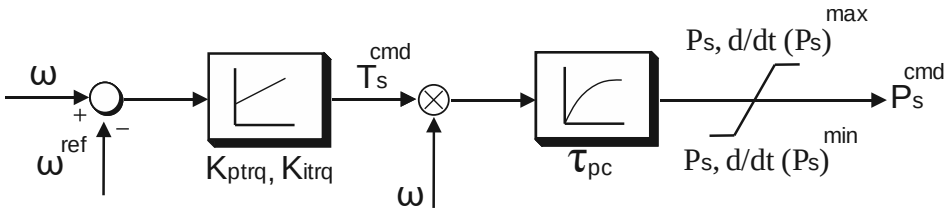

Fig. 3.8 Control del comando de potencia activa a generar por el estator $\boldsymbol{P_s^{cmd}}$

Al igual que los controladores del ángulo de pala, el controlador PI del comando de torque T_s^{cmd} debe considerar el antienrollamiento por saturación en la salida $P_{s,cmd}$. La planta de primer orden con constante de tiempo τ_{pc} impone un retardo en la salida, con la finalidad de "suavizar" las señales eléctricas del generador.

Los parámetros de los controladores antes mencionados se obtienen mediante especificación de los fabricantes, quienes mediante experiencia otorgan los valores que producen la mejor calidad de servicio.

3.2.4 RSC del generador eólico DFIG

El esquema de control está basado en [25] y consiste en un control por campo orientado en fase con el enlace de flujo del estator. Esta orientación permite desacoplar el control de potencia activa y reactiva inyectada por el generador, mediante el control de las corrientes del rotor en el nuevo marco de referencia. En adelante, los ejes *d*-*q* introducidos en la Sección 3.2.2 harán referencia al control por campo orientado utilizado por el DFIG, a menos que se especifique lo contrario.

Si se desprecia la resistencia del estator, el control por campo orientado es equivalente a un control orientado en un marco de referencia cuyo eje q está en fase con el fasor espacial de tensión de estator v_s, tal y como se ilustra en la Fig. 3.9.

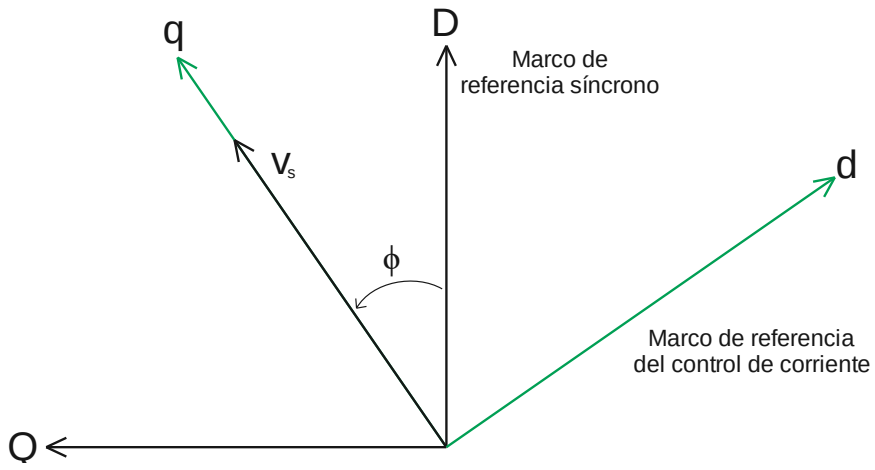

Fig. 3.9 Marco de referencia utilizado para el control de corriente del rotor, cuyo eje q se encuentra orientado con el fasor espacial de tensión del estator.

Las ecuaciones que gobiernan la dinámica del DFIG en el nuevo marco de referencia son las mismas a las presentadas en la Sección 3.2.1, reemplazando los subíndices *D-Q* (síncrono) por *d-q* (campo orientado).

En estudios de estabilidad transitoria, el ángulo de la tensión en terminales de estator ϕ pueda variar bruscamente dependiendo el tipo de falla, por lo que el diseño del *phase locked loop* (PLL) utilizado para lograr la orientación deseada para el control debe ser tal que permita "suavizar" las variables de control. El esquema recomendado se basa en [28], donde se utiliza un controlador integrador con parámetros obtenidos mediante heurística.

El desarrollo del control de corrientes del rotor se basa en las ecuaciones de la máquina de inducción presentadas en la Sección 3.2.1, las que se muestran en forma esquemática en las Fig. 3.10 y Fig. 3.11 .El control de corriente se logra mediante una actuación sobre las tensiones del rotor solicitado por un controlador PI. Debido al evidente acoplamiento entre las variables eléctricas en ejes *d-q* (perturbación), el ajuste de dicho controlador se obtiene mediante heurística. Tales perturbaciones son más acentuadas cuando el deslizamiento de la máquina es elevado.

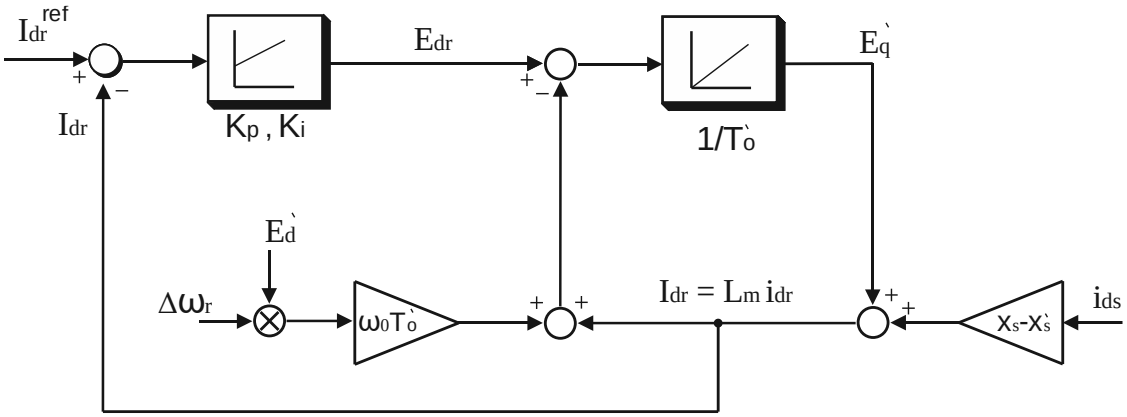

Fig. 3.10 Control de corriente en eje real del rotor $\boldsymbol{I_{dr}}$, en el marco de referencia por campo orientado.

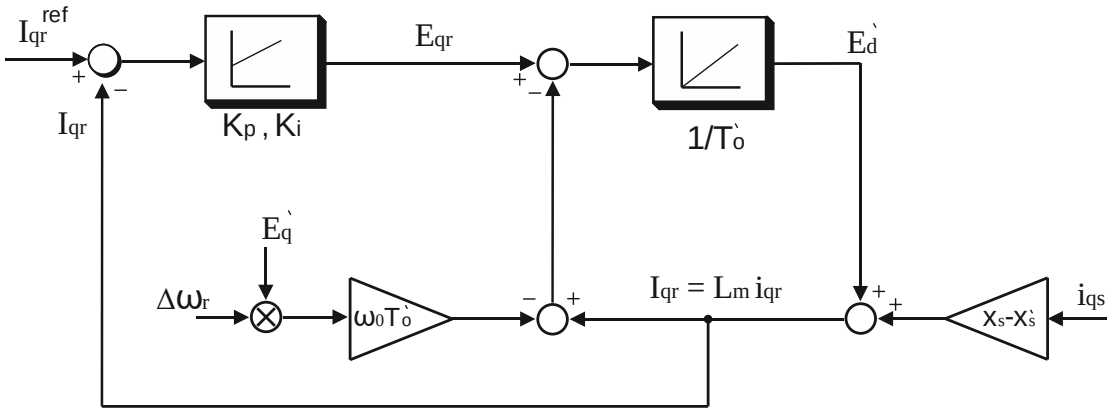

Fig. 3.11 Control de corriente en eje imaginario del rotor $\boldsymbol{I_{qr}}$, en el marco de referencia por campo orientado.

Las referencias en las corrientes del rotor I_{dr}^{ref} e I_{qr}^{ref} se obtienen a través del comando proveniente del control de potencia del generador ubicado en el RSC, el cual se describe en la sección siguiente.

3.2.5 Control de potencia generador eólico DFIG

Las ecuaciones de la máquina de inducción (3.3) a (3.8), presentadas en ejes D-Q, también se cumplen en el marco de referencia por campo orientado en ejes d-q. Como se muestra en la Fig. 3.9, la proyección del fasor espacial de tensión sobre el eje d es nulo, por lo que se cumple lo siguiente:

$$P_s = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} \rightarrow P_s = v_s i_{qs} \tag{3.19}$$

$$Q_s = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} \rightarrow Q_s = v_s i_{ds} \tag{3.20}$$

Tanto P_s como Q_s en las ecuaciones (3.19) y (3.20) corresponden a las potencias inyectadas por el estator, mostradas en la Fig. 3.6. La tensión de estator v_s no se considera un parámetro de control, por lo que el control de potencia se efectúa a través de los comandos de corriente de estator i_{ds} e i_{qs}. Lo anterior se logra mediante el control sobre las corrientes de rotor I_{dr} e I_{qr}, como lo indican las ecuaciones (3.7) y (3.8). De esta forma, P_s se logra mediante el control de I_{qr} y Q_s se logra mediante el control de I_{dr}.

Los esquemas del control de potencia se efectúan en lazo abierto y están basados en [26, 25], como se muestran en la Fig. 3.12. El control de potencia activa se logra por medio del control de la corriente activa I_P, equivalente a i_{qs} de acuerdo con la ecuación (3.19). Si bien el fabricante no especifica como lograr la referencia sobre i_{qs}, en el contexto de este documento dicho comando es efectuado por la corriente en eje q del rotor I_{qr}.

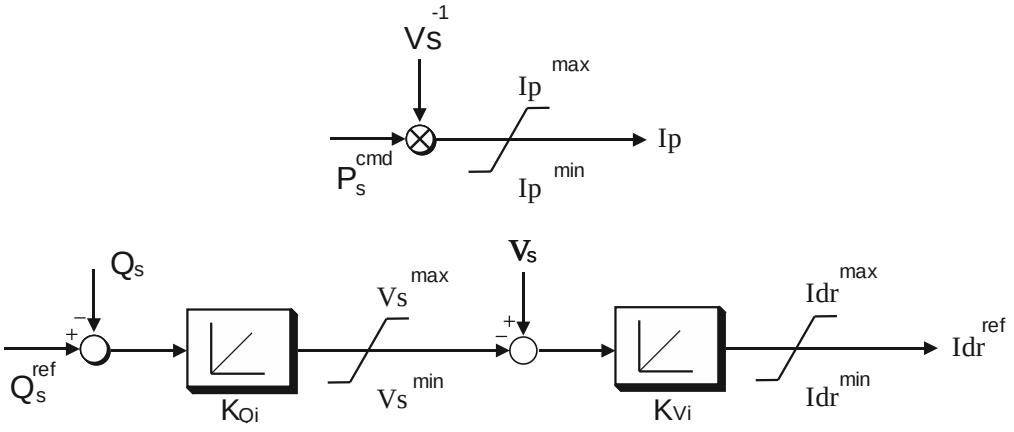

Fig. 3.12 Controlador de potencia activa y reactiva del generador eólico DFIG.

3.3 Modelamiento durante falla del generador eólico DFIG con protección tipo *crowbar*

Cuando ocurre un cortocircuito en un punto del sistema de potencia, las tensiones en las barras cercanas a dicho punto sufren una disminución importante en su magnitud. Si en dichas barras se encuentran equipos sensibles a los cambios de tensión, ocurrirá una actuación según algún protocolo predefinido, con el objetivo de mantener una calidad de servicio aceptable o proteger el dispositivo, entre otras.

En particular, cuando se observa una disminución en la magnitud de la tensión en el punto de conexión del DFIG, el control de potencia de la Fig. 3.12 solicitará un comando de corriente de rotor elevado, con la finalidad de sostener un valor determinado de inyección de potencia según sea requerido. Esto implicaría aumentar la magnitud de la corriente del rotor, debiendo aumentar la tensión del DC-link del inversor mediante un aumento de corriente suministrado al condensador. Debido a una reducida constante de tiempo térmica típica en los semiconductores del inversor, este equipo puede sufrir daño mecánico por efecto de la temperatura, por lo que actúa la protección del equipo. La protección típicamente usada en los generadores DFIG corresponde al denominado *crowbar protection* [29], que simplificadamente consiste en reemplazar el inversor conectado al rotor por una resistencia trifásica mediante diodos Zener (o algún semiconductor controlado), como se muestra en la Fig. 3.13.

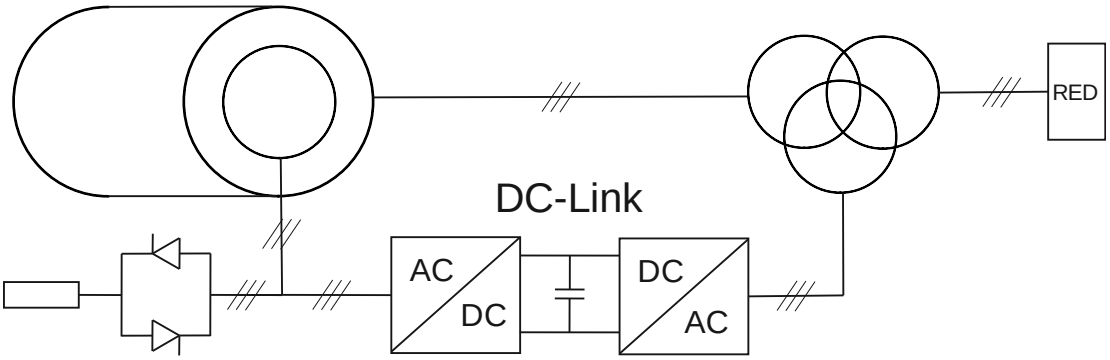

Fig. 3.13 Esquema trifásico simplificado del generador eléctrico DFIG con protección tipo *crowbar*.

Bajo este escenario, el generador eléctrico DFIG se comporta como un generador tipo jaula de ardilla con una resistencia de rotor adicional. La resistencia añadida debe ser tal que la corriente por el devanado del rotor sea limitada, efecto que modifica la característica torque-velocidad de la máquina al aumentar el torque eléctrico para deslizamientos elevados. Sin embargo, utilizar una resistencia de valor considerable provocaría un aumento en la tensión de dicha resistencia, pudiendo eventualmente permitir la circulación de corriente a través del DC-link por efecto del comportamiento del diodo Zener usado en la protección [30].

El tiempo que esté conectada la protección corresponde a un valor preprogramado, el cual debe ser suficiente para limitar la variación inicial de la corriente del rotor. Este tiempo puede ser menor o mayor al tiempo de duración de la falla, lo cual dependerá del objetivo de la protección.

3.4 Formulación del TSC-OPF considerando un parque eólico con protección tipo *crowbar*

La formulación utilizada en el caso de estudio se basa en la información entregada en [25, 26]. No obstante, se asumen las siguientes premisas basadas en la obtención de un planteamiento razonable desde el punto de vista técnico-económico:

1) Se analizará un cortocircuito trifásico cercano al generador síncrono de mayor potencia del sistema. Esto se basa en un criterio pesimista desde el punto de vista de la estabilidad angular, debido a que afecta fuertemente a la unidad generadora que aporta mayor potencia activa al sistema, tal y como se describe en [25].
2) El paso de tiempo utilizado para la simulación del sistema de potencia durante el periodo de estudio es de $\Delta t = 0.02[s]$. Este tiempo corresponde a la duración de un ciclo cuando la frecuencia del sistema es de 50 [Hz], valor típicamente utilizado para estudios de estabilidad transitoria.
3) Se suprime la dinámica del GSC, el cuál actúa lo suficientemente rápido en comparación al tiempo Δt escogido.

4) De manera similar al punto anterior, se asume una rápida dinámica del controlador de corriente de la Sección 3.2.4 [31]. Bajo este escenario, el RSC se considera como una fuente de corriente controlada conectada a los devanados del rotor.

5) Para el control de turbina de la Sección 3.2.3 sólo se conserva el control de potencia mostrado en la Fig. 3.8. Lo anterior se debe a que, al desconectar el control eléctrico bajo escenario de falla, el único control sobre la máquina es el *pitch control*, el cual obedecerá un comportamiento predefinido. La compensación del *pitch control* se suprime al corresponder a un control en operación normal de la máquina.

6) Se desprecia la dinámica del control de potencia activa y reactiva mostrado en la Sección 3.2.5 [32]. Si bien el fabricante no proporciona una guía específica de cómo aplicar dicho control, efectuar un comando instantáneo proporciona una simplificación del problema y una rápida recuperación de la tensión y el suministro de energía en el punto de conexión del DFIG.

Las simplificaciones anteriores obedecen a un criterio técnico-económico. Si bien el modelo puede ser aún más sofisticado, el planteamiento debe ser razonable, con el objetivo de obtener un resultado económico en un tiempo de simulación reducido para el algoritmo de optimización.

3.4.1 Ecuaciones del TSC-OPF con la inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG y actuación de la protección tipo *crowbar*

Las ecuaciones siguientes son una complementación del trabajo presentado en [1]. El planteamiento del problema se efectúa en base a un sistema de potencia constituido por generadores síncronos y generación eólica.

$$\text{Min. } f(P_{SGi}) = \sum_i a_i P_{SGi} \tag{3.21}$$

Sujeto a:

$$\left.\begin{aligned} P_{Gz} - P_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} V_n \mathrm{Y}_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}} \cos(\alpha_z - \alpha_z - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \\ Q_{Gz} - Q_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} V_n \mathrm{Y}_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}} \sin(\alpha_z - \alpha_n - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.22}$$

$$\left.\begin{aligned} \frac{P_{Gw}}{N_w^{GEN}} - P_{sw}^0 + P_{GSC\,w}^0 = 0 \\ \frac{Q_{Gw}}{N_w^{GEN}} - Q_{sw}^0 = 0 \\ V_{Drw}^0 - I_{Drw}^0 - \omega_0 \mathrm{T}_{\mathrm{o}}'^0 \Delta\omega_{rw}^0 E_{Dw}'^0 = 0 \\ V_{Qrw}^0 - I_{Qrw}^0 + \omega_0 \mathrm{T}_{\mathrm{o}}'^0 \Delta\omega_{rw}^0 E_{Qw}'^0 = 0 \\ V_w \cos(\alpha_w) - \mathrm{x}_{\mathrm{sw}}' I_{Qsw}^0 + E_{Dw}'^0 = 0 \\ V_w \sin(\alpha_w) + \mathrm{x}_{\mathrm{sw}}' I_{Dsw}^0 - E_{Qw}'^0 = 0 \\ \frac{P_{Gw}}{N_w^{GEN}} - P_{mw}^0 + \frac{\mathrm{r}_{\mathrm{rw}}}{\mathrm{l}_{\mathrm{mw}}^2}\left((I_{Drw}^0)^2 + \left(I_{Qrw}^0\right)^2\right) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.23}$$

$$\begin{aligned} (I_{mn})^2 - [(V_m \cos\alpha_m - V_n \cos\alpha_n)^2 + \\ (V_m \sin\alpha_m - V_n \sin\alpha_n)^2](\mathrm{Y}_{\mathrm{mn}}^{\mathrm{Bus}})^2 = 0 \end{aligned} \tag{3.24}$$

$$\left.\begin{aligned} (V_i I_{Gi})^2 - P_{Gi}^2 - Q_{Gi}^2 = 0 \\ \sin(\varphi_i) - \frac{Q_{Gi}}{V_i I_{Gi}} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.25}$$

$$\left.\begin{aligned} E_{di}'^0 - \left(\mathrm{x}_{\mathrm{qi}} - \mathrm{x}_{\mathrm{qi}}'\right) I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ E_{qi}'^0 + (\mathrm{x}_{\mathrm{di}} - \mathrm{x}_{\mathrm{di}}') I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - E_{fdi} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.26}$$

$$\left.\begin{aligned} V_i \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{di}'^0 + (\mathrm{r}_{\mathrm{ai}} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - \\ \mathrm{x}_{\mathrm{qi}}' \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i)) I_{Gi} = 0 \\ V_i \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{qi}'^0 + (\mathrm{r}_{\mathrm{ai}} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) + \\ \mathrm{x}_{\mathrm{di}}' \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i)) I_{Gi} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.27}$$

$$\left.\begin{aligned} I_{di}^0 - I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ I_{qi}^0 - I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.28}$$

$$\left.\begin{aligned} P_{ei}^0 - P_{Gi} = 0 \\ \Delta\omega_i^0 = 0 \end{aligned}\right\} \tag{3.29}$$

$$\left.\begin{array}{c} E'^{t+1}_{di}\left(1+\frac{\Delta t}{2T'_{qoi}}\right)-E'^{t}_{di}\left(1-\frac{\Delta t}{2T'_{qoi}}\right)- \\ \left(\frac{\Delta t}{2T'_{qoi}}\right)\left(x_{qi}-x'_{qi}\right)\left(I^{t+1}_{qi}+I^{t}_{qi}\right)=0 \\ E'^{t}_{qi}\left(1+\frac{\Delta t}{2T'_{doi}}\right)-E'^{t}_{qi}\left(1-\frac{\Delta t}{2T'_{di}}\right) \\ -\left(\frac{\Delta t}{2T'_{doi}}\right)\left[2E_{fdi}-(x_{di}-x_{di'})(I^{t+1}_{di}+I^{t}_{di})\right]=0 \end{array}\right\} \tag{3.30}$$

$$\left.\begin{array}{c} \Delta\omega^{t+1}_{i}\left(1+\frac{D_i\Delta t}{4H_i}\right)-\Delta\omega^{t}_{i}\left(1-\frac{D_i\Delta t}{4H_i}\right)- \\ \left(\frac{\Delta t}{4H_i}\right)(2P_{mi}-P^{t+1}_{ei}-P^{t}_{ei})=0 \\ \delta^{t+1}_{i}-\delta^{t}_{i}-\left(\frac{\Delta t}{2}\right)\omega_0(\omega^{t+1}_{i}+\Delta\omega^{t}_{i})=0 \end{array}\right\} \tag{3.31}$$

$$P^{t}_{ei}-E'^{t}_{di}I^{t}_{di}-E'^{t}_{qi}I^{t}_{qi}=0 \tag{3.32}$$

$$\left.\begin{array}{c} I^{t}_{di}-\sum_{\forall j}Y_{ij}\left(E'^{t}_{dj}\cos\left(\delta^{t}_{i}-\delta^{t}_{j}-\theta_{ij}\right)+E'^{t}_{qj}\sin\left(\delta^{t}_{i}-\delta^{t}_{j}-\theta_{ij}\right)\right) \\ -\sum_{\forall w}Y_{iw}\left(V^{t}_{Dw}\sin(\delta^{t}_{i}-\theta_{iw})-V^{t}_{Qw}\cos(\delta^{t}_{i}-\theta_{iw})\right)=0 \end{array}\right\} \tag{3.33}$$

$$\left.\begin{array}{c} I^{t}_{qi}-\sum_{\forall j}Y_{ij}\left(E'^{t}_{qj}\cos\left(\delta^{t}_{i}-\delta^{t}_{j}-\theta_{ij}\right)-E'^{t}_{dj}\sin\left(\delta^{t}_{i}-\delta^{t}_{j}-\theta_{ij}\right)\right) \\ -\sum_{\forall w}Y_{iw}\left(V^{t}_{Dw}\cos(\delta^{t}_{i}-\theta_{iw})+V^{t}_{Qw}\sin(\delta^{t}_{i}-\theta_{iw})\right)=0 \end{array}\right\} \tag{3.34}$$

$$\delta^{t}_{COI}-\sum_{i}H_i\delta^{t}_{i}\Big/\sum_{i}H_i=0 \tag{3.35}$$

$$-\delta^{MAX}\leq\ \delta^{t}_{i}-\delta^{t}_{COI}\leq\delta^{MAX} \tag{3.36}$$

$$V^{MIN}_{m}\leq V_m\leq V^{MAX}_{m};\ \alpha^{MIN}_{m}\leq\alpha_m\leq\alpha^{MAX}_{m};0\leq I_{mn}\leq I^{MAX}_{mn} \tag{3.37}$$

$$\left.\begin{array}{c} P^{MIN}_{Gi}\leq P_{Gi}\leq P^{MAX}_{Gi};0\leq I_{Gi}\leq I^{MAX}_{Gi} \\ P^{2}_{Gi}+(Q_{Gi}+V^{2}_{Gi}/x'_{di})^2\leq(E_{MAXi}V_{Gi}/x'_{di})\text{^})^2 \end{array}\right\} \tag{3.38}$$

$$\Delta\omega^{MIN}\leq\omega^{t}_{i}\leq\Delta\omega^{MAX};\delta^{MIN}\leq\delta^{t}_{i}\leq\delta^{MAX} \tag{3.39}$$

$$\left.\begin{array}{c}\mathrm{E}'^{\mathrm{MIN}}_{\mathrm{di}} \le E'^{t}_{di} \le \mathrm{E}'^{\mathrm{MAX}}_{\mathrm{di}}; \mathrm{E}'^{\mathrm{MIN}}_{\mathrm{qi}} \le E'^{t}_{qi} \le \mathrm{E}'^{\mathrm{MAX}}_{\mathrm{qi}}; \mathrm{E}^{\mathrm{MIN}}_{\mathrm{fdi}} \le E_{fdi} \le \mathrm{E}^{\mathrm{MAX}}_{\mathrm{fdi}} \\ \mathrm{I}^{\mathrm{MIN}}_{\mathrm{di}} \le I^{t}_{di} \le \mathrm{I}^{\mathrm{MAX}}_{\mathrm{di}}; \mathrm{I}^{\mathrm{MIN}}_{\mathrm{qi}} \le I^{t}_{qi} \le \mathrm{I}^{\mathrm{MAX}}_{\mathrm{qi}}\end{array}\right\} \tag{3.40}$$

$$\left.\begin{array}{c}E'^{t+1}_{Dw} - E'^{t}_{Dw} - \frac{\Delta t}{2}\left[\left(\frac{V^{t+1}_{Qrw}}{T'^{t+1}_{ow}} + \frac{V^{t}_{Qrw}}{T'^{t}_{ow}}\right) + \left(\frac{I^{t+1}_{Qrw}}{T'^{t+1}_{ow}} + \frac{I^{t}_{Qrw}}{T'^{t}_{ow}}\right)\right. \\ \left. + \omega_0\left(E'^{t+1}_{Qw}\Delta\omega^{t+1}_{rw} + E'^{t}_{Qw}\Delta\omega^{t}_{rw}\right)\right] = 0 \\ E'^{t+1}_{Qw} - E'^{t}_{Qw} - \frac{\Delta t}{2}\left[\left(\frac{V^{t+1}_{Drw}}{T'^{t+1}_{ow}} + \frac{V^{t}_{Drw}}{T'^{t}_{ow}}\right) + \left(\frac{I^{t+1}_{Drw}}{T'^{t+1}_{ow}} + \frac{I^{t}_{Drw}}{T'^{t}_{ow}}\right)\right. \\ \left. - \omega_0\left(E'^{t+1}_{Dw}\Delta\omega^{t+1}_{rw} + E'^{t}_{Dw}\Delta\omega^{t}_{rw}\right)\right] = 0\end{array}\right\} \tag{3.41}$$

$$\left.\begin{array}{lll}\mathrm{r_{crw}} = \mathrm{K_{crowbar}}\,\mathrm{r_{rw}} & & \\ T'^{t}_{ow} = \mathrm{T'^{0}_{ow}}\left[\frac{\mathrm{r_{rw}}}{\mathrm{r_{rw}} + \mathrm{r_{crw}}}\right] & ; & 0 < \mathrm{t} < \mathrm{t_{crw}} \\ T'^{t}_{ow} = \mathrm{T'^{0}_{ow}} & ; & \mathrm{t_{crw}} \le \mathrm{t}\end{array}\right\} \tag{3.42}$$

$$\left.\begin{array}{c}I^{t}_{Dr} - E'^{t}_{Qw} - (\mathrm{x_{sw}} - \mathrm{x'_{sw}})I^{t}_{Dsw} = 0 \\ I^{t}_{Qr} - E'^{t}_{Dw} - (\mathrm{x_{sw}} - \mathrm{x'_{sw}})I^{t}_{Qsw} = 0\end{array}\right\} \tag{3.43}$$

$$\left.\begin{array}{c}E'^{t}_{Dw} - \mathrm{x'_s} I^{t}_{Qsw} + V^{t}_{Dw} = 0 \\ E'^{t}_{Qw} - \mathrm{x'_s} I^{t}_{Dsw} - V^{t}_{Qw} = 0 \\ V^{t}_{DW} = V^{t}_{W}\cos(\alpha^{t}_{w})\,;\; V^{t}_{QW} = V^{t}_{W}\sin(\alpha^{t}_{w})\end{array}\right\} \tag{3.44}$$

$$\left.\begin{array}{c}\Delta\omega^{t+1}_{rw} - \Delta\omega^{t}_{rw} - \frac{\Delta t}{4\mathrm{H_w}}\left[(T^{t+1}_{mw} - T^{t+1}_{elw}) + (T^{t}_{mw} - T^{t}_{elw})\right] = 0 \\ \omega^{t}_{rw} - 1 + \Delta\omega^{t}_{rw} = 0\,;\; T^{t}_{mw}\omega^{t}_{rw} - P^{t}_{mw} = 0\end{array}\right\} \tag{3.45}$$

$$\left.\begin{array}{c}P^{t}_{mw} - C^{t}_{pw}\mathrm{K_{mw}}(\mathrm{u_w})^3 = 0 \\ C^{t}_{pw} - \sum_{\mathrm{i=0}}^{\mathrm{n}}\sum_{\mathrm{j=0}}^{\mathrm{n}}\alpha_{\mathrm{ijw}}(\lambda^{t}_{w})^{\mathrm{i}}(\beta^{t}_{w})^{\mathrm{j}} = 0; \\ \lambda^{t}_{w} - \mathrm{K_{bw}}\left(\frac{\omega^{t}_{rw}}{\mathrm{u_w}}\right) = 0\end{array}\right\} \tag{3.46}$$

$$\left.\begin{array}{lll}\beta^{t}_{w} - \beta^{0}_{w} + \left(\frac{\mathrm{d}\beta}{\mathrm{dt}}\right)^{\mathrm{MAX}} t = 0 & ; & 0 < \mathrm{t} \le \mathrm{t_{\beta w}} \\ \beta^{t}_{w} - \beta^{t_{\beta w}}_{w} = 0 & ; & \mathrm{t_{\beta w}} < \mathrm{t}\end{array}\right\} \tag{3.47}$$

$$\omega^{ERR\,t}_{w} - (\omega^{t}_{rw} - \omega^{REF}_{rw}) = 0 \tag{3.48}$$

$$\left.\begin{array}{c} T_{elw}^{REF\,t+1} - T_{elw}^{REF\,t} - [\mathrm{K}_{\mathrm{ptrq}}^{\mathrm{w}}(\omega_w^{ERR\,t+1} - \omega_w^{ERR\,t}) + \\ \mathrm{K}_{\mathrm{itrq}}^{\mathrm{w}}(\omega_w^{ERR\,t+1} + \omega_w^{ERR\,t})] = 0 \\ P_{elw}^{ORD\,t+1} - \dfrac{P_{elw}^{ORD\,t}(2\tau_{\mathrm{pcw}} - \Delta t)}{2\tau_{\mathrm{pcw}} + \Delta \mathrm{t}} - \\ \dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\tau_{\mathrm{pcw}} + \Delta \mathrm{t}}(P_{elw}^{REF\,t+1} + P_{elw}^{REF\,t}) = 0 \\ P_{elw}^{REF\,t} - \Delta\omega_{rw}^{t} T_{elw}^{REF\,t} = 0 \end{array}\right\} \tag{3.49}$$

$$\left.\begin{array}{c} I_{qrw}^{REF\,t} - \mathrm{x}_{\mathrm{sw}}\left(\dfrac{P_{elw}^{ORD\,t}}{V_w^t}\right) = 0 \\ I_{drw}^{REF\,t} - V_w^t = 0 \\ I_{drw}^{t} - I_{drw}^{REF\,t} = 0 \\ I_{qrw}^{t} - I_{qrw}^{REF\,t} = 0 \end{array}\right\} \tag{3.50}$$

$$\left.\begin{array}{c} I_{Drw}^t - I_{drw}^t \cos(\alpha_w^{PLL\,t}) + I_{qrw}^t \sin(\alpha_w^{PLL\,t}) = 0 \\ I_{Qrw}^t - I_{drw}^t \sin(\alpha_w^{PLL\,t}) - I_{qrw}^t \cos(\alpha_w^{PLL\,t}) = 0 \\ \alpha_w^{PLL\,t} - \alpha_w^t + \pi/2 = 0 \end{array}\right\} \tag{3.51}$$

$$\left.\begin{array}{c} P_{sw}^t = V_{Dw}^t I_{Dsw}^t + V_{Qw}^t I_{Qsw}^t \\ P_w^t = V_{Dw}^t I_{Dw}^t + V_{Qw}^t I_{Qw}^t \\ P_{GSCw}^t = V_{Drw}^t I_{Drw}^t + V_{Qrw}^t I_{Qrw}^t \\ P_w^t - P_{sw}^t + P_{GSCw}^t = 0 \end{array}\right\} \tag{3.52}$$

$$\left.\begin{array}{c} Q_{sw}^t = V_{Qw}^t I_{Dsw}^t - V_{Dw}^t I_{Qsw}^t \\ Q_w^t = V_{Qw}^t I_w^t - V_{Dw}^t I_{Qw}^t \\ Q_w^t - Q_{sw}^t = 0 \end{array}\right\} \tag{3.53}$$

$$\left.\begin{array}{c} \mathrm{N}_{\mathrm{w}}^{\mathrm{GEN}} I_{Dw}^t - \sum_{\forall j} \mathrm{Y}_{\mathrm{wj}}\left(E_{dj}'^t \sin\left(\delta_j^t + \theta_{wj}\right) + E_{qj}'^t \cos\left(\delta_j^t + \theta_{wj}\right)\right) \\ - \sum_{\forall k} \mathrm{Y}_{\mathrm{wk}}\left(V_{Dk}^t \cos\left(\theta_{\mathrm{wj}}\right) - V_{Qk}^t \sin\left(\theta_{\mathrm{wj}}\right)\right) = 0 \\ \mathrm{N}_{\mathrm{w}}^{\mathrm{GEN}} I_{Qw}^t - \sum_{\forall j} \mathrm{Y}_{\mathrm{wj}}\left(E_{qj}'^t \sin\left(\delta_j^t + \theta_{\mathrm{wj}}\right) - E_{dj}'^t \cos\left(\delta_j^t + \theta_{\mathrm{wj}}\right)\right) \\ - \sum_{\forall k} \mathrm{Y}_{\mathrm{wk}}\left(V_{Dk}^t \sin\left(\theta_{\mathrm{wj}}\right) + V_{Qk}^t \cos\left(\theta_{\mathrm{wj}}\right)\right) = 0 \end{array}\right\} \tag{3.54}$$

$$\lambda_{\mathrm{w}}^{\mathrm{MIN}} \le \lambda_w^t \le \lambda_{\mathrm{w}}^{\mathrm{MAX}} \tag{3.55}$$

En las ecuaciones anteriores, los subíndices i, j representan los generadores síncronos, mientras que los subíndices w, k representan los parques eólicos del sistema. Los subíndices m, n son utilizados para referenciar las barras del sistema. Los subíndices G y D son utilizados como indicadores de potencia generada y demandada, respectivamente, utilizados en el cálculo del flujo de potencia y corrientes de los generadores.

La ecuación (3.21) corresponde a la función objetivo del problema. Para su cálculo se asume un costo lineal dependiente únicamente de las unidades térmicas, considerando un costo variable nulo para la generación eólica, la que siempre se despacha al máximo posible según la condición de viento. La función de costo puede aproximarse mediante un polinomio de orden mayor, sin embargo, se ha utilizado una aproximación lineal para el costo de generación en base al trabajo previo sobre el que se ha implementado este modelo [1].

Las ecuaciones (3.22) a (3.23) corresponden al cálculo del flujo de potencia del sistema, en que se ha extendido el planteamiento clásico para incluir las ecuaciones en estado estacionario de la turbina eólica tipo DFIG [33], permitiendo inicializar las variables de pre-falla tanto en los generadores síncronos como en las turbinas eólicas. La ecuación (3.24) es utilizada para obtener el valor de las corrientes por las líneas del sistema, las que son empleadas en la verificación de las restricciones del OPF.

Las ecuaciones (3.25) a (3.29) inicializan las variables de los generadores síncronos del sistema en el estado de pre-falla, y dependen del resultado del flujo de potencia. A partir de estos valores es posible obtener la respuesta transitoria de dichos generadores en el estado de falla.

Las ecuaciones (3.30) a (3.34) son utilizadas para obtener las trayectorias de las variables de los generadores síncronos durante el periodo de estudio. En particular, las ecuaciones (3.33) y (3.34) se utilizan para la obtención de las corrientes en el sistema de referencia en *d-q*, que en esta ocasión representan a los ejes directo y en cuadratura.

La una matriz de admitancia $\boldsymbol{Y}$ es una reducción de la matriz de admitancia de barras del sistema $\boldsymbol{Y}^{BUS}$, que considera sólo los nodos de las tensiones internas de los generadores síncronos y del punto de conexión de los parques eólicos. La matriz de admitancia $\boldsymbol{Y}$ cambiará dependiendo del estado de falla y post-falla del sistema.

El centro de inercia del sistema δ_{COI}^{t} se estima según la ecuación (3.35) [13]. La trayectoria de esta variable permite verificar el criterio de estabilidad transitoria del sistema al comprobar la restricción (3.36). Lo anterior indica que, si la trayectoria de los ángulos de carga δ_{i}^{t} para cada generador síncrono del sistema se encuentra dentro de una banda centrada δ_{COI}^{t}, entonces el resultado del TSC-OPF cumple con el criterio de estabilidad transitoria.

Las restricciones (3.37) a (3.38) corresponden al criterio utilizado en el planteamiento del OPF del sistema, según las limitaciones de los generadores síncronos y de corrientes por las líneas. Las restricciones (3.39) a (3.40), en conjunto con el criterio de estabilidad descrito en el párrafo anterior, corresponden a las restricciones dinámicas del sistema.

Las ecuaciones posteriores son la propuesta al modelo dinámico que representan los parques eólicos del sistema. En dicho enfoque se asume que los valores iniciales se encuentran dentro de sus límites, pues a diferencia del generador síncrono no se itera sobre la inyección óptima de potencia, considerándose dependiente sólo de la condición de viento. Si bien se puede trabajar mediante una señal de viento estimada, para este planteamiento se considera una condición de viento constante [26].

Las ecuaciones en (3.41) corresponden a la discretización de las ecuaciones del rotor del DFIG mencionadas en (3.5) y (3.6). La constante de circuito abierto del generador T_{o}' es dependiente de la resistencia del rotor r_{rw}, la que varía según la activación y desactivación de la protección, siendo r_{crw} la resistencia adicional agregada por la protección tipo *crowbar*. Esta descripción es especificada en la ecuación (3.42), donde t_{crw} corresponde al instante en que se reactiva el control eléctrico del DFIG una vez desactivada dicha protección.

Las ecuaciones (3.43) y (3.44) corresponden a las ecuaciones de enlace de flujo del rotor y ley de voltajes de Kirchhoff en el estator, respectivamente. A diferencia del generador síncrono, en la representación dinámica del DFIG es necesario obtener las variables en terminales de estator de la máquina, pues el GSC de la máquina está conectado igualmente al estator, imposibilitando la utilización del nodo de la tension interna del generador en la matriz de admitancia reducida del sistema $\boldsymbol{Y}$.

Las ecuaciones en (3.45) son utilizadas para conocer la trayectoria de la velocidad del eje de la máquina DFIG. Esta variable incide tanto en las ecuaciones del rotor de la máquina en (3.41), como en el cálculo de la potencia extraída del viento según las ecuaciones en (3.46). De esta forma, y a diferencia de la representación de la turbina del generador síncrono, la potencia extraída del viento no depende sólo de la velocidad del viento, sino que también de la velocidad de giro de la máquina, la que a su vez depende del equilibrio electromecánico entre el torque ejercido por el viento y el torque de carga ofrecido por el generador.

La ecuación (3.47) corresponde al control propuesto sobre el ángulo de pala de la turbina β_w^t (*pitch angle*). Cuando ocurre la falla, el control eléctrico es desactivado al actuar la protección, siendo β_w^t la única variable de control durante este régimen. Evitar un aumento del deslizamiento durante la falla permite disminuir el consumo de potencia reactiva inductiva, siendo esencial para la recuperación de la tensión en barras al reactivar el control eléctrico, por lo que el control sobre el *pitch angle* se considera saturado desde el instante en que se conecta la protección hasta $\mathrm{t}_{\beta\mathrm{w}}$, para este caso en particular. Mantener el valor constante en $\beta_w^{t_{\beta w}}$ es una decisión intermedia: volver rápidamente al valor inicial de β_w^t retardará la reducción del deslizamiento de la máquina, mientras que un valor creciente de β_w^t disminuirá notoriamente la inyección de potencia activa al sistema, afectando el criterio de estabilidad transitoria.

Las ecuaciones (3.48) a (3.49) corresponden al control de torque de la turbina, el que actúa durante todo el periodo de estudio. El error en la velocidad $\omega_w^{ERR\ t}$ es usado como entrada del controlador PI mostrado en la Fig. 3.8, cuya actuación es una potencia

eléctrica de referencia $P_{elw}^{REF\,t}$. Dicha variable es utilizada por el control de corriente, la que fuerza al generador a inyectar la potencia deseada desde el estator cuando el control eléctrico está activo.

La ecuación (3.50) corresponde al control de potencia eléctrica del generador, y se aplica una vez desactivada la protección. La actuación de este control, considerado instantáneo, corresponde a las referencias del controlador de corriente en el marco de referencia por campo orientado. A diferencia de los ejes directo y en cuadratura *d-q* utilizados en el modelo del generador síncrono, en el modelo del DFIG los ejes *d-q* hacen referencia al eje real e imaginario del marco de referencia por campo orientado utilizado en el control. Debido a lo anterior, las corrientes del rotor I_{drw}^{t} y I_{qrw}^{t} logran el valor de referencia en forma instantánea, modelándose como una fuente ideal de corriente.

La ecuación (3.51) es utilizada para transformar las corrientes del rotor en el marco de referencia por campo orientado *d-q* al marco de referencia síncrono *D-Q*, siendo este último el utilizado para el planteamiento de las ecuaciones dinámicas de la máquina. Para tal objetivo se debe calcular el ángulo del PLL $\alpha_{w}^{PLL\,t}$, que es igual al ángulo de la tensión en terminales del DFIG α_{w}^{t} calculado en (3.44), adelantado en $\pi/2$ radianes.

Las ecuaciones (3.52) a (3.53) efectúan el cálculo de la potencia eléctrica del generador, y fuerzan el balance de potencia real e imaginaria en terminales de la máquina. En dicho balance incide tanto la potencia inyectada por el estator P_{sw}^{t} y Q_{sw}^{t}, como el consumo de potencia por el GSC, $P_{GSC\,sw}^{t}$. El valor de $Q_{GSC\,w}^{t}$ se considera nulo por efecto del control del GSC. Los valores netos de potencia inyectada a la red por el DFIG corresponden a las variables P_{w}^{t} y Q_{w}^{t}.

Las ecuaciones en (3.54) son usadas para el cálculo de las corrientes inyectadas al sistema por el DFIG, I_{Dw}^{t} e I_{Qw}^{t}. En dicho planteamiento incide el número de generadores del parque eólico N_{w}^{GEN}, donde queda explícita la idealización del parque, al considerarse la suma de las contribuciones de cada turbina. La expresión de estas

ecuaciones es similar a las utilizadas para el generador síncrono en (3.33) y (3.34), sin embargo, en dicho planteamiento se utilizan los ejes directo y en cuadratura, mientras que para el DFIG se trabaja en el marco de referencia síncrono *D*-*Q*.

La restricción (3.55) es necesaria debido a la estimación de la potencia de viento en (3.46). La aproximación dada por el fabricante, asumida como un polinomio de grado n, es válida sólo en el rango $\lambda_{\mathrm{w}}^{\mathrm{MIN}}$ y $\lambda_{\mathrm{w}}^{\mathrm{MAX}}$. El resto de las restricciones transitorias del generador se asumen cumplidas, debido a la limitante otorgada por la protección y a la recuperación instantánea del control eléctrico cuando este es recuperado.

3.5 Caso de estudio, sistema de 20 barras

El sistema de potencia de prueba está basado en un sistema de 20 barras ubicado en las islas Baleares de España [1]. En él se ha eliminado el enlace HVDC y se ha reemplazado por un parque eólico de 30 turbinas eólicas de la marca General Electric de 1.5 MW [5]. El sistema resultante está compuesto por cinco unidades térmicas síncronas: G1, G2, G3, G4 y G5, y un parque eólico de tecnología DFIG como se muestra en la Fig. 3.14.

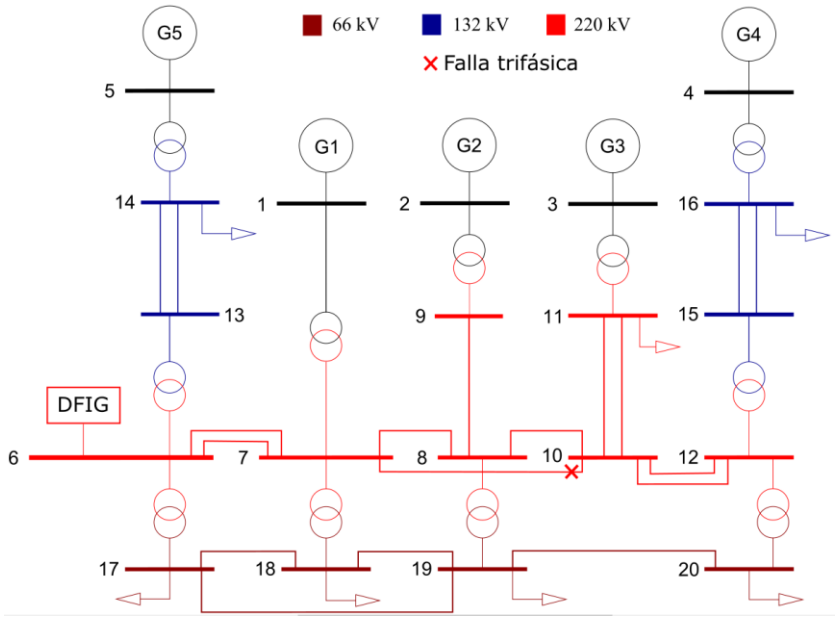

Fig. 3.14 Sistema de prueba de 20 Barras para ejecutar el algoritmo TSC-OPF,

La turbina eólica que se ha modelado opera a potencia nominal cuando el viento es de aproximadamente 14 m/s, usándose un viento de 11 m/s para efectos de prueba, considerado uniforme para cada turbina. En este escenario el fabricante impone una condición óptima de operación con mínimo ángulo de pala 0[°] y una velocidad fija del eje a 1.2[p.u]. La condición anterior se cumple siempre y cuando la potencia inyectada por la máquina sea igual o superior a 0,48 veces la potencia nominal. Imponer una condición de viento conocida permite una relación de unicidad entre la velocidad del viento y potencia mecánica, como se aprecia en la Fig. 3.1. La relación inversa no es única al existir dos valores posibles para el viento que generan una misma potencia mecánica, por lo que no se recomienda utilizar un valor de potencia conocida como valor inicial.

Para efectuar un OPF se debe resolver el algoritmo de optimización según las ecuaciones (3.21) a (3.25), (3.37), (3.38) , (3.46) y (3.55). En las ecuaciones de (3.46) se deben aplicar los valores de ángulo de pala β[rad] y deslizamiento $\Delta\omega_r$[p.u] según se indicó en el párrafo anterior. En caso de aplicar un TSC-OPF rigen las ecuaciones (3.21) a (3.55). El *solver* utilizado es el IPOPT (*interior point method*) [34, 35], de acceso gratuito, aunque se utilizó una interfaz de pago para el planteamiento del problema de la compañía GAMS [6].

Los datos técnicos y económicos que se han utilizado se encuentran en el Anexo A [1, 26].

3.5.1 Flujo de potencia óptimo

Los resultados del OPF en función del factor de carga se muestran en la Fig. 3.15. En él se aprecia un valor constante de la potencia inyectada por el parque eólico. Esto se debe al nulo costo de la potencia activa entregada por el parque, la que adicionalmente no perjudica las restricciones de seguridad del OPF. La prioridad en el despacho de las unidades generadoras térmicas es evidente, siendo prioritario el generador G3, seguido de los generadores G1 y G2. La prioridad en el despacho entre los generadores G4 y G5 es dependiente del factor de carga que se evalúe. Los resultados anteriores son

compatibles con el costo del despacho de las unidades generadoras según la Tabla A2 del Anexo A, en que el orden de prioridad es mayor mientras menor es el costo de generación del generador.

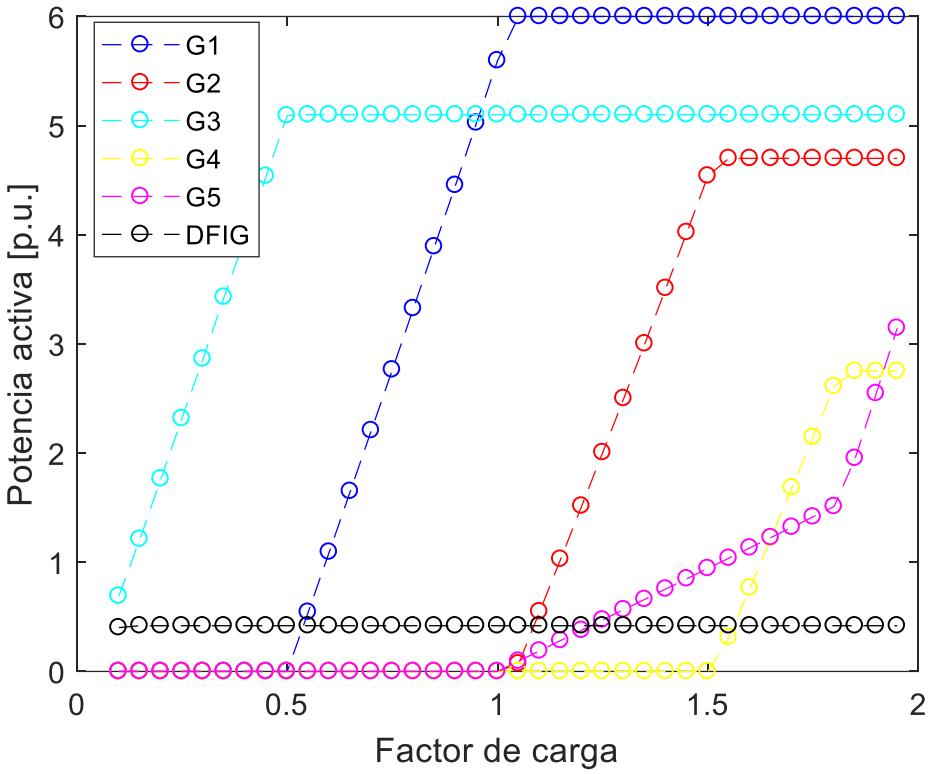

Fig. 3.15 OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras.

3.5.2 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria

Cuando se aplican las restricciones de estabilidad transitoria (TSC) es necesario que el sistema sea capaz de mantener la estabilidad angular cuando ocurre una falla. Para ello, las limitaciones del TSC se agregan a las restricciones del OPF, obteniendo un problema de optimización que contiene restricciones tanto estáticas como dinámicas. Bajo este escenario, el sistema es sometido a una simulación dentro de un tiempo razonable, pasando por un estado de pre-falla otorgado por las condiciones iniciales del OPF, seguido de una falla por cortocircuito trifásico cercano al generador G3 de

200[ms] de duración, para finalmente entrar al periodo de post-falla al ser aislada la línea en que ocurrió la falla. La solución óptima debe cumplir simultáneamente con las restricciones del OPF y TSC.

La condición de borde que ha demostrado ser óptima para el sistema de potencia es tal que el ángulo de carga del generador G3, el más cercano al punto de falla, se encuentra al límite del criterio de estabilidad transitoria según fue descrito en la Sección 2.1. El hecho anterior se ilustra en la Fig. 3.16, en que la banda del criterio de estabilidad, centrada en la trayectoria del centro de inercia del sistema δ_{COI}, se dibuja con línea punteada. En este caso de estudio se ha implementado una banda igual a $\delta^{MAX} = 60[°]$ según la ecuación (3.36), de acuerdo al valor utilizado en [1].

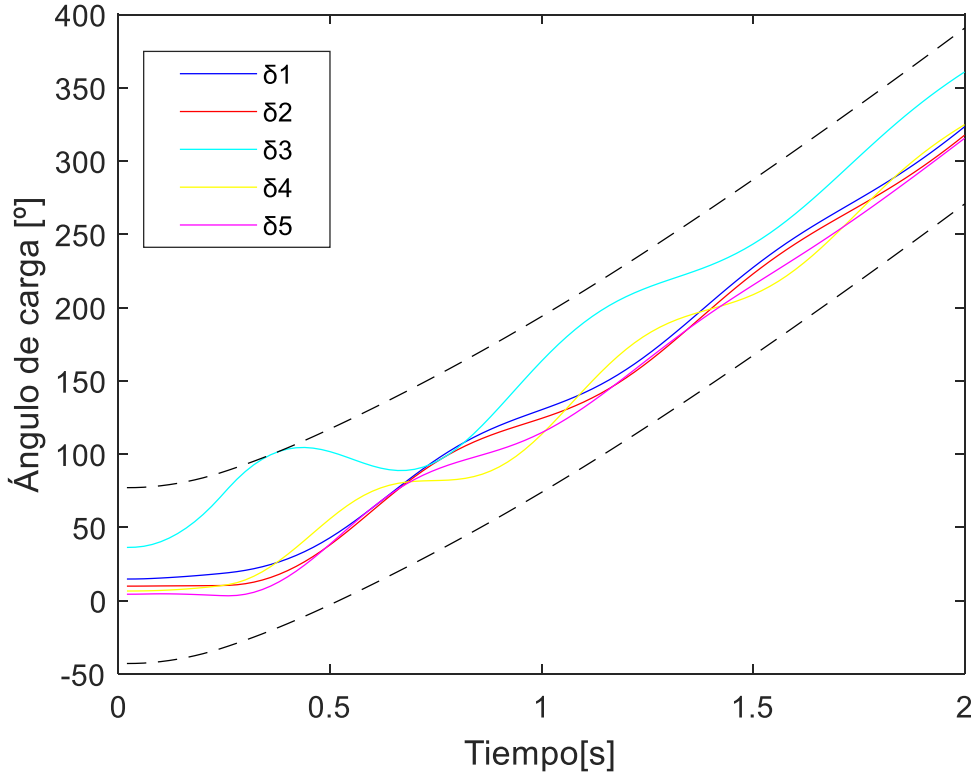

Fig. 3.16 Ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema de prueba de 20 barras para un factor de carga de 0,5.

En la Fig. 3.16 se observa además la evidente tendencia a la estabilidad angular del sistema, en que los ángulos de carga de todos los generadores síncronos tienden a estabilizarse en una trayectoria cercana a δ_{COI}. Si bien el sistema acelera, el aumento en la frecuencia se asume despreciable, con el objetivo de utilizar parámetros de modelamiento independientes de la frecuencia.

La protección tipo *crowbar* se ha implementado hasta un tiempo de 80[ms] luego de aclarada la falla, con una resistencia adicional igual a diez veces la resistencia del devanado del rotor. Esto corresponde a un criterio pesimista desde el punto de vista de la operación, al impedir la reconexión del control eléctrico del parque eólico en el instante que se ha eliminado la falla, sin embargo, asegura la disminución de las corrientes del rotor al sostener la protección por un tiempo razonable.

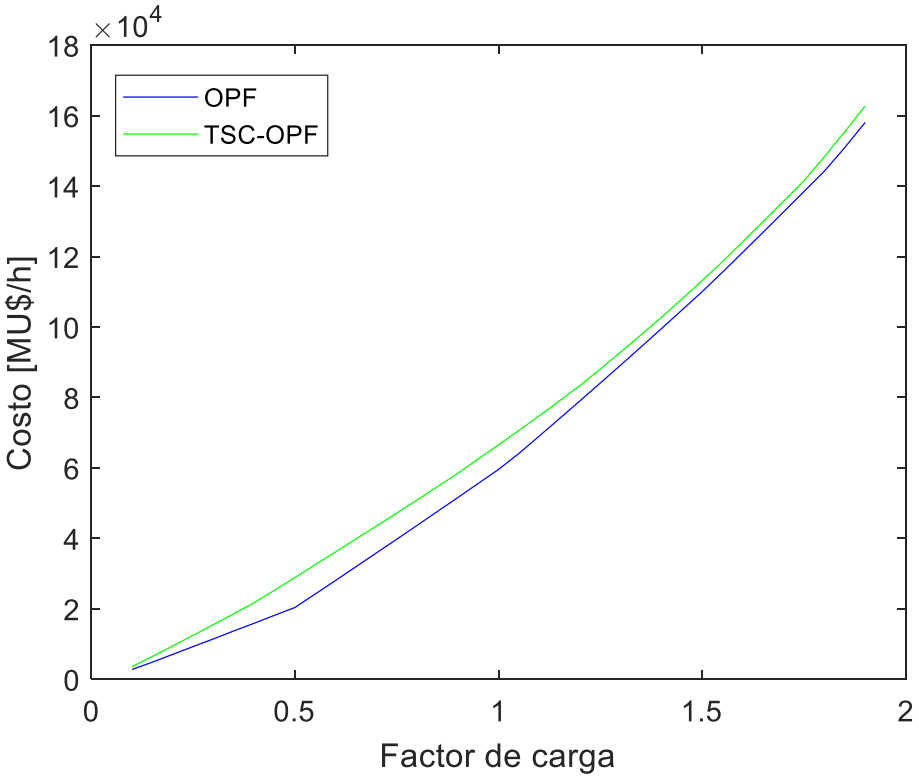

Fig. 3.17 Comparativa del costo de despacho de energía entre el OPF y el TSC-OPF, para el sistema de prueba de 20 barras.

Aplicar un TSC-OPF modifica la solución óptima del OPF de la Fig. 3.15. Debido a las restricciones adicionales, el costo de la operación evidentemente aumentará, como se muestra en la Fig. 3.17. El aumento porcentual del costo varía entre un 2,21% para un factor de carga de 1,8 y un 41,80% para un factor de carga de 0,55. Este resultado pone en evidencia la importancia de considerar las restricciones de estabilidad transitoria, que ha mostrado en este caso particular ser más relevante para factores de carga reducidos.

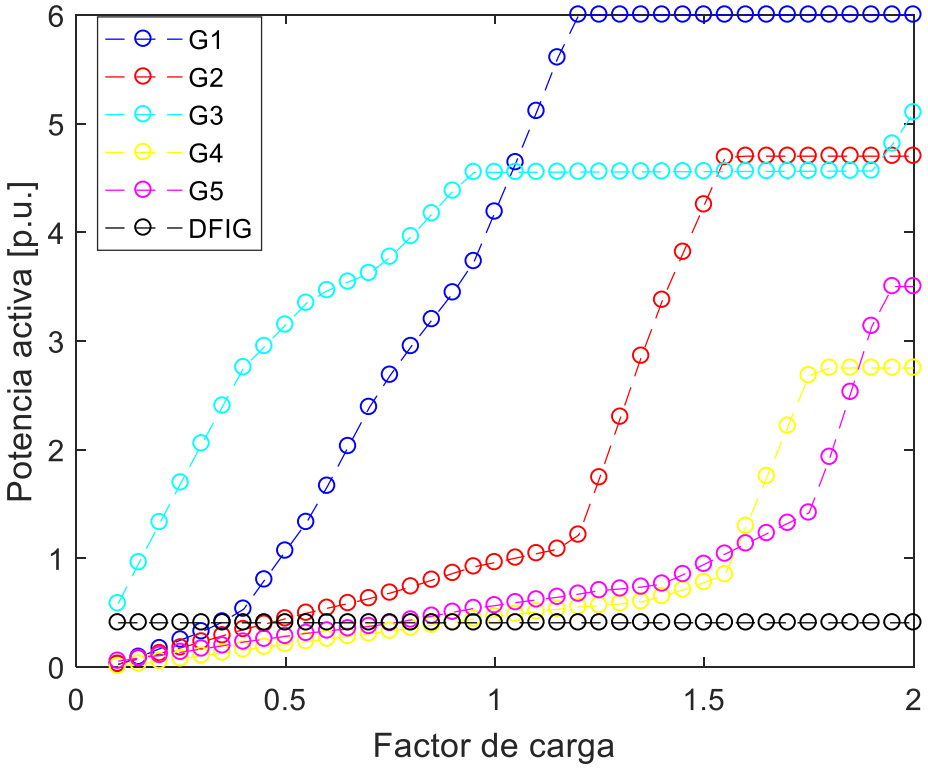

Fig. 3.18 TSC-OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras.

Cuando se resuelve un TSC-OPF, el despacho de energía de las unidades generadoras obtenido en un OPF cambia, y el óptimo no sólo se rige por restricciones estáticas, sino que también obedece a restricciones dinámicas que rigen desde el estado de pre-falla al estado de post-falla. El resultado del caso de estudio se muestra en la Fig. 3.18, donde se observa la participación en la inyección de potencia activa de todos los generadores

del sistema para todos los factores de carga en estudio. Al igual que en el OPF, la inyección de potencia por el parque eólico es considerada constante e independiente de las restricciones del sistema. La prioridad en el despacho de energía de las unidades síncronas se mantiene, siendo el generador G3 el de mayor prioridad.

Los tiempos de simulación obtenidos en el proceso de optimización se muestran en la Tabla 3.1, mediante el hardware descrito en el Anexo B. El promedio obtenido es de 70,89[s] con una desviación estándar de 92,22[s], lo cual indica la alta variabilidad en la obtención del resultado. Lo anterior se explica por la indeterminación del punto inicial con el que es ejecutado el algoritmo, lo cual está directamente relacionado a la velocidad de convergencia. Debido a la gran cantidad de variables que gobiernan la dinámica del DFIG y a los controladores, la probabilidad de que el punto inicial sea adecuado es reducida, observándose una gran variabilidad en los tiempos de simulación.

Tabla 3.1 Tiempos de ejecución del TSC-OPF en sistema de 20 barras basado en las Islas Baleares.

Factor de carga	Tiempo [s]
0,1	5,491
0,4	3,248
0,7	88,232
1	22,000
1,3	15,427
1,6	102,822
1,9	259,794

3.5.3 Efecto del tiempo de conexión de la protección tipo *crowbar* y la resistencia adicional utilizada sobre el costo de operación

En el planteamiento de la dinámica del generador eólico tipo DFIG se implementó la protección tipo *crowbar*, la cual actúa durante un tiempo determinado por el control de la máquina. Cuando la protección opera, el control eléctrico es desactivado y el generador eólico tipo DFIG se comporta temporalmente como una máquina

asincrónica tipo jaula de ardilla, con resistencia de rotor adicional. Cuando esto ocurre, la máquina consume potencia reactiva inductiva desde la red, lo cual es perjudicial para la recuperación de la tensión en barras. Sin embargo, el impacto económico de la operación de la protección es desconocido. Bajo dicho escenario, conviene analizar el impacto de la protección tipo *crowbar* sobre el costo óptimo de operación otorgado por el TSC-OPF.

Para el análisis se efectuó un estudio de sensibilidad bi variable, cuyos parámetros de ajuste corresponden al tiempo de duración de la protección y la resistencia adicional conectada al rotor r_{crw}, según la ecuación (3.41), donde $r_{crw} = K_c r_{rw}$. En el análisis de la sección anterior se utilizó un valor de $K_c = 10$, con un tiempo de duración de la protección de hasta 80[ms] luego de aclarada la falla, es decir, 280[ms] en total. El resultado para otros valores de estos parámetros se muestra en la Fig. 3.19.

Al observar la Fig. 3.19. se aprecia la conveniencia de desconectar la protección tempranamente cuando la resistencia adicional conectada al rotor es de valor reducido. No obstante, cuando el valor de la resistencia adicional incrementa, existe beneficio económico en desconectar la protección en un tiempo mayor. Independiente del resultado anterior, la decisión del operador debe ser sistémica al velar por una rápida recuperación del suministro de potencia activa luego de aclarada la falla, así como también una rápida recuperación de la tensión en barras durante y después de la falla. Bajo dicha perspectiva, siempre convendrá desconectar la protección lo antes posible, de tal forma que el control eléctrico sea recuperado y el impacto del parque eólico sobre el sistema de potencia sea el mínimo.

La variación porcentual entre los costos máximo y mínimo obtenidos en el análisis de la Fig. 3.19 es igual al 0.14%, valor que mide el grado de impacto que tiene esta decisión sobre el control de la protección en el parque eólico respecto del sistema de potencia.

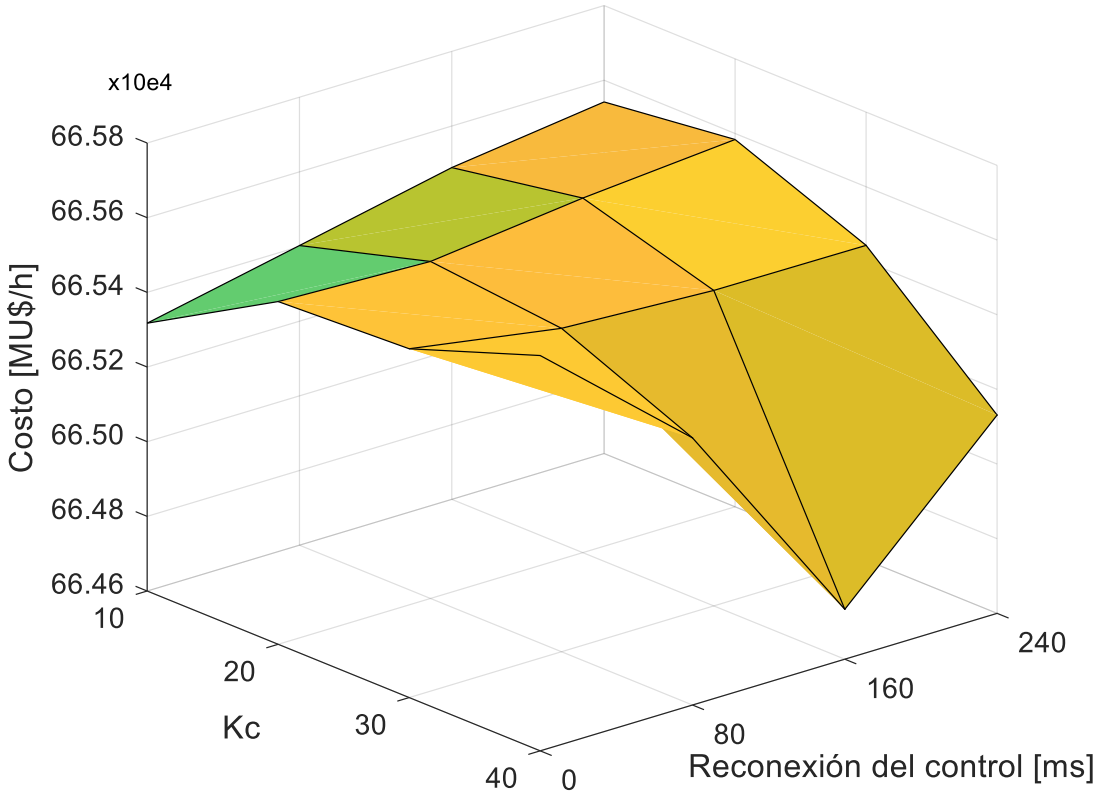

Fig. 3.19 Análisis económico de las variables de ajuste de la planta eólica tipo DFIG.

3.6 Análisis de resultados

La simplificación efectuada al modelamiento dinámico de un generador DFIG se basa en asumir un control eléctrico instantáneo, justificado por el paso de tiempo escogido para la simulación del sistema. Debido a ello, el único controlador PI que es incluido en el algoritmo corresponde al control de torque de la turbina según la ecuación (3.49). El controlador se asume sin saturación, debido a la imposibilidad de utilizar un *solver* de optimización que pueda considerar esta particularidad, aunque la saturación no se aprecia debido al rápido control eléctrico y a un punto de operación cercano, pero menor a la potencia nominal del DFIG usado en el caso de estudio.

Los resultados del caso de estudio muestran un incremento en el costo de operación del TSC-OPF respecto al OPF, debido a las restricciones de estabilidad transitorias que son añadidas. Para los factores de carga entre 0,1 y 1,95 que se han estudiado, se observa un aumento de entre 2,21% y 41,80% en el costo de operación, según se visualiza en la Fig. 3.17. La falla analizada en el TSC-OPF ocurre en el punto mostrado en la Fig. 3.14, donde los resultados arrojan que la mayor desviación del ángulo de carga respecto al centro de inercia del sistema fue el generador G3, el más cercano al punto de falla.

Si bien el *solver* IPOPT utilizado para la resolución del problema arrojó una solución óptima, en los resultados de las trayectorias para la potencia activa del DFIG se observan oscilaciones, fenómeno mostrado en la Fig. A1 del Anexo A, en la que se aprecia convergencia en la señal obtenida. Debido al poco impacto de la potencia activa proveniente del parque eólico sobre el sistema, la trayectoria de los ángulos de carga de los generadores síncronos no se ve afectado por dicho fenómeno. Esté es un problema clásico en el planteamiento de ecuaciones algebraico-diferenciales, de difícil solución debido a constantes de tiempo lentas (mecánicas) y rápidas (eléctricas, DFIG).

La protección tipo *crowbar* implementada en la dinámica del generador eólico posee dos parámetros de ajuste: el tiempo de conexión y la resistencia adicional agregada al devanado del rotor. El efecto de ambos parámetros sobre el costo de operación se muestra en la Fig. 3.19, donde se observan variaciones en el orden del 0,1% sobre el costo de operación, lo cual depende del ajuste de los parámetros de la protección anteriormente nombrados. Si bien se observa un valor económicamente óptimo de ajuste, desconectar rápidamente la protección y recuperar el control eléctrico siempre será beneficioso desde la perspectiva de la calidad del servicio.

Las variables sistémicas del parque eólico: potencia activa y potencia reactiva inductiva inyectadas al sistema, alcanzan rápidamente el valor de referencia cuando el control eléctrico es recuperado luego de desconectada la protección, tal y como se muestra en las Fig. A1 y Fig. A2 del Anexo A. Esto demuestra que, si se considerase la actuación del control eléctrico durante todo el rango de tiempo en estudio, es posible representar

el comportamiento del parque eólico como una inyección de potencia predefinida e igual al valor de referencia, despreciando las oscilaciones de potencia de corta duración. Esto será efectuado en el siguiente capítulo, en que se presentará el llamado FRT del parque eólico como alternativa de modelamiento, evitando con ello el problema de oscilación de potencia activa observado en este caso de estudio.

CAPÍTULO 4

Inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG al algoritmo TSC-OPF mediante una representación en régimen de falla FRT

4.1 Introducción

Durante la ejecución del TSC-OPF se resuelve la dinámica del sistema bajo régimen de falla. En particular, este trabajo se enfoca en el análisis de una falla por cortocircuito trifásico [1]. En el estudio del modelamiento de un parque eólico, presentado en el capítulo anterior, se aprecia la evidente dificultad de implementar la dinámica parcial o completa de una planta generadora. Sin embargo, las variables sistémicas: potencia activa y reactiva inductiva inyectadas por dicho parque logran rápidamente el valor de referencia deseado por el control eléctrico, cuando este es reactivado luego de desconectar la protección tipo *crowbar* que fue considerada.

Este capítulo trata sobre el modelamiento de un parque eólico de tecnología DFIG desde el punto de vista del sistema de potencia, teniendo como variable de entrada al algoritmo TSC-OPF la potencia inyectada por el parque. Esto es conocido como un modelo tipo *Fault Ride Through* (FRT) [36], representación que considera una característica predeterminada de inyección de potencia hacia el sistema cuando ocurre una falla. La aplicación del FRT requiere que el control electromecánico de los generadoesr actúe durante todo el periodo de estudio, y que sea lo suficientemente rápido como para lograr la referencia deseada en la inyección de potencia.

4.2 FRT de un parque eólico de tecnología DFIG

Cuando ocurre un cortocircuito en un punto de un sistema de potencia la tensión en barras disminuirá, fenómeno que es más acentuado en la zona cercana al punto de falla. Dependiendo la severidad de dicha contingencia actuará el control preprogramado en los equipos del sistema sensibles a la variación de la tensión, con la finalidad de proteger el equipo y/o mejorar la calidad del servicio otorgado, entre otras. Si dicho control permite regular el comportamiento del equipo durante el régimen de falla, sin necesidad de utilizar la protección o desconectar el dispositivo, es posible definir un régimen FRT en dicho equipo cuando ocurra la falla.

Un estudio particular presentado en [36] muestra un modelo general del comportamiento de una planta eólica de tecnología DFIG, basado en la *International Electrotechnical Commission* (IEC) y la regulación eléctrica en China. Dicha representación del FRT consiste básicamente en:

- Mantener el control eléctrico durante la falla, asumiendo que el parque eólico de tecnología DFIG soporta dicho régimen.
- Durante la falla, la referencia en la inyección de potencia activa se reduce al mínimo posible y la referencia en la inyección de potencia reactiva inductiva se maximiza, con el objetivo de reducir el impacto provocado por la disminución de la tensión en barras del parque.
- En el estado de post-falla, la referencia en la inyección de potencia reactiva inductiva se reduce al valor de pre-falla, usualmente nulo, mientras que la referencia en la inyección de potencia activa se eleva gradualmente y de forma lineal hasta el estado de pre-falla u operación normal.

No obstante, en este trabajo se asume lo siguiente:

- Los valores en la inyección de potencia son iguales al valor de referencia, esto implica despreciar las oscilaciones de potencia de corta duración, asumiendo un control eléctrico lo suficientemente rápido.
- Las inyecciones de potencia activa y reactiva durante régimen estacionario en el escenario de post-falla son iguales al valor en el estado de pre-falla. Esto implica considerar una condición de viento uniforme durante todo el periodo de estudio, además de la recuperación original en las referencias de potencia previas a la falla.

La suposición anterior ha sido aplicada, aunque de manera aún más reducida, en otro estudio [37]. No obstante, la justificación principal obedece a la conveniencia de representar el parque eólico de manera simplificada, dado el conocimiento del comportamiento dinámico del parque en su totalidad, permitiendo disminuir los tiempos de simulación del algoritmo de optimización TSC-OPF. Dicho criterio se centra en el enfoque necesario para obtener las trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos del sistema, y verificar con ello el criterio de estabilidad transitoria. Desde esta perspectiva, interesa plantear una dinámica de orden reducido del generador síncrono, mientras que el resto de los puntos de generación del sistema se pueden representar de manera aproximada como bloques de inyección de potencia controladas.

El modelo del parque eólico aplicado al algoritmo TSC-OPF es como se muestra en la Fig. 4.1. En dicha representación, el parque es visto como un bloque de potencia generalizado en que la inyección de potencia es controlada eléctricamente durante todo el periodo de estudio.

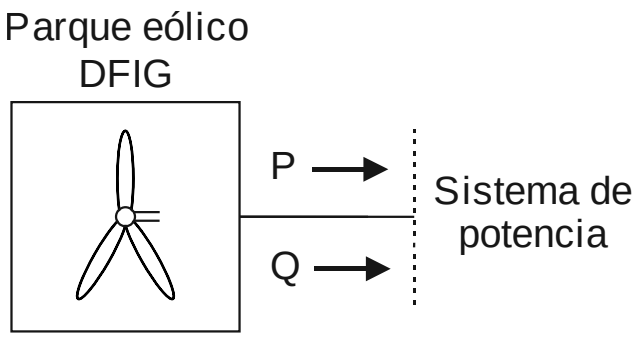

Fig. 4.1 Modelamiento de un parque eólico de tecnología DFIG como un bloque de inyección de potencia controlada.

Las curvas de potencia utilizadas en el TSC-OPF y que representan el FRT del parque eólico se muestran en las Fig. 4.2 y Fig. 4.3, donde se ha utilizado una potencia base de 100[MVA]. El parámetro de ajuste de la potencia activa corresponde al tiempo en que se recupera el estado de operación normal, en adelante denominado Δt_{FRT}, donde se ejemplifican cuatro casos. No obstante, la inyección de potencia reactiva inductiva se maximiza de acuerdo con las limitaciones técnicas de los generadores del parque eólico, bajo la premisa que dicho control es necesario para contribuir al aumento de la tensión en barras durante el periodo de falla.

La limitación de la potencia reactiva inductiva, inyectada durante el periodo de falla, se rige por la ecuación (4.1) [36]:

$$Q_{falla} = \mathrm{K_q}(0.9 - V) \tag{4.1}$$

Esta ecuación obedece el criterio de máxima inyección de potencia reactiva Q_{falla}, que es dependiende de la tensión V en barras del parque eólico. Debido a lo anterior, la señal de Q_{falla}es similar a la de V durante el periodo que ocurre el cortocircuito.

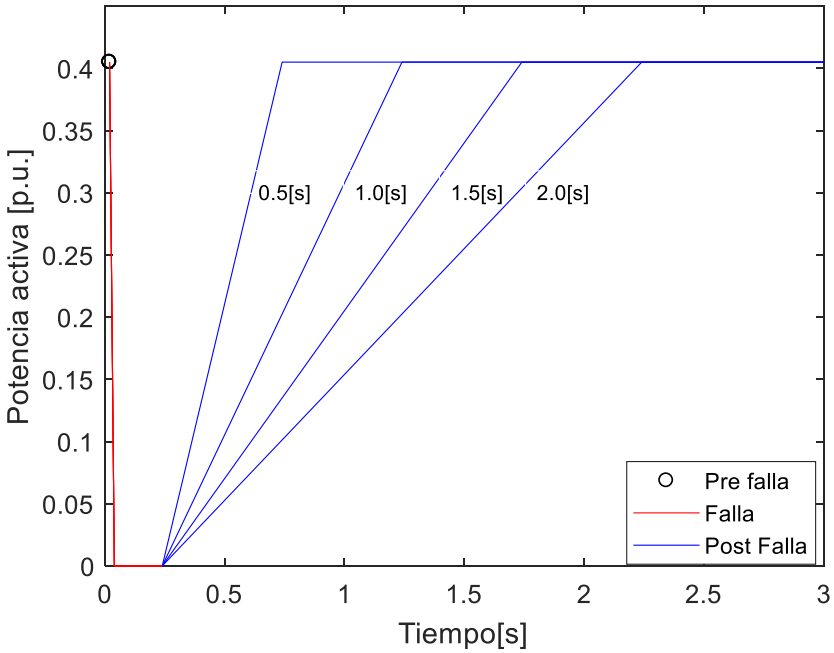

Fig. 4.2 FRT idealizado del control de potencia activa inyectada por un parque eólico de tecnología DFIG, para cuatro valores distintos de $\boldsymbol{\Delta t_{FRT}}$[s]

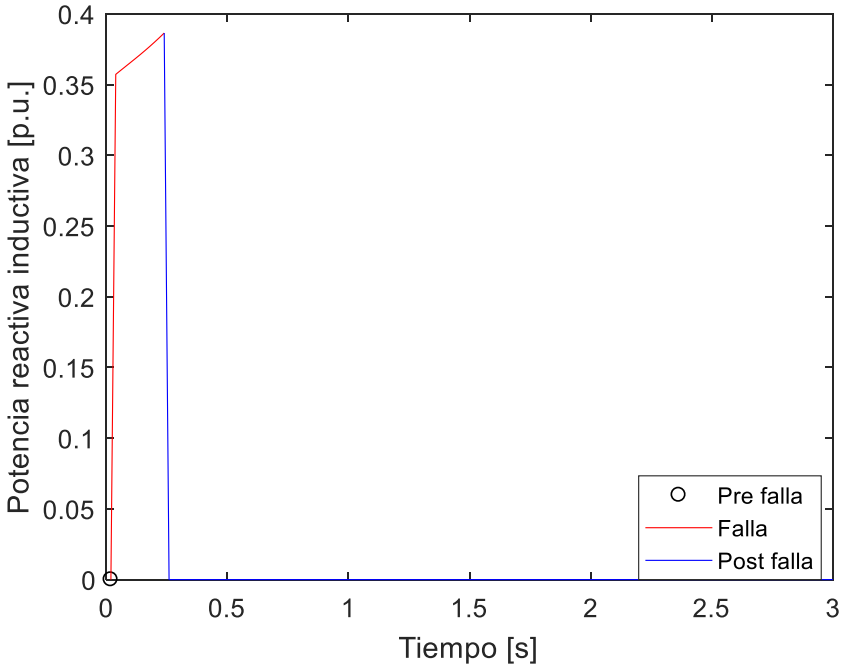

Fig. 4.3 FRT idealizado del control de potencia reactiva inductiva inyectada por un parque eólico de tecnología DFIG.

4.3 Ecuaciones del TSC-OPF con inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG mediante un modelo FRT

Las ecuaciones para efectuar el algoritmo TSC-OPF de un parque eólico representado como un bloque de potencia implica modificar las ecuaciones de modelamiento de la turbina eólica de la Sección 3.4.1 y reemplazarlas por las características del FRT.

El algoritmo TSC-OPF se expresa según la siguiente formulación:

$$\text{Min. } f(P_{SGi}) = \sum_i a_i P_{SGi} \tag{4.2}$$

Sujeto a:

$$\left.\begin{aligned} P_{Gz} - P_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} V_n \mathrm{Y}_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}} \cos(\alpha_z - \alpha_z - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \\ Q_{Gz} - Q_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} V_n \mathrm{Y}_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}} \sin(\alpha_z - \alpha_n - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.3}$$

$$\begin{aligned} (I_{mn})^2 - [(V_m \cos\alpha_m - V_n \cos\alpha_n)^2 + \\ (V_m \sin\alpha_m - V_n \sin\alpha_n)^2](\mathrm{Y}_{\mathrm{mn}}^{\mathrm{Bus}})^2 = 0 \end{aligned} \tag{4.4}$$

$$\left.\begin{aligned} (V_i I_{Gi})^2 - P_{Gi}^2 - Q_{Gi}^2 = 0 \\ \sin(\varphi_i) - \frac{Q_{Gi}}{V_i I_{Gi}} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.5}$$

$$\left.\begin{aligned} E_{di}'^0 - (\mathrm{x_{qi}} - \mathrm{x_{qi}}')I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ E_{qi}'^0 + (\mathrm{x_{di}} - \mathrm{x_{di}}')I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - E_{fdi} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.6}$$

$$\left.\begin{aligned} V_i \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{di}'^0 + (\mathrm{r_{ai}} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - \\ \mathrm{x_{qi}}' \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i))I_{Gi} = 0 \\ V_i \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{qi}'^0 + (\mathrm{r_{ai}}\, cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) + \\ \mathrm{x_{di}}' \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i))I_{Gi} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.7}$$

$$\left.\begin{aligned} I_{di}^0 - I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ I_{qi}^0 - I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.8}$$

$$\left.\begin{aligned} P_{ei}^{0} - P_{Gi} = 0 \\ \Delta\omega_{i}^{0} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.9}$$

$$\left.\begin{aligned} E_{di}'^{t+1}\left(1+\frac{\Delta t}{2T_{qoi}'}\right) - E_{di}'^{t}\left(1-\frac{\Delta t}{2T_{qoi}'}\right) - \\ \left(\frac{\Delta t}{2T_{qoi}'}\right)\left(x_{qi}-x_{qi}'\right)\left(I_{qi}^{t+1}+I_{qi}^{t}\right) = 0 \\ E_{qi}'^{t}\left(1+\frac{\Delta t}{2T_{doi}'}\right) - E_{qi}'^{t}\left(1-\frac{\Delta t}{2T_{di}'}\right) \\ -\left(\frac{\Delta t}{2T_{doi}'}\right)\left[2E_{fdi} - (x_{di}-x_{di'})(I_{di}^{t+1}+I_{di}^{t})\right] = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.10}$$

$$\left.\begin{aligned} \Delta\omega_{i}^{t+1}\left(1+\frac{D_i\Delta t}{4H_i}\right) - \Delta\omega_{i}^{t}\left(1-\frac{D_i\Delta t}{4H_i}\right) - \\ \left(\frac{\Delta t}{4H_i}\right)(2P_{mi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^{t}) = 0 \\ \delta_i^{t+1} - \delta_i^{t} - \left(\frac{\Delta t}{2}\right)\omega_0(\omega_i^{t+1} + \Delta\omega_i^{t}) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.11}$$

$$P_{ei}^{t} - E_{di}'^{t} I_{di}^{t} - E_{qi}'^{t} I_{qi}^{t} = 0 \tag{4.12}$$

$$\left.\begin{aligned} I_{di}^{t} - \sum_{\forall j} Y_{ij}\left(E_{dj}'^{t}\cos\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}\right) + E_{qj}'^{t}\sin\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}\right)\right) \\ - \sum_{\forall w} Y_{iw} V_w^t \sin(\delta_i^t - \alpha_w^t - \theta_{iw}) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.13}$$

$$\left.\begin{aligned} I_{qi}^{t} - \sum_{\forall j} Y_{ij}\left(E_{qj}'^{t}\cos\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}\right) - E_{dj}'^{t}\sin\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{ij}\right)\right) \\ - \sum_{\forall w} Y_{iw} V_w^t \cos(\delta_i^t - \alpha_w^t - \theta_{iw}) == 0 \end{aligned}\right\} \tag{4.14}$$

$$\delta_{COI}^{t} - \sum_{i} H_i \delta_i^t \Big/ \sum_{i} H_i = 0 \tag{4.15}$$

$$-\delta^{MAX} \leq \delta_i^t - \delta_{COI}^t \leq \delta^{MAX} \tag{4.16}$$

$$V_m^{MIN} \leq V_m \leq V_m^{MAX};\ \alpha_m^{MIN} \leq \alpha_m \leq \alpha_m^{MAX}; 0 \leq I_{mn} \leq I_{mn}^{MAX} \tag{4.17}$$

$$\left.\begin{aligned} P_{Gi}^{MIN} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{MAX}; 0 \leq I_{Gi} \leq I_{Gi}^{MAX} \\ P_{Gi}^2 + (Q_{Gi} + V_{Gi}^2/x_{di}')^2 \leq (E_{MAXi} V_{Gi}/x_{di}')\hat{}\,)^2 \end{aligned}\right\} \tag{4.18}$$

$$\Delta\omega^{\mathrm{MIN}} \leq \omega_i^t \leq \Delta\omega^{\mathrm{MAX}}; \delta^{\mathrm{MIN}} \leq \delta_i^t \leq \delta^{\mathrm{MAX}} \tag{4.19}$$

$$\left.\begin{array}{c} \mathrm{E}_{\mathrm{di}}'^{\mathrm{MIN}} \leq E_{di}'^{t} \leq \mathrm{E}_{\mathrm{di}}'^{\mathrm{MAX}}; \mathrm{E}_{\mathrm{qi}}'^{\mathrm{MIN}} \leq E_{qi}'^{t} \leq \mathrm{E}_{\mathrm{qi}}'^{\mathrm{MAX}}; \mathrm{E}_{\mathrm{fdi}}^{\mathrm{MIN}} \leq E_{fdi} \leq \mathrm{E}_{\mathrm{fdi}}^{\mathrm{MAX}} \\ \mathrm{I}_{\mathrm{di}}^{\mathrm{MIN}} \leq I_{di}^{t} \leq \mathrm{I}_{\mathrm{di}}^{\mathrm{MAX}}; \mathrm{I}_{\mathrm{qi}}^{\mathrm{MIN}} \leq I_{qi}^{t} \leq \mathrm{I}_{\mathrm{qi}}^{\mathrm{MAX}} \end{array}\right\} \tag{4.20}$$

$$\left.\begin{array}{lcr} P_w^t = 0 & ; & 0 < t \leq t_{falla} \\ P_w^t = \dfrac{P_{Gw}}{t_{pf} - t_{falla}} t & ; & t_{falla} < t \leq t_{pf} \\ P_w^t = P_{Gw} & ; & t_{pf} < t \end{array}\right\} \tag{4.21}$$

$$\left.\begin{array}{lcr} Q_w^t = \mathrm{K_{qw}}(0.9 - V_w^t) & ; & 0 < t \leq t_{falla} \\ Q_w^t = Q_{Gw} & ; & t_{falla} < t \leq t_{pf} \\ Q_w^t = Q_{Gw} & ; & t_{pf} < t \end{array}\right\} \tag{4.22}$$

$$\left.\begin{array}{l} P_w^t - (\sum_{\forall j} \mathrm{Y_{wj}}\left(E_{qj}'^{t} \cos\left(\alpha_w^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{wj}}\right) - E_{dj}'^{t} \sin\left(\alpha_w^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{wj}}\right)\right) \\ \qquad - \sum_{\forall k} \mathrm{Y_{wk}} V_k^t \cos(\alpha_w^t - \alpha_k^t - \theta_{\mathrm{wk}}))V_w^t = 0 \\ Q_w^t - (\sum_{\forall j} \mathrm{Y_{wj}}\left(E_{qj}'^{t} \sin\left(\alpha_w^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{wj}}\right) + E_{dj}'^{t} \cos\left(\alpha_w^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{wj}}\right)\right) \\ \qquad - \sum_{\forall k} \mathrm{Y_{wk}} V_k^t \sin(\alpha_w^t - \alpha_k^t - \theta_{\mathrm{wk}}))V_w^t = 0 \end{array}\right\} \tag{4.23}$$

En las ecuaciones anteriores, los subíndices i, j representan los generadores síncronos, mientras que los subíndices w, k representan los parques eólicos del sistema. Los subíndices m, n son utilizados para referenciar las barras del sistema. Los subíndices G y D son utilizados como indicadores de potencia generada y demandada, respectivamente, utilizados en el cálculo del flujo de potencia y corrientes de los generadores.

Las ecuaciones (4.2) a (4.12) son equivalentes a las ecuaciones (3.21) a (3.32) del capítulo anterior, correspondientes a la función objetivo, flujo de potencia, ecuaciones dinámicas de la máquina sincrónica y restricciones por las líneas del sistema de

potencia. De manera similar, las ecuaciones (4.15) a (4.20) son equivalentes a las ecuaciones (3.35) a (3.40).

Las ecuaciones (4.13) y (4.14) corresponden al cálculo de las corrientes en los ejes directo y en cuadratura de los generadores síncronos del sistema. Dicha formulación es similar a las ecuaciones (3.33) y (3.34) del capítulo anterior, sin embargo, las variables V_{Dw}^{t} y V_{Qw}^{t} son reemplazadas por V_w y α_w^t, correspondientes a la magnitud y ángulo de la tensión en barras del parque eólico en el marco de referencia síncrono.

Las ecuaciones (4.21) y (4.22) representan al parque eólico w-ésimo del sistema como un bloque controlado de inyección de potencia, de acuerdo al modelo FRT descrito en la Sección 4.2. Las ecuaciones en (4.23) expresan el balance de potencia en el punto de interconexión del parque. Dicha ecuación es equivalente al balance de corrientes de la ecuación (3.54) utilizada en el capítulo anterior, sin embargo, es conveniente plantear un balance de potencias en su reemplazo con la finalidad de reducir el número de ecuaciones utilizadas en el problema.

4.4 Caso de estudio en sistema de 20 barras

El sistema de potencia en estudio es equivalente al utilizado en la Sección 3.5. La intención es destacar las diferencias entre efectuar un planteamiento de la dinámica de las turbinas, generadores y protecciones de un parque eólico versus un comportamiento FRT generalizado, y definir con ello la necesidad o no de efectuar una representación compleja de la dinámica del parque.

4.4.1 Flujo de potencia óptimo con restricciones de estabilidad transitoria

El TSC-OPF es efectuado al aplicar las ecuaciones de optimización según es descrito en la Sección 4.3. Este proceso es resuelto para un número finito de factores de carga, según los datos del sistema de potencia presentados en el Anexo A, datos que son equivalentes a los usados en el capítulo anterior.

El FRT del parque eólico de tecnología DFIG se efectuó para la misma duración total de la falla, igual a 200[ms], y con las mismas 30 unidades generadoras tipo DFIG de 1.5[MW] operando al 90% de su capacidad y a factor de potencia unitario. El parámetro Δt_{FRT} como es ilustrado en la Fig. 4.2 se ha fijado en 2.0[s], donde $\Delta t_{FRT} = t_{pf} - t_{falla}$, de acuerdo con la ecuación (4.21). El parámetro K_q de la ecuación (4.1), y que es utilizado en la ecuación (4.22), se ha fijado en $K_q = 1.5$. Dicho valor correspondiente al mínimo valor típico [36], y que supone el peor caso para la recuperación de la tensión en barras del parque. Los resultados arrojados por el TSC-OPF son presentados en la Fig. 4.4.

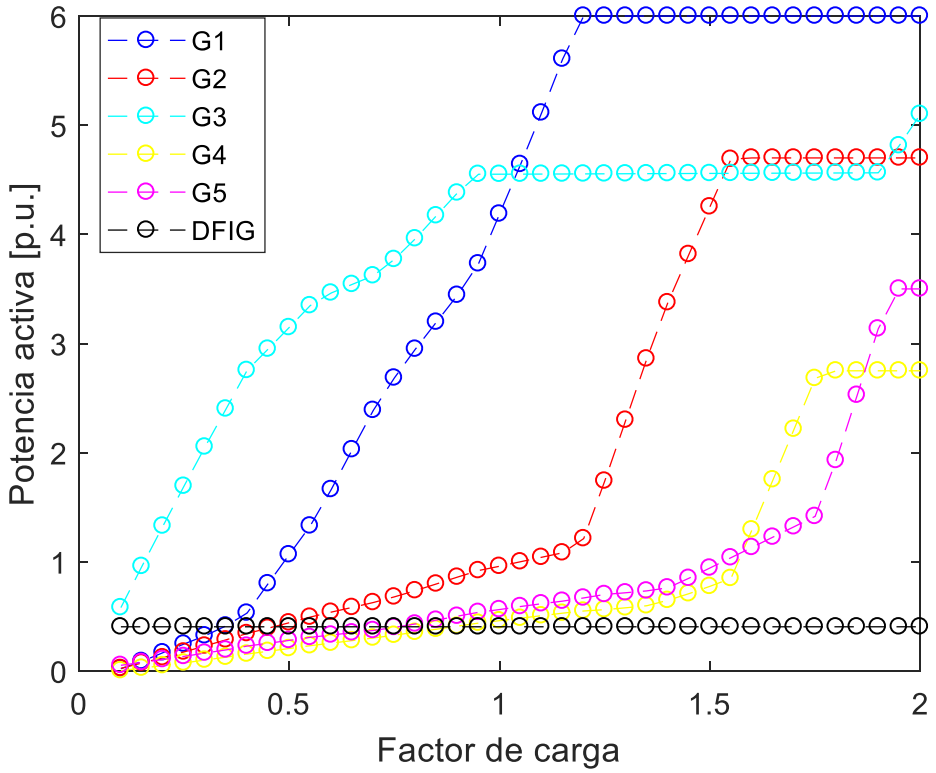

Fig. 4.4 TSC-OPF aplicado al sistema de prueba basado en las Islas Baleares de 20 barras, con inclusión de generación eólica de tecnología DFIG mediante representación FRT.

La similitud entre el resultado obtenido por el TSC-OPF mostrado en la Fig. 4.4 y el obtenido en la Fig. 3.18 del capítulo anterior es evidente. Para discernir entre los

resultados obtenidos por uno u otro proceso se presenta la comparación sobre el costo de operación en la Fig. 4.5. Sin embargo, en dicha figura no se aprecia una gran diferencia a escala del costo operacional entre los modelos utilizados. Para apreciar de mejor forma dicha diferencia, se ha restado el costo operacional obtenido en el TSC-OPF considerando el modelo del parque eólico estudiado en el Capítulo 3 (dinámica de 3º orden), con el costo obtenido mediante una representación tipo FRT. Dicho resultado se muestra en la Fig. 4.6, en que el costo operacional se presenta en base al valor de la energía de la unidad síncrona menos costosa del sistema, igual a 40[M$/MWh] según los datos de la Tabla A2 en el Anexo A (unidad generadora G3).

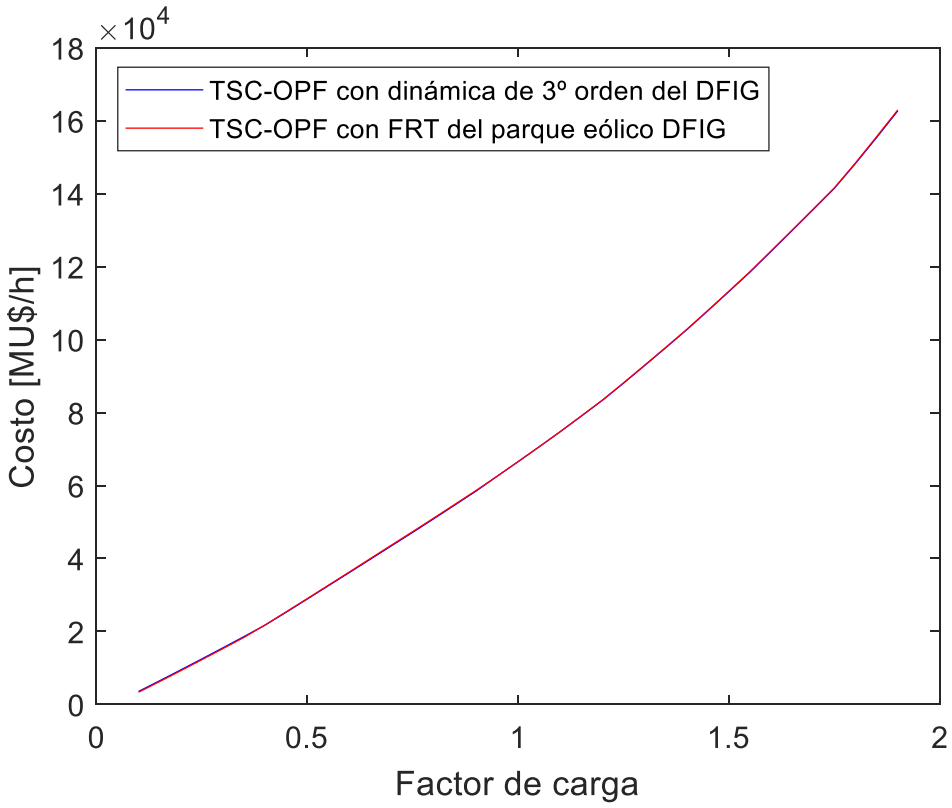

Fig. 4.5 Comparativa del costo de la operación entre la aplicación de un modelo dinámico de la unidad DFIG y una representación tipo FRT.

La máxima diferencia observada entre el costo obtenido mediante este modelo (FRT) y el modelo presentado en el capítulo anterior es cercano al valor de 7[MWh] de la unidad síncrona menos costosa del sistema. El valor de esta diferencia es despreciable,

considerando que corresponde al 0,63% de la energía total despachada por las unidades generadoras del sistema (por hora). Esto puede indicar que la dinámica del parque eólico es lo suficientemente rápida como para tener un impacto notorio sobre las restricciones de estabilidad transitoria. Aun cuando el modelamiento del parque se efectúa de forma distinta, el efecto de la potencia inyectada sobre por el parque parece tener un impacto similar sobre el costo total de operación del sistema.

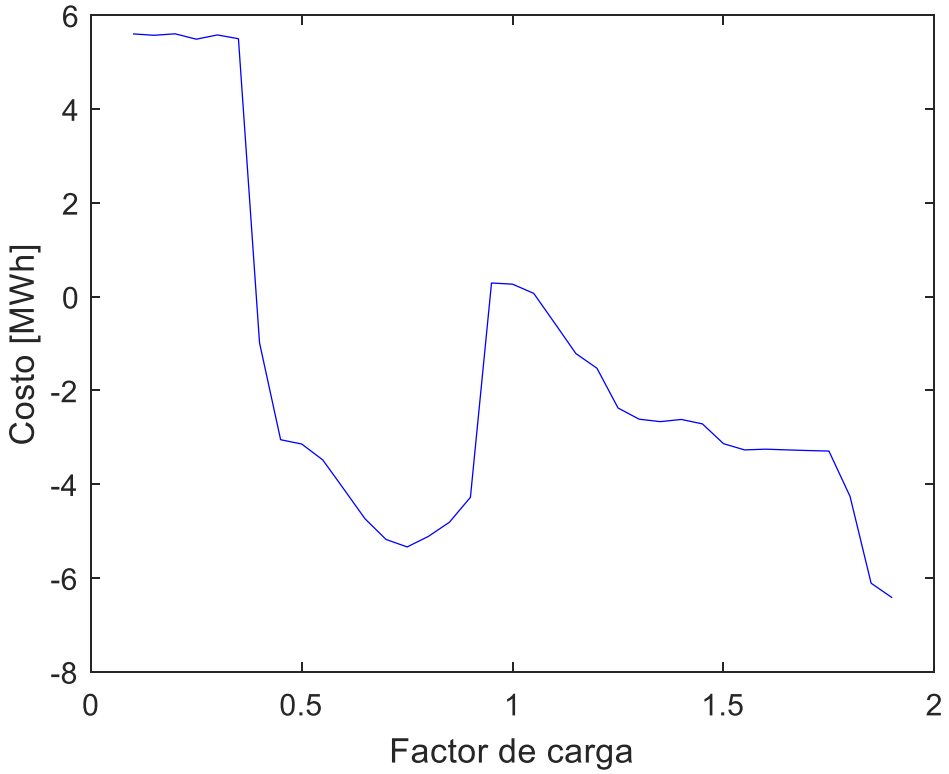

Fig. 4.6 Diferencia en el costo de la operación obtenido por el TSC-OPF, entre la aplicación de un modelo de 3º orden y el modelo tipo FRT del parque eólico de tecnología DFIG.

Los tiempos de simulación obtenidos en el proceso de optimización se muestran en la Tabla 3.1, mediante el hardware descrito en el Anexo B. El promedio obtenido es de 9,13[s] con una desviación estándar de 13,62[s], lo que representa una disminución considerable en los tiempos de simulación en comparación a los estadísticos obtenidos en la Sección 3.5.2. Esto se debe a la simplicidad del planteamiento matemático del

TSC-OPF mediante uso de un modelo tipo FRT, lo que facilita la inicialización de las variables utilizadas por el algoritmo.

Tabla 4.1 Tiempos de ejecución del TSC-OPF con modelo FRT, en sistema de 20 barras basado en las Islas Baleares.

Factor de carga	Tiempo [s]
0,1	12,804
0,4	1,641
0,7	38,711
1	2,885
1,3	3,789
1,6	2,015
1,9	2,075

En el planteamiento del TSC-OPF presentado en el capítulo anterior, la inyección de potencia activa desde el parque eólico es como se muestra en la Fig. A1 del Anexo A. Si se desprecian las oscilaciones de potencia, esta forma de onda es similar a la del modelo FRT del parque eólico según la Fig. 4.2, con $\Delta t_{FRT} = 0$[s], y asumiendo que la protección tipo *crowbar* es desactivada en el instante que termina la falla. Desde esta perspectiva, conviene efectuar un análisis sobre el impacto de Δt_{FRT} y el número de generadores DFIG sobre el costo de operación del sistema, resultado que se presenta en la Fig. 4.7.

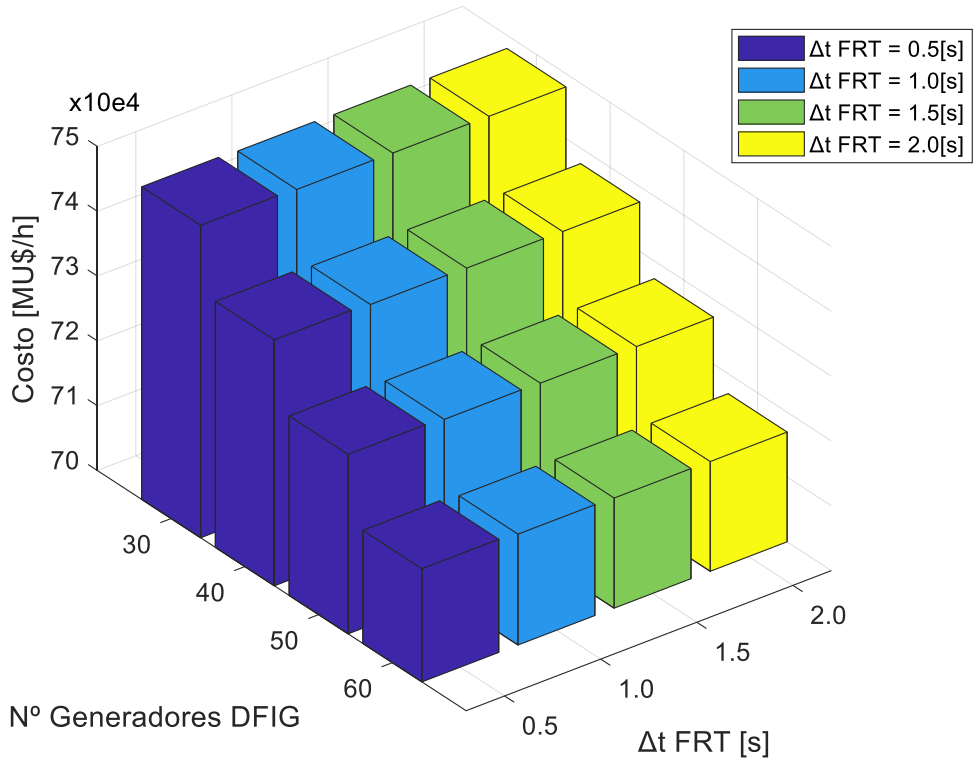

Fig. 4.7 Costo total de operación obtenido en el algoritmo TSC-OPF en función de $\mathbf{\Delta t_{FRT}}$ y el número total de generadores eólicos DFIG en el parque. Factor de carga igual a 1.

La figura anterior muestra la dependencia del costo de operación en función del número de generadores del parque y cuatro casos de estudio del FRT de potencia activa, mostrados en la Fig. 4.2. El FRT de la potencia reactiva se considera invariable en todos los casos, teniendo un comportamiento según la ecuación (4.1) con $K_q = 1.5$. El resultado muestra el mínimo impacto del FRT de potencia activa, controlado por el parámetro Δt_{FRT}, sobre el costo de operación. Este resultado otorga un indicador sobre las variables que tienen un impacto mayor sobre las restricciones de estabilidad, siendo más relevantes las interacciones entre generadores síncronos que la interacción entre el grupo de generadores síncronos y un parque eólico en el sistema.

A modo de análisis de sensibilidad se analizará el beneficio económico de utilizar un valor de Δt_{FRT} aproximado, dato que es de utilidad para mejorar la calidad del

servicio y promover una rápida recuperación de la inyección de potencia, perjudicando a la menor cantidad de clientes en el sistema. El resultado de este análisis se muestra en la Fig. 4.8.

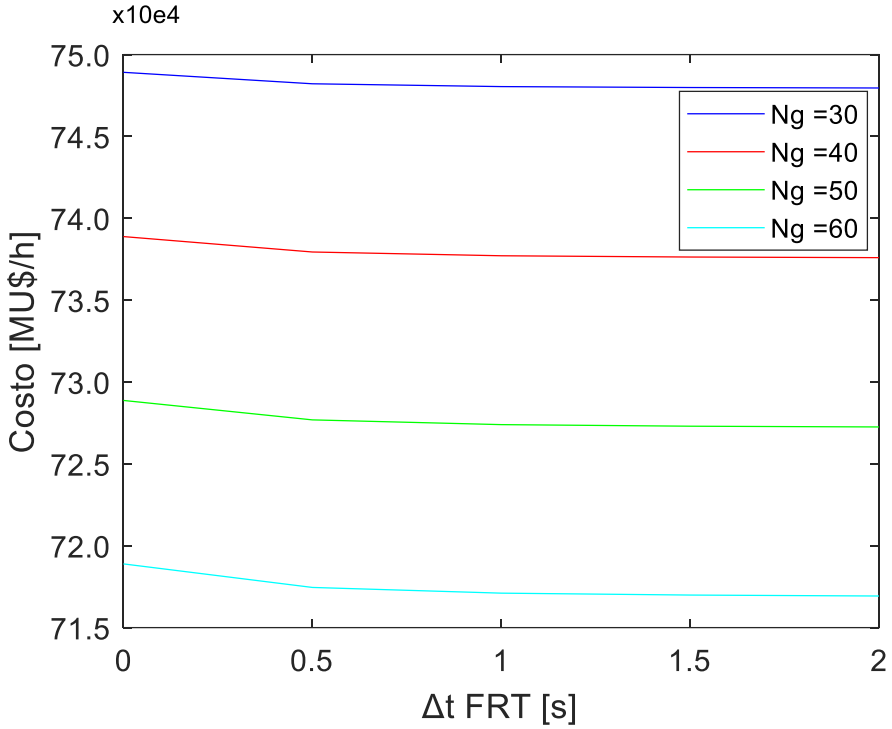

Fig. 4.8 Costo de operación del sistema en función del parámetro $\boldsymbol{\Delta t_{FRT}}$, para distintos números de generadores eólicos DFIG (Ng) en el parque eólico.

La figura anterior muestra el resultado de efectuar un TSC-OPF al sistema de potencia cuando el factor de carga es unitario. De este gráfico es evidente la conveniencia de utilizar un valor aproximado de $\Delta t_{FRT} = 1[s]$, para este sistema en particular, y para un amplio rango de generadores DFIG instalados en el parque eólico. Este resultado refleja la importancia de efectuar dicho análisis cuando el parque eólico es de elevada potencia instalada, donde la curva de costo en función de Δt_{FRT} suele tener una forma más pronunciada. En consecuencia, el impacto de este parámetro sobre el costo de operación es mayor.

Si bien un elevado valor en el tiempo de ajuste de Δt_{FRT} muestra un beneficio económico para la operación, es perjudicial desde el punto de vista de recuperación del

suministro de energía hacia los clientes, luego de aclarada la falla que es analizada. La decisión del ajuste de Δt_{FRT} debe ser equilibrada, de tal forma que el beneficio económico no empeore la calidad del servicio.

4.5 Caso de estudio en sistema IEEE de 118 barras

Este caso de estudio es utilizado como validación y correcto funcionamiento del algoritmo. Si bien el análisis del caso de estudio anterior muestra un análisis detallado, el número de barras es reducido, y por tanto el algoritmo debe ser probado en un sistema mas extenso. El sistema de potencia a analizar es como se muestra en la Fig. 4.9, que consiste en un sistema IEEE de 118 barras modificado [1], cuyos datos dinámicos se encuentran en [38]. Para este estudio se ha reemplazado la unidad generadora de 420[MW] en la barra 65 por un parque eólico de tecnología DFIG de potencia instalada igual a 45[MW].

La elección de la barra 65 no es arbitraria, y obedece a un caso de análisis pesimista en una zona del sistema que sufre una elevada disminución de la tensión en barras, debido al cortocircuito trifásico indicado en la Fig. 4.9 y cuya duración total es de 200[ms]. Si esto ocurre, el parque eólico de tecnología DFIG orientará el control mediante el FRT propuesto en la Sección 4.2. En caso contrario el control operará bajo un control en operación normal, cuyo efecto no es de interés para efectos de este trabajo. La falla a estudiar es aclarada al abrir la línea ubicada entre las barras 49 y 54.

Para predecir el comportamiento del sistema ante dicha falla, se efectuó un TSC-OPF utilizando la configuración original de unidades generadoras, con la finalidad de observar la tensión en barras del sistema. La señal de tensión de la Fig. 4.10, obtenida para la barra 65, justifica la aplicación del FRT, al existir una disminución de tensión considerable en el punto de interconexión del parque, que orientará el control como fue desarrollado en las secciones anteriores.

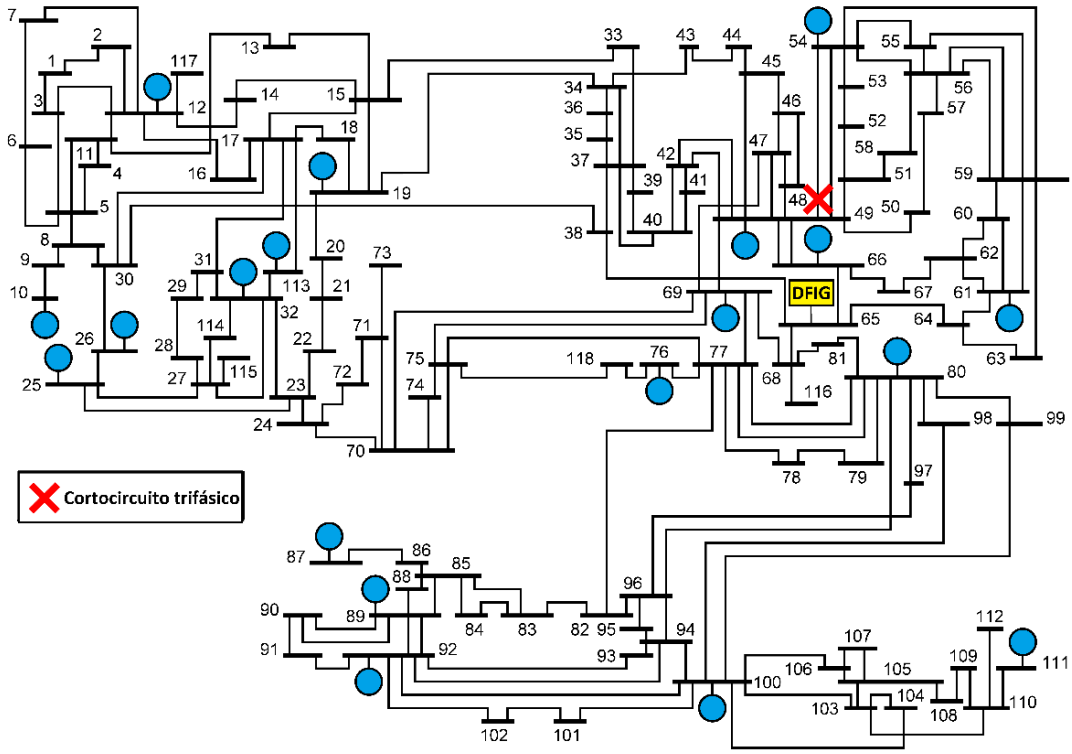

Fig. 4.9 Sistema de prueba IEEE de 118 barras modificado, con el reemplazo de una unidad generadora en la barra 65 por un parque eólico de tecnología DFIG [1].

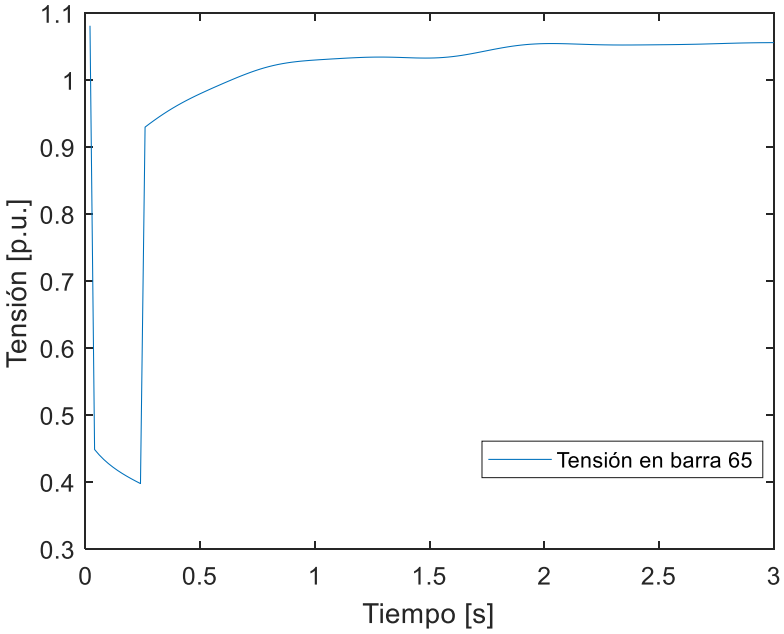

Fig. 4.10 Tensión en la barra 65 del sistema IEEE de 118 barras.

Los datos económicos son equivalentes a los utilizados en [1], cuyos valores son reescritos en la Tabla B1 del Anexo B. Dichos datos incluyen el generador síncrono que fue reemplazado en la barra 65.

A diferencia del análisis realizado en la Sección 3.5 del capítulo anterior, se realizará un estudio simplificado evaluado a factor de carga unitario. Si bien se puede realizar un análisis equivalente, los tiempos de simulación suelen ser elevados, así como también la cantidad de datos a mostrar debido al tamaño del sistema. La intención de efectuar este caso de estudio es probar el algoritmo para un sistema de potencia de extensión considerable, y comparar el resultado del OPF versus TSC-OPF.

4.5.1 Comparativa OPF versus TSC-OPF en sistema de potencia IEEE 118 barras, con inclusión de un parque eólico de tecnología DFIG

El OPF es resuelto al aplicar las ecuaciones (4.2) a (4.9) y (4.17) a (4.20). Sin embargo, y a diferencia del caso de estudio anterior, la función de costo en (4.2) es de carácter cuadrática: $f(P_{SGi}) = a + bP_{SGi} + cP_{SGi}^2$ [MU$/MWh], de acuerdo a los datos económicos de los generadores síncronos en la Tabla B1 del Anexo B. El costo de operación del parque eólico se considera despreciable y por tanto no optimizable. El algoritmo TSC-OPF es efectuado al aplicar las ecuaciones (4.2) a (4.23), utilizando un valor de $\Delta \mathrm{t}_{\mathrm{FRT}} = 1[s]$ representativo del FRT del parque eólico, como es ilustrado en la Fig. 4.2. En la ecuación (4.19) se ha utilizado un valor de $\delta^{MAX} = 60[°]$, parámetro equivalente al utilizado en la Sección 4.4.1.

Los resultados comparativos entre el OPF y TSC-OPF se muestran en la Fig. 4.11, cuyos valores se encuentran a un valor de potencia base de 100 [MVA].

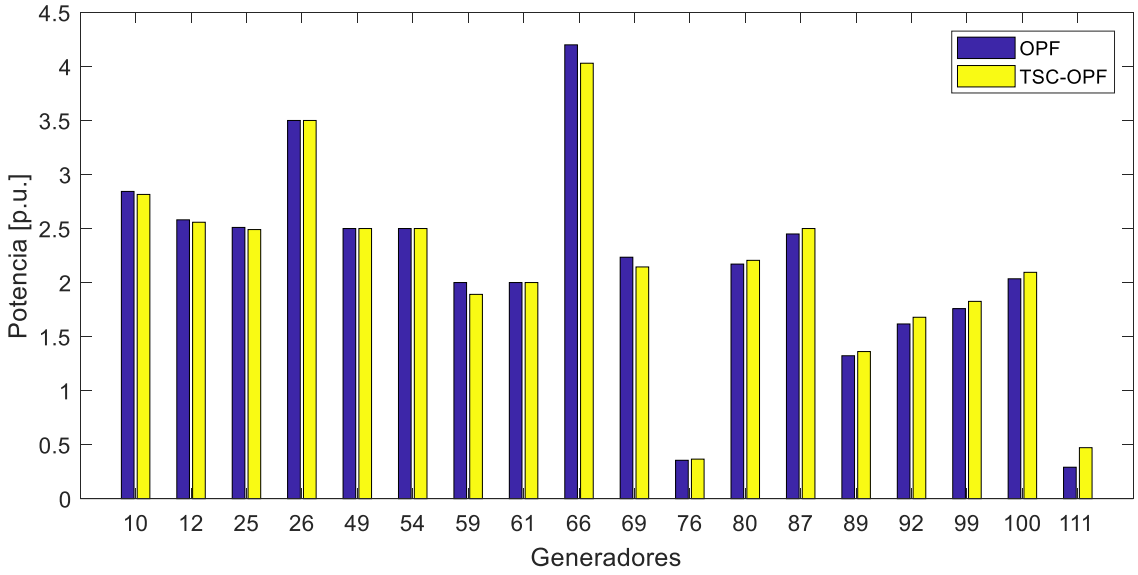

Fig. 4.11 Comparativa entre OPF y TSC-OPF, para los 18 generadores síncronos del sistema IEEE de 118 Barras de la Fig. 4.9.

El costo de operación obtenido del OPF es de 55.163[MU$/h], mientras que para el TSC-OPF resultó en 55.281[MU$/h], que corresponde a un incremento del 0,21%. No obstante, el costo de operación del sistema suele no ser representativo del fenómeno eléctrico, hecho que es evidenciado en la figura anterior. En efecto, y en condiciones del OPF, el generador en la barra 111 despacha un valor de potencia activa igual a 0.472[p.u], escenario que cambia drásticamente a 0.291[p.u] en condiciones del TSC-OPF, representando una variación del -38.35%. siendo el caso más drástico en todo el sistema de potencia. Esto indica la importancia de formular adecuadamente el algoritmo TSC-OPF, con la finalidad de justificar el despacho de unidades que se ven económicamente afectadas.

Los resultados obtenidos para los ángulos de carga tienen un comportamiento similar al caso de estudio anterior, sin embargo, la cantidad de generadores es considerable, por lo que dichos resultados se muestran en forma separada. Los generadores cercanos al punto de falla presentan una aceleración elevada del ángulo de carga, como se muestra en la Fig. 4.12. Esta observación es válida desde el punto de vista del resultado

esperado, en que las unidades generadoras cercanas al punto de falla suelen presentar este comportamiento. De manera similar, las unidades generadoras alejadas del punto de falla presentan una aceleración reducida del ángulo de carga, como se muestra en la Fig. 4.13. La trayectoria conjunta de todos los ángulos de carga está concentrada dentro de la banda del criterio de estabilidad transitoria indicada en línea punteada, característica asociada al costo óptimo de operación obtenido por el TSC-OPF.

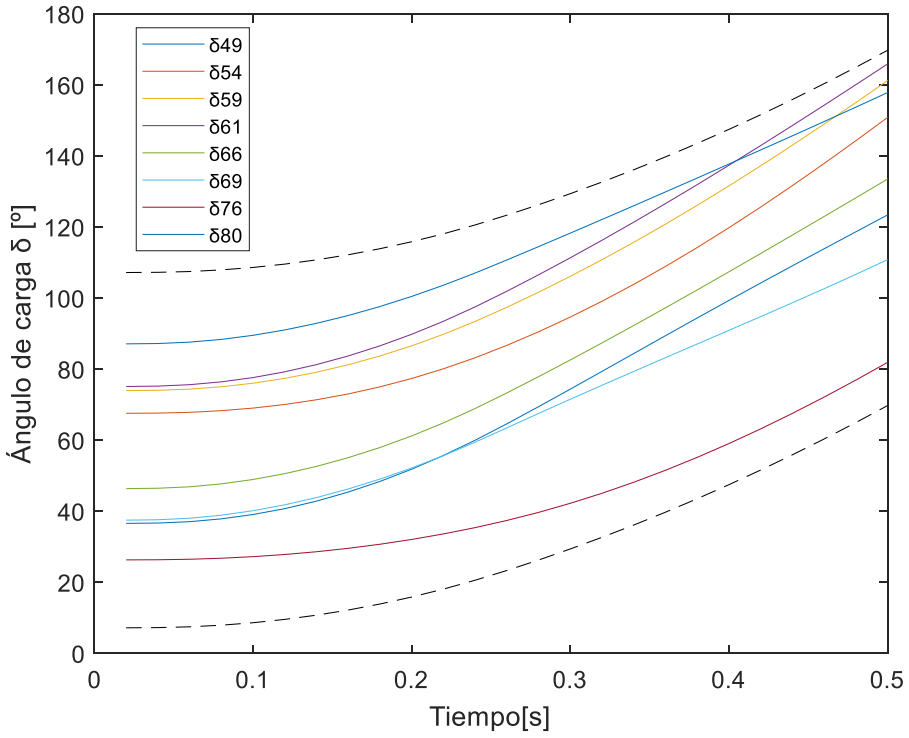

Fig. 4.12 Ángulos de carga de los generadores cercanos al punto de falla. Sistema IEEE 118 barras.

El tiempo de ejecución del TSC-OPF fue de 35.275[s], utilizando el hardware descrito en el Anexo B. Este valor es aproximadamente 4 veces el promedio del tiempo que demoró el mismo algoritmo ejecutado sobre el sistema de 20 barras, analizado en la Sección 4.4.1. Si bien este resultado no se puede relacionar a la estructura del planteamiento, es de utilidad como indicador del orden de magnitud que suele demorar la ejecución del TSC-OPF en un sistema de tamaño considerable.

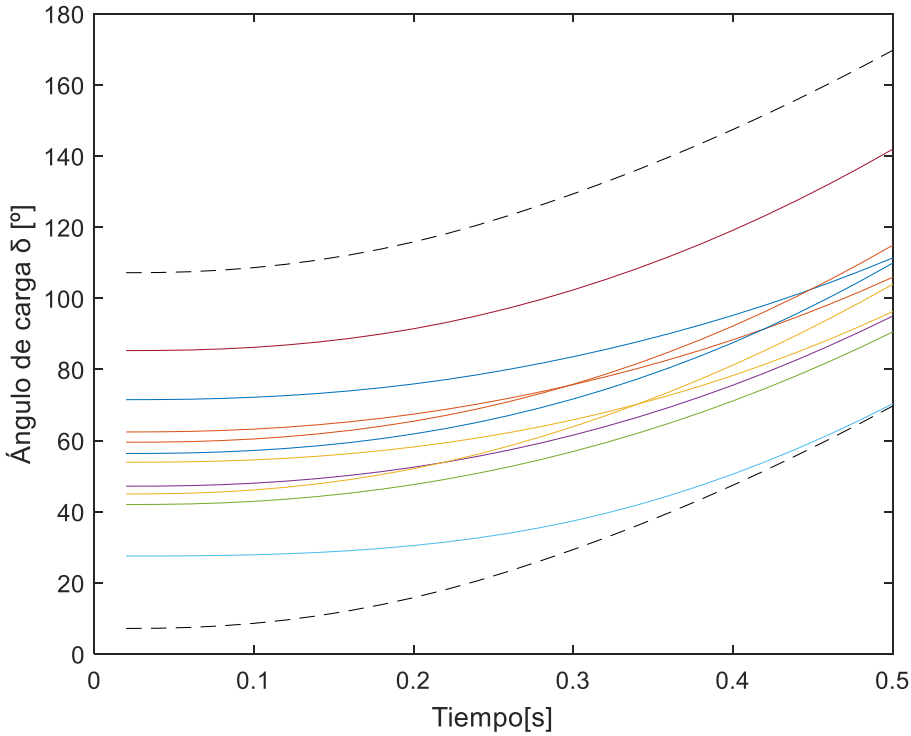

Fig. 4.13 Ángulos de carga de los generadores alejados al punto de falla. Sistema IEEE 118 barras.

4.6 Análisis de resultados

Los resultados tienen una gran similitud con el caso de estudio revisado en el Capítulo 3. En este último, el modelamiento del parque es similar a una representación tipo FRT con $\Delta t_{FRT} = 0[s]$, ignorando la actuación de la protección tipo *crowbar*. Dicha similitud se observa para todos los factores de carga estudiados, tal como se ilustra en las Fig. 3.18 y Fig. 4.4.

Para estudiar el efecto del parámetro de control Δt_{FRT} sobre el TSC-OPF se ha efectuado un análisis de sensibilidad bi variable, que consiste en visualizar el impacto del número de unidades generadoras del parque eólico N_{gen} versus Δt_{FRT}. Los resultados de la Fig. 4.7 indican que el impacto de N_{gen} es considerablemente mayor al del parámetro Δt_{FRT}, por lo que es necesario un análisis distintivo del efecto de Δt_{FRT} en el problema. Dicho resultado es obtenido a factor de carga unitario y es presentado

en la Fig. 4.8, donde aprecia la clara existencia de un valor óptimo de Δt_{FRT}, determinado por el mínimo costo total de operación al mínimo valor de Δt_{FRT}. La elección del mínimo valor de Δt_{FRT} obedece a un criterio relacionado a la calidad del servicio, el cual favorece la restauración del suministro de potencia en una ventana de tiempo reducida.

Representar la dinámica del parque eólico mediante un bloque de potencia controlado ha mostrado ser de fácil implementación, y constituye un escenario realista de la operación de la red. Un procedimiento similar se ha efectuado en [1], donde el concepto de régimen tipo FRT se ha aplicado en el modelamiento de la dinámica de un enlace HVDC.. La elección de los parámetros de control que gobiernan la dinámica del parque dependerá de la regulación local, por lo que el impacto económico de dichos parámetros deberá estudiarse en forma local.

El óptimo obtenido por el algoritmo TSC-OPF está ligado fuertemente a la dinámica de las máquinas sincrónicas. En consecuencia, representar la dinámica de otras unidades generadoras en el sistema mediante variables sistémicas, tales como potencia activa y reactiva, es de gran utilidad cuando el número de variables involucradas es considerable. En particular, la representación tipo FRT de un parque eólico se implementó en la Sección 4.5, donde el algoritmo TSC-OPF fue aplicado sobre un sistema *IEEE* de 118 barras. Los resultados obtenidos en dicho estudio son los esperados, cuyo óptimo considera una trayectoria acotada de todos los ángulos de carga de los generadores síncronos.

El despacho de unidades otorgado por el TSC-OPF altera levemente el resultado del OPF, como es mostrado en la Fig. 4.11. Sin embargo, pueden existir diferencias significativas asociadas a eventos particulares, tales como la variación en el despacho de energía de una unidad generadora. Debido a que la seguridad en la operación tiene una importancia mayor a los efectos del mercado, el algoritmo TSC-OPF representa una herramienta importante de justificación del despacho económico.

CAPÍTULO 5

Inclusión de una planta fotovoltaica al algoritmo TSC-OPF mediante una representación en régimen de falla FRT

5.1 Introducción

Una planta fotovoltaica es un arreglo de paneles solares fotovoltaicos, unidades capaces de convertir la energía solar directamente a energía eléctrica mediante el uso de semiconductores sujetos al llamado efecto fotovoltaico [39]. La naturaleza de este fenómeno es generar una tensión continua y proporcional a la incidencia de la luz solar que impacta la superficie de una celda solar, siendo esta la unidad base del panel. Un incremento de luz solar producirá un incremento de tensión en terminales de la celda. Debido a esta proporcionalidad, el fenómeno eléctrico es de carácter continuo, es decir, debe ser utilizado un inversor y un esquema de control para efectuar la conexión entre la planta fotovoltaica y el sistema de potencia en corriente alterna.

El recurso solar es gratuito, sin embargo, su disponibilidad es intermitente al ser dependiente del clima (despejado, nuboso, etc.) y sólo puede actuar durante el día. Típicamente, el recurso solar es medido mediante la irradiancia [W/m^2]. El valor de este parámetro va desde 0[W/m^2] en la noche hasta el orden de 1000[W/m^2] a pleno día. Los paneles solares típicamente utilizados poseen una eficiencia del orden del 15% al 17% [40].

La creciente ventaja de invertir en proyectos de ERNC es impulsada por las políticas en materia energética de cada país. El crecimiento en inversiones de este tipo promueve no solo la utilización de este tipo de energía, sino que advierte un gran cambio en el

escenario de generación convencional basado en energía hídrica de embalse y térmica. Esto plantea un marco de estudio en que se deben incluir las nuevas tecnologías de generación, que aseguren la continuidad y calidad del servicio en cualquier sistema de potencia en que se encuentre presente la ERNC.

5.2 Modelo genérico de una planta fotovoltaica para estudios de estabilidad transitoria

A diferencia de un generador típico, compuesto de rotor y estator, la unidad base de una planta fotovoltaica consiste en un panel fotovoltaico, cuya característica eléctrica en terminales es del tipo continua (DC, *direct current*). Esta característica impone un desacople entre la red (AC, *alternating current*) y la planta fotovoltaica mediante un convertidor DC/AC (inversor), provisto de algún control específico.

El esquema de control de una planta fotovoltaica está diseñado de forma tal que la inyección de potencia activa hacia el sistema sea óptima, maximizando la utilización del recurso solar disponible. Este control es denominado *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) [41], y es encargado conservar la trayectoria óptima de inyección de potencia en cada panel fotovoltaico, o arreglo de paneles fotovoltaicos, conectados al inversor que es comandado por dicho control.

La característica tensión–corriente de un panel fotovoltaico es como se muestra en la Fig. 5.1, en la que se exhiben dos niveles de irradiancia Irr y la curva óptima MPPT que gobierna el comportamiento del controlador. Dicha curva indica los puntos óptimos de operación con mayor entrega potencia activa. A niveles elevados de irradiancia las celdas fotovoltaicas pierden eficiencia por temperatura, hasta el punto de no conducir electricidad.

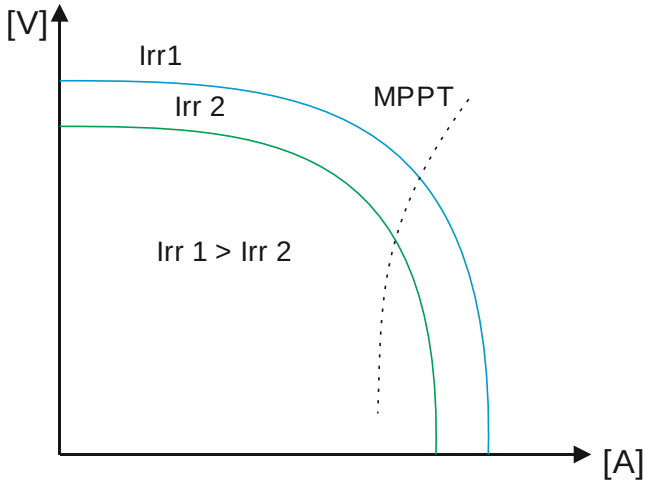

Fig. 5.1 Curva tensión – corriente típica de un panel fotovoltaico para dos niveles de irradiancia, Irr 1 y Irr 2.

El procedimiento para el control del MPPT consiste en, dada una condición de irradiancia [W/m^2], optimizar el ajuste de los pulsos de disparo de los IGBT del inversor, de tal forma que las celdas del panel fotovoltaico operen en el punto óptimo de operación. Esto es equivalente a ajustar el control de manera que la carga resistiva vista por el panel, o arreglo de paneles, sea la óptima.

El esquema típico de una planta fotovoltaica es como se ilustra en la Fig. 5.2 [42], donde se ignora la posible conexión de compensación reactiva en el punto de interconexión al sistema. La configuración consiste en grupos concentrados de paneles fotovoltaicos unidos a un transformador en común. El terminal AC del inversor en baja tensión (BT) es conectado a un transformador elevador, que es interconectado a un sistema colector en media tensión (MT). El sistema colector en MT es conectado al sistema de potencia en alta tensión (AT) mediante un transformador elevador de alta potencia.

El control de potencia, que cumple el criterio de optimización según la curva MPPT, es comandado por el control de potencia de la planta (PCC, por sus siglas en inglés). Dicho centro de control recibe los datos de irradiancia informada por cada inversor, valor que es utilizado para realizar el ajuste de los pulsos de disparo de los IGBT en

forma individual. El dato de irradiancia es un valor representativo de los paneles conectados a cada inversor, debido a la imposibilidad de optimizar cada panel en forma individual. Efectuar un ajuste óptimo en cada panel solar implicaría utilizar un sistema inversor en cada uno de dichos paneles, lo cual elevaría los costos de inversión en forma sustancial.

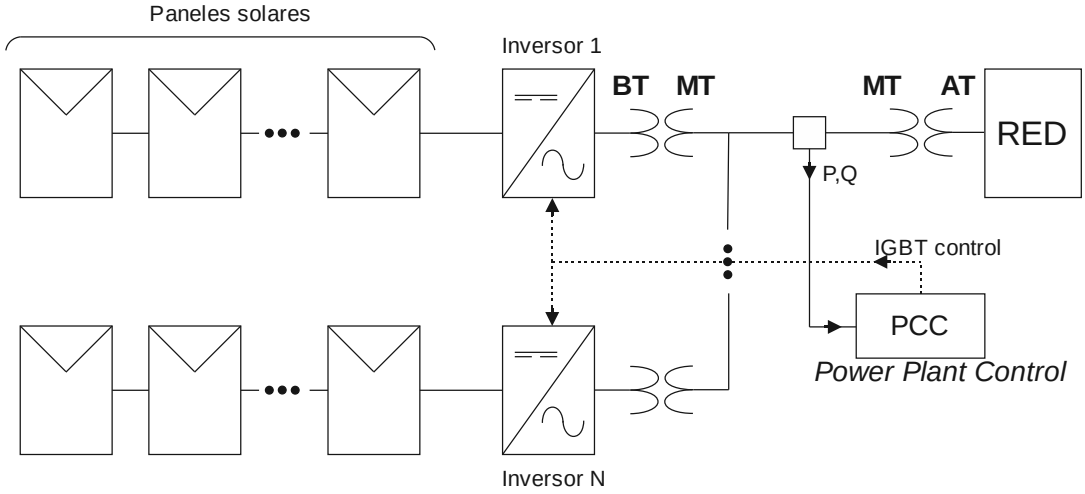

Fig. 5.2 Esquema de conexión típico de una planta fotovoltaica.

En estudios de estabilidad transitoria se asume el siguiente criterio para el modelamiento de la dinámica del parque fotovoltaico [43]:

- Se ignora la dinámica del control del MPPT. Esto implica considerar que el valor de la tensión DC-Link de los inversores logra rápidamente la referencia requerida.

- El lazo de control de los pulsos de disparo es lo suficientemente rápido como para ignorar su dinámica. Este criterio es ampliamente reconocido, debido al rápido muestreo y control de los pulsos de disparo de los IGBT [44]. En consecuencia, se asume que el muestreo es lo suficientemente rápido como para que el control actúe correctamente durante la peor falla en el sistema de potencia.

Estas consideraciones son suficientes para aplicar un modelo simplista, desde el punto de vista técnico-económico, de una planta fotovoltaica al algoritmo TSC-OPF. Las técnicas utilizadas para el ajuste de los controladores que gobiernan la planta, al igual que en el caso de una turbina eólica presentada en el Capítulo 3, suelen ser de carácter heurístico, o bien aplicando algoritmos de optimización de controladores tales como el *Particle Swarm Optimization* (PSO), entre otros [45]. Dichos modelos se alejan del alcance de este trabajo y suelen utilizarse en pruebas de integración a la red. Sin embargo, interesa el comportamiento bajo falla de la planta en su totalidad, por lo que es necesario definir una aproximación del FRT de la planta y su modelamiento a ser implementado en el algoritmo.

5.3 FRT simplificado de una planta fotovoltaica

El algoritmo TSC-OPF aplicado en este trabajo requiere simular la dinámica de un sistema de potencia cuando ocurre un cortocircuito trifásico. Dicho cortocircuito disminuirá la tensión en barras cercanas al punto de falla, y los equipos conectados en dicha zona, sensibles a las variaciones de tensión, adaptarán sus controladores para contrarrestar este fenómeno. En el peor de los casos, los equipos afectados serán desconectados parcial o completamente del sistema mediante sus protecciones.

Tratándose de una planta fotovoltaica, la desconexión o no desconexión de la planta dependerá del código de red (GC, por sus siglas en inglés) presente en cada país. En general, el GC aplicado en gran cantidad de países permite mantener conectada la planta fotovoltaica, siempre que la tensión en el punto de interconexión con el sistema logre una magnitud cercana al valor de pre-falla en un tiempo razonable [46]. La curva característica de este FRT para eventos de baja tensión, denominado *Low Voltage Ride Through* (LVRT), es como se muestra en la Fig. 5.3.

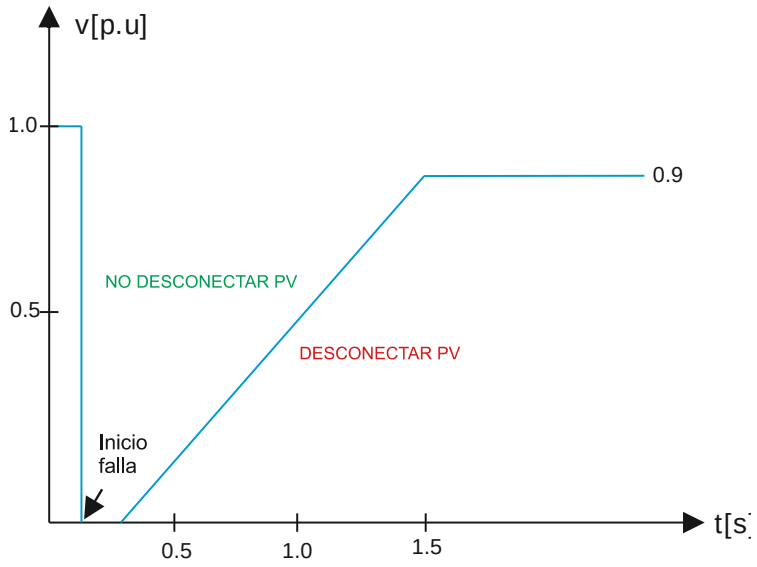

Fig. 5.3 LVRT para plantas fotovoltaicas utilizado en Alemania.

Si bien el LVRT varía entre distintos países, la lógica es similar, y consiste en una decisión basada en la duración del periodo cuando la tensión en el punto de interconexión es reducida. Si la duración de dicho periodo es igual o inferior a la curva celeste de la Fig. 5.3, la planta fotovoltaica deberá ser desconectada. En caso contrario, la planta deberá permanecer conectada a la red bajo ciertas condiciones de operación.

Es práctica común en los GC de cada país solicitar a las plantas generadoras la inyección de potencia reactiva inductiva cuando ocurre un cortocircuito. Sin embargo, cuando el sistema opera en condición normal, la prioridad es abastecer la demanda de potencia activa hacia los clientes, a expensas de un aporte de potencia reactiva que permita sostener una calidad de servicio aceptable, reflejado en un punto de operación a tensión nominal o cercano al nominal de la tensión en barras del sistema. En estas condiciones, la planta fotovoltaica seguirá el óptimo MPPT,maximizando la entrega de potencia activa hacia el sistema, pudiendo aportar con la inyección de potencia reactiva [47]. Cuando ocurre un cortocircuito, la prioridad en el control de potencia cambia a maximizar la inyección de potencia reactiva inductiva a expensas de la potencia activa, aporte que es limitado principalmente por la capacidad de conducción de los IGBT de los inversores de la planta fotovoltaica.

Debido a lo anterior, y cuando la falla es detectada, el control de potencia se ajusta de forma tal que se priorice la inyección de potencia reactiva. Si se considera un sistema de referencia fijo al fasor de tensión en barras de la planta, $\boldsymbol{V_v}$**,** se cumple lo siguiente:

$$P_v = V_v I_{dv} \tag{5.1}$$

$$Q_v = -V_v I_{qv} \tag{5.2}$$

Dicho marco de referencia se logra gracias a la implementación del PLL en forma similar al control por campo orientado presentado en la Sección 3.2.4. La potencia activa inyectada por la planta fotovoltaica, P_v, es proporcional a la corriente I_{dv} en el eje real d del marco de referencia, mientras que la potencia reactiva inductiva inyectada en terminales de la planta, Q_v, es proporcional a la corriente I_{qv} en el eje imaginario q.

Cuando ocurre el cortocircuito, el LVRT impone condiciones sobre la referencia en el control de corrientes como se muestra en las ecuaciones (5.3) y (5.4), donde el superíndice tf indica dependencia del tiempo durante la falla y K_q corresponde a un parámetro de ajuste. Sin embargo, algunos GC como el de Alemania imponen que, cuando la tensión en barras V_v^t es inferior a 0.5[p.u], el valor de $I_{Qv}^{REF\ t}$ debe ser maximizado [48].

$$I_{Rv}^{REF\ tf} = \frac{P_v^{REF\ tf}}{V_v^t} \tag{5.3}$$

$$I_{Iv}^{REF\ tf} = \mathrm{K_q}(\mathrm{V_v^{tf}} - \mathrm{V_v^{REF}}) \tag{5.4}$$

En este trabajo, el LVRT del parque fotovoltaico se guiará según el CG de Alemania cuyos datos se encuentran disponibles en [48]. Para tal efecto, y de acuerdo con la Sección 5.2, se asume que la dinámica del control de corriente es despreciable, lo que implica que la corriente logrará rápidamente el valor de referencia deseado. Adicionalmente, se considera la planta fotovoltaica operando a factor de potencia unitario en el estado de pre-falla, condición típica de operación que favorece la recuperación de la tensión en barras de la planta en el estado de falla.

5.4 Ecuaciones del TSC-OPF con la inclusión de una planta fotovoltaica mediante un modelo FRT simplificado

Las ecuaciones del TSC-OPF son similares a las utilizadas para la implementación del FRT de un parque eólico según la Sección 4.3. Dichas ecuaciones están planteadas de tal forma que la potencia inyectada es utilizada como variable representativa del parque. En el modelamiento de la planta fotovoltaica, las variables de potencia son gobernadas por las ecuaciones (5.1) a (5.4), donde se considera la corriente igual al valor de referencia, ignorando la dinámica del controlador de corriente.

La formulación del TSC-OPF con la inclusión de una planta fotovoltaica es como se indica a continuación:

$$\text{Min. } f(P_{SGi}) = \sum_i \mathrm{a_i} P_{SGi}^{i} \tag{5.5}$$

Sujeto a:

$$\left.\begin{aligned} P_{Gz} - P_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} \mathrm{V_n} Y_{zn}^{Bus} \cos(\alpha_z - \alpha_z - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \\ Q_{Gz} - Q_{Dz} - V_z \sum_{\forall n} \mathrm{V_n} Y_{zn}^{Bus} \sin(\alpha_z - \alpha_n - \theta_{\mathrm{zn}}^{\mathrm{Bus}}) = 0 \end{aligned}\right\} \tag{5.6}$$

$$\begin{aligned} (\mathrm{I_{mn}})^2 - [(V_m \cos\alpha_m - V_n \cos\alpha_n)^2 + \\ (V_m \sin\alpha_m - V_n \sin\alpha_n)^2](\mathrm{Y_{mn}^{Bus}})^2 = 0 \end{aligned} \tag{5.7}$$

$$\left.\begin{aligned} (V_i I_{Gi})^2 - P_{Gi}^2 - Q_{Gi}^2 = 0 \\ sin(\varphi_i) - \frac{Q_{Gi}}{V_i I_{Gi}} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{5.8}$$

$$\left.\begin{aligned} E_{di}'^{0} - \left(\mathrm{x_{qi}} - \mathrm{x'_{qi}}\right) I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ E_{qi}'^{0} + (\mathrm{x_{di}} - \mathrm{x'_{di}}) I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - E_{fdi} = 0 \end{aligned}\right\} \tag{5.9}$$

$$\left.\begin{array}{c} V_i \sin(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{di}'^0 + (\mathrm{r_{ai}} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) - \\ x_{qi}' \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i))I_{Gi} = 0 \\ V_i \cos(\delta_i^0 - \alpha_i) - E_{qi}'^0 + (\mathrm{r_{ai}} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) + \\ x_{di}' \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i))I_{Gi} = 0 \end{array}\right\} \tag{5.10}$$

$$\left.\begin{array}{c} I_{di}^0 - I_{Gi} \sin(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \\ I_{qi}^0 - I_{Gi} \cos(\delta_i^0 - \alpha_i + \varphi_i) = 0 \end{array}\right\} \tag{5.11}$$

$$\left.\begin{array}{c} P_{ei}^0 - P_{Gi} = 0 \\ \Delta\omega_i^0 = 0 \end{array}\right\} \tag{5.12}$$

$$\left.\begin{array}{c} E_{di}'^{t+1}\left(1 + \dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{qoi}}'}\right) - E_{di}'^{t}\left(1 - \dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{qoi}}'}\right) - \\ \left(\dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{qoi}}'}\right)\left(\mathrm{x_{qi}} - \mathrm{x_{qi}}'\right)\left(I_{qi}^{t+1} + I_{qi}^{t}\right) = 0 \\ E_{qi}'^{t}\left(1 + \dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{doi}}'}\right) - E_{qi}'^{t}\left(1 - \dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{di}}'}\right) \\ -\left(\dfrac{\Delta \mathrm{t}}{2\mathrm{T}_{\mathrm{doi}}'}\right)[2E_{fdi} - (\mathrm{x_{di}} - \mathrm{x_{di'}})(I_{di}^{t+1} + I_{di}^{t})] = 0 \end{array}\right\} \tag{5.13}$$

$$\left.\begin{array}{c} \Delta\omega_i^{t+1}\left(1 + \frac{\mathrm{D_i}\Delta \mathrm{t}}{4\mathrm{H_i}}\right) - \Delta\omega_i^{t}\left(1 - \frac{\mathrm{D_i}\Delta \mathrm{t}}{4\mathrm{H_i}}\right) - \\ \left(\frac{\Delta \mathrm{t}}{4\mathrm{H_i}}\right)(2P_{mi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^{t}) = 0 \\ \delta_i^{t+1} - \delta_i^{t} - \left(\frac{\Delta \mathrm{t}}{2}\right)\omega_0(\omega_i^{t+1} + \Delta\omega_i^{t}) = 0 \end{array}\right\} \tag{5.14}$$

$$P_{ei}^{t} - E_{di}'^{t} I_{di}^{t} - E_{qi}'^{t} I_{qi}^{t} = 0 \tag{5.15}$$

$$\left.\begin{array}{c} I_{di}^{t} - \sum\limits_{\forall \mathrm{j}} \mathrm{Y_{ij}}\left(E_{dj}'^{t}\cos\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{ij}}\right) + E_{qj}'^{t}\sin\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{ij}}\right)\right) \\ -\sum\limits_{\forall \mathrm{w}} \mathrm{Y_{iv}V_v^t}\sin(\delta_i^t - \alpha_v^t - \theta_{\mathrm{iv}}) = 0 \end{array}\right\} \tag{5.16}$$

$$\left.\begin{array}{c} I_{qi}^{t} - \sum\limits_{\forall \mathrm{j}} \mathrm{Y_{ij}}\left(E_{qj}'^{t}\cos\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{ij}}\right) - E_{dj}'^{t}\sin\left(\delta_i^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{ij}}\right)\right) \\ -\sum\limits_{\forall \mathrm{w}} \mathrm{Y_{iv}V_v^t}\cos(\delta_i^t - \alpha_v^t - \theta_{\mathrm{iv}}) == 0 \end{array}\right\} \tag{5.17}$$

$$\delta_{COI}^{t} - \sum_{\mathrm{i}} \mathrm{H_i}\delta_i^t \,/ \sum_{\mathrm{i}} \mathrm{H_i} = 0 \tag{5.18}$$

$$-\delta^{\mathrm{MAX}} \leq \ \delta_i^t - \delta_{COI}^t \leq \delta^{\mathrm{MAX}} \tag{5.19}$$

$$\mathrm{V_m^{MIN}} \leq V_m \leq \mathrm{V_m^{MAX}};\ \alpha_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MIN}} \leq \alpha_m \leq \alpha_{\mathrm{m}}^{\mathrm{MAX}}; 0 \leq I_{mn} \leq \mathrm{I_{mn}^{MAX}} \tag{5.20}$$

$$\left.\begin{array}{c} \mathrm{P_{Gi}^{MIN}} \leq P_{Gi} \leq \mathrm{P_{Gi}^{MAX}}; 0 \leq I_{Gi} \leq \mathrm{I_{Gi}^{MAX}} \\ P_{Gi}^2 + (Q_{Gi} + V_{Gi}^2/\mathrm{x'_{di}})^2 \leq (\mathrm{E_{MAXi}}V_{Gi}/\mathrm{x'_{di}})\text{^})^2 \end{array}\right\} \tag{5.21}$$

$$\Delta\omega^{\mathrm{MIN}} \leq \omega_i^t \leq \Delta\omega^{\mathrm{MAX}}; \delta^{\mathrm{MIN}} \leq \delta_i^t \leq \delta^{\mathrm{MAX}} \tag{5.22}$$

$$\left.\begin{array}{c} \mathrm{E'^{MIN}_{di}} \leq E'^t_{di} \leq \mathrm{E'^{MAX}_{di}}; \mathrm{E'^{MIN}_{qi}} \leq E'^t_{qi} \leq \mathrm{E'^{MAX}_{qi}}; \mathrm{E_{fdi}^{MIN}} \leq E_{fdi} \leq \mathrm{E_{fdi}^{MAX}} \\ \mathrm{I_{di}^{MIN}} \leq I_{di}^t \leq \mathrm{I_{di}^{MAX}}; \mathrm{I_{qi}^{MIN}} \leq I_{qi}^t \leq \mathrm{I_{qi}^{MAX}} \end{array}\right\} \tag{5.23}$$

$$\left.\begin{array}{lll} P_v^t = \text{mín}\left\{P_{Gv}, V_v^t\left(\sqrt{\mathrm{I_{MAX}^2} - (Q_v^t/V_v^t)^2}\right)\right\} & ; & 0 < \mathrm{t} \leq \mathrm{t_{falla}} \\ P_v^t = P_{Gv} & ; & \mathrm{t_{falla}} < \mathrm{t} \end{array}\right\} \tag{5.24}$$

$$\left.\begin{array}{lll} \mathrm{Q_v^t} = \text{mín}\{V_v^t \mathrm{I_{MAX}}, V_v^t \mathrm{K_q}(V_v^t - V_v^{prefalla})\} & ; & 0 < \mathrm{t} \leq \mathrm{t_{falla}} \\ \mathrm{Q_v^t} = \mathrm{Q_{Gv}} & ; & \mathrm{t_{falla}} < \mathrm{t} \end{array}\right\} \tag{5.25}$$

$$\left.\begin{array}{l} P_v^t - \Big(\sum_{\forall \mathrm{j}} \mathrm{Y_{vj}}\big(E'^t_{qj}\cos\big(\alpha_v^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{vj}}\big) - E'^t_{dj}\sin\big(\alpha_v^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{vj}}\big)\big) \\ \qquad - \sum_{\forall \mathrm{k}} \mathrm{Y_{vk}} V_k^t \cos(\alpha_v^t - \alpha_k^t - \theta_{\mathrm{vk}}\,))V_v^t = 0 \\ Q_v^t - \Big(\sum_{\forall \mathrm{j}} \mathrm{Y_{vj}}\big(E'^t_{qj}\sin\big(\alpha_v^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{vj}}\big) + E'^t_{dj}\cos\big(\alpha_v^t - \delta_j^t - \theta_{\mathrm{vj}}\big)\big) \\ \qquad - \sum_{\forall \mathrm{k}} \mathrm{Y_{vk}} V_k^t \sin(\alpha_v^t - \alpha_v^t - \theta_{\mathrm{vk}}\,))V_v^t = 0 \end{array}\right\} \tag{5.26}$$

Las ecuaciones (5.5) a (5.23) son idénticas al planteamiento del TSC-OPF según las ecuaciones (4.2) a (4.20) de un parque eólico, presentadas en la Sección 4.3 del capítulo anterior. En esta formulación, el subíndice w que representaba a un parque eólico es reemplazando por el subíndice v, representativo de una planta fotovoltaica.

Las ecuaciones (5.24) y (5.25) constituyen el FRT de la planta fotovoltaica como fue detallado en la Sección 5.3. Sin embargo, cabe destacar que para la correcta aplicación de dichas ecuaciones se debe conocer previamente, o al menos en forma aproximada, la tensión en barras V_v^t durante el periodo de duración de la falla, en el punto de interconexión de la planta. La finalidad es conocer si aplica la fórmula $Q_v^t = V_v^t \mathrm{K_q}(V_v^t - V_v^{prefalla})$ para el cálculo de la potencia reactiva inductiva inyectada por la planta, o si aplica la fórmula $Q_v^t = V_v^t \mathrm{I_{MAX}}$ bajo la condición de que $V_v^t < 0.5[\mathrm{p.u.}]$, con $\mathrm{I_{MAX}} = 2[\mathrm{p.u.}]$. Ambas fórmulas aplican transitoriamente mientras dura la falla. Cuando la falla es aclarada, se asume que la potencia activa P_v^t y reactiva Q_v^t vuelven al valor de pre-falla igual P_{Gv} y Q_{Gv} respectivamente, dado por el flujo de potencia.

La ecuación (5.26) corresponde al balance de potencia en el punto de interconexión de la planta fotovoltaica. Esta formulación simplifica el cálculo de corrientes de los generadores síncronos, y reduce el número de ecuaciones en comparación a una formulación del balance mediante el uso de las variables de corriente.

5.5 Caso de estudio en sistema IEEE de 118 barras

El caso de estudio es similar al analizado en la Sección 4.5 del capítulo anterior. En ella, el sistema es sometido a un cortocircuito trifásico de 200[ms] de duración en una barra cercana al punto de interconexión de un parque eólico al sistema. Para utilizar el FRT de la planta fotovoltaica, es necesario validar que la señal de tensión durante el tiempo de estudio cumpla con la condición de que fue detallada en la Sección 5.3. Con la finalidad de asegurar esta característica se ha reemplazado el parque eólico por la planta fotovoltaica en el punto del sistema ubicado en la Fig. 4.9.

Lo anterior impone una característica de inyección de potencia como se indica en las Fig. 5.4 y Fig. 5.5, correspondiente al FRT de la planta fotovoltaica. Esto ilustra la similitud en el modelamiento de un parque eólico de tecnología DFIG y una planta fotovoltaica para consideraciones de un TSC-OPF, lo que se debe a la imposición dada

por la regulación eléctrica forzada por los GC de cada país. En consecuencia, el análisis suele ser similar a lo estudiado en las secciones 4.4 y 4.5.

Debido a que la planta fotovoltaica no posee un factor de control validado por un GC que permita estudiar una decisión económica, como lo es el parámetro Δt_{FRT} de un parque eólico en la Fig. 4.2, se propone este un único caso de estudio, con la finalidad de validar el algoritmo TSC-OPF en un sistema de elevado número de barras. En caso de disponer de un parámetro de control, este sería evidentemente un parámetro equivalentemente a Δt_{FRT}, escenario que sería de un análisis idéntico al caso de estudio del FRT del parque eólico ya analizado.

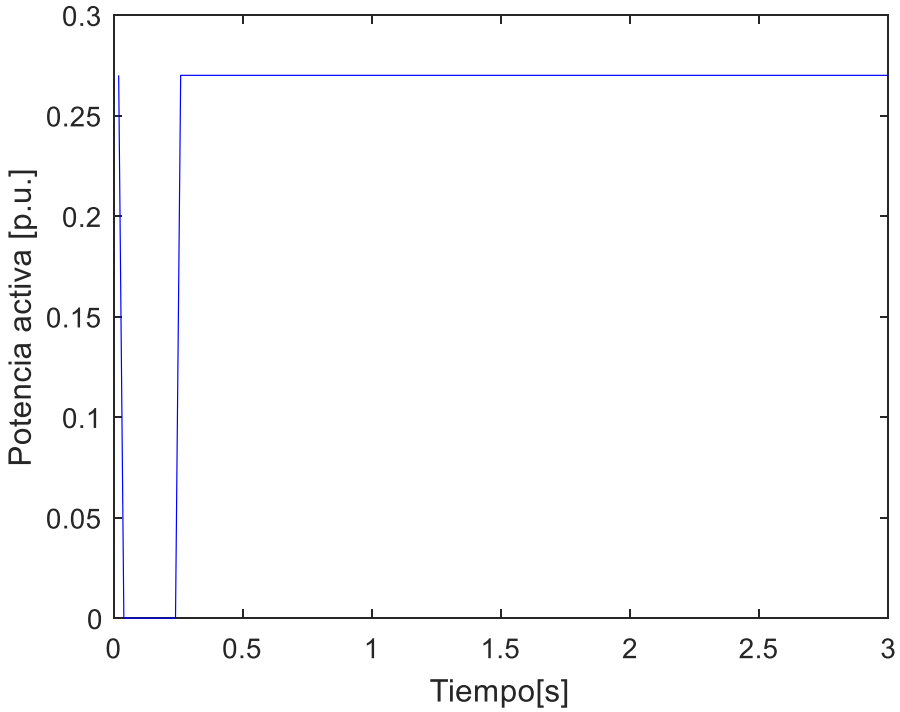

Fig. 5.4 FRT de potencia activa de la planta fotovoltaica aplicado en el sistema IEEE de 118 barras.

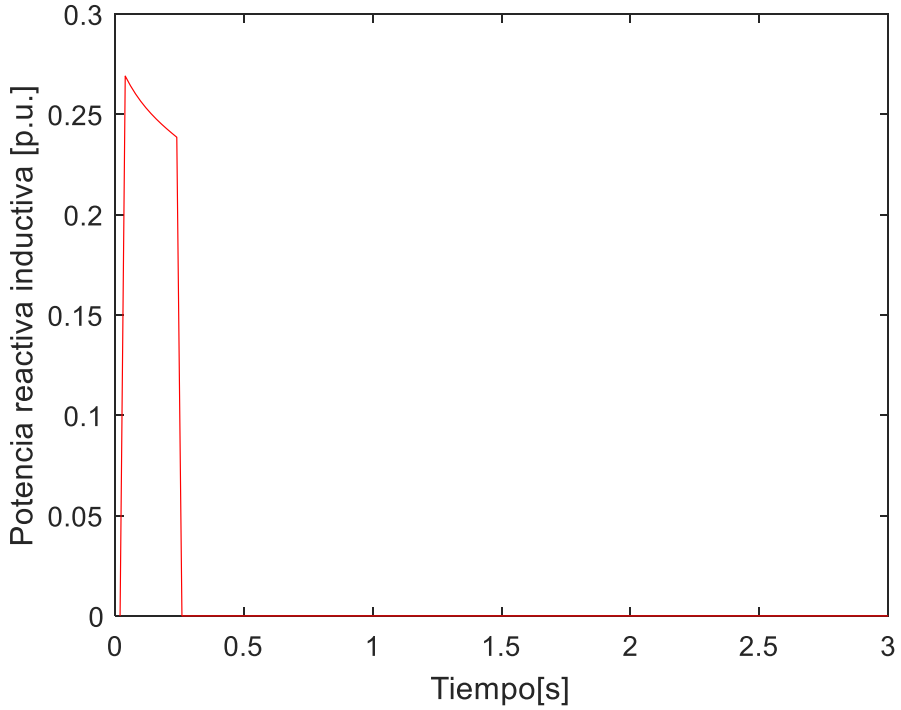

Fig. 5.5 FRT de potencia reactiva de la planta fotovoltaica aplicado en el sistema IEEE de 118 barras.

5.5.1 Comparativa entre un OPF versus TSC-OPF en un sistema de potencia IEEE 118 barras con inclusión de una planta fotovoltaica

El algoritmo OPF es efectuado según las ecuaciones (5.5) a (5.12) y (5.20) a (5.23), que considera las restricciones de los equipos del sistema en un estado de operación normal. El TSC-OPF es efectuado según las ecuaciones (5.5) a (5.26), las cuales consideran la dinámica de los generadores síncronos, el FRT del parque fotovoltaico y el criterio de estabilidad transitoria, entre otras.

Los resultados comparativos entre el OPF y el TSC-OPF se muestra en la Fig. 5.6. Dichos resultados se obtienen para una planta fotovoltaica de 30[MW], operando al 90% de su potencia nominal y a factor de potencia unitario.

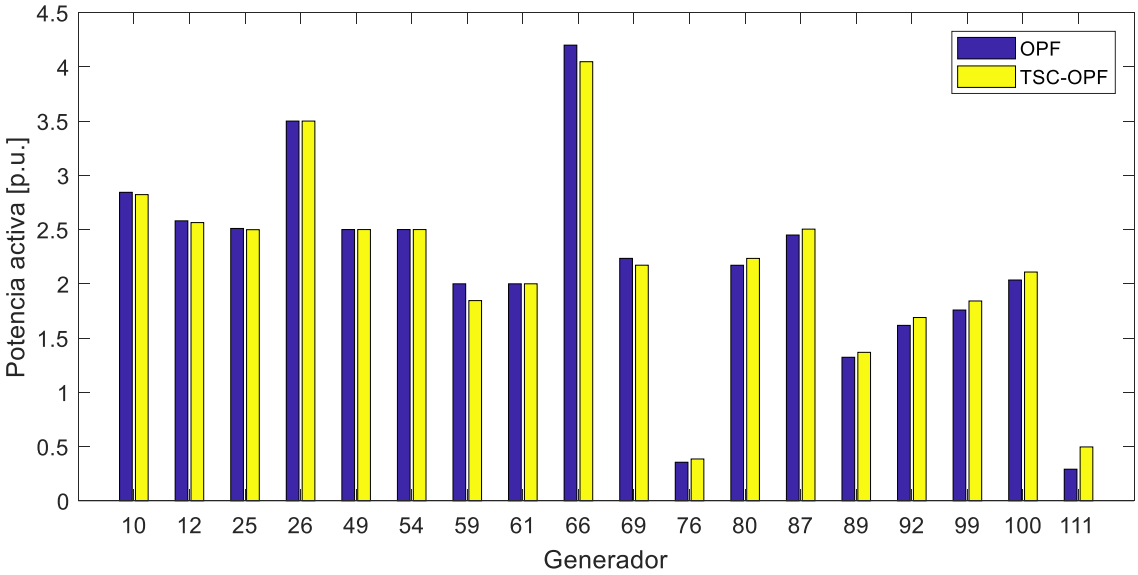

Fig. 5.6 Comparativa entre OPF y TSC-OPF con la inclusión de una planta fotovoltaica. Sistema IEEE de 118 barras.

El costo de operación del sistema obtenido por el OPF es de 55.40[MU$/h], mientras que para el TSC-OPF es de 55.55[MU$/h], lo cual representa un incremento del 0.26%. Este resultado es similar al obtenido para un parque eólico de 45[MW] de potencia instalada, estudiado en la Sección 4.5.1. Lo anterior comprueba el poco impacto que suele tener la ERNC para efectos del TSC-OPF, lo que se debe principalmente al modelamiento tipo FRT que se ha empleó, facilitado por el rápido control que tienen este tipo de plantas. La Tabla 5.1 muestra la comparativa entre el OPF y TSC-OPF aplicado sobre el sistema cuando incrementa la potencia instalada de la planta fotovoltaica, mostrando los valores de 30[MW], 65[MW] y 100[MW].

MW	Costo OPF [MU$/h]	Costo TSC-OPF [MU$/h]	Δ% Costo
30	55,40	55,55	0,26
65	54,84	54,99	0,27
100	54,29	54,44	0,28

Tabla 5.1 Comparativa OPF versus TSC-OPF en función de la potencia instalada de la planta fotovoltaica.

El resultado de la tabla anterior revela el reducido impacto del FRT sobre el costo total de operación cuando se incrementa la capacidad instalada de la planta fotovoltaica. En efecto, el FRT de la planta tiene un impacto del orden del 0,01[%] sobre el costo total de operación. Como es de esperar, dado los resultados observados en el caso de estudio de la Sección 4.4 (similar a este caso de estudio), el resultado del TSC-OPF está fuertemente ligado a la interacción entre generadores síncronos, mientras que el modelo tipo bloque de potencia de las plantas eólicas y fotovoltaicas suele afectar en forma reducida a las restricciones de estabilidad.

5.6 Análisis de resultados

Debido a la similitud del FRT aplicado a una planta fotovoltaica con el FRT aplicado a una planta eólica, esta sección se centra en la implementación del modelo de la planta fotovoltaica a un sistema de tamaño considerable, como lo es el sistema *IEEE* de 118 barras. Los resultados del OPF versus TSC-OPF se presentan en la Fig. 5.6, para una planta de capacidad instalada igual a 30[MW]. El encarecimiento del despacho de energía al aplicar las restricciones de estabilidad transitoria es evidenciado por una pequeña modificación del despacho otorgado por el OPF.

El impacto del FRT de la planta fotovoltaica es del orden del 0,01% sobre el costo total de operación, lo cual se obtiene al comparar el resultado entre el OPF y el TSC-OPF para distintos niveles de capacidad instalada de la planta, resultado que se muestra en la Tabla 5.1. Dicho análisis se basa en la premisa de que el incremento de la capacidad

instalada afectará las restricciones de estabilidad de acuerdo con las variables sistémicas: potencia activa y reactiva, cuyo comportamiento es regulado por el FRT.

Nuevamente, el modelo tipo FRT ha mostrado ser versátil para su implementación al TSC-OPF. Sin embargo, es necesario contar con la información suficiente para formular el FRT. Esto requiere solicitar información al operador, con la finalidad de ajustar correctamente la señal de potencia que se utilizará para la representación dinámica de la planta fotovoltaica en el algoritmo. A diferencia del generador eólico de tecnología DFIG que se ha estudiado, el panel fotovoltaico está completamente desacoplado de la red mediante inversores. En consecuencia, el control de potencia suele ser preciso y rápido, pudiendo cumplir con un FRT predeterminado en forma similar al enlace HVDC estudiado en el trabajo previo a este documento[1].

CAPÍTULO 6

Conclusiones

6.1 Conclusiones generales

Esta memoria es la continuación del trabajo de tesis del profesor Dr. Ignacio Calle [1]. En él, el algoritmo TSC-OPF es resuelto mediante el método tradicional, que consiste en la resolución de las ecuaciones algebraico–diferenciales del sistema utilizando la regla trapezoidal. De esta forma, el OPF convencional se ha extendido para incluir las variables dinámicas asociadas a la estabilidad transitoria. La propuesta de formulación para el TSC-OPF ha demostrado ser versátil en la implementación del modelamiento de los equipos del sistema, permitiendo representar a la máquina sincrónica en ejes *d-q* y la dinámica de un enlace HVDC, entre otras. Esto ofrece una herramienta importante para la operación, en la medida que más tecnologías sean incluidas a dicho algoritmo.

En particular, la propuesta para la implementación de la dinámica de plantas eólicas y fotovoltaicas al algoritmo TSC-OPF, y su posterior análisis sobre sistemas de prueba, otorgan una base de estudio sobre la cual se puede perfeccionar. Un nivel de detalle profundo sobre las variables que gobiernan a dichas unidades representa un desafío no sólo por su planteamiento, sino también por el incremento de la dimensionalidad del problema que esto conlleva. No obstante, el TSC-OPF toma decisiones sobre las trayectorias de los ángulos de carga de los generadores síncronos y sobre los criterios de seguridad en la operación. Este hecho permite utilizar una ventaja analítica para la simplificación del problema, al poder emplear modelos tipo FRT en las plantas generadoras distintas a las unidades síncronas. Esta ventaja resulta conveniente bajo el criterio de obtención de un parámetro económico reflejado en el costo de operación del sistema. Un nivel de detalle más profundo se pude obtener en un programa de

simulación convencional en base al resultado otorgado por el TSC-OPF, que representa una buena aproximación al óptimo global.

Algunas conclusiones particulares sobre este trabajo son:

- La representación del parque eólico de tecnología DFIG sobre el TSC-OPF, al considerar la dinámica particular de cada generador, implica enfrentar dificultades en la implementación debido al complejo esquema de control de la turbina y del control eléctrico de la unidad. Con la intención de incluir el detalle de dicho esquema se implementa la protección tipo *crowbar*, que se traduce en una perturbación adicional al sistema. Independiente de la implementación de dicha protección, el rápido control eléctrico supuesto para el modelo es reflejado en una oscilación en la potencia activa inyectada al sistema, como se observa en la Fig. A1 del Anexo A. Esto debe ser estudiado con la finalidad de distinguir si corresponde a un problema del *solver* o del planteamiento del problema. Sin embargo, las trayectorias de las variables del sistema son las esperadas, por lo que se presume que el nivel de detalle no es adecuado para ser implementado en el algoritmo.
- La representación de la dinámica de la plantas eólicas y fotovoltaicas mediante un modelo tipo FRT resulta conveniente no sólo por su fácil implementación al TSC-OPF, sino que también representa un escenario realista de lo que ocurre en la operación del sistema. Esta representación es especialmente importante para efectos del TSC-OPF, algoritmo que tiene por objetivo obtener un resultado económico en un tiempo de ejecución razonable. El correcto uso del modelo FRT requiere revisar el *Grid Code* presente en cada país, y los estudios de los parámetros de control se deben efectuar situacionalmente, debido a que tienen una dependencia relacionada a la regulación local.
- El detalle de la dinámica de cada unidad sincrónica adquiere relevancia en el TSC-OPF, debido a que está ligada directamente a la trayectoria de los ángulos de carga y, en consecuencia, con el criterio de estabilidad transitoria. El detalle

en el modelo del resto de las unidades generadoras, en particular de las plantas eólicas y fotovoltaicas, no ha demostrado estar suficientemente ligada al criterio de estabilidad, lo que puede ser interpretado como un criterio de suficiencia para implementar modelos simplificados tipo FRT. No obstante, se debe estudiar el impacto que tiene dicho nivel de detalle en profundidad, o en su reemplazo estudiar las señales en operación real de las plantas generadoras que se incluirán al algoritmo.

- La decisión de ejecutar un OPF versus un TSC-OPF obedece al criterio del operador de la red. El despacho otorgado por el OPF no asegura que el sistema sea transitoriamente estable ante una falla, ni tampoco que el despacho obtenido sea óptimo bajo tales condiciones. Sin embargo, el operador suele aplicar su experiencia de acuerdo con el conocimiento que dispone del sistema. De esta forma, y debido a la posibilidad de ocurrencia de una falla considerable, algunos generadores son permanentemente despachados con el propósito de apoyar la estabilidad del sistema. Dicha decisión técnico-económica no está completamente justificada, por lo que la aplicación de un TSC-OPF formaliza mediante un planteamiento matemático la decisión que se ha definido sobre el despacho de energía.

  La ventaja del TSC-OPF sobre el OPF es la extensión del criterio de seguridad, otorgando con ello un despacho óptimo más seguro que el obtenido por el OPF. No obstante, la consideración de tales escenarios incrementa el costo total de operación en un valor que es dependiente de la configuración y equipos del sistema, lo cual es necesario para enfrentar una posible perturbación del sistema.

6.2 Trabajo futuro

Dado los resultados obtenidos en el trabajo se sugiere lo siguiente:

- Integrar en un software único la posibilidad de construir el algoritmo TSC-OPF, basado en datos de entrada con una estructura definida. Para tal efecto es posible utilizar un lenguaje de programación tipo Phyton, aunque se recomienda usar como software de optimización una herramienta similar al software GAMS, cuyos tiempos de simulación son reducidos.

- La posibilidad de integrar modelos específicos de plantas generadoras de ERNC. Si bien existen variadas tecnologías, es recomendable extender el algoritmo para incluir las más relevantes.

- Integrar la posibilidad de optimización de parámetros de control distintos y que afectan a la operación, tales como STATCOM, taps de transformadores o modelos de cargas distintos a impedancia constante, que se traducen en incrementar la dimensionalidad del problema al incluir los nodos de dichos equipos.

Referencias

[1] I. Calle, “Transient stability constrained optimal power flow: improved models and practical applications”, 2015.

[2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé ©, *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons, 2013.

[3] “Ñom Lüfke (el rayo domado) o Sistemas Eléctricos de Potencia - Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile”. [En línea]. Disponible en: http://ingenieria.uchile.cl/agenda/48036/presentacion-del-libro-sistemas-electricos-de-potencia. [Accedido: 24-abr-2018].

[4] J. A. Momoh *et al.*, “Challenges to optimal power flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 1, pp. 444–455, feb. 1997.

[5] “Global Trends in Renewable Energy Investment Report 2018”, *FS UNEP Centre*. [En línea]. Disponible en: http://fs-unep-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-report-2018. [Accedido: 26-abr-2018].

[6] “GAMS - Cutting Edge Modeling”. [En línea]. Disponible en: https://www.gams.com/. [Accedido: 26-abr-2018].

[7] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 3, pp. 1387–1401, ago. 2004.

[8] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st edition. New York: McGraw-Hill Education, 1994.

[9] V. Vittal, N. Bhatia, y A. A. Fouad, “Analysis of the inter-area mode phenomenon in power systems following large disturbances”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, nº 4, pp. 1515–1521, nov. 1991.

[10] M. Klein, G. J. Rogers, y P. Kundur, “A fundamental study of inter-area oscillations in power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, nº 3, pp. 914–921, ago. 1991.

[11] P. Varaiya, F. F. Wu, y R.-L. Chen, “Direct methods for transient stability analysis of power systems: Recent results”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, nº 12, pp. 1703–1715, dic. 1985.

[12] H.-D. Chang, C.-C. Chu, y G. Cauley, “Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and perspective”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, nº 11, pp. 1497–1529, nov. 1995.

[13] T. Athay, R. Podmore, y S. Virmani, “A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, nº 2, pp. 573–584, mar. 1979.

[14] C. W. Gear, *Numerical Initial Value Problems in Ordinary Differential Equations*. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall PTR, 1971.

[15] D. Gan, R. J. Thomas, y R. D. Zimmerman, "Stability-constrained optimal power flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 2, pp. 535–540, may 2000.

[16] M. L. Scala, M. Trovato, y C. Antonelli, "On-line dynamic preventive control: an algorithm for transient security dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 2, pp. 601–610, may 1998.

[17] D. Layden y B. Jeyasurya, "Integrating security constraints in optimal power flow studies", en *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, 2004, pp. 125-129 Vol.1.

[18] Q. Jiang y G. Geng, "A Reduced-Space Interior Point Method for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 3, pp. 1232–1240, ago. 2010.

[19] Q. Jiang y Z. Huang, "An Enhanced Numerical Discretization Method for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 4, pp. 1790–1797, nov. 2010.

[20] Q. Jiang, B. Zhou, y M. Zhang, "Parallel augment Lagrangian relaxation method for transient stability constrained unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 2, pp. 1140–1148, may 2013.

[21] S. Xia, X. Luo, K. W. Chan, M. Zhou, y G. Li, "Probabilistic Transient Stability Constrained Optimal Power Flow for Power Systems With Multiple Correlated Uncertain Wind Generations", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, nº 3, pp. 1133–1144, jul. 2016.

[22] Y. Xu, J. Ma, Z. Y. Dong, y D. J. Hill, "Robust Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow With Uncertain Dynamic Loads", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nº 4, pp. 1911–1921, jul. 2017.

[23] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2005.

[24] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah, y R. A. McMahon, "Trends in Wind Turbine Generator Systems", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, nº 3, pp. 174–185, sep. 2013.

[25] "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies", *ResearchGate*. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by. [Accedido: 22-jun-2018].

[26] D. J. Kim, Y. H. Moon, y H. K. Nam, "A New Simplified Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Studies", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, nº 3, pp. 1030–1042, sep. 2015.

[27] N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, y R. W. Delmerico, “Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations”, en *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, 2003, vol. 3, pp. 1977-1983 Vol. 3.

[28] “Modeling and dynamic behavior of wind generation as it relates to power system control and dynamic performance”, *e-cigré*. [En línea]. Disponible en: https://e-cigre.org/publication/328-modeling-and-dynamic-behavior-of-wind-generation-as-it-relates-to-power-system-control-and-dynamic-performance. [Accedido: 22-jun-2018].

[29] J. Yang, D. G. Dorrell, y J. E. Fletcher, “Fault ride-through of doubly-fed induction generator with converter protection schemes”, en *2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, 2008, pp. 1211–1216.

[30] H. L. Zhou, G. Yang, y D. Y. Li, “Short circuit current analysis of DFIG wind turbines with crowbar protection”, en *2009 International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2009, pp. 1–6.

[31] P. Ledesma y J. Usaola, “Doubly fed induction generator model for transient stability analysis”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 2, pp. 388–397, jun. 2005.

[32] I. Erlich, J. Kretschmann, S. Mueller-Engelhardt, F. Koch, y J. Fortmann, “Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies”, en *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–8.

[33] J. F. M. Padron y A. E. F. Lorenzo, “Calculating Steady-State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 2, pp. 922–928, may 2010.

[34] A. Wächter, “An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Optimization with Applications in Process Engineering”, 2002.

[35] “Ipopt”. [En línea]. Disponible en: https://projects.coin-or.org/Ipopt. [Accedido: 28-ago-2018].

[36] W. Li, P. Chao, X. Liang, J. Ma, D. Xu, y X. Jin, “A Practical Equivalent Method for DFIG Wind Farms”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, nº 2, pp. 610–620, abr. 2018.

[37] F. Arredondo, P. Ledesma, y E. D. Castronuovo, “Optimization of the operation of a flywheel to support stability and reduce generation costs using a Multi-Contingency TSCOPF with nonlinear loads”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 104, pp. 69–77, ene. 2019.

[38] “IEEE 118-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG)”.

[39] “Photoelectric effect”, *Wikipedia*. 28-ago-2018.

[40] “World Energy Resources 2016”. [En línea]. Disponible en: https://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-resources-2016/. [Accedido: 29-ago-2018].

[41] J. H. R. Enslin, M. S. Wolf, D. B. Snyman, y W. Swiegers, “Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, nº 6, pp. 769–773, dic. 1997.

[42] E. Bullich-Massagué, R. Ferrer-San-José, M. Aragüés-Peñalba, L. Serrano-Salamanca, C. Pacheco-Navas, y O. Gomis-Bellmunt, “Power plant control in large-scale photovoltaic plants: design, implementation and validation in a 9.4 MW photovoltaic plant”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, nº 1, pp. 50–62, 2016.

[43] L. Qu, D. Zhao, T. Shi, N. Chen, y J. Ding, “Photovoltaic Generation Model for Power System Transient Stability Analysis”, *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, pp. 297–300, ene. 2013.

[44] P. Eguia, A. Etxegarai, E. Torres, J. I. S. Martin, y I. Albizu, “Modeling and validation of photovoltaic plants using generic dynamic models”, en *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2015, pp. 78–84.

[45] S. Soni, “Solar PV Plant Model Validation for Grid Integration Studies”, 2014.

[46] A. Al-Shetwi, M. Sujod, y N. L. Ramli, “A review of the fault ride through requirements in different grid codes concerning penetration of PV system to the electric power network”, *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 10, pp. 9906–9912, oct. 2015.

[47] S. Ghazali, K. M. Nor, y M. Abdel-Akher, “Grid-connected Photovoltaic models for three-phase load flow analysis”, *PECon2010 - 2010 IEEE International Conference on Power and Energy*, nov. 2010.

[48] D. Zeng, G. Wang, G. Pan, y H. Li, “Fault Ride-Through Capability Enhancement of PV System with Voltage Support Control Strategy”, *Open Journal of Applied Sciences*, vol. 03, p. 30, jun. 2013.

Anexo A

1. Datos técnicos y económicos del sistema de potencia de 20 barras basado en las Islas Baleares

Los datos de la Tabla A1 se encuentran en potencia base propia, mientras que las tensiones base se indican según la Fig. 3.14 en el punto de ubicación de cada unidad.

Tabla A1 Datos dinámicos de las unidades generadoras síncronas para el sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras.

Generador	S_b [MVA]	R_a [p.u.]	X_d [p.u.]	X'_d [p.u.]	X_q [p.u.]	X'_q [p.u.]	H [s]	D [p.u.]	T'_d [s]	T'_q [s]
G_1	600	0.00	1.5	0.30	1.5	0.30	3.2	2.0	6.0	1.0
G_2	470	0.00	1.5	0.30	1.5	0.30	3.0	2.0	6.0	1.0
G_3	510	0.00	1.5	0.30	1.5	0.30	3.0	2.0	6.0	1.0
G_4	275	0.00	1.5	0.30	1.5	0.30	2.0	2.0	6.0	1.0
G_5	350	0.00	1.5	0.30	1.5	0.30	2.0	2.0	6.0	1.0

Tabla A2 Datos económicos para el cálculo de la función de costo de las unidades generadoras del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras.

Generador	*a* [M.U./MWh]
G_1	70.00
G_2	80.00
G_3	40.00
G_4	100.00
G_5	120.00
DFIG	0.00

Los datos de la Tabla A3 se encuentran en base propia, y corresponden a los parámetros representativos de cada unidad DFIG que constituye el parque eólico.

Tabla A3 Datos para el modelamiento dinámico de los generadores eólicos DFIG**.**

Parámetro	*Valor*
Sn	1.5[MVA]
Vn	690[V]
f	60[HZ]
T'_o	1.50[s]
X_s	4.00[p.u.]
X'_s	0.35[p.u.]
X_{ls}	0.15[p.u]
H	3.00[s]
$K_{crowbar}$	10
V_{wind}	11[m/s]
τ_{pc}	0.05[s]
K_{ptrq}	0.045
K_{itrq}	0.009

Los valores de las tablas A4, A5 y A6 muestran los datos del sistema de potencia, a una potencia base de 100[MVA] y a tensión base según la Fig. 3.14.

Tabla A4 Parámetros de modelamiento de las líneas del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras.

Línea	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]
1-7	0	0.0117	0
2-9	0	0.0137	0
3-11	0	0.0137	0
4-16	0	0.0255	0
5-14	0	0.0255	0
6-7 (1)	0.0022	0.0145	0.0253
6-7 (2)	0.0022	0.0145	0.0253
7-8	0.0019	0.0121	0.0211
7-10	0.0051	0.0330	0.0576
8-9	0.0042	0.0274	0.0477
8-10	0.0042	0.0274	0.0477
10-11 (1)	0.0025	0.0161	0.0281
10-11 (2)	0.0025	0.0161	0.0281
10-12 (1)	0.0024	0.0153	0.0267
10-12 (2)	0.0024	0.0153	0.0267
13-14 (1)	0.0080	0.0121	0.0450
13-14 (2)	0.0080	0.0121	0.0450
15-16 (1)	0.0025	0.0377	0.0141
15-16 (2)	0.0025	0.0377	0.0141
17-18	0.0202	0.0421	0.0132
17-19	0.0826	0.1722	0.0060
18-19	0.0184	0.0383	0.0120
19-20	0.0730	0.1521	0.0212
6-13	0	0.0267	0
6-17	0	0.0267	0
7-18	0	0.0267	0
8-19	0	0.0267	0
12-15	0	0.0267	0
12-20	0	0.0356	0

Tabla A5 Cargas nominales del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras

Barra	P [p.u.]	Q [p.u.]
11	2.50	0.42
14	2.10	0.35
16	1.20	0.20
17	1.50	0.25
18	1.50	0.25
19	1.50	0.25
20	1.75	0.29

Tabla A6 Límites superiores e inferiores de las variables del sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras.

Variable	Límite inferior	Límite superior
δ_i - δ_{COI}	-60°	60°
$\Delta\omega_i$	-0.10 p.u.	0.10 p.u.
P_{G1}	0.00 p.u.	6.00 p.u.
P_{G2}	0.00 p.u.	4.70 p.u.
P_{G3}	0.00 p.u.	5.10 p.u.
P_{G4}	0.00 p.u.	2.75 p.u.
P_{G5}	0.00 p.u.	3.50 p.u.
Q_{G1}	-3.00 p.u.	3.00 p.u.
Q_{G2}	-2.35 p.u.	2.35 p.u.
Q_{G3}	-2.55 p.u.	2.55 p.u.
Q_{G4}	-1.35 p.u.	1.35 p.u.
Q_{G5}	-1.75 p.u.	1.75 p.u.
E_i	0.8 p.u.	1.2 p.u.
δ_i	-9,999°	9,999°
V_n	0.95 p.u.	1.05 p.u.
ϕ_n	-180°	180°

2. Señales de tensión y potencia del generador eólico DFIG en el sistema de potencia de 20 barras basado en las Islas Baleares

Las figuras siguientes se encuentran a una potencia base de 100[MVA] y tensión base según la ubicación del parque eólico en la Fig. 3.14.

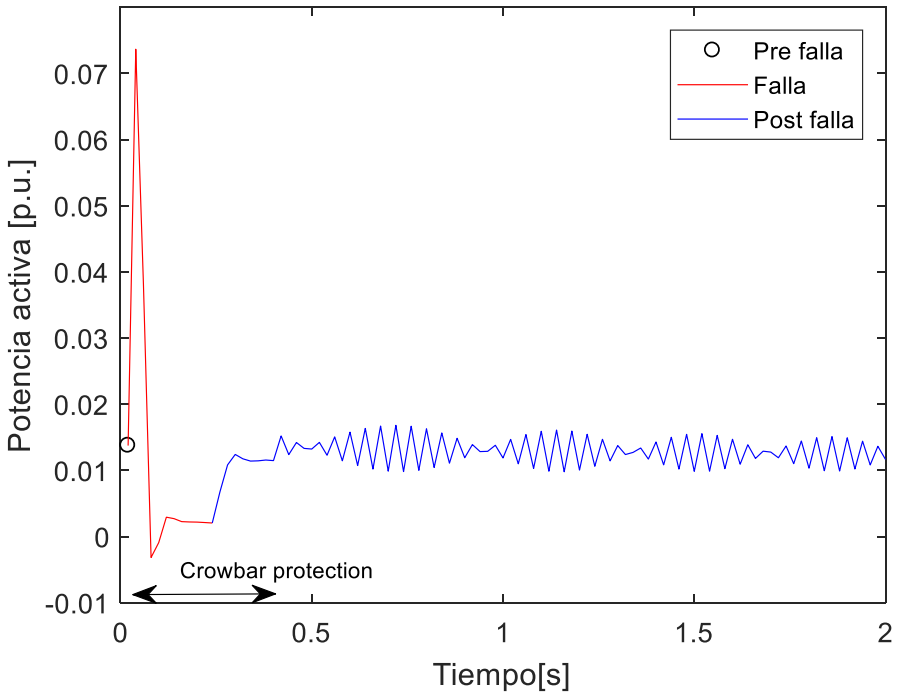

Fig. A1 Potencia activa inyectada en terminales del DFIG (una unidad), en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares de 20 barras.

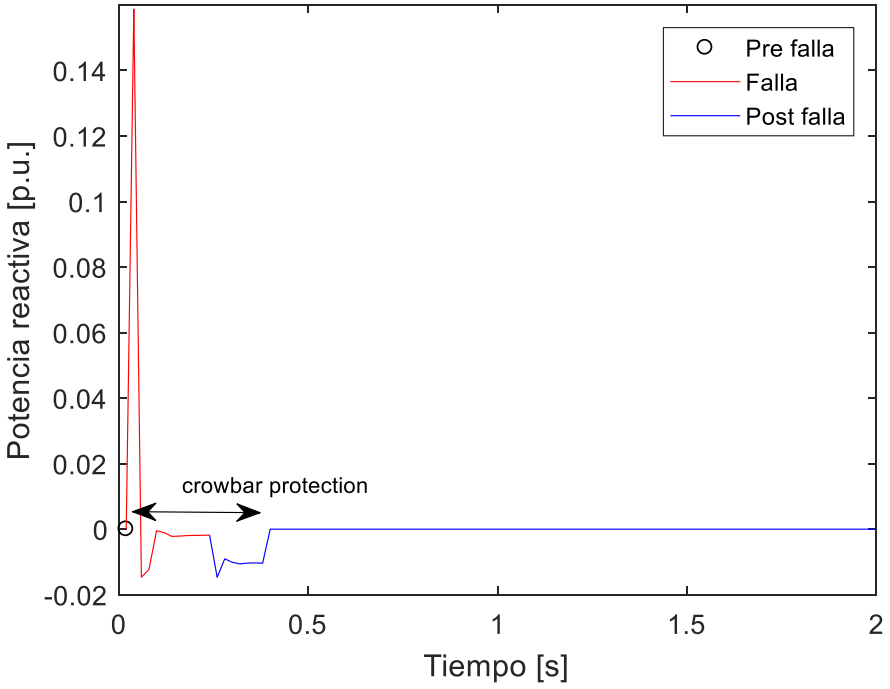

Fig. A2 Potencia reactiva inductiva inyectada en terminales del DFIG (una unidad), en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares de 20 barras.

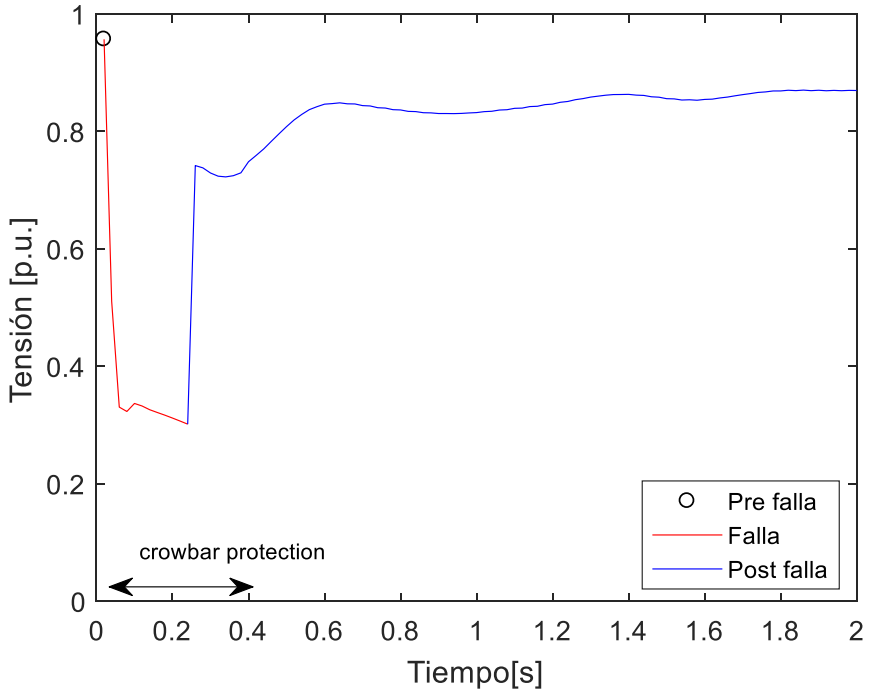

Fig. A3 Tensión en terminales del parque eólico, en el sistema de potencia basado en las Islas Baleares, 20 barras.

Anexo B

1. Datos económicos del sistema IEEE de 188 barras

El número de cada generador de la Tabla B1 está asociado al número de barra en que se ubica la unidad según la Fig. 4.9. Los coeficientes a, b y c corresponden a los coeficientes de la función de costo de cada generador: $f(P_{Gi}) = aP_{Gi}^2 + bP_{Gi} + c$ [MU$/MWh].

Gen.	Max P [MW]	*a*	*b*	*c*	Gen.	Max P [MW]	*a*	*b*	*c*
10	300	7	13	11	66	420	64	83	11
12	300	7	13	11	69	300	7	13	11
19	300	33	11	5	76	100	10	18	13
25	300	7	13	11	80	300	7	13	11
26	350	33	11	3	87	300	33	11	3
32	100	10	18	13	89	200	7	13	11
49	300	28	10	6	92	300	7	13	11
54	250	28	12	3	100	300	7	13	11
61	200	39	13	4	111	100	10	18	13
65	420	64	83	11	113	100	10	18	13

Tabla B1 Datos económicos de los generadores síncronos del sistema IEEE de 118 barras.

2. Plataforma de simulación

El hardware sobre el que se ejecutan las pruebas se compone de:

- CPU: Intel Core i7 4790, 3600 [MHz], 8-cores.
- RAM: Kingston HyperX Fury DDR3, 2x8 [Gb], 1600 [MHz].
- SSD: Kingston KC400, 1[GB].
- M/B: Asus H97 Plus, LGA 1150.