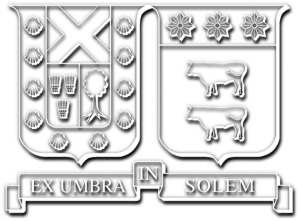
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Memoria de Titulación

Evaluación Técnica de un Sistema de Conversión de Energía Eólica Basado en un Generador de Inducción Doblemente Excitado Alimentado con un Convertidor Modular Multinivel Matricial

Pablo Rey Eric Painevilo Martínez

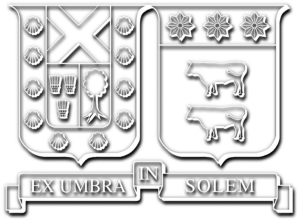
Requisito para la obtención del título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guía:
Dr. Andrés Mora C. (UTFSM)
Dra. Margarita Norambuena V. (UTFSM)

Profesor Correferente:
Matías Díaz. (USACH)

Santiago, Agosto 2023

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Memoria de Titulación

Evaluación Técnica de un Sistema de Conversión de Energía Eólica Basado en un Generador de Inducción Doblemente Excitado Alimentado con un Convertidor Modular Multinivel Matricial

Pablo Rey Eric Painevilo Martínez

2023

Agradecimientos

Este trabajo fue financiado por ANID a través de los proyectos Fondecyt Regular 1231030 y Basal FB0008 Advanced Center for Electrical and Eletronic Engineering.

Índice de Contenidos

Resumen **2**

1 Introducción **3**

2 Sistemas de Generación de Energía Eólica: Topologías y Modelado **5**
2.1 Topologías de los Sistemas de Generación 5
2.1.1 WECSs Tipo 1 5
2.1.2 WECSs Tipo 2 6
2.1.3 WECSs Tipo 3 6
2.1.4 WECSs Tipo 4 6
2.1.5 Topología propuesta 7
2.2 Requerimientos Normativos 7
2.2.1 Operación en Régimen Permanente 8
2.2.2 Operación durante caídas de tensión 8
2.3 Modelo aerodinámico 9
2.4 Modelo del sistema mecánico 11
2.5 Seguimiento del Punto de Máxima Potencia 11
2.6 Modelo del Control Pitch 13

3 Modelado y Control de la Máquina de Inducción Doblemente Excitada **16**
3.1 Construcción del DFIG 16
3.2 Concepto de Fasor Espacial 17
3.3 Modelo Vectorial 17
3.3.1 Sistema de Coordenadas común 18
3.3.2 Modelo en variables de estado 19
3.3.3 Orientación con el Flujo de Estator y Control Desacoplado 19
3.4 Comportamiento ante caídas de tensión simétricas en la red 20
3.4.1 Caídas de tensión trifásicas 20
3.4.2 Influencia de las corrientes de rotor 22
3.4.3 Orientación con la tensión de la red 23

4 Convertidor Modular Multinivel Matricial **25**
4.1 Modelo en el Sistema $\alpha\beta\gamma^2$ 26
4.2 Modelo de Potencia-CCV 27
4.2.1 Balance de cluster 29
4.2.2 Balance de cluster usando la tensión de la red 30
4.2.3 Balance de cluster usando las tensiones del DFIG 31

5 Operación del WECS en Régimen Permanente **32**
5.1 Sistema de control 32
5.1.1 Control MPPT 33
5.1.2 Control de Energía Total 33

5.1.3 Control de Potencia Reactiva de Estator, Convertidor y Red 34
5.1.4 Control de Corrientes Circulantes 35
5.1.5 Control de Corrientes de Rotor y Puerto G 35
5.2 Dimensionamiento del Convertidor 36
5.2.1 Inductancia de Brazo 36
5.2.2 Resistencia de Brazo 36
5.2.3 Cálculo de la Capacitancia de la Celda 37
5.2.4 Tensión Disponible en los Cluster 37
5.2.5 Análisis de resultados de los casos de estudio 38
5.2.6 Distribución de la tensión disponible 40
5.3 Desempeño del WECS en Régimen Permanente 41
5.3.1 Desempeño de la estrategia MPPT 41
5.3.2 Desempeño del Control Interno del Convertidor 44
5.3.3 Desempeño del Modelo Pitch 46

6 Análisis de Desempeño ante Caídas de Tensión en la Red 50
6.1 Principales problemas durante una caída de tensión 50
6.2 Gestión de la tensión disponible del convertidor 53
6.2.1 Desempeño del esquema de gestión de tensión 54
6.3 Prealimentación del flujo natural 57
6.3.1 Estimación del flujo natural 58
6.3.2 Esquema de control de la inyección de corrientes desmagnetizantes 58
6.3.3 Desempeño de la inyección de corrientes desmagnetizantes 58
6.4 Control de la velocidad mecánica 62
6.5 Inyección de corriente reactiva 63
6.6 Respuesta del sistema ante una caída de tensión total 66
6.6.1 Control de corrientes de rotor y desmagnetización del estator 66
6.6.2 Control Interno del Convertidor 67
6.7 Esquema de optimización de la tensión disponible 70

7 Conclusiones 73

A 75
A.1 Solución WECS en estado estacionario 75

Índice de Tablas

5.1 Parámetros del convertidor 36
5.2 Parámetros M3C. 38
5.3 Parámetros del generador referido al devanado de estator. 38
5.4 Parámetros del Transformador. 38
5.5 Parámetros Turbina y Gearbox. 39
5.6 Valores en estado estacionario requeridos para que el sistema funciones en todo el rango de operación en cada caso de estudio. El número de celdas se estima en base a $v_{cap} = 200$V. 40
5.7 Valores en estado estacionario requeridos para que el sistema funciones en todo el rango de operación en cada caso de estudio. Se llama V_{circ} a la saturación de las tensiones $v_{\alpha\alpha}$, $v_{\alpha\beta}$, $v_{\beta\alpha}$ y $v_{\beta\beta}$. 41

6.1 Problemas que ocurren en el WECS cuando ocurre una caída de tensión. 53

Índice de Figuras

2.1 Componentes principales de los WECSs tipo 1 6
2.2 Componentes principales de los WECSs tipo 2 6
2.3 Componentes principales de los WECSs tipo 3 7
2.4 Componentes principales de los WECSs tipo 4 7
2.5 Componentes principales de la topología propuesta. 7
2.6 Área de operación en régimen permanente. Fuente NTSyCS [1] 8
2.7 Tiempo que debe permanecer conectado el sistema según caída de tensión. Fuente NTSyCS [1] 9
2.8 Curva de potencia en función de TSR con el ángulo Pitch como parámetro. 10
2.9 Modelo del sistema mecánico. 11
2.10 Curvas de operación en régimen permanente del sistema Turbina-Generador al utilizar el control de velocidad indirecto: a) Curvas de potencia de la turbina y generador; b) Curvas de momento de la turbina y generador; c) Velocidad de rotor en función de la velocidad de viento; d) Curva característica del WECS. 12
2.11 Lazo de control del ángulo Pitch. 13
2.12 Control de velocidad mediante el Sistema Pitch. 14
2.13 Operación del control Pitch. a) Valores que toma el coeficiente de potencia cuando actúa el control Pithc; b) Valores que toma el TSR cuando actúa el control Pitch. 15
2.14 Ángulo de inclinación de la velocidad del viento cuando actúa el control pitch. . . 15

3.1 Corte transversal de una máquina de inducción doblemente excitada: a) Construcción del rotor y estator; b) Representación mediante bobinas concetradas. . . 17
3.2 Representación vectorial de las distribuciones de fmms generadas por la circulación de corriente en los devanados de estator 18
3.3 Evolución del flujo natural para una profundidad del 80%. 21
3.4 Comportamiento del generador con rotor abierto ante una caída de tensión: a) Tensión inducida en los devanados de rotor debido al flujo de estator; b) Trayectoria del flujo de estator en el plano $\alpha\beta$ 22
3.5 Ángulo del flujo de estator antes y después de una falla. a) Falla de un 45% de profundidad; b) Falla de un 60% de profundidad. 23
3.6 Sistemas de orientación. 23

4.1 Topología del Convertidor Modular Multinivel Matricial. 25
4.2 Modelo Average del M3C. 26
4.3 Modelo equivalente en el sistema Doble $\alpha\beta\gamma$ 27

5.1 Esquema de control WECS en régimen permanente. 33
5.2 Esquema de control MPPT. 33
5.3 Esquema de Control de la Energía del Convertidor. 34
5.4 Lazo de control de la potencia reactiva de estator. 34
5.5 Flujos de potencia del WECS. 35
5.6 Esquema de control de corrientes circulantes para el caso de $i_{\alpha\alpha}$. 35
5.7 Esquema de control de corrientes de Rotor. 35

5.8 Sistema en estado estacionario. 37
5.9 Análisis de variables del generador y convertidor para el control de potencia reactiva por medio del estator: a) Corriente de Rotor; b) Corriente de Estator; c) Corriente de brazo del convertidor; d) Tensión máxima del cluster. 40
5.10 Variables relevantes para evaluar el desempeño del WECS en la región MPPT. a) Escalones de velocidad de viento aplicados en la prueba; b) Coeficiente de potencia de la turbina. 42
5.11 Variables relevantes para evaluar el desempeño del WECS en la región MPPT. a) Momento electromagnético y momento mecánico en el eje del generador; b) Velocidad de giro del generador; c) Corriente de rotor en eje de cuadratura; d) Magnitud de la tensión aplicada al rotor del generador; e) Tensión sintetizada por el cluster normalizada en la tensión máxima disponible en el cluster; f) Corrientes por las ramas del convertidor normalizadas en la corriente máxima admisible. 43
5.12 Trayectorias de torque y de potencia activa vs la velocidad de gior del rotor. a) Trayectorias del momento elcetromagnético y torque mecánico en el eje del generador; b) Trayectorias de potencia mecánica y potencia eléctrica. 44
5.13 Señales relevantes para evaluar el control de energía. a) Componente de los CCV relacionado con la energía $v_{C\gamma\gamma}$; b) Corriente en cuadratura del puerto g. 44
5.14 Señales relevantes para evaluar el control de energía. a) Potencias de entrada y salida del convertidor; b) Deslizamiento del generador. 45
5.15 Señales relevantes para evaluar el Balance de cluster. a) Tensiones de los cluster; b) Corrientes circulantes. 45
5.16 Potencias del WECS. a) Potencia en el puerto g; b) Potencia en la red. 46
5.17 Potencias del WECS. a) Potencia en el estator; b) Corriente de estator. 46
5.18 Evaluación del control del ángulo de las aspas. a) Velocidad del Viento; b) Ángulo pitch; c) Velocidad de giro del rotor; d) Torque eléctrico y mecánico en el eje del generador; e) Corriente en eje directo y cuadratura de rotor; f) Magnitud de la tensión de rotor. 48
5.19 Control de energía del convertidor durante el control del ángulo de las aspas. a) Potencia de estator; b) Potencia de rotor; c) Corriente puerto g del convetidor; d) Promedio de la tensión disponible en los cluster. 49

6.1 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Perfil de tensión de la red; b) Flujo Natural. 50
6.2 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Magnitud de la tensión en los terminales del rotor y de la tensión aplicada por el convertidor; b) Corrientes de rotor en el sistema de coordenadas orientado con la red. 51
6.3 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Control de energía; b) Balance de Cluster. 51
6.4 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Potencia de rotor; b) Velocidad mecánica. 52
6.5 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Tensión sisntetizada por los cluster; b) Corriente por las ramos del convertidor. 52
6.6 Evaluación del desempeño de la gestión de tensión disponible para el caso $i_{gq} = i_{gd} = 0$. Todas las curvas están normalizadas en la tensión de estator nominal. . . 54
6.7 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión. a) Perfil de tensión de la red; b) Flujo Natural; c) Tensión rotor y convertidor; d) Corrientes de rotor 55
6.8 Comparación del flujo de rotor: a) Flujo de rotor con corrientes en contra fase al flujo natural; b) Flujo de rotor aplicando el esquema de gestión de tensión. 56
6.9 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión. a) Tensión generada por el cluster; b) Corrientes de brazo; c) Control de Energía; d) Balance de Cluster. 57
6.10 Esquema de control para la generación de referencias de la corriente desmagnetizante. 58

6.11 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Amplitud del Flujo de rotor; b) Amplitud del Flujo Natural; c) Tensión rotor y convertidor; d) Corrientes de rotor en coordenadas de estator. 60
6.12 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Control de energía; b) Tensiones en los cluster; c) Potencia de rotor; d) Tensión sintetizada por los cluster; e) Corriente de brazo. 61
6.13 Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Momento eléctrico y de la turbina en el eje del generador; b) Velocidad mecánica. 62
6.14 Evaluación del control Pitch en una falla. a) Momento eléctrico y de la turbina en el eje del generador; b) Velocidad mecánica. 62
6.15 Evaluación del control Pitch en una falla. Ángulo de inclinación. 63
6.16 Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Corriente de rotor en coordenadas sincrónicas; b) Amplitud del Flujo Natural 64
6.17 Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Corrientes de Estator en coordenadas sincrónicas; b) Potencia de estator. 64
6.18 Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. La imagen superior muestra la referencia de la corriente desmagnetizante, la imagen en el medio muestra la actuación disponible de la corriente en eje directo del rotor y la imagen inferior muestra la actuación disponible de la corriente en eje de cuadratura. 65
6.19 Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Tensión generada por los cluster; b) Corrientes de brazo; c) Velocidad Mecánica; d) Tensión de los cluster. 66
6.20 Caída de tensión del 99%. 67
6.21 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Magnitud de la tensión de rotor y la magnitud de la tensión aplicada por el convertidor; b) Corrientes de rotor en el sistema de coordenadas sincrónico. 67
6.22 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Flujo natural; b) Corrientes de estator en el sistema de coordenadas sincrónico. 68
6.23 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Control de energía; b) Potencia de entrada y de salida del convertidor. 68
6.24 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a)Corrientes puerto g; b) Potencias puerto g. 69
6.25 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Tensión de los cluster; b) Corrientes circulantes. 69
6.26 Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Tensión Sintetizada por los cluster; b) Corrientes de brazo. 70
6.27 Esquema de control para mejorar la gestión de la tensión disponible de los cluster. 71
6.28 Evaluación de la gestión de tensión. a) Profundidad del 30%; b)Profundidad del 70%. 71
6.29 Tensión máxima liberada cuando se alcanza el estado estacionario durante la falla. 72

Resumen

En los últimos tiempos, se ha promovido de manera masiva el uso de energías renovables, impulsado por la lucha contra el calentamiento global y la búsqueda de sistemas eléctricos más sustentables e independientes. En este contexto, la energía eólica juega un papel esencial en la transición energética. Sin embargo, su naturaleza variable y su disponibilidad aleatoria presentan complejos retos en la operación de la red eléctrica, especialmente cuando existe una alta penetración de esta fuente.

Por consiguiente, las regulaciones y códigos eléctricos en todo el mundo han tenido que adaptarse y aumentar las exigencias para abordar los desafíos que surgen al integrar de manera significativa la energía eólica en la red.

La topología basada en un generador de inducción doblemente excitado (DFIG) ha sido muy popular, debido a que utiliza un convertidor de capacidad reducida, y por tanto, disminuye los costos del sistema. No obstante, el interés en esta tecnología ha ido disminuyendo a medida que se han implementado cambios normativos. La razón principal es su extrema sensibilidad a las perturbaciones en la red, ya que para cumplir con los nuevos requerimientos, se hace necesario emplear convertidores sobredimensionados y complementarlos con otros equipos, aumentando la complejidad y los costos del sistema.

Es en este punto que una nueva generación de convertidores puede renovar la atracción por este tipo de topología. El convertidor modular multinivel matricial (M3C) se ha recomendado en accionamientos de alta potencia y velocidad variable. Además posee una ventaja primordial por sobre los esquemas "Back-to-Back" (B2B) y es que puede aumentar considerablemente la actuación del control del generador cuando ocurre una disminución en la tensión de la red.

Este trabajo estudia, por medio de simulaciones, el comportamiento de un sistema eólico basado en un (DFIG) que se controla por un M3C, tanto en régimen permanente como los transitorios que se producen ante una caída de tensión en la red. Se comienza planteando los esquemas de control en régimen permanente y se dimensiona un convertidor capaz de controlar adecuadamente el sistema en todo su rango de operación de estado estacionario. De esta manera es posible establecer una base comparativa para evaluar el comportamiento del sistema en presencia de caídas de tensión trifásicas simétricas. Además se proponen y evalúan diversas medidas para evitar sobre corrientes que se podría producir en el convertidor cuando ocurren estos eventos en la red eléctrica.

Abstract

In recent times, the use of renewable energies has been massively promoted, driven by the fight against global warming and the search for more sustainable and independent electrical systems. In this context, wind energy plays a crucial role in the energy transition. However, its variable nature and random availability present complex challenges in the operation of the electrical grid, especially when there is a high penetration of this source.

As a result, regulations and electrical codes worldwide have had to adapt and increase requirements to address the challenges that arise when significantly integrating wind energy into the grid.

The topology based on a doubly fed induction generator (DFIG) has been very popular because it uses a reduced capacity converter, thereby reducing system costs. However, interest in this technology has been decreasing as regulatory changes have been implemented. The main reason is its extreme sensitivity to disturbances in the grid since meeting the new requirements necessitates using oversized converters and complementing them with other equipment, increasing system complexity and costs.

At this point, a new generation of converters can renew the attraction for this type of topology. The Matrix Multilevel Modular Converter (M3C) has been recommended for high-power and variable-speed drives. Furthermore, it possesses a significant advantage over Back-to-Back (B2B) schemes, as it can greatly enhance the generator's control performance during grid voltage drops.

This study examines, through simulations, the behavior of a wind system based on a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) controlled by an M3C, both in steady-state and transient conditions that occur during a grid voltage drop. The control schemes in steady-state are initially proposed, and a converter is sized to adequately control the system throughout its entire range of operation in steady-state. This establishes a comparative basis to evaluate the system's behavior in the presence of symmetric three-phase voltage drops. Additionally, various measures are proposed and evaluated to prevent overcurrents that could occur in the converter when these events happen in the electrical grid.

Capítulo 1

Introducción

La energía eólica desempeña un papel crucial en la transición energética ya que proporciona una fuente de energía sostenible, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y promueve la independencia energética. En el año 2022, la capacidad instalada global de energía eólica ha aumentado cerca de 78GW, alcanzando un total de 906GW [2].

Chile cuenta con un importante potencial para el desarrollo de energías renovables. En la estrategia nacional de hidrógeno verde se estima que existen 191GW de energía eólica disponibles que pueden ser aprovechados [3].

Si bien existe un gran potencial de recursos renovables es necesario desarrollar la técnología que permita incorporar grandes cantidades de energías renovables en la matriz energética. La variabilidad e intermitencia intrínseca existente en la energía eólica presentan nuevos desafíos que deben ser superados para conservar la seguridad y calidad de servicio mínimos requeridos en la red eléctrica. Es así que la electrónica de potencia resulta fundamental para la integración de estas fuentes de energía dado que incorporan flexibilidad y prestaciones, tales como extracción de máxima potencia (MPPT), regulación de tensión y frecuencia, capacidad de "Faulth Ride Through" (FRT) e inclusive emulación de inercia.

Debido al rápido crecimiento de las energías renovables, los códigos eléctricos del mundo han debido aumentar las exigencias para lograr una adecuada transición de energía. En particular, para la energía eólica, uno de los requisitos más complejos de lograr es la capacidad de FRT, la cual se refiere a la capacidad de la planta de generación de permanecer conectada a la red eléctrica y continuar suministrando potencia reactiva y/o activa durante y después de un evento de falla o perturbación en la red [4].

Existe una amplia gamma de topologías de sistemas de conversión de energía eólica (WECS por sus siglas en inglés). El WECS basado en un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) ha dominado el mercado debido a que constituye un WECS de velocidad semi-variable y utiliza un convertidor de capacidad reducida. Sin embargo, esta topología presenta un grave inconveniente ya que es extremadamente sensible ante las perturbaciones en la red, por lo que el uso de equipos de protección como "crowbars" y convertidores sobredimensionados son necesarios para incorporar la capacidad de FRT. Debido a lo anterior y al desarrollo de turbinas de alta potencia, topologías basadas en generadores de imanes permanentes de varios polos, accionados por convertidores capaces de desacoplar completamente al generador de la red (Full-Capacity Converters) han comenzado a llevarse el interés en el mercado [5].

El Convertidor Modular Multinivel Matricial (Modular Multilevel Matrix Converter M3C) se ha presentado como una tecnología adecuada para el control de accionamientos de alta potencia y velocidad variable ya que tiene varias ventajas por sobre las topologías tradicionales, tales como modularidad, escalabilidad en tensión, escalabilidad en redundancia, alta eficiencia y alta calidad de energía [6]. La aplicación del M3C en WECS basados en DFIG tiene una especial ventaja

ante caídas de tensión en contraste con convertidores en configuración "Back-to-Back" (B2B), cuyo rango de actuación, tanto en la red como en la máquina, está principalmente limitado por la tensión del enlace DC.

El objetivo principal de este trabajo es estudiar, a través de simulaciones, el comportamiento de un WECS basado en DFIG controlado por un M3C tanto en régimen permanente como durante caídas de tensión trifásicas simétricas en la red. Además se plantea el esquema de control vectorial para la operación en estado estacionario y se presentan una serie de medidas que atenúan los efectos adversos que producen fuertes perturbaciones en la red.

Capítulo 2

Sistemas de Generación de Energía Eólica: Topologías y Modelado

El propósito fundamental de este capítulo es establecer los fundamentos esenciales vinculados a los elementos que conforman los sistemas de generación de energía eólica, así como comprender su operatividad intrínseca. Se inicia con una detallada exploración de las distintas configuraciones generadas por la sinergia entre generadores eléctricos y convertidores de potencia. Acto seguido, se examina los criterios normativos establecidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) que imponen requisitos tanto en el funcionamiento continuo de los parques eólicos como en situaciones de disminución súbita de tensión en la red eléctrica.

Posteriormente, se ahonda en la presentación del modelo aerodinámico de la turbina, el modelo mecánico subyacente y los mecanismos de control destinados a rastrear y mantener el punto de máxima potencia. Asimismo, se abordará la representación del control de los ángulos de las aspas de la turbina.

2.1 Topologías de los Sistemas de Generación

El generador y el convertidor son los dos componentes principales en la conversión de energía eólica. Entre los generadores más utilizados están el Generador de Inducción con Jaula de Ardilla (SCIG), el Generador de Inducción con Rotor Devanado (WRIG), el Generador de Inducción Doblemente Excitado (DFIG), Generador sincrónico de Rotor devanado (WRSG) y el Generador Sincrónico de Imanes Permanentes (PMSG).

Por otro lado, los principales convertidores usados son los partidores suaves (usados en la partida de los primeros generadores instalados) y la topología "Back to Back" (B2B) construida con convertidores de tensión de dos niveles o el convertidor de tres niveles NPC [7]. En los últimos años, con el desarrollo de los convertidores multinivel, se han ido integrando nuevas opciones tales como el Convertidor Modular Multinivel (M2C), el Hexverter y el Convertidor Modular Multinivel Matricial (M3C).

La combinación de estos dos elementos permiten obtener una amplia variedad de topologías WECS que se pueden clasificar en cuatro grandes tipos, clasificados según el rango de velocidad a la que pueden operar [5].

2.1.1 WECSs Tipo 1

Esta topología corresponde a la primera generación de turbinas eólicasy se basa en un SCIG. La turbina se acopla al generador mediante una caja de engranes (o gearbox en inglés) que tienen una razón de transformación fija. Por su parte el estator se conecta a la red a través de un transformador

elevador. Por lo tanto, el SCIG funciona a una velocidad de rotor fija, con variaciones de hasta un 3% entorno a la velocidad sincrónica. Además se requiere un banco de condensadores para proveer de la potencia reactiva al generador.

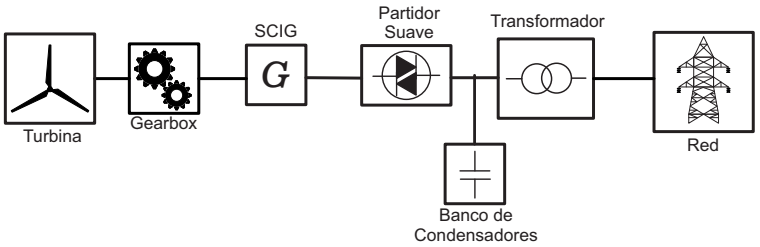


Figure 2.1: Componentes principales de los WECSs tipo 1

2.1.2 WECSs Tipo 2

Para agregar flexibilidad al sistema y mejorar la eficiencia en la extracción de energía se utiliza un WRIG. Como se muestra en la Figura 2.2, la topología en este caso es muy similar a los WECS de tipo 1, con la diferencia de que la resistencia variable conectada al rotor permite tener un grado de control en el momento eléctrico del generador.

Dado su configuración esta topología funciona a una velocidad fija.

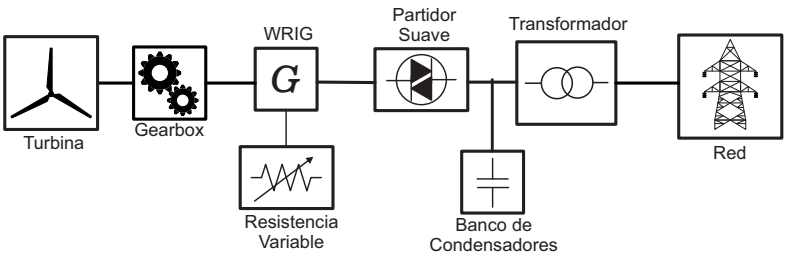


Figure 2.2: Componentes principales de los WECSs tipo 2

2.1.3 WECSs Tipo 3

El WECS basado en un DFIG está en la categoría de sistemas de velocidad semi-variable. Sus principales componentes y la interconexión de estos se muestra en la Figura 2.3.

El estator es concectado a la red, mientras que el rotor se conecta al convertidor. Este convertidor tiene una potencia nominal de aproximadamente un 30% de la potencia nominal de estator y es una de las razones claves del porqué esta topología a sido uno de los mejores candidatos para la instalación de parques eólicos.

El convertidor controla las corrientes de rotor permitiendo operar el sistema a una velocidad en una rango de un 30% por sobre y por debajo de la velocidad sincrónica, mejorando en gran medida la eficiencia de la extracción de energía.

Entre las desventajas de esta topología se encuentran la extrema sensibilidad a las perturbaciones en la red y el mantenimiento de los anillos rozantes necesarios para alimentar el rotor.

2.1.4 WECSs Tipo 4

La toología de este tipo de WECS se muestra en la 2.4. Este sistema es capas de operar entodo el rango de velocidad, pero como contra parte, requiere de un convertidor dimensionado a la potencia nominal del sistema.

Debido que puede ser equipado con un generador de imanes permanentes con una gran cantidad de pares de polos, es posible reducir e inclusive llegar a eliminar la necesidad del uso de un gearbox.

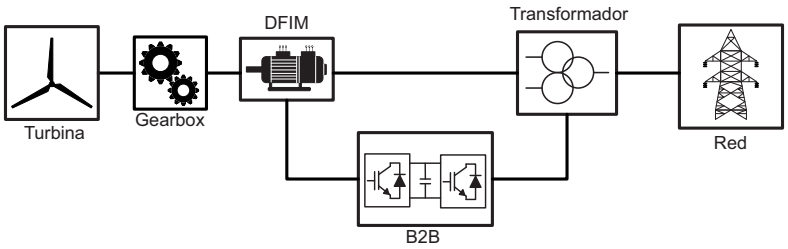


Figure 2.3: Componentes principales de los WECSs tipo 3

Esto resuelve desventajas tales como vida útil, mantenimiento, ruido audible y costos del gearbox. Además, la ausencia de anillos rozantes reduce la probabilidad de fallas y aumenta la confiabilidad.

Este tipo de topologías está siendo adoptada para la instalación de parques eólicos "off-shore", donde los costos de mantenimiento aumentan en gran medida y se requiere de sistemas de alta confiabilidad.

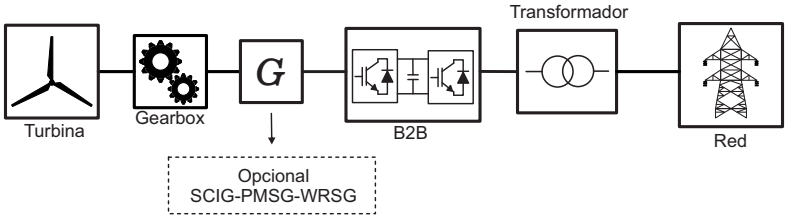


Figure 2.4: Componentes principales de los WECSs tipo 4

2.1.5 Topología propuesta

La topología que se evalúa en este trabajo se muestra en la Figura 2.5 y corresponde a un WECS tipo 3, donde se utiliza un M3C para controlar el generador. En [8] se detallan algunos beneficios de operar un DFIG con M3C.

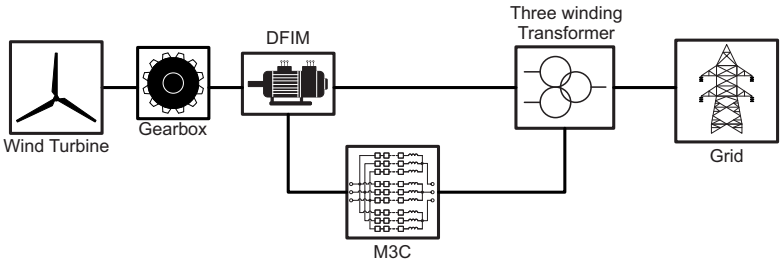


Figure 2.5: Componentes principales de la topología propuesta.

2.2 Requerimientos Normativos

El principal foco de este trabajo es estudiar el comportamiento del WECS propuesto durante fallas trifásicas simétricas. En [9] se revisa detalladamente distintos códigos eléctricos.

En este trabajo se utiliza la norma técnica Chilena [1], la cual establece ciertos requisitos sobre el tiempo que debe permanecer conectado el sistema y el soporte que debe dar el parque generador ante estos eventos. Además, la norma establece el área de operación en régimen permanente del parque eólica.

Esta información es utilizada posteriormente para diseñar y evaluar la topología propuesta.

2.2.1 Operación en Régimen Permanente

El rango de operación en régimen permanente es de vital importancia en las condiciones de diseño. La normativa Chilena utiliza una curva PQ para definir los límites de funcionamiento con los que debe cumplir el sistema en estado estacionario (Figura 2.6).

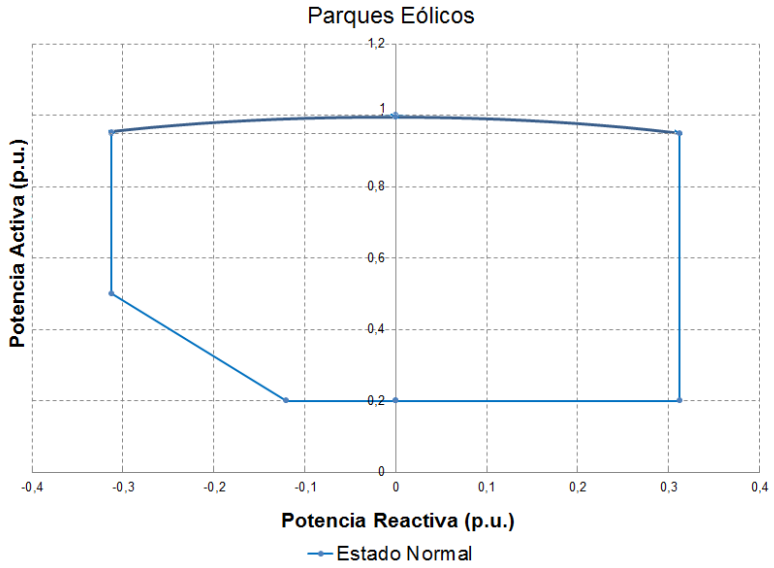


Figure 2.6: Área de operación en régimen permanente. Fuente NTSyCS [1]

De esta forma se establece que el diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión Común (PCC), para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

Zona de operación entregando reactivos:

a) Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.

b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.

c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.

d) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

a) Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.

b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.

c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.

d) Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

e) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al 12% de la potencia nominal del parque.

2.2.2 Operación durante caídas de tensión

En caso de caídas de tensión en el PCC, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de

modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.

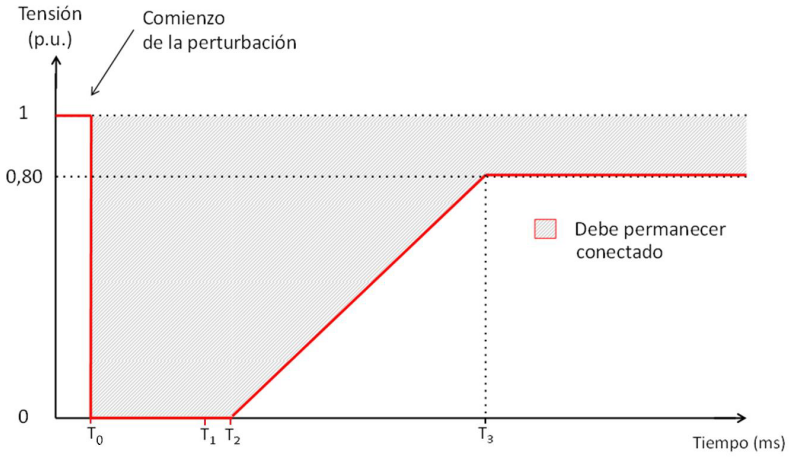


Figure 2.7: Tiempo que debe permanecer conectado el sistema según caída de tensión. Fuente NTSyCS [1]

Siendo:

- $T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.
- T_1 toma valores dependiendo del nivel de tensión del punto de conexión y pueden ser 120ms para unidades generadoras directamente conectadas al sistema de transmisión.
- $T2 = T1 + 20$ [ms]
- $T3 = 1000$ [ms]

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de $\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$, el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva. El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional (ΔI_r) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (I_{nom}) por cada 1% de $\Delta U/U_{nom}$ en el punto de conexión a la red.

$$\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2\frac{\Delta U}{U_{nom}} \tag{2.1}$$

Donde se tiene que:

- $\Delta U = U - U_0$
- $\Delta I_r = I_r - I_{r0}$
- I_{r0} y U_0 la corriente reactiva y voltaje antes de la falla respectivamente.

El sistema de control del parque eólico o fotovoltaico deberá ser capaz de inyectar una corriente aparente de secuencia positiva de hasta 100% de la corriente nominal en caso de ser necesario. Esta acción del control de tensión deberá mantenerse hasta que la tensión medida en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red ingrese dentro de la banda muerta del regulador.

2.3 Modelo aerodinámico

Para modelar el comportamiento aerodinámico de una turbina eólica, se comienza del hecho que la potencia contenida en el disco de área A que forma el giro de las aspas, cuando el viento se mueve

a una velocidad ν, está dado por:

$$P_v = \frac{1}{2}\rho A \nu^3 \tag{2.2}$$

donde ρ es la densidad del aire.

La turbina eólica sólo puede extraer una porción de la potencia expresada en 2.2, la cual está cuantificada por un parámetro adimensional llamado "coeficiente de potencia" (C_p) [10]. Este factor expresa la capacidad que tiene la turbina de transformar energía eólica en energía cinética y es una función de la velocidad del viento, la velocidad de giro de la turbina (ω_t) y el ángulo Pitch (β). A menudo el coeficiente de potencia se expresa en función del "Tip Speed Ratio" (λ) definido como:

$$\lambda = \frac{R_t\,\omega_t}{\nu} \tag{2.3}$$

donde R_t es largo de las aspas y por ende, el radio de la turbina eólica.

De esta forma, el coeficiente de potencia puede caracterizar el comportamiento aerodinámico y cuantificar la potencia que puede extraer la turbina eólica según la ecuación 2.4.

$$P_t = C_p(\lambda, \beta)\frac{1}{2}\rho\pi R_t^2 \nu^3 \tag{2.4}$$

El momento ejercido por la turbina se puede obtener como:

$$T_T = \frac{P_t}{\omega_t} \tag{2.5}$$

Las curvas del coeficiente de potencia pueden obtenerse mediante mediciones experimentales o el uso de un software especializado, sin embargo, existen expresiones analíticas que son fácilmente adaptables a diferentes turbinas eólicas [11]. Una expresión comúnmente usada es:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1\left[\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\right]e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \tag{2.6}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \tag{2.7}$$

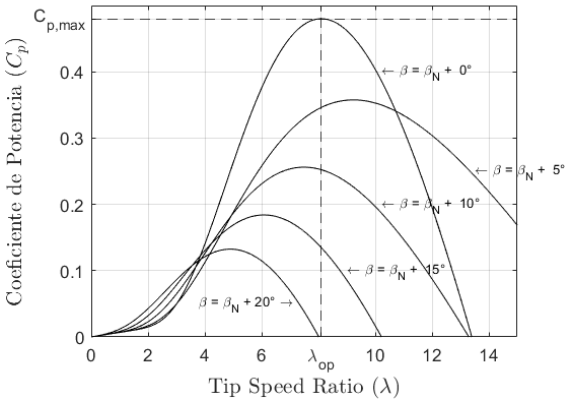


Figure 2.8: Curva de potencia en función de TSR con el ángulo Pitch como parámetro.

En la Figura 2.8 se presenta un ejemplo de la curva de potencia, donde se puede observar que la máxima potencia capturada por la turbina se alcanza en el punto λ_n y con el ángulo de inclinación nominal. Para valores distintos al TSR nominal, la turbina opera en puntos menos eficientes, por lo tanto, con el fin de maximizar el rendimiento del sistema, es necesario llevar a cabo un seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Además, es posible controlar la potencia extraída mediante el ángulo de ataque de las aspas, lo que proporciona un grado significativo de libertad en zonas de operación donde la velocidad del viento sea excesiva.

2.4 Modelo del sistema mecánico

Con el fin de representar los fenómenos físicos más relevantes, el sistema se modela como un sistema compuesto por dos masas acopladas mediante un mecanismo de transmisión y ejes rígidos como se muestra en la Figura 2.9. Con base en estas definiciones, se derivan las ecuaciones que gobiernan el comportamiento del sistema mecánico:

$$J_t \frac{d\omega_t}{dt} + D_t \omega_t = T_t - T_{in} \tag{2.8}$$

$$J_m \frac{d\omega_m}{dt} + D_m \omega_m = T_{out} + T_{el} \tag{2.9}$$

$$\omega_m = g_r \omega_t \tag{2.10}$$

$$T_{in} \omega_t \eta_{gr} = T_{out} \omega_m \tag{2.11}$$

El modelo de la turbina puede ser referido al eje del generador, lo que permite representar al sistema mecánico mediante una ecuación diferencial de primer orden.

$$\left(J_m + \frac{\eta_{gr}}{g_r^2} J_t\right) \frac{d\omega_m}{dt} + \left(D_m + \frac{\eta_{gr}}{g_r^2} D_t\right) \omega_m = T_{el} + \frac{\eta_{gr}}{g_r} T_t \tag{2.12}$$

$$J_{eq} \frac{d\omega_m}{dt} + D_{eq} \omega_m = T_{el} + T_t' \tag{2.13}$$

La ecuación 2.13 demuestra que el sistema mecánico puede ser modelado por una inercia equivalente, lo cual simplifica en gran medida el entendimiento de las dinámicas involucradas.

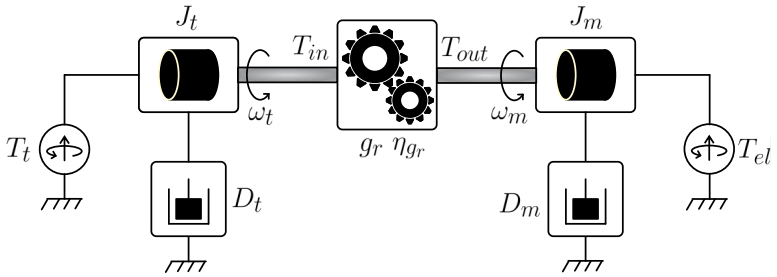


Figure 2.9: Modelo del sistema mecánico.

2.5 Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

Cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal, el objetivo principal de control es maximizar la potencia capturada. Esto implica que la turbina debe operar constantemente en el punto donde el coeficiente de potencia es máximo. En este modo de operación, se mantiene el ángulo de ataque de las aspas en su valor nominal y se ajusta la velocidad de la turbina para mantener el TSR en su valor óptimo.

En [12] se muestran algunas técnicas las cuales se clasifican como "Control de Velocidad Directo" y "Control de Velocidad Indirecto".

El **Control de Velocidad Indirecto** utiliza una trayectoria del torque eléctrico que genera puntos de operación estables en el punto de máxima potencia. La curva de torque sintetizada por el generador eléctrico es proporcional al cuadrado de la velocidad mecánica. La constante de proporcionalidad (k_{op}) puede ser derivada al reemplazar la ecuación 2.4 (evaluada en $C_{p,max}$) en la ecuación 2.13 (en condiciones de estado estacionario), de esta forma:

$$T_{el}^* = -\frac{1}{2} \rho \pi R_t^5 \frac{\eta_{gr}}{g_r^3} \frac{C_{p,max}}{\lambda_{op}^3} \omega_m^2 + D_{eq} \omega_m = -k_{op} \omega_m^2 + D_{eq} \omega_m \tag{2.14}$$

Al despreciar el efecto de la amortiguación se obtiene la curva de momento de referencia que realiza (ecuación 2.15) el seguimiento del punto de máxima potencia. La contrante de proporcionalidad

queda explícita e identificada en la ecuación 2.16.

$$T_{el}^{*} = -k_{op}\omega_m^2 \tag{2.15}$$

$$k_{op} = \frac{1}{2}\rho\pi R_t^5 \frac{\eta_{gr}}{g_r^3}\frac{C_{p,max}}{\lambda_{op}^3} \tag{2.16}$$

La Figura 2.10a muestra en línea discontinua la trayectoria del momento eléctrico sintetizado por el generador y en línea continua se presentan las curvas de torque de ejercido por la turbina a una velocidad de viento específica. La intersección de las curvas indican los puntos de operación en estado estacionario al utilizar el control de velocidad indirecto. Para evaluar la estabilidad mecánica del sistema, considerar la curva de momento de la turbina a $\nu = 0.9$pu y suponer un ligero aumento en la velocidad del generador. Como resultado de este incremento de velocidad, el momento de frenado ejercido por la máquina aumenta y supera al momento generado por la turbina. Esto ocasionará una disminución en la velocidad de rotación del sistema en dirección al punto de máxima potencia.

Suponer ahora que la velocidad del sistema disminuye. En este caso, el momento ejercido por la turbina supera al momento del generador, lo que hace que el sistema acelere en dirección al punto de máxima potencia.

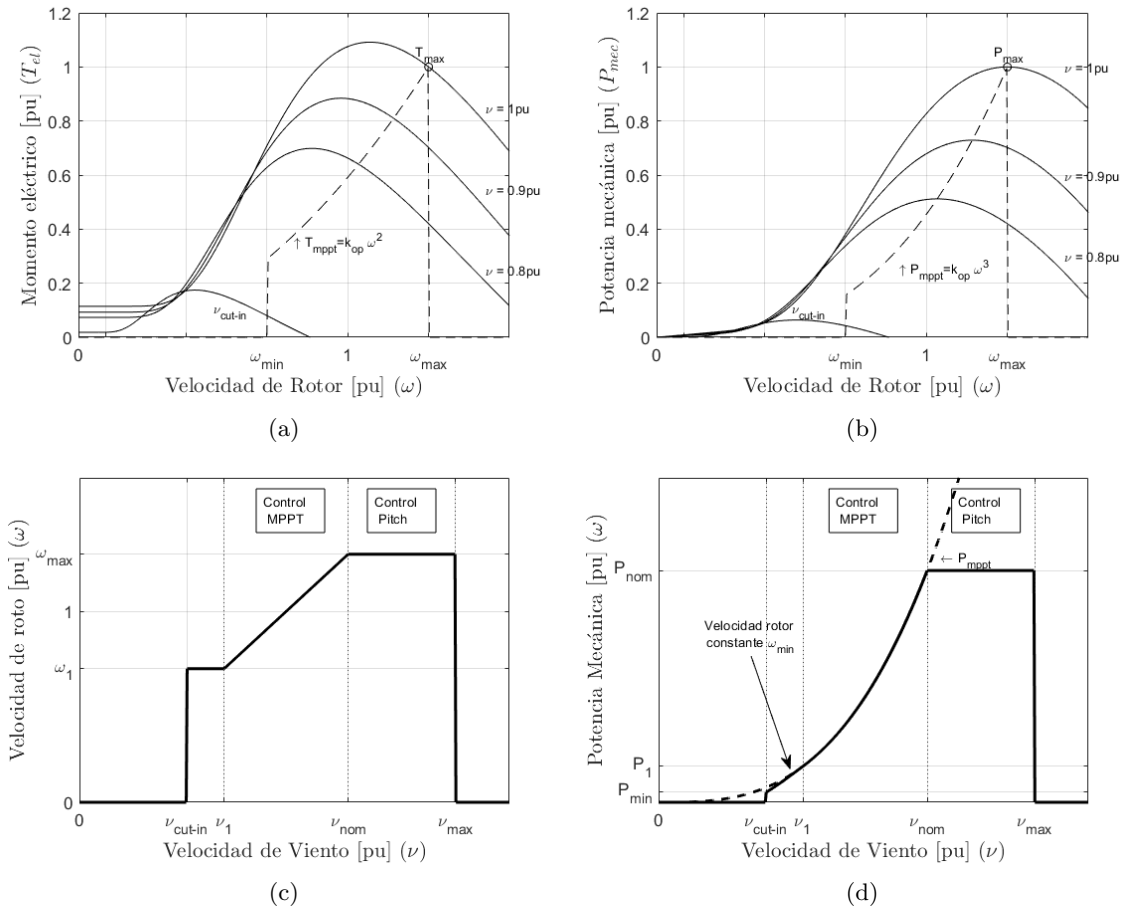


Figure 2.10: Curvas de operación en régimen permanente del sistema Turbina-Generador al utilizar el control de velocidad indirecto: a) Curvas de potencia de la turbina y generador; b) Curvas de momento de la turbina y generador; c) Velocidad de rotor en función de la velocidad de viento; d) Curva característica del WECS.

Notar que en los puntos de operación no corresponden a los puntos de torque máximo ya que la estrategia de control sigue el punto de máxima potencia, tal como se muestra en la Figura 2.10b. En línea discontinua se muestra la potencia extraída por el WECS en estado estacionario. Esta trayectoria cruza con las curvas de potencia de la turbina en el punto de máxima potencia,

demostrando que se consigue el objetivo de control [13] [14]. La región de operación está limitada a una velocidad máxima y una velocidad mínima, que en WECS basados en DFIG se definen principalmento por el deslizamiento mínimo y máximo y por la frecuencia de resonancia del sistema mecánico.

La velocidad de rotor se muestra en la Figura 2.10c y la característica de potencia del WECS se presenta en la Figura 2.10d . El sistema comienza a operar a la velocidad de viento ν_{cut-in}, la cual es la mínima requerida para que el WECS funcione. Entre ν_{cut-in} y ν_1 el sistema funciona a velocidad constante y opera en puntos que no corresponden a la extracción de máxima potencia. Cuando la velocidad del viento aumenta a ν_1 se empieza a aplicar la estrategia MPPT. En esta región la velocidad de rotor varía linealmente con la velocidad del viento, mientras que la potencia extraída aumenta con el cubo de la velocidad del viento. Al llegar a la velocidad de viento nominal se alcanza la velocidad máxima y la potencia máxima con las que puede trabajar el sistema. A partir de este punto se activa el control Pitch, el cual modifica las el coeficiente de potencia y de esta forma manipula las curvas de momento para mantener la velocidad de rotor y potencia en sus valores máximos admisibles. Por razones de seguridad y diseño, el sistema se debe detener cuando la velocidad del viento es excesiva.

2.6 Modelo del Control Pitch

Modificando el ángulo de ataque de las aspas de la turbina eólica se puede controlar la potencia extraída. La descripción rigurosa del control Pitch es compleja e involucra una gran cantidad de momentos y fuerzas cuya descripción requiere modelar las dinámicas estructurales de las aspas y el comportamiento del aire su alrededor. Debido a lo anterior se opta por considerar las dinámicas más importantes de forma simplificada. Bajo este enfoque el sistema mecánico es modelado como un sistema de primer orden con constante de tiempo τ_β y representa las dinámicas involucradas entre que se envía una velocidad de referencia y el seguimiento del sistema de dicha velocidad. La integración de la velocidad de rotación del aspa entrega el ángulo de ataque de las aspas. La Figura 2.11 muestra el modelo del sistema, que se se trata de un lazo cerrado de control para el seguimiento de un ángulo de referencia, en donde se utiliza un controlador proporcional para generar la referencia de velocidad a la que debe rotar el aspa [12].

La razón del porqué en la Figura 2.11 se utiliza la velocidad de rotación $\frac{d\beta}{dt}$ como variable de actuación es debido a que se introduce en el modelo la restricción de velocidad máxima a la que puede rotar el aspa. De esta forma, se obtiene una mejor representación de las limitaciones intrínsecas en el control del ángulo de las aspas del rotor.

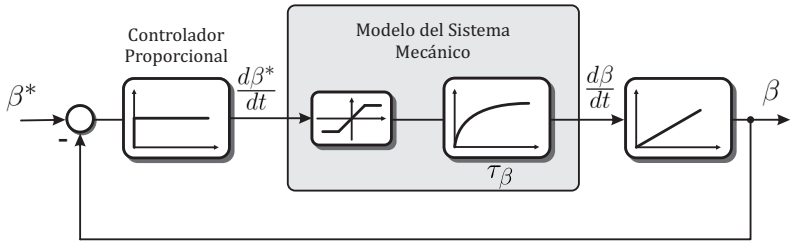


Figure 2.11: Lazo de control del ángulo Pitch.

El siguiente paso es generar la referencia del ángulo de inclinación de las aspas. La deducción de este lazo externo de control debe considerar dos puntos esenciales. El primero es que una variación en el ángulo pitch genera una variación en la potencia extraída y por lo tanto, también provoca un cambio en el torque de la turbina. Este cambio en el torque puede interactuar con el control de momento eléctrico del generador y afectar la estabilidad del sistema. Para evitar esto se mantiene el momento electromagnético en su valor nominal haciendo que el torque del generador no influya en la regulación de velocidad del conjunto.

El segundo punto tiene que ver con los objetivos de control y es que cuando la velocidad del viento supera su valor nominal, el sistema debe operar a velocidad máxima y a potencia nominal. Esto se logra tanto si se regula la potencia del generador como si se regula la velocidad. Para analizar

esto, considerar que se escoge controlar la potencia. Si la velocidad del viento supera el valor nominal la potencia que extrae la turbina sobrepasa el valor máximo y se debe variar el ángulo de inclinación β de manera de disminuir la potencia capturada a su valor nominal. Dado que el torque electromagnético se mantiene en su valor nominal y considerando (2.5), la única forma de conseguir potencia nominal es que la velocidad alcance su valor máximo.

Por otro lado, si se escoge controlar la velocidad a su valor máximo, la única forma de alcanzar el equilibrio es que el momento de la turbina iguale al momento eléctrico. Dado que el momento y la velocidad corresponden a sus valores nominales, el sistema opera a potencia nominal.

Si bien ambos enfoques logran los objetivos de control en régimen permanente, las diferencias entre los desempeños de ambos esquemas de control se hacen presentes cuando ocurre una caída de tensión en la red. En estas condiciones, la potencia inyectada a la red disminuye a causa de la disminución de tensión y por lo tanto el control de potencia no variará correctamente el ángulo de inclinación de las aspas, causando que la velocidad de la turbina aumente sin control. Por otro lado, si se regula la velocidad, el control pitch actuará adecuadamente si se supera el valor máximo de velocidad, disminuyendo la potencia capturada por la turbina para así disminuir el momento electromagnético.

Debido a estas razones, este trabajo considera que el objetivo de control del ángulo pitch es regular la velocidad mécanica del conjunto. Este enfoque también es utilizado en [12], página 22.

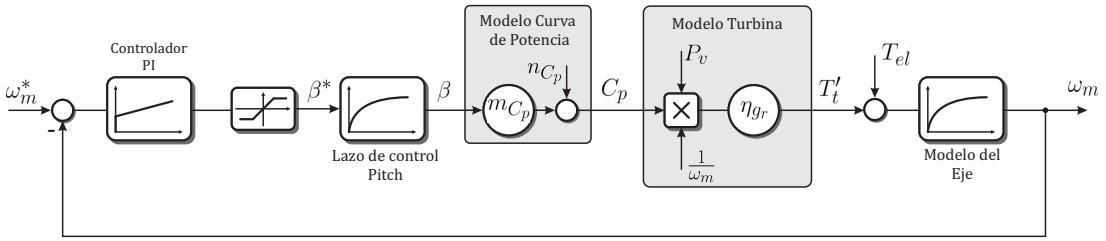


Figure 2.12: Control de velocidad mediante el Sistema Pitch.

El lazo de control que genera la referencia del ángulo β se muestra en la Figura 2.12. Para su obtención considérese el modelo mecánico referido al lado del generador (2.13) el cual corresponde a un sistema de primer orden. Como el torque del generador (T_{el}) se mantiene constante en su valor nominal, este puede ser visto como una perturbación y se varía el momento de la turbina para controlar la velocidad de rotación. El torque ejercido por la turbina, referido al generador se obtiene mediante las ecuaciones 2.2, 2.4, 2.5 y 2.12, dando como resultado:

$$T_t' = \frac{\eta_{gr} C_p(\lambda, \beta) P_v}{g_r \omega_t} = \frac{\eta_{gr} C_p(\lambda, \beta) P_v}{\omega_m} \tag{2.17}$$

Para la representación del coeficiente de potencia en el lazo de control se debe considerar que la potencia extraída se mantiene en su valor nominal, esto implica que el ángulo de las aspas se debe variar para que el coeficiente de potencia disminuya cumpliendo con:

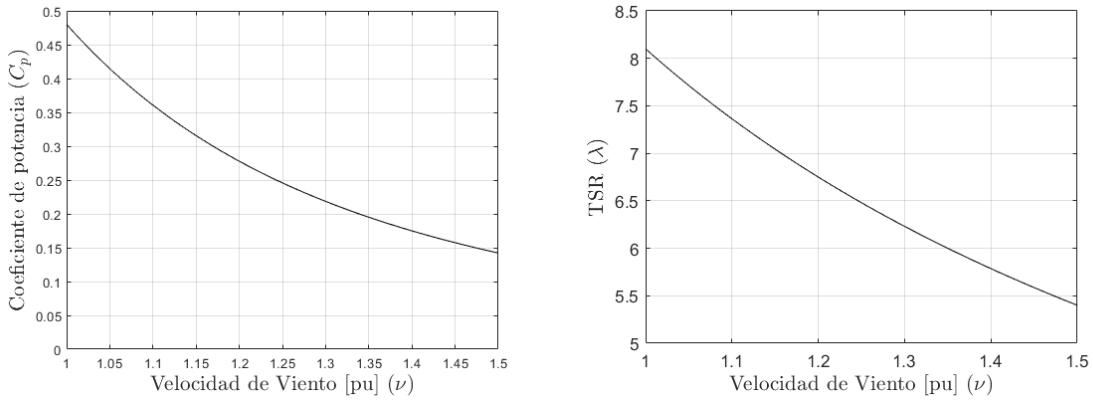
$$P_{t,nom} = C_p(\lambda, \beta) P_v \tag{2.18}$$

La Figura 2.13a muestra el coeficiente de potencia requerido para alcanzar el objetivo de control. Además, la velocidad del rotor se mantiene constante en su valor máximo, y, dado que la velocidad del viento puede variar, el TSR disminuye según la Figura 2.13b.

Conocido el coeficiente de potencia y el TSR al que opera el sistema, se puede obtener el ángulo de las aspas (β) que debe entregar el control Pitch utilizando (2.6). La Figura 2.14 muestra el ángulo de referencia en función de la velocidad del viento. Esta curva puede ser representada por un modelo lineal (Ecuación 2.19) aproximado que se puede obtener ya sea mediante una regresión lineal o utilizando una pendiente promedio.

$$C_p(\beta) = m_{C_p} \beta + n_{C_p} \tag{2.19}$$

Este enfoque permite sintonizar un controlador proporcional integral que logre mantener la velocidad de giro del generador en su valor máximo.



(a) (b)

Figure 2.13: Operación del control Pitch. a) Valores que toma el coeficiente de potencia cuando actúa el control Pithc; b) Valores que toma el TSR cuando actúa el control Pitch.

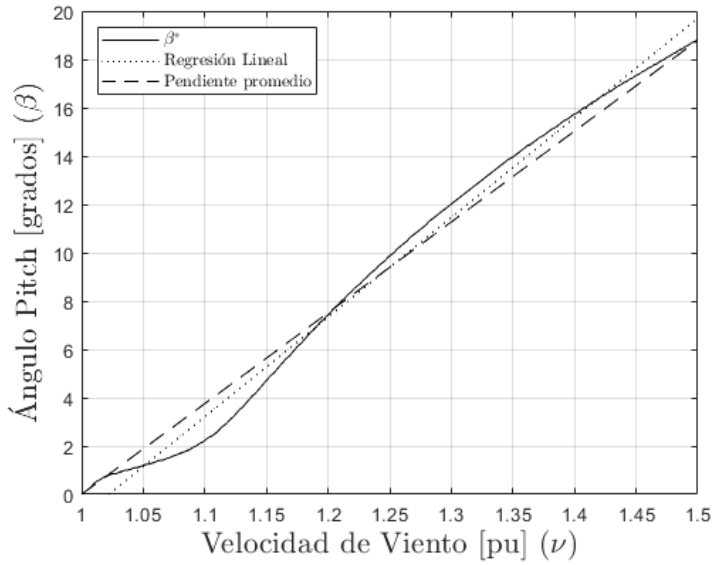


Figure 2.14: Ángulo de inclinación de la velocidad del viento cuando actúa el control pitch.

Capítulo 3

Modelado y Control de la Máquina de Inducción Doblemente Excitada

En el Capítulo 2, se presentaron diversas topologías que se encuentran en los sistemas de generación eólica. El componente central en este contexto es el generador, pues desempeña un papel crucial al convertir la energía cinética en energía eléctrica. Entre los generadores más ampliamente empleados destaca el generador de inducción doblemente excitado. Este capítulo se enfoca en examinar aspectos fundamentales de su funcionamiento. Inicia con una concisa descripción de su estructura, y posteriormente se retoma el concepto de fasor espacial, una herramienta de gran relevancia para caracterizar el comportamiento de las máquinas rotativas.

Adicionalmente, se aborda la implementación del control desacoplado tanto para el momento eléctrico como para la potencia reactiva. Asimismo, se analiza la respuesta del generador ante una brusca disminución en la tensión de la red.

3.1 Construcción del DFIG

Tanto el estator como el rotor están armados de chapas silicosas que forman una estructura con ranuras que permite alojar los devanados. Las láminas que conforman el estator y el rotor están aisladas entre sí para disminuir las pérdidas por corrientes parásitas.

El devanado de estator generalmente es trifásico, conexión delta o estrella sin neutro. Por otro lado el devanado de rotor es trifásico en conexión estrella y debe ser alimentado por tres anillos rozantes [15].

Debido a las características constructivas de la máquina, al circular una corriente por uno de los devanados de estator o rotor, se genera, en el entrehierro, una distribución de fuerza magnetomotriz (fmm) aproximadamente sinusoidal, cuya orientación es fija respecto del estator o del rotor, según corresponda. Dicha distribución de fmm puede ser descrita por su amplitud y un ángulo de fase, permitiendo simplificar la representación del generador por medio de devanados concentrados ubicados cada 120°. Los devanados quedan representados por bobinas orientadas de forma que la dirección de la fmm generada sea acorde con la distribución real. En este sentido, es común tomar como referencia el eje magnético de la fase "a" tanto en el rotor como el estator.

Nótese que desde el punto de vista del estator, la fmm que generan los devanados de rotor dependen de la posición angular de este. Por lo tanto, se pueden diferenciar dos sistemas de coordenadas distintos para la descripción de la distribución de fmm. Un sistema es fijo respecto del estator y el otro sistema es fijo respecto del rotor.

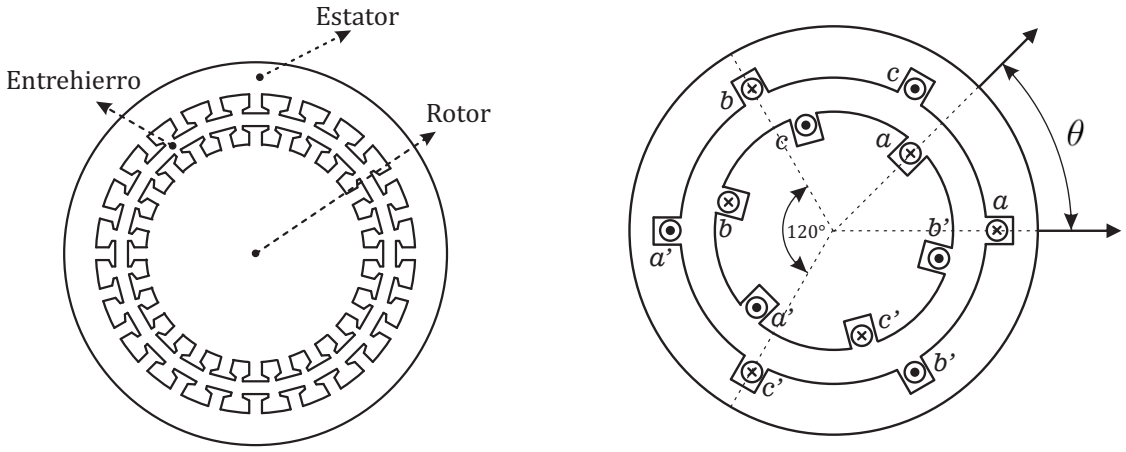


Figure 3.1: Corte transversal de una máquina de inducción doblemente excitada: a) Construcción del rotor y estator; b) Representación mediante bobinas concetradas.

3.2 Concepto de Fasor Espacial

El fasor permite representar una cantidad compleja en términos de su magnitud y su fase. Es por esto que resulta conveniente usar esta herramienta matemática para describir la distribución de fmm que generan los devanados a lo largo del entrehierro. De esta forma, la magnitud del denominado "Fasor Espacial" es proporcional a la amplitud de la fmm y su argumento representa el desplazamiento angular respecto de una referencia espacial [16].

Para entender el uso del fasor espacial, supóngase que por los devanados de estator circulan sendas corrientes i_a, i_b e i_c. Cada una de estas corrientes genera una onda sinusoidal de fmm que es estacionaria y que puede ser representada por un fasor espacial alineado con el eje magnético de cada fase (Figura 3.2). La fmm resultante en el entrehierro corresponde a la suma vectorial de los fasores espaciales según indica la ecuación:

$$\boldsymbol{i_s} = \frac{2}{3}(i_a + \boldsymbol{a} i_b + \boldsymbol{a}^2 i_c) = i_{s\alpha} + j i_{s\beta} \tag{3.1}$$

donde $\boldsymbol{a} = e^{j2\pi/3}$.

Por definición el eje α está orientado con el eje magnético de la fase "a".

El fasor $\boldsymbol{i}_s$ puede descomponerse en los ejes α y β por lo que la Ecuación 3.1 establece una transformada lineal que permite mapear las corrientes del plano abc al plano $\alpha\beta$. Esta transformada no sólo es aplicable a las variables de corriente, sino que también se puede utilizar para transformar las tensiones y flujos de la máquina.

3.3 Modelo Vectorial

La aplicación de la ley de Faraday a los devanados de estator establece las siguientes relaciones:

$$v_{as} = R_s i_{as} + \frac{d\psi_{as}}{dt} \tag{3.2}$$

$$v_{bs} = R_s i_{bs} + \frac{d\psi_{bs}}{dt} \tag{3.3}$$

$$v_{cs} = R_s i_{cs} + \frac{d\psi_{cs}}{dt} \tag{3.4}$$

Al aplicar la transformada al sistema anterior se obtiene el modelo de estator en variables de estado complejas.

$$\boldsymbol{v}_s = R_s \boldsymbol{i}_s + \frac{d\boldsymbol{\psi}_s}{dt} \tag{3.5}$$

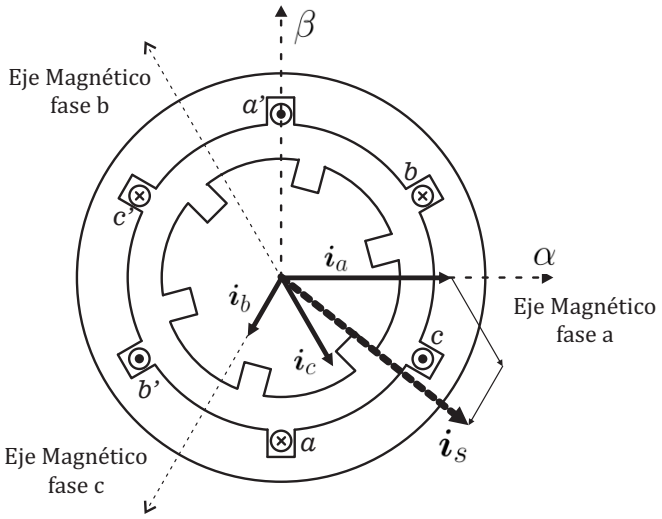


Figure 3.2: Representación vectorial de las distribuciones de fmms generadas por la circulación de corriente en los devanados de estator

De forma análoga es posible obtener el modelo de rotor:

$$\boldsymbol{v}_r = R_r \boldsymbol{i}_r + \frac{d\boldsymbol{\psi}_r}{dt} \tag{3.6}$$

Las ecuaciones de flujo enlazado son:

$$\boldsymbol{\psi}_s = L_s \boldsymbol{i}_s + L_m \boldsymbol{i}_r e^{j\theta} \tag{3.7}$$

$$\boldsymbol{\psi}_r = L_r \boldsymbol{i}_r + L_m \boldsymbol{i}_s e^{-j\theta} \tag{3.8}$$

donde:

- L_s, L_r y L_m son la inductancia propia del devanado de estator, inductancia propia de rotor e inductancia mutua respectivamente. La descripción de las inductancias se detallan en [16] y [17].
- θ es la posición angular, en radianes eléctricos, del rotor.

El conjunto de ecuaciones 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8 constituyen el modelo electromagnético del generador. Sin embargo, las variables de estator están representadas en un sistema de coordenadas de estator y las variables de rotor se describen por un sistema de coordenadas fijo al rotor.

Finalmente, las ecuaciones de movimiento describen el comportamiento dinámico de la velocidad de giro del rotor en términos del momento mecánico y el momento eléctrico.

$$T_{el} = \frac{3}{2} p \, \mathrm{Im}\{\bar{\boldsymbol{\psi}}_s \boldsymbol{i}_s\} \tag{3.9}$$

$$\frac{J_m}{p}\frac{d\omega}{dt} + \frac{D_m}{p}\omega = T_{mec} + T_{el} \tag{3.10}$$

Donde Im{} se refiere al operador que extrae la parte imaginaria de un número complejo.

3.3.1 Sistema de Coordenadas común

Resulta de gran conveniencia utilizar un mismo sistema de referencia para describir tanto las variables de rotor como las variables de estator. Para ello considerar un sistema dq_x que gire respecto del estator a una velocidad ω_x cualquiera. El desfase entre el eje real del sistema giratorio y el eje α está dado por el ángulo:

$$\theta_x = \int_{t_1}^{t} \omega_x d\tau + \theta_x(t_1) \tag{3.11}$$

Con esta definición y considerando que el rotor gira a una velocidad ω (en radianes eléctricos), es posible deducir el modelo electromagnético en un sistema de coordenadas común:

$$\boldsymbol{v}_{sx} = R_s \boldsymbol{i}_{sx} + j\omega_x \boldsymbol{\psi}_{sx} + \frac{d\boldsymbol{\psi}_{sx}}{dt} \tag{3.12}$$

$$\boldsymbol{v}_{rx} = R_r \boldsymbol{i}_{rx} + j(\omega_x - \omega)\boldsymbol{\psi}_r + \frac{d\boldsymbol{\psi}_r}{dt} \tag{3.13}$$

$$\boldsymbol{\psi}_{sx} = L_s \boldsymbol{i}_{sx} + L_m \boldsymbol{i}_{rx} \tag{3.14}$$

$$\boldsymbol{\psi}_{rx} = L_r \boldsymbol{i}_{rx} + L_m \boldsymbol{i}_{sx} \tag{3.15}$$

A partir de aquí se definen tres sistemas de coordenadas que serán fundamentales para el control del generador. El primero de ellos es un sistema de coordenadas fijo respecto del estator ($\omega_x = 0$); el segundo es un sistema de coordenadas fijo respecto del rotor ($\omega_x = \omega$); el tercero gira a velocidad sincrónica, correspondiente a la frecuencia de exitación del estator ($\omega_x = \omega_s$).

En ocasiones resulta conveniente representar las ecuaciones de flujo en en términos inductancia de dispersión y un flujo en común. Por lo tanto, a partir de 3.14 y 3.15:

$$\boldsymbol{\psi}_{sx} = \sigma L_s \boldsymbol{i}_{sx} + k_r \boldsymbol{\psi}_{rx} \tag{3.16}$$

$$\boldsymbol{\psi}_{rx} = \sigma L_r \boldsymbol{i}_{rx} + k_s \boldsymbol{\psi}_{sx} \tag{3.17}$$

3.3.2 Modelo en variables de estado

El modelo del generador describe el comportamiento dinámico en términos de dos variables de entrada ($\boldsymbol{v}_s$ y $\boldsymbol{v}_r$) y cuatro variables complejas ($\boldsymbol{i}_s$, $\boldsymbol{i}_r$, $\boldsymbol{\psi}_s$ y $\boldsymbol{\psi}_r$). De estas cuatro variables es posible seleccionar dos de ellas para representar completamente la respuesta del generador por medio de dos ecuaciones complejas. Dado que la máquina es controlada con las corrientes de rotor, la primera variable de estado a considerar es $\boldsymbol{i}_r$. La segunda variable compleja sera el flujo de estator $\boldsymbol{\psi}_s$. Así, el modelo del generador queda dado por:

$$\tau_\sigma \frac{d\boldsymbol{i}_r}{dt} + \boldsymbol{i}_r = \frac{1}{R_\sigma}\left[-j\omega_r \sigma L_r \boldsymbol{i}_r + k_s\left(\frac{1}{\tau_s} + j\omega\right)\boldsymbol{\psi}_s + \boldsymbol{v}_r - k_s \boldsymbol{v}_s\right] \tag{3.18}$$

$$\tau_s \frac{d\boldsymbol{\psi}_s}{dt} + \boldsymbol{\psi}_s = L_m \boldsymbol{i}_r - j\omega_s \tau_s \boldsymbol{\psi}_s + \tau_s \boldsymbol{v}_s \tag{3.19}$$

$$\frac{J_m}{p}\frac{d\omega}{dt} + \frac{D_m}{p}\omega = T_{mec} - \frac{3}{2}p k_s \mathrm{Im}\{\boldsymbol{\psi}_s^c \boldsymbol{i}_r\} \tag{3.20}$$

donde:

- $k_s = \frac{L_m}{L_s}$
- $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s}$
- $R_\sigma = R_r + k_s^2 R_s$
- $\tau_\sigma = \frac{\sigma L_r}{R_\sigma}$
- $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$

3.3.3 Orientación con el Flujo de Estator y Control Desacoplado

El modelo presentado en las Ecuaciones 3.18 y 3.19 se basa en un sistema de referencias que gira a velocidad sincrónica por lo que en estado estacionario las variables complejas involucradas se ven estáticas respecto del sistema de coordenadas. Además es posible orientar convenientemente el sistema con el flujo de estator ya que esta representación permite controlar la potencia de estator (o momento eléctrico) y la potencia reactiva de forma desacoplada. Así Considerando que el flujo de estator está convenientemente alineado con el eje directo, se obtienen las expresiones de momento electromagnético y potencia reactiva de estator en las Ecuaciones 3.21 y 3.22 respectivamente.

$$T_{el} = -\frac{3}{2} p k_s \psi_s i_{rq} \tag{3.21}$$

$$Q_s = \frac{3}{2}\left[\frac{\psi_s^2 \omega_s}{L_s} - k_s \omega_s \psi_s i_{rd}\right] \tag{3.22}$$

El flujo de estator está principalmente impuesto por la tensión aplicada al estator, por lo tanto, es posible controlar de forma independiente el momento eléctromagnético y la potencia reactiva de estator utilizando las componentes i_{rq} e i_{rd} respectivamente.

3.4 Comportamiento ante caídas de tensión simétricas en la red

Anteriormente se ha discutido que la principal ventaja del uso de un DFIG en un WECS es la posibilidad de utilizar un convertidor más económico. Sin embargo, el aumento en el número de instalaciones de energía eólica que se basa en un generador doblemente excitado a provocado que la principal desventaja de esta topología se vuelva más relevante y es que su excesiva sensibilidad a perturbaciones en la red pueden provocar la pérdida del control y graves daños en el convertidor.

La caída de tensión en una o más fases puede provocar sobretensiones y sobre corrientes en los devanados de rotor. Por ello es necesario tomar contra medidas que protejan el convertidor que alimenta el circuito de rotor.

En las siguientes secciones se realizará n análisis teórico del comportamiento dinámico del generador de inducción ante caídas de tensiones trifásicas simétricas. El objetivo principal es entender las causas y cuantificar las sobretensiones que se inducen en el rotor.

3.4.1 Caídas de tensión trifásicas

Una caída de tensión trifásica es una repentina disminución en la amplitud de la onda de tensión en las tres fases. El análisis se enfocará en una caída de tensión abrupta, es decir que la tensión de la red cae en $t = 0$ desde su valor inicial V_s a un valor final V_f. La función que describe la tensión de la red se indica a continuación:

$$\boldsymbol{v}_s^s = \begin{cases} \underline{V_s}\, e^{j\omega_s t} & t < 0 \\ (1-\epsilon)\underline{V_s}\, e^{j\omega_s t} & t \geq 0 \end{cases} \tag{3.23}$$

La tensión final V_f queda definida en función de la profundidad de la caída de tensión ϵ. La profundidad puede tomar valores entre 0 y 1, siendo 0 cuando no existe una caída de tensión y 1 cuando $V_f = 0$.

Para analizar la tensión que induce el flujo de estator en el devanado de rotor se considera que el devanado de rotor se encuentra abierto, es decir, $\boldsymbol{i}_r = 0$. Con estas suposiciones y de las ecuaciones 3.5 y 3.7 se puede obtener una expresión analítica de la dinámica del flujo de estator cuando el rotor se encuentra abierto.

$$\tau_s \frac{d\boldsymbol{\psi}_s^s}{dt} + \boldsymbol{\psi}_s^s = \tau_s \boldsymbol{v}_s^s \tag{3.24}$$

donde $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$ es la constante de tiempo del devanado de estator.

La solución particular de (3.24) se define como el flujo forzado $\boldsymbol{\psi}_{sf}$ el cual está impuesto por la tensión de la red y corresponde a la respuesta estacionaria del sistema (Ecuación 3.25). La solución homogénea se conoce como el flujo natural $\boldsymbol{\psi}_{sn}$ que depende del estado inicial del sistema y es una respuesta transitoria (Ecuación 3.26). La solución de la ecuación diferencial es la suma del flujo forzado con el flujo natural.

$$\boldsymbol{\psi}_{sf}^s = \frac{(1-\epsilon)\underline{V_s}}{\frac{1}{\tau_s} + j\omega_s} e^{j\omega_s t} \tag{3.25}$$

$$\boldsymbol{\psi}_{sn}^s = \frac{\epsilon \underline{V_s}}{\frac{1}{\tau_s} + j\omega_s} e^{-\frac{t}{\tau_s}} \tag{3.26}$$

El flujo forzado describe una circunferencia en el plano $\alpha\beta$ cuya amplitud es proporcional a $(1-\epsilon)$. El flujo natural es fijo al estator y es proporcional a la profundidad de la caídad de tensión ϵ, además decae exponencialmente a una tasa que depende de la constante de tiempo de estator τ_s. La Figura 3.3 muestra la evolución del flujo natural para una profundidad del 80% y una constante de tiempo de estator de aproximadamente $1s$.

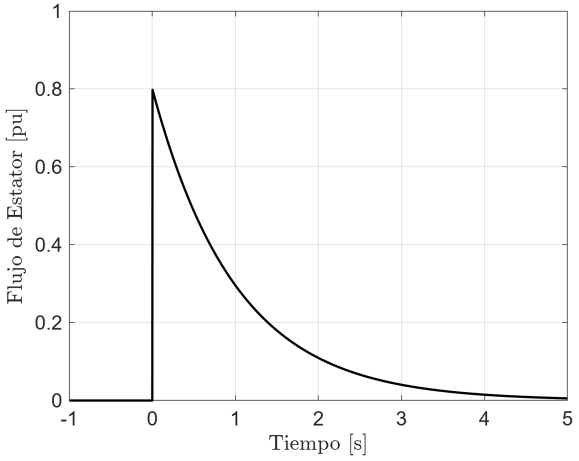


Figure 3.3: Evolución del flujo natural para una profundidad del 80%.

Para obtener la tensión inducida en el rotor se expresa el flujo forzado y el flujo natural en un sistema de referencias fijo al rotor:

$$\boldsymbol{\psi}^r_{sf} = \frac{(1-\epsilon)\underline{V_s}}{\frac{1}{\tau_s}+j\omega_s} e^{j\omega_r t} \tag{3.27}$$

$$\boldsymbol{\psi}^r_{sn} = \frac{\epsilon\underline{V_s}}{\frac{1}{\tau_s}+j\omega_s} e^{(-\frac{t}{\tau_s}-j\omega t)} \tag{3.28}$$

Se puede observar que respecto del rotor, el flujo natural gira a una velocidad de ω. En cambio el flujo forzado gira a la frecuencia de deslizamiento ω_r, que en aplicaciones de energía eólica es una velocidad mucho menor que la velocidad de rotor.

La tensión inducida en el rotor se puede obtener de (3.6) y puede ser dividida en la tensión inducida debido al flujo forzado e_{rf} y la tensión inducida debido al flujo natural e_{rn}.

$$\boldsymbol{e}^r_{rf} = k_s\frac{d\psi_{sf}}{dt} = k_s\frac{j\omega_r}{\frac{1}{\tau_s}+j\omega_s}(1-\epsilon)\underline{V_s}\, e^{j\omega_r t} \tag{3.29}$$

$$\boldsymbol{e}^r_{rn} = k_s\frac{d\psi_{sn}}{dt} = -k_s\frac{\frac{1}{\tau_s}+j\omega}{\frac{1}{\tau_s}+j\omega_s}\epsilon\underline{V_s}\, e^{(-\frac{t}{\tau_s}-j\omega t)} \tag{3.30}$$

Como punto de comparación resulta beneficioso conocer una expresión de la tensión inducida en operación normal. Para ello se supone que las tensiones de la red son trifásicas y simétricas y su amplitud se mantiene en el valor nominal. Además el sistema opera en estado estacionario y el flujo natural ha decaído a cero. Usando (3.29) con $\epsilon = 0$ y con el fin de observar los efectos más relevantes se desprecia el término $\frac{1}{\tau_s}$. La tensión inducida en el rotor en operación normal es:

$$\boldsymbol{e}^r_{rEE} \approx sk_s\underline{V_s}e^{j\omega_r t} \tag{3.31}$$

La expresión 3.31 está referida al devanado de estator, por lo que para obtener la tensión real en el rotor se debe considerar la relación de vueltas entre los devanados. En aplicaciones de energía eólica el deslizamiento puede alcanzar valores de hasta un 30% y debido a esto la tensión inducida en el rotor es una fracción de la tensión nominal del rotor.

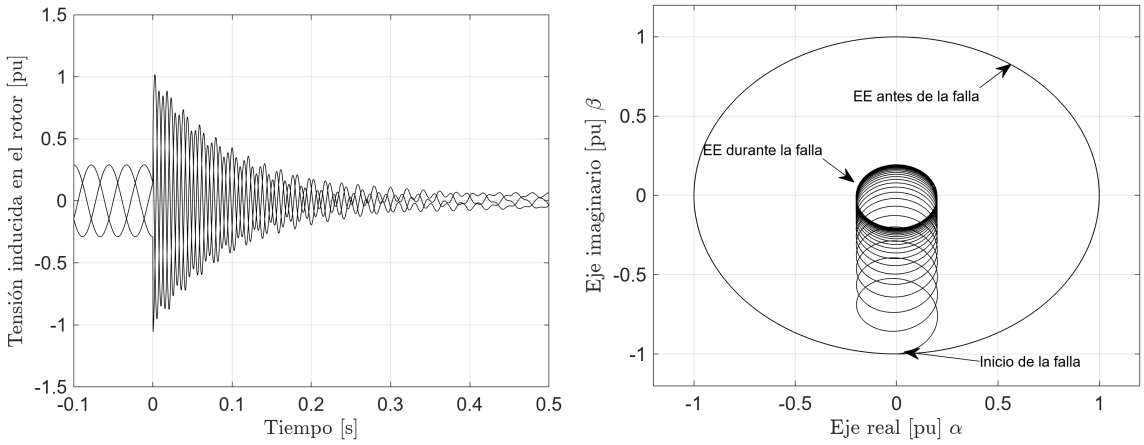
Por otro lado, la amplitud de la tensión inducida por el flujo natural es proporcional a la velocidad mecánica y a la profundidad de la caída de tensión por lo que las perturbaciones más severas ocurren con $\epsilon = 1$ y $\omega = \omega_{max}$. Nótese que al despreciar el término $\frac{1}{\tau_s}$ la tensión inducida por el flujo natural se reduce a :

$$\boldsymbol{e}_{rn}^{r} \approx -k_s(1-s)\epsilon\underline{V}_s\, e^{(-\frac{t}{\tau_s}-j\omega t)} \tag{3.32}$$

La magnitud de la tensión inducida depende del factor $(1-s)$ que está directamente relacionado con la velocidad mecánica.

La Figura 3.4 muestra la tensión inducida en el rotor cuando el gira con un deslizamiento de -0.3 y ocurre una cáida de tensión en la red con una profundidad del 80%. Cabe destacar que para observar el fenómeno se aceleró la dinámica del decaimiento exponencial. Se puede observar que antes de $t = 0$ la tensión inducida en el rotor es de aproximadamente 0.3[pu]. Al momento de la perturbación el flujo natural induce una tensión de secuencia negativa de frecuencia ω. La amplitud de la tensión inducida decae de manera exponencial junto con el flujo natural. Finalmente la tensión inducida en estado estacionario corresponde principalmente al efecto del flujo forzado.

La Figura 3.4b muestra como es la trayectoria del flujo de estator antes, durante la falla. Inicialmente el flujo de estator describe una trayectoria circular a velocidad sincrónica. Cuando ocurre la caída de tensión y debido a la ley de enlace de flujo constante, se genera un flujo natural que se desplaza verticalmente. El flujo forzado describe una trayectoria circular. El flujo resultante resultante es la suma del flujo natural y el flujo forzado y por esto es que describe una trayectoria circular que se desplaza verticalmente a lo largo del eje imaginario.



(a) (b)

Figure 3.4: Comportamiento del generador con rotor abierto ante una caída de tensión: a) Tensión inducida en los devanados de rotor debido al flujo de estator; b) Trayectoria del flujo de estator en el plano $\alpha\beta$

3.4.2 Influencia de las corrientes de rotor

En la sección anterior se analizó la tensión inducida cuando el circuito de rotor se encontraba abierto. Al considerar las corrientes de rotor, la expresión 3.24 se transforma a:

$$\tau_s \frac{d\boldsymbol{\psi}_s^s}{dt} + \boldsymbol{\psi}_s^s = \tau_s \boldsymbol{v}_s^s + L_m \boldsymbol{i}_r^s \tag{3.33}$$

El último término expresa la influencia de las corrientes de rotor en la evolución del flujo de estator. Dependiendo de la fase entre la corriente de rotor y el flujo natural, el amortiguamiento puede ser aumentado o disminuido. Para observar esto, suponer que se tiene control sobre las corrientes de rotor y se inyectan de tal forma que son proporcionales al flujo de estator, como se indica en la Ecuación 3.34. Entonces, la dinámica del flujo de estator queda descrita por la Ecuación 3.35.

$$\boldsymbol{i}_r^s = k_d \boldsymbol{\psi}_s^s \tag{3.34}$$

$$\tau_s \frac{d\boldsymbol{\psi}_s^s}{dt} + (1-k_d)\boldsymbol{\psi}_s^s = \tau_s \boldsymbol{v}_s^s \tag{3.35}$$

Si por ejemplo, la corriente de rotor está en fase con el flujo de estator, $(k_d > 0)$ el amortiguamiento puede ser ralentizado, cancelado e incluso volverse negativo. En el último caso el flujo natural no

desaparecerá, sino que se hará más grande con el tiempo. Por otro lado, si la corriente de rotor está en contrafase con el flujo de estator ($k_d < 0$) el amortiguamiento del flujo natural será acelerado. Esto puede ser utilizado para plantear una estrategia de control que permita eliminar el flujo natural de forma más rápida.

3.4.3 Orientación con la tensión de la red

En la Sección 3.3.3, se introdujo un sistema de coordenadas sincrónico orientado con el flujo de estator, el cual permite controlar de forma desacoplada el momento electromagnético y la corriente reactiva. Si bien este marco de referencia funciona bien en condiciones estacionarias, presenta graves problemas durante transitorios producidos por perturbaciones en la red e incluso cuando hay cambios en las referencias de control. Para evidenciar estos defectos, supongamos que ocurre

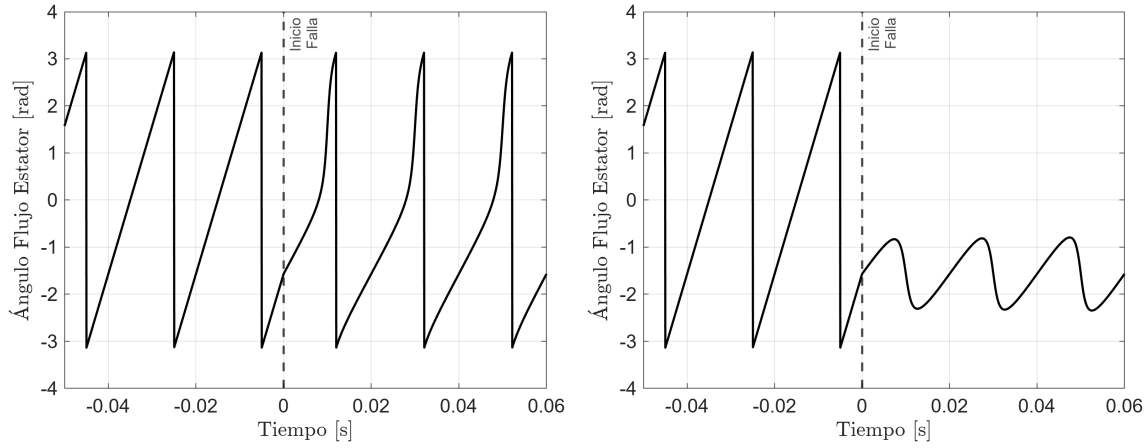


Figure 3.5: Ángulo del flujo de estator antes y después de una falla. a) Falla de un 45% de profundidad; b) Falla de un 60% de profundidad.

una caída de tensión trifásica simétrica en la red. Se ha observado que bajo estas condiciones aparece un flujo natural que desplaza la trayectoria circunferencial del flujo de estator (Figura 3.4b). Este desplazamiento en el plano $\alpha\beta$ modifica el ángulo de orientación, desestabilizando el sistema. La Figura 3.5 muestra el ángulo del flujo de estator antes y durante una caída de tensión. Se puede observar cómo el ángulo de estator se deforma al ocurrir una falla. Además, cuando la profundidad supera el 50%, la circunferencia se desplaza lo suficiente como para que el ángulo deje de tomar valores entre $-\pi$ y π. Para solucionar este inconveniente, se utiliza un sistema de

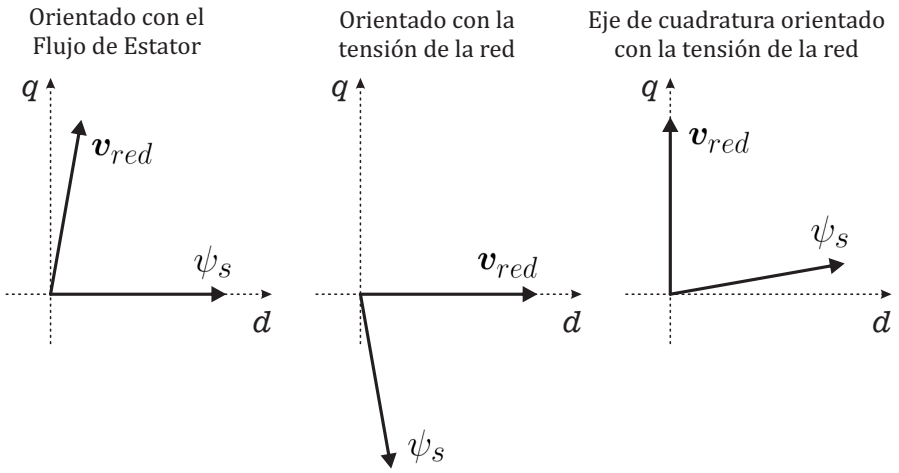


Figure 3.6: Sistemas de orientación.

coordenadas orientado con la red. En este caso, el sistema de coordenadas siempre gira a velocidad

constante, independientemente del flujo natural. Sin embargo, en este sistema de coordenadas, otro tipo de perturbaciones, tales como desbalances en la red, pueden causar anomalías en la orientación. Con el objetivo de evadir estos problemas, se utiliza un lazo de seguimiento de fase o PLL para extraer el ángulo de la secuencia positiva de la tensión de la red.

En la Figura 3.6 se muestran 3 formas de orientar el sistema de coordenadas. La orientación con flujo de estator hace que el flujo quede alineado con el eje directo y la tensión de la red quede aproximadamente alineada con el eje de cuadratura. Cuando el sistema se orienta con la tensión de la red, esta queda alineada con el eje directo y el flujo queda rezagado en aproximadamente noventa grados respecto a la tensión. Sin embargo, en este sistema de coordenadas, el torque se regula con la corriente de rotor en el eje directo (i_{rd}) y la potencia reactiva se regula con la corriente en el eje de cuadratura (i_{rq}), lo que hace que las expresiones 3.21 y 3.22 no sean válidas [18].

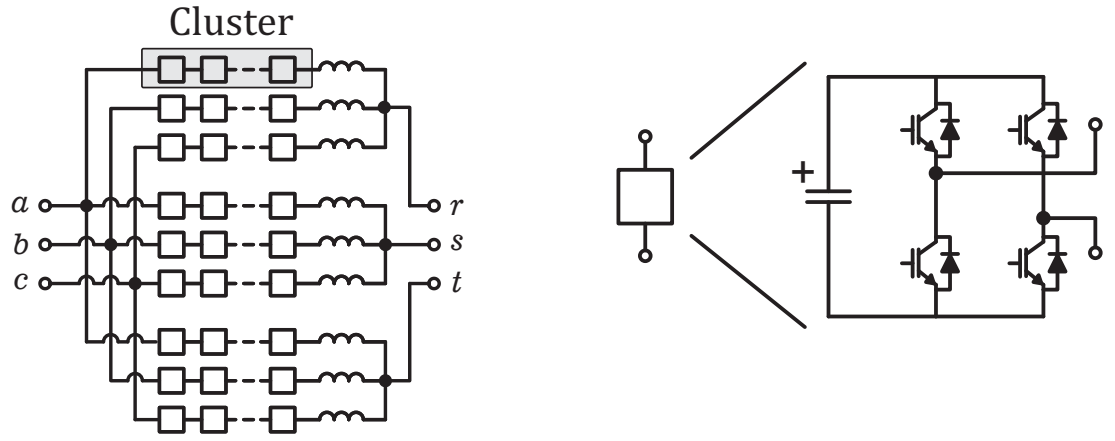
Por conveniencia, se puede orientar el eje de cuadratura con la tensión de la red. De esta forma, el flujo del estator está aproximadamente alineado con el eje directo (la caída de tensión en la resistencia del estator provoca que no esté perfectamente alineado), obteniendo un sistema de coordenadas muy parecido al de flujo orientado. Además, las expresiones 3.21 y 3.22 son aproximadamente válidas.

Capítulo 4

Convertidor Modular Multinivel Matricial

La topología del M3C se muestra en la Figura 4.1a. El convertidor acopla dos sistemas trifásicos de tensión alterna de distinta frecuencia. Este cuenta con nueve brazos que interconectan cada una de las fases *abc* del sistema "m" a cada una de las fases *rst* del sistema "g". Cada brazo está compuesto por n celdas y un inductor que se encarga de evitar cortocircuitos entre fases y permite el control de las corrientes por el brazo. Las celdas pueden estar compuesta por un convertidor medio puente o un convertidor de puente completo que conectan un capacitor flotante [19] [20]. La Figura 4.1b muestra el caso de un convertidor puento completo. El conjunto de las n celdas de un brazo se denomina "cluster".

Dado que cada celda del convertidor corresponde a un condensador flotante, la tensión de este componente debe ser controlada para el correcto funcionamiento. Este control es divido en tres grupos llamados: Control de Energía Total, el Balance de Cluster y el Balance Local. Este último control no está modelado en este trabajo ya que se utiliza un modelo promedio como representación del cluster [21].



(a) (b)

Figure 4.1: Topología del Convertidor Modular Multinivel Matricial.

Un enfoque que permite simplificar enormemente el modelo es considerar al cluster como una fuente de tensión controlada, sin embargo, se necesitan cumplir dos condiciones fundamentales. La

primera es que la tensión de todos los capacitores flotantes debe ser controlada a un mismo valor de referencia v^*_{cap}, de esta forma, cada cluster logra sintetizar adecuadamente la tensión requerida. La segunda condición es que debe existir una equivalencia en la energía que almacena el cluster con la energía que absorve la fuente de tensión.

4.1 Modelo en el Sistema $\alpha\beta\gamma^2$

En esta sección se busca desarrollar un modelo que permita controlar las corrientes tanto en los terminales de entrada y salida del convertidor como la tensión de los capacitores flotantes. El siguiente análisis se basa en el documento [21].

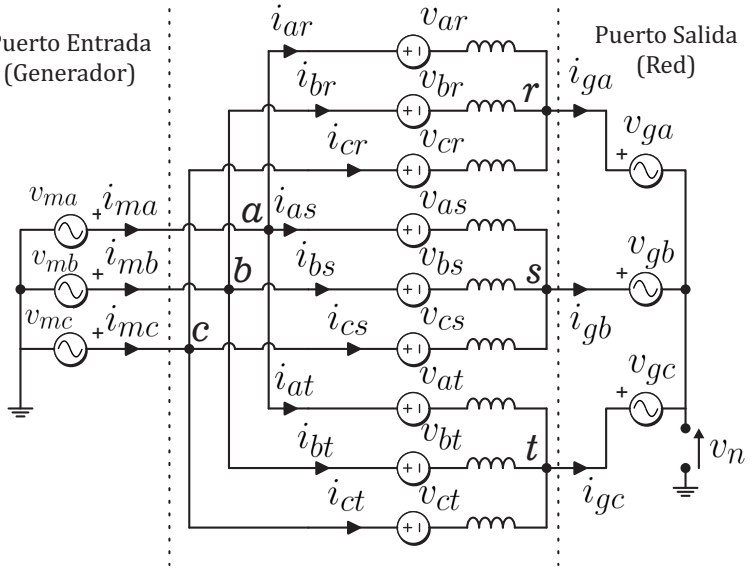


Figure 4.2: Modelo Average del M3C.

Al aplicar la ley de tensiones de Kirchhoff al circuito de la Figura 4.2 se obtiene el modelo de Tensión-Corriente.

$$\begin{bmatrix} v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \end{bmatrix} = L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ar} & i_{br} & i_{cr} \\ i_{as} & i_{bs} & i_{cs} \\ i_{at} & i_{bt} & i_{ct} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ar} & v_{br} & v_{cr} \\ v_{as} & v_{bs} & v_{cs} \\ v_{at} & v_{bt} & v_{ct} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{gr} & v_{gr} & v_{gr} \\ v_{gs} & v_{gs} & v_{gs} \\ v_{gt} & v_{gt} & v_{gt} \end{bmatrix} + v_n \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \tag{4.1}$$

Es posible obtener una representación del sistema mucho más conveniente al aplicar la Transformada de Clarke invariante en magnitud definida en la Ecuación 4.2.

$$T_{\alpha\beta\gamma} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \tag{4.2}$$

Entonces, pre-multiplicando la (4.1) por $T_{\alpha\beta\gamma}$ y post-multiplicando el resultado por $T^T_{\alpha\beta\gamma}$ se obtiene el modelo de Tensión-Corriente en el sistema Doble $-\ \alpha\beta\gamma$ o $\alpha\beta\gamma^2$.

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ v_{m\alpha} & v_{m\beta} & v_{m\gamma} \end{bmatrix} = L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} & i_{\beta\alpha} & i_{\gamma\alpha} \\ i_{\alpha\beta} & i_{\beta\beta} & i_{\gamma\beta} \\ i_{\alpha\gamma} & i_{\beta\gamma} & i_{\gamma\gamma} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\alpha\alpha} & v_{\beta\alpha} & v_{\gamma\alpha} \\ v_{\alpha\beta} & v_{\beta\beta} & v_{\gamma\beta} \\ v_{\alpha\gamma} & v_{\beta\gamma} & v_{\gamma\gamma} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & v_{g\alpha} \\ 0 & 0 & v_{g\beta} \\ 0 & 0 & v_{g\gamma} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & v_n \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

Es posible relacionar las corrientes de entrada y salida con las corrientes transformadas según las expresiones de 4.4.

$$3\, i_{\alpha\gamma} = i_{m\alpha} \qquad 3\, i_{\beta\gamma} = i_{m\beta} \qquad 3\, i_{\gamma\alpha} = i_{g\alpha} \qquad 3\, i_{\gamma\beta} = i_{g\beta} \tag{4.4}$$

La representación del convertidor en el sistema Doble $-\ \alpha\beta\gamma$ entrega un modelo desacoplado, que se puede dividir en el modelo del "puerto m" (4.5), el modelo del "puerto g" (4.6), el modelo de corrientes circulantes (4.7) y el modelo de tensión de modo común (4.8).

$$\begin{bmatrix} v_{m\alpha} \\ v_{m\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha\gamma} \\ v_{\beta\gamma} \end{bmatrix} + \frac{Lc}{3}\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_{m\alpha} \\ i_{m\beta} \end{bmatrix} + \frac{Rc}{3}\begin{bmatrix} i_{m\alpha} \\ i_{m\beta} \end{bmatrix} \tag{4.5}$$

$$-\begin{bmatrix} v_{g\alpha} \\ v_{g\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\gamma\alpha} \\ v_{\gamma\beta} \end{bmatrix} + \frac{Lc}{3}\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_{g\alpha} \\ i_{g\beta} \end{bmatrix} + \frac{Rc}{3}\begin{bmatrix} i_{g\alpha} \\ i_{g\beta} \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

$$-\begin{bmatrix} v_{\alpha\alpha} & v_{\beta\alpha} \\ v_{\alpha\beta} & v_{\beta\beta} \end{bmatrix} = L_c\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} & i_{\beta\alpha} \\ i_{\alpha\beta} & i_{\beta\beta} \end{bmatrix} + R_c\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} & i_{\beta\alpha} \\ i_{\alpha\beta} & i_{\beta\beta} \end{bmatrix} \tag{4.7}$$

$$v_{m\gamma} = L_c\frac{d}{dt}i_{\gamma\gamma} + R_c i_{\gamma\gamma} + v_{\gamma\gamma} + v_{g\gamma} + 3v_n \tag{4.8}$$

Los circuitos equivalentes se muestran en la Figura 4.3. Las corrientes $i_{\alpha\alpha}$, $i_{\alpha\beta}$, $i_{\beta\alpha}$, $i_{\beta\beta}$ se conocen como corrientes circulantes y estas no tienen influencia en las corrientes de entrada y salida del convertidor. El modelo de modo común se puede simplificar a $v_{\gamma\gamma} = 3v_n$ cuando las tensiones de entrada y salida están balanceadas, y los neutros de la entrada y la salida están galvánicamente aislados. En este caso, la tensión de modo común (v_n) depende directamente de la componente $v_{\gamma\gamma}$ de la tensión de los cluster.

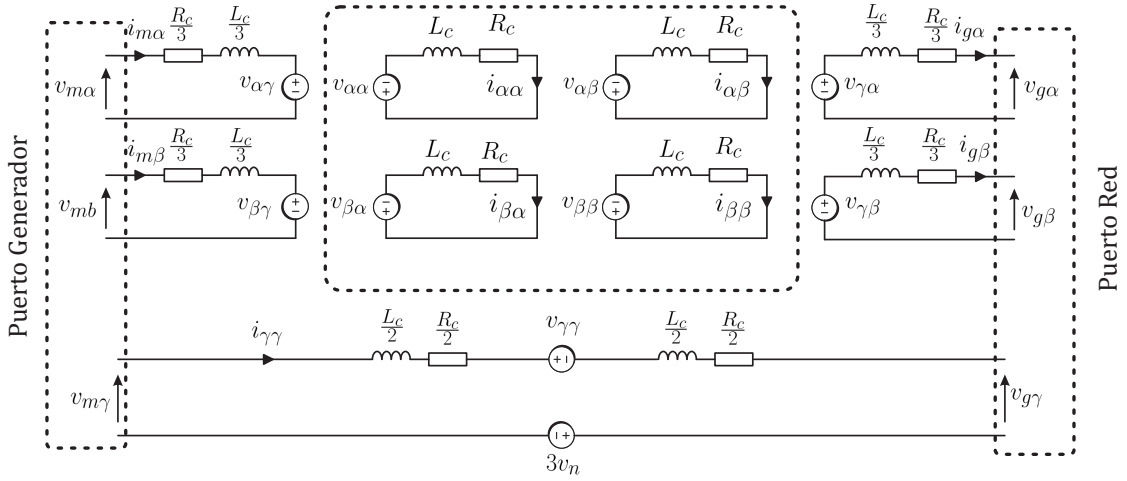


Figure 4.3: Modelo equivalente en el sistema Doble $\alpha\beta\gamma$

4.2 Modelo de Potencia-CCV

Despreciando la energía almacenada en el filtro L, la energía de un cluster está dada por la suma de la energía de todos sus capacitores flotantes según:

$$E_{xy} = \frac{1}{2}C\sum_{i=1}^{n} v_{cap,xy,i}^2 \tag{4.9}$$

Considerando que se controla la tensión de todos los capacitores al valor deseado v_{cap}^*, la energía del cluster xy queda:

$$E_{xy} = \frac{1}{2}nCv_{cap}^{*2} \tag{4.10}$$

Linealizando la energía en torno al valor deseado v_{cap}^*:

$$E_{xy} \approx \frac{1}{2}nCv_{cap}^{*2} + nCv_{cap}^*(v_{cap} - v_{cap}^*) \tag{4.11}$$

La variación de energía del cluster está directamente relacionada con la potencia en él. Así, derivando la expresión anterior se obtiene:

$$P_{xy} \approx nCv^*_{cap}\frac{dv_{cap}}{dt} \tag{4.12}$$

En este punto resulta conveniente definir la tensión disponible en el cluster (v_C) denominado como "Cluster Capacitor Voltage" (CCV) y es la suma de la tensión de los condensadores de un cluster, como se indica en la Ecuación 4.13.

$$v_{Cxy} = \sum_{i=1}^{n} v_{cap,xy,i} \tag{4.13}$$

Expresando la tensión de referencia en función del CCV de referencia:

$$v^*_C = n\, v^*_{cap} \tag{4.14}$$

De esta forma, el modelo de Potencia-CCV del M3C queda dado por:

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} v_{Car} & v_{Cbr} & v_{Ccr} \\ v_{Cas} & v_{Cbs} & v_{Ccs} \\ v_{Cat} & v_{Cbt} & v_{Cct} \end{bmatrix} \approx \frac{1}{Cv^*_{cap}}\begin{bmatrix} P_{ar} & P_{br} & P_{cr} \\ P_{as} & P_{bs} & P_{cs} \\ P_{at} & P_{bt} & P_{ct} \end{bmatrix} \tag{4.15}$$

Las potencias pueden ser representadas en función de las corrientes y tensiones del cluster:

$$\begin{bmatrix} P_{ar} & P_{br} & P_{cr} \\ P_{as} & P_{bs} & P_{cs} \\ P_{at} & P_{bt} & P_{ct} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ar}i_{ar} & v_{br}i_{br} & v_{cr}i_{cr} \\ v_{as}i_{as} & v_{bs}i_{bs} & v_{cs}i_{cs} \\ v_{at}i_{at} & v_{bt}i_{bt} & v_{ct}i_{ct} \end{bmatrix} \tag{4.16}$$

Es posible aplicar la transformada Doble $-\ \alpha\beta\gamma$ al modelo Potencia-CCV, lo que resulta en:

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} v_{C\alpha\alpha} & v_{C\beta\alpha} & v_{C\gamma\alpha} \\ v_{C\alpha\beta} & v_{C\beta\beta} & v_{C\gamma\beta} \\ v_{C\alpha\gamma} & v_{C\beta\gamma} & v_{C\gamma\gamma} \end{bmatrix} \approx \frac{1}{Cv^*_{cap}}\begin{bmatrix} P_{\alpha\alpha} & P_{\beta\alpha} & P_{\gamma\alpha} \\ P_{\alpha\beta} & P_{\beta\beta} & P_{\gamma\beta} \\ P_{\alpha\gamma} & P_{\beta\gamma} & P_{\gamma\gamma} \end{bmatrix} \tag{4.17}$$

El término $v_{C\gamma\gamma}$ está directamente relacionado con la energía total del convertidor y es proporcional a la suma de la tensión total de los cluster.

$$v_{C\gamma\gamma} = \frac{1}{9}\left[v_{Car} + v_{Cas} + v_{Cat} + v_{Cbr} + v_{Cbs} + v_{Cbt} + v_{Ccr} + v_{Ccs} + v_{Cct}\right] \tag{4.18}$$

Los demás términos de 4.17 representan los desequilibrios que existen entre los cluster. Para observar esto, considerar el término $v_{C\alpha\alpha}$ el cual se puede expresar como:

$$v_{C\alpha\alpha} = \frac{1}{9}\left[(4v_{Car} + v_{Cbs} + v_{Cbt} + v_{Ccs} + v_{Cct}) - 2(v_{Cas} + v_{Cat} + v_{Cbr} + v_{Ccr})\right] \tag{4.19}$$

Si todos los CCV tienen el mismo valor entonces $v_{C\alpha\alpha}$ se hace cero. Lo mismo ocurre para los demás términos a excepción de $v_{C\gamma\gamma}$. Por lo tanto, cuando todos los cluster están balanceados y su tensión corresponde a la tensión de referencia v^*_C, se cumple que:

$$\begin{bmatrix} v_{C\alpha\alpha} & v_{C\beta\alpha} & v_{C\gamma\alpha} \\ v_{C\alpha\beta} & v_{C\beta\beta} & v_{C\gamma\beta} \\ v_{C\alpha\gamma} & v_{C\beta\gamma} & v_{C\gamma\gamma} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & v^*_C \end{bmatrix} \tag{4.20}$$

Por otro lado, es favorable escribir la Ecuación 4.16 en términos de las variables transformadas. El procedimiento para obtener estas expresiones se explica en [22]. Por lo tanto, las variables del

lado derecho de la Ecuación 4.17 están dadas por las Ecuaciones 4.21 a 4.29.

$$P_{\alpha\alpha} = \frac{1}{3}\left[v_{m\alpha}\, i_{g\alpha} - v_{g\alpha}\, i_{m\alpha}\right] + \frac{1}{2}\left[(v_{m\alpha}\, i_{\alpha\alpha} - v_{m\beta}\, i_{\beta\alpha}) - (v_{g\alpha}\, i_{\alpha\alpha} - v_{g\beta}\, i_{\alpha\beta})\right] - v_n\, i_{\alpha\alpha} \tag{4.21}$$

$$P_{\alpha\beta} = \frac{1}{3}\left[v_{m\alpha}\, i_{g\beta} - v_{g\beta}\, i_{m\alpha}\right] + \frac{1}{2}\left[(v_{m\alpha}\, i_{\alpha\beta} - v_{m\beta}\, i_{\beta\beta}) + (v_{g\alpha}\, i_{\alpha\beta} + v_{g\beta}\, i_{\alpha\alpha})\right] - v_n\, i_{\alpha\beta} \tag{4.22}$$

$$P_{\beta\alpha} = \frac{1}{3}\left[v_{m\beta}\, i_{g\alpha} - v_{g\alpha}\, i_{m\beta}\right] - \frac{1}{2}\left[(v_{m\alpha}\, i_{\beta\alpha} + v_{m\beta}\, i_{\alpha\alpha}) + (v_{g\alpha}\, i_{\beta\alpha} - v_{g\beta}\, i_{\beta\beta})\right] - v_n\, i_{\beta\alpha} \tag{4.23}$$

$$P_{\beta\beta} = \frac{1}{3}\left[v_{m\beta}\, i_{g\beta} - v_{g\beta}\, i_{m\beta}\right] - \frac{1}{2}\left[(v_{m\alpha}\, i_{\beta\beta} + v_{m\beta}\, i_{\alpha\beta}) - (v_{g\alpha}\, i_{\beta\beta} + v_{g\beta}\, i_{\beta\alpha})\right] - v_n\, i_{\beta\beta} \tag{4.24}$$

$$P_{\alpha\gamma} = \frac{1}{6}\left[v_{m\alpha}\, i_{m\alpha} - v_{m\beta}\, i_{m\beta}\right] - \frac{1}{2}\left[v_{g\alpha}\, i_{\alpha\alpha} + v_{g\beta}\, i_{\alpha\beta}\right] - \frac{1}{3} v_n\, i_{m\alpha} \tag{4.25}$$

$$P_{\beta\gamma} = -\frac{1}{6}\left[v_{m\alpha}\, i_{m\beta} + v_{m\beta}\, i_{m\alpha}\right] - \frac{1}{2}\left[v_{g\alpha}\, i_{\beta\alpha} + v_{g\beta}\, i_{\beta\beta}\right] - \frac{1}{3} v_n\, i_{m\beta} \tag{4.26}$$

$$P_{\gamma\alpha} = -\frac{1}{6}\left[v_{g\alpha}\, i_{g\alpha} - v_{g\beta}\, i_{g\beta}\right] + \frac{1}{2}\left[v_{m\alpha}\, i_{\alpha\alpha} + v_{m\beta}\, i_{\beta\alpha}\right] - \frac{1}{3} v_n\, i_{g\alpha} \tag{4.27}$$

$$P_{\gamma\beta} = \frac{1}{6}\left[v_{g\alpha}\, i_{g\beta} + v_{g\beta}\, i_{g\alpha}\right] + \frac{1}{2}\left[v_{m\alpha}\, i_{\alpha\beta} + v_{m\beta}\, i_{\beta\beta}\right] - \frac{1}{3} v_n\, i_{g\beta} \tag{4.28}$$

$$P_{\gamma\gamma} = \frac{1}{6}\left[(v_{m\alpha}\, i_{m\alpha} + v_{m\beta}\, i_{m\beta}) - (v_{g\alpha}\, i_{g\alpha} + v_{g\beta}\, i_{g\beta})\right] \tag{4.29}$$

El término $P_{\gamma\gamma}$ es proporcional a la potencia de entrada menos la potencia de salida y es utilizado para controlar la energía total del convertidor.

Las demás potencias se clasifican en tres grupos. El primero es denominado como el "término no controlable" y está definido principalmente por el objetivo de control de los puertos de entrada y salida, designando así los valores de $v_{m\alpha}$, $v_{m\beta}$, $v_{g\alpha}$, $v_{g\beta}$, $i_{m\alpha}$, $i_{m\beta}$, $i_{g\alpha}$ y $i_{g\beta}$.

El segundo término se denomina como el "término semi-controlable" y resulta de las interacciones entre las corrientes circulantes con las tensiones de entrada y salida. El grado de libertad de este término son las corrientes circulantes ($i_{\alpha\alpha}$, $i_{\alpha\beta}$, $i_{\beta\alpha}$ y $i_{\beta\beta}$) y se utilizan principalmente para balancear los cluster cuando la diferencia entra las frecuencias de los puertos de entrada y salida es relativamente grande.

El tercer término se denomina "término totalmente controlable" y se produce de las interacciones de la tensión de modo común con las corrientes circulantes. Este término se utiliza para balancear los cluster cuando las frecuencias de entrada y salida son similares.

En posible analizar las frecuencias de las Ecuaciones 4.21 a 4.28 [23]. Para ello se supone que no hay inyección de corrientes circulantes ni tensión de modo común. Así las potencias quedan definidas por las corrientes y tensiones de los puertos de entrada y salida, pudiendo concluír que:

- Los términos $v_{C\alpha\alpha}$, $v_{C\alpha\beta}$, $v_{C\beta\alpha}$ y $v_{C\beta\beta}$ tienen componentes con frecuencias dominantes de $\omega_m \pm \omega_g$.
- Los términos $v_{C\alpha\gamma}$ y $v_{C\beta\gamma}$ tienen componentes con frecuencias dominantes de $2\omega_m$, mientras que los términos $v_{C\gamma\alpha}$ y $v_{C\gamma\beta}$ tienen componentes con frecuencias dominantes de $2\omega_g$.

4.2.1 Balance de cluster

El balance de cluster utiliza las corrientes circulantes para regular los CCV ($v_{C\alpha\alpha}$, $v_{C\alpha\beta}$, $v_{C\beta\alpha}$, $v_{C\beta\beta}$, $v_{C\alpha\gamma}$, $v_{C\beta\gamma}$, $v_{C\gamma\alpha}$ y $v_{C\gamma\beta}$). Cuando actúa este control, no hay tensión de modo común.

Considerar el término semi-controlable de la ecuación 4.21.

$$P_{\alpha\alpha,SC} = \frac{1}{2}\left[(v_{m\alpha}\, i_{\alpha\alpha} - v_{m\beta}\, i_{\beta\alpha}) - (v_{g\alpha}\, i_{\alpha\alpha} - v_{g\beta}\, i_{\alpha\beta})\right] \tag{4.30}$$

Suponer que se utiliza la tensión de la red ($v_{g\alpha}$ y $v_{g\beta}$) para interactuar con las corrientes circulantes y generar una componente de potencia con valor medio distinto de cero [24]. Entonces se debe

inyectar una corriente circulante con la siguiente forma:

$$i_{\alpha\alpha} + j i_{\alpha\beta} = I_{P\alpha\alpha} \left[-\cos(\theta_g) + j \sin(\theta_g) \right] \tag{4.31}$$

Sea $V_{C\alpha\alpha}$ el valor medio de $v_{C\alpha\alpha}$, entonces, tomando en cuenta la componente continua del CCV, el modelo queda:

$$\frac{dV_{C\alpha\alpha}}{dt} = \frac{V_g I_{P_{\alpha\alpha}}}{2Cv^*_{cap}} \left[\cos^2(\theta_g) + \sin^2(\theta_g) \right] = \frac{V_g}{2Cv^*_{cap}} I_{P_{\alpha\alpha}} \tag{4.32}$$

Por medio de la inyección de corrientes circulantes adecuadas es posible controlar el valor medio de los CCV. Las componentes oscilatorias de los CCV son filtradas por la característica pasa bajo del sistema.

Las variables $v_{C\alpha\gamma}$, $v_{C\beta\gamma}$ utilizan la tensión de la red para ser controladas, mientras que las variables $v_{C\gamma\alpha}$ y $v_{C\gamma\beta}$ utilizan la tensión de la máquina. Por otro lado, los términos $v_{C\alpha\alpha}$, $v_{C\alpha\beta}$, $v_{C\beta\alpha}$ y $v_{C\beta\beta}$ pueden ser controladas a través de la interacción de las corrientes circulantes con la tensión del "puerto m" o del "puerto g". En las siguientes secciones se analizan ambos casos.

4.2.2 Balance de cluster usando la tensión de la red

En este caso el modelo de la componente continua de los CCV es:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{C\alpha\alpha} \\ V_{C\alpha\beta} \\ V_{C\beta\alpha} \\ V_{C\beta\beta} \\ V_{C\alpha\gamma} \\ V_{C\beta\gamma} \\ V_{C\gamma\alpha} \\ V_{C\gamma\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{2Cv^*_{cap}} \begin{bmatrix} -v_{g\alpha} & v_{g\beta} & 0 & 0 \\ v_{g\beta} & v_{g\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -v_{g\alpha} & v_{g\beta} \\ 0 & 0 & v_{g\beta} & v_{g\alpha} \\ -v_{g\alpha} & -v_{g\beta} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -v_{g\alpha} & -v_{g\beta} \\ v_{m\alpha} & 0 & v_{m\beta} & 0 \\ 0 & v_{m\alpha} & 0 & v_{m\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\alpha\beta} \\ i_{\beta\alpha} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix} \tag{4.33}$$

La transformada de Park y su inversa resultan útiles para obtener las referencias de las corrientes circulantes. Ambas transformadas se muestran en la Ecuación 4.34.

$$T_P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \qquad T_P^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \tag{4.34}$$

Así las referencias de corrientes circulantes quedan expresadas en:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\alpha\beta} \end{bmatrix}_{\alpha\alpha} = I_{P_{\alpha\alpha}} \begin{bmatrix} -\cos\theta_g \\ \sin\theta_g \end{bmatrix} = -T_P(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\alpha\alpha}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.35}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\beta} \\ i_{\alpha\alpha} \end{bmatrix}_{\alpha\beta} = I_{P_{\alpha\beta}} \begin{bmatrix} \cos\theta_g \\ \sin\theta_g \end{bmatrix} = T_P^{-1}(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\alpha\beta}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.36}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\beta\alpha} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix}_{\beta\alpha} = I_{P_{\beta\alpha}} \begin{bmatrix} -\cos\theta_g \\ \sin\theta_g \end{bmatrix} = -T_P(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\beta\alpha}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.37}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\beta\beta} \\ i_{\beta\alpha} \end{bmatrix}_{\beta\beta} = I_{P_{\beta\beta}} \begin{bmatrix} \cos\theta_g \\ \sin\theta_g \end{bmatrix} = T_P^{-1}(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\beta\beta}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.38}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\alpha\beta} \end{bmatrix}_{\alpha\gamma} = I_{P_{\alpha\gamma}} \begin{bmatrix} -\cos\theta_g \\ -\sin\theta_g \end{bmatrix} = -T_P^{-1}(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\alpha\gamma}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.39}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\beta\alpha} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix}_{\beta\gamma} = I_{P_{\beta\gamma}} \begin{bmatrix} -\cos\theta_g \\ -\sin\theta_g \end{bmatrix} = -T_P^{-1}(\theta_g) \begin{bmatrix} I_{P_{\beta\gamma}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.40}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\beta\alpha} \end{bmatrix}_{\gamma\alpha} = I_{P_{\gamma\alpha}} \begin{bmatrix} \cos\theta_m \\ \sin\theta_m \end{bmatrix} = T_P^{-1}(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\gamma\alpha}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.41}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\beta} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix}_{\gamma\beta} = I_{P_{\gamma\beta}} \begin{bmatrix} \cos\theta_m \\ \sin\theta_m \end{bmatrix} = T_P^{-1}(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\gamma\beta}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.42}$$

Las referencias de corriente están dadas por la suma de las corrientes que entrega cada control de CCV:

$$\begin{bmatrix} i^*_{\alpha\alpha} \\ i^*_{\alpha\beta} \\ i^*_{\beta\alpha} \\ i^*_{\beta\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha,\alpha\alpha} + i_{\alpha\alpha,\alpha\beta} \\ i_{\alpha\beta,\alpha\alpha} + i_{\alpha\beta,\alpha\beta} \\ i_{\beta\alpha,\beta\alpha} + i_{\beta\alpha,\beta\beta} \\ i_{\beta\beta,\beta\alpha} + i_{\beta\beta,\beta\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha,\alpha\gamma} + i_{\alpha\alpha,\gamma\alpha} \\ i_{\alpha\beta,\alpha\gamma} + i_{\alpha\beta,\gamma\beta} \\ i_{\beta\alpha,\beta\gamma} + i_{\beta\alpha,\gamma\alpha} \\ i_{\beta\beta,\beta\gamma} + i_{\beta\beta,\gamma\beta} \end{bmatrix} \tag{4.43}$$

4.2.3 Balance de cluster usando las tensiones del DFIG

El control de las variables $v_{C\alpha\gamma}$, $v_{C\beta\gamma}$, $v_{C\gamma\alpha}$ y $v_{C\gamma\beta}$ es el mismo que al utilizar las tensiones de red, por lo que sólo se analizaran las componentes $v_{C\alpha\alpha}$, $v_{C\alpha\beta}$, $v_{C\beta\alpha}$ y $v_{C\beta\beta}$. El modelo del valor medio de los CCV se muestra en la ecuación 4.44

$$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} V_{C\alpha\alpha} \\ V_{C\alpha\beta} \\ V_{C\beta\alpha} \\ V_{C\beta\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{2Cv^*_{cap}} \begin{bmatrix} v_{m\alpha} & 0 & -v_{m\beta} & 0 \\ 0 & v_{m\alpha} & 0 & -v_{m\beta} \\ -v_{m\beta} & 0 & -v_{m\alpha} & 0 \\ 0 & -v_{m\beta} & 0 & -v_{m\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\alpha\beta} \\ i_{\beta\alpha} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix} \tag{4.44}$$

Las referencias de las corrientes circulantes se obtienen como:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\beta\alpha} \end{bmatrix}_{\alpha\alpha} = I_{P_{\alpha\alpha}} \begin{bmatrix} \cos\theta_m \\ -\sin\theta_m \end{bmatrix} = T_P(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\alpha\alpha}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.45}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\beta} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix}_{\alpha\beta} = I_{P_{\alpha\beta}} \begin{bmatrix} \cos\theta_m \\ -\sin\theta_m \end{bmatrix} = T_P(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\alpha\beta}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.46}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} \\ i_{\beta\alpha} \end{bmatrix}_{\beta\alpha} = I_{P_{\alpha\beta}} \begin{bmatrix} -\sin\theta_m \\ -\cos\theta_m \end{bmatrix} = -T_P^{-1}(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\beta\alpha}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.47}$$

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha\beta} \\ i_{\beta\beta} \end{bmatrix}_{\beta\beta} = I_{P_{\beta\beta}} \begin{bmatrix} -\sin\theta_m \\ -\cos\theta_m \end{bmatrix} = -T_P^{-1}(\theta_m) \begin{bmatrix} I_{P_{\beta\beta}} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{4.48}$$

Capítulo 5

Operación del WECS en Régimen Permanente

La operación del WECS en régimen permanente debe ser capaz de funcionar en las regiones de operación definidas en la curva de potencia de la Figura 2.10d. Las principales zonas de operación son el seguimiento del punto de máxima potencia (que se logra mediante el control del DFIG) y la extracción de energía a velocidades del viento mayores a la nominal (conseguido mediante el control del ángulo de las aspas). Además se debe cumplir con los requerimientos de potencia reactiva definidos por la curva PQ de los sistemas eólicos.

La evaluación del sistema en estado estacionario establece los requisitos mínimos que el convertidor debe cumplir. Dependiendo de las estrategias y objetivos de control, es posible dimensionar adecuadamente la corriente a través de los brazos del convertidor y determinar la tensión mínima requerida en el cluster.

5.1 Sistema de control

En la Figura 5.1, se presenta el esquema de control utilizado en régimen permanente. El " puerto m" del convertidor se encarga de controlar al DFIG mediante las corrientes del rotor. El control vectorial del DFIG permite regular de manera independiente la potencia activa y reactiva suministrada por el estator. La potencia activa se ajusta siguiendo el punto de máxima potencia de la turbina, mientras que la potencia reactiva inyectada por el estator puede ser utilizada para seguir la referencia de la potencia reactiva inyectada a la red.

El control interno del convertidor incluye el balance de cluster y el control de energía total. El balance de cluster genera las referencias de corrientes circulantes que permiten igualar las tensiones de los cluster. Estas corrientes circulantes no se ven reflejadas en las corrientes de entrada y salida del convertidor. Por otro lado, el control de la energía total se logra mediante la inyección o el consumo de potencia activa a través del " puerto g". El signo de la potencia activa (absorción o suministro) depende del deslizamiento con el cual opera el DFIG. Es importante destacar que este trabajo no modela la generación de pulsos ni el equilibrio local de las celdas, ya que se utiliza un modelo promedio para representar el comportamiento del convertidor. Además, el convertidor tiene la capacidad de inyectar o consumir potencia reactiva a través del puerto "g", teniendo otro grado de libertad para controlar la potencia reactiva en la red.

Las referencias de corriente obtenidas son reguladas por los respectivos controladores de corriente y generan las referencias de tensión que deben ser sintetizadas por los cluster.

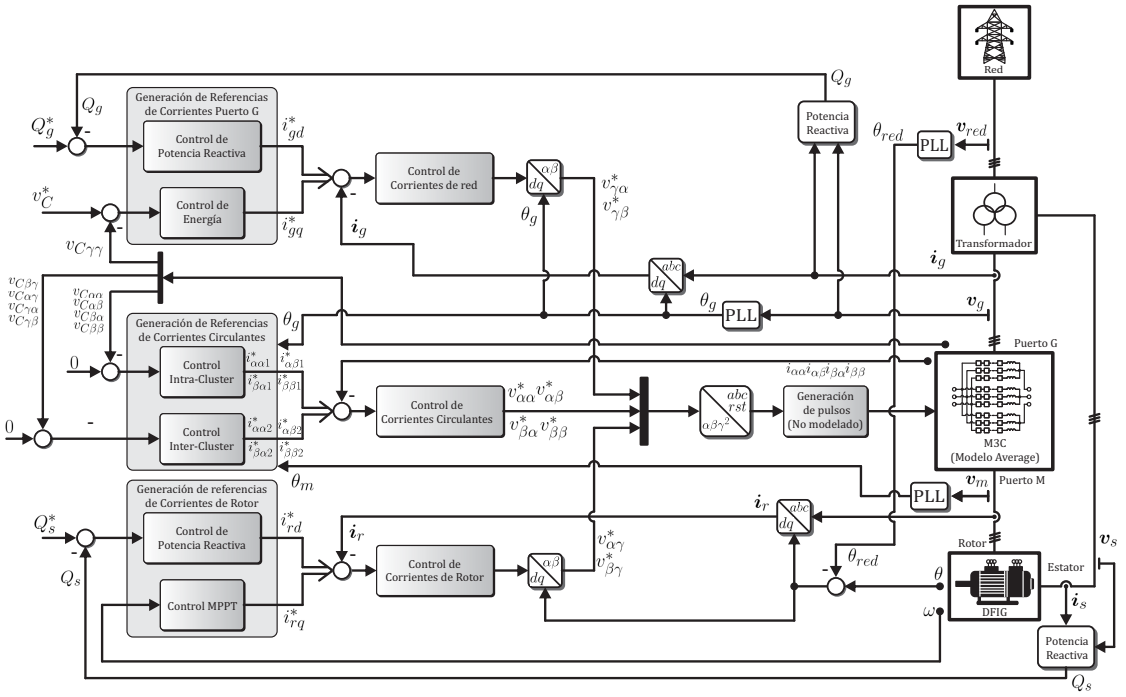


Figure 5.1: Esquema de control WECS en régimen permanente.

5.1.1 Control MPPT

Haciendo uso del control indirecto de velocidad, el DFIG debe sintetizar una curva de momento eléctrico dada por la ecuación 2.15. La ecuación 3.21 muestra que el momento eléctrico puede ser controlado por medio de la corriente de rotor en cuadratura, por lo tanto, la referencia de corriente en lazo abierto se puede obtener como:

$$i_{rq}^{*} = \frac{2\,k_{op}}{3p\,k_s}\frac{\omega_{mec}^{2}}{\psi_s} \tag{5.1}$$

La corriente de rotor se calcula directamente en base a la medición de la velocidad de giro del rotor y la estimación del flujo de estator. El esquema de control en lazo abierto que calcula la referencia de corriente de rotor se muestra en la Figura 5.2.

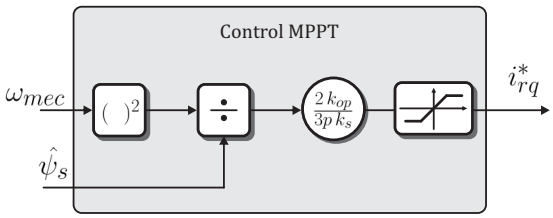


Figure 5.2: Esquema de control MPPT.

5.1.2 Control de Energía Total

El control de Energía Total utiliza el modelo Potencia-CCV. El término relacionado con la energía almacenada en el convertidor es $v_{C\gamma\gamma}$. La Ecuación 4.29 indica la variación de $v_{C\gamma\gamma}$ es proporcional a la diferencia entre la potencia de entrada y la potencia de salida según muestra la ecuación 5.2.

$$\frac{dv_{C\gamma\gamma}}{dt} = \frac{1}{6Cv_{cap}^{*}}\left[P_m - P_g\right] \tag{5.2}$$

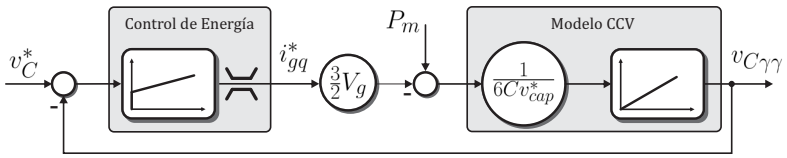


Figure 5.3: Esquema de Control de la Energía del Convertidor.

La potencia del "puerto m" queda definida por el punto de operación del DFIG y desde el punto de vista de control puede ser considerado como una perturbación. De lo anterior, la energía total del convertidor debe ser controlada por medio de la potencia del "puerto g".

En estado estacionario la tensión del "puerto g" es constante e igual a la tensión de la red (V_g), por lo tanto la variable de actuación es i_g. Utilizando el sistema de coordenadas definido en la Sección 3.4.3:

$$\frac{dv_{C\gamma\gamma}}{dt} = \frac{1}{6Cv_{cap}^*}\left[P_m - \frac{3}{2}V_g i_{gq}\right] \tag{5.3}$$

El lazo de control se muestra en la Figura 5.3.

5.1.3 Control de Potencia Reactiva de Estator, Convertidor y Red

Potencia Reactiva de Estator

La Ecuación 3.22 muestra el modelo de que permite controlar la potencia reactiva del estator. La variable de actuación es la corriente de rotor en eje directo. Para generar la referencia se utiliza un controlador con acción integral. El lazo de control se muestra en la Figura 5.4.

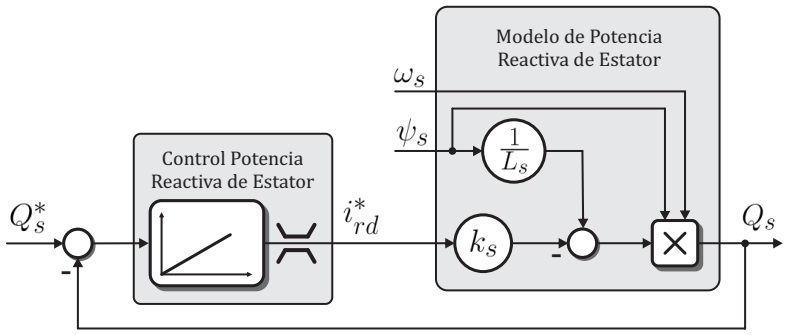


Figure 5.4: Lazo de control de la potencia reactiva de estator.

Potencia reactiva M3C

Utilizando un sistema de coordenadas orientada con la tensión del "puerto g" más $\frac{\pi}{2}$, la potencia reactiva inyectada por el convertidor esta dada por:

$$Q_g = \frac{3}{2}V_g i_{gd} \tag{5.4}$$

Potencia reactiva en la red

Para controlar la potencia reactiva inyectada en la red es posible utilizar tanto el estator de la máquina como el "puerto g" del convertidor. Para ello basta con reemplazar en la realimentación y referencia la potencia reactiva de la red. Se debe tener cuidado de considerar correctamente las referencias en los modelos para que el esquema de control funciones adecuadamente.

La Figura 5.5 muestra los flujos de potencia activa y reactiva en el sistema eólico. Además se agrega la posibilidad de tener compensación reactiva en el parque generador.

Con el objetivo de simplificar el análisis, la potencia reactiva necesaria puede ser suministrada a través de una de las siguientes opciones: el puerto "g" del convertidor, el estator del generador o el sistema de compensación reactiva. La elección de una de estas opciones afectará la corriente que el convertidor debe soportar y la tensión disponible en el cluster.

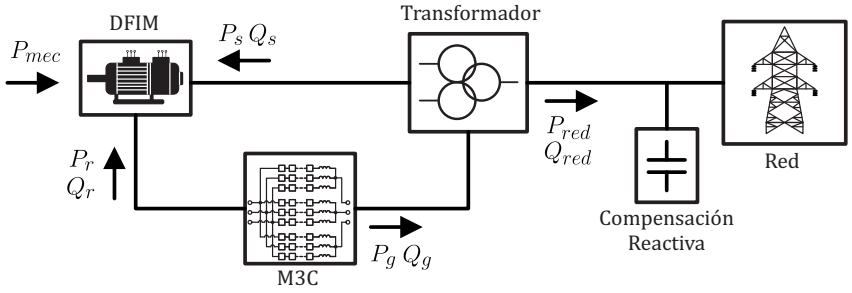


Figure 5.5: Flujos de potencia del WECS.

5.1.4 Control de Corrientes Circulantes

Las corrientes circulantes pueden tener componentes de distinta frecuencia y debido a esto se utiliza un control proporcional para seguir las referencias. La Ecuación 4.7 muestra el modelo utilizado para plantear el esquema de control.

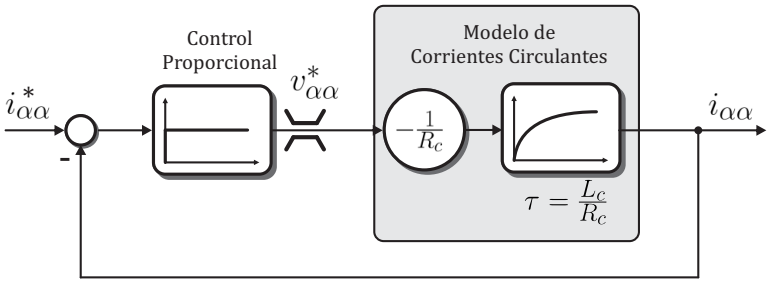


Figure 5.6: Esquema de control de corrientes circulantes para el caso de $i_{\alpha\alpha}$.

5.1.5 Control de Corrientes de Rotor y Puerto G

El esquema de control de corrientes de rotor y el esquema de control de corrientes del "puerto g" utilizan la misma estructura y sólo los parámetros de la planta.

En relación al control de corrientes de rotor, se utilizan las ecuaciones 3.18 y 4.5 orientadas en un sistema de coordenadas sincrónico para modelar el efecto de la tensión del cluster en la corriente de rotor. Como resultado a la impedancia en serie se le suma la impedancia del convertidor

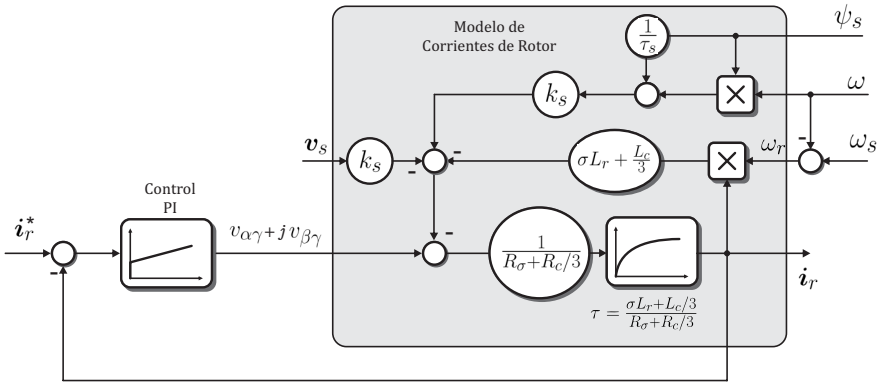


Figure 5.7: Esquema de control de corrientes de Rotor.

El esquema de control de las corrientes de rotor se muestra en la Figura 5.7 en donde su característica principal es saturar la magnitud de la actuación y conservar el ángulo de fase.

5.2 Dimensionamiento del Convertidor

5.2.1 Inductancia de Brazo

El modelo average del convertidor representa los cluster mediante una fuente de tensión controlada y asume que los condensadores de cada celda están balanceados. El inductor se encarga de evitar cortocircuitos entre fases y cluster y además permite el control de las corrientes de brazo. Para comenzar a diseñar el convertidor sólo se considera el control de energía y se omite el balance de cluster. Además se desprecia la caída de tensión en el transformador. Estas simplificaciones permiten trabajar sólo con los modelos de los puertos de entrada y salida del convertidor.

Para calcular la inductancia necesaria se utiliza el procedimiento indicado en [24], [25] en donde se utiliza la siguiente expresión:

$$L_c = \frac{0.5\left(v^*_{cap} + \Delta v_{c_{xy}}\right)}{\Delta i_{xy} f_{sw}} \tag{5.5}$$

donde v^*_{cap} es la tensión de referencia de un capacitor, $\Delta v_{c_{xy}}$ es el rizado máximo en la rensión de un capacitor, Δi_{xy} es el rizado máximo de la acorriente y f_{sw} es la frecuencia de conmutación.

5.2.2 Resistencia de Brazo

Para modelar las pérdidas se considera una eficiencia adecuada en el punto de operación de diseño. Dado que éstas son modeladas con una resistencia (R_c) serie en el brazo del convertidor la disipación de potencia depende de la corriente de brazo del convertidor. Suponiendo que no existe inyección de corrientes circulantes ni tensión de modo común, entonces la corriente por el brazo está dada por:

$$i_{xy} = \frac{1}{3}(i_{mx} + i_{gy}) \tag{5.6}$$

Por lo tanto, las pérdidas medias del convertidor se pueden calcular como:

$$P_{loss} = R_c \sum_{x=\{a,b,c\}} \sum_{y=\{r,s,t\}} \frac{1}{T} \int_0^T i^2_{xy,i} dt = R_c S_I \tag{5.7}$$

Finalmente la resistencia queda dada por:

$$R_c = \frac{P_{in}(1-\eta_c)}{S_I} \tag{5.8}$$

Los parámetros de diseño se muestran en la tabla 5.2.

Tensión del capacitor v^*_{cap}	200[V]
$\Delta v_{c_{xy}}$	10%
Δi_{xy}	10%
f_{sw}	1[kHz]
η_c	97%
L_c	2[mH]
R_c	30[mΩ]

Table 5.1: Parámetros del convertidor

5.2.3 Cálculo de la Capacitancia de la Celda

El diseño de la capacitancia tiene como principal tarea limitar las oscilaciones de la tensión total en los cluster a un rango adecuado. Las variaciones de tensión se relacionan directamente con la potencia del cluster, y utilizando el modelo linealizado, la potencia en un cluster es:

$$P_{xy} = C v_C^* \Delta v_C \tag{5.9}$$

$$P_{xy} \approx (v_{mx} - v_{gy}) \cdot \frac{1}{3}(i_{mx} + i_{gy}) \tag{5.10}$$

Considerando sólo las componentes oscilatorias de la potencia, las oscilaciones de energía están dadas por:

$$\Delta W_{xy} = \int_0^t P_{osc} dt \tag{5.11}$$

La capacitancia se puede calcular como:

$$C_c = \frac{\Delta W_{xy}}{\Delta v_{c_{xy}} v_C^*} \tag{5.12}$$

5.2.4 Tensión Disponible en los Cluster

La tensión que deben disponer los clusters para que el sistema funcione en todo el rango de operación depende de la estrategia de control y de las prestaciones que el WECS cumpla (ver Sección 2.2). En estado estacionario, las tareas más importantes del WECS son el seguimiento del punto de máxima potencia y el control de la potencia reactiva. Para lograr estos objetivos, el análisis incluye la posibilidad de controlar la potencia reactiva a través del estator de la máquina, mediante el puerto 'g' del convertidor o mediante la compensación reactiva en el parque eólico. Por otro lado, el control del MPPT se logra a través del convertidor.

Para evaluar cada una de las opciones de control, se propone el estudio de los siguientes casos:

1. Magnetización del generador por el estator y control de potencia reactiva usando equipos de compensación reactiva.
2. Magnetización del generador a través del rotor y control de potencia reactiva usando equipos de compensación reactiva.
3. Magnetización del generador vía rotor y control de potencia reactiva por el estator del DFIG.
4. Magnetización del generador por medio del rotor y control de potencia reactiva por el "puerto g" del convertidor.

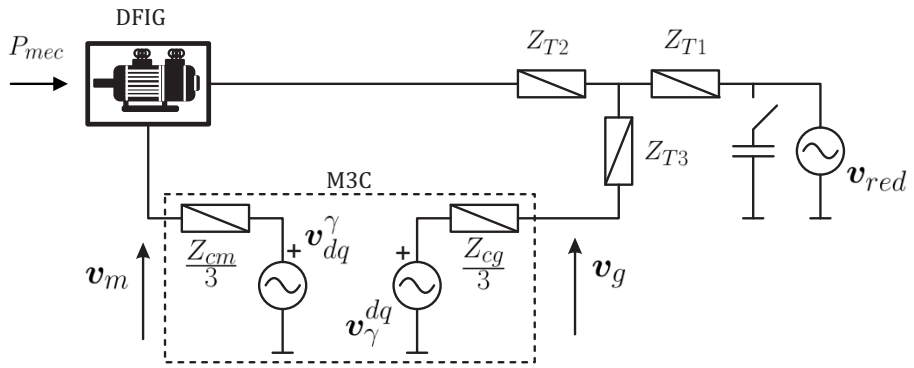


Figure 5.8: Sistema en estado estacionario.

El análisis involucra la resolución del sistema en estado estacionario mostrado en la Figura 5.8 y está representado en el sistema de coordenadas sincrónico definido en la Sección 3.4.3. En esta figura se

ha llamado $\boldsymbol{v}_{dq}^{\gamma}$ al modelo del cluster correspondiente al puerto m y en el sistema de coordenadas sincrónico. De la misma forma, se ha llamado $\boldsymbol{v}_{\gamma}^{dq}$ al modelo del cluster correspondiente al puerto g y en el sistema de coordenadas sincrónico.

A continuación se detallan algunos comentarios de los modelos.

- El modelo en estado estacionario del generador se puede obtener de las Ecuaciones 3.12, 3.13, 3.14 y 3.15 haciendo cero las derivadas de flujo.
- En cuanto al modelo del convertidor, se asume que las tensiones de entrada y salida están balanceadas y no hay inyección de corrientes circulantes ni tensión de modo común. La impedancia del lado del generador (Z_{cm}) depende de la frecuencia de deslizamiento, mientras que la impedancia del lado de la red (Z_{cg}) depende de la frecuencia de la red. Dado que no hay corrientes circulantes ni tensión de modo común, la potencia que ingresa a la fuente de tensión $\boldsymbol{v}_{dq}\gamma$ es la misma que sale de la fuente de tensión $\boldsymbol{v}_{dq}\gamma$.
- En el modelo del transformador se desprecia la impedancia magnetizante y las pérdidas del fierro.
- La Turbina eólica es la encargada de entregar la potencia mecánica al generador. Esta potencia se define en función de la velocidad del viento y el modelo aerodinámico presentado en la Sección 2.3.

Los parámetros del sistema se muestran en las tablas 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5.

Parámetros	Simulación	Características Nominales	Valor RMS
Inductancia de brazo	2 mH	Tensión Puerto m	690 V_{rms}
Resistencia de brazo	30 mΩ	Corriente Puerto m	590 A_{rms}
Capacitancia de la celda	50 mF	Tensión Puerto g	690 V_{rms}
Tensión de la celda	200 V	Corriente Puerto g	590 A_{rms}
Número de celdas por cluster	6	Tensión cluster	1200 V_{peak}
Frecuencia de conmutación	1 kHz	Corriente de brazo	550 A_{peak}

Table 5.2: Parámetros M3C.

Parámetros	Simulación	Características Nominales	Valor
Resistencia de estator	2.6 mΩ	Tensión Nominal Estator	690 V_{rms}
Inductancia de estator	2.587 mH	Corriente Nominal Estator	1760 A_{rms}
Resistencia de rotor	2.9 mΩ	Potencia Nominal	2 MW
Inductancia de rotor	2.587 mH	Tensión Nominal Rotor	2070 V_{rms}
Inductancia Mutua	2.5 mH	Velocidad Nominal	1500 rpm
Pares de Polos	2	Relación de vueltas $\frac{N_s}{N_r}$	$\frac{1}{3}$

Table 5.3: Parámetros del generador referido al devanado de estator.

Devanado	Dispersión μH	Resistencia mΩ	Tensión kV	Potencia MVA
Devanado Red	5.158	191	13.2	3
Devanado Estator	8.513	0.413	0.69	2.3
Devanado M3C	24.096	1.632	0.69	0.7

Table 5.4: Parámetros del Transformador.

La solución se obtiene mediante el método presentado en el apéndice A.

5.2.5 Análisis de resultados de los casos de estudio

Se puede realizar el análisis de estado estacionario para cada uno de los casos de estudio, no obstante, la información de interés son los puntos de operación más demandantes.

A modo de ejemplo, en la Figura 5.9 se muestran las magnitudes de la corriente de rotor, corriente de estator, corriente por el brazo del convertidor y tensión de cluster para el tercer caso de análisis

Parámetros	Simulación	Curva	de	Potencia	
Radio Turbina	44.4 m	c_1	0.5176	c_5	21
Inercia Turbina	560000 $kg\,m^2$	c_2	116	c_6	0.0068
Relación gearbox (g_r)	97.3Ω	c_3	0.4		
Eficiencia gearbox	95%	c_4	5		

Table 5.5: Parámetros Turbina y Gearbox.

obtenidas mediante la resolución del sistema en estado estacionario. Cada gráfico muestra tres curvas en todo el rango de potencia del WECS. Una curva para una potencia reactiva de -0.3122pu, otra para 0pu y otra para 0.3122pu (ver Figura 2.6).

En la Figura 5.9a se presenta la corriente de rotor. Se observa que el sistema trabaja adecuadamente en los casos en que el sistema consume potencia reactiva hasta la operación con factor de potencia unitario. La inyección de potencia reactiva en la red aumenta los requerimientos de corriente de rotor, alcanzando valores que superan la corriente nominal del devanado. Este hecho puede ser considerado como una restricción en este modo de funcionamiento. Sin embargo, se resalta que esta limitación está dada por el generador y en este ejercicio no está asociada al convertidor.

La Figura 5.9b muestra la corriente de estator normalizada. En este caso, tanto el consumo como la inyección de potencia reactiva en la red aumentan la magnitud de la corriente de estator, sin embargo, se puede notar que la corriente de estator se mantiene en valores permisibles para todo el rango de operación del WECS.

La Figura 5.9c muestra la corriente máxima de brazo normalizada con la corriente nominal de rotor. Al contrario de los casos anteriores, esta corriente está fuertemente influenciada por el deslizamiento con el que opera el generador y se debe principalmente a la cantidad de potencia que circula por el circuito de rotor. Despreciando las pérdidas en el cobre, la potencia de rotor es:

$$P_r = -sP_s \tag{5.13}$$

Para estimar el valor de la corriente de brazo se asume que las corrientes circulantes son despreciables, de esta forma la corriente de brazo en la rama xy queda dada por:

$$i_{xy} = \frac{i_{mx} + i_{gy}}{3} \tag{5.14}$$

Nótese que para potencias entre 0.2pu y 0.6pu la corriente de brazo no aumenta con la potencia activa inyectada a la red. Esto tiene directa relación con el control de energía, ya que a medida que el deslizamiento se acerca a cero, la potencia activa en el circuito de rotor disminuye y por ende la corriente en el "puerto g" también disminuye. Caso contrario a lo que ocurre con la corriente de rotor, la cual aumenta a medida que la potencia inyectada a la red crece (ver Figura 5.9a). El aumento de la amplitud de la corriente del "puerto m" y la disminución de la corriente del "puerto g" se compensan, provocando que la corriente de brazo varíe muy poco en este rango de potencia.

A partir de la potencia de 0.6pu, la corriente de brazo aumenta debido a los aumentos de amplitud de la corriente de rotor y la corriente del "puerto g".

El caso más exigente ocurre cuando se inyecta potencia reactiva a la red. En esta situación, la corriente de rotor aumenta significativamente comparado con los casos de $Q_{red} = 0$ y $Q_{red} = 0.3122pu$ (ver Figura 5.9a).

La Figura 5.9d muestra la tensión de la que debe disponer el cluster. Esta tensión se normalizó en base a la tensión nominal de estator del generador. Se observa que la tensión requerida está fuertemente influenciada por el deslizamiento. A medida que la magnitud del deslizamiento aumenta, la tensión requerida para controlar el generador aumenta. El mínimo de tensión es de aproximadamente de 1pu y se compone principalmente a la tensión requerida para controlar las corrientes del "puerto g". El máximo valor de tensión es aproximadamente 2.06pu y ocurre cuando se inyecta la máxima potencia activa y la máxima potencia reactiva.

Para cada uno de los casos de estudio se puede realizar un análisis similar. En base a simulaciones se puede generar la Tabla 5.6. Ella muestra los máximos valores de corriente de estator, corriente de rotor, corriente de brazo y Tensión de cluster en cada uno de los casos a analizar. Además

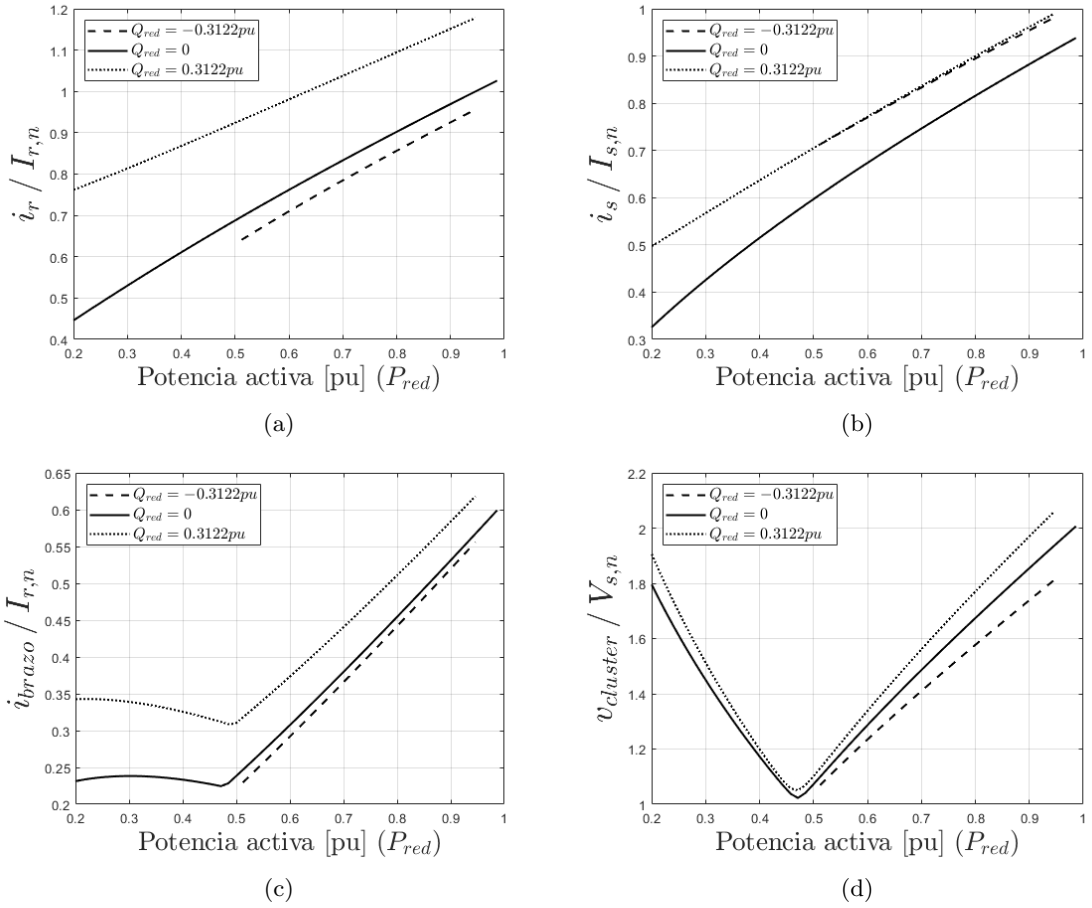


Figure 5.9: Análisis de variables del generador y convertidor para el control de potencia reactiva por medio del estator: a) Corriente de Rotor; b) Corriente de Estator; c) Corriente de brazo del convertidor; d) Tensión máxima del cluster.

se muestra una columna en donde se calcula el número de celdas requeridas en el caso en que $v^*_{cap} = 200\text{V}$.

Los casos están ordenados de forma ascendente respecto de los requerimientos de corriente de brazo y tensión por el cluster. La corriente de brazo no tiene cambios significativos para los casos del uno al tres, pero para el caso cuatro existe un aumento importante. Por otra parte, el análisis demuestra que los casos del uno al tres requieren de seis celdas de 200V cada una y se necesita una celda más para que se logre el control de potencia reactiva por medio del "puerto g" del convertidor.

Caso N°	Control Q_{red}	Magnetización	$\frac{i_r}{I_{r,nom}}$	$\frac{i_s}{I_{s,nom}}$	$\frac{i_{brazo}}{I_{r,nom}}$	$\frac{V_{cluster}}{V_{s,nom}}$	N° de celdas
1	Equipo externo	Estator	0.98	0.99	0.59	1.90	$5.35 \rightarrow 6$
2	Equipo externo	Rotor	1.01	0.94	0.60	2.00	$5.63 \rightarrow 6$
3	Estator	Rotor	1.18	0.99	0.62	2.06	$5.80 \rightarrow 6$
4	Convertidor	Rotor	1.01	0.94	0.80	2.32	$6.54 \rightarrow 7$

Table 5.6: Valores en estado estacionario requeridos para que el sistema funciones en todo el rango de operación en cada caso de estudio. El número de celdas se estima en base a $v_{cap} = 200\text{V}$.

5.2.6 Distribución de la tensión disponible

El control lineal expuesto requiere hacer una distribución adecuada de la tensión del cluster en los controladores de corrientes de rotor, corrientes del "puerto g" y corrientes circulantes. La actuación requerida para el control de corrientes circulantes es compleja de determinar debido a las interacciones entre los controladores usados para generar las referencias las corrientes circulantes.

Para sobrellevar esta situación, se concluyó por medio de simulaciones que la tensión requerida para el balance de cluster corresponden a un 5% de la tensión tensión nominal de estator. Esto quiere decir que las tensiones que regulan las corrientes circulantes ($v_{\alpha\alpha}$, $v_{\alpha\beta}$, $v_{\beta\alpha}$ y $v_{\beta\beta}$) se saturan a este valor.

Con esta información, la distribución de la tensión del cluster en los distintos controladores de corriente se muestra en la Tabla 5.7. En el caso cuatro, la tensión disponible en el cluster es mayor que en la Tabla 5.6 debido a que la máxima tensión requerida por ambos puertos no necesariamente ocurre en el mismo punto de operación. Dado el esquema de control, este no es capaz de gestionar de forma óptima la tensión de los cluster y por lo tanto se debe asignar la tensión máxima requerida en cada puerto.

Caso N°	Control Q_{red}	Magnetización	$\frac{V_{cluster}}{V_{s,nom}}$	$\frac{v_m}{V_{s,nom}}$	$\frac{v_g}{V_{s,nom}}$	$\frac{V_{circ}}{V_{s,nom}}$
1	Equipo externo	Estator	1.95	0.85	1.05	0.05
2	Equipo externo	Rotor	2.05	0.95	1.05	0.05
3	Estator	Rotor	2.11	1.01	1.05	0.05
4	Convertidor	Rotor	2.43	0.96	1.42	0.05

Table 5.7: Valores en estado estacionario requeridos para que el sistema funciones en todo el rango de operación en cada caso de estudio. Se llama V_{circ} a la saturación de las tensiones $v_{\alpha\alpha}$, $v_{\alpha\beta}$, $v_{\beta\alpha}$ y $v_{\beta\beta}$.

5.3 Desempeño del WECS en Régimen Permanente

El principal objetivo de este trabajo es evaluar la capacidad que tiene el convertidor para controlar el generador ante una caída de tensión en la red. Con esta meta, se busca determinar una cota inferior del potencial que tiene esta topología en cuanto a la gestión de la tensión disponible.

Se establece que el requisito mínimo del convertidor es hacer el seguimiento del punto de máxima potencia en todo el rango de potencia activa del WECS y magnetizar al generador a través del rotor. La razón de esta decisión es que el estator del generador pueda operar a factor de potencia unitario. La corriente que debe soportar el brazo del convertidor y la tensión disponible en el cluster se indican en el caso N°2 de la Tabla 5.6.

En las siguientes secciones se comprobará, por medio de simulaciones, que el convertidor logra controlar el WECS. De esta forma, se establece un punto de comparación para juzgar las ventajas y desventajas que tiene esta topología en aplicaciones de energía eólica.

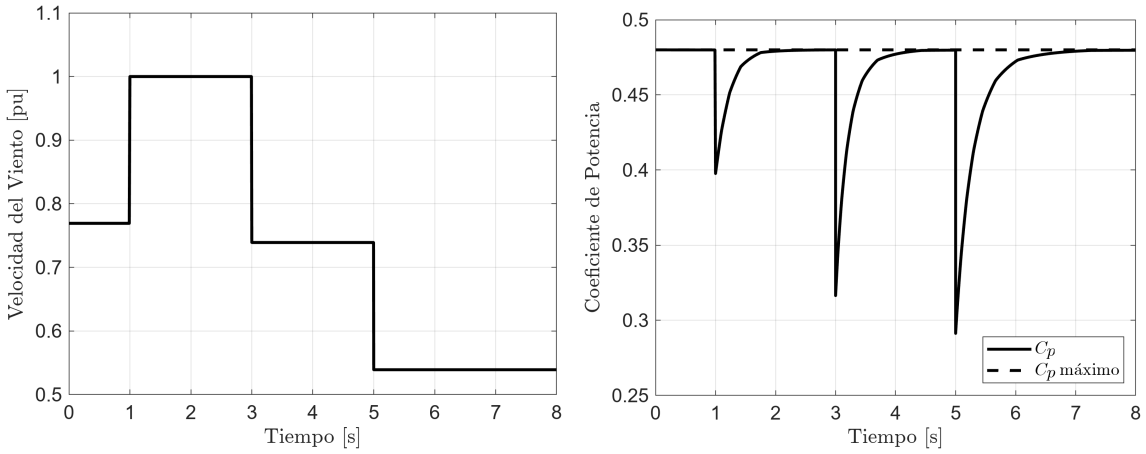
5.3.1 Desempeño de la estrategia MPPT

Para evaluar que el sistema sigue el punto de máxima potencia en todo el rango de potencia activa, se aplican escalones de velocidad de viento que sometan a la máquina a operar en todo el rango de velocidad.

La Figura 5.10 muestra los escalones de viento aplicados al sistema y la Figura 5.11 muestra variables relevantes para evaluar el desempeño.

En el instante $t = 1[s]$ hay un escalón en la velocidad de viento a su valor nominal. Este cambio en la velocidad del viento provoca una disminución en el coeficiente de potencia, además el momento mecánico aumenta repentinamente. Dado que el torque mecánico se hace mayor que el torque eléctrico, la máquina comienza a acelerar y debido a la ley de control MPPT, la corriente de rotor en eje de cuadratura aumenta con el cuadrado de la velocidad mecánica. Conforme aumenta la velocidad, el coeficiente de potencia crece hasta alcanzar su valor máximo.

En el instante $t = 3[s]$ la velocidad del viento disminuye y el coeficiente de potencia cambia de valor. La diferencia de momentos en el eje provocan una disminución en la velocidad mecánica. A medida que la velocidad disminuye, el momento mecánico y el momento eléctrico tienden a igualarse, por lo que se alcanza un punto de operación estable. Durante el transitorio el coeficiente de potencia se dirige a su valor máximo.



(a) (b)

Figure 5.10: Variables relevantes para evaluar el desempeño del WECS en la región MPPT. a) Escalones de velocidad de viento aplicados en la prueba; b) Coeficiente de potencia de la turbina.

En el instante $t = 5[s]$ la velocidad del viento disminuye y en este caso el estado estacionario y el punto de máxima potencia se alcanzan cuando la velocidad de rotor es la mínima permisible.

La Figura 5.11d muestra el módulo de la tensión que se aplica al rotor durante la maniobra y se observa que existen dos zonas en donde se alcanzan valores máximos. Estas zonas ocurren cuando el sistema opera a velocidad máxima y a velocidad mínima. Además se observa un mínimo cuando la velocidad del rotor pasa por la velocidad sincrónica. Estos fenómenos demuestran que el módulo de la tensión que se debe aplicar está fuertemente influenciada por la magnitud del deslizamiento. Dado el adecuado dimensionamiento del convertidor, el sistema opera en todo el rango lineal del convertidor.

La Figura 5.11e muestra la tensión que debe sintetizar el cluster y la corriente por los brazos del convertidor. Del adecuado dimensionamiento se puede observar que tanto la tensión se encuentra dentro del rango lineal de la tensión que puede ser generada. Se alcanzan valores máximos cuando la magnitud del deslizamiento es máximo, esto se da porque la tensión en el rotor es máxima. El valor mínimo corresponde a aproximadamente un 50% de la tensión del cluster y se debe a la tensión de la red.

Por su parte, la corriente por el brazo del convertidor se encuentra durante toda la prueba dentro de los rangos permisibles (Figura 5.11f). La magnitud de las corrientes de los brazos del convertidor está principalemente influenciada por las magnitudes de las corrientes de entrada y salida. Cuando el deslizamiento es máximo, tanto la corriente de rotor como la corriente del "puerto g" alcanzan su valor más alto y por lo tanto la corriente por el brazo es máxima. El valor mínimo de i_{gq} ocurre cuando el deslizamiento es cero. Por su parte, la corriente de rotor alcanza su valor mínimo cuando el deslizamiento llega a su menor valor.

La Figura 5.12 enseña las trayectorias en los planos $T\omega$ y $P\omega$ que se producen en la prueba del WECS.

En el gráfico de momento, la trayectoria $1 \rightarrow 2 \rightarrow 3 \rightarrow 4$ corresponde al torque del generador. El trazo generado se debe a la ley de control MPPT. En todo el rango de velocidad el generador se mueve sobre esta curva.

Por otro lado, la trayectoria $a \rightarrow b \rightarrow c \rightarrow d \rightarrow e \rightarrow f$ del gráfico de momento, muestra el torque mecánico que ejerce la turbina. Se pueden ver que en cada cambio de la velocidad del viento se produce un salto del momento mecánico hacia otra curva de torque de la turbina. Como se discutió anteriormente, la diferencia transitoria en los momentos producen alteraciones en la velocidad mecánica hacia el nuevo punto de máxima potencia.

En las trayectorias de potencia se observa que cuando se producen los escalones de viento, la potencia mecánica salta hacia otra curva de potencia en un punto no óptimo. La diferencia de potencias se traducen en cambios en la energía cinética del sistema. El sistema llega al estado

estable cuando se alcanza el punto de máxima potencia.

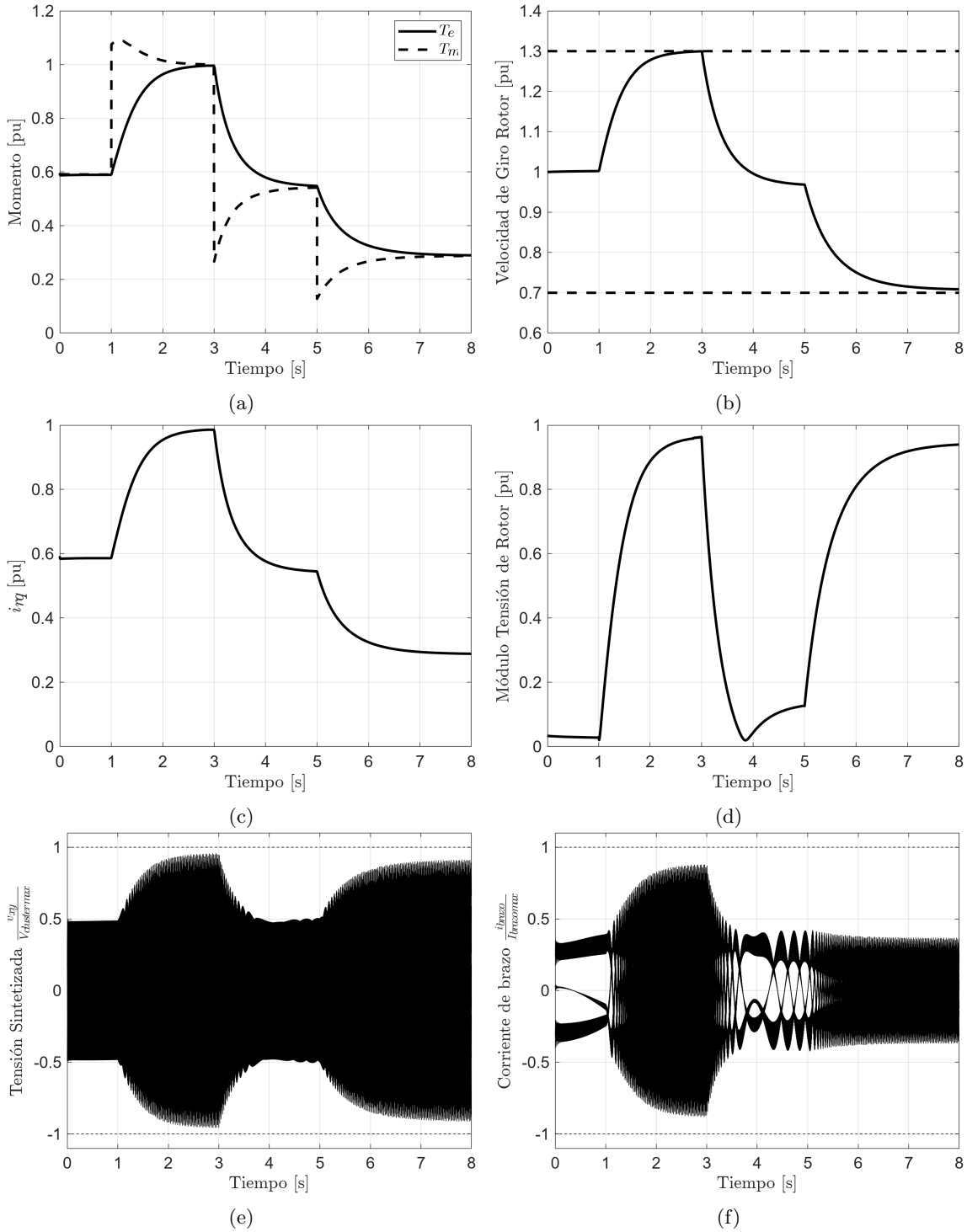
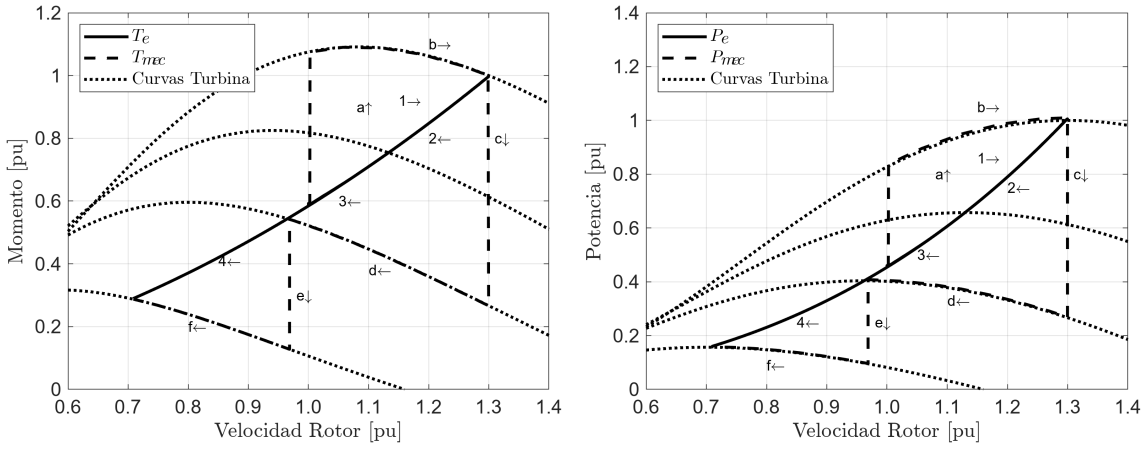


Figure 5.11: Variables relevantes para evaluar el desempeño del WECS en la región MPPT. a) Momento electromagnético y momento mecánico en el eje del generador; b) Velocidad de giro del generador; c) Corriente de rotor en eje de cuadratura; d) Magnitud de la tensión aplicada al rotor del generador; e) Tensión sintetizada por el cluster normalizada en la tensión máxima disponible en el cluster; f) Corrientes por las ramas del convertidor normalizadas en la corriente máxima admisible.



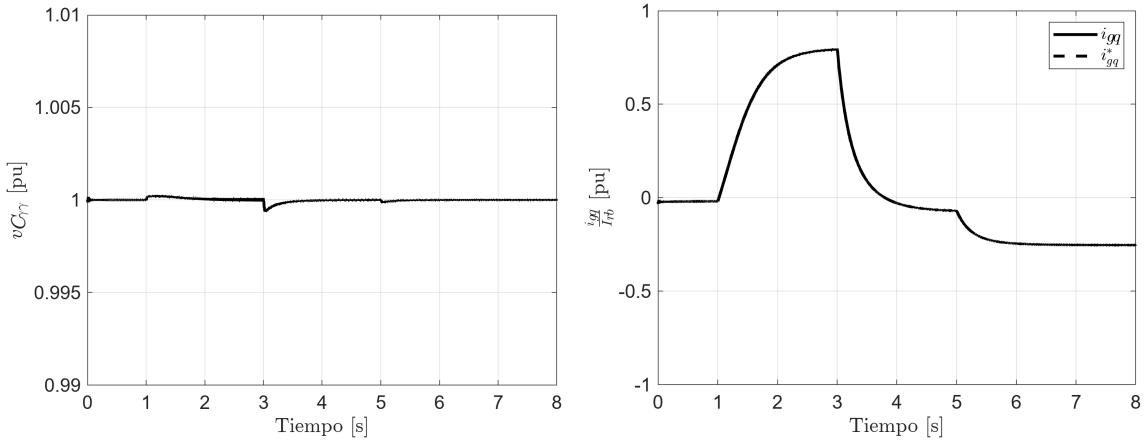
(a) (b)

Figure 5.12: Trayectorias de torque y de potencia activa vs la velocidad de gior del rotor. a) Trayectorias del momento elcetromagnético y torque mecánico en el eje del generador; b) Trayectorias de potencia mecánica y potencia eléctrica.

5.3.2 Desempeño del Control Interno del Convertidor

Las Figuras 5.13, 5.14 y 5.15 muestra variables relevantes para la evaluación del control interno del convertidor. El perfil de viento es idéntico al mostrado en la Figura 5.11.

La Figura 5.13a muestra la variable $v_{C\gamma\gamma}$, que como se ha explicado, está directamente relacionada con la energía total del convertidor. Se puede observar que la energía se logra controlar en todo momento por medio de las corrientes del "puerto g".

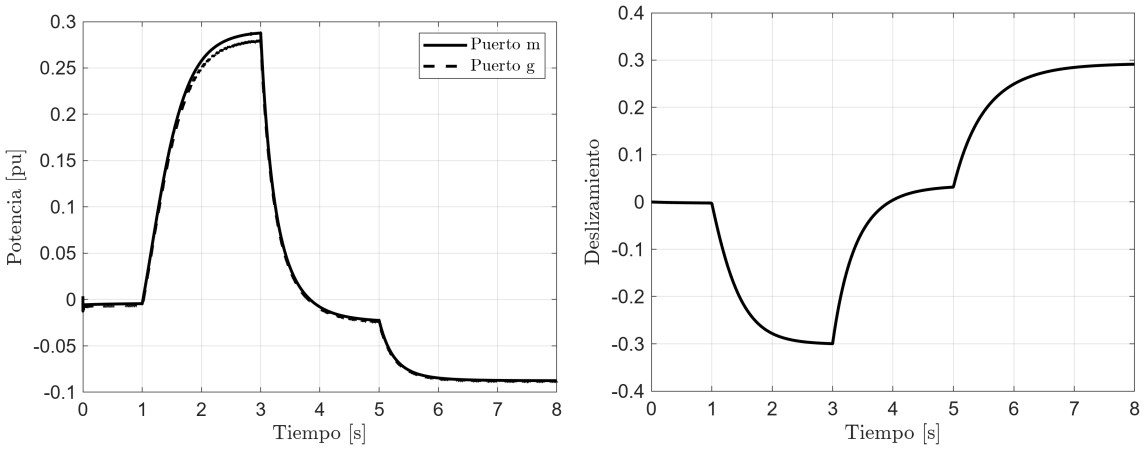


(a) (b)

Figure 5.13: Señales relevantes para evaluar el control de energía. a) Componente de los CCV relacionado con la energía $v_{C\gamma\gamma}$; b) Corriente en cuadratura del puerto g.

La corriente i_{gq} se muestra en la Figura 5.13b. Se observan cambios de referencia cada vez que existe una variación en la velocidad del viento. Al modificarse la velocidad del viento, el punto de operación del generador cambia, lo que implica un cambio en el flujo de potencia en el devanado de rotor y por ende un cambio en la potencia inyectada a la red. Como se muestra en la Figura 5.14a existe un balance casi perfecto entre la potencia que entra al convertidor y la potencia que sale, la única diferencia se debe a las pérdidas internas de este.

El flujo de potencia en el circuito de rotor depende del signo del deslizamiento. Si el deslizamiento es positivo, el rotor consume potencia. Si el deslizamiento es negativo, el rotor entrega potencia. Esto queda claro al observar las Figuras 5.14a y 5.14b, donde se puede apreciar que en el instante $t = 1[s]$ el aumento en la velocidad del viento aumenta la potencia entregada por el rotor. Cuando la velocidad del viento disminuye, la potencia que inyecta el rotor disminuye e incluso el flujo de

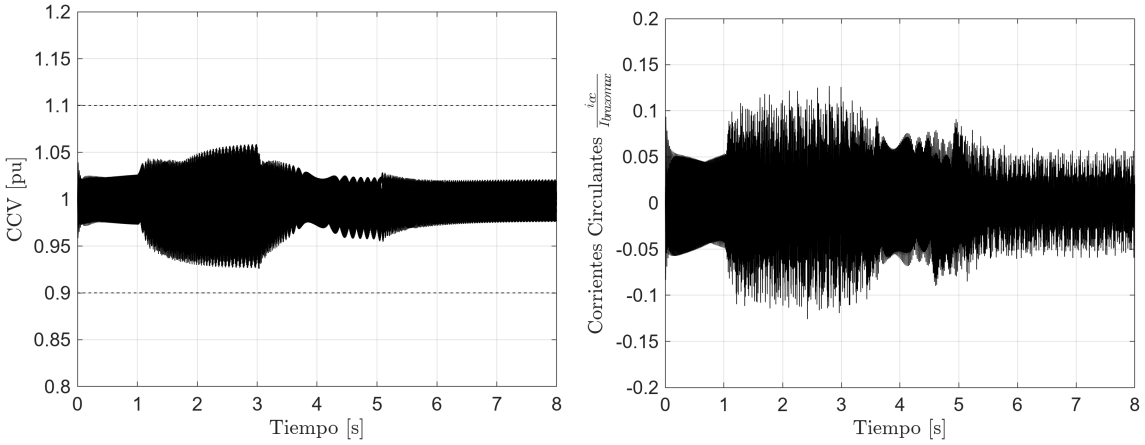


(a) (b)

Figure 5.14: Señales relevantes para evaluar el control de energía. a) Potencias de entrada y salida del convertidor; b) Deslizamiento del generador.

potencia se invierte poco antes de $t = 4[s]$. Esta inversión en el flujo de potencia ocurre por el cambio de signo en el deslizamiento.

Las Figuras 5.15a y 5.15b muestran el desempeño del balance de energía en los cluster durante la maniobra. Se puede apreciar que los CCV se mantienen dentro del rango del $\pm 10\%$ en todo momento. Las oscilaciones de tensión son mayores cuanto mayor sea la potencia que fluye por el convertidor. Además, se puede observar que las corrientes circulantes son mayores cuanto mayores sean las oscilaciones de los CCV. La magnitud de las corientes circulantes son pequeñas y en este caso su valor máximo es de aproximadamente un 10% de la corriente máxima del brazo del convertidor.



(a) (b)

Figure 5.15: Señales relevantes para evaluar el Balance de cluster. a) Tensiones de los cluster; b) Corrientes circulantes.

La Figura 5.16 muestra el comportamiento de las potencias activa y reactiva del "puerto g" y de la red, mientras que la Figura 5.17 muestra la potencias potencias y corrientes de estator. La potencia activa tiene una directa relación con la velocidad del viento. Se observa que tanto el circuito de estator como el circuito de rotor pueden aportar con potencia a la red. A demás, el flujo de potencia en el estator y en la red tiene la misma dirección en todo el rango de velocidad, no así el circuito de rotor que puede invertir el flujo de potencia dependiendo del deslizamiento del generador.

La Figura 5.17b muestra la corriente de estator en eje directo y en eje de cuadratura. La corriente i_{sq} está directamente relacionada con la potencia activa de estator y la corriente i_{sd} afecta a la

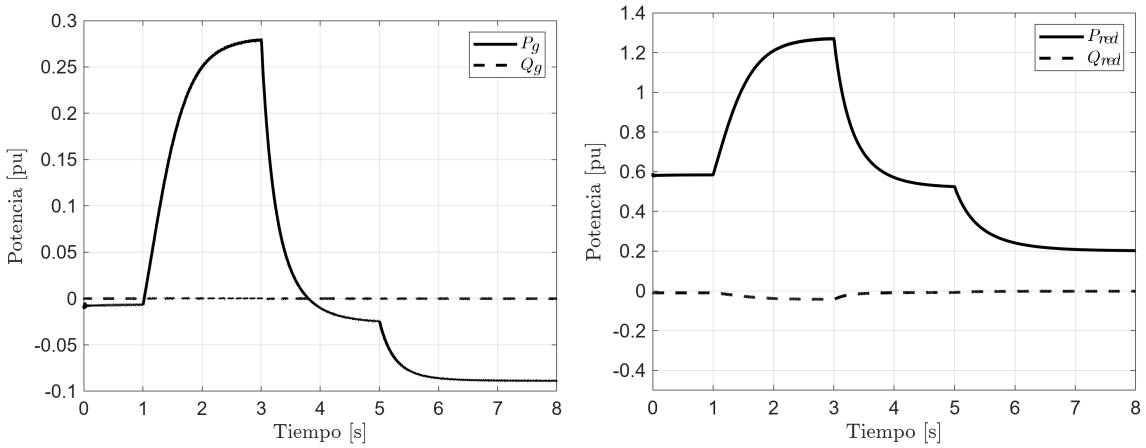


Figure 5.16: Potencias del WECS. a) Potencia en el puerto g; b) Potencia en la red.

potencia reactiva de estator. Cabe destacar que la magnitud de la corriente de estator se mantiene dentro de su rango admisible durante toda la prueba.

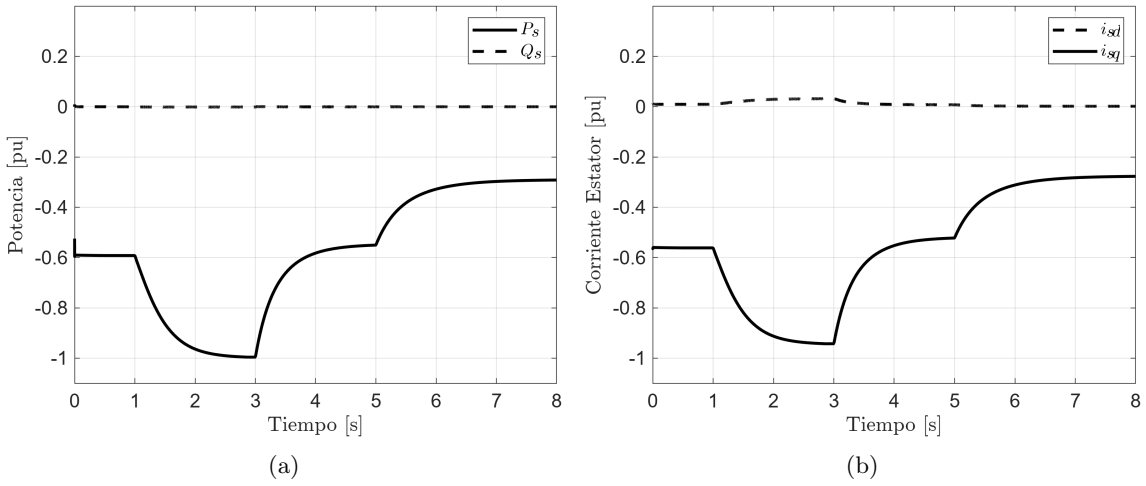


Figure 5.17: Potencias del WECS. a) Potencia en el estator; b) Corriente de estator.

5.3.3 Desempeño del Modelo Pitch

El control del ángulo de inclinación de las aspas permite controlar la potencia capturada por la turbina. Cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal se activa este control, lo que permite que en estado estacionario el generador opere en su velocidad máxima.

Para probar el esquema de control mediante simulación se aplica el perfil de viento mostrado en la Figura 5.18a.

Las variables relevantes para evaluar el control pitch se muestran en la Figura 5.18. Inicialmente, hasta $t = 0.5[s]$, la velocidad de viento está por debajo de la velocidad nominal. En este intervalo de tiempo, el ángulo de las aspas es $\beta = 0°$ y la velocidad de giro es menor que la máxima.

En $t = 0.5[s]$ la velocidad del viento aumenta a 1.13pu. El momento mecánico aumenta súbitamente y como consecuencia se produce un aumento en la velocidad de la turbina. Cuando el sistema alcanza una velocidad de 1.3pu se activa el control pitch y el momento eléctrico se fija en su valor máximo por medio de la corriente i_{rq}. Debido al aumento del ángulo de inclinación es posible controlar el momento ejercido por la turbina y con ello llevar la velocidad del generador a su valor de referencia.

Es importante destacar los efectos que tiene el aumento transitorio de la velocidad de giro, ya que

afecta en la tensión inducida en el rotor y con ello la magnitud de la tensión que debe aplicar el convertidor. Más aún, el sobrepaso en la velocidad de rotor afecta al control de energía del convertidor.

La Figura 5.19 muestra variables relevantes para analizar el control de energía. Dado que la potencia de rotor es aproximadamente el producto entre el deslizamiento y la potencia de estator (5.15).

$$P_r \approx -s\, P_s \tag{5.15}$$

Al aumentar la velocidad de la máquina, hay un aumento transitorio en la potencia de rotor. El control de energía debe responder aumentando la potencia inyectada en la red.

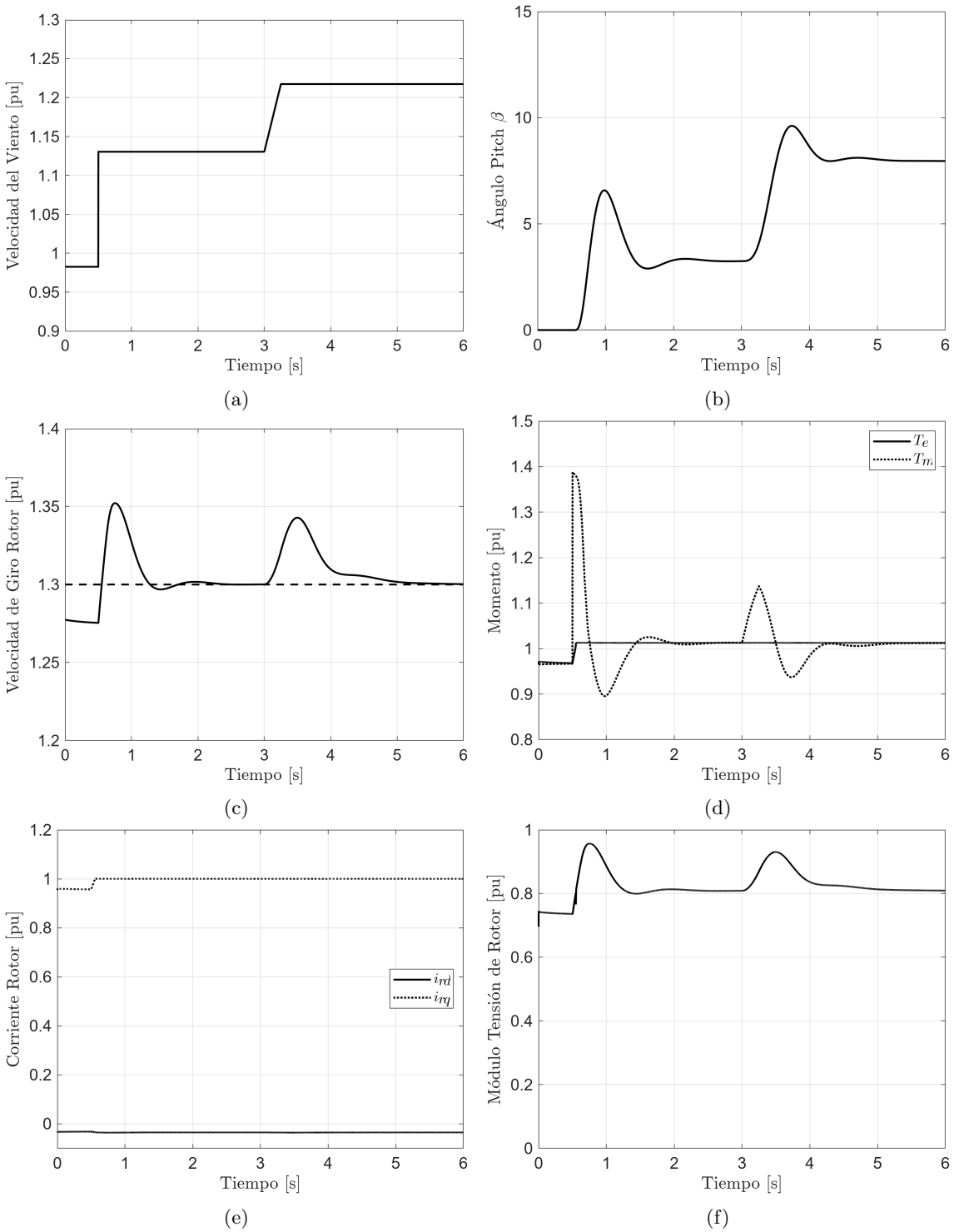


Figure 5.18: Evaluación del control del ángulo de las aspas. a) Velocidad del Viento; b) Ángulo pitch; c) Velocidad de giro del rotor; d) Torque eléctrico y mecánico en el eje del generador; e) Corriente en eje directo y cuadratura de rotor; f) Magnitud de la tensión de rotor.

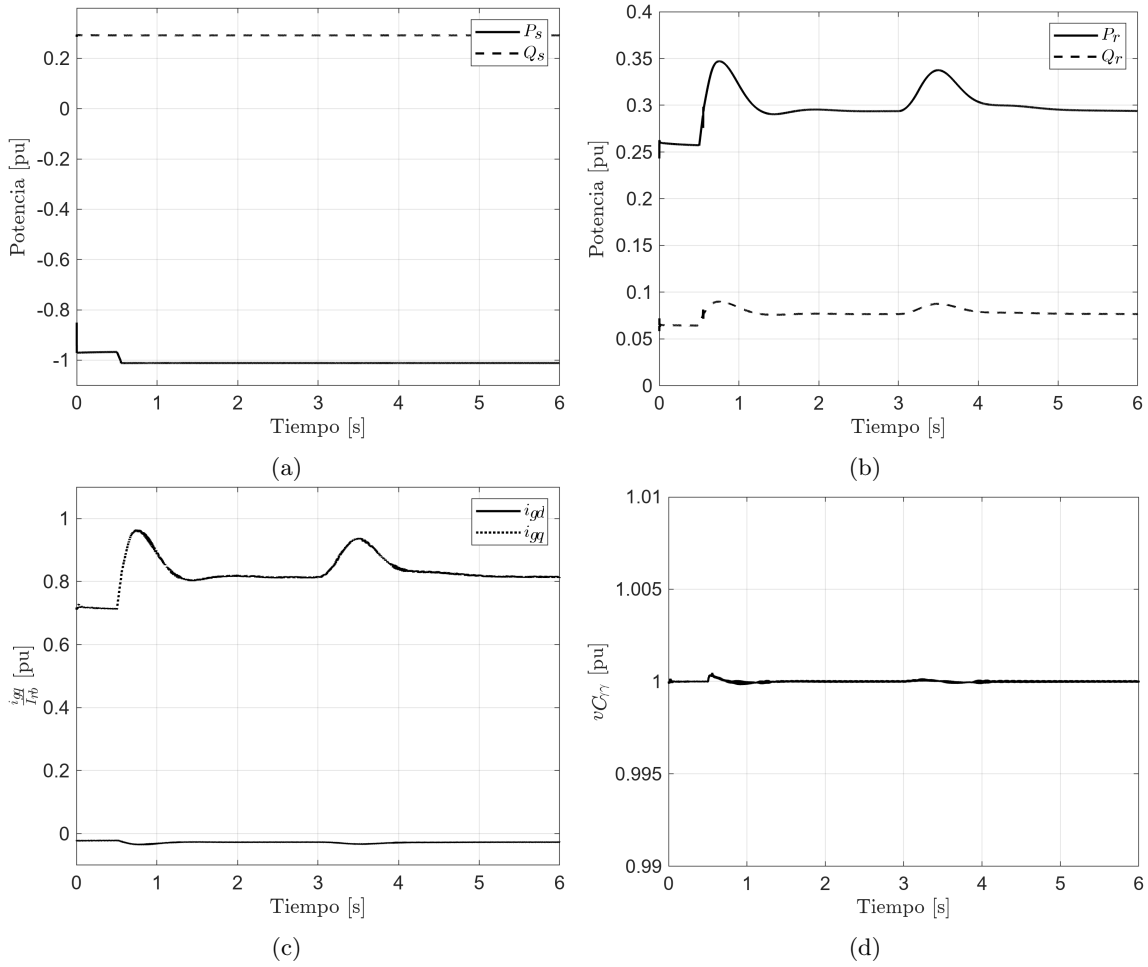


Figure 5.19: Control de energía del convertidor durante el control del ángulo de las aspas. a) Potencia de estator; b) Potencia de rotor; c) Corriente puerto g del convetidor; d) Promedio de la tensión disponible en los cluster.

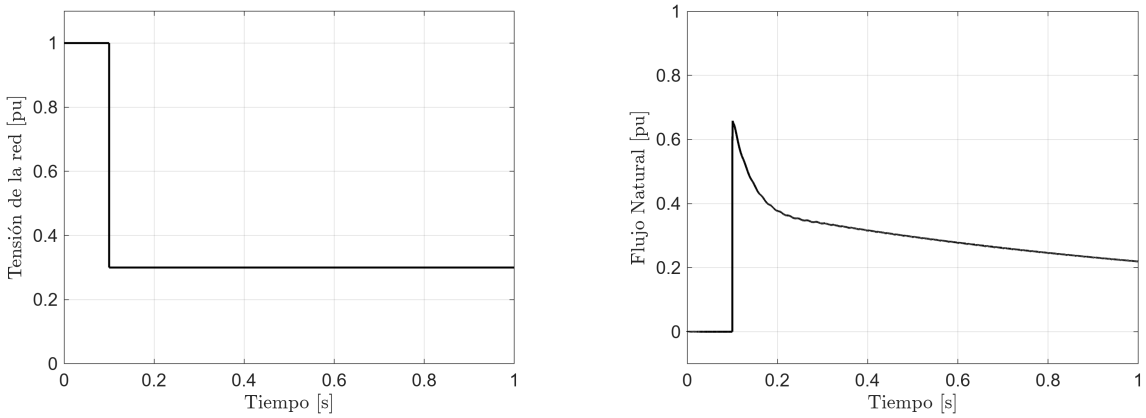
Capítulo 6

Análisis de Desempeño ante Caídas de Tensión en la Red

En el Capítulo 3 se analizaron los efectos que produce una caída de tensión trifásica simétrica. La aparición del flujo natural induce una tensión en el devanado de rotor que puede provocar la pérdida del control de corrientes y con ello dañar el convertidor. La tensión disponible de la topología B2B depende fundamentalmente de la tensión del enlace DC, en contraste con el M3C, la tensión que se puede aplicar al control de corrientes de rotor depende tanto de la tensión disponible como de la tensión requerida en el "puerto g". Es así que ante una caída de tensión en la red, se puede gestionar adecuadamente la actuación total del convertidor para priorizar el control del generador. En las siguientes secciones se presentan las técnicas utilizadas para enfrentar una repentina disminución en la amplitud de la tensión del sistema eléctrico.

6.1 Principales problemas durante una caída de tensión

En esta sección se exhiben los principales problemas que ocurren durante una caída de tensión. Para ello se simula una caída de tensión trifásica en donde no se toma ningún tipo de contramedida, sino que continúa aplicando el control utilizado en régimen permanente.



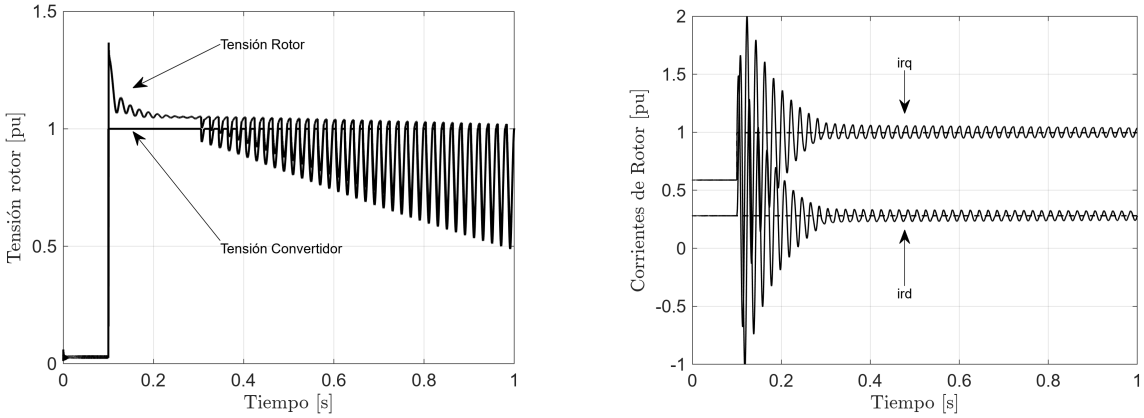
(a) (b)

Figure 6.1: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Perfil de tensión de la red; b) Flujo Natural.

Para evaluar el desempeño del sistema, se realiza una simulación en donde la tensión de la red disminuye repentinamente de 1pu a 0.3pu en $t = 0.1s$ (Figura 6.1a) . Como se analizó en el capítulo

3, al momento de la falla aparece un flujo fijo respecto del estator que decae exponencialmente. Producto de este flujo, se inducen tensiones en el rotor que dependen principalmente de la velocidad de rotación del generador como de la profundidad de la falla. Este flujo se muestra en la Figura 6.1b.

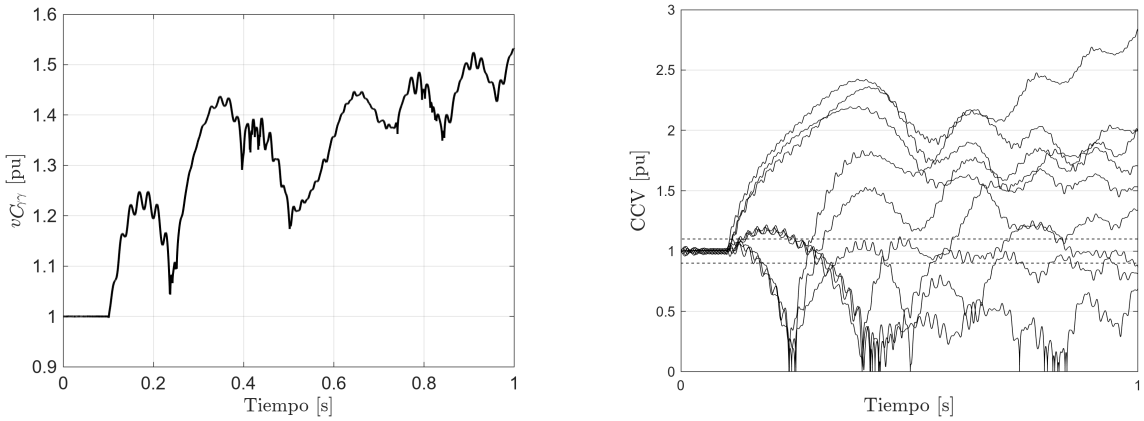
En la Figura 6.2a se muestra la magnitud de la tensión en los terminales del rotor y la magnitud de la tensión que es capaz de aplicar el convertidor. Nótese que entre 0.1s a 0.3s el convertidor se satura y no tiene la actuación necesaria para rechazar la perturbación provocada por la tensión que induce el flujo natural. Como consecuencia se pierde el control de las corrientes de rotor, las que alcanzan valores de gran amplitud. En estos primeros instantes las corrientes inducidas obedecen la ley de Lenz y por tanto, se oponen a la fuente que las genera. Dado que su origen se debe al flujo natural, se acelera su decaimiento exponencial.



(a) (b)

Figure 6.2: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Magnitud de la tensión en los terminales del rotor y de la tensión aplicada por el convertidor; b) Corrientes de rotor en el sistema de coordenadas orientado con la red.

A partir del instante $t = 0.3$s de la Figura 6.2, el flujo natural a disminuido lo suficiente como para recuperar el control de las corrientes. Como las corrientes son reguladas por el convertidor, estas no se oponen al flujo natural y por lo tanto, la tasa a la que disminuye el flujo se ve ralentizada. Téngase en cuenta que el flujo natural está fijo al estator y desde el punto de vista de los lazos de control, los que usan el sistema de coordenadas sincrónico introducido en la Sección 3.4.3, este se ve como una perturbación sinusoidal que oscila a la frecuencia sincrónica. Por esto es que cuando se logra el control de las corrientes estas fluctúan a la frecuencia de la red en torno al valor de referencia.



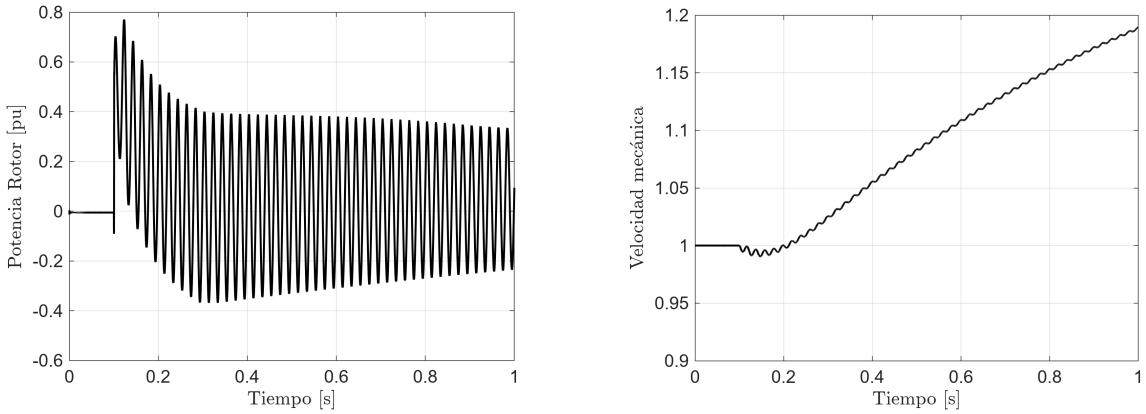
(a) (b)

Figure 6.3: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Control de energía; b) Balance de Cluster.

Además de la pérdida del control de corrientes, se producen graves problemas en el control interno del convertidor, es decir, no se logra el balance de la tensión entre cluster ni tampoco el control de energía total.

Primero se analiza el control de energía total en base a los resultados mostrados en la Figura 6.3, que debido a la disminución de la tensión de la red, la capacidad de inyectar potencia en la red se reduce considerablemente. Al no poder suministrar toda la potencia de la turbina a la red, esta aumenta la energía cinética del generador y por tanto la velocidad de giro del rotor aumenta. Con el aumento de la velocidad de giro del rotor, el deslizamiento se hace menor que cero y por tanto aparece un flujo de potencia en el rotor cuyo valor medio es distinto de cero. El control de energía reacciona e inyecta potencia a la red, sin embargo, al alcanzar la corriente máxima el sistema se satura y con ello la energía del convertidor aumenta sin control.

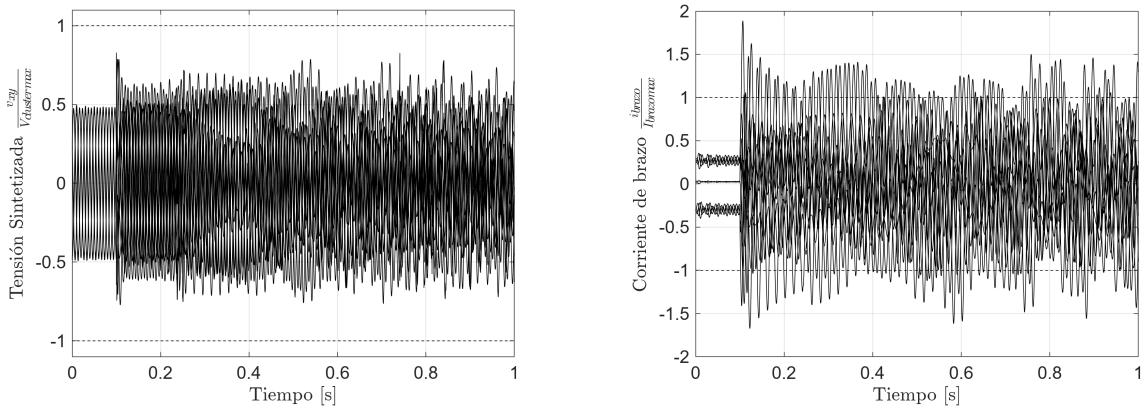
Respecto del balance entre cluster, el control se pierde totalmente. Las oscilaciones en la tensión de rotor provocan grandes perturbaciones en los flujos de potencia de los CCV que no pueden ser compensados por la generación de corrientes circulantes.



(a) (b)

Figure 6.4: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Potencia de rotor; b) Velocidad mecánica.

Por último se evalúa la tensión que sintetiza el convertidor y la corriente por las ramas de este. La Figura 6.5 muestra que el convertidor no ocupa toda la tensión de la que dispone y por ende su desempeño se ve fuertemente deteriorado. Además las corrientes por los brazos superan ampliamente el valor máximo.



(a) (b)

Figure 6.5: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica sin tomar medidas de contingencia. a) Tensión sisntetizada por los cluster; b) Corriente por las ramos del convertidor.

En resumen se han identificado los siguientes problemas.

Problema	Principal Causa
Pérdida del control de corrientes	Tensión inducida debido al Flujo Natural
Pérdida del control de energía	Disminución de la tensión en la red
Pérdida del balance entre cluster	Tensión y corrientes inducidas por el Flujo Natural
Aumentos de la velocida de la turbina	Disminución de la tensión de la red

Table 6.1: Problemas que ocurren en el WECS cuando ocurre una caída de tensión.

Para el adecuado funcionamiento del sistema, todas y cada una de las causas deben ser resueltas. En las siguientes secciones se analizan métodos que mejoran el desempeño del WECS.

6.2 Gestión de la tensión disponible del convertidor

En esta sección se busca aumentar el uso de tensión disponible en el cluster durante una falla. Esto mejorará el desempeño del control de corrientes y disminuirá la amplitud de las corrientes de brazo.

Cuando la tensión de la red disminuye, se requiere de una menor actuación para controlar las corrientes del "puerto g", por lo tanto, se puede aumentar la tensión que se destina a regular las corrientes de rotor.

El esquema de control lineal propuesto utiliza las tensiones de los cluster transformadas al plano "Doble $\alpha\beta\gamma$". Estas variables son una combinación lineal de las tensiones reales que aplica cada cluster, por lo que resulta complejo considerar la limitación de tensión máxima que pueden imponer los cluster. Sin embargo, dado que se estudian fallas trifásicas simétricas es posible estimar con bastante facilidad la tensión que se requiere para controlar las corrientes del "puerto g".

Considerar el modelo del "puerto g" de (4.6) que puede ser escrito en forma vectorial como:

$$\boldsymbol{v}_{\gamma}^{\alpha\beta} = -\boldsymbol{v}_{g\alpha\beta} - \frac{R_c}{3}\boldsymbol{i}_{g\alpha\beta} - \frac{L_c}{3}\frac{d\boldsymbol{i}_{g\alpha\beta}}{dt} \tag{6.1}$$

Donde:

- $\boldsymbol{v}_{\gamma}^{\alpha\beta} = v_{\gamma\alpha} + jv_{\gamma\beta}$ Modelo del cluster en el "puerto g" en coordenadas de estator.
- $\boldsymbol{v}_{g\alpha\beta} = v_{g\alpha} + jv_{g\beta}$ Tensión de la red en coordenadas de estator.
- $\boldsymbol{i}_{g\alpha\beta} = i_{g\alpha} + ji_{g\beta}$ Corriente de red en coordenadas de estator.

Para orientar con un sistema de coordenadas sincrónico, se utiliza la transformada de Park donde el ángulo de orientación es θ_{sinc}. Como ejemplo, la relación para $\boldsymbol{v}_{\gamma}^{\alpha\beta}$ entre el sistema de coordenadas fijo al estator con la variable descrita en el sistema de coordenadas sincrónico $\boldsymbol{v}_{\gamma}^{dq}$ es:

$$\boldsymbol{v}_{\gamma}^{\alpha\beta} = \boldsymbol{v}_{\gamma}^{dq} e^{j\theta_{sinc}} \tag{6.2}$$

Donde e es el número de Euler.

Reemplazando, y resolviendo la derivada de la corriente de red, se obtiene el modelo en el sistema sincrónico.

$$\boldsymbol{v}_{\gamma}^{dq} = -\boldsymbol{v}_{gdq} - \frac{R_c}{3}\boldsymbol{i}_{gdq} - \frac{L_c}{3}\frac{d\boldsymbol{i}_{gdq}}{dt} - j\frac{\omega_{sinc}L_c}{3}\boldsymbol{i}_{gdq} \tag{6.3}$$

En base a este modelo, se puede plantear un estimador que entregue la tensión instantánea que se aplica en el control de las corrientes. Separando en parte real e imaginaria y usando el sistema de coordenadas introducido en la Sección 3.4.3.

$$v_{\gamma d} = -v_{gd} - \frac{R_c}{3}i_{gd} + \frac{L_c\omega_s}{3}i_{gq} - \frac{L_c}{3}\frac{di_{gd}}{dt} \tag{6.4}$$

$$v_{\gamma q} = -v_{gq} - \frac{R_c}{3}i_{gq} - \frac{L_c\omega_s}{3}i_{gd} - \frac{L_c}{3}\frac{di_{gq}}{dt} \tag{6.5}$$

Si sólo se considera la tensión requerida cuando se alcanza el estado estacionario durante la falla, las derivadas en el sistema sincrónico se hacen cero y se obtiene el siguiente modelo:

$$v_{\gamma d} = -v_{gd} - \frac{R_c}{3} i_{gd} + \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gq} \tag{6.6}$$

$$v_{\gamma q} = -v_{gq} - \frac{R_c}{3} i_{gq} - \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gd} \tag{6.7}$$

Una vez obtenida la tensión que se requiere para el control de corrientes del "puerto g" es posible calcular la tensión que se puede dedicar al "puerto m":

$$v_{m,sat}^{falla} = v_{m,sat} + v_{g,sat} - \sqrt{\hat{v}_{\gamma d}^2 + \hat{v}_{\gamma q}^2} \tag{6.8}$$

Donde $v_{m,sat}^{falla}$ es la saturación del control de corrientes del "puerto m" durante una falla, $v_{m,sat}$ es la saturación del control de corrientes del "puerto m" en estado estacionatio, $v_{g,sat}$ es la saturación del control de corrientes del "puerto g" en estado estacionatio y $\hat{v}_{\gamma d}$ y $\hat{v}_{\gamma q}$ son las componentes de la tensión estimadas para el control de corrientes del "puerto g".

6.2.1 Desempeño del esquema de gestión de tensión

A priori, es posible desarrollar un análisis aproximado del desempeño que tendría el esquema de gestión de tensión para el caso que $i_{gq} = i_{gd} = 0$. Este caso es representativo debido a que ante una caída de tensión, la capacidad de inyectar potencia por el estator disminuye y por tanto la potencia que fluye por el circuito de rotor disminuye proporcionalmente. Además durante el transitorio se prioriza la inyección de corriente reactiva, la que es entregada principalmente por el estator del generador.

Para el análisis de desempeño es conveniente obtener una expresión que estime la tensión requerida para controlar las corrientes del "puerto m". Esta se puede obtener al sumar los módulos de las expresiones 3.29 y 3.30 para el instante en que ocurre la falla, es decir, $t = 0$. Además, Al despreciar el término $\frac{1}{\tau_s}$ y sumando los módulos, la máxima tensión inducida puede ser expresada en función del deslizamiento y la profundidad de la falla:

$$e_{max} = \begin{cases} k_s V_s \left[s + (1-2s)\epsilon \right] & 0 < s \leq 0.3 \\ k_s V_s \left[-s + \epsilon \right] & -0.3 \leq s \leq 0 \end{cases} \tag{6.9}$$

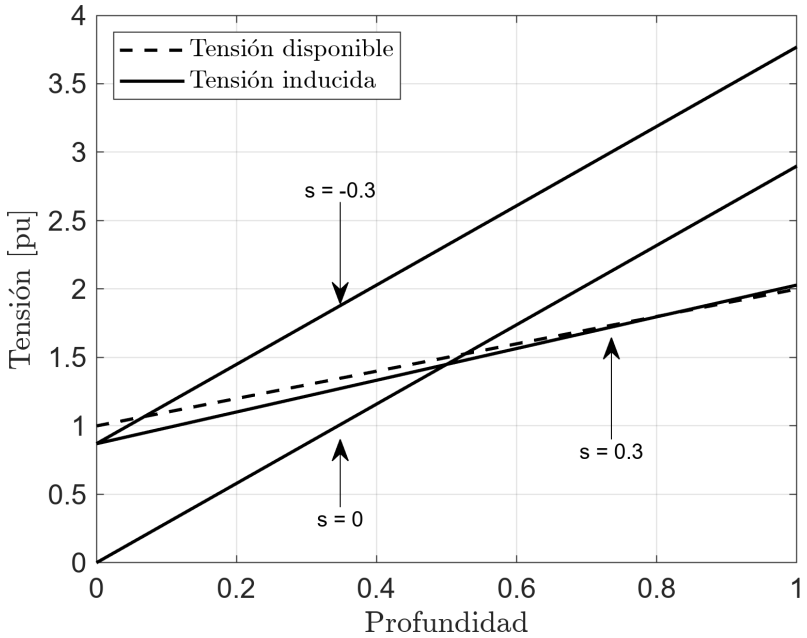


Figure 6.6: Evaluación del desempeño de la gestión de tensión disponible para el caso $i_{gq} = i_{gd} = 0$. Todas las curvas están normalizadas en la tensión de estator nominal.

La Ecuación 6.9 está referida al devanado de estator y es aproximadamente válida sólo para los primeros instantes de la falla, en donde el flujo natural aún no ha decaído de forma apreciable. Esta ilustra la máxima tensión inducida en una falla.

Se debe recalcar que dado que se utilizan expresiones de rotor abierto para la tensión inducida, estas no contemplan el efecto de las corrientes de rotor, las que pueden modificar notoriamente la evolución del flujo natural y por tanto la tensión en los devanados de rotor. Debido a esto último, no se debe tomar este análisis como parte de las conclusiones, sino que presenta las primeras bases para evaluar el desempeño del sistema ante una falla.

Al considerar un deslizamiento cualquiera, se puede generar una curva de tensión máxima inducida en función de la profundidad de la caída de tensión como se muestra en la Figura 6.6, donde se compara la tensión que se puede aplicar en el "puerto m" (cuando se alcanza el estado estacionario durante la falla) con la tensión inicial que se induce debido al flujo forzado y al flujo natural (cuando el rotor está abierto). Mientras las curvas de tensión inducida se encuentren bajo la recta de la tensión disponible se logra controlar las corrientes de rotor en todo momento. Cuando la tensión inducida en el rotor supera a la actuación del convertidor, se da un indicio de que se podría perder el control de las corrientes, sin embargo este análisis sólo es válido para los primeros instantes de la falla y cabe la posibilidad de que el control se recupere oportunamente, es decir, cuando la corriente por el convertidor aún no haya alcanzado valores peligrosos.

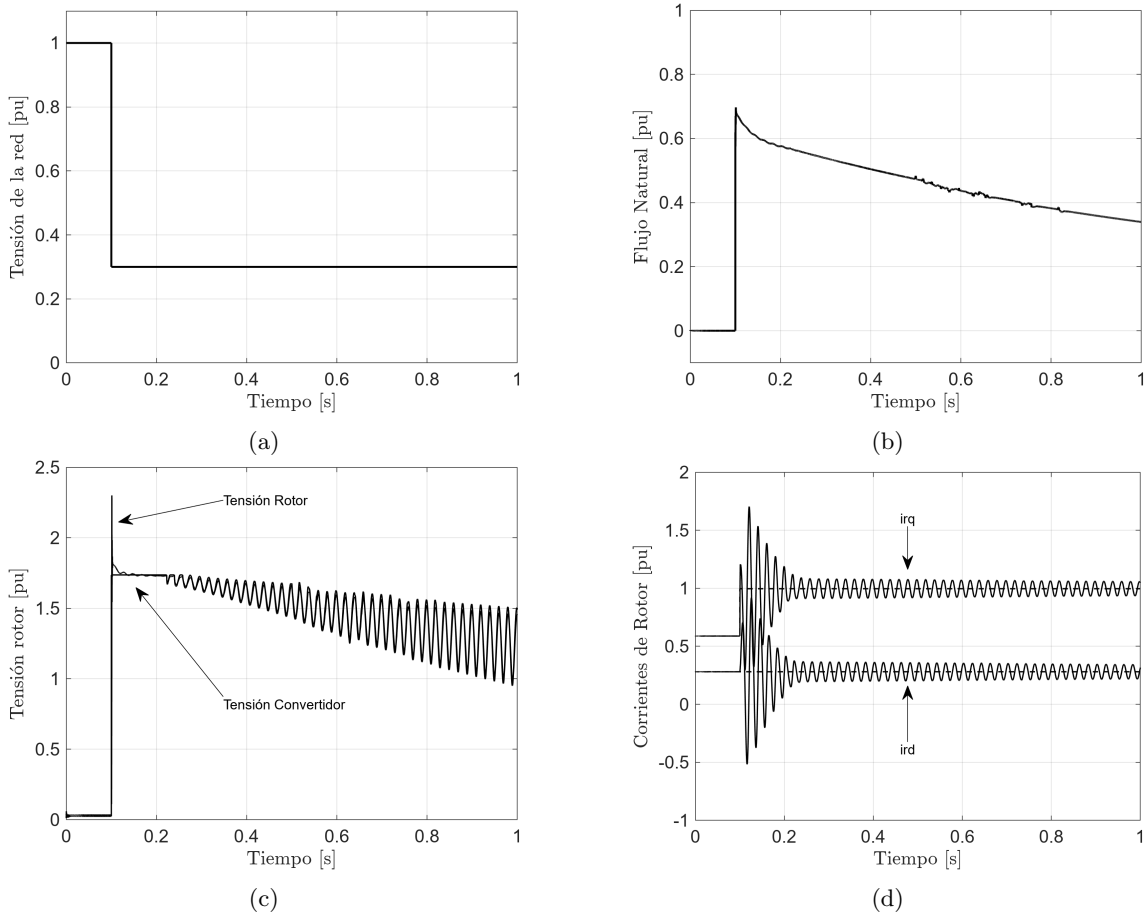


Figure 6.7: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión. a) Perfil de tensión de la red; b) Flujo Natural; c) Tensión rotor y convertidor; d) Corrientes de rotor

Para complementar el análisis se realiza una simulación cuyos resultados se presentan en la Figura 6.6. En esta ocasión, el decaimiento del flujo natural en los primeros instantes de la falla no es tan notorio como en la Figura 6.7, en donde el flujo natural disminuye de 0.7pu a menos de 0.4pu en aproximadamente 0.1s. Al aplicar el esquema de gestión de tensión se observa una aceleración del decaimiento exponencial aproximadamente en el intervalo de 0.1s a 0.15s. Luego de eso el flujo

decrece según la constante de tiempo de estator. Esta diferencia se explica por un mejor control de las corrientes de estator, las cuales no están principalmente influenciadas por la ley de Lenz, sino que ahora el convertidor tiene una participación importante en su evolución. Como consecuencia la amplitud que alcanzan las corrientes en esta situación es notablemente menor.

Al observar la tensión en los terminales del rotor de la Figura 6.7c aparece un fenómeno que puede resultar contraintuitivo y es que una consecuencia de mejorar el control de corrientes provoca un aumento de la tensión inducida. Este resultado se esclarece al considerar la Ecuación 3.17, la que se vuelve a mostrar a continuación:

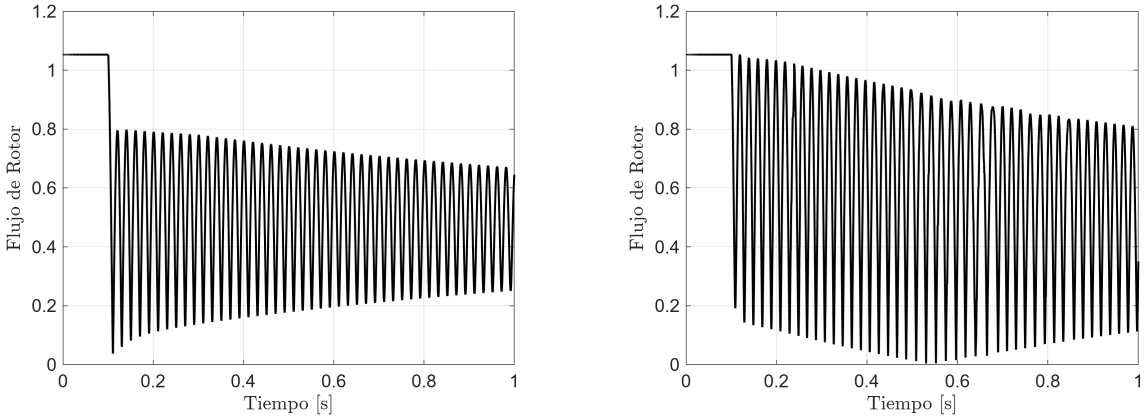
$$\boldsymbol{\psi}_r^r = k_s \boldsymbol{\psi}_s^r + \sigma L_r \boldsymbol{i}_r^r \tag{6.10}$$

En la Sección 3.4.2 se discutió que cuando la corriente de rotor está en contrafase con el flujo natural, el amortiguamiento se ve acelerado, entonces, como ocurre en la Figura 6.2b una gran componente de las corrientes de rotor está en contrafase con el flujo natural y por lo tanto (sólo con el fin de ayudar con la explicación), la ecuación de flujo de rotor puede ser interpretada como:

$$\boldsymbol{\psi}_r^r = (k_s + \sigma L_r k_d) \boldsymbol{\psi}_s^r \tag{6.11}$$

En donde se ha supuesto que toda la corriente de rotor está en contrafase con el flujo natural ($i_r^r = k_d \boldsymbol{\psi}_r$ y $k_d < 0$). Al ser k_d menor que cero, la magnitud del flujo de rotor disminuye provocando la disminución en la tensión que se induce.

La Figura 6.8 demuestra los conceptos analizados. En la Figura 6.8a se muestra el flujo enlazado por el rotor cuando no se toma ninguna medida para sobre llevar la caída de tensión y en la Figura 6.8b se muestra el flujo enlazado por el rotor cuando se aplica el esquema de gestión de tensión. En ellas se puede apreciar que en régimen permanente el flujo enlazado es idéntico en ambos casos, sin embargo, cuando la tensión de la red disminuye existen grandes diferencias en la amplitud del flujo de rotor enlazado. En la Figura 6.8a, las corrientes de rotor inducidas por el flujo natural disminuyen el flujo enlazado por el devanado de rotor. Este hecho será aprovechado más adelante, en donde se inyectan intencionalmente corrientes que desmagneticen el devanado de rotor.



(a) (b)

Figure 6.8: Comparación del flujo de rotor: a) Flujo de rotor con corrientes en contra fase al flujo natural; b) Flujo de rotor aplicando el esquema de gestión de tensión.

La tensión que aplica el convertidor y la corriente por las ramas se muestra en la Figura 6.9. Se observa que la tensión sintetizada por los cluster aumenta considerablemente y en ocasiones se alcanza el valor máximo, demostrando así la mejora de la gestión de la tensión disponible. Además la amplitud de las corrientes por los brazos del convertidor disminuye con respecto al caso de comparación.

En relación al control interno del convertidor, este tiene resultados similares a los obtenidos en la sección anterior ya que se ha mantenido el esquema de control utilizado en régimen permanente. Si bien el balance de energía mejora, los cluster siguen desbalanceados (Figura 6.9d).

Para lograr que el sistema tenga un comportamiento adecuado es necesario cambiar los objetivos de control con el fin de salvaguardar la operación segura del sistema, además de cumplir con los requerimientos que los códigos eléctricos imponen sobre estos sistemas de generación.

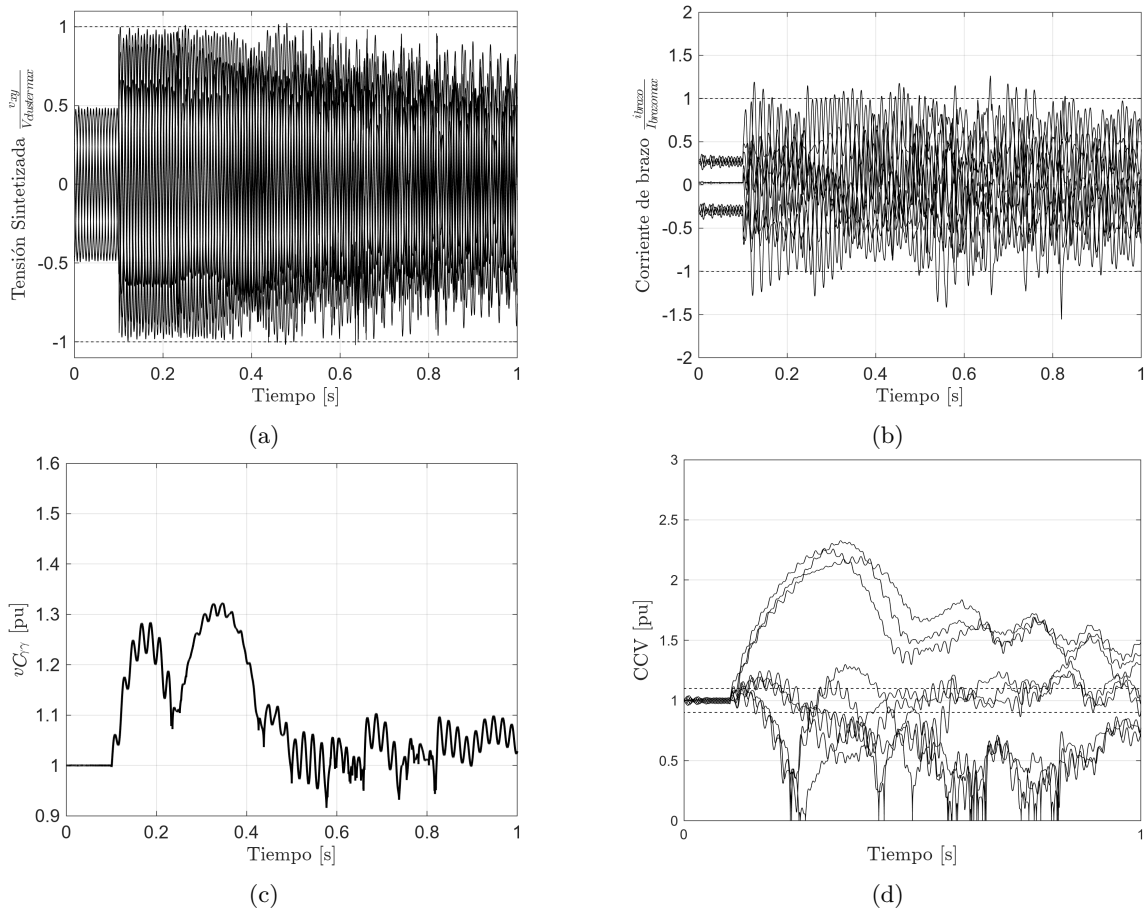


Figure 6.9: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión. a) Tensión generada por el cluster; b) Corrientes de brazo; c) Control de Energía; d) Balance de Cluster.

6.3 Prealimentación del flujo natural

El esquema de gestión de tensión permite tener una mayor capacidad para el control de las corrientes de rotor. En esta sección se aprovecha esta ventaja inyectando corrientes que permiten mejorar el desempeño del sistema atacandola principal desventaja del DFIG: el flujo natural.

La causa de las grandes tensiones inducidas es el flujo fijo respecto del estator que se genera al momento de la falla. Este flujo natural induce una tensión que es proporcional a la profundidad y a la velocidad de giro del rotor. Mientras dicho flujo esté presente, se requiere aplicar tensiones de gran amplitud en el rotor para controlar las corrientes, por lo tanto, es preciso aumentar la velocidad a la que decae.

Del modelo de rotor (Ecuación 3.6), la tensión de rotor depende principalmente de la variación del flujo enlazado por el rotor. Este flujo puede ser expresado en términos de un flujo de dispersión y de un flujo común como se indica el la Ecuación 3.17, la que se vuelve a escribir en coordenadas de rotor y el flujo de estator se divide en el flujo forzado y natural:

$$\boldsymbol{\psi}_r^r = k_s(\boldsymbol{\psi}_{sn}^r + \boldsymbol{\psi}_{sf}^r) + \sigma L_r \boldsymbol{i}_r^r \tag{6.12}$$

Al definir una corriente de rotor proporcional al flujo natural $\boldsymbol{i}_r^r = k_d \boldsymbol{\psi}_{sn}^r$ el flujo que enlazado por el rotor es:

$$\boldsymbol{\psi}_r^r = (k_s + \sigma L_r k_d)\boldsymbol{\psi}_{sn}^r + k_s \boldsymbol{\psi}_{sf}^r \tag{6.13}$$

La Ecuación 6.13 indica que dependiendo de la elección de k_d, el flujo que enlaza el rotor debido al flujo natural puede ser disminuido e inclusive cancelado. Además de desmagnetizar el rotor, estas corrientes aceleran el deacimiento del flujo natural. No obstante, debido a la inductancia transitoria de rotor σL_r, el valor de k_d es grande, lo que implica la inyección corrientes de gran amplitud.

6.3.1 Estimación del flujo natural

Para poder inyectar las corrientes desmagnetizantes en el rotor se requiere de una estimación precisa del flujo natural. En [12] se presentan una variedad de formas de estimar el flujo de secuencia positiva, el flujo de secuencia negativa y el flujo natural. Sin embargo, por simplicidad en este trabajo se aprovecha el hecho de que se analizan fallas trifásicas simétricas y no se generan flujos de secuencia negativa por lo que el flujo natural puede ser estimado como la diferencia entre el flujo total de estator y el flujo forzado.

$$\boldsymbol{\psi}_{sn} = \boldsymbol{\psi}_s - \boldsymbol{\psi}_{sf} \approx \boldsymbol{\psi}_s - \frac{\boldsymbol{v}_s - R_s \boldsymbol{i}_s}{j\omega_s} \tag{6.14}$$

La ecuación anterior está en coordenadas de estator y corresponde al modelo de estator en estado estacionario.

6.3.2 Esquema de control de la inyección de corrientes desmagnetizantes

En el plano $\alpha\beta$ el flujo natural se ve como una señal unidireccional, por lo tanto, en este marco de referencia es posible obtener las referencias de las corrientes de rotor para luego llevarlas al sistema orientado con la red.

Considerar la Ecuación 3.33 y utilizar el teorema de superposición para dividir el flujo en su componente forzada, que es impuesta por la tensión de la red y su componente natural. Además suponer que las corrientes inyectadas afectan principalmente al flujo natural, de esta forma es posible plantear un esquema de control que permita regular el flujo natural.

$$\tau_s \frac{d\boldsymbol{\psi}^s_{sn}}{dt} + \boldsymbol{\psi}^s_{sn} = L_m \boldsymbol{i}^s_r \tag{6.15}$$

Esta corriente de rotor causa pequeñas oscilaciones en el flujo forzado pero no afecta a su trayectoria promedio.

El esquema de control se presenta en la Figura 6.10, en donde se utiliza un controlador proporcional para regular el flujo natural a cero. La corriente de rotor de actuación es obtenida en coordenadas de estator y son referidas al sistema de coordenadas sincrónico en el cual se implementa el control de corrientes. Desde el punto de vista de el rotor, las corrientes inyectadas son de secuencia negativa y su frecuencia es igual a la frecuencia de giro del rotor.

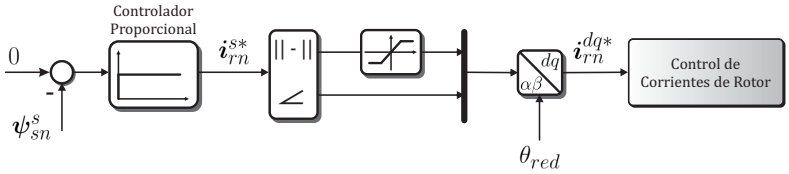


Figure 6.10: Esquema de control para la generación de referencias de la corriente desmagnetizante.

6.3.3 Desempeño de la inyección de corrientes desmagnetizantes

Para observar el comportamiento del sistema cuando se inyectan corrientes desmagnetizantes, se aplica nuevamente una caída de tensión con una profundidad del 70%. La Figura 6.11 muestra el desempeño de la inyección de corrientes desmagnetizantes. En la Figura 6.11b se aprecia que el flujo natural decae mucho más rápido y es completamente eliminado en aproximadamente 0.2s, demostrando la efectividad del esquema de control. Por su parte, las corrientes de rotor y sus referencias son graficadas en el plano $\alpha\beta$, razón por la cual se ven como señales sinusoidales antes

de la falla. Cuando ocurre la falla, se elimina el control MPPT y el control de potencia reactiva de estator, quedando sólo la inyección de corrientes desmagnetizantes. Si bien eliminar el control de potencia reactiva incumple los requisitos impuestos por la NTSyCS, este sera reincorporado en secciones posteriores para su evaluación.

El control de corriente desmagnetizante genera corrientes en el rotor que están en contra fase con el flujo natural. Una vez que desaparece el flujo natural, las corrientes de rotor se hacen cero.

La gran magnitud inicial de la tensión en el rotor puede ser explicada por una variación extremadamente rápida del flujo rotor provocado por la inyección de corrientes desmagnetizantes, sin embargo esta tensión disminuye rápidamente y no tiene un gran efecto en el sistema. Además, dado que se neutraliza el flujo natural, desaparecen las grandes oscilaciones en la tensión de rotor y se alcanza un pseudo estado estacionario durante la falla.

Los resultados del control interno se muestran en la Figura 6.12. Dado que sólo se inyectan corrientes desmagnetizantes, la potencia de rotor tiene un peak que cae velozmente a cero. Esta perturbación no afecta de forma importante a la energía total, si tiene una influencia importante en el balance de cluster. Aún así la generación de corrientes circulantes logra mantener el balance dentro de los límites razonables.

Es así que gracias a los cambios en la estrategia de control logra mejorar drásticamente el control interno del convertidor.

Las corrientes en el brazo del convertidor y la tensión sintetizada se muestran en las Figuras 6.12e y 6.12d respectivamente. La tensión que generan los cluster alcanza su máximo valor sólo al inicio de la falla, este resultado se debe directamente tanto a la gestión de la tensión disponible como a la rápida caída del flujo natural provocado por la inyección de corrientes desmagnetizantes. Además, las corrientes por los brazos del convertidor se mantienen en todo momento dentro de los límites admisibles.

Si bien las medidas tomadas hasta ahora tienen un excelente efecto en el desempeño del sistema, la ausencia de un momento electromagnético provoca un aumento descontrolado en la velocidad mecánica. Esto puede resultar en un grave inconveniente si la falla ocurre cuando el generador opera a velocidad máxima.

La Figura 6.13 muestra que el momento electromagnético cae rápidamente debido a que se elimina el control MPPT. Esto provoca una gran diferencia en el momento eléctrico y el momento mecánico por lo que el sistema responde con un aumento de la velocidad mecánica. El momento mecánico disminuye debido a que la velocidad de la turbina se aleja de su valor óptimo con lo que disminuye el coeficiente de potencia.

Como se ha analizado, se deben inyectar grandes corrientes en el rotor para atenuar rápidamente el flujo natural. Para ello es necesario dedicar toda la corriente disponible a este control y por ende las referencias del control MPPT y el control de potencia reactiva se llevan a cero. Esto no sólo permitirá la inyección de las corrientes desmagnetizantes, sino que ayudarán al control interno del convertidor, ya que al eliminar la extracción de potencia activa no se producirán las grandes perturbaciones que provocaban el descontrol de la energía total ni del balance de tensión entre cluster. No obstante, la velocidad no será limitada por el torque electromagnético y aumentará sin control.

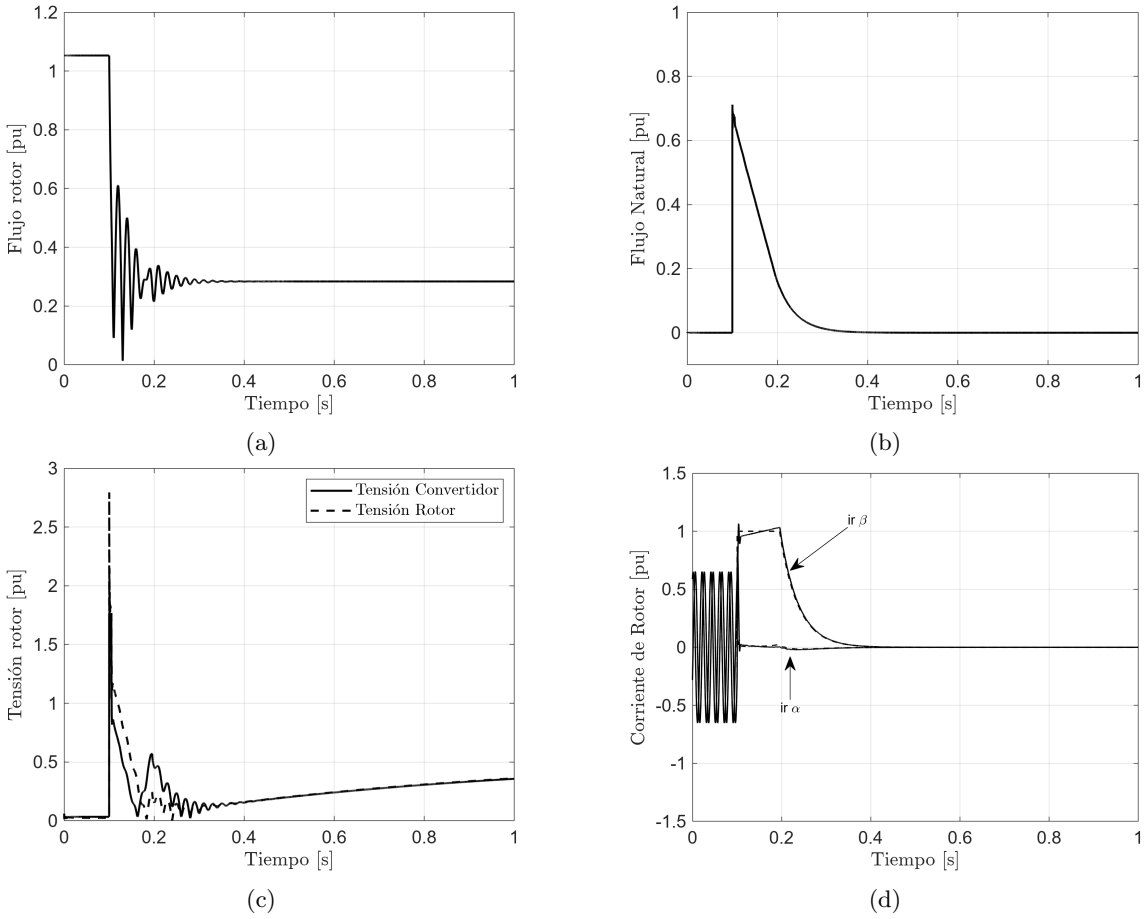


Figure 6.11: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Amplitud del Flujo de rotor; b) Amplitud del Flujo Natural; c) Tensión rotor y convertidor; d) Corrientes de rotor en coordenadas de estator.

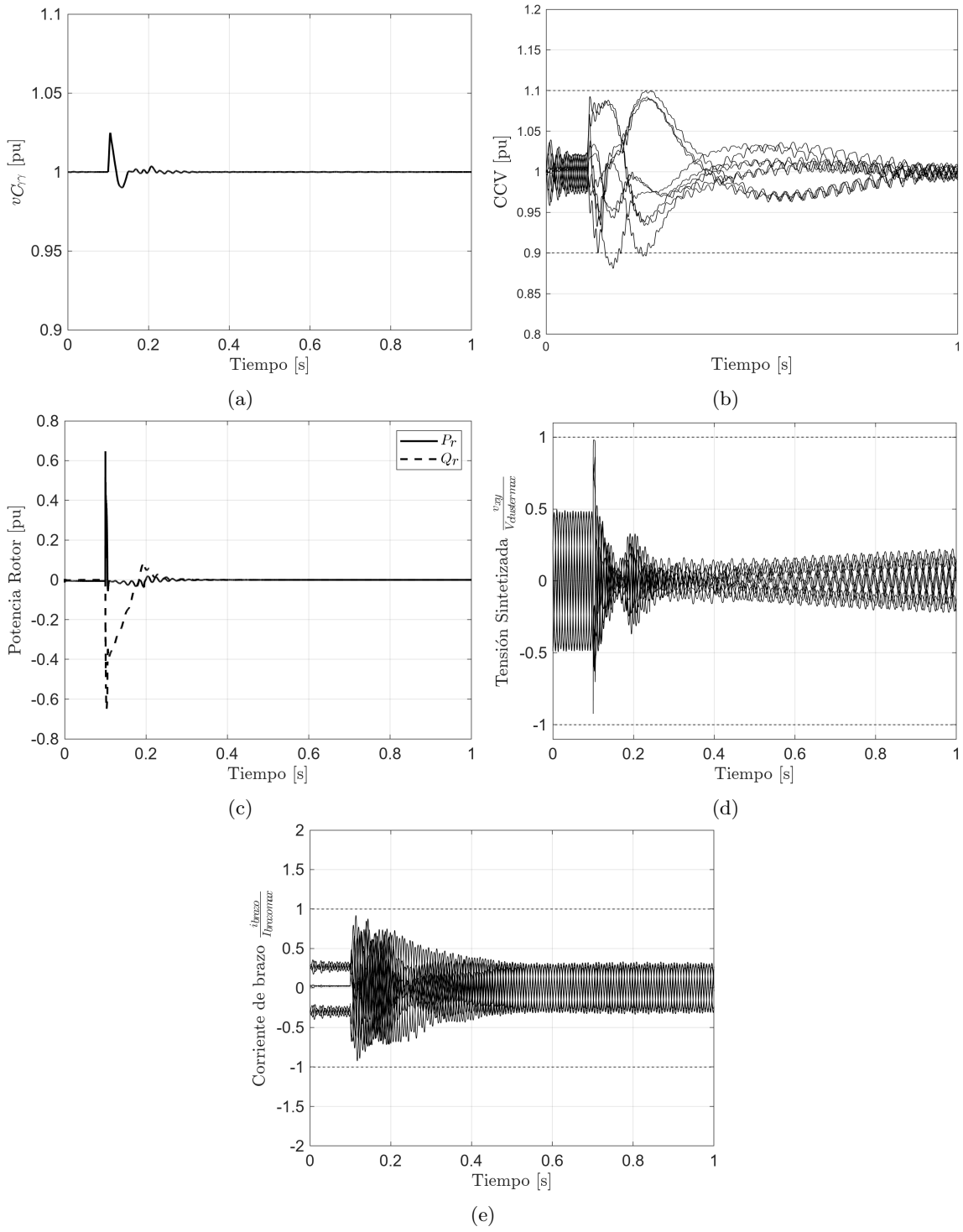
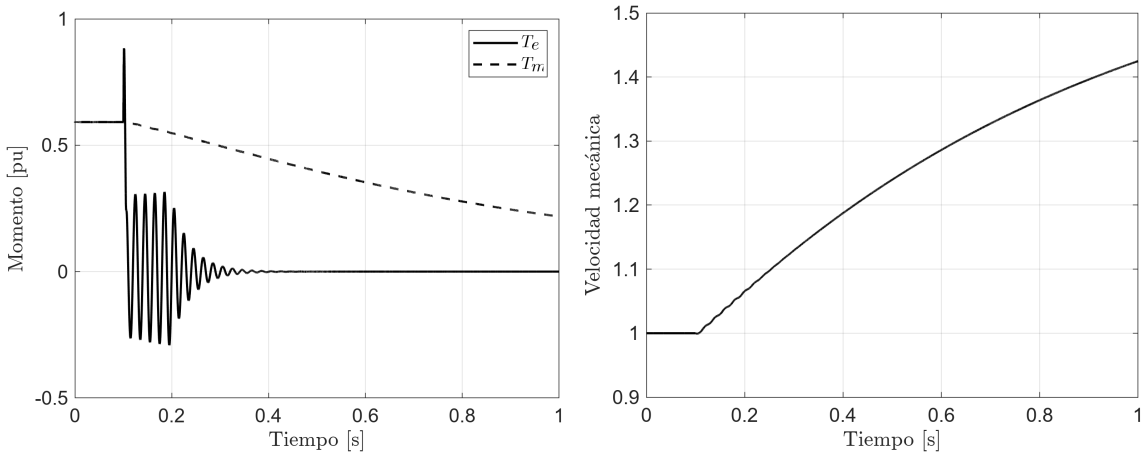


Figure 6.12: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Control de energía; b) Tensiones en los cluster; c) Potencia de rotor; d) Tensión sintetizada por los cluster; e) Corriente de brazo.



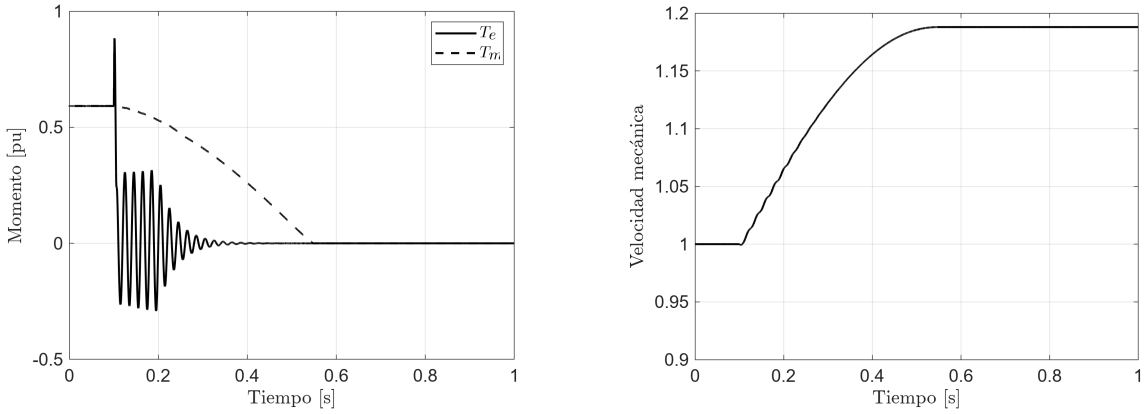
(a) (b)

Figure 6.13: Simulación de una caída de tensión trifásica simétrica mejorando la gestión de tensión e inyectando corrientes desmagnetizantes. a) Momento eléctrico y de la turbina en el eje del generador; b) Velocidad mecánica.

6.4 Control de la velocidad mecánica

En la sección anterior se aplicaron técnicas de control que permiten mejorar enormemente la respuesta del sistema en una falla. Sin embargo, la eliminación de la referencia de momento eléctrico y más aún, la disminución en la tensión de la red reducen la capacidad del convertidor de controlar la velocidad mecánica.

En este trabajo, el único grado de libertad que permitiría atenuar la excursión de velocidad de la turbina es el ángulo de ataque de las aspas. Sin embargo, el control Pitch es lento comparado con las dinámicas eléctricas presentes en el generador y en la red. Es por esto que deliberadamente se acelera las dinámicas involucradas en el modelo del ángulo de inclinación de las aspas, esto es, se aumenta la velocidad máxima a la que pueden girar y se disminuye la constante de tiempo que simula el sistema mecánico encargado de producir la rotación.



(a) (b)

Figure 6.14: Evaluación del control Pitch en una falla. a) Momento eléctrico y de la turbina en el eje del generador; b) Velocidad mecánica.

La Figura 6.14 muestra la respuesta del sistema mecánico cuando se utiliza el control del ángulo de las aspas. El principal objetivo en este caso es atenuar el aumento de velocidad. Cuando el ángulo aumenta el momento mecánico disminuye rápidamente. Cuando el torque eléctrico y el torque mecánico son iguales, el sistema deja de acelerar.

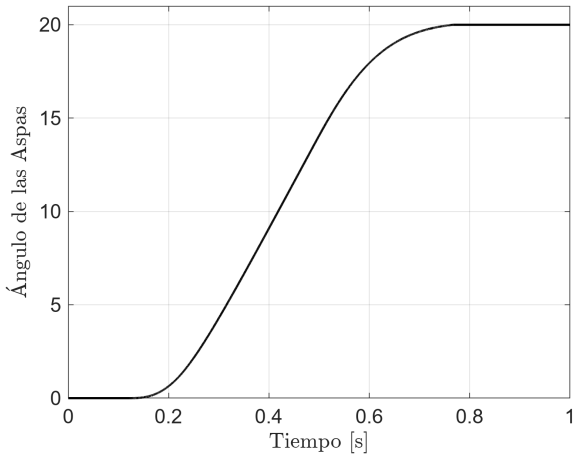


Figure 6.15: Evaluación del control Pitch en una falla. Ángulo de inclinación.

6.5 Inyección de corriente reactiva

Los métodos utilizados para enfrentar una repentina caída de tensión en la red han demostrado ser sumamente efectivos. A partir de estos se ha logrado el control interno del convertidor, manteniendo la energía y el balance de cluster en rangos razonables. Asimismo, se ha logrado reducir considerablemente la corriente que circula por los brazos del convertidor durante una falla, lo cual resulta fundamental para preservar la integridad de los componentes del sistema. Sin embargo, todavía no se ha afrontado uno de los principales requerimientos que imponen los códigos eléctricos los cuales serán abordados en esta sección.

Con el fin de mantener la estabilidad de tensión, los códigos eléctricos solicitan, la inyección de potencia reactiva, y más aún, el código eléctrico Chileno habla de una inyección de corriente reactiva, que dependiendo de la gravedad de la falla, puede llegar a ser la corriente nominal del parque generador.

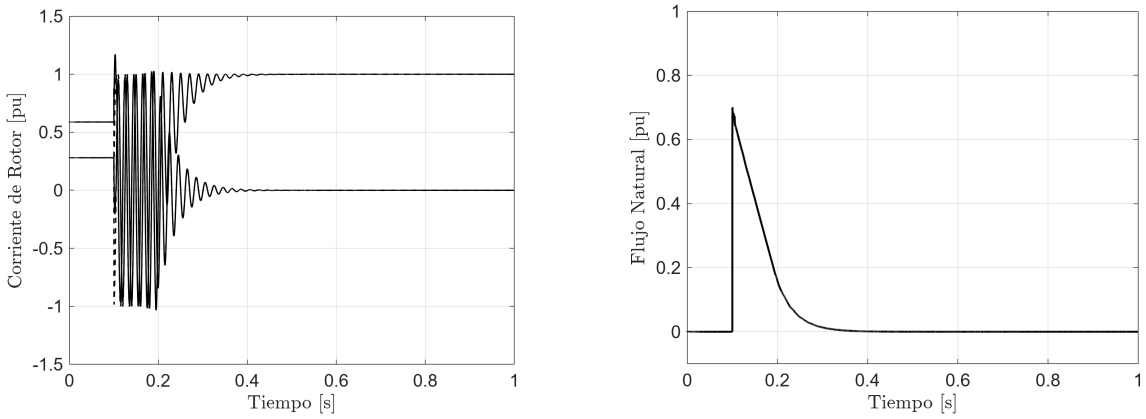
En la topología WECS basada en un DFIG y sin considerar una compensación reactiva adicional, el elemento que tiene mayor capacidad de inyectar la corriente reactiva solicitada es el generador a través de su estator. Para controlar adecuadamente esta corriente, es esencial regular las corrientes del rotor. No obstante, esto plantea dos desafíos importantes. El primero, que ha sido abordado previamente, consiste en mantener el control de las corrientes de rotor durante una falla. El segundo reto tiene que ver con la mitigación del flujo natural, ya que como se ha visto previamente, este requiere de la inyección de corrientes de gran amplitud, dejando al sistema de control sin actuación de corriente durante un intervalo de tiempo significativo.

Dado que la eliminación del flujo natural es primordial para el adecuado funcionamiento del sistema, la única opción disponible es la adecuada gestión de la actuación entre los diferentes objetivos de control. En base a lo anterior, y considerando que este trabajo utiliza técnicas de control lineal, una opción es generar una lista de prioridades con la principal idea de asignar la corriente disponible en el rotor preferentemente a los esquemas de control que se consideren más importantes. Para esto, se utiliza un esquema saturación dinámico que utilice las referencias de corriente de los controladores de mayor prioridad para saturar a los controladores de menor prioridad.

Una de las propuestas que se puede realizar se muestra en la Figura 6.18, en donde se ha priorizado el control del flujo natural, luego se da preferencia al control de corriente reactiva y al final de la lista queda la inyección de potencia activa.

Para evaluar este esquema se simula una caída de tensión del 70% como se ha hecho en los casos anteriores. En la Figura 6.16a se observa la evolución de las corrientes de rotor junto a sus referencias en el sistema de coordenadas sincrónico. Inicialmente el sistema funciona en régimen permanente magnetizando el generador y entregando potencia activa. Cuando ocurre la falla se inyectan corrientes desmagnetizantes para atenuar el flujo natural y debido a que este flujo es fijo respecto del estator, las corrientes inyectadas, en el sistema de coordenadas orientado con la red, toman una forma sinusoidal de frecuencia sincrónica durante este periodo. A medida que el flujo

se atenúa y según lo permita el esquema de saturación, se comienza a inyectar una corriente de eje directo en el rotor para controlar la potencia reactiva entregada por el estator. Por otro lado, la corriente en eje de cuadratura se hace cero debido a que no queda actuación para controlar la potencia activa.

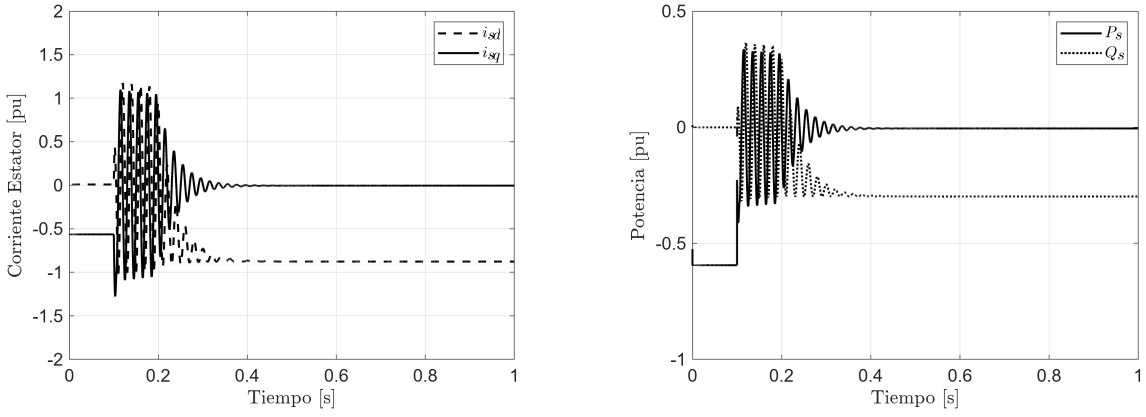


(a) (b)

Figure 6.16: Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Corriente de rotor en coordenadas sincrónicas; b) Amplitud del Flujo Natural

En la Figura 6.17 se observan los resultados del punto de vista del estator. El control de corrientes de rotor permite regular la la corriente de estator y por tanto la potencia reactiva inyectada. Cabe destacar que la corriente en eje directo no alcanza el valor de 1pu debido a que como se mostró en la Tabla 5.6 se requiere de una corriente en el rotor mayor a la nominal, siendo que en esta simulación se limitó este valor. Sin embargo, si se permite aumentar la corriente de rotor, se puede controlar sin problemas la corriente de estator.

Con respecto a la potencia reactiva, esta tiene un valor bajo y no se ajusta al valor en por unidad de la corriente de estator debido a que la tensión de la red ha caído y por tanto, la capacidad de inyectar potencia disminuye.



(a) (b)

Figure 6.17: Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Corrientes de Estator en coordenadas sincrónicas; b) Potencia de estator.

En la Figura 6.18 se muestra la evolución de las saturaciones de cada controlador. EL primer gráfico corresponde a la magnitud de la referencia de corriente desmagnetizante. El segundo y tercer gráfico corresponden a la saturación de la corriente de rotor en eje directo y en eje de cuadratura respectivamente. Este esquema de saturación sólo es válido durante la falla y se puede observar que cuando esta ocurre, toda la corriente disponible se dedica a atenuar el flujo natural, limitando a cero la actuación de los otros controladores. Cuando la magnitud de la corriente desmagnetizante comienza a decaer, se activa el control de corriente reactiva y dada la gravedad

de la falla, este control utiliza toda la actuación de corriente.

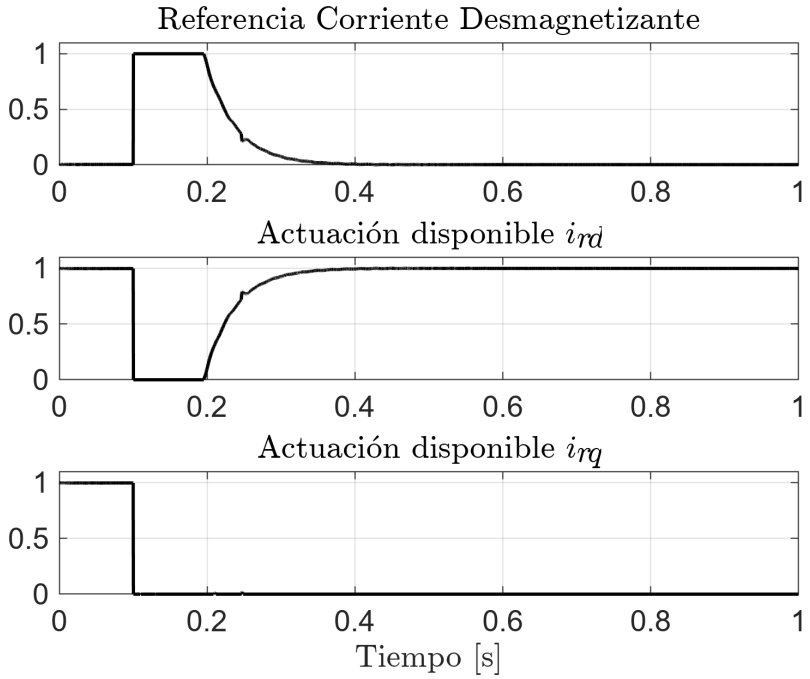


Figure 6.18: Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. La imagen superior muestra la referencia de la corriente desmagnetizante, la imagen en el medio muestra la actuación disponible de la corriente en eje directo del rotor y la imagen inferior muestra la actuación disponible de la corriente en eje de cuadratura.

Por su parte, las corrientes y tensiones sintetizadas por el convertidor se muestran en la Figura 6.19. La corriente por el brazo del convertidor se mantiene dentro de rangos admisibles y la tensión generada por los cluster alcanza su valor máximo por un breve periodo de tiempo. En ambos casos, durante la inyección de corriente reactiva el sistema no utiliza su máxima capacidad, la cual puede ser utilizada para inyectar corriente reactiva por medio del "puerto g".

La velocidad mecánica se muestra en la Figura 6.19c, donde se observa una excursión de velocidad limitada por el control del ángulo de inclinación de las aspas.

El balance de los cluster se muestra en la Figura 6.19d. El eliminar el control MPPT permite mantener la tensión de los cluster en un rango admisible.

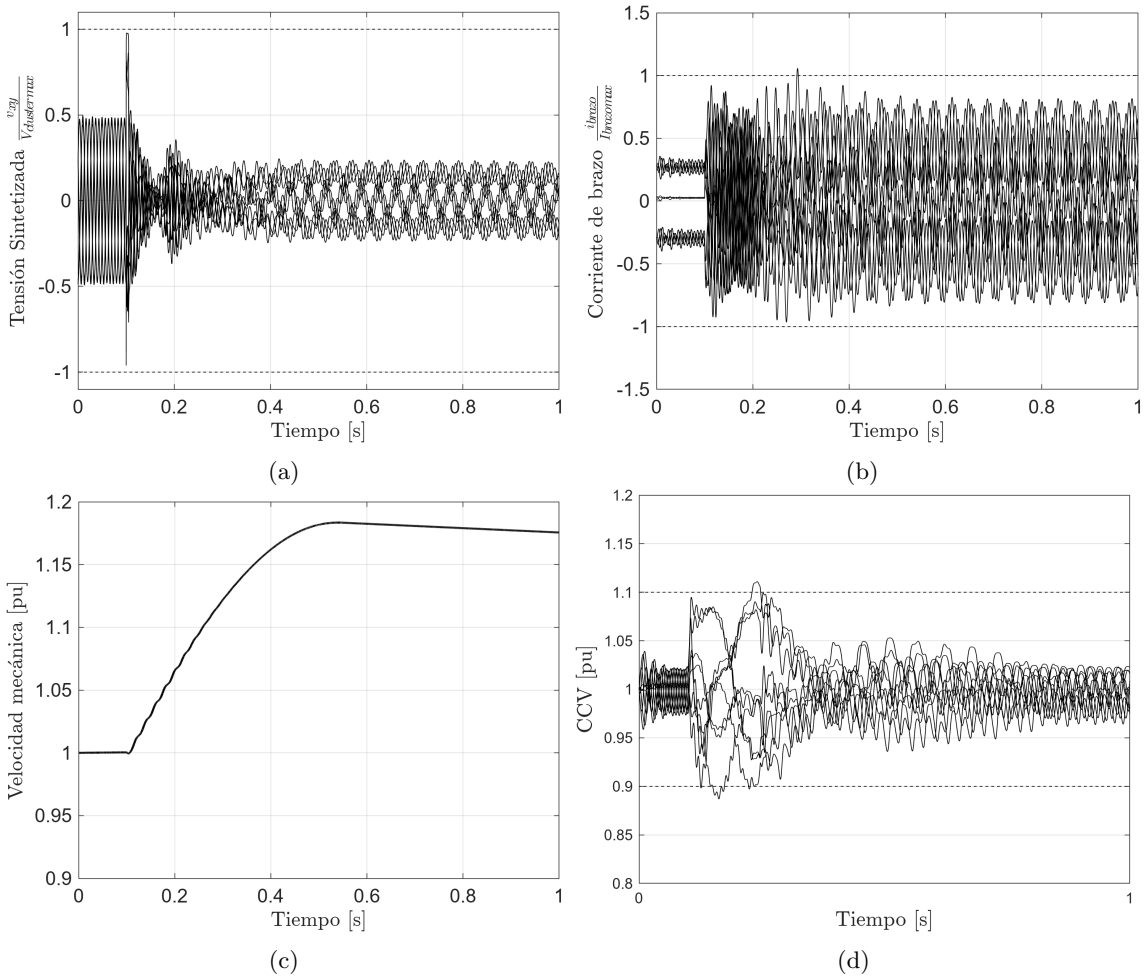


Figure 6.19: Simulación de la inyección de corriente reactiva durante una falla. a) Tensión generada por los cluster; b) Corrientes de brazo; c) Velocidad Mecánica; d) Tensión de los cluster.

6.6 Respuesta del sistema ante una caída de tensión total

El análisis anterior se centró en explicar lo conceptos principales necesarios para comprender el funcionamiento del sistema bajo falla. Para ello se utilizó una caída de tensión del 70% cuando el generador gira con un deslizamiento de cero. Si bien este punto de operación no corresponde al peor caso, permitía presentar de una mejor forma el desempeño en falla y observar como cambiaba la respuesta a medida que se modificaba la estrategia de control.

Esta sección se dedica a mostrar de forma exhaustiva la respuesta del sistema cuando ocurre una caída de tensión total en los terminales del WECS y además el generador funciona con su máxima velocidad permitida en régimen permanente. Estas condiciones provocan una falla sumamente grave y puede ser considerada como uno de los peores casos de operación.

Debido a que la simulación se orienta con la tensión de la red para implementar el control vectorial es necesario tener la información del ángulo de la red y por tanto, no es posible simular una caída de tensión del 100%. Para aproximarse a este valor, se simula una caída de tensión del 99% como se muestra en la Figura 6.20

En base a esta falla, se analizan minuciosamente todas las señales relevantes para evaluar el desempeño del sistema.

6.6.1 Control de corrientes de rotor y desmagnetización del estator

Los objetivos principales del control de corrientes de rotor durante una falla son la inyección de corrientes desmagnetizantes que atenúan el flujo natural y el control de corrientes en el estator que

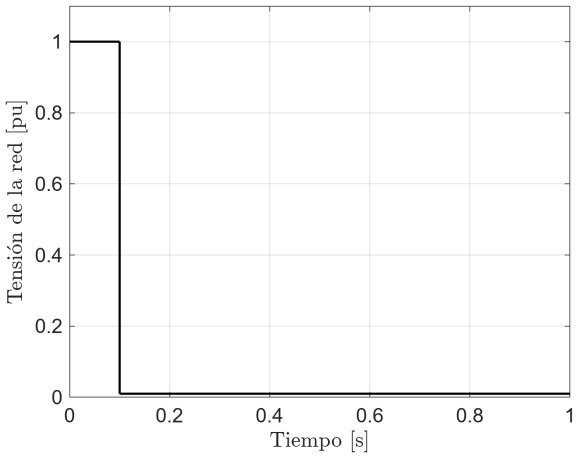
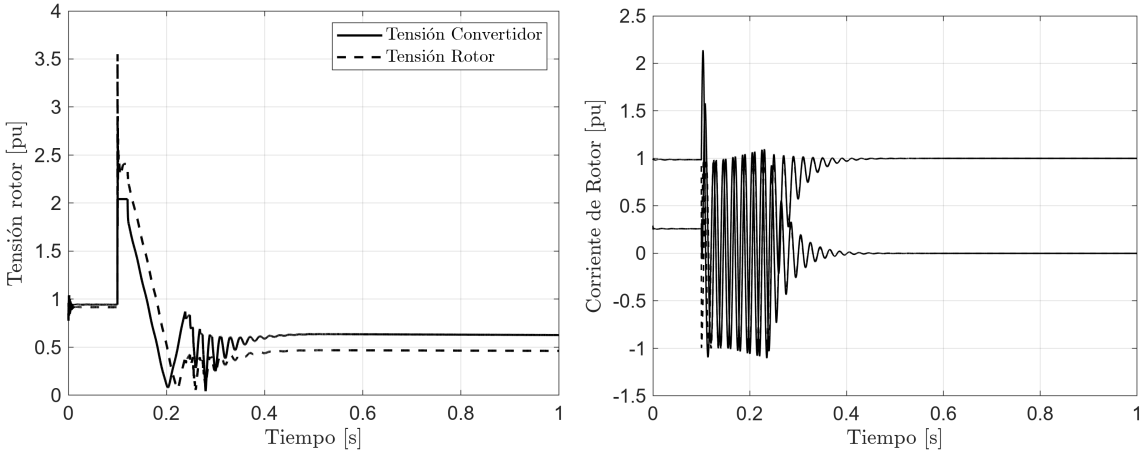


Figure 6.20: Caída de tensión del 99%.

cumple con la inyección de corriente reactiva en la red.

La Figura 6.21a muestra la tensión en los terminales de rotor y la actuación del convertidor en el "puerto m" y la Figura 6.21b muestra las corrientes en el rotor del generador. Se observa que al momento de la falla el convertidor se satura por lo que transitoriamente se pierde el control de corrientes de rotor, provocando un peak de corriente aproximadamente 2.2pu. Rápidamente se recupera el control y la magnitud de corriente vuelve al rango de 1pu. La oscilación de las corrientes es producto de la inyección de corrientes desmagnetizantes y a medida que el flujo natural decae, se controla la corriente en eje directo en el estator.



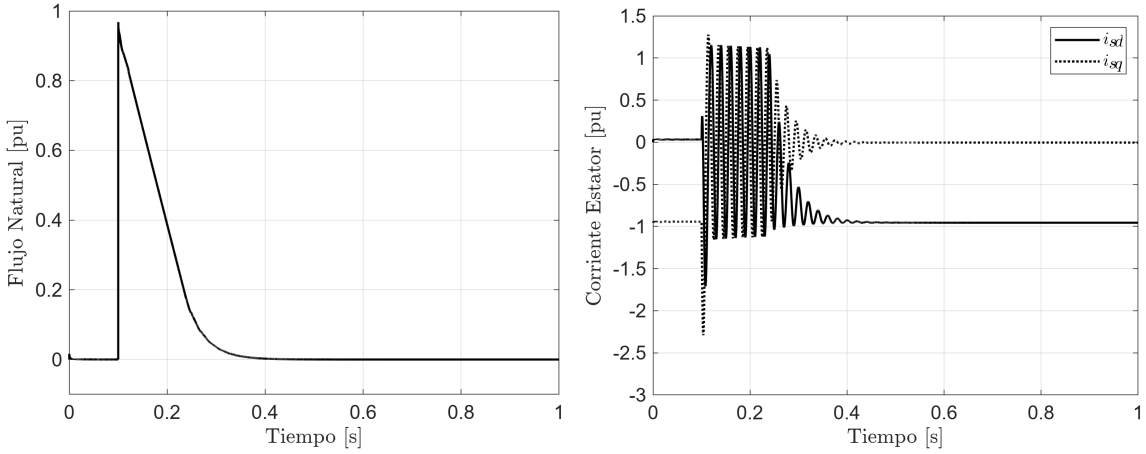
(a) (b)

Figure 6.21: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Magnitud de la tensión de rotor y la magnitud de la tensión aplicada por el convertidor; b) Corrientes de rotor en el sistema de coordenadas sincrónico.

La evolución del flujo natural y las corrientes de estator se muestran en las Figuras 6.22a y 6.22b respectivamente. En estas Figuras se refuerza la afirmación de que el control de corrientes de rotor se recupera rápidamente. Nótese que el flujo natural decae aceleradamente gracias a la inyección de corrientes de rotor, cuyo fasor espacial está en contra fase con el flujo natural. Al decaer el flujo natural, también lo hacen las corrientes desmagnetizantes, dejando espacio para el control de la corriente de estator en eje directo, la cual aumenta según la referencia.

6.6.2 Control Interno del Convertidor

Un requisito fundamental para que el sistema funcione correctamente es lograr que el convertidor pueda generar adecuadamente las referencias de tensión. Para esto se debe regular la energía total del convertidor y balancear la tensión entre los cluster.

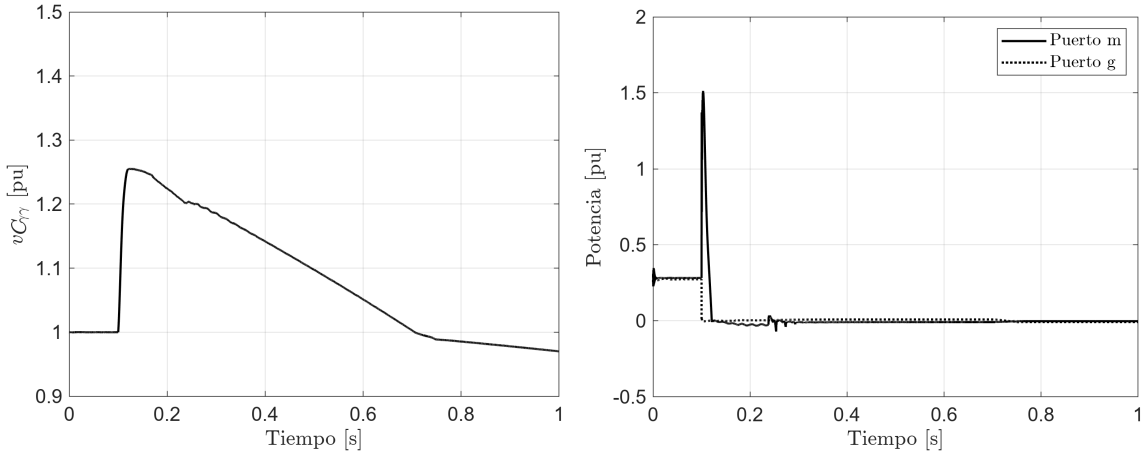


(a) (b)

Figure 6.22: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Flujo natural; b) Corrientes de estator en el sistema de coordenadas sincrónico.

Como se ha explicado, el control de energía utiliza la corriente en eje directo del "puerto g" para inyectar o absorber potencia activa.

La Figura 6.23 muestra el control de energía. Al momento de ocurrir la falla se produce una gran diferencia entre la potencia de entrada y la potencia de salida, aumentando la energía total del convertidor. El controlador responde aumentando la inyección de potencia por medio de la corriente en eje directo (Figura 6.24), sin embargo, con el fin de asignar la mayor parte de la tensión disponible en el convertidor al control de corrientes de rotor, la tensión dedicada al control de potencia activa y reactiva del "puerto g" disminuye drásticamente. Este hecho provoca que transitoriamente las corrientes en este puerto no puedan seguir sus referencias. No obstante, como la tensión de la red es prácticamente nula, se pierde completamente la capacidad de inyectar potencia a la red, con lo que resulta irrelevante que el convertidor no pueda aumentar la corriente. Lo importante es que estas no aumenten exageradamente.

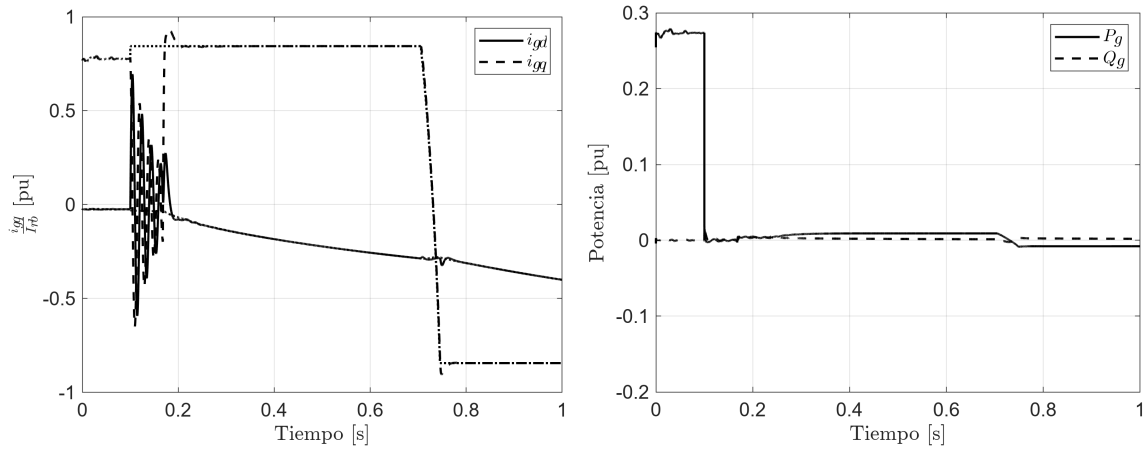


(a) (b)

Figure 6.23: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Control de energía; b) Potencia de entrada y de salida del convertidor.

Más aún, en la Figura 6.24b se puede observar que a pesar de que se recupera el control de corrientes, la potencia en el puerto g no tiene cambios importante, por lo que, la energía del convertidor sigue disminuyendo debido a las pérdidas internas de este.

Con respecto al balance entre cluster, la Figura 6.25 muestra los CCV y las corrientes circulantes durante la falla. El aumento en la energía total provoca un aumento de la tensión total en cada

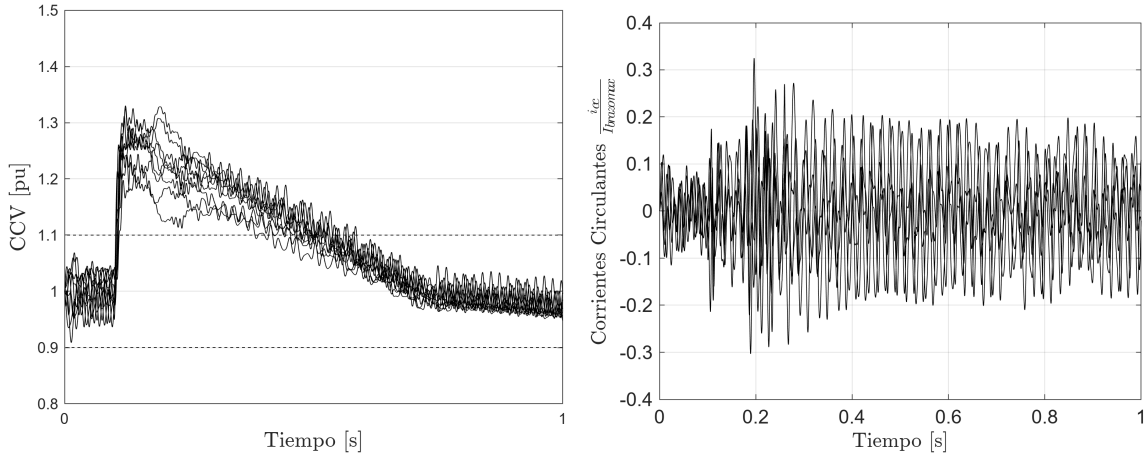


(a) (b)

Figure 6.24: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a)Corrientes puerto g; b) Potencias puerto g.

uno de los cluster, pero aún así, la generación de corrientes circulantes permite mantener el balance entre ellos.

La amplitud de las corrientes circulantes aumenta drásticamente al momento de la falla, llegando incluso a triplicar su valor con respecto al valor de estado estacionario.



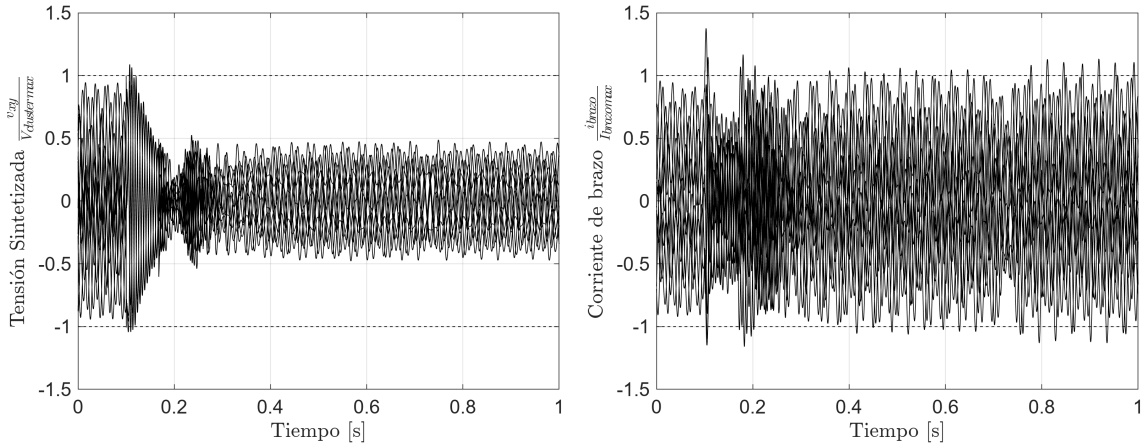
(a) (b)

Figure 6.25: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Tensión de los cluster; b) Corrientes circulantes.

Para evaluar completamente el funcionamiento del convertidor es necesario observar que la tensión de referencia de los cluster y las corrientes por los brazos se encuentren dentro de sus valores máximos. La Figura 6.26a muestra que cuando ocurre la caída de tensión, la tensión de referencia supera su valor máximo, esto debido a que el control de corrientes circulantes requiere de mayor tensión. El porqué de que no se sature la tensión de referencia responde al hecho de problemas que ocurren en el modelo de simulación que impedían obtener los resultados, por esta razón se optó por controlar la tensión máxima que sintetiza el cluster a través de un ajuste adecuado de los distintos controladores de corriente.

La corrientes en los brazos del convertidor se muestran en la Figura 6.26b. En ella se observa que se alcanza un peak de corriente de 1.4 veces la corriente máxima permitida en el brazo. Este valor máximo está influenciado principalmente por las corrientes circulantes y las corrientes de rotor, en donde esta última y que como se mencionó anteriormente, se pierde su control durante un breve periodo de tiempo. En todo el resto del tiempo simulado, las corrientes se encuentran dentro del

rango de 1.2 veces la corriente máxima, las que se deben principalmente a la inyección de corriente reactiva por el estator y las corrientes circulantes que se generan.



(a) (b)

Figure 6.26: Evaluación del WECS en una caída de tensión del 99%. a) Tensión Sintetizada por los cluster; b) Corrientes de brazo.

6.7 Esquema de optimización de la tensión disponible

En la Sección 6.2 se analizó detalladamente cómo una mejora en la gestión de la tensión disponible reduce significativamente las corrientes inducidas en el rotor de la máquina. En ese caso, para determinar la tensión que puede disponer el "puerto m" se supuso que las corrientes en el "puerto g" se controlan a cero y con ello la tensión aplicada en este puerto depende únicamente de la tensión en la red. Esta técnica para gestionar la tensión puede ser optimizada si se controlan adecuadamente las corrientes del "puerto g", para esto, considerar las expresiones 6.4 y 6.5, las que se presentan nuevamente a continuación:

$$v_{\gamma d} = -v_{gd} - \frac{R_c}{3} i_{gd} + \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gq} - \frac{L_c}{3} \frac{di_{gd}}{dt} \tag{6.16}$$

$$v_{\gamma q} = -v_{gq} - \frac{R_c}{3} i_{gq} - \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gd} - \frac{L_c}{3} \frac{di_{gq}}{dt} \tag{6.17}$$

La corriente i_{gq} es requerida por el control de energía del convertidor, por lo que el grado de libertad es la corriente en eje directo i_{gd}. Con la idea de maximizar la tensión utilizada para controlar las corrientes de rotor es posible plantear un problema que minimice la tensión usada por el puerto g.

$$\begin{array}{ll} \min & v_{\gamma d}^2 + v_{\gamma q}^2 \\ \text{s.t.} & i_{gq}^2 \leq I_{max}^2 - i_{gd}^2 \end{array} \tag{6.18}$$

Este problema de optimización es complejo aplicar en conjunto con técnicas de control lineal, por lo que el planteamiento tal y como está en (6.18) no se usa. Sin embargo, una forma de emplear la idea consiste en plantear un esquema de control lineal que disminuya el módulo la tensión aplicada en el "puerto g". Si bien este último método no entrega la solución óptima, entrega una buena solución. Para ello se debe despreciar los efectos transitorios de la corriente y la caída de tensión en la resistencia con el objetivo de dejar las tensiones que tienen una mayor influencia. Además, dado que se está estudiando el caso de fallas trifásicas simétricas, la componente en eje directo de la tensión del puerto g es despreciable. Con estas simplificaciones se obtiene el siguiente modelo aproximado.

$$v_{\gamma d} = \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gq} \tag{6.19}$$

$$v_{\gamma q} = -(1-d) v_{gn} - \frac{L_c \omega_s}{3} i_{gd} \tag{6.20}$$

La ecuación 6.20 demuestra que la tensión requerida depende fuertemente de la tensión en la red y puede ser controlada por medio de la corriente en eje directo. Así se plantea el esquema de control de la Figura 6.27 el cual utiliza un controlador PI para regular la corriente i_{gd} y poder regular la componente $v_{\gamma q}$ a un valor bajo, por ejemplo cero.

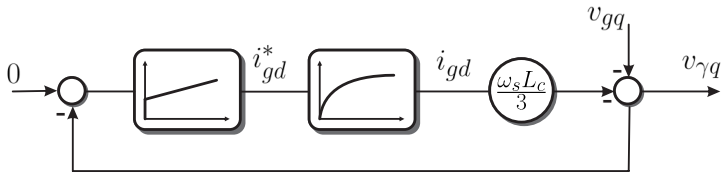


Figure 6.27: Esquema de control para mejorar la gestión de la tensión disponible de los cluster.

Este esquema de control involucra un consumo de potencia reactiva por el "puerto g", lo que afectará la potencia reactiva que debe inyectar el sistema durante una falla.

Con mediciones de tensión y corriente y despreciando la caída de tensión transitoria de las primeras ecuaciones, es posible estimar $|v_\gamma^{dq}|$ usando el modelo dado por las ecuaciones 6.4 y 6.5. Finalmente, la tensión que se puede aplicar en el "puerto m" se obtiene con la expresión 6.8

La Figura 6.28 muestra la respuesta de la gestión de la tensión para una profundidad del 30% y del 70%. En el primer caso se puede observar que la tensión que se puede añadir al control de corrientes de rotor es mayor que cuando se consideran cero las corrientes del "puerto g" lo que mejora el control de corrientes de rotor, sin embargo, su desempeño se ve deteriorado para caídas de tensión mayores, especialmente en el inicio de la falla, en donde se produce la mayor amplitud de corriente.

Al caer la tensión de la red, el control de corrientes del "puerto g" debe actuar para disminuir la tensión requerida por dicho puerto, sin embargo, cuando ocurre la falla se observa un transitorio de aproximadamente 50ms en donde la tensión liberada fluctúa e incluso, por instantes, se hace menor que en el caso analizado en la Sección 6.2. Luego de pasado este transitorio se alcanza un valor estacionario de la tensión que libera este esquema de control.

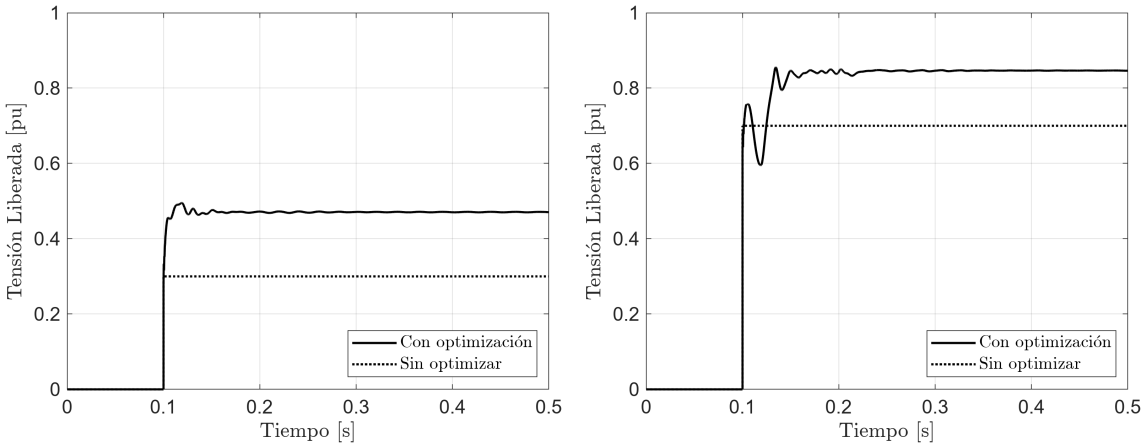


Figure 6.28: Evaluación de la gestión de tensión. a) Profundidad del 30%; b)Profundidad del 70%.

La Figura 6.29 muestra una comparación entre las dos técnicas utilizadas para manejar la tensión del cluster. Estos valores corresponden a la tensión liberada una vez se alcanza el estado esta-

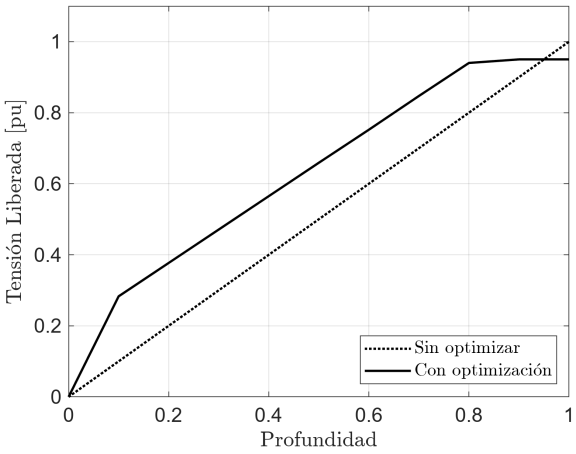


Figure 6.29: Tensión máxima liberada cuando se alcanza el estado estacionario durante la falla.

cionario durante la falla. El aumento de tensión en el "puerto m" depende de la amplitud máxima de corriente en el "puerto g" y de la caída de tensión en la red. Además, en la simulación se agregó una reserva de tensión para controlar las corrientes del lado de la red del 5% de la tensión dedicada en estado estacionario, debido a esto, este esquema no alcanza el valor de 1pu cuando la caída de tensión es del 100%.

Capítulo 7

Conclusiones

En este trabajo se analizó el comportamiento de un WECS basado en un DFIG controlado mediante un M3C, en condiciones de régimen permanente y cuando ocurren caídas de tensión trifásicas y simétricas en la red.

A partir del modelo desacoplado del convertidor, el modelo de la turbina y el modelo del generador, fue posible adaptar un esquema de control vectorial que permite hacer el seguimiento del punto, el control de potencia reactiva y controlar adecuadamente las variables internas del convertidor.

De un análisis de estado estacionario se dimensionaron los parámetros del convertidor y se establecieron los requerimientos mínimos de corriente y tensión con los que debe cumplir para que el WECS pueda operar en toda la región de operación. Además, para comprobar el correcto dimensionamiento se realizó una simulación en todo el rango de operación del sistema.

Como foco principal se estudió la respuesta del sistema cuando ocurría una falla en la red, en donde se demostró que el aumento transitorio de la actuación dedicada al control del generador, disminuye significativamente la amplitud de las corrientes que se inducen en el rotor. Además, con el aumento en la capacidad de controlar las corrientes de rotor, es posible inyectar una corriente desmagnetizante que aumenta la velocidad a la que decae el flujo natural, medida esencial para eliminar rápidamente las grandes perturbaciones en el lazo de control. Estas medidas permiten mantener las corrientes en las ramas del convertidor en rangos relativamente razonables, en donde para la peor falla se alcanzó una corriente máxima de corta duración de aproximadamente 1.4 veces la corriente admisible.

Cuando la tensión de la red cae a cero, por un instante se produce, en el convertidor, un gran consumo de potencia que no puede ser regulado rápidamente por el control de energía. Dado que en estas condiciones no es posible inyectar potencia activa, no se puede controlar la tensión de los condensadores flotantes a su valor deseado y la energía cae lentamente debido a las pérdidas internas.

Otra consecuencia de la caída de tensión es la pérdida del control de velocidad de la turbina por parte del convertidor. Se producen aumentos en la velocidad mecánica que deben ser controlados por un elemento distinto al convertidor. En este trabajo se utilizó el control del ángulo de inclinación de las aspas de la turbina. en el cual se escogieron parámetros que permitían disminuir rápidamente la potencia capturada del viento.

La norma establece que durante una falla, el WECS debe permanecer conectada e inyectar una corriente reactiva. La inyección de corriente reactiva por medio del generador sólo es posible si el flujo natural ha disminuido los suficiente como para que su efecto no se aprecie en el control de corrientes. Esto implica que no se puede inyectar la corriente reactiva inmediatamente después de ocurrida la falla.

La corriente máxima que se produce en el convertidor ocurre al inicio de la falla, instante en el

que el flujo natural alcanza su valor máximo y provoca la pérdida del control de corrientes durante un breve periodo de tiempo, de aproximadamente 12ms en el peor caso. Si bien, en esta situación se alcanza un peak en la corriente de rotor de 2pu, esta corriente se divide en las ramas del convertidor, siendo la principal razón de que la corriente en sus brazos sea de 1.4 veces su corriente admisible. En este trabajo sólo se analizaron fallas trifásicas simétricas, y por tanto, la división de las corrientes en las ramas del convertidor también es simétrica. Debido a esto último, resulta fundamental estudiar el sistema ante fallas asimétricas, para estudiar como se dividen internamente las corrientes en el convertidor.

Por otro lado, la saturación de corrientes y tensión del esquema de control propuesto no resuelve el problema de considerar la tensión máxima que puede sintetizar el cluster ni las corrientes máximas que se pueden circular en los brazos del convertidor. En particular, la saturación de corrientes circulantes es independiente una de otra y su diseño se debe a simulaciones y a la observación del valor máximo que pueden tomar cada una de ellas de manera de no superar la corriente admisible en el caso más exigente. Lo mismo ocurre con la tensión de referencia con las que se controlan. Esta desventaja radica principalmente en el modelo, el cual utiliza variables transformadas para plantear el control y la información de corrientes y tensiones máximas de las variables reales se pierde en este espacio.

Apéndice A

A.1 Solución WECS en estado estacionario

La solución del sistema en estado estacionario se obtiene mediante métodos iterativos.

La primera suposición es que el sistema se encuentra operando en la región MPPT.

Las variables que establecen el punto de operación son P_{mec}; Q_s; Q_g; v_{red}; ω_s.

Conociendo la velocidad del viento es posible calcular la potencia mecánica en el eje de la máquina.

$$\omega_m = \frac{\lambda_{op}\nu g_r}{R_t} \tag{A.1}$$

$$P_v = \frac{1}{2}\rho\pi R_T^2\nu^3 \tag{A.2}$$

$$P_t = C_{p,max}P_v \tag{A.3}$$

$$T_t = \frac{P_T g_r}{\omega_m} \tag{A.4}$$

$$T_{el} = -\frac{\eta_{gr}}{g_r}T_t + (D_e q)\omega_m \tag{A.5}$$

$$s = \frac{\omega_s - p\omega_m}{\omega_s} \tag{A.6}$$

$$P_{mec,sch} = \omega_m T_{el} \tag{A.7}$$

Luego se inicia un método iterativo con dos métodos iterativos internos. La idea es la siguiente: La tensión de la red corresponde a su valor nominal, dado que la corriente de estator es distinta de cero, la tensión de estator es distinta a la tensión de la red. Para encontrar la tensión de estator se utilizan valores semilla para v_s y para i_s.

$$\boldsymbol{v}_{s0} = \boldsymbol{v}_{red} \tag{A.8}$$

$$\boldsymbol{i}_{s0} = \frac{\frac{P_{mec,sch}}{1-s} - jQ_{s,sch}}{\boldsymbol{v}_s^c} \tag{A.9}$$

Con estos valores semilla es posible resolver el modelo del generador.

$$\boldsymbol{\psi}_s = \frac{\boldsymbol{v}_s - R_s \boldsymbol{i}_s}{j\omega_s} \tag{A.10}$$

$$\boldsymbol{i}_r = \frac{\boldsymbol{\psi}_s - L_s \boldsymbol{i}_s}{L_m} \tag{A.11}$$

$$\boldsymbol{\psi}_r = L_r \boldsymbol{i}_r + L_m \boldsymbol{i}_s \tag{A.12}$$

$$\boldsymbol{v}_r = R_r \boldsymbol{i}_r + js\omega_s \boldsymbol{\psi}_s \tag{A.13}$$

Luego inicia un método iterativo intermedio, el cual busca cumplir con el balance de potencia.

$$P_{mec} = P_s + P_r - P_{cu,s} - P_{cu,r} \tag{A.14}$$

Ahora se calculan la potencia mecánica y la potencia reactiva:

$$P_{mec} = P_s + P_r - P_{cu,s} - P_{cu,r} \tag{A.15}$$

$$Q_s = Im\{v_s i_s^c\} \tag{A.16}$$

El error se obtiene como:

$$\Delta P_{mec} = P_{mec,sch} - P_{mec} \tag{A.17}$$

$$\Delta Q_s = Q_{s,sch} - Q_s \tag{A.18}$$

El jacobiano:

$$J_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{mec}}{\partial i_{sd}} & \frac{\partial P_{mec}}{\partial i_{sq}} \\ \frac{\partial Q_s}{\partial i_{sd}} & \frac{\partial Q_s}{\partial i_{sq}} \end{bmatrix} \tag{A.19}$$

Así la corrección de corriente de estator es:

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{sd} \\ \Delta i_{sd} \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta P_{mec} \\ \Delta Q_s \end{bmatrix} \tag{A.20}$$

Para calcular el Jacobiano se despreciaron las pérdidas de la máquina:

$$P_{mec} = P_s(i_s) + P_r(i_s) \tag{A.21}$$

La nueva corriente queda dada por:

$$i_{s,k+1} = i_{s,k} + \Delta i_{s,k} \tag{A.22}$$

Luego se vuelve a calcular las ecuaciones de la máquina y se repite el proceso hasta que el método converga a una solución.

Luego se calculan las siguientes variables en el rotor.

$$v_T = v_s + z_{2T} i_s \tag{A.23}$$

$$i_{fc} = \frac{v_r}{z_{fc}} \tag{A.24}$$

$$i_m = -(i_r + i_{fc}) \tag{A.25}$$

$$v_{dq}^{\gamma} = v_r - \frac{z_{cm}}{3} i_m \tag{A.26}$$

$$P_{c,in} = \mathrm{Re}\{v_{dq}^{\gamma} i_m^c\} \tag{A.27}$$

$$\tag{A.28}$$

La potencia de entrada en el cluster $P_{c,in}$ debe ser la misma que sale. Ahora se comienza el siguiente método iterativo, el cual busca mantener la energía total del convertidor en el valor de referencia. El puerto g del convertidor es visto como una barra PQ donde $P_g = P_{c,in} - P_{cu,g}$ y la

potencia reactiva debe ser $Q_{g,sch}$. Utilizando el valor semilla $v_g = v_{red}$ se calcula la potencia de la barra g.

$$P_g = \frac{|v_g|^2}{|z_{3T}|}\cos(-\theta_z) - \frac{|v_g|\,|v_T|}{|z_{3T}|}\cos(\delta_g - \delta_T - \theta_z) \tag{A.29}$$

$$Q_g = \frac{|v_g|^2}{|z_{3T}|}\sin(-\theta_z) - \frac{|v_g|\,|v_T|}{|z_{3T}|}\sin(\delta_g - \delta_T - \theta_z) \tag{A.30}$$

$$i_g = \frac{v_g - v_T}{z_{3T}} \tag{A.31}$$

$$\Delta P_{c,out} = P_{c,out} - \left(\frac{r_{cg}|i_g|^2}{3} + P_g\right) \tag{A.32}$$

$$\Delta Q_g = Q_{g,sch} - Q_g \tag{A.33}$$

El Jacobiano se obtiene derivando las ecuaciones de P_g y Q_g en función de $|v_g|$ y δ_g

Se corrige v_g y se vuelve a iterar hasta que la solución converja.

Los dos métodos anteriores estan dentro de un método iterativo el cual se trata ahora. Se calcula la tensión de la red en función de los resultados de los métodos iterativos anidados.

$$i_{red} = i_s - i_g \tag{A.34}$$

$$v_{red} = v_T - z_{1T} i_{red} \tag{A.35}$$

$$\Delta v_{red} = v_{red,sch} - v_{red} \tag{A.36}$$

La tensión de la red se relaciona con la tensión de estator según la siguiente ecuación.

$$v_r ed = z_{1T} i_{red} + z_{2T} i_s + v_s \tag{A.37}$$

$$v_{red} \approx v_s \tag{A.38}$$

$$\Delta v_s = \Delta v_{red} \tag{A.39}$$

$$v_{s,k+1} = v_{s,k} + \Delta v_{s,k} \tag{A.40}$$

$$i_{s,k+1} = \frac{P_s - jQ_s}{v_s^c} \tag{A.41}$$

Con los nuevos valores de v_s e i_s se vuelve al primer método iterativo. El método termina cuando v_s converja.

Referencias

[1] C. N. de Energía, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio," 2020.

[2] G. W. E. Council, "Global wind report 2023," 2023.

[3] G. d. C. Ministerio de Energía, "Estrategia nacional de hidrógeno verde," 2020.

[4] S. P. M. Tsili, "Review of grid code technical requirements for wind farms," *IET Renewable Power Generation*, 2009.

[5] A. Shourangiz-Haghighi, M. Diazd, Y. Zhang, J. Li, Y. Yuan, R. Faraji, L. Ding, and J. M. Guerrero, "Developing more efficient wind turbines: A survey of control challenges and opportunities," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 14, no. 4, pp. 53–64, 2020.

[6] A. J. Korn, M. Winkelnkemper, P. Steimer, and J. W. Kolar, "Direct modular multi-level converter for gearless low-speed drives," in *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1–7, 2011.

[7] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, 2009.

[8] F. Kammerer, M. Gommeringer, J. Kolb, and M. Braun, "Benefits of operating doubly fed induction generators by modular multilevel matrix converters," *In PCIM Europe Conference Proceedings*, pp. 1149–1156, 2013.

[9] H. Tingyi, L. Shengnan, W. Shuijun, P. Zhen, O. Ran, and Z. Zixuan, "Adaptability of wind power integration and comparison study on grid code technical requirements," in *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 1965–1974, 2018.

[10] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and B. Ervin, *Wind Energy Handbook*. Wiley, 2001.

[11] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons Ltd, 1998.

[12] G. Abad, J. López, M. Rodríguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation Applications*. IEEE Press, 2011.

[13] Y. Zou, M. E. Elbuluk, and Y. Sozer, "Stability analysis of maximum power point tracking (mppt) method in wind power systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 3, pp. 1129–1136, 2013.

[14] X. Zhen, Z. Xing, Y. Shuying, L. Qin, and Z. Wenfeng, "Study on control strategy of maximum power capture for dfig in wind turbine system," in *The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, pp. 110–115, 2010.

[15] J. Müller, *Apuntes para la asignatura Conversión Electromecánica de Energía*. 2004.

[16] J. Müller, *Apuntes para la asignatura Máquinas Eléctricas I*. 2006.

[17] I. Boldea and L. Tutelea, *Electric Machines: Steady state, Transients and Design with MATLAB*. CRC Press, Taylor and Francis Group, 2010.

[18] M. Ned, *Advance Electric Drives Analisys, Control and Modeling using MATLAB/Simulink*, ch. 7. Wiley, 2014.

[19] H. Akagi, "Classification, terminology, and application of the modular multilevel cascade converter (mmcc)," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 11, pp. 3119–3130, 2011.

[20] H. Akagi, "Multilevel converters: Fundamental circuits and systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2048–2065, 2017.

[21] M. Dás, R. Cardenas, E. Ibaceta, A. Mora, M. Urrutia, M. Espinoza, F. Rojas, and P. Wheeler, "An overview of modelling techniques and control strategies for modular multilevel matrix converters," *Energies*, 2020.

[22] W. Kawamura, M. Hagiwara, and H. Akagi, "Control and experiment of a modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge cells," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 5, pp. 3536–3548, 2014.

[23] F. Kammerer, J. Kolb, and M. Braun, "A novel cascaded vector control scheme for the modular multilevel matrix converter," in *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1097–1102, 2011.

[24] M. Diaz, R. Cardenas, M. Espinoza, F. Rojas, A. Mora, J. C. Clare, and P. Wheeler, "Control of wind energy conversion systems based on the modular multilevel matrix converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 11, pp. 8799–8810, 2017.

[25] J. Kolb, F. Kammerer, and M. Braun, "Dimensioning and design of a modular multilevel converter for drive applications," in *2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, pp. LS1a–1.1–1–LS1a–1.1–8, 2012.