

TESIS DOCTORAL

# Análisis de algunos aspectos técnicos relacionados con la integración de energías renovables en sistemas eléctricos pequeños y aislados

Elías Jesús Medina Domínguez

División de Discretización y Aplicaciones

Las Palmas de Gran Canaria • Noviembre 2015











UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA  
Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes  
y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería

EDUARDO RODRÍGUEZ BARRERA, SECRETARIO DEL INSTITUTO  
UNIVERSITARIO DE SISTEMAS INTELIGENTES Y APLICACIONES  
NUMÉRICAS EN INGENIERÍA (SIANI) DE LA UNIVERSIDAD DE LAS  
PALMAS DE GRAN CANARIA,

CERTIFICA

Que el Consejo de Doctores del Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (SIANI), en su sesión de fecha 18 de noviembre de 2015, tomó el acuerdo de dar el consentimiento para la tramitación de la Tesis Doctoral titulada “Análisis de algunos aspectos técnicos relacionados con la integración de energías renovables en sistemas eléctricos pequeños y aislados”, presentada por el doctorando **D. Elías Jesús Medina Domínguez**, dirigida por el Dr. D. José Fernando Medina Padrón, a la vista de la idoneidad y calidad de su contenido, interés y relevancia del tema.

Para que así conste, y a los efectos oportunos se expide el correspondiente certificado a 18 de noviembre de 2015.







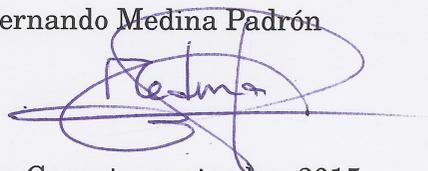
Análisis de algunos aspectos técnicos  
relacionados con la integración de energías  
renovables en sistemas eléctricos pequeños y  
aislados

Elías Jesús Medina Domínguez



Programa de doctorado:  
Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería  
Instituto Universitario SIANI

Director: José Fernando Medina Padrón



Las Palmas de Gran Canaria, noviembre 2015



## **Agradecimientos**

Deseo agradecer a todas las personas e instituciones que con su ayuda han contribuido de algún modo a la elaboración de este trabajo.

En especial a mi director de tesis, Dr. José Fernando Medina Padrón por su apoyo constante, dedicación e inestimable consejo. Le agradezco haber compartido sus conocimientos conmigo todos estos años.

Al Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (SIANI) por haberme brindado la posibilidad de realizar la tesis en su seno.

Al Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) y su personal por el apoyo y los medios técnicos e información facilitados, sin los cuales no hubiese sido posible llevar a cabo este trabajo.

A mis padres, familia, seres queridos y amigos por el apoyo moral, comprensión y ánimos que me han dado incondicionalmente, sin ellos no hubiese podido llegar hasta aquí y ser quien soy.

A todos, mi más sincera gratitud.



*A mis padres*



# Índice general

|   |    |
|---|----|
| <b>Capítulo 1. Introducción</b> .....   | 1  |
| 1.1. Introducción .....   | 1  |
| 1.2. Objetivos de la tesis .....  | 3  |
| 1.3. Estructura de la tesis .....   | 3  |
| <b>Capítulo 2. Emulación de inercia y otras capacidades</b> .....   | 5  |
| 2.1. Introducción .....   | 5  |
| 2.2. Capacidad de emulación de inercia .....  | 5  |
| 2.2.1. Concepto de emulación de inercia .....   | 5  |
| 2.2.2. Aplicación de la emulación de inercia a un sistema eléctrico de prueba. . . .                                      | 8  |
| 2.2.2.1. Descripción del sistema eléctrico de prueba .....  | 8  |
| 2.2.2.2. Efectos de la emulación de inercia ante la desconexión de diferentes cantidades de generación convencional ..... | 9  |
| 2.2.2.3. Efectos de la emulación de inercia para diferentes regímenes de potencia de los aerogeneradores .....            | 15 |
| 2.2.2.4. Efectos de la emulación de inercia para diferentes niveles de potencia eólica instalada .....                    | 19 |
| 2.2.2.5. Efectos de la emulación de inercia para diferentes valores de tiempo de reducción de potencia .....              | 23 |
| 2.3. Capacidad de soporte de huecos de tensión .....  | 26 |
| 2.4. Capacidad de control de tensión .....  | 27 |
| 2.5. Resumen y conclusiones .....   | 28 |
| <b>Capítulo 3. Emulación de inercia en los sistemas eléctricos canarios.</b> .....  | 31 |
| 3.1. Introducción .....   | 31 |
| 3.2. Sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 .....   | 31 |
| 3.2.1. Efectos de la emulación de inercia ante la desconexión de diferentes cantidades de generación convencional .....   | 32 |

|  |           |
|--|-----------|
| 3.2.2. Efectos de la emulación de inercia para diferentes regímenes de potencia de los aerogeneradores . . . . . | 38        |
| 3.2.3. Efectos de la emulación de inercia para diferentes niveles de potencia eólica instalada . . . . .         | 42        |
| 3.2.4. Efectos de la emulación de inercia para diferentes valores de tiempo de reducción de potencia . . . . .   | 47        |
| 3.3. Sistema eléctrico Gran Canaria 2020 . . . . .   | 49        |
| 3.4. Sistema eléctrico La Gomera 2020 . . . . .  | 52        |
| 3.5. Resumen y conclusiones . . . . .  | 54        |
| <b>Capítulo 4. Interconexiones y almacenamiento . . . . .</b>  | <b>57</b> |
| 4.1. Introducción . . . . .  | 57        |
| 4.2. Interconexiones consideradas . . . . .  | 59        |
| 4.2.1. Descripción de las interconexiones . . . . .  | 60        |
| 4.2.1.1. Interconexión Gran Canaria – Lanzarote-Fuerteventura. . . . .   | 60        |
| 4.2.1.2. Interconexión Gran Canaria – Lanzarote-Fuerteventura – Norte de África . . . . .                        | 62        |
| 4.2.1.3. Interconexión Tenerife – La Gomera . . . . .  | 62        |
| 4.2.1.4. Implementación de los enlaces HVDC en la herramienta informática . . . . .                              | 63        |
| 4.3. Consideraciones previas al análisis . . . . .   | 65        |
| 4.3.1. Escenarios analizados . . . . .   | 65        |
| 4.3.2. Metodología de evaluación . . . . .   | 66        |
| 4.3.2.1. Análisis en régimen estacionario . . . . .  | 66        |
| 4.3.2.2. Análisis en régimen dinámico . . . . .  | 67        |
| 4.4. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura . . . . .     | 68        |
| 4.4.1. Escenario analizado . . . . .   | 68        |
| 4.4.2. Análisis en régimen estacionario . . . . .  | 69        |
| 4.4.3. Análisis en régimen dinámico . . . . .  | 70        |
| 4.4.3.1. Desconexión de generación convencional . . . . .  | 70        |
| 4.4.3.2. Desconexión de generación renovable . . . . .   | 72        |

|   |            |
|---|------------|
| 4.4.3.3. Cortocircuito . . . . .  | 75         |
| 4.4.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión . . . . .   | 78         |
| 4.5. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Gran Canaria,<br>Lanzarote-Fuerteventura y norte de África . . . . .                                | 79         |
| 4.5.1. Escenarios analizados . . . . .  | 79         |
| 4.5.2. Análisis en régimen estacionario . . . . .   | 82         |
| 4.5.3. Análisis en régimen dinámico . . . . .   | 84         |
| 4.5.3.1. Desconexión de generación convencional . . . . .   | 84         |
| 4.5.3.2. Desconexión de generación renovable . . . . .  | 89         |
| 4.5.3.3. Cortocircuito . . . . .  | 91         |
| 4.5.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión . . . . .   | 98         |
| 4.6. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Tenerife y La Gomera . .  | 101        |
| 4.6.1. Escenarios analizados . . . . .  | 101        |
| 4.6.2. Análisis en régimen estacionario . . . . .   | 103        |
| 4.6.3. Análisis en régimen dinámico . . . . .   | 106        |
| 4.6.3.1. Desconexión de generación convencional . . . . .   | 106        |
| 4.6.3.2. Desconexión de generación renovable . . . . .  | 107        |
| 4.6.3.3. Cortocircuito . . . . .  | 108        |
| 4.6.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión. . . . .  | 110        |
| 4.7. Resumen y conclusiones . . . . .   | 113        |
| <b>Capítulo 5. Integración de generación eólica con capacidad de soporte de<br/>huecos de tensión, de control de tensión y de emulación de inercia. . . . .</b> | <b>115</b> |
| 5.1. Introducción . . . . .   | 115        |
| 5.2. Procedimiento . . . . .  | 117        |
| 5.3. Análisis . . . . .   | 118        |
| 5.3.1. Sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 . . . . .   | 118        |
| 5.3.2. Sistema eléctrico Gran Canaria 2020 . . . . .  | 128        |
| 5.4. Resumen y conclusiones . . . . .   | 133        |
|   | 137        |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Capítulo 6. Conclusiones principales y trabajos futuros</b> .....                                   |     |
| 6.1. Conclusiones principales .....  | 137 |
| 6.2. Trabajos futuros .....  | 139 |
| <b>Apéndice A. Principales características de los sistemas eléctricos tratados en esta tesis</b> ..... | 141 |
| A.1. Algunas características de los sistemas eléctricos pequeños y aislados. ....                      | 141 |
| A.2. Los sistemas eléctricos canarios .....  | 142 |
| A.3. Sistemas eléctricos canarios considerados en esta tesis .....                                     | 143 |
| A.3.1. Sistema eléctrico de Gran Canaria 2020 .....  | 143 |
| A.3.1.1. Generación convencional .....   | 145 |
| A.3.1.2. Generación eólica .....   | 146 |
| A.3.1.3. Generación fotovoltaica .....   | 146 |
| A.3.1.4. Generación hidroeléctrica .....   | 147 |
| A.3.1.5. Demanda .....   | 147 |
| A.3.2. Sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020 .....   | 148 |
| A.3.2.1. Generación convencional .....   | 149 |
| A.3.2.2. Generación eólica .....   | 149 |
| A.3.2.3. Generación fotovoltaica .....   | 150 |
| A.3.2.4. Demanda .....   | 150 |
| A.3.3. Sistema eléctrico de Tenerife 2020 .....  | 151 |
| A.3.3.1. Generación convencional .....   | 152 |
| A.3.3.2. Generación eólica .....   | 153 |
| A.3.3.3. Generación fotovoltaica .....   | 154 |
| A.3.3.4. Generación hidroeléctrica .....   | 154 |
| A.3.3.5. Demanda .....   | 154 |
| A.3.4. Sistema eléctrico de La Gomera 2020 .....   | 155 |
| A.3.4.1. Generación convencional .....   | 155 |
| A.3.4.2. Generación eólica .....   | 156 |
| A.3.4.3. Generación fotovoltaica .....   | 156 |

|   |            |
|---|------------|
| A.3.4.4. Generación hidroeléctrica . . . . .  | 156        |
| A.3.4.5. Demanda . . . . .  | 156        |
| A.4. Sistemas eléctricos del norte de África 2020 . . . . .   | 157        |
| A.4.1. Nudos . . . . .  | 157        |
| A.4.2. Líneas eléctricas . . . . .  | 158        |
| A.4.3. Generación convencional . . . . .  | 163        |
| A.4.4. Generación hidroeléctrica . . . . .  | 165        |
| A.4.5. Generación eólica . . . . .  | 165        |
| A.4.6. Generación solar termoeléctrica . . . . .  | 166        |
| A.4.7. Demanda . . . . .  | 167        |
| <b>Apéndice B. Implementación de los sistemas eléctricos en la aplicación<br/>informática . . . . .</b>                       | <b>169</b> |
| B.1. Introducción . . . . .   | 169        |
| B.2. Implementación para régimen estacionario . . . . .   | 170        |
| B.3. Implementación para régimen dinámico . . . . .   | 170        |
| B.3.1. Generación térmica convencional, hidroeléctrica y solar termoeléctrica . . .   | 170        |
| B.3.2. Generación eólica . . . . .  | 171        |
| B.3.3. Generación fotovoltaica . . . . .  | 173        |
| B.3.4. Protecciones . . . . .   | 173        |
| B.3.5. Sistemas de deslastre de carga . . . . .   | 174        |
| <b>Apéndice C. Descripción básica del transporte de energía eléctrica en alta<br/>tensión en corriente continua . . . . .</b> | <b>175</b> |
| C.1. Introducción . . . . .   | 175        |
| C.2. Tipo de conexiones . . . . .   | 176        |
| C.3. Configuración de sistemas . . . . .  | 179        |
| C.4. Topologías HVDC . . . . .  | 181        |
| <b>Apéndice D. Asignación de potencia a los generadores gestionables para el<br/>capítulo 4 . . . . .</b>                     | <b>187</b> |
| <b>Bibliografía . . . . .</b>   | <b>189</b> |



## Lista de tablas

|   |    |
|---|----|
| 2.1: Valores establecidos para la EI . . . . .  | 8  |
| 2.2: Valores utilizados en los transformadores en el sistema eléctrico de prueba . . .  | 9  |
| 2.3: Parámetros de la línea eléctrica del sistema eléctrico de prueba . . . . .   | 9  |
| 2.4: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba . . . . .  | 10 |
| 2.5: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema . . . . .  | 11 |
| 2.6: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI . . . . .       | 12 |
| 2.7: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba . . . . .  | 15 |
| 2.8: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema  | 16 |
| 2.9: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI . . . . .       | 17 |
| 2.10: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba . . . . .   | 19 |
| 2.11: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema   | 20 |
| 2.12: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI . . . . .      | 21 |
| 2.13: $t_{reduc}$ considerados . . . . .  | 23 |
| 2.14: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia . . . . .   | 24 |
| 3.1: Subestaciones consideradas con generación eólica para análisis de la EI en Lanzarote-Fuerteventura . . . . .                       | 32 |
| 3.2: Potencias desconectadas en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura . . .  | 32 |
| 3.3: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 . . . . . | 34 |
| 3.4: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI . . . . .       | 35 |
| 3.5: Potencia generada por cada aerogenerador y generación eólica total en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura . . . . .       | 39 |

|  |     |
|--|-----|
| 3.6: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura . . . . .         | 40  |
| 3.7: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI . . . . .          | 40  |
| 3.8: Penetraciones eólicas en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura . . . . .   | 42  |
| 3.9: Valores de $f_{min}$ y correspondientes $\Delta f_{max}$ alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura . . . . .         | 44  |
| 3.10: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia . . . . .  | 47  |
| 3.11: Subestaciones consideradas con generación eólica para análisis de la EI en Gran Canaria . . . . .                                    | 49  |
| 4.1: Potencias renovables instaladas consideradas en los SEC . . . . .   | 65  |
| 4.2: Márgenes de tensión admisibles en el estado normal de funcionamiento del sistema . . . . .  | 66  |
| 4.3: Demanda, generación e intercambios de potencia en los sistemas . . . . .  | 68  |
| 4.4: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Gran Canaria y de . . . . .   | 69  |
| 4.5: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda mínima . . . . . | 81  |
| 4.6: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda media . . . . .  | 81  |
| 4.7: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda máxima . . . . . | 82  |
| 4.8: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Gran Canaria y de Lanzarote-Fuerteventura . . . . .                                 | 82  |
| 4.9: Demanda, generación e intercambios de potencia en Tenerife y La Gomera. Período de demanda mínima . . . . .                           | 102 |
| 4.10: Demanda, generación e intercambios de potencia en Tenerife y La Gomera. Período de demanda máxima . . . . .                          | 103 |
| 4.11: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife y de La Gomera. Período de demanda mínima . . . . .                       | 103 |
| 4.12: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife y de La Gomera. Período de demanda máxima . . . . .                       | 104 |
| 5.1: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GI . . . . .  | 118 |

|  |     |
|--|-----|
| 5.2: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM . . . .   | 119 |
| 5.3: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con capacidad de EI . . . . .                         | 119 |
| 5.4: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Gran Canaria con GI . . . . .   | 129 |
| 5.5: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Gran Canaria con GSM y con GSM dotados de capacidad de EI . . . . .                   | 129 |
| A.1: Clasificación de los sistemas eléctricos aislados . . . . .   | 142 |
| A.2: Clasificación de los sistemas eléctricos insulares . . . . .  | 142 |
| A.3: Potencia de generación instalada y conectada a red en Canarias en el año 2013   | 143 |
| A.4: Demanda y potencia punta anual en Canarias en el año 2013 . . . . .   | 143 |
| A.5: Parque de generación convencional previsto en Gran Canaria para en el año   | 145 |
| A.6: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de Gran Canaria para el año 2020 . . . . .                                | 146 |
| A.7: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Gran Canaria estimada para el año 2020 . . . . .                | 147 |
| A.8: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Gran Canaria estimada para el año 2020 . . . . .             | 147 |
| A.9: Parque de generación convencional previsto en Lanzarote-Fuerteventura estimado en el año 2020 . . . . .                     | 149 |
| A.10: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura para el año 2020 . . . . .                    | 150 |
| A.11: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura estimada para el año 2020 . . . . .    | 150 |
| A.12: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura estimada para el año 2020 . . . . . | 151 |
| A.13: Parque de generación convencional previsto en Tenerife estimado en el año 2020 . . . . .                                   | 153 |
| A.14: Parques eólicos propuestos en el sistema eléctrico de Tenerife para el año 2020 . . . . .                                  | 153 |
| A.15: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Tenerife estimada para el año 2020 . . . . .                   | 154 |
| A.16: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Tenerife estimada para el año 2020 . . . . .                | 155 |

|   |     |
|---|-----|
| A.17: Parque de generación convencional previsto en La Gomera estimado en el año 2020 .....                                 | 156 |
| A.18: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de La Gomera para el año 2020 .....                                 | 156 |
| A.19: Nudos más próximos a Canarias de la red de transporte del norte de África esperados para el año 2020 .....            | 157 |
| A.20: Circuitos en los sistemas eléctricos del norte de África 2020 .....   | 159 |
| A.21: Centrales eléctricas térmicas previstas en la zona norte de África más próxima a Canarias para el año 2020 .....      | 164 |
| A.22: Centrales hidroeléctricas previstas en el norte de África en la zona más próxima a Canarias para el año 2020 .....    | 165 |
| A.23: Potencia eólica prevista de instalar en la zona norte de África más próxima a Canarias para el año 2020 .....         | 166 |
| A.24: Generación solar termoeléctrica en la zona más próxima a Canarias estimada para el año 2020 .....                     | 167 |
| A.25: Demanda de potencia por subestación en la zona más próxima a Canarias estimada para el año 2020 .....                 | 167 |
| B.1: Modelos de sistemas de regulación de velocidad y de control de excitación implementados .....                          | 171 |
| B.2: Ajustes de las protecciones de la generación térmica convencional e hidroeléctrica .....                               | 173 |
| B.3: Ajustes de las protecciones de la generación eólica .....  | 174 |
| B.4: Valores utilizados en el modelo de deslastre de cargas en los SEC .....  | 174 |
| D.1: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura .....          | 187 |
| D.2: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura - África ..... | 188 |
| D.3: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Tenerife - La Gomera .....                            | 188 |

## Lista de figuras

|  |    |
|--|----|
| 2.1: Diagrama de bloques básico de la EI en esta tesis . . . . .   | 7  |
| 2.2: Característica de control de la EI implementada . . . . .   | 7  |
| 2.3: Diagrama unifilar del sistema de prueba para el estudio de la EI . . . . .  | 8  |
| 2.4: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI ante pérdida de diferentes cantidades de generación convencional . . . . .                                   | 10 |
| 2.5: Potencia activa generada por el GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional . . . . .                           | 12 |
| 2.6: Potencia activa y velocidad de giro del aerogenerador en el supuesto 1 . . . . .  | 13 |
| 2.7: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional . . . . .                            | 14 |
| 2.8: Frecuencia del sistema con GSM a diferentes regímenes de potencia, con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .          | 16 |
| 2.9: Potencia activa generada por el GSM a diferentes regímenes de potencia, con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .     | 18 |
| 2.10: Tensión en el nudo Demanda con GSM a diferentes regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .      | 18 |
| 2.11: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .       | 20 |
| 2.12: Frecuencia del sistema con GSM con EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .                          | 20 |
| 2.13: Potencia activa generada por los GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . . | 22 |
| 2.14: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .   | 23 |
| 2.15: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .        | 24 |

|   |    |
|---|----|
| Potencia activa generada por los GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .                                   | 25 |
| 2.1: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .                                | 25 |
| 2.18: Huecos de tensión que deben soportar los parques eólicos en el sistema eléctrico peninsular y en los sistemas eléctricos canarios . . . . .   | 26 |
| 2.19: Características de generación/consumo de potencia reactiva de varios modelos de aerogeneradores . . . . .   | 27 |
| 2.20: Característica P-Q del aerogenerador modelado . . . . .   | 27 |
| 2.21: Característica $\Delta IQ - \Delta U$ del aerogenerador . . . . .   | 28 |
| 3.1: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional                                   | 34 |
| 3.2: Potencia activa generada por un GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional . . . . .  | 36 |
| 3.3: Tensión en la subestación Mácher con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de distintas cantidades de generación convencional . . . . .  | 38 |
| 3.4: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM a diferentes regímenes de potencia con y sin capacidad de EI al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .     | 39 |
| 3.5: Potencia activa generada por un GSM a distintos regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse la pérdida de generación convencional . . . . .                                   | 41 |
| 3.6: Tensión en la subestación Mácher con GSM a distintos regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional . .                                   | 42 |
| 3.7: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . . | 43 |
| 3.8: Potencia activa generada por un parque eólico formado por GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse la pérdida de generación convencional . . . . .     | 45 |
| 3.9: Tensión en la subestación Mácher con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .                         | 46 |
| 3.10: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .       | 47 |

|  |    |
|--|----|
| 3.11: Potencia activa generada por un parque eólico formado por GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse la pérdida de generación convencional . . . . .  | 48 |
| 3.12: Tensión en la subestación Mácher con GSM con capacidad de EI, para varios valores de $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional . . . . .  | 49 |
| 3.13: Frecuencia del sistema eléctrico Gran Canaria con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana . . . . .  | 50 |
| 3.14: Potencia activa generada por la generación eólica conectada a la subestación Matorral, formada por GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana . . . . . | 51 |
| 3.15: Tensión en la subestación San Mateo con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana . . . . .  | 51 |
| 3.16: Frecuencia del sistema eléctrico La Gomera con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar . . . . .  | 52 |
| 3.17: Potencia activa generada por la generación eólica formada por GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar . . . . .   | 53 |
| 3.18: Tensión en la subestación Alajeró con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar . . . . .   | 54 |
| 4.1: Infraestructuras propuestas en varias iniciativas e interconexiones contempladas en esta tesis . . . . .  | 59 |
| 4.2: Diagrama de la interconexión estudiada entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura . . . . .  | 61 |
| 4.3: Diagrama de la interconexión estudiada entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África . . . . .  | 62 |
| 4.4: Frecuencia ante la desconexión de generación convencional en Gran Canaria . . . . .   | 71 |
| 4.5: Potencia por polo ante desconexión de generación convencional en Gran Canaria . . . . .   | 71 |
| 4.6: Tensión ante la desconexión de generación convencional en Gran Canaria . . . . .  | 71 |
| 4.7: Frecuencia ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura . . . . .  | 72 |
| 4.8: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura . . . . .   | 72 |
| 4.9: Tensión ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura . . . . .   | 72 |

|  |    |
|--|----|
| 4.10: Frecuencia ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria . . . . .   | 73 |
| 4.11: Potencia por polo ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria  | 73 |
| 4.12: Tensión ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria . . . . .  | 73 |
| 4.13: Frecuencia ante la desconexión la potencia renovable en Lanzarote-<br>Fuerteventura . . . . .  | 74 |
| 4.14: Potencia por polo ante la desconexión de potencia renovable en Lanzarote-<br>Fuerteventura . . . . .                                   | 75 |
| 4.15: Tensión ante la desconexión de potencia renovable en Lanzarote-<br>Fuerteventura . . . . .   | 75 |
| 4.16: Frecuencia ante un cortocircuito en la subestación Arinaga . . . . .   | 76 |
| 4.17: Tensión ante cortocircuito en la subestación Arinaga . . . . .   | 76 |
| 4.18: Potencia por polo ante un cortocircuito en la subestación Arinaga . . . . .  | 76 |
| 4.19: Frecuencia ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise . . . . .   | 77 |
| 4.20: Tensión ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise . . . . .  | 77 |
| 4.21: Potencia por polo ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise . . . . .  | 77 |
| 4.22: Frecuencia ante la pérdida de uno de los polos de interconexión . . . . .  | 79 |
| 4.23: Potencia por polo ante la pérdida de uno de los polos de interconexión . . . . .   | 79 |
| 4.24: Tensión ante la pérdida de uno de los polos de interconexión . . . . .   | 79 |
| 4.25: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período<br>de demanda mínima . . . . .                             | 85 |
| 4.26: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria.<br>Período de demanda mínima . . . . .                   | 85 |
| 4.27: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período<br>de demanda media . . . . .                              | 86 |
| 4.28: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria.<br>Período de demanda media . . . . .                    | 86 |
| 4.29: Potencia reactiva consumida por polo ante la pérdida de generación<br>convencional en Gran Canaria. Período de demanda media . . . . . | 86 |
| 4.30: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período<br>de demanda máxima . . . . .                             | 87 |
| 4.31: Potencia convertida por polo ante la pérdida de generación convencional en<br>Gran Canaria. Período de demanda máxima . . . . .        | 87 |

|   |    |
|---|----|
| 4.32: Potencia reactiva consumida por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda máxima . . . . .  | 87 |
| 4.33: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda mínima . . . . .  | 88 |
| 4.34: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda mínima . . . . .  | 88 |
| 4.35: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda media . . . . .   | 88 |
| 4.36: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda media . . . . .   | 88 |
| 4.37: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda máxima . . . . .  | 89 |
| 4.38: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda máxima . . . . .  | 89 |
| 4.39: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable en Gran Canaria: (a) período de demanda mínima; (b) período de demanda media; (c) período de demanda máxima . . . . .            | 90 |
| 4.40: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable en Lanzarote-Fuerteventura: (a) período de demanda mínima; (b) período de demanda media; (c) período de demanda máxima . . . . . | 91 |
| 4.41: Tensión ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima . . . . .  | 92 |
| 4.42: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima . . . . .   | 92 |
| 4.43: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima . . . . .  | 92 |
| 4.44: Tensión en CC en las estaciones convertidoras ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima . . . . .  | 92 |
| 4.45: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima . . . . .  | 92 |
| 4.46: Tensión en Gran Canaria (subestación Guanarteme) ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media . . . . .  | 93 |
| 4.47: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media . . . . .  | 93 |
| 4.48: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media . . . . .   | 93 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.49: Tensión en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima . . . . .                                       | 94  |
| 4.50: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima . . . . .                                    | 94  |
| 4.51: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima . . . . .                         | 94  |
| 4.52: Tensión en CC ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima . . . . .   | 95  |
| 4.53: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima . . . . .   | 95  |
| 4.54: Tensión en Lanzarote-Fuerteventura (subestación Jandía) ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda mínima . . . . . | 95  |
| 4.55: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda mínima . . . . .                   | 96  |
| 4.56: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda mínima . . . . .                              | 96  |
| 4.57: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda mínima . . . . .                                       | 96  |
| 4.58: Frecuencia en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda media . . . . .      | 97  |
| 4.59: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito en Haría-Teguise. Período de demanda máxima . . . . .                             | 97  |
| 4.60: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito Haría-Teguise. Período de demanda máxima . . . . .   | 97  |
| 4.61: Tensión en CC ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda máxima . . . . .   | 98  |
| 4.62: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda máxima . . . . .                                       | 98  |
| 4.63: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda mínima . . . . .  | 98  |
| 4.64: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda mínima . . . . .  | 98  |
| 4.65: Tensión en CC ante la desconexión de un polo. Período de demanda mínima . . . . .  | 99  |
| 4.66: Intensidad en CC ante desconexión de un polo. Período de demanda mínima . . . . .  | 99  |
| 4.67: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda media . . . . .   | 100 |
| 4.68: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda media . . . . .   | 100 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.69: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda máxima . . . . .   | 101 |
| 4.70: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda máxima . . . . .   | 101 |
| 4.71: Tensión en CC ante la desconexión de un polo. Período de demanda máxima   | 101 |
| 4.72: Intensidad en CC del polo ante la desconexión de un polo. Período de<br>demanda máxima . . . . .  | 101 |
| 4.73: Diagrama de tensiones de Tenerife y La Gomera. Período de demanda mínima  | 105 |
| 4.74: Diagrama de tensiones de Tenerife y La Gomera. Período de demanda<br>máxima . . . . .   | 105 |
| 4.75: Frecuencia ante la pérdida de generación convencional: (a) Período de<br>demanda mínima; (b) Período de demanda máxima . . . . .  | 107 |
| 4.76: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable: (a) Período de demanda<br>mínima; (b) Período de demanda máxima . . . . .   | 108 |
| 4.77: Frecuencia en período de demanda mínima ante un cortocircuito trifásico<br>franco de 250 ms en: (a) la subestación Granadilla; (b) la subestación El Porís; (c) la<br>subestación Buenos Aires . . . . .    | 109 |
| 4.78: Frecuencia en el período de demanda máxima ante un cortocircuito trifásico<br>franco de 250 ms en: (a) la subestación Granadilla; (b) la subestación El Porís; (c) la<br>subestación Buenos Aires . . . . . | 110 |
| 4.79: Frecuencia en el período de demanda mínima ante la pérdida del circuito: (a)<br>El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos . . . . .   | 111 |
| 4.80: Tensión en el período de demanda mínima ante la pérdida del circuito: (a) El<br>Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos . . . . .  | 111 |
| 4.81: Tensiones en el período de demanda máxima ante la pérdida del circuito: (a)<br>El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos . . . . .  | 112 |
| 4.82: Tensión en el período de demanda máxima ante la pérdida del circuito: (a) El<br>Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos . . . . .  | 113 |
| 5.1: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-<br>Fuerteventura con GI . . . . .   | 119 |
| 5.2: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-<br>Fuerteventura con GSM dotados de capacidad de soporte de huecos de tensión y<br>control de tensión . . . . .             | 120 |
| 5.3: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-<br>Fuerteventura con GSM dotados de capacidad de soporte de huecos de tensión,<br>control de tensión y EI . . . . .         | 120 |
| 5.4: Evolución temporal de las tensiones en los parques eólicos al producirse un<br>cortocircuito trifásico franco de 250 ms de duración en la subestación Las Salinas  |     |

|  |     |
|--|-----|
| con una potencia eólica de 50 MW y estando constituida por (a), (b): GI; (c), (d): GSM y (e), (f): GSM y con capacidad de EI . . . . .   | 122 |
| 5.5: Evolución temporal de la tensión y de la frecuencia cuando se produce un cortocircuito trifásico en: (a) Subestación Las Salinas, con una duración de 260 ms, con GI; (b) Subestación Punta Grande, con una duración de 230 ms, con GSM; (c) Subestación Haría-Teguise, con una duración de 420 ms, GSM con capacidad de EI | 123 |
| 5.6: Inercia total del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura para los distintos supuestos . . . . .  | 124 |
| 5.7: TCE obtenidos para cortocircuito en cada subestación considerando las distintas tecnologías de aerogeneradores . . . . .  | 125 |
| 5.8: Potencia reactiva del parque eólico E2 en los casos de GI y GSM cuando se produce en el sistema un cortocircuito trifásico de 300 ms de duración . . . . .  | 126 |
| 5.9: Evolución temporal de la tensión y de la frecuencia cuando se produce un cortocircuito trifásico franco de 300 ms de duración en la subestación Las Salinas y con una potencia eólica total de 80 MW . . . . .  | 127 |
| 5.10: Potencia activa generada por el parque eólico E2 en los casos de GSM y GSM con capacidad de EI cuando se produce un cortocircuito trifásico franco de 300 ms de duración en la subestación de Las Salinas y existe una potencia eólica total en el sistema de 80 MW . . . . .  | 128 |
| 5.11: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Gran Canaria con GI . . . . .  | 130 |
| 5.12: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Gran Canaria con GSM y con GSM dotados de capacidad de EI . . . . .  | 130 |
| 5.13: Inercia total del sistema eléctrico Gran Canaria para los escenarios de generación eólica . . . . .  | 131 |
| 5.14: Evolución temporal de la frecuencia al producirse un cortocircuito trifásico franco de 400 ms de duración en la subestación Barranco Seco con 150 MW de generación eólica constituida por GSM . . . . .  | 132 |
| 5.15: Evolución temporal de la frecuencia al producirse un cortocircuito trifásico franco de 420 ms de duración en la subestación Barranco Seco con 50 MW de generación eólica en los caso de GI y GSM . . . . .   | 133 |
| A.1: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Gran Canaria 2020 . . . . .  | 144 |
| A.2: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020 . . . . .   | 148 |
| A.3: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Tenerife 2020 . . . . .  | 152 |
| A.4: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de La Gomera 2020 . . . . .   | 155 |

|   |     |
|---|-----|
| B.1: Diagrama del aerogenerador de velocidad variable con convertidores para toda su potencia . . . . .   | 172 |
| B.2: Diagrama simplificado del modelo considerado . . . . .   | 173 |
| C.1: Diagrama básico de un sistema de transporte en alta tensión de corriente continua . . . . .  | 175 |
| C.2: Conexión monopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno por tierra o por mar . . . . .   | 176 |
| C.3: Conexión monopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno metálico . . . . .   | 177 |
| C.4: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras . . . . .  | 177 |
| C.5: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras . . . . .  | 177 |
| C.6: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras en funcionamiento monopolar debido a una avería en uno de los polos, produciéndose el retorno por tierra . . . . . | 178 |
| Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras en funcionamiento monopolar debido a una avería en uno de los dispositivos convertidores con retorno metálico . . . . . | 178 |
| Conexión homopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno por tierra o por mar . . . . .  | 179 |
| C.9: Sistema en configuración «Back-to-Back» . . . . .  | 179 |
| C.10: Sistema de transporte HVDC multiterminal en serie . . . . .   | 180 |
| C.11: Sistema de transporte HVDC multiterminal en paralelo . . . . .  | 181 |
| C.12: Diagrama del puente de seis pulsos . . . . .  | 182 |
| C.13: Configuración de convertidor de doce pulsos . . . . .   | 182 |
| C.14: Sistema de transporte LCC-HVDC con conexión bipolar con retorno por tierra o mar . . . . .  | 183 |
| C.15: Diagrama básico de un puente de seis pulsos en convertidor VSC de dos niveles con IGBT . . . . .  | 184 |
| C.16: Convertidor VSC de tres niveles con IGBT . . . . .  | 185 |
| C.17: Diagrama de un convertidor VSC con topología MMC . . . . .  | 186 |
| C.18: Topología del sistema de transporte VSC-HVDC . . . . .  | 186 |



## Abreviaturas

AUE – *Arab Union of Electricity*, Unión Árabe de Electricidad

CA – Corriente alterna

CC – Corriente continua

EI – Emulación de Inercia

ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, Red europea de operadores de sistemas de transporte de electricidad

GI – Aerogenerador de inducción convencional

GSM – Aerogenerador síncrono multipolo con convertidores electrónicos para toda su potencia

HVDC – Alta tensión en corriente continua

IEC – *International Electrotechnical Commission*, Comisión Electrotécnica Internacional

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*, Transistor bipolar de puerta aislada

LCC – *Line-Commutated Converter*, Convertidor conmutado en línea

MMC – *Modular Multilevel Converter*, Convertidor multinivel modular

PMSG – *Permanent magnet synchronous generator*, Generador síncrono de imanes permanentes

SCR – *Silicon-controlled rectifier*, Rectificador controlado de silicio

SCR – *Short-Circuit Ratio*, Relación de cortocircuito

SEC – Sistema eléctrico canario

STEP *Station de Transfer d'énergie par Pompage*, Central hidroeléctrica de bombeo

SVC – *Static VAR Compensator* - Compensador estático de potencia reactiva

VSC – *Voltage Source Converter*, Convertidor de fuente de tensión

XLPE – Polietileno reticulado



## Capítulo 1

# Objetivos y estructura de la tesis

### 1.1. Introducción

El actual modelo energético global se sustenta principalmente en fuentes de energía fósiles finitas, como el petróleo y el carbón. Por este motivo, el modelo es insostenible a largo plazo desde un punto de vista económico, ambiental y social.

Por lo tanto, se están llevando a cabo acciones encaminadas a reducir la dependencia de este tipo de energías. Una de ellas es la apuesta por el desarrollo de las energías renovables, que favorecen la lucha contra el cambio climático y ayudan a asegurar el suministro de energía a través de la disminución de la dependencia energética del exterior.

En este sentido, el crecimiento de las energías renovables ha experimentado en los últimos años un aumento sin precedentes, alcanzándose valores récord de potencia instalada y energía generada por estas fuentes.

En el año 2004, la potencia renovable mundial destinada a la producción de electricidad era de 160 GW. A finales del año 2014 alcanzó los 657 GW, de los cuales la generación eólica representa el 56,3 %, la generación fotovoltaica el 26,9 % y la generación solar termoeléctrica el 0,7 %. En la Unión Europea la potencia renovable total instalada alcanzó los 255 GW a finales de 2014 [1].

Se espera que esta tendencia en el desarrollo de las energías renovables continúe. Conforme a varias estimaciones, para el año 2030 la potencia renovable total instalada a nivel mundial podría alcanzar los 3100 GW [2].

En Europa el desarrollo de las energías renovables se ve promovido por planes estratégicos nacionales y supranacionales. De acuerdo a estos planes, se propone que el 20 % de la energía consumida en Europa provenga de fuentes renovables para el año 2020 y un 30 % en 2030 [3,4].

En este contexto, la integración de la generación de origen renovable en los sistemas eléctricos se ha convertido en un reto. Determinadas características inherentes a la generación renovable dificultan su integración. Una de ellas, quizás la más importante, es la variabilidad del recurso o fuente primaria del que dependen. En el caso de la generación eólica y la generación fotovoltaica, al variar la velocidad del viento y la irradiancia respectivamente, la potencia producida por estas fuentes también varía en consecuencia. Esto se traduce en una generación fluctuante de potencia que ha de ser compensada por los elementos de regulación presentes en el sistema para mantener el equilibrio entre generación y demanda que se requiere en un sistema eléctrico.

Al incrementarse la penetración de la generación renovable, también se incrementa la necesidad de compensar la potencia fluctuante que producen. Tradicionalmente, los elementos de regulación encargados de mantener este equilibrio son los reguladores de potencia-frecuencia de los generadores síncronos presentes en las centrales eléctricas. Por consiguiente, una mayor capacidad de regulación por parte de estos elementos puede ser requerida.

Por otro lado, en los sistemas eléctricos es necesario el mantenimiento de un perfil de tensiones adecuado para lograr un correcto funcionamiento del conjunto, minimizando las pérdidas en el transporte y estableciendo un punto de operación alejado de la inestabilidad de tensión. En la práctica, el mantenimiento de las tensiones se realiza principalmente a través de la capacidad de regulación de la potencia reactiva proporcionada por los generadores síncronos de las centrales eléctricas. Hasta no hace mucho tiempo, las generaciones eólica y fotovoltaica no eran capaces de ofrecer ningún tipo de regulación de potencia reactiva, por lo que una penetración elevada de este tipo de energías podría causar una merma en la capacidad de regulación de tensión en los sistemas eléctricos.

Los grandes sistemas eléctricos continentales como el europeo, gestionado por los miembros de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), poseen una gran inercia y sus capacidades de regulación son elevadas. Esto permite una integración de generación renovable alta sin necesidad de tomar medidas extraordinarias. En Europa, altas penetraciones de energía eólica (hasta un 20 %) podrían alcanzarse sin necesidad de contar con capacidad de regulación de potencia activa adicional [5]. En cambio, los sistemas eléctricos pequeños y aislados, como aquellos presentes en pequeñas islas, presentan bajas inercias y capacidades de regulación limitadas, lo cual dificulta la introducción de las energías renovables.

Desde hace unos años, fabricantes de aerogeneradores e inversores fotovoltaicos han implementado nuevas capacidades como la regulación de potencia activa, la capacidad de regulación de tensión y, además, la de soporte de faltas. Estas nuevas características pueden ayudar a aumentar la penetración de la generación renovable en los sistemas eléctricos, especialmente en aquellos pequeños y aislados.

Asimismo, las interconexiones entre distintos sistemas eléctricos se presentan como una forma de reforzar los mismos, obteniéndose en su conjunto, una mayor inercia y unas mayores capacidades de regulación. Este refuerzo de los sistemas, conjuntamente con la posibilidad de realizar intercambios de energía, permite considerar a las interconexiones como una opción más para lograr aumentar la penetración de la generación renovable, sobre todo en sistemas pequeños y aislados.

Por otro lado, el almacenamiento de energía se ha considerado como una solución para integrar toda aquella potencia renovable que no puede ser consumida en el sistema en los momentos de gran producción renovable y/o baja demanda. Por lo tanto, el almacenamiento representa un recurso más para lograr mayores niveles de penetración renovable en los sistemas eléctricos.

## 1.2. Objetivos de la tesis

En esta tesis se ha propuesto un trabajo de investigación que analiza el aumento de la penetración de las energías renovables en los sistemas eléctricos pequeños y aislados, y en especial, en el ámbito de los sistemas eléctricos canarios (SEC). Para ello se han tenido en cuenta aspectos comentados en el punto anterior.

Se toma como base para el análisis los sistemas eléctricos esperados para el año 2020.

En concreto, se pretende estudiar las características o capacidades de soporte de huecos de tensión proporcionadas por la generación fotovoltaica y la generación eólica y la capacidad control de tensión y de emulación de inercia que ofrecen los aerogeneradores más modernos.

Además, se analizan las posibilidades de interconexión entre las islas y entre estas y el continente africano, teniendo en cuenta además el almacenamiento ofrecido por centrales hidroeléctricas reversibles.

Se realiza una valoración de la integración en los SEC de la generación eólica con las capacidades de soporte de huecos de tensión, control de tensión y EI haciendo uso del tiempo crítico de eliminación (TCE).

## 1.3. Estructura de la tesis

La tesis se ha estructurado de la siguiente manera:

En el capítulo 2, como un primer paso, se presentan las capacidades de emulación de inercia (EI), control de tensión y soporte de huecos de tensión que pueden ser proporcionadas por la generación renovable. Asimismo, se analiza el comportamiento de la EI desarrollada por aerogeneradores síncronos multipolo con convertidores para toda su potencia (GSM) en un sistema eléctrico de prueba creado para tal fin. El análisis se realiza en régimen dinámico y considera la pérdida de generación convencional abordando varios supuestos. Para ello se hace uso de la aplicación informática PSS®E en su versión 32.

En el capítulo 3 se estudia cómo afecta la capacidad de EI desarrollada por los GSM sobre los SEC. Se ha procurado realizar el mismo análisis planteado en el anterior capítulo, o sea, estudiándose la EI ante pérdidas de generación convencional.

En el capítulo 4 se aborda las interconexiones y el almacenamiento constituido por centrales hidroeléctricas reversibles. El análisis explora las interconexiones entre los SEC, y entre estos y los sistemas eléctricos africanos más próximos a Canarias. Esta última interconexión posibilitaría incluso la conexión con el sistema eléctrico europeo a través de la península ibérica. Para ello, se han supuesto varias interconexiones y almacenamientos hidroeléctricos, y se han propuesto unos escenarios con alta penetración de generación eólica y generación fotovoltaica instalada, estudiándose su viabilidad técnica. Al igual que en los capítulos anteriores se utilizó la aplicación informática PSS®E en su versión 32.

En el capítulo 5 se ha llevado a cabo una evaluación de la integración de los modernos aerogeneradores con sus capacidades de control en los SEC a través del tiempo crítico de

eliminación (TCE), considerando la metodología de cálculo de este parámetro propuesta por el operador del sistema.

En el capítulo 6 se describen las principales conclusiones de la tesis así como los futuros trabajos que pudieran ser abordados.

En los apéndices se recogen algunos temas necesarios para la mejor comprensión de los capítulos. En el apéndice A se presentan las principales características de los sistemas eléctricos que han sido objeto de estudio en esta tesis. En el apéndice B se describe la implementación de los sistemas eléctricos en la herramienta informática PSS®E. En el apéndice C se han presentado algunos aspectos básicos del transporte de energía eléctrica en alta tensión de corriente continua que permiten tener un mejor entendimiento de las interconexiones de este tipo estudiadas en la presente tesis. Por último, en el apéndice D se recoge la asignación de potencia de los generadores gestionables para el análisis realizado en el Capítulo 4.

## Capítulo 2

# Emulación de inercia y otras capacidades

## 2.1. Introducción

En este capítulo se introducen los conceptos de EI, capacidad de soporte de huecos de tensión y capacidad de control de tensión asociados a la generación renovable. Conjuntamente, se analiza los efectos que produce la generación eólica con EI sobre un sistema eléctrico modelado con este objetivo.

## 2.2. Capacidad de emulación de inercia

### 2.2.1. Concepto de emulación de inercia

Determinados tipos de generadores de origen renovable, como pueden ser los generadores eólicos o los generadores fotovoltaicos, se conectan a los sistemas eléctricos a través de convertidores electrónicos de potencia. En el caso de la generación eólica, estos dispositivos permiten aprovechar una mayor gama de vientos.

Los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, o tipo 3, tienen un convertidor conectado a su rotor. Ante una variación de frecuencia, la potencia proporcionada depende del par electromagnético en el entrehierro y éste, en parte, del control implementado en el convertidor. Los aerogeneradores conocidos como tipo 4 están equipados con convertidores que gestionan toda la potencia que inyectan a la red.

Sin embargo, la conexión a través de estos convertidores de potencia dificulta que los generadores aporten su inercia al sistema.

En sistemas eléctricos con penetración de este tipo de generación se produce una reducción de la inercia total, lo cual es objeto de preocupación y estudio por parte de los operadores de los sistemas eléctricos [6-8]. Como es lógico, en sistemas eléctricos pequeños y aislados como los de las islas Canarias, esta disminución de la inercia puede acarrear problemas de importancia en el control del sistema ante un determinado evento.

Desde hace unos años se planteó la posibilidad de que los aerogeneradores pudieran aportar inercia a través de la implementación de un control en sus convertidores electrónicos de potencia [9-11]. De este modo, los aerogeneradores podrían proporcionar parte de su energía cinética a la red ante un evento que lo requiriese.

Este control implementado en los convertidores es la emulación de inercia (EI), también conocido tanto en el ámbito académico como industrial por otros nombres como inercia sintética, inercia simulada o inercia artificial. La EI es una de las acciones de control de la potencia activa que pueden realizar los aerogeneradores [12].

La EI permite que un aerogenerador sea capaz de incrementar la potencia activa generada haciendo uso de la energía cinética de rotación que tienen sus elementos en movimiento (palas, buje, árbol de transmisión, rotor del generador, caja multiplicadora, etc.). De este modo, en caso de que se produjese una subfrecuencia en el sistema, el aerogenerador inyecta a la red una potencia activa extra ( $P_{ext}$ ), simulando la respuesta inercial de los generadores convencionales presentes en las centrales eléctricas.

La extracción de energía de rotación para inyectarla en la red implica la reducción de la velocidad de giro. Por lo tanto, la EI solo puede ejecutarse durante un determinado intervalo de tiempo que no cause una reducción excesiva de la velocidad de rotación del aerogenerador. Los intervalos de tiempo para la ejecución de la EI en los aerogeneradores comerciales actuales están en torno a 10 s aproximadamente [13-15].

Tras la inyección de  $P_{ext}$  mediante la EI, el aerogenerador debe disminuir la potencia generada para conseguir una reaceleración que permita alcanzar la velocidad de giro que tenía anteriormente. El tiempo que requiere el aerogenerador para recuperar la velocidad de giro podría ser de dos veces el período en el que tiene lugar la EI [16,17].

Actualmente el incremento de potencia activa que pueden proporcionar los aerogeneradores comerciales a través de la EI oscila entre el 4 y el 10 % de la potencia instantánea previa a la EI [18,19].

La  $P_{ext}$  que teóricamente puede ser inyectada a la red eléctrica mediante la EI puede ser expresada de la ecuación 2.1 [13].

$$P_{ext} t = \frac{1}{2} I_{Aerog} \omega_{r0}^2 - \frac{1}{2} I_{Aerog} \omega_{rt}^2 \quad (2.1)$$

en la que:

$t$ : período en el que tiene lugar la EI

$I_{Aerog}$ : momento de inercia total del aerogenerador

$\omega_{r0}$ : velocidad angular del aerogenerador al inicio de la EI

$\omega_{rt}$ : velocidad angular del aerogenerador al final de la EI

Algunos fabricantes de aerogeneradores han presentado en el mercado modelos de aerogeneradores que tienen implementado el control de EI, como son: General Electric con el sistema WindINERTIA™, ENERCON® con el sistema InertiaEmulation o Vestas [20-22].

En esta tesis, la EI es estudiada y aplicada a los sistemas eléctricos pequeños y aislados. Para el análisis de la EI se ha utilizado un aerogenerador tipo 4, siendo un aerogenerador síncrono multipolo con convertidor electrónico para toda su potencia (GSM). El aerogenerador

posee una potencia de 2 MW y es capaz de proporcionar EI. Una descripción del modelo del aerogenerador puede encontrarse en el apéndice B.

El modelado de la EI utilizado en el presente capítulo y en los capítulos 3 y 5 se basa en la presentada en [16]. Un diagrama de bloques del modelo del control de la EI puede verse en la Figura 2.1.

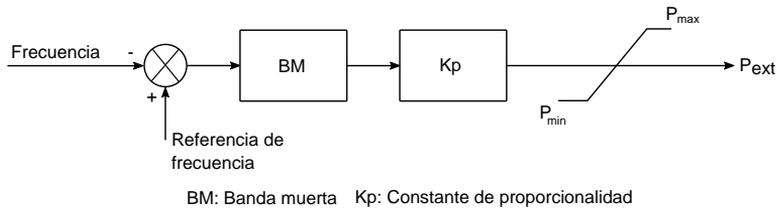


Figura 2.1: Diagrama de bloques básico de la EI considerada en esta tesis

La  $P_{ext}$  proporcionada a través de la EI se suma a la potencia que en esos instantes esté produciendo el aerogenerador y sigue la característica de control que se recoge en la Figura 2.2.

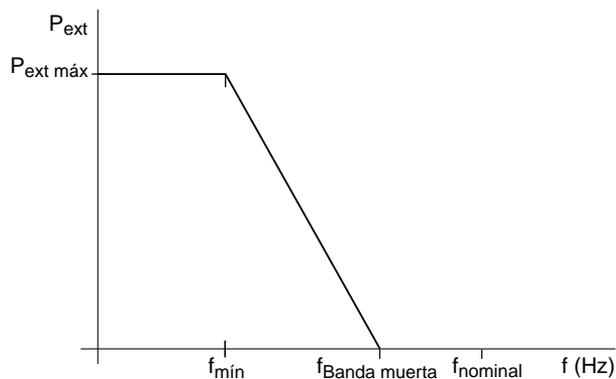


Figura 2.2: Característica de control de la EI implementada

De acuerdo a esta característica de control, el aerogenerador comenzaría a inyectar a la red  $P_{ext}$  cuando la frecuencia ( $f$ ) del sistema descendiera por debajo de un determinado valor, denominado  $f_{Banda\ muerta}$ . A partir de ese punto, la  $P_{ext}$  se incrementaría de forma inversamente proporcional al valor de la frecuencia hasta un valor  $f_{min}$ .

Para el análisis realizado en esta tesis, el máximo valor de potencia extra ( $P_{ext\ máx}$ ) que puede proporcionar el aerogenerador a través de la EI está en torno al 10 % de la potencia nominal del aerogenerador.

En la zona de la pendiente que presenta la característica de control, el valor de la  $P_{ext}$  puede ser obtenido a través de la ecuación 2.2.

$$P_{ext} = \frac{f_{Banda\ muerta} - f}{f_{Banda\ muerta} - f_{min}} \cdot P_{ext\ máx} \tag{2.2}$$

Con el objeto de estudiar la EI se han adoptado los valores que se presentan en la Tabla 2.1 para estos parámetros.

Tabla 2.1: Valores establecidos para la EI

|                     |          |
|---------------------|----------|
| $f_{Banda\ muerta}$ | 49,85 Hz |
| $f_{min}$           | 49,25 Hz |
| $P_{ext\ máx}$      | 0,2 MW   |

Como ya se indicó, una vez ha finalizada la inyección de  $P_{ext}$  a la red, el aerogenerador requiere un tiempo para la recuperación de su velocidad de giro. En el modelo, el tiempo para la recuperación es aproximadamente dos veces el tiempo en el que se ha estado ejecutando la EI. Dentro de este tiempo de recuperación se encuentra el tiempo de reducción de potencia  $t_{reduc}$ . Este parámetro ajustable en el modelo es el intervalo de tiempo en el cual el aerogenerador va a reducir la potencia generada con objeto de volver a recuperar la velocidad de giro. El valor de  $t_{reduc}$  ajustado en todas las simulaciones es de 2 s, excepto en aquellos apartados en los cuales se analiza la influencia de este parámetro sobre los sistemas eléctricos.

La velocidad de respuesta se encuentra dentro de los 800 ms.

### 2.2.2. Aplicación de la emulación de inercia a un sistema eléctrico de prueba

En este apartado se investiga los efectos de la EI proporcionada por el aerogenerador síncrono multipolo con convertidor electrónico para toda su potencia (GSM) ante la pérdida de potencia de generación convencional sobre un sistema pequeño y aislado de prueba, creado para tal fin.

Para poder apreciar los efectos de la EI en el análisis se han realizado varios supuestos. En cada supuesto pueden estudiarse dos casos: uno con el aerogenerador sin capacidad de EI y otro considerando que el aerogenerador puede proporcionar EI. De este modo pueden realizarse comparaciones entre ambos casos y entre supuestos.

#### 2.2.2.1. Descripción del sistema eléctrico de prueba

Para analizar los efectos de la EI prestada por los aerogeneradores se ha modelado un sistema que permita observar dichos efectos y cuyo diagrama unifilar se recoge en la Figura 2.3. El sistema para el estudio de la EI consiste básicamente en dos nudos principales, uno de generación y otro de consumo, unidos por una línea eléctrica.

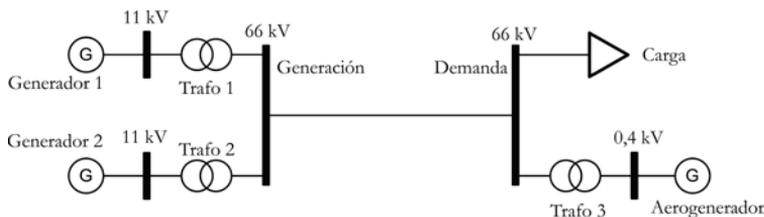


Figura 2.3: Diagrama unifilar del sistema de prueba para el estudio de la EI

El sistema cuenta con dos generadores síncronos: el generador 1 de 30 MVA, con una constante de inercia de 3,55 s y el generador 2 de 10 MVA, siendo su constante de inercia de 1,15 s. Ambos generadores están conectados al nudo de generación a través de sus correspondientes transformadores.

En el nudo de demanda se ha modelado una carga de 27 MW con un factor de potencia de 0,9 y un aerogenerador conectado por medio de un transformador. La potencia nominal del aerogenerador es 2 MW.

Para modelar los transformadores se ha considerado la impedancia de cortocircuito, despreciándose los parámetros transversales. En la Tabla 2.2 se recogen los valores de estos transformadores.

Tabla 2.2: Valores utilizados en los transformadores en el sistema eléctrico de prueba

| Transformador | S (MVA) | R <sub>cc</sub> (pu) | X <sub>cc</sub> (pu) |
|---------------|---------|----------------------|----------------------|
| Trafo 1       | 30      | 0,005                | 0,099                |
| Trafo 2       | 10      | 0,007                | 0,079                |
| Trafo 3       | 2,8     | 0,009                | 0,069                |

La línea que une los nudos de generación y demanda se ha modelado según el esquema  $\pi$ , despreciándose la conductancia. Los valores de los parámetros de la línea se indican en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Parámetros de la línea eléctrica del sistema eléctrico de prueba

| R (pu)   | X (pu) | B (pu)  |
|--|--------|---------|
| 0,005  | 0,017  | 0,00027 |
| U <sub>b</sub> = 66 kV; S <sub>b</sub> = 100 MVA |        |         |

Para el análisis en régimen dinámico, el modelo empleado para representar los generadores síncronos es GENSAL (Modelo de generador síncrono de polos salientes). Los sistemas de control de velocidad de los generadores se han modelado con DEGOV1 (*Woodward Diesel Governor*) y los sistemas de excitación haciendo uso del modelo SEXS (*Simplified Excitation System*). La carga se ha considerado como admitancia constante.

### 2.2.2.2. Efectos de la emulación de inercia ante la desconexión de diferentes cantidades de generación convencional

En el presente apartado se estudia los efectos de la EI sobre el sistema cuando se pierden diferentes cantidades de potencia de generación convencional.

Para ello, se han creado cuatro supuestos de pérdida de generación convencional, siendo simulada mediante la desconexión del generador 2. Por tanto, en cada supuesto las potencias desconectadas se corresponden con las producidas por dicho generador, siendo 4, 6, 8 y 10 MW. La potencia inyectada por el aerogenerador es su nominal, es decir, 2 MW. Estas potencias conjuntamente con las producidas por el generador 1 se muestran en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba

|               | Supuesto 1    | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|---------------|---------------|------------|------------|------------|
|               | Potencia (MW) |            |            |            |
| Generador 1   | 21            | 19         | 17         | 15         |
| Generador 2   | 4             | 6          | 8          | 10         |
| Aerogenerador | 2             | 2          | 2          | 2          |

**Resultados**

La Figura 2.4 muestra las evoluciones de la frecuencia del sistema obtenidas para los cuatro supuestos considerando los casos de aerogenerador sin capacidad de EI y aerogenerador con capacidad de EI.

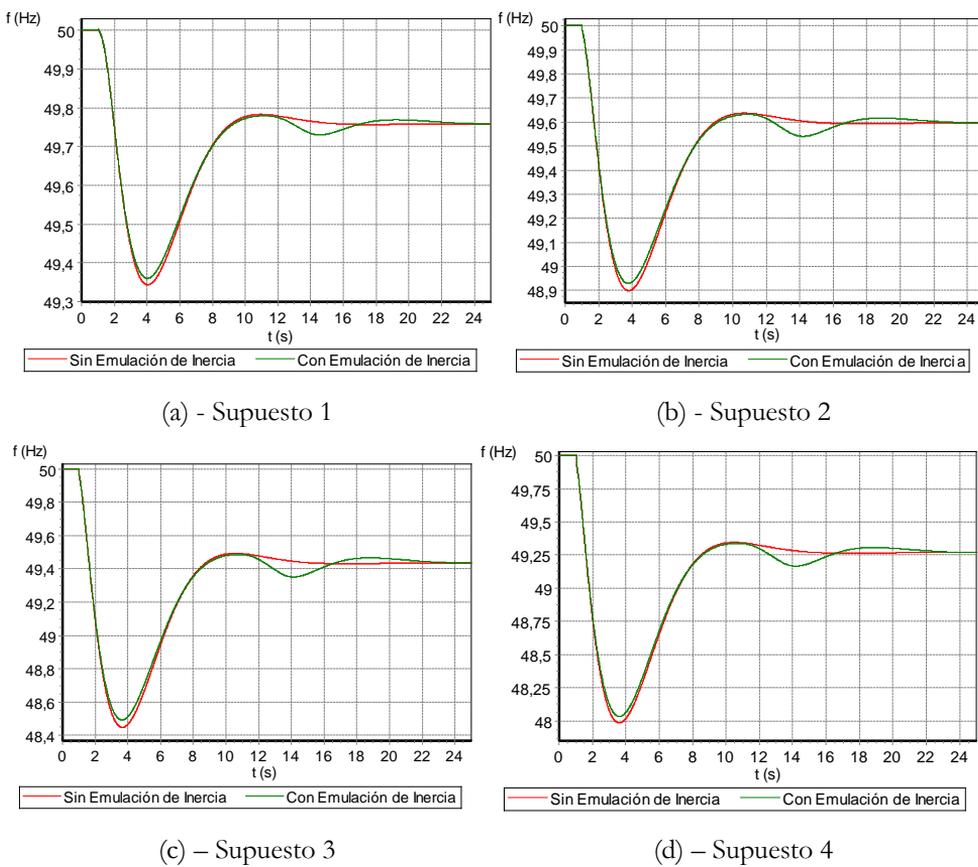


Figura 2.4: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI ante pérdida de diferentes cantidades de generación convencional

Puede apreciarse en todas las gráficas mostradas que, al producirse la pérdida de generación convencional en el segundo 1, se produce una caída de la frecuencia y la posterior

recuperación de la misma, de acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, (ecuación 2.3) [23].

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{pu}(t) \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (2.3)$$

en la cual:

$H$ : constante de inercia (s)

$\omega_{syn}$ : velocidad síncrona (rad/s)

$\omega_{pu}(t)$ : velocidad angular del rotor (pu)

$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2}$ : aceleración angular (rad/s<sup>2</sup>)

$P_m$ : potencia mecánica (pu)

$P_e$ : potencia eléctrica (pu)

$D$ : coeficiente de amortiguamiento (potencia (pu) / desviación de la velocidad (pu))

En situación de igualdad entre  $P_m$  y  $P_e$ , la  $\frac{d^2\delta(t)}{dt^2}$  es 0, por lo que la frecuencia del sistema se mantiene invariable. Cuando se produce la desconexión del generador 2, el generador restante incrementa de forma repentina su  $P_e$ . En esos instantes,  $P_e$  es mayor que  $P_m$ , causando una desaceleración y por tanto, la disminución de la frecuencia observada.

En los cuatro supuestos la evolución de la frecuencia presenta diferencias entre los casos de aerogenerador con y sin capacidad de EI. Una de las diferencias notables es la menor disminución de la frecuencia cuando el aerogenerador posee la capacidad de EI, analizándose a través de los valores mínimos de frecuencia ( $f_{min}$ ) alcanzados, pudiéndose expresarse también a través del desvío de frecuencia máximo ( $\Delta f_{max}$ ) (Tabla 2.5). Se observa en los cuatro supuestos de desconexión de generación convencional que la  $f_{min}$  es siempre mayor cuando el aerogenerador es capaz de proporcionar EI, como se ha sugerido en otros trabajos que consideran sistemas eléctricos de gran tamaño [11,16,18,24-29].

Tabla 2.5: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema

|                      | Supuesto 1        |                          | Supuesto 2        |                          | Supuesto 3        |                          | Supuesto 4        |                          |
|----------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|
|                      | $f_{min}$<br>(Hz) | $\Delta f_{max}$<br>(Hz) |
| Aerogenerador sin EI | 49,34             | -0,66                    | 48,90             | -1,1                     | 48,45             | -1,55                    | 47,98             | -2,02                    |
| Aerogenerador con EI | 49,36             | -0,64                    | 48,93             | -1,07                    | 48,49             | -1,51                    | 48,03             | -1,97                    |
| Diferencia           | 0,02              | 0,02                     | 0,03              | 0,03                     | 0,04              | 0,04                     | 0,05              | 0,05                     |

Además, las gráficas recogidas en la Figura 2.4 muestran que sólo en los casos de aerogenerador con capacidad de EI la frecuencia, tras comenzar a recuperarse y empezar a alcanzar el desvío cuasi-estacionario, presenta una segunda caída que se inicia aproximadamente en el segundo 11. Los valores de la frecuencia mínimos experimentados en esta segunda caída son mostrados en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2. <sup>a</sup> caída (Hz) | 49,36      | 48,93      | 48,49      | 48,03      |

Estas diferencias en el comportamiento de la frecuencia se deben a la  $P_{ext}$  inyectada por el aerogenerador cuando posee la capacidad de EI. En la Figura 2.5 puede verse la potencia activa producida por el aerogenerador con y sin la capacidad de EI cuando se produce la desconexión de las distintas potencias de generación convencional.

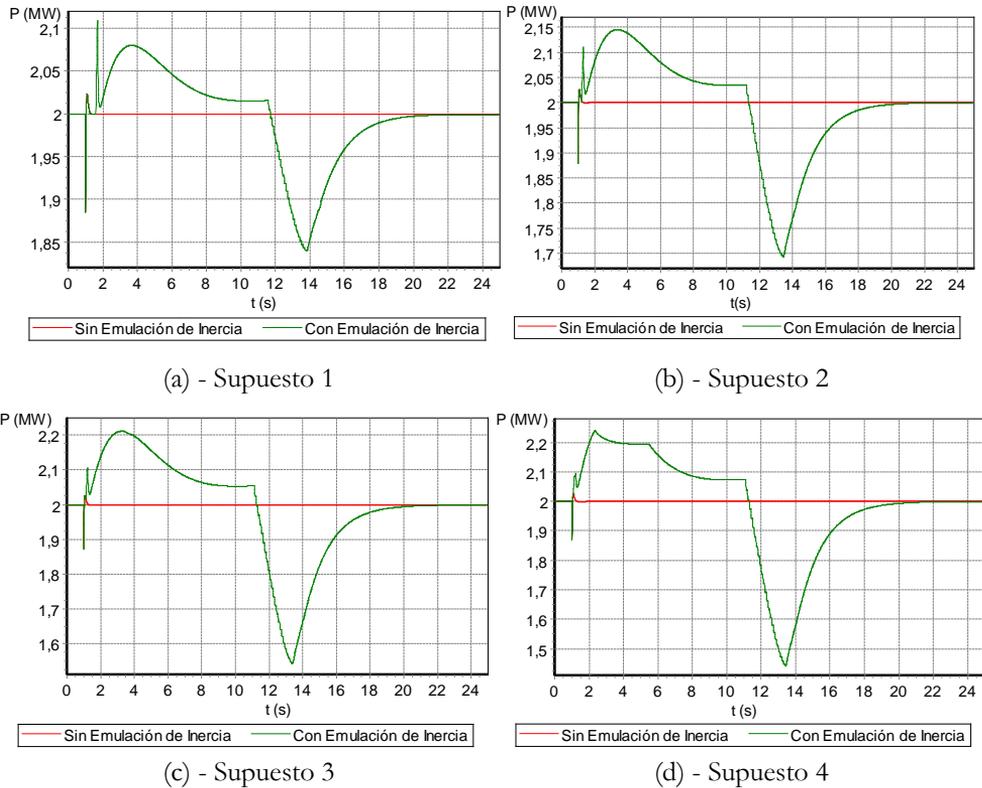


Figura 2.5: Potencia activa generada por el GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional

Durante la caída de la frecuencia provocada por la desconexión de la generación convencional, el aerogenerador con capacidad de EI comienza a inyectar  $P_{ext}$  al sistema cuando la frecuencia toma valores inferiores a  $f_{Banda\ muerta}$ . En esta situación y de acuerdo con la ecuación 2.3, la inyección de  $P_{ext}$  produce una menor diferencia entre  $P_m$  y  $P_e$ , reduciendo la caída de la frecuencia y obteniéndose los  $f_{min}$  mayores.

En los casos estudiados se ha observado que la inyección de potencia activa extra se produce hasta el segundo 11 aproximadamente.

La segunda caída de la frecuencia se debe a la finalización de la inyección de la  $P_{ext}$  proporcionada por el aerogenerador con EI. Como se indicó en el apartado 2.2.1, esto es provocado a que el aerogenerador solo puede proporcionar  $P_{ext}$  durante unos segundos ya que es obtenida de su energía cinética de rotación y por lo tanto se produce una deceleración del mismo.

Al finalizar la EI y de acuerdo con las consignas de control del aerogenerador, éste comienza a reducir progresivamente la potencia que inyecta a la red con objeto de recuperar la velocidad de giro previa al evento. En los casos analizados, la finalización de la inyección de  $P_{ext}$  comienza aproximadamente en el segundo 11, como puede comprobarse en la Figura 2.5. La duración de este descenso de potencia, de acuerdo al valor de  $t_{reduc}$  especificado, es de aproximadamente 2 s.

Puede observarse en la Tabla 2.6 que el valor de frecuencia mínimo en la segunda caída decrece a medida que la potencia convencional desconectada es mayor. Esto se debe a que ante la desconexión de una cantidad de potencia convencional mayor, el aerogenerador entregará a la red una mayor potencia, de acuerdo a la característica de control de la EI. Por lo tanto, tras la EI, mayor cantidad de energía se necesitará para volver a recuperar la velocidad de rotación del aerogenerador. Esto se logra por medio de la disminución de la potencia producida por el aerogenerador, que lógicamente, será mayor en aquellos supuestos en los que mayor potencia extra haya inyectado el aerogenerador a través de la EI. Ello puede constatarse en la Figura 2.5, en la cual se observa que para mayores desconexiones de generación convencional, mayor  $P_{ext}$  es entregada por el aerogenerador a través de la EI y posteriormente, la disminución de la potencia inyectada es más acusada.

La evolución de la velocidad del aerogenerador en estos casos podría ser como la de la Figura 2.6, que muestra para el supuesto 1 la potencia activa generada por el GSM con capacidad de EI y su velocidad de giro.

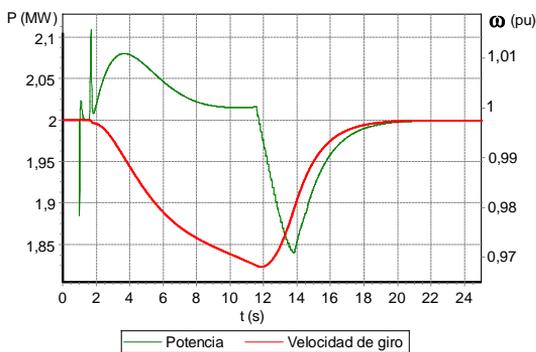


Figura 2.6: Potencia activa y velocidad de giro del aerogenerador en el supuesto 1

Por otro lado, se observa que la máxima derivada de la frecuencia no experimenta diferencias al introducir la EI proporcionada por el aerogenerador, como queda patente en la Figura 2.4. Esto es debido a que, la máxima derivada de la frecuencia se produce justo en

el instante de la desconexión de la generación convencional y la EI solo se activa cuando la frecuencia alcanza el valor ajustado en  $f_{Banda\ muerta}$ , siendo este 49,85 Hz.

En cuanto a las tensiones en el sistema, es observable diferencias producidas por la  $P_{ext}$  inyectada por el aerogenerador. No obstante, estas diferencias son muy pequeñas y no son significativas para el sistema. La Figura 2.7 muestra la tensión del nudo Demanda al producirse la desconexión de la generación convencional en los cuatro supuestos. En ella es posible observar que las diferencias se producen básicamente en el período de recuperación de la tensión y especialmente a partir del segundo 11 aproximadamente, que es cuando se produce la disminución de la potencia entregada por el aerogenerador tras la EI.

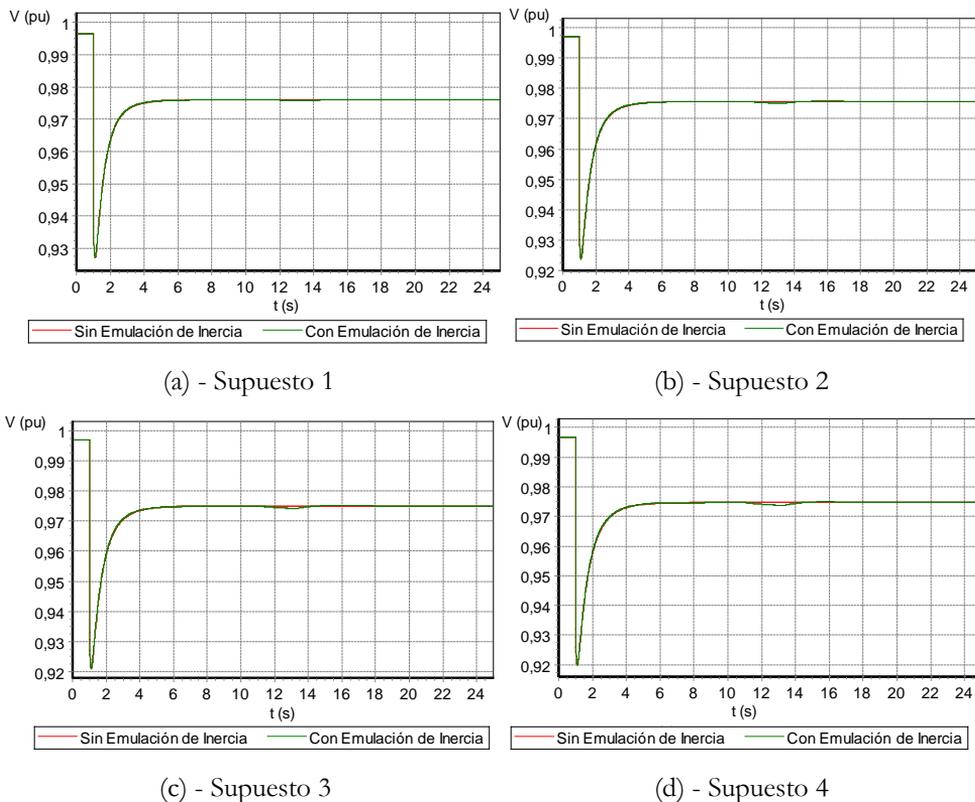


Figura 2.7: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional

En el segundo 13,12 de simulación del supuesto 4 se produce la mayor diferencia registrada siendo solamente de unos 0,0009 pu. Por tanto, como ya se indicó, las variaciones en la tensión registradas debidas a la EI no son relevantes para el sistema.

**2.2.2.3. Efectos de la emulación de inercia para diferentes regímenes de potencia de los aerogeneradores**

En este análisis se pretende investigar sobre el sistema eléctrico de prueba los efectos de la EI ante una pérdida de generación convencional en cuatro supuestos con diferentes regímenes de potencia producida por el aerogenerador.

Se debe tener presente que la consigna de potencia especificada en el aerogenerador trata de capturar la máxima energía del viento para un amplio rango de su potencia. Por consiguiente, los distintos regímenes de potencia a analizar son debidos a distintas velocidades de viento que les corresponden.

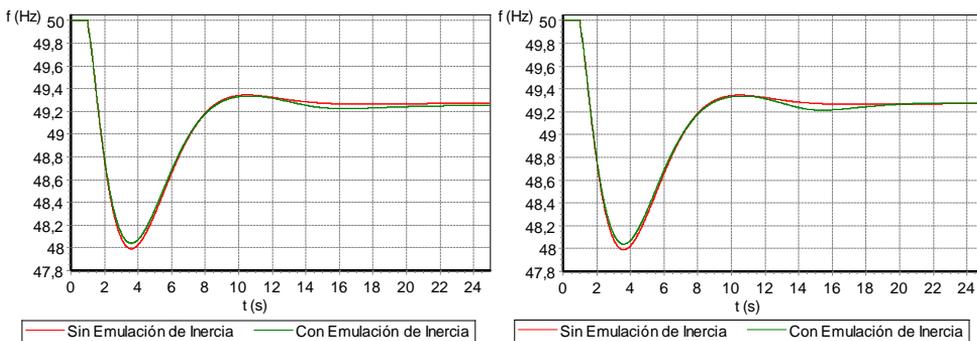
La pérdida de potencia convencional se simulará mediante la desconexión del generador 2, perdiéndose 10 MW. Los distintos regímenes de potencia del aerogenerador se muestran en la Tabla 2.7, al igual que el resto de potencias generadas en el sistema de prueba.

Tabla 2.7: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba

|               | Supuesto 1    | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|---------------|---------------|------------|------------|------------|
|               | Potencia (MW) |            |            |            |
| Generador 1   | 16,5          | 16         | 15,5       | 15         |
| Generador 2   | 10            | 10         | 10         | 10         |
| Aerogenerador | 0,5           | 1          | 1,5        | 2          |

**Resultados**

La Figura 2.8 muestra la evolución de la frecuencia en los cuatro supuestos estudiados. Al igual que en el análisis realizado en el apartado anterior, se observan diferencias en las evoluciones de la frecuencia del sistema debidas a la EI.



(a) - Supuesto 1

(b) - Supuesto 2

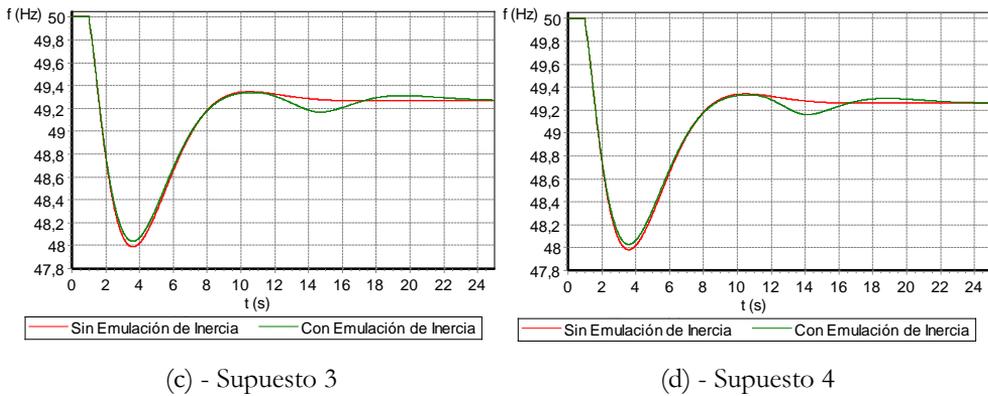


Figura 2.8: Frecuencia del sistema con GSM a diferentes regímenes de potencia, con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional

En los cuatro supuestos los  $\Delta f_{max}$  son menores en los casos de aerogenerador con EI. Estos desvíos obtenidos, conjuntamente con sus respectivos valores de  $f_{min}$  se muestran en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema

|                      | Supuesto 1        |                          | Supuesto 2        |                          | Supuesto 3        |                          | Supuesto 4        |                          |
|----------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|
|                      | $f_{min}$<br>(Hz) | $\Delta f_{max}$<br>(Hz) |
| Aerogenerador sin EI | 47,99             | -2,01                    | 47,99             | -2,01                    | 47,99             | -2,01                    | 47,98             | -2,02                    |
| Aerogenerador con EI | 48,04             | -1,96                    | 48,04             | -1,96                    | 48,03             | -1,97                    | 48,03             | -1,97                    |
| Diferencia           | 0,05              | 0,05                     | 0,05              | 0,05                     | 0,05              | 0,04                     | 0,05              | 0,05                     |

Si se comparan los valores de  $f_{min}$  de los cuatro supuestos en los casos de aerogenerador con EI, puede verse que no existen diferencias significativas. Esto se debe a que la evolución temporal de la frecuencia en los primeros segundos es prácticamente la misma en los cuatro supuestos, ya que la perturbación producida es la misma -pérdida de 10 MW de generación convencional-. La  $P_{ext}$  inyectada por el aerogenerador, al ser función de la frecuencia, será aproximadamente la misma, siendo independiente del régimen al que se encuentre el aerogenerador.

Las potencias generadas por el aerogenerador en cada supuesto son mostradas en la Figura 2.9.

En todos los supuestos se vuelve a observar el segundo descenso de la frecuencia que se produce cuando la frecuencia comienza a alcanzar el valor de desvío cuasi-estacionario. Al contrario de lo que sucede con  $f_{min}$ , los valores de frecuencia mínimos en la segunda caída muestran ciertas diferencias. Los valores de frecuencia mínimos en la segunda caída son menores a medida que el régimen de carga del aerogenerador aumenta. La Tabla 2.9 recoge estos valores.

Tabla 2.9: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2. <sup>a</sup> caída (Hz) | 49,22      | 49,21      | 49,16      | 49,17      |

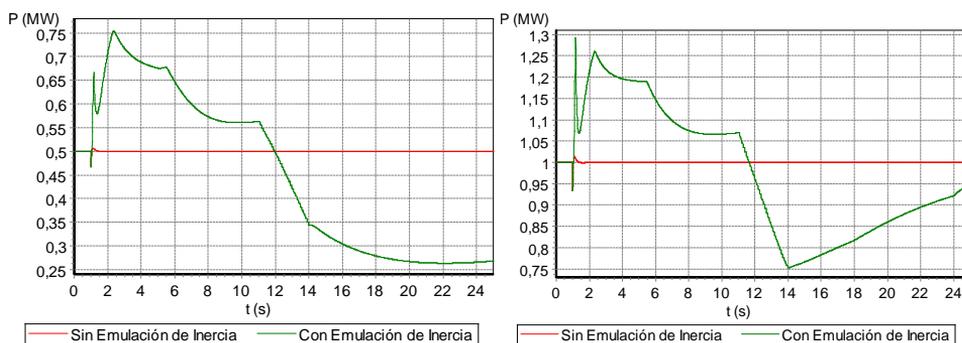
Esta disminución progresiva de los valores de frecuencia mínimos en la segunda caída está relacionada con la disminución de la potencia inyectada que realiza el aerogenerador para recuperar la velocidad de giro tras la EI.

En cada caso, el sistema de control del aerogenerador, ajusta la cantidad de potencia a disminuir tras la EI adaptándose a la velocidad de viento. Para mayores velocidades de viento, mayores disminuciones de la potencia eléctrica deben hacerse. Por tanto, cuanto mayor es la potencia generada por el aerogenerador antes de la EI -mayores velocidades del viento-, mayor es la disminución de potencia que realiza el aerogenerador para recuperar su velocidad de giro.

Al producirse mayores disminuciones de la potencia inyectada por el aerogenerador, el descenso de la frecuencia en la segunda caída es mayor, provocando unos menores valores de frecuencia mínimos en la segunda caída.

Por otro lado, se aprecia que el descenso de la potencia presenta diferencias entre los cuatro supuestos. En cada supuesto la velocidad de viento es diferente y por lo tanto, la potencia mecánica disponible para recuperar la velocidad de giro también lo será. Tras el descenso programado en rampa de la potencia activa, el control del aerogenerador, considerando la potencia mecánica disponible, determinará el valor de potencia activa y el tiempo que debe encontrarse esta reducida con objeto de recuperar la velocidad de giro.

La afección a los valores de las tensiones en el sistema no es significativa. La Figura 2.10 muestra la evolución temporal de la tensión en el nudo Demanda para los cuatro supuestos estudiados. Como se puede comprobar las variaciones son muy pequeñas.



(a) - Supuesto 1

(b) - Supuesto 2

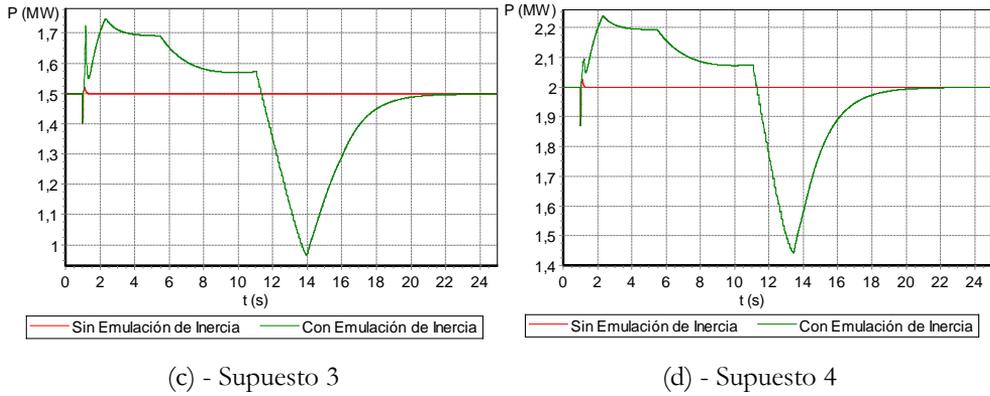


Figura 2.9: Potencia activa generada por el GSM a diferentes regímenes de potencia, con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional

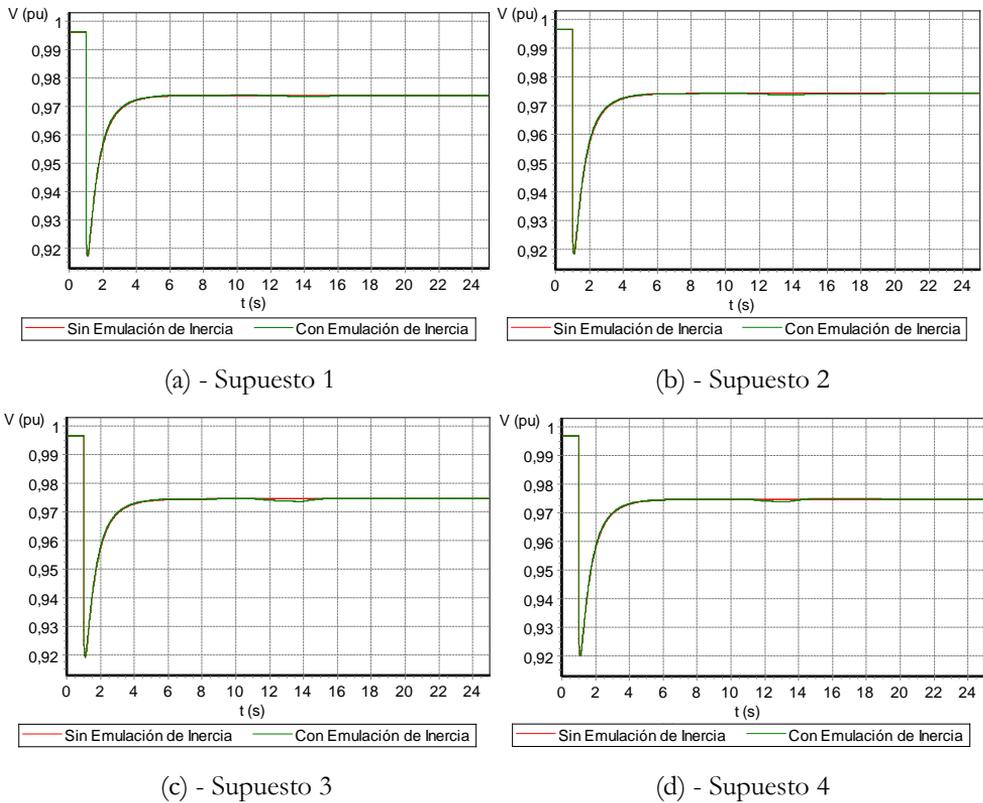


Figura 2.10: Tensión en el nudo Demanda con GSM a diferentes regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional

**2.2.2.4. Efectos de la emulación de inercia para diferentes niveles de potencia eólica instalada**

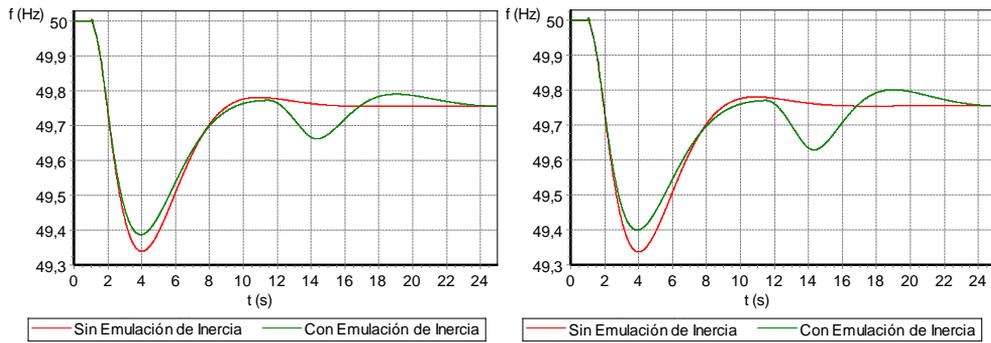
A continuación se analiza los efectos que pueda provocar la EI en el sistema para distintas penetraciones de generación eólica cuando se produce la pérdida de 10 MW de generación convencional. La pérdida de esta potencia de generación convencional se lleva a cabo por medio de la desconexión del generador 2. En los cuatro supuestos estudiados los aerogeneradores se encuentran generando su potencia nominal, es decir 2 MW. La cantidad de potencia eólica analizada en cada uno de los supuestos puede verse en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10: Potencias generadas en el sistema eléctrico de prueba

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Potencia generador 1 (MW)              | 15         | 13         | 11         | 9          |
| Potencia generador 2 (MW)              | 10         | 10         | 10         | 10         |
| Potencia eólica (MW)                   | 6          | 8          | 10         | 12         |
| Penetración eólica (%)                 | 22,22      | 29,63      | 37,04      | 44,44      |
| Número de aerogeneradores equivalentes | 3          | 4          | 5          | 6          |

**Resultados**

Los resultados obtenidos muestran que para los cuatro supuestos los valores de  $f_{min}$  son mayores en los casos de aerogeneradores con EI. Además, también se observa que a medida que la penetración eólica es mayor, mayor es la diferencia entre los valores de  $f_{min}$  experimentados entre los casos con y sin EI. Esto puede observarse en la Figura 2.11, que presenta la evolución temporal de la frecuencia para los cuatro supuestos y en la Figura 2.12, en la que se ha graficado conjuntamente la evolución de la frecuencia en los casos de aerogeneradores con EI pertenecientes a los cuatro supuestos.



(a) - Supuesto 1

(b) - Supuesto 2

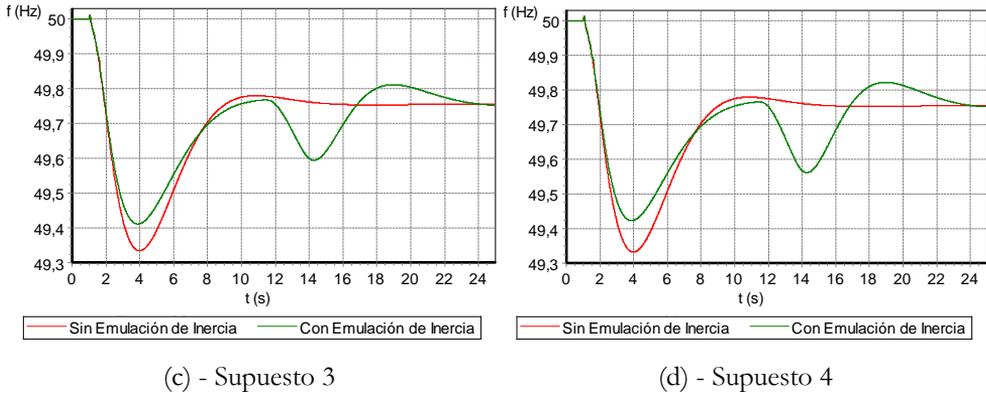


Figura 2.11: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional

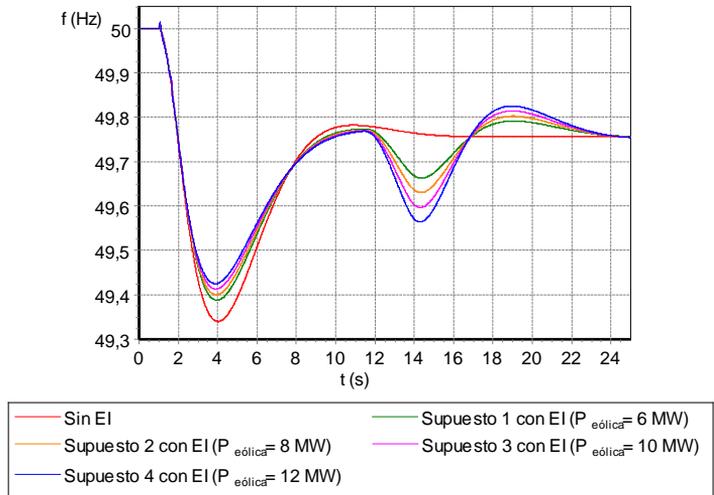


Figura 2.12: Frecuencia del sistema con GSM con EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional

En la Tabla 2.11 se recogen los valores mínimos de frecuencia  $f_{min}$  y sus correspondientes desviaciones  $\Delta f_{max}$ .

Tabla 2.11: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema

|                      | Supuesto 1     |                       | Supuesto 2     |                       | Supuesto 3     |                       | Supuesto 4     |                       |
|----------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|----------------|-----------------------|
|                      | $f_{min}$ (Hz) | $\Delta f_{max}$ (Hz) |
| Aerogenerador sin EI | 49,34          | -0,66                 | 49,34          | -0,66                 | 49,33          | -0,66                 | 49,33          | -0,67                 |
| Aerogenerador con EI | 49,39          | -0,61                 | 49,40          | -0,60                 | 49,41          | -0,59                 | 49,42          | -0,58                 |
| Diferencia           | 0,05           | 0,05                  | 0,06           | 0,06                  | 0,07           | 0,08                  | 0,09           | 0,09                  |

Las Figuras 2.11 y 2.12 también muestran que para mayores penetraciones de generación eólica aumenta la segunda caída, alcanzando valores más bajos (Tabla 2.12). En el supuesto 4, que presenta la penetración eólica mayor, se produce una desviación de frecuencia en la segunda caída acusada, llegando a ser aproximadamente el 76 % de la  $\Delta f_{max}$ .

Tabla 2.12: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI

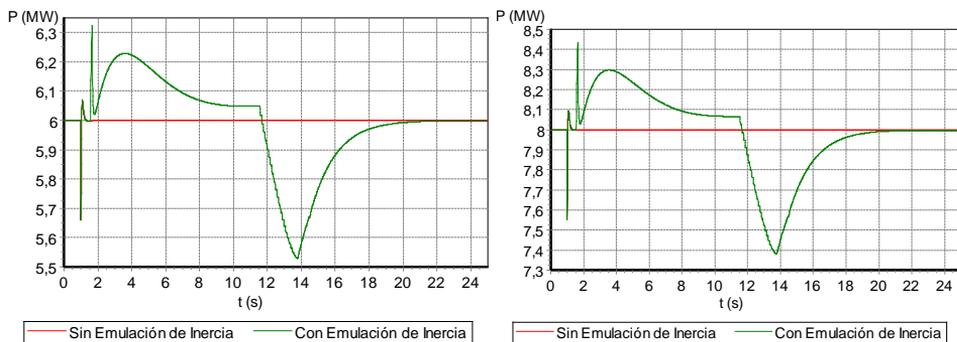
|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2. <sup>a</sup> caída (Hz) | 49,66      | 49,63      | 49,60      | 49,56      |

Como ya se indicó en apartados anteriores, las diferencias en la evolución de la frecuencia en cada supuesto son producidas por la capacidad de EI de los aerogeneradores.

Las distintas cantidades de potencia eólica presentes en el sistema en cada supuesto causan las diferencias que muestran las evoluciones de la frecuencia en los casos de aerogeneradores con EI. Cuanto mayor sea la potencia eólica en el sistema, o lo que es lo mismo, cuanto mayor es el número de aerogeneradores, mayor será la  $P_{ext}$  inyectada en el sistema al producirse el evento.

Por ejemplo, en el supuesto 1 se han considerado 3 aerogeneradores. Como ya se indicó, en el apartado 2.2.1, cada aerogenerador a través de la EI puede generar una  $P_{ext}$  de hasta el 10 % de su potencia nominal. Por tanto, en el supuesto 1, la generación eólica tiene una capacidad de generación de hasta 0,6 MW de  $P_{ext}$ . A su vez, en el supuesto 4, con 6 aerogeneradores, la  $P_{ext}$  que puede llegar a inyectarse es de 1,2 MW.

La diferencia en el número de aerogeneradores se refleja finalmente en distintas potencias producidas durante la EI, que están en función de los valores de frecuencia experimentados (Figura 2.13).



(a) - Supuesto 1

(b) - Supuesto 2

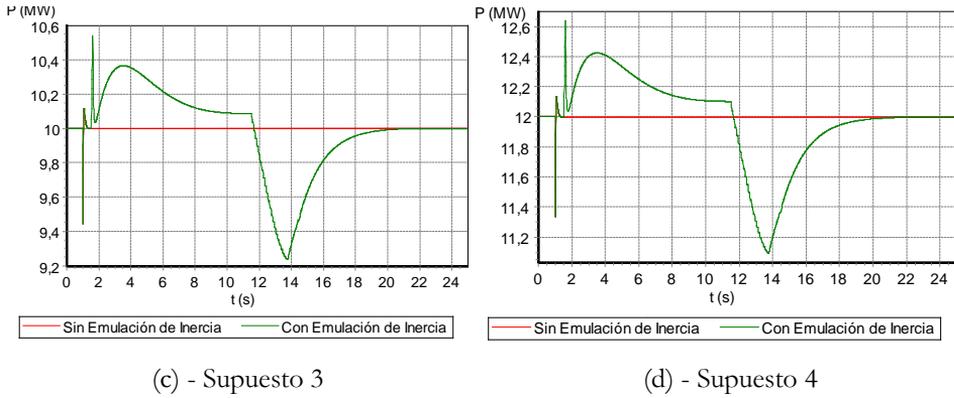


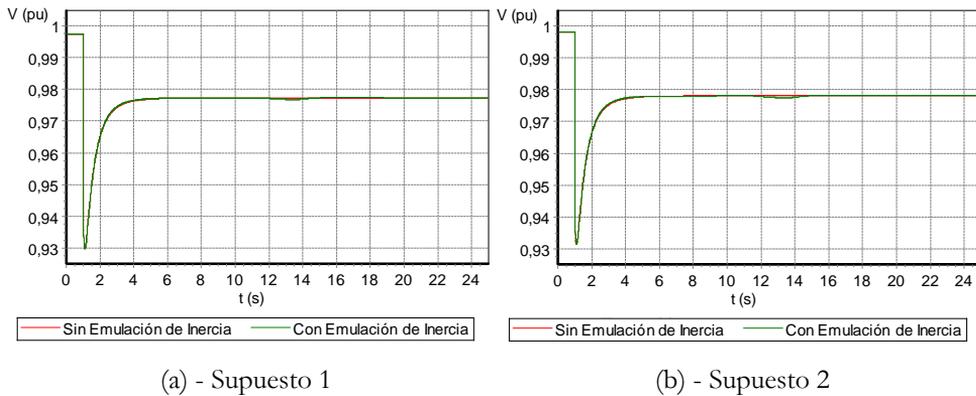
Figura 2.13: Potencia activa generada por los GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólica, al producirse una pérdida de generación convencional

Por lo tanto, cuanto mayor es la penetración eólica, la capacidad que posee este tipo de generación para inyectar  $P_{ext}$  es mayor, provocando que los valores de  $f_{min}$  sean mayores.

Tras la generación de la  $P_{ext}$ , se produce el descenso de la potencia activa generada por los aerogeneradores para poder recobrar la velocidad de giro anterior a la falta. Como es lógico, cuanto mayor sea el número de aerogeneradores, mayor será la cantidad de potencia total reducida. Ello ocasiona que el segundo descenso de la frecuencia sea más acusado.

Una forma que podría reducir la caída de la frecuencia en el segundo descenso es la modificación del parámetro  $t_{reduc}$  (presentado en el apartado 2.2.1) ya que es ajustable. Esto se explora en el apartado siguiente.

En cuanto a las tensiones en el sistema, estas no se ven afectadas de forma significativa por la EI proporcionada por los aerogeneradores. La Figura 2.14 muestra la tensión en el nudo Demanda para los cuatro supuestos estudiados. Puede verse que la tensión presenta diferencias mínimas que no afectan al sistema.



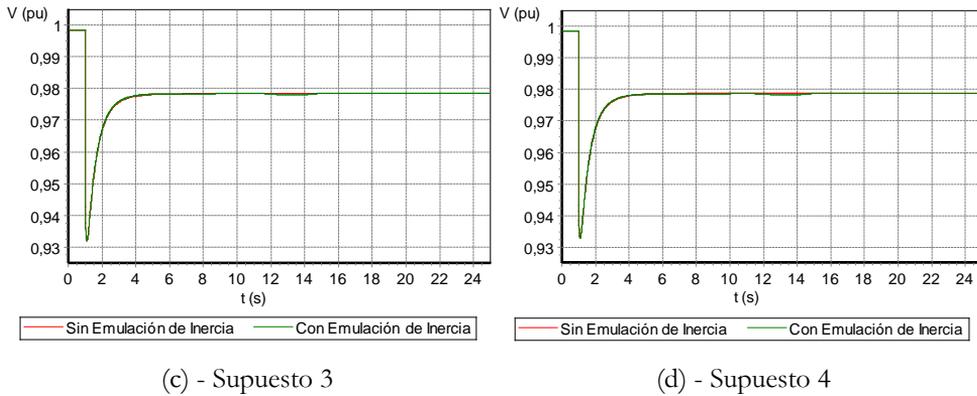


Figura 2.14: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional

### 2.2.2.5. Efectos de la emulación de inercia para diferentes valores de tiempo de reducción de potencia

Como se vio en el apartado anterior, a medida que la penetración de la generación eólica con capacidad de EI es mayor en el sistema, la segunda caída de la frecuencia producida es mayor, pudiendo alcanzar valores inadmisibles.

Una forma de reducir la mencionada caída de frecuencia es la modificación del parámetro ajustable perteneciente al aerogenerador,  $t_{reduc}$ , que es el tiempo de reducción de potencia para la recuperación de la velocidad de giro del aerogenerador. Como ya se ha indicado, durante este tiempo se produce la reducción de la potencia inyectada por el aerogenerador para recuperar su energía cinética de rotación, o sea, su velocidad de giro.

Para analizar como este tiempo puede afectar a la frecuencia del sistema, en concreto, a la segunda caída que experimenta, se ha tomado como base el supuesto de mayor penetración eólica del apartado 2.1.1.4. A partir de este se han creado seis supuestos más en los cuales se ha aumentado los valores de  $t_{reduc}$ . Estos valores de  $t_{reduc}$  se muestran en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13:  $t_{reduc}$  considerados

|                    | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 | Supuesto 5 | Supuesto 6 | Supuesto 7 |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| $t_{reduc}$<br>(s) | 2          | 6          | 10         | 14         | 18         | 22         | 24         |

### Resultados

Se ha representado en la Figura 2.15 la evolución temporal de la frecuencia del sistema obtenida en todos los supuestos. Además, también se ha incluido la evolución temporal de la frecuencia para el caso de aerogeneradores sin capacidad de EI. En dicha figura se observa que el tiempo  $t_{reduc}$  tiene una influencia significativa sobre la segunda caída de la frecuencia, reduciéndose ésta a medida que el valor de  $t_{reduc}$  es mayor.

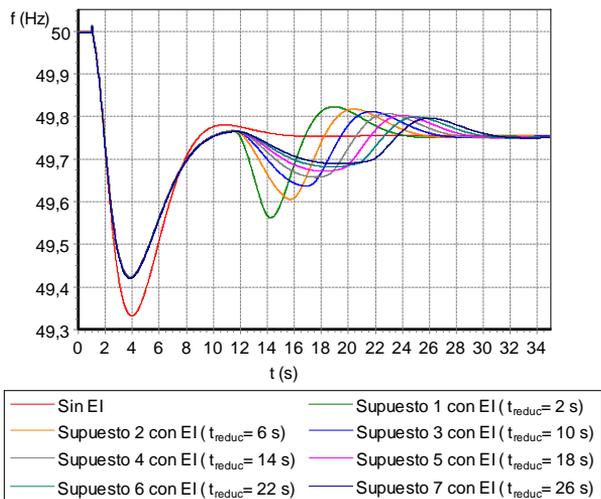


Figura 2.15: Frecuencia del sistema con GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional.

El valor de frecuencia mínimo alcanzado en la segunda caída aumenta a medida que el tiempo  $t_{reduc}$  es mayor. Sin embargo, el incremento de este valor entre dos supuestos sucesivos se va reduciendo gradualmente. Estos valores se recogen en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 | Supuesto 5 | Supuesto 6 | Supuesto 7 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2. <sup>a</sup> caída (Hz) | 49,56      | 49,61      | 49,64      | 49,66      | 49,67      | 49,68      | 49,69      |

Por otro lado, los tiempos de duración de la segunda caída de la frecuencia hasta alcanzar el valor de frecuencia quasi-estacionario también se incrementan. Las distintas evoluciones de la frecuencia en cada supuesto están relacionadas directamente con el modo en el que los aerogeneradores han realizado la reducción de la potencia generada. La potencia activa producida por la generación eólica se muestra en la Figura 2.16.

Debido a que en cada supuesto se ha incrementado el  $t_{reduc}$ , lógicamente aumenta el intervalo de tiempo comprendido entre el inicio de la reducción de potencia hasta que se alcanza nuevamente el valor de potencia previo al evento.

La reducción de potencia que realizan los aerogeneradores a partir del segundo 11,5 aproximadamente para iniciar la recuperación de la velocidad de giro presenta diferentes pendientes. Para mayores valores de  $t_{reduc}$ , las pendientes serán menores y el mínimo valor de potencia generado aumenta.

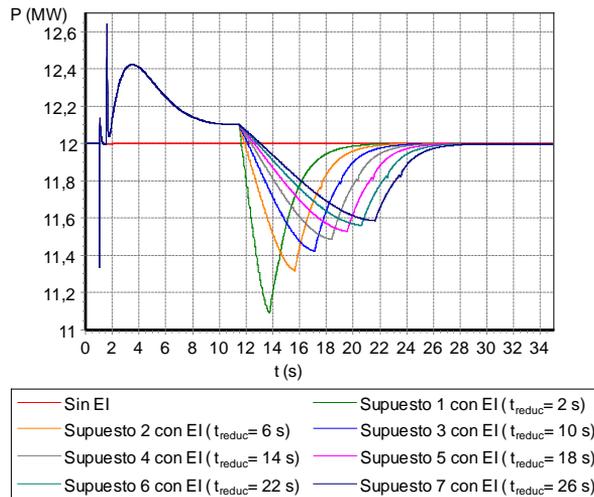


Figura 2.16: Potencia activa generada por los GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional.

Los valores de potencia generados durante la reducción y el intervalo de tiempo entre el inicio de la reducción de potencia hasta que se alcanza nuevamente el valor de potencia previo al evento guardan relación entre sí. Con objeto de recuperar la energía cinética de rotación o velocidad de giro, si el  $t_{reduc}$  especificado es bajo, el control de los aerogeneradores deberá establecer una mayor disminución de la potencia generada.

La afección que sufre las tensiones en el sistema es mínima. Puede observarse en la Figura 2.17 la evolución temporal de la tensión en el nudo Demanda para los distintos supuestos analizados. Los valores experimentados prácticamente son coincidentes con el caso sin EI.

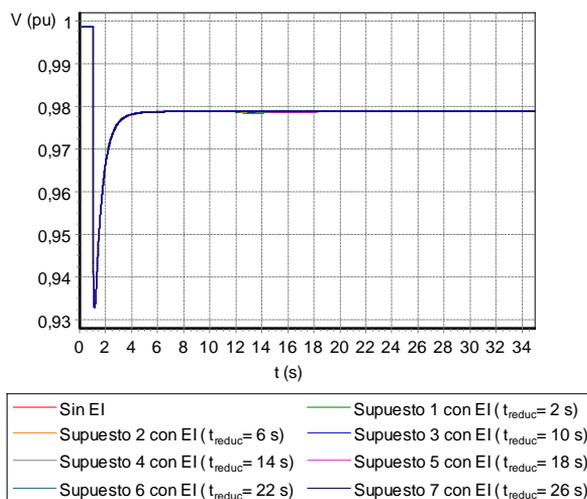


Figura 2.17: Tensión en el nudo Demanda con GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional.

### 2.3. Capacidad de soporte de huecos de tensión

En el pasado, la generación renovable ante perturbaciones producidas en el sistema eléctrico podía desconectarse del mismo. No obstante, la desconexión de una gran cantidad de potencia renovable podría agravar el estado del sistema eléctrico, pudiendo poner en riesgo la estabilidad del mismo. Con el incremento de la generación renovable en los sistemas eléctricos desde hace años, se hizo necesario solicitar a la generación renovable que fuese capaz de mantenerse conectada a la red cuando se produce un hueco de tensión debido normalmente a cortocircuitos. Con esta capacidad de soporte de huecos de tensión (en inglés *fault ride-through* o también *under voltage ride-through*), la generación renovable se mantiene conectada al resto del sistema sin perjudicar el balance entre generación y demanda.

En los sistemas pequeños y aislados la capacidad de soporte de huecos de tensión cobra mayor importancia dada su debilidad.

Los operadores de los sistemas eléctricos han fijado en sus procedimientos de operación los márgenes de tensión entre los cuales deben mantenerse conectada la generación renovable cuando se produce una falta. En España, a través de [30] se fijó la obligatoriedad de la capacidad de soporte de hueco de tensión recogido en [31] para las instalaciones eólicas en el territorio peninsular. En Canarias, se exigió a las instalaciones eólicas el soporte de hueco de tensión y se establecieron las características de este en [32]. La Figura 2.18 muestra el perfil de estos huecos de tensión que han de soportar las instalaciones eólicas.

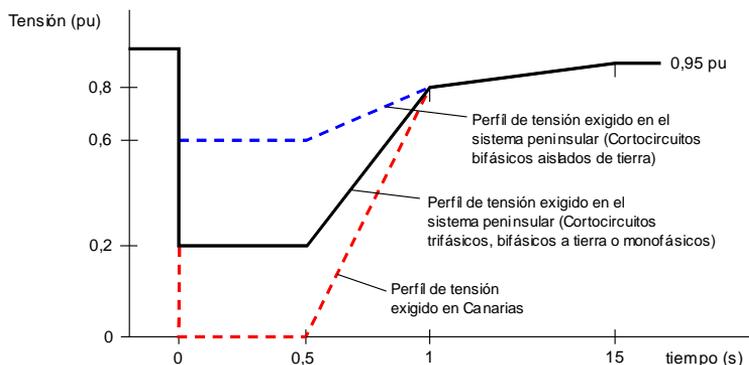


Figura 2.18: Huecos de tensión que deben soportar los parques eólicos en el sistema eléctrico peninsular y en los sistemas eléctricos canarios

Posteriormente, por medio de [33] se extendió la obligatoriedad de soporte del hueco de tensión especificado en [31] a las instalaciones fotovoltaicas o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW.

En [34] se realizó un estudio de la aplicación de la capacidad de soporte de huecos de tensión por parte de los parques eólicos sobre el sistema eléctrico de Gran Canaria, sugiriendo las ventajas para el sistema eléctrico. Una revisión de estos márgenes de tensión para sistemas pequeños y aislados puede ser consultada en [35].

Para el análisis realizado en esta tesis, se ha implementado en los aerogeneradores y en la generación fotovoltaica -independientemente de su potencia- la capacidad de soporte de

huevo de tensión exigido para Canarias. Así pues, en los próximos capítulos se puede comprobar los efectos de la capacidad de soporte de huevo de tensión en los SEC.

## 2.4. Capacidad de control de tensión

Actualmente existen aerogeneradores capaces de generar o consumir potencia reactiva gracias a los convertidores electrónicos, proporcionando de este modo capacidad de control de la tensión local.

En la Figura 2.19 se muestra la capacidad generación o consumo de potencia reactiva de varios aerogeneradores. Puede verse que presentan distinta forma, pudiendo algunos inyectar potencia reactiva aun cuando no se genera potencia activa.

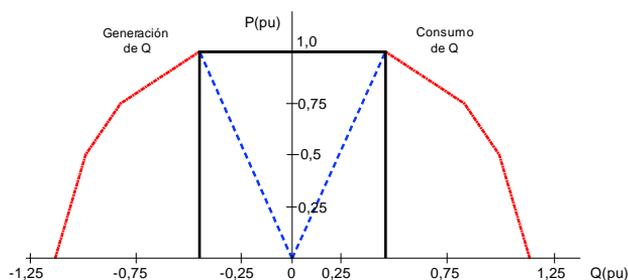


Figura 2.19: Características de generación/consumo de potencia reactiva de varios modelos de aerogeneradores

La cantidad de potencia reactiva a generar o consumir se puede controlar a través de, por ejemplo: una consigna de valor fijo, un valor determinado de factor de potencia o depender de la tensión.

El control de tensión puede actuar modificando el valor de la potencia reactiva en el estado estacionario cumpliendo con una consigna determinada o durante perturbaciones, con objeto de colaborar en la recuperación de la tensión. En la literatura especializada se suelen referir al control de la tensión durante faltas como control dinámico de tensión.

En esta tesis, los GSM han sido contemplados con la capacidad de control de tensión. La capacidad de generación o consumo de potencia reactiva implementada para estos aerogeneradores se muestra en la Figura 2.20.

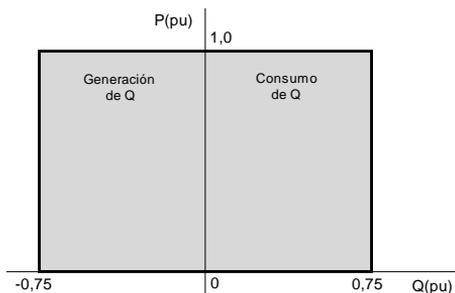


Figura 2.20: Característica P-Q del aerogenerador modelado

El control dinámico de tensión también ha sido implementado en los GSM. Por tanto, estos aerogeneradores son capaces de generar o consumir potencia reactiva de forma adicional con objeto de colaborar en la recuperación de la tensión cuando se produce una perturbación en la red. El valor de referencia de intensidad asociada a la potencia reactiva total ( $I_{Q,ref}$ ) durante una falta viene dada por la ecuación 2.4.

$$I_{Q,ref} = \frac{Q_{ref}}{U} + \Delta I_Q \tag{2.4}$$

siendo:

$Q_{ref}$ : potencia reactiva inicial inyectada antes de la falta;

$U$ : tensión medida en bornes del aerogenerador;

$\Delta I_Q$ : intensidad correspondiente a la potencia reactiva adicional que se determina de acuerdo a la característica indicada en la Figura 2.21.

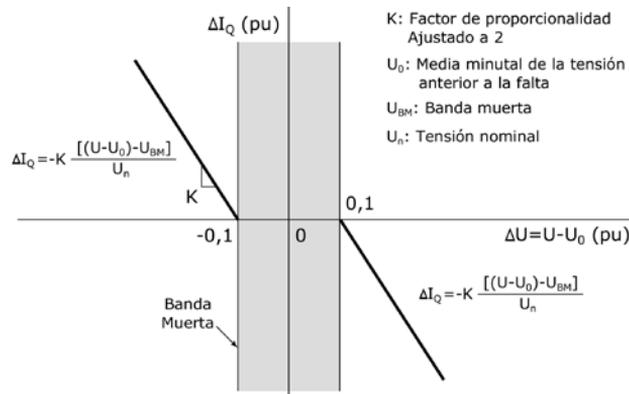


Figura 2.21: Característica  $\Delta I_Q - \Delta U$  del aerogenerador

Al igual que la capacidad de soporte de huecos de tensión, la aplicación de esta característica aportada por GSM se observará con mayor detalle en los siguientes capítulos, sobre todo, en el capítulo 5.

## 2.5. Resumen y conclusiones

En este capítulo se ha recogido varias características de la generación eólica, en especial la capacidad de EI proporcionada por GSM, que ha sido analizada.

El análisis realizado en el capítulo trata de conocer los efectos que produce la EI sobre un sistema eléctrico de prueba diseñado para tal fin. Para ello se ha estudiado el comportamiento dinámico del sistema ante una pérdida de generación.

Las principales conclusiones alcanzadas en este capítulo se presentan en los siguientes párrafos.

La EI proporcionada por los aerogeneradores reduce la caída de la frecuencia cuando se producen pérdidas de generación. La inyección de  $P_{ext}$  realizada por los aerogeneradores provoca unos valores no tan bajos de  $f_{min}$ .

Tras la finalización de la inyección de  $P_{ext}$ , los aerogeneradores reducen la potencia activa con objeto de recuperar la velocidad de giro y ello provoca la aparición de una segunda caída de la frecuencia.

El aumento de la cantidad de generación eólica con capacidad de EI en el sistema eléctrico analizado produce que, ante una pérdida de generación, los valores de la  $f_{min}$  sean mayores pero, por otro lado, también da lugar a un aumento de la segunda caída de la frecuencia.

El régimen de potencia al que se encuentren los aerogeneradores también podría afectar a la segunda caída de la frecuencia. La potencia producida por el aerogenerador previa a la EI está relacionada con la velocidad de viento y el control del aerogenerador toma en cuenta ésta para establecer la reducción de potencia necesaria para recuperar la velocidad de giro. De este modo, para mayores regímenes de potencia -mayores velocidades de viento- el control del aerogenerador ordena una mayor reducción de la potencia pudiendo provocar mayores descensos de la frecuencia.

La cantidad de potencia de generación convencional perdida puede afectar a la segunda caída de la frecuencia. Una cantidad mayor de potencia convencional desconectada provoca un mayor descenso en la frecuencia, de acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (ecuación 2.3). El dispositivo de control del aerogenerador calcula la  $P_{ext}$  a inyectar en función del valor de la frecuencia. De acuerdo a esta característica implementada en aerogenerador, para mayores descensos de la frecuencia mayor será la  $P_{ext}$  inyectada, debiendo posteriormente recuperar mayor cantidad de energía cinética de rotación. Para ello, la reducción de potencia que realiza el aerogenerador es mayor, lo que puede causar que la segunda caída de la frecuencia sea más significativa.

Asimismo, la profundidad de la segunda caída de la frecuencia está relacionada con el tiempo de reducción de potencia para la recuperación de la velocidad de giro del aerogenerador  $t_{reduc}$ , que es un parámetro ajustable en los aerogeneradores y relacionado con la EI. Los aerogeneradores con valores mayores de  $t_{reduc}$ , reducen menos la potencia para recuperar la velocidad de giro pero alargan el tiempo en el cual la potencia se encuentra reducida. Esto provoca en definitiva que para valores mayores de  $t_{reduc}$  la segunda caída de la frecuencia sea menos profunda, pero de mayor duración.

Las afecciones producidas por la EI en las tensiones de los nudos en el sistema analizado no son significativas.



## Capítulo 3

# Emulación de inercia en los sistemas eléctricos canarios

### 3.1. Introducción

En este capítulo se analiza los efectos que la EI proporcionada por los GSM podría producir sobre los SEC.

A pesar de reunir características comunes, los SEC poseen particularidades como son la capacidad de generación instalada, estructura del parque de generación o nivel de mallado de la red transporte.

Para poder conocer los posibles efectos de la EI sobre los SEC en su conjunto, teniendo en cuenta las particularidades anteriormente mencionadas, se ha seleccionado los sistemas eléctricos de Gran Canaria 2020, Lanzarote-Fuerteventura 2020 y La Gomera 2020, pudiendo considerarse estos como sistemas representativos. Una descripción de dichos sistemas puede encontrarse en el apéndice A. Para la realización del análisis, de toda la generación eólica especificada en el citado apéndice, se ha considerado una parte que es recogida en los apartados siguientes.

En el análisis se han considerado las protecciones de tensión y frecuencia de la generación, al igual que sus respectivos esquemas de desastre de carga. Los valores establecidos para las protecciones y para los esquemas de desastre de carga se recogen en el apéndice B.

Si bien se analiza la EI en cada uno de estos sistemas eléctricos, en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura 2020 se estudia con mayor precisión, tratando de reproducir el análisis recogido en el capítulo 2.

Al igual que en el capítulo anterior, el tipo de aerogenerador considerado es el GSM, capaz de proporcionar EI. Se prevé que la mayoría de los parques eólicos a instalar en Canarias en un futuro próximo cuenten con este tipo de aerogenerador.

### 3.2. Sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020

En este apartado se analiza los efectos que podría provocar la EI proporcionada por los GSM de 2 MW de potencia en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura esperado para el año 2020. De forma escalada, se trata de realizar el análisis recogido en el capítulo 2, procurado que los valores porcentuales de potencia eólica y de potencia convencional a

desconectar sean los más próximos posibles. De este modo es posible establecer comparaciones y comprobar la existencia o no de los mismos efectos.

La generación eólica que se considera conectada en el sistema Lanzarote-Fuerteventura se recoge en la Tabla 3.1. En esta tabla se indica las subestaciones con generación eólica así como el porcentaje de potencia eólica conectada en cada una de ellas.

Tabla 3.1: Subestaciones consideradas con generación eólica para análisis de la EI en Lanzarote-Fuerteventura

| Subestación         | Haría-Teguise | Punta Grande | Callejones | Mácher | Corralejo | Puerto del Rosario | Gran Tarajal | Matas Blancas |
|---------------------|---------------|--------------|------------|--------|-----------|--------------------|--------------|---------------|
| Potencia eólica (%) | 14,29         | 14,29        | 7,13       | 14,29  | 14,29     | 7,13               | 14,29        | 14,29         |

### 3.2.1. Efectos de la emulación de inercia ante la desconexión de diferentes cantidades de generación convencional

En este apartado se estudia la EI en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura esperado para el año 2020 cuando se produce una pérdida de generación convencional, observándose los efectos que cabría esperarse. En concreto se estudia cuatro supuestos de pérdida de distintas cantidades de potencia convencional, mediante la desconexión de generadores convencionales. Dado que el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 cuenta con dos centrales eléctricas convencionales (Punta Grande y Las Salinas), se ha decidido estudiar la desconexión de la generación convencional en ambas centrales.

La generación eólica presente en el sistema para todos los supuestos es de 28 MW. Las cantidades de potencia desconectada son las que se indican en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Potencias desconectadas en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

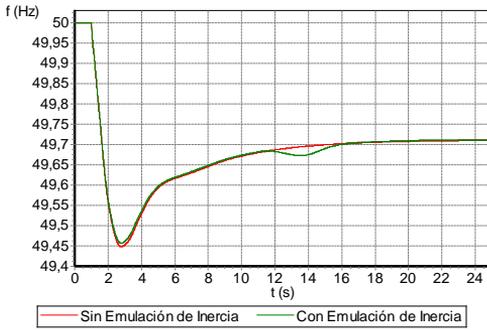
|   | Supuesto 1    |                    | Supuesto 2    |                    | Supuesto 3    |                    | Supuesto 4    |                    |
|---|---------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|
|   | Potencia (MW) | Valor relativo (%) |
| Desconexión generadores en Punta Grande | 57,93         | 15,09              | 85,65         | 22,30              | 115,75        | 30,14              | 145,46        | 37,88              |
| Desconexión generadores en Las Salinas  | 58,16         | 15,15              | 87,14         | 22,69              | 115,25        | 30,01              | Inestable     | Inestable          |

Se ha observado que la desconexión de los generadores convencionales de la central eléctrica de Las Salinas en el supuesto 4 podría producir una pérdida total de la estabilidad del sistema. Por consiguiente, esta desconexión de generación convencional no ha sido incluida.

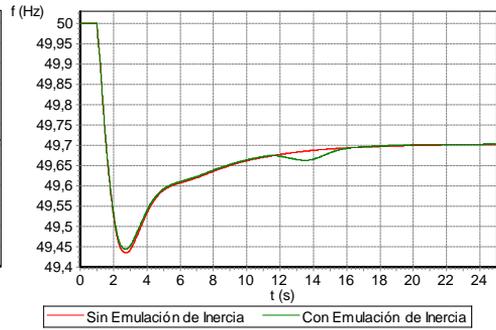
## Resultados

La Figura 3.1 muestra la evolución temporal de la frecuencia para las distintas pérdidas de generación convencional analizadas. Las excursiones de la frecuencia del sistema eléctrico

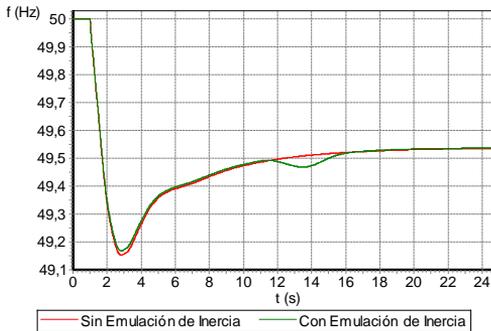
Lanzarote-Fuerteventura 2020, de forma análoga a lo observado en el sistema eléctrico de prueba (apartado 2.2.2.2), muestran diferencias debidas a la capacidad de EI de los aerogeneradores.



(a) - Supuesto 1 – Desconexión generadores en Punta Grande



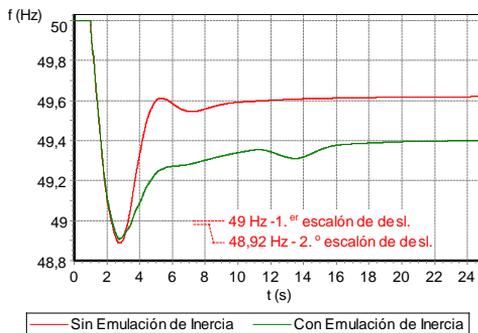
(b) - Supuesto 1 - Desconexión generadores en Las Salinas



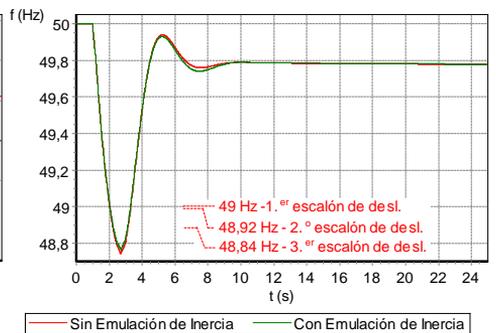
(c) - Supuesto 2 – Desconexión generadores en Punta Grande



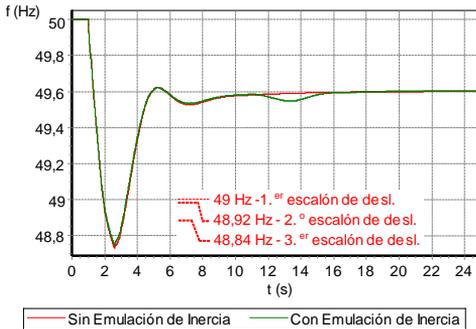
(d) - Supuesto 2 - Desconexión generadores en Las Salinas



(e) - Supuesto 3 – Desconexión generadores en Punta Grande



(f) - Supuesto 3 - Desconexión generadores en Las Salinas



(g) - Supuesto 4 – Desconexión generadores en Punta Grande

Figura 3.1: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional

El valor de la frecuencia mínima alcanzada ( $f_{min}$ ) es siempre mayor para los casos con aerogeneradores dotados de capacidad de EI. Estos valores mínimos y sus desvíos ( $\Delta f_{max}$ ) se han recogido en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020

|   | Supuesto 1        |                          | Supuesto 2        |                          | Supuesto 3        |                          | Supuesto 4        |                          |
|---|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|
|   | $f_{min}$<br>(Hz) | $\Delta f_{max}$<br>(Hz) |
| Desconexión generadores en Punta Grande |                   |                          |                   |                          |                   |                          |                   |                          |
| Aerogeneradores sin EI                  | 49,45             | -0,55                    | 49,15             | -0,85                    | 48,89             | -1,11                    | 48,73             | -1,27                    |
| Aerogeneradores con EI                  | 49,46             | -0,54                    | 49,17             | -0,83                    | 48,91             | -1,09                    | 48,75             | -1,25                    |
| Diferencia                              | 0,01              | 0,01                     | 0,02              | 0,02                     | 0,02              | -0,02                    | 0,02              | -0,02                    |
| Desconexión generadores en Las Salinas  |                   |                          |                   |                          |                   |                          |                   |                          |
| Aerogeneradores sin EI                  | 49,44             | -0,56                    | 49,13             | -0,87                    | 48,74             | -1,26                    |                   |                          |
| Aerogeneradores con EI                  | 49,43             | -0,57                    | 49,15             | -0,85                    | 48,76             | -1,24                    | Inestable         |                          |
| Diferencia                              | 0,01              | 0,01                     | 0,02              | 0,02                     | 0,02              | 0,02                     |                   |                          |

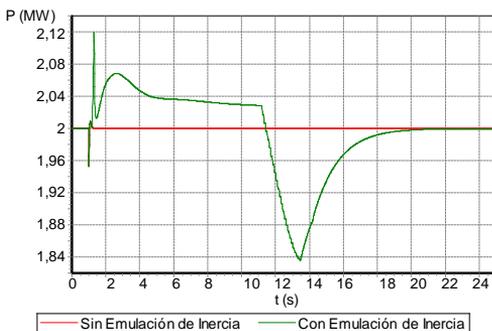
Se produce el segundo descenso de la frecuencia cuando los aerogeneradores cuentan con la capacidad de EI. De forma general, el segundo descenso de la frecuencia es mayor a medida que la potencia de generación convencional desconectada se incrementa, como ya se observó en el sistema de prueba. En la Tabla 3.4 se muestran los valores mínimos producidos en el segundo descenso.

Tabla 3.4: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI

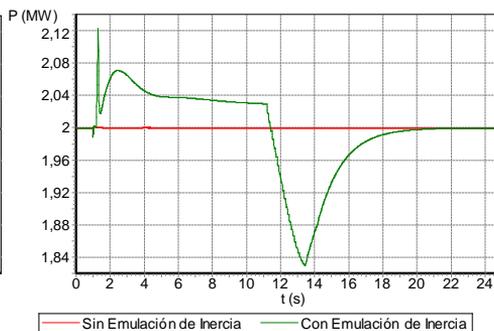
|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3    | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|---------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2.ª caída (Hz) |            |            |               |            |
| Desconexión generadores en Punta Grande      |            |            |               |            |
| Aerogenerador con EI                         | 49,67      | 49,47      | 49,31         | 49,55      |
| Desconexión generadores en Las Salinas       |            |            |               |            |
| Aerogenerador con EI                         | 49,66      | 49,43      | No apreciable | Inestable  |

En el caso de aerogeneradores con capacidad de EI, la caída de frecuencia causada por la desconexión de la generación convencional es menor. Esto se debe a que parte de la potencia perdida es suplida por los aerogeneradores a través de EI al inyectar  $P_{ext}$ . De acuerdo a la ecuación 2.3, al generar  $P_{ext}$ , la generación eólica consigue reducir el valor de  $P_m - P_e$ , causando una menor desaceleración de los generadores convencionales de las centrales y por tanto, la menor caída de la frecuencia comentada.

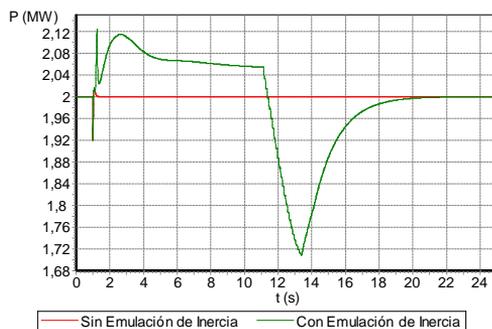
Los aerogeneradores, al disminuir la potencia que inyectan a la red con objeto de recuperar su velocidad de giro, causan el segundo descenso de la frecuencia. La Figura 3.2, muestra la potencia activa producida por uno de los aerogeneradores en el modelo.



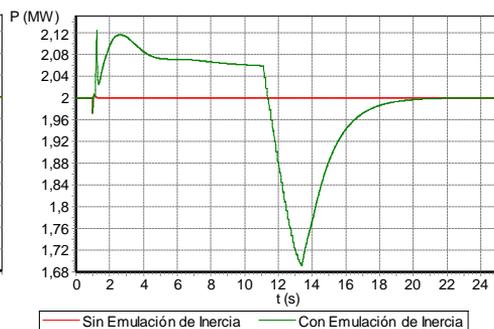
(a) - Supuesto 1 - Desconexión generadores en Punta Grande



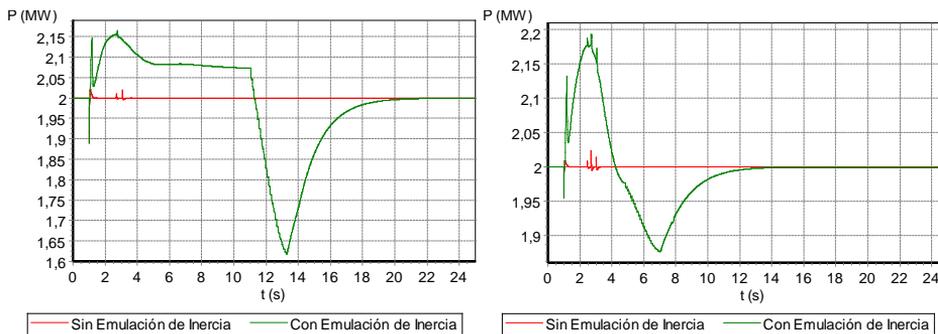
(b) - Supuesto 1 - Desconexión generadores en Las Salinas



(c) - Supuesto 2 - Desconexión generadores en Punta Grande



(d) - Supuesto 2 - Desconexión generadores en Las Salinas



(e) - Supuesto 3 - Desconexión generadores en Punta Grande

(f) - Supuesto 3 - Desconexión generadores en Las Salinas



(g) - Supuesto 4 - Desconexión generadores en Punta Grande

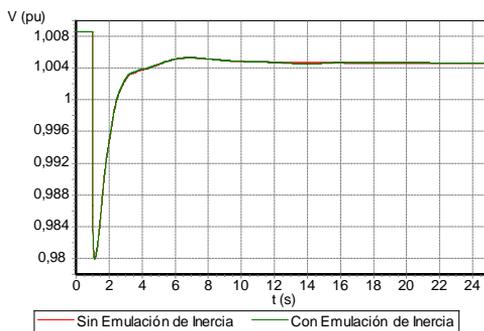
Figura 3.2: Potencia activa generada por un GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de diferentes cantidades de generación convencional

Al margen de las diferencias comentadas, se debe destacar que para el supuesto 3, con desconexión de la generación convencional en la central de Punta Grande, las evoluciones de la frecuencia alcanzan valores cuasi-estacionarios distintos. Ello se debe a que se produce el deslastre de distintas cantidades de carga. De acuerdo a los valores de frecuencia y temporización tarados en los relés de deslastre de carga, en el caso con aerogeneradores sin capacidad de EI, los valores de frecuencia producidos activan el primero y el segundo escalón de deslastre, afectando a un 14,1 % de la demanda (Figura 3.1 (e)). En cuanto al caso de aerogeneradores con EI, sólo se produce la actuación del primer escalón de deslastre de carga, ya que la frecuencia presenta valores superiores, lo que significa un deslastre del 4,4 % de la carga.

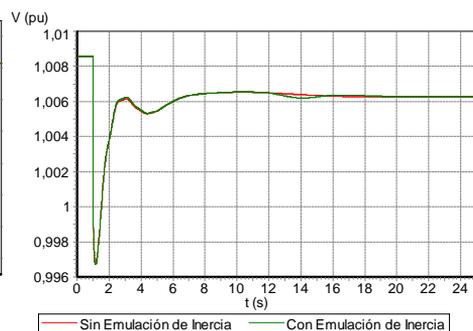
En el supuesto 3, la desconexión de la generación convencional en la central eléctrica de Las Salinas produce la actuación de los relés de deslastre de carga, deslastrándose el primer y el segundo escalón en ambos casos (Figura 3.1 (f)). Esto provoca una pronta recuperación de la frecuencia, lo que produce que los aerogeneradores no agoten el tiempo de EI (Figura 3.2 (f)). En consecuencia, la reducción de potencia que realizan los aerogeneradores con objeto de recupera la velocidad de giro es menor que en los otros supuestos, no causando la segunda caída de la frecuencia.

Como el valor de frecuencia a partir del cual se inicia la inyección de  $P_{ext}$  es 49,85 Hz, no se observan diferencias en la máxima derivada de la frecuencia, como ya se vio con anterioridad.

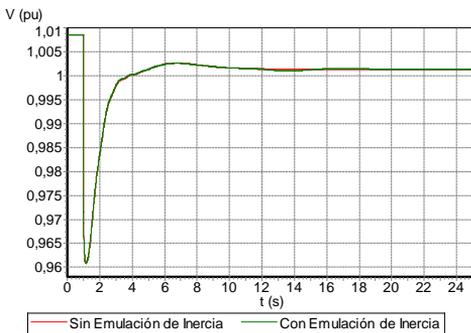
Al igual que sucediese en el sistema eléctrico de prueba, las evoluciones temporales de las tensiones son bastante semejantes entre los casos de aerogeneradores con y sin EI, excepto para el supuesto 3, desconexión de generación convencional en Punta Grande. Esto puede observarse la Figura 3.3, que muestra la evolución temporal de la tensión en la subestación Mácher en los cuatro supuestos analizados. En el supuesto 3, como la cantidad de carga deslastrada difiere entre los dos casos, la demanda que se mantiene en el sistema tras el deslastrado es distinta, provocando además que las caídas de tensiones también lo sean. Por lo tanto, las tensiones en el supuesto 3 se estabilizan en valores distintos. No obstante, todas las tensiones se mantienen dentro de los rangos admisibles.



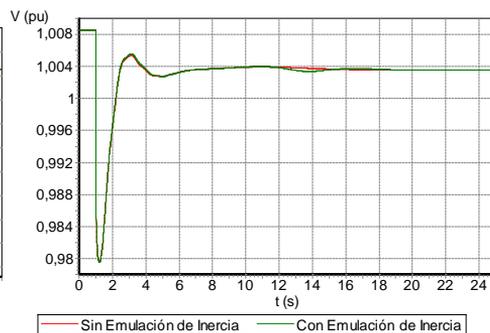
(a) - Supuesto 1 - Desconexión generadores en Punta Grande



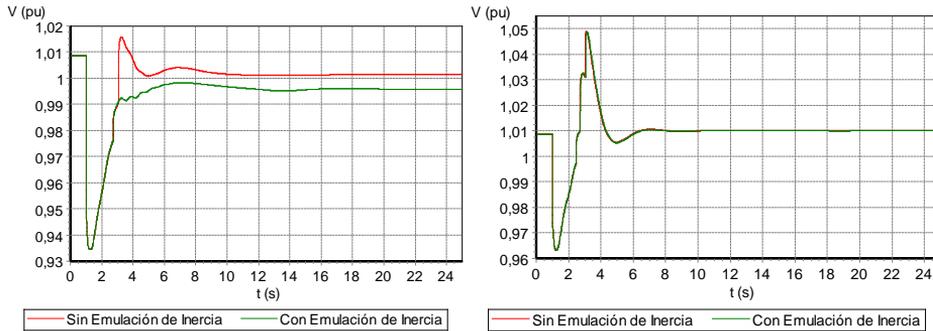
(b) - Supuesto 1 - Desconexión generadores en Las Salinas



(c) - Supuesto 2 - Desconexión generadores en Punta Grande

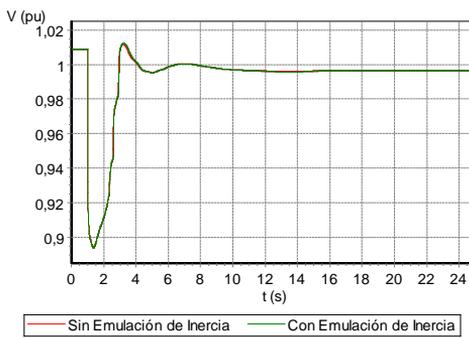


(d) - Supuesto 2 - Desconexión generadores en Las Salinas



(e) - Supuesto 3 - Desconexión generadores en Punta Grande

(f) - Supuesto 3 - Desconexión generadores en Las Salinas



(g) - Supuesto 4 - Desconexión generadores en Punta Grande

Figura 3.3: Tensión en la subestación Mácher con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de distintas cantidades de generación convencional

### 3.2.2. Efectos de la emulación de inercia para diferentes regímenes de potencia de los aerogeneradores

El objeto de este apartado es comprobar como la generación eólica a distintos regímenes de potencia y con capacidad de EI pudiera afectar al sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020, cuando se produce una determinada pérdida de generación convencional.

Para ello se considera cuatro supuestos y en cada uno de ellos se tiene una potencia eólica instalada de 28 MW. En cada supuesto los regímenes de potencia de los aerogeneradores son distintos, por lo que la potencia eólica total generada también lo es. Los regímenes de potencia de cada aerogenerador presente en el modelo y las potencias eólicas totales en el sistema para cada supuesto se indican en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Potencia generada por cada aerogenerador y generación eólica total en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

|                         | Supuesto 1    | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|-------------------------|---------------|------------|------------|------------|
|                         | Potencia (MW) |            |            |            |
| Aerogenerador           | 0,5           | 1          | 1,5        | 2          |
| Generación eólica total | 7             | 14         | 21         | 28         |

La potencia convencional a desconectar en cada supuesto es de 85,65 MW, representando el 22,30 % de la generación total en el sistema. Los generadores convencionales a desconectar pertenecen a la central eléctrica de Punta Grande.

**Resultados**

Las evoluciones de la frecuencia en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 presentan diferencias entre los casos de aerogeneradores con y sin EI, como ya se observó en el apartado anterior. En la Figura 3.4 se muestran las evoluciones temporales de frecuencia para los cuatro supuestos.

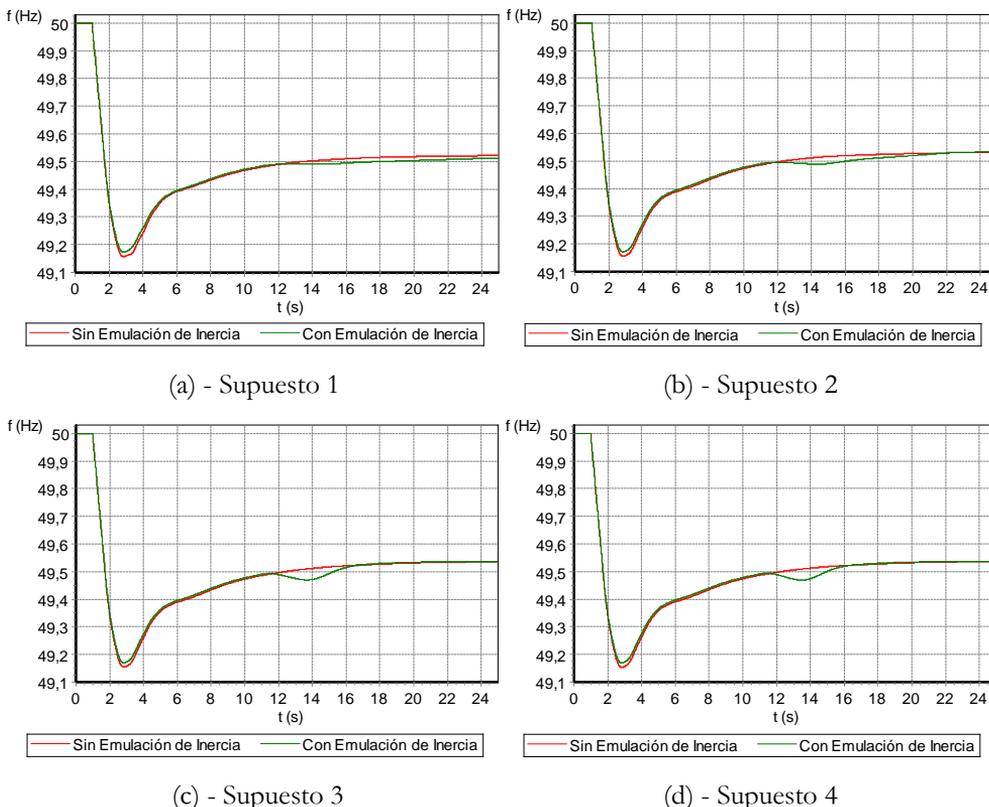


Figura 3.4: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM a diferentes regímenes de potencia con y sin capacidad de EI al producirse una pérdida de generación convencional

De nuevo, una de las diferencias observadas es el menor valor de  $\Delta f_{max}$  alcanzado en el caso de aerogeneradores con EI. Estos valores se han recogido en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

|                        | Supuesto 1        |                          | Supuesto 2        |                          | Supuesto 3        |                          | Supuesto 4        |                          |
|------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|
|                        | $f_{min}$<br>(Hz) | $\Delta f_{max}$<br>(Hz) |
| Aerogeneradores sin EI | 49,16             | -0,84                    | 49,16             | -0,84                    | 49,15             | -0,85                    | 49,15             | -0,85                    |
| Aerogeneradores con EI | 49,17             | -0,83                    | 49,17             | -0,83                    | 49,16             | -0,84                    | 49,16             | -0,84                    |
| Diferencia             | 0,02              | 0,01                     | 0,02              | 0,01                     | 0,02              | 0,01                     | 0,02              | 0,01                     |

Cuando el sistema cuenta con aerogeneradores con capacidad de EI, se observa nuevamente que a partir del segundo 11 aproximadamente se inicia el segundo descenso de la frecuencia, cuyos valores mínimos se presentan en la Tabla 3.7. Este segundo descenso no reviste demasiada importancia para el sistema, volviendo la frecuencia a tomar valores iguales al caso sin EI.

Tabla 3.7: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia en los casos de aerogenerador con EI

|                      | Supuesto 1                                   | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|----------------------|--|------------|------------|------------|
|                      | Valor de frecuencia mínimo en 2.ª caída (Hz) |            |            |            |
| Aerogenerador con EI | 49,49  | 49,49      | 49,47      | 49,47      |

Las diferencias en las desviaciones de la frecuencia del sistema son consecuencia de la  $P_{ext}$  inyectada por los aerogeneradores.

La Figura 3.5 se muestra la potencia generada por uno de los aerogeneradores para ambos casos, es decir, con y sin capacidad de EI. Para los casos en los cuales el aerogenerador posee la capacidad de EI se observa que, independientemente de la potencia que genera previamente al evento, la  $P_{ext}$  que inyecta el aerogenerador puede considerarse la misma. Como ya se indicó, esto es debido a que el control del aerogenerador calcula la  $P_{ext}$  a inyectar en función de la frecuencia de la red, siendo esta prácticamente igual en los primeros 11 s.

La inyección extra de potencia activa provoca que la frecuencia presente unos valores mínimos de frecuencia superiores en el caso de aerogenerador con EI.

Tras la finalización de la inyección de la  $P_{ext}$ , se produce el descenso de la potencia generada por el aerogenerador con objeto de recuperar la velocidad de giro inicial y ello provoca la segunda caída de la frecuencia.

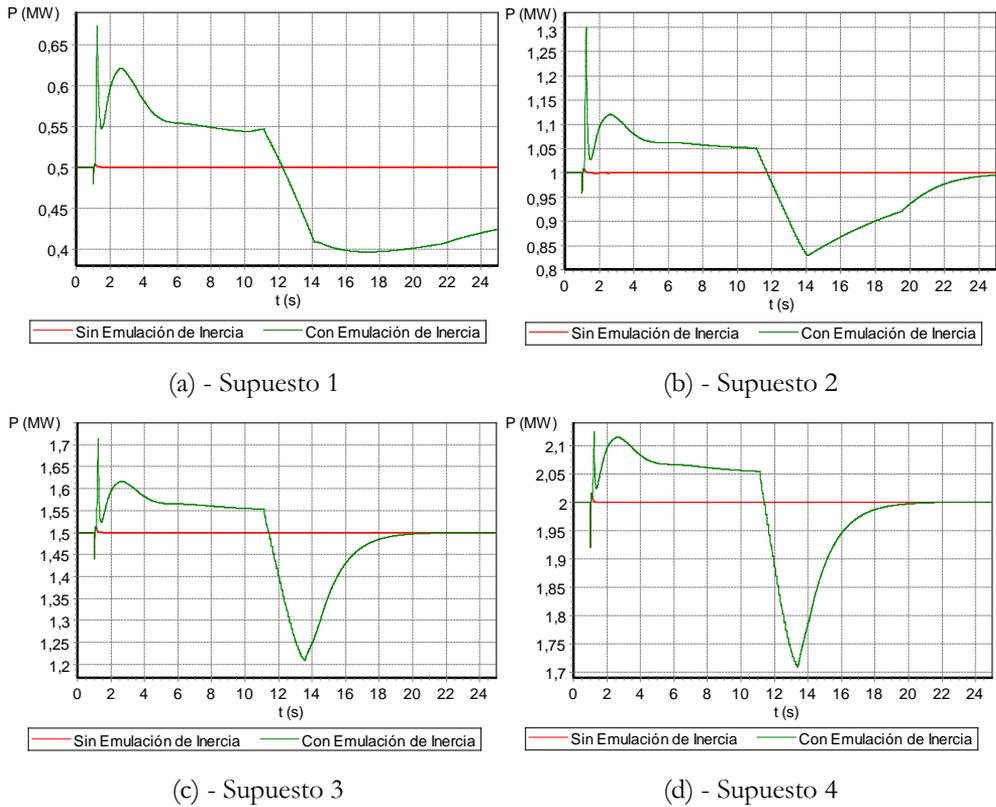
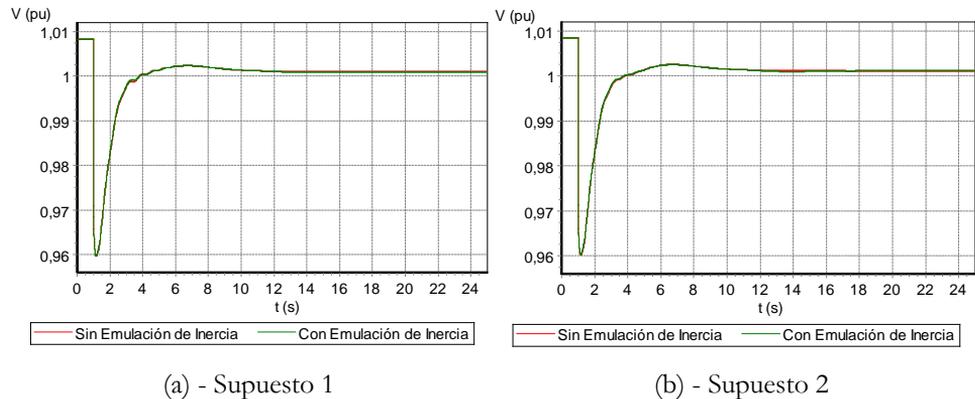
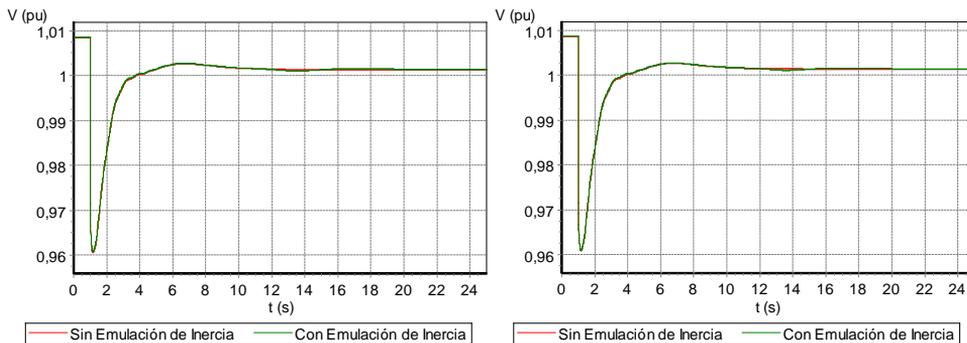


Figura 3.5: Potencia activa generada por un GSM a distintos regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse la pérdida de generación convencional

Las tensiones en el sistema no presentan diferencias notables. La inyección de la  $P_{ext}$  por parte de los aerogeneradores no produce una modificación importante en los valores de las tensiones con respecto al caso de aerogeneradores sin EI. Esto puede apreciarse en la Figura 3.6, que presenta la evolución temporal de la tensión en la subestación Mácher, en Lanzarote.





(c) - Supuesto 3

(d) - Supuesto 4

Figura 3.6: Tensión en la subestación Mácher con GSM a distintos regímenes de potencia con y sin capacidad de EI, al producirse una pérdida de generación convencional

### 3.2.3. Efectos de la emulación de inercia para diferentes niveles de potencia eólica instalada

En este apartado se analiza los efectos producidos por la EI proporcionada por los aerogeneradores sobre el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020, para distintas cantidades de potencia eólica instalada cuando se produce una pérdida de generación convencional.

Se estudian cuatro supuestos con distintas cantidades de generación eólica que pueden verse en la Tabla 3.8. Se considera que todos los aerogeneradores se encuentran a su potencia nominal, es decir a 2 MW.

Tabla 3.8: Penetraciones eólicas en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Potencia eólica (MW)                   | 80         | 112        | 144        | 176        |
| Generación eólica (%)                  | 20,83      | 29,17      | 37,50      | 45,83      |
| Número de aerogeneradores equivalentes | 40         | 56         | 72         | 88         |
| $H$ total del sistema (MW·s/MVA)       | 17,19      | 14,53      | 11,47      | 10,97      |

La pérdida de generación convencional es de unos 52 MW y se ha simulado desconectando grupos de generación en la central eléctrica Punta Grande. Esta cantidad de generación representa el 13,54 % de la generación en el sistema.

La introducción de distinta cantidad de generación eólica en el sistema eléctrico en cada supuesto causa que el número de generadores convencionales conectados sea diferente, ya que se ha de cumplir el criterio de Boucherot. Por consiguiente, la constante de inercia ( $H$ ) total del sistema en cada supuesto será menor a medida que la potencia eólica introducida en el sistema crece. La constante de inercia total del sistema en cada supuesto se recoge en la Tabla 3.8.

**Resultados**

De forma general, en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 se producen efectos similares a los observados en el análisis realizado en el sistema eléctrico de prueba (apartado 2.2.2.4). Para los cuatro supuestos analizados, la evolución de la frecuencia muestra diferencias debidas a la EI, como se aprecia en la Figura 3.7. Cuando en el sistema Lanzarote-Fuerteventura 2020 se tiene aerogeneradores con capacidad de EI, se producen unos valores de  $f_{min}$  mayores debido a la  $P_{ext}$  inyectada.

Asimismo, se producen mayores descensos de la frecuencia en aquellos supuestos con constante de inercia menores, de acuerdo con la ecuación 2.3.

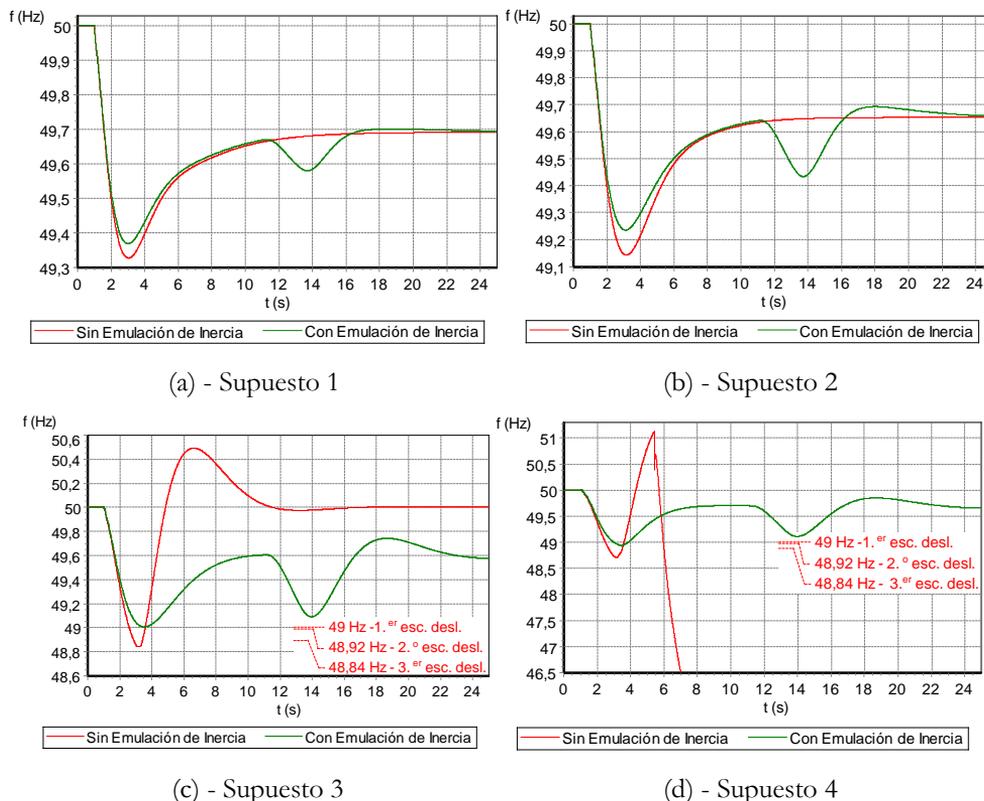


Figura 3.7: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional.

A medida que la penetración eólica es mayor, las diferencias entre los valores de  $f_{min}$ , con y sin EI se van incrementando. Dichos valores conjuntamente con las  $\Delta f_{max}$  se recogen en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Valores de  $f_{min}$  y correspondientes  $\Delta f_{max}$  alcanzados en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura

|                        | Supuesto 1        |                          | Supuesto 2        |                          | Supuesto 3        |                          | Supuesto 4        |                          |
|------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|
|                        | $f_{min}$<br>(Hz) | $\Delta f_{max}$<br>(Hz) |
| Aerogeneradores sin EI | 49,33             | -0,67                    | 49,14             | -0,86                    | 48,84             | -1,16                    | 48,71             | -1,29                    |
| Aerogeneradores con EI | 49,37             | -0,63                    | 49,23             | -0,77                    | 49,00             | -1,00                    | 48,93             | -1,07                    |
| Diferencia             | 0,04              | 0,04                     | 0,09              | 0,09                     | 0,16              | 0,16                     | 0,22              | 0,22                     |

En los cuatro supuestos, a medida que la penetración eólica aumenta en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020, mayor capacidad tiene este tipo de generación para proporcionar  $P_{ext}$  al sistema, pudiéndose observar en la Figura 3.8, que presenta la potencia activa proporcionada por uno de los parques eólicos en los cuatro supuestos. Por ello, las diferencias de  $f_{min}$  entre los casos de aerogeneradores con y sin EI se incrementan a medida que la penetración eólica es mayor.

Se observa también que se produce la segunda caída de la frecuencia en los casos con aerogeneradores con EI, aumentando a medida que la penetración eólica es mayor. El aumento de la segunda caída de la frecuencia es ocasionada por la mayor disminución de la potencia eólica, con objeto de recuperar la velocidad de giro previa a la pérdida de generación convencional.

El aumento de la segunda caída de la frecuencia llega a ser significativo para los supuestos 3 y 4. En estos supuestos la frecuencia mínima alcanzada en la segunda caída presenta valores próximos a la  $f_{min}$  correspondiente. Como ya se indicó en el apartado 2.2.2.4, la segunda caída está relacionada con el parámetro  $t_{reduc}$  perteneciente al tipo de generación eólica estudiada. De forma similar al análisis realizado en el capítulo 2, en el siguiente apartado se estudia la influencia de dicho parámetro sobre la frecuencia.

En el supuesto 3, la caída de la frecuencia es mayor que en los supuestos 1 y 2, ya que la  $H$  es menor de acuerdo a la ecuación 2.3. Asimismo, la capacidad de control potencia-frecuencia en el sistema también es menor. En el caso de aerogeneradores sin EI, esta caída de la frecuencia produce la actuación del primer escalón de deslastre de carga en el instante 3,02 s y del segundo escalón en el instante 3,32 s, desconectándose el 14,1 % de la demanda (Figura 3.7(c)). En el caso de aerogeneradores con EI, debido a la generación de  $P_{ext}$ , la frecuencia no llega a descender lo suficiente como para alcanzar los valores tarados en los relés de deslastre de carga. Por tanto, en este caso la inyección de  $P_{ext}$  evita que se produzcan deslastres de carga. La diferencia de demanda entre los dos casos tras la actuación de los mencionados deslastres tiene como consecuencia que la frecuencia se establezca en valores cuasi-estacionarios distintos. En el caso de aerogeneradores sin EI, la frecuencia vuelve a tomar el valor de 50 Hz, pero es debido a que se ha producido una pérdida de mercado del 14,1 %. En el caso de aerogeneradores con EI, la frecuencia queda desviada pero se ha evitado el deslastre de carga. Posteriormente la reserva secundaria se encargaría de devolver la frecuencia a 50 Hz.

En el supuesto 4, en el caso de aerogeneradores sin EI se produce una pérdida de estabilidad en el sistema, como puede verse en la Figura 3.7 (d). Debido a que el sistema en el supuesto 4 presenta el menor valor de  $H$ , la pérdida de la generación convencional analizada ocasiona

un descenso de la frecuencia mayor que los experimentados en el resto de supuestos. Este descenso provoca la actuación de los relés de deslastre de carga. Se deslastran los tres escalones de carga, desconectándose el 22,9 % de la demanda en el instante 3,42 s. La desconexión de esta cantidad de carga, conjuntamente con la baja  $H$  del sistema, provoca que la frecuencia se eleve lo suficiente como para alcanzar los valores de tarado de los relés de protección por sobrefrecuencia de la generación eólica. Por este motivo, se produce una desconexión de esta generación en el instante 5,39 s (Figura 3.8 (d)). A partir de este instante, el desequilibrio entre generación y demanda producido por la pérdida de la generación eólica provoca un descenso muy acusado de la frecuencia, causando a su vez la desconexión de la generación convencional por subfrecuencia. La desconexión de la generación convencional conduce finalmente a la pérdida total de la estabilidad. Esta pérdida de estabilidad no se observa en el caso de aerogeneradores con EI. La  $P_{ext}$  inyectada por los aerogeneradores evita que la frecuencia en su caída inicial tome los valores bajos que desencadenan el proceso anteriormente descrito. No obstante se produce el deslastre del primer escalón de carga.

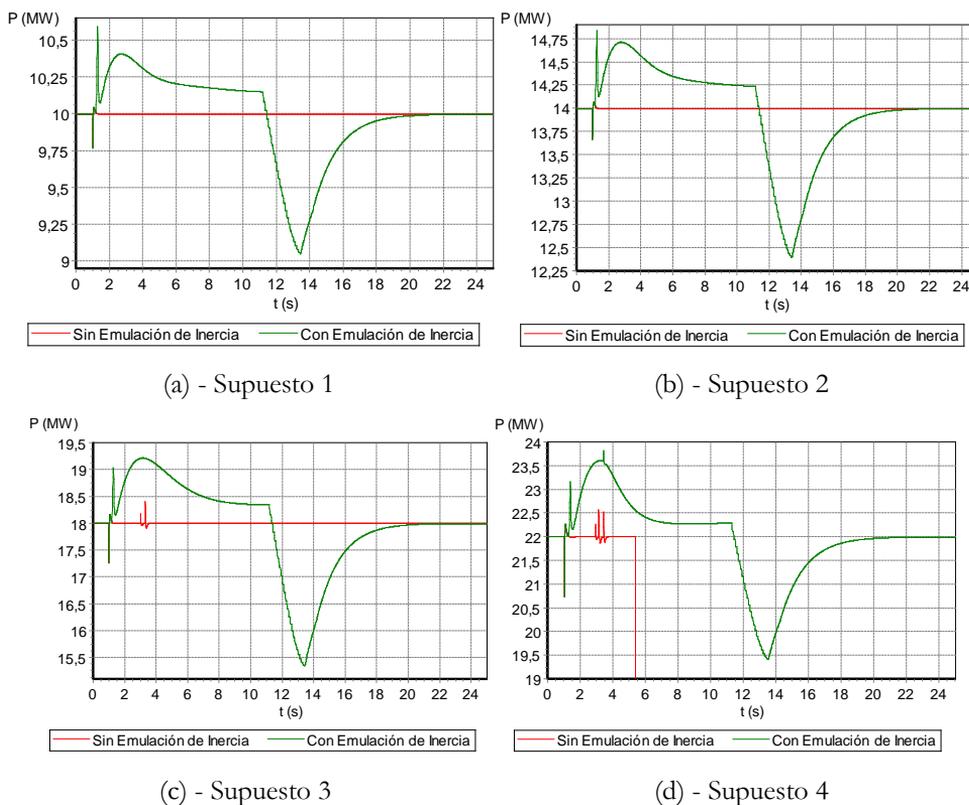


Figura 3.8: Potencia activa generada por un parque eólico formado por GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse la pérdida de generación convencional

La Figura 3.9 muestra la evolución temporal de la tensión de la subestación Mácher en los cuatro supuestos. Se observa en los supuestos 1 y 2 que la EI causa sobre la tensión de dicha

subestación una afección poco relevante, al igual que al resto de tensiones en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020.

En el supuesto 3, en el caso de aerogeneradores sin EI se produce un pico de tensión originado por la actuación de los relés deslastre de carga mencionada anteriormente.

Además, en el supuesto 3 se observa que en cada caso las tensiones se establecen en valores distintos de forma semejante a lo sucedido en el supuesto 3 del apartado 3.2.1. Como ya se indicó, esto se debe a que en cada caso la cantidad de carga deslastrada es distinta, lo cual conduce a que las tensiones tomen valores diferentes al estabilizarse el sistema.

En el supuesto 4, en el caso de aerogeneradores sin EI, los deslastres de carga ocasionan un pico de tensión de forma similar a lo visto en el supuesto 3. Posteriormente al pico de tensión, en el instante 5,39 s, la tensión disminuye bruscamente debido a la desconexión de los parques eólicos y finalmente, tras 2,2 s aproximadamente se produce la pérdida de estabilidad. En el caso de aerogeneradores con EI, la tensión se estabiliza al igual que en el resto de supuestos. Puede verse un pequeño pico de tensión debido al deslastre del primer escalón de carga comentado anteriormente y que se produce en el instante 3,4 s.

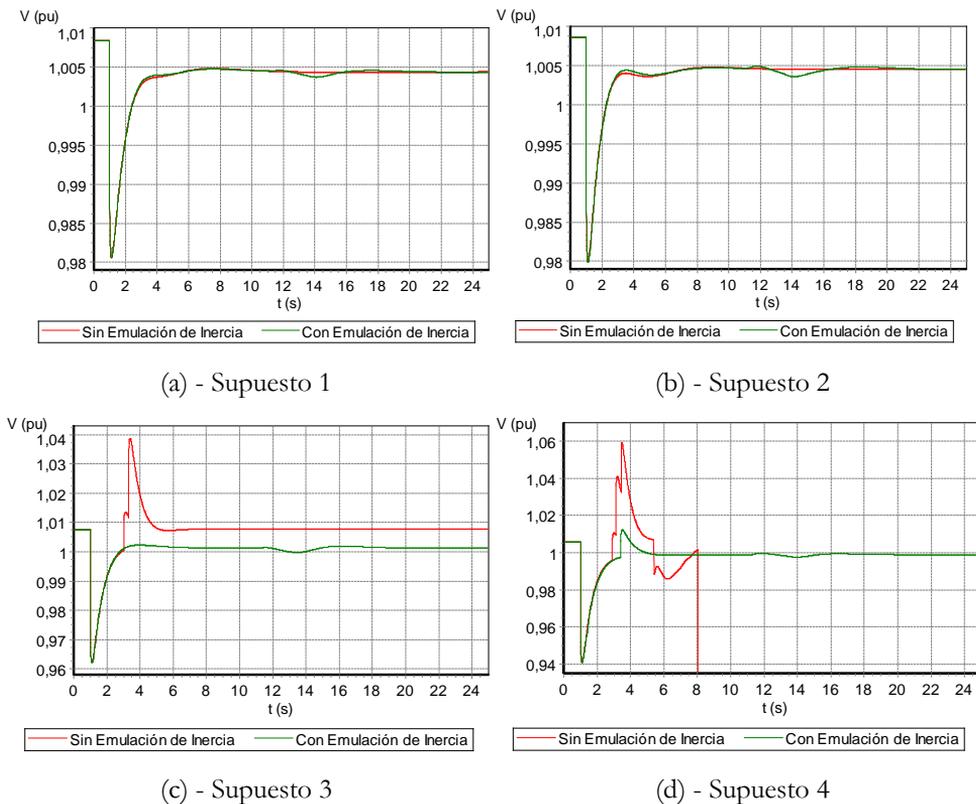


Figura 3.9: Tensión en la subestación Mácher con GSM con y sin capacidad de EI, con diferentes penetraciones eólicas, al producirse una pérdida de generación convencional.

### 3.2.4. Efectos de la emulación de inercia para diferentes valores de tiempo de reducción de potencia

Para evaluar cómo el parámetro tiempo de reducción de potencia ( $t_{reduc}$ ) asociado a la EI que proporcionan los aerogeneradores puede afectar al sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020, se ha tomado como base el supuesto 4 del apartado 3.2.3. En dicho apartado el supuesto fue analizado con un valor de  $t_{reduc}$  igual a 2 s. En este apartado se han considerado seis supuestos más con los mismos valores para  $t_{reduc}$  considerados en el apartado 2.2.2.5 y que se recogen en la tabla 2.13.

#### Resultados

Los resultados muestran que se puede esperar efectos sobre el sistema Lanzarote-Fuerteventura 2020 similares a los vistos en el sistema eléctrico de prueba (apartado 2.2.2.5). En el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020 la segunda caída de la frecuencia es menor cuando aumenta  $t_{reduc}$ , pudiéndose observar en la Figura 3.10.

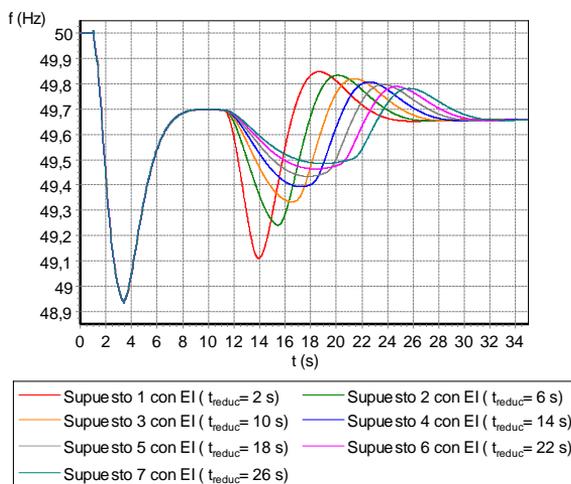


Figura 3.10: Frecuencia del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional

En la Tabla 3.10 se muestran los valores de frecuencia mínimos alcanzados en la segunda caída, siendo éstos mayores cuanto mayor es  $t_{reduc}$ .

Tabla 3.10: Valores mínimos de frecuencia alcanzados en la segunda caída de la frecuencia

|  | Supuesto 1 | Supuesto 2 | Supuesto 3 | Supuesto 4 | Supuesto 5 | Supuesto 6 | Supuesto 7 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Valor de frecuencia mínimo en 2. <sup>a</sup> caída (Hz) | 49,11      | 49,24      | 49,33      | 49,39      | 49,43      | 49,46      | 49,49      |

Asimismo, el tiempo que tarda la frecuencia en alcanzar el valor quasi-estacionario se incrementa a medida que los valores de  $t_{reduc}$  son mayores. Como ya se indicó en el apartado 2.2.2.5, esto se produce porque al especificar un valor de  $t_{reduc}$  mayor, lógicamente el aerogenerador dispone de un intervalo de tiempo mayor para la recuperación de la velocidad de giro.

Al disponer de más tiempo, la reducción de potencia activa que ha de realizar este tipo de aerogeneradores será menor. La Figura 3.11 muestra la potencia activa generada por un parque eólico presente en el sistema. En esta figura se comprueba que para valores mayores de  $t_{reduc}$ , la disminución de la potencia es menor.

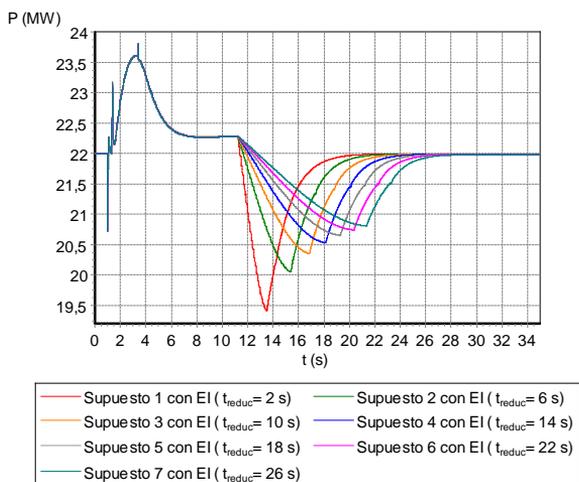


Figura 3.11: Potencia activa generada por un parque eólico formado por GSM con y sin capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse la pérdida de generación convencional

En los supuestos analizados que consideran distintos valores de  $t_{reduc}$ , no se observa modificaciones relevantes en las tensiones del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020. La Figura 3.12 muestra la evolución temporal de la tensión en la subestación Mácher para los distintos supuestos considerados.

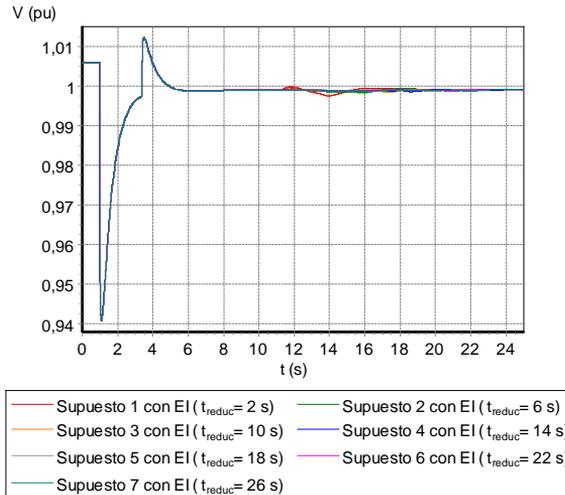


Figura 3.12: Tensión en la subestación Mácher con GSM con capacidad de EI, para varios valores de  $t_{reduc}$ , al producirse una pérdida de generación convencional

### 3.3. Sistema eléctrico Gran Canaria 2020

En este apartado se analiza los efectos de la generación eólica constituida por GSM con capacidad de EI sobre el sistema eléctrico de Gran Canaria esperado para el año 2020.

Para llevar a cabo este análisis se ha considerado que la demanda en el sistema es de 460 MW, siendo la demanda esperada para el período llano en el año 2020.

La potencia eólica es de 140 MW, representando el 30 % aproximadamente de la generación en el sistema. Dicha potencia eólica se ha repartido de forma proporcional entre aquellas subestaciones más importantes en las que se prevé que en 2020 tengan generación eólica conectada. Estas subestaciones y la potencia eólica conectada se recogen en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Subestaciones consideradas con generación eólica para análisis de la EI en Gran Canaria

| Subestación          | Guía | Lomo Gordo | Carrizal | Agiüimes | Arinaga | Aldea Blanca | Matorral |
|----------------------|------|------------|----------|----------|---------|--------------|----------|
| Potencia eólica (MW) | 10   | 16         | 16       | 12       | 34      | 26           | 26       |

Los GSM se encuentran proporcionado la potencia nominal, o sea, 2 MW.

Se analiza el sistema eléctrico considerándose dos casos, uno con GSM sin capacidad de EI y otro con estos aerogeneradores equipados con la capacidad de EI. La pérdida de generación convencional considera la desconexión de los grupos Gas 3 - CC1 y Vapor 3 - CC1 que forman parte del ciclo combinado 1 y la turbina Vapor 4 - CC2 perteneciente al ciclo combinado 2. La desconexión supone la pérdida de 106,8 MW aproximadamente de generación.

**Resultados**

La pérdida del ciclo combinado 1 y el grupo de vapor perteneciente al ciclo combinado 2 produce las desviaciones de frecuencia para los casos con y sin EI recogidas en la Figura 3.13.

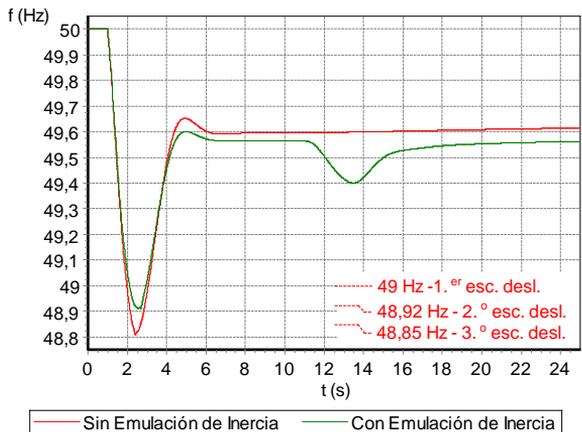


Figura 3.13: Frecuencia del sistema eléctrico Gran Canaria con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana

En los dos casos, gracias a la actuación de la regulación primaria, en torno al segundo 6 la frecuencia comienza a estabilizarse.

La caída de la frecuencia que se observa provoca deslástres de carga, siendo distinta la cantidad de carga deslastrada en cada caso. En el caso de aerogeneradores sin EI, la frecuencia desciende lo suficiente como para provocar el deslástre de los tres escalones de carga. La carga deslastrada es el 14 % con respecto a la demanda total. En cambio, en el caso de aerogeneradores con EI, estos ayudan a la recuperación de la frecuencia debido a la  $P_{ext}$  que generan y por lo tanto, el descenso de la frecuencia es menor. Al presentar la frecuencia mayores valores se evita el deslástre del tercer escalón de carga, siendo la carga deslastrada el 12 %.

La diferencia en la cantidad de carga deslastrada se refleja en los valores del desvío cuasi-estacionario de la frecuencia. Al producirse un menor deslástre de carga en el caso de aerogeneradores con capacidad de EI, la frecuencia se estabiliza en un valor menor, siendo de 49,56 Hz. En cambio, en el caso de aerogeneradores sin EI, tras el deslástre de carga, la generación tiene que satisfacer una menor cantidad de demanda, por lo que la frecuencia toma un valor superior, siendo de 49,61 Hz.

La actuación de la generación eólica ante la pérdida de generación convencional estudiada puede verse a través de la gráfica de la Figura 3.14, que muestra la potencia proporcionada por la generación eólica conectada a la subestación Matorral.

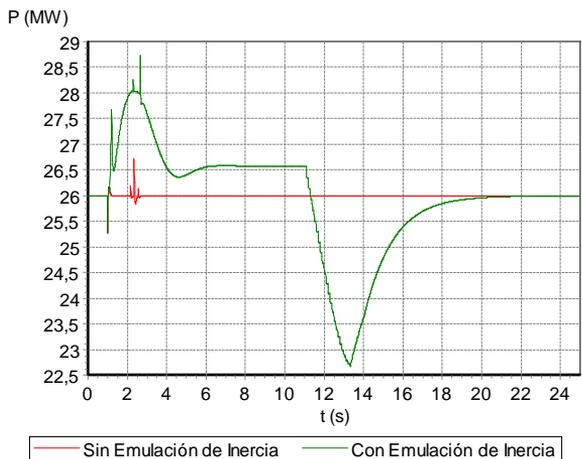


Figura 3.14: Potencia activa generada por la generación eólica conectada a la subestación Matorral, formada por GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana

Tras la finalización de la EI, en torno al segundo 11 s, la potencia activa producida por la generación eólica desciende y produce también en este sistema la segunda caída de la frecuencia.

La pérdida de la generación convencional analizada produce una disminución de la tensión que en ambos casos finaliza al producirse los deslastes de carga. La Figura 3.15 muestra la tensión correspondiente a la subestación San Mateo, pudiéndose observar la mencionada disminución.

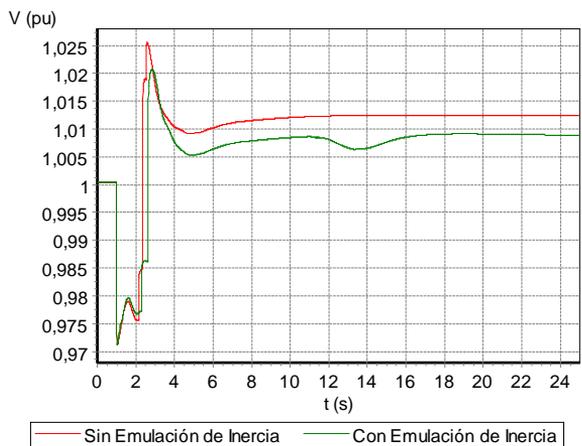


Figura 3.15: Tensión en la subestación San Mateo con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica Barranco de Tirajana

De forma semejante a lo que sucede con la frecuencia, las tensiones alcanzadas tras estabilizarse el sistema presentan diferencias debidas a la cantidad de carga deslastrada en cada caso. En el caso de aerogeneradores con EI, la cantidad de carga deslastrada es menor,

por lo que en el sistema existe, por un lado, una mayor demanda y por otro, esta mayor demanda provoca mayores caídas de tensión en los elementos del sistema. Por ello, las tensiones en el caso de aerogeneradores con EI presentan menores valores que en el caso de aerogeneradores sin EI.

### 3.4. Sistema eléctrico La Gomera 2020

A fin de analizar la EI proporcionada por los aerogeneradores en un sistema eléctrico canario de menor tamaño que los sistemas de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura se plantea el análisis en el sistema eléctrico de La Gomera previsto para el año 2020.

Para llevar a cabo el análisis se ha decidido que la demanda en el sistema de La Gomera sea la estimada para el período horario llano en 2020, siendo de 10 MW. La generación eólica está formada por un parque eólico de 4 MW conectado a la subestación El Palmar. Los generadores que lo constituyen se consideran a su potencia nominal. De igual forma que en apartados anteriores se estudian dos casos: uno con GSM sin capacidad de EI y otro con GSM con capacidad de EI.

La pérdida de generación convencional simulada consiste en la desconexión del generador diésel 18 en la central El Palmar, cuya potencia generada es igual a 2,03 MW. Esta potencia representa el 20,3 % de la generación total.

#### Resultados

De acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (ecuación 2.3), la pérdida del grupo diésel 18 origina un descenso pronunciado de la frecuencia debido a la baja  $H$  que presenta el sistema de La Gomera en los dos casos analizados. Pese a ello, no se llegan a producir desastres de carga. Para el caso de aerogeneradores con capacidad de EI, la inyección de  $P_{ext}$  a partir de los 49,85 Hz provoca que la  $f_{min}$  obtenida no sea tan baja como la correspondiente al caso de aerogeneradores sin EI (Figura 3.16).

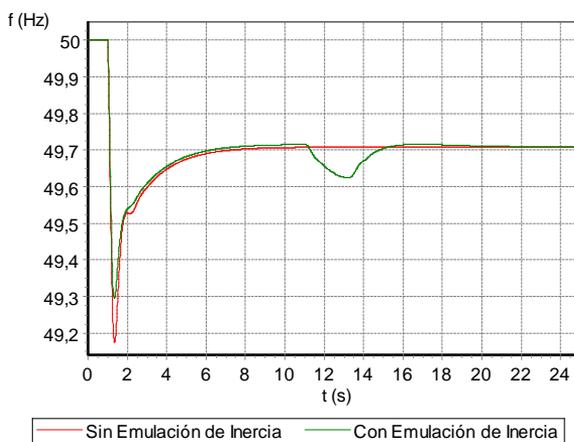


Figura 3.16: Frecuencia del sistema eléctrico La Gomera con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar

Durante la fase de recuperación de la frecuencia, comprendida entre los instantes 1,33 s y 10 s aproximadamente, ésta presenta en el caso de aerogeneradores con EI valores mayores a los correspondientes al caso de aerogeneradores sin EI. Como se puede ver en la Figura 3.17, esto es debido a que la EI no ha finalizado. La  $P_{ext}$  inyectada por los aerogeneradores produce que la frecuencia presente valores superiores hasta la finalización de la EI, en el segundo 11. A partir de ese instante, se observa cómo la frecuencia inicia el segundo descenso. Tras la recuperación de la energía cinética de los aerogeneradores, éstos comienzan a aumentar nuevamente la potencia activa que generan y la frecuencia termina estabilizándose en el mismo valor de frecuencia cuasi-estacionaria que en el caso de aerogeneradores sin EI.

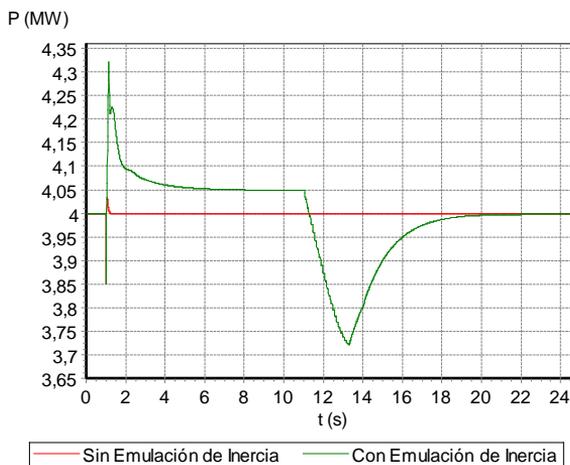


Figura 3.17: Potencia activa generada por la generación eólica formada por GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar

Como es lógico, la pérdida de generación provoca un descenso en los niveles de tensión en el sistema eléctrico. En cuanto a la influencia de la EI sobre las tensiones, al igual que en el resto de casos realizados, no se observan efectos significativos. La Figura 3.18 presenta la evolución temporal de la tensión de la subestación Alajeró para los dos casos estudiados. En ella se observa que la mayor diferencia se produce durante el descenso de potencia realizada por los aerogeneradores.

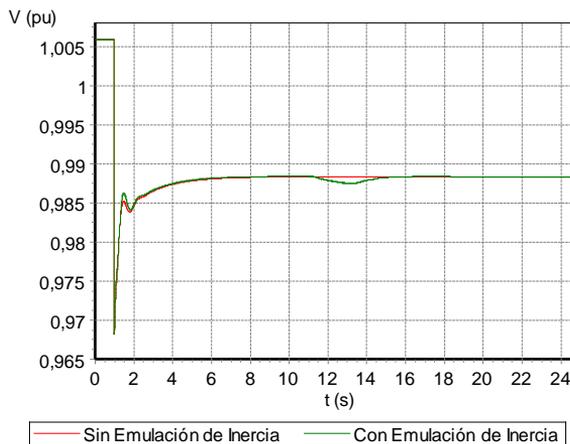


Figura 3.18: Tensión en la subestación Alajeró con GSM con y sin capacidad de EI ante la pérdida de generación convencional en la central eléctrica El Palmar

### 3.5. Resumen y conclusiones

En este capítulo se ha analizado la capacidad de EI proporcionada por GSM en los SEC. Para ello se han escogido los sistemas de Lanzarote-Fuerteventura 2020, Gran Canaria 2020 y La Gomera 2020.

El estudio ha consistido en el análisis del régimen dinámico producido por la pérdida de generación convencional en los diferentes sistemas eléctricos.

En general, los efectos observados en el capítulo 2 han vuelto a reproducirse sobre los SEC.

Las frecuencias de los SEC analizados presentan excursiones menores cuando los aerogeneradores poseen la capacidad de EI. También se produce el segundo descenso de la frecuencia al iniciarse la reducción de potencia por parte de los aerogeneradores.

Estos efectos de la capacidad de EI sobre la frecuencia son más notorios a medida que la penetración eólica es mayor. De acuerdo a las características de EI analizadas y con unas penetraciones eólicas entre el 30 y el 40 %, podría esperarse unos valores de  $f_{min}$  en torno a 0,1 Hz mayores si éstas contasen con capacidad de EI.

La segunda caída de la frecuencia presenta una dependencia respecto a la cantidad de potencia convencional que se haya desconectado. Cuanto mayor es la potencia convencional pérdida en el sistema, mayor será la segunda caída de la frecuencia. No obstante, para las pérdidas de generación convencional n-1 que pudieran producirse en un SEC, no cabría esperar una disminución de frecuencia en su segunda caída que pudiera causar problemas de estabilidad.

Por otro lado, la segunda caída de la frecuencia también guarda relación con  $t_{reduc}$ . Si el  $t_{reduc}$  ajustado en los aerogeneradores es bajo, la reducción de potencia puede conducir a que el segundo descenso de la frecuencia sea significativo. Para  $t_{reduc}$  igual a 2 s y una penetración eólica del 40 %, el segundo descenso es acusado, presentando valores próximos

al primer descenso causado por la pérdida de generación. Por tanto, es conveniente evitar o reducir este efecto sobre la frecuencia ya que podría incluso provocar deslastes de carga. Se ha visto que una forma de reducirlo consiste en aumentar el valor de  $t_{reduc}$ . Para mayores valores de  $t_{reduc}$  el segundo descenso es menos apreciable. Considerando todo esto, se puede afirmar que el valor de  $t_{reduc}$  debe ser tenido en cuenta al integrar en los SEC generación eólica con capacidad de EI.

La EI proporcionada por la generación eólica podría evitar pérdidas de mercado debidas al deslastre de cargas en los SEC. Con la inyección de  $P_{ext}$ , la frecuencia experimenta caídas menores, y por lo tanto, podría no alcanzar los valores tarados en los relés de deslastre. De acuerdo a lo observado en este capítulo, se podría evitar pérdidas de mercado de un 10 % aproximadamente. Además, para un caso concreto se evitó la pérdida de estabilidad.

Las tensiones de los nudos en los SEC no se ven afectadas de forma significativa. Al igual que lo observado el capítulo 2, cabe esperar que las tensiones no sufran variaciones significativas debidas a la actuación de la EI.

De acuerdo con todo lo anterior, la EI aportada por la generación eólica podría ayudar a reducir el impacto de perturbaciones, como la pérdida de generación. En este sentido, la EI se muestra como una característica positiva que podría favorecer una mayor integración de la generación eólica en los SEC.



## Capítulo 4

# Interconexiones y almacenamiento

### 4.1. Introducción

Las interconexiones entre distintos sistemas eléctricos es una práctica habitual que presenta ventajas de índoles técnica y económica para los sistemas interconectados.

Una de las principales ventajas es el aumento de la seguridad y continuidad del suministro en los sistemas interconectados. Las interconexiones pueden proporcionar un respaldo instantáneo ante cualquier perturbación o hacer frente a un desequilibrio entre la generación y la demanda que se produzca en alguno de los sistemas. Por ejemplo, ante una pérdida severa de generación, la interconexión puede ayudar a suplir dicha pérdida limitando los efectos que pudiera provocar. Además, la calidad del suministro eléctrico aumenta, mejorando el control potencia-frecuencia y el control de las tensiones, sobre todo en aquellos sistemas pequeños y aislados.

En caso de caída total de uno de los sistemas eléctricos, las interconexiones podrían ayudar a restablecer el servicio en una acción coordinada con la generación existente en el sistema perdido.

Otra ventaja que presentan los sistemas interconectados es la menor necesidad de capacidad de generación para cubrir la demanda y las reservas exigidas en comparación a si operasen por separado. En este sentido, las interconexiones permiten reducir o retrasar la necesidad de instalación de nuevas unidades de generación. También puede verse reducido sus factores de carga, sobre todo si sus demandas presentan diferencias.

Los intercambios comerciales de energía eléctrica a través de las interconexiones consiguen aumentar la eficiencia global de los sistemas. Las interconexiones permiten que la generación eléctrica se realice con tecnologías más eficientes, repercutiendo en un abaratamiento de los costes asociados a la generación. De este modo, la energía a través de la interconexión fluye desde donde es más barata producirla hasta donde es más cara.

En sistemas liberalizados, las interconexiones provocan un aumento de la competencia. Al existir la posibilidad de exportar o importar energía a través de las interconexiones, los agentes de un sistema pueden participar ofertando energía en el mercado eléctrico del otro. Esto provoca un abaratamiento de los costes de generación a nivel mayorista.

Entre las ventajas a tener en cuenta de las interconexiones, se podría destacar la posibilidad de aumentar la cantidad de potencia renovable en los sistemas eléctricos. La naturaleza variable de la generación eólica o fotovoltaica representa una barrera para la integración de estos tipos de generación. Una forma de integrar la generación renovable es hacer uso de

las interconexiones, de tal modo que se pueda exportar los excedentes producidos a otros sistemas. Igualmente, las interconexiones permiten importar energía en caso de disminución no programada de la generación renovable. Esta ventaja es especialmente importante en los sistemas eléctricos pequeños y aislados, en los cuales la integración de energías renovables presenta dificultades.

En este capítulo se explora las posibilidades que ofrecen las interconexiones para lograr una mayor integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos canarios (SEC), analizándolos técnicamente. Esto posibilitaría un mayor aprovechamiento de los recursos naturales que ofrecen las Islas Canarias para la generación de electricidad.

La introducción de generación renovable en los SEC presenta dificultades técnicas relacionadas con las características de estos sistemas, comentadas algunas en la introducción del apéndice A. Además, a pesar de que el mercado está liberalizado, en los sistemas eléctricos pequeños y aislados como los SEC es complicado la introducción de nuevos agentes que compitan en la actividad de generación [36]. Por otro lado en los SEC, al igual que en otros sistemas eléctricos pequeños y aislados presentes en islas, el coste de la generación es mayor que en aquellos sistemas continentales [37].

Estos inconvenientes asociados a los SEC pueden ser resueltos en parte con la implantación de interconexiones entre los mismos. Las interconexiones dotarían a estos sistemas de mayor estabilidad, permitiría exportar excedentes de generación o importar energía en caso necesario. De este modo, las interconexiones incluso podrían animar la entrada de nuevos agentes inversores generadores [38].

Por otro lado, han surgido proyectos y estudios como los propuestos por Desertec, Medgrid o Realisegrid que promueven la idea de producir grandes cantidades de energía de origen renovable en el área noroccidental y mediterránea de África y exportarlas al continente europeo. La exportación se propone a través de grandes líneas de transporte que unan los sistemas eléctricos europeos con los del norte de África, quedando así unidos estos sistemas eléctricos, en una superred [39-42].

El enlace existente entre España y Marruecos a través del estrecho de Gibraltar podría ser considerado una de las primeras interconexiones necesarias para este fin [43].

Considerando este enfoque, los SEC podrían incorporarse a esta red eléctrica interconectada si se dispusiese de un enlace con el sistema eléctrico del norte África. De este modo, los excedentes de energía generada por las renovables en Canarias se podrían exportar hacia el continente africano y a Europa. Esta opción también es analizada en el presente capítulo.

En la Figura 4.1 se recoge un boceto de las infraestructuras propuestas por estas iniciativas además de las interconexiones que permitirían la conexión de Canarias con el continente africano.

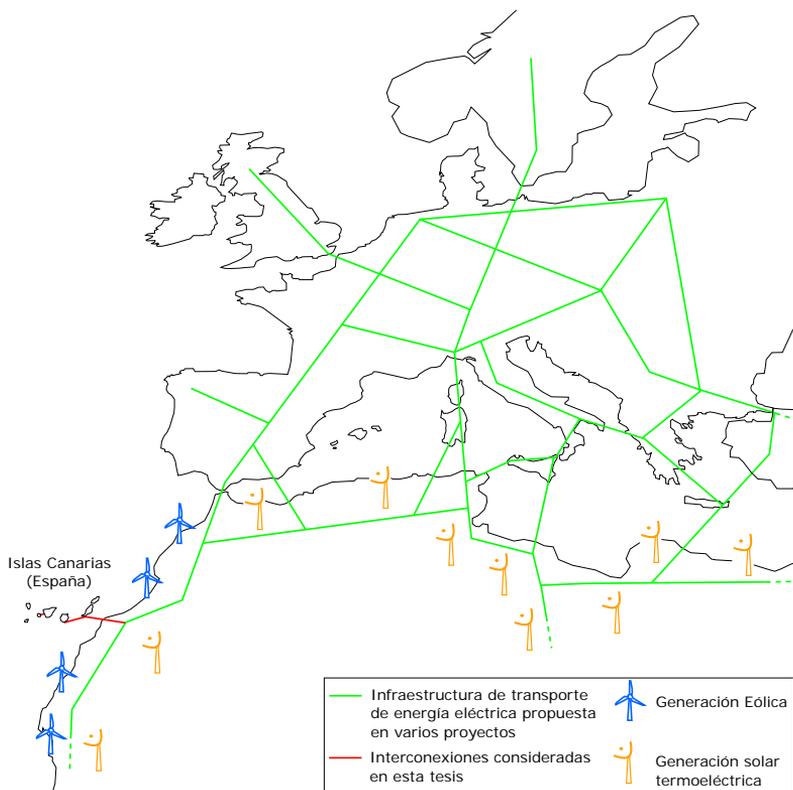


Figura 4.1: Infraestructuras propuestas en varias iniciativas e interconexiones contempladas en esta tesis

Además de las interconexiones, se han tenido en cuenta sistemas de almacenamiento de energía constituidos por centrales hidroeléctricas reversibles. Las centrales hidroeléctricas reversibles pueden adaptarse tanto a las variaciones de la generación renovable como a las de la demanda, facilitando de este modo una mayor integración de los recursos renovables.

Un buen ejemplo de ello es la central hidro-eólica en la isla canaria de El Hierro. Esta asociación de una central hidroeléctrica reversible con un parque eólico puede llegar a cubrir más del 80 % de la demanda de energía en la isla [44-46].

Otro ejemplo es el de la futura central hidroeléctrica reversible Chira-Soria, en Gran Canaria, de la cual se muestran algunos datos en el apéndice A. Esta central ha sido considerada en los estudios realizados.

## 4.2. Interconexiones consideradas

Las interconexiones submarinas objeto del presente estudio para la interconexión de los SEC entre sí y la interconexión de éstos con los sistemas eléctricos del norte de África son aquellas que, desde un punto de vista técnico, podría ser factible su realización. El horizonte temporal considerado es el año 2020.

Varios aspectos son observados para determinar la viabilidad técnica de una interconexión submarina, siendo quizás el factor más limitante la profundidad del lecho marino en el cual quedarán tendidos los cables. La profundidad afecta a las solicitaciones mecánicas a las que cables y barcos cableros se ven sometidos durante las tareas de tendido.

Actualmente se estima que la profundidad máxima a la que pueden ser instalados la mayoría de los cables de potencia submarinos en distintas configuraciones es de unos 2000 m [47].

De acuerdo con la batimetría del archipiélago canario, existen recorridos que presentan profundidades inferiores a los 2000 m que harían posible las interconexiones entre las islas de Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote y, asimismo, estas tres últimas islas con la costa africana [47]. Además, también sería posible una interconexión entre Tenerife y La Gomera.

Teniendo en cuenta la posibilidad de transportar energía directamente desde los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura hacia África y Europa y además, mantener conectados dichos sistemas insulares entre sí, resulta adecuado considerar una doble interconexión. Esta doble interconexión estaría compuesta por un enlace entre Gran Canaria y Fuerteventura y otro enlace entre Fuerteventura y la costa africana.

Por lo tanto, teniendo en cuenta lo anterior, las interconexiones a estudiar son:

- Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura
- Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura - Norte de África
- Tenerife - La Gomera

A continuación se presentan algunas características de estas interconexiones. En el apéndice A se recoge una descripción de los sistemas eléctricos analizados en este capítulo, así como los almacenamientos hidroeléctricos considerados. En los modelos de los SEC se tuvo en cuenta las protecciones de tensión y frecuencia de la generación así como los esquemas de deslastre de carga recogidos en el apéndice B.

## **4.2.1. Descripción de las interconexiones**

### **4.2.1.1. Interconexión Gran Canaria – Lanzarote-Fuerteventura**

En este trabajo, para la interconexión entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura, se ha supuesto el enlace entre las islas de Gran Canaria y Fuerteventura, por motivos obvios de cercanía.

La longitud entre Gran Canaria y Fuerteventura es de aproximadamente 120 km. Para longitudes a partir de 80-120 km, el transporte de energía eléctrica en corriente alterna (CA) a través de cables submarinos comienza a presentar problemas de importancia relacionados con la potencia reactiva que se genera en dichos cables [47,48]. Estos inconvenientes podrían desaconsejar el uso de una interconexión en CA.

No obstante, en un análisis previo se estudió la posibilidad de interconexión en CA. Los resultados obtenidos mostraron pérdidas elevadas en vacío en los cables submarinos debidas

a su carácter capacitivo. También se observó oscilaciones pendulares de potencia de importancia entre las centrales eléctricas de Barranco de Tirajana y Las Salinas.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión de corriente continua (*High Voltage Direct Current* (HVDC)) no presenta el problema de la generación de potencia reactiva en las líneas, desacopla los sistemas eléctricos -no existe la posibilidad de que se produzcan oscilaciones pendulares- y además ofrece capacidades de control de potencia.

Por estas razones se ha decidido que la interconexión entre Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura a estudio en esta tesis sea en HVDC. La topología del transporte en HVDC que se ha supuesto se basa en el *Line-Commutated Converter* (LCC), siendo el tipo de conexión bipolar con retorno no metálico. Una descripción del transporte en HVDC se ha presentado en el apéndice C con objeto de facilitar la lectura de este capítulo.

La conexión en la isla de Fuerteventura se ha considerado en Jandía por su cercanía. Además, la conexión en Jandía permite un refuerzo del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura en ese punto. La estación convertidora se conectaría directamente a la subestación convencional de CA de Jandía.

En Gran Canaria, el punto de conexión seleccionado ha sido la subestación emplazada en la central eléctrica Barranco de Tirajana. La estación convertidora se conecta a las subestaciones Barranco de Tirajana II y Barranco de Tirajana III.

La capacidad de transporte de la interconexión es de 250 MW y la tensión en el lado de corriente continua (CC) de 250 kV. Los cables submarinos de cada polo tienen una sección de  $1 \times 750 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ , con aislamiento de papel impregnado en aceite [49].

Para compensar la potencia reactiva consumida por los convertidores se han añadido baterías de condensadores conectadas en el lado de alterna de las estaciones convertidoras. Esto es especialmente necesario en Jandía, debido a que esta subestación se encuentra significativamente lejos de las centrales eléctricas convencionales y a la baja potencia de cortocircuito en ese punto.

En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de la posible interconexión entre ambos sistemas eléctricos.

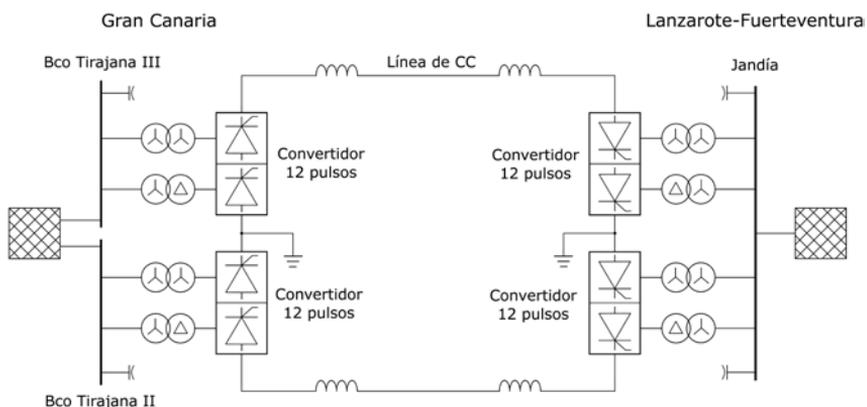


Figura 4.2: Diagrama de la interconexión estudiada entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura

**4.2.1.2. Interconexión Gran Canaria – Lanzarote-Fuerteventura – Norte de África**

La interconexión estudiada entre los sistemas eléctricos Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y del norte de África ha sido en HVDC. Esta interconexión se ha supuesto con topología LCC, en configuración multiterminal, bipolar, con retorno no metálico, estando conectadas las tres estaciones convertidoras requeridas en paralelo. Una de las estaciones convertidoras, normalmente actuando como inversora, se encarga de mantener constante la tensión de la interconexión, mientras que las otras dos ajustan las corrientes de acuerdo a las necesidades de potencia.

Las estaciones convertidoras se emplazan en Barranco de Tirajana (Gran Canaria), en Jandía (Fuerteventura) y en Tarfaya, en la costa africana.

En la costa africana, se ha seleccionado Tarfaya como punto de conexión ya que es el más cercano a Fuerteventura, con una longitud total de 135 km. Además, la infraestructura eléctrica en torno a Tarfaya permite el establecimiento de una interconexión con el archipiélago canario.

Las características de la conexión multiterminal son similares a la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura (apartado 4.2.1.1), presentando una capacidad de transporte entre cada estación convertidora de 250 MW y la tensión en el lado de CC es de 250 kV. La sección de los cables submarinos es de  $1 \times 750 \text{ mm}^2$  en Cu y su aislamiento en papel impregnado [49]. Un diagrama de la interconexión analizada puede verse en la Figura 4.3.

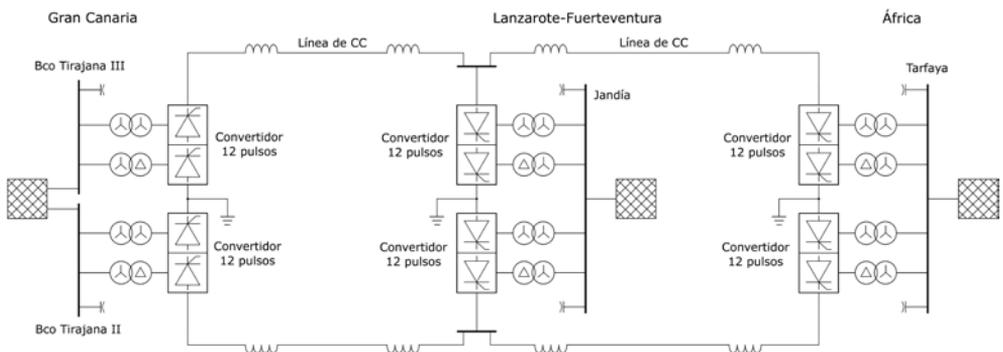


Figura 4.3: Diagrama de la interconexión estudiada entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África

**4.2.1.3. Interconexión Tenerife – La Gomera**

La interconexión entre Tenerife y La Gomera se ha propuesto en CA, siendo esta tecnología la más adecuada según las características de los sistemas a interconectar y para la distancia del recorrido submarino entre estas islas, siendo de unos 30 km.

La interconexión está formada por un doble circuito trifásico a 66 kV. El cable seleccionado es un cable tripolar submarino,  $3 \times 95 \text{ mm}^2$  Al, con aislamiento XLPE. La capacidad total considerada de la interconexión es de 30 MVA.

Ambos circuitos en La Gomera se conectan a la subestación El Palmar, siendo la opción más lógica por ser el nudo más próximo a la costa oeste de Tenerife. Además, representa el punto más robusto del sistema eléctrico de La Gomera. En Tenerife, cada circuito se conecta a una subestación distinta consiguiéndose de este modo un nivel de mallado mayor. El primero de ellos se enlaza con la subestación Guía de Isora y tiene una longitud aproximada de 35 km. El segundo circuito conecta con la subestación Los Olivos presentando una longitud de 43 km aproximadamente. Estas subestaciones fueron elegidas debido a que, existiendo una determinada distancia entre ellas, presentan las rutas más cortas para la realización de la interconexión.

En cada una de estas subestaciones se cuenta con reactancias para compensar la potencia reactiva que se genera en los cables submarinos [49].

#### 4.2.1.4. Implementación de los enlaces HVDC en la herramienta informática

La implementación para el análisis en régimen dinámico de la interconexión en HVDC de los sistemas de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura se ha realizado con el modelo para la configuración dos terminales CDC4T (*Two-terminal dc line model*). Para la interconexión entre los SEC y los sistemas eléctricos del norte de África el modelo utilizado ha sido el modelo para enlaces multiterminales MTDC1T (*Multiterminal (five converter) dc line model*). Ambos modelos pertenecen a la librería de modelos del programa PSS®E.

El modelo MTDC1T simula el comportamiento de un sistema multiterminal HVDC de hasta 5 estaciones convertidoras diferentes. En este caso, se cuenta tan solo con las tres estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana, Jandía y Tarfaya.

Los modelos CDC4T y MTDC1T presentan un modo de control muy similar entre ambos. Una explicación más extensa del funcionamiento de estos modelos puede encontrarse en [50].

En principio, para el modelado de las interconexión de dos terminales y multiterminal bipolar es suficiente el uso de los modelos CDC4T o MTDC1T. Sin embargo, estos modelos mantienen desacoplados los sistemas eléctricos interconectados y no poseen un control que varíe la potencia intercambiada de acuerdo a las necesidades que se presenten en cada uno de estos sistemas. De este modo, si en uno de los sistemas se produjese un desequilibrio entre la generación y la demanda, la potencia intercambiada se mantendría constante. Por ello, resulta necesario añadir un control que permita la variación de las potencias intercambiadas a través de la interconexión para responder a las contingencias que pudieran surgir en alguno de estos sistemas.

El control implementado para ello es el regulador CHAAUT [50]. Este regulador controla la potencia en los convertidores correspondientes dependiendo de la desviación de frecuencia existente, actuando de forma similar a un generador gestionable con control potencia-frecuencia. Por lo tanto, el uso de este regulador permite que los sistemas interconectados en CC puedan compartir sus reservas de regulación primaria y secundaria.

El modelo CHAAUT tiene como entrada las desviaciones de frecuencia y como salida, una señal auxiliar de potencia que se introduce a la entrada del modelo de los convertidores HVDC, añadiéndose así a las potencias de consigna que tengan los convertidores.

En el caso de la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura – norte de África, el modelo CHAAUT se ha configurado de forma que ante cualquier variación de frecuencia producida en alguno de los SEC, este será apoyado a través de la interconexión únicamente por el sistema eléctrico de mayor robustez, o sea el de África, variando la potencia intercambiada. De esta forma, las desviaciones de la frecuencia que tengan lugar en alguno de los SEC no afectan al control potencia-frecuencia de la estación convertidora del otro SEC, no viéndose perjudicado.

Asimismo, en cada una de las estaciones convertidoras se han modelado sistemas de compensación de potencia reactiva con objeto de proporcionar aquella requerida por los convertidores.

En general, para LCC la tensión en CC en el lado del convertidor que funciona como rectificador ( $V_{ccr}$ ) y en el lado que actúa como inversor ( $V_{cci}$ ) son determinadas mediante las ecuaciones 4.1 y 4.2.

$$V_{ccr} = N_r \left( \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{car} \cos(\alpha) - \frac{3X_{cr} I_{cc}}{\pi} - 2 R_{cr} I_{cc} \right) \quad (4.1)$$

$$V_{cci} = N_i \left( \frac{3\sqrt{2}}{\pi} E_{cai} \cos(\gamma) - \frac{3X_{ci} I_{cc}}{\pi} - 2 R_{ci} I_{cc} \right) \quad (4.2)$$

en las cuales:

$N_r, N_i$ : número de puentes en serie

$E_{car}, E_{cai}$ : tensiones a circuito abierto del lado de continua del transformador del convertidor

$\alpha$ : ángulo de retraso de disparo del rectificador

$X_{cr}, X_{ci}$ : reactancia de conmutación

$I_{cc}$ : intensidad en la línea de CC

$R_{cr}, R_{ci}$ : resistencia de conmutación

$\gamma$ : ángulo margen del inversor

A su vez, las intensidades en CA en el lado rectificador ( $I_{car}$ ) y en el lado inversor ( $I_{cai}$ ) pueden ser obtenidas mediante las ecuaciones 4.3 y 4.4.

$$I_{car} = \frac{\sqrt{6}N_r}{\pi} I_{cc} \quad (4.3)$$

$$I_{cai} = \frac{\sqrt{6}N_i}{\pi} I_{cc} \quad (4.4)$$

### 4.3. Consideraciones previas al análisis

El análisis de las interconexiones tiene por objeto la comprobación de la viabilidad técnica de los sistemas interconectados, evaluando el comportamiento de los mismos. Por lo tanto, se podrá comprobar si la potencia renovable propuesta en los SEC pudiera ser integrada o no.

#### 4.3.1. Escenarios analizados

Para comprobar la viabilidad técnica de las interconexiones se analizan los sistemas cuando se encuentran en determinados períodos horarios. Estos períodos horarios son, de forma aproximada, aquellos en los que se produce la máxima y mínima demanda anual y en los que la generación renovable es máxima. Se entiende que a lo largo de un año, es en estos períodos cuando los sistemas eléctricos podrían presentar una mayor vulnerabilidad ante cualquier perturbación.

Los períodos horarios han sido determinados persiguiendo una alta integración de energías renovables por medio de un análisis de tipo energético haciendo uso de la aplicación informática EnergyPLAN v11, en el marco del proyecto INTERMACAN [49].

Además de la determinación de los períodos horarios con generación renovable máxima, el análisis energético determina nueva potencia eólica y fotovoltaica que podría ser instalable sumándose a la ya planificada, ambas indicadas en el apéndice A. Para ello se consideró el perfil de demanda horaria anual de cada sistema eléctrico, los potenciales eólicos y fotovoltaicos horarios anuales, las potencias máximas transportables a través de las interconexiones o almacenamiento por medio de centrales hidroeléctricas reversibles como las indicadas en [51-54].

En el análisis energético ciertas condiciones debieron ser establecidas. Una de estas condiciones consistió en asegurar que el 90 % de la energía anual producida por la generación renovable pueda ser inyectada en los sistemas. Otra condición fue que en cualquier período horario, al menos el 30 % de la generación debía ser de origen convencional [55].

Las potencias renovables obtenidas a través del análisis energético y consideradas en cada SEC analizado son las que se recogen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Potencias renovables instaladas consideradas en los SEC

| Sistema eléctrico       | Potencia eólica (MW) | Potencia fotovoltaica (MW) |
|-------------------------|----------------------|----------------------------|
| Gran Canaria            | 460                  | 75                         |
| Lanzarote-Fuerteventura | 240                  | 95                         |
| Tenerife                | 402                  | 218                        |
| La Gomera               | 8                    | 0,05                       |

Las potencias producidas por cada tipo de generación en cada uno de los períodos horarios analizados para cada interconexión se indican en sus apartados correspondientes.

Para la asignación de generación a los grupos convencionales en cada período horario se han considerado aspectos económicos así como también el mantenimiento de las reservas primaria y secundaria de acuerdo con [56].

En cada escenario, la tensión de consigna en los grupos de generación convencional se ha ajustado para obtener valores de tensión adecuados en los nudos de la red.

El reparto de la potencia eólica y fotovoltaica total a generar entre las distintas instalaciones se realiza en función de las respectivas potencias nominales.

Para la realización del análisis en este capítulo se ha considerado la generación eólica con capacidad de soporte de huecos de tensión y de control de tensión.

La generación fotovoltaica, al igual que la generación eólica es capaz de soportar huecos de tensión, cumpliendo con el hueco de tensión exigido en Canarias indicado en el apartado 2.3. La generación eólica, además, posee la capacidad de control de tensión.

### 4.3.2. Metodología de evaluación

La evaluación técnica de los sistemas interconectados, encontrándose estos en los períodos horarios seleccionados, se lleva a cabo a través del análisis en régimen estacionario y en régimen dinámico. En los siguientes subapartados se recoge el procedimiento y los criterios de comprobación para cada tipo de análisis.

#### 4.3.2.1. Análisis en régimen estacionario

El análisis en régimen estacionario consiste en la realización de un flujo de potencia de los sistemas en el estado de funcionamiento normal, permitiendo determinar básicamente las tensiones y los niveles de carga de los elementos presentes.

En todos los nudos del sistema pertenecientes a la red de transporte se comprueba que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de los intervalos exigidos para el funcionamiento normal de los SEC. Estos intervalos exigidos se pueden ver en la Tabla 4.2 [56].

Tabla 4.2: Márgenes de tensión admisibles en el estado normal de funcionamiento del sistema

| Nivel de tensión (kV) | Mínimo valor permitido (pu/kV) | Máximo valor permitido (pu/kV) |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 220                   | 0,95 / 210                     | 1,11 / 245                     |
| 132                   | 0,95 / 125                     | 1,10 / 145                     |
| 66                    | 0,94 / 62                      | 1,09 / 72                      |

También se comprueba los niveles de carga de elementos presentes en los sistemas (generadores, transformadores, líneas eléctricas, interruptores,...).

Los valores de carga obtenidos de cada elemento no deben superar sus correspondientes capacidades nominales [56].

#### 4.3.2.2. Análisis en régimen dinámico

Con el análisis en régimen dinámico es posible observar el comportamiento del sistema eléctrico ante perturbaciones. Se analizan así variables como las tensiones, frecuencias o potencias a lo largo del tiempo en el estado dinámico. De este modo se puede observar si el sistema es capaz de soportar los eventos simulados y las consecuencias de estos sobre el mismo.

En el análisis en el régimen dinámico se han estudiado los siguientes eventos:

- Desconexión de generación convencional
- Desconexión de generación renovable
- Cortocircuito
- Pérdida de uno de los circuitos de interconexión

Estas perturbaciones son consideradas críticas para un sistema eléctrico. Si los sistemas son capaces de soportarlas podría considerarse la viabilidad de los escenarios planteados. Por tanto, para todos los eventos se comprueba si el sistema es capaz de mantener la estabilidad y que en el posterior estado estacionario alcanzado se satisfacen los criterios exigidos para el régimen estacionario indicados en [56].

Tanto la desconexión de la generación convencional como la generación renovable será aquella que se encuentre inyectando la mayor cantidad de potencia en los SEC, en el período horario a estudio.

En los sistemas estudiados, la mayor potencia renovable se presenta como la mayor suma de generaciones de tipo renovable conectadas en un nudo o subestación. Por lo tanto, la desconexión de la mayor potencia renovable implica la desconexión de ese nudo o subestación. En la realidad, en la mayoría de los casos esta desconexión equivale a un fallo n-2. En este caso, el fallo n-2 implica la pérdida de la totalidad de la potencia producida por la generación renovable. No obstante, la probabilidad de que se suceda un fallo n-2 es menor que la probabilidad de que suceda otro tipo de eventos que provoque una pérdida menor de potencia renovable; como por ejemplo, una la disminución brusca de la generación eólica debido a un descenso repentino de la velocidad del viento. Por lo tanto, al considerarse en este estudio la desconexión de la mayor potencia renovable, también se cubre aquellos casos de descenso brusco de la generación renovable.

Los cortocircuitos estudiados son cortocircuitos trifásicos francos de 250 ms de duración. El tiempo de duración del cortocircuito se ha establecido considerándose que la falta es despejada por la actuación de la protección de fallo de interruptor. Estos cortocircuitos son producidos en distintos nudos de los SEC que son interconectados.

En los períodos horarios analizados se ha asignado intercambios de potencia entre los sistemas eléctricos a través de las interconexiones. Por ello, resulta de especial interés conocer el comportamiento y la viabilidad de los sistemas interconectados ante la pérdida de uno de los circuitos de interconexión.

Se consideran los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas funcionando todos al mismo régimen con respecto a sus potencias nominales.

## 4.4. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura

Este apartado tiene por objeto el análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura esperados para el año 2020. La interconexión se realiza a través de un enlace en HVDC bipolar como ya se indicó en el apartado 4.2.1.1.

### 4.4.1. Escenario analizado

Para el análisis de la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura se considera un solo período horario, en el cual se produce la demanda máxima anual obtenido de acuerdo con el apartado 4.3.1. En este período horario la potencia transportada entre los sistemas de Gran Canaria y Fuerteventura es elevada, al igual que la generación renovable, por lo que el desplazamiento de la generación convencional es significativo.

Debido a que el período horario de máxima demanda en los últimos años ha tenido lugar en la franja nocturna, la producción fotovoltaica se ha supuesto nula.

La potencia que circula en la interconexión desde Gran Canaria al sistema Lanzarote-Fuerteventura es de 100 MW. La generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura se ha establecido en su mínimo técnico, 52 MW. El resto de potencia necesaria para cubrir la demanda es proporcionada por la generación eólica, la cual produce 168 MW.

En Gran Canaria se ha considerado 419 MW de generación eólica y la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria generando 100 MW. Una de las turbinas hidráulicas pertenecientes a esta central se mantiene de reserva. La generación convencional cubre 237 MW.

En la Tabla 4.3 se resume lo expuesto anteriormente.

Tabla 4.3: Demanda, generación e intercambios de potencia en los sistemas interconectados de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura

|                              | Gran Canaria | Lanzarote-Fuerteventura |
|------------------------------|--------------|-------------------------|
| Demanda (MW)                 | 656          | 320                     |
| Generación convencional (MW) | 237          | 52                      |
| Generación hidráulica (MW)   | 100          | -                       |
| Generación eólica (MW)       | 419          | 168                     |
| Generación fotovoltaica (MW) | 0            | 0                       |
| Importación (MW)             | 0            | 100                     |
| Exportación (MW)             | 100          | 0                       |

En el apéndice D se puede encontrar los generadores convencionales en servicio de los SEC en cada una de las centrales eléctricas así como la potencia producida por los mismos.

#### 4.4.2. Análisis en régimen estacionario

Las tensiones que se registran en los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura son las que se muestran en la Tabla 4.4. Tal y como se puede comprobar, todas las tensiones se encuentran comprendidas entre los márgenes admisibles.

La mayor tensión se produce en la subestación convencional de CA de Jandía alcanzando un valor de 140,22 kV (1,0630 pu). La subestación Arucas es la que presenta el menor valor de tensión, siendo de 62,85 kV (0,9522 pu).

Tabla 4.4: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Gran Canaria y de Lanzarote-Fuerteventura

| Nudo                  | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) | Nudo                | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) |
|-----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|
| Agüimes               | 66                   | 65,95                 | Sabinal             | 220                  | 220,31                |
| Aldea Blanca          | 66                   | 65,74                 | San Agustín         | 66                   | 64,03                 |
| Arguineguín           | 66                   | 64,57                 | San Mateo           | 66                   | 63,09                 |
| Arinaga               | 66                   | 65,96                 | Santa Águeda        | 66                   | 64,85                 |
| Arucas                | 66                   | 62,85                 | Santa Águeda        | 220                  | 220,48                |
| Barranco Seco         | 66                   | 63,55                 | Chira-Soria         | 220                  | 221,67                |
| Barranco de Tirajana  | 66                   | 65,97                 | Telde               | 66                   | 64,09                 |
| Tirajana              | 220                  | 222,88                | Punta Grande        | 66                   | 66,39                 |
| Tirajana II           | 220                  | 222,27                | Mácher              | 66                   | 66,26                 |
| Tirajana III          | 220                  | 220,59                | Playa Blanca        | 66                   | 65,64                 |
| Buenvista             | 66                   | 63,37                 | Haria-Teguise       | 66                   | 66,34                 |
| Carrizal              | 66                   | 65,59                 | S 2-3               | 66                   | 66,34                 |
| Cementos Especiales   | 66                   | 64,33                 | San Bartolomé       | 66                   | 66,37                 |
| CINSA                 | 66                   | 65,02                 | Callejones          | 66                   | 66,38                 |
| El Cebadal            | 66                   | 63,47                 | S 6-7               | 66                   | 66,61                 |
| El Tablero            | 66                   | 64,75                 | S 8                 | 66                   | 66,32                 |
| EMALSA                | 66                   | 66,56                 | Desalación          | 66                   | 66,39                 |
| Gáldar/Agæete         | 66                   | 63,37                 | Tías                | 66                   | 66,26                 |
| Guanarteme            | 66                   | 63,23                 | Tías                | 132                  | 131,12                |
| Guía                  | 66                   | 63,14                 | Nueva Playa Blanca  | 66                   | 65,64                 |
| Jinámar               | 66                   | 66,57                 | Nueva Playa Blanca  | 132                  | 131,78                |
| Jinámar               | 220                  | 220,35                | Matagorda           | 132                  | 131,6                 |
| La Aldea              | 66                   | 63,18                 | Las Salinas         | 66                   | 68,57                 |
| La Paterna (L. Cardo) | 66                   | 63,55                 | Corralejo           | 66                   | 66,26                 |
| La Paterna (L. Cardo) | 220                  | 219,58                | La Oliva            | 66                   | 66,36                 |
| LP Oeste              | 66                   | 63,52                 | La Oliva            | 132                  | 133,52                |
| Lomo Apolinario       | 66                   | 63,53                 | Puerto del Rosario  | 66                   | 68,53                 |
| Lomo Maspalomas       | 66                   | 64,6                  | Puerto del Rosario  | 132                  | 135,56                |
| Marzagán              | 66                   | 64,02                 | Gran Tarajal        | 66                   | 68,67                 |
| Matorral              | 66                   | 65,97                 | Matas Blancas       | 66                   | 69,43                 |
| Mogán                 | 66                   | 64,53                 | Antigua             | 132                  | 136,71                |
| Muelle Grande         | 66                   | 63,21                 | Tuineje             | 132                  | 137,58                |
| Nueva Arucas          | 66                   | 62,92                 | Nueva Gran Tarajal  | 66                   | 68,67                 |
| Nueva Barranco Seco   | 66                   | 63,64                 | Nueva Gran Tarajal  | 132                  | 138,05                |
| Escobar               | 66                   | 65,63                 | Jares               | 132                  | 138,49                |
| Nueva CINSA           | 66                   | 65,02                 | S 18-19             | 132                  | 138,6                 |
| Nueva Guía            | 66                   | 63,16                 | Cañada de La Barca  | 132                  | 138,86                |
| P M Jinámar           | 66                   | 66,57                 | Nueva Matas Blancas | 66                   | 69,43                 |
| Plaza Feria           | 66                   | 63,43                 | Nueva Matas Blancas | 132                  | 139,6                 |
| Sabinal               | 66                   | 64,03                 | Jandía              | 132                  | 140,22                |

Puede observarse que las mayores tensiones se registran en los nudos del sur de la isla de Fuerteventura. Esto se debe precisamente a la existencia de la interconexión y la potencia transportada a través de esta. De esta forma, las menores tensiones del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura se registran en el norte.

Los parques eólicos con capacidad de control de tensión que se encuentran en el norte inyectan potencia reactiva al sistema, colaborando en el mantenimiento de las tensiones.

En la isla de Gran Canaria, las subestaciones con los menores valores de tensión son las que se encuentran al noreste, siendo estas las más alejadas de la generación convencional.

Además, en el análisis estacionario se observa que ninguno de los transformadores se encuentra sobrecargado, así como que ninguna de las líneas opera por encima de su capacidad nominal. De este modo, el sistema no presenta problemas en régimen estacionario.

### 4.4.3. Análisis en régimen dinámico

#### 4.4.3.1. Desconexión de generación convencional

##### Desconexión de generación convencional en el sistema eléctrico de Gran Canaria

En Gran Canaria, para el período horario de máxima demanda analizado, el grupo de generación convencional de mayor potencia se corresponde con el ciclo combinado 2, estando en funcionamiento a medio ciclo. Los generadores pertenecientes a este ciclo y que se encuentran en funcionamiento son Gas 5 - CC2 y Vapor 3 - CC2. La potencia generada entre ambos es 63,19 MW.

Los sistemas interconectados de Gran Canaria y de Lanzarote-Fuerteventura son capaces de mantener la estabilidad ante la pérdida de esta cantidad de potencia. En el sistema de Gran Canaria se produce una disminución de la frecuencia, estabilizándose en torno a 49,6 Hz. Como puede observarse en la Figura 4.4, el desvío de la frecuencia es mayor en el sistema de Gran Canaria, ya que es este quien sufre directamente la pérdida de generación.

En el sistema Lanzarote-Fuerteventura, al estar importando potencia desde Gran Canaria, ver Figura 4.5, la frecuencia también se ve afectada, quedando desviada -0,08 Hz aproximadamente. No obstante, como se indicó, el sistema mantiene la estabilidad.

Durante los instantes iniciales, las tensiones en ambos sistemas se ven alteradas, pero es en el sistema de Gran Canaria donde la pérdida de generación produce una caída de los valores de las tensiones en el nuevo estado estacionario alcanzado. Esto puede verse en la Figura 4.6. La pérdida del ciclo combinado 2 provoca, *de facto*, una reducción de la capacidad de regulación de las tensiones y un aumento en las caídas de tensión en Gran Canaria, lo que origina el mencionado desvío.

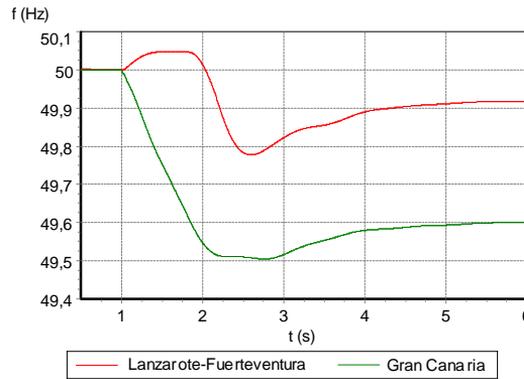


Figura 4.4: Frecuencia ante la desconexión de generación convencional en Gran Canaria

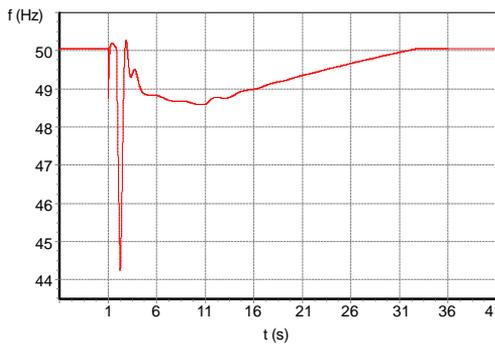


Figura 4.5: Potencia por polo ante desconexión de generación convencional en Gran Canaria

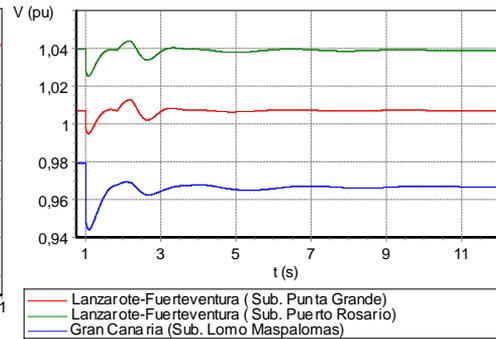


Figura 4.6: Tensión ante la desconexión de generación convencional en Gran Canaria

### Desconexión de generación convencional en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

En el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, para el período horario considerado, están conectados dos grupos con la mayor potencia, siendo ésta de 30 MVA. Estos grupos son el Diésel 6 perteneciente a la central eléctrica Punta Grande y el Diésel 6 en la central eléctrica de Las Salinas. Para este estudio se decidió que el grupo a desconectar sea el Diésel 6 perteneciente a la central Las Salinas, que en este período horario inyecta a la red 16,34 MW.

Al igual que en el caso anterior, los sistemas interconectados mantienen la estabilidad ante la desconexión del Diésel 6 en Las Salinas. En este caso, la frecuencia del sistema Lanzarote-Fuerteventura experimenta una mayor desviación, ya que pierde uno de sus generadores convencionales. La  $f_{min}$  que se observa es de 49,77 Hz aproximadamente y la frecuencia se estabiliza en 49,82 Hz (Figura 4.7).

Las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Jandía, de acuerdo al control potencia-frecuencia implementado, al detectar la disminución de frecuencia en el sistema Lanzarote-Fuerteventura podrían elevar el valor de la potencia que se transporta desde

Gran Canaria. En la Figura 4.8 se puede apreciar cómo se produce este aumento, pasando de 50 MW que circulan por cada polo a 55,42 MW. En total, el incremento de potencia en la interconexión es de 10,84 MW. De este modo, la interconexión colabora en la estabilización del sistema Lanzarote-Fuerteventura.

El aumento de la potencia que circula por la interconexión es percibido por los generadores en el sistema eléctrico de Gran Canaria como un incremento de la demanda, lo cual causa que su frecuencia también disminuya, como se aprecia en la Figura 4.7.

De forma semejante a lo observado en el apartado anterior, la desconexión de generación en Lanzarote-Fuerteventura provoca un descenso en los valores de las tensiones, especialmente en el sistema Lanzarote-Fuerteventura (Figura 4.9).

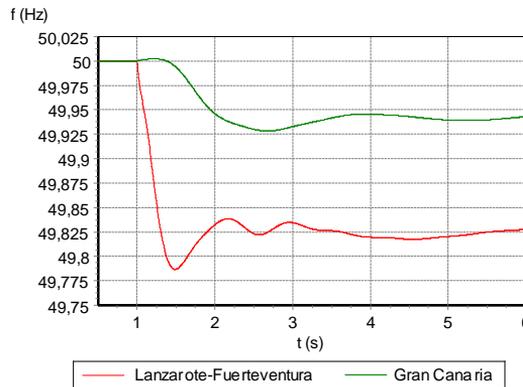


Figura 4.7: Frecuencia ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura

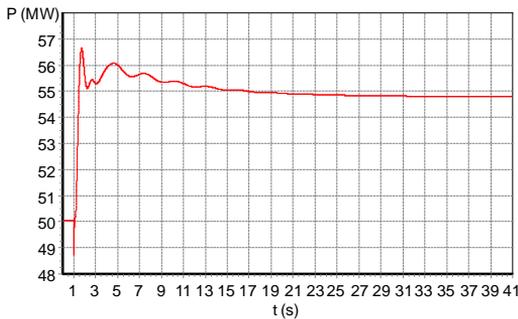


Figura 4.8: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura

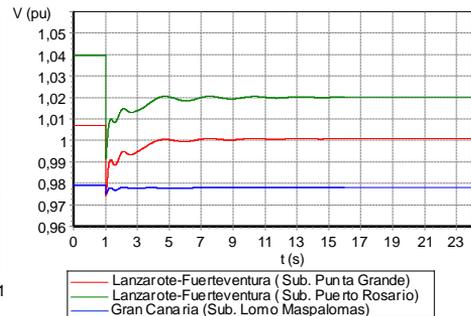


Figura 4.9: Tensión ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura

#### 4.4.3.2. Desconexión de generación renovable

##### Desconexión de generación renovable en el sistema eléctrico de Gran Canaria

En el sistema eléctrico de Gran Canaria, la mayor potencia renovable agregada es de 124,64 MW y está constituida por varios parques eólicos que se encuentran conectados a la

subestación Matorral. Para el período horario considerado se encuentran produciendo un total de 87,25 MW.

Como se puede ver en la gráfica de la Figura 4.10, ambos sistemas mantiene la estabilidad al producirse la desconexión de la generación renovable. Las frecuencias descienden debido al déficit de generación, experimentando una mayor excursión la frecuencia del sistema de Gran Canaria.

Si se observa la Figura 4.11, se aprecia que la potencia transportada por la interconexión en HVDC disminuye ante la pérdida de la generación renovable. La disminución de esta potencia en la interconexión es de unos 5 MW en total. Este descenso de la potencia intercambiada es la que causa la caída de frecuencia en el sistema Lanzarote-Fuerteventura.

En el caso de la pérdida de generación renovable, las tensiones en el nuevo estado estacionario no acusan grandes desvíos, ya que en el período horario analizado la producción de potencia reactiva por parte de este tipo de generación es escasa (Figura 4.12).

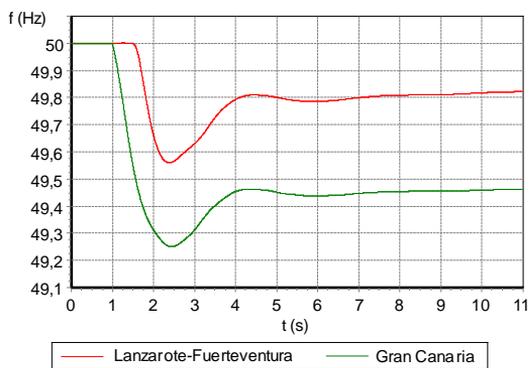


Figura 4.10: Frecuencia ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria

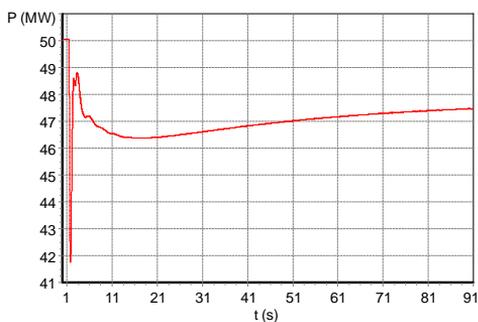


Figura 4.11: Potencia por polo ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria

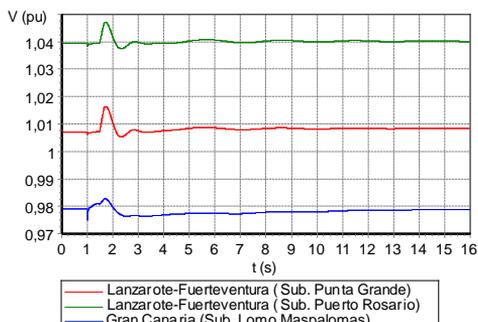


Figura 4.12: Tensión ante la desconexión de potencia renovable en Gran Canaria

### Desconexión de generación renovable en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

Como en Gran Canaria, en Lanzarote-Fuerteventura la generación renovable a desconectar está formada por generación eólica. Su desconexión significa la pérdida de 20,63 MW.

Al producirse la pérdida de esta cantidad de potencia eólica, los sistemas interconectados de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura experimentan una caída de sus frecuencias pero mantienen la estabilidad. Se observa en la Figura 4.13 que la excursión de la frecuencia del sistema Lanzarote-Fuerteventura es mayor, alcanzando una  $f_{min}$  de 49,73 Hz aproximadamente.

Como ya se comentó anteriormente, las estaciones convertidoras, al detectar la caída de la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura, aumentan la cantidad de potencia que se está transportando desde Gran Canaria hasta Lanzarote-Fuerteventura con objeto de colaborar en la recuperación de este sistema (Figura 4.14). La potencia total que circula por la interconexión pasa de 100 MW a 113 MW. Este aumento de la potencia transportada desde la estación convertidora de Barranco de Tirajana es apreciado en Gran Canaria como un incremento del consumo, dando lugar a la comentada caída de frecuencia en Gran Canaria.

En este caso, las tensiones en el sistema Lanzarote-Fuerteventura se ven afectadas por la pérdida de la generación renovable, debido a las especiales características de dicho sistema. Sin embargo, se mantienen dentro de los márgenes admisibles en el nuevo período estacionario alcanzado (Figura 4.15).

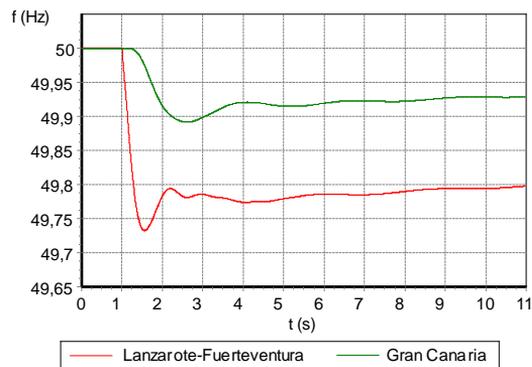


Figura 4.13: Frecuencia ante la desconexión la potencia renovable en Lanzarote-Fuerteventura

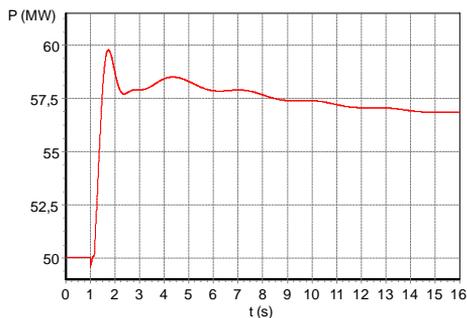


Figura 4.14: Potencia por polo ante la desconexión de potencia renovable en Lanzarote-Fuerteventura

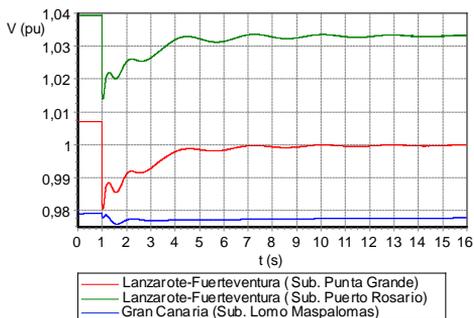


Figura 4.15: Tensión ante la desconexión de potencia renovable en Lanzarote-Fuerteventura

### 4.4.3.3. Cortocircuito

#### Cortocircuito en el sistema eléctrico de Gran Canaria

El cortocircuito trifásico estudiado en Gran Canaria se ha provocado en la subestación de Arinaga, cuya tensión nominal es 66 kV. Se ha propuesto el cortocircuito en esta subestación debido a que es un nudo con características muy particulares. Presenta una significativa demanda asociada, una potencia eólica instalada elevada y está próxima a la central eléctrica Barranco de Tirajana. Como ya se indicó en el apartado 4.3.2.2, esta perturbación consiste en un cortocircuito trifásico franco de 250 ms de duración.

Al producirse dicho cortocircuito, en la isla de Gran Canaria tiene lugar la desconexión de varios parques eólicos debido a la actuación de sus relés de protección por sobrefrecuencia, desconectándose un total de 34,5 MW. Sin embargo, los sistemas de Gran Canaria y de Lanzarote-Fuerteventura mantienen la estabilidad. Esto puede apreciarse en la gráfica de la Figura 4.16 que presenta la evolución de las frecuencias.

La gráfica de Figura 4.17 muestra la evolución temporal de las tensiones en las subestaciones de CA de Barranco de Tirajana y Jandía, a las cuales están conectadas directamente las estaciones convertidoras. Se puede apreciar cómo el cortocircuito en Arinaga causa un hueco de tensión en Barranco de Tirajana, al igual que en el resto del sistema eléctrico de Gran Canaria. Como la interconexión en HVDC desacopla los sistemas eléctricos, la tensión en la subestación Jandía, si bien sufre cierta alteración, no experimenta el hueco de tensión característico del cortocircuito.

A causa del hueco de tensión en el sistema eléctrico de Gran Canaria, las estaciones convertidoras interrumpen la potencia que circula hasta Jandía y esto es percibido por el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura como una pérdida de generación. La gráfica de la Figura 4.18 muestra la potencia transportada por cada polo de la interconexión. En ella puede observarse la interrupción de la circulación de potencia a través de la interconexión.

La interrupción ocasiona la caída de la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura, tal y como se observó en la Figura 4.16.

Una vez despejado el cortocircuito, se restablecen las tensiones en Gran Canaria y las estaciones convertidoras reanudan el transporte de energía entre ambos sistemas. Debido a que la frecuencia de Lanzarote-Fuerteventura es baja en esos instantes, el control de las estaciones convertidoras aumentan el valor de potencia intercambiada por encima del valor de consigna, lo que provoca una sobrefrecuencia transitoria en Lanzarote-Fuerteventura. Finalmente los sistemas se estabilizan, apreciándose un desvío de la frecuencia en Gran Canaria debido a la mencionada pérdida de generación eólica.

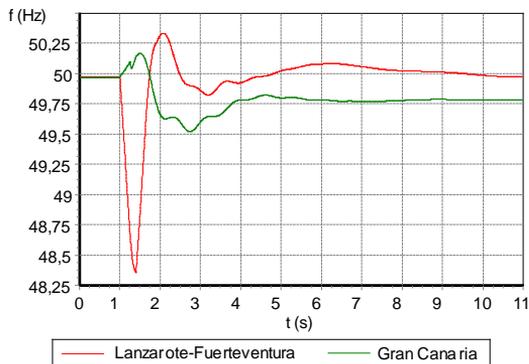


Figura 4.16: Frecuencia ante un cortocircuito en la subestación Arinaga

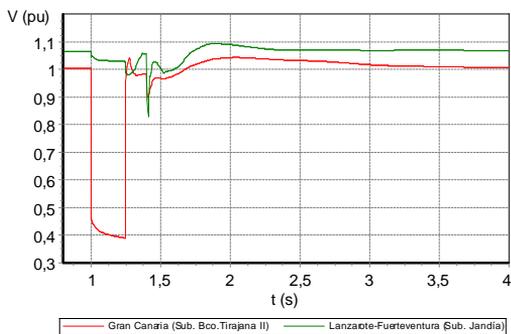


Figura 4.17: Tensión ante cortocircuito en la subestación Arinaga

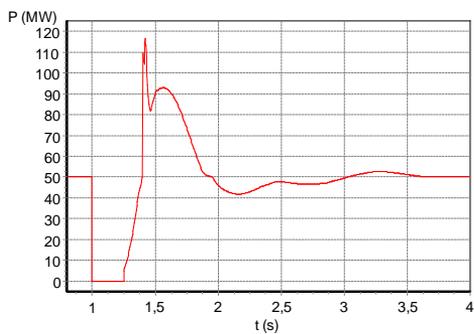


Figura 4.18: Potencia por polo ante un cortocircuito en la subestación Arinaga

### Cortocircuito en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

El cortocircuito trifásico franco de 250 ms de duración en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura se ha analizado en la subestación de Haría-Teguise.

El sistema interconectado mantiene la estabilidad al producirse el cortocircuito en esta subestación.

Durante el cortocircuito, las frecuencias en las islas evolucionan de distinta forma como puede apreciarse en la Figura 4.19. La frecuencia en la isla de Lanzarote aumenta ya que el hueco de tensión que se produce en la central eléctrica de Punta Grande provoca la aceleración de los generadores. En cambio, la frecuencia en la isla de Fuerteventura

desciende debido a que los generadores de la central Las Salinas, al estar alejados del punto de cortocircuito, perciben un aumento de la demanda.

Por otro lado, el sistema de Gran Canaria, como se encuentra desacoplado del sistema Lanzarote-Fuerteventura, sufre en su frecuencia una menor variación.

El desacople que proporciona el enlace en HVDC también puede comprobarse en el valor de las tensiones mostradas en la Figura 4.20. Se observa que la tensión en la subestación Lomo Maspalomas, en Gran Canaria, desciende menos que las correspondientes a las subestaciones Punta Grande y Puerto del Rosario, ambas pertenecientes al sistema Lanzarote-Fuerteventura.

Tras el despeje del cortocircuito, gracias al control de potencia-frecuencia del que están dotadas las estaciones convertidoras, éstas aumentan la potencia transferida hacia Jandía ya que la frecuencia en Fuerteventura presenta un valor inferior al de consigna (Figura 4.21). Esta inyección de potencia en Lanzarote-Fuerteventura, conjuntamente con el aumento de potencia por parte de los generadores convencionales, provoca una elevada sobrefrecuencia. No obstante el sistema termina estabilizándose, en parte, gracias a la regulación potencia-frecuencia que sigue proporcionado el enlace HVDC, ya que vuelve a disminuir la potencia inyectada en Jandía al producirse la mencionada sobrefrecuencia.

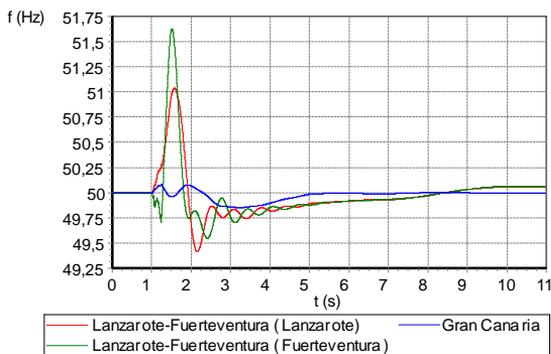


Figura 4.19: Frecuencia ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise

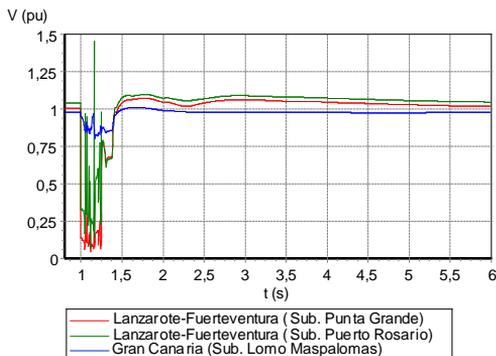


Figura 4.20: Tensión ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise

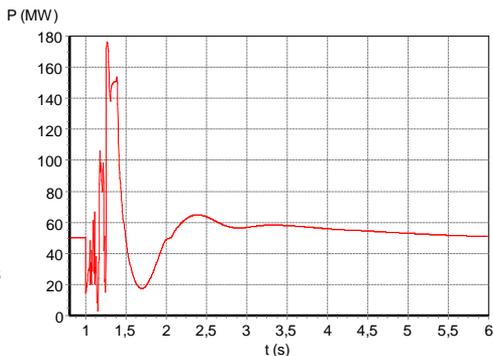


Figura 4.21: Potencia por polo ante un cortocircuito en la subestación Haría-Teguise

#### 4.4.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión

En este apartado se estudia la pérdida de uno de los circuitos de la interconexión entre Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura. Es decir, se considera que queda fuera de servicio uno de los dos polos de la interconexión entre las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Jandía. Como la potencia intercambiada es de 100 MW y cada polo transporta la mitad de la potencia, la desconexión de uno de los polos representa la interrupción de 50 MW.

La pérdida de uno de los polos del enlace en HVDC causa desviaciones de las frecuencias de ambos sistemas. Sin embargo, los sistemas interconectados soportan esta perturbación.

Como el sistema Lanzarote-Fuerteventura posee una menor  $H$ , la desviación experimentada por la frecuencia en este sistema es mucho mayor que la ocasionada en Gran Canaria. Esto puede verse en la Figura 4.22.

La frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura disminuye, produciéndose una  $f_{min}$  de 49,1 Hz y el desvío cuasi-estacionario es de -0,6 Hz. En Gran Canaria, la frecuencia tras elevarse inicialmente se estabiliza en 50,1 Hz aproximadamente.

Al importar energía desde Gran Canaria, la pérdida de uno de los polos de la interconexión representa para el sistema Lanzarote-Fuerteventura una pérdida de generación. Esto produce una desaceleración de los generadores convencionales, causando la mencionada caída de la frecuencia. En cambio, en Gran Canaria sucede lo contrario. La desconexión del polo produce una desaparición repentina de parte de la demanda, ocasionando la elevación de la frecuencia.

Ante la pérdida de uno de sus polos, el sistema de interconexión en HVDC aumenta la potencia transportada por el polo que se mantiene en servicio, como puede apreciarse en la Figura 4.23. De acuerdo al control potencia-frecuencia de las estaciones convertidoras, el incremento de la potencia transportada por este polo es de 25 MW, pasando de 50 MW a 75 MW.

Este aumento de la potencia que circula por el polo activo y la actuación de la regulación de velocidad de los grupos convencionales en Lanzarote-Fuerteventura consiguen parar la caída de la frecuencia y estabilizarla.

La desconexión del polo causa una elevación transitoria de las tensiones en los dos sistemas interconectados (Figura 4.24). Al quedar fuera de servicio el polo, el consumo de potencia reactiva en los convertidores asociados a este polo desaparece. En la estación convertidora de Barranco de Tirajana se dejan de consumir 13,27 MVar y en la estación de Jandía 18,18 MVar. La desaparición de estos consumos de potencia reactiva es la que provoca el aumento transitorio de las tensiones. Sin embargo, como puede apreciarse en la figura, las tensiones finalmente se estabilizan.

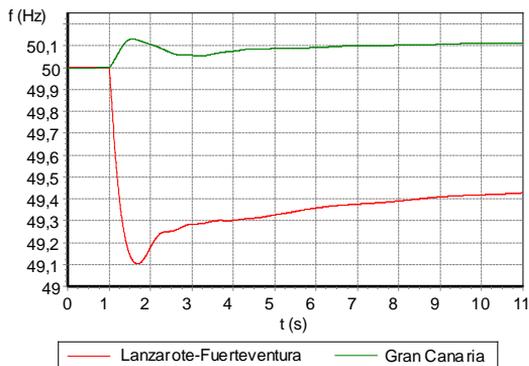


Figura 4.22: Frecuencia ante la pérdida de uno de los polos de interconexión

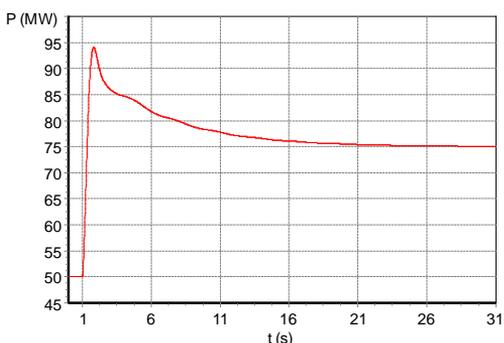


Figura 4.23: Potencia por polo ante la pérdida de uno de los polos de interconexión

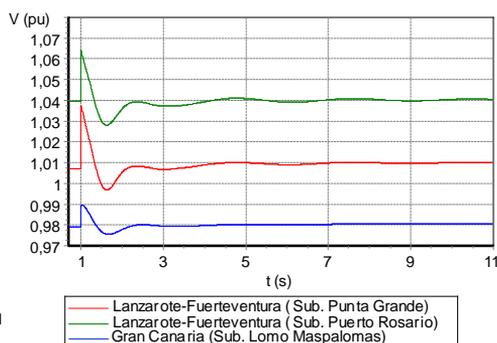


Figura 4.24: Tensión ante la pérdida de uno de los polos de interconexión

## 4.5. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y norte de África

En este apartado se recoge el análisis realizado a los sistemas eléctricos de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y los sistemas eléctricos del norte de África, interconectados por un enlace en HVDC multiterminal y con tipo de conexión bipolar. Esta interconexión fue presentada en el apartado 4.2.1.2.

### 4.5.1. Escenarios analizados

Los escenarios analizados de acuerdo con el apartado 4.3.1 son el período horario de demanda máxima, el período horario de demanda mínima y en este caso, también se ha considerado el período horario de demanda media.

Dado que los períodos horarios de demanda máxima y demanda mínima anuales se producen en horario nocturno, no se contempla la generación fotovoltaica. Sin embargo, en el período horario de demanda media sí se ha considerado la producción fotovoltaica.

En los sistemas eléctricos del norte de África se han supuesto unos ciertos valores de producción renovable realistas, aunque no relacionados con los supuestos para los SEC. Hay que tener en cuenta que el objeto principal de este análisis es comprobar el comportamiento y viabilidad de la potencia renovable de los SEC. Por tanto, los valores de generación en el sistema eléctrico continental africano no resultan especialmente relevantes para obtener conclusiones en cuanto al análisis de los SEC se refiere.

En cuanto a la potencia de importación o exportación a través del enlace multiterminal, se considera que en los períodos horarios de demanda mínima y demanda media los SEC exportan potencia hacia África. En el período horario de demanda máxima los SEC importan potencia desde el continente africano. De esta forma, se puede conocer cuál es el comportamiento de los sistemas ante ambas situaciones.

En el período horario de demanda mínima se ha supuesto una penetración eólica del 70 % aproximadamente en los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura. La potencia exportada a través del enlace hacia el sistema eléctrico del norte de África es de 129 MW aproximadamente. Dada la baja demanda que se produce en este período horario, la central hidroeléctrica reversible en Gran Canaria se encuentra en modo bombeo, consumiendo 112,5 MW.

De la misma forma que en el período horario de demanda mínima, en el período de demanda media se ha establecido una penetración renovable del 70 % en los SEC. En este caso, la producción renovable está constituida por generación eólica y por generación fotovoltaica. La potencia generada en los SEC y transportada hacia el sistema africano es de 189 MW aproximadamente, circulando ésta a través del enlace Fuerteventura-Tarfaya.

En el período horario de demanda máxima, se ha supuesto en cambio una penetración eólica alrededor del 49 % en Gran Canaria. Si consideramos que la energía producida por la central hidroeléctrica es de origen renovable, la penetración de la generación renovable en Gran Canaria en este período horario asciende aproximadamente al 58 %. En Lanzarote-Fuerteventura, la generación eólica representa de forma aproximada el 53 %. Como ya se ha indicado, en este período horario los SEC importan energía desde África, siendo de 109 MW aproximadamente. Como ya se ha indicado, el punto de conexión con el sistema del norte de África es Tarfaya. En torno a Tarfaya se espera que exista una alta producción de energías renovables. Por lo tanto, la energía importada desde el sistema africano podría estar generada en un alto porcentaje por energías renovables, aumentando de este modo la cobertura de la demanda por energías renovables en los SEC.

En el sistema eléctrico del norte de África, se han considerado unos ciertos valores realistas de producción renovable, de generación convencional y de importación con el sistema eléctrico de España, teniendo en cuenta las potencias instaladas estimadas para el año 2020 en sus planificaciones nacionales.

En las Tablas 4.5, 4.6 y 4.7 se indica para cada uno de los períodos horarios a analizar los valores de demanda, generación y potencia intercambiada a través de la interconexión. De esta forma, se pueden visualizar de forma clara las diferencias entre los períodos horarios y en la producción de generación renovable.

Tabla 4.5: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda mínima

| Sistema eléctrico       | Demanda/Generación/Intercambios     | Potencia (MW) |
|-------------------------|-------------------------------------|---------------|
| Gran Canaria            | Demanda                             | 288           |
|                         | Generación Convencional             | 147,76        |
|                         | Generación hidráulica               | -112,5        |
|                         | Generación Eólica                   | 345,63        |
|                         | Generación Fotovoltaica             | 0             |
|                         | Exportación                         | 86,29         |
| Lanzarote-Fuerteventura | Demanda                             | 129           |
|                         | Generación Convencional             | 52,27         |
|                         | Generación Eólica                   | 121,74        |
|                         | Generación Fotovoltaica             | 0             |
| Norte de África         | Exportación                         | 43,01         |
|                         | Demanda                             | 3781          |
|                         | Generación Convencional             | 3092,86       |
|                         | Generación hidráulica               | 0             |
|                         | Generación Eólica                   | 217,52        |
|                         | Generación solar termoeléctrica     | 400           |
|                         | Importación desde los SEC           | 129,31        |
|                         | Importación desde España peninsular | 28,1          |

Tabla 4.6: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda media

| Sistema eléctrico       | Demanda/Generación/Intercambios     | Potencia (MW) |
|-------------------------|-------------------------------------|---------------|
| Gran Canaria            | Demanda                             | 472           |
|                         | Generación Convencional             | 183,5         |
|                         | Generación hidráulica               | 0             |
|                         | Generación Eólica                   | 368,67        |
|                         | Generación Fotovoltaica             | 45,01         |
|                         | Exportación                         | 117,88        |
| Lanzarote-Fuerteventura | Demanda                             | 224,5         |
|                         | Generación Convencional             | 90            |
|                         | Generación Eólica                   | 158,27        |
|                         | Generación Fotovoltaica             | 56,99         |
| Norte de África         | Exportación                         | 70,86         |
|                         | Demanda                             | 6125,5        |
|                         | Generación Convencional             | 4137,28       |
|                         | Generación hidráulica               | 0             |
|                         | Generación Eólica                   | 1518,28       |
|                         | Generación solar termoeléctrica     | 400           |
|                         | Importación desde SEC               | 188,74        |
|                         | Importación desde España peninsular | 104,29        |

Tabla 4.7: Demanda, generación e intercambios de potencia en Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África. Período de demanda máxima

| Sistema eléctrico                   | Demanda/Generación/Intercambios | Potencia (MW) |
|-------------------------------------|---------------------------------|---------------|
| Gran Canaria                        | Demanda                         | 656           |
|                                     | Generación Convencional         | 205,89        |
|                                     | Generación hidráulica           | 64            |
|                                     | Generación Eólica               | 322,59        |
|                                     | Generación Fotovoltaica         | 0             |
|                                     | Importación                     | 70,62         |
| Lanzarote-Fuerteventura             | Demanda                         | 320           |
|                                     | Generación Convencional         | 113,99        |
|                                     | Generación Eólica               | 170,44        |
|                                     | Generación Fotovoltaica         | 0             |
| Importación                         | 37,97                           |               |
| Norte de África                     | Demanda                         | 8470          |
|                                     | Generación Convencional         | 6278,23       |
|                                     | Generación hidráulica           | 0             |
|                                     | Generación Eólica               | 1518,28       |
|                                     | Generación solar termoeléctrica | 400           |
|                                     | Exportación a SEC               | 108,59        |
| Importación desde España peninsular | 684,61                          |               |

Los grupos generadores de las centrales eléctricas de los SEC en servicio y las potencias generadas por estos en cada período horario pueden consultarse en el apéndice D.

#### 4.5.2. Análisis en régimen estacionario

El análisis de flujo de potencia en los períodos horarios estudiados muestra que los valores de las tensiones pueden mantenerse dentro de los intervalos admisibles.

A continuación se recogen en la Tabla 4.8 los resultados de las tensiones de los nudos de la red de transporte de los SEC en cada período horario considerado.

Tabla 4.8: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Gran Canaria y de Lanzarote-Fuerteventura

| Nudo                 | Tensión nominal (kV) | Tensión en período horario de mínima demanda (kV) | Tensión en período horario de mínima media (kV) | Tensión en período horario de máxima demanda (kV) |
|----------------------|----------------------|---|---|---|
| Agüimes              | 66                   | 66,18   | 66,08   | 65,93   |
| Aldea Blanca         | 66                   | 66,01   | 65,91   | 65,75   |
| Arguineguín          | 66                   | 65,21   | 64,92   | 64,74   |
| Arinaga              | 66                   | 66,15   | 66,08   | 65,94   |
| Arucas               | 66                   | 65,18   | 64,41   | 62,86   |
| Barranco Seco        | 66                   | 65,40   | 64,72   | 63,58   |
| Barranco de Tirajana | 66                   | 66,13   | 66,05   | 65,97   |
| Tirajana             | 220                  | 221,50  | 221,54  | 222,35  |
| Tirajana II          | 220                  | 220,20  | 220,81  | 222,05  |
| Tirajana III         | 220                  | 220,09  | 220,29  | 220,90  |
| Buenvista            | 66                   | 65,40   | 64,60   | 63,39   |

|                      |     |        |        |        |
|----------------------|-----|--------|--------|--------|
| Carrizal             | 66  | 66,05  | 65,91  | 65,57  |
| Cementos Especiales  | 66  | 65,05  | 64,71  | 64,50  |
| CINSA                | 66  | 65,86  | 65,64  | 64,99  |
| El Cebadal           | 66  | 65,47  | 64,68  | 63,49  |
| El Tablero           | 66  | 65,26  | 65,05  | 64,91  |
| EMALSA               | 66  | 66,08  | 66,31  | 66,54  |
| Gáldar/Agate         | 66  | 65,76  | 65,27  | 63,23  |
| Guanarteme           | 66  | 65,34  | 64,50  | 63,24  |
| Guía                 | 66  | 65,56  | 65,06  | 63,02  |
| Jinámar              | 66  | 66,09  | 66,32  | 66,55  |
| Jinámar              | 220 | 220,66 | 220,42 | 220,11 |
| La Aldea             | 66  | 65,68  | 65,14  | 63,04  |
| La Paterna (L Cardo) | 66  | 65,46  | 64,72  | 63,57  |
| La Paterna (L Cardo) | 220 | 220,59 | 220,04 | 219,32 |
| LP Oeste             | 66  | 65,43  | 64,73  | 63,54  |
| Lomo Apolinario      | 66  | 65,41  | 64,69  | 63,54  |
| Lomo Maspalomas      | 66  | 65,27  | 64,96  | 64,75  |
| Marzagán             | 66  | 65,52  | 65,04  | 64,05  |
| Matorral             | 66  | 66,13  | 66,05  | 65,97  |
| Mogán                | 66  | 65,23  | 64,91  | 64,71  |
| Muelle Grande        | 66  | 65,35  | 64,49  | 63,22  |
| Nueva Arucas         | 66  | 65,21  | 64,46  | 62,94  |
| Nueva Barranco Seco  | 66  | 65,43  | 64,78  | 63,66  |
| Escobar              | 66  | 66,07  | 65,94  | 65,61  |
| Nueva CINSA          | 66  | 65,86  | 65,64  | 65,00  |
| Nueva Guía           | 66  | 65,57  | 65,06  | 63,05  |
| P M Jinámar          | 66  | 66,09  | 66,32  | 66,55  |
| Plaza Feria          | 66  | 65,43  | 64,64  | 63,44  |
| Sabinal              | 66  | 65,54  | 65,04  | 64,06  |
| Sabinal              | 220 | 220,66 | 220,40 | 220,07 |
| San Agustín          | 66  | 65,07  | 64,57  | 64,14  |
| San Mateo            | 66  | 65,35  | 64,77  | 63,04  |
| Santa Águeda         | 66  | 65,27  | 65,07  | 65,02  |
| Santa Águeda         | 220 | 219,56 | 219,74 | 220,57 |
| Chira-Soria          | 220 | 219,63 | 220,13 | 221,63 |
| Telde                | 66  | 65,46  | 65,13  | 64,15  |
| Punta Grande         | 66  | 66,63  | 66,48  | 65,56  |
| Mácher               | 66  | 66,48  | 66,29  | 65,25  |
| Playa Blanca         | 66  | 66,33  | 66,57  | 64,38  |
| Haría-Teguise        | 66  | 66,69  | 66,60  | 65,52  |
| S 2-3                | 66  | 66,69  | 66,60  | 65,52  |
| San Bartolomé        | 66  | 66,63  | 66,46  | 65,49  |
| Callejones           | 66  | 66,63  | 66,46  | 65,50  |
| S 6-7                | 66  | 66,67  | 66,54  | 65,70  |
| S 8                  | 66  | 66,61  | 66,48  | 65,41  |
| Desalación           | 66  | 66,63  | 66,48  | 65,25  |
| Tías                 | 66  | 66,48  | 66,29  | 64,63  |
| Tías                 | 132 | 133,08 | 134,36 | 128,75 |
| Nueva Playa Blanca   | 66  | 66,33  | 66,57  | 64,79  |
| Nueva Playa Blanca   | 132 | 132,90 | 133,99 | 129,56 |
| Matagorda            | 132 | 133,07 | 134,28 | 133,03 |
| Las Salinas          | 66  | 67,30  | 67,33  | 64,77  |
| Corralejo            | 66  | 66,36  | 66,63  | 64,86  |
| La Oliva             | 66  | 66,37  | 66,66  | 65,31  |
| La Oliva             | 132 | 133,07 | 134,42 | 130,63 |
| Puerto del Rosario   | 66  | 67,21  | 67,21  | 66,38  |

|                     |     |        |        |        |
|---------------------|-----|--------|--------|--------|
| Puerto del Rosario  | 132 | 133,04 | 134,16 | 132,03 |
| Gran Tarajal        | 66  | 65,87  | 65,98  | 66,07  |
| Matas Blancas       | 66  | 65,13  | 65,16  | 66,17  |
| Antigua             | 132 | 132,73 | 133,53 | 132,50 |
| Tuineje             | 132 | 132,51 | 133,12 | 132,90 |
| Nueva Gran Tarajal  | 66  | 65,87  | 65,98  | 66,07  |
| Nueva Gran Tarajal  | 132 | 132,01 | 132,34 | 132,87 |
| Jares               | 132 | 131,92 | 132,22 | 133,11 |
| S 18-19             | 132 | 132,01 | 132,33 | 133,23 |
| Cañada de La Barca  | 132 | 131,70 | 131,95 | 133,23 |
| Nueva Matas Blancas | 66  | 65,13  | 65,16  | 66,17  |
| Nueva Matas Blancas | 132 | 130,56 | 130,55 | 133,11 |
| Jandía              | 132 | 130,05 | 130,22 | 133,37 |

En general se observa un buen perfil de tensiones en los SEC, debido en gran parte a la topología significativamente mallada que tiene la red de transporte estimada para el año 2020 y al alto nivel de penetración de generación renovable distribuida. La generación renovable distribuida permite reducir el flujo de potencia a través de las líneas y aquellas con capacidad de control de tensión, colaboran en el mantenimiento de las mismas.

Los nudos más alejados de las centrales eléctricas como las subestaciones de La Aldea, Gáldar/Agate o San Mateo en Gran Canaria presentan los menores valores. Los valores mayores de tensión se producen en las subestaciones asociadas a las centrales eléctricas Las Salinas, en Fuerteventura y Barranco de Tirajana, en Gran Canaria.

Se ha visto que los niveles de carga de los transformadores y líneas no exceden sus capacidades nominales en ningún período horario.

### 4.5.3. Análisis en régimen dinámico

En el presente apartado se analiza el comportamiento del sistema eléctrico en los tres períodos horarios definidos ante las perturbaciones indicadas en el apartado 4.3.2.2.

#### 4.5.3.1. Desconexión de generación convencional

##### Desconexión de generación convencional en el sistema eléctrico de Gran Canaria

El mayor grupo de generación convencional en el sistema eléctrico de Gran Canaria es el conjunto formado por el Ciclo Combinado 2. En los tres períodos horarios analizados está en configuración a medio ciclo, es decir, solo se encuentran en funcionamiento una de las turbinas de gas y la turbina de vapor. En el período horario de demanda mínima, la potencia generada por el ciclo combinado es 31,89 MW y en el resto de períodos horarios analizados es de 45 MW.

En el período de demanda mínima, al producirse la pérdida del ciclo combinado 2, la frecuencia en el sistema eléctrico de Gran Canaria sufre una caída considerable. El valor de  $f_{min}$  es de 49,73 Hz y se estabiliza la frecuencia con una desviación cuasi-estacionaria de -0,21 Hz. Posteriormente, la actuación de la regulación secundaria devolvería la frecuencia a su valor de consigna. En cambio, en el sistema eléctrico del norte de África la frecuencia apenas se ve afectada, a pesar de que importa energía desde Gran Canaria. Esto se debe a la

mayor inercia que posee el sistema del norte de África y al control potencia-frecuencia de las estaciones convertidoras (Figuras 4.25 y 4.26).

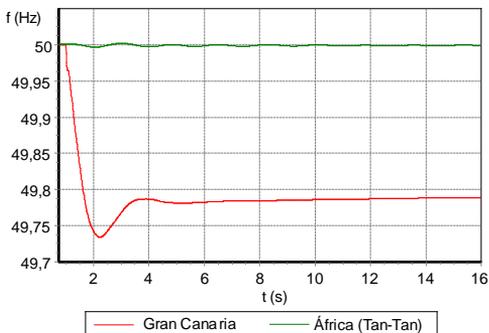


Figura 4.25: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda mínima

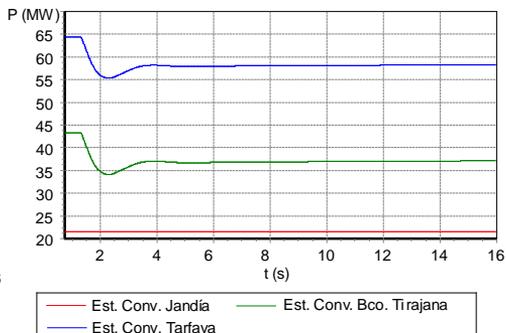


Figura 4.26: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda mínima

La frecuencia del sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura no es afectada, ya que la potencia que exporta no se alterada por desviaciones de frecuencia que aparezcan en el sistema eléctrico de Gran Canaria. De acuerdo a los controles implementados en las estaciones convertidoras (apartado 4.2.1.4), ante una variación de la frecuencia en alguno de los SEC, la estación convertidora perteneciente al sistema del norte de África es la encargada de modificar el valor de potencia importada o exportada, establecido así debido a su mayor inercia.

Durante el período horario de demanda media, la pérdida del ciclo combinado 2 es también soportada por el sistema eléctrico de Gran Canaria, estabilizándose la frecuencia en un valor aproximado de 49,78 Hz (Figura 4.27). De acuerdo al control de potencia-frecuencia que poseen las estaciones convertidoras, al detectar la caída de la frecuencia en Gran Canaria, reducen la potencia transportada por la interconexión desde Gran Canaria, disminuyendo también consecuentemente la potencia consumida en la estación convertidora de Tarfaya. Por otro lado, la potencia en la estación convertidora de Jandía permanece inalterada (Figura 4.28).

Asimismo, esta disminución de la potencia convertida en las estaciones de Gran Canaria y Tarfaya conlleva una disminución de la potencia reactiva consumida en las mismas, tal y como se muestra en la Figura 4.29.

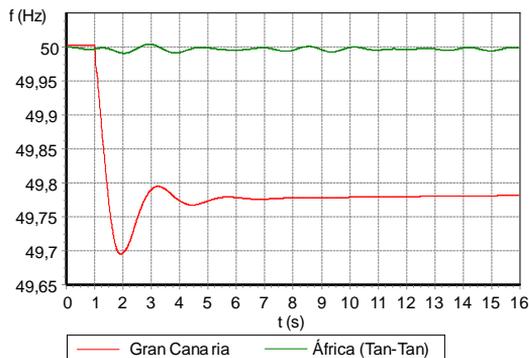


Figura 4.27: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda media

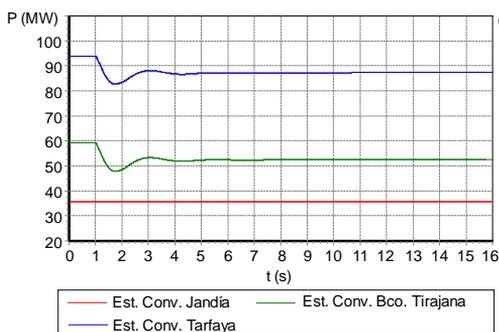


Figura 4.28: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda media

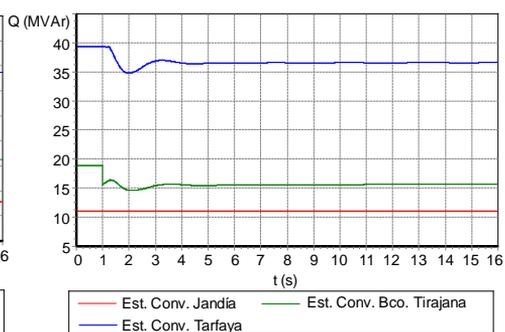


Figura 4.29: Potencia reactiva consumida por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda media

En el período horario de demanda máxima, en el que los SEC importan energía desde África, los sistemas también se recuperan satisfactoriamente como se puede ver en la Figura 4.30. En este caso, al disminuir la frecuencia en el sistema de Gran Canaria debido a la pérdida de generación, las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Tarfaya aumentan la cantidad de potencia que circula hacia Gran Canaria en 13,4 MW aproximadamente. La acción conjunta de las estaciones convertidoras y los reguladores de velocidad de los generadores en las centrales eléctricas consiguen estabilizar el sistema. La potencia consumida en la estación convertidora de Jandía no se ve afectada (Figura 4.31).

En consonancia con lo visto hasta ahora, la potencia reactiva consumida en las estaciones de convertidoras de Gran Canaria y Tarfaya aumenta, al incrementarse la potencia activa transportada hacia el sistema eléctrico de Gran Canaria (Figura 4.32).

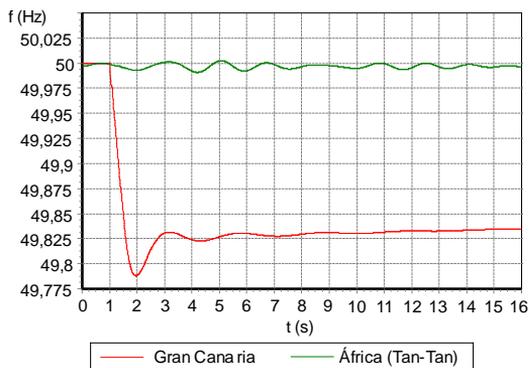


Figura 4.30: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda máxima

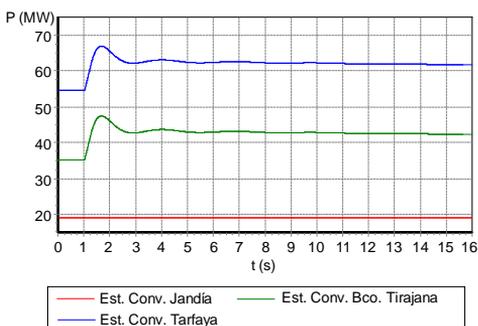


Figura 4.31: Potencia convertida por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda máxima

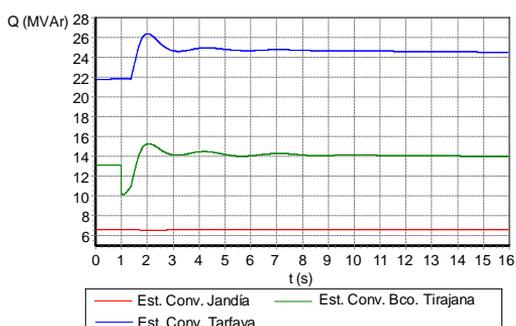


Figura 4.32: Potencia reactiva consumida por polo ante la pérdida de generación convencional en Gran Canaria. Período de demanda máxima

### Desconexión de generación convencional en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

De entre los grupos de generación convencional que se encuentran conectados, el grupo Diésel 6 de la central eléctrica Punta Grande y el grupo Diésel 6 de la central eléctrica Las Salinas son los grupos de mayor potencia en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura. Ambos presentan una potencia aparente de 30 MVA. Para analizar la pérdida de generación se ha escogido el grupo Diésel 6 de Las Salinas. Este grupo genera 14,10 MW en los períodos horarios de demanda mínima y de demanda media y 15,85 MW en el período horario de demanda máxima.

La pérdida de este grupo generador es soportada por los tres sistemas en los tres períodos horarios analizados.

En la Figura 4.33 se observa que en el período horario de demanda mínima la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura se estabiliza en 49,82 Hz. Ante la caída de la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura, las estaciones convertidoras de Jandía y Tarfaya reducen la

potencia exportada hacia los sistemas eléctricos del norte de África (Figura 4.34). De esta manera, los controles de la interconexión colaboran en la recuperación de la frecuencia.

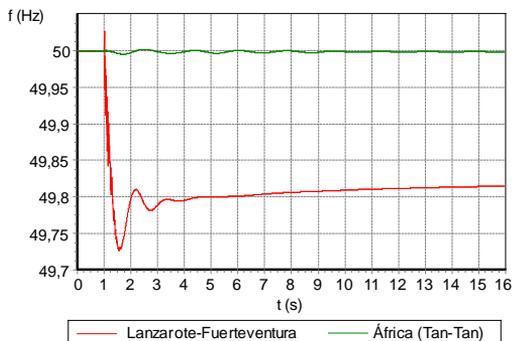


Figura 4.33: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda mínima

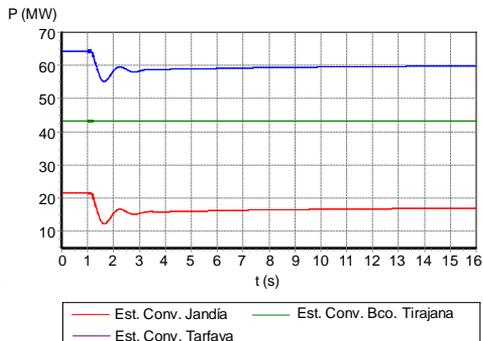


Figura 4.34: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda mínima

Al igual que en el período de demanda mínima, en el período horario de demanda media el sistema es capaz de mantener la estabilidad. La frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura se estabiliza en 49,84 Hz, mientras que la frecuencia en el sistema del norte de África prácticamente se mantiene inalterada ante la perturbación analizada (Figura 4.35). La potencia exportada desde la estación convertidora Jandía se reduce en 8,36 MW. En la Figura 4.36 puede verse esta disminución de potencia por polo.

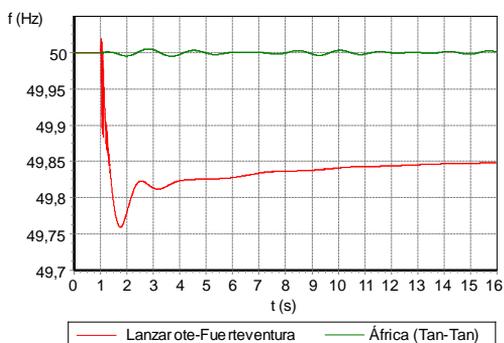


Figura 4.35: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda media

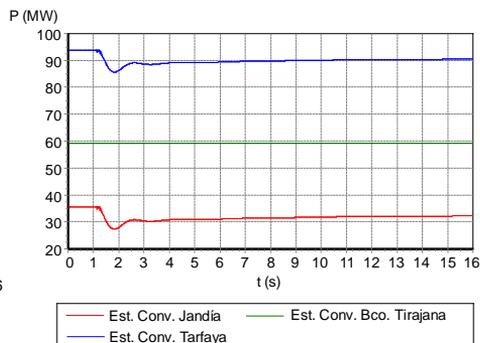


Figura 4.36: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda media

Finalmente, en la Figura 4.37 se muestra la evolución de las frecuencias de los sistemas de Lanzarote-Fuerteventura y del norte de África en el período horario demanda máxima. En este período horario, los SEC importan energía desde el continente africano.

Puede observarse que la pérdida del generador Diésel 6 de Las Salinas provoca la caída de la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura, estabilizándose aproximadamente en 49,75 Hz.

En la Figura 4.38 puede verse cómo, ante la disminución de la frecuencia en el SEC, se produce un aumento de la potencia transportada a través de la interconexión. Esta potencia es proporcionada por la estación convertidora de Tarfaya.

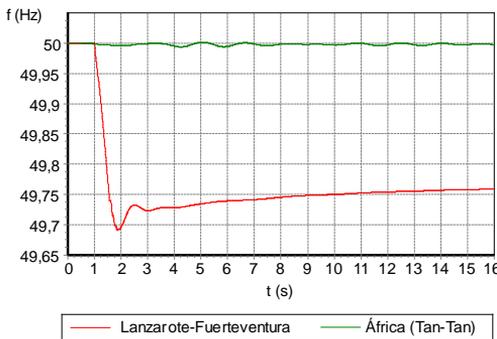


Figura 4.37: Frecuencia ante pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda máxima

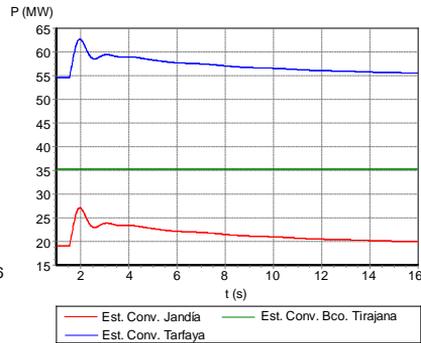


Figura 4.38: Potencia por polo ante la pérdida de generación convencional en Lanzarote-Fuerteventura. Período de demanda máxima

#### 4.5.3.2. Desconexión de generación renovable

##### Desconexión de generación renovable en el sistema eléctrico de Gran Canaria

Como ya se indicó en el apartado 4.4.3.2, en el sistema eléctrico de Gran Canaria la mayor potencia renovable es de 124,64 MW y se encuentra agregada en la subestación Matorral. En el período horario de demanda mínima la potencia eólica generada en dicha subestación es de 93,48 MW, en el período de demanda media 99,71 MW y en el período de demanda máxima 87,25 MW.

Estas cantidades de potencia son superiores a las analizadas en el caso de desconexión del grupo de generación convencional de mayor potencia en Gran Canaria (apartado 4.5.3.1). A pesar de ello, los sistemas eléctricos interconectados son capaces de soportar estas desconexiones, como se recoge continuación.

En los tres períodos horarios estudiados, tal y como se ve en las gráficas indicadas en la Figura 4.39, la frecuencia del sistema de Gran Canaria disminuye al sufrir la pérdida de generación renovable.

Los desvíos de la frecuencia en los nuevos estados alcanzados en Gran Canaria dependen de la cantidad de potencia desconectada, de acuerdo a los estadísticos de los grupos generadores. Así pues, para la mayor pérdida de generación renovable, producida en el período horario de demanda media, se ocasiona el mayor de los desvíos, siendo éste de -0,38 Hz. Por el contrario, al perderse una potencia de generación menor -período horario de demanda máxima- el desvío quasi-estacionario de la frecuencia también es menor (-0,25 Hz).

Además, en las mismas gráficas se observa que, al variar la potencia que circula entre la estación convertidora de Tarfaya y la estación convertidora en Barranco de Tirajana, la

frecuencia en el sistema del norte de África experimenta una ligera oscilación que termina amortiguándose.

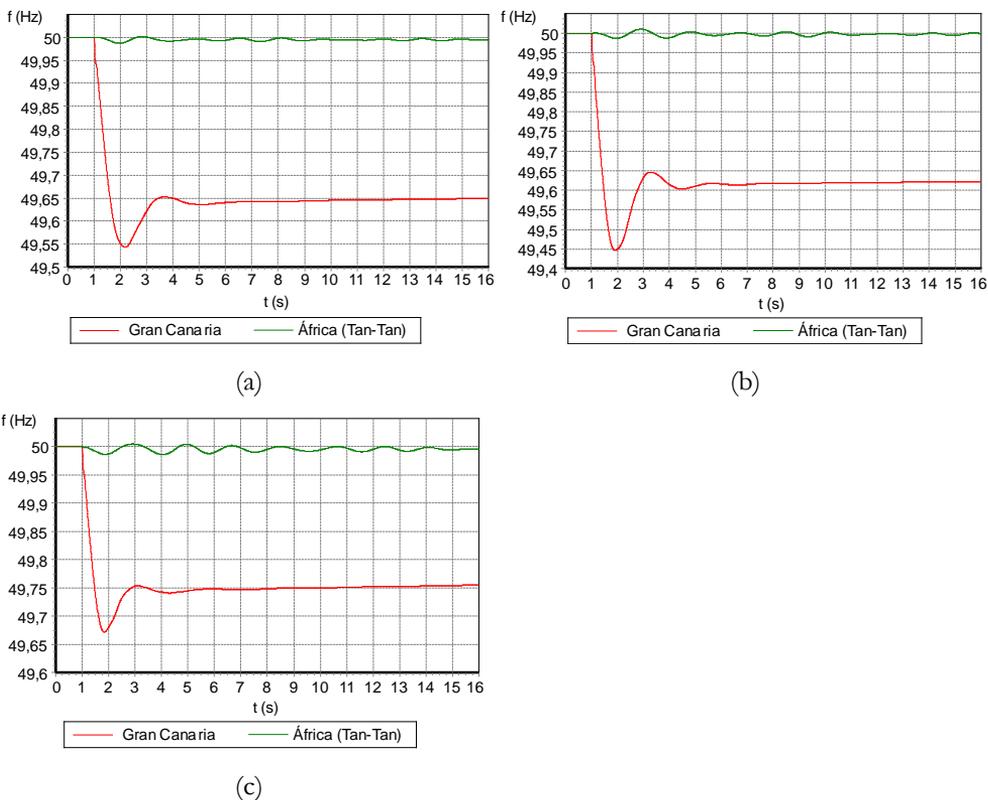


Figura 4.39: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable en Gran Canaria: (a) período de demanda mínima; (b) período de demanda media; (c) período de demanda máxima

### Desconexión de generación renovable en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

La potencia renovable a desconectar está formada por parques eólicos y suman una potencia nominal de 13,4 MW. Durante el período horario de demanda mínima la potencia generada es 6,70 MW, en el período de demanda media es 8,71 MW y en el período de demanda máxima 9,38 MW.

En los tres períodos considerados el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura es capaz de recuperarse, tal y como se ve en la Figura 4.40, que muestra la evolución temporal de la frecuencia. La frecuencia en el sistema eléctrico del norte de África apenas percibe dicha perturbación, debido al tamaño que posee.

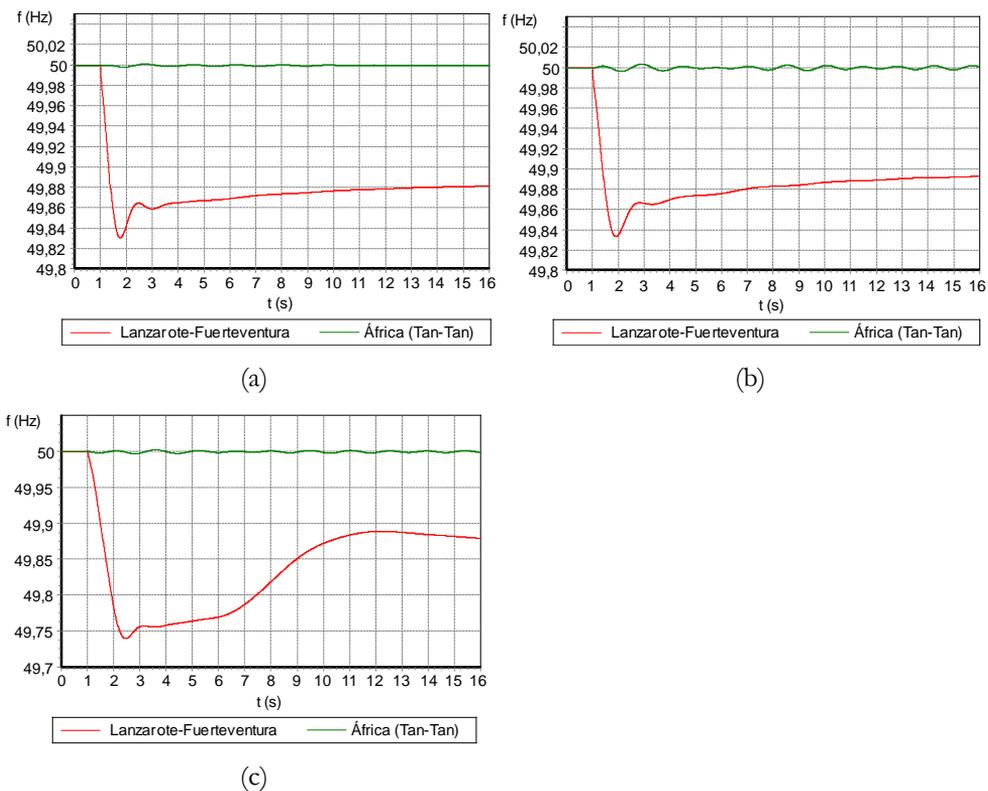


Figura 4.40: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable en Lanzarote-Fuerteventura: (a) período de demanda mínima; (b) período de demanda media; (c) período de demanda máxima

### 4.5.3.3. Cortocircuito

#### Cortocircuito en el sistema eléctrico de Gran Canaria

Al igual que en el análisis del sistema interconectado Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura (apartado 4.4.3.3), el cortocircuito estudiado en Gran Canaria se ha supuesto en la subestación de Arinaga.

En la Figura 4.41 se muestra la evolución de la tensión en Gran Canaria en las subestaciones de Arinaga y Guanarteme al producirse el cortocircuito en el período horario de demanda mínima. Puede observarse el correspondiente hueco de tensión provocado por el cortocircuito y la posterior recuperación de las tensiones.

En la Figura 4.42, se muestra que el sistema de Gran Canaria mantiene la estabilidad ante la perturbación analizada. Sin embargo, su frecuencia experimenta oscilaciones tras el despeje de la falta, siendo la  $f_{min}$  de 49,6 Hz aproximadamente. Posteriormente oscila de forma amortiguada hasta estabilizarse en un valor inferior al de consigna. Esto se debe a que instantes después del despeje del cortocircuito se produce la desconexión de generación eólica conectada en la subestación Arinaga por sobrefrecuencia. En Lanzarote-

Fuerteventura, a pesar de que la frecuencia sufre una fuerte oscilación, ésta finalmente se recupera, manteniéndose la estabilidad (Figura 4.43).

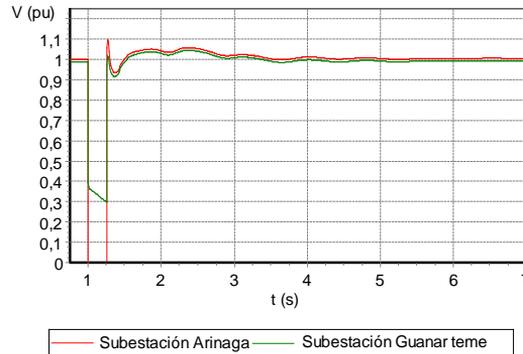


Figura 4.41: Tensión ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima

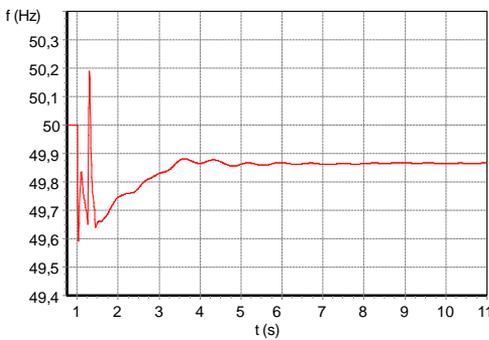


Figura 4.42: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima

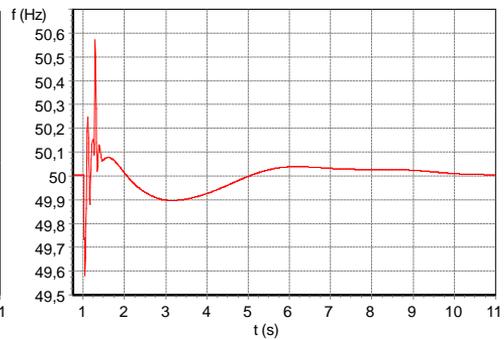


Figura 4.43: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima

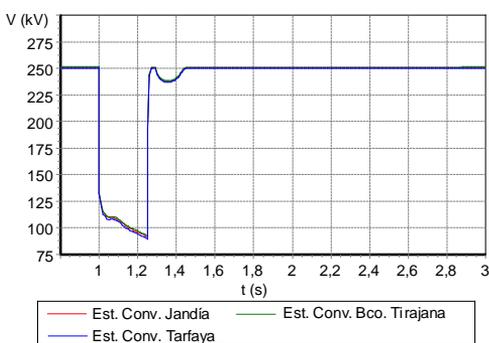


Figura 4.44: Tensión en CC en las estaciones convertidoras ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima

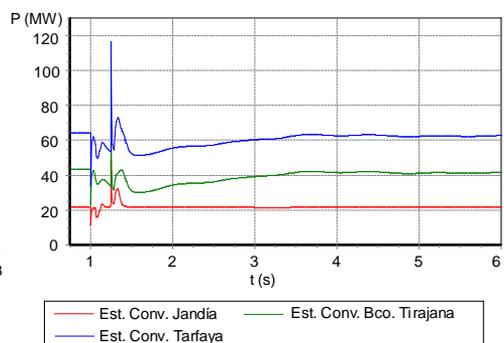


Figura 4.45: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda mínima

La tensión en el sistema de transporte HVDC, o sea en el lado de CC, también cae durante el cortocircuito, tal y como se ve en la Figura 4.44. La potencia de conversión en las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Tarfaya inicialmente disminuyen como se muestra en la Figura 4.45, a causa de la caída de las tensiones en el lado de CC. Se aprecia además la fluctuación de estas potencias tras la aparición de la perturbación. La fluctuación se debe a la modificación de los ángulos de disparo de los tiristores, que se activa una vez que la tensión en CC sufre desviaciones importantes de su valor nominal.

El cortocircuito producido en la subestación Arinaga, en el período horario de demanda media, no provoca la pérdida de estabilidad en ninguno de los tres sistemas eléctricos interconectados. Esto queda ilustrado en las Figuras 4.46, 4.47 y 4.48 que muestran las evoluciones de la tensión y de la frecuencia en Gran Canaria y de la frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura.

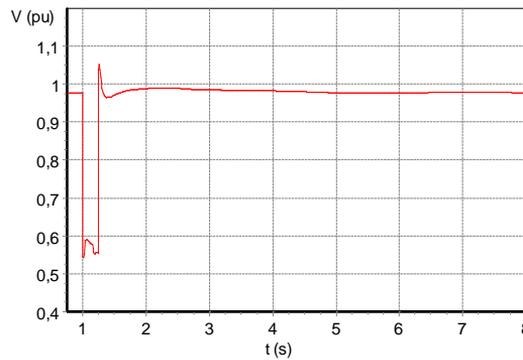


Figura 4.46: Tensión en Gran Canaria (subestación Guanarteme) ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media

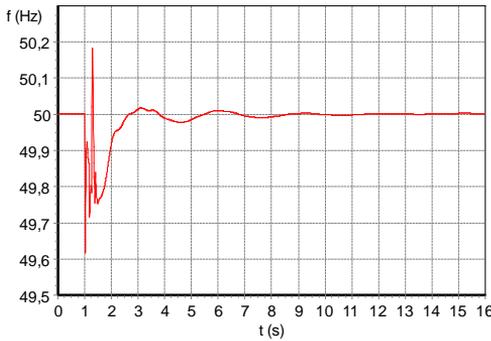


Figura 4.47: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media

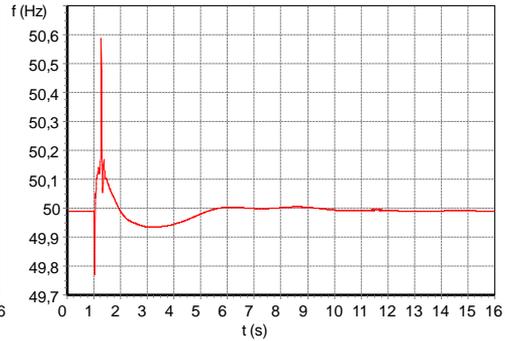


Figura 4.48: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda media

En el período horario de demanda máxima, en el que se ha supuesto una importación de energía hacia los SEC desde África, se aprecia que los sistemas también son capaces de mantener la estabilidad ante la falta trifásica en Arinaga (Figuras 4.49, 4.50 y 4.51). En comparación con los otros períodos horarios analizados, en Gran Canaria se observa una

elevación transitoria de la frecuencia debido a que importa potencia desde África y finalmente se estabiliza con un desvío cuasi-estacionario de -0,1 Hz.

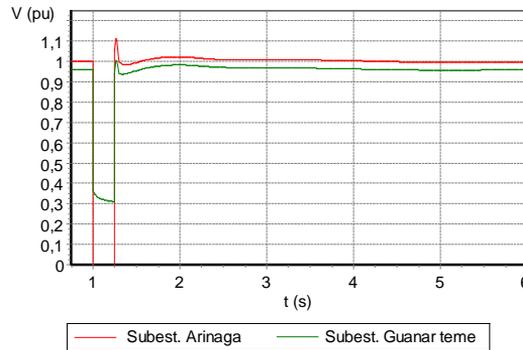


Figura 4.49: Tensión en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima

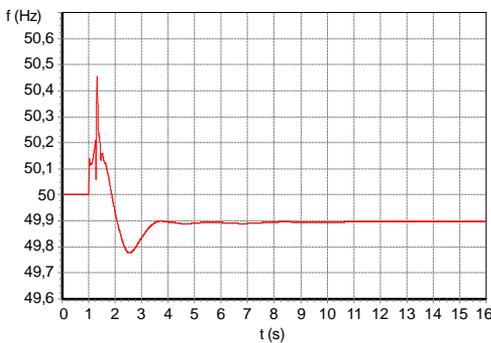


Figura 4.50: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima

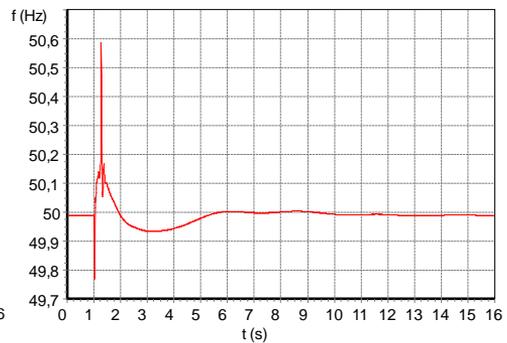


Figura 4.51: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima

Tras el hueco de tensión también producido en el sistema de transporte en HVDC (Figura 4.52), es posible apreciar de forma clara el control de potencia realizado por las estaciones convertidoras en Barranco de Tirajana y en Tarfaya. Una vez despejado el cortocircuito, la frecuencia en el sistema eléctrico de Gran Canaria presenta un valor superior al de consigna. Con objeto de disminuir el valor de la frecuencia, las estaciones convertidoras responden disminuyendo la potencia que se importa en Gran Canaria a través de la interconexión, de acuerdo al control implementado (Figura 4.53). Durante el período oscilatorio, cuando la frecuencia en Gran Canaria cae por debajo del valor de consigna, en este caso, las estaciones convertidoras incrementan el valor de potencia transportada hacia Gran Canaria, modificando los ángulos de disparo de los tiristores.

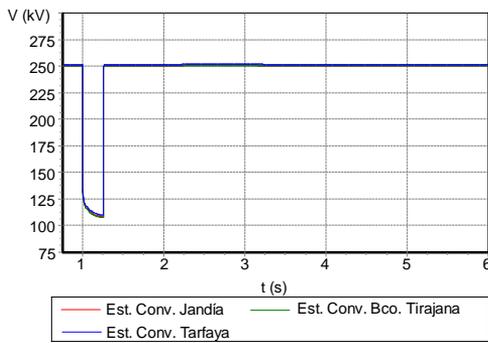


Figura 4.52: Tensión en CC ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima

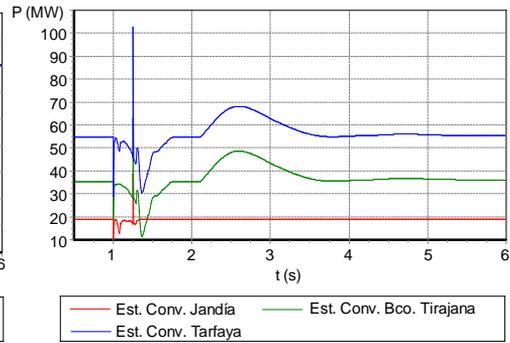


Figura 4.53: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Arinaga. Período de demanda máxima

### Cortocircuito en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura

El nudo del sistema Lanzarote-Fuerteventura en el cual se ha simulado el cortocircuito es la subestación Haría-Teguisse.

En el período horario de demanda mínima, el cortocircuito en la subestación Haría-Teguisse causa un hueco de tensión que se propaga por todo el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Esto puede comprobarse en la gráfica de la Figura 4.54, que muestra la tensión en la subestación de 132 kV de Jandía, al sur de Fuerteventura.

Los sistemas de Lanzarote-Fuerteventura y Gran Canaria son capaces de mantener la estabilidad ante esta perturbación. En las Figuras 4.55 y 4.56 se muestra la evolución de la frecuencia en cada uno de estos sistemas.

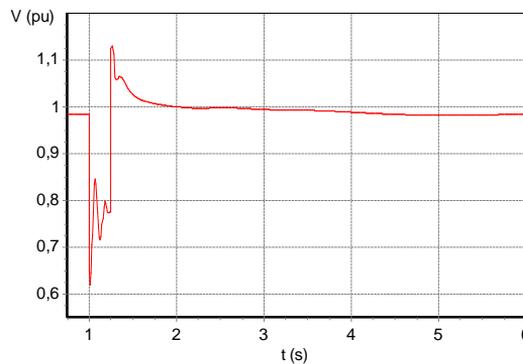


Figura 4.54: Tensión en Lanzarote-Fuerteventura (subestación Jandía) ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguisse. Período de demanda mínima

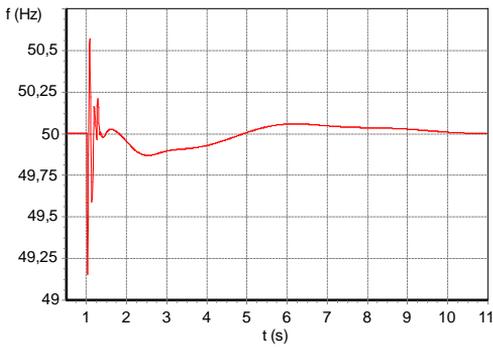


Figura 4.55: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguisse. Período de demanda mínima

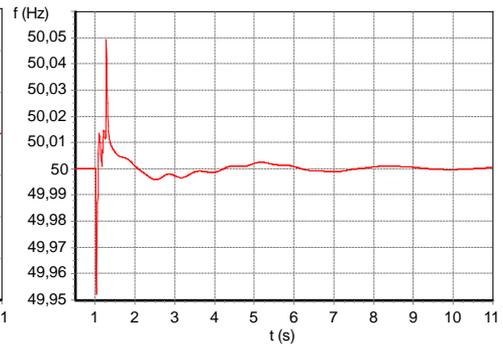


Figura 4.56: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguisse. Período de demanda mínima

Como el cortocircuito en Haría-Teguisse no provoca la desconexión de unidades de generación ni tampoco pérdida de mercado por deslastres de carga, las frecuencias vuelven a estabilizarse en sus valores de consigna. En la Figura 4.57 se recoge la gráfica de la potencia a través de las estaciones convertidoras. Al margen de las perturbaciones durante el cortocircuito, las variaciones de potencia son poco significativas ya que la frecuencia no presenta grandes excursiones.

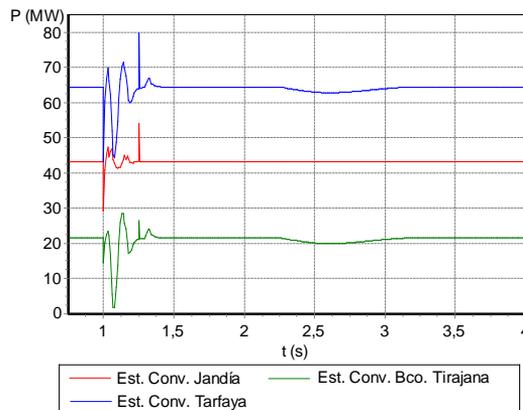


Figura 4.57: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguisse. Período de demanda mínima

De forma semejante al período de demanda mínima, los SEC son capaces de soportar el cortocircuito en el período de la demanda media. En la Figura 4.58 se aprecia cómo la frecuencia tras el cortocircuito describe un régimen oscilatorio, estabilizándose finalmente.

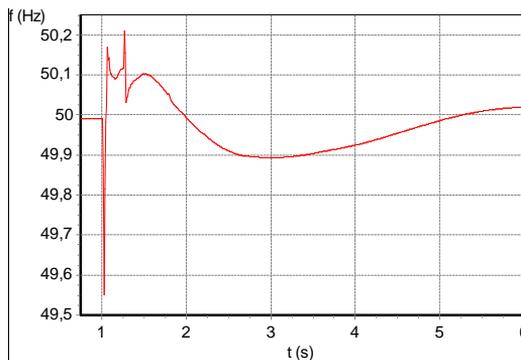


Figura 4.58: Frecuencia en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda media

En el escenario de importación de potencia desde los sistemas eléctricos del norte de África (período horario de demanda máxima), los sistemas interconectados mantienen la estabilidad al producirse el cortocircuito. Como es lógico, la frecuencia en el sistema de Gran Canaria presenta una variación mucho menor que la exhibida en Lanzarote-Fuerteventura debido al desacoplo sincrónico que ofrece la interconexión en HVDC (Figuras 4.59 y 4.60).

Finalmente, en la Figura 4.61 se muestra que el cortocircuito, al igual que sucedía con el cortocircuito en Gran Canaria, conduce a que la tensión en el lado de CC de la interconexión caiga de forma acusada. Vuelve a apreciarse que ante la caída de la frecuencia en el sistema Lanzarote-Fuerteventura, los controles de la interconexión HVDC aumentan la potencia transportada desde África para tratar de elevar la mencionada frecuencia (Figura 4.62).

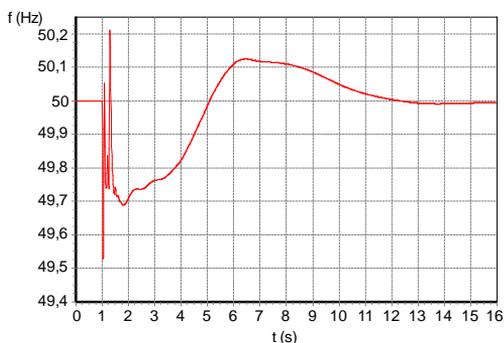


Figura 4.59: Frecuencia en Lanzarote-Fuerteventura ante cortocircuito en Haría-Teguise. Período de demanda máxima

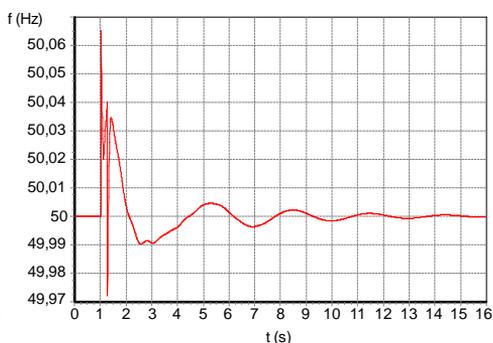


Figura 4.60: Frecuencia en Gran Canaria ante cortocircuito Haría-Teguise. Período de demanda máxima

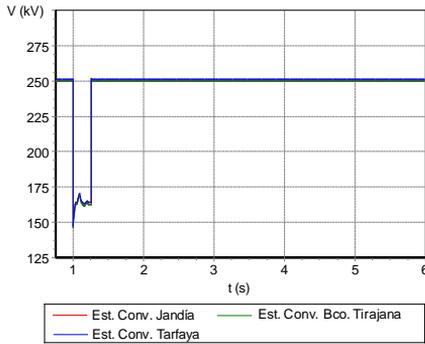


Figura 4.61: Tensión en CC ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda máxima

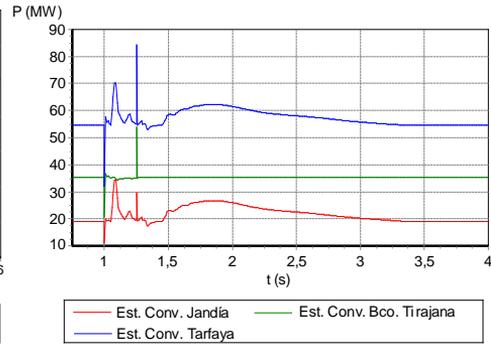


Figura 4.62: Potencia por polo ante cortocircuito trifásico en Haría-Teguise. Período de demanda máxima

#### 4.5.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión

En este apartado se analizan los sistemas interconectados al producirse la pérdida de uno de los polos de la interconexión. Como el enlace es multiterminal en paralelo, esta pérdida de un polo afecta tanto al enlace entre Gran Canaria con Lanzarote-Fuerteventura como el enlace entre Lanzarote-Fuerteventura con África. La pérdida de un polo puede suceder, por ejemplo, si se produjese una falta en uno de los cables submarinos.

En el período horario de demanda mínima, cada polo transporta hasta la estación convertidora de Tarfaya 64,65 MW aproximadamente. La desconexión de uno de los polos es advertida por los SEC como una disminución brusca de la demanda. De acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (ecuación 2.3), las frecuencias de los SEC se incrementan rápidamente. El aumento de la frecuencia es mayor en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura, debido a que tiene una menor  $H$  que el sistema de Gran Canaria (Figura 4.63). En Gran Canaria la frecuencia se estabiliza en 50,20 Hz, alcanzándose un máximo de 50,25 Hz. En Lanzarote-Fuerteventura se estabiliza en 50,3 Hz siendo su máximo de 50,49 Hz.

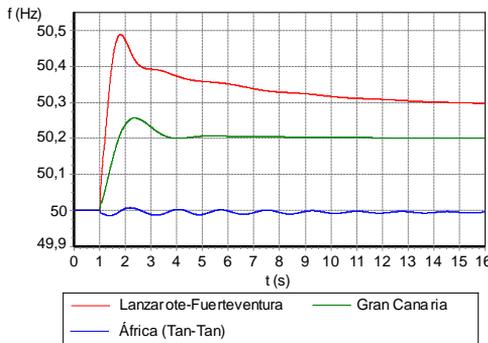


Figura 4.63: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda mínima

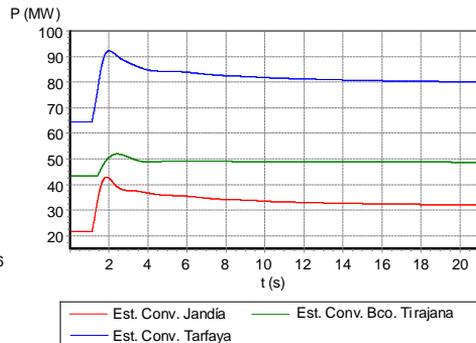


Figura 4.64: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda mínima

En la Figura 4.64 se muestra cómo el polo que se mantiene operativo ayuda a la estabilización de las frecuencias de los SEC, aumentando la potencia que se exporta desde las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Jandía hacia el sistema del norte de África.

Este aumento de la potencia por el polo que queda en servicio se realiza de acuerdo al control potencia-frecuencia implementado en las estaciones convertidoras. Al detectarse el incremento de las frecuencias en los SEC, sus estaciones convertidoras aumentan la tensión en CC (Figura 4.65). De este modo, se incrementan también las corrientes inyectadas en dichas estaciones, aumentando la potencia transportada hacia la estación convertidora de Tarfaya (Figura 4.66).

Sin embargo, el polo que queda en servicio solo es capaz de aumentar 15 MW la potencia transportada, por lo que las frecuencias en los SEC quedan desviadas con un valor superior al de consigna. No obstante, dependiendo de los ajustes en las estaciones convertidoras, la característica potencia-frecuencia se podría variar, variando así también la potencia transportada.

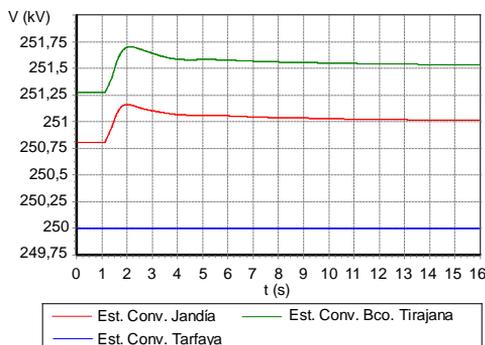


Figura 4.65: Tensión en CC ante la desconexión de un polo. Período de demanda mínima

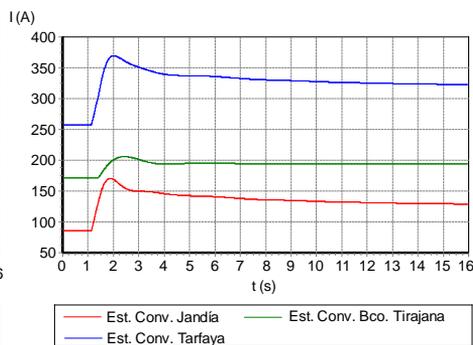


Figura 4.66: Intensidad en CC ante la desconexión de un polo. Período de demanda mínima

Además de lo comentado, en la Figura 4.65 también se puede apreciar que la estación convertidora en Tarfaya, al ser la estación inversora, se encarga de establecimiento de la tensión en el sistema de transporte HVDC, manteniendo constante el valor de su tensión de salida a 250 kV.

En el período horario de demanda media, a pesar de que la potencia transporta hacia África es mayor que en el período de demanda mínima, los sistemas también son capaces de soportar la pérdida de uno de los polos, como puede verse a través de la evolución de las frecuencias mostradas en la Figura 4.67. No obstante los desvíos de las frecuencias en los SEC son mayores ya que el incremento de potencia a través del otro polo es limitado.

En el nuevo estado estacionario alcanzado en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura, la frecuencia se estabiliza en 50,41 Hz, llegando a alcanzar un máximo de 50,78 Hz. La frecuencia del sistema de Gran Canaria se estabiliza en 50,25 Hz, produciéndose inicialmente un máximo de 50,35 Hz.

Los incrementos de potencia producidos en las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana y Jandía dependen del valor de frecuencia en cada uno de estos sistemas. Como la frecuencia en el sistema Lanzarote-Fuerteventura experimenta un mayor incremento que el producido en Gran Canaria, se puede observar como también es mayor el incremento de la potencia en el polo que queda en servicio en la estación convertidora de Jandía (Figura 4.68).

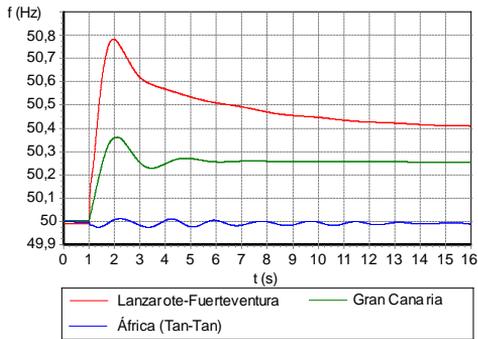


Figura 4.67: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda media

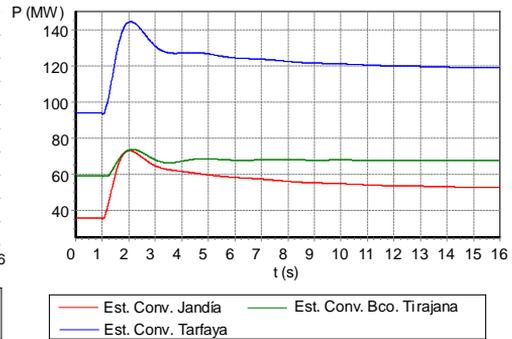


Figura 4.68: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda media

En el período horario de demanda máxima, los SEC importan potencia desde los sistemas eléctricos del norte de África. Por lo tanto, al producirse la pérdida de uno de los polos del sistema de transporte HVDC, los SEC sufren una pérdida de inyección de potencia. Por ello, sus frecuencias presentan caídas pronunciadas (Figura 4.69). En el sistema eléctrico de Gran Canaria se produce una  $f_{min}$  de 49,80 Hz y el estado estacionario alcanzado presenta un desvío cuasi-estacionario de -0,15 Hz. En el caso del sistema Lanzarote-Fuerteventura, la  $f_{min}$  alcanzada es de 49,64 Hz y el desvío cuasi-estacionario de -0,24 Hz aproximadamente.

De forma similar a los períodos horarios vistos con anterioridad, ante la variación de las frecuencias de los sistemas, las estaciones convertidoras modifican el valor de la potencia intercambiada a través del polo que queda en servicio.

En este caso, la acción conjunta de las estaciones convertidoras de Barranco de Tirajana, Jandía y Tarfaya aumentan las potencias que se están inyectando a Gran Canaria y a Lanzarote-Fuerteventura a través del polo que queda operativo (Figura 4.70). Así, el sistema de interconexión en HVDC ayuda a la recuperación de las frecuencias de los SEC.

A través de las Figuras 4.71 y 4.72 se puede apreciar cómo se consigue este aumento de la potencia intercambiada entre las estaciones convertidoras. Las estaciones convertidoras de Tarfaya y de Jandía modifican sus tensiones en CC, dando lugar así a un incremento de las corrientes. De este modo, logran en definitiva el aumento de la potencia que circula hacia los SEC. Se debe tener en cuenta que, en este período horario, la estación inversora encargada del establecimiento de la tensión es la de Barranco de Tirajana. Por ello, en la Figura 4.71, la tensión en CC de esta estación se mantiene estable a 250 kV.

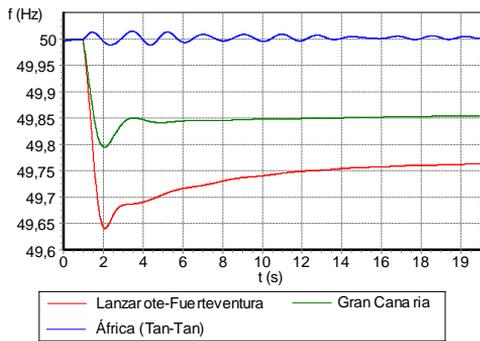


Figura 4.69: Frecuencia ante desconexión de un polo. Período de demanda máxima

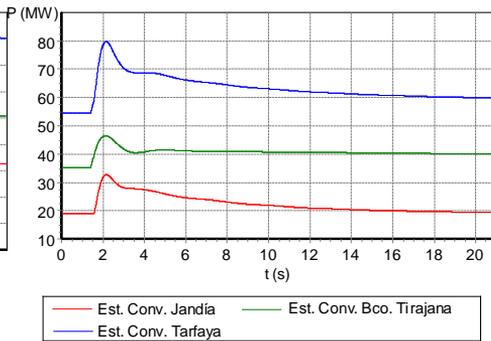


Figura 4.70: Potencia ante desconexión de un polo. Período de demanda máxima

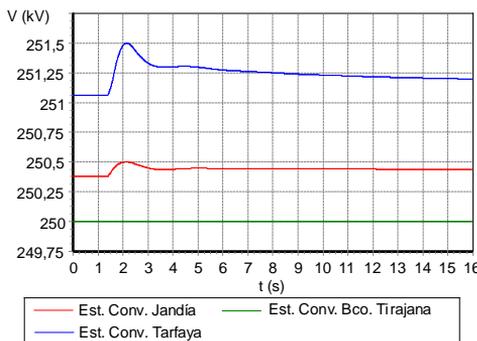


Figura 4.71: Tensión en CC ante la desconexión de un polo. Período de demanda máxima

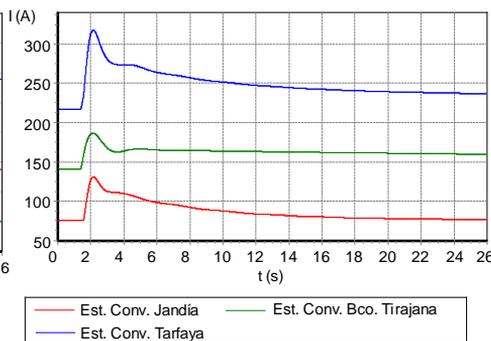


Figura 4.72: Intensidad en CC del polo ante la desconexión de un polo. Período de demanda máxima

## 4.6. Análisis de los sistemas eléctricos interconectados de Tenerife y La Gomera

El objeto del presente apartado es el análisis de la interconexión de los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera esperados para el año 2020 presentada en el apartado 4.2.1.3.

### 4.6.1. Escenarios analizados

Para el análisis de los sistemas interconectados de Tenerife y de La Gomera, los escenarios o períodos horarios a analizar se obtienen de acuerdo con lo indicado en el apartado 4.3.1, excepto la condición de la cantidad de generación de origen convencional mínima. Esta cantidad de generación convencional mínima fue aumentada para solventar problemas relacionados con los valores de tensiones en determinados nudos del sistema eléctrico de Tenerife.

Desde un punto de vista energético, la demanda total de La Gomera puede ser cubierta por la generación presente en la isla de Tenerife a través de la interconexión. Por consiguiente,

además de lo indicado en el párrafo anterior, para determinar los escenarios a analizar se ha establecido que la totalidad de la demanda de La Gomera sea cubierta por la generación renovable presente en dicha isla y por la importación de energía desde Tenerife.

Con estas consideraciones, los períodos horarios a analizar de demanda máxima anual y demanda mínima anual con alta penetración de renovables obtenidos se muestran en las Tablas 4.9 y 4.10.

En el período horario de demanda mínima, el consumo de La Gomera representa el 2,06 % de la demanda que se produce en Tenerife. La potencia eólica constituye el 53,03 % de la generación en este punto de funcionamiento. Al producirse el período horario con demanda mínima por la noche, la generación fotovoltaica es inexistente. Por tanto, en este punto de funcionamiento del sistema la penetración renovable coincide con la penetración eólica.

En el período horario de demanda máxima, el consumo de La Gomera representa el 2,12 % de la existente en Tenerife. Al producirse la demanda máxima a mediodía, en este escenario se tiene generación fotovoltaica que representa el 25,59 % de la demanda. La cobertura de la demanda por parte de la generación eólica es del 39,14 %. Por tanto, la generación renovable cubre el 64,73 % de la generación total.

Tanto en el período horario de demanda mínima como en el de demanda máxima, la central hidroeléctrica reversible presente en Tenerife se encuentra en modo bombeo. En el período horario de demanda mínima la potencia consumida por la central es de 46 MW con un solo grupo en funcionamiento. Durante el período horario de demanda máxima la central se encuentra con 2 grupos en funcionamiento, consumiendo un total de 51 MW.

La central hidroeléctrica reversible de La Gomera se encuentra parada tanto en el período horario de demanda mínima como en el de demanda máxima ya que no existe un excedente energético suficiente en la isla que permita el almacenamiento de energía a través de esta instalación.

La asignación de potencia a los grupos convencionales en las centrales eléctricas de Candelaria y Ganadilla puede ser consultada en el apéndice D.

Tabla 4.9: Demanda, generación e intercambios de potencia en Tenerife y La Gomera. Período de demanda mínima

|                              | Tenerife | La Gomera |
|------------------------------|----------|-----------|
| Demanda (MW)                 | 488      | 11        |
| Generación convencional (MW) | 255      | 0         |
| Generación hidráulica (MW)   | -46      | 0         |
| Generación eólica (MW)       | 282      | 7         |
| Generación fotovoltaica (MW) | 0        | 0         |
| Importación (MW)             | 0        | 4         |
| Exportación (MW)             | 4        | 0         |

Tabla 4.10: Demanda, generación e intercambios de potencia en Tenerife y La Gomera. Período de demanda máxima

|                              | Tenerife | La Gomera |
|------------------------------|----------|-----------|
| Demanda (MW)                 | 657      | 15        |
| Generación convencional (MW) | 255      | 0         |
| Generación hidráulica (MW)   | -51      | 0         |
| Generación eólica (MW)       | 276      | 7         |
| Generación fotovoltaica (MW) | 185      | 0,05      |
| Importación (MW)             | 0        | 8         |
| Exportación (MW)             | 8        | 0         |

### 4.6.2. Análisis en régimen estacionario

Los resultados obtenidos del análisis en régimen estacionario para los períodos horarios de demanda mínima y máxima indican que todas las tensiones de los nudos de transporte se encuentran dentro de los márgenes establecidos. Los valores obtenidos pueden ser consultados en las Tablas 4.11 y 4.12.

En ambos períodos horarios la menor tensión se registra en la subestación Realejos. En demanda mínima la tensión presenta un valor de 64,53 kV (0,9777 pu) y en demanda máxima es de 63,00 kV (0,9545 pu).

En el período horario de demanda mínima, el valor de tensión más elevado obtenido es 1,0259 pu (225,70 kV), perteneciente a la subestación Central hidroeléctrica reversible en Tenerife. En demanda máxima, el mayor valor de tensión se produce en la subestación de la central eléctrica de Granadilla, alcanzado 224,18 kV (1,019 pu).

Tabla 4.11: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife y de La Gomera. Período de demanda mínima

| Nudo               | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) | Nudo                | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) |
|--------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|
| Candelaria         | 220                  | 225,32                | Adeje               | 66                   | 65,18                 |
| Candelaria         | 66                   | 66,99                 | Los Olivos          | 66                   | 65,71                 |
| Caletillas         | 220                  | 225,3                 | Los Vallitos        | 220                  | 223,67                |
| Pol de Güímar      | 66                   | 66,64                 | Los Vallitos        | 66                   | 65,99                 |
| Geneto             | 66                   | 66,75                 | Chayofa             | 66                   | 65,76                 |
| El Rosario         | 220                  | 225,52                | Arona II            | 66                   | 65,29                 |
| El Rosario         | 66                   | 66,72                 | Arona II            | 66                   | 65,64                 |
| Central Reversible | 220                  | 225,7                 | San Isidro          | 66                   | 66,10                 |
| Buenos Aires       | 220                  | 224,58                | Granadilla II       | 220                  | 225,30                |
| Buenos Aires       | 66                   | 66,75                 | Granadilla          | 220                  | 225,41                |
| Cotesa             | 66                   | 66,75                 | Granadilla          | 66                   | 66,95                 |
| Laguna Oeste       | 66                   | 66,69                 | El Porís            | 220                  | 224,86                |
| Guajara            | 66                   | 66,69                 | El Porís            | 66                   | 67,06                 |
| San Telmo          | 66                   | 66,72                 | PP EE 2             | 66                   | 66,93                 |
| Manuel Cruz        | 66                   | 66,23                 | Arico II            | 66                   | 67,06                 |
| Ballester          | 66                   | 66,56                 | Arico ACYR          | 66                   | 67,06                 |
| Dique Este         | 66                   | 66,53                 | PE Porís de Abona 2 | 66                   | 67,12                 |
| Cruz Chica         | 66                   | 66,24                 | Tagoro              | 66                   | 67,08                 |
| Tacoronte          | 66                   | 65,74                 | PE Porís de Abona   | 66                   | 67,09                 |

|                 |     |        |                        |     |        |
|-----------------|-----|--------|------------------------|-----|--------|
| La Matanza      | 220 | 224,27 | Abona                  | 220 | 225,21 |
| La Matanza      | 66  | 66,04  | Abona                  | 66  | 66,96  |
| Cuesta La Villa | 66  | 65,95  | Pol Ind de Granadilla  | 66  | 66,95  |
| Realejos        | 66  | 64,53  | PP EE 1                | 66  | 66,94  |
| Nueva Icod      | 66  | 64,88  | ITER                   | 66  | 65,24  |
| Icod            | 66  | 64,87  | El Palmar              | 66  | 65,24  |
| Teno            | 66  | 64,96  | Alajeró                | 66  | 65,14  |
| Guía de Isora   | 66  | 65,09  | Central Hidroeléctrica | 66  | 65,18  |
| Chio            | 66  | 65,10  |                        |     |        |

Tabla 4.12: Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife y de La Gomera. Período de demanda máxima

| Nudo               | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) | Nudo                   | Tensión nominal (kV) | Tensión obtenida (kV) |
|--------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|
| Candelaria         | 220                  | 224,05                | Adeje                  | 66                   | 63,88                 |
| Candelaria         | 66                   | 66,97                 | Los Olivos             | 66                   | 64,59                 |
| Caletillas         | 220                  | 224,03                | Los Vallitos           | 220                  | 221,72                |
| Pol de Güímar      | 66                   | 66,42                 | Los Vallitos           | 66                   | 64,96                 |
| Geneto             | 66                   | 66,30                 | Chayofa                | 66                   | 64,96                 |
| El Rosario         | 220                  | 224,05                | Arona II               | 66                   | 64,09                 |
| El Rosario         | 66                   | 66,16                 | Arona II               | 66                   | 64,60                 |
| Central Reversible | 220                  | 224,16                | San Isidro             | 66                   | 65,23                 |
| Buenos Aires       | 220                  | 223,06                | Granadilla II          | 220                  | 223,94                |
| Buenos Aires       | 66                   | 66,13                 | Granadilla             | 220                  | 224,18                |
| Cotesa             | 66                   | 66,15                 | Granadilla             | 66                   | 66,40                 |
| Laguna Oeste       | 66                   | 66,08                 | El Porís               | 220                  | 223,52                |
| Guajara            | 66                   | 66,07                 | El Porís               | 66                   | 66,75                 |
| San Telmo          | 66                   | 66,09                 | PP EE 2                | 66                   | 66,70                 |
| Manuel Cruz        | 66                   | 65,46                 | Arico II               | 66                   | 66,76                 |
| Ballester          | 66                   | 65,90                 | Arico ACYR             | 66                   | 66,76                 |
| Dique Este         | 66                   | 65,84                 | PE Porís de Abona 2    | 66                   | 66,82                 |
| Cruz Chica         | 66                   | 65,51                 | Tagoro                 | 66                   | 66,76                 |
| Tacoronte          | 66                   | 64,75                 | PE Porís de Abona      | 66                   | 66,78                 |
| La Matanza         | 220                  | 222,60                | Abona                  | 220                  | 223,83                |
| La Matanza         | 66                   | 65,10                 | Abona                  | 66                   | 66,43                 |
| Cuesta La Villa    | 66                   | 64,98                 | Pol Ind de Granadilla  | 66                   | 66,41                 |
| Realejos           | 66                   | 63,00                 | PP EE 1                | 66                   | 66,44                 |
| Nueva Icod         | 66                   | 63,50                 | ITER                   | 66                   | 66,45                 |
| Icod               | 66                   | 63,48                 | El Palmar              | 66                   | 63,60                 |
| Teno               | 66                   | 63,64                 | Alajeró                | 66                   | 63,45                 |
| Guía de Isora      | 66                   | 63,86                 | Central Hidroeléctrica | 66                   | 63,48                 |
| Chio               | 66                   | 63,86                 |                        |                      |                       |

Las Figuras 4.73 y 4.74 muestran una visión general los distintos valores de tensión obtenidos en ambos sistemas interconectados. Se aprecia que los valores de tensión más elevados se producen en los nudos en los que existe generación, especialmente generación gestionable. La zona noroeste de Tenerife y La Gomera son las áreas que exhiben un menor nivel de tensiones.

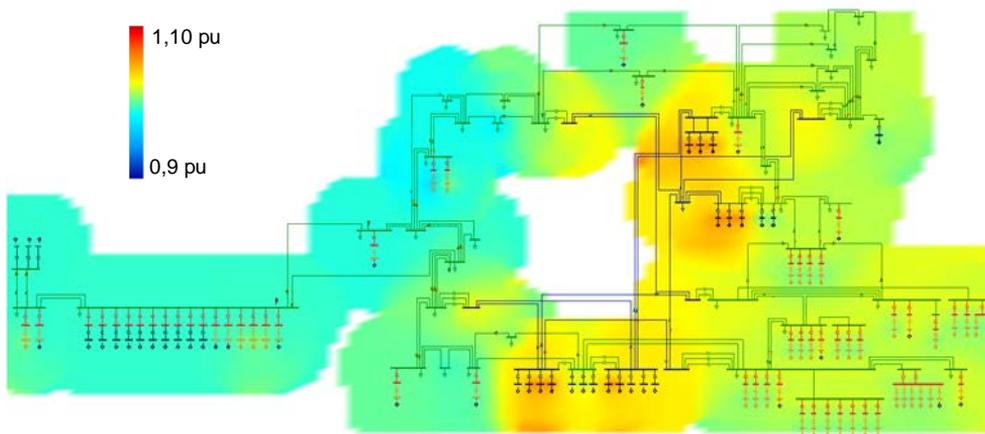


Figura 4.73: Diagrama de tensiones de Tenerife y La Gomera. Período de demanda mínima

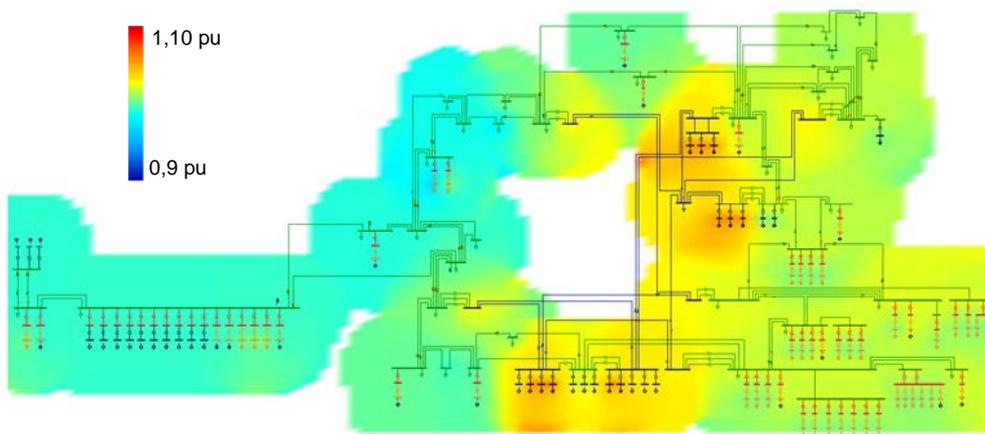


Figura 4.74: Diagrama de tensiones de Tenerife y La Gomera. Período de demanda máxima

No se observan sobrecargas en los elementos pertenecientes al sistema en el período horario de demanda mínima.

Se destaca la diferencia entre las potencias transportadas por los circuitos de la interconexión entre las dos islas. De forma aproximada, la potencia activa ( $P$ ) y la potencia reactiva ( $Q$ ) que circulan por cada circuito vienen dadas por las ecuaciones 4.5 y 4.6 [23].

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \tag{4.5}$$

$$Q = \frac{V_2}{X} (V_1 \cos \delta - V_2) \tag{4.6}$$

en las cuales:

$V_1$  y  $V_2$ : módulos de las tensiones de los nudos entre los cuales circula la potencia

$\delta$ : ángulo de desfase entre las tensiones de los nudos

$X$ : reactancia existente entre los nudos

En este caso,  $X$  es el valor de la reactancia de los circuitos de la interconexión.

La potencia activa transportada por el circuito El Palmar – Los Olivos es de 3,81 MW mientras que la correspondiente al circuito El Palmar – Guía de Isora es de 0,38 MW. A pesar de que el circuito El Palmar – Los Olivos posee una mayor reactancia, la circulación de potencia activa es mayor por este circuito debido a que la tensión de Los Olivos presenta un mayor desfase con respecto a la tensión de El Palmar. También se debe a que el módulo de la tensión de Los Olivos es mayor que el módulo de la tensión en Guía de Isora.

En el período horario de demanda máxima tampoco se observan niveles de carga que excedan los máximos permitidos, ni en líneas, ni en transformadores.

En el período de demanda máxima la potencia que circula a través de los circuitos de interconexión presenta diferencias. Nuevamente, el circuito El Palmar - Los Olivos transporta mayor potencia que el circuito El Palmar - Guía de Isora debido a las razones ya comentadas. En este período de demanda máxima, las potencias que circulan son de 5,91 MW y 2,31 MW aproximadamente.

### 4.6.3. Análisis en régimen dinámico

#### 4.6.3.1. Desconexión de generación convencional

En los sistemas eléctricos interconectados de Tenerife y La Gomera, el grupo de generación de mayor potencia es el constituido por el ciclo combinado 2, emplazado en la central eléctrica de Granadilla, El ciclo combinado 2 está formado por los generadores Gas 5-CC2, Gas 6-CC2 y Vapor 4-CC2. A través del despacho económico se asignó al ciclo combinado 2 la generación de 78,06 MW en el período horario de demanda mínima. En el período horario de demanda máxima la potencia asignada al ciclo combinado 2 es de 79,62 MW.

Al desconectarse el ciclo combinado 2, tanto en el período horario de demanda mínima como en el de demanda máxima, se comprueba que el sistema podría ser capaz de mantener la estabilidad. La Figura 4.75 muestra la evolución de la frecuencia del sistema para ambos períodos. En esta figura se observa que ante la pérdida de generación, la frecuencia del sistema experimenta una caída, de acuerdo a la ecuación 2.3. Para el período horario de demanda mínima la frecuencia se estabiliza en 49,68 Hz y en el período horario de demanda máxima en 49,71 Hz aproximadamente.

No se produce la actuación de relés de deslastre de carga ni desconexión de otros grupos de generación convencional o de generación renovable. Por tanto, la disminución de la frecuencia es sólo atribuible a la pérdida de la potencia por la desconexión del ciclo combinado 2.

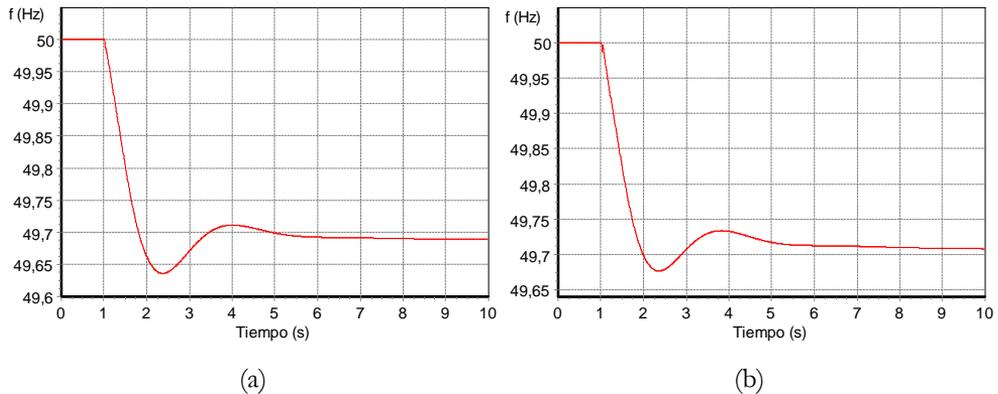


Figura 4.75: Frecuencia ante la pérdida de generación convencional: (a) Período de demanda mínima; (b) Período de demanda máxima

#### 4.6.3.2. Desconexión de generación renovable

La mayor potencia renovable agregada en una subestación es la correspondiente a la subestación PP.EE. 1, situada al sureste de Tenerife. En el período horario de demanda mínima, la potencia total generada por los parques eólicos conectados a esta subestación se estima en 61,72 MW. Para el período horario de demanda máxima la generación renovable en esta subestación sería de 65,25 MW.

De acuerdo a los resultados obtenidos, los sistemas de Tenerife y La Gomera podrían ser capaces de mantener la estabilidad cuando se pierde la generación asociada a la subestación PP.EE. 1 en ambos períodos horarios (Figura 4.76).

El nuevo estado estacionario alcanzado en el período horario de demanda mínima presenta una frecuencia de 49,79 Hz y la máxima derivada de la frecuencia es de  $-0,67$  Hz/s.

En el período horario de demanda máxima la frecuencia se estabiliza también en 49,79 Hz aproximadamente en el nuevo estado estacionario. La máxima derivada de la frecuencia es  $-0,65$  Hz/s, alcanzada a los 20 ms después de la desconexión de la generación eólica.

No se producen pérdidas de generación ni de mercado ante la desconexión de la generación asociada a la subestación PP. EE. 1.

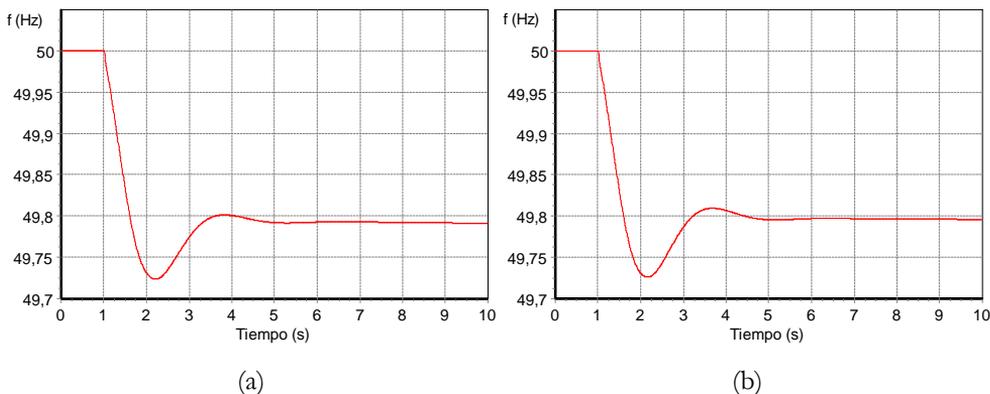


Figura 4.76: Frecuencia ante la pérdida de generación renovable: (a) Período de demanda mínima; (b) Período de demanda máxima

### 4.6.3.3. Cortocircuito

Para el análisis en régimen dinámico, se han supuesto cortocircuitos trifásicos francos de 250 ms de duración en las subestaciones Granadilla II, El Porís y Buenos Aires. En estas subestaciones, los cortocircuitos se han provocado en los correspondientes parques de 66 kV excepto en la subestación Granadilla II, que se aplicó en barras de 220 kV.

La subestación Granadilla II es una de las subestaciones asociadas a la central eléctrica Granadilla. La subestación El Porís se encuentra en un área de alta concentración de generación renovable entre las dos centrales eléctricas existentes en el sistema eléctrico de Tenerife. La subestación Buenos Aires se sitúa en el área capitalina de la isla. Los cortocircuitos estudiados en estas subestaciones pueden proporcionar una visión general del comportamiento del sistema.

En el período horario de demanda mínima, los sistemas interconectados de Tenerife y de La Gomera son capaces de soportar los tres casos de cortocircuito estudiados, manteniendo la estabilidad. La Figura 4.77 recoge las gráficas de la evolución de la frecuencia antes estos eventos.

El cortocircuito en la subestación El Porís causa la desconexión de 5 aerogeneradores integrantes del P. E. Porís de Abona 2 debido a sobrefrecuencia. La pérdida de estos 5 aerogeneradores representa la desconexión de 8,06 MW de generación. Esto provoca que la frecuencia muestre un desvío en el estado estacionario alcanzado, presentando un valor de 49,97 Hz.

Al margen de esta desconexión de generación, no se producen más desconexiones ni desastres de carga ante los cortocircuitos estudiados.

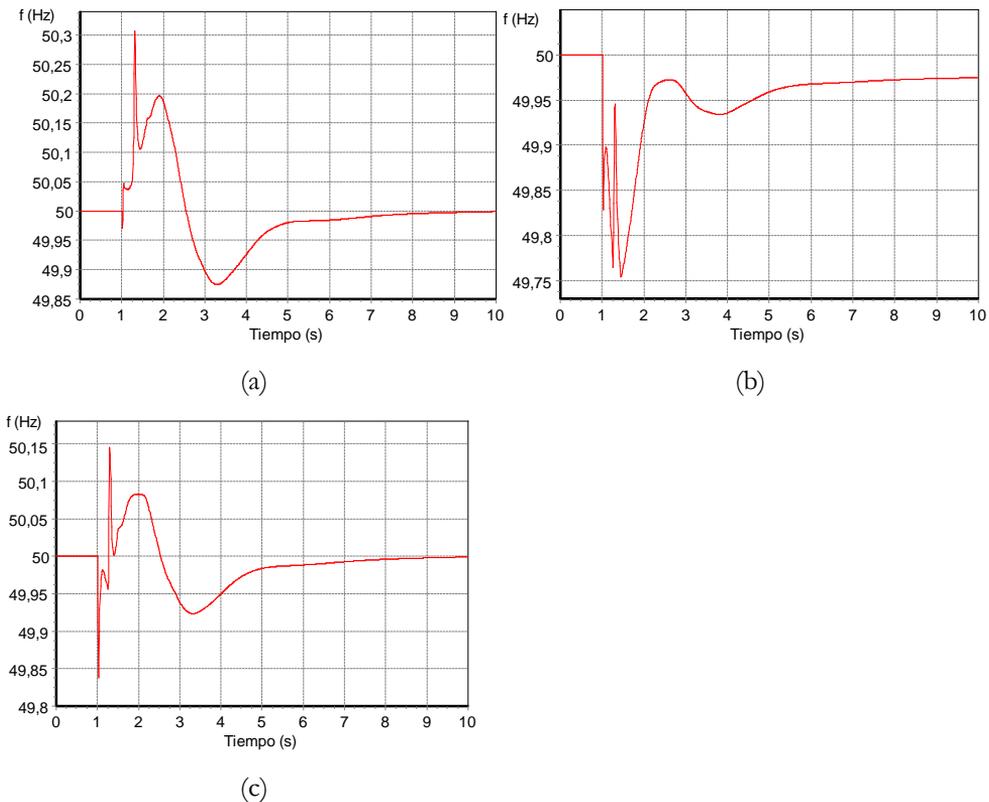


Figura 4.77: Frecuencia en período de demanda mínima ante un cortocircuito trifásico franco de 250 ms en: (a) la subestación Granadilla; (b) la subestación El Porís; (c) la subestación Buenos Aires

Durante el período de demanda máxima, los sistemas de Tenerife y de La Gomera también soportan los cortocircuitos analizados manteniendo la estabilidad (Figura 4.78).

Al igual que en demanda mínima, el cortocircuito en la subestación El Porís provoca la desconexión de 5 aerogeneradores pertenecientes al P. E. Porís de Abona 2. La suma de la potencia generada por estos 5 generadores es 7,89 MW, quedando desviada la frecuencia a 49,97 Hz.

No se advierten más desconexiones de generación o deslastes de carga.

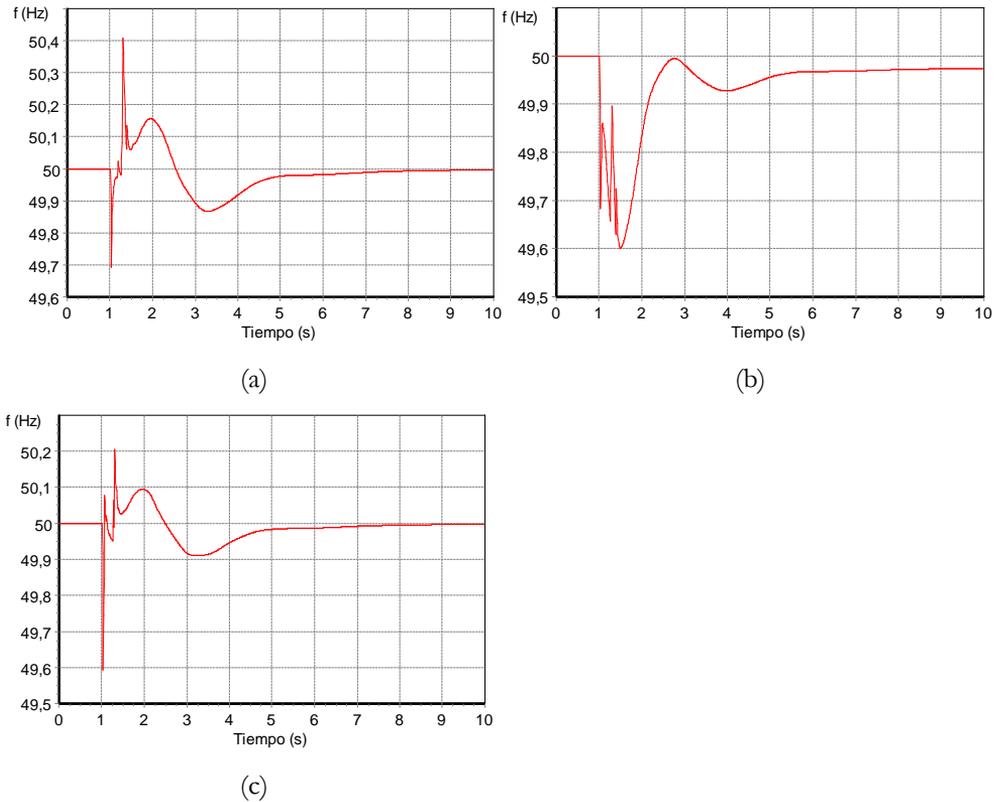


Figura 4.78: Frecuencia en el período de demanda máxima ante un cortocircuito trifásico franco de 250 ms en: (a) la subestación Granadilla; (b) la subestación El Porís; (c) la subestación Buenos Aires

**4.6.3.4. Pérdida de uno de los circuitos de interconexión**

En este apartado se estudia la desconexión de cada uno de los circuitos de interconexión entre los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera. Como se recoge en el apartado 4.2.1.3, los circuitos de interconexión son El Palmar - Guía de Isora y El Palmar - Los Olivos.

De acuerdo con los resultados obtenidos de la desconexión del circuito El Palmar - Guía de Isora y de la desconexión del circuito El Palmar - Los Olivos, no cabría esperarse pérdida de estabilidad de los sistemas interconectados en el período de demanda mínima. Para ambos casos, como puede apreciarse en la Figura 4.79, los efectos sobre la frecuencia son muy pequeños. Esto se debe a que la potencia que transporta el circuito desconectado comienza a circular por el que continúa en servicio, sin mayores repercusiones. Este cambio en el flujo de potencia por las líneas produce caídas de tensión, provocando un descenso de la carga y por ello puede observarse un incremento de la frecuencia.

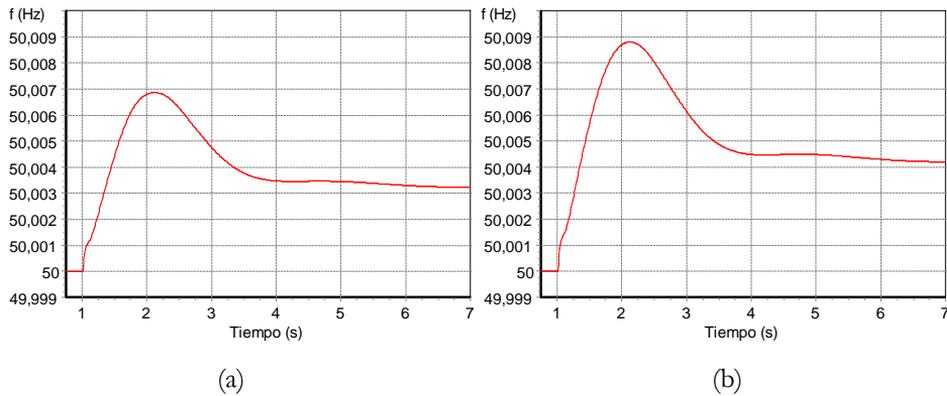


Figura 4.79: Frecuencia en el período de demanda mínima ante la pérdida del circuito: (a) El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos

Las tensiones en los nudos de La Gomera podrían ser las más afectadas por la desconexión de cualquiera de los dos circuitos. La pérdida de unos de estos circuitos conlleva el aumento de la impedancia total de la interconexión, provocando una mayor caída de tensión en el enlace. A pesar de ello las tensiones se mantienen dentro de los márgenes permitidos.

Tras la desconexión del circuito El Palmar - Guía de Isora las tensiones en las subestaciones El Palmar y Alajeró se reducen en 0,4 kV, estableciéndose en el nuevo estado estacionario en 64,83 kV y 64,73 kV (Figura 4.80 (a)).

En el caso de la pérdida del circuito El Palmar - Los Olivos, la tensión en El Palmar se establece en 64,18 kV y la tensión en Alajeró en 64,09 kV. Aproximadamente, estas tensiones disminuyen 0,5 kV con respecto al anterior estado estacionario (Figura 4.80 (b)).

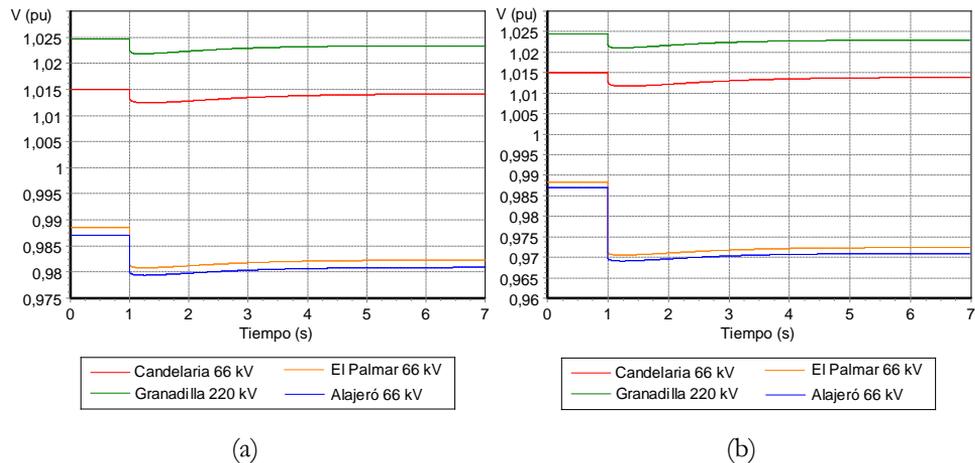


Figura 4.80: Tensión en el período de demanda mínima ante la pérdida del circuito: (a) El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos

Al igual que en el período de demanda mínima, en el período horario de demanda máxima los sistemas interconectados mantendrían la estabilidad al producirse la pérdida de cada uno de los circuitos que interconectan estas dos islas.

Las desviaciones de la frecuencia ante estas perturbaciones son muy pequeñas, por lo que no afectarían a la estabilidad. En la Figura 4.81 se puede ver las variaciones de la frecuencia provocada por las pérdidas de los circuitos.

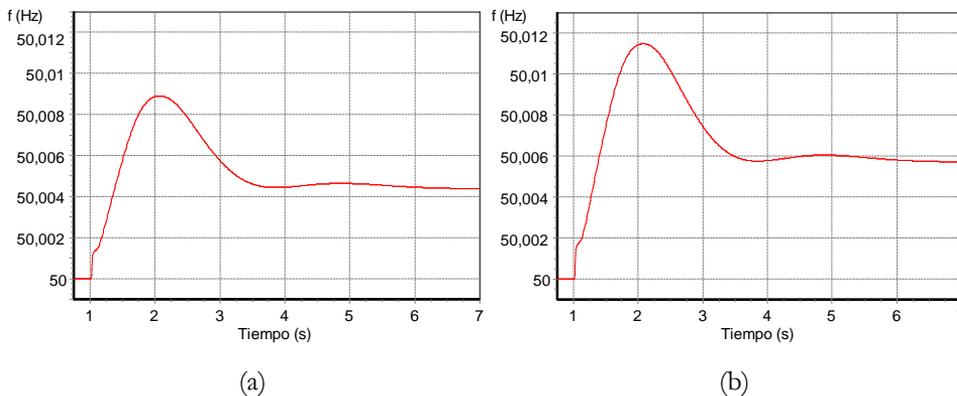


Figura 4.81: Tensiones en el período de demanda máxima ante la pérdida del circuito: (a) El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos

Nuevamente, se observa que las tensiones podrían experimentar reducciones en sus valores, sobre todo aquellas correspondientes a las subestaciones de La Gomera.

Ante la desconexión del circuito El Palmar - Guía de Isora, la reducción de las tensiones en las subestaciones El Palmar y Alajeró podría alcanzar los 0,9 kV aproximadamente (Figura 4.82 (a)). En el nuevo estado estacionario alcanzado tras la pérdida de este circuito, las tensiones en las subestaciones El Palmar y Alajeró son 62,63 kV y 62,56 kV.

Cabría esperar una reducción mayor cuando se produce la desconexión del circuito El Palmar - Los Olivos. En este caso, la disminución de la tensión en las subestaciones de La Gomera podría ser de 1,5 kV aproximadamente. Como se puede ver en la Figura 4.82 (b), debido a la reducción, las tensiones en las subestaciones El Palmar y Alajeró son de 61,98 kV y 62,14 kV. Estos valores son superiores a la mínima indicada en la Tabla 4.2.

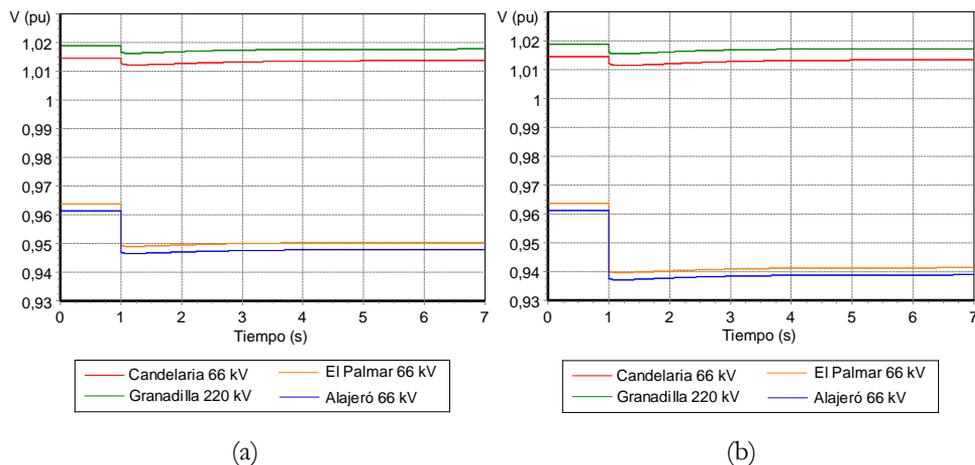


Figura 4.82: Tensión en el período de demanda máxima ante la pérdida del circuito: (a) El Palmar - Guía de Isora; (b) El Palmar - Los Olivos

## 4.7. Resumen y conclusiones

En este capítulo se analizan las posibilidades que las interconexiones eléctricas conjuntamente con el almacenamiento hidroeléctrico ofrecen para conseguir una mayor integración de las energías renovables en los SEC en el horizonte temporal de 2020.

Una de las interconexiones estudiadas es la interconexión con los sistemas eléctricos del norte de África, la cual posibilitaría evacuar o importar energía de acuerdo a las necesidades que se presentaran.

En esta región, actualmente existe un enlace entre los sistemas eléctricos del norte de África y el sistema eléctrico europeo, conectando directamente con la península ibérica. Además, existen iniciativas que están promoviendo el aumento de las interconexiones entre Europa y los países africanos mediterráneos para transportar energía de origen renovable hacia Europa. La interconexión estudiada en esta tesis entre el archipiélago canario con el sistema eléctrico del norte de África brinda la posibilidad de poder unirse a estas iniciativas. Esto permitiría producir energía renovable en el archipiélago canario y exportarla hacia Europa.

Desde ese punto de vista, se han considerado penetraciones especialmente elevadas de generación renovable de origen eólico y fotovoltaico en aquellos SEC que son interconectados con el sistema eléctrico africano.

Teniendo en cuenta las limitaciones actuales de la tecnología, tres interconexiones han sido estudiadas:

- Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura
- Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura - Norte de África
- Tenerife - La Gomera

La interconexión entre los sistemas de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África se ha considerado en HVDC, mientras que la interconexión entre Tenerife y La Gomera se ha estudiado en CA.

Para el análisis de los sistemas interconectados se establecieron escenarios y perturbaciones que permitieron estudiar la viabilidad técnica y comprobar la posibilidad de integrar la potencia renovable propuesta.

Se realizó análisis en régimen estacionario y en régimen dinámico y las perturbaciones estudiadas fueron: desconexión de generación convencional, desconexión de generación renovable, cortocircuito y pérdida de uno de los circuitos de interconexión.

Teniendo presente la metodología empleada y otros aspectos referentes al modelado como son la topología del sistema, potencias convencionales, potencias renovables, capacidad hidroeléctrica reversible estimada o características de las interconexiones, las principales conclusiones de este capítulo se indican en los siguientes párrafos.

El análisis en régimen estacionario y en el régimen dinámico de cada sistema interconectado en los escenarios establecidos muestra que estos podrían ser viables técnicamente.

Cabría esperar que las tensiones en los nudos pertenecientes a las redes de transporte de los SEC se mantuviesen dentro de los márgenes admisibles. A su vez, los regímenes de carga de los elementos que forman parte de estas redes podrían mantenerse en valores aceptables.

Los sistemas interconectados podrían soportar las perturbaciones analizadas, manteniendo la estabilidad. Asimismo, los posteriores estados estacionarios alcanzados cumplirían con los márgenes admisibles establecidos para las tensiones y los regímenes de carga.

Las interconexiones conjuntamente con las centrales hidroeléctricas reversibles podrían permitir un aumento significativo de la generación renovable en los sistemas eléctricos canarios. Las cifras de las potencias renovables consideradas se pueden consultar en la Tabla 4.1.

En el caso de la interconexión entre Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África, el enlace posibilitaría evacuar potencia de origen renovable desde los SEC hacia el sistema africano. Además, esta interconexión permitiría abastecer en parte a los SEC con energía proveniente del área próxima al punto de interconexión en África, que podría presentar un alto potencial de energías renovables.

La interconexión propuesta entre los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera conjuntamente con el almacenamiento de hidroeléctrico podría permitir que la totalidad de la demanda de La Gomera pudiera ser cubierta con la generación renovable considerada en esta isla y por dicha interconexión, sin repercusiones negativas aparentes.

En las interconexiones con HVDC, gracias al control implementado de potencia-frecuencia en las estaciones convertidoras, los sistemas podrían compartir sus reservas primarias y secundarias, pudiendo mejorar la respuesta global en frecuencia de los SEC ante las perturbaciones. Las interconexiones HVDC podrían evitar o limitar la propagación de las perturbaciones y sus efectos, como por ejemplo los huecos de tensión entre los SEC interconectados.

## Capítulo 5

# Integración de generación eólica con capacidad de soporte de huecos de tensión, de control de tensión y de emulación de inercia

### 5.1. Introducción

En el presente capítulo se estudia la integración de generación eólica en los sistemas eléctricos canarios a través del tiempo crítico de eliminación (TCE). Se han considerado las modernas capacidades proporcionadas por los GSM como: soporte de huecos de tensión (*fault ride-through*), control de tensión y emulación de inercia (EI) ya introducidas en el capítulo 2.

Diferentes criterios técnicos son considerados en el estudio de acceso de nuevas instalaciones de generación en los sistemas eléctricos. Estos criterios pueden dividirse en dos grupos: aquellos relacionados con el régimen estacionario y los aplicables al régimen dinámico.

Los criterios técnicos aplicables al régimen estacionario básicamente se refieren al cumplimiento de los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos en condiciones de disponibilidad total del sistema y en situaciones de contingencias.

Los criterios técnicos a tener en cuenta en el régimen dinámico aseguran el cumplimiento de unas condiciones de seguridad, regularidad y calidad aceptables. El TCE se encuentra considerado como uno de estos criterios [56].

Tradicionalmente, el TCE se ha definido como el máximo tiempo de duración de una falta sin que se produzca una pérdida de estabilidad del sistema. Por ello, el TCE puede considerarse como un indicador de la estabilidad del sistema [57-60].

Con objeto de establecer unos criterios generales de protección en los sistemas eléctricos españoles, el operador del sistema eléctrico en España ha desarrollado una metodología para la evaluación del TCE [61,62]. En esta metodología, se considera el TCE como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema en su conjunto, por la presencia de uno de los fenómenos siguientes [63,64]:

- Pérdida de sincronismo de generadores, u oscilaciones entre ellos, que afecten a la estabilidad del sistema.
- Pérdida de mercado significativa.
- Incumplimiento de los criterios de seguridad en el régimen permanente posterior a la perturbación.

Los valores que establecen estos fenómenos son definidos por el operador del sistema. En el caso de las pérdidas de mercado significativas para los pequeños sistemas eléctricos españoles (sistemas insulares y extrapeninsulares) se ha establecido como tal la pérdida del 10 % de la demanda [62].

Para los operadores de los sistemas eléctricos el TCE es esencial, ya que está relacionado con el establecimiento de los esquemas generales de protección, estando éstos diseñados con la finalidad de minimizar las repercusiones de las perturbaciones en los sistemas eléctricos. De forma general, las faltas que se producen en los sistemas eléctricos deben ser despejadas en tiempos inferiores al TCE.

Por consiguiente, para poder diseñar un esquema general de protección eficaz es conveniente conocer previamente el TCE. Una modificación posterior significativa del TCE podría influir en la efectividad de las protecciones y poner en riesgo el buen funcionamiento o incluso la estabilidad del sistema eléctrico. Por esta razón se considera como criterio técnico en el estudio de acceso de nueva generación a la red.

La incorporación de generación eólica podría afectar en cierta medida al TCE previamente determinado en un sistema eléctrico, convirtiéndose en factor limitante para su integración. Las repercusiones podrían resultar más apreciables en sistemas pequeños y aislados, como aquellos presentes en las Islas Canarias.

Por este motivo, en la presente tesis se ha propuesto el análisis de la integración de aerogeneradores con nuevas capacidades haciendo uso de la definición de TCE recogida en la metodología usada por el operador y gestor del sistema de transporte en España.

Con objeto de obtener los valores de TCE se realiza análisis en régimen dinámico de los sistemas ante cortocircuitos trifásicos francos y por lo tanto, el comportamiento de los aerogeneradores es analizado ante este tipo de perturbaciones. Durante el análisis se ha prestado atención a las tensiones, dada su importancia en los sistemas eléctricos pequeños y aislados.

Varios trabajos han investigado la generación eólica y la estabilidad de los sistemas eléctricos a través del TCE y sus resultados muestran que existe una relación entre estos aspectos. En dichos trabajos se sugiere que se produce una modificación de los valores de TCE al introducir generación eólica en un sistema eléctrico [65-67].

Otros trabajos, como los indicados en el apartado 2.2.2.2, analizan la EI proporcionada por los modernos aerogeneradores y sugieren que ésta podría tener un impacto positivo sobre la frecuencia de los sistemas.

Normalmente, en estos trabajos se estudian grandes sistemas eléctricos como los continentales, basados en grandes grupos de generación térmicos o hidráulicos. Las perturbaciones consideradas en aquellos trabajos donde la EI es estudiada fueron la desconexión de grupos de generación o la pérdida de interconexiones con otros sistemas eléctricos. Estos trabajos se centran en la evolución temporal de la frecuencia.

En [68] se considera generación eólica con capacidad de EI en el análisis de integración de un sistema hidroeléctrico reversible, en un sistema eléctrico con características similares a los canarios, pero no se consideró el análisis de cortocircuito en régimen dinámico.

## 5.2. Procedimiento

Como ya se adelantó en el apartado anterior, en el presente capítulo se estudia la introducción de aerogeneradores con nuevas capacidades en los SEC a través del TCE. De forma similar al capítulo 3, se analiza en mayor profundidad los efectos de la generación eólica en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020. Posteriormente, se realiza un estudio en el sistema eléctrico de Gran Canaria 2020. En estos sistemas eléctricos han sido consideradas las protecciones de tensión y frecuencia de la generación y además, las protecciones de sobrevelocidad y sobrecorriente. Asimismo, en cada sistema eléctrico se han tenido en cuenta sus esquemas de deslastre de carga. Los valores ajustados en las protecciones y en los esquemas de deslastre de carga pueden ser consultados en el Apéndice B.

Se han estudiado los aerogeneradores síncronos multipolos con convertidores electrónicos para toda la potencia (GSM) en dos supuestos: el primero considerando que estos aerogeneradores están dotados de soporte de huecos de tensión y control de tensión y el segundo considerando además la capacidad de EI. Para facilitar la lectura de este capítulo, se hace referencia al primer supuesto simplemente como GSM y al segundo supuesto como GSM con capacidad de EI.

Con el fin de poder valorar mejor los efectos de estas nuevas características, también se ha estudiado el aerogenerador de inducción convencional (GI), conocido también como aerogenerador tipo 1. De este modo es posible establecer una comparativa entre ambos tipos de aerogenerador, lo cual permite evaluar los efectos de las nuevas características.

Se han planteado escenarios con distintas cantidades de generación eólica para los cuales se ha determinado el TCE. Éste se ha obtenido mediante análisis dinámico de los sistemas ante cortocircuitos trifásicos francos de determinadas duraciones aplicados en varios puntos del sistema. Posteriormente se comprueba la existencia o no de alguno de los fenómenos que definen el TCE.

Este tipo de falta ha sido considerada ya que presenta mayor severidad para la estabilidad de un sistema eléctrico.

La elección de los puntos del sistema en los que se analiza el cortocircuito se realiza tratando de conocer de forma global el comportamiento del sistema eléctrico a estudio. En ese trabajo los puntos seleccionados han sido las subestaciones asociadas a las centrales eléctricas, subestaciones alejadas y subestaciones entre centrales eléctricas.

### 5.3. Análisis

#### 5.3.1. Sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020

En el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura esperado para 2020 los puntos donde se han estudiado los cortocircuitos trifásicos francos han sido las subestaciones pertenecientes a las dos centrales eléctricas, Punta Grande en Lanzarote y Las Salinas en Fuerteventura, las subestaciones de Haría-Teguise y Jandía, siendo estas las subestaciones más alejadas de las centrales eléctricas y, por último, la subestación de Corralejo, la cual es un nudo entre las dos centrales eléctricas.

Los escenarios con distintos niveles de penetración de generación eólica se han obtenido incrementando esta generación desde 0 MW hasta 150 MW, en bloques de 10 MW. La generación eólica de 150 MW representa el 39 % aproximadamente de la generación en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura 2020.

#### Resultados

Los resultados obtenidos en el análisis en régimen dinámico indican que el fenómeno que establece el TCE es la pérdida de mercado significativa debida al deslastre de carga de más de un 10 % de la demanda total. De acuerdo a los valores tarados en el esquema de deslastre de carga, se produce una pérdida de mercado mayor al 10 % cuando han actuado el primer y el segundo escalón de deslastre.

En las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se recogen los valores de los TCE obtenidos para el sistema Lanzarote-Fuerteventura con los GI, con los GSM y con los GSM con capacidad de EI. Puede observarse en los datos presentados en dichas tablas que existe un decrecimiento para todos ellos a medida que la potencia eólica generada aumenta.

La evolución de los TCE obtenidos en función de la potencia eólica total generada en el sistema se ilustra en las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3. Se observa claramente que a medida que la potencia eólica generada es mayor, menores son los TCE obtenidos para los cortocircuitos trifásicos francos analizados en las cinco subestaciones.

Tabla 5.1: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GI

| Subestación   | Potencia eólica generada (MW)      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|               | 0                                  | 10  | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70  | 80  | 90  | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 |
|               | Tiempo crítico de eliminación (ms) |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Punta Grande  | 210                                | 200 | 210 | 210 | 210 | 200 | 210 | 200 | 200 | 180 | 170 | 160 | 160 | 140 | 140 | 140 |
| Haría-Teguise | 480                                | 470 | 450 | 430 | 430 | 420 | 410 | 390 | 330 | 320 | 310 | 270 | 260 | 230 | 220 | 220 |
| Las Salinas   | 320                                | 290 | 280 | 270 | 270 | 270 | 270 | 260 | 250 | 240 | 240 | 220 | 230 | 190 | 190 | 180 |
| Jandía        | 800                                | 810 | 810 | 810 | 810 | 810 | 810 | 700 | 600 | 600 | 590 | 420 | 400 | 320 | 310 | 300 |
| Corralejo     | 560                                | 550 | 520 | 450 | 450 | 450 | 450 | 440 | 370 | 360 | 360 | 300 | 300 | 260 | 250 | 230 |

Tabla 5.2: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM

| Subestación   | Potencia eólica generada (MW) |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|               | 0                             | 10  | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70  | 80  | 90  | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 |
| Punta Grande  | 210                           | 250 | 240 | 230 | 230 | 210 | 230 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 220 | 200 | 200 | 190 |
| Haría-Teguise | 480                           | 490 | 470 | 430 | 420 | 430 | 430 | 430 | 410 | 410 | 410 | 390 | 390 | 310 | 310 | 300 |
| Las Salinas   | 320                           | 310 | 300 | 300 | 300 | 300 | 310 | 300 | 300 | 300 | 300 | 270 | 270 | 240 | 240 | 240 |
| Jandía        | 800                           | 670 | 640 | 620 | 570 | 530 | 500 | 480 | 440 | 420 | 400 | 360 | 360 | 280 | 270 | 260 |
| Corralejo     | 560                           | 560 | 550 | 510 | 510 | 530 | 520 | 510 | 500 | 510 | 520 | 420 | 420 | 340 | 340 | 320 |

Tabla 5.3: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM con capacidad de EI

| Subestación   | Potencia eólica generada (MW) |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|               | 0                             | 10  | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70  | 80  | 90  | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 |
| Punta Grande  | 210                           | 240 | 240 | 240 | 240 | 210 | 230 | 220 | 240 | 230 | 230 | 220 | 220 | 210 | 220 | 220 |
| Haría-Teguise | 480                           | 500 | 480 | 440 | 430 | 440 | 440 | 430 | 400 | 410 | 410 | 410 | 410 | 360 | 350 | 350 |
| Las Salinas   | 320                           | 320 | 300 | 300 | 300 | 300 | 320 | 310 | 310 | 300 | 300 | 290 | 300 | 280 | 280 | 280 |
| Jandía        | 800                           | 690 | 660 | 640 | 590 | 550 | 520 | 500 | 480 | 450 | 430 | 430 | 420 | 360 | 360 | 340 |
| Corralejo     | 560                           | 570 | 540 | 510 | 510 | 530 | 530 | 530 | 500 | 500 | 510 | 460 | 470 | 410 | 410 | 390 |

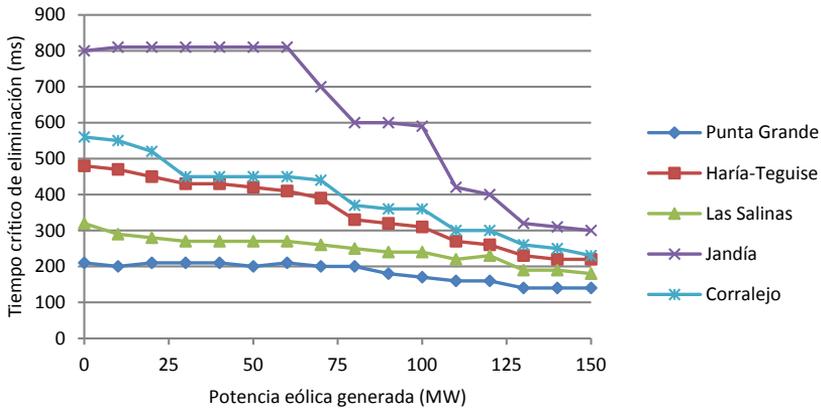


Figura 5.1: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GI

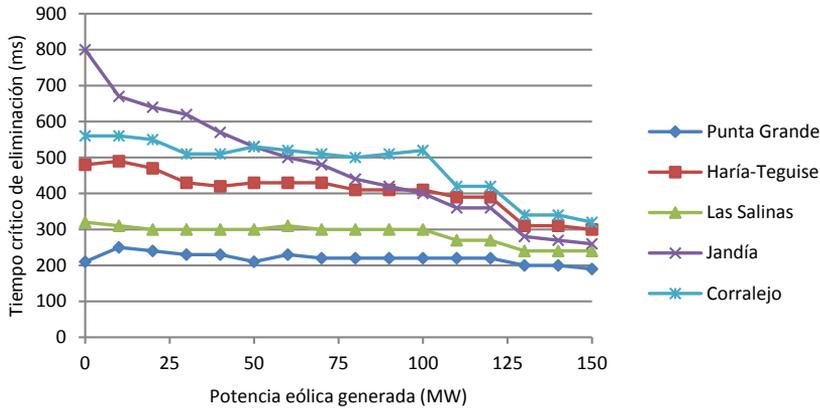


Figura 5.2: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM dotados de capacidad de soporte de huecos de tensión y control de tensión

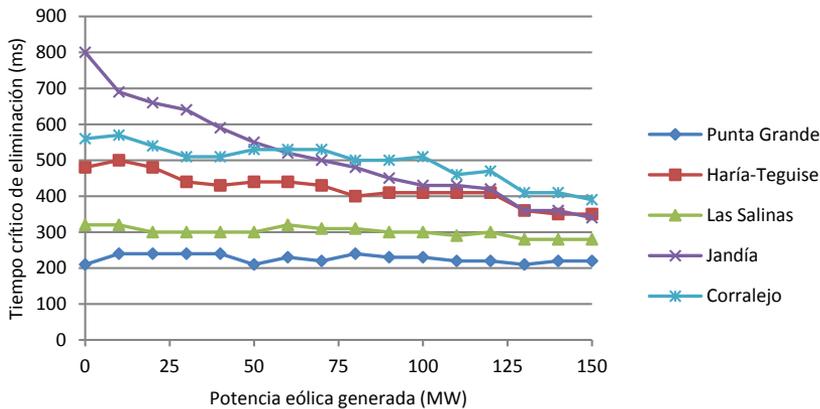
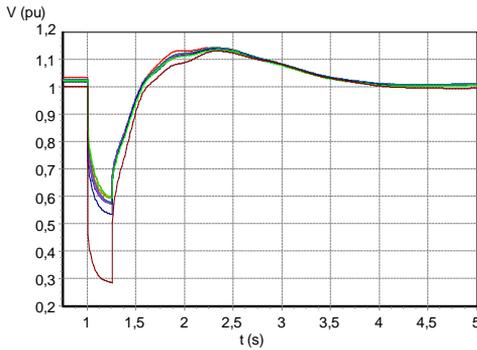


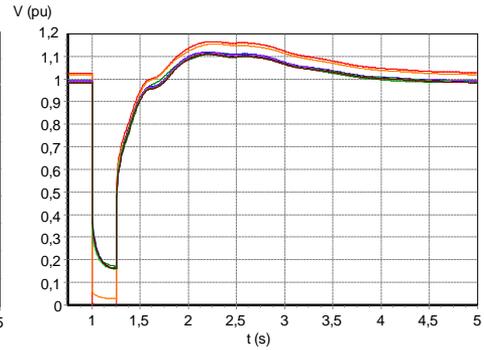
Figura 5.3: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con GSM dotados de capacidad de soporte de huecos de tensión, control de tensión y EI

Para los dos tipos de aerogeneradores, la disminución de los valores de TCE se debe a la desconexión de la generación eólica. Un cortocircuito trifásico franco causa un hueco de tensión y tras el despeje de dicha falta se produce además una sobretensión. La sobretensión se produce debido a que las consignas de tensión en los generadores convencionales son elevadas, para poder conseguir un buen nivel de tensiones en todo el sistema. Esta sobretensión tras un cortocircuito también ha sido observada en otros trabajos [69]. Debido al pequeño tamaño de los sistemas eléctricos canarios, tanto el hueco de tensión como la posterior sobretensión afectan a todo el sistema eléctrico. En la Figura 5.4 se recogen las gráficas de la evolución temporal de las tensiones en los nudos a los cuales están conectados

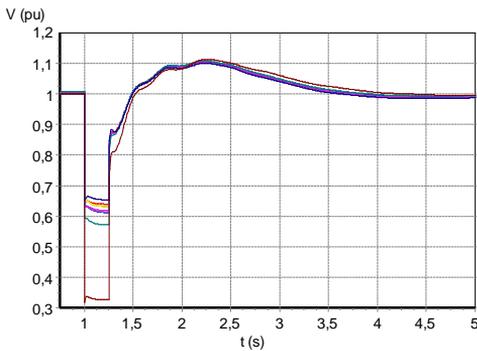
los parques eólicos, al producirse un cortocircuito de 250 ms de duración en la subestación Las Salinas y con 50 MW de potencia eólica total. Puede observarse los correspondientes huecos de tensión durante el cortocircuito y las sobretensiones tras el despeje de la falta.



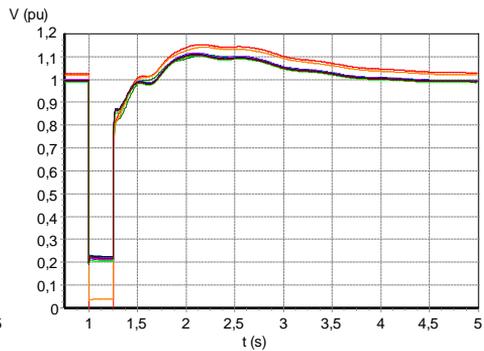
(a) - Tensiones en los parques eólicos de Lanzarote



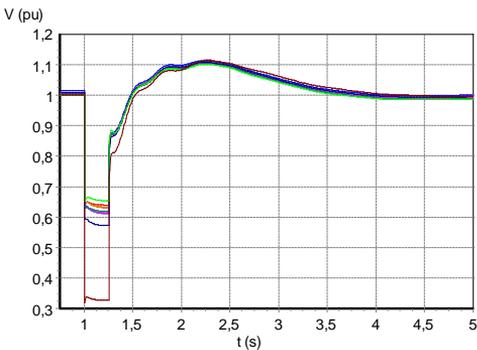
(b) - Tensiones en los parques eólicos de Fuerteventura



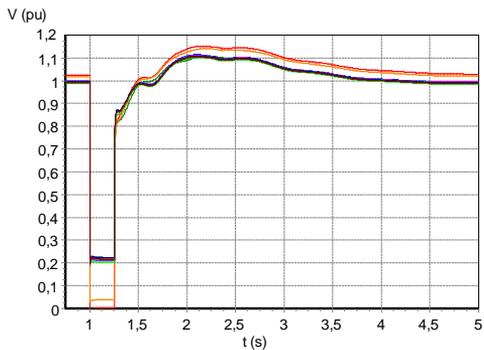
(c) - Tensiones en los parques eólicos de Lanzarote



(d) - Tensiones en los parques eólicos de Fuerteventura



(e) - Tensiones en los parques eólicos de Lanzarote



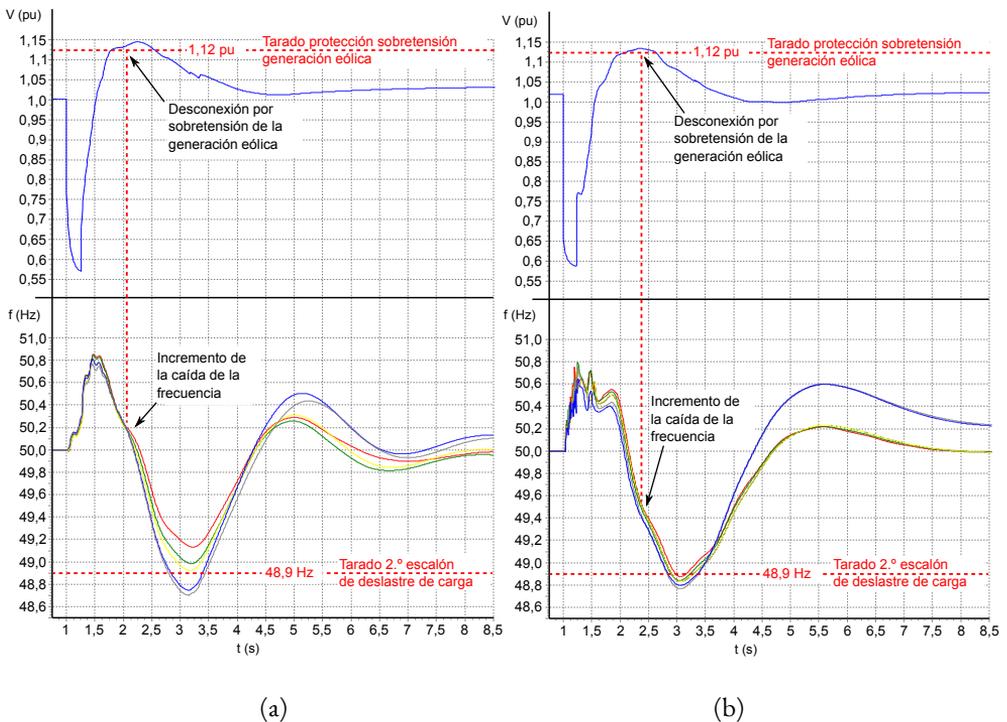
(f) - Tensiones en los parques eólicos de Fuerteventura

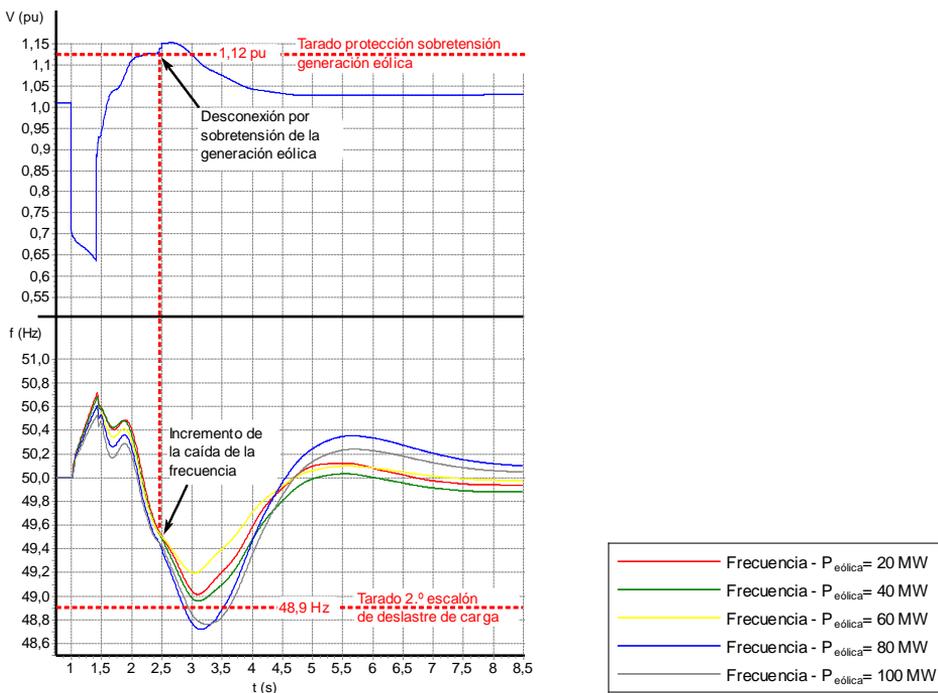
|                      |                      |
|----------------------|----------------------|
| E1 - Los Valles      | E12 - Morro Galera 3 |
| E2 - P E A           | E13 - P D CAAF       |
| E3 - P E B           | E14 - Aerop Fuertev  |
| E4 - Montaña La Mina | E15 - P E E          |
| E5 - P E P 5         | E16 - P E 6          |
| E6 - P E C           | E17 - P E 9          |
| E7 - Chimida         | E18 - La Tablada     |
| E8 - P E D           | E19 - Moralito       |
| E10 - P Vientos      | E20 - Cañada Barca   |
| E11 - P E 10         | E21 - Cañada Rio     |

Leyenda

Figura 5.4: Evolución temporal de las tensiones en los parques eólicos al producirse un cortocircuito trifásico franco de 250 ms de duración en la subestación Las Salinas con una potencia eólica de 50 MW y estando constituida por (a), (b): GI; (c), (d): GSM y (e), (f): GSM y con capacidad de EI

Esta posterior sobretensión causa la actuación de los relés de protección por sobretensión de la generación eólica. Las desconexiones de la generación eólica pueden verse en la Figura 5.5, la cual muestra como estas desconexiones afectan a la frecuencia en ejemplos de cortocircuito para cada tipo de aerogenerador estudiado.





(c)

Figura 5.5: Evolución temporal de la tensión y de la frecuencia cuando se produce un cortocircuito trifásico en: (a) Subestación Las Salinas, con una duración de 260 ms, con GI; (b) Subestación Punta Grande, con una duración de 230 ms, con GSM; (c) Subestación Haría-Teguiuse, con una duración de 420 ms, GSM con capacidad de EI

La ecuación de oscilación de la máquina síncrona (ecuación 2.3) puede ser usada para entender cómo la generación eólica afecta a la frecuencia del sistema y provoca el descenso del TCE a medida que la generación eólica es mayor. Normalmente cuando se produce un cortocircuito la potencia eléctrica ( $P_e$ ) en los bornes de los generadores disminuye bruscamente. El consecuente desequilibrio entre esta potencia y la potencia mecánica ( $P_m$ ) provoca una elevada aceleración de los generadores convencionales ( $\frac{d\omega}{dt}$ ), elevándose la frecuencia.

Cuando el cortocircuito es despejado, la  $P_e$  comienza a recuperar su valor previo. Además, ante las aceleraciones producidas en los generadores convencionales, los controles de velocidad han actuado para reducir la  $P_m$ . Ambos efectos causan la disminución de  $\frac{d\omega}{dt}$  y la frecuencia desciende por debajo del valor nominal.

La desconexión de la generación eólica debido a las sobretensiones se produce durante el mencionado descenso de la frecuencia. La desconexión de la generación eólica provoca que el desequilibrio entre  $P_e$  y  $P_m$  aumente, causando una mayor caída de la frecuencia, como puede verse en la Figura 5.5.

Estas desviaciones de la frecuencia pueden alcanzar los 48,9 Hz, causando la actuación del primer y segundo escalón de deslastre de carga. La carga deslastada por ambos escalones es superior al 10 % de la carga total, constituyendo esto el fenómeno que establece el TCE. Por lo tanto, cuanto mayor sea la generación eólica, mayor cantidad de potencia eólica se desconectará, provocando mayores descensos de la frecuencia, y por lo tanto, con menores duraciones de cortocircuito se alcanzan los valores de deslastre de carga que definen el TCE.

También se ha observado que la sobrefrecuencia producida al acelerarse los generadores convencionales causa la desconexión de generación eólica por la actuación de sus relés de protección de sobrefrecuencia. Estas desconexiones de generación eólica debidas a sobrefrecuencia representan el 13 % aproximadamente del total de desconexiones observadas en los cortocircuitos estudiados.

El decrecimiento del TCE a medida que la potencia eólica es mayor también es debida a la disminución del número de generadores convencionales. Como ya se indicó en el apartado 3.2.3, la introducción de generación eólica en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura requiere la desconexión de algunos generadores convencionales, dando cumplimiento al criterio de Boucherot. Este descenso en el número de generadores convencionales causa la disminución de la constante inercia ( $H$ ) total del sistema, La Figura 5.6 muestra una gráfica con los valores de  $H$  total del sistema para los niveles de penetración eólica estudiados.

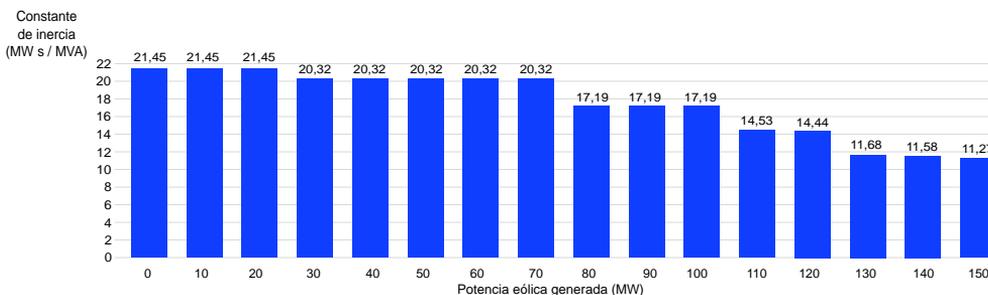
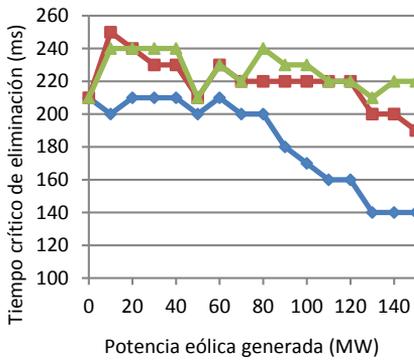


Figura 5.6: Inercia total del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura para los distintos supuestos

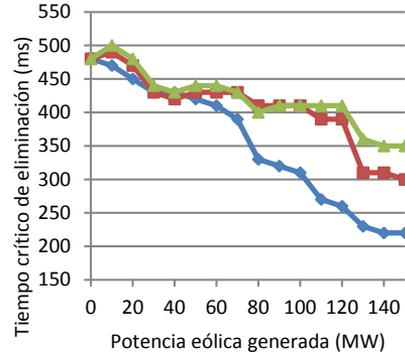
Considerando nuevamente la ecuación 2.3, puede comprobarse que para un mismo desequilibrio entre  $P_e$  y  $P_m$ , cuanto menor sea  $H$  las desviaciones de la frecuencia producidas serán mayores.

Además, la reducción del número de generadores convencionales trae consigo la pérdida de las capacidades de regulación de los que están dotados -regulación potencia-frecuencia y regulación de tensión-. La merma de estas capacidades también afecta a los valores de TCE.

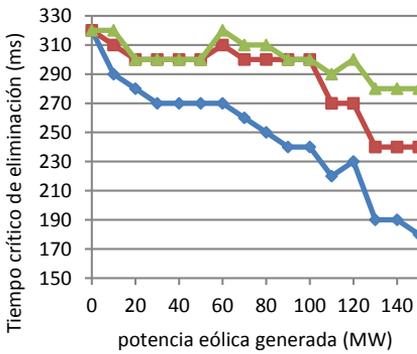
Al margen del descenso generalizado del TCE, los valores de TCE obtenidos también presentan diferencias de acuerdo con el tipo de aerogenerador estudiado. Estas diferencias son más claras en la Figura 5.7, que recoge las gráficas de los valores de TCE para los cortocircuitos producidos en cada una de las subestaciones, cuando en el sistema se tienen las distintas tecnologías de aerogeneradores.



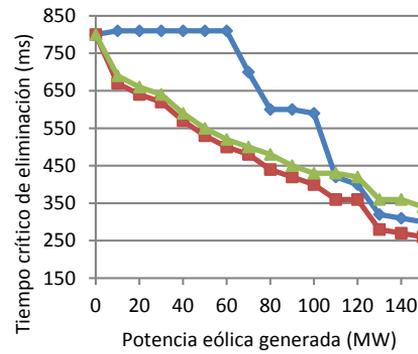
(a) - Cortocircuito en la subestación Punta Grande



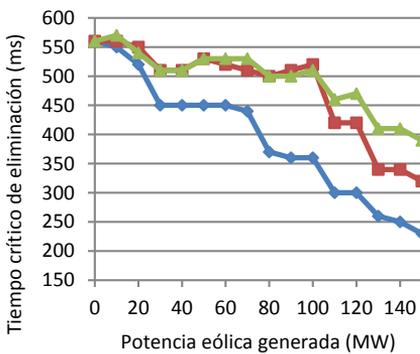
(b) - Cortocircuito en la subestación Haría-Teguise



(c) - Cortocircuito en la subestación Las Salinas



(d) - Cortocircuito en la subestación Jandía



(e) - Cortocircuito en la subestación Corralejo

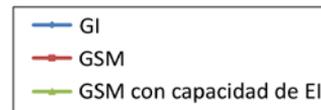


Figura 5.7: TCE obtenidos para cortocircuito en cada subestación considerando las distintas tecnologías de aerogeneradores

Los valores de TCE obtenidos cuando en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura se cuenta con GSM son mayores que para GI. Estos mayores valores de TCE son debidos a la capacidad de soporte de huecos de tensión y al control de tensión que poseen los GSM. Con estas dos características, los aerogeneradores no sólo son capaces de mantenerse conectados al producirse una perturbación en el sistema sino que además, mediante el control dinámico de tensión, pueden generar o consumir potencia reactiva con objeto de colaborar en la recuperación de las tensiones. Un ejemplo de ello puede verse en la Figura 5.8, que muestra la potencia reactiva correspondiente al parque eólico E2 modelado con GSM cuando en el sistema se produce un cortocircuito trifásico. Asimismo se ha graficado también la potencia reactiva del mencionado parque eólico cuando es modelado con GI.

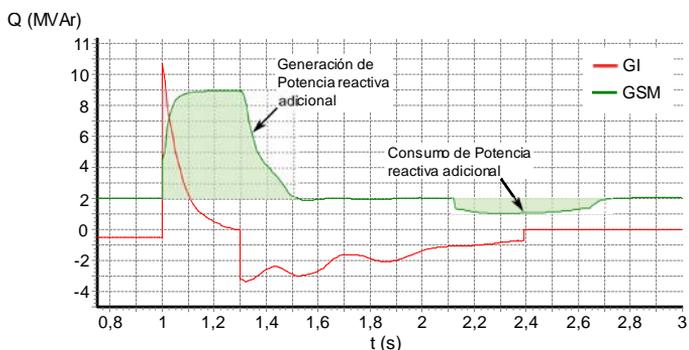


Figura 5.8: Potencia reactiva del parque eólico E2 en los casos de GI y GSM cuando se produce en el sistema un cortocircuito trifásico de 300 ms de duración

Durante el hueco de tensión provocado por el cortocircuito, el parque eólico formado por GSM genera potencia reactiva adicional para ayudar a la recuperación de la tensión, de acuerdo a la característica descrita de la Figura 2.21, en el apartado 2.4. Esto produce que durante el hueco de tensión los valores de tensión sean mayores que aquellos producidos en el caso de GI. Al tener mayores valores de tensión en el sistema, se ocasiona una menor disminución de la potencia producida por los generadores convencionales y por consiguiente se aceleran menos, provocando unas desviaciones de la frecuencia menores. Esto puede verse en la Figura 5.9, la cual muestra la evolución de la tensión y la frecuencia para los distintos tipos de aerogeneradores estudiados al producirse un cortocircuito trifásico en la subestación de Las Salinas.

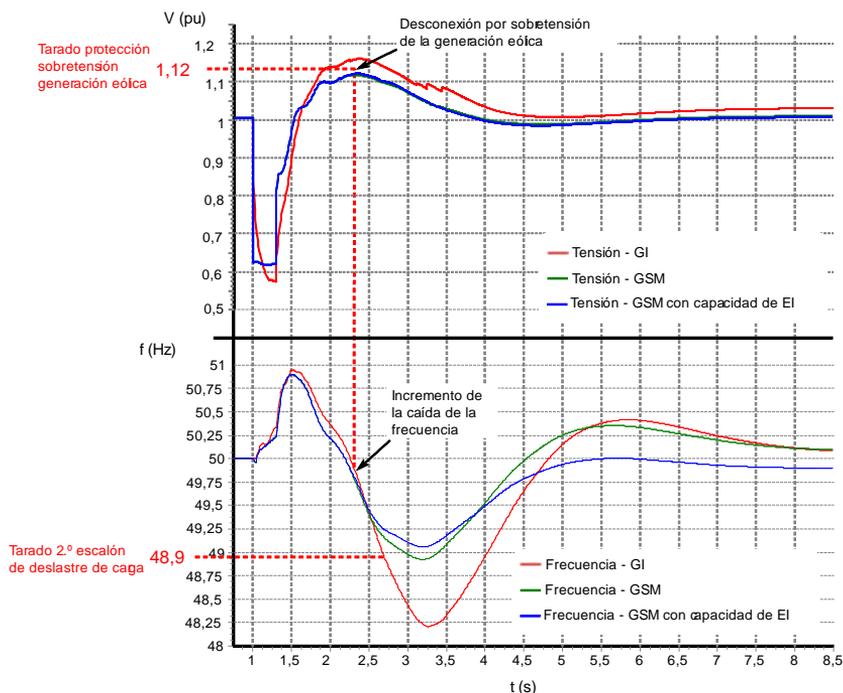


Figura 5.9: Evolución temporal de la tensión y de la frecuencia cuando se produce un cortocircuito trifásico franco de 300 ms de duración en la subestación Las Salinas y con una potencia eólica total de 80 MW

Posteriormente, los GSM consumen potencia reactiva adicional al producirse la sobretensión tras al despeje del cortocircuito trifásico. Este consumo adicional de potencia reactiva en el sistema provoca que las sobretensiones presenten valores menores. Por ejemplo, para un cortocircuito trifásico franco de 150 ms de duración en la subestación Punta Grande, con GSM el valor máximo de esta sobretensión es un 2 % menor que el correspondiente a GI. Por tanto, los GSM pueden evitar sus propias desconexiones debidas a las sobretensiones en determinados casos de cortocircuito. En estos casos, tales como el mostrado en la Figura 5.9, el descenso de la frecuencia no se ve agravado por la desconexión de la generación eólica y por lo tanto no causan el deslastre del primer y del segundo escalón de carga.

Por otro lado, en general los TCE obtenidos con GSM con capacidad de EI son de media un 3,6 % superiores a aquellos obtenidos con el mismo tipo de aerogenerador pero sin capacidad de emulación de inercia. Esto se observa de forma clara en la Figura 5.7.

Los valores mayores de TCE se deben a la inyección de  $P_{ext}$  producida por los aerogeneradores al entrar en funcionamiento la EI, como se vio en el capítulo 2. En la Figura 5.10 se recoge la gráfica de la potencia activa generada por el parque eólico E2 con y sin capacidad de EI. En esta figura se observa que a partir del instante 2,25 s aproximadamente los aerogeneradores comienzan a generar  $P_{ext}$  ya que la frecuencia desciende por debajo de 49,85 Hz en ese instante.

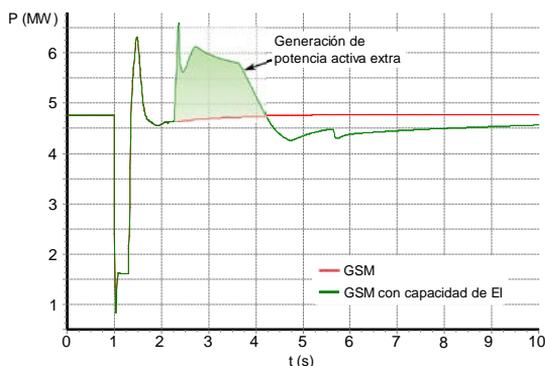


Figura 5.10: Potencia activa generada por el parque eólico E2 en los casos de GSM y GSM con capacidad de EI cuando se produce un cortocircuito trifásico franco de 300 ms de duración en la subestación de Las Salinas y existe una potencia eólica total en el sistema de 80 MW

La gráfica de la Figura 5.9 muestra que la inyección de  $P_{ext}$  reduce la caída de la frecuencia (como ya se comprobó en el capítulo 2), obteniéndose una menor desviación de la misma y un mayor valor de  $f_{min}$ . Por ejemplo, para cortocircuitos trifásicos francos de 150 ms de duración analizados en las cinco subestaciones consideradas, el valor de  $f_{min}$  es aproximadamente un 10,4 % superior cuando los GSM cuentan con la capacidad de EI.

Si se compara los valores de TCE obtenidos con GSM dotados de capacidad de EI con los obtenidos con GI, el valor medio es del 24,3 % superior y la diferencia de  $f_{min}$  es del 34,8 % superior.

### 5.3.2. Sistema eléctrico Gran Canaria 2020

Para analizar las nuevas características de la generación eólica en el sistema eléctrico Gran Canaria 2020 se han estudiado cortocircuitos trifásicos francos en barras de las subestaciones de las centrales eléctricas Jinámar y Barranco de Tirajana y en barras de las subestaciones de transporte Barranco Seco, Arinaga y Santa Águeda. El nivel de tensión de estos embarrados es de igual a 66 kV, excepto Barranco de Tirajana y Santa Águeda que es 220 kV.

Los escenarios de generación eólica considerados han sido: 50, 100, 150, 200 y 250 MW. El nivel máximo de penetración eólica analizado, es decir 250 MW, representa el 38 % de la generación total. Las subestaciones que se consideran con generación eólica conectada son las presentadas en la Tabla 3.11 del apartado 3.3.

#### Resultados

De acuerdo con los resultados obtenidos para los cortocircuitos en las subestaciones estudiadas, el fenómeno que establece el TCE es la pérdida significativa de mercado, excepto para los cortocircuitos producidos en la subestación Jinámar.

Como en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, en el sistema eléctrico Gran Canaria se produce la pérdida significativa de demanda del 10 % al producirse el desastre

del segundo escalón de carga, de acuerdo a los tarados de los relés de deslastre de carga recogidos en el apartado B.

Los cortocircuitos en la subestación perteneciente a la central eléctrica de Jinámar producen la pérdida de la generación convencional en esta central por aislamiento del defecto, conduciendo a la inestabilidad y al incumplimiento de los criterios de seguridad en el régimen permanente posterior a la perturbación.

Las Tablas 5.4 y 5.5 recogen los valores de TCE obtenidos para los distintos aerogeneradores estudiados. Como puede observarse en estas tablas, se produce una disminución de los valores de TCE de forma similar a lo visto en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Además, los TCE obtenidos para GSM con y sin capacidad de EI son similares.

Tabla 5.4: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Gran Canaria con GI

| Subestación          | Potencia eólica generada (MW) |     |     |     |     |     |
|----------------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
|                      | 0                             | 50  | 100 | 150 | 200 | 250 |
| Barranco Seco        | 670                           | 420 | 290 | 290 | 300 | 210 |
| Jinámar              | 350                           | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| Arinaga              | 750                           | 440 | 340 | 350 | 270 | 190 |
| Barranco de Tirajana | 350                           | 230 | 210 | 220 | 190 | 130 |
| Santa Águeda         | 640                           | 410 | 300 | 300 | 290 | 200 |

Tabla 5.5: TCE obtenidos en el sistema eléctrico Gran Canaria con GSM y con GSM dotados de capacidad de EI

| Subestación          | Potencia eólica generada (MW) |     |     |     |     |     |
|----------------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
|                      | 0                             | 50  | 100 | 150 | 200 | 250 |
| Barranco Seco        | 670                           | 770 | 540 | 390 | 420 | 410 |
| Jinámar              | 350                           | 350 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| Arinaga              | 750                           | 800 | 580 | 470 | 510 | 490 |
| Barranco de Tirajana | 350                           | 350 | 290 | 270 | 290 | 270 |
| Santa Águeda         | 640                           | 730 | 520 | 400 | 430 | 440 |

En las Figuras 5.11 y 5.12 se puede apreciar de forma gráfica el descenso de los valores de los TCE al introducir generación eólica en el sistema eléctrico de Gran Canaria.

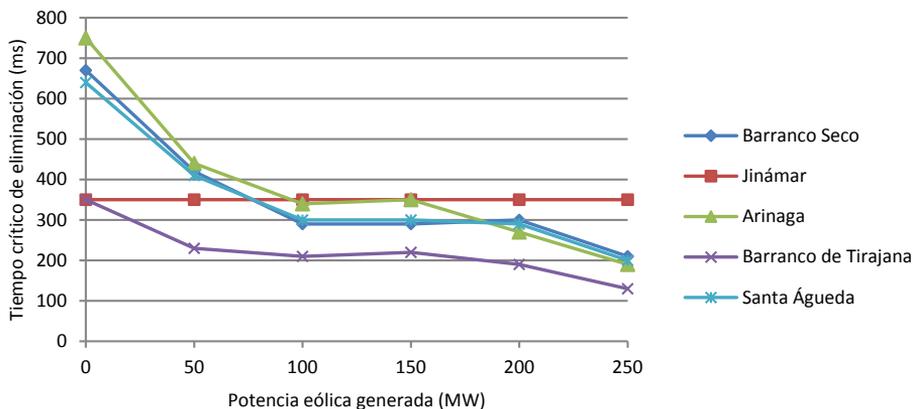


Figura 5.11: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Gran Canaria con GI

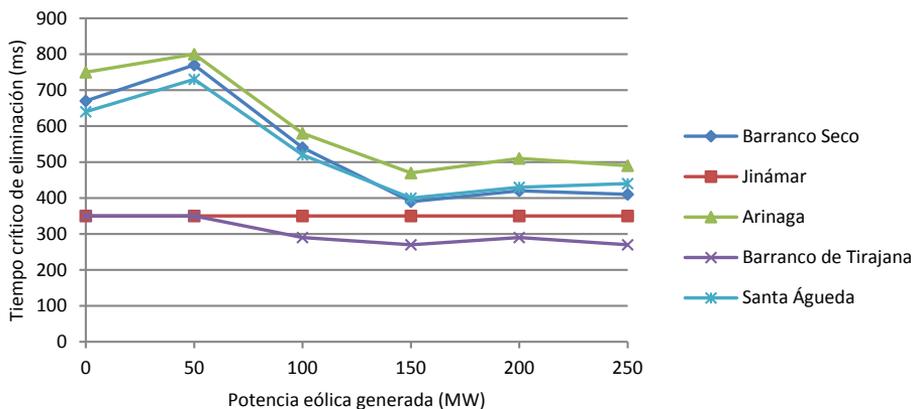


Figura 5.12: TCE en función de la potencia eólica generada en el sistema eléctrico Gran Canaria con GSM y con GSM dotados de capacidad de EI

La disminución de los valores de los TCE son producidos por el descenso de la  $H$  total del sistema y por la desconexión de la generación eólica al producirse los cortocircuitos.

Al reemplazar la generación convencional, substituyendo los generadores síncronos de las centrales eléctricas por generación eólica, se produce la reducción de la  $H$  total del sistema. Los valores de  $H$  del sistema para cada escenario de penetración estudiado se muestran en la Figura 5.13.

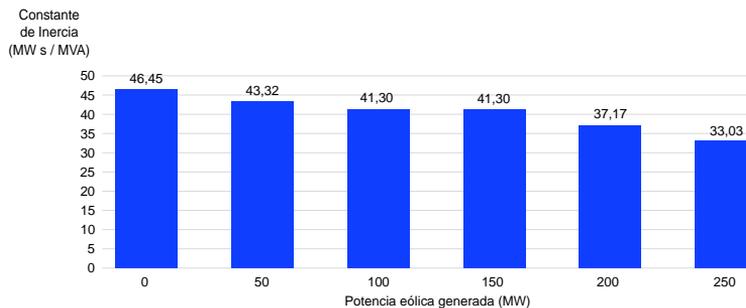


Figura 5.13: Inercia total del sistema eléctrico Gran Canaria para los escenarios de generación eólica

De acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, el descenso de la  $H$  conlleva que cortocircuitos de menor duración sean capaces de causar excursiones de la frecuencia mayores, alcanzándose los valores tarados en los relés de deslastre de carga, como ya se observó en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura (apartado 5.3.1).

Las capacidades de regulación potencia-frecuencia y de regulación de tensión del sistema también se ven afectadas por la disminución del número de generadores convencionales.

Como ocurre con el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, al producirse los cortocircuitos la desconexión de la generación eólica también afecta a los valores de TCE, causando su descenso a medida que esta generación es mayor. Pero en el sistema eléctrico Gran Canaria, la desconexión de la generación eólica es debida a los valores de sobrefrecuencia alcanzados.

Se ha observado en las subestaciones analizadas, excepto Jinámar que, cuando tiene lugar un cortocircuito trifásico franco, los generadores de las centrales eléctricas se aceleran rápidamente debido a la disminución brusca de la  $P_e$  en sus bornes. Esto provoca que inicialmente se eleve la frecuencia lo suficiente como para alcanzar el valor tarado de la protección de sobrefrecuencia en la generación eólica, teniendo lugar su desconexión.

Tras el despeje del cortocircuito, esta desconexión de la generación eólica ocasiona un aumento del valor de  $P_e$  que, conjuntamente con la disminución de la  $P_m$  por la actuación de los reguladores de velocidad, conlleva una reducción de la velocidad en los generadores de las centrales de Jinámar y Barranco de Tirajana. Debido a ello, la frecuencia del sistema disminuye lo suficiente como para causar la actuación del segundo deslastre de carga, lo cual establece el TCE.

En la Figura 5.14 puede verse la influencia de la desconexión de la generación eólica sobre la frecuencia. En esta figura se recoge la frecuencia del sistema eléctrico Gran Canaria al producirse un cortocircuito en la subestación Barranco Seco con GSM para dos casos. En uno de ellos se produce la pérdida de la generación eólica debido a la sobrefrecuencia y en el otro, la generación eólica se mantiene conectada. Puede apreciarse que la frecuencia alcanza valores inferiores para el caso de desconexión de la generación eólica, produciéndose la actuación de los relés de deslastre de carga.

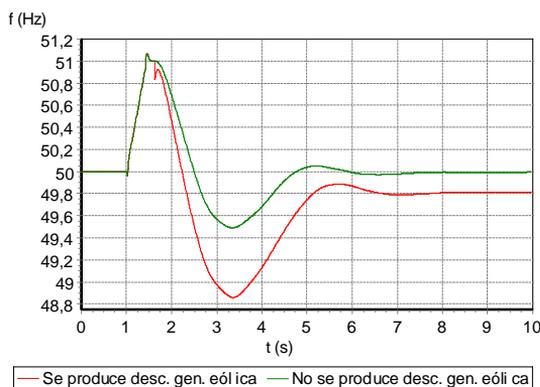


Figura 5.14: Evolución temporal de la frecuencia al producirse un cortocircuito trifásico franco de 400 ms de duración en la subestación Barranco Seco con 150 MW de generación eólica constituida por GSM

No en todos los casos la desconexión de la generación eólica implica directamente que la frecuencia alcance los valores establecidos para el deslastre del segundo escalón de carga, como en el ejemplo anterior. Esto depende del tipo de aerogenerador analizado y sobre todo de la cantidad de generación eólica desconectada. De forma general, a partir de 150 MW de penetración eólica, la pérdida de esta generación produce en el sistema el deslastre del segundo escalón de carga, alcanzándose el TCE.

Los TCE obtenidos en el caso de GSM son mayores que aquellos correspondientes a los GI, de forma similar a lo observado en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Esto se debe a que los GSM poseen capacidad de soporte de huecos de tensión y de control de tensión, como ya se comentó en el apartado anterior. La disminución de la  $P_e$  que experimentan los generadores convencionales es menor debido a que la inyección de potencia reactiva por parte de los GSM produce huecos de tensión de menor profundidad que aquellos correspondientes a los GI. Por consiguiente, con GSM los valores de  $P_m - P_e$  serán menores y por lo tanto las aceleraciones de los generadores convencionales durante los huecos de tensión también serán menores. Dado que las aceleraciones de los generadores convencionales son menores, las excursiones de la frecuencia también lo serán, presentando valores superiores a los obtenidos con GI. Esto puede verse en la Figura 5.15. En esta figura se recoge la gráfica de la frecuencia cuando se produce en la subestación Barranco Seco un cortocircuito trifásico franco de 420 ms de duración para los casos de GI y de GSM.

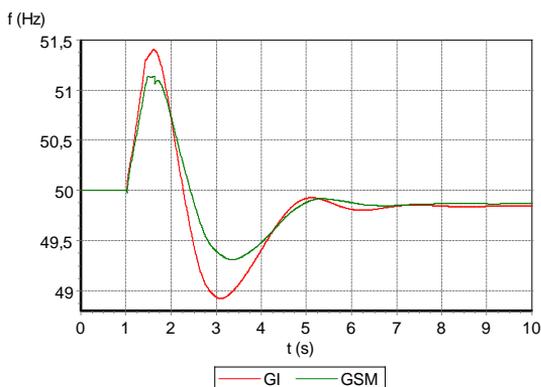


Figura 5.15: Evolución temporal de la frecuencia al producirse un cortocircuito trifásico franco de 420 ms de duración en la subestación Barranco Seco con 50 MW de generación eólica en los caso de GI y GSM

Por lo tanto, cuando en el sistema eléctrico Gran Canaria se tiene generación eólica formada por GSM se requiere mayores duraciones de cortocircuito para provocar el segundo escalón de deslastre que establece el TCE.

Esta es también la razón por la cual para cortocircuito en las subestaciones de Barranco Seco, Arinaga y Santa Águeda en el caso de 50 MW de potencia eólica constituida por GSM, se producen valores de TCE mayores que en el caso del sistema sin generación eólica (Figura 5.12).

Como ya se ha indicado, en el sistema eléctrico Gran Canaria se produce la desconexión de la generación eólica debido a las sobrefrecuencias que tienen lugar inicialmente. Como la desconexión de la generación eólica es anterior al descenso que experimenta la frecuencia, la capacidad de EI de los GSM no llega a entrar en funcionamiento. Por lo tanto, los valores de TCE obtenidos para GSM con y sin capacidad de EI no muestran diferencias.

## 5.4. Resumen y conclusiones

En el presente capítulo se ha estudiado por medio del TCE la introducción de generación eólica con capacidad de soporte de huecos de tensión, control de tensión y EI en los SEC. Los sistemas eléctricos empleados han sido Lanzarote-Fuerteventura 2020 y Gran Canaria 2020.

Se ha observado que un incremento progresivo en los SEC de la generación eólica, ya sea formada por GI o por GSM, produce una disminución de los valores de TCE. En general, el fenómeno que establece el TCE en los SEC es el de pérdida de mercado significativa por deslastre de carga. En menor medida, también se estableció el TCE por incumplimiento de los criterios de seguridad en el régimen permanente posterior a la perturbación.

No obstante, se ha comprobado que el TCE presenta mayores valores cuando los sistemas eléctricos analizados cuentan con generación eólica con las capacidades de control de tensión y EI, las cuales pueden ser proporcionadas por aerogeneradores como los GSM.

En general, la disminución de los TCE se debe principalmente a dos causas. La primera de ellas es la sustitución de los generadores convencionales de las centrales eléctricas por la generación eólica, en cumplimiento del criterio de Boucherot. La reducción del número de generadores convencionales implica la disminución de la constante de inercia total de los sistemas estudiados. Los sistemas pequeños y aislados como los considerados son sensibles a dicha disminución de la constante de inercia. Con menores inercias se experimentan mayores excursiones de la frecuencia ante una misma perturbación. Además, la reducción del número de generadores convencionales causa en el sistema una merma en las capacidades de control potencia-frecuencia y de control de la tensión.

La segunda de las causas es la desconexión de la generación eólica ante los cortocircuitos estudiados. En el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020 se producen sobretensiones transitorias tras el despeje de los cortocircuitos. Los valores de sobretensión alcanzados provocan la actuación de las protecciones de sobretensión de la generación eólica. En el sistema eléctrico de Gran Canaria 2020 el motivo de la desconexión de la generación eólica es la actuación de sus protecciones por sobrefrecuencia, al producirse los cortocircuitos. La desconexión de una cantidad de generación eólica mayor, independientemente de la causa que la origina, provoca mayores variaciones de la frecuencia.

Por consiguiente, ambas causas, al provocar mayores desviaciones de la frecuencia ante un cortocircuito, hacen que se alcance más fácilmente los valores de tarado de deslastre de carga, produciéndose de este modo la pérdida de mercado significativo que constituye el fenómeno que establece el TCE.

Como se ha indicado, la capacidad de control de tensión que puede ser proporcionada por los aerogeneradores consigue elevar los valores de TCE. Al producirse un hueco de tensión causado por un cortocircuito, los GSM mediante el control dinámico de tensión implementado generan potencia reactiva, colaborando en el mantenimiento de las tensiones en el sistema. Esto conduce a que las excursiones experimentadas por la frecuencia sean menores. Además, en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020, el control dinámico de tensión es capaz de reducir las sobretensiones observadas. Por ello, los GSM con control de tensión pueden evitar sus propias desconexiones por sobretensión en determinados casos. En esta situación, la generación eólica se mantiene conectada y no provoca una mayor desviación de la frecuencia como se comentó anteriormente.

Por su parte, la capacidad de EI proporcionada por los GSM también puede ser capaz de atenuar la disminución los TCE. En el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020 se aprecia que la inyección de potencia activa al ejecutarse la EI es capaz de reducir la caída de la frecuencia, evitando que se produzca la pérdida de mercado que establece el TCE. Los valores de TCE obtenidos con GSM con capacidad de EI son un 3,6 % mayores de media que aquellos obtenidos con GSM sin capacidad de EI. Esta cifra asciende al 24,3 % si se comparan con los obtenidos para GI. Sin embargo, en casos de cortocircuitos que provoquen desviaciones de frecuencia grandes, la EI podría no evitar las pérdidas de mercado debidas a la actuación de los relés de deslastre de carga.

No obstante, en el sistema eléctrico Gran Canaria 2020, la desconexión prematura de la generación eólica, debido a los valores de sobrefrecuencia producidos por los cortocircuitos

analizados, evita la ejecución de la capacidad de EI. Por lo tanto, en este sistema eléctrico no se ha apreciado los efectos de la EI sobre el TCE.

Con todo lo expuesto hasta ahora, puede concluirse que la capacidad de soporte de huecos de tensión, el control de tensión y la EI proporcionados por los aerogeneradores presentan un impacto positivo en los SEC, al producirse mayores valores de TCE que aquellos obtenidos sin estas capacidades. Así pues, estas capacidades posibilitan que pueda integrarse mayor cantidad de generación eólica en los sistemas eléctricos pequeños y aislados como los canarios.

Una conclusión que puede extraerse es la posible conveniencia de revisar el tarado de las protecciones de la generación eólica. El tarado de las protecciones de sobretensión y sobrefrecuencia se realizó considerando lo indicado en [32]. Conforme a los valores de TCE obtenidos, se ha podido observar que el déficit de generación debida a la desconexión de la generación eólica, por la actuación de sus protecciones, produce en los SEC un empeoramiento de la estabilidad. Además, si los aerogeneradores se mantuviesen conectados podrían colaborar en la recuperación de los sistemas a través de sus capacidades. La falta de colaboración queda de manifiesto en el sistema eléctrico de Gran Canaria, en los casos en lo que la desconexión de la generación eólica imposibilitó la ejecución de la EI.



## Capítulo 6

# Conclusiones principales y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones Principales

La integración de energías renovables en los sistemas eléctricos pequeños y aislados, como los SEC, presenta dificultades de índole técnico inherentes tanto a la propia generación renovable como a las características de este tipo de sistemas eléctricos.

En esta tesis se abordan algunos aspectos técnicos que pudieran facilitar la integración de este tipo de energías en los SEC y por extensión, a otros sistemas de características similares. Las principales conclusiones y aportaciones se centran en los aspectos que se recogen en los siguientes párrafos.

Se ha observado que la capacidad de soporte de huecos de tensión de la generación renovable podría resultar beneficiosa para los SEC. Ante los huecos de tensión producidos por las faltas estudiadas, la generación renovable, tanto eólica como fotovoltaica, se mantiene conectada por lo que no se agrava la situación de los sistemas objeto de estudio. Además, en el caso de los GSM, esto permite el desarrollo de la capacidad de control de tensión durante y después de la falta, así como la capacidad de EI.

Se ha comprobado que la capacidad de EI proporcionada por aerogeneradores puede favorecer la integración de la generación eólica en los SEC. Ante una pérdida de generación en el sistema, las excursiones de la frecuencia experimentadas son menores gracias a la potencia activa extra generada por los aerogeneradores con EI.

Se ha observado que la capacidad de EI podría ayudar a mejorar la estabilidad de los SEC al producirse un cortocircuito. Esto ha sido cuantificado través del TCE, obteniéndose mayores valores de este parámetro cuando la generación eólica posee emulación de EI. En el régimen dinámico provocado por el cortocircuito, la potencia activa extra inyectada por los aerogeneradores puede ayudar a reducir las desviaciones de la frecuencia.

Se ha observado que determinadas pérdidas de generación y cortocircuitos causan pérdidas de mercado producidas por la actuación de los relés de deslastre de carga. Se ha probado que la capacidad de EI aportada por la generación eólica podría evitar dichas pérdidas de mercado. Además, en determinados casos, podría llegar a prevenir situaciones de caída total del sistema.

La capacidad de control de tensión proporcionada por la generación eólica durante las faltas podría favorecer la recuperación de las tensiones y mejorar la estabilidad de los SEC. Durante los cortocircuitos, las tensiones de los nudos presentan valores no tan bajos gracias a la aportación de potencia reactiva por parte de la generación eólica. Al producirse huecos

de tensión con valores menos reducidos, las excursiones de la frecuencia son menores. Además, se ha observado en el análisis que pueden producirse sobretensiones transitorias posteriores a la falta que provocasen la desconexión de la propia generación eólica, por actuación de sus protecciones de sobretensión. Ante estas sobretensiones, se ha observado que el control de tensión proporcionado por los aerogeneradores podría colaborar en la reducción de los valores de tensión alcanzados mediante el consumo de potencia reactiva y evitar, de este modo, sus propias desconexiones. Como con la capacidad de EI, el efecto del control de tensión sobre la estabilidad de los SEC ha sido cuantificado a través del TCE.

Al integrar generación renovable, desplazando parte de la generación convencional de las centrales eléctricas en los SEC, estas capacidades ofrecidas por la generación renovable podrían ayudar a paliar en parte la disminución de la inercia y la disminución de la prestación de los servicios complementarios de control de frecuencia y de control de tensión. Por tanto, tales capacidades se muestran como una estrategia a considerar para aumentar la generación renovable en los sistemas eléctricos pequeños y aislados como los SEC.

Por otro lado, se ha analizado conjuntamente el almacenamiento proporcionado por centrales hidroeléctricas reversibles y las interconexiones eléctricas entre los SEC y entre estos y el continente africano, como medio para lograr una mayor integración de energías renovables en el archipiélago canario. A su vez, los sistemas eléctricos africanos próximos a Canarias se encuentran conectados con Europa.

Las interconexiones abordadas en esta tesis son: interconexión entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura, la interconexión entre los sistemas eléctricos de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y el continente africano y, la interconexión entre los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera.

Las centrales hidroeléctricas reversibles han sido consideradas en las islas de Gran Canaria, Tenerife y La Gomera.

Se ha observado que las interconexiones, conjuntamente con los sistemas de almacenamiento, podrían ayudar a incrementar de forma notable la penetración de las energías renovables en los SEC. Posiblemente esta observación pudiera ser aplicable a sistemas similares a los canarios, con posibilidad de conexión a una red robusta como las continentales.

La interconexión entre Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y África podría permitir la evacuación de energía renovable producida en Canarias hacia Europa. Esta interconexión permitiría que Canarias se uniese a determinadas propuestas para la exportación de energía renovable desde el continente africano a Europa.

De acuerdo al análisis realizado, la isla de La Gomera podría abastecerse de energía por medio de su generación renovable y a través de la interconexión con la isla de Tenerife, existiendo en el sistema interconectado una potencia renovable elevada. En este escenario sería posible prescindir de la generación convencional en La Gomera.

Se ha apreciado que, al producirse algunas perturbaciones en los SEC, la generación eólica podría llegar a desconectarse debido a la actuación de sus protecciones de sobretensión y sobrefrecuencia. De este modo se causaría un empeoramiento de la situación, impidiendo además la ejecución de la capacidad de control de tensión y la capacidad de EI.

## 6.2. Trabajos Futuros

El desarrollo del análisis realizado en la presente tesis y sus conclusiones permiten plantearse nuevas líneas de investigación. Algunas de ellas se recogen en los siguientes párrafos.

En este trabajo, para probar la EI en los SEC se han empleado unos valores fijos de  $f_{min}$ ,  $f_{Banda\ muerta}$  y  $P_{ext\ máx}$  que definen la característica de control de la EI. Por otro lado, se analizaron distintos valores de  $t_{reduc}$ , mostrándose su influencia en la frecuencia de los SEC. Sería conveniente realizar un análisis que contemplase conjuntamente otros valores para estos parámetros con objeto de conocer sus efectos y determinar cuáles de estos valores son los más adecuados o beneficiosos para la aplicación de la EI en cada uno de los SEC.

Sería interesante llevar a cabo un estudio del ajuste de las protecciones de sobretensión y sobrefrecuencia de la generación eólica que contemplase mantener conectado este tipo de generación. De este modo, los parques eólicos ante cualquier evento podrían desarrollar por completo las capacidades de control de tensión y de EI.

Dado los resultados positivos de la aplicación del control de tensión y la EI proporcionados por la generación eólica en los SEC, podrían plantearse estudios orientados a determinar cuánta generación convencional puede ser substituida por la generación eólica con estas capacidades.

Se ha podido observar que la EI tiene efectos sobre la frecuencia de los SEC y por ello, en los deslastes de carga. Por tanto, podría realizarse estudios de los planes de deslastre de cada SEC que consideraran la EI.

Para la realización del análisis energético en el estudio de las interconexiones y el almacenamiento hidroeléctrico, una de las condiciones establecidas fue considerar que la generación convencional representase al menos 30 % de la generación total. Conforme a los resultados, cabría plantearse la revisión de este valor con el fin de estudiar la posibilidad de incrementar la generación renovable. En este sentido, se podría analizar específicamente cuánta generación convencional podría ser substituida gracias a las interconexiones y a las centrales hidroeléctricas reversibles.

La profundidad máxima para una posible interconexión entre las islas de Gran Canaria y Tenerife ronda los 2000 m, lo que imposibilita actualmente dicha interconexión. Dado que esta profundidad máxima no está muy alejada del límite de la actual tecnología de interconexiones submarinas y considerando el continuo avance de la misma, una tarea que podría ser abordada sería el estudio de la interconexión entre ambas islas.



## Apéndice A

# Principales características de los sistemas eléctricos tratados en esta tesis

### A.1. Algunas características de los sistemas eléctricos pequeños y aislados

Los sistemas eléctricos pequeños y aislados pueden ser aquellos presentes en zonas rurales remotas que funcionan de forma autónoma, sistemas eléctricos en plataformas marinas, sistemas eléctricos en islas, etcétera.

Estos sistemas eléctricos presentan una serie de aspectos comunes y que los caracterizan como son baja inercia, bajos valores de característica de respuesta potencia/frecuencia, reservas primaria y secundaria menores, bajo nivel de mallado de la red o potencias de cortocircuito baja.

Uno de los factores más importantes que caracterizan el comportamiento de los sistemas pequeños y aislados es su bajo valor de inercia, debido al relativamente pequeño número de grupos de generación convencional presentes en estos sistemas. De acuerdo con la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (ecuación 2.3), con una baja inercia se experimentará en los sistemas eléctricos mayores excursiones de la frecuencia ante determinados eventos producidos. Por lo tanto, una menor estabilidad es inherente a los sistemas eléctricos pequeños y aislados.

La característica de respuesta potencia/frecuencia, al igual que la inercia, está relacionada con el número de generadores convencionales y con su estatismo. Esta característica en los sistemas pequeños y aislados es pequeña si se compara con los sistemas eléctricos continentales. Para tener una idea, en el sistema gestionado por los operadores del sistema de transporte de la red europea (*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E)), la característica de respuesta potencia/frecuencia en esta red es de 12000 – 15000 MW/Hz [70,71]. Mientras que por ejemplo, el valor de esta característica en el sistema eléctrico de Gran Canaria es de 50 MW/Hz [71]. Los sistemas eléctricos pequeños y aislados exhiben mayores desviaciones cuasi-estacionarias de la frecuencia a causa de los valores bajos de esta característica.

Las redes de transporte y/o distribución en los sistemas eléctricos pequeños y aislados son generalmente poco malladas, presentándose en muchos de ellos topologías de red más parecidas a sistemas radiales. La relación resistencia/reactancia ( $R/X$ ) que presentan las redes es elevada. Esto causa caídas de tensión mayores tanto en el funcionamiento normal de los sistemas como ante contingencias. Además, durante un cortocircuito puede

producirse aumentos de la potencia activa demanda en el sistema. Este aumento de la demanda causa caídas de la frecuencia durante el cortocircuito, al contrario que lo que cabría esperar en sistemas de mayor tamaño.

De acuerdo con [5], los sistemas aislados pueden ser clasificados en las categorías que se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Clasificación de los sistemas eléctricos aislados

| Potencia instalada (kW) | Categoría                               |
|-------------------------|---|
| <1                      | Microsistemas                           |
| 1 – 75                  | Sistemas eléctricos de pequeños pueblos |
| 10 – 500                | Sistemas de comunidades                 |
| 500 – 5000              | Sistemas eléctricos en islas            |
| 5000 - 120000           | Grandes sistemas interconectados        |

Considerando únicamente los sistemas eléctricos insulares, otra clasificación ha sido establecida en [38], atendiendo a la máxima potencia demanda (potencia pico). Esta clasificación puede verse en la Tabla A.2.

Tabla A.2: Clasificación de los sistemas eléctricos insulares

| Máxima demanda anual (MW) | Categoría               |
|---------------------------|-------------------------|
| <1                        | Islas muy pequeñas      |
| 1 – 5                     | Pequeñas islas          |
| 5 – 35                    | Islas de mediano tamaño |
| >35                       | Grandes islas           |

## A.2. Los sistemas eléctricos canarios

En las siete Islas Canarias actualmente existen seis sistemas eléctricos independientes, ya que los sistemas eléctricos de las islas de Lanzarote y Fuerteventura están unidos a través de un cable submarino, considerándose éstos un único sistema. Por tanto, los sistemas eléctricos existentes en la actualidad son: Gran Canaria, Tenerife, La Palma, la Gomera, El Hierro y Lanzarote- Fuerteventura.

Los sistemas eléctricos canarios son sistemas pequeños y aislados, aspectos que los caracterizan enormemente.

Cada isla tiene una central eléctrica, excepto las islas de Gran Canaria y Tenerife que poseen dos. Actualmente los niveles de tensión en la red de transporte son 66 kV y 220 kV, si bien este último sólo se encuentra en las islas de Gran Canaria y Tenerife.

La potencia de generación total instalada en Canarias fue de 3040,9 MW y la energía total generada alcanzó los 9078,62 GWh en el año 2013 [72].

La estructura de la potencia instalada y conectada a red en cada sistema eléctrico para dicho año se recoge en la Tabla A.3 [72].

Tabla A.3: Potencia de generación instalada y conectada a red en Canarias en el año 2013 (MW)

| Fuente                              | Gran Canaria | Tenerife | Lanzarote-Fuerteventura | La Palma | La Gomera | El Hierro | Total Canarias |
|-------------------------------------|--------------|----------|-------------------------|----------|-----------|-----------|----------------|
| Centrales eléctricas convencionales | 1000,6       | 1051,1   | 419,4                   | 105,3    | 22,9      | 14,9      | 2614,2         |
| Cogeneración                        | 24,9         | 65,1     | 0                       | 0        | 0         | 0         | 90             |
| Eólica                              | 85,7         | 36,7     | 21,9                    | 7        | 0,4       | 0,1       | 151,8          |
| Fotovoltaica                        | 39,2         | 114,9    | 20,6                    | 4,6      | 0,01      | 0,03      | 179,34         |
| Minihidráulica                      | 0            | 1,2      | 0                       | 0,8      | 0         | 0         | 2              |
| Biocombustibles                     | 0            | 1,6      | 2,1                     | 0        | 0         | 0         | 3,7            |
| Total                               | 1150,4       | 1270,6   | 464                     | 117,7    | 23,31     | 15,03     | 3041,04        |

La mayoría de las unidades de generación en las centrales eléctricas de las islas son grupos diésel y turbinas de gas. Las islas de Gran Canaria y Tenerife cuentan también con dos ciclos combinados cada una. Las centrales eléctricas convencionales y sus unidades de generación pueden ser consultadas en [72][73].

Cabe reseñar que en el último año, en la isla de El Hierro entró en funcionamiento una central hidroéolica, por lo cual los valores actuales de potencia de generación instalada difieren de los presentados para esta isla en la Tabla A.3.

La demanda bruta de electricidad así como la máxima demanda anual producida en el año 2013 para cada sistema eléctrico se recogen en la Tabla A.4.

Tabla A.4: Demanda y potencia punta anual en Canarias en el año 2013

| Fuente                        | Gran Canaria | Tenerife | Lanzarote-Fuerteventura | La Palma | La Gomera | El Hierro | Total Canarias |
|-------------------------------|--------------|----------|-------------------------|----------|-----------|-----------|----------------|
| Energía anual demandada (GWh) | 3585,341     | 3608     | 1505,815                | 262,375  | 71,184    | 45,904    | 9078,62        |
| Demanda punta (MW)            | 553          | 547      | 251                     | 42       | 11,5      | 8,6       |                |

### A.3. Sistemas eléctricos canarios considerados en esta tesis

Los sistemas eléctricos canarios considerados en esta tesis han sido los sistemas de Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura, Tenerife y La Gomera, estando basados en aquellos que se espera que se encuentren en servicio para el año 2020.

#### A.3.1. Sistema eléctrico de Gran Canaria 2020

En este apartado se describe el sistema eléctrico de Gran Canaria para el año 2020 que fue considerado para la realización de este trabajo.

Para el año 2020 en Gran Canaria se espera que se encuentren en servicio nuevas infraestructuras en el sistema eléctrico necesarias para garantizar la seguridad del mismo y para la conexión de la nueva generación renovable prevista.



### A.3.1.1. Generación convencional

En el sistema eléctrico de Gran Canaria considerado para el año 2020 se mantienen las actuales centrales eléctricas térmicas Jinámar y Barranco de Tirajana, si bien se ha previsto cambios en la estructuras de generación que las componen.

La potencia convencional total que se espera que se encuentre instalada es de 1087 MW aproximadamente.

La central eléctrica de Jinámar, con una potencia instalada aproximada de 234 MW, estará formada por grupos diésel y turbinas de gas.

La central eléctrica Barranco de Tirajana contará con los dos grupos de vapor instalados actualmente, las dos turbinas de gas y los ciclos combinados 1 y 2. Además, a pesar de los retrasos que sufre, también se ha considerado el ciclo combinado 3. La potencia total de la central eléctrica será de 852 MW aproximadamente.

Los grupos de generación convencional que se espera que se encuentren en servicio en el año 2020 se muestran en la Tabla A.5.

Tabla A.5: Parque de generación convencional previsto en Gran Canaria para en el año 2020

| Central eléctrica    | Grupo de generación | Potencia activa (MW) | Potencia aparente (MVA) |
|----------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|
| Jinámar              | Gas 1               | 17,64                | 22,05                   |
|                      | Gas 2               | 32,34                | 40,43                   |
|                      | Gas 3               | 32,34                | 40,43                   |
|                      | Diésel 4            | 20,51                | 25,64                   |
|                      | Diésel 5            | 20,51                | 25,64                   |
|                      | Vapor 4             | 55,56                | 69,45                   |
|                      | Vapor 5             | 55,56                | 69,45                   |
| Barranco de Tirajana | Gas 1               | 32,34                | 40,43                   |
|                      | Gas 2               | 32,34                | 40,43                   |
|                      | Vapor 1             | 74,24                | 92,8                    |
|                      | Vapor 2             | 74,24                | 92,8                    |
|                      | Gas 3 - CC1         | 68,7                 | 85,88                   |
|                      | Gas 4 - CC1         | 68,7                 | 85,88                   |
|                      | Vapor 3 - CC1       | 68,7                 | 85,88                   |
|                      | Gas 5 - CC2         | 75                   | 85,88                   |
|                      | Gas 6 - CC2         | 75                   | 85,88                   |
|                      | Vapor 4 - CC2       | 77                   | 85,88                   |
|                      | Gas 7 - CC3         | 68,7                 | 85,88                   |
|                      | Gas 8 - CC3         | 68,7                 | 85,88                   |
|                      | Vapor 5 - CC3       | 68,7                 | 85,88                   |

La inercia total ( $H$ ) proporcionada por los generadores presentados en la Tabla A.5 se estima que sea 62,3 s aproximadamente.

### A.3.1.2. Generación eólica

La potencia eólica total que se ha estimado es de 411 MW de acuerdo con [53]. Para el horizonte temporal de 2020, se podría considerar que esta potencia estaría compuesta por los actuales parques eólicos, la potencia adjudicada por el Gobierno de Canarias a través del concurso convocado en 2007 [74] y el resto estaría por asignarse [49].

En la Tabla A.6 se muestran todos los parques eólicos que representan la potencia eólica total comentada anteriormente. Además, en esta tabla se indica con un asterisco (\*) la nueva potencia necesaria para alcanzar la potencia eólica propuesta en el capítulo 4.

Tabla A.6: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de Gran Canaria para el año 2020

| Parque eólico  | Potencia (MW) | Denominación | Parque eólico | Potencia (MW) | Denominación |
|----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| La Florida     | 2,5           | E1           | Bco Tirajana  | 1,89          | E22          |
| Lomo Cabezo    | 1,8           | E2           | Adsa          | 2             | E23          |
| Nicolases      | 8,1           | E3           | Canónigo      | 6,8           | E24          |
| 60 Fanegadas   | 16,1          | E4           | Piletas       | 16,1          | E25          |
| Canal Arinaga  | 13,8          | E5           | El Goro       | 8,1           | E26          |
| Ctra Arinaga   | 6,92          | E6           | Ojos Garza    | 7,2           | E27          |
| M S Francisco  | 1,125         | E7           | Lomo Gordo    | 18,4          | E28          |
| Sta Lucía      | 7,2           | E8           | S Bartolomé   | 9,2           | E29          |
| La Punta       | 8,25          | E9           | Llanos Aldea  | 20            | E30          |
| La Gaviota     | 6,93          | E10          | Villegas      | 7,2           | E31          |
| Tenefé         | 1,125         | E11          | Llano Blanco  | 9,2           | E32          |
| San Antonio    | 2,25          | E12          | Salinas Mat   | 2,55          | E33          |
| Pico Viento    | 13,8          | E13          | Offsh Arinaga | 5             | E34          |
| Mont Pelada    | 4,62          | E14          | P E Matorral  | 57,5          | E35          |
| Cueva Blanca   | 1,98          | E15          | P E Arinaga   | 11,5          | E36          |
| Felix S M      | 1,7           | E16          | P E Gáldar    | 20,7          | E37          |
| P E Carrizal   | 23            | E17          | La Vereda     | 20            | E38          |
| Lanzagorta     | 18            | E18          | P E P 14 *    | 11,5          | E39          |
| Juan Grande    | 29,9          | E19          | P E P 8 *     | 6,9           | E40          |
| B Formas 3     | 7,8           | E20          | P E P 6 *     | 18,4          | E41          |
| B Formas 2 Y 4 | 11,5          | E21          | P E P 11 *    | 5,4           | E42          |

### A.3.1.3. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica que ha sido estimada para el año 2020 en este trabajo en Gran Canaria es de 65 MW, aproximadamente. Este valor se ha estimado de acuerdo a la información publicada por el Gobierno de Canarias.

En la Tabla A.7 se recoge el reparto de esta potencia fotovoltaica entre las distintas subestaciones de la isla [49]. Asimismo en esta la tabla, en las columnas marcadas con un asterisco (\*) se indica la potencia fotovoltaica considerada en el capítulo 4.

Tabla A.7: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Gran Canaria estimada para el año 2020

| Nudo         | Potencia (MW) | Potencia * (MW) | Denom. | Nudo      | Potencia (MW) | Potencia * (MW) | Denom. |
|--------------|---------------|-----------------|--------|-----------|---------------|-----------------|--------|
| Aldea Blanca | 11,57         | 13,4            | F1     | Tablero   | 4,5           | 5,21            | F8     |
| Arguineguín  | 1,23          | 1,42            | F2     | Guía      | 7,4           | 8,57            | F9     |
| Arucas       | 2,15          | 2,49            | F3     | L Maspalo | 0,6           | 0,69            | F10    |
| Bco Seco     | 0,61          | 0,71            | F4     | Marzagán  | 4,05          | 4,69            | F11    |
| Carrizal     | 9,5           | 11              | F5     | San Mateo | 4             | 4,63            | F12    |
| Cinsa        | 3,4           | 3,94            | F6     | Telde     | 11,07         | 12,82           | F13    |
| Matorral     | 4,7           | 5,44            | F7     |           |               |                 |        |

#### A.3.1.4. Generación hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica que se estima en Gran Canaria para el año 2020 está constituida en su totalidad por la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria. Esta central hidroeléctrica tiene como depósito superior el embalse de Chira y como depósito inferior el embalse de Soria, presentando un salto neto aproximado de 351 m. La sala de máquinas albergará 3 grupos turbo-bomba reversibles de 54 MW, sumando un total de 162 MW [75].

#### A.3.1.5. Demanda

Se han realizado trabajos para la estimación de la demanda de electricidad en Gran Canaria para el año 2020 haciendo uso de aplicaciones informáticas. Se ha considerado un consumo anual de 4040 GWh [55]. Según los resultados obtenidos, para el período horario valle anual se espera una demanda de potencia de 288 MW, para el período horario llano anual unos 460 MW y para el período horario punta anual unos 656 MW.

Estos valores han sido validados al ser contrastados con estudios realizados por organizaciones relacionadas con la planificación eléctrica.

En la Tabla A.8 se muestra la demanda en aquellas subestaciones del sistema eléctrico de Gran Canaria que presentan consumo.

Tabla A.8: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Gran Canaria estimada para el año 2020

| Nudo         | Potencia activa (%) | Nudo            | Potencia activa (%) | Nudo          | Potencia activa (%) |
|--------------|---------------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------------|
| Agüimes      | 1                   | El Cebadal      | 1,6                 | Lomo Maspal   | 7,4                 |
| Aldea Blanca | 4,2                 | El Tablero      | 1,8                 | Marzagán      | 1,9                 |
| Arguineguín  | 2,9                 | Emalsa          | 0,9                 | Mogán         | 1,8                 |
| Arinaga      | 2,1                 | Gáldar/Agaete   | 1,6                 | Muelle Grande | 3,8                 |
| Arucas       | 5,8                 | Guanarteme      | 6,6                 | P M Jinámar   | 0,8                 |
| Bco Seco     | 5,6                 | Guía            | 3,3                 | Plaza Feria   | 2,7                 |
| Buenavista   | 7                   | La Aldea        | 0,9                 | San Agustín   | 6,1                 |
| Carrizal     | 4,3                 | La Paterna      | 3,9                 | San Mateo     | 4,1                 |
| Cementos Esp | 1,1                 | LP Oeste        | 2,2                 | Santa Águeda  | 1,2                 |
| Cinsa        | 4,4                 | Lomo Apolinario | 4,9                 | Telde         | 4,1                 |

### A.3.2. Sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020

El actual sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura está formado por los sistemas eléctricos de ambas islas unidos por una interconexión submarina en CA de 66 kV. Cada isla cuenta con una central eléctrica convencional.

Se ha planificado nuevas subestaciones y líneas eléctricas a 66 kV y 132 kV y se espera que estén en servicio en el año 2020. Entre estas infraestructuras se destaca el refuerzo del enlace submarino entre estas islas mediante un nuevo circuito en CA a 132 kV. Las nuevas infraestructuras a 132 kV conforman un importante eje de transporte desde mitad de la isla de Lanzarote hasta el sur de Fuerteventura y mejorará el actual sistema eléctrico. Por lo tanto, la red de transporte contará con dos niveles de tensión, uno de 66 kV y otro de 132 kV.

La demanda de energía esperada para el año 2020 es de 1816 GWh aproximadamente [55].

El diagrama unifilar del sistema Lanzarote-Fuerteventura 2020 utilizado en esta tesis es presentado en la Figura A.2.

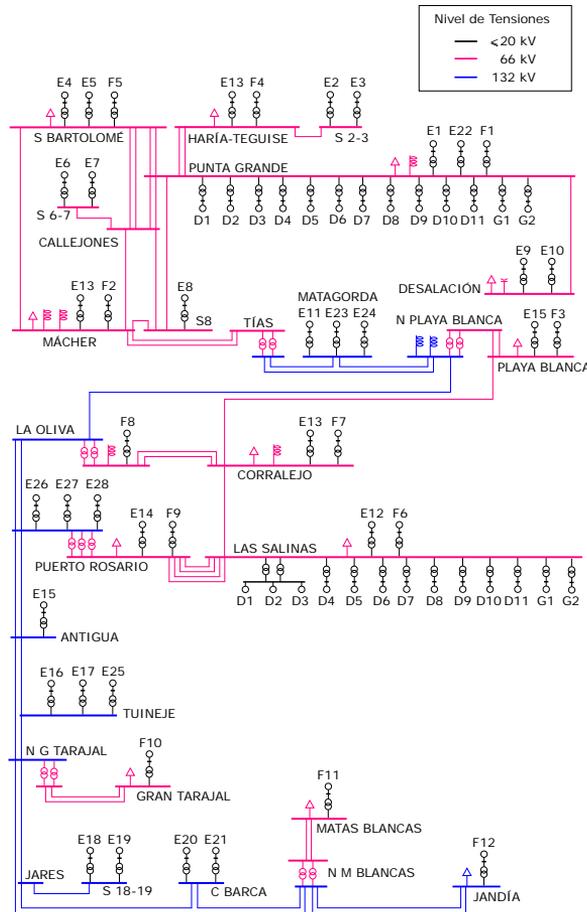


Figura A.2: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura 2020

### A.3.2.1. Generación convencional

Cada isla cuenta con una central eléctrica térmica convencional. Se prevé que para el año 2020 la central eléctrica en la isla de Lanzarote, denominada Punta Grande, tenga una potencia instalada de 204,8 MW. En el caso de la central eléctrica Las Salinas, en Fuerteventura, la potencia prevista es de 193,7 MW. Los grupos de generación estas centrales eléctricas se indican en la Tabla A.9.

Tabla A.9: Parque de generación convencional previsto en Lanzarote-Fuerteventura estimado en el año 2020

| Central eléctrica | Grupo de generación | Potencia activa (MW) | Potencia aparente (MVA) |
|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|
| Punta Grande      | Diésel 1            | 6,49                 | 9,4                     |
|                   | Diésel 2            | 6,49                 | 9,4                     |
|                   | Diésel 3            | 6,49                 | 9,4                     |
|                   | Diésel 4            | 12,85                | 20                      |
|                   | Diésel 5            | 12,85                | 20                      |
|                   | Diésel 6            | 20,51                | 30                      |
|                   | Diésel 7            | 17,2                 | 22,5                    |
|                   | Diésel 8            | 17,2                 | 22,5                    |
|                   | Diésel 9            | 17,6                 | 21,75                   |
|                   | Diésel 10           | 17,6                 | 21,75                   |
|                   | Diésel 11           | 17,6                 | 22,5                    |
|                   | Gas 1               | 19,6                 | 27,24                   |
| Gas 2             | 32,34               | 40,93                |                         |
| Las Salinas       | Diésel 1            | 3,82                 | 5,4                     |
|                   | Diésel 2            | 3,82                 | 5,4                     |
|                   | Diésel 3            | 4,11                 | 6,3                     |
|                   | Diésel 4            | 6,21                 | 9,4                     |
|                   | Diésel 5            | 6,21                 | 9,4                     |
|                   | Diésel 6            | 20,51                | 30                      |
|                   | Diésel 7            | 17,2                 | 18                      |
|                   | Diésel 8            | 17,2                 | 18                      |
|                   | Diésel 9            | 17,2                 | 18                      |
|                   | Diésel 10           | 17,2                 | 18                      |
|                   | Diésel 11           | 17,2                 | 18                      |
|                   | Gas 1               | 21,85                | 32,42                   |
| Gas 2             | 29,4                | 40,93                |                         |
| Gas Móvil 1       | 11,74               | 15                   |                         |

La  $H$  total en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura proporcionada por los generadores convencionales se espera que sea de 21,45 s.

### A.3.2.2. Generación eólica

La potencia eólica esperada para el año 2020 en Lanzarote-Fuerteventura es de 162 MW [53]. En la Tabla A.10 se muestran los parques eólicos que se estima que estén en servicio en el año 2020. Asimismo, en esta tabla se indica por medio de un asterisco (\*) las nuevas instalaciones propuestas para alcanzar la potencia eólica obtenida a través del análisis energético en el capítulo 4 [49].

Tabla A.10: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura para el año 2020

| Parque eólico    | Potencia (MW) | Denominación | Parque eólico | Potencia (MW) | Denominación |
|------------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Los Valles       | 7,65          | E1           | P E E         | 9,2           | E15          |
| P E A            | 9,9           | E2           | P E 6         | 18,4          | E16          |
| P E B            | 3,5           | E3           | P E 9         | 11,5          | E17          |
| Montaña La Mina  | 1,125         | E4           | La Tablada    | 9,2           | E18          |
| P E 5            | 13,8          | E5           | Moralito      | 9,2           | E19          |
| P E C            | 9,2           | E6           | Cañada Barca  | 1,125         | E20          |
| Chimida          | 9             | E7           | Cañada Río    | 15,39         | E21          |
| P E D            | 5,4           | E8           | P E P 1 *     | 11,5          | E22          |
| C A Punta Grande | 3,5           | E9           | P E P 11 *    | 13,8          | E23          |
| P Vientos        | 12            | E10          | P E P 12 *    | 9,2           | E24          |
| P E 10           | 6,9           | E11          | P E P 9 *     | 1,1           | E25          |
| Morro Galera 3   | 2,3           | E12          | P E P 13 *    | 4,6           | E26          |
| P D CAAF         | 1,7           | E13          | P E P 15 *    | 13,8          | E27          |
| Aerop Fuertev    | 3             | E14          | P E P 16 *    | 23            | E28          |

### A.3.2.3. Generación fotovoltaica

La potencia fotovoltaica prevista para el año 2020 en el sistema Lanzarote-Fuerteventura es de 45 MW [53]. Los nudos del sistema que se estima que presenten generación fotovoltaica se presentan en la Tabla A.11, conjuntamente con sus respectivas potencias. Igualmente se presenta en esta tabla el reparto de potencia fotovoltaica considerada en el capítulo 4 en la columna marcada con un asterisco (\*).

Tabla A.11: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura estimada para el año 2020

| Nudo          | Potencia (MW) | Potencia * (MW) | Denom. | Nudo           | Potencia (MW) | Potencia * (MW) | Denom. |
|---------------|---------------|-----------------|--------|----------------|---------------|-----------------|--------|
| Punta Grande  | 4,60          | 10,52           | F1     | Corralejo      | 3,51          | 6,92            | F7     |
| Mácher        | 3,49          | 7,97            | F2     | La Oliva       | 3,20          | 6,31            | F8     |
| Playa Blanca  | 3,59          | 8,2             | F3     | Puerto Rosario | 3,20          | 6,31            | F9     |
| Haría-Teguise | 3,18          | 7,27            | F4     | Gran Tarajal   | 1,45          | 2,85            | F10    |
| S Bartolomé   | 4,83          | 11,04           | F5     | Matas Blancas  | 3,81          | 7,52            | F11    |
| Las Salinas   | 6,97          | 13,76           | F6     | Jandía         | 3,20          | 6,31            | F12    |

### A.3.2.4. Demanda

Como ya se ha indicado, para el año 2020 se prevé una demanda de energía de 1816 GWh. De acuerdo con esta demanda se ha estimado que la potencia punta pueda ser de 320 MW, la potencia en el período valle de 129 MW y en el período llano 207 MW [49]. La demanda de electricidad repartida por subestaciones puede ser consultada en la Tabla A.12.

Tabla A.12: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura estimada para el año 2020

| Nudo          | Potencia activa (%) | Nudo          | Potencia activa (%) | Nudo           | Potencia activa (%) |
|---------------|---------------------|---------------|---------------------|----------------|---------------------|
| Punta Grande  | 9,7                 | San Bartolomé | 10,5                | Puerto Rosario | 8,8                 |
| Mácher        | 12,4                | Desalación    | 11,8                | Gran Tarajal   | 5,3                 |
| Playa Blanca  | 10,0                | Las Salinas   | 8,8                 | Matas Blancas  | 5,7                 |
| Haría-Teguise | 3,4                 | Corralejo     | 7,9                 | Jandía         | 5,7                 |

### A.3.3. Sistema eléctrico de Tenerife 2020

El sistema eléctrico de Tenerife esperado para el año 2020 sigue contando con las dos centrales eléctricas actuales, Candelaria y Granadilla. La demanda de energía se estima en 4062 GWh.

Los niveles de tensión en la red de transporte serán 66 kV y 220 kV, al igual que en la actualidad. Al igual que en la isla de Gran Canaria, se espera para el año 2020 se encuentren en funcionamiento nuevas subestaciones y líneas eléctricas que reforzarán el sistema y garantizarán la conexión de la generación renovable.

Se han planificado nuevas subestaciones con parques a 220 kV en el sur (Los Vallitos) y en la capital de la isla (Buenos Aires) para garantizar la cobertura de la demanda. Conjuntamente, las subestaciones El Porís y Abona contarán con un parque de 220 kV para la evacuación de la generación eólica de la zona.

En la Figura A.3 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de Tenerife previsto y que ha sido considerado en esta tesis.

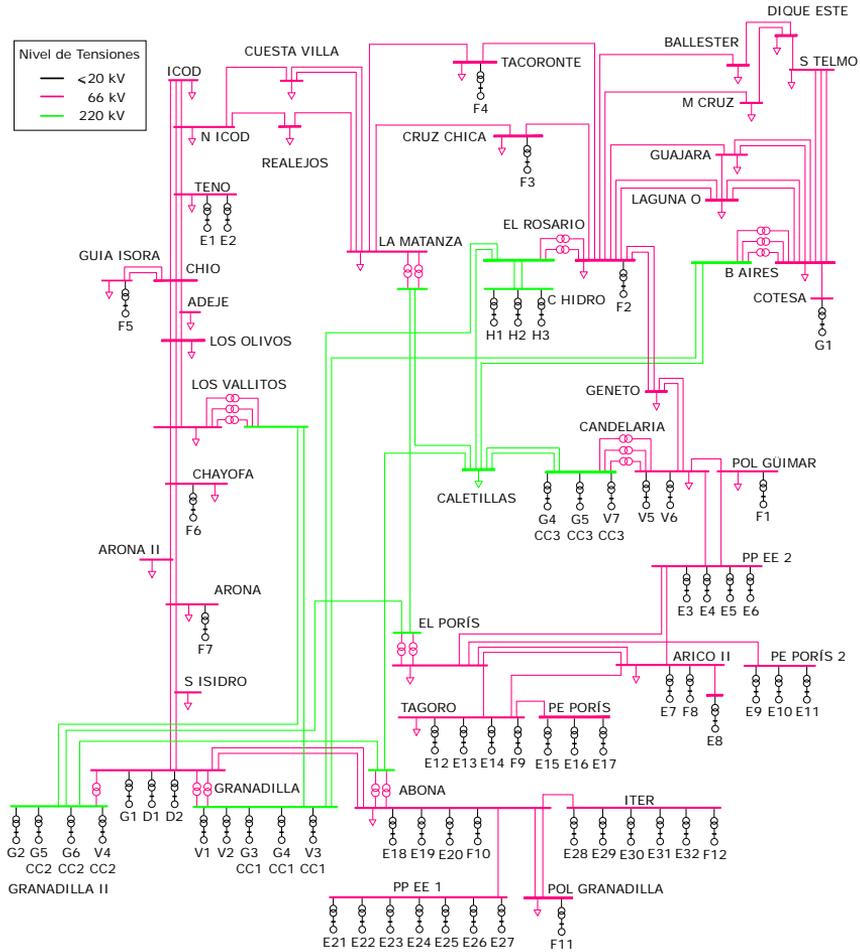


Figura A.3: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Tenerife 2020

### A.3.3.1. Generación convencional

Como ya se indicó, la generación convencional para el año 2020 en Tenerife seguirá estando formada por las centrales eléctricas de Candelaria y Granadilla y se prevé que la potencia total instalada alcance los 908 MW aproximadamente.

La central de Candelaria tendrá una potencia de 246,3 MW, la cual contempla el ciclo combinado 3. Por su parte, la generación en la central de Granadilla suma 661,5 MW.

Además de estas dos centrales eléctricas, en Tenerife existe una instalación de cogeneración (Cotesa) formada por una turbina de gas de 36 MW.

La estructura de la generación de estas instalaciones puede consultarse en la Tabla A.13.

Tabla A.13: Parque de generación convencional previsto en Tenerife estimado en el año 2020

| Central Eléctrica | Grupo de generación | Potencia activa (MW) | Potencia aparente (MVA) |
|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|
| Candelaria        | Gas 4 - CC3         | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Gas 5 - CC3         | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Vapor 7 - CC3       | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Vapor 5             | 37,28                | 50                      |
|                   | Vapor 6             | 37,28                | 50                      |
| Granadilla        | Gas 2               | 39,2                 | 52,5                    |
|                   | Gas 5 - CC2         | 77,5                 | 98                      |
|                   | Gas 6 - CC2         | 77,5                 | 98                      |
|                   | Vapor 4 - CC2       | 78,7                 | 98,38                   |
|                   | Vapor 1             | 74,24                | 100                     |
|                   | Vapor 2             | 74,24                | 100                     |
|                   | Gas 3 - CC1         | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Gas 4 - CC1         | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Vapor 3 - CC1       | 68,7                 | 93,75                   |
|                   | Gas 1               | 32,34                | 46,88                   |
|                   | Diésel 1            | 20,51                | 30                      |
| Diésel 2          | 20,51               | 30                   |                         |
| Cotesa            | Gas 1               | 36                   | 47,5                    |

La  $H$  total proporcionada por la generación térmica convencional que se espera que se encuentre instalada en las centrales eléctricas de Candelaria y Granadilla en el 2020 estará en torno a 60,5 s.

### A.3.3.2. Generación eólica

La generación eólica que se espera que se encuentre instalada en el año 2020 en Tenerife es de 402 MW [53]. Actualmente se encuentran instalados 36,7 MW. La potencia restante para alcanzar la cifra esperada para 2020 está formada por los parques eólicos adjudicatarios del concurso convocado en 2007 por el Gobierno de Canarias [74] y por los estimados en [49] (Tabla A.14).

Tabla A.14: Parques eólicos propuestos en el sistema eléctrico de Tenerife para el año 2020

| Parque eólico  | Potencia (MW) | Denominación | Parque eólico | Potencia (MW) | Denominación |
|----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Punta Teno     | 1,8           | E1           | La Morra      | 6,3           | E17          |
| P E 18         | 4,6           | E2           | P E 1         | 11,5          | E18          |
| P E 11         | 13,8          | E3           | P E 2         | 13,8          | E19          |
| P E 12         | 11,5          | E4           | C Granadilla  | 16,1          | E20          |
| P E 13         | 13,8          | E5           | Aulagas       | 13,8          | E21          |
| P E 14         | 13,8          | E6           | El Rincón     | 18,4          | E22          |
| Llanos Esquina | 5,95          | E7           | C M Arico     | 18,4          | E23          |
| Finca Mogán    | 26            | E8           | Chimiche      | 18,4          | E24          |
| P E 9          | 13,8          | E9           | Punta Gomeros | 5,4           | E25          |
| P E 10         | 11,5          | E10          | P E 3         | 9,2           | E26          |
| Porís Abona 2  | 19,6          | E11          | P E 4         | 11,5          | E27          |

|             |      |     |         |      |     |
|-------------|------|-----|---------|------|-----|
| P E 5       | 11,5 | E12 | Arete   | 18,4 | E28 |
| P E 6       | 13,8 | E13 | La Roca | 18,4 | E29 |
| P E 8       | 13,8 | E14 | ITER 1  | 2,3  | E30 |
| P E 7       | 7,2  | E15 | ITER 2  | 11,5 | E31 |
| Porís Abona | 18,4 | E16 | ITER 3  | 8    | E32 |

### A.3.3.3. Generación fotovoltaica

Como se indicó en el apartado A.2, en la isla de Tenerife hay una potencia fotovoltaica instalada de 114,9 MW, siendo una cantidad considerable para un sistema insular. Teniendo presente esta cifra, se ha estimado en [55] que para el año 2020 la potencia fotovoltaica instalada puede alcanzar los 218,5 MW. El reparto de esta potencia por subestación se muestra en la Tabla A.15.

Tabla A.15: Generación fotovoltaica por nudo en el sistema eléctrico de Tenerife estimada para el año 2020

| Nudo       | Potencia (MW) | Denominación | Nudo           | Potencia (MW) | Denominación |
|------------|---------------|--------------|----------------|---------------|--------------|
| Pol Güimar | 3,07          | F1           | Arona          | 9,42          | F7           |
| El Rosario | 5,45          | F2           | Arico          | 108,41        | F8           |
| Cruz Chica | 4,98          | F3           | Tagoro         | 12,86         | F9           |
| Tacoronte  | 0,72          | F4           | Abona          | 9,06          | F10          |
| Guía Isora | 18,75         | F5           | Pol Granadilla | 13,30         | F11          |
| Chayofa    | 10,65         | F6           | ITER           | 21,83         | F12          |

### A.3.3.4. Generación hidroeléctrica

En [53] se contempla la existencia de generación hidroeléctrica para el horizonte temporal de 2020. En la presente tesis, la generación hidráulica que se ha estimado en el sistema está formada por una sola central hidroeléctrica de tipo reversible que presenta una potencia total de 135 MW. Está constituida por tres grupos de 45 MW cada uno [49]. Esta central hidroeléctrica reversible estaría situada en el noreste de la isla y se conectaría a través de una línea de 220 kV.

### A.3.3.5. Demanda

La demanda de energía eléctrica en Tenerife se ha estimado en 4062 GWh para el año 2020. Se ha calculado que la demanda punta alcance los 678 MW aproximadamente y en el valle sea de 290 MW [55]. La demanda de electricidad en valor porcentual repartida en la subestaciones previstas para el año 2020 puede verse en la Tabla A.16.

Tabla A.16: Demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Tenerife estimada para el año 2020

| Nudo         | Potencia (%) | Nudo         | Potencia (%) | Nudo           | Potencia (%) |
|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Candelaria   | 0,6          | Cruz Chica   | 3,7          | Los Vallitos   | 3            |
| Caletillas   | 0,3          | Tacoronte    | 4,5          | Chayofa        | 5,4          |
| Pol Güimar   | 3,5          | La Matanza   | 5            | Arona II       | 4            |
| Geneto       | 3            | Cuesta Villa | 4,5          | Arona          | 4            |
| El Rosario   | 3            | Realejos     | 5            | San Isidro     | 2,5          |
| Buen Aires   | 8            | Nueva Icod   | 1,5          | El Porís       | 0,3          |
| Laguna Oeste | 4            | Icod         | 1,5          | Arico II       | 0,3          |
| Guajara      | 4,6          | Teno         | 1,4          | Tagoro         | 0,2          |
| San Telmo    | 1,5          | Guía Isora   | 2            | Abona          | 0,2          |
| Manuel Cruz  | 3            | Chio         | 2            | Pol Granadilla | 3,8          |
| Ballester    | 2,4          | Adeje        | 5            |                |              |
| Dique Este   | 2,7          | Los Olivos   | 3,6          |                |              |

### A.3.4. Sistema eléctrico de La Gomera 2020

La planificación nacional [53] prevé la implantación de la red de transporte en el sistema eléctrico de La Gomera para el año 2020, dado que actualmente solamente existe una red de distribución.

La red de transporte considerada en este trabajo está formada por tres subestaciones con un nivel de tensión de 66 kV. Una de estas subestaciones es El Palmar y pertenece a la única central eléctrica convencional en la isla. La demanda de energía en el año 2020 se prevé que sea de unos 91,1 GWh [55].

La Figura A.4 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de La Gomera esperado para el año 2020.

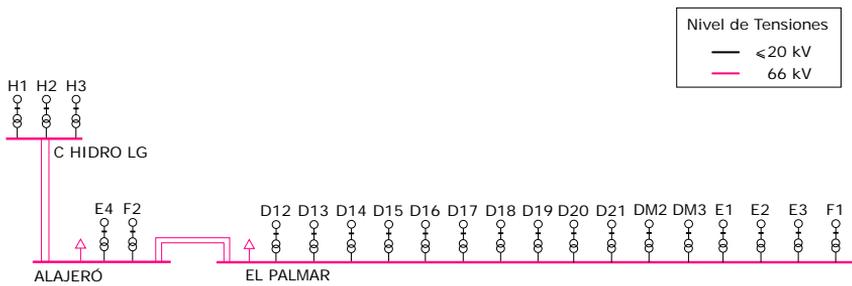


Figura A.4: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de La Gomera 2020

#### A.3.4.1. Generación convencional

Como ya se indicó en el apartado anterior, la única central eléctrica convencional en la isla de La Gomera es El Palmar. La potencia que se estima instalada es de 26 MW aproximadamente. En la Tabla A.17 se recogen los distintos grupos de generación que la componen.

Tabla A.17: Parque de generación convencional previsto en La Gomera estimado en el año 2020

| Central eléctrica | Grupo de generación | Potencia activa (MW) | Potencia aparente (MVA) | Grupo de generación | Potencia activa (MW) | Potencia aparente (MVA) |
|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|---------------------|----------------------|-------------------------|
| El Palmar         | Diésel 12           | 1,4                  | 2                       | Diésel 18           | 3,1                  | 4,38                    |
|                   | Diésel 13           | 1,4                  | 2                       | Diésel 19           | 3,1                  | 4,38                    |
|                   | Diésel 14           | 1,84                 | 2,8                     | Diésel 20           | 3,1                  | 4,38                    |
|                   | Diésel 15           | 1,84                 | 2,8                     | Diésel 21           | 3,1                  | 4,38                    |
|                   | Diésel 16           | 2,51                 | 3,56                    | Diésel Móvil 2      | 1,06                 | 1,83                    |
|                   | Diésel 17           | 2,51                 | 3,56                    | Diésel Móvil 3      | 0,97                 | 1,27                    |

La suma de las  $H$  de los generadores convencionales de la central eléctrica El Palmar se estima en 0,3 s.

#### A.3.4.2. Generación eólica

La potencia eólica prevista alcanzará los 8 MW de acuerdo con [53]. Los parques eólicos que se prevé estén instalados en 2020, con una potencia total próxima a la prevista, se presentan en la Tabla A.18 [49].

Tabla A.18: Parques eólicos estimados en el sistema eléctrico de La Gomera para el año 2020

| Parque eólico  | Potencia (MW) | Denominación | Parque eólico | Potencia (MW) | Denominación |
|----------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| Ayamosna Este  | 1,8           | E1           | P E 3         | 4,6           | E3           |
| El Revolcadero | 1,8           | E2           | Epina         | 0,36          | E4           |

#### A.3.4.3. Generación fotovoltaica

En La Gomera se estima que la potencia fotovoltaica instalada en el año 2020 alcance los 0,05 MW. Esta potencia estaría repartida entre las subestaciones de El Palmar, con 0,03 MW y Alajeró, con 0,02 MW.

#### A.3.4.4. Generación hidroeléctrica

Para el horizonte temporal de 2020 se ha considerado una central hidroeléctrica reversible de 15 MW de acuerdo con [53]. La central hidroeléctrica está formada por 3 grupos de 6,67 MW cada uno.

#### A.3.4.5. Demanda

La demanda de energía eléctrica que se espera para el año 2020 en La Gomera es de 91,1 GWh [55]. Se prevé que la demanda valle y la demanda punta en La Gomera sean 6 MW y 15 MW aproximadamente.

La subestaciones El Palmar y Alajeró se reparten al 50 % la demanda eléctrica en la isla.

## A.4. Sistemas eléctricos del norte de África 2020

En la presente tesis se contempla la conexión entre los SEC y los sistemas eléctricos del norte de África. En este apartado se describe este sistema eléctrico africano considerado que se espera que esté en operación en el año 2020.

En África no existe un gran sistema eléctrico interconectado que abarque todo el continente. En el norte, la situación geopolítica de los últimos años no permite considerar que los sistemas eléctricos presenten interconexiones eléctricas al este de Túnez. Tampoco existen conexiones hacia el sur, con países como Mauritania o Mali. En consecuencia, los sistemas considerados son los más próximos a Canarias, incluyéndose también la interconexión submarina con la península ibérica.

En comparación con los sistemas eléctricos europeos, los sistemas del norte de África son relativamente pequeños, ya que la demanda por habitante es bastante inferior.

En los últimos años se ha experimentado un incremento de la demanda del 6 %, haciéndose necesarias inversiones en generación y transporte. Bajo esta premisa, se está apostando por el aumento de la generación convencional y a su vez, se está impulsando el desarrollo de las energías renovables a gran escala, como la eólica o la solar termoeléctrica.

Según las previsiones para el horizonte 2020, se espera una generación diversificada en la que se combina la generación térmica convencional con cantidades importantes de generación eólica, solar termoeléctrica, además de la generación hidroeléctrica.

### A.4.1. Nudos

Las tensiones de la red de transporte son 60, 150, 225 y 400 kV. No todas estas tensiones están normalizadas por la *International Electrotechnical Commission* (IEC). Considerando los nudos de la interconexión con España, existen 21 nudos de 400 kV, 92 nudos de 225 kV y 3 nudos de 150 kV.

La Tabla A.19 recoge los distintos nudos y sus niveles de tensión [49],[76].

Tabla A.19: Nudos más próximos a Canarias de la red de transporte del norte de África esperados para el año 2020

| Nudo        | Tensión nominal (kV) | Nudo      | Tensión nominal (kV) | Nudo      | Tensión nominal (kV) | Nudo        | Tensión nominal (kV) |
|-------------|----------------------|-----------|----------------------|-----------|----------------------|-------------|----------------------|
| Abdelmoumen | 225                  | Chiker    | 225                  | Lawamer   | 225                  | Souk Larbaa | 400                  |
| A Fassi     | 225                  | Chrifia   | 225                  | Lawamer   | 400                  | S Sliman    | 225                  |
| Afourer     | 225                  | Dakhla    | 225                  | Loukkos   | 225                  | Taghramt    | 225                  |
| Afourer I   | 150                  | D Bouazza | 225                  | Mediouna  | 225                  | Taghramt    | 400                  |
| Agadir      | 225                  | Dhar Doum | 400                  | Mediouna  | 400                  | Tahadart    | 400                  |
| Agadir      | 400                  | Douyet    | 225                  | Melloussa | 225                  | Tanger      | 225                  |
| AGDZ        | 225                  | El Ouali  | 225                  | Melloussa | 400                  | Tan Tan     | 400                  |

|                 |     |                |     |               |     |              |     |
|-----------------|-----|----------------|-----|---------------|-----|--------------|-----|
| Aglá            | 225 | Errachadia     | 225 | Mghila        | 225 | Tan Tan Port | 225 |
| A Hansali       | 225 | Fardioua       | 400 | Mibladen      | 225 | Tarfaya      | 225 |
| Ain Beni Mathar | 225 | Fouarat        | 225 | Mohammedia    | 225 | Tarifa       | 400 |
| Ait Melloul     | 225 | Ghazaouat      | 225 | My Youssef    | 225 | Taza         | 225 |
| Al-Massira      | 225 | Ghazaouat II   | 225 | Nakhil        | 225 | Tazarte      | 225 |
| Al-Wahda        | 225 | Glalcha        | 225 | Olad Hdou     | 225 | Telemcen     | 225 |
| Al-Wahda        | 400 | Goulimime      | 225 | Oualili       | 225 | Tensift I    | 225 |
| Assilah         | 225 | Had El Soualem | 225 | Oualili       | 400 | Tensift II   | 225 |
| Benguerir       | 225 | Hassan I       | 225 | Ouarzazate    | 225 | Tetouan      | 225 |
| Berkane         | 225 | Igli           | 225 | Oued Laou     | 225 | Tinghir      | 225 |
| Bin El Ouidane  | 150 | Imikorn        | 225 | Oujda         | 225 | Tit Mellil   | 225 |
| Bir Lhar        | 400 | Imzournen      | 225 | Oulad Saleh   | 225 | Tizgui       | 150 |
| Bouguedra       | 225 | Jerada         | 225 | Oulad Tiema   | 225 | Tizgui       | 225 |
| Boujdour        | 225 | J lasfar       | 225 | Phosboucraa   | 225 | Tizgui       | 400 |
| Bourdim         | 225 | J lasfar II    | 225 | Riad          | 225 | Tiznit       | 225 |
| Bourdim         | 400 | J lasfar VVI   | 400 | SB            | 225 | Toulal       | 225 |
| Cap Sim         | 225 | Kenitra        | 225 | S Bennour     | 225 | UR1          | 225 |
| Cap Sim         | 400 | Khemisset      | 225 | Sehoul        | 225 | UR2          | 225 |
| CasaBlanca I    | 225 | Khenifra       | 225 | Selouane      | 225 | Zaer         | 225 |
| CasaBlanca II   | 225 | Kouribga       | 225 | Selouane_Al G | 400 |              |     |
| Chemaia         | 225 | Laayoune       | 225 | Settat        | 225 |              |     |
| Chemaia         | 400 | Laayoune       | 400 | Sonassid      | 225 |              |     |
| Chichaoua       | 225 | Laayoune Pla   | 225 | Souk Larbaa   | 225 |              |     |

#### A.4.2. Líneas eléctricas

La planificación de la red eléctrica incluye la construcción de líneas de 400 kV que conectarán distintas zonas del norte de África. Los proyectos de mayor relevancia son el doble circuito desde Chamaia hacia la zona de Laayoune. Esta línea conectará también con las subestaciones de Agadir y Tan-Tan. La línea evacuará la potencia de origen eólico y solar planificada en la zona de Tarfaya y Laayoune.

De forma aproximada, se calcula que existirán 36 circuitos de 400 km con una longitud de 6258 km, 150 circuitos de 225 kV sumando una longitud de 10925 km y 6 circuitos de 150 km con una longitud total de 60 km.

De entre las líneas eléctricas del sistema se destacan la interconexión entre el sistema eléctrico del norte de África y el sistema eléctrico europeo, a través de España peninsular, y la interconexión entre Marruecos y Argelia. La interconexión entre el norte de África y Europa está formada por un doble circuito de 400 kV y una capacidad de alrededor de 800 MW.

La interconexión entre Marruecos y Argelia está compuesta por tres líneas. Dos de ellas son de 225 kV y unen las subestaciones de Oujda (en Marruecos) con Tlecem y Ghazaouet en Argelia. La restante es una línea de 400 kV de doble circuito entre las subestaciones de Bourdim, en el lado marroquí y Selouane en Argelia.

La Tabla A.20 muestra la lista de circuitos que componen las líneas e interconexiones tanto existentes como planificados [49],[76].

Tabla A.20: Circuitos en los sistemas eléctricos del norte de África 2020

| Nudo i      | Nudo j      | Tensión nominal (kV) | Circuito | Longitud (km) |
|-------------|-------------|----------------------|----------|---------------|
| Fardioua    | Melloussa   | 400                  | 1        | 21            |
| Fardioua    | Taghramt    | 400                  | 1        | 30            |
| Fardioua    | Tarifa      | 400                  | 1        | 30            |
| Fardioua    | Tarifa      | 400                  | 2        | 30            |
| Tanger      | Melloussa   | 225                  | 1        | 20            |
| Tanger      | Melloussa   | 225                  | 2        | 20            |
| Tanger      | Assilah     | 225                  | 1        | 25            |
| Melloussa   | Tahadart    | 400                  | 1        | 50            |
| Melloussa   | Souk Larbaa | 400                  | 1        | 120           |
| Melloussa   | Al-Wahda    | 400                  | 1        | 125           |
| Melloussa   | Agla        | 225                  | 1        | 40            |
| Melloussa   | Tetouan     | 225                  | 1        | 50            |
| Taghramt    | Tahadart    | 400                  | 1        | 75            |
| Taghramt    | Oualili     | 400                  | 1        | 260           |
| Taghramt    | Agla        | 225                  | 1        | 30            |
| Taghramt    | Agla        | 225                  | 2        | 30            |
| Assilah     | Loukkos     | 225                  | 1        | 85            |
| Agla        | Tetouan     | 225                  | 1        | 40            |
| Loukkos     | Souk Larbaa | 225                  | 1        | 50            |
| Loukkos     | Souk Larbaa | 225                  | 2        | 40            |
| Oued Laou   | Tetouan     | 225                  | 1        | 25            |
| Oued Laou   | Al-Wahda    | 225                  | 1        | 80            |
| Dhar Doum   | Souk Larbaa | 400                  | 1        | 70            |
| Dhar Doum   | Souk Larbaa | 400                  | 2        | 70            |
| Souk Larbaa | Oualili     | 400                  | 1        | 120           |
| Souk Larbaa | Fouarat     | 225                  | 1        | 100           |
| Al-Wahda    | Oualili     | 400                  | 1        | 85            |
| Al-Wahda    | Oualili     | 400                  | 2        | 85            |
| Al-Wahda    | Imzourmen   | 225                  | 1        | 120           |
| Al-Wahda    | Toulal      | 225                  | 1        | 135           |
| Imzourmen   | Selouane    | 225                  | 1        | 70            |
| Sonassid    | Selouane    | 225                  | 1        | 35            |
| Selouane    | Berkane     | 225                  | 1        | 60            |
| Selouane    | Bourdim     | 225                  | 1        | 110           |

|          |                 |     |   |     |
|----------|-----------------|-----|---|-----|
| Selouane | Bourdim         | 225 | 2 | 110 |
| Berkane  | Oujda           | 225 | 1 | 80  |
| Berkane  | Oujda           | 225 | 2 | 80  |
| Bourdim  | Oualili         | 400 | 1 | 250 |
| Bourdim  | Oualili         | 400 | 2 | 250 |
| Bourdim  | Selouane_Alg    | 400 | 1 | 150 |
| Bourdim  | Selouane_Alg    | 400 | 2 | 150 |
| Bourdim  | Oujda           | 225 | 1 | 50  |
| Bourdim  | Oujda           | 225 | 2 | 50  |
| Bourdim  | Ain Beni Mathar | 225 | 1 | 100 |
| Bourdim  | Ain Beni Mathar | 225 | 2 | 100 |
| Bourdim  | Jerada          | 225 | 1 | 75  |
| Bourdim  | Toulal          | 225 | 1 | 310 |
| Oujda    | Ain Beni Mathar | 225 | 1 | 110 |
| Oujda    | Jerada          | 225 | 1 | 80  |
| Oujda    | Taza            | 225 | 1 | 160 |
| Oujda    | Telemcen        | 225 | 1 | 80  |
| Oujda    | Ghazaouat II    | 225 | 1 | 70  |
| Kenitra  | Fouarat         | 225 | 1 | 30  |
| Kenitra  | Fouarat         | 225 | 2 | 30  |
| Kenitra  | Fouarat         | 225 | 3 | 30  |
| Kenitra  | Fouarat         | 225 | 4 | 30  |
| Fouarat  | S Sliman        | 225 | 1 | 50  |
| Fouarat  | Riad            | 225 | 1 | 80  |
| Fouarat  | Zaer            | 225 | 1 | 90  |
| Fouarat  | Ghanem          | 225 | 1 | 340 |
| S Sliman | Oualili         | 225 | 1 | 90  |
| Oualili  | Mediouna        | 400 | 1 | 250 |
| Oualili  | Mediouna        | 400 | 2 | 250 |
| Oualili  | Tizgui          | 400 | 1 | 250 |
| Oualili  | Tizgui          | 400 | 2 | 250 |
| Oualili  | Toulal          | 225 | 1 | 40  |
| Oualili  | Toulal          | 225 | 2 | 40  |
| Oualili  | Douyet          | 225 | 1 | 50  |
| Toulal   | El Ouali        | 225 | 1 | 100 |
| Toulal   | Zaer            | 225 | 1 | 150 |
| Toulal   | Khemisset       | 225 | 1 | 70  |
| Toulal   | Khenifra        | 225 | 1 | 80  |
| Douyet   | A Fassi         | 225 | 1 | 50  |
| A Fassi  | El Ouali        | 225 | 1 | 30  |
| El Ouali | Taza            | 225 | 1 | 90  |
| Riad     | Zaer            | 225 | 1 | 15  |
| Zaer     | Mohammedia      | 225 | 1 | 50  |
| Zaer     | Mohammedia      | 225 | 2 | 50  |

|                |                |     |   |     |
|----------------|----------------|-----|---|-----|
| Sehoul         | Khemisset      | 225 | 1 | 70  |
| Sehoul         | Mohammedia     | 225 | 1 | 80  |
| Tit Mellil     | Mohammedia     | 225 | 1 | 30  |
| Tit Mellil     | Mediouna       | 225 | 1 | 40  |
| Tit Mellil     | Mediouna       | 225 | 2 | 40  |
| Tit Mellil     | Mediouna       | 225 | 3 | 40  |
| Tit Mellil     | Had El Soualem | 225 | 1 | 100 |
| Mohammedia     | CasaBlanca I   | 225 | 1 | 20  |
| Mohammedia     | CasaBlanca II  | 225 | 1 | 30  |
| Mohammedia     | Mediouna       | 225 | 1 | 75  |
| Mohammedia     | Settat         | 225 | 1 | 130 |
| CasaBlanca I   | CasaBlanca II  | 225 | 1 | 20  |
| Olad Hdou      | SB             | 225 | 1 | 20  |
| Olad Hdou      | Mediouna       | 225 | 1 | 40  |
| Olad Hdou      | Mediouna       | 225 | 2 | 40  |
| SB             | D Bouazza      | 225 | 1 | 40  |
| SB             | J lasfar       | 225 | 1 | 100 |
| D Bouazza      | Oulad Saleh    | 225 | 1 | 40  |
| Oulad Saleh    | Lawamer        | 225 | 1 | 40  |
| Mediouna       | Lawamer        | 400 | 1 | 130 |
| Mediouna       | J lasfar V-VI  | 400 | 1 | 215 |
| Mediouna       | Khourigba      | 225 | 1 | 70  |
| Khourigba      | Tizgui         | 225 | 1 | 70  |
| Khenifra       | A Hansali      | 225 | 1 | 40  |
| Khenifra       | Mibladen       | 225 | 1 | 80  |
| Lawamer        | J lasfar V-VI  | 400 | 1 | 200 |
| Lawamer        | Bir Lhar       | 400 | 1 | 250 |
| Lawamer        | Bir Lhar       | 400 | 2 | 250 |
| Lawamer        | J lasfar       | 225 | 1 | 30  |
| Had El Soualem | Ghanem         | 225 | 1 | 70  |
| Settat         | Chiker         | 225 | 1 | 40  |
| Settat         | Tizgui         | 225 | 1 | 130 |
| Chiker         | S Bennour      | 225 | 1 | 60  |
| Chiker         | Al-Massira     | 225 | 1 | 40  |
| Tizgui         | Bir Lhar       | 400 | 1 | 310 |
| Tizgui         | Bir Lhar       | 400 | 2 | 310 |
| Tizgui         | UR1            | 225 | 1 | 40  |
| Tizgui         | UR1            | 225 | 2 | 40  |
| Tizgui         | Afourer        | 225 | 1 | 100 |
| Tizgui         | Afourer I      | 150 | 1 | 5   |
| Tizgui         | Afourer I      | 150 | 2 | 5   |
| Tizgui         | Afourer I      | 150 | 3 | 5   |
| UR1            | UR2            | 225 | 1 | 50  |
| UR1            | Hassan I       | 225 | 1 | 110 |

|               |                |     |   |     |
|---------------|----------------|-----|---|-----|
| UR2           | Mghila         | 225 | 1 | 40  |
| Mghila        | A Hansali      | 225 | 1 | 40  |
| Mibladen      | Errachidia     | 225 | 1 | 100 |
| Afourer I     | Bin El Ouidane | 150 | 1 | 15  |
| Afourer I     | Bin El Ouidane | 150 | 2 | 15  |
| Afourer I     | Bin El Ouidane | 150 | 3 | 15  |
| J lasfar V-VI | Chemaia        | 400 | 1 | 60  |
| J lasfar V-VI | Chemaia        | 400 | 2 | 60  |
| J lasfar      | Ghanem         | 225 | 1 | 35  |
| J lasfar      | Ghanem         | 225 | 2 | 35  |
| J lasfar      | Ghanem         | 225 | 3 | 35  |
| J lasfar      | Ghanem         | 225 | 4 | 35  |
| J lasfar      | Ghanem         | 225 | 5 | 35  |
| J lasfar      | Bougedra       | 225 | 1 | 80  |
| J lasfar      | Chemaia        | 225 | 1 | 80  |
| Ghanem        | S Bennour      | 225 | 1 | 50  |
| Ghanem        | S Bennour      | 225 | 2 | 50  |
| S Bennour     | Bougedra       | 225 | 1 | 130 |
| S Bennour     | Benguerir      | 225 | 1 | 40  |
| Al-Massira    | Benguerir      | 225 | 1 | 60  |
| Bougedra      | Cap Sim        | 225 | 1 | 30  |
| Bougedra      | Chemaia        | 225 | 1 | 65  |
| Cap Sim       | Chemaia        | 400 | 1 | 80  |
| Cap Sim       | Chemaia        | 400 | 2 | 80  |
| Chemaia       | Agadir         | 400 | 1 | 190 |
| Chemaia       | Agadir         | 400 | 2 | 190 |
| Chemaia       | Tensift II     | 225 | 1 | 100 |
| Chemaia       | Tensift II     | 225 | 2 | 100 |
| Chemaia       | Chichaoua      | 225 | 1 | 80  |
| Chemaia       | Chichaoua      | 225 | 2 | 80  |
| Benguerir     | Tensift I      | 225 | 1 | 90  |
| Afourer       | Tensift II     | 225 | 1 | 125 |
| Hassan I      | Tazarte        | 225 | 1 | 100 |
| Tinghir       | Errachidia     | 225 | 1 | 140 |
| Tinghir       | Ouarzazate     | 225 | 1 | 90  |
| Chrifia       | Tensift II     | 225 | 1 | 50  |
| Chrifia       | Chichaoua      | 225 | 1 | 50  |
| Tensift II    | Tensift I      | 225 | 1 | 40  |
| Tensift I     | Nakhil         | 225 | 1 | 40  |
| Nakhil        | Tazarte        | 225 | 1 | 70  |
| Tazarte       | My Youssef     | 225 | 1 | 110 |
| Tazarte       | Ouarzazate     | 225 | 1 | 140 |
| Ouarzazate    | AGDZ           | 225 | 1 | 75  |
| Chichaoua     | Abdelmoumen    | 225 | 1 | 100 |

|              |              |     |   |     |
|--------------|--------------|-----|---|-----|
| Chichaoua    | Abdelmoumen  | 225 | 2 | 100 |
| Chichaoua    | Agadir       | 225 | 1 | 150 |
| Chichaoua    | Glalcha      | 225 | 1 | 150 |
| Abdelmoumen  | Agadir       | 225 | 1 | 50  |
| Abdelmoumen  | Glalcha      | 225 | 1 | 50  |
| Agadir       | Tan tan      | 400 | 1 | 270 |
| Agadir       | Laayoune     | 400 | 1 | 480 |
| Agadir       | Ait Melloul  | 225 | 1 | 25  |
| Agadir       | Oulad Tiema  | 225 | 1 | 50  |
| Ait Melloul  | Oulad Tiema  | 225 | 1 | 35  |
| Oulad Tiema  | Glalcha      | 225 | 1 | 35  |
| Glalcha      | Igli         | 225 | 1 | 80  |
| Glalcha      | Igli         | 225 | 2 | 80  |
| Glalcha      | Imikorn      | 225 | 1 | 50  |
| Tiznit       | Imikorn      | 225 | 1 | 50  |
| Tiznit       | Goulimime    | 225 | 1 | 100 |
| Tan tan port | Goulimime    | 225 | 1 | 150 |
| Tan tan port | Tarfaya      | 225 | 1 | 150 |
| Tan tan      | Laayoune     | 400 | 1 | 210 |
| Tarfaya      | Laayoune     | 225 | 1 | 70  |
| Tarfaya      | Laayoune     | 225 | 2 | 70  |
| Laayoune Pla | Laayoune     | 225 | 1 | 50  |
| Laayoune Pla | Laayoune     | 225 | 2 | 50  |
| Laayoune     | Phosboucraa  | 225 | 1 | 50  |
| Laayoune     | Bougdour     | 225 | 1 | 200 |
| Bougdour     | Dakhla       | 225 | 1 | 340 |
| Telemcen     | Ghazaouat II | 225 | 1 | 50  |
| Ghazaouat    | Ghazaouat II | 225 | 1 | 50  |

### A.4.3. Generación convencional

En el noreste del continente africano hay diversos tipos de centrales eléctricas térmicas convencionales que utilizan como combustible fueloil, gasóleo, gas natural o carbón.

Desde hace años se han venido instalando ciclos combinados debido al rendimiento que ofrecen.

Los mayores centros de generación utilizan como combustible principal el carbón. Estas centrales se encuentran «a pie de mina» o cuentan con un suministro a través de ferrocarril o barco.

Se estima que en la actualidad haya instalada una potencia convencional de 4341 MW aproximadamente. Si se tiene en consideración aquellas plantas planificadas durante los próximos años, se espera que la potencia instalada para el año 2020 ascienda a 7984 MW aproximadamente.

En la Tabla A.21 se recogen las centrales eléctricas con sus respectivos grupos de generación, tanto los existentes como los planificados [49],[76-[81].

Tabla A.21: Centrales eléctricas térmicas previstas en la zona norte de África más próxima a Canarias para el año 2020

| Central eléctrica | Tecnología | Unidades | Potencia unitaria (MW) |
|-------------------|------------|----------|------------------------|
| Tanger            | Gas        | 2        | 20                     |
| Tahadart          | Gas (CC)   | 1        | 264                    |
|                   | Vapor (CC) | 1        | 120                    |
| Tetouan           | Gas        | 2        | 20                     |
|                   | Gas        | 3        | 35                     |
| Dhardoum          | Gas (CC)   | 2        | 132                    |
|                   | Vapor (CC) | 1        | 120                    |
| Al-Wahda          | Gas (CC)   | 2        | 132                    |
|                   | Vapor (CC) | 1        | 120                    |
| Ain Beni Mathar   | Gas (CC)   | 2        | 150                    |
|                   | Vapor (CC) | 1        | 172                    |
| Jerada            | Vapor      | 3        | 55                     |
|                   | Vapor      | 1        | 350                    |
| Kenitra           | Gas        | 3        | 105                    |
|                   | Vapor      | 4        | 75                     |
| Tit Mellil        | Gas        | 6        | 34                     |
| Mohammedia        | Gas        | 3        | 33                     |
|                   | Gas        | 3        | 100                    |
|                   | Vapor      | 4        | 150                    |
| J Lasfar V VI     | Vapor      | 2        | 350                    |
| J Lasfar          | Vapor      | 2        | 348                    |
|                   | Vapor      | 2        | 330                    |
| Cap Sim           | Vapor      | 2        | 660                    |
| Agadir            | Diésel     | 4        | 18                     |
|                   | Gas        | 2        | 20                     |
| Tan Tan Port      | Diésel     | 7        | 16,5                   |
| Laayoune          | Vapor      | 1        | 100                    |
|                   | Gas        | 3        | 33                     |
| Dakhla            | Diésel     | 3        | 7,8                    |
|                   | Diésel     | 1        | 16,5                   |

#### A.4.4. Generación hidroeléctrica

La zona con mayor potencia hidroeléctrica es Afourer, en la cordillera del Atlas. En ella se encuentran las centrales de Afourer, Bin El Ouidane y otras dos de reciente construcción: Afourer STEP (*Station de Transfert d'énergie par Pompage*) I y Afourer STEP II. Estas centrales suman una potencia de 684 MW. Además de estas instalaciones, en otras zonas existen centrales de importancia como son Al'Wahda y Allal El Fassi, de 240 MW de potencia cada una o Al-Massira de 128 MW.

Se espera que para el año 2020 se encuentren en servicio dos instalaciones más, Abdelmoumen STEP de 350 MW y el complejo hidroeléctrico M'dez El Menzel de 170 MW [49].

Estas centrales, al igual que el resto de las presentes en el sistema, se muestran en la Tabla A.22.

Se calcula que existe una potencia hidráulica instalada de 1692 MW aproximadamente. Tras la ejecución de los proyectos hidráulicos previstos se espera que para 2020 se cuente con una potencia instalada de 2212 MW.

Tabla A.22: Centrales hidroeléctricas previstas en el norte de África en la zona más próxima a Canarias para el año 2020

| Central hidroeléctrica | Uds. | Potencia unitaria (MW) | Potencia total (MW) | Central hidroeléctrica | Uds. | Potencia unitaria (MW) | Potencia total (MW) |
|------------------------|------|------------------------|---------------------|------------------------|------|------------------------|---------------------|
| Afourer I              | 2    | 45                     | 90                  | Mansour Eddahbi        | 2    | 5                      | 5                   |
| Afourer STEP I         | 2    | 172                    | 344                 | Hassan I               | 1    | 67                     | 67                  |
| Afourer STEP II        | 2    | 60                     | 120                 | Idriss I               | 2    | 20                     | 40                  |
| Ahmed El Hansali       | 1    | 92                     | 92                  | Imfout                 | 2    | 15                     | 30                  |
| Al Kansera             | 2    | 7                      | 14                  | Lalla Takerkoust       | 2    | 6                      | 12                  |
| Al Massira             | 2    | 62                     | 124                 | Mohammed V             | 1    | 23                     | 23                  |
| Al Wahda               | 3    | 80                     | 240                 | Moulay Youssef         | 2    | 12                     | 24                  |
| Allal el Fassi         | 3    | 80                     | 240                 | Oued El Makhazine      | 1    | 36                     | 36                  |
| Bin El Ouidane         | 3    | 45                     | 135                 | M'dez                  | 1    | 45                     | 45                  |
| Daourat                | 2    | 8                      | 16                  | El Menzel              | 1    | 125                    | 125                 |
| Tanafnit               | 2    | 11                     | 22                  | Abdelmoumen STEP       | 2    | 175                    | 350                 |
| El Borj                | 2    | 9                      | 18                  |                        |      |                        |                     |

#### A.4.5. Generación eólica

Existen en la zona del continente africano más próxima a Canarias grandes extensiones con buenos recursos eólicos. Se estima que la potencia instalada en el área considerada es de unos 1000 MW aproximadamente.

En esta región de África se está impulsado, a través del plan «*Integrated Wind Program*», la instalación de nueva potencia eólica, que repartida en seis zonas suma 1000 MW. El objetivo

es alcanzar los 2000 MW de potencia instalada para el año 2020. [82],[83]. En la Tabla A.23 se recogen las distintas instalaciones, tanto las actuales como las propuestas en el mencionado plan y que se espera que estén en operación para el año 2020.

Tabla A.23: Potencia eólica prevista de instalar en la zona norte de África más próxima a Canarias para el año 2020

| Generación eólica           | Potencia (MW) | Estado      |
|-----------------------------|---------------|-------------|
| A. Torres (Koudia El Baida) | 50            | En servicio |
| Tarfaya                     | 300           | En servicio |
| Haouma                      | 50            | En servicio |
| Sendouk                     | 120           | En servicio |
| Akhfenir                    | 200           | En servicio |
| Laayoune (Foum El Oued)     | 50,6          | En servicio |
| Tanger 1 (Dhar Saadane)     | 140           | En servicio |
| Amougdoul (Essaouira)       | 60            | En servicio |
| Cementera Lafarge Tetuán    | 32            | En servicio |
| Ciments du Maroc El Aaiún   | 5             | En servicio |
| Tanger 2                    | 150           | Planificada |
| Taza                        | 150           | Planificada |
| Midelt                      | 100           | Planificada |
| Jbel Lahdid                 | 200           | Planificada |
| Tiskrad                     | 300           | Planificada |
| Boujdour                    | 100           | Planificada |

#### A.4.6. Generación solar termoeléctrica

Actualmente solo se conoce de la existencia de una sola planta solar termoeléctrica en esta región de África. Esta planta se encuentra integrada en la central eléctrica convencional Ain Beni Mathar. La instalación solar termoeléctrica se ha asociado a un ciclo combinado aportando 20 MW de potencia para la generación de vapor.

Al igual que para la generación eólica, existe un plan ambicioso para la implantación en la región de plantas solares termoeléctricas. En este plan se propone la instalación de un total de 2000 MW repartidos en los emplazamientos que se recogen en la Tabla A.24. Se espera que estén en operación en el año 2019 [84].

Tabla A.24: Generación solar termoeléctrica en la zona más próxima a Canarias estimada para el año 2020

| Central solar termoelectrica | Potencia instalada (MW) |
|------------------------------|-------------------------|
| Ouarzazate                   | 500                     |
| Ain Beni Mathar              | 400                     |
| Foum Al Ouad (Laâyoune)      | 500                     |
| Boujdour                     | 100                     |
| Sebkhat Tah (Tarfaya)        | 500                     |

### A.4.7. Demanda

Se estima una demanda de potencia eléctrica para el año 2020 de 8470 MW [49],[85].

De acuerdo con la estimación realizada en [49], que considera la distribución poblacional en la región, el ratio de consumo por habitante y factor de potencia, la demanda por subestación prevista para el año 2020 es la que se presenta en la Tabla A.25.

Tabla A.25: Demanda de potencia por subestación en la zona más próxima a Canarias estimada para el año 2020

| Subestación   | Potencia activa (MW) | Potencia reactiva (MVar) | Subestación  | Potencia activa (MW) | Potencia reactiva (MVar) |
|---------------|----------------------|--------------------------|--------------|----------------------|--------------------------|
| Agadir        | 193,69               | 81,11                    | Laayoune Pla | 22,46                | 9,54                     |
| AGDZ          | 41,38                | 13,74                    | Lawamer      | 28,62                | 10,83                    |
| Ait Melloul   | 196,03               | 83,30                    | Loukkos      | 115,52               | 45,49                    |
| Al-Wahda      | 84,18                | 26,45                    | Mghila       | 136,45               | 55,03                    |
| Assilah       | 164,28               | 69,49                    | Mibladen     | 94,39                | 35,49                    |
| Benguerir     | 505,88               | 196,32                   | Olad Hdou    | 28,62                | 10,83                    |
| Berkane       | 75,35                | 30,54                    | Oualili      | 130,54               | 54,70                    |
| Bouguedra     | 236,79               | 88,94                    | Ouarzazate   | 55,96                | 20,98                    |
| Boujdour      | 20,93                | 8,77                     | Oujda        | 181,42               | 76,64                    |
| Bourdim       | 84,40                | 33,89                    | Oulad Saleh  | 28,62                | 10,83                    |
| CasaBlanca I  | 393,42               | 167,60                   | Phosboucraa  | 22,46                | 9,54                     |
| CasaBlanca II | 393,42               | 167,60                   | Riad         | 391,85               | 163,67                   |
| Chichaoua     | 23,49                | 7,63                     | S Bennour    | 65,50                | 22,07                    |
| Chiker        | 80,93                | 29,01                    | Sehoul       | 71,66                | 27,35                    |
| Chrifia       | 23,49                | 7,63                     | Selouane     | 191,25               | 72,90                    |
| Dakhla        | 46,36                | 17,68                    | Settat       | 216,48               | 83,62                    |
| D Bouazza     | 28,62                | 10,83                    | Souk Larbaa  | 50,39                | 17,82                    |
| Douyet        | 461,13               | 165,75                   | S Sliman     | 158,24               | 59,92                    |
| El Ouali      | 79,67                | 31,33                    | Tanger       | 164,28               | 69,49                    |

|                |        |        |              |        |        |
|----------------|--------|--------|--------------|--------|--------|
| Errachadia     | 89,12  | 34,65  | Tan Tan Port | 29,31  | 12,48  |
| Fouarat        | 252,79 | 101,41 | Tarfaya      | 25,71  | 10,39  |
| Glalcha        | 208,14 | 73,83  | Taza         | 136,99 | 52,18  |
| Goulmime       | 91,43  | 35,65  | Tensift I    | 65,15  | 20,69  |
| Had El Soualem | 28,62  | 10,83  | Tetouan      | 307,31 | 110,28 |
| Imzournen      | 77,85  | 28,92  | Tinghir      | 48,22  | 17,05  |
| Jerada         | 61,21  | 24,58  | Tit Mellil   | 561,78 | 232,80 |
| Khemisset      | 129,16 | 50,66  | Tizgui       | 172,47 | 62,18  |
| Khenifra       | 95,65  | 38,38  | Tiznit       | 37,96  | 13,86  |
| Kouribga       | 151,24 | 62,14  | Toulal       | 176,79 | 71,28  |
| Laayoune       | 43,06  | 17,82  | Zaer         | 391,85 | 163,67 |

## Apéndice B

# Implementación de los sistemas eléctricos en la aplicación informática

### B.1. Introducción

En esta tesis se analizan los sistemas eléctricos en régimen estacionario y en régimen dinámico.

En régimen estacionario, el análisis de flujo de potencia permite conocer las tensiones en módulo y argumento y las potencias activa y reactiva que circulan por las líneas para un determinado estado del sistema eléctrico.

Con los estudios de régimen dinámico realizados se pretende conocer la evolución temporal del sistema eléctrico analizando su estabilidad dinámica, es decir, la capacidad de mantener el sincronismo entre los generadores cuando se produce una perturbación. Algunas de estas perturbaciones pueden ser faltas, pérdida de generación o desconexión de una demanda de gran potencia. El período considerado en este análisis puede llegar a ser del orden de decenas de segundos, por lo que es necesario tener en cuenta la actuación de los reguladores de velocidad y los sistemas de excitación de los generadores síncronos presentes en el sistema.

El análisis en régimen dinámico requiere el uso y resolución de ecuaciones diferenciales a través de métodos numéricos por lo que, en la práctica, para la realización de simulaciones dinámicas de sistemas eléctricos se recurre a aplicaciones informáticas como PSS®E (*Power System Simulator for Engineering*), PowerFactory o PowerWorld.

En este trabajo, para la elaboración de los modelos y la realización de los análisis en el régimen estacionario y en el régimen dinámico se utilizó la aplicación informática PSS®E, en su versión 32. Para resolver las ecuaciones en el análisis estacionario -flujo de potencia- se recurrió al método Newton-Raphson, con una tolerancia típica de 0,1 MW. Este método numérico ofrece una rápida convergencia. El PSS®E utiliza el método de Euler modificado para realizar las simulaciones en régimen dinámico. El paso de integración fue de 0,01 s.

En los modelos de los sistemas eléctricos se ha incluido la generación convencional, la generación renovable y la red de transporte, estando formada por sus líneas eléctricas y las subestaciones. La generación convencional incluye los correspondientes transformadores de grupo y la generación renovable ha quedado conectada al resto del sistema a través de transformadores equivalentes a sus potencias. La red de distribución y los consumos fueron modelados de forma agregada como cargas asociadas a las subestaciones correspondientes.

## **B.2. Implementación para régimen estacionario**

El análisis realizado en régimen estacionario es conocido como flujo de potencia.

Para la realización de flujo de potencia se considera los generadores como fuentes de potencia, debiendo especificarse la potencia máxima y mínima activa así como sus límites de potencia reactiva obtenidos de [86,87].

Se ha modelado cada generador convencional y su respectivo transformador de grupo. En cambio, la generación eólica y la generación fotovoltaica han sido consideradas de forma agregada. Cada parque eólico se ha representado mediante un solo generador, al igual que la generación fotovoltaica instalada por nudo. Así pues, los valores introducidos correspondientes a estos generadores son los propios del conjunto al que representan.

En el caso de la generación eólica, es posible especificar los límites de la potencia reactiva a través de un valor de factor de potencia. Estos límites fijados por un factor de potencia pueden permitir que la generación eólica inyecte o consuma potencia reactiva, o que la generación eólica presente un punto fijo de consumo o de generación de potencia reactiva.

Para la generación eólica formada por GI se ha modelado los correspondientes bancos de condensadores conectados al mismo nudo.

Las líneas de transporte se representan utilizando el clásico esquema en  $\pi$  y se ha despreciado la conductancia.

Los transformadores se implementan a través de sus impedancias de cortocircuito. Los parámetros transversales fueron despreciados.

Los dispositivos compensadores de potencia reactiva, ya sean inductivos o capacitivos, se modelan a través del valor de la susceptancia.

La representación de los consumos asociados a los nudos de transporte se realiza a través de fuentes de potencia con valores negativos para las potencias activa y reactiva. El factor de potencia considerado en los SEC fue de 0,9.

## **B.3. Implementación para régimen dinámico**

### **B.3.1. Generación térmica convencional, hidroeléctrica y solar termoeléctrica**

Los generadores eléctricos convencionales han sido representados con los modelos GENSAL y GENROE. El modelo GENSAL representa a un generador síncrono de polos salientes, mientras que el modelo GENROE representa un generador síncrono de rotor liso.

Para los grupos diésel y grupos hidráulicos se utilizó el modelo GENSAL y para turbinas de vapor y turbinas de gas el modelo GENROE.

Los valores de los parámetros de cada uno estos modelos han sido obtenidos de [49,88,89] y también de acuerdo a aquellos comúnmente utilizados [90,91].

### Sistemas de control de la generación térmica convencional e hidroeléctrica

Los modelos de los sistemas de regulación de velocidad y de control de excitación empleados dependen del tipo de grupo generador. Los modelos considerados se recogen en la Tabla B.1.

Tabla B.1: Modelos de sistemas de regulación de velocidad y de control de excitación implementados

| Grupo de generación | Regulador de velocidad | Sistemas de excitación |
|---------------------|------------------------|------------------------|
| Turbina de vapor    | IEEEG1                 | IEEET1, EXST1, EXAC1   |
| Turbina de gas      | GAST2A                 | EXAC1, ESDC1A          |
| Motor diésel        | DEGOV1                 | IEEET3, EXAC4, SEXS    |
| Turbina hidráulica  | IEEEG3                 | IEEET3                 |

Al igual que los valores de los modelos de los generadores, los valores de los parámetros de los sistemas de regulación de velocidad y de control de excitación han sido obtenidos de [49,88,89] y también de valores propuestos en [92,93].

### B.3.2. Generación eólica

Los sistemas eléctricos tratados en esta tesis presentan tres tipos de aerogeneradores: el GI (tipo 1), el aerogenerador de inducción doblemente alimentado (tipo 3) y el GSM (tipo 4) [94]. A continuación se describen estos aerogeneradores y los modelos utilizados.

#### Aerogenerador de inducción convencional directamente conectado a la red (GI)

Para representar a los GI se ha utilizado el modelo genérico WT1 presente en la librería de PSS®E. Este modelo comprende, a su vez, un modelo correspondiente al generador eléctrico WT1G1, un modelo de dos masas del árbol de la turbina WT12T1 y el modelo WT12A1 para la determinación del par aerodinámico [50]. Un diagrama de la interrelación entre estos modelos puede encontrarse en [95].

#### Aerogenerador de inducción doblemente alimentado

Para el modelado de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados se recurrió al modelo genérico WT3, también presente en la librería de PSS®E [50]. Del mismo modo que el modelo WT1, el modelo WT3 está formado por varios modelos [95]. En este caso son:

- WT3G2, modelo del generador/convertidor
- WT3E1, modelo de control de la resistencia conectada al rotor
- WT3T1, modelo de la turbina
- WT3P1, modelo del control del paso de pala

### Aerogenerador síncrono multipolo con convertidores para toda su potencia

En este tipo de aerogeneradores, el generador eléctrico gira a velocidad variable y es conectado a la red a través de un convertidor electrónico de potencia. El convertidor en una primera etapa rectifica la CA de frecuencia variable producida por el generador para posteriormente invertirla a la frecuencia de la red. Como ya se indicó, en esta tesis se utiliza un modelo de generador síncrono multipolo y con rotor devanado de 2 MW de potencia. No obstante, en este tipo de aerogeneradores con convertidores para toda su potencia, el generador eléctrico puede ser también síncrono de imanes permanentes (*permanent magnet synchronous generator* (PMSG) o asíncrono convencional.

La Figura B.1 muestra el esquema básico de este tipo de aerogeneradores. PSS®E dispone del modelo ExF2 para estos aerogeneradores.

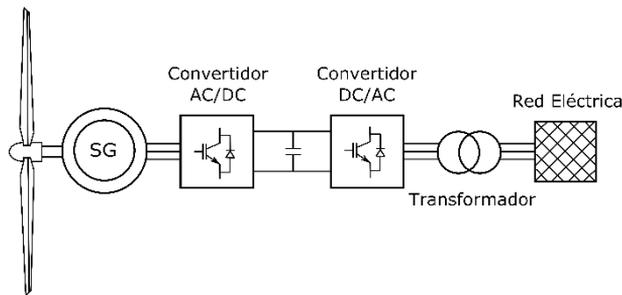


Figura B.1: Diagrama del aerogenerador de velocidad variable con convertidores para toda su potencia

Las características principales del modelo de este tipo de aerogenerador son descritas en [96,97]. En el modelo se considera una velocidad de viento acorde a la potencia generada especificada en el análisis estacionario. Es decir, el aerogenerador trata de capturar la máxima energía del viento siguiendo el punto de máxima potencia para un amplio rango de su potencia.

En este tipo de aerogeneradores y para los tiempos de simulación usualmente considerados, el comportamiento en el régimen dinámico es dominado por los controles de los convertidores. Por tanto, es suficiente considerar en el modelo solamente estos controles (Figura B.2). El modelo calcula la corriente a inyectar a la red eléctrica atendiendo las consignas de control y al valor de la tensión.

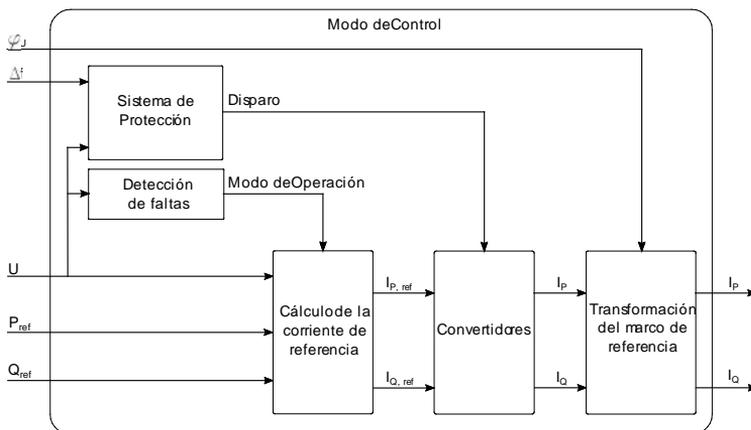


Figura B.2: Diagrama simplificado del modelo considerado

Gracias a los convertidores electrónicos de potencia que posee, el aerogenerador es capaz de generar o consumir potencia reactiva. Esta capacidad permite al aerogenerador realizar un control de la tensión.

### B.3.3. Generación fotovoltaica

Para la implementación de la generación fotovoltaica se ha considerado un modelo que permite la simulación dinámica de este tipo de instalaciones [98].

### B.3.4. Protecciones

Como protecciones asociadas a los generadores convencionales se ha considerado relés de mínima y máxima tensión y mínima y máxima frecuencia (modelos VTGTPA y FRQTPA), así como las protecciones de sobrevelocidad y sobreintensidad. El tarado de las protecciones se ha hecho de acuerdo a ajustes comúnmente utilizados en estos generadores y se presentan en la Tabla B.2 [88].

Tabla B.2: Ajustes de las protecciones de la generación térmica convencional e hidroeléctrica

| Protección        | Valor   | Temporización (s) |
|-------------------|---------|-------------------|
| Mínima tensión    | 0,75 pu | 0,8               |
| Máxima tensión    | 1,12 pu | 1                 |
| Mínima frecuencia | 47 Hz   | 1,25              |
| Máxima frecuencia | 52,2 Hz | 2                 |
| Sobreintensidad 1 | 1,25 pu | 6,5               |
| Sobreintensidad 2 | 3 pu    | 0,5               |
| Sobrevelocidad    | 1,08 pu | Instantáneo       |

En los parques eólicos se incluyeron relés de mínima y máxima tensión (modelo VTGDCA) y mínima y máxima frecuencia. Al igual que con la generación convencional, se ha considerado protecciones de sobreintensidad y sobrevelocidad. Los valores ajustados en las protecciones son los establecidos para este tipo de generación y se muestran en la Tabla B.3 [32,56,88]

Tabla B.3: Ajustes de las protecciones de la generación eólica

| Protección        | GI      |                   | GSM     |                   |
|-------------------|---------|-------------------|---------|-------------------|
|                   | Valor   | Temporización (s) | Valor   | Temporización (s) |
| Mínima tensión    | 0,8 pu  | 1                 | 0,8     | 5                 |
| Máxima tensión    | 1,12 pu | 0,3               | 1,2     | 1                 |
| Mínima frecuencia | 47,5 Hz | 0,1               | 47,5    | 0,1               |
| Máxima frecuencia | 51 Hz   | 0,1               | 51      | 0,1               |
| Sobreintensidad 1 | 1,25 pu | 6,5               | 1,25 pu | 6,5               |
| Sobreintensidad 2 | 3 pu    | 0,5               | 3 pu    | 0,5               |
| Sobrevelocidad    | 1,08 pu | instantáneo       | -       | -                 |

Los ajustes en las protecciones de tensión y frecuencia de la generación fotovoltaica son similares a los implementados para los GSM.

El tiempo de actuación de los interruptores se ha fijado en 0,08 s.

### B.3.5. Sistemas de deslastre de carga

En los SEC se ha modelado esquemas de deslastre de carga de tres escalones a través del modelo LDSHBL. En este modelo se debe especificar el valor de frecuencia al cual se produce el deslastre del escalón de carga ( $f$ ), la temporización ( $t$ ) y la cantidad de carga deslastrada ( $C$ ). Además, también es posible especificar el tiempo de actuación del interruptor.

Cada SEC tiene su plan de deslastre de carga particular, por lo que estos valores difieren entre ellos. En la Tabla B.4 se muestra los valores ajustados en el modelo LDSHBL para cada uno de los sistemas.

Tabla B.4: Valores utilizados en el modelo de deslastre de cargas en los SEC

|                             | $f_1$<br>(Hz) | $t_1$<br>(s) | $C_1$<br>(%) | $f_2$<br>(Hz) | $t_2$<br>(s) | $C_2$<br>(%) | $f_3$<br>(Hz) | $t_3$<br>(s) | $C_3$<br>(%) |
|-----------------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| Gran Canaria                | 49,00         | 0,1          | 2,5          | 48,92         | 0,15         | 9,5          | 48,85         | 0,2          | 2,0          |
| Tenerife                    | 49,00         | 0,2          | 4,7          | 48,92         | 0,3          | 2,7          | 48,85         | 0,4          | 7,0          |
| Lanzarote-<br>Fuerteventura | 49,00         | 0,35         | 4,4          | 48,92         | 0,45         | 9,7          | 48,84         | 0,6          | 8,8          |
| La Gomera                   | 49,00         | 0,2          | 4,7          | 48,92         | 0,3          | 2,7          | 48,85         | 0,4          | 7,0          |

En todos los casos se ha ajustado un valor de tiempo de actuación del interruptor a 0,08 s.

## Apéndice C

# Descripción básica del transporte de energía eléctrica en alta tensión en corriente continua

### C.1. Introducción

Un sistema de transporte de energía en alta tensión de corriente continua (*High Voltage Direct Current* (HVDC)) normalmente conecta dos puntos o extremos terminales o estaciones convertidoras en un enlace en corriente continua (CC). Estos puntos o terminales pueden pertenecer o no a un mismo sistema de corriente alterna (CA).

El flujo de potencia entre los terminales en un sistema HVDC depende de la diferencia de tensión entre estos terminales y la resistencia del circuito que los une.

La Figura C.1 muestra un diagrama simplificado de un sistema HVDC típico donde puede verse las estaciones convertidoras en las cuales se encuentran los dispositivos electrónicos convertidores encargados de la transformación de un tipo de corriente a otro.

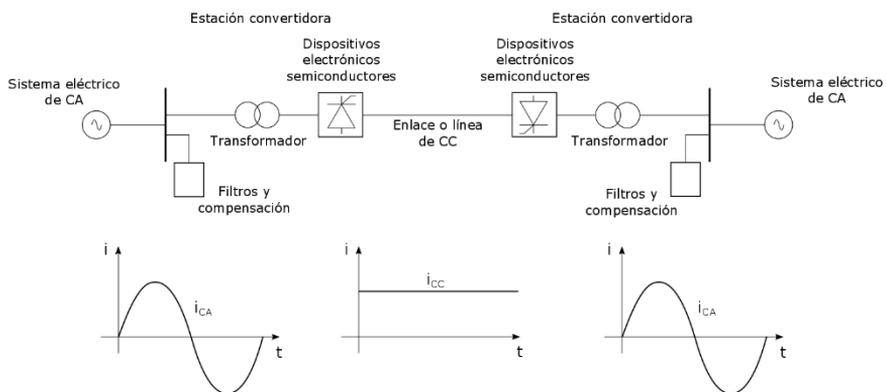


Figura C.1: Diagrama básico de un sistema de transporte en alta tensión de corriente continua

En un sistema de transporte HVDC las estaciones convertidoras son usadas para transformar la CA a CC o viceversa. De este modo, para transportar potencia en CC, una de las estaciones actuará como rectificadora, convirtiendo la CA en CC y en el otro extremo,

la otra lo hará como inversora, transformando la CC en CA. Considerando que el transporte de energía entre las estaciones convertidoras es en CC, no existe el transporte de potencia reactiva.

La conversión entre CA y CC es llevada a cabo por dispositivos electrónicos semiconductores. El control de estos dispositivos responde a distintos criterios que permiten la adecuada conversión y responder ante distintas solicitudes.

El control del flujo de potencia es bastante rápido, sin embargo, se requiere un grado de complejidad elevado para conseguir una adecuada integración de estos sistemas en los sistemas eléctricos tradicionales de CA.

Existen dos tipos básicos de tecnologías de convertidores para el transporte en HVDC: *Line-Commutated Converter* (LCC), también conocidos como convertidores clásicos y los *Voltage Source Converters* (VSC). Los LCC están basados en tiristores mientras que los VSC utilizan transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) [99].

## C.2. Tipo de conexiones

En las aplicaciones del transporte en HVDC existen tres tipos de conexiones básicas atendiendo al número de circuitos y la polaridad de estos. Estos tipos de conexiones se presentan a continuación [100].

### Conexión monopolar

En la conexión homopolar se utiliza un conductor entre las dos estaciones convertidoras. El retorno se realiza a través de tierra o mar haciendo uso de electrodos. En la Figura C.2 puede verse un diagrama con un ejemplo de este tipo. Normalmente se opera siendo este conductor de polaridad negativa, ya que el efecto corona es menor en comparación si fuese de polaridad positiva. En determinados casos, para evitar que se produzcan fenómenos de corrosión en instalaciones próximas o interferencias armónicas puede ser utilizado otro conductor para el retorno, denominándose retorno metálico (Figura C.3).



Figura C.2: Conexión monopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno por tierra o por mar

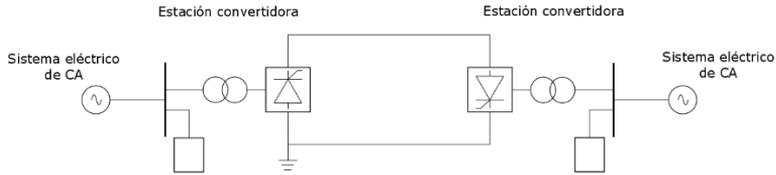


Figura C.3: Conexión monopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno metálico

### Conexión bipolar

En el tipo de conexión bipolar cada estación convertidora posee dos convertidores de similares características y conectados en serie. El punto de unión de estos dos convertidores es conectado a tierra mediante electrodos. La conexión entre las estaciones convertidoras se realiza a través de dos conductores, uno positivo y otro negativo (Figura C.4).

En condiciones normales de operación, la corriente que circula por ambos conductores es la misma y por lo tanto, no circulan corrientes por tierra.

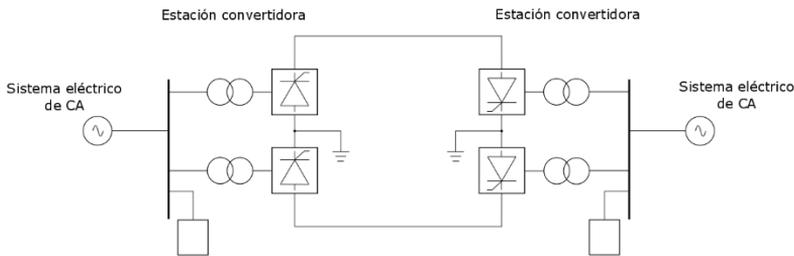


Figura C.4: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras

En aplicaciones con restricciones para el uso de electrodos, aunque fuese este uso temporal o si la distancia entre estaciones convertidoras fuese relativamente corta, podría llegar a utilizarse un tercer conductor para conectar los puntos de unión de los dos convertidores entre estaciones convertidoras. Esto se muestra en la Figura C.5.

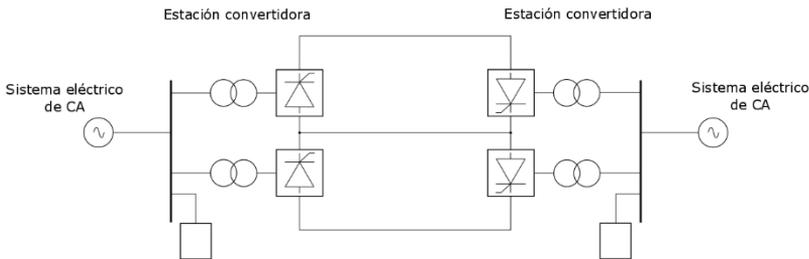


Figura C.5: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras

El tipo de conexión bipolar se utiliza en aplicaciones donde la capacidad de transporte de la conexión monopolar es superada.

En la fase de construcción de un sistema de transporte HVDC con conexión bipolar, podría operarse éste como un sistema monopolar.

Frente a la conexión monopolar, la conexión bipolar presenta menor coste de la línea, ya los polos comparten el retorno común y tiene un nivel de pérdidas menor.

Para operaciones de mantenimiento o en caso de avería de unos de los polos, el resto del sistema podría seguir operando de modo monopolar, circulando la corriente de retorno por tierra. Esta capacidad dota al conjunto del sistema de mayor fiabilidad. En la Figura C.6 se ha ilustrado esta situación, resaltándose el recorrido de la corriente.

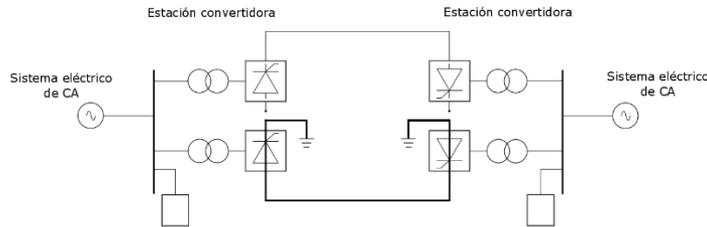


Figura C.6: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras en funcionamiento monopolar debido a una avería en uno de los polos, produciéndose el retorno por tierra

Si el elemento averiado fuese en uno de los convertidores, la corriente puede ser conmutada directamente al conductor perteneciente al polo que ha sufrido la avería en uno de sus convertidores (Figura C.7).

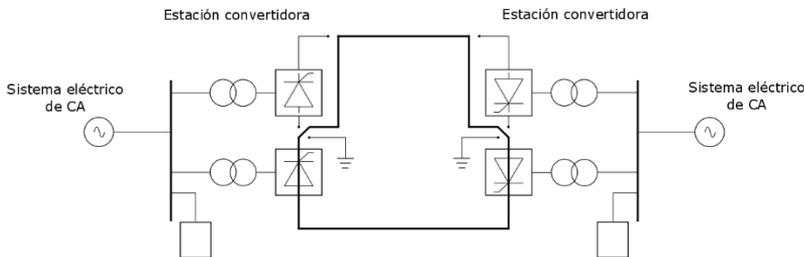


Figura C.7: Conexión bipolar entre dos estaciones convertidoras en funcionamiento monopolar debido a una avería en uno de los dispositivos convertidores con retorno metálico

### Conexión homopolar

En la conexión homopolar las estaciones convertidoras se unen a través de dos conductores de la misma polaridad, siendo normalmente negativa. El retorno de la corriente se produce a través de tierra o mar, haciendo uso de electrodos. El retorno también puede ser metálico en aquellos casos donde se produzcan problemas debido a fenómenos de corrosión, interferencias, medioambientales, etc. En este tipo de configuración la corriente de retorno es el doble que la que circula por cada uno de los polos. La Figura C.8 presenta un diagrama de un sistema de HVDC con conexión homopolar con retorno por tierra o por mar.

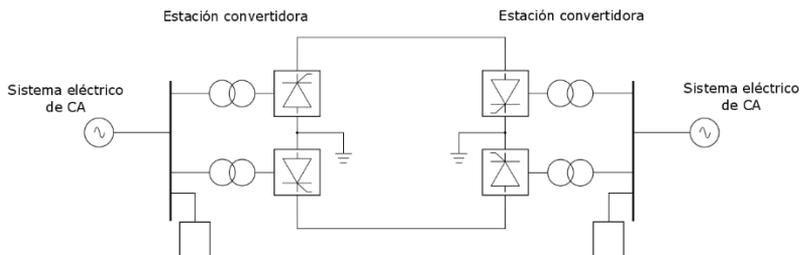


Figura C.8: Conexión homopolar entre dos estaciones convertidoras con retorno por tierra o por mar

En caso de fallo de uno de los polos, el resto del sistema puede seguir funcionando con normalidad.

Una de las ventajas que presenta esta tipo de conexión es que las necesidades de aislamiento son menores. No obstante, la operación con retorno a través de tierra representa una desventaja importante por lo que normalmente se prefiere una conexión bipolar.

### C.3. Configuración de sistemas

Los sistemas de transporte HVDC puede tener distintas configuraciones dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar. A continuación se muestran estas configuraciones.

#### Configuración «Back-to-Back»

La configuración «Back-to-Back» se utiliza cuando se requiere conectar dos sistemas de CA adyacentes que no están en sincronismo. Los extremos terminales se encuentran situados en la misma subestación o muy próximos, como se ha representado en la Figura C.9.

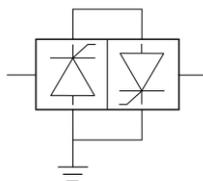


Figura C.9: Sistema en configuración «Back-to-Back»

#### Configuración dos terminales

La configuración dos terminales, también llamada punto a punto, es la configuración más frecuente y se emplea para conectar a través de CC dos puntos de un mismo sistema o sistemas en CA distintos. Se selecciona esta configuración debido a que presenta ventajas que pueden ser del tipo técnico, económico, medioambientales o de operación. Un ejemplo de este tipo de configuración es el presentando en la Figura C.1.

Las aplicaciones más habituales suelen ser el transporte de grandes cantidades de energía a grandes distancias, la conexión de sistemas eléctricos de islas con sistemas mayores, como

los continentales a través de cables submarinos, o la conexión de sistemas marinos como plataformas petrolíferas o parques eólicos.

### Configuración Multiterminal

La configuración multiterminal se caracteriza por la conexión de dos o más estaciones convertidoras, actuando unas como rectificadoras y otras como inversoras. Este tipo de configuración conlleva un grado de complejidad elevado en los sistemas de control y las protecciones se incrementan considerablemente.

Las principales aplicaciones de los sistemas HVDC con configuración multiterminal es el transporte de grandes cantidades de energía desde puntos de generación lejanos a distintos centros de demanda, interconexión de más de dos sistemas eléctricos de CA distintos y refuerzo de redes con alta demanda [101].

La configuración multiterminal de estaciones convertidoras puede realizarse en serie o en paralelo.

La configuración en serie de estaciones convertidoras es una extensión natural de la configuración de dos terminales, pudiendo presentar conexión monopolar o bipolar. En la Figura C.10 se muestra un ejemplo de la configuración multiterminal en serie de tres terminales convertidoras en conexión monopolar.

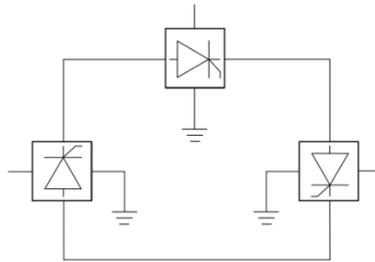


Figura C.10: Sistema de transporte HVDC multiterminal en serie

En los sistemas multiterminales en serie la corriente es fijada por una de las estaciones convertidoras y es común para el resto de estaciones. El control de la potencia se realiza modificando el valor de la corriente y manteniendo fijo el valor de tensión, lo que permite minimizar las pérdidas. El control realizado en la estación convertidora encargada de establecer el valor de corriente debe ser capaz de modificar la misma en caso de cambio de las condiciones de carga.

La configuración multiterminal en paralelo copia la filosofía utilizada en los sistemas de CA de mantener la tensión constante llevándose a cabo por una de las estaciones convertidoras. El resto ajusta las corrientes de acuerdo a las necesidades de potencia. Un diagrama de un sistema multiterminal formado por tres estaciones convertidores en paralelo puede ver se la Figura C.11.

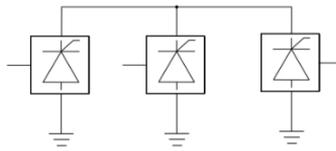


Figura C.11: Sistema de transporte HVDC multiterminal en paralelo

## C.4. Topologías HVDC

Un sistema de transporte HVDC requiere dispositivos convertidores electrónicos capaces de transformar la energía eléctrica de CA a CC o viceversa. Tal y como se indicó en el apartado C.1, existen fundamentalmente dos tipos de dispositivos convertidores, los *Line-Commutated Converter* (LCC), también llamados convertidores clásicos y los *Voltage Source Converters* (VSC) [100]. Dependiendo del tipo de dispositivo convertidor utilizado, la topología del sistema de transporte HVDC será distinta.

### Topología con convertidores *Line-Commutated Converter*

La topología de estos sistemas de transporte HVDC se basa en el uso de los convertidores del tipo LCC.

Los convertidores LCC se basan en el puente rectificador trifásico (puente Graetz), también llamado puente de seis pulsos estando formado tiristores.

El tiristor, dispositivo semiconductor conocido también como rectificador controlado de silicio (*Silicon-Controlled Rectifier* (SCR)), es un conmutador biestable, es decir, se comporta como un interruptor mecánico. Por lo tanto, es capaz de permitir el paso de la corriente o interrumpirla. El diseño del tiristor permite pasar al estado de encendido al recibir una señal de disparo en su terminal de control cuando está polarizado directamente, pero el paso al estado de apagado no es controlado. El apagado se produce con la interrupción de la fuente de tensión o polarizándose inversamente.

La topología básica del puente rectificador trifásico constituido por tiristores se recoge en la Figura C.12, en la cual se puede verse conectada a una fuente de tensión trifásica de CA. Como se indicó, los tiristores pasan al estado de encendido al recibir una señal de disparo y al estado de apagado por el paso natural por cero de la tensión aplicada. La tensión en CC de salida está constituida por seis pulsos, tomando de ahí su nombre. Una explicación precisa de su funcionamiento puede verse en [102].

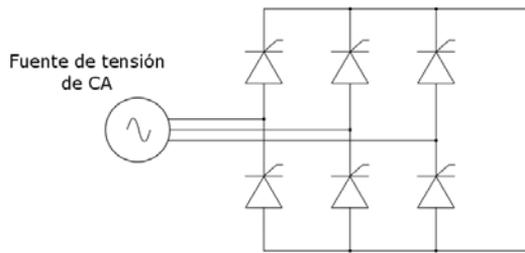


Figura C.12: Diagrama del puente de seis pulsos

Este dispositivo genera armónicos que deben ser atenuados mediante filtros, tanto en el lado de CA como en el lado de CC.

En la práctica se combinan dos puentes de seis pulsos en serie para producir una salida de 12 pulsos siendo ésta la configuración estándar utilizada para el transporte en HVDC. A uno de los puentes de seis pulsos se conecta un transformador estrella-estrella y al otro un transformador estrella-triángulo, aplicándose por tanto, tensiones desfasadas, normalmente 30°. En la Figura C.13 se muestra esta configuración.

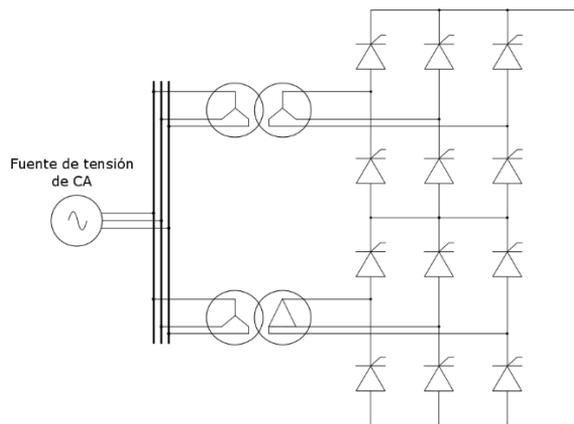


Figura C.13: Configuración de convertidor de doce pulsos

La configuración de doce pulsos maneja las potencias propias del transporte en HVDC, se reduce la característica armónica y por consiguiente, las necesidades de filtrado son menores.

De acuerdo a las señales de disparo de los tiristores, se produce un desfase entre la tensión y la corriente, consumiéndose siempre una cantidad de potencia reactiva. Por lo tanto, con este tipo de convertidores LCC es posible controlar el flujo de potencia activa pero no el de potencia reactiva. La potencia reactiva consumida por el convertidor oscila entre un 30 y un 60 % de la potencia activa.

Por lo general, los filtros en el lado de CA proporcionan el 60 % de la potencia reactiva requerida por el convertidor, siendo el resto proporcionado por dispositivos de compensación de potencia reactiva como banco de condensadores, compensadores síncronos, compensadores estáticos (SVC) o banco de reactancias en derivación [103].

Los filtros para la eliminación de los armónicos producidos por el convertidor se colocan en el lado del primario de los transformadores. En el lado de CC también se colocan filtros necesarios para reducir el rizado de la tensión.

Además, también se conecta en el lado de CC, en serie con el convertidor, bobinas de alisado al inicio y al final de la línea de CC. Estas bobinas de alisado se utilizan para la reducción del rizado de la corriente y para la reducción del pico de corriente en caso de cortocircuito en el lado de CC.

La Figura C.14 muestra un diagrama de un sistema de transporte LCC-HVDC con conexión bipolar, en el cual se ha representado los elementos más importantes presentes en este sistema.

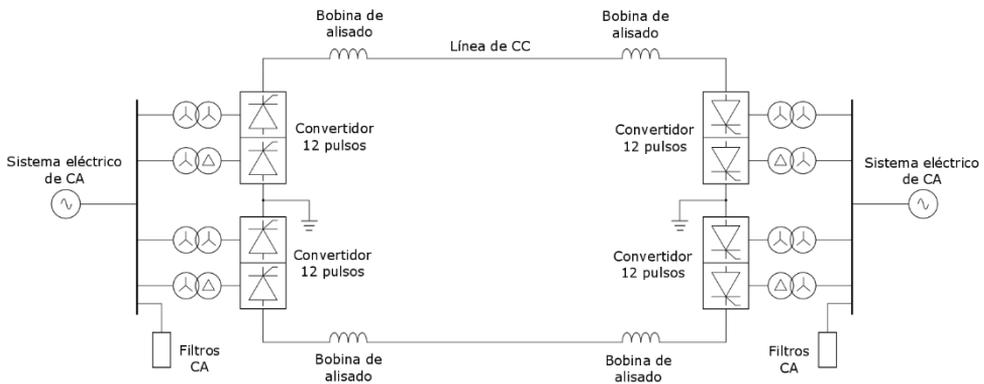


Figura C.14: Sistema de transporte LCC-HVDC con conexión bipolar con retorno por tierra o mar

Como la intensidad en el lado de continua es unidireccional, el cambio de dirección del flujo de potencia requiere invertir la polaridad. Todo ello se puede conseguir simplemente controlando el momento del encendido del tiristor. En los enlaces multiterminales, una de las estaciones que actúa como inversora debe encargarse del establecimiento del valor de tensión. El resto de las estaciones controlan el valor de corriente, controlando de este modo la potencia intercambiada.

La mayoría de los sistemas de transporte en HVDC implementados son del tipo LCC.

Para una operación estable, garantizándose una adecuada conmutación de los convertidores, se requiere una generación suficiente que garantice una regulación de las tensiones de CA en ambos lados del sistema de transporte LCC-HVDC [104]. Esto puede ser evaluado a través de la relación entre la potencia de cortocircuito en el lado de CA y la potencia del sistema de transporte en HVDC denominada *Short-Circuit Ratio (SCR)* [105] (ecuación C.1).

$$SCR = \frac{S_{cortocircuito} [MVA]}{P_{sistema HVDC} [MW]} \tag{C.1}$$

Para valores superiores de *SCR* a 2 – 3 se considera que se garantiza un funcionamiento estable de los convertidores y por lo tanto, del sistema de transporte en HVDC [102,106].

No obstante, en [107,108] se indica que para valores de  $SCR$  menores de 1,5 podrían utilizarse compensadores síncronos que permitan una operación estable.

Además, según [105], en los sistemas de CA debe existir una inercia mínima que garantice que la constante de inercia  $H_{CC}$  (ecuación C.2) referida a la potencia del transporte en HVDC, presente un valor de al menos 2 – 3 s.

$$H_{CC} = \frac{H[MW \cdot s]}{P_{sistema HVDC} [MW]} \tag{C.2}$$

### Topología con convertidores *Voltage Source Converter*

Esta topología se basa en el uso de los convertidores VSC que utilizan dispositivos electrónicos semiconductores controlados con capacidad de apagado y encendido, es decir, dispositivos que permiten pasar al estado de encendido o apagado por medio de una señal de control aplicada (Figura C.15). De entre estos dispositivos, el IGBT es el que mejores resultados ha dado en la aplicación a los sistemas eléctricos de transporte HVDC.

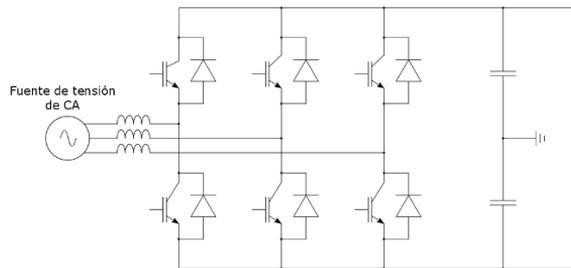


Figura C.15: Diagrama básico de un puente de seis pulsos en convertidor VSC de dos niveles con IGBT

La capacidad que presentan los IGBT de encendido o apagado por medio de una señal aplicada permite el control independiente de la potencia activa y de potencia reactiva. La potencia reactiva puede ser controlada en cada extremo del sistema de transporte HVDC independientemente del nivel de tensión en el lado de CC. Asimismo, la distorsión armónica producida por el convertidor es menor que el generado por los convertidores LCC.

La disposición presentada en la Figura C.15 puede funcionar como rectificador o como inversor. En caso de funcionar como rectificador, cada polo proporciona  $\frac{1}{2}$  de la tensión en el lado de CC. Esta topología básica normalmente es controlada por Modulación por Ancho de Pulso (*Pulse Width Modulation* (PWM)).

La máxima potencia que puede manejar este tipo de convertidores depende del rango máximo de trabajo de los IGBT, siendo la tensión actual máxima de trabajo 6,5 kV y la corriente de 2,5 kA.

Cuando es necesario trabajar con tensiones y potencias más elevadas se puede recurrir a los convertidores multiniveles. Un convertidor de tres niveles, como el que se muestra en la Figura C.16, se puede reducir las pérdidas que son entre un 2 y un 5 %. Además estos convertidores emiten un nivel menor de armónicos.

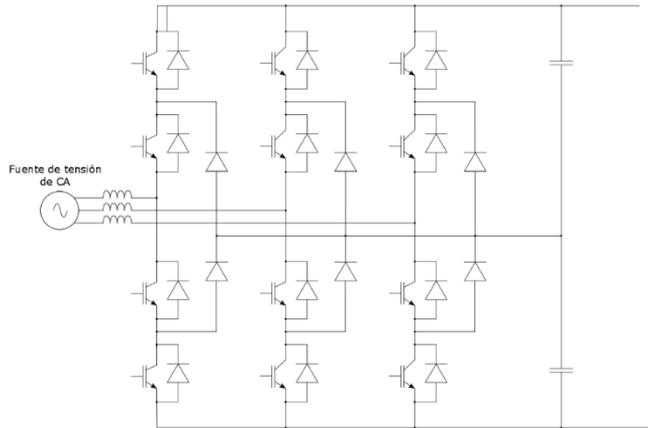


Figura C.16: Convertidor VSC de tres niveles con IGBT

Para alcanzar la tensión necesaria en CC se conectan en serie varios IGBT debiéndose conmutar simultáneamente. Al conectarse varios IGBT en serie es habitual conectar condensadores en paralelo para distribuir de forma equitativa la tensión entre ellos. Todo esto implica una mayor dificultad para el control y mayores costes.

Dependiendo de la estrategia de conversión PWM o Convertidor multinivel modular (*Modular Multilevel Converter (MMC)*), la configuración de los IGBT y su utilización será distinta.

El sistema PWM utiliza módulos con IGBT en serie, con un control de encendido y apagado común. Se configuran como se ha visto hasta ahora, formado un puente Graetz. Esta disposición permite conseguir una forma de onda fundamental similar a la de la red de CA.

En el sistema MMC se configuran más módulos con dos IGBT formando un conmutador. Las posiciones de este conmutador permiten cortocircuitarlo o dejarlo a una tensión proporcionada por un condensador. Un diagrama de la disposición de este tipo de convertidor puede verse en la Figura C.17. El control adecuado de cada módulo posibilita construir la onda de tensión deseada mediante escalones sucesivos. Una descripción detallada del sistema MMC puede encontrarse en [109].

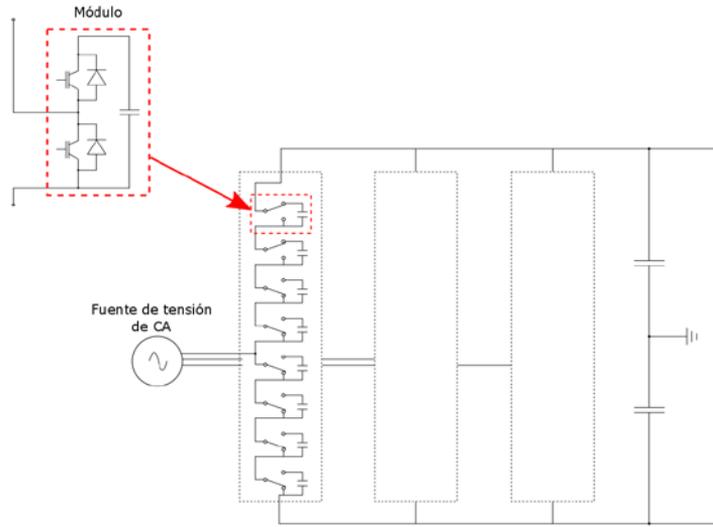


Figura C.17: Diagrama de un convertidor VSC con topología MMC

Al igual que en la topología LCC, se necesitan una serie de filtros tanto en el lado de CA como en el de CC. Los armónicos producidos pueden causar interferencias en equipos de telecomunicaciones. Para mitigar estos armónicos se disponen filtros en ambos lados de CA. Como en los sistemas VSC no se consume potencia reactiva no es necesario contar con dispositivos compensadores de potencia reactiva. En el lado de CC se utilizan condensadores para minimizar el rizado de la tensión y amortiguar los fenómenos transitorios. Se conectan dos condensadores en cada polo y sus características dependen de la tensión a la cual vaya a estar sometidos.

También es necesario contar con transformadores para elevar o reducir los niveles de tensión a la entrada de los convertidores.

Un diagrama general de un sistema de transporte VSC-HVDC se muestra en la Figura C.18. En esta figura se aprecia los principales elementos que componen este tipo de sistema de transporte HVDC.

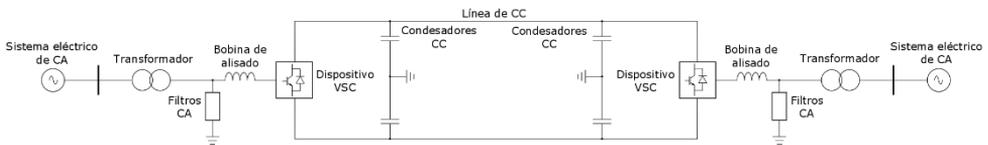


Figura C.18: Topología del sistema de transporte VSC-HVDC

## Apéndice D

# Asignación de potencia a los generadores gestionables para el capítulo 4

En este apéndice se recogen las potencias asignadas a cada uno de los generadores que conforman la generación gestionable y que se encuentran en servicio en los períodos horarios analizados en el Capítulo 4.

Para la asignación de generación a los grupos convencionales en cada período horario se han considerado aspectos económicos así como el mantenimiento de las reservas primaria y secundaria de acuerdo con [56].

Determinados los grupos convencionales que participan en la generación atendiendo a la necesidad de cubrir la demanda ante la ausencia de generación renovable y a los tiempos de arranque y, conocida la potencia total que debe suministrar este tipo de generación, se asigna la potencia que ha de producir cada uno de ellos. Estas potencias para los períodos horarios analizados se muestran en las Tablas D.1, D.2 y D.3, incluyéndose además los valores de pérdidas del sistema.

Tabla D.1: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura

| Sistema Eléctrico       | Central Eléctrica / Instalación | Grupo de Generación | Potencia asignada (MW) |
|-------------------------|---------------------------------|---------------------|------------------------|
| Gran Canaria            | Barranco de Tirajana            | Vapor 1             | 33,4                   |
|                         |                                 | Vapor 2             | 33,4                   |
|                         |                                 | Gas 3 – CC1         | 37,72                  |
|                         |                                 | Vapor 3 – CC1       | 21,82                  |
|                         |                                 | Gas 5 – CC2         | 39,55                  |
|                         |                                 | Vapor 3 – CC2       | 23,64                  |
|                         | Jinámar                         | Diésel 4            | 23,73                  |
|                         |                                 | Diésel 5            | 23,73                  |
|                         | Chira-Soria                     | Turbina hid. 1      | 50                     |
|                         |                                 | Turbina hid. 2      | 50                     |
| Lanzarote-Fuerteventura | Punta Grande                    | Diésel 6            | 16,34                  |
|                         |                                 | Diésel 7            | 13,7                   |
|                         | Las Salinas                     | Diésel 6            | 16,34                  |
|                         |                                 | Diésel 7            | 13,7                   |

Tabla D.2: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Gran Canaria - Lanzarote-Fuerteventura - África

| Sistema Eléctrico       | Central Eléctrica / Instalación | Grupo de Generación | Potencia asignada en el período horario de demanda mínima (MW) | Potencia asignada en el período horario de demanda media (MW) | Potencia asignada en el período horario de demanda máxima (MW) |
|-------------------------|---------------------------------|---------------------|--|---|--|
| Gran Canaria            | Barranco de Tirajana            | Vapor 1             | 28,05  | 29,5  | 40,89  |
|                         |                                 | Vapor 2             | 27,84  | 30  | 41   |
|                         |                                 | Gas 3 – CC1         | 21,2   | 30  | 30   |
|                         |                                 | Vapor 3 – CC1       | 10,6   | 15  | 15   |
|                         |                                 | Gas 5 – CC2         | 20,7   | 30  | 30   |
|                         |                                 | Vapor 3 – CC2       | 11,17  | 15  | 15   |
|                         | Jinámar                         | Diésel 4            | 14,1   | 17  | 17   |
|                         |                                 | Diésel 5            | 14,1   | 17  | 17   |
|                         | Chira-Soria                     | Turbina hid. 1      | -37,5  | -   | 32   |
|                         |                                 | Turbina hid. 2      | -37,5  | -   | 32   |
| Turbina hid. 3          |                                 | -37,5               | -  | -   |  |
| Lanzarote-Fuerteventura | Punta Grande                    | Diésel 6            | 14,57  | 14,4  | 15,34  |
|                         |                                 | Diésel 7            | 11,8   | 12,3  | 13,8   |
|                         |                                 | Diésel 8            | -  | 12,3  | 13,8   |
|                         |                                 | Diésel 9            | -  | 12,3  | 13,8   |
|                         | Las Salinas                     | Diésel 6            | 14,1   | 14,1  | 15,85  |
|                         |                                 | Diésel 7            | 11,8   | 12,3  | 13,8   |
|                         |                                 | Diésel 8            | -  | 12,3  | 13,8   |
|                         |                                 | Diésel 9            | -  | -   | 13,8   |
|                         |                                 | Diésel 9            | -  | -   | 13,8   |

Tabla D.3: Grupos de generación gestionable en servicio en la interconexión Tenerife - La Gomera

| Central Eléctrica / Instalación | Grupo de Generación | Potencia asignada en el período horario de demanda mínima (MW) | Potencia asignada en el período horario de demanda máxima (MW) |
|---------------------------------|---------------------|--|--|
| Candelaria                      | Vapor 5             | 14,04  | 14,32  |
|                                 | Vapor 6             | 14,04  | 14,32  |
|                                 | Gas 4 - CC3         | 25,37  | 25,88  |
|                                 | Gas 5 - CC3         | 25,37  | 25,88  |
|                                 | Vapor 7 - CC3       | 25,77  | 26,28  |
| Granadilla                      | Vapor 1             | 28,79  | 29,34  |
|                                 | Vapor 2             | 28,79  | 29,36  |
|                                 | Gas 5 - CC2         | 26,02  | 26,54  |
|                                 | Gas 6 - CC2         | 26,02  | 26,54  |
| Cotesa                          | Vapor 4 - CC2       | 26,02  | 26,54  |
|                                 | Gas 1               | 23,78  | 24,25  |
| Central hidráulica (TF)         | Turbina hid. 1      | -46  | -25,5  |
|                                 | Turbina hid. 2      | 0  | -25,5  |

# Bibliografía

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2015) *Renewable 2015 Global Status Report*.
- [2] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2015) *Renewables Global Future Report*.
- [3] Comisión Europea (2010) *Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador*. Comisión Europea.
- [4] Comisión Europea (2013) *Hoja de Ruta de la Energía para 2050, un futuro con energía*.
- [5] Ackermann, T. (editor) (2012) *Wind Power in Power Systems*. 2.<sup>a</sup> ed. Wiley and Sons, Chichester, Reino Unido.
- [6] Red Eléctrica de España (2007) Integración de la energía eólica en condiciones de seguridad para el sistema. En: *Endesa, Conferencias y Jornadas Tecnológicas*, Sevilla, España.
- [7] Coronado, L (2011) Respuesta de inercia de los parques eólicos, situación actual. En: *Jornada de Integración en Red. TECHWINDGRID 2011*, Madrid, España.
- [8] Johnson, A. (2009) *System Technical Performance, National Grid, Grid Code Frequency Response*. Working Group System Inertia.
- [9] Ekanayake, J., Jenkins, N. (2004) Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 9-4, 800-802. DOI: 10.1109/TEC.2004.827712
- [10] Lalor, G., Mullane, A., O'Malley, M. (2005) Frequency control and wind turbine technologies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20, 1905-1913. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.857393
- [11] Morren, J., de Haan, S. W. H., Kling, W. L., et al. (2006) Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21, 433-434. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.861956
- [12] Ela, E., Gevorgian, V., Fleming, P., et al. (2014) *Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps*.
- [13] Yuan-Zhang, S., Zhao-Sui Z., Guo-jie, Li., et al. (2010) Review on frequency control of power systems with wind power penetration. En: *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Zhejiang, Hangzhou, China. DOI: 10.1109/POWERCON.2010.5666151

- [14] Wachtel, S., Beekmann, A. (2009) Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and frequency stability in power systems. En: *8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Offshore Wind Farms*, Bremen, Alemania.
- [15] Burra, R., Ambekar, A., Narang, H., et al. (2014) GE brilliant wind farms. En: *IEEE Symposium Power Electronics and Machines for Wind and Water Applications (PEMWA)*, Milwaukee, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PEMWA.2014.6912227
- [16] Brisebois, J., Aubut, N. (2011) Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need. En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PES.2011.6039121
- [17] Taveira, N. (2010) Improving the grid compatibility with Enercon wind energy converters. En: *AEE Convención Eólica 2010*, Madrid, España.
- [18] Gonzalez-Longatt, F. (2012) Impact of synthetic inertia from wind power on the protection/control schemes of future power systems: simulation study. En: *11th International Conference on Developments in Power Systems Protection DPSP 2012*, Birmingham, Reino Unido. DOI: 10.1049/cp.2012.0030
- [19] Rutledge, L., Miller, N.W., O'Sullivan, et al. (2012) Frequency response of power systems with variable speed wind turbines. En: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3, 683-691. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2202928
- [20] Miller, N. W., Clark, K., Shao, M. (2011) Frequency responsive wind plant controls: Impacts on grid performance. En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PES.2011.6039137
- [21] Quitmann, E. (2012) Ancillary services from wind turbines and related grid codes. En: *5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, Berlin, Alemania.
- [22] Tarnowski, G. C., Kjær, P. C., Dalsgaard, S., et al. (2010) Regulation and frequency response service capability of modern wind power plants. En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minnesota, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PES.2010.5589774
- [23] Duncan Glover, J., Mulukutla, S., Overbye, T. (2012) *Power System Analysis and Design*. 5.<sup>a</sup> ed. Cengage Learning.
- [24] Conroy, J. F., Watson, R. (2008) Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, 649-656. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.920197
- [25] Ullah, N. R., Thiringer, T., Karlsson, D. (2008) Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines - potential and applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23, 601-612. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.920076
- [26] Ping-Kwan, K., Pei, L., Banakar, H., et al (2008) Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24, 279-287. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.2004827

- [27] Björnstedt, J. (2012) *Integration of Non-synchronous Generation Frequency Dynamics*. Tesis Doctoral, Lund University, Lund, Suecia.
- [28] Vindforsk Project (2013) *The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance*.
- [29] Gevorgian, V., Zhang, Y., Ela, E. (2014) Investigating the impacts of wind generation participation in interconnection frequency response. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6-3, 1004-1012. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2343836
- [30] BOE (2007) *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado, 26 de mayo de 2007, núm. 126.
- [31] BOE (2006) *Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. Boletín Oficial del Estado, 24 de octubre de 2006, núm. 254.
- [32] BOC (2006) *Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias*. Boletín Oficial de Canarias, 20 de noviembre de 2006, núm. 225.
- [33] BOE (2010) *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Boletín Oficial del Estado, 23 de noviembre de 2010, núm. 283.
- [34] Rodríguez-Velázquez, A. (2008) Adaptación de eólicos a huecos de tensión en Canarias - 2015. *DYNA Ingeniería e Industria*, 83-3, 157-163.
- [35] Merino, J., Mendoza-Araya, P., Venganzones, C. (2014) State of the art and future trends in grid codes applicable to isolated electrical systems. *Energies*, 7, 7936-7954. DOI: 10.3390/en7127936
- [36] Meneses, P., Contreras, J., (2015) An economic and regulatory framework for insular grids: The case of the Canary Islands. En: *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisboa, Portugal. DOI: 10.1109/EEM.2015.7216684
- [37] Colmenar-Santos, A., Monzón-Alejandro, O., Borge-Diez, D., et al. (2013) The impact of different grid regulatory scenarios on the development of renewable energy on islands: A comparative study and improvement proposals. *Renewable Energy*, 60, 302-312. DOI: 10.1016/j.renene.2013.05.032
- [38] Erdinc, O., Paterakis, N., Catalão, J. (2015) Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources: Opportunities and challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 333-346. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.104

- [39] Dessouky, M. O. (2013) The environmental impact of large scale solar energy projects on the MENA deserts: Best practices for the DESERTEC initiative. En: *2013 IEEE EUROCON*, Zagreb, Croacia. DOI: 10.1109/EUROCON.2013.6625072
- [40] Adam, P., Kowal, J. (2013) Medgrid - An industrial initiative for the development of interconnections between the Mediterranean power grids. En: *15th European Conference on Power Electronics and Applications*, Lille, Francia. DOI: 10.1109/EPE.2013.6634741
- [41] Cova, B. (2004) Progress of the Mediterranean ring and the interconnection with Europe. En: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PES.2004.1373051
- [42] C. Brancucci, C., L'Abbate, A., Migliavacca, G., et al. (2013) Effects of North-African electricity import on the European and the Italian power systems: a techno-economic analysis. *Electric Power Systems Research*, 96, 119-132. DOI: 10.1016/j.epsr.2012.11.001
- [43] Red Eléctrica de España (2012) Interconexiones Eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa.
- [44] Bueno, C., Carta, J. A. (2005) Technical-economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part II: model application to the island of El Hierro. *Solar Energy*, 78-3, 396-405. DOI: 10.1016/j.solener.2004.08.007
- [45] Rodrigues, E. M. G., Godina, R., Santos, S. F. et al. (2014) Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems. *Energy*, 75-1, 265-280. DOI: 10.1016/j.energy.2014.07.072
- [46] Artiles-Santana, M. A., Cabrera-Quintero, F., Medina-Padrón, J. F., Medina-Domínguez, E. J. (2015) Impact of undergrounding power line on the operation of a renewable hidro-wind power system. En: *11th International Conference on Technical and Physical Problems of Electrical Engineering*, Bucarest, Rumania.
- [47] Rodríguez Bordón, J. (2011) *Estudio sobre las interconexiones de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias*. Proyecto fin de carrera, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Gran Canaria, España.
- [48] Proyecto Realisegrid (2011) *Final WP1 report on cost/benefit analysis of innovative technologies and grid technologies roadmap report validated by the external partners*. 7.º Programa Marco de la Unión Europea.
- [49] Proyecto INTERMACAN (2014). Programa de Cooperación Transfronteriza España – Fronteras Exteriores.
- [50] Siemens Power Technologies International (2009) *PSS®E 32.0. Model Library. Revisión Junio 2009*.
- [51] Padrón, S., Medina, J. F., Rodríguez, A. (2011) Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canaria: A case study, *Energy*, 36-12, 6753-6762. DOI: 10.1016/j.energy.2011.10.029

- [52] Hidalgo Yanes, H. (2012) *Estudio del impacto en el sistema eléctrico de la implantación de una central hidroeléctrica de bombeo en la isla de Tenerife*. Proyecto fin de carrera, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Gran Canaria, España.
- [53] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España (2011) *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020. Desarrollo de las redes de transporte. Primer borrador (julio 2011)*.
- [54] Buil-Zanz, J, (2010) Centrales hidráulicas reversibles. En: *Jornadas sobre Redes Eléctricas Inteligentes, Electrificación del Transporte e Integración de Energías Renovables*, Las Palmas de Gran Canaria, España.
- [55] Consejería de Empleo, Industria y Comercio, Gobierno de Canarias (2012) *Directrices de Ordenación Sectorial de Energía*.
- [56] BOE (2006) *Anexo de la Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*. Boletín Oficial del Estado, 31 de mayo de 2006, suplemento del núm. 129.
- [57] Saharoy, B. K., Pradhan, A. K., Sinha, A. K. (2009) Computation of critical clearing time using an integrated approach. En: *IEEE International Conference on Power Systems (ICPS '09)*, Kharagpur, India. DOI: 10.1109/ICPWS.2009.5442676
- [58] Kumkratug, P. (2012) Investigation of the critical clearing time of power system with synchronous machine model including saliency. *American Journal of Applied Sciences*, 9, 227-230. DOI: 10.3844/ajassp.2012.227.230
- [59] Libao, S., Shuming, S., Liangzhong Y., et al. (2014) Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability. *Renewable Power Generation, IET*, 8-5, 509-521. DOI: 10.1049/iet-rpg.2013.0028
- [60] Lenga, O. (2014) Application of critical clearing time as a transient stability criterion for power system expansion planning. En: *IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kiev, Ucrania. DOI: 10.1109/IEPS.2014.6874182
- [61] Ribot, J., Vaquero, J., López, S., et al. (2006) *Evolution in the Spanish power system: new protection coordination criteria and critical clearing time calculation methodology*. SC B5 *Protection and Automation, B5-215*. CIGRE.
- [62] Red Eléctrica de España. *Metodología de Aplicación de los Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares*.
- [63] Red Eléctrica de España. *Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español*.
- [64] Red Eléctrica de España. *Criterios Generales de Protección de Los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares*.

- [65] Chengxi, L., Zhe, C., Bak, C. L., et al. (2012) Transient stability assessment of power system with large amount of wind power penetration: the Danish case study. En: *Conference on Power and Energy*, Ho Chi Minh City, Vietnam. DOI: 10.1109/ASSCC.2012.6523312
- [66] Chowdhury, M. A., Hosseinzadeh, N., Shen, W. X., et al. (2013) Comparative study on fault responses of synchronous generators and wind turbine generators using transient stability index based on transient energy function. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 51, 145-152. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.02.025
- [67] Mitra, A., Chatterjee, D. (2013) A sensitivity based approach to assess the impacts of integration of variable speed wind farms on the transient stability of power systems. *Renewable Energy*, 60, 662-671. DOI: 10.1016/j.renene.2013.06.002
- [68] Stefanos V. Papaefthymiou, Vasileios G. Lakiotis, Ioanis D. Margaritis, et al. (2015) Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations. *Renewable Energy*, 74, 544-554. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.062.
- [69] Merino, J., Veganzones, C., Sánchez, J.A., et al. (2012) Power system stability of a small sized isolated network supplied by a combined wind-pumped storage generation system: a case study in the Canary Islands. *Energies*, 5, 2351-2369. DOI: 10.3390/en5072351
- [70] Unesa (1996) *Guía de la Calidad de las Ondas en las Redes Eléctricas*.
- [71] Padrón, S., Hernández, M., Falcón, A. (2015) Reducing under-frequency load shedding in isolated power systems using neural networks. Gran Canaria: A case study. *IEEE Transactions on Power Systems*, 99, 1-9. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2395142
- [72] Consejería de Empleo, Industria y Comercio, Gobierno de Canarias (2014) *Anuario Energético de Canarias 2013*.
- [73] BOE (2015) Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Boletín Oficial del Estado, 1 de agosto de 2015, núm. 183, p. 66752.
- [74] BOC (2007) ORDEN de 27 de abril de 2007, por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios. Boletín Oficial de Canarias, viernes 4 de mayo de 2007, núm. 89.
- [75] Endesa Generación (2011) Central de bombeo Chira-Soria. En: *Ciclo de Conferencias en el área de la Ingeniería Eléctrica*, Las Palmas de Gran Canaria, España.
- [76] Arab Union of Electricity (AUE) (2010) *Electrical Network Morocco*.
- [77] Global Energy Observatory (2013) *Global Energy Observatory*
- [78] Office National de l'Electricité (2008) *Rapport d'Activités 2007*.

- [79] Office National de l'Electricité (2010) *Rapport d'Activités 2009*.
- [80] Office National de l'Electricité (2011) *Rapport d'Activités 2010*.
- [81] Office National de l'Electricité (2012) *Rapport d'Activités 2011*.
- [82] Office National de l'Electricité (2011) Renewable Energy Projects in Morocco. En: Sevilla, España.
- [83] Fernández Scola, C. (2012) *Informe sectorial. El sector de las energías renovables en Marruecos*.
- [84] Office National de l'Electricité (2009) *Projet intégré de production électrique solaire*.
- [85] Arab Union of Electricity (AUE) (2011) *Statistical Bulletin 2011. 20th Issue*.
- [86] IEEE (2006) *IEEE Standard for Cylindrical Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above*. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99083
- [87] IEEE (2006) *IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above*. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99082
- [88] Proyecto ERAMAC (2005) *Análisis Dinámico del Sistema Eléctrico de Tenerife para Distintas Configuraciones Eólicas*. Programa INTERREG IIIB - Proyecto Maximización de la Penetración las Energías Renovables y Ahorro Energético en la Macaronesia.
- [89] Proyecto TRES (2012) *Elaboración de modelos matemáticos para la simulación dinámica de las redes eléctricas insulares*. Programa de Cooperación Transnacional Madeira – Azores – Canarias (MAC) 2007 – 2013.
- [90] Anderson, P. M., Fouad, A. A. (2003) *Power System Control and Stability*. 2.ª ed. Wiley-IEEE Press, New Jersey, Estados Unidos.
- [91] Grainger, J. J., Stevenson, W.D. (1996) *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw Hill, Méjico.
- [92] Siemens Power Technologies International (2009) *PSS®E 32.0. Volume II, Program Application Guide*.
- [93] IEEE (2005) *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99499
- [94] IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group (2009) Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants. En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Calgary, Canadá. DOI: 10.1109/PES.2009.5275330
- [95] Ellis, A., Muljadi, E., Sanchez-Gasca, J., et al. (2011) Generic models for simulation of wind power plants in bulk system planning studies. En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PES.2011.6039844

- [96] Taveira, N., Mendonça, A., Quitmann, E., et al. (2012) The Connection Studies for 1200 MW Wind Power Integration in Portugal. En: *11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, Lisboa, Portugal.
- [97] Fischer, M., Schellschmidt, M. (2011) Fault Ride Through Performance of Wind Energy Converters with FACTS Capabilities in Response to up-to-date German Grid Connection Requirements. En: *Power Systems Conference and Exposition (PSC)*, Phoenix, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PSC.2011.5772516
- [98] Premm, D., Glitza, O., Fawzy, T., et al. (2011) Grid integration of photovoltaic plants – A generic description of PV plants for grid studies. En: *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, Alemania
- [99] Bahrman, M. P., Johnson, B.K. (2007) The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5-2, 32-44. DOI: 10.1109/MPAE.2007.329194
- [100] Vijay K. Sood, V. K. (2004) *HVDC and FACTS Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, Boston, Estados Unidos.
- [101] Padiyar, K. R. (2011) *HVDC Power Transmission Systems*. 2.<sup>a</sup> ed. New Academic Science, Tunbridge Wells, Reino Unido.
- [102] Arillaga, J., Liu, Y. H., Watson, N. R. (2007) *Flexible Power Transmission. The HVDC Options*. Wiley and Sons, Chichester, Reino Unido.
- [103] Woodford, D.A. (2005) *HVDC Transmission*. Manitoba HVDC Research Centre, Canada.
- [104] Chunyi, G., Chengyong, Z., Xiuyu, C. (2014) Analysis of dual-infeed HVDC with LCC inverter and VSC rectifier. En: *PES General Meeting, Conference and Exposition*, Washington, Estados Unidos. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939185
- [105] IEEE (1997) *IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities*. DOI: 10.1109/IEEESTD.1997.85949
- [106] Chih-Ju, C., Yuan-Kang, W., Gia-Yo, et al. (2011) Comparative evaluation of the HVDC and HVAC links integrated in a large offshore wind farm - an actual case study in Taiwan. En: *Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Orlando, Estados Unidos. DOI: 10.1109/IAS.2011.6074397
- [107] Nayak, O. B., Gole, A. M., Chapman, D. G., et al. (1994) Dynamic performance of static and synchronous compensators at an HVDC inverter bus in a very weak ac system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9-3, 1350–1358. DOI: 10.1109/59.336131
- [108] Jovicic, D., Pahalawaththa, N., Zavahir, M. (2000) Investigation of the use of inverter control strategy instead of synchronous condensers at inverter terminal of an HVDC system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15-2, 704–709. DOI: 10.1109/61.853008

- [109] Solas, E., Abad, G., Barrena, J. A., et al. (2010) Modulation of Modular Multilevel Converter for HVDC application. En: *14th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, Ohrid, Macedonia.  
DOI: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606876









INSTITUTO UNIVERSITARIO  
**SIANI**  
INGENIERIA COMPUTACIONAL

Edificio Central del Parque Tecnológico  
Campus Universitario de Tafira  
35017 Las Palmas de Gran Canaria  
e-mail: [info@siani.es](mailto:info@siani.es) · [www.siani.es](http://www.siani.es)



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS  
DE GRAN CANARIA