

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
-
INSTITUTO UNIVERSITARIO DE SISTEMAS INTELIGENTES Y
APLICACIONES NUMÉRICAS EN INGENIERÍA
-
Máster Oficial en Eficiencia Energética



Trabajo Final de Máster

**Estudio de eficiencia energética y estabilidad
de una micro-red en La Restinga,
isla de El Hierro**

Samuel Marrero Vera

Tutor: José Fernando Medina Padrón

Diciembre - 2015

Agradecimientos:

Quiero agradecer la dedicación de mi tutor, José Fernando Medina Padrón, para guiarme en la elaboración de este Trabajo Final de Máster. A Fidel Cabrera Quintero, por darme la opción de ubicar este trabajo en La Restinga, y facilitarme toda la información a su alcance. Al Consejo Insular de Aguas de El Hierro, por su colaboración, y a todos los que, en mayor o menor medida, me han ayudado a llevar este estudio a cabo.

También, quiero agradecer a mis padres la oportunidad que me han dado de llegar hasta aquí. Y a Shamira Bordón Martín, consejera, correctora, diseñadora gráfica y apoyo fundamental, por su ayuda y su aliento incondicional.

Índice general

Lista de figuras	7
Lista de tablas	13
1. Introducción	15
1.1. Contextualización	15
1.2. Conceptos fundamentales	20
1.3. Objeto	21
1.4. Emplazamiento	22
1.5. Características de la micro-red	23
1.6. Procedimiento	25
1.7. Datos de partida	26
1.8. Escenarios y modos de funcionamiento	27
2. Modelado energético de la micro-red	29
2.1. La herramienta: <i>Homer</i>	29
2.2. Procedimiento de diseño del modelo energético de la micro-red	31
2.3. Modelo energético de la micro-red	34
2.3.1. Datos de entrada	34
2.3.2. Primera Optimización	48
2.3.3. Estudios de sensibilidad preliminares	50
2.3.4. Segunda Optimización	52
2.3.5. Estudios de sensibilidad evaluativos	55
2.4. Selección de escenarios de generación	61
3. Modelado eléctrico de la micro-red	63
3.1. La Herramienta: <i>PowerWorld Simulator</i>	64
3.1.1. Modelo de planta fotovoltaica	64
3.1.2. Modelo de aerogenerador tipo 4 (<i>full converter</i>)	75
3.1.3. Modelo de Batería	83
3.2. Diseño de la red de distribución de energía eléctrica de La Restinga	84
3.2.1. Red de distribución en Media Tensión	84
3.2.2. Red de distribución en Baja Tensión	85

3.3. Modelo eléctrico de la Micro-red	86
3.3.1. Cargas del sistema	89
3.3.2. Conductores	89
3.3.3. Protecciones	90
3.3.4. Transformadores	91
3.3.5. Generadores	92
3.3.6. Baterías	93
4. Estudio de estabilidad del sistema eléctrico	95
4.1. Escenarios y modos de funcionamiento	95
4.2. Pruebas en régimen permanente	98
4.2.1. Flujo de potencia activa	98
4.2.2. Pérdidas en el sistema	100
4.2.3. Flujo de potencia reactiva	102
4.2.4. Tensiones del sistema	104
4.3. Pruebas en régimen dinámico	106
4.3.1. Desconexión de carga	107
4.3.2. Conexión de carga	117
4.3.3. Pérdida de la línea más cargada	125
4.3.4. Pérdida del mayor generador	126
4.3.5. Cortocircuito	128
4.3.6. Desconexión de la red	130
4.4. Conclusiones	132
4.5. Líneas futuras de investigación	134

Índice de figuras

1.1.	Situación geográfica del Archipiélago Canario y El Hierro. . .	16
1.2.	Esquema de funcionamiento del sistema de ósmosis inversa de la EDAM de La Restinga. <i>Fuente: Consejo Insular de Aguas.</i>	18
1.3.	Esquema de funcionamiento del sistema remineralización y bombeo de la EDAM de La Restinga. <i>Fuente: Consejo Insular de Aguas.</i>	19
1.4.	Esquema de funcionamiento del sistema de aguas de El Hierro. <i>Fuente: Consejo Insular de Aguas.</i>	20
1.5.	La Restinga	22
1.6.	Isla de El Hierro	23
2.1.	El Hierro: curvas de demanda diaria(verde), curva de demanda media (azul) y curva de demanda media para 2027 (azul grueso). <i>Elaboración propia en base a datos de R.E.E.</i>	36
2.2.	Estimación de la potencia eléctrica de la cámara frigorífica. <i>Fuente: Intracon.</i>	38
2.3.	Estimación del consumo eléctrico de la cámara frigorífica a lo largo del año). <i>Elaboración propia en base a datos de Intracon.</i>	38
2.4.	Distribución horaria de los periodos tarifarios en el sistema eléctrico canario. <i>Fuente: Gesternova.</i>	45
2.5.	Localización de las zonas con posibilidad de instalar los aerogeneradores. <i>Fuente: Grafcan.</i>	47
2.6.	Recurso eólico en <i>Homer</i> . <i>Elaboración propia a partir de datos del Mapa Eólico y Windfinder.com.</i>	48
2.7.	Recurso solar en <i>Homer</i> . <i>Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Mapa Solar de Canarias.</i>	48
2.8.	Esquema del modelo inicial de la micro-red.	49
2.9.	Resultado de la primera optimización en <i>Homer</i>	49
2.10.	Resultado del estudio de sensibilidad sobre el modelo de aerogenerador para el E-53 en <i>Homer</i>	51
2.11.	Resultado del estudio de sensibilidad sobre el ángulo de instalación de los módulos fotovoltaicos en <i>Homer</i>	52

2.12. Comparativa entre radiación global horizontal (arriba), generación fotovoltaica (centro) y demanda de la EDAM (abajo) en <i>Homer</i>	53
2.13. Resultado de la segunda optimización en <i>Homer</i>	54
2.14. Distribución horaria de la potencia consumida a través de la interconexión en <i>Homer</i>	54
2.15. Comparativa de los resultados del estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía. Escenario 1.	57
2.16. Comparativa de los resultados del estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía. Escenario 2.	57
2.17. <i>LCoE</i> y Energía consumida a través de la interconexión frente al aumento de la demanda de La Restinga y la instalación de producción y transporte de aguas. Escenario 1.	59
2.18. <i>LCoE</i> y Energía consumida a través de la interconexión frente al aumento de la demanda de La Restinga y la instalación de producción y transporte de aguas. Escenario 2.	59
3.1. Esquema general del modelo de planta fotovoltaica. <i>Fuente: WECC</i>	65
3.2. Diagrama de bloques del modelo REPC A. <i>Fuente: WECC</i>	66
3.3. Diagrama de bloques del modelo REEC B. <i>Fuente: WECC</i>	67
3.4. Diagrama de bloques del modelo REGC A. <i>Fuente: WECC</i>	68
3.5. Modelo de planta fotovoltaica. Control con potencia constante.	70
3.6. Modelo de planta fotovoltaica. Control con potencia reactiva constante.	70
3.7. Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante.	70
3.8. Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante y potencia reactiva constante.	71
3.9. Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante y potencia reactiva constante a nivel de planta.	71
3.10. Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante a nivel de planta.	72
3.11. Modelo de planta fotovoltaica. Control de potencia reactiva a nivel de planta con control V/Q combinado.	72
3.12. Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado.	73
3.13. Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado y compensación de la caída de tensión en la rama.	74
3.14. Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado, regulación de potencia activa y prioridad de potencia reactiva.	74

3.15. Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado y regulación de potencia activa con prioridad de potencia activa.	75
3.16. Esquema general del modelo de aerogenerador tipo 4 (<i>full converter</i>).	76
3.17. Diagrama de bloques del modelo <i>REEC A</i>	77
3.18. Diagrama de bloques del modelo <i>WTGT A</i> . <i>Fuente: WECC</i>	78
3.19. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local con prioridad de potencia activa.	79
3.20. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local, prioridad de potencia activa y simulación de oscilación en el tren de potencia.	80
3.21. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con factor de potencia constante.	80
3.22. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante.	80
3.23. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local.	81
3.24. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante a nivel de planta.	81
3.25. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta.	81
3.26. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta con compensación de caída de tensión.	82
3.27. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado.	82
3.28. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante a nivel de planta con control V/Q combinado.	82
3.29. Modelo de baterías: (a) curva potencia-frecuencia del modo 4, (b) curva potencia-frecuencia del modo 5 y (c) curva característica del control de potencia reactiva.	84
4.1. Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc0	99
4.2. Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc1	99
4.3. Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc2.	99
4.4. Gráfico de las pérdidas en el escenario DMed-Esc0.	101
4.5. Gráfico de las pérdidas en el escenario DMed-Esc2.	101
4.6. Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0	103
4.7. Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc1	103
4.8. Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2	103
4.9. Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc0.	105
4.10. Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc1.	105
4.11. Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc2.	105
4.12. Gráfico de tensiones del escenario Dmín.	106

4.13. Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V100.	108
4.14. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V100.	108
4.15. Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V50.	109
4.16. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V50.	109
4.17. Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc0.	110
4.18. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0.	110
4.19. Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.	111
4.20. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.	111
4.21. Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMín.	112
4.22. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMín.	112
4.23. Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V100.	114
4.24. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V100.	114
4.25. Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V50.	114
4.26. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.	115
4.27. Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc0.	115
4.28. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc0.	116
4.29. Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Isla.	116
4.30. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Isla.	116
4.31. Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario Dmín.	117
4.32. Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario Dmín.	117
4.33. Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V100.	118
4.34. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V100.	118
4.35. Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V50.	119

4.36. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V50.	119
4.37. Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc0.	120
4.38. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0.	120
4.39. Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.	121
4.40. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.	121
4.41. Conexión suave de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.	121
4.42. Conexión suave de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.	122
4.43. Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario Dmín.	122
4.44. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario Dmín.	122
4.45. Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V100.	123
4.46. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V100.	123
4.47. Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V50.	124
4.48. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.	124
4.49. Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc0.	124
4.50. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc0.	125
4.51. Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario Dmín.	125
4.52. Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario Dmin	126
4.53. Pérdida de generación: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc2.	126
4.54. Pérdida de generación: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2.	127
4.55. Pérdida de generación: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc2.	127
4.56. Pérdida de generación: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc2.	128
4.57. Cortocircuito: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc2	128
4.58. Cortocircuito: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2	129
4.59. Cortocircuito: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc2.	129
4.60. Cortocircuito: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc2.	130

4.61. Desconexión de la red: Gráfico de tensión del escenario DMax-V50	131
4.62. Desconexión de la red: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMax-V50	131
4.63. Desconexión de la red: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V50.	131
4.64. Desconexión de la red: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.	132

Índice de cuadros

2.1. Evolución prevista de la demanda eléctrica para la isla de El Hierro. <i>Fuente: D.O.S.E.</i>	36
2.2. Datos EDAM La Restinga. <i>Fuente: Consejo Insular de Aguas.</i>	39
2.3. Potencia de la instalación de producción de agua desalada. <i>Fuente: Consejo Insular de Aguas.</i>	39
2.4. Demanda de agua de abasto de La Restinga. <i>Elaboración propia a partir de datos del P.H.I.</i>	40
2.5. Datos mensuales de volumen desalado en 2014/2015 y Previsión de volumen desalado para 2027. <i>Elaboración propia a partir de datos del C.I.A. y del P.H.I.</i>	41
2.6. Demanda energética del sistema de producción y distribución de agua de La Restinga. <i>Elaboración propia a partir de datos del C.I.A. y del P.H.I.</i>	42
2.7. Precios de los términos de potencia y energía por periodo. <i>Fuente: Endesa.</i>	44
2.8. Datos de recurso eólico en la Zona 1. <i>Fuente: Mapa Eólico.</i>	46
2.9. Datos de recurso eólico en la Zona 2. <i>Fuente: Mapa Eólico.</i>	47
2.10. Fuentes de potencia de la micro-red optimizada.	55
2.11. Datos de los escenarios de generación.	61
3.1. Modelo de planta fotovoltaica: Modos de control con regulación de potencia activa. <i>Fuente: WECC.</i>	68
3.2. Modelo de planta fotovoltaica. Modos de control con regulación de potencia reactiva. <i>Fuente: WECC.</i>	69
3.3. Modelos a emplear en la simulación de los distintos tipos de aerogenerador. <i>Fuente: WECC.</i>	76
3.4. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Modos de control de potencia activa. <i>Fuente: WECC.</i>	78
3.5. Modelo de aerogenerador de tipo 4. Modos de control de potencia reactiva. <i>Fuente: WECC.</i>	79
3.6. Datos de las líneas de M.T.	85

3.7. Procedimiento de cálculo de la sección de los conductores de la red de distribución: Corrientes Máximas Admisibles. <i>Elaboración Propia.</i>	87
3.8. Procedimiento de cálculo de la caída de tensión de la red de distribución en B.T.: Caídas de tensión. <i>Elaboración Propia.</i>	88
3.9. Configuración de los distintos modelos TIOCRS.	90
3.10. Configuración de los distintos modelos TLIN1.	91
3.11. Configuración de los distintos modelos LHVRT.	91
3.12. Características de los transformadores.	92
3.13. Características de los generadores.	93
3.14. Modos de funcionamiento de los generadores.	93
4.1. Escenarios de simulación.	97
4.2. Comparativa de pérdidas por escenario de simulación.	102
4.3. Escenarios de simulación y pruebas realizadas en régimen dinámico.	107

Capítulo 1

Introducción

1.1. Contextualización

La isla de El Hierro es la más occidental del Archipiélago Canario. Tiene una población de 10675 habitantes, según el *Instituto Nacional de Estadística* [1] (año 2014), y una superficie de 268,71 km^2 , según *ISTAC* [2].

En la actualidad, la isla se encuentra inmersa en un proyecto desarrollado desde hace casi dos décadas que persigue convertirla en una isla pionera en el aprovechamiento de los recursos de los que dispone. Por ello, en el *Plan de Sostenibilidad de El Hierro*, aprobado en 1997 por el Cabildo de El Hierro, se recoge la idea de hacer de la isla un lugar autosostenido.

Tras la publicación del *Libro Blanco para una estrategia y un Plan de acción Comunitarios*, desarrollado por la Comisión Europea, y en el que se exponía: "[...] se seleccionará a una serie de comunidades, regiones, ciudades e islas entre aquellas que puedan aspirar razonablemente a asegurarse la totalidad de su suministro de electricidad a partir de fuentes de energías renovables [...]". El Cabildo de la isla decidía dar un paso más en este proyecto, incluyéndolo en el Plan Insular de Ordenación de El Hierro, aprobado definitivamente en 2002.

En enero de 2000, la isla fue declarada Reserva de la Biosfera, lo cual supuso un respaldo al modelo de gestión de la isla y un aliento a la estrategia de autosuficiencia emprendida años atrás, especialmente en cuanto a la producción de energía eléctrica usando recursos locales, las energías renovables.

Con todo esto, el Cabildo de El Hierro, Unelco S.A. y el Instituto Tecnológico de Canarias (I.T.C.) decidieron comenzar el desarrollo del proyecto denominado *Central Hidroeléctrica de El Hierro*, que buscaba convertir a El Hierro en la primera isla capaz de autoabastecerse de energía eléctrica por medio de fuentes de energía totalmente renovables.

El objetivo final del proyecto era que el consumo de la isla fuera cubierto con energía procedente de fuentes renovables. Para ello se instaló un parque eólico y una central hidráulica interconectados con el actual sistema eléctrico

de El Hierro, propiedad de UNELCO-ENDESA. Tal y como se explica en la página web de *Gorona del Viento* [3]

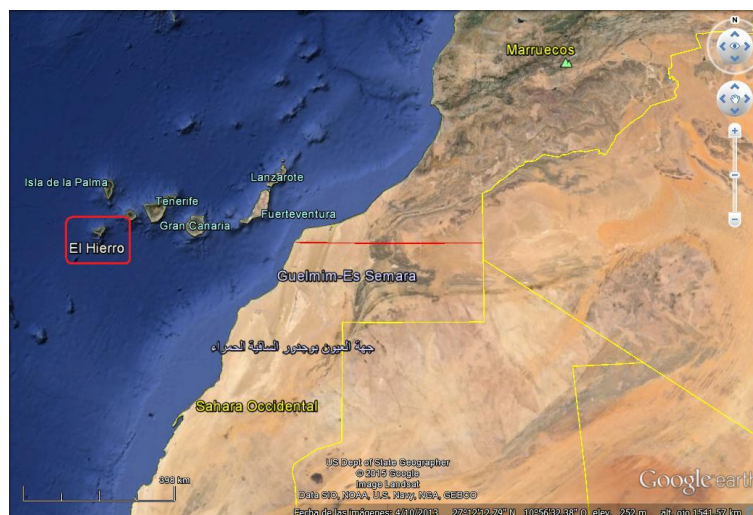


Figura 1.1: Situación geográfica del Archipiélago Canario y El Hierro.

Finalmente, en agosto de 2013 finalizaban las obras del "sistema de auto-abastecimiento energético" para, posteriormente, en febrero de 2014 comenzar la fase de pruebas técnicas en el complejo que llevarían a su inauguración en junio del mismo año. Actualmente, en la central hidroeléctrica de El Hierro continúan realizándose pruebas con el objetivo de conseguir una operación completamente efectiva de la misma.

Por otro lado, el Cabildo de El Hierro, por medio del *Consejo Insular de Aguas* ha desarrollado en los últimos años un *Plan Hidrológico Insular* con el objetivo de caracterizar las necesidades de agua existentes en la isla, los recursos hídricos de que dispone, la capacidad de producción y reutilización de agua y el modelo de gestión del agua. Todo ello con el objetivo atender las necesidades futuras de la isla sin deteriorar los recursos hidrológicos existentes.

Algunos de los objetivos de este *Plan Hidrológico Insular* son, como se describen en su *Memoria de Ordenación* [4], los siguientes:

- Cumplimiento de las demandas totales, garantizando los volúmenes y calidades requeridas para cada una de las unidades de demanda.
- Gestión eficiente de la demanda conjuntamente con los recursos disponibles.
- Apoyar la mejora y la eficiencia de la gestión de los servicios de abastecimiento y riego.

- Regulación insular de los recursos impulsando la eficiencia energética en captación, producción y transporte.

Otro aspecto clave, para entender la necesidad de una instalación como la propuesta en este estudio, es el diseño de la red de distribución de energía eléctrica en la isla de El Hierro.

Dada la escasa población y la ausencia de instalaciones que precisen de grandes cantidades de energía para su funcionamiento, hasta la fecha no ha sido necesaria la implantación de una red de transporte de energía eléctrica en alta tensión. No obstante, la isla se encuentra abastecida a través de una red de distribución en media tensión ($20kV$), que alimenta las distintas redes de distribución en baja tensión en cada una de las poblaciones. Este tipo de sistemas de distribución limitan, no solo la capacidad de envío de energía a través de las líneas, sino también las distancias que pueden ser salvadas por éstas, ya que las pérdidas son mayores a las que se producen en sistemas de transporte a mayores tensiones.

Especial mención merece el pueblo de La Restinga, en el término municipal de El Pinar, que se conecta al resto del sistema eléctrico de la isla a través de una única línea de media tensión ($20kV$) de $12km$ de longitud. Esto hace de La Restinga un punto conflictivo del sistema eléctrico, dadas las pérdidas que se producen en la línea y la imposibilidad de asegurar la calidad y seguridad de un suministro que cuenta con una sola línea de alimentación.

Es por esto, que se desea plantear la posibilidad de convertir La Restinga en una población que genere y consuma su propia energía de manera optimizada, convirtiendo la línea eléctrica que la conecta con el resto del sistema, en un mero respaldo. Esta idea encaja perfectamente en el concepto de micro-red que, si bien, no está definido estrictamente, hace referencia a aquellos sistemas eléctricos a pequeña escala que gestionan su propia generación y consumo de energía.

Existe la discusión sobre si la micro-redes, por definición, deben ser instalaciones aisladas, eléctricamente, del resto del sistema eléctrico. No obstante, aquí entenderemos la interconexión eléctrica con el resto de la isla como un factor de seguridad y estabilidad en la micro-red, que no tiene por qué ser imprescindible para la correcta operación de ésta. Lo contrario sería desechar una solución existente a posibles problemas de estabilidad que pudieran plantearse, teniendo en cuenta que, actualmente, La Restinga se encuentra abastecida de energía eléctrica a través de esta misma línea.

En resumen, dentro de la estrategia de optimización integral de los recursos y las infraestructuras, tanto eléctricas como de producción de agua dulce, se mezclan una serie técnicas para la gestión óptima de los sistemas de producción y transporte de agua de abasto, algunas de las cuales, se han empleado en este *Trabajo de Fin de Máster (TFM)*, con sistemas de gestión activa de la demanda eléctrica, que permiten optimizar la producción de energías renovables. De este modo, podría ser tecnológicamente viable

aplicar una serie de técnicas con las que se consiga satisfacer la demanda de agua de una población como la de La Restinga y sus alrededores, maximizando la eficiencia energética y económica del sistema, a la vez que se dota de estabilidad a un sistema eléctrico basado, en la mayor medida posible, en fuentes de energías renovables con las tecnologías actuales.

Funcionamiento del sistema de aguas de El Hierro

En conversaciones con el *Consejo Insular de Aguas* se nos ha facilitado información sobre el funcionamiento actual del sistema de aguas de la isla. En este punto es necesario hacer un reconocimiento y un agradecimiento a este organismo público por su colaboración para la realización de este TFM.

La Estación Depuradora de Agua de Mar (EDAM) de La Restinga, está compuesta por dos módulos independientes de desalación por ósmosis inversa. Para cada uno de ellos existe un pozo de captación independiente de donde se aspira el agua de mar, posteriormente, esta agua es impulsada al interior de los tubos de ósmosis inversa, de los que salen dos flujos de agua separados. Por un lado, el agua de rechazo, salobre, es conducida a un sistema de recuperación de energía antes de ser desechada. Por otro lado, el agua de producto, ya desalada, pasa a un sistema de remineralización para, a continuación, ser bombeada hasta el depósito más próximo, el depósito de Hoya Los Roques.

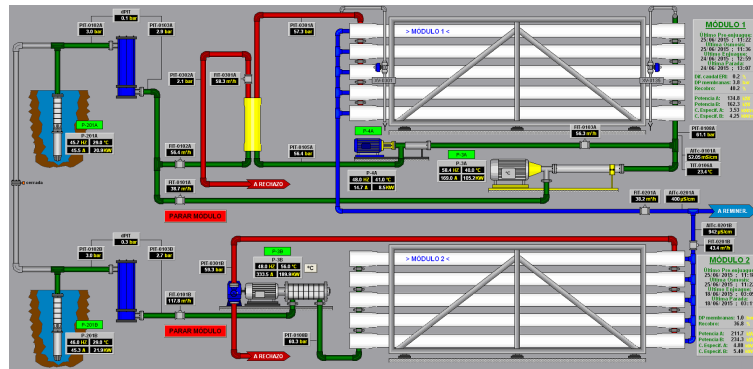


Figura 1.2: Esquema de funcionamiento del sistema de ósmosis inversa de la EDAM de La Restinga. *Fuente: Consejo Insular de Aguas.*

En cuanto a los equipos instalados en la EDAM de La Restinga, el módulo 1 está compuesto por 5 tubos de ósmosis inversa que reciben el agua de mar a presión mediante una bomba de alta presión movida por un motor eléctrico de 110 kW. Este módulo cuenta con un sistema de recuperación de presión del agua de rechazo donde ésta se emplea para elevar la presión del agua de mar desde los 3 hasta los 57 bares, posteriormente, tanto la bomba de alta presión como la *booster* elevan la presión del agua hasta los

aproximadamente 60 bares que necesitan los tubos de ósmosis inversa para funcionar.

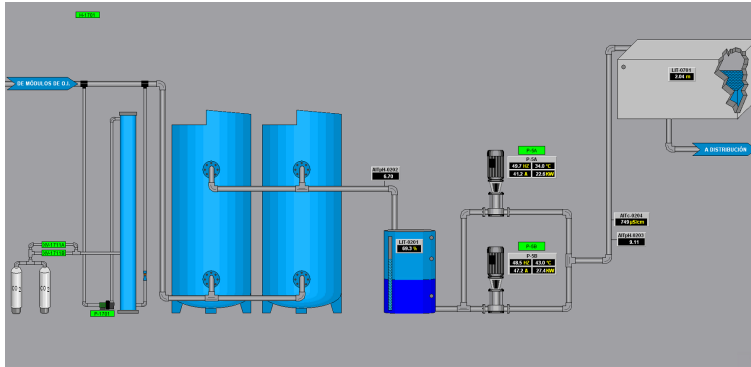


Figura 1.3: Esquema de funcionamiento del sistema remineralización y bombeo de la EDAM de La Restinga. Fuente: Consejo Insular de Aguas.

El módulo 2 cuenta con 12 tubos de ósmosis inversa alimentados por una bomba de alta presión movida por un motor eléctrico de 250 kW. Este módulo, a diferencia del módulo 1, cuenta con un sistema de recuperación de energía consistente en una turbina *Pelton* acoplada al eje del motor eléctrico y de la bomba. En ella se inyecta el agua de rechazo, generando así un par motriz que alivia la carga del motor eléctrico, siendo mucho menos eficiente que el sistema instalado en el módulo 1, más moderno. Cada uno de estos dos módulos cuenta, además, con una bomba de aspiración que extrae el agua del pozo de aspiración, con una potencia eléctrica de 7.5 kW cada una. Además, existen dos bombas gemelas de 30 kW cada una para llevar el agua desalada al depósito situado en Hoya Los Roques, denominadas bombas de producto, vinculadas cada una a uno de los módulos de desalación. El esquema gráfico de la instalación de desalación de la EDAM se puede observar en las figuras 1.2 y 1.3.

Actualmente no existe ningún sistema de gestión de la producción de agua desalada propiamente dicho, principalmente porque la instalación no fue diseñada con la intención de poder ser gestionada ya que las plantas desaladoras con capacidad de regulación están en fase experimental todavía. Por ello, la EDAM funciona de tal forma que el módulo 1 se usa de manera continua, ya que es el más moderno más eficiente, y el módulo 2, más antiguo y costoso, se pone en marcha solo cuando se precisa aumentar la capacidad de desalación. Esta información ha sido facilitada por el *Consejo Insular de Aguas*.

En cuanto al sistema de distribución de aguas de la isla, ya el propio Plan Hidrológico Insular ([?]) hace referencia a la disponibilidad insular de los recursos hídricos y a la equidad y homogeneidad en el acceso a éstos por parte de los herreños. De este modo, la gestión puramente técnica del

agua se realiza de manera global para toda la isla, siguiendo el criterio de mantener el depósito principal lleno en todo momento en cada una de las dos zonas geográficas en las que ésta se divide. Este depósito principal, en la zona de Valverde, a la que pertenece La Restinga, es el que se encuentra en Masilva. Así, el agua será bombeada sucesivamente hasta este depósito con el objetivo de mantenerlo lleno, asegurando así el suministro, por gravedad, a las distintas poblaciones. El esquema gráfico del sistema de aguas de El Hierro se encuentra en la figura 1.4.

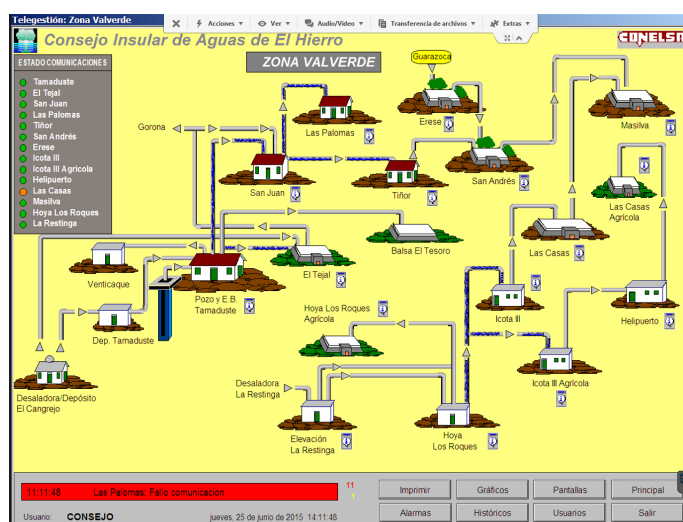


Figura 1.4: Esquema de funcionamiento del sistema de aguas de El Hierro. Fuente: Consejo Insular de Aguas.

1.2. Conceptos fundamentales

- Generación distribuida:** tradicionalmente, los sistemas eléctricos se han configurado de manera que la generación de potencia queda centralizada en unos pocos puntos de generación con una gran potencia instalada. Al otro lado de las redes de distribución se encuentran los centros de consumo, diseminados por el territorio y, generalmente, a gran distancia de los puntos de generación. Este modelo ha permanecido vigente durante décadas, sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías de generación no contaminantes y, sobre todo, el aumento exponencial de la potencia demandada en los centros de consumo ha hecho que se comience a cuestionar este paradigma. Y es que la mayor demanda implica, actualmente, un mayor tránsito de potencia por las líneas de transporte y distribución, lo que obliga a sobredimensionarlas y hace disminuir la eficiencia de los sistemas eléctricos.

En los últimos años ha crecido el interés por el estudio de los beneficios e inconvenientes de la generación distribuida (G.D.) en los sistemas eléctricos actuales como solución a esta problemática. Si bien no existe un consenso sobre la definición de *generación distribuida*, la Comisión Europea ha publicado un informe sobre la Generación Distribuida en Europa [5], donde se establece la siguiente definición: *Un generador distribuido es una fuente de potencia eléctrica, conectada a la red de distribución, atendiendo a los consumos adyacentes o proporcionando apoyo a la red de distribución*. Además, en este documento se enumeran algunas ventajas e inconvenientes de la G.D.:

- **Ventajas:** la presencia de generadores cercanos a los consumos reduce las congestiones en la red de distribución y reduce las pérdidas en el conjunto del sistema, siempre que la potencia de los generadores distribuidos no sea excesiva. La generación distribuida brinda la oportunidad de generar islas intencionadamente en el sistema, mejorando la seguridad del suministro.
- **Inconvenientes:** la presencia de multitud de generadores en las redes de distribución puede producir flujos de potencia en sentido inverso por las líneas, lo que aumenta la complejidad de los sistemas de protección, y mayores potencias de cortocircuito en los puntos de consumo. Los generadores renovables tienen menos capacidad de respuesta a las variaciones de carga, por lo que se requiere mayor potencia de reserva.
- **Micro-redes:** las micro-redes son un caso particular de generación distribuida, según la revisión realizada por el equipo de Estefanía Planas para la Universidad del País Vasco (UPV)[6], *las Micro-redes son sistemas integrados en los que fuentes de energía distribuidas crean una red que alimenta un número variable de cargas distribuidas*. La clave de la definición de micro-red está en la palabra *integrados*, ya que el concepto consiste en la gestión local tanto de la generación como del consumo de potencia, generalmente a través de las redes de distribución. Además, aunque no es un requisito intrínseco de las micro-redes, se suele asociar este concepto al funcionamiento aislado, sin conexión con un sistema eléctrico mayor, bien por la inexistencia de éste o bien porque las circunstancias del sistema eléctrico lo hagan recomendable.

1.3. Objeto

El objetivo de este *Trabajo de Fin de Máster* es estudiar la eficacia y eficiencia de la implantación de una micro-red en La Restinga (El Hierro). Esta micro-red deberá satisfacer las necesidades energéticas de la población y,

además, ser capaz de proporcionar energía para cumplir con los requerimientos de desalación, bombeo y depuración de aguas en la zona, minimizando las pérdidas en el sistema eléctrico y maximizando su estabilidad.

1.4. Emplazamiento

El emplazamiento seleccionado para evaluar la posibilidad de implantar una micro-red, en los términos que se han descrito, es el pueblo de La Restinga, perteneciente al término municipal de El Pinar, en la isla de El Hierro, la más pequeña de las Islas Canarias. La Restinga tiene una población prevista de 598 habitantes para 2015 [4], que viven, principalmente, de la pesca y el turismo.



Figura 1.5: La Restinga

La Restinga se presenta como un lugar interesante para la realización de este estudio, en primer lugar, por su localización geográfica, alejado de otros núcleos de población importante. Esto hace que el abastecimiento de energía, máxime en un sistema pequeño como el herreño, sea complicado, más aún cuando este abastecimiento se produce a través de una única línea de distribución en media tensión, como ya se ha explicado. Además, esta situación geográfica hace que las condiciones climáticas sean excelentes para la generación de energías renovables, dadas la calidad y cantidad de recurso eólico y solar.

Por otro lado, el tamaño de la localidad y de la demanda eléctrica asociada hacen interesante la implantación de una micro-red en ella, ya que permite establecer un objetivo ambicioso, en un entorno desarrollado, pero, sin embargo, con ciertas garantías de viabilidad técnica *a priori*. Además, es muy importante resaltar que, salvo las instalaciones de generación de

energía, el resto de instalaciones existen actualmente en La Restinga, incluido un sistema de producción y transporte de agua que puede ser utilizado como elemento regulador del sistema eléctrico. Este aspecto da un plus de verosimilitud e interés al estudio, bajo nuestro punto de vista.

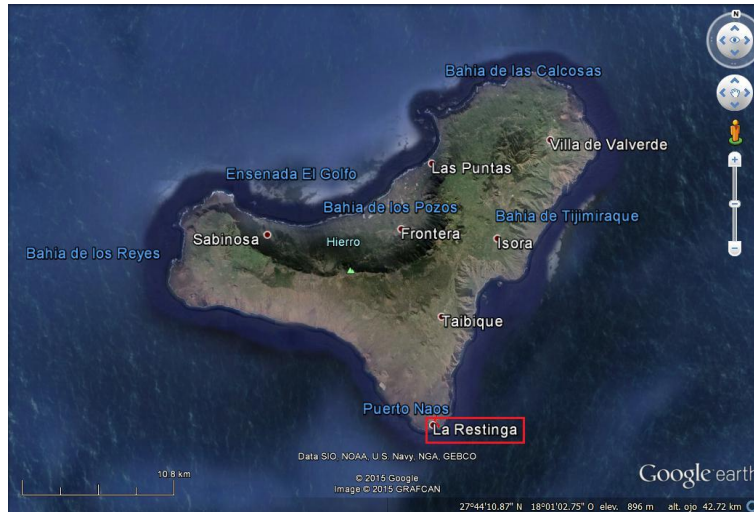


Figura 1.6: Isla de El Hierro

1.5. Características de la micro-red

Antes de comenzar con el diseño de la micro-red, y una vez conocidas las características y necesidades del entorno en el que ésta se va a estudiar, es necesario conocer las premisas de partida que se han tomado para definir el alcance y las características de la micro-red.

Las premisas que se han seguido para definir la micro-red han sido las siguientes:

- **Ámbito geográfico:** la micro-red se circunscribe al entorno geográfico de La Restinga, tomando como espacio físico de ésta, el pueblo y sus alrededores, incluyendo los depósitos de agua de Hoya Los Roques y la estación de bombeo adyacente.
- **Ámbito eléctrico:** hace referencia al conjunto de elementos e instalaciones que se considerarán como propios de la micro-red y que serán gestionados en beneficio de ésta. Estas instalaciones incluyen la red de distribución en B.T. de La Restinga, las líneas de M.T. dentro del ámbito geográfico de la micro-red y la línea de M.T. que une La Restinga con el C.T. de Taibique y, por ende, con el resto del sistema eléctrico de la isla. Además, se considerará que las instalaciones de

producción y bombeo de agua dentro del ámbito geográfico podrán ser gestionadas con objetivos tanto energéticos como de seguridad del suministro.

- **Criterio de gestión de la energía:** el objetivo principal de este documento es estudiar la implantación de una micro-red con el objetivo de convertir La Restinga en un sistema autoabastecido de energía mediante fuentes renovables e interconectado con el resto del sistema eléctrico, pudiendo funcionar, también, como un sistema aislado.

Se tratará de encontrar la combinación adecuada de fuentes de energía renovables que permitan satisfacer las necesidades energéticas de La Restinga de la manera más eficiente posible. Con este objetivo, se planteará lo posibilidad de establecer una gestión conjunta de la producción y bombeo de agua en base a la disponibilidad de potencia eléctrica. Para ello se tendrán en cuenta, tanto las necesidades de suministro de agua, como la disponibilidad de capacidad de generación renovable. La idea es utilizar el almacenamiento disponible para producir y bombear agua desalada en los momentos en los que la energía sea más barata, lo que, con los precios actuales de la energía, sucede cuando se emplean fuentes de energía renovables.

Pese a las características del sistema eléctrico de El Hierro, y en particular de La Restinga, que cuentan con un sistema de distribución de energía eléctrica desarrollado, seguro y fiable, se ha decidido plantear una desconexión total del sistema por parte de la micro-red. Ese escenario permitiría mantener la seguridad del suministro en toda circunstancia, y daría una mayor flexibilidad al sistema eléctrico insular a la hora de su operación. Por lo tanto, el objetivo principal de este estudio es evaluar la micro-red tratando de minimizar al máximo el tránsito de potencia por la línea de interconexión con el resto del sistema, consiguiendo así reducir las pérdidas que se producen en ésta, y a su vez, planteando su posible desconexión del resto del sistema insular. En cualquier caso, se tendrá en cuenta la posibilidad de instalar un grupo electrógeno propio de la micro-red y se evaluará su idoneidad a lo largo del procedimiento de diseño.

- **Criterio de gestión del agua:** dado que el ámbito de estudio de este documento se limita a La Restinga y su entorno más inmediato, los recursos y necesidades tenidas en cuenta en éste se circunscribirán a este ámbito. De este modo, el criterio de gestión del agua será asegurar el suministro de agua para la población de La Restinga, bombeando el excedente a estaciones de bombeo superiores, que no serán tenidas en cuenta en este estudio. Por otro lado, el patrón de desalación que se ha tenido en cuenta está basado en los datos reales de desalación y no en las necesidades de agua particulares de La Restinga.

1.6. Procedimiento

Este estudio se basa en la creación de dos modelos distintos para el estudio de la micro-red. Uno de ellos se ha empleado para estudiar las necesidades energéticas del sistema a través de un programa informático específico para este tipo de estudios. Una vez obtenidos los resultados de este primer estudio, en los que se establecerán las combinaciones de potencias de las diferentes tecnologías de generación que hacen que el coste de la energía sea el menor posible, se han usado estos resultados como escenarios del segundo estudio. Este estudio consiste en un estudio de estabilidad del sistema eléctrico.

Los pasos que se han seguido en la realización de este estudio son los siguientes:

- **Modelado energético de la micro-red:** en *Homer*, se ha creado un modelo de la micro-red en el que se incluye, como cargas, las pertenecientes al pueblo, los consumos especiales y la planta desaladora. Ésta última, se ha modelado como una carga diferible del sistema, es decir, una carga que *Homer* puede conectar y desconectar en función de la disponibilidad de energía barata, respetando la energía diaria consumida que se ha especificado previamente y empleando la potencia establecida. El programa permite, además, establecer una o varias capacidades de almacenamiento y márgenes de regulación. El modelo incluye, también, una serie de generadores y acumuladores que han sido calculados. Todo ello alimentado con datos económicos y de recursos naturales. Se han buscado las potencias instaladas de los generadores y los tamaños de los acumuladores que proporcionen un coste de la energía menor.
- **Selección de escenarios de generación:** en base al modelado de la micro-red, se han seleccionado aquellas configuraciones que suponen un menor coste de la energía (*COE*). Estas configuraciones se han utilizado como escenarios de generación en los que se basa el posterior estudio de estabilidad.
- **Modelado eléctrico de la micro-red:** en *PowerWorld*, se ha modelado la red de distribución de La Restinga y su interconexión con el resto del sistema eléctrico de la isla, asignando a cada elemento del sistema sus parámetros correspondientes.
- **Estudio de estabilidad:** una vez modelada la red, se han añadido distintos escenarios de generación, en función de los datos que se obtuvieron. Posteriormente, se han realizado distintos estudios de estabilidad en régimen permanente y en régimen transitorio,

teniendo en cuenta los distintos escenarios de generación provenientes del modelado energético de la micro-red.

- **Régimen permanente:** Se ha estudiado la distribución de las tensiones en el sistema, tanto para el modo “Conexión”, como para el modo “Isla” y en distintos escenarios de generación, en los siguientes casos:
 - ◊ **Escenario de demanda máxima(DMáx).**
 - ◊ **Escenario de demanda media(DMed).**
 - ◊ **Escenario de demanda mínima(Dmín).**
- **Régimen transitorio:** Las pruebas a las que se someterá al modelo serán:
 - ◊ **Cortocircuito**
 - ◊ **Pérdida de generación**
 - ◊ **Pérdida de conexión con el sistema (modo Isla)**
 - ◊ **Pérdida de la línea más cargada**
 - ◊ **Conexión de carga**
 - ◊ **Desconexión de carga**
- **Clasificación de escenarios:** una vez obtenidos todos los resultados, se ha realizado un estudio comparativo de éstos.

1.7. Datos de partida

Los modelos matemáticos aportan resultados en base a una serie de datos de partida que usan para realizar los cálculos. Estos datos son tanto técnicos como económicos y han sido obtenidos o estimados en base a datos facilitados por organismos oficiales o de reconocida solvencia.

Los datos necesarios para alimentar los modelos fueron los que siguen:

- **Curva de demanda eléctrica de La Restinga:** estimada en función de los datos obtenidos de *Red Eléctrica de España (REE)*.
- **Consumos especiales:** datos de aquellas instalaciones cuyos consumos eléctricos, por su volumen, deban ser tenidos especialmente en cuenta.
- **Demanda y requerimientos de desalación y depuración:** se tendrá en cuenta los objetivos establecidos en el Plan Hidrológico Insular (PHI) de El Hierro, los datos de desalación actuales y la demanda eléctrica asociada a esta producción.
- **Almacenamiento:** capacidades de almacenamiento existentes o posibles, tanto eléctricas como hidráulicas.

- **Recursos naturales:** se tomaron datos contrastados de los recursos solar y eólico para el cálculo de la producción eléctrica renovable.
- **Datos financieros:** para la optimización de la micro-red se precisa una serie de datos financieros (precios, inflación, precio de combustibles, interés de financiación, etc.) que se estimaron de la manera más realista posible.
- **Parámetros característicos de los elementos eléctricos:** cada máquina o elemento eléctrico del sistema posee una serie de parámetros característicos que han de ser proporcionados a su modelo matemático para su estudio. Estos datos se obtuvieron, o bien de bases de datos de distintos modelos comerciales, o bien, de las instalaciones reales.

1.8. Escenarios y modos de funcionamiento

De cara a llevar a cabo el estudio de estabilidad, es necesario establecer una serie de escenarios sobre los que se realizará la simulación. Esto permite conocer el comportamiento del sistema ante las distintas contingencias en distintas situaciones. Los escenarios se clasifican siguiendo dos criterios:

- **Escenarios de demanda:** en función de la curva de demanda de La Restinga, se establecerán dos escenarios de demanda que permitan conocer la reacción del sistema en función de su nivel de carga:
 - **Escenario de demanda mínima (Dmín):** representa el escenario en el que la demanda en el pueblo es mínima y no se encuentra en servicio la planta desaladora.
 - **Escenario de demanda media (DMed):** representa el escenario del periodo punta diario, en el que se tiene en cuenta la carga producida por la EDAM.
 - **Escenario de demanda máxima (DMáx):** en este escenario nocturno, la demanda de potencia por parte de la población es máxima y la planta desaladora está en funcionamiento.
- **Escenarios de generación:** provienen del estudio de la micro-red, cada uno de ellos cuenta con una potencia instalada distinta, especialmente en lo que se refiere a la potencia renovable instalada. Con esto se persigue conocer cuáles de los escenarios que se han demostrado económicamente más eficientes son, además, técnicamente viables.

- **Modos de operación:** la micro-red puede ser operada empleando dos modos de funcionamiento distintos.
 - **Modo Conexión:** en este modo de funcionamiento, la interconexión que une, eléctricamente, la micro-red con el sistema eléctrico de la isla se encuentra cerrada. Por lo tanto, es posible el intercambio de potencia eléctrica con el sistema insular.
 - **Modo Isla:** en este caso, la interconexión se encuentra abierta, por lo que el intercambio de potencia no es posible. Este modo de funcionamiento es el más delicado, ya que, tanto la frecuencia como la tensión en sistemas eléctricos tan pequeños son muy susceptibles a las variaciones de la demanda o la generación.

Capítulo 2

Modelado energético de la micro-red

El primer paso de este estudio ha sido evaluar las condiciones que debe cumplir la instalación en cuanto a su capacidad de generación para ser capaz de satisfacer su demanda energética atendiendo a los recursos energéticos disponibles. Para ello, se ha creado un modelo que permite simular las condiciones de generación y demanda a lo largo de un año, con el objetivo de dimensionar los generadores y dispositivos de almacenamiento en modo que permitan hacer frente a la demanda prevista en todo momento. Tanto la herramienta empleada para la elaboración de este modelo, como el procedimiento empleado, se describen en este capítulo.

2.1. La herramienta: *Homer*

Para estudiar las características energéticas de un sistema eléctrico pequeño, como es el caso de la micro-red que se plantea en este TFM, existe una aplicación ampliamente usada en el mundo de las energías renovables que es *Homer*.

Homer es un software desarrollado por el *National Renewable Energies Laboratory (NREL)* dependiente del Gobierno de los Estados Unidos de América. En la actualidad, es un software comercial distribuido por la compañía *Homer Energy*. Este software emplea datos económicos, técnicos y de recursos naturales para optimizar pequeños sistemas eléctricos con generación distribuida. Para ello, crea un perfil de consumo horario anual de la instalación, que puede ser configurado de distintas maneras. Además, en base a datos geográficos y climatológicos, *Homer* crea curvas de velocidad de viento y radiación solar a lo largo de todo un año, de forma horaria. Con todos estos datos, más las características de los distintos generadores, el software ejecuta un algoritmo de optimización basado en el cálculo del *Coste Nivelado de la Energía (LCoE)*(2.1). Este parámetro tiene en cuenta

todos los costes derivados de la implantación y uso de cada generador a lo largo de su vida útil, y lo confronta con la energía producida en ese tiempo. De este modo, se puede tener una idea de lo costoso de cada kWh producido, teniendo en cuenta toda la vida útil de la instalación.

De este modo, *Homer* calcula, para cada hora de cada día de un año "tipo", la energía que necesitará la carga y, en paralelo, la disponibilidad de energía, tanto renovable como convencional. En función el *LCoE* (2.1) de cada tecnología, el software da prioridad a satisfacer la demanda con las fuentes más económicas. Con toda esta información, *Homer* ordena las distintas configuraciones que se le han facilitado en función del *COE*(2.2) global del sistema a lo largo del año estudiado. Sin embargo, la información que ofrece este software va mucho más allá, dando información detallada de cada elemento del sistema.

A todo esto hay que añadir la posibilidad de modelar la conexión con un sistema eléctrico al que la micro-red puede conectarse, opción que se ha utilizado en este estudio. Puesto que la idea no es aislar La Restinga de la red eléctrica de El Hierro, sino minimizar su dependencia de ésta, se ha simulado esta conexión. Para ello, *Homer* necesita datos sobre el precio de la energía que se adquiere de la red, el precio al que se le vende energía a la red, las potencias y volúmenes de energía intercambiados máximos y datos relacionados con las estrategias y límites de este intercambio de energía. Una vez ingresados todos los datos, el programa trata este modelo de red como un generador más, usando la energía disponible cuando más económicamente rentable sea.

A continuación, se exponen las ecuaciones empleadas por *Homer* para calcular el coste nivelado de la energía de cada tecnología de generación *LCoE* (2.1), el coste nivelado de la energía global del sistema *COE* (2.2) y el interés real de financiación *i*(2.3).

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (2.1)$$

Donde:

LCoE = coste nivelado de la energía por tecnología (€/kWh).

t = cada uno de los años de vida del proyecto.

n = plazo de amortización de la inversión, normalmente, entre 20 y 25 años.

I_t = inversión inicial (€).

C_t = costes de producción, véase combustibles, costes de mantenimiento, etc. en el año *t* (€/año o €/kWh).

E_t = energía producida en el año *t* (kWh/año).

i = interés de financiación. En realidad *Homer* emplea lo que llama *Tasa de interés real anual* (2.3), que tiene en cuenta la inflación en el periodo.

2.2. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL MODELO ENERGÉTICO DE LA MICRO-RED31

$$COE = \frac{C_{ann.tot} - C_{term} * E_{term}}{E_{prim.AC} + E_{prim.DC} + E_{def} + E_{venta}} \quad (2.2)$$

Donde:

COE = coste nivelado de la energía global del sistema (€/kWh)

$C_{ann.tot}$ = coste total anual del sistema (€/año).

C_{term} = coste marginal de la carga térmica (si hubiese) (€/kWh).

E_{term} = demanda térmica satisfecha (si la hubiese) (kWh/año).

$E_{prim.AC}$ = demanda eléctrica en AC satisfecha (kWh/año).

$E_{prim.DC}$ = demanda eléctrica en DC satisfecha (kWh/año).

E_{def} = demanda eléctrica de la carga diferible satisfecha (kWh/año).

E_{venta} = energía vendida al sistema (kWh/año).

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (2.3)$$

Donde:

i = tasa de interés real anual.

i' = interés de financiación.

f = inflación en el periodo de vida del proyecto.

2.2. Procedimiento de diseño del modelo energético de la micro-red

A la hora de diseñar cualquier sistema eléctrico, en especial cuando se trata de sistemas pequeños, es importante conocer las necesidades energéticas que se han de satisfacer. El objetivo es plantear escenarios de generación que cumplan con estas necesidades sin incurrir en excesos de capacidad que supongan, en realidad, un sobrecoste en las instalaciones. Sin embargo, cuando entran en juego las fuentes de energía no gestionables, como es el caso de la energía eólica o fotovoltaica, todo resulta más complejo. Al no tener la capacidad de ajustar la potencia de este tipo de generadores, es imposible saber, a ciencia cierta, si la energía producida en un periodo será suficiente para satisfacer la demanda. Es aquí donde herramientas como *Homer* cobran gran importancia.

Homer permite, además, incluir en el sistema lo que se denominan *cargas diferibles*, que son cargas que el sistema puede conectar y desconectar automáticamente en función de la disponibilidad y coste de la energía en cada paso de la simulación, es decir, en cada hora del año en estudio. Esto permite realizar una optimización en el uso de las cargas, maximizando el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y minimizando el uso de las fuentes más costosas económicamente. En este estudio se ha querido tratar la producción de agua para el consumo humano como una de estas cargas "gestionables". Por ello, se ha creado un modelo de carga diferible

que engloba la desalación, el bombeo y el almacenamiento de agua desalada, de modo que el conjunto sea tratado como una carga gestionable.

Homer nos permite crear un modelo relativamente realista de la instalación que se desea diseñar, teniendo en cuenta los factores ambientales que afectan a la generación de energía basada en fuentes renovables, las fuentes de generación disponibles y la demanda a satisfacer. De este modo, podemos ordenar las diferentes opciones de configuración del sistema en función de su *COE*(2.2) y, además, tener datos suficientes y relativamente fiables del comportamiento energético de cada una de las opciones. Así, es posible realizar un diseño de la micro-red basado en datos y predicciones, y no en estimaciones.

A la hora de aportar los datos que *Homer* precisa, se ha tratado de contar con datos fiables, por ello, los datos empleados provienen, en su mayoría, de instituciones públicas, bien autonómicas o bien estatales; fabricantes o casos reales comparables.

Los pasos seguidos en la creación del modelo energético de la micro-red son los siguientes:

- **Creación del modelo energético de la micro-red:** en primer lugar, se aportaron a *Homer* todos los datos que necesita para desarrollar las simulaciones. Estos datos sirven, básicamente, para parametrizar cada uno de los elementos que pueden conformar el sistema, incluyendo datos técnicos, económicos y climáticos.
- **Primera Optimización:** Una vez parametrizados todos los elementos de la micro-red en el programa, se establecieron distintos valores posibles de tamaño para cada uno de ellos, de modo que *Homer* pudiera, en una *Primera Optimización*, estudiar las múltiples combinaciones y ordenarlas en función del coste estimado de la energía. Los valores asignados en esta etapa inicial cubrieron márgenes amplios, con el objetivo de establecer, *grosso modo*, el peso de cada tecnología de generación en la micro-red. En este estudio se evaluó el comportamiento de diferentes aerogeneradores en la instalación, *Homer* solo permite añadir dos tipos de aerogenerador, por lo que, en este primer paso, se añadieron a la simulación dos de los modelos, dando la posibilidad al programa de estudiar la micro-red con y sin cada uno de ellos y en distintas cantidades.
- **Estudios de sensibilidad preliminares:** tras esta *Primera Optimización*, y conociendo, vagamente, la potencia óptima de cada tipo de generación, se realizaron, sobre la solución más satisfactoria para *Homer*, una serie de estudios de sensibilidad a fin de concretar algunos aspectos claves en el diseño de la micro-red.
 - **Estudio de sensibilidad sobre el tipo de aerogenerador:** la idoneidad de un modelo de aerogenerador frente al resto depen-

2.2. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL MODELO ENERGÉTICO DE LA MICRO-RED33

derá de las condiciones de viento de la zona, la curva de potencia, el precio de cada aerogenerador y las características de la demanda. Este estudio trató de aclarar cuál de los distintos modelos de aerogenerador proporciona un mejor comportamiento en la micro-red en cuestión. Con este objetivo, se fijaron todos los parámetros, excepto el número de aerogeneradores que se podía instalar, usando los valores obtenidos en la *Primera Optimización*. En función de los resultados, se eligió el modelo de aerogenerador que se empleó en la micro-red.

- **Estudio de sensibilidad sobre el ángulo de instalación de los módulos fotovoltaicos:** un parámetro clave en la producción de energía eléctrica basada en el efecto fotoeléctrico es el ángulo de instalación de los módulos fotovoltaicos. Esto se debe a que la energía producida por éstos depende fuertemente del ángulo de incidencia de la luz, y éste varía a lo largo del día, pero también a lo largo del año. Modificando el ángulo de instalación, se puede modificar la producción global a lo largo del año, pero lo más interesante en este caso es poder maximizar la producción fotovoltaica en aquellas épocas del año en las que sea necesario, minimizándola en el momento en el que no se precise tanta energía o se produzca un excedente de producción. Para esto, se tomaron los datos provenientes del *Estudio de sensibilidad sobre el tipo de aerogenerador* y se realizó una simulación, en la que el programa dispuso de varios ángulos de instalación del generador fotovoltaico, para así evaluar su desempeño a lo largo del año.
- **Segunda Optimización:** una vez aclarados, mediante los estudios de sensibilidad, estos parámetros, se lanzó de nuevo la simulación con todos los tamaños posibles de cada elemento de la micro-red. Sin embargo, esta vez el tipo de aerogenerador y el ángulo de los módulos fotovoltaicos fueron los obtenidos en el paso anterior. Con este paso, conocimos de modo más acertado, el peso óptimo aproximado de cada tipo de generación en el mix energético del sistema.
- **Tercera Optimización:** cuando ya se conocieron estos valores aproximados, se elaboró una nueva simulación en la que se incluyeron nuevos tamaños para los distintos elementos del sistema. Estos nuevos valores fueron próximos a los obtenidos en la *Segunda Optimización* y su margen de variación fue inferior al empleado en el paso anterior. De esta manera se pudo ajustar los tamaños de los distintos elementos para conseguir una configuración óptima que represente el modelo de la micro-red que se plantea desarrollar.
- **Estudios de sensibilidad evaluativos:** una vez ordenadas las configuraciones definitivas en función de su idoneidad, se seleccionaron

las mejores para realizar un estudio más exhaustivo. Para evaluar la solidez de las distintas soluciones óptimas se realizaron varios estudios de sensibilidad con el objetivo de evaluarlos.

- **Estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía:** dado el contexto existente entorno al mercado de la energía, tanto a nivel nacional, con las políticas que se han llevado a cabo en relación con el coste de la energía, como a nivel internacional, con la disminución de las reservas de petróleo, los cada vez mayores costes de extracción y, por ende, la tendencia alcista del precio de los hidrocarburos, es probable que en los próximos años se produzca un aumento generalizado del precio de la energía en España. Sin embargo, el caso de El Hierro es un caso muy particular y, si definitivamente *Gorona del Viento* consigue funcionar y, sobre todo, si se consigue un tratamiento diferencial en materia de costes de la energía, puede que la tendencia en los precios de la energía en la isla sea totalmente opuesta. Para tener en cuenta esta disyuntiva y su efecto sobre los resultados de las simulaciones, se tomó como variable independiente el precio de la energía, se establecieron varios precios por encima y por debajo del precio fijado inicialmente, y se estudió el efecto que esta variación tiene sobre el resto de variables dependientes.
- **Estudio de sensibilidad sobre la evolución de la demanda eléctrica:** otro parámetro clave para la eficacia y eficiencia del sistema es el volumen de la demanda eléctrica a satisfacer. Puesto que la demanda a satisfacer en el horizonte temporal establecido no es más que una estimación, conviene estudiar si el modelo soportaría, en términos económicos y técnicos, una demanda distinta a la prevista. Para estudiar este efecto, se llevó a cabo un procedimiento como el establecido en el apartado anterior, siendo, en este caso, la demanda eléctrica de "La Restinga" la variable independiente de la prueba.

2.3. Modelo energético de la micro-red

2.3.1. Datos de entrada

Como ya se ha puntualizado, *Homer* necesita una serie de datos para realizar los cálculos que le permiten caracterizar y clasificar las distintas combinaciones de elementos que se le aportan. A continuación, se detallan los datos empleados para la elaboración del modelo energético de la micro-red, así como su procedencia.

Datos de demanda eléctrica

Una parte importante del modelo es aquella que hace referencia a la caracterización de las cargas que conforman el sistema. Este punto es el más importante a la hora de darle la máxima veracidad al estudio, por ello se han tomado datos reales provenientes de organismos directamente relacionados con la red actualmente, véase *Red Eléctrica de España* o *Consejo de Aguas de El Hierro*. Las cargas que se han modelado son: el pueblo de "La Restinga", la cámara frigorífica del puerto de La Restinga y el conjunto formado por la EDAM, con su estación de bombeo, y el depósito de almacenamiento de agua de Hoya Los Roques, que también cuenta con un bombeo asociado. *Homer* requiere una serie de datos con respecto a las cargas que componen el sistema, generalmente, la potencia demandada y la energía consumida a lo largo del tiempo. Sin embargo, en función del tipo de carga con que estemos tratando, los requisitos serán diferentes. A continuación se explica cómo se ha realizado el modelado de estas cargas.

- **Demanda eléctrica de La Restinga:** La curva de demanda eléctrica de La Restinga se ha obtenido en base a datos publicados por REE. Estos datos han sido ajustados para estimar la demanda en La Restinga siguiendo el siguiente procedimiento:
 - **Recogida de datos:** en la aplicación que facilita REE en su página web se publican datos de potencia demandada cada 10 minutos en cada uno de los sistemas eléctricos del Estado de España [7]. Para este estudio se han tomado datos de cuatro días de cada mes de 2013 y otros cuatro días de cada mes de 2014. Estos cuatro días corresponden a dos días en fin de semana y otros dos del resto de la semana. Se ha hecho así puesto que *Homer* establece una curva de demanda horaria anual en función de los perfiles de consumo horario que se definen, pudiendo distinguir entre días en fin de semana y días del resto de la semana de cada mes.
 - **Elaboración de la curva de demanda de El Hierro:** se ha creado un algoritmo que, en base a *Matlab*, y con los datos recogidos, crea una curva de demanda horaria de El Hierro como la que se observa en la figura 2.1. Para ello, la aplicación hace una media de las potencias demandadas cada diez minutos de cada hora y calcula la curva media horaria de cada muestra diaria. Una vez obtenidas las cuatro curvas horarias de cada uno de los días de muestra, el algoritmo hace una media de estas cuatro curvas, hora a hora, para obtener una única curva de demanda horaria. Una vez obtenida las curvas horarias que representa el comportamiento de la demanda eléctrica de la isla en cada mes, se ha

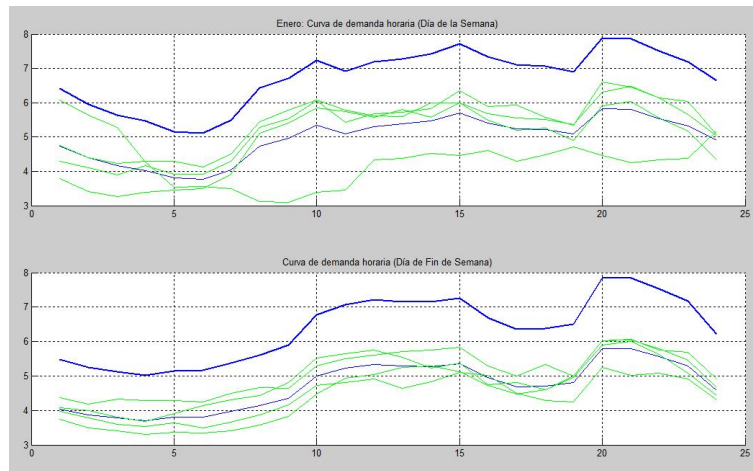


Figura 2.1: El Hierro: curvas de demanda diaria(verde), curva de demanda media (azul) y curva de demanda media para 2027 (azul grueso). *Elaboración propia en base a datos de R.E.E.*

establecido un factor de escala para tener en cuenta el efecto del aumento de la demanda en el tiempo, tal y como se formula en el segundo tomo de las *Directrices de Ordenación Sectorial de Energía (D.O.S.E.)* del Gobierno de Canarias [8]. En este documento se establece, para 2020 un aumento del consumo energético de la isla de un 35,49 % en su escenario de demanda más elevada. Puesto que el horizonte temporal de este estudio finaliza en 2027, tomaremos este valor como el horizonte de demanda de dicho año.

Evolución de la demanda eléctrica en El Hierro				
Años	D. Med (GWh)	D. Mín (GWh)	D. Máx (GWh)	Pob. (Miles)
2012	44.88	44.88	44.88	11.03
2013	45.78	43.76	46.90	12.01
2014	47.15	44.20	49.25	12.25
2015	48.33	44.73	51.22	12.45
2016	48.82	45.27	52.75	12.65
2017	49.55	45.94	54.07	12.86
2018	50.74	46.40	55.70	13.07
2019	52.21	47.75	57.37	13.28
2020	54.04	49.18	60.81	13.66

Cuadro 2.1: Evolución prevista de la demanda eléctrica para la isla de El Hierro. *Fuente: D.O.S.E.*

- **Elaboración de la curva de demanda de La Restinga:** a la curva de carga de El Hierro se le han aplicado dos correcciones

para estimar la curva de demanda de La Restinga. La primera corrección es un factor de escala en función del porcentaje de población que supone La Restinga con respecto al total de El Hierro (5,32%). La segunda, es una reducción de la demanda para excluir la demanda que se produce por la producción y bombeo de agua desalada, que será tenida en cuenta de forma específica. Según los datos facilitados por el *Consejo Insular de Aguas*, la energía consumida por todas las instalaciones de extracción, producción y transporte de agua de abasto, en el año 2014, fue de 12638.24 MWh. Si comparamos este dato con los incluidos en las D.O.S.E.[8], para el mismo año, y en el supuesto de una evolución *baja* de la demanda (dada la tendencia en la demanda y la coyuntura económica), encontramos que esta cifra supone el 28% de la demanda total de la isla. Si bien, el dato de consumo total de energía del *Consejo Insular de Aguas* se refiere a las instalaciones repartidas por toda la isla. Por ello, para la adecuación de la curva de demanda de El Hierro a las características de La Restinga, no ha sido tenido en cuenta de forma directa ese porcentaje, ya que la relación entre el volumen de instalaciones de producción y transporte de agua y la población es muy superior en el supuesto de la micro-red planteada que en el global de la isla. De este modo, se decidió tomar, como porcentaje estimado de la demanda para la gestión del agua, el 40% de la energía total demandada en un año en La Restinga. Porcentaje que se restará de la curva de potencia correspondiente.

- **Demanda eléctrica de la cámara de refrigeración del puerto:** puesto que no se dispone de datos reales de esta instalación, se ha realizado una estimación de su potencia y consumo anual. Para ello, se ha empleado una herramienta de cálculo que facilita la empresa *Intarcon* en su página web [9], donde, en base al tamaño de la cámara, el tipo de producto almacenado, las características de la cámara y el patrón de utilización de ésta se puede calcular la potencia eléctrica del equipo de refrigeración necesario. Se conoce que la cámara en cuestión tiene, aproximadamente $600 m^3$, con este dato y la estimación del resto de parámetros, la aplicación concluye que será necesario un equipo de $53.7 kW$. Además, se ha estimado una distribución de consumo a lo largo del año en función del uso que se prevé de esta instalación.

En la figura 2.3 se observa la previsión de consumo que se ha realizado, en este caso, se ha empleado el parámetro *Scaled Annual Average* para ajustar la potencia pico de la carga a la calculada anteriormente. Este parámetro ajusta todos los datos de previsión de carga introducidos para cada uno de los meses de año para que la media de éstos coincida con el valor del parámetro. En este caso, se ha permitido una variación

del valor de la potencia consumida por la cámara de un 20 % entre cada paso de simulación (que corresponde a una hora) y de un 9 % entre cada día de simulación.

INTRACON

Inicio Producto Cámara Cargas Cálculo **Selección** ? Cerrar

Temperatura interior : 0 °C
 Temperatura exterior : 25 °C
 Potencia frig. necesaria : 61884 W
 Volumen de cámara : 600 m³

Gama de producto : Gama Industrial
 Tipo de equipo : Ud. evaporadora industrial
 Versión : standard
 Modelo de equipo : U. Evap. MJH-NF 6540 P,frig: 53700 W (87%)

La potencia frigorífica indicada corresponde a la potencia real cedida por el equipo en la batería del evaporador teniendo en cuenta las condiciones particulares de temperatura interior de la cámara y del ambiente exterior.

Figura 2.2: Estimación de la potencia eléctrica de la cámara frigorífica. *Fuente: Intracon.*

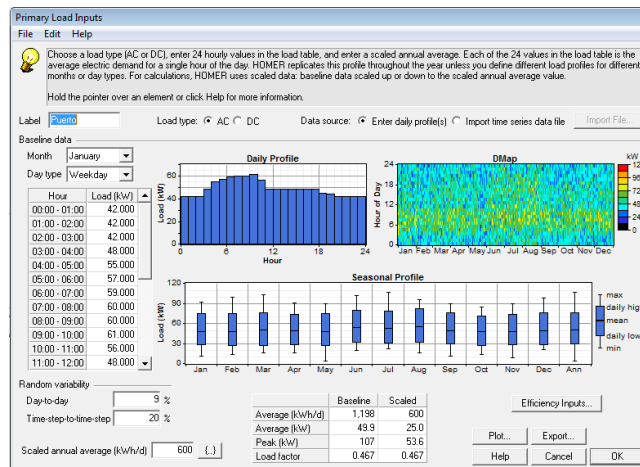


Figura 2.3: Estimación del consumo eléctrico de la cámara frigorífica a lo largo del año). *Elaboración propia en base a datos de Intracon.*

- **Demanda eléctrica para la producción de agua desalada:** el sistema de producción de agua desalada está formado por la EDAM, la estación de bombeo de la EDAM, los depósitos de almacenamiento de agua y dos grupos de bombeo, *La Restinga I* y *La Restinga II*. Todas estas instalaciones se han modelado como una sola, puesto que la idea es gestionarlas de forma integrada. Para ello se ha creado un protocolo de operación del sistema.

 - **Potencia de la desaladora:** la potencia de la carga diferible que simula la desaladora se ha establecido en función de los datos

facilitados por el *Consortio Insular de Aguas de El Hierro*. Los parámetros a definir para la caracterización de la desaladora como carga diferible son los que se muestran en el cuadro 2.2.

Bomba	Potencia (kW)
Módulo 1 Aspiración	7.5
Módulo 1 Alta Presión	110
Módulo 1 Bomba Producto	30
Módulo 2 Aspiración	7.5
Módulo 2 Alta Presión	250
Módulo 2 Bomba Producto	30
Total	435

Cuadro 2.2: Datos EDAM La Restinga. *Fuente: Consejo Insular de Aguas.*

- **Potencia de la instalación de producción y transporte de agua:** La potencia establecida es la suma de las potencias instaladas de cada uno de los tres módulos la desaladora (dos en funcionamiento y uno en proyecto) más la potencia de las bombas de impulsión existentes en La Restinga, que se dividen en tres grupos.

	EDAM	Bombeo L.R. I	Bombeo L.R. II	Total
Potencia	435	75	2 * 135	780

Cuadro 2.3: Potencia de la instalación de producción de agua desalada. *Fuente: Consejo Insular de Aguas.*

- **Margen de regulación:** *Homer* admite un margen de regulación para las cargas diferibles, esto es, permite reducir su potencia hasta el porcentaje que se designe, cuando sea necesario, en vez de desconectar la carga directamente. El margen de regulación que se le ha permitido a *Homer* para gestionar esta carga se ha calculado teniendo en cuenta las múltiples combinaciones que permite la configuración modular, tanto de la desaladora, como del sistema de bombeo. La operación por módulos de la desaladora permite adaptarse a las condiciones de generación de manera brusca, conectando y desconectando los módulos, cuya potencia es considerable. El sistema de bombeo, por otro lado, permite una regulación gradual y ajustada dentro de su margen de funcionamiento. La suma de estas dos estrategias combinadas podría permitir adaptar la demanda de este tipo de instalaciones a las posibilidades de generación en cada.

Para calcular el margen de regulación se ha tenido en cuenta la potencia máxima de funcionamiento del sistema de producción y

transporte de agua, 780 *kW*, y la potencia mínima, que se producirá cuando sólo se encuentre activo el módulo 1 de desalación y no se esté bombeando agua desde el depósito de Hoya Los Rques. En esta situación, la potencia de la instalación sería de, aproximadamente, 150 *kW*, lo que supone un 20 % de la potencia máxima. Por lo tanto, el margen de regulación que se proporcione a *Homer* será del 20 %.

- **Almacenamiento:** *Homer*, solo admite datos en términos de almacenamiento eléctrico, por ello, fue necesario reformular los datos de almacenamiento de agua, multiplicando su capacidad por el coste energético en *kWh* que tiene desalar e impulsar hasta el depósito un m^3 de agua. Este coste energético se ha establecido en base a lo descrito en las D.O.S.E. publicadas por el Gobierno de Canarias [?], en el que se calcula el coste energético de la desalación en la isla de El Hierro y se establece en 4.62 kWh/ m^3 [8]. A este coste energético se le ha sumado el coste de impulsar el agua hasta los depósitos.
- **Demanda energética:** por último, *Homer* necesita conocer la energía que será necesario aportar a la carga, diariamente, para satisfacer las necesidades de esta. Por ello, el programa permite especificar la energía necesaria en kWh/día, pudiendo asignar un valor distinto para cada uno de los distintos meses del año. En este caso, se han tomado datos de desalación del año 2014, facilitados por el *Consejo Insular de Aguas* y se han contrastado con las previsiones realizadas en el *Plan Hidrológico Insular*.

Demanda	Urb.EH	Agr.EH	EH	Pinar	Pinar	L.R.	L.R.
	m^3/mes	m^3/mes	m^3/mes	%	m^3/mes	%	m^3/mes
Enero	125309	24060	149369	19.28	28798	30	8640
Febrero	125309	65075	190384	19.28	36706	30	11012
Marzo	133846	112627	246473	20.75	51143	30	15343
Abril	133846	188451	322297	20.75	66877	30	20063
Mayo	156341	231300	387641	20.77	80513	30	24154
Junio	156341	259088	415429	20.77	86285	30	25885
Julio	190961	266812	457773	31.76	145389	30	43617
Agosto	156241	256856	413097	31.76	131200	30	39360
Septiembre	133598	189349	322947	24.14	77959	30	23388
Octubre	133598	144826	278424	24.14	67212	30	20163
Noviembre	106236	141682	247918	17.94	44476	30	13343
Diciembre	106236	36387	142623	17.94	25587	30	7676

Cuadro 2.4: Demanda de agua de abasto de La Restinga. *Elaboración propia a partir de datos del P.H.I.*

En el cuadro 2.4 se realiza el cálculo de la demanda mensual de agua de abasto de La Restinga basado, exclusivamente, en los datos publicados en el anexo 5 del *Plan Hidrológico Insular* [10]. Uno de los criterios aplicados en la elaboración de la previsión de desalación es cumplir con esta demanda de agua dulce en La Restinga.

Por otra parte, el *P.H.I.* [4] establece una serie de tendencias en la producción de agua desalada. Estas tendencias son, por un lado, el aumento del volumen anual desalado hasta 2027, y, por otro, una mayor producción en verano que en invierno. Además, hemos podido contar con datos reales de desalación en la EDAM de La Restinga, facilitados por el *Consejo Insular de Aguas* [11]. Estos datos han servido para redimensionar la previsión de producción de agua desalada. Estos datos se muestran en el cuadro 2.5.

	Deslación C.I.A. (m^3)	Deslación P.H.I. (m^3)
Enero	29209	15500
Febrero	22200	15500
Marzo	29246	22500
Abril	25975	22500
Mayo	30956	26000
Junio	30168	35500
Julio	31825	38500
Agosto	32715	35500
Septiembre	31148	18500
Octubre	34688	10500
Noviembre	21951	10500
Diciembre	22329	10500

Cuadro 2.5: Datos mensuales de volumen dasalado en 2014/2015 y Previsión de volumen desalado para 2027. *Elaboración propia a partir de datos del C.I.A. y del P.H.I.*

Para elaborar el cuadro 2.6, se han empleado los datos facilitados por el *C.I.A.* y se han modificado empleando las tendencias extraídas del *P.H.I.*. Además, se ha calculado el volumen de agua bombeado por cada una de las instalaciones de bombeo. El bombeo de la EDAM lleva toda el agua desalada hasta el depósito de almacenamiento, y el bombeo *La Restinga* impulsa el excedente hasta la siguiente estación de bombeo. El coste energético del bombeo en las islas ha sido extraído del *Plan de Ecogestión en la producción y distribución de agua en Canarias (2014-2020)* ([12]), que establece un coste de $0,006kWh$ por cada metro cúbico bombeado y metro de altura elevado.

	EDAM		Bombeo EDAM		Bombeo L.R.		Bombeo		Global	
	Producción m ³ /mes	Consumo kWh/mes	Volumen m ³ /mes	Consumo kWh/mes	Volumen m ³ /mes	Consumo kWh/mes	Consumo kWh/día	Volumen m ³ /mes	Consumo kWh/mes	Consumo kWh/día
Enero	30000	138600.00	30000.00	18000.00	600.00	21360.50	1691.75	68752.54	2291.75	207352.54
Febrero	30500	140910.00	30500.00	18300.00	610.00	19488.19	1543.46	64603.94	2153.46	205513.94
Marzo	31500	145530.00	31500.00	18900.00	630.00	16157.06	1279.64	57289.16	1909.64	202819.16
Abril	33000	152460.00	33000.00	19800.00	660.00	12937.01	1024.61	50538.34	1684.61	202998.34
Mayo	35000	161700.00	35000.00	21000.00	700.00	10846.09	859.01	46770.31	1559.01	208470.31
Junio	36000	166320.00	36000.00	21600.00	720.00	10114.62	801.08	45632.33	1521.08	211952.33
Julio	36000	166320.00	36000.00	21600.00	720.00	0.00	0.00	21600.00	720.00	187920.00
Agosto	34500	159390.00	34500.00	20700.00	690.00	0.00	0.00	20700.00	690.00	180090.00
Septiembre	33000	152460.00	33000.00	19800.00	660.00	9612.18	22838.54	42638.54	1421.28	195098.54
Octubre	31000	143220.00	31000.00	18600.00	620.00	10836.53	25747.60	44347.60	1478.25	187567.60
Noviembre	25500	117810.00	25500.00	15300.00	510.00	12157.05	28885.16	44185.16	1472.84	161995.16
Diciembre	25500	117810.00	25500.00	15300.00	510.00	17824.03	42349.90	57649.90	1921.66	175459.90
Total:	381500.00	1762530.00	381500.00	228900.00	381500.00	141333.26	335807.82	564707.82		2327237.82

Cuadro 2.6: Demanda energética del sistema de producción y distribución de agua de La Restinga. *Elaboración propia a partir de datos del C.I.A. y del P.H.I.*

Datos Financieros

Como ya se ha comentado, para el cálculo de la configuración óptima de la micro-red, *Homer* necesita una serie de datos financieros referidos, por ejemplo, a los costes de instalación y mantenimiento de los equipos, financiación o datos de la coyuntura económica.

■ Precios

Para el cálculo del coste de la energía es necesario precisar el coste de cada uno de los elementos que la compondrán. En este caso, las redes de distribución ya existen, por lo que solo sería necesario estimar el coste global de los generadores y las baterías.

Homer utiliza para sus cálculos, tanto la inversión inicial a realizar como el coste de mantenimiento y de combustible. En función de la tecnología de generación de que se trate, se han estimado los costes de manera distinta:

- **Instalaciones fotovoltaica:** partiendo de estudios de instalaciones fotovoltaicas realizados con anterioridad, se ha establecido un coste de 2150€por kWp instalado, con un coste de reposición de 1500€y unos costes de mantenimiento de 8€por kWp instalado y año.
- **Aerogeneradores:** los costes de los aerogeneradores se han estimado en base a la “Memoria Resumen” del proyecto de instalación eléctrica presentado por *Endesa Cogeneración y Renovables* para el “Concurso de Asignación de Potencia Eólica, Apartado B: Plan Eólico, A”, titulado “Parque Eólico: El Volcán IV, T.M.de Teguiise, Lanzarote” y publicado por el Gobierno de Canarias [13]. En este documento, el presupuesto para la construcción de dicho parque eólico, compuesto por cuatro aerogeneradores de 2.3 MW cada uno, es de 8594102.26€. En base a este dato, se ha establecido que, los aerogeneradores tenidos en cuenta en este estudio tendrán un coste de:
 - EWT-DW500: 550000€de inversión inicial, con un coste de reemplazo de 480000€.
 - Enercon E-44: 920000€de coste inicial y 850000€por una hipotética sustitución.
 - Enercon E-48: 970000€de coste inicial y 890000€por una hipotética sustitución.
 - Enercon E-53: 1080000€de inversión inicial, con un coste de reemplazo de 950000€.El coste de mantenimiento: será igual para todos ellos, y se ha fijado en 2500€al año.

- **Baterías:** las baterías empleadas son de la marca Hoppecke, modelo 24 OPZS 3000. Para establecer el coste inicial de estas baterías se han empleado datos comerciales, corregidos para tener en cuenta la economía de escala. El coste inicial de cada batería sería de 890€, con un coste de reemplazo de 750€y un coste de mantenimiento de 12€por vaso de batería y año.
- **Grupo electrógeno:** en función de estudios realizados anteriormente, se ha establecido un coste para el grupo electrógeno de 63000€por cada 100 kW, con un coste de reposición de 40000€y un coste de mantenimiento de 5€por cada hora de utilización del grupo y por cada 100 kW.
- **Inversor:** atendiendo a anteriores estudios, se ha establecido un coste inicial de 550€por kW de potencia nominal, un coste de sustitución de 450€/kW y un coste de mantenimiento de 5€por kW de potencia y año.
- **Energía consumida del sistema insular:** tomando la micro-red como un consumidor más del sistema, se han tomado como referencia los precios actuales de los términos de energía y potencia de la tarifa 3.1 A, pensada para consumidores cuya potencia contratada no supere los 450 kW. Sin embargo, este tipo de instalaciones suelen tener cierto poder de negociación con las compañías comercializadoras a la hora de pactar precios, pudiendo conseguir precios más competitivos. Por ello, y teniendo en cuenta, incluso, la posibilidad de que sea la propia compañía distribuidora en la isla, *Endesa*, quien gestione la instalación, la potencia límite tanto de consumo como de generación se ha establecido en 1 MW.

De este modo, los precios de los términos de potencia y energía son los que se muestran en la tabla 2.7.

	Punta	Llano	Valle
Término de Potencia (€/kW año)	59.173468	36.490689	8.367731
Término de Energía (€/kWh)	0.15	0.10	0.07

Cuadro 2.7: Precios de los término de potencia y energía por periodo. *Fuente: Endesa.*

La distribución horaria de los tres periodos de facturación recogidos en el R.D. 1164/2001 para el sistema eléctrico canario es el que se muestra en la figura 2.4. Esta distribución horaria es la que se ha empleado en el modelado de la red eléctrica a la que puede interconectarse la micro-red.

Por otro lado, puesto que la intención de este estudio es estudiar, técnicamente, la posibilidad de convertir la red eléctrica de

La Restinga en un sistema eléctrico autosuficiente, en la mayor medida posible, y no, realizar un estudio económico, el precio de venta de la energía a la red se ha establecido en 0 €. De este modo, *Homer* no tratará de producir energía para venderla a la red, minimizando así la inyección de potencia a la red.



Figura 2.4: Distribución horaria de los periodos tarifarios en el sistema eléctrico canario. *Fuente: Gesternova.*

▪ Datos de Financiación

El otro grupo de datos que *Homer* precisa para el cálculo del $LCoE$ (2.1) de cada una de las tecnologías de generación, es el que se refiere a las condiciones de financiación de las inversiones. Como se vio en el apartado referido a *Homer*, el software puede calcular distintos parámetros financieros relacionados con las inversiones. Para ello, se basa en la *tasa de interés real anual* (2.3), que, como ya se ha señalado, depende de la *tasa de interés de financiación* y de la *inflación* en el periodo de estudio.

- **Tasa de interés de financiación:** es el interés que se debe satisfacer para la concesión del montante necesario para llevar a cabo el proyecto. Según los datos del *Instituto Nacional de Estadística (INE)*, tomados del *Banco de España*, el interés de financiación medio para entidades no financieras por un importe de más de un millón de euros, en 2014 y en España fue del 2,7% [14].

Teniendo en cuenta que este dato se refiere al conjunto del territorio español y la incertidumbre ante la evolución de la situación económica, se ha decidido tomar el interés de financiación de referencia como el 3,8%.

- **Inflación:** el otro dato necesario para los cálculos financieros de la simulación es la inflación media del periodo. Hacer una estimación de este parámetro a corto plazo es una tarea de una complejidad notable, mucho más cuando el horizonte temporal se aleja.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la tasa de inflación se encuentra en valores negativos en los últimos meses (-0,2 % en mayo de 2015 [15]) y que el objetivo del *Banco Central Europeo* es mantener una inflación cercana pero por debajo del 2 %, se ha tomado como valor medio de inflación para el periodo del 1,2 %.

Datos Climáticos

Una parte fundamental de la optimización del sistema eléctrico que realiza *Homer*, es la que tiene que ver con el ajuste de la demanda con la generación, teniendo en cuenta la generación basada en fuentes de energía renovables. A este respecto, el programa utiliza algoritmos astronómicos y la mecánica de fluidos para elaborar, respectivamente, una curva horaria de radiación solar y otra de velocidad de viento. Para ello es preciso facilitar al programa una serie de datos geográficos y climáticos.

- **Recurso eólico:** se han valorado dos posibles emplazamientos para el o los aerogeneradores que sea preciso instalar. La *Zona 1* se encuentra en lo alto de la *Hoya Los Roques*, próxima a los depósitos de agua con el mismo nombre, a una altitud de 76m. La *Zona 2* se encuentra en la costa, en el extremo oriental de La Restinga, a una altitud de 13m. Los datos de ambas zonas se detallan en las tablas 2.8 y 2.9, y en la figura 2.6.

Parámetro	Valor
Coordenada UTM-X	206.050
Coordenada UTM-Y	3.061.550
Coordenada Geog. Long. (°)	-17,979
Coordenada Geog. Lat. (°)	27,646
Elevación (m)	76
Rugosidad del terreno	0,05
Velocidad media viento (m/s)	9,13
Constante C (Weibull)	10,18
Constante K (Weibull)	2,218

Cuadro 2.8: Datos de recurso eólico en la *Zona 1*. Fuente: *Mapa Eólico*.

Los datos relativos a la distribución espacial del viento han sido tomados del *Mapa Eólico* elaborado para el *Gobierno de Canarias* [16], que da una serie de datos relativos al comportamiento dinámico del viento como son, los parámetros de *Weibull*, la rugosidad del terreno,

Parámetro	Valor
Coordenada UTM-X	206.350
Coordenada UTM-Y	3.061.250
Coordenada Geog. Long. (°)	-17,976
Coordenada Geog. Lat. (°)	27,643
Elevación (m)	13
Rugosidad del terreno	0,05
Velocidad media viento (m/s)	8,89
Constante C (Weibull)	9,9
Constante K (Weibull)	2,203

Cuadro 2.9: Datos de recurso eólico en la Zona 2. Fuente: Mapa Eólico.



Figura 2.5: Localización de las zonas con posibilidad de instalar los aerogeneradores. Fuente: Grafcan.

la elevación, etc. La distribución de la velocidad del viento a lo largo del año se han extraído de la página web www.windfinder.com[17].

A la vista de los datos, la zona que ofrece una mayor velocidad media de viento, y una mejor distribución, es la zona 1, que fue la que se tomó en consideración para el diseño de la micro-red. Este emplazamiento permite, además, conectar los aerogeneradores a la línea de media tensión que alimenta La Restinga en el mismo punto en el que se alimentan los grupos de bombeo instalados junto a los depósitos.

- **Recurso solar:** los datos de irradiación global media mensual fueron obtenidos del *Mapa de Radiación Solar* elaborado por el *Instituto Tecnológico de Canarias* [18]. Por su parte, el *índice de claridad* ha sido

calculado por *Homer* en función de la localización geográfica especificada y de los datos de irradiación media mensual aportados.

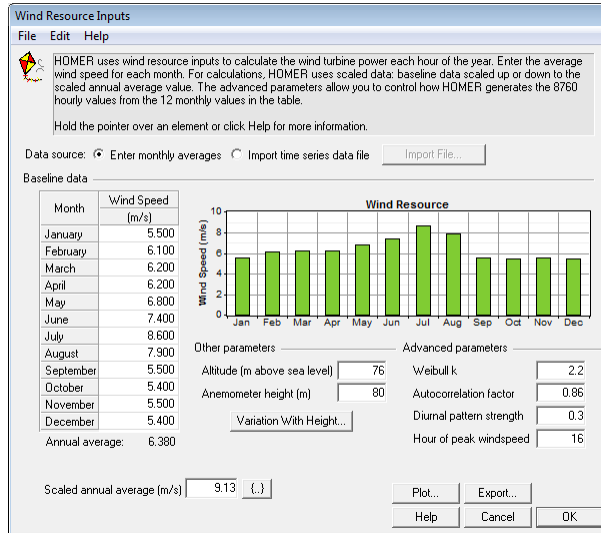


Figura 2.6: Recurso eólico en *Homer*. *Elaboración propia a partir de datos del Mapa Eólico y Windfinder.com.*

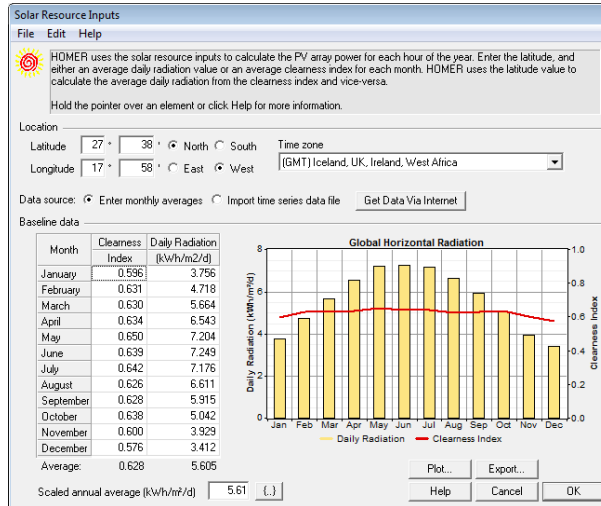


Figura 2.7: Recurso solar en *Homer*. *Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Mapa Solar de Canarias.*

2.3.2. Primera Optimización

Para este primer cálculo se han tomado distintos valores de cada uno de los elementos que pudieran conformar la micro-red. Con el objetivo de

detectar la tendencia que tomará cada variable en futuras optimizaciones, los valores seleccionados para cada variable abarcan un rango de variabilidad amplio. Estos elementos, que se pueden observar en la figura 2.8, son:

- **Grupo electrógeno:** de 0, 500 o 1000 kW.
- **Aerogenerador DW500:** 0, 4 u 8 unidades.
- **Aerogenerador E44:** 0, 2 o 4 unidades.
- **Generador fotovoltaico:** de 200, 400 o 600 kW.
- **Baterías Hoppecke 20 OpZS 3000:** 0, 10 o 20 strings de 24 baterías cada uno.
- **Inversor:** de 0, 200 o 400 kW.
- **Interconexión:** con una potencia máxima de 450 u 800 kW.

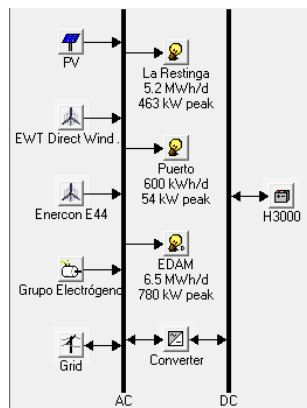


Figura 2.8: Esquema del modelo inicial de la micro-red.

	PV (kW)	DW500	E44	G.E (kW)	H3000	Conv (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	G.E (hrs)
	200							\$ 2,270,000	83,149	\$ 3,779,441	0.047	0.94		
		4						\$ 2,630,000	74,403	\$ 3,980,668	0.049	0.96		
			2					\$ 2,270,000	94,473	\$ 3,985,011	0.049	0.94		
				2				\$ 2,700,000	76,797	\$ 4,084,121	0.050	0.95		
					2			\$ 2,700,000	78,982	\$ 4,133,781	0.051	0.95		
						2	1000	\$ 2,899,364	83,194	\$ 4,409,612	0.054	0.94	6,490	35
				4				\$ 3,060,000	74,574	\$ 4,413,763	0.054	0.97		
					4			\$ 3,060,000	74,703	\$ 4,416,104	0.054	0.97		
						1000		\$ 3,259,364	66,691	\$ 4,470,035	0.055	0.96		
						1000		\$ 3,259,364	67,139	\$ 4,478,169	0.055	0.96	968	3
							2	\$ 2,899,364	87,859	\$ 4,494,307	0.055	0.94	2,080	16
				2				\$ 3,130,000	77,599	\$ 4,538,690	0.056	0.96		
					2			\$ 3,130,000	77,742	\$ 4,541,278	0.056	0.96		
						2	1000	\$ 3,329,364	70,607	\$ 4,611,125	0.057	0.95	1,666	8
						2	1000	\$ 3,329,364	71,141	\$ 4,620,809	0.057	0.95		0
							240	\$ 2,538,600	116,739	\$ 4,657,808	0.057	0.94		
							240	\$ 2,593,600	118,515	\$ 4,745,038	0.058	0.94		
							240	\$ 2,899,600	107,950	\$ 4,858,248	0.060	0.96		
							4	\$ 3,490,000	76,620	\$ 4,880,903	0.060	0.97		
							4	\$ 3,490,000	76,749	\$ 4,883,244	0.060	0.97		

Figura 2.9: Resultado de la primera optimización en *Homer*.

El resultado de este primer cálculo se observa en la figura 2.9. Donde se comprueba que, en los primeros puestos, los que muestran un coste de la

energía $COE(2.2)$ más bajo, se encuentran las combinaciones que incluyen alrededor de 200 kWp de potencia fotovoltaica, entre 1.5 y 2 MW de potencia eólica instalada y una capacidad de transferencia de potencia con el resto del sistema de entre 450 y 800 kW . Por contra, entre estas combinaciones, *Homer* no contempla el uso de un grupo electrógeno ni baterías, por lo que el uso de un inversor carecería de sentido. Sin embargo, a la hora de plantear una posible desconexión de la micro-red respecto al resto del sistema, sería crucial disponer de un sistema de almacenamiento que participara en los servicios complementarios del sistema. Por ello, se tuvo en cuenta el uso de una batería como ayuda a la estabilidad del sistema aislado, y no como almacenamiento energético. Éste último extremo es el que justifica que no se haya incluido la batería en el estudio energético con *Homer*, ya que el programa sí incluiría la batería en el despacho de potencia, alterando los resultados.

2.3.3. Estudios de sensibilidad preliminares

Con el resultado del cálculo anterior hemos seleccionado la combinación que arroja un coste de la energía más competitivo para realizar los estudios de sensibilidad preliminares. Esta combinación es la que incluye 200 kWp de potencia fotovoltaica instalada, alrededor de 2 MW de potencia eólica instalada y una capacidad de transferencia de potencia con la red de 450 kW .

Estudio de sensibilidad sobre el modelo de aerogenerador

El primero de los estudios de sensibilidad preliminares que se ha realizado es el que busca averiguar qué modelo de aerogenerador tiene un mejor comportamiento en las condiciones específicas de esta micro-red. Para ello, se han creado cuatro modelos idénticos en *Homer* con las características que ya se han explicado, a cada uno de ellos se le ha añadido un modelo de aerogenerador y se le ha dado la oportunidad al programa de elegir el número óptimo de éstos entre varias opciones, de acuerdo con lo comprobado en la primera optimización.

Una vez obtenidos los resultados, se comprueba que la opción de instalar cuatro aerogeneradores DW500 es la que proporciona una mayor generación eólica a lo largo del año, pero también un mayor coste de inversión, que no se ve compensado por el aumento de la generación, dando así un $COE(2.2)$ más elevado que el resto de modelos (0.049 €/kWh). Entre los tres modelos de *Enercon* las diferencias son más sutiles, siendo el modelo E-48 el que aporta un $COE(2.2)$ más bajo al instalar dos aerogeneradores, dado que alcanza un mejor compromiso entre su coste y la cantidad de energía generada al año. Sin embargo, vista la escasa diferencia en cuanto a $COE(2.2)$ entre los modelos E-44 y E-53 (0.047 €/kWh) y el modelo E-48 (0.046 €/kWh),

entran en juego los criterios energéticos. Es aquí donde el modelo E-53 se muestra como la mejor opción, ya que reduce la potencia consumida por la micro-red a través de su interconexión con el resto de la isla, 287089 *kWh*/año frente a los 306533 *kWh*/año del DW500, el segundo modelo con menor energía transferida y que, por otro lado, es el que supone los mayores costes. La reducción de la energía consumida a través de la interconexión es un objetivo clave en este estudio, por ello se elegirá el modelo E-53 para incluirlo, definitivamente, en el modelo energético de la micro-red.

System Architecture: 450 kW Grid 200 kW PV 2 Enercon E53			Total NPC: \$ 3,806,116 Levelized COE: \$ 0.047/kWh Operating Cost: \$ 66,991/yr				
Cost Summary Cash Flow Electrical PV E53 Grid Emissions Hourly Data							
Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units		
Total rated capacity	1,600	kW	Minimum output	0	kW		
Mean output	811	kW	Maximum output	1,608	kW		
Capacity factor	50.7	%	Wind penetration	336	%		
Cost Summary Cash Flow Electrical PV E53 Grid Emissions Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%
PV array	357,410	5		AC primary load	2,113,682	34	
Wind turbines	7,102,388	92		Deferrable load	2,358,412	38	
Grid purchases	287,089	4		Grid sales	1,764,256	28	
Total	7,746,888	100		Total	6,236,350	100	
Quantity		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%
Excess electricity	1,510,581	19.5		Unmet electric load	32.7	0.0	
Capacity shortage	143	0.0					
Quantity		Value					
Renewable fraction		0.963					

Figura 2.10: Resultado del estudio de sensibilidad sobre el modelo de aerogenerador para el E-53 en *Homer*.

En este punto, no se ha hablado del exceso de energía generado y que *Homer* asume como energía vertida a la red. Esto iría en contra del criterio establecido de minimizar el intercambio de potencia con el resto de la isla, y podría ser, incluso, perjudicial para el resto del sistema. Sin embargo, los aerogeneradores de tipo 4 de nueva generación permiten realizar un control a la baja de la energía generada, lo que permitiría reducir su potencia cuando haya excedente de generación en la micro-red. De este modo, se evitaría tener que inyectar el excedente al sistema.

Estudio de sensibilidad sobre el ángulo de instalación de los módulos fotovoltaicos

A continuación, se ha realizado el estudio de sensibilidad sobre el ángulo con el que se deben instalar los módulos fotovoltaicos. Este ángulo determina la potencia generada en cada instante, ya que condiciona fuertemente la cantidad de radiación solar que llega a los módulos en función de la posición del sol. En la mayoría de las plantas fotovoltaicas se busca aquel ángulo que permite maximizar la producción a lo largo del año, en Canarias esto suele suceder alrededor de los 20° de inclinación.

Sin embargo, en instalaciones como la que aquí se estudia, es más interesante encontrar el ángulo que permita adaptar mejor la generación de energía de las plantas a las necesidades de la micro-red. Por eso se ha realiza-

do este estudio de sensibilidad que se ha dividido en dos fases. En la primera fase, se han fijado todos los parámetros excepto el ángulo de los módulos, al que se ha dado cuatro valores (20, 30, 40 y 50°) y se ha comprobado que, entre 30 y 40° de inclinación se produce un menor coste de la energía y, además, un menor consumo de energía a través de la interconexión con el resto del sistema. En la segunda fase, se ha dado a este parámetro los siguientes valores: 30, 32.5, 35, 37.5 y 40°, respectivamente. Los resultados pueden observarse en la figura 2.11.

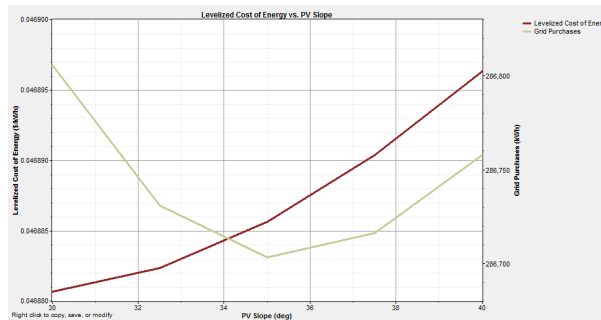


Figura 2.11: Resultado del estudio de sensibilidad sobre el ángulo de instalación de los módulos fotovoltaicos en *Homer*.

El menor coste de la energía se produce para un ángulo de 30° de inclinación, sin embargo, la diferencia con respecto al resto de opciones es completamente despreciable. Por otro lado, para 35° de inclinación se produce el menor consumo de energía a través de la línea de M.T. que sirve de apoyo a la micro-red, lo cual sí representa una ventaja a tener en cuenta.

En la figura 2.12 se observa el fenómeno descrito al inicio de este apartado, al inclinar en 35° con respecto a la horizontal los módulos fotovoltaicos, la generación de potencia por parte de los generadores fotovoltaicos no se ajusta a la radiación global horizontal que se produce en cada momento del año. Al contrario, la producción se ve desplazada de tal forma, que su distribución se adapta más a la demanda producida por el sistema de producción y distribución de agua, que, no por coincidencia, es la carga más importante del sistema. Por lo tanto, se tomará como ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos el valor de 35°, en consonancia con los datos arrojados por este estudio de sensibilidad.

2.3.4. Segunda Optimización

Una vez aclaradas cuestiones clave como las estudiadas en los dos estudios de sensibilidad desarrollados con anterioridad, el estudio continúa con una segunda optimización que busca ajustar más los valores de los parámetros estudiados en la primera optimización. Para ello, se han eliminado elementos que ya fueron desechados en la primera parte del estudio, como son

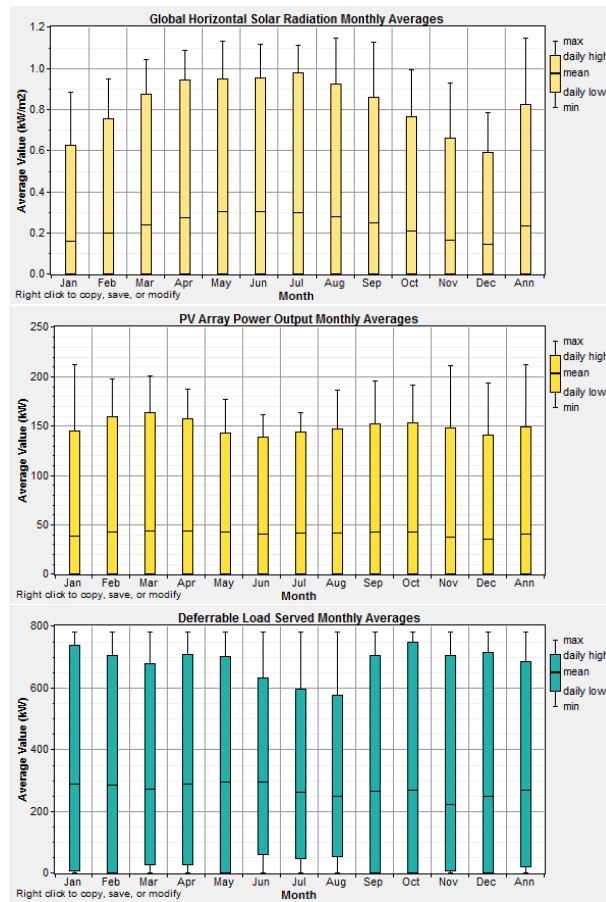


Figura 2.12: Comparativa entre radiación global horizontal (arriba), generación fotovoltaica (centro) y demanda de la EDAM (abajo) en *Homer*.

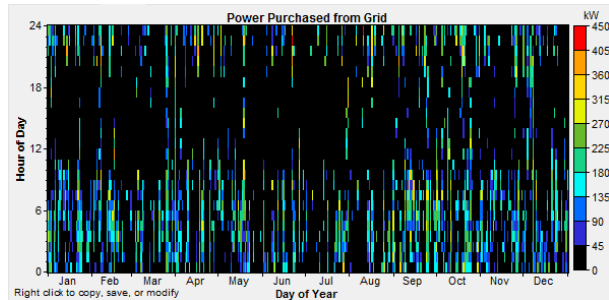
el grupo electrógeno, las baterías y el inversor, se han fijado los parámetros estudiados en los estudios de sensibilidad y se han ajustado los valores del resto de parámetros atendiendo a la primera optimización. Con todo esto, el modelo queda compuesto, únicamente, por: generadores eólicos E-53 cuyo número podrá ser 1, 2 o 3, generadores fotovoltaicos con una potencia instalada de 100, 200 o 300 kWp y la interconexión con el resto del sistema, cuya potencia máxima podrá ser de 450, 625 u 800 kW .

Los resultados de este estudio de optimización se muestran en la figura 2.13, donde se puede comprobar que el menor coste de la energía $COE(2.2)$, se consigue con 100 kWp de potencia fotovoltaica instalada, dos aerogeneradores E-53 (1,6 MW en total) y una potencia máxima de consumo a través de la interconexión de 450 kW . Si bien, no se aprecian diferencias significativas entre los resultados de los distintos valores de potencia máxima de la interconexión. De hecho, su comportamiento es idéntico, salvo que, cuan-

	PV (kW)	E53	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	100	2	450	\$ 2,375,000	67,121	\$ 3,593,475	0.044	0.96
	100	2	800	\$ 2,375,000	67,222	\$ 3,595,303	0.044	0.96
	100	2	625	\$ 2,375,000	67,222	\$ 3,595,303	0.044	0.96
	200	2	450	\$ 2,590,000	66,246	\$ 3,792,579	0.047	0.96
	200	2	800	\$ 2,590,000	66,346	\$ 3,794,406	0.047	0.96
	200	2	625	\$ 2,590,000	66,346	\$ 3,794,406	0.047	0.96
	100	1	625	\$ 1,295,000	142,876	\$ 3,888,671	0.048	0.81
	200	1	625	\$ 1,510,000	131,511	\$ 3,897,363	0.048	0.84
	300	1	625	\$ 1,725,000	121,749	\$ 3,935,150	0.049	0.86

Figura 2.13: Resultado de la segunda optimización en *Homer*.

do existe esa posibilidad, y sólo en algunas ocasiones, la potencia máxima consumida por la micro-red a través de la línea de M.T. es superior a los 450 kW (generalmente el máximo anual es 470 kW). Lo cual tampoco tiene mayor importancia, puesto que esta situación se produce de forma muy esporádica, y solo ocasiona una reducción en la potencia del sistema de producción y transporte de aguas de un 2.56 % sobre su potencia nominal (20 kW sobre 780 kW). La figura 2.14 muestra la potencia consumida a través de la interconexión en cada hora del año, en ella se comprueba que en escasas ocasiones se alcanza la potencia de 450 kW , que aparece en color rojo.

Figura 2.14: Distribución horaria de la potencia consumida a través de la interconexión en *Homer*.

Paralelamente, el efecto que tiene el aumento de la potencia fotovoltaica instalada sobre el comportamiento del sistema es contradictorio. Por un lado, el aumento de la potencia pico de 100 a 200 kWp supone un aumento en la inversión inicial, lo que se traduce en un aumento residual del coste de la energía (de 0.044 a 0.047 €/kWh). Por otro lado, disponer de mayor generación fotovoltaica permite reducir la energía importada del resto del sistema (de 297.86 a 279.77 MWh/año) y, también, aumentar mínimamente el volumen de agua almacenada en los depósitos a lo largo del año.

Dados los esclarecedores resultados de la segunda optimización, no fue necesario realizar una tercera optimización para este estudio. Si bien, se ha elegido una potencia máxima de interconexión de 450 kW , dado que así el punto de medida de la micro-red estaría considerado como un punto de

medida de tipo 3, y no superior, en función del R.D. 1110/2007, y, además, podría contratarse una tarifa de tipo 3.1, de acuerdo con el R.D. 1164/2001. Por otra parte, ésta es la tarifa que se ha empleado para la realización de este estudio. Además, el aumento de esta potencia no supone ningún beneficio reseñable.

En cuanto a la potencia fotovoltaica instalada, se ha decidido establecer una potencia fotovoltaica de 200 kWp , dadas las ventajas que presenta en cuanto a eficiencia energética y robustez del sistema, y puesto que la contrapartida económica que supone es claramente asumible.

De este modo, el modelo óptimo de la micro-red quedaría configurado por fuentes de potencia que se enumeran en la tabla 2.10 y con las características que se describen.

Fuentes	Número	Potencia (kW)
Eólica (E-53)	2	1600
Fotovoltaica	-	200
Interconexión	1	450

Cuadro 2.10: Fuentes de potencia de la micro-red optimizada.

2.3.5. Estudios de sensibilidad evaluativos

Por último, y con el objetivo de comprobar la solidez de los resultados aportados por el estudio, se han llevado a cabo una serie de estudios de optimización que buscan comprobar si los resultados anteriores se mantienen estables ante la modificación de una serie de variables o no.

La realización de estos estudios de sensibilidad se llevó a cabo sobre dos escenarios distintos, que se corresponden con los modelos de la micro-red extraídos del procedimiento desarrollado a lo largo de este documento:

- **Escenario 1 (Modelo de micro-red con 100 kWp de potencia fotovoltaica):** este escenario proviene de la segunda optimización y recoge la opción de reducir la potencia fotovoltaica instalada a la mitad de lo que se ha considerado óptimo, lo que corresponde a 100 kWp .
- **Escenario 2 (Modelo óptimo de la micro-red):** es el escenario óptimo extraído de la segunda optimización y comentado anteriormente.

Estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía

El objetivo de este estudio de sensibilidad es comprobar los efectos que tendría sobre la simulación el hecho de que el precio de la energía fuese diferente al previsto. Dadas las particularidades de la isla de El Hierro y la incertidumbre existente en cuanto a la regulación del sistema eléctrico, los

escenarios de un aumento o descenso del precio de la energía no son descartables en absoluto. Por ello, se plantea estudiar dos supuestos en este estudio. En el primero, el precio de la energía que se consume del sistema insular, a través de la línea de interconexión, sería un 20 % mayor que el fijado inicialmente. En el segundo, el precio de la energía descendería un 20 %. Se considera que, en un horizonte de 25 años de vida útil de la instalación, y dada la tendencia al alza de los precios de la energía y la potencialidad de ahorro que supone *Gorona del Viento*, un 20 % de variación no es un porcentaje exagerado.

Con ese objetivo, se han tomado los modelos correspondientes a los escenarios 1 y 2, y se les ha sometido a la prueba de aumentar y disminuir el precio de la energía consumida del sistema insular, en los términos de potencia y energía, para estudiar la respuesta de los modelos.

- **Escenario 1 (Modelo de micro-red con 100 kWp de potencia fotovoltaica).**

Realizando el mismo estudio para el segundo escenario se observa un comportamiento muy parecido al observado en el escenario óptimo. Como se puede ver en la figura 2.15, el efecto sobre los parámetros eléctricos de la variación del precio de la energía consumida del resto del sistema eléctrico de la isla es nulo, el único efecto que se aprecia es la variación del *COE* (2.2), que se produce de un modo muy similar a lo sucedido en el escenario 2.

- **Escenario 2 (Modelo óptimo de la micro-red).**

En la figura 2.16, comprobamos que la variación en el precio de la energía consumida del sistema insular no afecta al desempeño de la micro-red. La variación en un 20 % de este coste unitario no afecta a la distribución de las cuotas de generación ni a los volúmenes de ésta, tampoco afecta al comportamiento de la carga diferible ni a su almacenamiento. La única variación detectada es el aumento o disminución de los costes operativos, que se traduce en una variación del coste nivelado de la energía *COE* (2.2), que aumenta un 4.25 % cuando el precio de la energía aumenta un 20 %, y disminuye un 6.38 % cuando el precio de la energía lo hace un 20 %. No es extraño que el efecto de la variación del precio de la energía se vea atenuada, puesto que la energía adquirida del sistema solo supone un 4 % de la energía total consumida en la micro-red, teniendo en cuenta que *Homer* prevé un exceso de energía del 20 % que, como ya se ha explicado, no llegaría a producirse en la realidad gracias a la tecnología que tienen implementada los nuevos aerogeneradores de tipo 4, especialmente los *Enercon*.

En conclusión, el precio de la energía consumida por la micro-red no tiene relevancia en la determinación de la robustez de los resultados

aportados por este estudio. Por lo tanto, se puede decir que ambos escenarios poseen solidez suficiente ante la variación de este parámetro para ser considerados válidos.

System Architecture: 450 kW Grid 100 kW PV 2 Enercon E53										Precio inicial + 20%			Total NPC: \$ 3,810,021 Levelized COE: \$ 0.047/kWh Operating Cost: \$ 79,050/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	178,375	2	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,451,397	18.9							
Wind turbines	7,217,905	94	Deferrable load	2,358,477	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	297,858	4	Grid sales	1,770,625	28	Capacity shortage	153	0.0							
Total	7,694,137	100	Total	6,242,784	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.961							

System Architecture: 450 kW Grid 100 kW PV 2 Enercon E53										Precio inicial			Total NPC: \$ 3,593,475 Levelized COE: \$ 0.044/kWh Operating Cost: \$ 67,121/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	178,375	2	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,451,397	18.9							
Wind turbines	7,217,905	94	Deferrable load	2,358,477	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	297,858	4	Grid sales	1,770,625	28	Capacity shortage	153	0.0							
Total	7,694,137	100	Total	6,242,784	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.961							

System Architecture: 450 kW Grid 100 kW PV 2 Enercon E53										Precio inicial - 20%			Total NPC: \$ 3,376,943 Levelized COE: \$ 0.042/kWh Operating Cost: \$ 55,193/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	178,375	2	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,451,397	18.9							
Wind turbines	7,217,905	94	Deferrable load	2,358,477	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	297,858	4	Grid sales	1,770,625	28	Capacity shortage	153	0.0							
Total	7,694,137	100	Total	6,242,784	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.961							

Figura 2.15: Comparativa de los resultados del estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía. Escenario 1.

System Architecture: 450 kW Grid 200 kW PV 2 Enercon E53										Precio inicial + 20%			Total NPC: \$ 3,996,948 Levelized COE: \$ 0.049/kWh Operating Cost: \$ 77,503/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	356,750	5	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,572,344	20.0							
Wind turbines	7,217,905	92	Deferrable load	2,358,475	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	279,776	4	Grid sales	1,809,971	29	Capacity shortage	142	0.0							
Total	7,854,431	100	Total	6,282,128	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.964							

System Architecture: 450 kW Grid 200 kW PV 2 Enercon E53										Precio Inicial			Total NPC: \$ 3,792,579 Levelized COE: \$ 0.047/kWh Operating Cost: \$ 66,246/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	356,750	5	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,572,344	20.0							
Wind turbines	7,217,905	92	Deferrable load	2,358,475	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	279,776	4	Grid sales	1,809,971	29	Capacity shortage	142	0.0							
Total	7,854,431	100	Total	6,282,128	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.964							

System Architecture: 450 kW Grid 200 kW PV 2 Enercon E53										Precio inicial - 20%			Total NPC: \$ 3,588,222 Levelized COE: \$ 0.044/kWh Operating Cost: \$ 54,988/yr		
Cost Summary		Cash Flow	Electrical	PV	E53	Grid	Emissions	Hourly Data							
Production		kWh/yr	%	Consumption		kWh/yr	%	Quantity		kWh/yr	%				
PV array	356,750	5	AC primary load	2,113,682	34	Excess electricity	1,572,344	20.0							
Wind turbines	7,217,905	92	Deferrable load	2,358,475	38	Unmet electric load	32.1	0.0							
Grid purchases	279,776	4	Grid sales	1,809,971	29	Capacity shortage	142	0.0							
Total	7,854,431	100	Total	6,282,128	100	Quantity		Value							
						Renewable fraction		0.964							

Figura 2.16: Comparativa de los resultados del estudio de sensibilidad sobre el precio de la energía. Escenario 2.

Estudio de sensibilidad sobre la evolución de la demanda

El otro parámetro clave para determinar la robustez de los resultados es la evolución de la demanda. El diseño de la micro-red debe ser capaz de soportar, sin distorsiones importantes, una evolución imprevista de la demanda. Para ello, se han creado sendos modelos, que se corresponden con los dos escenarios planteados anteriormente, y se les ha sometido a una prueba que consiste en el aumento de la demanda. Los modelos incluyen tres cargas distintas, una representa la demanda en el pueblo de La Restinga, otra representa la demanda del sistema de producción y transporte de aguas, y la tercera representa la cámara frigorífica que existe en la *Cofradía de Pescadores de La Restinga*. Para realizar este estudio se ha previsto un aumento de la demanda en las dos primeras, ya que son, con diferencia, las más importantes, y se han propuesto dos niveles de aumento de la demanda para cada una de ellas. Para la carga que representa al pueblo de La Restinga, se han planteado incrementos del 5 y el 10 % en la demanda energética media diaria. Dadas las características demográficas de El Hierro, cuya evolución es considerablemente pausada, son escenarios bastante pesimistas. Por otra parte, para la demanda media diaria de la carga que simula el sistema de aguas, se han planteado incrementos del 10 y el 20 %, ya que la demanda de desalación y bombeo no depende tanto de la demografía como de las condiciones climáticas y las decisiones técnicas y políticas.

- **Escenario 1 (Modelo de micro-red con 100 kW_p de potencia fotovoltaica).**

La figura 2.17 es igual a la figura 2.18 y muestra, en colores, la evolución del coste nivelado de la energía, y, en números superpuestos, la evolución del consumo de energía a través de la interconexión. Ambos enfrentados con la evolución de la demanda de La Restinga (eje de abscisas) y de la EDAM (eje de ordenadas). Se puede comprobar que el efecto producido por el aumento de la demanda, tanto por parte de la EDAM como por parte de La Restinga, es muy similar al producido en el escenario 2. Sin embargo, cabe destacar que, en este caso, el aumento del consumo de potencia a través de la interconexión para satisfacer la nueva demanda es superior al escenario 2, lo cual es lógico dado que se dispone de menos potencia instalada. Por ello, el coste de la energía *COE* (2.2) se muestra mucho menos sensible al aumento de la demanda que en el caso óptimo, observándose una fuerte reducción en la tendencia a la baja del *COE* (2.2) con el aumento de la demanda de la EDAM. Si en el apartado siguiente se advierte de la existencia de un límite, a partir del cual, la micro-red comienza a necesitar mucha más energía del sistema insular, en este caso, ese fenómeno se produce antes y de forma más acentuada, debido a la menor capacidad de generación propia de la micro-red.

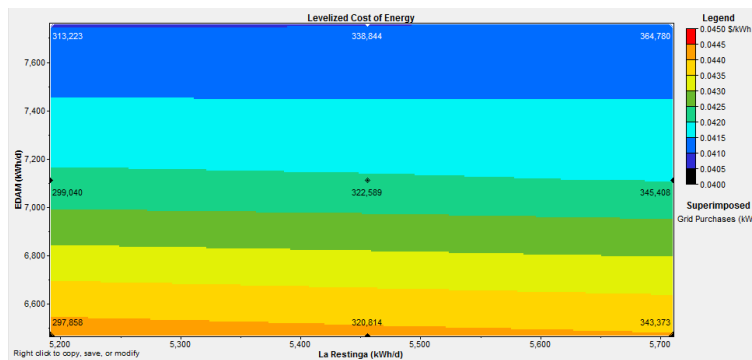


Figura 2.17: $LCoE$ y Energía consumida a través de la interconexión frente al aumento de la demanda de La Restinga y la instalación de producción y transporte de aguas. Escenario 1.

■ **Escenario 2 (Modelo óptimo de la micro-red).**

En la figura 2.18 se puede comprobar que el COE (2.2) tiende a decrecer a medida que aumenta la demanda, y que es mucho más sensible al aumento de la demanda de la EDAM que al de La Restinga. Por otro lado, en cuanto a la adquisición de potencia a través de la interconexión, el aumento de la demanda de La Restinga genera, a lo largo del año, un aumento mucho mayor de la energía consumida del sistema insular que el que se produce por el aumento de la demanda de la EDAM. Hay que tener en cuenta que, no solo la EDAM tiene una mayor potencia instalada que La Restinga, sino que su demanda anual es significativamente mayor. Además, el aumento de la demanda establecido para la EDAM es el doble, en porcentaje, que el establecido para La Restinga.

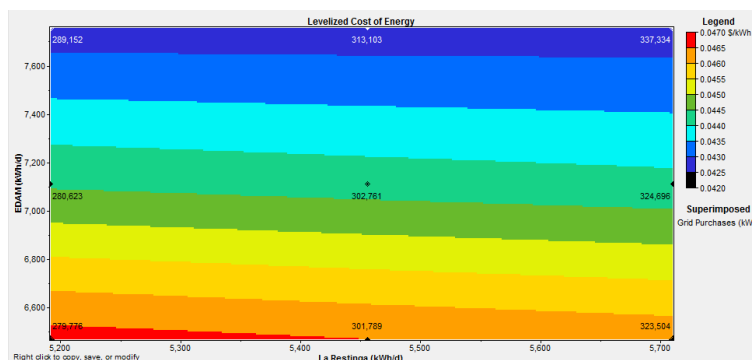


Figura 2.18: $LCoE$ y Energía consumida a través de la interconexión frente al aumento de la demanda de La Restinga y la instalación de producción y transporte de aguas. Escenario 2.

Con todo lo anterior, se hace necesario un estudio más en profundidad de este fenómeno. La razón principal de este comportamiento se debe a las definiciones del *COE* (2.2) y del *LCoE* (2.1), estos parámetros relacionan los costes de producción del sistema y de cada tecnología, con la energía consumida o generada, respectivamente. Es ahí donde se produce la diferencia entre el aumento de la demanda de la EDAM y el que se produce en La Restinga. Mientras que la energía consumida de más por la EDAM puede ser gestionada y consumida en el momento en el que sea más beneficioso para el sistema, permitiendo aprovechar mejor las tecnologías más económicas y reduciendo así los costes y los excedentes, el aumento de la demanda de La Restinga se produce de manera incontrolada. De este modo se explica que, con un aumento muy superior de la demanda de la EDAM frente a la de La Restinga, se produzca un menor aumento de la energía consumida por la micro-red del exterior y una disminución mucho más acentuada del *COE* (2.2), teniendo siempre presente que esta disminución es raquítica.

Otro detalle a tener en cuenta respecto al aumento de la demanda por parte de la EDAM es que, como se observa en la figura 2.17, el aumento de la demanda de 6.5 a 7.1 *MWh/día* produce un aumento de la energía adquirida del sistema insular de 847 *kWh*, mientras que, al pasar de 7.1 a 7.7 *MWh/día*, el aumento en la energía adquirida es de 8.53 *MWh*, diez veces más. Esto demuestra que, a partir 7.1 *MWh/día* de consumo por parte de la desaladora, no existen alternativas renovables para satisfacer esta necesidad de potencia (seguramente por no existir recurso eólico suficiente), por lo que *Homer* tiene que aumentar la potencia demandada a través de la línea de interconexión. Por contra, el aumento de la energía adquirida del sistema aumenta de manera constante con el aumento de la demanda que se produce por parte de la carga representativa de La Restinga, lo cual corrobora la tesis expresada anteriormente.

En conclusión, el modelo se muestra consistente ante un aumento razonable de la demanda en cualquiera de los dos escenarios, puesto que, en ambas situaciones, la tendencia en el coste de la energía *COE* (2.2) es a descender de manera contenida. También es cierto, que la levedad con que se produce esta disminución hace prever que, el límite a partir del cual el *COE* (2.2) comience a incrementarse, se encuentra próximo al incremento de la demanda que se ha planteado en este estudio. Sin embargo, es lógico pensar que, de entrada, ese aumento sería tan leve como la disminución que se aprecia en este estudio y que, para que se produjera un incremento notable en el coste de la energía, debería producirse un aumento en la demanda francamente improbable.

2.4. Selección de escenarios de generación

Una vez completado el proceso de diseño de la micro-red y verificados los resultados en términos de estabilidad frente a la variación de parámetros clave, como son la evolución de la demanda eléctrica y del precio de la energía de la red, se pueden establecer, con la solvencia necesaria, los escenarios de generación que serán objeto de estudio en el capítulo siguiente. Se han establecido tres escenarios de generación distintos. El primero de ellos, *Escenario 0*, representa el escenario actual, en el que no existe generación renovable en La Restinga y toda la potencia consumida en La Restinga proviene de la red de distribución en M.T., sin límite de potencia. Los otros dos escenarios de generación se corresponden con los escenarios derivados de la *Segunda Optimización*, dentro del procedimiento de diseño de la micro-red, y que fueron, posteriormente, evaluados mediante estudios de sensibilidad. Los escenarios planteados se detallan en la tabla 2.11.

Parámetros	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2
Eólica			
Modelo	-	E-53	E-53
Potencia (kW)	-	800	800
Número	0	2	2
Potencia Total (kW)	0	1600	1600
Fotovoltaica			
Potencia	0	100	200
Interconexión			
Potencia Máxima	-	450	450

Cuadro 2.11: Datos de los escenarios de generación.

Capítulo 3

Modelado eléctrico de la micro-red

Una vez se han obtenido las combinaciones de elementos que permiten una mayor ventaja en cuanto al coste de la energía generada en la micro-red y en cuanto al aprovechamiento de los recursos energéticos renovables del entorno, es necesario conocer la viabilidad técnica de estas combinaciones. El objetivo es encontrar la configuración que hace a la micro-red más eficiente, tanto técnica como económicamente, y más estable.

Con este objetivo, se ha elaborado un modelo informático de simulación de los comportamientos electrodinámicos del sistema empleando *PowerWorld Simulator*. Y, para ello, ha sido necesario parametrizar cada uno de los elementos que forman esta micro-red de la forma más realista posible. Algunos de los datos necesarios ya han sido empleados en el capítulo anterior, como los relativos a la potencia de los grupos instalados en la EDAM y las estaciones de bombeo, otros habrán de ser recabados o estimados para la realización del modelo.

Puesto que el *Consejo Insular de Aguas* de la isla de El Hierro nos ha facilitado abundante información sobre los equipos electromecánicos de que dispone en sus instalaciones, se ha empleado esta información para parametrizar los distintos modelos que simulen su comportamiento.

Por otro lado, *PowerWorld Simulator* incluye configuraciones predeterminadas para los generadores, tanto eólicos como fotovoltaicos. Puesto que este estudio no busca desarrollar la instalación de unos equipos en concreto, sino comprobar la posibilidad de que éstos sean instalados, tomaremos como válidas las configuraciones genéricas que aporta el propio programa, ajustándolas cuando así sea necesario.

Por último, todos estos modelos están interconectados por el modelo de simulación de red de distribución en media y baja tensión. De estas instalaciones no se tienen datos exactos, sólo circunstancias concretas que son conocidas, como la existencia de un centro de transformación que alimenta

a toda la población y otro que comparten la EDAM y la EDAR. Ante esta falta de datos, se ha desarrollado un procedimiento de diseño del sistema de distribución, atendiendo a los pocos datos conocidos, las estimaciones realizadas y la normativa vigente de aplicación. Este procedimiento se detallará a lo largo de este capítulo.

Una vez realizado el modelo completo se han creado los modelos correspondientes a cada escenario de generación establecido en base al estudio energético. Y se ha realizado un estudio de estabilidad en régimen permanente y transitorio a cada uno de estos escenarios de generación, combinados con los escenarios de demanda, máxima y mínima, y los modos de funcionamiento, isla y conexión.

3.1. La Herramienta: *PowerWorld Simulator*

La compañía *PowerWorld* fue fundada en 1996 por varios profesores del grupo de investigación en sistemas de potencia de la Universidad de Illinois. Varios de estos profesores, encabezados por el profesor Thomas Overbye llevaban desarrollando esta nueva herramienta para la simulación de sistemas de potencia a gran escala.

PowerWorld Simulator es un paquete interactivo de simulación de sistemas eléctricos, que permite simular la operación de sistemas en alta tensión en intervalos de tiempo que van desde segundos hasta días.

Para realizar el estudio de estabilidad de la micro-red, era necesario modelar en *PowerWorld* todo el sistema eléctrico de La Restinga. Este modelo del sistema incluiría numerosos modelos de los distintos elementos que pueden formar parte de un sistema eléctrico, como son: líneas eléctricas, transformadores, protecciones, cargas, motores o generadores. La inmensa mayoría de estos modelos han sido ya ampliamente usados, probados y contrastados a lo largo del tiempo. Sin embargo, existen dos modelos de reciente desarrollo que no cumplen esta condición, son el modelo de planta fotovoltaica y la segunda versión del modelo de aerogenerador de tipo 4.

3.1.1. Modelo de planta fotovoltaica

El *Grupo de trabajo sobre modelado y validación del Western Electricity Coordinating Council (WECC)* explica con detalle, en uno de sus documentos, publicado en septiembre de 2012 ??, qué aplicaciones, funcionalidades y limitaciones tiene el modelo de planta fotovoltaica incluido, actualmente, en *PowerWorld*. Además, este documento contiene información sobre cómo funcionan los diferentes modelos que componen el modelo de la planta en sí.

El objetivo del modelo de simulación de plantas fotovoltaicas es, según el citado documento, *incluir las características más importantes de los sistemas fotovoltaicos a gran escala con un punto central de interconexión a la red de transporte*. Este tipo de instalaciones suelen estar sujetos a normativas

exigentes en cuanto a requerimientos contribución en las tareas de calidad y seguridad del suministro. Estos requerimientos se reflejan en el modelo, que dispone de control de tensión, control de potencia reactiva, control dinámico de potencia activa y reactiva y capacidad para soportar huecos de tensión.

Estas características se corresponden con algunos dispositivos de control que pueden encontrarse ya como productos comerciales de algunas marcas de inversores. Es el caso de la compañía alemana *SMA*, que tiene a la venta su modelo *Sunny Central*, que dispone de todas estas funcionalidades [19].

El esquema general del modelo de planta fotovoltaica se muestra en la figura 3.1 está formado, a su vez, por la agregación de varios modelos incluidos en *PowerWorld*. Estos modelos son:

- **REGC-A:** se comporta como un generador que inyecta corriente al sistema.
- **REEC-B:** modelo de control eléctrico local de tensión y potencia reactiva, que regula las potencias activa y reactiva. Cuenta, además, con un sistema para soportar los huecos de tensión y otro para diferenciar dos lógicas de limitación de la corriente, para dar prioridad a la generación de potencia activa o reactiva respectivamente.
- **REPC-A:** es un modelo opcional y permite realizar una regulación de potencia activa y reactiva a nivel de planta para controlar la tensión y la potencia reactiva.

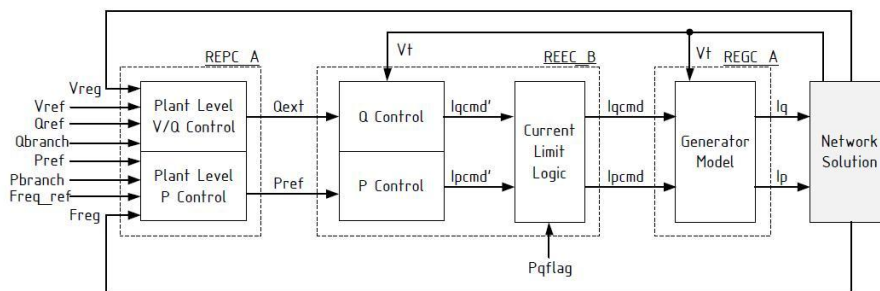


Figura 3.1: Esquema general del modelo de planta fotovoltaica. Fuente: WECC.

Modelos internos

A continuación, se definen, explican y estudian cada uno de los modelos que conforman el modelo de simulación de plantas fotovoltaicas que se ha empleado para la realización de este estudio.

- Modelo de control de planta (REPC A):** este modelo opcional simula la existencia de un control centralizado de los parámetros de generación en uno de los nodos del sistema, que puede no coincidir con el nodo en el que se inyecta la potencia al sistema. Como se comprueba en la figura 3.2, este control puede realizarse sobre la potencia activa (P), o sobre la potencia reactiva (Q), generando una consigna que será interpretada por el modelo de control eléctrico (REEC B) .

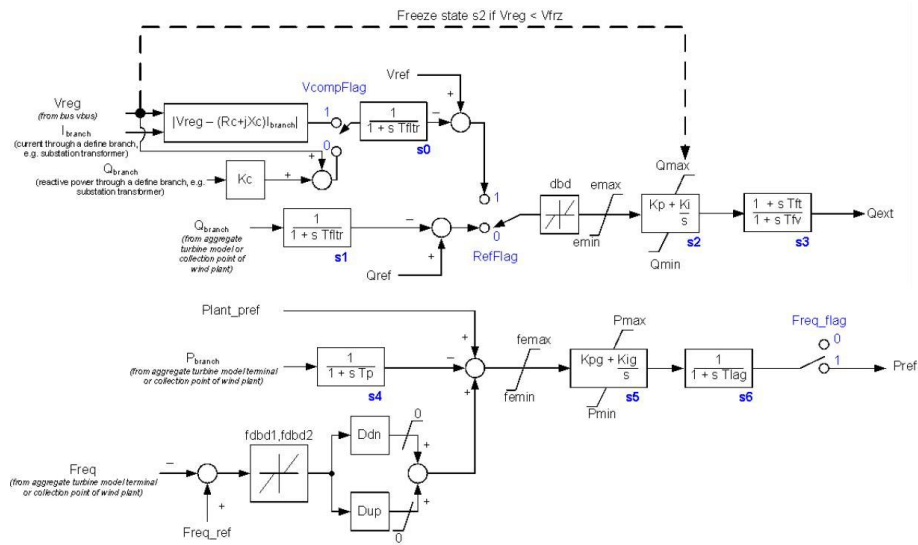


Figura 3.2: Diagrama de bloques del modelo REPC A. Fuente: WECC.

En la parte superior del diagrama se observa el control de potencia reactiva, que puede hacerse en función de una referencia de potencia reactiva ($RefFlag=0$) o a través de un control de tensión ($RefFlag=1$). A su vez, el control de tensión posee dos criterios de compensación, con $VcompFlag=1$ se trata de compensar la caída de tensión en la rama que une el generador con el nodo de control, con $VcompFlag=0$, se tiene en cuenta la potencia reactiva que circula por dicha rama.

En la parte inferior del diagrama se explica el control de potencia activa que realiza el modelo. En él se establecen límites en la regulación de ésta a la baja (Ddn) y al alza (Dup), de modo que puede impedirse el aumento de la potencia activa ($Dup=0$). Además, este control puede ser activado o desactivado mediante $Freq\ flag$.

- Modelo de control eléctrico (REEC B):** este modelo simula la respuesta de la planta fotovoltaica a las perturbaciones en la red y, si es el caso, también a las consignas del control de planta. De este modo, en función de las condiciones de la potencia y la tensión de generación y en el nodo de interconexión, el modelo establece una consigna de

generación que es recibida y asumida por el modelo de simulación del generador (*REGC A*).

En la figura 3.3 se presenta el diagrama de bloques de este modelo, en él se puede observar cómo, a través de la combinación de varios selectores, se puede establecer un valor fijo de generación de potencia activa y reactiva o, por el contrario, establecer controles de tensión o potencia reactiva generada. Estos últimos pueden combinarse. Los selectores que pueden combinarse para estas funcionalidades son: *PfFlag*, *Vflag* y *Qflag*.

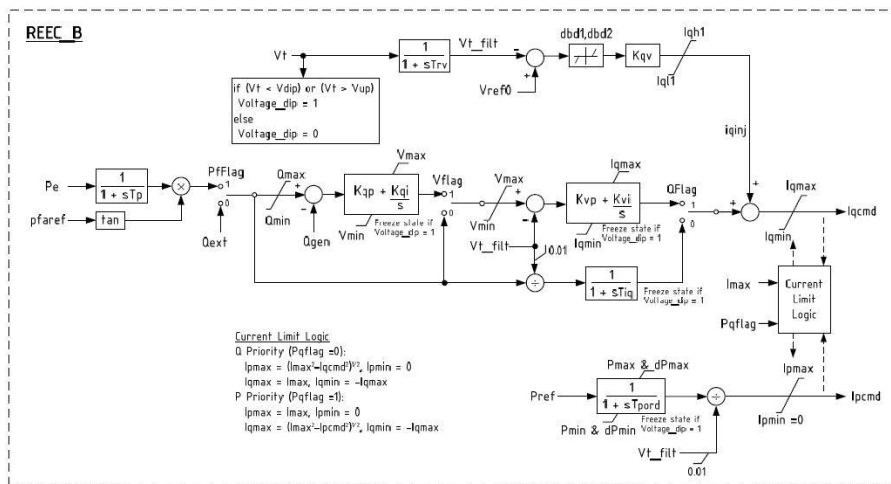


Figura 3.3: Diagrama de bloques del modelo REEC B. Fuente: WECC.

Complementariamente, existe un protocolo de respuesta a los huecos de tensión, cuyos componentes se encuentran en la parte superior del diagrama, y una regulación de la potencia activa en la parte inferior. Actuando sobre los límites de los márgenes de regulación, tanto de la consigna de potencia activa, como de la consigna de potencia reactiva, existe un bloque que contiene la *lógica de control de corriente* que, básicamente, da prioridad a la generación de potencia activa ($Pqflag=1$) o a la potencia reactiva ($Pqflag=0$).

- Modelo de control eléctrico (REGC A):** por último, este modelo representa al generador de la planta fotovoltaica como una fuente de corriente, que responde a las consignas de potencia activa y reactiva generadas por el (*REEC B*). El modelo dispone de un sistema de regulación de la potencia reactiva en caso de sobretensión, y otro que regula la potencia activa en caso de que la tensión caiga por debajo de un cierto límite.

Comprobación de funcionalidades

En el siguiente apartado, se detalla el comportamiento del modelo de planta fotovoltaica para cada uno de los modos de control definidos anteriormente. Para ello se ha empleado un archivo de *PowerWorld* facilitado en su propia página web para el estudio de este modelo [20]. A este archivo se ha añadido el modelo *CIM5*, que está pensado para estudiar la conexión y desconexión de motores eléctricos. Para comprobar las distintas funcionalidades, se aplicará al sistema un transitorio de conexión del *CIM5* con una potencia activa de $20MW$ y una potencia reactiva $8MVAr$.

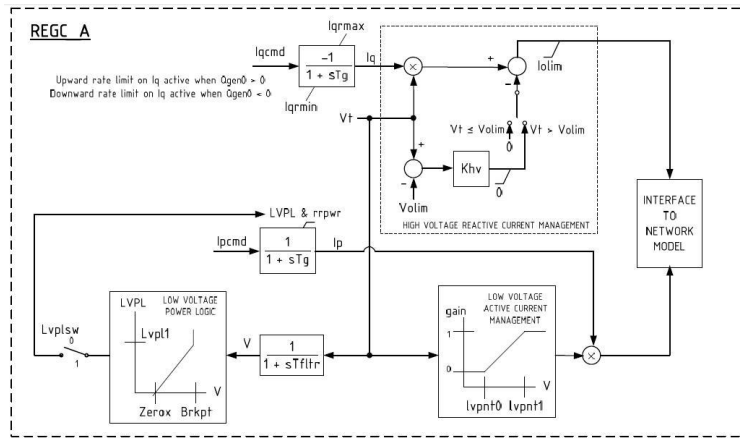


Figura 3.4: Diagrama de bloques del modelo REGC A. Fuente: WECC.

A continuación, se detalle el comportamiento del sistema ante el transitorio para cada uno de los modos de control que se muestran en las tablas 3.1 y 3.2. Donde, además, se indican los modelos necesarios para su aplicación y la configuración necesaria de los diferentes selectores (N/I significa que no interviene):

Regulación de P	Modelos	Freq flag	Ddn	Dup
Sin respuesta	REGC-A+REEC-B	0	N/I	N/I
Solo a la baja	REGC-A+REEC-B+REPC-A	1	> 0	0
A la baja y al alza	REGC-A+REEC-B+REPC-A	1	> 0	> 0

Cuadro 3.1: Modelo de planta fotovoltaica: Modos de control con regulación de potencia activa. Fuente: WECC.

- **Control local con factor de potencia constante:** hace referencia a un modo de control, donde el regulador tiene la consigna de mantener constante el factor de potencia. Por ello, después del transitorio, los valores de potencia vuelven a su estado previo, haciendo que la tensión se estabilice y, sin embargo, no consiguiendo recobrar su valor anterior.

Control	Modelos	PfFlag	Vflag	Qflag	RefFlag
Local, <i>pf</i> cte.	REGC-A+REEC-B	1	N/I	0	N/I
Local, Q cte.	REGC-A+REEC-B	0	N/I	0	N/I
Local, V cte.	REGC-A+REEC-B	0	0	1	N/I
Local, V/Q coord.	REGC-A+REEC-B	0	1	1	N/I
Planta, Q cte.	REGC-A+REEC-B+REPC-A	0	N/I	0	0
Planta, V cte.	REGC-A+REEC-B+REPC-A	0	N/I	0	1
Planta, Q+V/Q	REGC-A+REEC-B+REPC-A	0	1	1	0
Planta, V+V/Q	REGC-A+REEC-B+REPC-A	0	1	1	1

Cuadro 3.2: Modelo de planta fotovoltaica. Modos de control con regulación de potencia reactiva. *Fuente: WECC.*

En la figura 3.5 se comprueba que el modelo mantiene constante la generación tras el transitorio.

- **Control local con potencia reactiva constante:** en este caso, el regulador intenta mantener constante la potencia reactiva generada. Como en el caso anterior, la tensión vuelve a estabilizarse en un punto inferior a aquel en el que se encontraba antes del transitorio. Comparando este modo de control con el anterior, se puede observar que su comportamiento es muy similar.

En la figura 3.6 se observa que la fluctuación de la potencia reactiva (Q) es mínima.

- **Control local de tensión:** con esta configuración, el regulador ajusta la generación de potencia activa y reactiva para conseguir que la tensión se mantenga constante, en la medida de lo posible.

En la figura 3.7, se comprueba que, por un lado, la tensión recupera su estado anterior al transitorio y, por otro lado, la variación de las potencias activa y reactiva es muy superior a los modos de control anteriores.

- **Control local coordinado de tensión y potencia reactiva:** en este modo de control, el objetivo del regulador es mantener constante tanto la tensión como la potencia reactiva generada. Esto hace que el control de la tensión sea más lento y con un transitorio más acentuado. Por contra, el transitorio de las potencias es más atenuado, como se observa en la figura 3.8.

- **Control de potencia reactiva a nivel de planta:** en este caso, tanto el regulador como el control de planta trabajan simultáneamente para conseguir una generación constante de potencia activa y reactiva. Por lo tanto, al terminar el transitorio de conexión, la tensión queda estabilizada por debajo de su valor inicial (Figura 3.9).

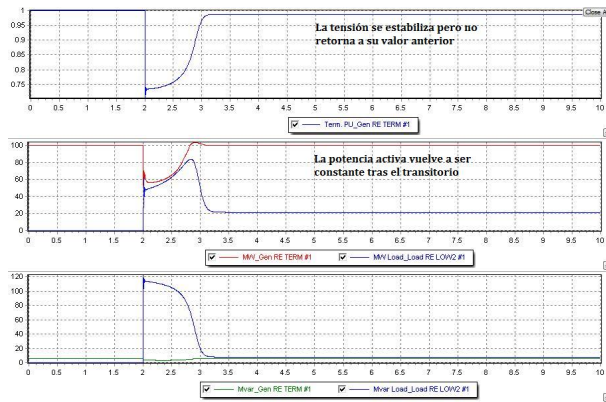


Figura 3.5: Modelo de planta fotovoltaica. Control con potencia constante.

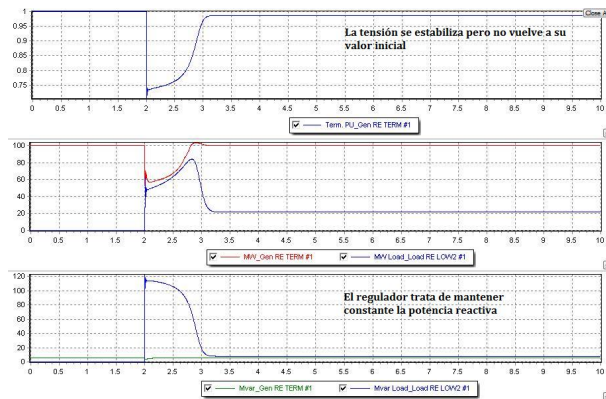


Figura 3.6: Modelo de planta fotovoltaica. Control con potencia reactiva constante.

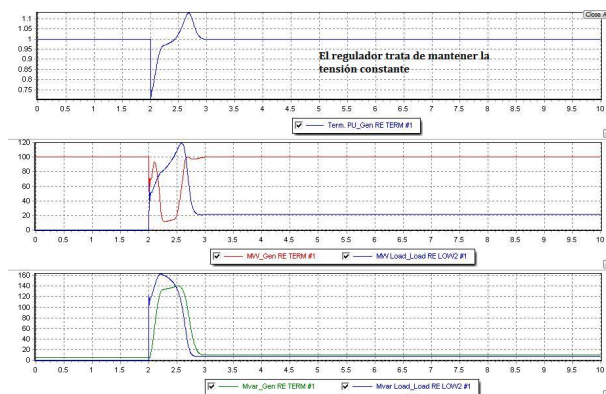


Figura 3.7: Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante.

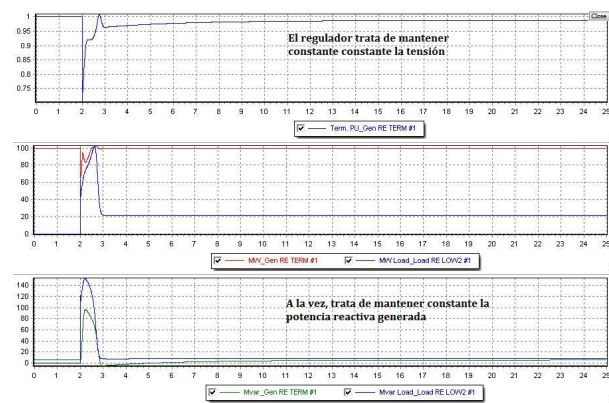


Figura 3.8: Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante y potencia reactiva constante.

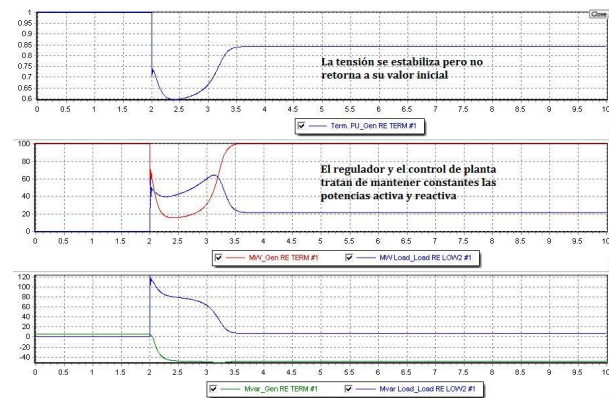


Figura 3.9: Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante y potencia reactiva constante a nivel de planta.

- Control de tensión a nivel de planta:** del mismo modo, con esta configuración de control, regulador y control de planta tratan de mantener constante la tensión en el nodo designado. Por ello, como se comprueba en la figura 3.10 la generación de potencia reactiva aumenta tras la conexión.
- Control de potencia reactiva a nivel de planta con control V/Q combinado:** en este modo de control, se flexibiliza la limitación de la potencia reactiva para reducir la perturbación producida en la tensión. Como se comprueba en la figura 3.11, de este modo se reduce notablemente tanto el transitorio de la tensión como la caída de la tensión tras éste.
- Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado:** este modo de control guarda similitud con el anterior. Sin

embargo, en este caso, la prioridad es mantener constante la tensión, aunque procurando que la potencia reactiva no sufra variaciones excesivas. Es por esto que, tras el transitorio, la potencia reactiva aumenta lentamente para recuperar el valor de tensión anterior a la conexión de la carga. Como se aprecia en la figura 3.12.

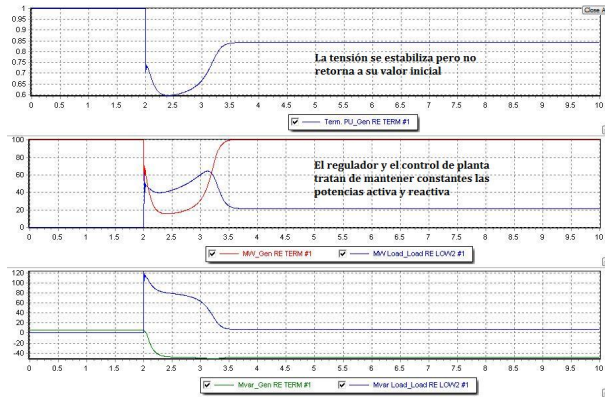


Figura 3.10: Modelo de planta fotovoltaica. Control a tensión constante a nivel de planta.

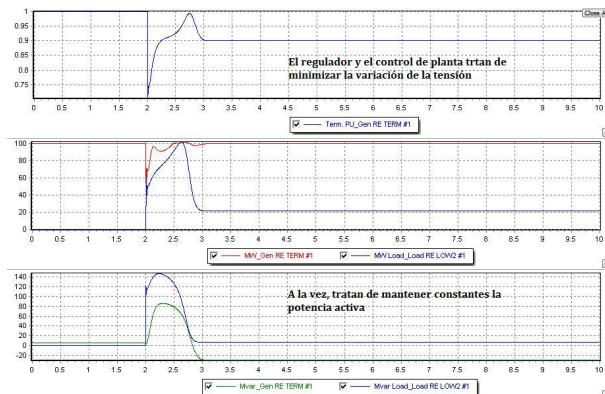


Figura 3.11: Modelo de planta fotovoltaica. Control de potencia reactiva a nivel de planta con control V/Q combinado.

Todos los modos de control anteriores han sido configurados con $VcompFlag=0$, lo que implica que el control de planta trata de estabilizar la potencia reactiva que circula por la rama que une el punto de inyección de potencia con el nodo de control, $Freq\ flag=0$, con lo que la regulación de potencia activa queda desactivada, y $Pqflag=0$, que significa que el regulador trata de maximizar la generación de potencia reactiva. A continuación, se explicará, gráficamente, el efecto que tiene la modificación de ambos selectores en la respuesta del modelo de planta ante la conexión de una nueva

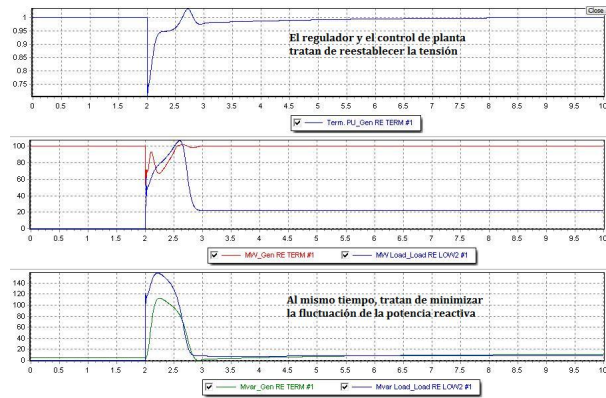


Figura 3.12: Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado.

carga empleando el *Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado*.

- **Compensación de la caída de tensión en la rama:** en la figura 3.13, se observa el resultado de seleccionar $VcompFlag=1$. Con esta opción, el control de planta trata de compensar la caída de tensión que se produce en la rama que une el punto de interconexión con la red de distribución. Por ello, ante el aumento de la demanda, y tras el transitorio de conexión, el control de planta hace aumentar la generación de potencia reactiva hasta que la tensión en el generador llega a un valor tal, que la tensión en el nodo de control sea igual a la que existía antes de la conexión del motor.
- **Regulación de potencia activa:** en la figura 3.14, se comprueba el comportamiento del modelo cuando se habilita la regulación de la potencia activa ($Freqflag=0$), conservando la prioridad de generación de potencia reactiva ($Pqflag=0$). En este caso, el control de planta gestiona simultáneamente las potencias activa y reactiva generadas para estabilizar la tensión a su valor inicial, procurando minimizar la variación de la potencia reactiva.
- **Prioridad de generación de potencia activa:** en la figura 3.15, se muestra cómo se comporta el modelo cuando se habilita la regulación de la potencia activa ($Freqflag=0$) pero se establece la prioridad de generación de potencia activa ($Pqflag=1$). Cuando esto sucede, se comprueba que el transitorio de la potencia reactiva se reduce considerablemente, mientras que el transitorio de la potencia activa aumenta mínimamente, ya que la potencia activa generada es considerable. Esto se debe a que $Pqflag$ lo único que hace es establecer los márgenes de

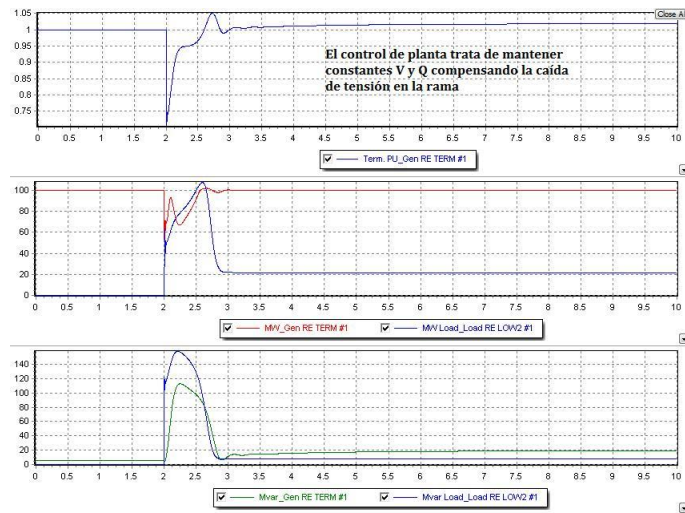


Figura 3.13: Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado y compensación de la caída de tensión en la rama.

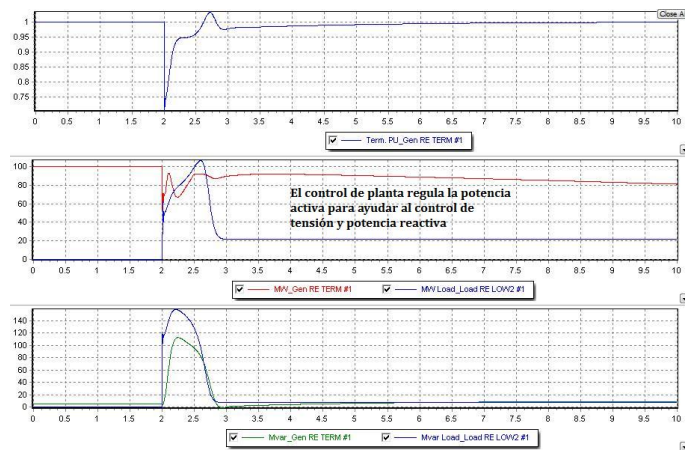


Figura 3.14: Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado, regulación de potencia activa y prioridad de potencia reactiva.

regulación de las potencias activa y reactiva. En función del tipo de potencia al que se le asigne la prioridad, sus márgenes de regulación serán máximos, mientras que los márgenes de la potencia que no tenga prioridad, serán mínimos. De este modo, se condiciona la generación de potencia hacia la potencia activa o reactiva.

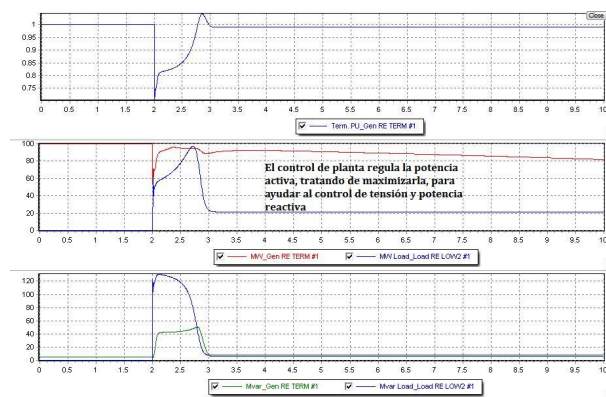


Figura 3.15: Modelo de planta fotovoltaica. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado y regulación de potencia activa con prioridad de potencia activa.

3.1.2. Modelo de aerogenerador tipo 4 (*full converter*)

Quizás, el elemento más importante de esta micro-red sea el aerogenerador, dado el potencial eólico del lugar y la competitividad económica de esta tecnología. Canarias es, sin duda, uno de los referentes mundiales en energía eólica por sus condiciones climáticas, por lo que será importante en la configuración de la micro-red la potencia eólica instalada. Más aún, la tecnología actual de los aerogeneradores les permite convertirse en los elementos base de una red eléctrica, ya que, hoy en día, máquinas como las comercializadas por *Enercon* y otras compañías permiten soportar huecos de tensión, regular las potencias activa y reactiva, y gestionar la generación de potencia para responder a las fluctuaciones de la frecuencia en la red. Todo esto hace muy importante la presencia de este tipo de generadores en una micro-red como la que aquí se estudia.

Modelos internos

Como el modelo de planta fotovoltaica, el modelo de aerogenerador tipo 4 (*full converter*) está formado por una serie de modelos internos que realizan distintas funciones. En la figura 3.16 se muestran los diferentes modelos que componen el modelo de este tipo de aerogeneradores. Observándola, podemos comprobar que este modelo es prácticamente idéntico al modelo de planta fotovoltaica, salvo porque incluye un modelo adicional, el *WTGT A*, que simula las oscilaciones mecánicas que se producen en el aerogenerador tras una falta eléctrica [21]. Además, existen algunas diferencias en el modelo de regulador eléctrico, que tiene una denominación distinta *REEC B*, atendiendo a las distintas funcionalidades que incluye respecto al modelo *REEC A*.

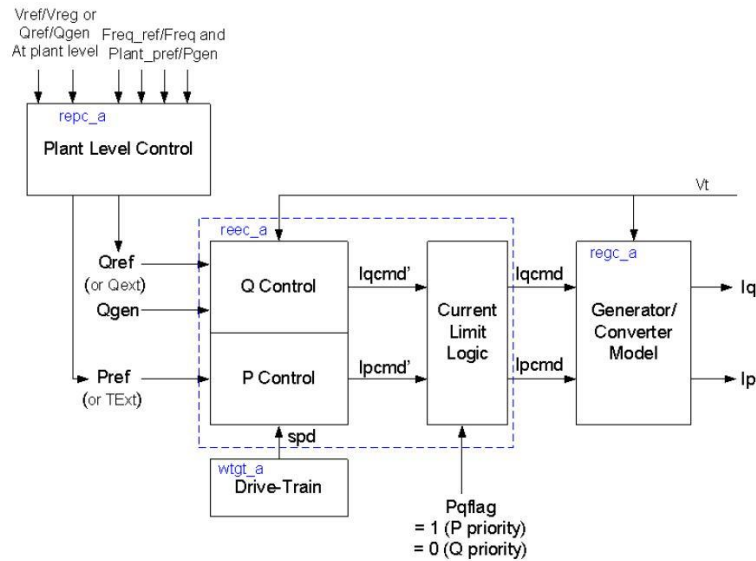


Figura 3.16: Esquema general del modelo de aerogenerador tipo 4 (*full converter*).

Cabe destacar que *PowerWorld* permite, con distintos modelos internos, modelar los diferentes tipos de aerogeneradores más comunes, los de tipo 1, 2, 3 y 4. Dado el objetivo de este estudio y las características del sistema eléctrico de la isla, especialmente vulnerable, se tomará como tipo de estudio el aerogenerador tipo 4 (*full converter*). Esto se debe a que esta tecnología permite aplicar múltiples técnicas de regulación con las que estos generadores pueden participar en el control de la tensión y la frecuencia de la red. Estas opciones de control se vuelven fundamentales cuando hablamos de la micro-red como sistema aislado, donde la tensión y la frecuencia son mucho más sensibles a los desequilibrios entre generación y demanda. De entre los modelos *A* y *B*, que se muestran en la tabla 3.3, se empleará el *A*, puesto que incluye el modelo *WTGT A*, que permite simular las fluctuaciones provocadas en la generación de potencia por las oscilaciones en el eje del generador.

Dispositivo	REGC-A	REEC-A	WTGT-A	REPC-A
Tipo 4 WTG A	X	X	X	X
Tipo 4 WTG B	X	X		X

Cuadro 3.3: Modelos a emplear en la simulación de los distintos tipos de aerogenerador. Fuente: WECC.

A continuación, se comentan y explican los modelos internos que incluye el modelo de aerogenerador de tipo 4 y que suponen una novedad con

ciones se deben a oscilaciones mecánicas en el tren de potencia. Como se advierte en la figura 3.18, en base a la potencia eléctrica generada y al par mecánico, este modelo genera dos señales (ω_g y ω_t), que se corresponderían con una representación de las velocidades del generador y del rotor o turbina.

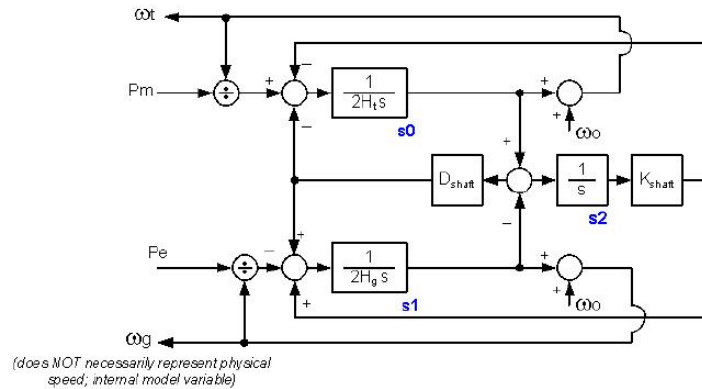


Figura 3.18: Diagrama de bloques del modelo WTGT A. Fuente: WECC.

Comprobación de funcionalidades

En este apartado, se muestra, en distintas figuras, el comportamiento del modelo de aerogenerador de tipo 4 en cada uno de los modos de control indicados en las tablas 3.4 y 3.5 .

Funcionalidad	Modelos	PFlag
No emula oscilaciones torsionales	REEC-A	0
Emula oscilaciones torsionales	REEC-A+WTGT-A	1

Cuadro 3.4: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Modos de control de potencia activa. Fuente: WECC.

Como se puede comprobar, los modos de control son idénticos a los que posee el modelo de planta fotovoltaica, con la única particularidad de que los transitorios son distintos, puesto que responden a un comportamiento dinámico distinto, asociado a la inercia mecánica que posee el aerogenerador, y no los generadores fotovoltaicos por la propia naturaleza de su tecnología de generación. La única novedad en cuanto al comportamiento del modelo que puede ser seleccionada es la emulación de las oscilaciones en el tren de potencia. Por todo esto, no se realizarán comentarios sobre cada uno de los modos de control, pues son prácticamente idénticos a los ya explicados, salvo en el caso de las oscilaciones en el tren de potencia.

El efecto de las oscilaciones en el tren de potencia pueden ser tenidas en

Control	Modelos	PfFlag	Vflag	Qflag	RefFlag
Local, <i>pf</i> cte.	REEC-A	1	N/I	0	N/I
Local, Q cte.	REEC-A	0	N/I	0	N/I
Local, V cte.	REEC-A	0	0	1	N/I
Local, V/Q coord.	REEC-A	0	1	1	N/I
Planta, Q cte.	REEC-A+REPC-A	0	N/I	0	0
Planta, V cte.	REEC-A+REPC-A	0	N/I	0	1
Planta, Q+V/Q	REEC-A+REPC-A	0	1	1	0
Planta, V+V/Q	REEC-A+REPC-A	0	1	1	1

Cuadro 3.5: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Modos de control de potencia reactiva. *Fuente: WECC.*

cuenta seleccionando $Pflag=1$ en el modelo del regulador eléctrico *REEC A*. Con esta opción seleccionada, tal y como se observa en las figuras 3.19 y 3.20, el transitorio de conexión de la carga se prolonga ligeramente con respecto a la opción $Pflag=0$. De esta manera, se genera un pequeño aumento de la potencia activa generada al final del transitorio que se mantiene durante, aproximadamente, un segundo.

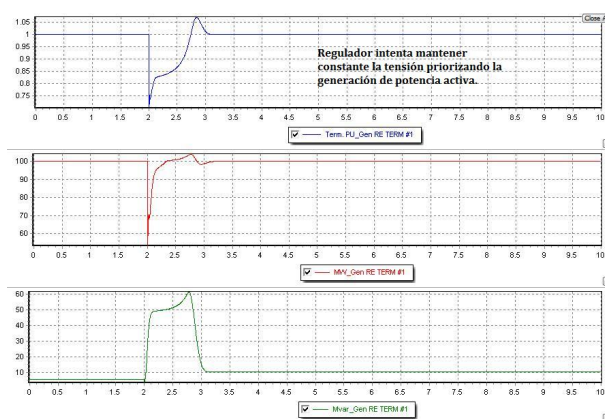


Figura 3.19: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local con prioridad de potencia activa.

Cabe indicar, también, que los transitorios que se generan cuando se emplea este generador son mucho mayores que los que se dan con el modelo de planta fotovoltaica. Esto se debe a la necesidad de tener en cuenta la inercia mecánica de los aerogeneradores, que hace que su respuesta sea más volátil que la que se produce en dispositivos puramente electrónicos, como son los módulos fotovoltaicos.

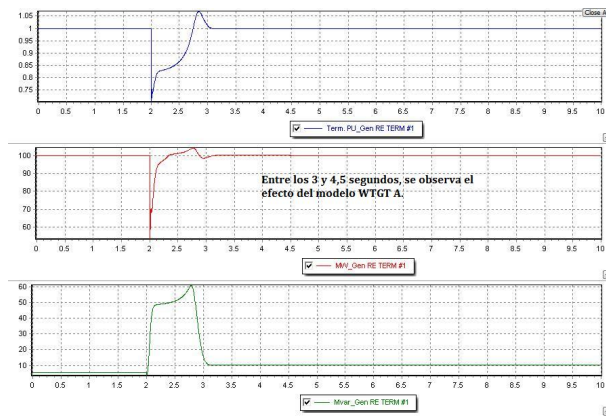


Figura 3.20: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local, prioridad de potencia activa y simulación de oscilación en el tren de potencia.

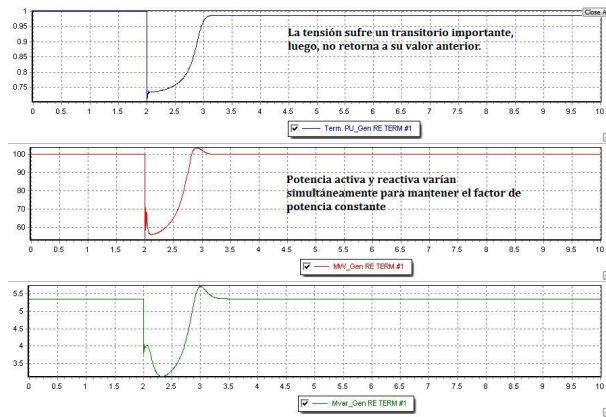


Figura 3.21: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con factor de potencia constante.

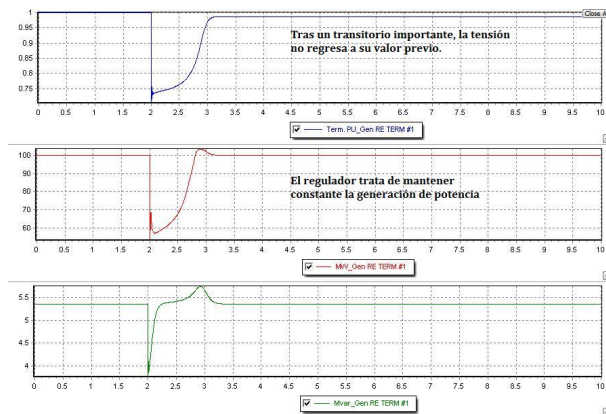


Figura 3.22: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante.

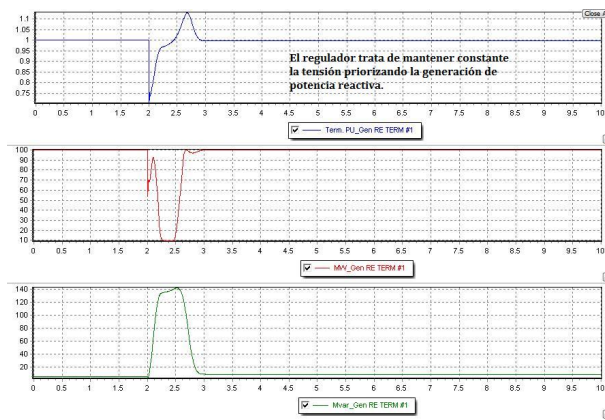


Figura 3.23: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión local.

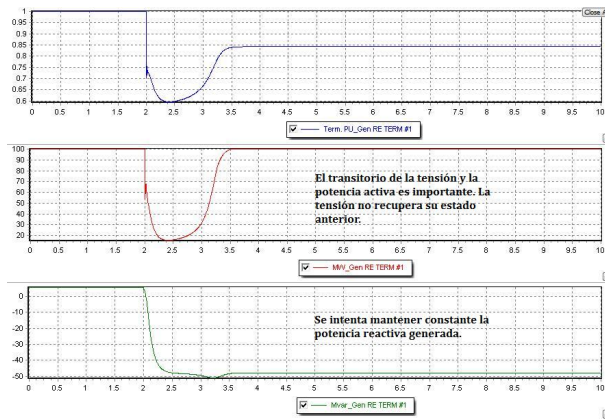


Figura 3.24: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante a nivel de planta.

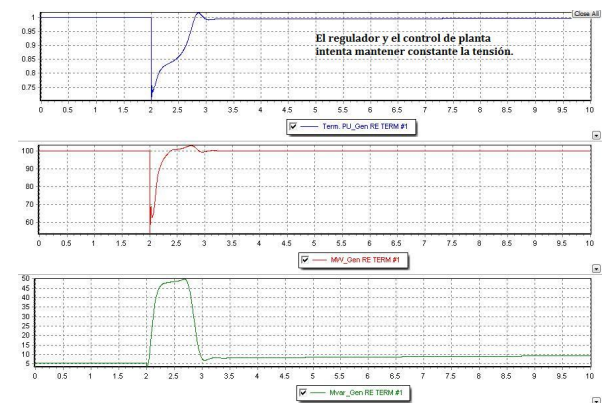


Figura 3.25: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta.

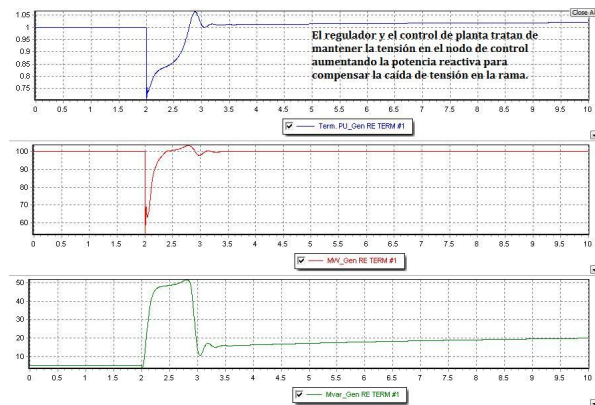


Figura 3.26: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta con compensación de caída de tensión.

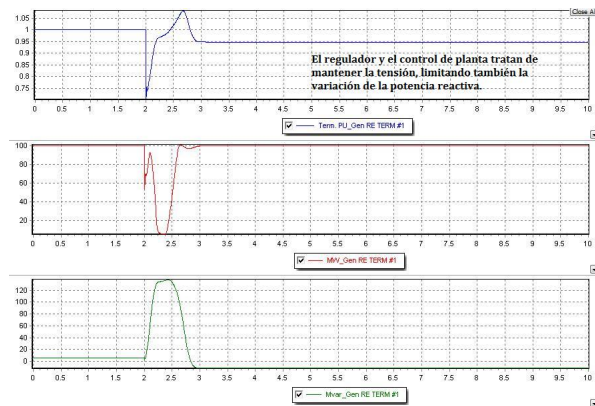


Figura 3.27: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control de tensión a nivel de planta con control V/Q combinado.

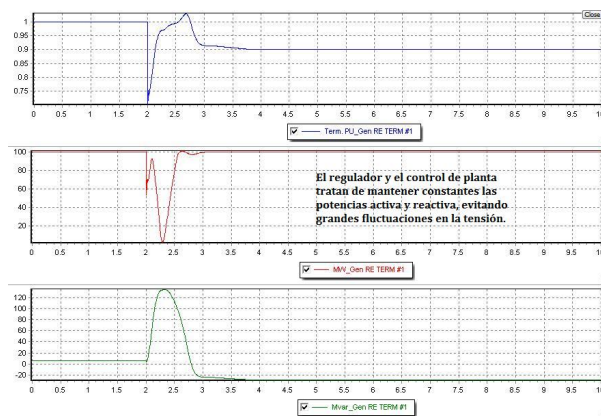


Figura 3.28: Modelo de aerogenerador de tipo 4. Control con potencia reactiva constante a nivel de planta con control V/Q combinado.

3.1.3. Modelo de Batería

PowerWorld dispone de dos modelos distintos para simular el comportamiento de un grupo de baterías en un sistema eléctrico, éstos son, el modelo *CBEST* y el *CBattery*. De los dos, el más estudiado y probado es el *CBattery*, que es el que finalmente se ha utilizado para simular el grupo de baterías.

Tal y como se explica en la tesis doctoral elaborada por Amir Farughian en 2014 [22], el *CBattery* es un modelo diseñado para simular el comportamiento dinámico de las baterías en los sistemas eléctricos de potencia y muestra buen comportamiento a la hora de simular transitorios que implican caídas en la frecuencia.

CBattery posee cuatro modos de operación:

- **Modo 2:** modo de operación específico para sub-frecuencia. La batería se carga durante el funcionamiento normal y se supone cargada completamente y lista para inyectar potencia en el caso de una caída inesperada de la frecuencia.
- **Modos 3 y 5:** modos de funcionamiento para situaciones en las que existe una fuente de energía detrás de las baterías.
- **Modo 4:** este modo de operación se emplea para simular aquellas situaciones en las que la batería realiza tareas de control de frecuencia.

El modo de funcionamiento empleado en el estudio fue el modo 4, en el que la batería actúa como regulador de frecuencia del sistema. Así, se supone que la batería mantiene un nivel de carga suficiente para ser capaz de consumir potencia de la red en caso de que se produzca una caída de la frecuencia. A su vez, este nivel de carga le permite inyectar potencia cuando la frecuencia suba por encima de cierto umbral. Este comportamiento viene reflejado en la figura 3.29.

En la actualidad, existen inversores diseñados para administrar la carga de un grupo de baterías, de tal modo que puedan ser la base de un pequeño sistema eléctrico aislado. Es el caso de los modelos *Sunny Backup* de *SMA* o los *SunStorage* de *Ingecon*, especialmente este último, que permite, por un lado, desconectar la micro-red del sistema en caso de fallo y generar una onda senoidal por sí mismo para mantenerla en funcionamiento. Por otro lado, permite gestionar la carga y descarga de la batería atendiendo a distintos criterios de estabilidad y seguridad del suministro. Por todo esto, se ha elaborado un sistema para emular el comportamiento de estos equipos en la micro-red y evaluar su respuesta.

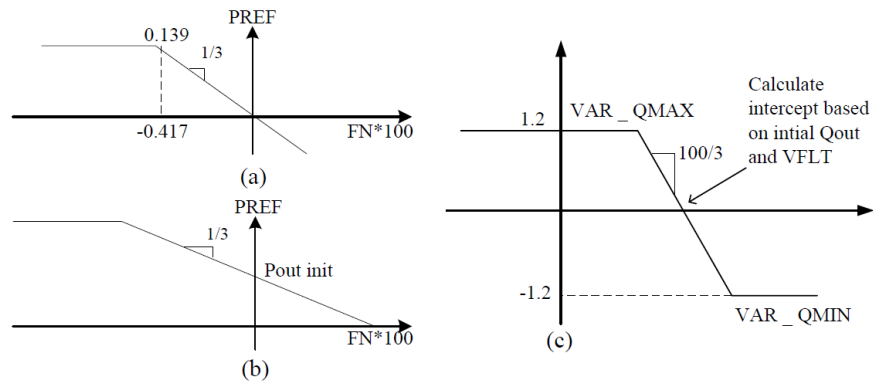


Figura 3.29: Modelo de baterías: (a) curva potencia-frecuencia del modo 4, (b) curva potencia-frecuencia del modo 5 y (c) curva característica del control de potencia reactiva.

3.2. Diseño de la red de distribución de energía eléctrica de La Restinga

Antes de modelar los distintos generadores de la micro-red, es preciso diseñar el sistema de distribución de energía eléctrica existente en La Restinga. No se dispone de datos reales de la red de distribución pero, sin embargo, se cuenta con alguna información que, junto con las estimaciones realizadas, ha servido para simular una red de distribución alternativa que pueda ser equivalente a la que existe realmente en el pueblo.

3.2.1. Red de distribución en Media Tensión

Como ya se ha detallado en el *Capítulo 1*, La Restinga se encuentra conectada al resto del sistema eléctrico de la isla por una única línea de distribución en media tensión aérea. Esta línea alimenta la estación de bombeo de *Hoya Los Roques* a través de un Centro de Transformación (C.T.). Junto a éste, existe un segundo punto de conexión a través del que se han conectado los dos aeogeneradores, que ya generan en M.T., a la red de distribución en M.T.. En este estudio la línea aérea se conecta primero al parque eólico y, posteriormente, al C.T. de la estación de bombeo mediante una línea de Media Tensión subterránea. Del C.T. *BOMBEO*, parte otra línea aérea de M.T. que alimenta el C.T. de La Restinga.

Una vez en el pueblo, desde el C.T. *La Restinga* parte, por un lado, la red de distribución en baja tensión que alimenta las distintas viviendas y edificios. Por otro lado, se conecta este C.T., en Media Tensión, con los otros centros de transformación que suministran potencia eléctrica a distintas instalaciones: EDAM, EDAR, Puerto, etc.

3.2. DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA RESTINGA85

Para la selección de los conductores de las líneas de distribución en M.T. enterrados se ha seguido la norma *GE DND001* [23]. Sin embargo, se conoce que la sección normalizada para este tipo de conductores en la isla de El Hierro es de 50 mm^2 . De los cálculos realizados, y de los datos tomados de la hoja de características del conductor normalizado por *Endesa* del fabricante *General Cable*, se desprende que los conductores con la denominación RHZ1-OL 12/20 kV H16 Al, de esta sección, cumplen con los requisitos establecidos.

En cuanto a los conductores de las líneas aéreas de M.T. se ha tomado la misma sección, 50 mm^2 , y se conoce que los conductores normalmente empleados son de cobre. Para determinar sus características se ha recurrido al *Catálogo de cables de alta, media y baja tensión. Cables normalizados por las compañías eléctricas*. De *General Cable* [24]. En la tabla 3.2.1 se muestran los datos de las distintas líneas de M.T. que se han simulado para este estudio, atendiendo a las características de la red.

Línea	Tipo	L (m)	S (mm^2)	Denominación
Taibique - Parque Eólico	Ae.	7700	50	TAI-PARQUE
Parque Eólico - Bombeo	Sub.	28	50	PARQUE-BOMB
Bombeo - La Restinga	Ae.	435	50	BOMB-LR
La Restinga - EDAM	Sub.	635	50	LR-EDAM
EDAM - Puerto	Sub.	35	50	EDAM-PU

Cuadro 3.6: Datos de las líneas de M.T.

3.2.2. Red de distribución en Baja Tensión

Del C.T. *La Restinga* parten 10 líneas de distribución en Baja Tensión (B.T.) que proporcionan suministro eléctrico a las viviendas y edificaciones del pueblo de La Resinga. A cada línea se le han añadido dos cargas que representan a grupos de edificaciones que se alimentan en baja tensión trifásica. Además, se han dimensionado los conductores necesarios para conectar las distintas cargas y generadores a la red; véase equipos de bombeo, motores asociados a la desaladora, plantas fotovoltaicas, etc.

Para el cálculo de la sección de los conductores de cada una de estas líneas se han empleado los criterios establecidos en el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T.)*, en su instrucción técnica número 6 [25], y en la norma particular de *Endesa* para redes de distribución en B.T. [26].

La intensidad de cálculo de los conductores se ha calculado usando la ecuación que se muestra a continuación.

$$I_c = \frac{P * C_1}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \quad (3.1)$$

Donde:

I_c = intensidad de cálculo que se comparó con la intensidad máxima admisible del cable.

P = potencia total prevista a alimentar por el cable.

C_1 = coeficiente de corrección de la potencia establecido, en su caso, por el *REBT*.

U = tensión de la línea, 400 V en B.T. y 20000 V en M.T.

$\cos \phi$ = factor de potencia esperado en la línea, en este caso 0.85.

Además de estos parámetros, se han aplicado una serie de factores de corrección a la intensidad máxima admisibles por los conductores atendiendo a la ITC-BT-6. La previsión de potencia se ha realizado siguiendo lo establecido en la norma particular de *Endesa* para redes de distribución en B.T. [26] que, a su vez, se basa en la instrucción técnica número 10 del *REBT*. El procedimiento de cálculo de la sección de los conductores en base a su intensidad máxima admisible se muestra en el cuadro 3.7.

Por otro lado, la caída de tensión producida en cada línea se ha calculado empleando las ecuaciones 3.2 y 3.3, asegurando que en ninguna línea se produzca una caída de tensión superior al 5%. Dando los resultados que se observan en el cuadro 3.8.

$$S = \frac{P * L}{\gamma * \Delta U * U} \quad (3.2)$$

$$\Delta U = \frac{P * L}{\gamma * S * U} \quad (3.3)$$

Donde:

S = sección del conductor en mm^2 .

ΔU = caída de tensión en el tramo de conductor y U es la tensión nominal de la línea.

P = potencia activa que se prevé que circule por el conductor.

L = longitud del tramo de conductor.

γ = conductividad del cobre ($48,5m/\Omega * mm^2$) (*Fuente:*[27]).

3.3. Modelo eléctrico de la Micro-red

Con los datos facilitados por el *Consejo Insular de Aguas* sobre sus instalaciones de producción y transporte de agua de abasto y el dimensionamiento que se ha realizado de las redes de distribución en baja y media tensión, se ha elaborado, en *PowerWorld*, un modelo de simulación del sistema eléctrico de La Restinga. En este modelo se incluyen los generadores descritos en el *Capítulo 2*, las cargas representativas de las instalaciones de tratamiento de aguas, las cargas en B.T. asociadas a La Restinga, los centros de transformación, el sistema de baterías y las distintas líneas de distribución, tanto en B.T. como en M.T.

SECCIONES										
Línea	P (W)	U (V)	Corrección Potencia	I (A)	Aislamiento	Iad (A)	F. Correc.	Iad (A)	S (kVA)	S (mm ²)
EDAM-1-BA	7500	400	1.25	15.92	XLPE	44	0.912	40.128	27.80	6
EDAM-1-BAP	110000	400	1.25	233.49	XLPE	271	0.912	247.152	171.23	95
EDAM-1-BP	30000	400	1.25	63.68	XLPE	75	0.912	68.4	47.39	16
EDAM-2-BA	7500	400	1.25	15.92	XLPE	44	0.912	40.128	27.80	6
EDAM-2-BAP	250000	400	1.25	530.65	XLPE	630	0.912	574.56	398.07	120
EDAM-2-BP	30000	400	1.25	63.68	XLPE	75	0.912	68.4	47.39	16
CT-EDAM	372500	20000	1	12.65	XLPE	140	1	140	4849.74	50
BOM. L.R.I	75000	400	1.25	159.20	XLPE	202	0.912	184.224	127.63	95
BOM. L.R. II-A	132000	400	1.25	280.18	XLPE	336	0.912	306.432	212.30	240
BOM. L.R. II-B	132000	400	1.25	280.18	XLPE	336	0.912	306.432	212.30	240
CT-BOMB.	306000	20000	0.65	6.75	XLPE	140	1	140	4849.74	50
Puerto Frig.	53700	400	1.25	113.98	XLPE	260	0.912	237.12	164.28	150
GEN. FV. I	100000	400	1.25	212.26	XLPE	269	0.912	245.328	169.97	70
CT-PUERTO.	153700	20000	1	5.22	XLPE	140	1	140	4849.74	50
GEN. FV. II	100000	400	1.25	212.26	XLPE	269	0.912	245.328	169.97	70
GEN. EÓLICO I	800000	20000	1.25	33.96	XLPE	140	1.14	159.6	5528.71	50
GEN. EÓLICO II	800000	20000	1.25	33.96	XLPE	140	1.14	159.6	5528.71	50
Línea B.T. 1	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 2	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 3	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 4	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 5	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 6	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 7	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 8	160188.24	400	1	272.01	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
Línea B.T. 9	75294.12	400	1	127.86	XLPE	150	0.913	136.95	94.88	50
Línea B.T. 10	154776.47	400	1	262.82	XLPE	305	0.913	278.465	192.93	150
CT-LA REST.	2189000.00	20000	1	74.34	XLPE	140	1	140	4849.74	50

Cuadro 3.7: Procedimiento de cálculo de la sección de los conductores de la red de distribución: Corrientes Máximas Admisibles.
Elaboración Propia.

CAÍDAS DE TENSIÓN											
	P (W)	Nº Vivienda	Coef. Sim.	L (m)	P. Prev. (W)	Fac. Pot.	P. T. (VA)	$\Delta V_p(\%)$	S_p (mm ²)	$\Delta V(\%)$	S (mm ²)
Línea 1											
Carga 1	9200.00	9.00	7.80	180.00	71760.00	0.85	84423.53	3.00	142.27	2.85	150
Carga 2	9200.00	11.00	9.20	42.00	84640.00	0.85	99576.47	1.00	53.89	0.36	150
Total	9200.00	20.00	14.80	222.00	136160.00	0.85	160188.24	4.00		3.20	
Línea 2											
Carga 1	9200.00	8.00	7.00	281.00	64400.00	0.85	75764.71	4.00	165.59	4.42	150
Carga 2	9200.00	12.00	9.90	56.00	91080.00	0.85	107152.94	1.00	77.33	0.52	150
Total	9200.00	20.00	14.80	559.00	136160.00	0.85	160188.24	5.00		4.93	
Línea 3											
Carga 1	9200.00	12.00	9.90	104.00	91080.00	0.85	107152.94	2.50	98.06	1.63	150
Carga 2	9200.00	8.00	7.00	30.00	64400.00	0.85	75764.71	0.50	58.58	0.20	150
Total	9200.00	20.00	14.80	134.00	136160.00	0.85	160188.24	3.00		1.83	
Línea 4											
Carga 1	9200.00	7.00	6.20	209.00	57040.00	0.85	67105.88	4.00	122.43	3.26	150
Carga 2	9200.00	13.00	10.60	63.00	97520.00	0.85	114729.41	1.00	93.14	0.62	150
Total	9200.00	20.00	14.80	272.00	136160.00	0.85	160188.24	5.00		3.89	
Línea 5											
Carga 1	9200.00	12.00	9.90	97.00	91080.00	0.85	107152.94	2.80	81.66	1.52	150
Carga 2	9200.00	8.00	7.00	61.00	64400.00	0.85	75764.71	1.00	59.56	0.40	150
Total	9200.00	20.00	14.80	158.00	136160.00	0.85	160188.24	3.80		1.92	
Línea 6											
Carga 1	9200.00	9.00	7.80	250.00	71760.00	0.85	84423.53	4.00	148.20	3.95	150
Carga 2	9200.00	11.00	9.20	76.00	84640.00	0.85	99576.47	0.70	139.32	0.65	150
Total	9200.00	20.00	14.80	326.00	136160.00	0.85	160188.24	4.70		4.60	
Línea 7											
Carga 1	9200.00	8.00	7.00	145.00	64400.00	0.85	75764.71	4.00	85.45	2.28	150
Carga 2	9200.00	12.00	9.90	35.00	91080.00	0.85	107152.94	0.70	69.04	0.32	150
Total	9200.00	20.00	14.80	180.00	136160.00	0.85	160188.24	4.70		2.60	
Línea 8											
Carga 1	9200.00	7.00	6.20	230.00	57040.00	0.85	67105.88	4.00	99.45	2.65	150
Carga 2	9200.00	13.00	6.20	68.00	57040.00	0.85	67105.88	0.70	84.01	0.39	150
Total	9200.00	20.00	14.80	298.00	136160.00	0.85	160188.24	4.70		3.04	
Línea 9											
Carga 1				65.00	30000.00	0.85	35294.12	3.00	21.02	1.26	50
Carga 2				76.00	34000.00	0.85	40000.00	1.70	23.04	0.78	50
Total				141.00	64000.00	0.85	75294.12	4.70		2.04	
Línea 10											
Edificio	9200.00	19.00	14.30	230.00	131560.00	0.85	154776.47	3.00	152.91	3.06	150

Cuadro 3.8: Procedimiento de cálculo de la caída de tensión de la red de distribución en B.T.: Caídas de tensión. *Elaboración Propia.*

3.3.1. Cargas del sistema

En el sistema existen dos tipos de cargas que se distinguen, por un lado, por el procedimiento seguido para su determinación y, por otro lado, por su comportamiento dentro del sistema. Estos dos tipos de cargas son:

- **Cargas de la Red de Distribución en Baja Tensión:** estas cargas simulan grupos de viviendas que son alimentadas conjuntamente en baja tensión y mediante suministro trifásico por la red de distribución en B.T. Éstas han sido estimadas en función de lo calculado en el apartado anterior, si bien, teniendo en cuenta que los cálculos realizados para el dimensionamiento de la red de distribución en B.T. se basan en la potencia máxima que puede consumir una vivienda de electrificación elevada (9200 W), se ha tomado la potencia prevista de cada carga equivalente y se ha dividido por 3, de manera que la potencia total de todas ellas sume 465 kW, lo cual se aproxima a los 463 kW que *Homer* estableció como potencia pico en base a los datos medios de consumo real facilitados. A cada carga equivalente se le ha asignado, además, un valor de potencia reactiva de entre el 20 y el 30 % de la potencia activa asignada. El otro aspecto clave de este tipo de cargas es que se han establecido como cargas fijas del sistema, de este modo, *PowerWorld*, permite su desconexión del sistema durante la simulación, pero no permitirá su conexión en el transcurso de la simulación de transitorios.
- **Cargas del sistema de producción y transporte de agua de abasto:** estas cargas se han establecido en función de los datos facilitados por el *Consejo Insular de Aguas*, por lo tanto corresponden a datos reales de las instalaciones existentes en La Restinga. Por otra parte, se han simulado como motores con un modelo, el CIM-5, que permite estudiar el transitorio de desconexión, pero también el de conexión, y han sido configurados según lo establecido en el documento de ayuda para la simulación del arranque de motores publicado por *PowerWorld* [20].

3.3.2. Conductores

Para modelar los conductores por los que circula la corriente eléctrica dentro de la micro-red se han empleado, tanto los resultados del *Diseño de la red de distribución de energía eléctrica de La Restinga*, como distintos catálogos de fabricantes, de los que se han tomado los parámetros característicos de los conductores. En base a la sección determinada por el cálculo anterior para cada uno de los conductores, la longitud de cada línea y los parámetros establecidos por los fabricantes en sus catálogos *General Cable*

[24] para M.T., y *Prysmian* para B.T. [27], se ha parametrizado cada una de las líneas que conforman la micro-red.

3.3.3. Protecciones

Con el fin de aproximar el comportamiento del sistema de distribución a la realidad, se han dispuesto, en cada extremo de cada una de las líneas de Media Tensión distintos modelos que simulan la presencia de relés de protección. Más en concreto, se han provisto protecciones contra sobretensiones, tanto sobre carga como cortocircuito, en todas las líneas de media tensión, empleando el modelo TIOCRS. Este modelo se emplea para simular relés de tiempo inverso e incluye en su programación múltiples curvas de disparo estándar en función de distintas normativas. En este caso, se ha empleado la curva A según la norma *IEC-255-4*. Además, se ha establecido selectividad entre las distintas protecciones con el fin de asegurar una desconexión ordenada en caso de perturbación grave.

Por otro lado, se han incluido protecciones de mínima tensión en ambos extremos de cada una de las líneas de M.T., para ayudar en la detección de cortocircuitos, y en los centros de transformación de la estación de bombeo y la EDAM. De manera que, en caso de caída de tensión grave a consecuencia de la conexión de una carga importante, el relé de la orden de desconectar, escalonadamente, los C.T. para disminuir así la carga del sistema y controlar la tensión. El modelo de relé empleado es el TLIN1, que funciona tanto para mínima tensión como para subfrecuencia, en función de cómo sea configurado.

En la tabla 3.9 se muestran las protecciones con las que cuenta cada línea y la configuración de los distintos TIOCRS que se han implementado, siguiendo lo especificado por la *WECC* en su informes sobre estos modelos [28].

Línea	Curva	$I_{max}(A)$	Tdm
TAI-PARQUE	C	100	1
PARQUE-BOMB	C	100	0.4
BOMB-LR	C	100	6
LR-EDAM	C	100	0.4
EDAM-PU	C	100	0.4

Cuadro 3.9: Configuración de los distintos modelos TIOCRS.

Aclarar que el Tdm es un parámetro que permite multiplicar los tiempos de reacción del relé TIOCRS para ordenar tanto el disparo como la reconexión. Aclarar también, que este tipo de modelo de relé permite establecer un cierto número de líneas que llama *Tran Trip Line*, y que son líneas distintas a aquella en la que se está midiendo la corriente, pero que serán desconectadas en caso de sobrecarga. En este caso, se han establecido como

Tran Trip Line los transformadores de la estación de bombeo y la EDAM. No obstante, en caso de cortocircuito, el TIOCRS desconectará tanto éstas líneas como aquella en la que se encuentra, lo cual no es un problema en este caso, puesto que si se desconecta la línea principal de alimentación de la micro-red (PARQUE-BOMB), se produciría un fallo crítico en el sistema y todas las líneas desconectarían.

En la tabla 3.10 se muestran las protecciones con las que cuenta cada línea y la configuración de los distintos TLIN1 que se han implementado.

Línea	$U_d(p.u.)$	$T_d(s)$
TAI-PARQUE	0.7	0.1
PARQUE-BOMB	0.7	0.5
BOMB-LR	0.7	0.5
LR-EDAM	0.7	0.2
EDAM-PU	0.7	0.2
C.T. EDAM	0.8	0.8
C.T. BOMBO	0.8	0.5

Cuadro 3.10: Configuración de los distintos modelos TLIN1.

De otra parte, se establecieron también protecciones contra caídas en la tensión en los distintos generadores, siguiendo las explicaciones del documento con referencia [29], empleando el modelo de relé denominado *LHVRT*. Este modelo simula el funcionamiento de un relé de máxima y mínima tensión, en él, se puede definir una curva de disparo señalando distintos límites de tensión y tiempos de disparo asociados a dichos límites. La configuración de los distintos relés *LHVRT* se puede observar en la tabla 3.11, donde ΔU_{dn} corresponde a cada uno de los límites de tensión *p.u.* establecidos y T_{dn} corresponde con los distintos tiempos de disparo, en *s*, asociados a los límites de tensión.

Generador	ΔU_{d1}	T_{d1}	ΔU_{d2}	T_{d2}	ΔU_{d3}	T_{d3}	ΔU_{d4}	T_{d4}
Interconexión	-0.3	0.8	-0.5	0.5	0.1	1.5	0.2	1
Aerogenerador 1	-0.2	5	-0.5	1	0.1	1.5	0.2	1
Aerogenerador 2	-0.2	5	-0.5	1	0.1	1.5	0.2	1
Generador FV 1	-0.2	1.5	-0.3	1	0.1	1.5	0.2	1
Generador FV 2	-0.2	1.5	-0.3	1	0.1	1.5	0.2	1

Cuadro 3.11: Configuración de los distintos modelos LHVRT.

3.3.4. Transformadores

Los transformadores han sido dimensionados en función de la carga que deben alimentar empleando las potencias normalizadas por *Endesa* en su

norma *GE FND001 Transformadores trifásicos para distribución en Baja Tensión* [30]. También se ha establecido la reactancia en serie de cada transformador empleando la ecuación 3.4 y la resistencia serie, que se muestran en la tabla 3.12.

$$X_{pu} = \frac{X(\%)}{100} * \frac{S_{base}}{S_{nominal}} \quad (3.4)$$

Donde:

X_{pu} es la reactancia por unidad del transformador.

$X\%$ es la reactancia en porcentaje del transformador.

S_{base} es la potencia aparente base del sistema (kVa).

$S_{nominal}$ es la potencia aparente nominal del transformador(kVa).

Transformador	Potencia (KVA)	X(%)	X(p.u.)	R (ω)
La Restinga I	1000	7	7	0.003
La Restinga II	1000	7	7	0.003
EDAM	630	6	9.52	0.006
Puerto	250	5	20	0.009
Bombeo	450	5	11.11	0.007

Cuadro 3.12: Características de los transformadores.

3.3.5. Generadores

Por otra parte, los generadores se han parametrizado atendiendo a los tipos de generador y escenarios de generación establecidos en el *Capítulo 2* y a las características y modos de funcionamiento detallados en la parte inicial de este tercer capítulo. En la tabla 3.13, se muestran las características de los distintos generadores presentes en la micro-red, entendiendo la interconexión con el resto del sistema insular como un generador más. Mientras que en la tabla 3.14 se detallan los modos de funcionamiento de cada uno de ellos. Cabe destacar, que todos los generadores están disponibles para el control *potencia-frecuencia* (*Automatic Generation Control (AGC)*) y para el control de tensión (*Automatic Voltage Control (AVC)*), aunque tanto los aerogeneradores como los generadores fotovoltaicos no permiten aumentar su potencia generada como respuesta a variaciones en la demanda. Un aspecto importante a tener en cuenta es el nodo denominado *Slack* o *Nodo balance* del sistema.

Los modelos empleados para simular los distintos generadores, dentro de los múltiples que incluye *PowerWorld*, fueron: para los aerogeneradores de tipo 4 (REGC-A+REEC-A+REPC-A+WTGT-A), para los generadores fotovoltaicos (REGC-A+REEC-B+REPC-A) y para la interconexión, que se ha tomado como un generador síncrono convencional, (GENSAL+SEXS-GE+DEGOV+PSS1A).

Generador	Tipo	Pot. (kW)
AeroGen I	Eólico Tipo 4	800
AeroGen II	Eólico Tipo 4	800
Gen FV I	Fotovoltaico	100
Gen FV II	Fotovoltaico	100
Interconexión	Síncrono Convencional	-

Cuadro 3.13: Características de los generadores.

Generador	Funcionamiento
AeroGen I	AGC + AVR + Control de Tensión a nivel de planta (Slack)
AeroGen II	AGC + AVR + Control de Tensión a nivel de planta
Gen FV I	AGC + AVR + Control de Tensión a nivel de planta
Gen FV II	AGC + AVR + Control de Tensión a nivel de planta
Interconexión	AGC + AVR

Cuadro 3.14: Modos de funcionamiento de los generadores.

3.3.6. Baterías

Por último, para emular el comportamiento de un sistema de respaldo, no fue suficiente con el modelo *CBattery*, puesto que este modelo, aunque cuenta con distintos modos de funcionamiento, no posee la capacidad de generar su propia onda senoidal y, por lo tanto, depende siempre de la presencia de un generador convencional.

Es por eso que se ha combinado el modelo *CBattery* con un modelo empleado normalmente como generador asíncrono convencional (*GENSAL*). Éste ha sido configurado de modo que asemeje su comportamiento al que se podría esperar de un sistema de respaldo. Para ello, no se le ha dotado de control de velocidad ni de excitación y se ha disminuido su inercia hasta conseguir que su aportación se limite al transitorio inicial producido durante una perturbación, quedando después sólo la aportación del modelo de la batería.

Por su parte, el modelo *CBattery* se ha configurado para que dé una potencia de salida de 400kW y se ha seleccionado el modo de funcionamiento 4, que permite regulación potencia-frecuencia (tanto al alza como a la baja) y regulación de tensión, como ya se ha explicado.

Capítulo 4

Estudio de estabilidad del sistema eléctrico

Una vez elaborado el modelo eléctrico de la micro-red en *PowerWorld*, basado en las simulaciones realizadas en *Homer*, el último paso consistió en llevar a cabo un estudio de estabilidad del sistema. Para ello, se elaboraron los distintos escenarios que representan distintas situaciones.

El objetivo de este estudio fue evaluar los beneficios que pudiera suponer la implantación de una micro-red en La Restinga, en términos de estabilidad y eficiencia de la propia red. Es por eso, que se ha llevado a cabo todo el procedimiento descrito hasta el momento, con el objetivo de poder realizar un estudio de estabilidad que permita determinar el comportamiento del sistema ante distintas situaciones que pueden darse durante su funcionamiento. En definitiva, ha permitido determinar el mejor o peor comportamiento de unos escenarios frente a otros.

4.1. Escenarios y modos de funcionamiento

Para realizar el estudio de estabilidad se han determinado una serie de escenarios y modos de funcionamiento con los que se pretende representar situaciones particulares que pueden darse en el funcionamiento del sistema. Los escenarios establecidos para este estudio son los que se detallan a continuación.

- **Escenarios de generación:** provienen del estudio realizado en el *Capítulo 2* y han sido explicados con anterioridad. Serían los siguientes:
 - **Escenario 0:** se trata del escenario actual, en el que no existe generación renovable y toda la potencia demandada es suministrada por el sistema insular a través de la interconexión.

- **Escenario 1:** en este escenario la fuente principal de potencia eléctrica son los generadores renovables, contando con los dos aerogeneradores ya descritos (1,6 *MW* en total) y 100 *kWp* de potencia fotovoltaica instalada.
 - **Escenario 2:** este escenario es el escenario óptimo según el estudio energético realizado en el *Capítulo 2*, que incluye los dos aerogeneradores ya mencionados y 200 *kWp* de potencia fotovoltaica.
- **Escenarios de demanda:** hacen referencia a las diferentes situaciones que se pueden dar en relación con la potencia que demanden las cargas conectadas a la red en cualquier momento durante la operación del sistema. En base a los datos obtenidos de *Red Eléctrica de España* se han establecido los siguientes escenarios.
- **Escenario D-Máx:** este escenario se corresponde con la punta diaria de demanda del sistema, que se produce entre las 20:00 y las 22:00 horas. En este momento del día, la potencia demandada en la red es máxima y se encuentran conectados a la red el módulo 1 de la EDAM y los grupos de bombeo L.R.-1 y L.R.-2A, siendo la potencia demandada de 872 *kW*. Dado que se trata de un escenario nocturno, en este caso los generadores fotovoltaicos no estarán disponibles para ofrecer potencia al sistema.
 - **Escenario D-Med:** este escenario representa el periodo llano del día, que se produce en las horas centrales del día y en el que la potencia demandada por la población de *La Restinga* suele aproximarse al 90 % de la potencia máxima definida en el escenario de demanda anterior. Además, y como en el escenario anterior, permanecerán conectados al sistema los grupos de bombeo L.R.-1 y L.R.-2A y el módulo 1 de la EDAM, lo que hace una potencia total de 825.5 *kW*.
 - **Escenario D-mín:** este escenario refleja las condiciones que se dan en la micro red en las horas valle, generalmente por la noche, cuando la demanda en la red es mínima, sólo el 30 % de la máxima en el pueblo, la EDAM mantiene su módulo 1 en funcionamiento y los grupos de bombeo permanecen desconectados, siendo la demanda en el sistema de 287 *kW*.
- **Modos de funcionamiento:** como ya se ha comentado, es objetivo de este estudio, evaluar la posibilidad de que la micro-red funcione conectada al sistema insular, pero también permaneciendo aislada del resto del sistema. Por lo tanto, en los escenarios de generación renovable, pueden existir dos modos de funcionamiento:

- **Modo conexión:** en él, la micro-red permanece unida eléctricamente al resto del sistema eléctrico insular a través de la línea de M.T. que une *La Restinga* con *Taibique*. Si bien, la interconexión no se emplea como un generador más dentro de la micro-red, sino que permanece sin tránsito de potencia por ella, y solo se utiliza como compensador de los desequilibrios momentáneos en la red.
- **Modo isla:** en este caso, la micro-red permanece desconectada eléctricamente del resto del sistema insular, de modo que las funciones de control potencia-frecuencia y de tensión lo realizan, exclusivamente, los generadores pertenecientes a ésta.

Para la realización de este estudio se han tomado como base los escenarios de demanda, y sobre ellos se han superpuesto el resto de escenarios y modos de funcionamiento, realizando a cada uno de ellos las pruebas de régimen permanente y dinámico que se enumeran en el *Capítulo 1* y se describen a continuación. Finalmente, los escenarios de simulación sobre los que se realizarán las distintas pruebas son los que aparecen en la tabla 4.1.

Escenarios	Demanda	Fotovoltaica	Eólica	Bombeo	Modo
DMáx-V100	Máxima	No	100 %	Sí	Conexión
DMáx-V50	Máxima	No	50 %	Sí	Conexión
DMed-Esc2	Media	200 kWp	100 %	Sí	Conexión
DMed-Esc1	Media	100 kWp	100 %	Sí	Conexión
DMed-Esc0	Media	No	No	Sí	Conexión
DMed-Isla	Media	200 kWp	100 %	Sí	Isla
Dmín	Mínima	No	100 %	No	Conexión

Cuadro 4.1: Escenarios de simulación.

El objetivo de esta selección de escenarios es doble: por un lado, se pretende estudiar el mayor número de situaciones especialmente sensibles en el funcionamiento de la micro-red, y por otro, se pretende evaluar la robustez de la configuración seleccionada para la micro-red haciendo pruebas con distintas configuraciones.

Por ello, se han tomado como base los escenarios de demanda y sobre ellos se han realizado distintos estudios de sensibilidad. Sobre el escenario de demanda máxima, que no cuenta con generadores fotovoltaicos, se ha realizado el estudio de disponibilidad de viento, en el que pretende observar el comportamiento del sistema con la mitad de potencia eólica de la necesaria. Sobre el escenario de demanda media se ha realizado el estudio comparativo entre los distintos escenarios de generación y el estudio del modo de funcionamiento en isla, a fin de poder comparar los resultados entre sí y sacar conclusiones fiables. Por último, se ha estudiado el comportamiento del sistema ante el escenario de demanda mínima, a este escenario no se le realizarán pruebas adicionales dada su singularidad.

4.2. Pruebas en régimen permanente

La primera parte de este estudio de estabilidad y eficiencia se centró en el régimen permanente del sistema. El régimen permanente de cualquier proceso es aquel en el que sus variables se encuentran en equilibrio, en el caso de los sistemas eléctricos, este estado de equilibrio se refiere, especialmente, a la tensión y la intensidad, que deberán mantenerse estables en sus distintos parámetros.

En esta parte del estudio se prestó especial atención a las tensiones a lo largo de toda la red, puesto que se trata de un parámetro clave en cualquier sistema eléctrico que está, de hecho, fuertemente relacionado con las pérdidas en el sistema. Además, se estudió también el flujo de potencia en la red, que puede ayudar a determinar puntos críticos del sistema en los que la infraestructura pueda no ser suficiente para soportar los requerimientos que se le exigen y las pérdidas en el sistema.

4.2.1. Flujo de potencia activa

Fijadas las potencias que demandan las cargas del sistema y realizado el reparto de la potencia entre los generadores, se estudia cuál es el estado de las variables en los distintos puntos del sistema a través de gráficos generados por *PowerWorld* para cada escenario establecido. En ellos, se pueden observar los flujos de potencia activa en color verde, cuanto más oscura la tonalidad del color, mayor es la potencia que circula por dicha línea.

En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se observan los flujos de potencia de los escenarios 0, 1 y 2, respectivamente, todos ellos para el escenario de demanda media. Cabe destacar varios aspectos del comportamiento, lógico por otra parte, del sistema.

Por un lado, se observa que, a medida que disminuye la generación renovable en la micro-red, sea por la reducción de la aportación fotovoltaica (escenarios 1 y 2) o por la falta de viento (escenarios V50 y V100), aumenta la circulación de potencia activa por la interconexión, siendo ésta máxima en el escenario 0 (actual) en el que no existe generación en base a fuentes renovables. Por su parte, el escenario *Isla* coincide con el escenario 2 y el escenario de demanda mínima, como cabría esperar, presenta una reducción generalizada de los flujos de potencia.

Por otro lado, destacar el efecto de la generación fotovoltaica allí donde se encuentra. En las imágenes se observa que, en el escenario 1 (50 kWp /planta) se produce una reducción de la circulación de potencia en las líneas a las que se conectan los generadores (línea 9 (B.T.) y línea EDAM-PU (M.T.)), debido a que la potencia generada es consumida por las cargas circundantes. Sin embargo, en el escenario 2 (100 kWp /planta), se produce un aumento significativo de la potencia en dichas líneas, ya que existe un excedente de generación en la zona que circula por las líneas hacia otras cargas.

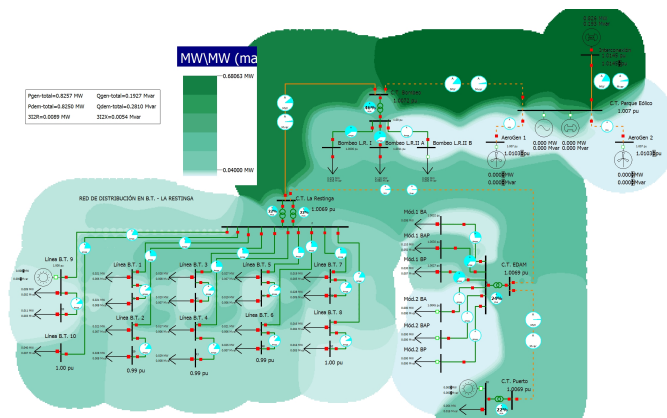


Figura 4.1: Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc0

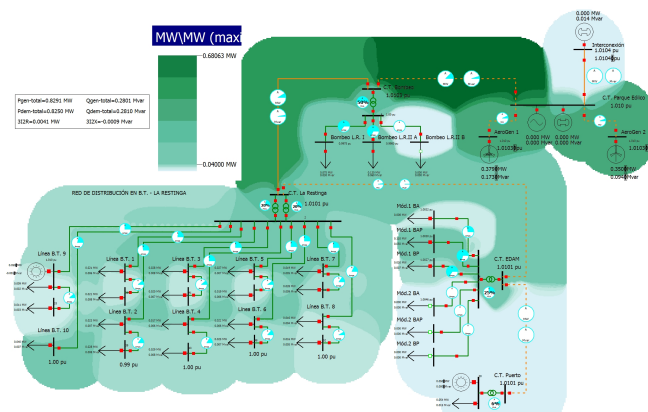


Figura 4.2: Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc1

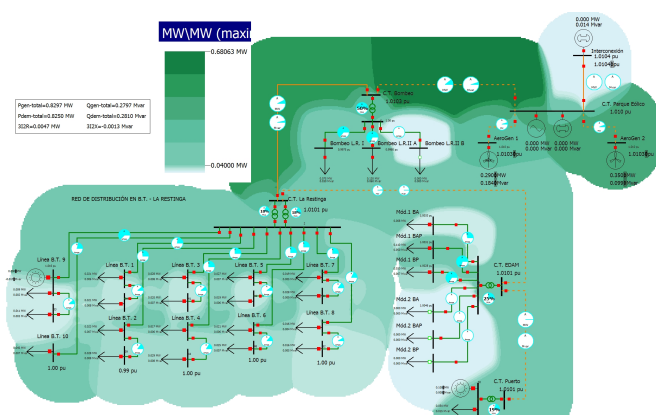


Figura 4.3: Gráfico del flujo de potencia activa del escenario DMed-Esc2.

4.2.2. Pérdidas en el sistema

Un aspecto clave en la determinación de la eficiencia de los sistemas eléctricos de potencia son las pérdidas que se producen en ellos. De esta manera, es importante hacer una mención específica de esta dimensión en un estudio como éste.

Por el hecho de la circulación de corriente eléctrica a través de las líneas de distribución, se producen pérdidas de energía en los conductores que tienen un impacto en la eficiencia global del sistema. Estas pérdidas se producen por la resistencia que ofrecen los conductores al paso de la corriente eléctrica a su través, y se describen, en los sistemas trifásicos, con la ecuación 4.2.

$$P = \sqrt{3} * I^2 * R \quad (4.1)$$

Donde P son las pérdidas que se producen en la línea en W , I la intensidad que circula por ella en A y R su resistencia en ω .

Además, la resistencia de los conductores eléctricos se rige por la siguiente ecuación:

$$R = \rho * \frac{L}{S} \quad (4.2)$$

Donde ρ es la resistividad del material en $\omega * mm^2 * m$, L es la longitud del tramo de conductor y S es la sección del mismo.

En las figuras 4.4 y 4.5 se pueden observar, en color violeta, las pérdidas que se producen en el sistema en los escenarios 0 y 2. Estas imágenes reflejan el comportamiento general del mismo. En el escenario 0, toda la potencia demandada en La Restinga circula tanto por la línea TAI-PARQUE como por la línea PARQUE-BOMB. Sin embargo, las pérdidas son muy superiores en la interconexión dada su longitud (7,7 km frente a 28 m). Además, se puede comprobar que las pérdidas resistivas son mayores en la red de distribución en B.T. que en M.T.. Esto se debe a que, para la misma potencia a suministrar, la corriente en baja tensión será siempre mayor que en una línea de M.T., de acuerdo con la ecuación 4.3.

$$S = V * I^* \quad (4.3)$$

Siguiendo el mismo principio, se comprueba que la inyección de 100 kW de potencia en una línea de baja tensión (escenario 2) genera un aumento considerable en las pérdidas en ella, fruto de la mayor circulación de corriente eléctrica por el conductor.

Estos son dos casos extremos, que muestran el comportamiento del sistema ante la circulación de corriente por sus líneas. No obstante, el resto de escenarios siguen las mismas tendencias que se han descrito, pero de forma más limitada, al tratarse de situaciones intermedias.

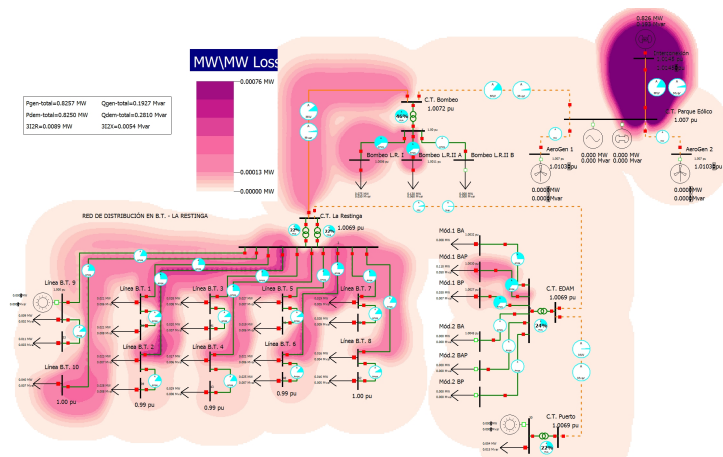


Figura 4.4: Gráfico de las pérdidas en el escenario DMed-Esc0.

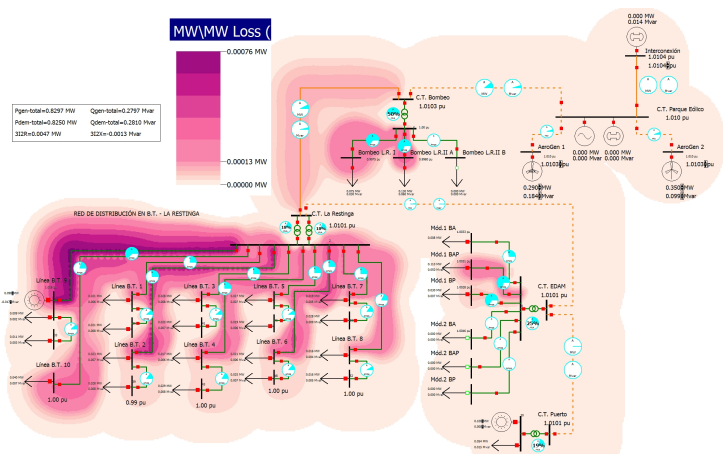


Figura 4.5: Gráfico de las pérdidas en el escenario DMed-Esc2.

En la tabla 4.2 se muestran las pérdidas en el sistema y se establece la variación de las pérdidas en los escenarios 1 y 2 con respecto al escenario 0, ya que los tres corresponden al mismo escenario de demanda, para determinar la eficiencia de los mismos.

Se comprueba que, frente al escenario actual, las pérdidas en el escenario 1 representan el 46 % de las actuales y, en el escenario 2, el 52 % de las actuales. Esto supone una reducción de entre el 48 y el 54 % de las pérdidas del sistema, en el caso de implantar una micro-red basada en energías renovables en La Restinga que genere la potencia eléctrica demandada *in situ*.

Escenario	$P_r(kW)$	$\Delta P(p.u.)$
DMáx-V100	4.8	-
DMáx-V50	5	-
DMed-Esc 0	8.9	1
DMed-Esc 1	4.1	0.46
DMed-Esc 2	4.6	0.52
DMed-Isla	4.6	0.52
Dmín	0.8	-

Cuadro 4.2: Comparativa de pérdidas por escenario de simulación.

4.2.3. Flujo de potencia reactiva

Del mismo modo, se ha elaborado un gráfico en el que se observan los flujos de potencia reactiva a lo largo de las distintas líneas, donde el color marrón más oscuro representa una mayor circulación de potencia reactiva, y un color más claro, una circulación menor.

Las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 muestran los flujos de potencia reactiva en los escenarios 0, 1 y 2, respectivamente, asociados al escenario de demanda media. Se demuestra que, en el escenario 0, toda la potencia reactiva consumida en la micro-red debe provenir de la conexión con el resto del sistema insular, y que ésta es inferior a los escenarios 1 y 2 (193 *kvar* en el escenario 0, 281 *kvar* en el escenario 1 y 216 *kvar* en el escenario 2). La diferencia entre el escenario 0 y los otros dos es provocada por el reajuste de las tensiones al circular corriente por la interconexión, que obliga a subir la consigna de tensión en el extremo más alejado de ésta y disminuirlo en el lado que conecta con el parque eólico, del mismo modo sucede en los escenarios V50 y V100. Mientras, la disminución de la generación de reactiva en el escenario 2 respecto al 1 se debe a la reducción de las caídas de tensión en el sistema derivadas de la existencia de generación en los puntos de consumo, que hacen aumentar la tensión. Los flujos de potencia reactiva en el escenario *Isla* coinciden con los que se producen en el escenario 2, a la vez que, en el escenario de demanda mínima, la reducción del consumo de potencia reactiva por parte de las cargas, unida al aumento de la tensión por la reducción de las pérdidas, dan como resultado un tránsito de potencia reactiva por la micro-red muy inferior a los observados en el resto de escenarios.

Además, la situación que se da en la *línea 9* de B.T. merece una mención particular. Se comprueba que, en los escenarios en los que en dicha línea la generación es 0 o 50 *kW* el consumo de potencia reactiva y, por lo tanto, el tránsito de ésta a través de la línea es ínfimo. Sin embargo, en el escenario 2, en el que existe una generación fotovoltaica de 100 *kW*, la línea experimenta un aumento de la tensión provocado por la inyección de potencia activa que el propio generador debe compensar consumiendo potencia reactiva.

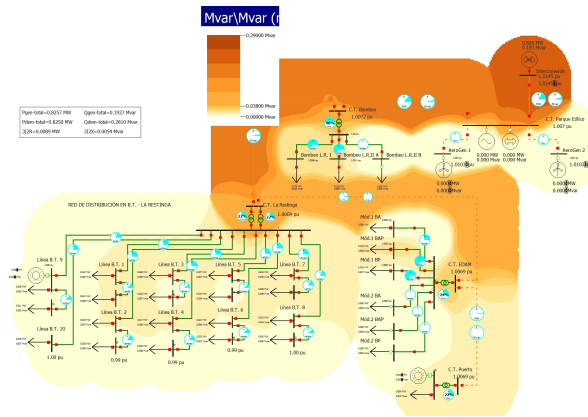


Figura 4.6: Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0

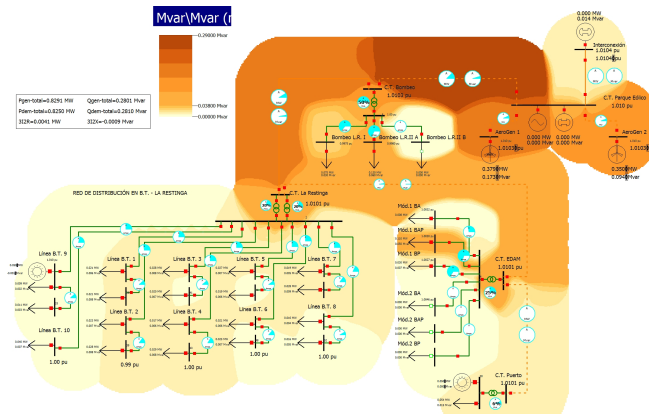


Figura 4.7: Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc1

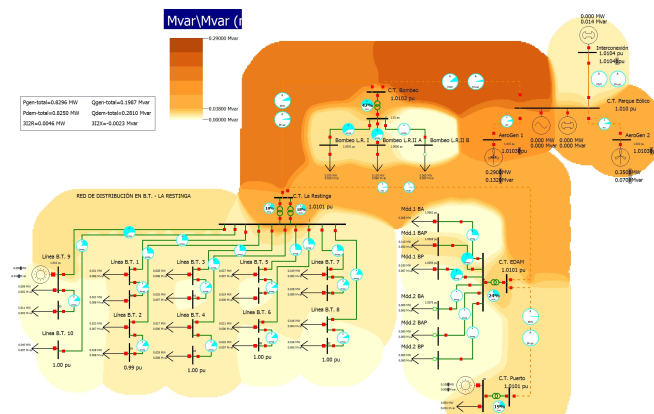


Figura 4.8: Gráfico del flujo de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2

4.2.4. Tensiones del sistema

En las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 se muestra, a través de colores, el estado de la tensión en cada punto del sistema en los escenarios 0, 1 y 2 respectivamente. El color azul representa una tensión inferior a la nominal y próxima al mínimo establecido, el color verde representa la tensión nominal de la instalación en dicho punto (20 kV o 400 V), y el color rojo representa tensiones superiores a la nominal y próximas al máximo establecido.

En la imagen correspondiente al escenario 0 se demuestra como la *centralización* de la generación de potencia conlleva una polarización del sistema en cuanto a las tensiones, llevando a un aumento de la tensión en la interconexión y una caída de ésta en las zonas de consumo. Esto es debido a las pérdidas que se producen a lo largo de las líneas de distribución, especialmente a lo largo de la interconexión, que supone una caída de tensión importante en términos relativos. Para compensar la caída de la tensión a lo largo de las líneas, es preciso aumentar la tensión *aguas arriba* para asegurar un nivel de tensión adecuado en los puntos de consumo ya que, además, no existe aportación de potencia reactiva cercana a ellos. Este efecto es el mismo que se observa, aunque de forma más atenuada, en los escenarios V50 y V100, puesto que en el primero, una parte de la potencia demandada es absorbida a través de la interconexión.

Otro efecto significativo sobre las tensiones es el que produce la presencia de generación distribuida más próxima a las zonas de consumo, especialmente aquella que se encuentra conectada al sistema a través de la red de media tensión. Como se puede observar, la presencia de un generador fotovoltaico de 50 kW en la red de baja tensión de La Restinga supone un aporte de potencia activa tal que las tensiones en toda la red de baja tensión se aproximan a su valor nominal sin necesidad de un aporte de potencia reactiva extra. Si bien, cuando la potencia de este generador aumenta hasta los 100 kW , el aumento de la tensión es de tal magnitud, que el propio generador debe consumir potencia reactiva para bajar la tensión. Esto desvía la potencia reactiva en la red de B.T. hacia la línea 9, provocando una sutil caída de la tensión en el resto de líneas.

Un caso particular a tener en cuenta es el que se muestra en la figura 4.12, en la que se representa el valor de la tensión en los distintos nodos del sistema cuando la demanda en éste es mínima. En este caso, la disminución de la circulación de corriente eléctrica a través de las líneas se traduce en una disminución de las pérdidas y, por ende, de las caídas de tensión en el sistema. Esto hace que la tensión en el final de las líneas, es decir, en los puntos de consumo, sea superior a los escenarios de mayor demanda.

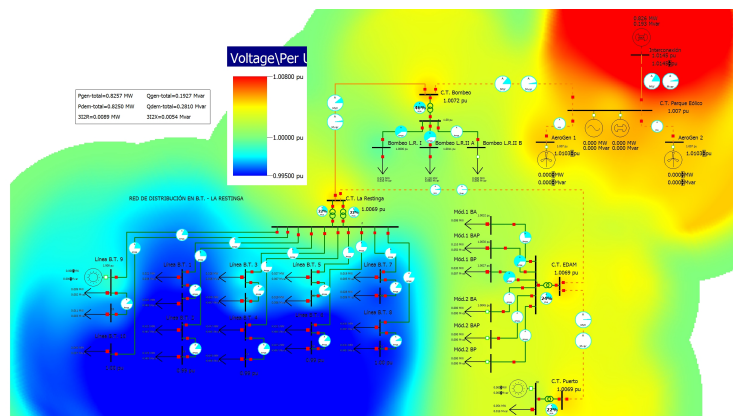


Figura 4.9: Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc0.

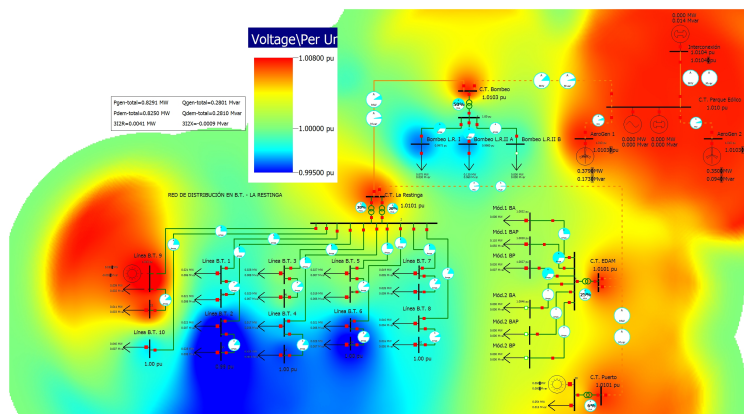


Figura 4.10: Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc1.

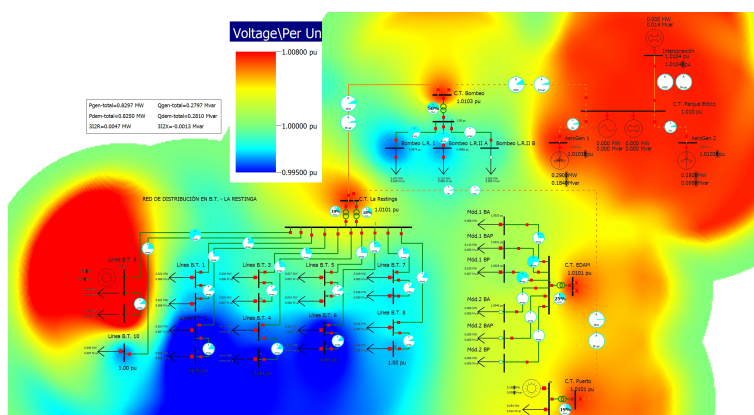


Figura 4.11: Gráfico de tensiones del escenario DMed-Esc2.

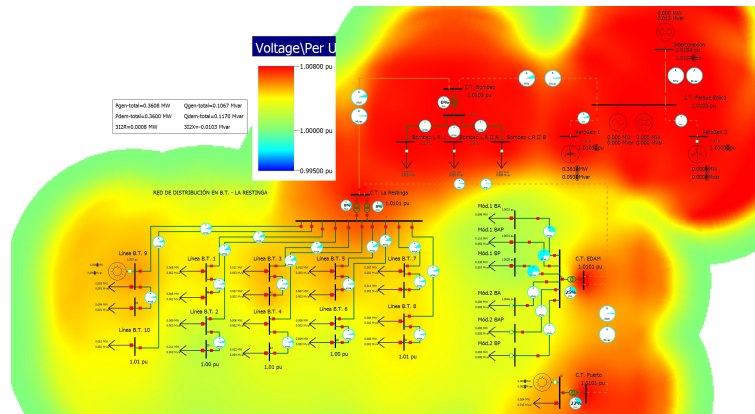


Figura 4.12: Gráfico de tensiones del escenario Dmín.

4.3. Pruebas en régimen dinámico

La segunda parte del estudio se centra en el régimen dinámico del sistema, que es aquel que las variables del sistema no permanecen constantes, sino que varían a lo largo del tiempo. Es por eso, que se habla de perturbaciones, que son variaciones en distintas variables del sistema provocados por cambios intempestivos de alguna otra variable.

Para evaluar el comportamiento en régimen dinámico de cada una de las configuraciones y escenarios que se han definido anteriormente, se realizó una serie de pruebas que consisten en la aplicación de una perturbación al sistema con el objeto de estudiar su respuesta para, posteriormente, contraponer los resultados obtenidos. Las pruebas realizadas son comunes en la mayoría de este tipo de estudios, como son: conexión y desconexión de cargas, pérdida de líneas y generadores, cortocircuito y desconexión de la red. Si bien, como el objetivo de este estudio es realizar una aproximación general a la situación, y no un estudio detallado para la puesta en marcha de la instalación, algunas de las pruebas citadas se realizaron únicamente a uno de los escenarios, a modo de muestra. Las pruebas de conexión y desconexión de carga se realizaron a todos los escenarios de simulación con el objetivo de establecer una clasificación de éstos en función de su estabilidad ante estas perturbaciones. Por contra, las pruebas de pérdida de generación y cortocircuito se realizaron al escenario 2 y la de desconexión del sistema al escenario DMáx-V50, con el objetivo de conocer lo que sucede si en el momento de la desconexión circula corriente por la interconexión. En la tabla 4.3 se muestra la selección de pruebas y escenarios que se ha establecido en función del criterio expuesto.

Escenarios	Con. Carga	Desc. Carga	Pérd. Gen.	Cc.	Desc.
DMáx-V100	X	X			
DMáx-V50	X	X			X
DMed-Esc2	X	X	X	X	
DMed-Esc1	X	X			
DMed-Esc0	X	X			
DMed-Isla	X	X			
Dmín	X	X			

Cuadro 4.3: Escenarios de simulación y pruebas realizadas en régimen dinámico.

4.3.1. Desconexión de carga

En esta prueba, se estudia la respuesta del sistema ante la desconexión repentina de una carga importante. Se trata de una prueba que cobra importancia debido a las especiales características de la red. En este caso, se programó la desconexión súbita del *C.T. BOMBEO* que alimenta las dos bombas activas en ese momento (*Bombeo L.R. I* y *Bombeo L.R. II-A*) de 75 y 135 kW respectivamente para todos los escenarios, salvo el escenario Dmín. En él, y puesto que en este escenario no se encuentran conectados a la red los grupos de bombeo, se simulará la desconexión del módulo 1 de la EDAM.

Estudio del comportamiento de la tensión en el sistema

En este apartado se puede comprobar cómo, al desaparecer una parte de la carga del sistema (en este caso la que corresponde a los grupos de bombeo L.R.-I y L.R.IIA), se produce un aumento súbito de la tensión en el sistema, especialmente en los nodos próximos al punto donde se produjo la desconexión. Esto se debe a la disminución de las caídas de tensión en el sistema al reducirse la intensidad que circula por éste. Además, en régimen dinámico, los consumos suelen ser tratados como impedancias constantes. En consecuencia, al aumentar la tensión en el sistema, las cargas pasan a consumir un poco más de corriente. De ahí el pequeño aumento de P y Q que contrarresta mínimamente el descenso provocado por la desconexión.

Matemáticamente, si $I = V/Z$, siendo I la intensidad, V la tensión y Z la impedancia que representa la carga, y la tensión aumenta, permaneciendo constante Z , la intensidad aumentará. Por otro lado, $P = V * I * \cos\phi$ y $Q = V * I * \sin\phi$, con lo cual se demuestra la relación entre el aumento de la tensión y el aumento de las potencias activa y reactiva.

Para evitar el aumento descontrolado de la tensión, el control de excitación del generador síncrono que simula el sistema insular, hace aumentar su aportación de potencia reactiva. Más tarde, y progresivamente, los modelos

representativos de los aerogeneradores van reduciendo su aportación al sistema, consiguiendo así que la tensión reduzca su valor rápidamente. Estos modelos generadores están configurados para responder más lentamente a las demandas del sistema.

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestran, respectivamente, las curvas de tensión y generación de potencia reactiva de este escenario durante la desconexión del C.T. de la estación de bombeo.

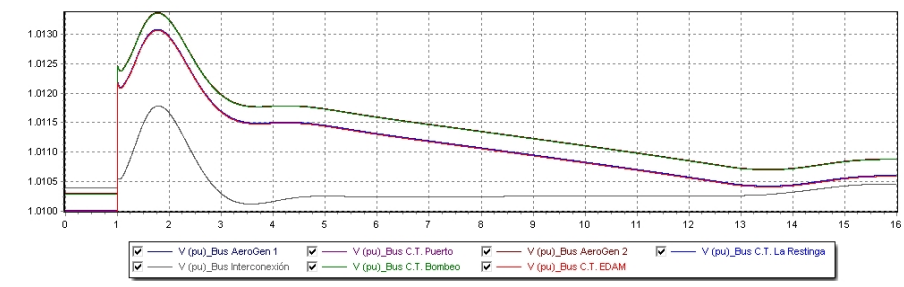


Figura 4.13: Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V100.

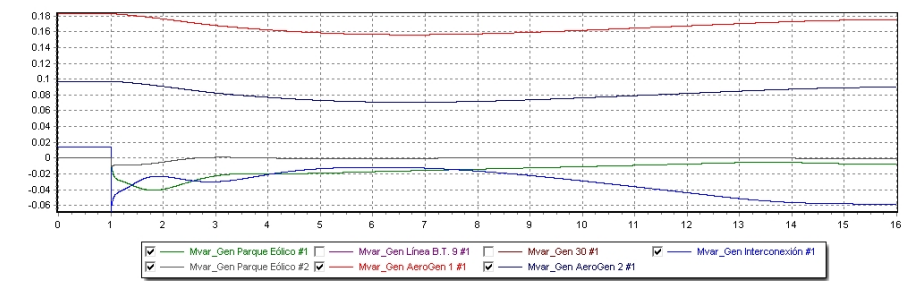


Figura 4.14: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V100.

En las figuras 4.15 y 4.16 se muestran, respectivamente, las curvas de tensión y generación de potencia reactiva de este escenario durante la desconexión del C.T. de la estación de bombeo.

Se observan diferencias entre ambos escenarios, para comenzar, el pico de tensión en el escenario V50 es menor que en el escenario V100. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, al circular corriente por la interconexión, las tensiones en los nodos cambian, y la tensión en el nodo que une la interconexión con el parque eólico es inferior en el escenario V50 que en el V100. Por lo tanto, se demuestra que la variación de la tensión es similar en ambos casos y afecta en la misma medida a todos los nodos de M.T. del sistema, dado el reducido tamaño de éste. Con lo que no se aprecian diferencias entre ambos escenarios.

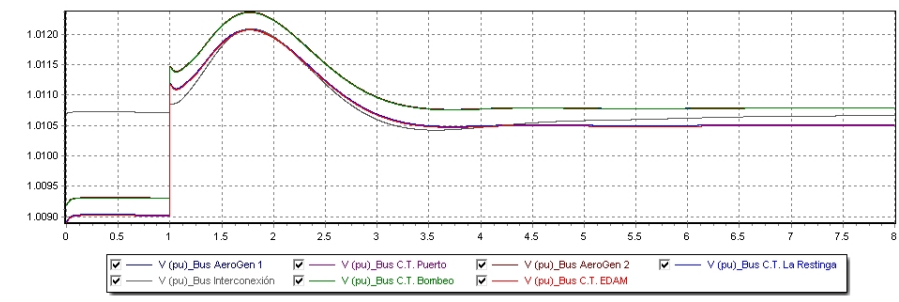


Figura 4.15: Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V50.

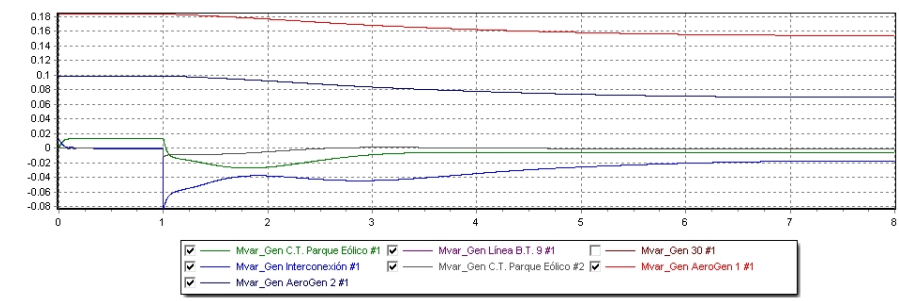


Figura 4.16: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V50.

Además, se observa que, en el escenario V100 la tensión tarda más en descender. Antes de la perturbación, en el escenario V50 el generador que simula la red insular aporta unos 200 kW a la micro-red, en el escenario V100 por la interconexión no circula potencia. Cuando la desconexión se produce, en el escenario V50 el generador síncrono deja de aportar potencia, ya que la caída de la demanda coincide con la potencia que generaba anteriormente. Por lo tanto, los aerogeneradores no precisan variar su punto de trabajo. En el escenario V100, antes de la desconexión, el generador síncrono no aportaba potencia, al disminuir la demanda, el generador se motoriza y pasa a consumir potencia activa, es entonces cuando los aerogeneradores comienzan a reducir su generación de potencia activa para adecuarse a la nueva situación. El resultado, en el escenario V100, es que el flujo de potencia se mantiene durante más tiempo en el punto de conexión del parque eólico, manteniendo la tensión ligeramente más elevada durante ese tiempo. Esta situación se repite en los escenarios 1 y 2, que coinciden prácticamente con el escenario V100, aunque su escenario de demanda sea ligeramente distinto. Por el contrario, en el escenario V50, el flujo de potencia se reduce drásticamente tras la desconexión, permitiendo a la tensión descender más rápidamente.

Un caso particular es el escenario 0, que se corresponde con el escenario actual, en el que no existe generación renovable alguna. En las figuras 4.17 y 4.18 se observa cómo, pese a depender exclusivamente de un generador síncrono convencional de gran potencia, la perturbación producida por la desconexión de la carga no es menor, ni desaparece más rápidamente, no evidenciando una mayor estabilidad. Cabe destacar que la tensión en la interconexión es, en este caso, mayor que en el resto de la micro-red, dando buena cuenta de las caídas de tensión que se producen en la línea *TAI-PARQUE*.

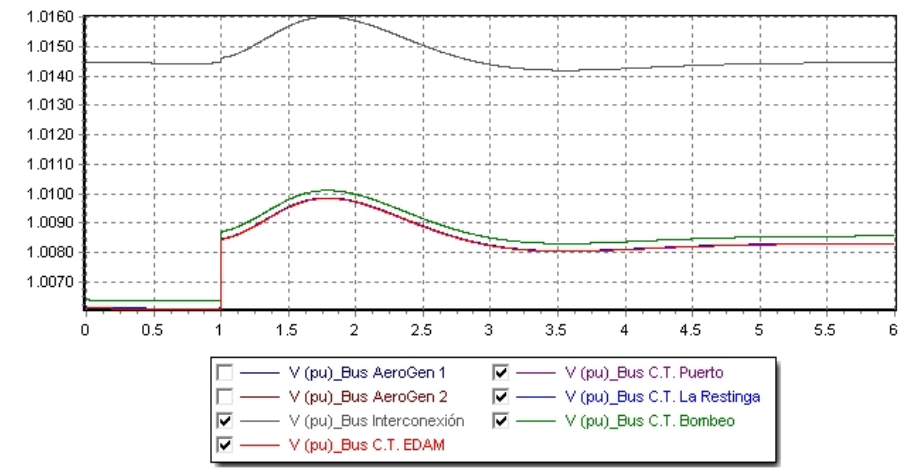


Figura 4.17: Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc0.

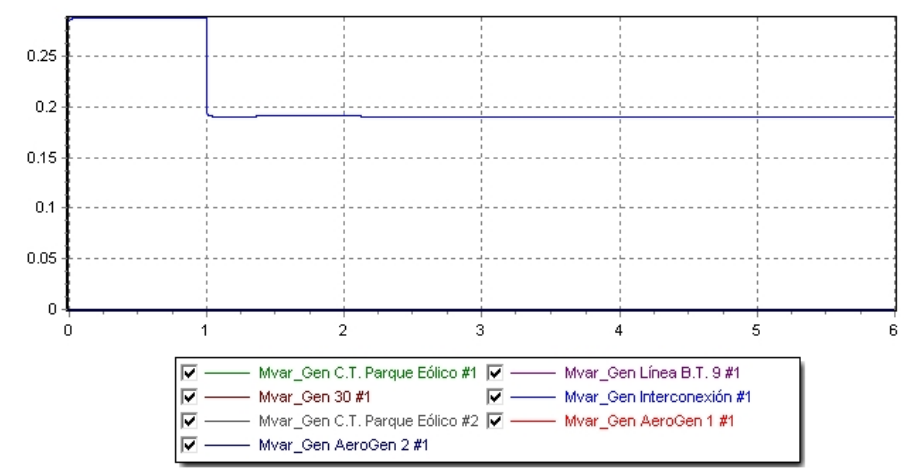


Figura 4.18: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0.

En las figuras 4.19 y 4.20, se muestra el comportamiento de la tensión y la generación de potencia reactiva en el escenario *Isla*, en el que no existe generador síncrono que respalde a los generadores basados en inversores. En este caso, es el sistema de baterías el que tiene una respuesta más rápida, dejando de generar potencia reactiva y pasando a consumirla para detener el aumento de la tensión. Por su parte, el generador síncrono que se ha añadido al sistema de baterías, reacciona también a la variación de la tensión, con un pequeño transitorio que termina desapareciendo. Los aerogeneradores tardan más en modificar su consigna, finalmente disminuyen la potencia reactiva que generan para adecuarse a la nueva situación.

Con todo esto, se comprueba que el pico de tensión es tres veces mayor en amplitud al que se produce en los escenarios en los que existe conexión con el sistema insular, sin llegar a ser preocupante. Además, se puede observar que, de nuevo, la perturbación en la tensión no desaparece hasta que no se estabiliza la generación de potencia activa. Aunque, en este caso, el comportamiento de la tensión es más errático debido a la debilidad del sistema y la lenta respuesta de los aerogeneradores.

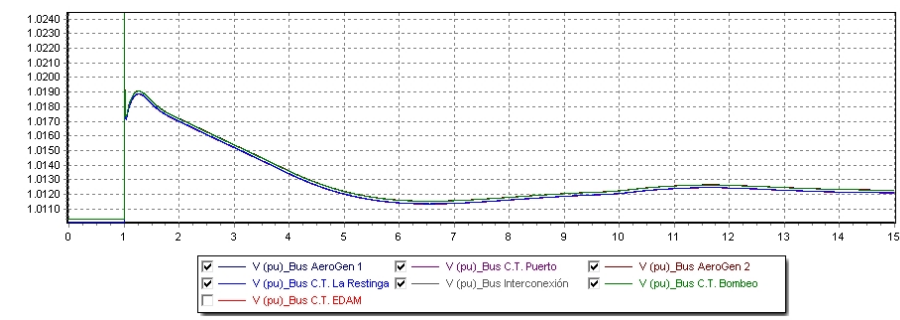


Figura 4.19: Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.

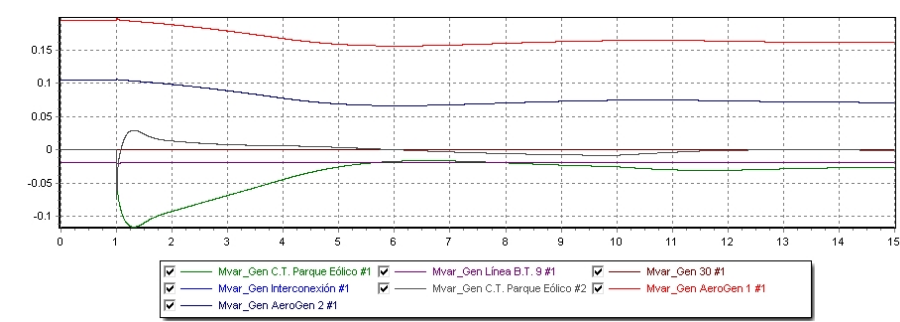


Figura 4.20: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.

Por último, en las figuras 4.21 y 4.22, puede observarse el comportamiento del sistema en el escenario de demanda mínima ante la desconexión del módulo 1 de la EDAM. En comparación con el resto de escenarios, la demanda de potencia que ha desaparecido del sistema es ligeramente inferior (148 kW frente a 205 kW), por eso el pico de tensión es también menor. Sin embargo, al existir un sólo aerogenerador generando potencia en la red, la velocidad de disminución de la generación de potencia activa es la mitad que en el resto de escenarios, lo que hace que la tensión se reduzca más lentamente, llegando a estabilizarse casi en el doble de tiempo.

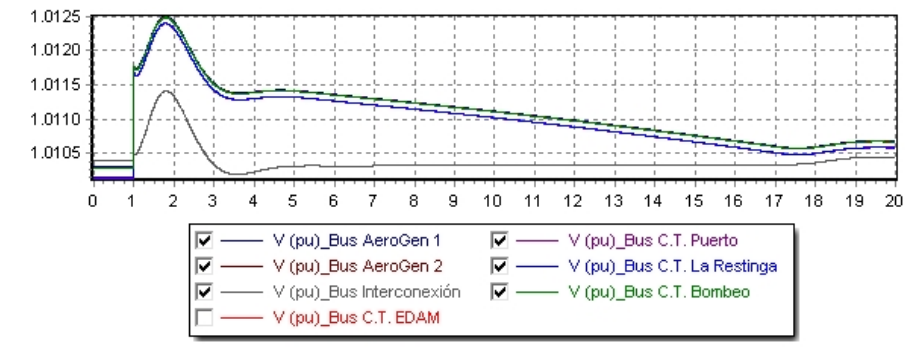


Figura 4.21: Desconexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMín.

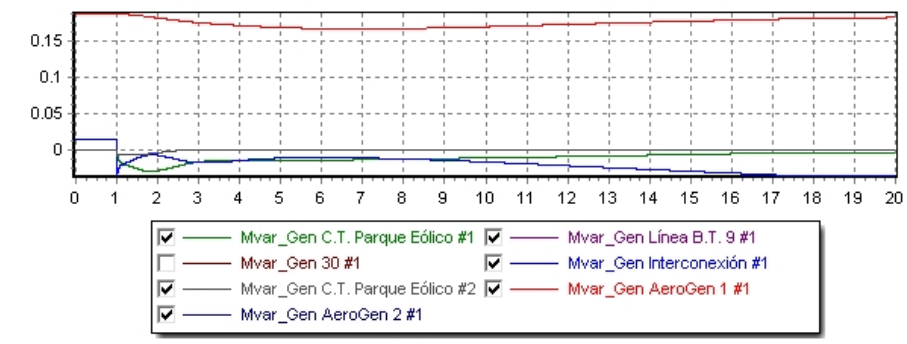


Figura 4.22: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMín.

Estudio del comportamiento de la frecuencia en el sistema

Al mismo tiempo, al producirse un desequilibrio entre la potencia generada y la potencia consumida por las distintas cargas del sistema, la frecuencia de la onda senoidal aumenta, al aumentar la velocidad de los generadores, fruto de la disminución de la fuerza contraelectromotriz en sus devanados

y en función de su inercia, según la Ecuación de Oscilación de la máquina síncrona:

$$d\omega/dt = \pi * \frac{f}{50} * (Pm - Pe) \quad (4.4)$$

Siendo ω la velocidad de la máquina en *rad/s*.

En $t = 1s$ es la nueva distribución inicial de tensiones y corrientes en las líneas eléctricas implica que al generador síncrono equivalente se le pide, transitoriamente, una aportación distinta de P y de Q. Sin embargo, en $t = 1s$ aún no ha habido actuación de sus reguladores, sólo de la máquina eléctrica en sí, a la que simplemente se le asigna un nuevo valor de V, I, P y Q.

Por otro lado, se observa que, el modelado realizado en *PowerWorld* admite un comportamiento diferente si el generador es un aerogenerador tipo 4 (GSM), en lugar de un generador convencional. En este caso, el modelado atiende a la idea de que el convertidor de potencia es tan rápido que, ante la variación de la tensión impuesta por la red, puede adaptar en menos de un ciclo (20ms) su corriente I para que la P que inyecta a la red siga siendo la misma en $t = 1s$ que justo antes. Hay que recordar que estos aerogeneradores están programados para inyectar continuamente en red una P correspondiente a la Pm que extrae del viento, según la curva de potencia de la máquina.

Por lo tanto, es el modelo equivalente del generador síncrono el que absorbe la mayor parte de la disminución de carga en los instantes iniciales, almacenando la energía en forma de energía cinética en su interior y aumentando su velocidad, lo que hace aumentar la frecuencia del sistema. Posteriormente, se ajusta la potencia que ofrecen los aerogeneradores para adaptar, nuevamente, su generación a las nuevas condiciones de demanda existentes. El proceso es lento y tarda varios segundos, en función de la variación de la potencia a la que tenga que hacer frente el aerogenerador. Durante este tiempo, la frecuencia permanece ligeramente baja, ya que los aerogeneradores inyectan en el nodo en el que se encuentra el modelo de generador síncrono dispuesto junto al de la batería, que se encuentra con que hay un excedente de potencia en su nodo. Este comportamiento se repite con exactitud en los distintos escenarios, salvo en el escenario V50, como se explicará.

En cuanto al sistema de baterías, su actuación depende la profundidad de la perturbación que sufran los parámetros del sistema en el nodo que éste controla. Para pequeñas variaciones no actuará, especialmente si existe un generador síncrono en el sistema (interconexión) que responde más rápidamente a dichas perturbaciones. Tal y como se observa en las figuras 4.23 y 4.24, donde se muestran, respectivamente, las curvas de frecuencia y generación de potencia activa de este escenario durante la desconexión del C.T. de la estación de bombeo.

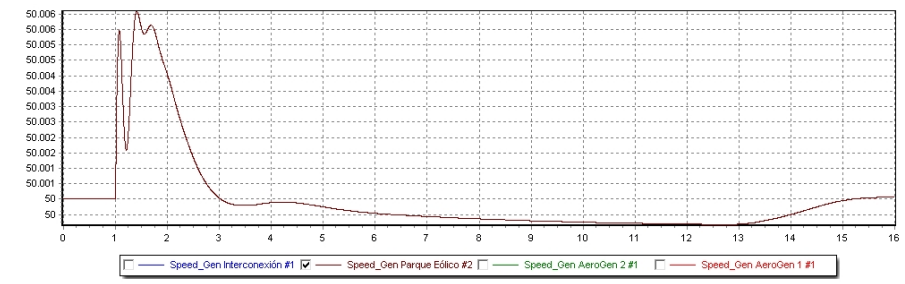


Figura 4.23: Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V100.

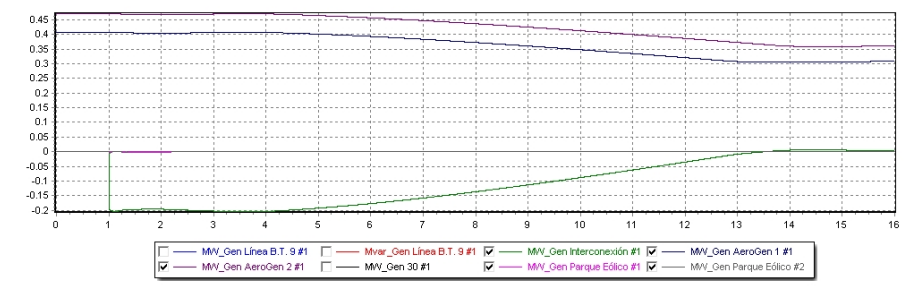


Figura 4.24: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V100.

En las figuras 4.25 y 4.26 se observan las curvas de frecuencia y generación de potencia activa del escenario DMáx-V50, en el caso de la desconexión del centro de transformación que abastece la estación de bombeo. En ellas se observa que, al volver a a establecerse el equilibrio en las potencias, la frecuencia de la red vuelve a estabilizarse. En este caso, el proceso es más rápido, ya que no se requiere que los aerogeneradores varíen su potencia de salida de manera sensible. Esto se debe a que la variación en la potencia demandada es asumida por la interconexión.

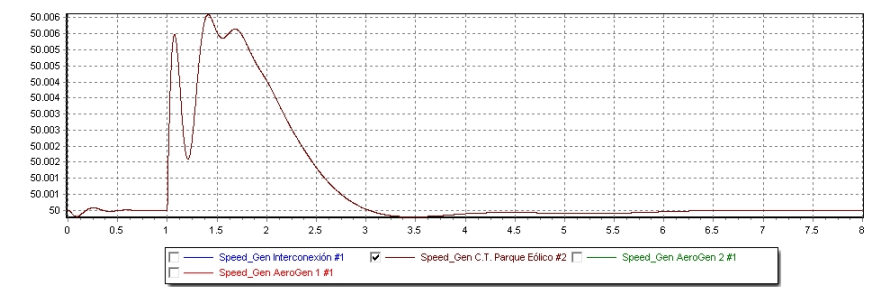


Figura 4.25: Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V50.

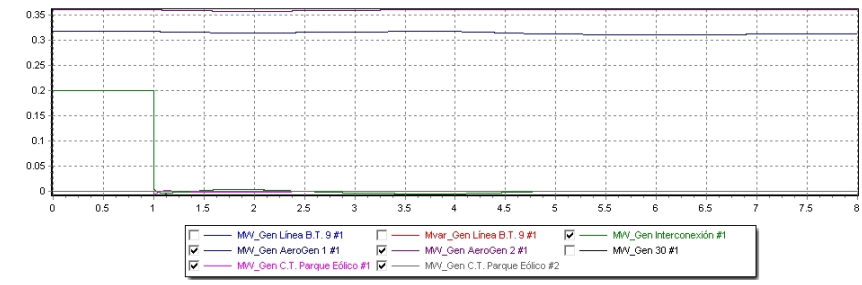


Figura 4.26: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.

Por otra parte, en las figuras 4.27 y 4.28, se observa la respuesta de la frecuencia y la generación de potencia activa del sistema en el escenario 0. Se comprueba, de nuevo, que la presencia de un generador síncrono en la red, simulando el sistema insular, no supone una ventaja destacable en términos de estabilidad.

En las figuras 4.29 y 4.30, se muestra el comportamiento de la tensión y la generación de potencia reactiva en el escenario *Isla*, en el que no existe generador síncrono que respalde a los generadores basados en inversores. En este caso, es el sistema de baterías el que tiene una respuesta más rápida y asume el desequilibrio entre generación y demanda, consumiendo potencia que se ha dejado de demandar y que irá a cargar las baterías. A la par, los aerogeneradores comienzan a disminuir su potencia de salida hasta equilibrarla con la demanda en la red, consiguiendo que la batería vuelva su estado inicial. Mientras tanto, la frecuencia sufre una perturbación ligeramente mayor que en los otros escenarios, por el mayor tiempo de respuesta de la batería.

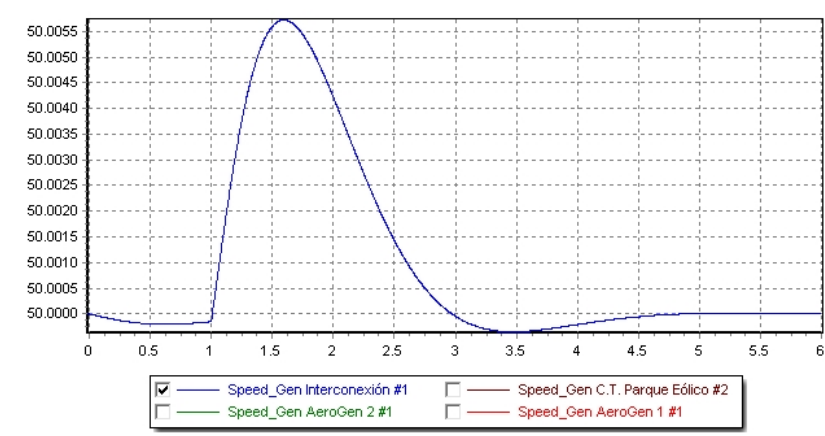


Figura 4.27: Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc0.

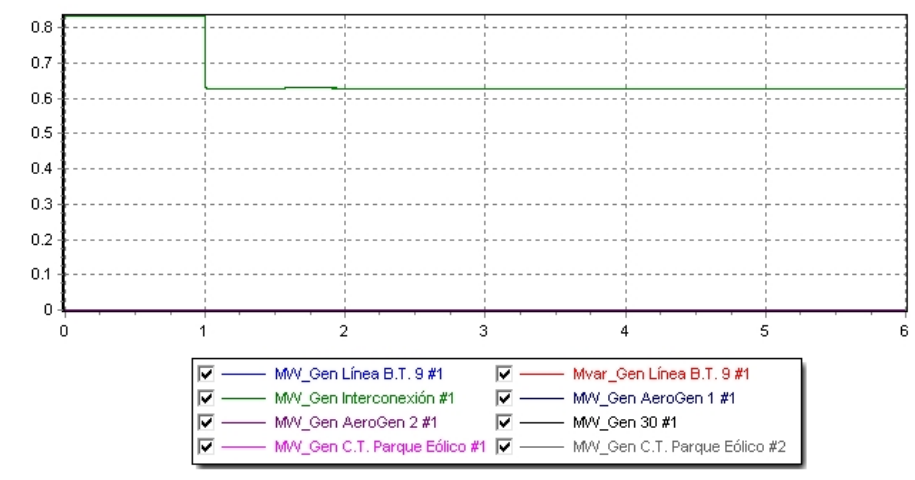


Figura 4.28: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc0.

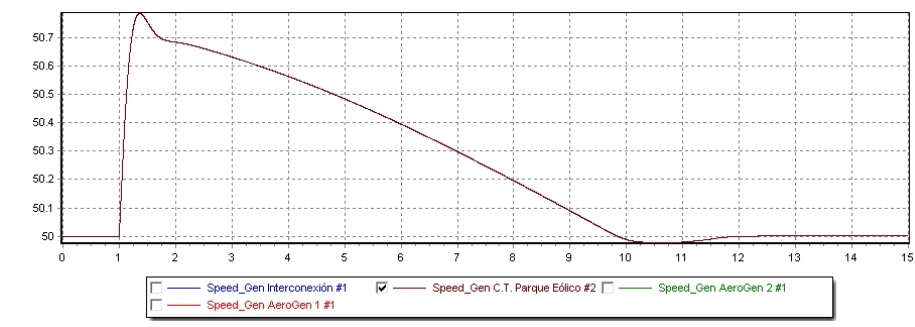


Figura 4.29: Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Isla.

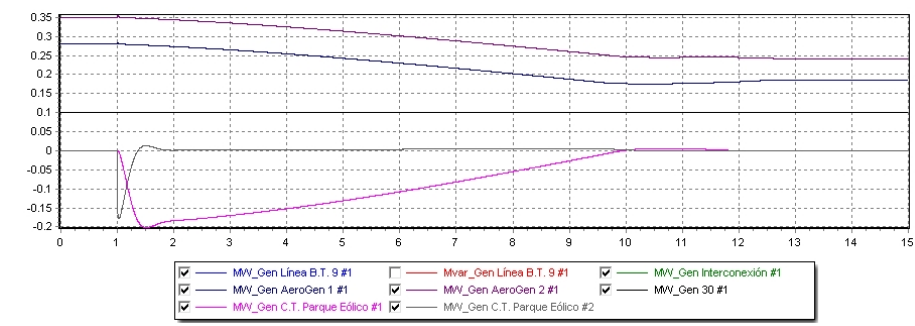


Figura 4.30: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Isla.

Por último, las figuras 4.31 y 4.32 muestran, respectivamente, la evolución de la frecuencia y la generación de potencia activa en el escenario de demanda mínima. En el que, como ya se ha dicho, el hecho de disponer de un sólo aerogenerador para asumir la caída de la demanda, hace que el reestablecimiento del equilibrio entre potencia generada y consumida sea mucho más lento. En definitiva, se puede afirmar que el sistema soportaría la desconexión de una de las mayores cargas que existen en él, incluso en el escenario *Isla*.

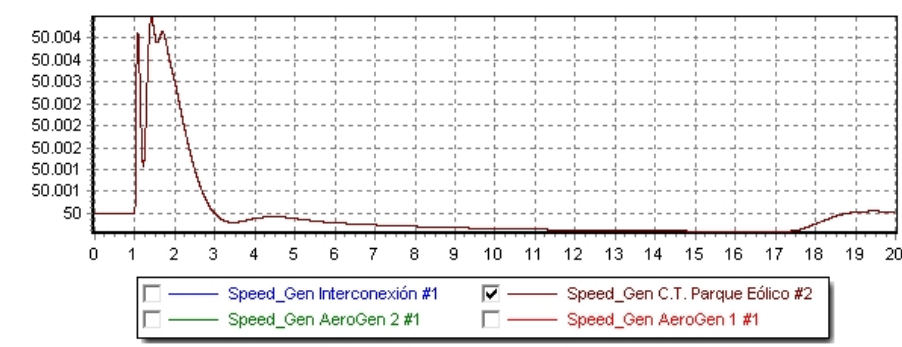


Figura 4.31: Desconexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario Dmín.

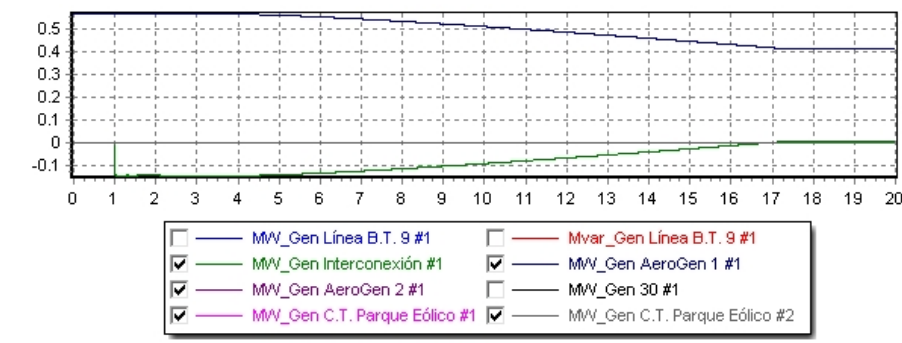


Figura 4.32: Desconexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario Dmín.

4.3.2. Conexión de carga

Esta prueba consiste en la conexión al sistema de una carga importante con el fin de estudiar cómo se comporta éste ante un aumento repentino de la potencia demandada. En la mayoría de los sistemas eléctricos, éste no es un problema a tener en cuenta, salvo en caso excepcionales. Sin embargo, dado el tamaño de la micro-red, no mucho mayor que la mayor de las cargas que alimenta, y la inestabilidad de los generadores en los que ésta se basa, se

hace imprescindible realizar este estudio para comprobar la estabilidad del sistema ante este tipo de eventos, que pueden darse con frecuencia durante la operación del sistema.

Para realizar esta prueba, se sometió al sistema a la conexión del *Módulo 2* de la EDAM, que está compuesto por tres bombas (8, 250 y 30 *kW*) y que se conectaron de forma escalonada con un segundo de diferencia entre cada una. De este modo, se simuló el arranque de la planta en condiciones reales, en caso de que no fuera posible el arranque suave de las bombas. Lo cual representa el caso más desfavorable.

Estudio del comportamiento de la tensión en el sistema

En las figuras 4.33 y 4.34 se muestran, respectivamente, las curvas de tensión y generación de potencia reactiva del escenario de máxima demanda y disponibilidad de viento (V100) durante la conexión del módulo de la EDAM, cuyo comportamiento se rige por los mismos principios y ecuaciones explicados en la prueba de desconexión de carga, solo que, esta vez, en sentido inverso.

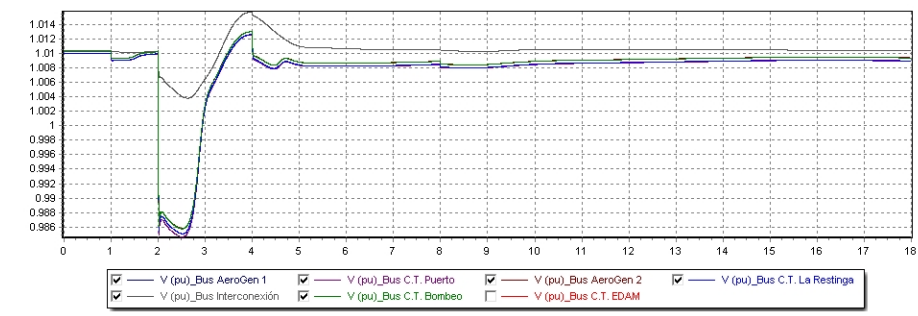


Figura 4.33: Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V100.

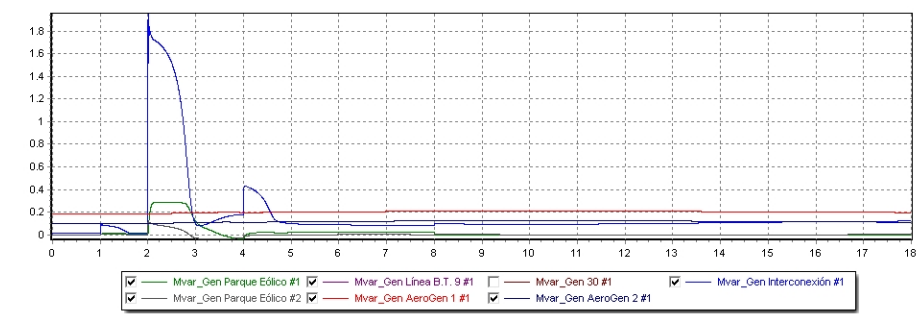


Figura 4.34: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V100.

Se puede comprobar que la conexión de los distintos modelos que simulan las electrobombas, supone una caída en la tensión del sistema, mayor cuanto mayor es la potencia conectada. Además, se comprueba el comportamiento observado la prueba de desconexión de carga, pero a la inversa, mientras la potencia activa generada por los aerogeneradores tiende a ajustarse a las nuevas condiciones, la tensión tiende a bajar ligeramente. Por el contrario, y como se puede comprobar en las figuras 4.35 y 4.36, en el escenario V50 no se da este fenómeno, ya que los aerogeneradores se encuentran, inicialmente, próximos a su límite máximo de potencia activa, por lo que su capacidad de aumentar la generación para asumir la nueva potencia demandada es casi nula.

Se comprueba, además, que el generador síncrono que simula el sistema insular reacciona aportando hasta 1,8 MW de potencia reactiva, durante casi un segundo, para evitar una caída más brusca de la tensión. Por su parte, las baterías también colaboran en esta tarea, aportando una pequeña parte de la potencia reactiva necesaria para minimizar la perturbación ocasionada por la conexión de la carga.

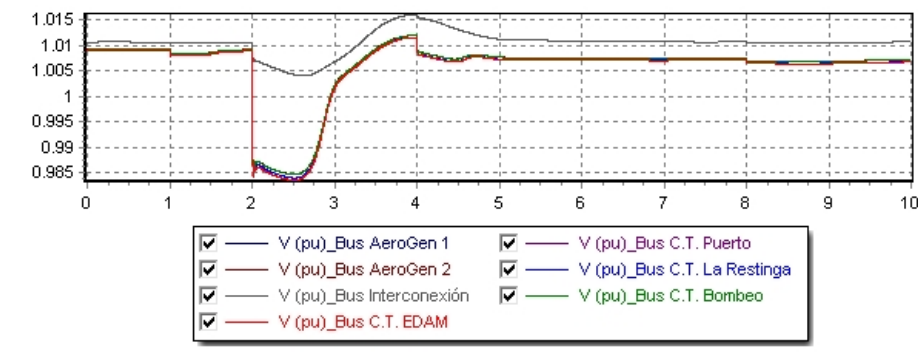


Figura 4.35: Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMáx-V50.

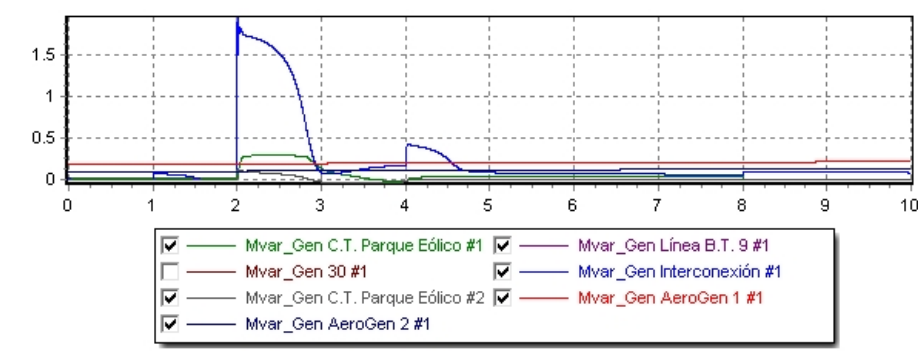


Figura 4.36: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMáx-V50.

En este caso, se puede comprobar que, al circular más corriente eléctrica por interconexión, se producen mayores caídas de tensión en ella, haciendo descender más aún las tensiones en la micro-red que en otros escenarios. Tal y como se observa en las figuras 4.37 y 4.38.

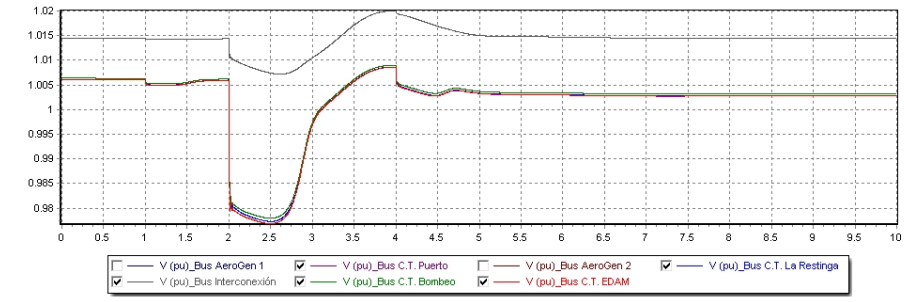


Figura 4.37: Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc0.

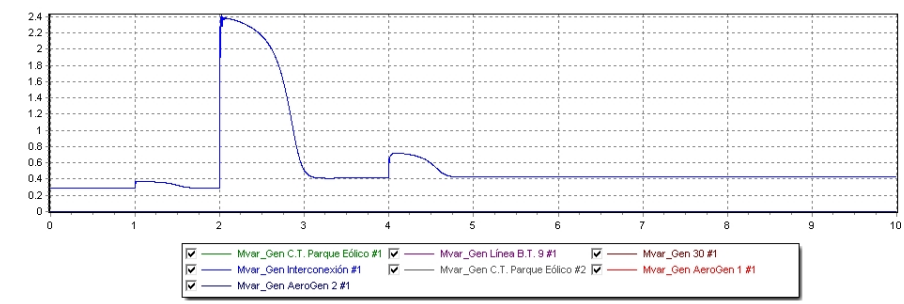


Figura 4.38: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc0.

En las figuras 4.39 y 4.40 se observa un comportamiento similar al resto de escenarios, el modelo de batería y el del generador síncrono asociado a ella comienzan a generar potencia reactiva para contrarrestar la caída de la tensión, especialmente tras la conexión de la bomba de alta presión (250 kW). Sin embargo, en este caso, dado que la capacidad de generación es limitada, el hueco de tensión es considerablemente mayor. Es importante decir que el tamaño del hueco de tensión está directamente relacionado con la capacidad que tengan las baterías de proporcionar, lo más rápidamente posible, potencia reactiva.

Ante perturbaciones importantes, se ha detectado algún tipo de interferencia entre el modelo de batería y el de generador síncrono asociado a ella, que provoca un comportamiento inestable en ciertas ocasiones. Dado que, el objetivo de este estudio es realizar una aproximación general a la posibilidad de la implantación de la micro-red, no se profundizó en el estudio del modelo de batería y su interacción con el resto del sistema.

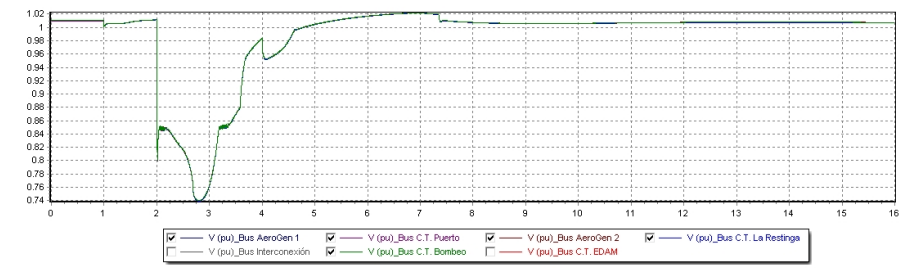


Figura 4.39: Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.

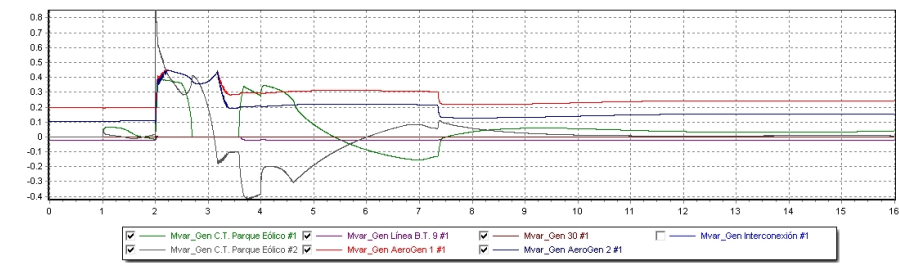


Figura 4.40: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.

Si bien, la magnitud de la perturbación en la tensión hace pensar en los problemas que podría generar en el sistema, por ello, se ha estudiado la conexión suave del módulo en cuestión para evaluar si supone una mejora sustancial en los parámetros de la red. En las figuras 4.41 y 4.42 se observa que, con una conexión suave a saltos (no se pudo simular una conexión progresiva), se consigue una reducción considerable tanto de la aportación de potencia reactiva como de la caída de tensión en el sistema.

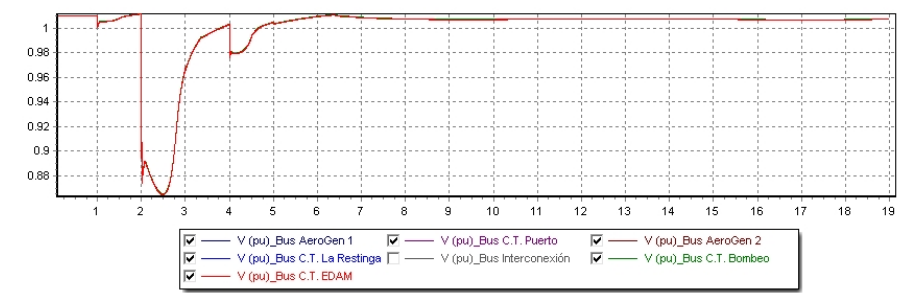


Figura 4.41: Conexión suave de carga: Gráfico de tensión del escenario DMed-Isla.

Por último, en las figuras 4.43 y 4.44 se pueden observar las curvas de tensión y potencia reactiva generada en la micro-red durante y después de la conexión del módulo 2 de la EDAM. Se observa que el transitorio de la

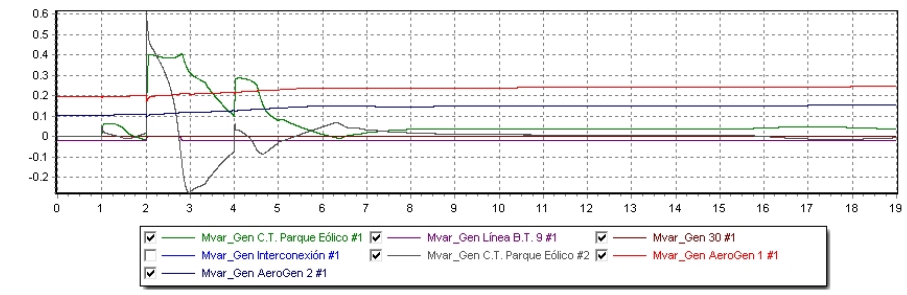


Figura 4.42: Conexión suave de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Isla.

potencia reactiva es idéntico al de los restantes escenarios con conexión al sistema insular. Sin embargo, el transitorio de la tensión difiere del resto en la parte final, ya que, en este caso, la tensión de la micro-red no tiende a subir, igualándose con la de la interconexión, sino que se mantiene constante por debajo de ésta. Esto se debe a la caída de tensión adicional que supone la circulación de corriente eléctrica por la interconexión.

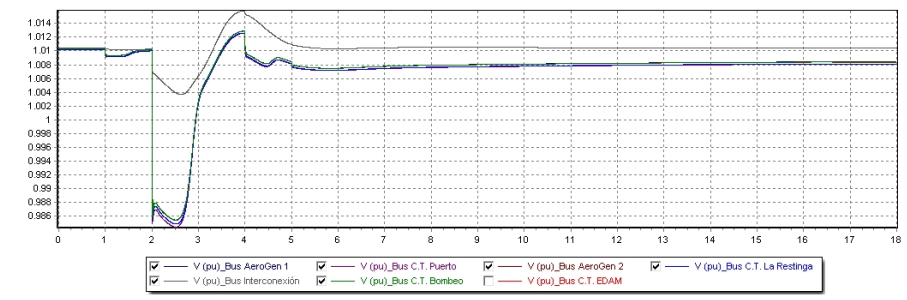


Figura 4.43: Conexión de carga: Gráfico de tensión del escenario Dmín.

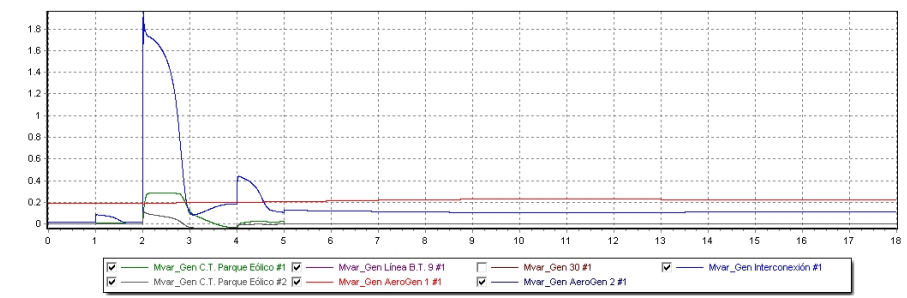


Figura 4.44: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario Dmín.

Estudio del comportamiento de la frecuencia en el sistema

A continuación, se muestran las curvas de generación de potencia activa y frecuencia en los distintos escenarios. En las figuras 4.45 y 4.46 se observa, en el escenario DMáx-V100, el mismo comportamiento que en el caso de la desconexión de carga, pero a la inversa. Al aumentar la demanda de potencia activa, la frecuencia en el sistema cae y, tanto el modelo de batería como el del generador síncrono, reaccionan aumentando su generación. Al mismo tiempo, pero más lentamente, los aerogeneradores aumentan su generación de potencia activa para hacerse cargo del aumento que se ha producido.

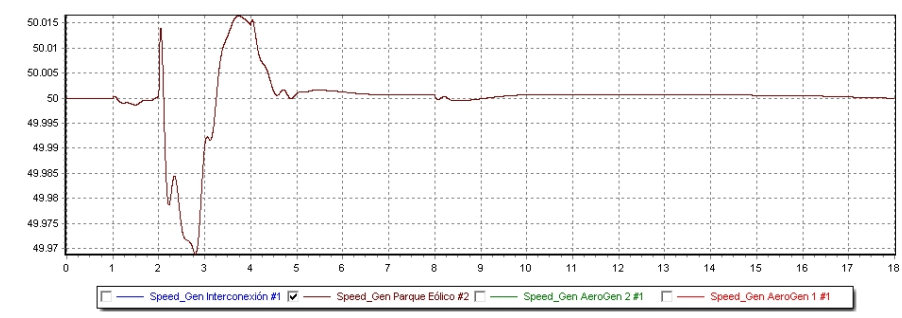


Figura 4.45: Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V100.

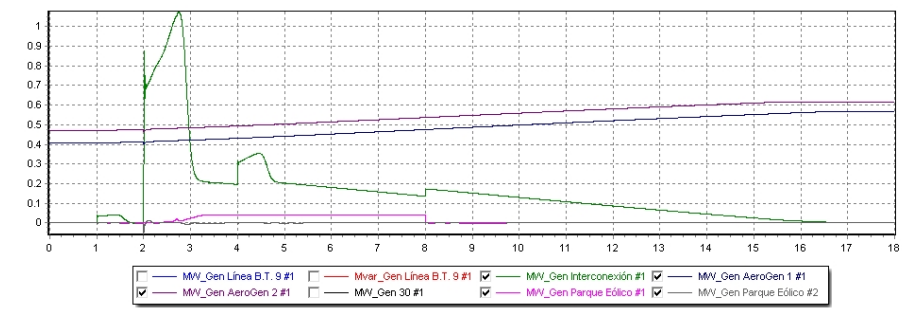


Figura 4.46: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V100.

En las figuras 4.47 y 4.48 se puede comprobar que la evolución de la potencia activa generada y de la frecuencia coinciden en los escenarios V50 y V100, en los momentos iniciales. Sin embargo, en el escenario V50, cuando los aerogeneradores comienzan a aumentar su potencia, ven impedida su capacidad por el límite establecido. En consecuencia, el generador síncrono tiene que continuar aportando potencia activa para mantener el equilibrio entre la potencia generada y demandada. Lo cual, como ya se ha argumentado, mantiene la inestabilidad en la tensión hasta recuperar el equilibrio.

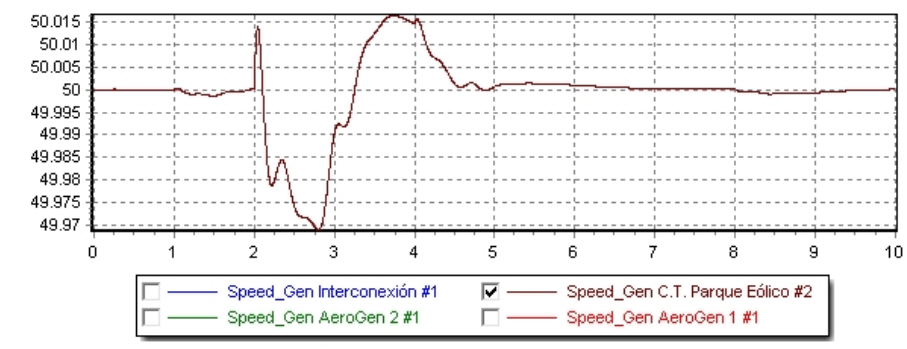


Figura 4.47: Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMáx-V50.

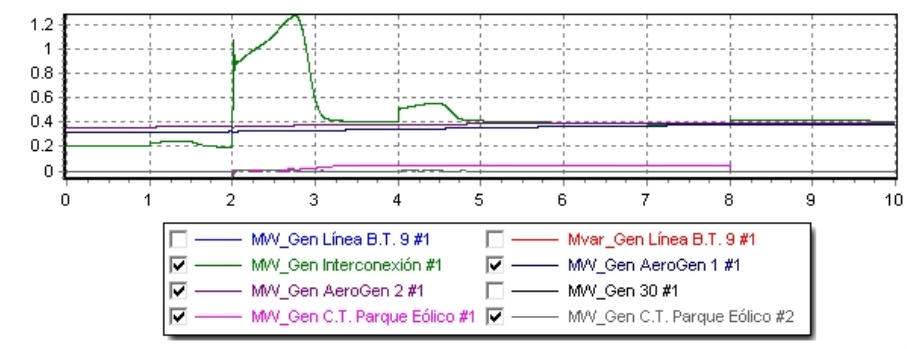


Figura 4.48: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.

De nuevo, si se compara el comportamiento del escenario 0 con los escenarios que cuentan con generación renovable y conexión a la red, se comprueba que la pérdida de robustez del sistema es insignificante. Tal y como se muestra en las figuras 4.49 y 4.50.

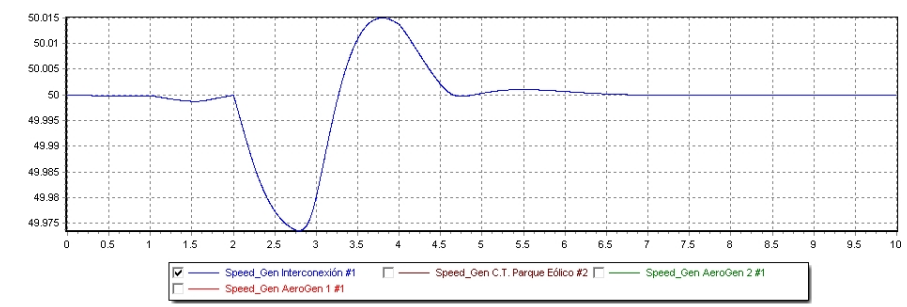


Figura 4.49: Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc0.

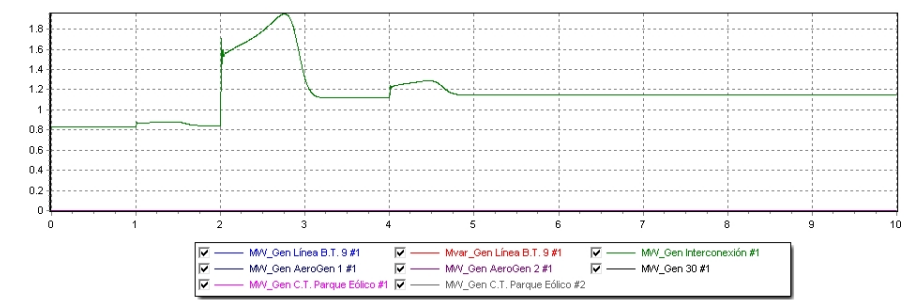


Figura 4.50: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc0.

Las figuras 4.51 y 4.52 muestran como la evolución de la potencia activa generada no es igual al resto de escenarios. La causa es que, existir un único aerogenerador disponible, éste no es capaz de asumir toda la potencia del sistema. Por ello, el generador síncrono que simula el sistema insular debe continuar aportando potencia activa. A continuación, se debería conectar el segundo aerogenerador, para hacerse cargo de parte de la demanda del sistema. Aún así, se puede concluir que el sistema sería capaz de soportar la conexión de la mayor de las cargas existentes, en modo *conexión* y en modo *Isla*, con limitaciones en el último caso.

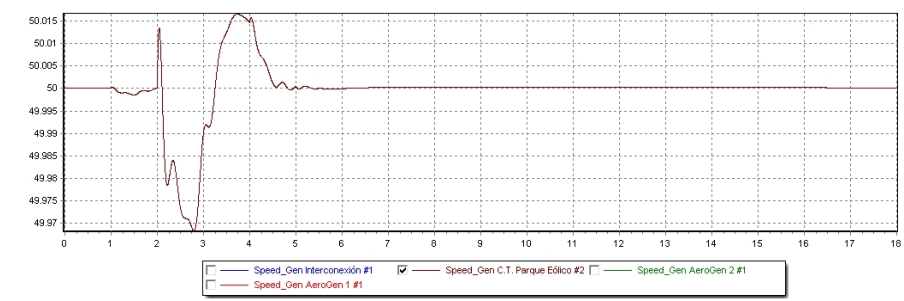


Figura 4.51: Conexión de carga: Gráfico de frecuencia del escenario Dmín.

4.3.3. Pérdida de la línea más cargada

La prueba de pérdida de la línea más cargada es una prueba habitual en este tipo de estudios y trata de determinar el grado de sensibilidad que tiene el sistema ante la desconexión de su línea más cargada, lo que supone, bien una disminución en la demanda, bien redistribución de los flujos de potencia en las distintas líneas, o bien, una combinación de ambas. Sin embargo, la red que se estudia en este documento, por su tamaño y topología, no forma un sistema de distribución mallado, sino radial. En consecuencia, los flujos de potencia solo tienen un camino posible hacia cada una de las cargas y,

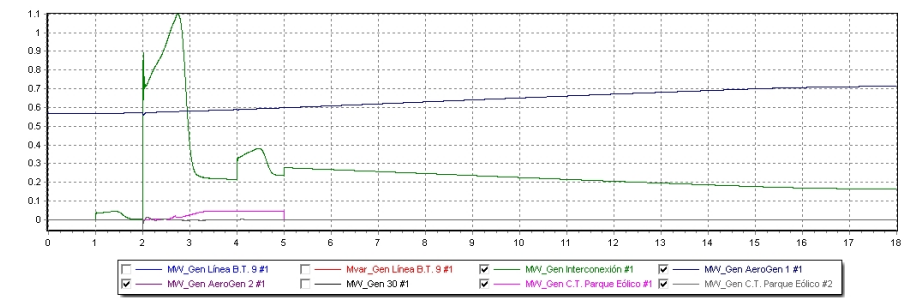


Figura 4.52: Conexión de carga: Gráfico de generación de potencia activa del escenario Dmin

por ello, la pérdida de una de las líneas de distribución conllevaría, irremediablemente, la pérdida de suministro en las cargas que ésta alimente sin que se produjera redistribución alguna de la potencia en otras líneas. Por lo tanto, se ha decidido no realizar esta prueba en el estudio, ya que sólo existen dos resultados posibles: la desconexión completa de las cargas de la micro-red, lo cual carece de sentido, o la pérdida de algunas cargas, prueba que ya se contempla en este estudio.

4.3.4. Pérdida del mayor generador

Esta prueba supone un reto considerable para cualquier sistema eléctrico, mucho más para uno tan pequeño y delicado como el que aquí se estudia. En este caso, se sometió al sistema a la perturbación provocada por la pérdida de su mayor generador, en este caso, el aerogenerador 2, que inyecta una potencia muy similar a su gemelo, pero que no actúa como nodo balance del sistema, para estudiar si la respuesta del sistema se mantiene dentro de los márgenes de seguridad correspondientes.

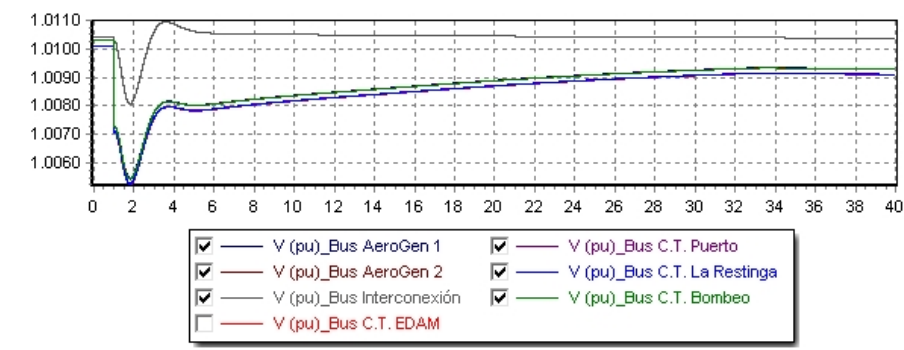


Figura 4.53: Pérdida de generación: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc2.

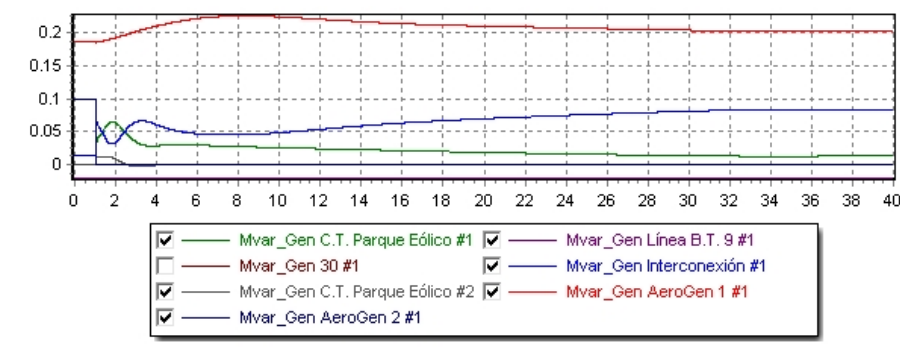


Figura 4.54: Pérdida de generación: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2.

En las figuras 4.53 y 4.54 se muestra como, tras la desconexión del aerogenerador 2, la tensión cae levemente debido a la pérdida de generación de potencia reactiva. La reacción del generador síncrono que simula la interconexión es inmediata, aumentando la generación de potencia reactiva para detener la caída de la tensión. El modelo de batería tarda un poco más en reaccionar y es el aerogenerador 1 el que reacciona por último para aumentar su generación de reactiva. Con todo esto, la tensión vuelve a estabilizarse sin que se produzcan descensos peligrosos.

Por otro lado, en las figuras 4.55 y 4.56 se puede comprobar cómo el generador síncrono responde instantáneamente a la desaparición de la potencia activa aportada por el aerogenerador 2, lo que evita una caída importante de la frecuencia. Tras esto, poco a poco, el aerogenerador 1 aumenta progresivamente su generación de potencia activa para asumir la mayor parte de la carga de la red, quedando una aportación residual del generador síncrono. Por lo tanto, la micro-red, conectada al sistema, soportaría la pérdida de un aerogenerador.

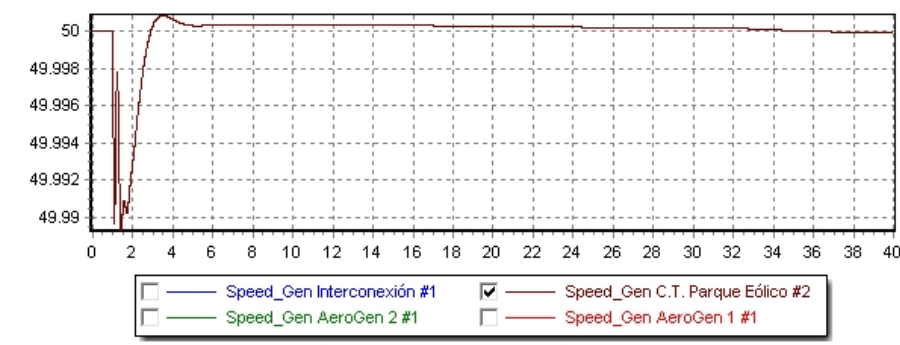


Figura 4.55: Pérdida de generación: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc2.

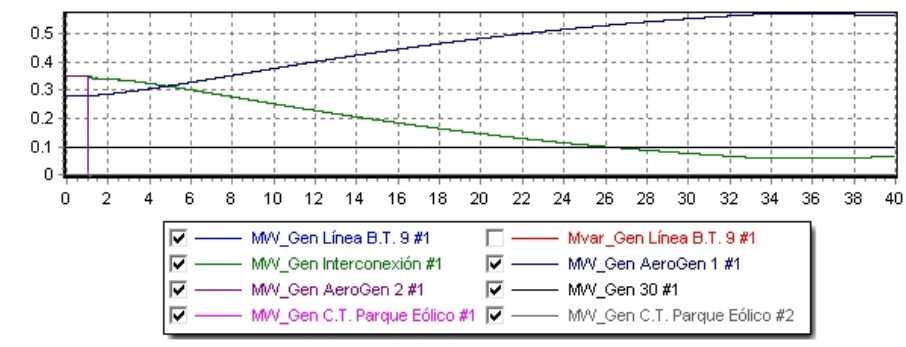


Figura 4.56: Pérdida de generación: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc2.

4.3.5. Cortocircuito

El cortocircuito es uno de los fallos más peligrosos para la seguridad de los sistemas eléctricos, tanto a nivel operativo como humano. Un cortocircuito sucede cuando un elemento en tensión se pone en contacto con otro que no lo está sin que haya en medio una impedancia suficiente para evitar el flujo masivo de electrones. Cuando esto sucede, se provoca un tránsito brutal de corriente a través del elemento en cortocircuito, generándose arcos eléctricos muy peligrosos y caídas de la tensión importantes. La solución ante este evento es la desconexión del elemento en cortocircuito del resto del sistema. Este fallo, y la desconexión que se produce posteriormente por parte de las protecciones del sistema, provoca, además, perturbaciones muy importantes en la red que lo rodea a una distancia considerable. Por eso, es crítico evaluar la estabilidad que presenta el sistema en estas situaciones.

Con este fin, se sometió al sistema a un cortocircuito trifásico forzado en la línea *TAI-PARQUE*, ya que supone, no sólo la aparición de la perturbación provocada por el cortocircuito, sino la posterior desconexión de la línea.

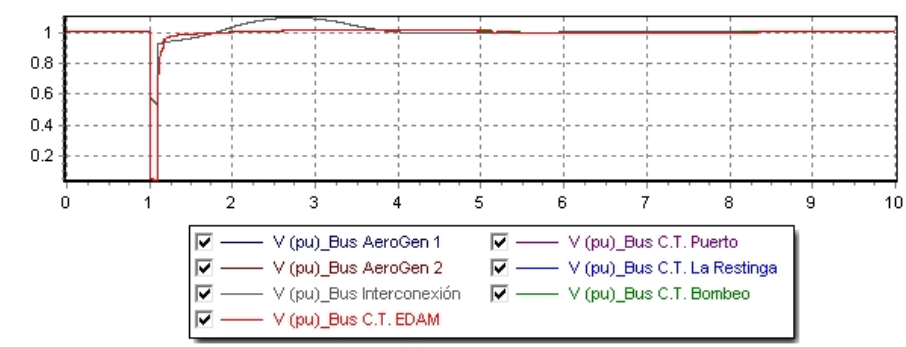


Figura 4.57: Cortocircuito: Gráfico de tensión del escenario DMed-Esc2

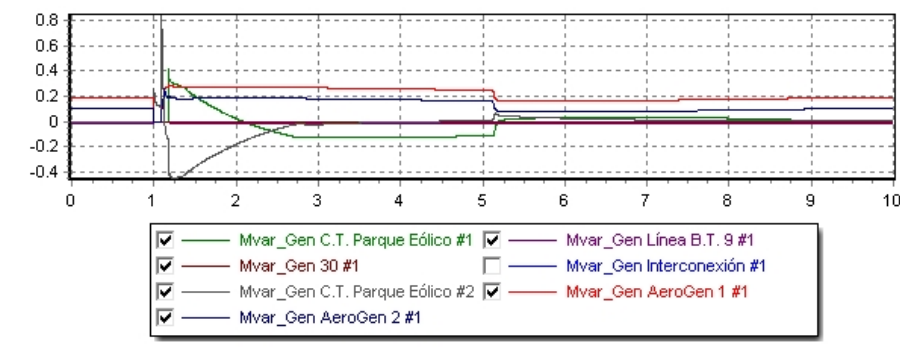


Figura 4.58: Cortocircuito: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMed-Esc2

Se puede observar en las figuras 4.57 y 4.58 que, tras el cortocircuito, la tensión en toda la micro-red desciende a 0. A los pocos milisegundos, actúa la protección de la interconexión, despejando la falta. Durante este periodo, los aerogeneradores han mantenido fija su consigna de generación, de modo que, una vez desaparecida la falta, y sin que se hayan producido desastres de carga, la tensión vuelve a su estado inicial sin mayores desajustes. Sin embargo, el generador síncrono que se ha asociado al sistema de baterías, reacciona a la perturbación con una oscilación de su potencia reactiva que no puede tomarse sino como una interferencia en lo que sería el comportamiento esperable de un sistema basado en inversores. En la figura 4.58 se ha obviado la aportación del generador que simula la interconexión, ya que el pico de potencia impide apreciar las variaciones en los demás generadores. Del mismo modo se ha procedido en la figura 4.60.

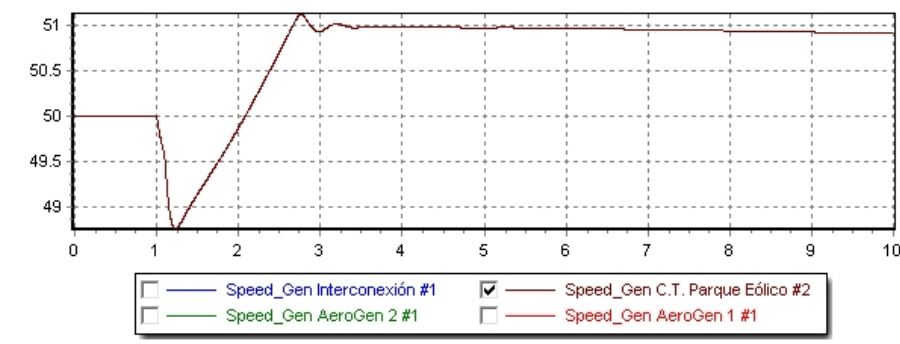


Figura 4.59: Cortocircuito: Gráfico de frecuencia del escenario DMed-Esc2.

Si atendemos a la evolución de la frecuencia durante el transitorio de cortocircuito, podemos observar en las figuras 4.59 y 4.60 cómo los aerogeneradores mantienen consigna de generación de potencia activa tras el hueco de tensión. Una vez el fallo es eliminado, los aerogeneradores aumentan su

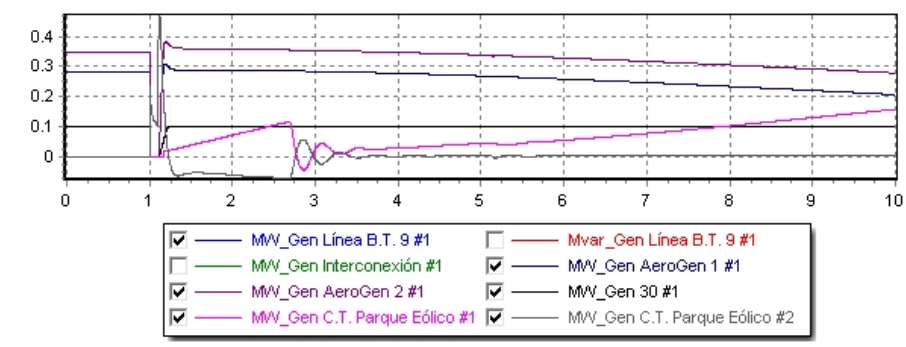


Figura 4.60: Cortocircuito: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMed-Esc2.

generación desde cero hasta el punto anterior en 100 *ms*, y permitiendo estabilizar de nuevo la micro-red. Sin embargo, tras la recuperación de la tensión, la batería comienza a generar potencia activa, incrementando su aportación hasta llegar a su límite. Lo que se comprueba al observar el incremento que se produce en la frecuencia tras la actuación de las protecciones. Esto provoca una serie de desajustes y perturbaciones en el sistema a la que no se ha encontrado explicación, y que podrían dilucidarse con un estudio en profundidad del modelo de baterías. Se demuestra, sin embargo, la posibilidad de que el sistema supere un cortocircuito aislándose del resto del sistema.

4.3.6. Desconexión de la red

Por último, se probó la estabilidad que muestra el sistema ante la desaparición de la conexión eléctrica con el resto del sistema eléctrico insular. Esta prueba es clave para asegurar la capacidad de funcionamiento autónomo de la micro-red. En ella, se programó la apertura de la línea que une el parque eólico con el centro de transformación de Taibique, eliminando así la conexión eléctrica con el resto de la isla e impidiendo así, no solo el mantenimiento del flujo de potencia, sino también el mantenimiento de las propiedades de la onda eléctrica. Esta prueba fue realizada en el escenario de demanda máxima y V50, ya que se trata del escenario más desfavorable, al ser el único con generación renovable en el que circula potencia por la interconexión.

En las figuras 4.61 y 4.62 se observa que, al desaparecer una parte de las potencias activa y reactiva generadas, la tensión en el sistema cae, lo que obliga al modelo de batería a inyectar potencia reactiva en el sistema de manera exagerada. Al mismo tiempo, el modelo de generador síncrono asociado a la batería reacciona de manera inversa, anulando la fluctuación de la potencia reactiva puesta en juego por la batería. De este modo, la tensión consigue estabilizarse varios segundos después de la desconexión.

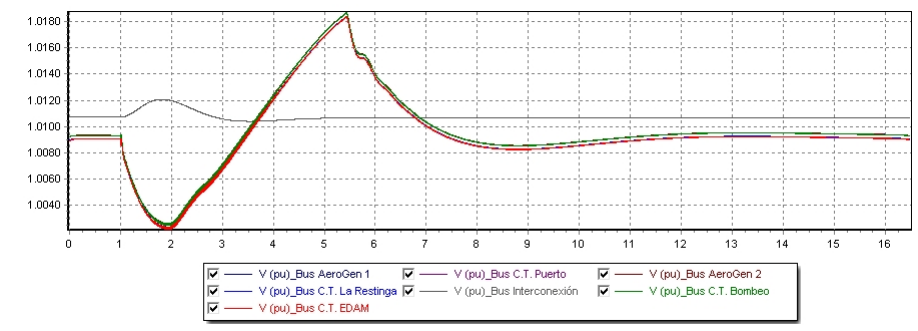


Figura 4.61: Desconexión de la red: Gráfico de tensión del escenario DMax-V50

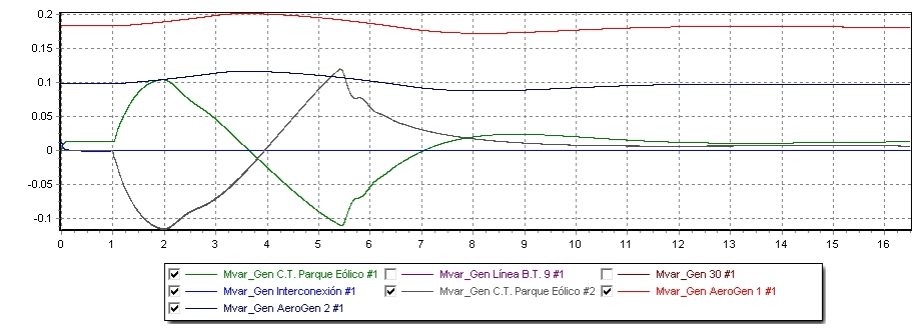


Figura 4.62: Desconexión de la red: Gráfico de generación de potencia reactiva del escenario DMax-V50

Por otra parte, las figuras 4.63 y 4.64 se observa como, al desaparecer parte de la potencia activa generada en el sistema, el modelo generador síncrono asociado a la batería cede potencia activa al tiempo que disminuye su velocidad y, por ende, la frecuencia del sistema.

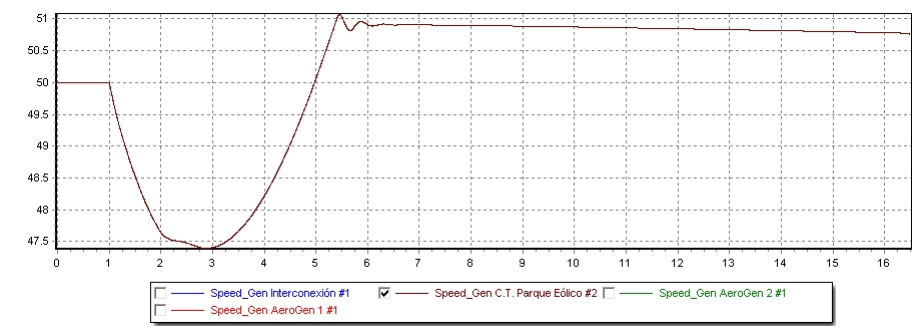


Figura 4.63: Desconexión de la red: Gráfico de frecuencia del escenario DMax-V50.

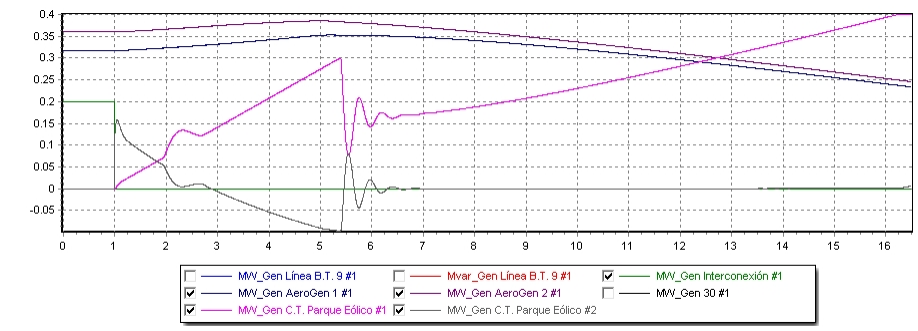


Figura 4.64: Desconexión de la red: Gráfico de generación de potencia activa del escenario DMáx-V50.

Poco después, el modelo de batería comienza a generar potencia activa, aumentando su aportación progresivamente hasta llegar a su límite. Sin embargo, esta aportación se muestra excesiva, y obliga a los modelos de aerogenerador a reducir su potencia de salida. Se trata de otro efecto indeseado más, provocado por el modelo de batería y que debería ser estudiado en un trabajo específico. Por otro lado, el sistema muestra su capacidad de mantenerse estable ante una desconexión de la red, incluso si por la interconexión circula potencia en el momento del disparo.

4.4. Conclusiones

Una vez culminado el estudio de estabilidad del modelo eléctrico de la micro-red, se puede concluir que la implantación de una micro-red basada en energías renovables en La Restinga sería ciertamente viable. Este estudio demuestra, en primer lugar, que una micro-red basada en energías renovables es técnicamente viable en La Restinga, y que, la inclusión de generadores basados en inversores, no comprometería la estabilidad de una micro-red que funcionase de forma autónoma pero interconectada al sistema insular. No sólo eso, sino que, la generación local de la potencia consumida en La Restinga supone una reducción de entre el 50 y el 55 % de las pérdidas en la red de distribución que abastece la zona.

Sin embargo, se han detectado fenómenos a tener en cuenta en la operación de un sistema como el aquí estudiado. Por un lado, se ha observado que, tras un aumento o disminución de carga, que es satisfecha, en primera instancia, por la red insular a través de la interconexión, el reajuste de la potencia de los aerogeneradores provoca ligeras variaciones en la tensión del sistema. La duración de la perturbación coincide con el tiempo empleado por los aerogeneradores para alcanzar el punto de equilibrio, y este tiempo es directamente proporcional a la diferencia de potencia que tengan que asumir e inversamente proporcional a la velocidad a la que sean capaces de

regularse. Por lo tanto, cuanto mayor velocidad de reacción tengan los aerogeneradores, más breves serán las perturbaciones provocadas por este efecto. Por otro lado, se ha observado que la presencia de generación fotovoltaica en la red de distribución en baja tensión contribuye a mitigar las caídas de tensión y, por lo tanto las pérdidas, siempre que no sobrepasen un cierto límite. La inclusión de una única planta fotovoltaica de 100 kW en la red de distribución en B.T. provoca una descompensación importante de las tensiones y un aumento de las pérdidas en la red de distribución en B.T. Esto no quiere decir que no se deban instalar más de 100 kW fotovoltaicos en La Restinga, sino que debe limitarse el tamaño de las plantas que se instalen y distribuirlas entre las distintas líneas de distribución en B.T.

Se ha demostrado, además, que la micro-red puede funcionar de forma aislada siempre que cuente con un sistema de respaldo capaz de desconectarse del resto del sistema y generar ondas de tensión y corriente propias. Este escenario es, sin duda, más delicado que el anterior y requiere un estudio en profundidad. No obstante, se puede determinar que una instalación aislada es viable, aunque presentaría especial sensibilidad en la tensión y frecuencia del sistema ante maniobras de importancia. Se debe ser consciente de que, aunque la micro-red soporta las pruebas en los términos que aquí se han detallado, las perturbaciones en los parámetros fundamentales del sistema podrían afectar a la calidad del suministro y generar efectos indeseados en las zonas de consumo, como la desconexión de aparatos electrónicos ante una caída de la tensión y/o la frecuencia. Es importante citar también, que la inestabilidad en la tensión y la frecuencia está directamente relacionada con la capacidad de aportar grandes cantidades de potencia activa y reactiva al sistema, en el menor tiempo posible, por parte de los generadores. Por lo que será de vital importancia la capacidad de reacción de los generadores para limitar las perturbaciones, especialmente en cuanto al sistema de baterías.

Por último, y aunque este trabajo no incluye un estudio económico de la implantación de la micro-red, se ha detectado, en base a los resultados obtenidos de *Homer*, que el coste de la energía en la micro-red rondaría los 7 céntimos de euro, si se sigue una estrategia de gestión eficiente de la EDAM. Lo cual representa un coste bastante competitivo.

En definitiva, y en base a los resultados obtenidos, se puede concluir que la implantación de una micro-red basada en energías renovables y conectada a red en La Restinga sería completamente viable técnicamente. Además, esto no supondría una merma en la calidad y seguridad del suministro, y sí una mejora en la eficiencia del sistema. Se concluye, adicionalmente, que la opción de conseguir un funcionamiento en aislado de la micro-red es posible, pero requiere de un estudio específico.

4.5. Líneas futuras de investigación

Una vez completado este estudio y detalladas sus conclusiones, quedan aún cuestiones por resolver que merecerían un estudio específico en profundidad, con el objetivo de completar este estudio e, incluso, plantear una posibilidad real de implementar la instalación aquí descrita. Los estudios que pueden derivar del que se describe en este documento son los que siguen:

- **Estudio detallado del funcionamiento aislado de la micro-red:** dado el carácter de este estudio no ha sido posible estudiar en detalle el comportamiento del sistema cuando funciona en aislado. Sería conveniente completar el estudio en este sentido, realizando cada una de las pruebas aquí descritas, y otras que pudieran considerarse, en el modo de funcionamiento aislado.
- **Estudio del funcionamiento del modelo *CBattery* y su interacción con el modelo de la micro-red:** en este trabajo, tampoco pudo realizarse un estudio en profundidad del modelo de batería *CBattery* (ni otros existentes). Por ello, sería importante realizar ese estudio que permitiera conseguir un funcionamiento óptimo de la batería y del sistema en su conjunto.
- **Estudio sobre la gestión eficiente del sistema de producción y bombeo de agua en la micro-red:** en este documento se ha permitido a *Homer* gestionar la desaladora según el criterio del *C.O.E.*. Sin embargo, sería interesante poder estudiar la mejor manera de gestionar, tanto la EDAM como el sistema de bombeo, de una manera realista, específica y coordinada con la gestión de la micro-red. De modo que, se pudiera establecer un protocolo conjunto de funcionamiento de estos sistemas para conseguir una mayor eficiencia y estabilidad del sistema.
- **Estudio detallado del sistema de protecciones de la micro-red:** en este trabajo no se pudo ahondar en la configuración de las distintas protecciones para conseguir una mayor seguridad y calidad en el suministro. Una posible continuación a este trabajo sería el estudio en profundidad de las protecciones para un comportamiento óptimo del sistema.
- **Estudio económico de la implantación de la micro-red:** en este estudio sólo se ha tenido en cuenta el criterio económico a la hora de establecer la configuración de la micro-red a través de *Homer*. Sin embargo, sería interesante disponer de un estudio más en profundidad sobre el aspecto económico de este proyecto, que incluya un estudio de costes de producción, tanto de la energía como del agua.

Bibliografía

- [1] *Estadística del Padrón continuo a 1 de enero de 2014. Datos por islas.* Instituto Nacional de Estadística (INE), Junio 2015.

<http://www.ine.es/jaxi/tabla.do\verb>.
- [2] *Superficie por islas.* Instituto Canario de Estadística (ISTAC), Junio 2015.

<http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/tabla.do>.
- [3] *Gorona del Viento. Antecedentes.* Gorona del Viento, Junio 2015.

<http://www.goronadelviento.es/index.php?accion=articulo\&IdArticulo=69\&IdSeccion=84>.
- [4] *Plan Hidrológico Insular de El Hierro. Memoria de Ordenación.* Consejo de Aguas de El Hierro, 2012.
- [5] Angelo L'Abbate, Gianluca Fulli, Fred Starr, and Stathis D. Petevs. Distributed power generation in europe: technical issues for further integration. Technical report, Comisión Europea, 2007.
- [6] Estefanía Planas, Jon Andreu, José Ignacio Gárate, Iñigo Martínez de Alegría, and Edorta Ibarra. AC and DC technology in microgrids: A review. *Elsevier*, 2014.
- [7] *El Hierro - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica.* Red Eléctrica de España (REE), Mayo 2015.

https://demanda.ree.es/movil/canarias/el_hierro/total.
- [8] *Directrices de Ordenación Sectorial de Energía (D.O.S.E.). Tomo 2.* Consejería de Empleo, Industria y Comercio. Gobierno de Canarias, 2013.
- [9] *Calculadora Frigorífica.* Intracon, Agosto 2015.

<http://www.intarcon.es/calculadora/calc.html>.

- [10] *Plan Hidrológico Insular de El Hierro. Anexo 5: Usos y demandas*. Consejo de Aguas de El Hierro, 2012.

- [11] Consejo Insular de Aguas de El Hierro. 2014/2015.

- [12] Baltasar Peñate Suárez, Gustavo Melián, Juan A. de la Fuente, and Gilberto Martel. *Plan de Ecogestión en la producción y distribución de agua de Canarias (2014-2020)*. Gobierno de Canarias, 2013.

- [13] Endesa Cogeneración y renovables. *Parque Eólico: El Volcán IV, T.M. Tegwise, Lanzarote*. 2008.

http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V_LZ_184.pdf.

- [14] *Tipos de interés de nuevas operaciones aplicados por las Entidades de Crédito a residentes de la UEM*. Instituto Nacional de Estadística (INE), Abril 2015.

<http://www.ine.es/jaxi/tabla.do?path=/t38/bme2/t30/b092/10/&file=0902003.px&type=pcaxis&L=0>.

- [15] *Índice de precios al consumo (IPC)*. Instituto Nacional de Estadística (INE), Abril 2015.

www.ine.es/jaxi/tabla.do?path=/t38/bme2/t30/b092/10/&file=0902003.px&type=pcaxis&L=0.

- [16] *Mapa Eólico*. Cartográficas de Canarias S.A. (Grafcan), Mayo 2015.
<http://visor.grafcan.es/visorweb/>.

- [17] *Estadísticas de viento y tiempo El Hierro Aeropuerto*. Mayo 2015.

<http://www.windfinder.com/windstatistics/hierro>.

- [18] *Mapa Solar de Canarias*. Gobierno de Canarias, Mayo 2015.

- [19] *SC-COM-TI-es-13 - Información Técnica (Sunny Central communication controller)*. SMA. Versión 1.3.

- [20] Motor load starting using transient stability. Technical report, Power-World Corporation, 2013.

- [21] Proposed changes to the wecc wt4 generic model for type 4 wind turbine generators. Technical report, Western Electricity Coordinating Council (WECC), 2013.

- [22] Amir Farughian. *Modelling and simulation of bess-upgraded power transmission systems for frequency control*. PhD thesis, Tempere University of Technology, 2014.
- [23] *Norma GE DND001: Cables aislados para redes subterráneas de alta tensión hasta 30 kV*. ERZ ENDESA, 1997.
- [24] *Catálogo: Cables para alta, media y baja tensión. Cables normalizados por las compañías eléctricas*. General Cable, 2015.
- [25] *Reglamento Electrotécnico para instalaciones en Baja Tensión*. Ministerio de Industria, 2002. ITC-BT-06 - Redes Aéreas para distribución en Baja Tensión.
- [26] *Norma Técnica Particular para instalaciones en Baja Tensión. Especificaciones particulares de ERZ ENDESA para redes de distribución e instalaciones de clientes de baja tensión*. ERZ ENDESA, 2014.
- [27] *Catálogo de Conductores para instalaciones en Baja Tensión*. Prysmian, 2014.
- [28] Generic overcurrent relay model for the western electricity coordinating council. Technical report, Western Electricity Coordinatin Council (WECC), Junio 2013.
- [29] Wind power plant dynamic modeling guide. Technical report, Western Electricity Coordinatin Council (WECC), 2011.
- [30] *Norma GE FND001. Transformadores trifásicos para distribución en baja tensión*. ERZ ENDESA, 2004.

Las Palmas de Gran Canaria, a 3 de diciembre de 2015.

Alumno
Samuel Marrero Vera

Tutor
José Fernando Medina Padrón