



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS**

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS Y TÉCNICAS DEL AGUA Y DEL MEDIO AMBIENTE
INSTITUTO DE HIDRÁULICA AMBIENTAL DE CANTABRIA

Curso 2012-2013

**TRABAJO FIN DE MÁSTER OFICIAL EN
INGENIERÍA DE COSTAS Y PUERTOS**

**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA PARA EL DISEÑO DE
PARQUES EÓLICOS MARINOS**

PRESENTADA POR:
José Miguel Martínez Martínez

DIRIGIDA POR:
Roberto Mínguez Solana

Santander, febrero de 2013

El autor desea expresar su agradecimiento a Roberto Mínguez, tutor de este trabajo, cuyas ideas e inteligentes comentarios han hecho que el resultado sea el que es y no otro mucho peor. Gracias Roberto. También a Raúl Guanche, responsable del grupo de Energía e Ingeniería Offshore, por reservar el tiempo suficiente para que la redacción se haya podido llevar a cabo. Y a Fernando Méndez, coordinador del Máster en Ingeniería de Costas y Puertos por la confianza depositada desde el principio.

Índice general

I	Introducción	1
1.	Motivación y objetivo	3
1.1.	Síntesis del documento	5
II	Estado del Conocimiento	7
2.	El Parque Eólico Marino	9
3.	Operación y Mantenimiento	13
3.1.	Conceptos y estudios recientes	13
3.2.	Fiabilidad	14
3.2.1.	Fiabilidad de un componente	15
3.2.2.	Funciones de densidad para caracterizar el tiempo hasta el fallo	15
3.2.2.1.	Distribución de Weibull	16
3.2.2.2.	Distribución Exponencial	17
III	Metodología	19
4.	Simulación de fallos	21
4.1.	Elección de la distribución estadística para la simulación	21
4.2.	Simulación de tiempos de fallo	22
4.3.	Simulación de la línea temporal de eventos	22
5.	Codificación de un parque eólico	25
5.1.	Traducción del esquema eléctrico a un grafo	26
5.2.	Estados del grafo	31
5.3.	Construcción del grafo general	32
5.4.	Influencia de los estados del grafo en la línea temporal	37

6. Capacidad de evacuación del parque	39
6.1. Planteamiento del problema	40
6.2. Formulación	41
7. Análisis estadístico de ventanas temporales	45
7.1. Dependencia de tiempo de reparación real	45
7.2. Simulación de un tiempo de reparación real individual	47
7.3. Obtención de las distribuciones estadísticas del tiempo de reparación real	50
7.4. Estacionalidad del tiempo de reparación real	51
8. Evaluación de la energía producida	55
8.1. Serie temporal de potencia máxima	56
8.2. Serie temporal de potencia generada por el viento	58
8.3. Energía producida por el parque	59
9. Simulación de múltiples vidas útiles	61
9.1. Criterio de parada de la simulación	61
9.2. Análisis de la energía total generada	62
IV Resultados	69
10. Descripción de los parques y las ubicaciones	71
10.1. Descripción de los parques	71
10.2. Descripción de las ubicaciones	73
11. Aplicación de la metodología y resultados	79
11.1. Análisis de los parques en la ubicación A	79
11.2. Análisis de los parques en la ubicación B	82
11.3. Análisis de los parques en la ubicación C	85
11.4. Análisis comparativo de los parques	87
V Conclusiones	89
12. Conclusiones	91
12.1. Líneas de investigación y desarrollo futuras	93
12.2. Publicaciones	94
Apéndices	95

A. Conceptos básicos sobre grafos	97
A.1. Conceptos básicos y definiciones	97
A.2. Representación de Grafos	101
A.2.1. Representación Gráfica de un Grafo	102
A.2.1.1. Representación Circular de un Grafo	102
A.2.1.2. Representación Multinivel de un Grafo	103
A.2.2. Representación Numérica de un Grafo	104
A.3. Algoritmos de Búsqueda de Caminos	105
B. Bases de datos	107
B.1. Base de datos de viento	107
B.2. Base de datos de oleaje	108
C. Características de los parques	111
C.1. Parque eólico didáctico	111
C.2. Parques eólicos PEM1, PEM2 y PEM3	116
C.3. Tiempos fuera de servicio de los elementos de los parques	119
D. Medición del riesgo	129
Índice de figuras	131
Índice de tablas	134
Bibliografía	136

Y entonces, con la luz obtenida del ambiente, con la energía derivada de él, con cada forma de energía obtenida sin esfuerzo a partir de una fuente eterna e inagotable, la humanidad avanzará a grandes zancadas. La mera contemplación de estas magníficas posibilidades expande nuestras mentes, fortalece nuestras esperanzas y llena nuestros corazones con un supremo deleite.

Nikola Tesla, 1891

Parte I

Introducción

Capítulo 1

Motivación y objetivo

El mar supone una inmensa fuente de energía limpia e inagotable, que actualmente se encuentra explotada a niveles muy bajos con respecto a las posibilidades que ofrece. Pese a su gran potencial energético, los combustibles fósiles y nucleares siguen moviendo turbinas de gas y vapor en las centrales eléctricas, generando la mayor parte del fluido eléctrico en los países modernos. La crisis del petróleo de los años setenta junto con la preocupación ambiental, fundamentalmente por la emisión de gases de efecto invernadero, motivó la inversión en investigación y desarrollo de fuentes de energía alternativas. La que tuvo un desarrollo mayor fue la energía eólica terrestre.

Los aerogeneradores o turbinas eólicas terrestres se sitúan en zonas con mucho viento, que suelen ser semimontañosas y con frecuencia de gran atractivo paisajístico. A pesar de que los parques pueden desmantelarse al terminar su vida útil, la preocupación ambiental por el impacto visual de estas instalaciones ha ido creciendo sustancialmente. Además, en los últimos años el precio del petróleo y del gas se ha visto nuevamente incrementado como consecuencia del aumento de la demanda por parte de los países emergentes y de las tensiones geopolíticas en las zonas de producción. También, el debate con respecto a la seguridad de las centrales nucleares, el almacenamiento de sus residuos y su coste ambiental, ha generado dudas respecto a la explotación futura de la tecnología de fisión nuclear para la generación de electricidad. Con este panorama, las energías renovables, y en especial las de origen marino, han tomado protagonismo como alternativa real y factible.

De las fuentes de energía renovable marina: maremotriz, undimotriz, térmica marina y eólica marina, ha sido esta última la que más se ha desarrollado. La gran ventaja que ha tenido respecto a las demás es que ha podido aprovecharse de todo el conocimiento y tecnología creados en el desarrollo, instalación y funcionamiento de los parques eólicos terrestres. Además, la capacidad cada vez mayor de los aerogeneradores junto con las nuevas tecnologías de cimentación hacen que los parques eólicos marinos tiendan a ser cada vez más grandes, más complejos y situados a mayor distancia de la costa.

Para que el proyecto de un parque eólico marino se lleve a cabo es necesario que la inversión económica resulte rentable. El precio del kWh al que va a venderse la energía producida determinará los ingresos. En el apartado de costes, el coste fijo a amortizar es la inversión inicial y el variable es constituido fundamentalmente por los costes de operación y mantenimiento [33]. Con el fin de aumentar los ingresos, es preciso maximizar la disponibilidad de los sistemas con el fin lograr evacuar la mayor cantidad posible de energía. Pero en general, cualquier aumento en la disponibilidad tiene como consecuencia un aumento de los costes totales. Una inversión inicial que contemple redundancia de los sistemas eléctricos o incorpore componentes de mayor calidad es más costosa, pero tiene efectos positivos tanto en la disponibilidad como en la mantenibilidad del parque. La adopción de políticas de mantenimiento que reduzcan al mínimo los tiempos en los que los elementos del parque están en parada incrementa los costes de operación y mantenimiento, pero aumenta la disponibilidad. La ubicación del parque también debe ser orientada en ese sentido. Superados los trámites administrativos y la viabilidad técnica del proyecto, es la viabilidad económica la que determinará la localización definitiva entre las posibles.

Ante la gran cantidad de escenarios que pueden presentarse, las decisiones acerca de las múltiples facetas que influyen en el diseño del parque deben ser tomadas con un conocimiento del funcionamiento esperado del mismo elaborado con el mayor grado de detalle y la menor incertidumbre posible. Decisiones acerca de la ubicación del parque, su configuración en planta, su esquema eléctrico, las características de los elementos que lo componen y la estrategia de operación y mantenimiento a adoptar, son cruciales para el éxito económico de la inversión.

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología integral que permita tomar con criterio las decisiones anteriores. Se parte de la información acerca de los elementos del parque y como están conectados entre ellos. Una vez identificados los fallos potenciales y sus características se simulan aleatoriamente, construyendo una historia de eventos de fallo o reparación a lo largo de la vida útil del parque, obteniendo en cada caso cuales son las consecuencias que los eventos tienen en el funcionamiento del mismo en cuanto a los elementos del sistema que son afectados. Paralelamente, teniendo en cuenta tanto la historia de eventos como los datos climáticos de la zona determinada por la ubicación decidida, se simula la estrategia de mantenimiento adoptada. Con las variables que son aleatorias se sigue una estrategia de Monte Carlo para su simulación. En consecuencia, una sola vida útil no proporciona resultados significativos respecto al comportamiento del parque. Es necesario simular múltiples vidas útiles y hacer finalmente un análisis estadístico de los datos generados, obteniendo distribuciones estadísticas de los parámetros más relevantes. El más importante de ellos es la energía producida, pero también, los tipos de fallo más frecuentes o los tiempos medios de operación de los elementos del parque, pueden resultar de gran utilidad.

En este trabajo se presenta una versión de la metodología en la que se analiza una política de mantenimiento correctivo, por ser esta la que genera más incertidumbre presenta en cuenta al tiempo en el que una tarea de mantenimiento puede ser completada. El hecho de que el fallo de un sistema pueda darse en cualquier momento implica que sea difícil estimar el coste total de esta estrategia aplicada a un parque eólico marino. Además, hay que tener muy en cuenta que la climatología de la zona influye decisivamente en la cantidad y especialización de los medios humanos y materiales necesarios y en la duración de las reparaciones, aspecto para el que se propone un método de estimación.

La metodología trata de ser lo más versátil posible con la finalidad de adaptarse a las características de los diferentes parques que puedan presentarse. En el documento se tratan las ideas de forma sucinta para conseguir una extensión del mismo adecuada pero completa, con el objetivo de que queden claras tanto las posibilidades como las limitaciones de la metodología propuesta

El sector de la energía eólica marina es incipiente y en esta etapa es complicado encontrar algunos de los datos necesarios para alimentar los modelos, debido a razones de inexistencia o confidencialidad. Por este motivo, la mayor parte de los datos utilizados en este trabajo son ficticios pero verosímiles. De los que no son ficticios, se indica con precisión su fuente.

1.1. Síntesis del documento

La estructura y contenidos del documento se han organizado como se describe a continuación:

- **Parte I: Introducción**
 - **Capítulo 1:** Motivación y objetivo del trabajo.
- **Parte II: Estado del conocimiento**
 - **Capítulo 2:** Describe conceptualmente un parque eólico marino: características generales y elementos que lo componen.
 - **Capítulo 3:** Describe brevemente los conceptos de operación y mantenimiento en parques eólicos marinos y presenta nociones fiabilidad de sistemas.
- **Parte III: Metodología**
 - **Capítulo 4:** Detalla el método de construcción de la línea temporal de eventos propuesto.
 - **Capítulo 5:** Propone un procedimiento de codificación para el esquema eléctrico de un parque eólico marino.

- **Capítulo 6:** Propone un método de evaluación de la potencia máxima que es posible evacuar del parque atendiendo a su estado.
 - **Capítulo 7:** Propone un procedimiento para calcular los tiempos de reparación reales.
 - **Capítulo 8:** Detalla como se evalúa la energía producida por el parque.
 - **Capítulo 9:** Describe los métodos de análisis de múltiples vidas útiles, los criterios de parada de la simulación y los posibles resultados estadísticos que pueden obtenerse con la metodología.
- **Parte IV: Resultados**
- **Capítulo 10:** Describe los tres parques eólicos propuestos con sus esquemas eléctricos y ubicaciones.
 - **Capítulo 11:** Aplica la metodología propuesta mostrando resultados en función de la ubicación y el esquema eléctrico.
- **Parte V: Conclusiones**
- **Capítulo 12:** Enumera las principales conclusiones obtenidas del trabajo y marca las futuras líneas de investigación y desarrollo.

Parte II

Estado del Conocimiento

Capítulo 2

El Parque Eólico Marino

Un parque eólico marino es una instalación que se sitúa en aguas marinas con el objetivo de convertir la energía del movimiento del viento en energía eléctrica. Para ello, cuenta con una agrupación de turbinas eólicas o aerogeneradores que realizan la conversión de energía y una instalación eléctrica que tiene como fin la evacuación de la energía hasta una subestación eléctrica terrestre para su distribución. Masters [21] y Kaiser [15] hacen descripciones muy detalladas de estas instalaciones. No obstante, se enumeran los elementos principales que las componen:

- **Aerogenerador:** Los aerogeneradores son los elementos del parque que transforman la energía del movimiento del viento en energía eléctrica. Constan de las siguientes partes:
 - **Góndola:** Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre. La góndola tiene acoplado el rotor del aerogenerador, que consta de las palas y el buje.
 - **Palas del rotor:** Son las encargadas de capturar el viento y transmitir su potencia al buje. Normalmente los diseños son de tres palas y el perfil de las mismas es muy similar a las alas de un avión.
 - **Buje:** El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
 - **Eje de baja velocidad:** Conecta el buje del rotor al multiplicador. La velocidad del rotor suele oscilar entre 18 y 30 revoluciones por minuto.
 - **Multiplicadora:** Tiene a un lado el eje de baja velocidad y al otro el de alta. Permite que el eje de alta velocidad gire a la velocidad nominal del alternador.
 - **Eje de alta velocidad:** Conecta la multiplicadora con el alternador a la velocidad nominal del mismo. Está equipado con un freno mecánico de emergencia

que se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

- **Generador eléctrico:** Es el elemento que genera la electricidad cuando la potencia es suficiente como para moverlo a la velocidad adecuada. La electricidad se evacúa del generador mediante cables.
 - **Controlador electrónico:** Es un sistema informático que monitoriza las condiciones que afectan al aerogenerador y controla el mecanismo de orientación. Es el encargado de parar el aerogenerador cuando las condiciones no son las adecuadas.
 - **Mecanismo de orientación:** Activado por el controlador electrónico, es el encargado de orientar la góndola según la dirección del viento.
 - **Anemómetro:** Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza una velocidad de aproximadamente 4 m/s. El mismo controlador parará el aerogenerador si la velocidad del viento excede los 25 m/s entrando el aerogenerador en modo supervivencia, con el fin de evitar daños.
 - **Veleta:** Proporciona la dirección del viento, sirviendo estas señales para activar el mecanismo de orientación.
 - **Torre:** Es la estructura encargada de soportar la góndola y el rotor y todas las cargas y fuerzas que se derivan de estos, transmitiéndolos a la cimentación con la garantía suficiente en cualquier condición.
- **Cimentación:** Es la encargada de la sustentación del aerogenerador. Las cimentaciones pueden clasificarse en dos grandes grupos:
 - **Fijas:** Son aquellas en las que el peso del aerogenerador se transmite directamente al fondo marino.
 - **Flotantes:** Son aquellas en las que todo o parte del peso del aerogenerador es soportado por elementos flotantes.

Gerwick [8] describe con detalle el diseño y construcción de este tipo de cimentaciones.

- **Cables submarinos y subterráneos:** Los cables son los elementos que permiten conducir la energía eléctrica desde los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica terrestre. Esta evacuación se realiza en corriente continua (DC) o en corriente alterna (AC) dependiendo de la distancia a la costa. Los cables pueden ser unipolares o tripolares, dependiendo de las tensiones e intensidades de evacuación y los aislamientos pueden ser de polipropileno de cadena cruzada (XLPE), material con el que se aíslan los cables de media tensión, o de caucho de etileno propileno (EPR), menos frecuentes pero también utilizados.

La disposición de los cables dentro del parque suele hacerse bajo el lecho marino o sobre el lecho protegidos mediante recubrimiento de material pétreo. El transporte desde la subestación marina (si existe) hasta la costa se realiza del mismo modo. En las proximidades de la costa el cable se coloca bajo el lecho mientras que en tierra puede colocarse enterrado o aéreo según la circunstancia.

- **Subestaciones:** Los parques eólicos de cierta entidad constan de dos tipos de subestaciones, una situada en el entorno marino y otra situada en tierra.
 - Subestación marina: El propósito principal de la subestación marina es minimizar las pérdidas por transporte desde el parque marino hasta la subestación terrestre elevando la tensión de transporte. También es responsable de la gestión de la evacuación de energía en el caso de que estén conectadas a la subestación las varias ramas de aerogeneradores y varias líneas de evacuación a la subestación terrestre.
 - Subestación terrestre: La subestación terrestre es la encargada de gestionar el fluido eléctrico procedente del parque, elevando la tensión en el caso de que se quiera transportar a gran distancia o bajándola en el caso de que se quiera realizar la distribución.

En Hassan [11] y Pastel [26] pueden encontrarse datos muy interesantes sobre el diseño eléctrico de la instalación.

Capítulo 3

Operación y Mantenimiento

3.1. Conceptos y estudios recientes

Se conoce como *operación y mantenimiento* de un parque eólico marino al conjunto de acciones de que se realizan durante la vida útil del mismo con la finalidad de que los elementos que lo componen permanezcan en funcionamiento durante la mayor cantidad de tiempo posible.

Estudios recientes [24] demuestran que los costes de operación y mantenimiento en parques eólicos marinos son sustancialmente mayores que en los parques eólicos terrestres. Las razones principales de este incremento son:

- Los aerogeneradores instalados en el mar son de mayor tamaño que los instalados en tierra, de modo que la manipulación de los mismos requiere equipos mayores y más complejos.
- La accesibilidad al lugar del parque que requiere medios de desplazamiento marino en lugar de terrestres.
- La distancia a los núcleos industriales y la profundidad de la instalación, que dificultan y alargan las tareas a realizar.
- El clima marítimo de la zona, fundamentalmente en lo que concierne al oleaje y al viento, que dificultan la accesibilidad y constituyen un ambiente agresivo para los componentes mecánicos y eléctricos. En algunas zonas, incluso el hielo y la niebla pueden impedir totalmente el acceso al parque.

Como en cualquier instalación industrial, el estudio de mantenimiento se lleva a cabo mediante un Programa de Mantenimiento Centralizado (RCM), [29] a partir de un Análisis de Modos de Fallo y Efectos, (FMEA) [1]. Estos conceptos han empleado durante las

últimas décadas en campos como la industria de la aviación, fuerzas armadas, industria nuclear y recientemente, en la industria petrolera y de gas offshore, con éxito considerable.

Los tres grandes tipos de mantenimiento habitualmente considerados en estas instalaciones son [28]:

- Mantenimiento preventivo, o planificado: Se realiza sobre los elementos del sistema sustituyendo o vigilando periódicamente sus componentes para prevenir averías de los mismos cuyos costes pueden llegar a ser sustancialmente mayores que las sustituciones preventivas.
- Mantenimiento correctivo, o no planificado: Se realiza ante una avería en el sistema. Suele tener el coste más alto debido a que ocurre súbitamente con consecuencias inesperadas.
- Mantenimiento basado en la condición: Se realiza la vigilancia mediante sensores o cámaras. Cuando los valores umbral de diagnóstico de los sistemas se acercan o sobrepasan los límites marcados, se procede a realizar la reparación antes de que ocurra la rotura.

La implementación y combinación de los tipos de mantenimiento se lleva a cabo en la industria de la producción mediante modelos matemáticos más o menos sofisticados. Las condiciones controladas en las naves industriales permiten simplificar y acotar muchas de las variables. Sin embargo, en instalaciones marinas hay multitud de factores que por su propia naturaleza o desconocimiento del funcionamiento de los mismos presentan una gran incertidumbre. Es aquí donde surgen los modelos estocásticos [34] orientados a simular las estrategias de mantenimiento (Rausand 2004, [30]).

Se han publicado estudios sobre valoración y optimización de la operación y mantenimiento en parques eólicos marinos [18]. En estos estudios se modelan los costes debidos a la no disponibilidad de los elementos como consecuencia del mantenimiento correctivo que se realiza sobre ellos y las ventanas climáticas existentes para poder realizar la reparación. Para estimar la incertidumbre, proponen métodos probabilísticos basados en simulación de Monte Carlo, donde los fallos y las ventanas climáticas son simulados aleatoriamente. Los modelos generan resultados en términos cantidad de medios humanos y materiales necesarios para llevar a cabo las tareas.

Para modelar convenientemente los fallos, es necesario conocer el concepto de fiabilidad.

3.2. Fiabilidad

Los problemas ingenieriles asociados a fallos de componentes suelen tratarse desde la perspectiva de la fiabilidad, abordando el problema empleando una serie de medidas cuantitativas, tales como el tiempo en el que se produce el fallo (*time to failure*), de un componente,

o si un componente falla, o no falla. Estos sucesos pueden ser considerados como variables aleatorias discretas (falla, no falla) o continuas, como es el caso del tiempo en el que se produce el fallo.

3.2.1. Fiabilidad de un componente

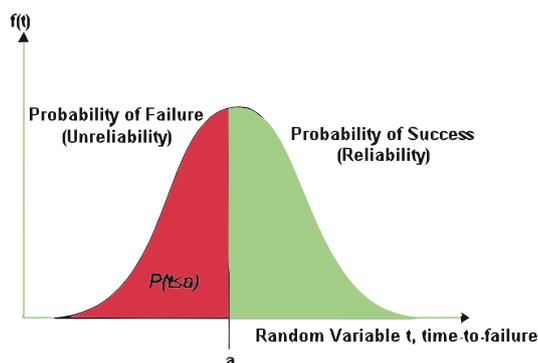


Figura 3.1: Función de densidad de la variable aleatoria *tiempo hasta el fallo*.

En la figura 3.1 se presenta una interpretación gráfica de la fiabilidad (probabilidad de éxito), en este caso, la probabilidad de que el fallo se produzca posteriormente al tiempo a , que depende de la función de densidad de la variable aleatoria t , *tiempo hasta el fallo*.

La función de fiabilidad (o supervivencia) $R(t)$ es la función que proporciona la probabilidad de que un componente falle en un tiempo mayor que t , en el caso de la figura 3.1, el área verde es la probabilidad de que el tiempo de fallo sea mayor que a . Por otro lado, la función $Q(t) = 1 - R(t)$ es el complemento de la función de fiabilidad y se corresponde con la función de distribución del tiempo hasta el fallo, es decir, la probabilidad de que el tiempo hasta el fallo sea menor o igual que t . En la figura 3.1 es el área roja.

Asociados al concepto de fiabilidad están otros como la tasa de fallo, que proporciona el número de fallos por unidad de tiempo, o el tiempo medio hasta el fallo que es la media de la función de densidad de la variable aleatoria tiempo hasta el fallo. Para la correcta definición de estos parámetros estadísticos es necesario conocer la función de densidad que mejor describa el tiempo hasta el que ocurre el fallo de un componente.

3.2.2. Funciones de densidad para caracterizar el tiempo hasta el fallo

El comportamiento respecto a al fallo de un componente tiene la forma de la curva mostrada en la figura 3.2, conocida comúnmente como *curva de la bañera*, en la que se distinguen tres etapas:

- Tasa de fallos descendiente: En esta etapa suceden fallos como consecuencia de malos ajustes, instalaciones incorrectas, errores de diseño, fallos en el protocolo de encendido

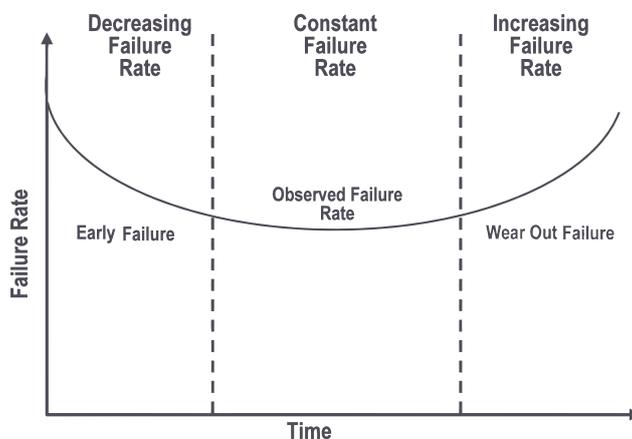


Figura 3.2: Evolución de la tasa de fallos a lo largo de la vida útil de un componente.

etc. En muchos casos, con el fin de evitar la aparición de estos fallos se realiza en el componente un periodo de rodaje, comprobando en cada momento que los parámetros de funcionamiento son los correctos.

- Tasa de fallos constante: En esta etapa los fallos ocurren de forma completamente aleatoria.
- Tasa de fallos ascendente: En esta etapa suceden fallos con más frecuencia como consecuencia del desgaste del componente.

Por lo general, se emplea una función diferente para cada etapa. Para el periodo inicial, se usan funciones de distribución que modelan tasas de fallo decrecientes, tipo Gamma o Weibull. Para la fase de tasa de fallos constante se emplea la distribución Exponencial y para el periodo de tasa de fallos ascendente, ciertas formas de distribuciones Weibull o Normal.

3.2.2.1. Distribución de Weibull

La distribución Weibull es muy empleada en fiabilidad porque debido a su versatilidad, puede aplicarse a las tres partes de la curva de la bañera. Su función de densidad es:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} (t - \gamma)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad \eta, \gamma > 0, \beta > 0, t > \gamma \quad (3.1)$$

Los parámetros de esta distribución γ , η , y β se conocen respectivamente como parámetro de posición, escala y forma. El parámetro γ suele ser el origen de tiempos y por ello suele

tomar valor cero. La función de distribución es:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (3.2)$$

en consecuencia, la función de fiabilidad es:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (3.3)$$

La media de la distribución se obtiene como:

$$\mu = \gamma + \eta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (3.4)$$

donde Γ indica la función *gamma completa* que puede ser obtenida numéricamente. Está definida como:

$$\Gamma(a) = \int_0^\infty e^{-x} x^{a-1} \quad (3.5)$$

La tasa de fallos es el cociente entre la función de densidad y la función de fiabilidad:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta^\beta} (t - \gamma)^{\beta-1} \quad (3.6)$$

Calculando la primera derivada respecto al tiempo, puede estudiarse su variación:

$$\lambda'(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} (\beta - 1) (t - \gamma)^{\beta-2} \quad (3.7)$$

Como el origen de tiempos se toma en γ , $t - \gamma$ es positivo. Si $\beta > 1$ la derivada de la tasa de fallos es positiva y por tanto la tasa de fallos crecería. Si $\beta < 1$ la tasa de fallos sería decreciente y si $\beta = 1$ la tasa de fallos es constante. Por esta razón, esta función puede representar la totalidad de la curva de la bañera.

3.2.2.2. Distribución Exponencial

Dado un componente para el que se supone tasa de fallos constante, $\lambda(t) = \lambda$ la función de fiabilidad es:

$$R(t) = e^{\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right)} = e^{\left(-\int_0^t \lambda dt\right)} = e^{-\lambda t} \quad (3.8)$$

entonces:

$$f(t) = F'(t) = (1 - R(t))' = (1 - e^{-\lambda t})' = \lambda e^{-\lambda t} \quad t > 0 \quad (3.9)$$

es la función de densidad de la distribución exponencial. La media de la distribución es:

$$\mu = \int_0^{\infty} tf(t)dt = \int_0^{\infty} tR(t)dt = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \quad (3.10)$$

y la tasa de fallos:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{ke^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad (3.11)$$

es constante. Esta propiedad indica que los componentes que se ajustan a este modelo no tienen fallos iniciales ni sufren desgaste, sino que tiene la misma probabilidad de fallar en cada instante dado, independientemente de su tiempo de funcionamiento. Para que esta distribución sea aplicable al componente, este ha de ser teóricamente insensible a la edad y al uso. Esto implica se puede aplicar en los casos siguientes:

- Componentes cuya fiabilidad se está estudiando en el periodo de vida que corresponde a la parte central de la curva de la bañera.
- Componentes que ya han pasado el periodo infantil o que han sido sometidos a ensayos previos y de vida útil muy larga.
- Componentes con un periodo de rodaje realizado y verificado que se someterán a reemplazos preventivos antes de que lleguen al periodo de desgaste.

Parte III

Metodología

Capítulo 4

Simulación de fallos

El primer paso en la metodología que se presenta en este trabajo es la simulación estadística de los tiempos de fallo de los componentes que forman parte del parque. Cada uno de los fallos simulados requerirá una reparación concreta con una duración determinada. El resultado es una secuencia de acciones de fallo y reparación que constituirá la línea temporal de eventos del parque, y servirá de *esqueleto* sobre el que se construirá cada vida útil. En este capítulo se propone un método para la construcción de esta línea temporal de eventos.

4.1. Elección de la distribución estadística para la simulación

Como se expone en el capítulo 3 la tasa de fallos es un estimador de la fiabilidad de un componente. Su determinación empírica se realiza recogiendo datos reales acerca de los tiempos de fallo de un componente determinado de forma que la tasa de fallos sea:

$$\lambda = \frac{n^{\circ} \text{ de fallos}}{\text{tiempo}} \quad (4.1)$$

Puede incluso determinarse como cambia este parámetro con el tiempo si se dispone de una cantidad suficiente de registros. Esta suficiencia es precisamente el punto débil en la determinación de este parámetro. Los parques eólicos marinos construidos a día de hoy son pocos y los que están construidos llevan poco tiempo en servicio como para que la cantidad de registros de fallo sea suficiente. Esto hace que se tenga que recurrir a tasas de fallos de elementos similares en otras industrias, por ejemplo, datos procedentes de plataformas petrolíferas o instalaciones eólicas terrestres [25]. Ante la ausencia de registros que justifiquen una tasa de fallos variable, tomar la tasa de fallos de los componentes constante se considera la mejor opción.

Otro aspecto importante es el relativo a la medición de la tasa de fallos. Es muy importante tener en cuenta que la tasa de fallos se mide incluyendo la estrategia de mantenimiento

que se esté realizando en las máquinas que porten los componentes. Por ejemplo, si a un conjunto de máquinas no se le realiza otro mantenimiento que el correctivo y se determina la tasa de fallos anotando el número de fallos ocurridos, estas tasas así determinadas no son válidas para hacer estimaciones de fiabilidad para un conjunto de máquinas similar que además siga una estrategia de mantenimiento preventivo. Si se utilizase, se estarían sobreestimando los fallos en este segundo conjunto. En consecuencia, la tasa de fallos de los componentes es intrínseca a la estrategia de mantenimiento que se esté siguiendo. Por otra parte, se asume que los componentes instalados en el parque eólico están probados y rodados antes de su puesta en funcionamiento. Con estas premisas se propone la utilización de la distribución estadística Exponencial para la simulación de los tiempos de fallo de los componentes del parque. Como la distribución exponencial depende únicamente de un parámetro, λ , es necesario tener este dato de cada uno de los componentes que forman el parque.

4.2. Simulación de tiempos de fallo

Antes de proceder a la simulación de los tiempos de fallo es necesario hacer dos definiciones respecto a las entidades que componen el parque:

- **Componente:** Es una entidad del parque eólico cuyo fallo es consecuencia de si mismo.
- **Elemento:** Es una entidad del parque eólico cuyo fallo es consecuencia de uno o varios de sus componentes.

Por ejemplo, un transformador puede ser un elemento o un componente. Es un elemento, si se han identificado varios modos de fallo (*fallo en el interruptor, fallo en el bobinado...*) o puede ser un componente si el transformador pertenece a un elemento más grande y el único fallo identificado es él mismo (*fallo del transformador*). Un componente definido de este modo no responde a la definición de componente como *parte de un sistema*, sino más bien como *modo de fallo de un elemento al que pertenece*. La condición indispensable para que sea reconocido como componente es que tenga tasa de fallos asignada. Los elementos no tienen tasa de fallos; su fallo es consecuencia de los de sus componentes. Se asume también la hipótesis de que todos los componentes pertenecientes a un elemento están conectados en serie, lo que implica que el fallo de cualquiera de ellos provoca un fallo en el elemento.

4.3. Simulación de la línea temporal de eventos

Sea un parque eólico con un número de componentes n_c . Para simular un tiempo de fallo de un componente determinado, j , a partir de su tasa de fallos λ_j , se emplea la inversa de la función de distribución exponencial con parámetro λ_j . Generando un número aleatorio,

$F(t_j)$ en el intervalo $(0, 1)$ mediante una distribución uniforme, la expresión de 4.2 devuelve un tiempo de fallo para ese componente:

$$t_j = \frac{-\ln(1 - F(t_j))}{\lambda} \quad (4.2)$$

Del mismo modo, si se define un vector de tasas de fallo que contenga las tasas de fallo de los n_c componentes que forman el parque, $\boldsymbol{\lambda}_f = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{n_c}$ ordenados de modo arbitrario, mediante 4.2 se obtendrá un vector de tiempos de fallo $\mathbf{t}_f = t_1^0, t_2^0, \dots, t_{n_c}^0$, donde los superíndices pertenecen a un vector \mathbf{k} de dimensión n_c que indica la cantidad de tiempos adicionales generados para ese componente a lo largo del proceso, $\mathbf{k} = 0$ en el inicio.

Sean:

- t_j^* : un tiempo de fallo nuevamente simulado para un componente de terminado.
- VU : la longitud temporal de la vida útil del parque.
- \mathbf{t} : el vector que almacena los tiempos en los que ocurren los eventos. t^e es un valor dentro del mismo, con e el contador de eventos.
- t_{rep}^j : el tiempo de reparación de un componente j .

El primer evento que ocurre en el parque es su puesta en funcionamiento, t^0 . En ese instante todos los componentes del parque están en servicio, por lo que el próximo evento que ocurra en el parque, t^1 , debe ser el fallo de un componente si $t^e - t^0 < VU$ o la finalización de la vida útil si $t^e - t^0 \geq VU$, en cuyo caso $t^e = VU$ y el proceso finalizaría. Para controlar el estado de los componentes se usa una variable booleana asociada a cada uno de ellos: 0, si el componente está en fallo, 1 si no lo está.

La asignación de t^e se realiza buscando el mínimo en \mathbf{t}_f, t_j , con j la posición dentro de \mathbf{t}_f . Si $t_j < VU$ se sigue adelante. Como el componente j no está en fallo, el evento es de fallo y se cambia su variable booleana de 1 a 0. En este momento es necesario conocer cuanto se tardará en reparar este componente, t_{rep}^c . Sumando esta cantidad a t_j^0 se obtiene t_j^1 , dentro del vector \mathbf{t}_f , se actualiza el contador de eventos $e = e + 1 = 2$ y se vuelve a calcular el mínimo de \mathbf{t}_f , obteniendo t^2 . Supóngase que t^2 ha resultado ser t_j^1 . Este componente está en fallo, por lo que es preciso repararlo: su variable de estado pasa de 0 a 1. El componente empieza a funcionar como nuevo, lo que implica que es susceptible de fallar de acuerdo a su propia tasa de fallos λ_j y el tiempo en el que el componente fallará es $t_j^2 = t_j^1 + t_c^*$ siendo t_c^* un nuevo tiempo de fallo para el componente j . El contador de eventos es actualizado y se repite el proceso hasta que $t^e > VU$.

Nótese que obtención del mínimo de \mathbf{t}_f determina el orden en el que se suceden los eventos. Como los elementos de este vector han sido generados aleatoriamente, cada vida útil simulada será distinta, tanto en el número de eventos como en su secuencia de fallos

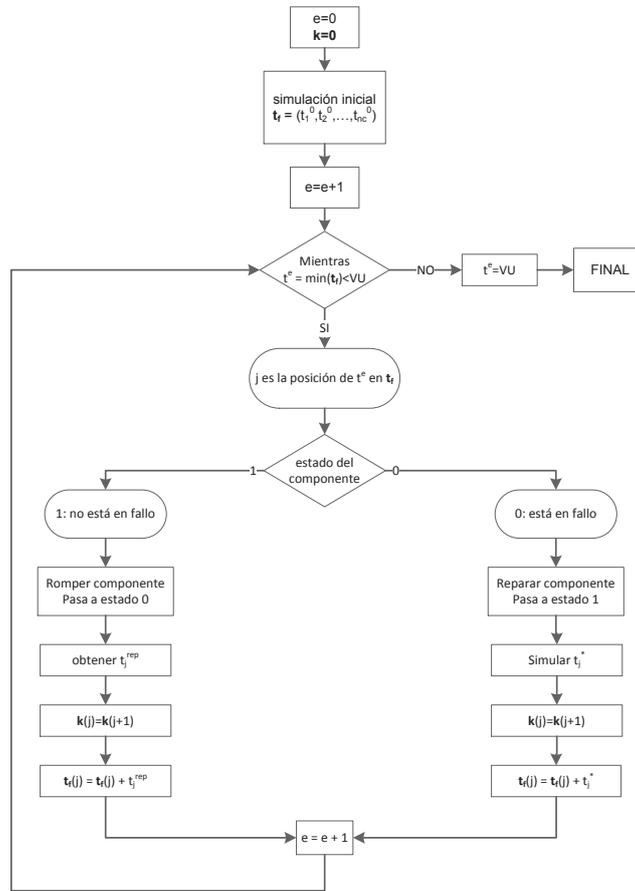


Figura 4.1: Diagrama de flujo del proceso de generación de la línea temporal de eventos.

y reparaciones. Esto implica que la dimensión del vector \mathbf{t} no puede conocerse antes de comenzar el proceso. El valor mínimo que puede tomar e al final del proceso es 1, porque si no existen fallos a lo largo de la vida útil solo existen dos eventos: la puesta en marcha del parque y la finalización de la vida útil. La dimensión de \mathbf{t} sería en este caso 2. El valor máximo no está acotado. Se muestra un diagrama de flujo del proceso descrito en la figura 4.1.

De la manera en que se ha construido la línea temporal de eventos del parque, cada evento, excepto el inicial y el final, implican únicamente a un componente individual. Sin embargo, los eventos ocurridos en los componentes tendrán consecuencias en el resto de entidades que componen el parque y por tanto, es necesario relacionar los eventos sucesivos (causas) con los estados individuales de cada una de las entidades (consecuencias). En el capítulo 5 propone una solución a este problema.

Capítulo 5

Codificación de un parque eólico

En el capítulo 4 se ha presentado la forma de construir la línea temporal de eventos que suceden durante la vida útil de un parque eólico marino. Los eventos tienen consecuencias en los elementos del parque, de modo que cada uno de ellos puede estar en un instante dado en tres posibles estados:

- En servicio (a): Cuando el elemento desempeña la labor para la cual fue diseñado.
- Fuera de servicio (b): Cuando el elemento no puede desempeñar su labor como consecuencia de un fallo ocurrido en un elemento.
- En fallo (c): Cuando el elemento no puede desempeñar su labor como consecuencia de su propio fallo.

De estos tres estados, dos de ellos pueden darse simultáneamente. Un elemento cuando falla está a la vez en fallo y fuera de servicio, sin embargo, lo contrario no siempre es cierto. Por tanto, si un elemento está en estado c y b simultáneamente se entenderá que está en estado c . Con lo visto en el capítulo 4 el estado c es conocido, puesto que se sabe qué elemento y cuándo, falla o se repara, ya que esto ocurre cuando lo hace cualquiera de sus componentes. Sin embargo, no se conoce como afecta el evento al resto de elementos del parque. Es necesario un método que permita averiguar, dados unos elementos del parque y las relaciones entre ellos, como afecta el estado c de un elemento determinado al resto de elementos, es decir, averiguar si los elementos del parque que no están en estado c se encuentran en estado a o b . Una posible forma de conseguirlo es haciendo una lista de todas las posibilidades existentes en el parque cuando falla o repara cada uno de sus elementos. Esta posibilidad se descarta de inmediato, porque en un parque incluso con pocos elementos las posibles combinaciones son muchas. No sólo hay que tener en cuenta como afectan al parque los fallos de un elemento y solo él, sino también el efecto que pueda tener cualquier tipo de evento en cualquier momento y zona del parque sobre el resto de elementos. Por esta

razón se necesita un método mucho más general. Este es el que se detalla a continuación. Para seguir el mismo, se hará uso de un parque eólico didáctico.

5.1. Traducción del esquema eléctrico a un grafo

Sea el diagrama esquemático de un parque eólico presentado en la figura 5.1. Este croquis muestra un parque que consta de 16 aerogeneradores dispuestos en 4 líneas, las cuales se conectan a una subestación marina de la que salen dos líneas eléctricas que transportan la corriente a otra subestación terrestre. El croquis además representa la disposición geométrica de los aerogeneradores. Dos de las ramas se han podido disponer paralelas y a corta distancia y las otras dos con ángulos distintos y más separadas. Una razón para esta disposición podría ser, por ejemplo, que para que los costes de cimentación disminuyan se han aprovechado zonas batimétricas de poca profundidad que están dispuestas de esa forma. Este croquis

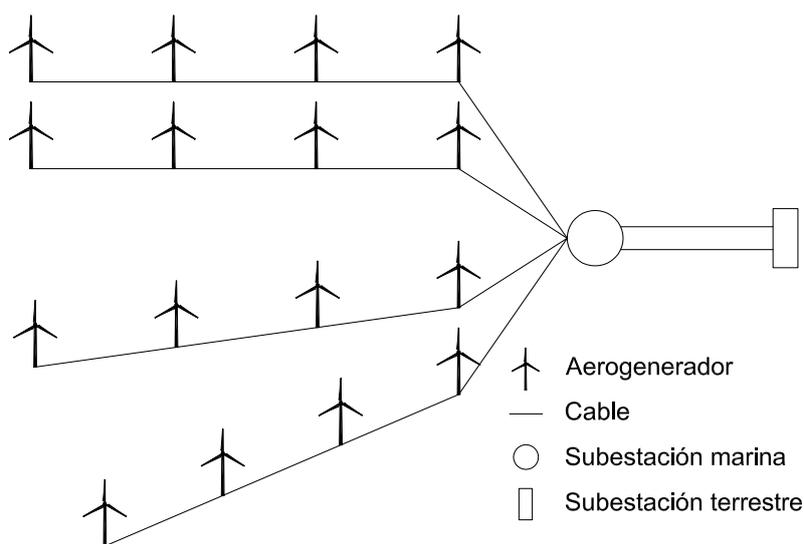


Figura 5.1: Diagrama esquemático de un parque eólico didáctico.

tiene asociado el esquema eléctrico de la figura 5.2. El parque consta de cuatro alineaciones de 4 aerogeneradores cada uno que se conectan dos a dos en sendos transformadores de elevación de tensión de media a alta situados en la subestación GIS marina. Desde esta salen dos líneas de evacuación independientes que transportan la corriente eléctrica a una subestación terrestre. Cada aerogenerador dispone de un transformador que eleva la tensión de baja a media, se conecta posteriormente a una celda de media tensión y evacúa la corriente mediante los cables de media tensión que conectan las celdas. La subestación marina, además de elevar la tensión para minimizar los costes de transporte, tiene la capacidad de derivar parte de la energía procedente de uno u otro transformador hacia una u otra línea en caso de fallo de una de estas.

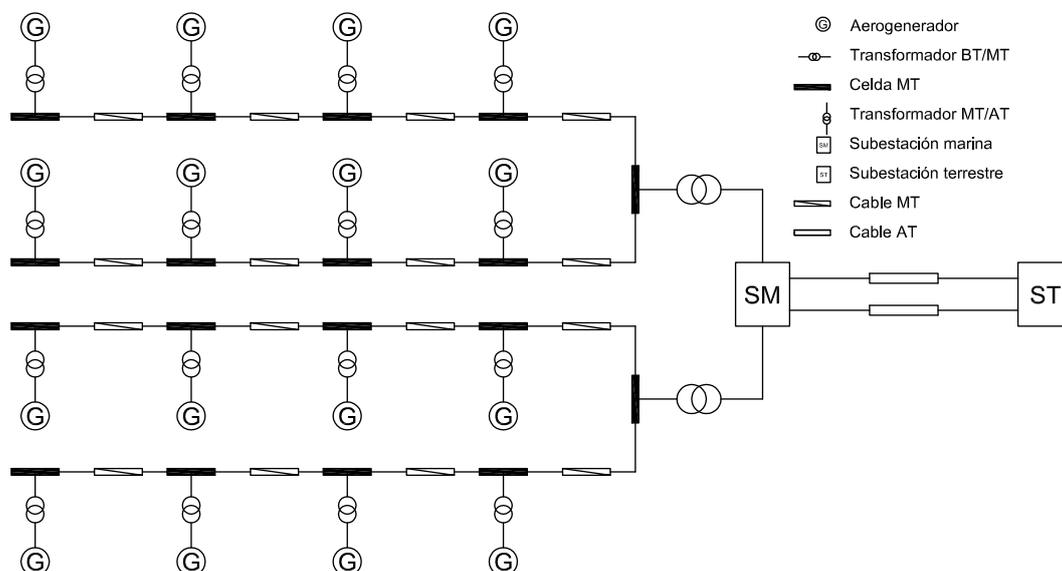


Figura 5.2: Esquema eléctrico del parque eólico didáctico

Como se desprende de la descripción del esquema eléctrico, existen multitud de normas en el funcionamiento del parque eólico. Para poder codificar este esquema eléctrico es necesario conocer tanto las relaciones que existen entre todos los elementos (cómo están conectados entre sí) como las reglas que rigen la operación del parque.

La tabla C.1 (apéndice C) enumera los elementos de los que consta el parque. Las relaciones que existen entre ellos están dadas por una parte, mediante el esquema eléctrico anterior, que indica como deben estar conectados los elementos y, por otra, las normas que rigen el funcionamiento del parque, que indican como se relacionan los elementos entre sí ante una determinada actuación, en este caso, ante eventos de fallo o reparación. Estas normas se presentan a continuación:

1. El fallo de una celda (7) interrumpe la transmisión de corriente por la rama a la que pertenece.
2. El fallo de un cable de tipo (2) interrumpe la transmisión de corriente por la rama al que pertenece.
3. El fallo de un transformador (3) interrumpe la transmisión de corriente de todas las alineaciones que llegan a él.
4. El fallo de un transformador (4) interrumpe la transmisión de corriente desde el aerogenerador al que pertenece.
5. Los transformadores pueden evacuar la energía por una u otra línea de evacuación dependiendo de la gestión del GIS (6), en caso de fallo de una de las líneas.

6. El fallo del elemento de tipo (5) de la subestación interrumpe la evacuación por la línea a la que está conectado.
7. El fallo del interruptor (6) de la subestación interrumpe la evacuación de energía de todo el parque.
8. El fallo de un cable de tipo (1) interrumpe la transmisión de corriente de la línea a la que representa.

La manera que se ha encontrado más conveniente para plasmar las relaciones que existen entre los elementos es mediante un grafo. El grafo que representa el esquema eléctrico de la figura 5.2 con los elementos de la tabla C.1 se muestra en la figura 5.3. Este grafo consta de

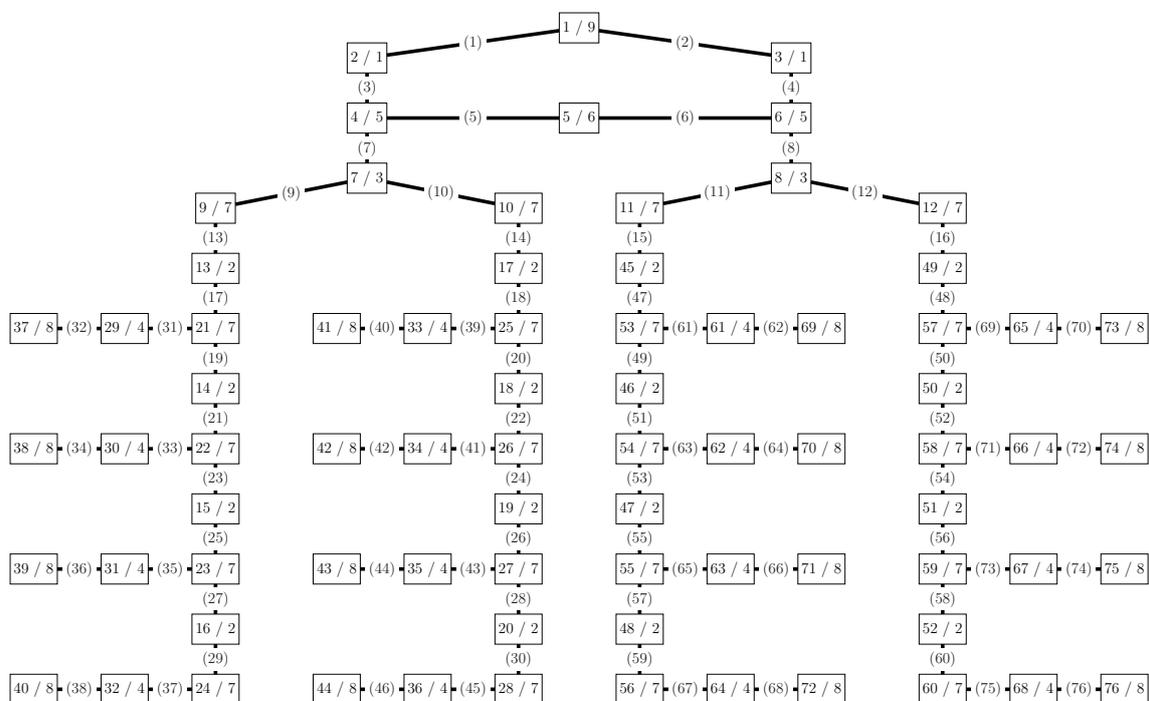


Figura 5.3: Grafo asociado al parque eólico didáctico

nodos (las cajas cuadradas), que representan los elementos del parque y arcos (líneas), que representan sus relaciones. Cada caja tiene dentro un quebrado. Existen 76 nodos, que se han numerado de forma arbitraria (numerador), de 1 a 76 y cada uno de ellos tiene asignado un tipo de acuerdo a la tabla C.1 (denominador). Los arcos del grafo, que también se han numerado de forma arbitraria representan como están conectados los elementos. Existen también 76 arcos. Mediante este grafo ya puede establecerse cuales son los estados de cada uno de los elementos del parque al que representan: en servicio, fuera de servicio o en fallo. El procedimiento es el siguiente:

El nodo 1, de tipo 9, representa el transformador general, situado en tierra. Un elemento dado que esté conectado a él mediante un sistema eléctrico se considera que está en servicio si este no está en fallo. Un elemento dado que no está conectado a él y no está en fallo se considera fuera de servicio, por tanto, la manera de saber si está en estado a o b es averiguar si hay un posible camino dentro del grafo desde el nodo que representa al elemento dado hasta el nodo 1. En el grafo mostrado en la figura 5.3, todos los nodos tienen al menos un camino posible desde ellos hasta el nodo 1 y por tanto, los elementos que representan están en estado a . Supóngase que existe un fallo en un elemento del parque de tipo cable, concretamente el representado por el nodo 48. Cuando un elemento del parque falla, la corriente que circula por él, tanto entrante como saliente se interrumpe. La manera de interpretar este fallo en lo que al grafo respecta es la desaparición de las relaciones de este nodo con sus elementos vecinos, es decir, desaparecen los arcos del grafo que salen (o llegan) a este nodo, o lo que es lo mismo, y teniendo en cuenta la definición dada en A.6, (apéndice A) desaparece la conectividad de ese nodo con los nodos de su conjunto adyacente. De este modo el nodo 48 queda aislado del resto. Por estar en fallo, el estado del elemento al que representa es c . Los elementos representados por los nodos 56, 64 y 72 están fuera de servicio como consecuencia de ese fallo, es decir, en estado b : un aerogenerador, un transformador y una celda. Desde ninguno de los tres nodos ni desde el 48 es posible acceder mediante un camino del grafo al nodo 1. Esto es fácil de ver mediante la representación gráfica de la figura 5.4, donde los nodos que representan a elementos en estado a se presentan con fondo blanco, los que representan el estado b en azul, y los que representan el estado c en rojo.

Como se detalla en apéndice A, todo grafo es susceptible de representación matemática. Las relaciones entre los nodos del grafo pueden codificarse mediante la matriz de adyacencia del mismo. En el caso del grafo de la figura 5.3 la matriz de adyacencia es una matriz cuadrada de dimensión 76 que representa a un grafo de 76 nodos en el que un nodo j es accesible desde un nodo i si y solo si el elemento de la fila i y columna j de la matriz de adyacencia es 1. En caso de que no sea accesible, el elemento ij es 0. Esta matriz es simétrica, al ser un grafo no dirigido y los elementos de la diagonal principal son 0, al no estar ningún elemento del grafo conectado consigo mismo. La manera de conocer si existe un camino desde un nodo a otro del grafo es mediante la matriz de alcanzabilidad (definición A.9). En este caso concreto la matriz de alcanzabilidad del grafo de la figura 5.3 es una matriz de dimensión 76 completamente llena de unos, puesto que todos los nodos son alcanzables desde el resto. Según los teoremas A.1 y A.2, la matriz de alcanzabilidad puede obtenerse mediante un número finito de potencias de la matriz de adyacencia. Sin embargo, al querer averiguar los elementos del grafo que son accesibles desde el nodo 1, no se necesita toda la matriz sino solo su primera fila, es decir, un vector de alcanzabilidad. El vector de alcanzabilidad puede obtenerse mediante la multiplicación de la primera fila de la matriz de adyacencia por las columnas de la misma un número finito de veces. Sin embargo, este

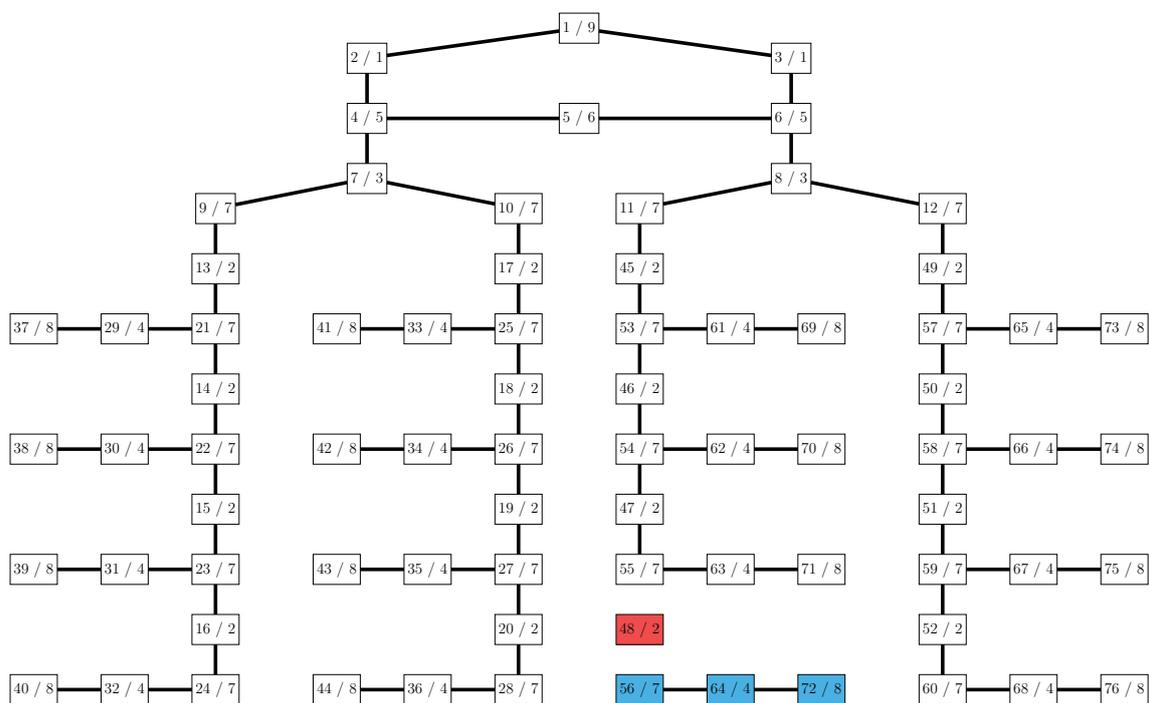


Figura 5.4: Grafo asociado al parque eólico didáctico representando un fallo en elemento del mismo

método es computacionalmente poco eficiente para el propósito requerido, dado que implica un número grande de operaciones para obtener información que no se necesita, porque en cada multiplicación se obtienen los caminos existentes de longitud el orden de la potencia que se está calculando y además hay que comprobar si existen o no en cada paso. Aquí tan solo se necesita saber la existencia o no de un camino desde el nodo 1 al resto de nodos. Esta tarea es mucho más eficiente realizarla mediante un algoritmo de búsqueda de caminos. El algoritmo Dijkstra [10] es el que se ha utilizado, por ser el más eficiente para este propósito. Nótese que de este modo puede obtenerse fácilmente el vector de alcanzabilidad: si existe camino desde el nodo 1 al nodo j , la posición del j del vector de alcanzabilidad es 1 y en caso contrario es 0. Por ejemplo, en el grafo de la figura 5.4 el vector de alcanzabilidad tiene unos en todas sus posiciones excepto en la 48, 56, 64, 72 que son cero.

Aplicando esta forma de proceder, se cumplen todas las normas definidas en 5.1 excepto la norma 7. Las normas 1 a 6 son intrínsecas al grafo, se cumplen por la forma propia del grafo, pero la norma 7 no: si existe un fallo en el elemento representado por el nodo 5 no debería poderse evacuar energía del parque. Sin embargo, la conectividad del nodo 1, es posible con los nodos 4 y 6, por lo que es posible evacuar toda la energía procedente de los transformadores. Para que esta regla se cumpla es necesario que los elementos representados por los nodos 4 y 6 entren también en fallo si lo hace el elemento representado por el nodo 5.

Si falla	Poner en fallo
5	4, 6

Tabla 5.1: Reglas de operación definidas para el grafo auxiliar representativo del parque eólico didáctico.

Esta información se proporciona de manera adicional. Las reglas así definidas se conocerán en adelante como *reglas de operación*. En la tabla 5.1 se indica la regla de operación necesaria.

Nótese que en este caso, el grafo podría haberse construido de forma que la regla de operación hubiese sido intrínseca al grafo, tan solo indicando que el arco 3 conecta los nodos 2 y 5 en lugar de 2 y 4 y que el arco 4 conecta los nodos 3 y 5 en lugar de 3 y 6. Esto ocurre así porque es un ejemplo muy sencillo, pero no en todos los casos es posible. Pueden existir operaciones en el parque que exijan la desconexión de elementos cuyos nodos estén muy alejados en el grafo y sea difícil o imposible obtener una representación satisfactoria del esquema eléctrico mediante un grafo que satisfaga todas las normas, algo que puede lograrse sin más que añadir unas sencillas reglas. Más adelante se discutirá como la definición de estas reglas está plenamente justificada y además permite aumentar de forma sustancial la versatilidad de la metodología.

5.2. Estados del grafo

Los grafos de las figuras 5.3 y 5.4 son distintos y por tanto, sus matrices de adyacencia también lo son. El número de nodos es el mismo, por lo que la dimensión de la matriz no cambia, lo que implica que la numeración de los nodos puede mantenerse independientemente de los eventos que ocurran. El hecho de que existan nodos aislados del resto dentro de un grafo no atenta contra la definición dada en A.1, permitiendo que se pueda hacer uso de todas sus propiedades. Se considerará aquí como *estado del grafo* a cualquier grafo derivado del grafo original, el de la figura 5.3, entendiéndose como tal al que resulte de eliminar cualquier número de arcos del grafo original. Esto implica que el *estado del grafo* vendrá determinado por cualquier matriz de adyacencia de dimensión igual que la original que no puede tener unos en las posiciones de la matriz original donde hay ceros.

Como se ha visto antes, dado un *estado de un grafo* se puede evaluar, mediante el uso de la matriz de alcanzabilidad el estado de los nodos del grafo. El paso de un estado a otro del grafo se realiza mediante la matriz de adyacencia del mismo. Cuando un fallo es detectado en un elemento del parque, se eliminan los arcos hacia y desde otros nodos. Esto es equivalente a hacer cero la fila y columna correspondiente a ese nodo en la matriz de adyacencia. Por tanto, para pasar del estado del grafo de la figura 5.3 a la figura 5.4, tan solo hay que hacer cero los elementos de la matriz de adyacencia de la columna $j=48$ y la fila

$i=48$. A continuación, para conocer el estado de los elementos del parque, se calcula el vector de alcanzabilidad del nodo 1 y de este modo, se conocen los estados de los elementos del parque a , b o c . El procedimiento inverso es también posible: si se detecta que un elemento es reparado, tan solo hay que reestablecer sus arcos, lo que equivale a colocar en la fila y columna del nodo, la fila y columna original del grafo y volver a calcular el vector de alcanzabilidad obteniendo de nuevo los estados de los elementos. Nótese además que los estados del grafo se suceden uno a partir del otro, pues obedecen a los eventos de la línea temporal. Esto equivale a decir que pueden representarse estados del parque con fallos que afecten a elementos que ya se encuentran en fallo, que existan reparaciones sucesivas etc., es decir, que no importa el orden ni la naturaleza (fallo o reparación) del evento, tan solo hay que hacer cero las filas y columnas correspondientes en caso de fallo o reestablecer del grafo original en caso de reparación.

Estos estados del grafo todavía no contienen toda la información del parque. En el capítulo 4 se ha visto como la línea temporal está constituida por las entidades del parque que fallan o se reparan. Y en la sección 4.2 se indica que los elementos que fallan son los componentes, así que sería deseable que estos estuviesen representados también en el grafo. En la sección siguiente se explica el procedimiento de construcción del grafo general.

5.3. Construcción del grafo general

Cada elemento del parque está constituido por una serie de componentes. Estos componentes tienen la propiedad de poder fallar con un ratio definido por la tasa de fallos asignada. Cada uno de los elementos ha sido representado en un nodo del grafo que a partir de ahora se denominará *grafo auxiliar*. El denominador del nodo es el tipo de elemento al que corresponde el elemento que representa. De esta forma, hay 76 elementos de 9 tipos distintos. El grafo general se construye de la siguiente manera:

Para cada tipo de elemento se averigua cuantos nodos del grafo son de este tipo. Se añadirán tantos nodos como componentes tenga el elemento, y un nodo más que representará al elemento propiamente dicho. Por ejemplo, comenzando por el tipo 1, los nodos 2 y 3 son de este tipo. La numeración del grafo auxiliar terminó en 76 por lo que el primer nodo que se añada será el 77. En la tabla C.1 se muestra los componentes de los que consta este tipo de elemento, en este caso 1, por lo que se añadirán dos nodos: el 77 que representa al componente y el 78 que representa al elemento. Al nodo 3 se le añaden los nodos 79 y 80. Se pasa al tipo 2 y se completa la construcción del grafo. El grafo general construido con este procedimiento, tiene 667 nodos.

Conforme se van añadiendo nodos al grafo la matriz de adyacencia va cambiando. Por ejemplo al añadir los nodos 77 y 78 se añaden las conexiones 2-77, y 77-78. La matriz tiene ahora dimensión 78 y se construye muy fácilmente: primero se completa con ceros en las filas

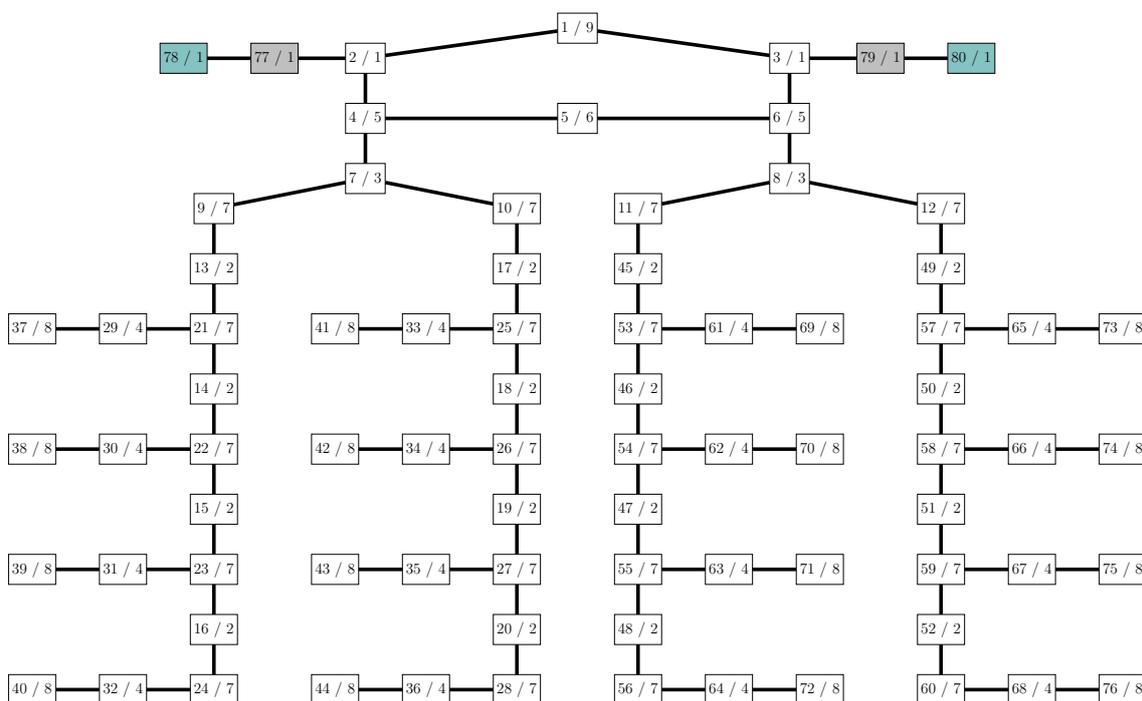


Figura 5.5: Grafo general mostrando sólo los nodos del tipo 1.

y columnas 77 y 78 y se suma a otra matriz de dimensión 78 que contiene la conectividad 2-77, y 77-78, es decir 4 unos en la matriz. La matriz resultante es la matriz de adyacencia del nuevo grafo. Por simples sumas se tiene al final del proceso la matriz del grafo general. En la figura 5.5 se muestra parcialmente el grafo general con los dos nodos añadidos. Se distinguen en él tres tipos de nodos:

- Con fondo blanco, los nodos-auxiliar.
- Con fondo gris, los nodos-componente.
- Con fondo verde, los nodos-elemento.

La existencia de estos tipos de nodos es fundamental para comprender la razón de ser del grafo general. Los nodos-componente son los nodos del grafo que representan a los componentes del parque. Los nodos-elemento son los nodos que representan a los elementos de parque y los nodos-auxiliar son los nodos que han servido para construir el grafo auxiliar a partir del esquema eléctrico.

Los tres tipos de nodos cumplen cada uno un papel esencial: los primeros son los que representan a entidades con capacidad de fallar y como consecuencia se eliminará o reestablecerá su conectividad con sus conjuntos adyacentes cuando convenga. Los segundos representan a los elementos del parque, las entidades de las que se quiere saber su estado, a

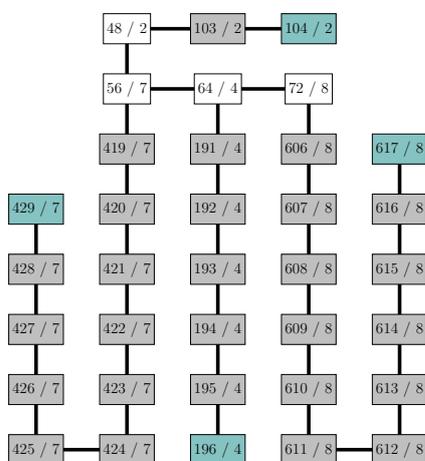


Figura 5.6: Parte del grafo general correspondiente a los nodos 48, 56, 64 y 72 del grafo auxiliar.

ó b comprobando si existe un posible camino hasta el nodo 1. Y el tercer grupo, los nodos-auxiliares que han permitido establecer, a partir del esquema eléctrico, el grafo auxiliar que sirve de esqueleto para el grafo general, y sobre el que se pueden aplicar las *reglas de operación*. Pero ahora todos ellos forman parte del mismo grafo y están relacionados entre si de acuerdo con la matriz de adyacencia del grafo general. La manera de proceder ahora cuando existe un evento en el parque difiere ligeramente de la mostrada anteriormente con el grafo auxiliar:

Supóngase que el grafo general ha sido completado. En la figura 5.6 aparece la parte del grafo general correspondiente a los nodos 48, 56, 64 y 72. Al nodo 48 que representa un elemento de tipo 2, se han acoplado los nodos 103 y 104 que representan un nodo-componente y un nodo-elemento respectivamente, tras comprobar que en la tabla C.1 hay un solo componente para este tipo de elemento. El mismo proceso se ha seguido con los nodos 56, 64 y 72. Supóngase ahora que existe un fallo en un aerogenerador del parque, concretamente el representado por el nodo auxiliar 72. Además, se sabe que el fallo ha sido de tipo 3, “Sistema de orientación”, por lo tanto, hay que eliminar las conexiones del nodo-componente 608 con los nodos de su conjunto adyacente. Ahora se construye el vector de alcanzabilidad, no sobre los nodos sobre los que se construía antes (los nodos-auxiliares) sino sobre los nodos-elemento que son los que ahora representan a los elementos del parque. Al hacer esta operación se comprobará como el nodo-elemento 617 no tiene conexión con el nodo 1, y por tanto se encuentra en estado b : *fuera de servicio*, al ser afectado por un fallo y c : *en fallo* al estar afectado por un fallo propio. Como consecuencia, está en estado c . En la figura 5.7(a) se indica el resultado.

Obsérvese lo que ocurriría si, en el estado actual del parque, un fallo se detectase en el

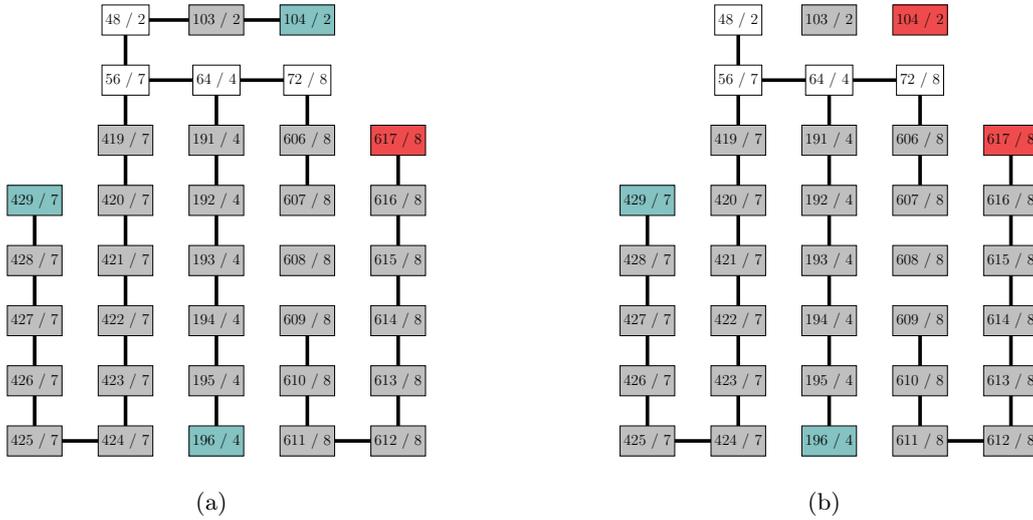


Figura 5.7: Parte del grafo general representando fallos sin aplicar las reglas de operación

cable representado por el nodo auxiliar 48. El fallo habría ocurrido en el componente 103, representando el tipo de fallo “Rotura de cable”. Al eliminar la conectividad con los nodos de su conjunto adyacente, es fácil comprobar como al calcular el vector de alcanzabilidad se detectará que el nodo 104 no tiene posible camino con el nodo 1, y por tanto está en estado *b* o *c* (*c* en este caso), pero no se ha impedido que el nodo auxiliar 48 esté conectado con resto de nodos auxiliares, lo que traducido en términos de comportamiento del parque significa que la rotura del cable no ha afectado a ningún otro elemento del parque, es decir se ha incumplido directamente la norma de funcionamiento 2. Este comportamiento se presenta en la figura 5.7(b). La manera de de solucionar esto es haciendo uso de las reglas de operación: tan solo hay que indicar que si se detecta un fallo en un elemento de tipo 48, en su componente 103 hay que poner en fallo el nodo 48. Esta forma de codificación permite establecer relaciones entre nodos del grafo que representan componentes y elementos del parque para que el comportamiento en todas las situaciones que puedan presentarse pueda ser codificado correctamente.

Se tienen las reglas de operación definidas en la tabla 5.2. Esta tabla dice que si cualquier componente de los elementos representados por los nodos auxiliares 48, 64 y 72 falla, entonces debe eliminarse también la conectividad de nodo auxiliar respectivo. Si falla cualquier componente del elemento representado por el nodo auxiliar 56, excepto el componente de tipo 4, se eliminará la conectividad del nodo auxiliar 56. Esto quiere decir que el fallo en el componente de tipo 4, representado por el nodo-componente 422, no tiene consecuencias sobre la evacuación de energía desde el generador representado por el nodo auxiliar 72, porque este fallo no interrumpe el paso de corriente por la celda al que está conectado. Que este tipo de excepciones pueda ser incorporado, confiere una gran versatilidad al méto-

Si falla	Con tipo de fallo	Poner en fallo
48	1	48
56	1,2,3,5,6,7,8,9,10	56
64	todos	64
72	todos	72

Tabla 5.2: Reglas de operación definidas para la parte del grafo general correspondiente a los nodos 48, 56, 64 y 72 del grafo auxiliar.

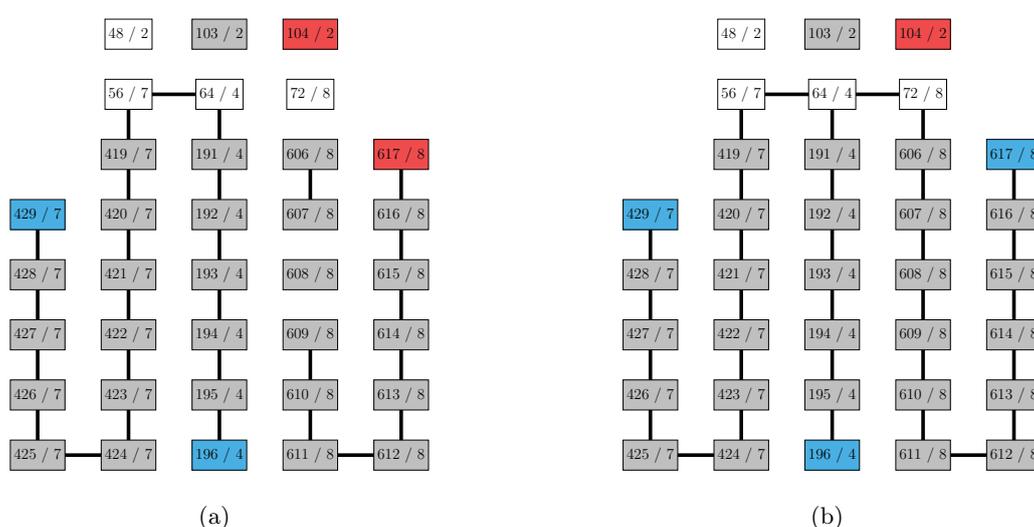


Figura 5.8: Parte del grafo general representando fallos sin aplicando las reglas de operación

do. Téngase además en cuenta que las reglas pueden aplicarse tanto a los nodos-auxiliares a los que pertenecen los nodo-componentes o a nodos-auxiliares que se ven afectados por nodo-componentes de otro nodo-auxiliar.

El estado del grafo de la figura 5.7(b) cambia al presentado en la figura 5.8(a). Obsérvese como al aplicar las reglas de operación, la conectividad de los nodos auxiliares 48 y 72 con sus respectivos conjuntos adyacentes ha desaparecido. El resultado es que no existe camino posible al nodo 1 desde los nodos 429, 196, 104, 617. Los dos primeros están en estado *b* y los dos últimos están en estado *c*. Como puede comprobarse, las normas de funcionamiento que implican a esta zona del parque son satisfechas. Continuando con el ejemplo, si la avería en el generador es reparada, la conectividad de los nodos 608 y 72 es reestablecida con sus conjuntos adyacentes. Al evaluar el vector de alcanzabilidad se comprueba como el elemento representado por el nodo 617 ha pasado de estado *c* a estado *b*. Es fácil comprobar que cuando se efectúe la reparación del cable representado por el nodo-auxiliar 48, todos los nodo-elemento de esta zona pasarán de estado *b* a estado *a*, siempre que no existan otros

fallos en el parque.

5.4. Influencia de los estados del grafo en la línea temporal de eventos

Los tiempos $t_j^{k(j)}$ del vector \mathbf{t}_f que se utilizan en la sección 4.3 son tiempos de funcionamiento hasta el fallo de cada uno de los componentes. Cuando en cada estado del grafo un elemento determinado permanece fuera de servicio como consecuencia de cualquiera de los fallos del parque, existen tres casos posibles:

1. El elemento permanece fuera de servicio pero su contador de tiempo de funcionamiento sigue avanzando. El elemento podría fallar incluso estando fuera de servicio y si lo hace, el conocimiento de su fallo ocurre justo al ponerlo en funcionamiento de nuevo. Ejemplo: un cable submarino tiene un problema de estanqueidad, que puede producirse cuando no transporta electricidad, es decir, fuera de servicio. No existe monitorización de su estado y por tanto, al volver a ponerlo en tensión se detecta la avería.
2. El elemento permanece fuera de servicio pero su contador de tiempo de funcionamiento sigue avanzando. El elemento podría fallar incluso estando fuera de servicio y si lo hace, el conocimiento de su fallo ocurre en el momento de producirse. Ejemplo: un cable submarino tiene un problema de estanqueidad, que puede producirse cuando no transporta electricidad, es decir, fuera de servicio. Existe monitorización de su estado y por tanto, el fallo es detectado en el momento de producirse.
3. El elemento permanece fuera de servicio y su contador de tiempo se detiene. El elemento no puede fallar estando fuera de servicio. Ejemplo: Un rodamiento de la caja de cambios. Si está fuera de servicio, es decir, parado, no puede fallar porque sus fallos son consecuencia precisamente de estar trabajando.

Al considerar la codificación del grafo general, los estados del grafo son los del grafo general, por tanto es conocido en todo el momento, no solo el estado de los elementos del parque, sino también el de sus componentes, lo cual proporciona información suficiente para modificar la línea temporal de eventos en los tres casos posibles:

1. El vector \mathbf{t}_f es modificado en la posición j y en las posiciones de los componentes que están fuera de servicio no pertenecientes a elementos que pueden fallar estándolo, sumando t_{rep}^j . En las posiciones del resto de componentes que están fuera de servicio, se comprobará si su fallo se da antes de $t_j^{k(j)} + t_{rep}^j$ y si lo hace, se les asigna $t_j^{k(j)} + t_{rep}^j$.
2. El vector \mathbf{t}_f es modificado en la posición j y en las posiciones de los componentes que están fuera de servicio no pertenecientes a elementos que pueden fallar estándolo,

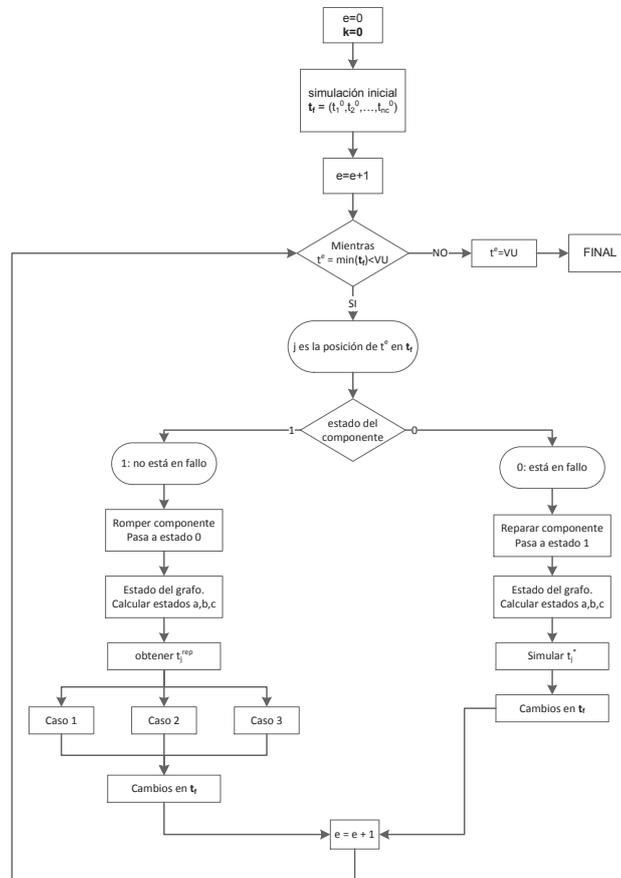


Figura 5.9: Diagrama de flujo del proceso de generación de la línea temporal de eventos modificado.

sumando t_{rep}^j a $t_{(j)}^{k(j)}$. Las posiciones del resto de componentes que están fuera de servicio permanecen como están.

3. El vector t_f es modificado en la posición j y en las posiciones de todos los componentes que están fuera de servicio sumando t_{rep}^j .

De esta manera, cada evento que ocurre en la línea temporal modifica parte de la misma a partir del evento considerado, en función del estado del grafo correspondiente al evento. Se puede decir entonces que la línea temporal de eventos es dinámica. El diagrama de flujo de la figura 4.1 queda modificado como se indica en la figura 5.9

Capítulo 6

Capacidad de evacuación del parque

En el capítulo 5 se ha presentado un método para determinar qué elementos del parque están en cada momento en servicio, fuera de servicio o en fallo. Fijándose en los elementos de tipo aerogenerador ya puede conocerse de cada uno de ellos cuanto tiempo permanece en servicio, de manera que multiplicando el tiempo por su potencia nominal es posible saber la energía máxima que cada aerogenerador produce a lo largo de la vida útil. Sin embargo, la energía total máxima que produce el parque no siempre es la suma de la energía máxima producida por cada uno de sus aerogeneradores. En el diseño de cualquier sistema eléctrico y en concreto el de los parque eólicos marinos, es frecuente utilizar elementos redundantes que aumenten la disponibilidad del sistema para que éste sea capaz de evacuar la mayor cantidad posible de energía. Ante la aparición de fallos en el parque, los elementos en servicio no tienen porque estar diseñados para evacuar toda la energía de la parte no afectada por las averías existentes, sino tan solo una parte. La metodología presentada hasta ahora no tiene en cuenta este hecho porque la única condición para que un generador esté produciendo al máximo de su potencia y que esta sea evacuada completamente del parque es que el nodo que lo representa esté conectado al nodo raíz. Pero los elementos en servicio a través de los cuales la energía tiene que ser evacuada pueden tener una restricción de capacidad en cuanto a la potencia eléctrica con la que pueden operar. Por tanto, es necesario ampliar la metodología para que sea capaz de calcular, dado un *estado del grafo* concreto, la máxima cantidad de energía que puede evacuarse del mismo, teniendo en cuenta todas las restricciones de capacidad impuestas a los elementos del parque en su diseño.

Una vez más, y siguiendo la filosofía de versatilidad, este problema se resuelve de una forma lo suficientemente sofisticada como para dar solución a cualquier *estado del grafo* representativo de cualquier situación que se presente dentro de la vida útil del parque.

6.1. Planteamiento del problema

Antes de presentar el problema, es necesario conocer las características de potencia de todos los elementos del parque. Siguiendo con el parque eólico didáctico presentado en 5.1, estas características son las siguientes:

- Los aerogeneradores tienen una potencia nominal de 5 MW.
- Los transformadores de los aerogeneradores tienen una potencia nominal de 5 MW
- Las celdas y cables de media tensión tienen capacidad para evacuar la potencia de los generadores de los que tienen que evacuar su energía.
- Los transformadores de alta tensión tienen tanta potencia como las alineaciones a las que están conectados: 40 MW.
- La subestación marina es capaz de operar con toda la potencia del parque: 80 MW.
- Los cables de las líneas de evacuación desde la subestación marina a la terrestre pueden operar a aproximadamente $2/3$ de la potencia nominal del parque: 53 MW.

Estas características se presentan directamente sobre el grafo presentado en la figura 6.1, donde tras la última barra inclinada dentro de cada caja se indica el valor de potencia expresado en MW.

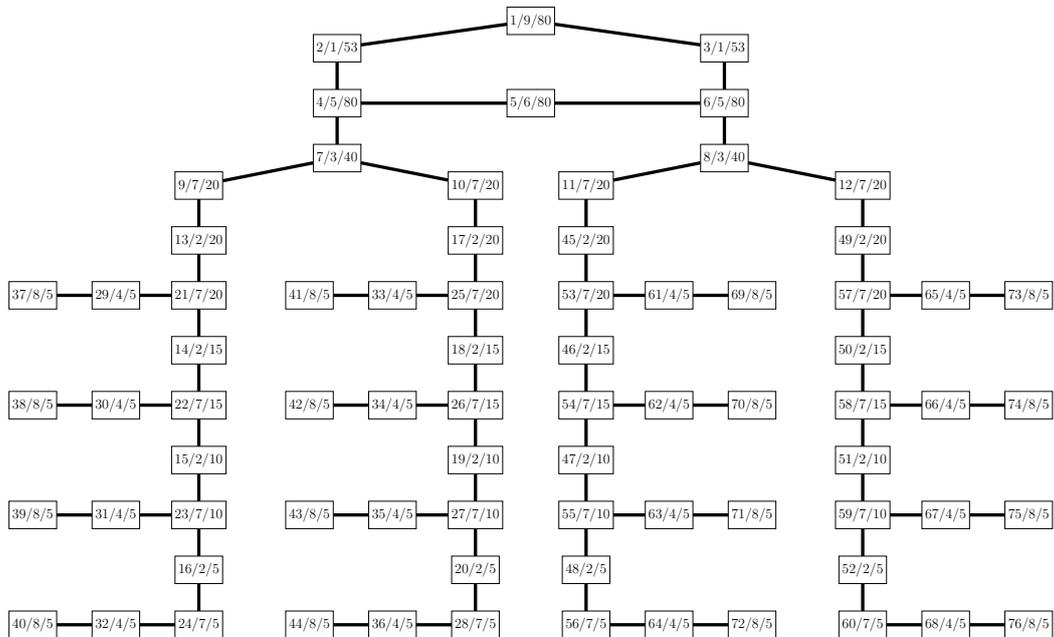


Figura 6.1: Grafo auxiliar con la etiqueta de potencia.

Para resolver el problema de la capacidad, se ha optado por asimilarlo al problema del transporte. Este consiste en que, dadas unas localizaciones definidas por los nodos de un grafo en los que se indican unas ofertas, unas demandas y unas restricciones de flujo, y unos caminos entre las localizaciones, definidos por los arcos de un grafo, calcular el flujo de mercancía por cada uno de los caminos para que se alcance un equilibrio factible, teniendo en cuenta las restricciones de flujo definidas en los nodos.

6.2. Formulación

Para adaptar este enunciado y dado un *estado del grafo* representativo de una situación del parque, se definen entre los nodos asociados a los arcos existentes, unos flujos desconocidos $x_{i,j}$, que representan la potencia capaz de transmitirse desde el nodo i al nodo j . En los nodos que representan a los aerogeneradores se inyectan sus correspondientes potencias nominales x_i , y la energía evacuada del parque a través del transformador general es el flujo total x_1 que sale desde el nodo 1. En los elementos se tienen unas restricciones de capacidad x_i^{lim} , que limitan el flujo máximo de potencia en valor absoluto que puede pasar por ellos. Este planteamiento se plasma directamente sobre el grafo representativo del parque eólico didáctico en su estado inicial, en la figura 6.2.

Los flujos se suponen positivos si discurren en el mismo sentido en el que se han dibujado, y negativos si discurren en sentido contrario. Sin embargo, las restricciones de capacidad se miden siempre en valor absoluto. Sobre los nodos que representan a los aerogeneradores el flujo x_i debe ser entrante y sobre el nodo que representa el transformador general el flujo x_1 es saliente. El problema de calcular la potencia máxima que se puede evacuar por el sistema teniendo en cuenta la capacidad de los elementos y el estado del grafo, se obtiene resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\underset{\forall x_{ij}}{\text{maximizar}} \quad x_1 - \sum_{\forall i \in \Omega_G} s_i \quad (6.1)$$

en el que x_1 es el flujo de potencia que se puede evacuar de la red, x_{ij} son los flujos de potencia que van del nodo i al nodo j (uno por cada arco del grafo), s_i son unas variables de holgura que se describen más adelante, y el conjunto Ω_G es el conjunto de los nodos de la red en los que hay aerogeneradores. Además, deben considerarse las restricciones que se describen a continuación:

En el balance de flujo en el nodo de conexión a la red general, los flujos de salida del nodo se consideran negativos y los de entrada, positivos. De este modo, x_1 siempre será positivo.

$$-x_1 - \sum_{\forall j \in \Omega_1^S} x_{1j} + \sum_{\forall j \in \Omega_1^E} x_{j1} = 0 \quad (6.2)$$

Los conjuntos Ω_1^S y Ω_1^E son el conjunto de nodos unidos al nodo 1 hacia los que hay flujo de potencia y desde los que hay flujo de potencia, respectivamente.

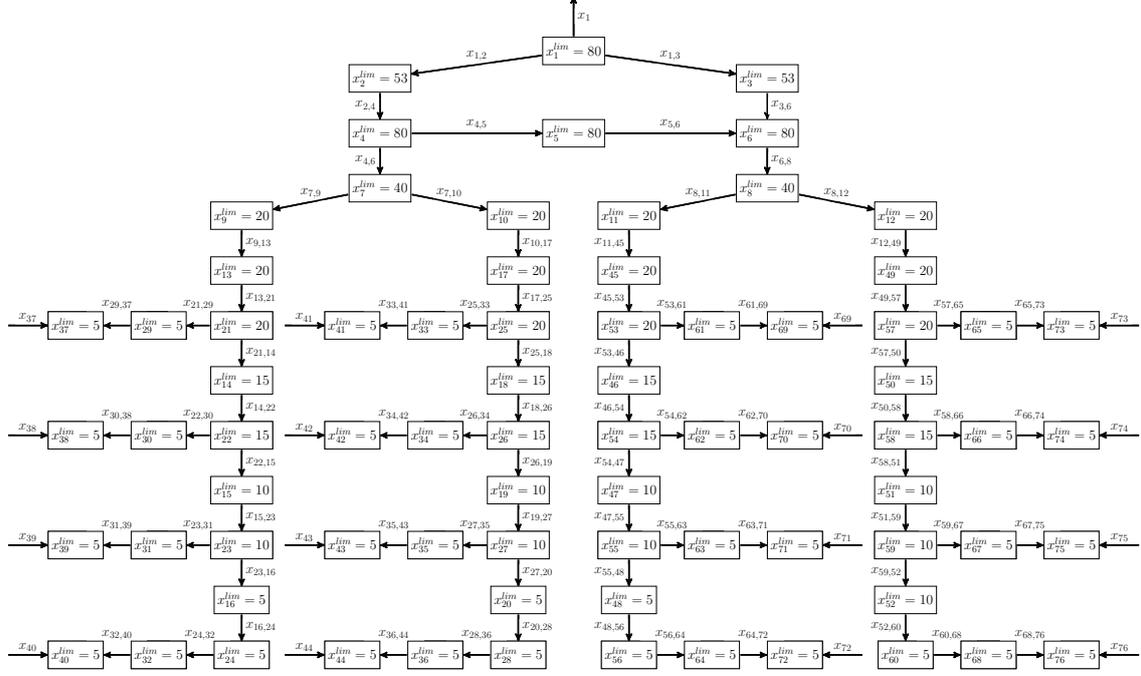


Figura 6.2: Planteamiento esquemático del problema de la capacidad

La segunda restricción es el balance para todos aquellos nodos en los que no hay inyecciones de potencia debido a la presencia de generadores:

$$-\sum_{\forall j \in \Omega_i^S} x_{ij} + \sum_{\forall j \in \Omega_i^E} x_{ji} = 0; \quad \forall i > 1 \quad i \notin \Omega_G \quad (6.3)$$

Los conjuntos Ω_i^S y Ω_i^E son el conjunto de nodos unidos al nodo i hacia los que hay flujo de potencia y desde los que hay flujo de potencia, respectivamente.

La tercera restricción es el balance de potencia en los nodos en los que hay aerogeneradores:

$$-\sum_{\forall j \in \Omega_i^S} x_{ij} + \sum_{\forall j \in \Omega_i^E} x_{ji} - s_i + x_i = 0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (6.4)$$

x_i con $i > 1$ son las potencias inyectadas, y se han añadido unas variables de holgura s_i que podrían restar potencia a los aerogeneradores. Estas variables son necesarias para aquellos casos en los que por razones de capacidad no se pueda evacuar toda la potencia que generan

los aerogeneradores en servicio. En estos casos, se elimina la potencia necesaria para que se cumplan las restricciones. Por este motivo se incluyen en la función objetivo con signo negativo. De esta manera, como se está resolviendo un problema de optimización se tratará de que sean lo más pequeñas posible. Esta es la razón de que únicamente puedan tomar valores positivos de forma que únicamente puedan absorber potencia, pero no generarla.

$$s_i > 0; \quad \forall i \in \Omega_G \quad (6.5)$$

También es necesario incluir las restricciones de capacidad de los nodos en los que existe limitación de capacidad, que se hace mediante las siguientes expresiones:

$$|x_{ij}| \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^S \quad (6.6)$$

$$|x_{ji}| \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^E \quad (6.7)$$

Estas expresiones establecen que los valores absolutos de todos los flujos de salida y entrada del nodo i son menores que su capacidad. Ω_{lim} es el conjunto de los nodos en los que hay restricciones de capacidad. Las expresiones 6.6 y 6.7 se reescriben de la siguiente forma:

$$x_{ij} \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^S \quad (6.8)$$

$$-x_{ij} \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^S$$

$$x_{ji} \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^E \quad (6.9)$$

$$-x_{ji} \leq x_i^{lim}; \quad \forall i \in \Omega_{lim} \quad i \in \Omega_i^E$$

De esta manera el problema de optimización definido mediante 6.2 - 6.5, 6.8 y 6.9 es un problema de optimización lineal, que puede resolverse de forma muy eficiente mediante el algoritmo Simplex. El óptimo x_1^* de este problema es la potencia máxima que se puede evacuar del parque cumpliendo con todas las restricciones de capacidad para cada *estado del grafo*. El cálculo de x_1^* se realiza cada vez que hay un cambio en el parque, es decir, cada vez que se genera un nuevo *estado del grafo*.

Capítulo 7

Análisis estadístico de ventanas temporales

En la línea temporal construida como se detalla en el capítulo 4, existen eventos de fallo y reparación entre los cuales transcurre un tiempo en el que las entidades que han quedado afectadas directamente por el fallo, permanecen fuera de servicio hasta que la reparación del mismo es completada. Este tiempo, que en adelante se llamará *tiempo de reparación real*, t_{rep}^r , depende de multitud de factores, algunos de ellos de magnitud a priori desconocida. Del mismo modo en que los fallos de los distintos componentes son simulados de forma aleatoria siguiendo distribuciones estadísticas de tipo exponencial, sería deseable que t_{rep}^r fuese simulado con la misma técnica siguiendo algún tipo de distribución estadística que recoja el comportamiento de la variable aleatoria t_{rep}^r . En este capítulo se propone un método de obtención de estas curvas de distribución.

7.1. Dependencia de tiempo de reparación real

Los fallos simulados necesitan un mantenimiento correctivo que requiere urgencia. Esto significa que desde el momento en que el fallo es detectado se hace todo lo posible por completar la reparación. La secuencia temporal de los hechos se puede descomponer en cinco fases:

1. Se detecta el fallo en un elemento determinado del parque y se averigua de qué tipo es.
2. En función del tipo de fallo se asignan tanto los medios materiales como humanos previamente determinados para la tarea concreta.
3. Existe un desplazamiento físico desde el lugar donde se encuentran los medios materiales y el personal hasta el lugar de la avería.

4. Una vez en el lugar se procede a la reparación de la avería.
5. Cuando la avería es reparada los medios materiales y el personal se transportan hasta su lugar de origen.

La fase 1 es prácticamente inmediata, considerando que existe una monitorización suficiente de los elementos del parque y es sencillo averiguar el tipo de fallo ocurrido. La fase 2 también es inmediata. Para cada tipo de fallo se han asignado los medios materiales y humanos necesarios para la reparación en el plan de mantenimiento del parque, realizando un plan de trabajo específico para cada tipo de fallo. En la fase 3, el desplazamiento al lugar se realiza siempre que existan las condiciones ambientales adecuadas. Ya sea desde la subestación marina (si esta es habitable) o desde tierra, los medios de desplazamiento necesitan unas condiciones adecuadas para garantizar la seguridad en el viaje. Para ello es necesario encontrar una ventana temporal adecuada en la que realizar el desplazamiento. En la fase 4, una vez en el lugar de trabajo la reparación se llevará a cabo si las condiciones de trabajo son las adecuadas, por lo que también es necesario encontrar una ventana temporal. En la fase 5, una vez completado el trabajo hay un desplazamiento de los medios a su origen.

De lo anterior se deduce que de lo que ocurra durante las fases 3 y 4 dependerá t_{rep}^r . Además, en la fase 2 se determina un parámetro fundamental, el *tiempo de reparación ideal* para cada tipo de fallo, t_{rep}^i . Este parámetro es el número de horas que se tardaría en hacer la reparación en condiciones ideales, considerando como tales las estrictamente necesarias para que tanto el equipo humano como material complete el trabajo, suponiendo climatología adecuada. En una situación real, ante un fallo en el parque se realizarían en orden secuencial las 5 fases. Para lograr tener una estimación de t_{rep}^r , es necesario construir un procedimiento de simulación de esas 5 fases. Cada tipo de fallo tiene definidos los siguientes parámetros:

- t_{rep}^i : es el tiempo de reparación ideal.
- t_v : es el tiempo de desplazamiento de los equipos humanos y materiales a la zona de reparación.
- t_{min} : es el tiempo mínimo para el que se considera rentable desplazarse al lugar para avanzar en la reparación. Existen tareas que debido a su naturaleza deben realizarse a intervalos intermitentes (por ejemplo, tareas que solo pueden realizarse de día). Algunas pueden tener una duración de varios días lo que obliga a realizarlas en intervalos. Las ventanas temporales deben ser mayores que t_{min} para que sea rentable el desplazamiento con respecto al tiempo en que los elementos afectados por el fallo están fuera de servicio.
- n : Es el número de variables ambientales que influyen en la búsqueda de ventanas temporales.

- V_i^{inf} : Es el límite inferior para la variable ambiental i .
- V_i^{sup} : Es el límite superior para la variable ambiental i .
- h_t : es el horario de trabajo asignado para la tarea. Debido a la urgencia de las reparaciones el horario es continuo, trabajando las 24 horas del día sustituyendo al personal. Pero en algunas circunstancias, puede que tan solo sea posible trabajar durante algunas horas del día.

7.2. Simulación de un tiempo de reparación real individual

Una vez definidos los parámetros de los que depende t_{rep}^r para cada tipo de fallo, se detalla el procedimiento para su obtención.

Supóngase que en la ubicación del parque se conocen las series temporales históricas, de resolución horaria, con la misma extensión temporal en horas, n_h , de las n variables ambientales $V_i(t)$ que afectan a la reparación del fallo. Mediante una distribución uniforme se simula una fecha dentro de las series temporales, t_0 . La probabilidad de encontrar un fallo en la hora h dentro de la línea temporal es $P(h) = 1/n_h$. A partir de esa fecha se analizan las ventanas temporales en las que se cumplen las condiciones ambientales obteniendo, para cada una de las n variables una función $f_i(t)$ definida así:

$$f_i(t) = \begin{cases} 1, & \text{si } V_i^{inf} \leq V_i(t) \leq V_i^{sup} \\ 0, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (7.1)$$

El producto de las n funciones $f_i(t)$ es una función $F(t)$:

$$F(t) = \prod_{i=1}^n f_i(t) \quad (7.2)$$

Si $F(t)$ toma valor 1, todas las condiciones ambientales se cumplen simultáneamente. Si toma valor 0 al menos una de ellas no se cumple. Por tanto, la búsqueda de ventanas temporales se reduce a buscar los intervalos de la función $F(t)$ donde $F(t) = 1$. De estos intervalos tan solo son válidos los que son mayores que $t_{min} + 2 \cdot t_v$ y además están dentro de h_t . Entonces, t_{rep}^r es el tiempo que transcurre desde t_0 hasta t_f instante preciso en el que la suma acumulada del tiempo real de trabajo iguala a t_{rep}^i . Para ilustrar el procedimiento, se presenta a continuación un ejemplo concreto:

En la tabla C.1 el tipo de fallo 2 es descrito como “Aislamiento”. El tiempo de viaje, t_v es de 1 hora, el tiempo mínimo, t_{min} es de 4 horas, y el horario de trabajo h_t es de tipo 1, lo que significa que se trabaja en horas de luz natural, desde las 08:00h hasta las 18:00h, un total de 10 horas. El tiempo de reparación ideal t_{rep}^i es de 410 horas. Además se han definido dos límites superiores para dos variables $V_1^{sup} = 2,5$ m y $V_2^{sup} = 12$ m/s que responden a los límites superiores para la altura significativa y velocidad del viento respectivamente. Como no se indican límites inferiores se suponen iguales a cero. Las series de las dos variables se muestran en la figura 7.1. Estas series, obtenidas de los reanálisis de viento y oleaje descritos

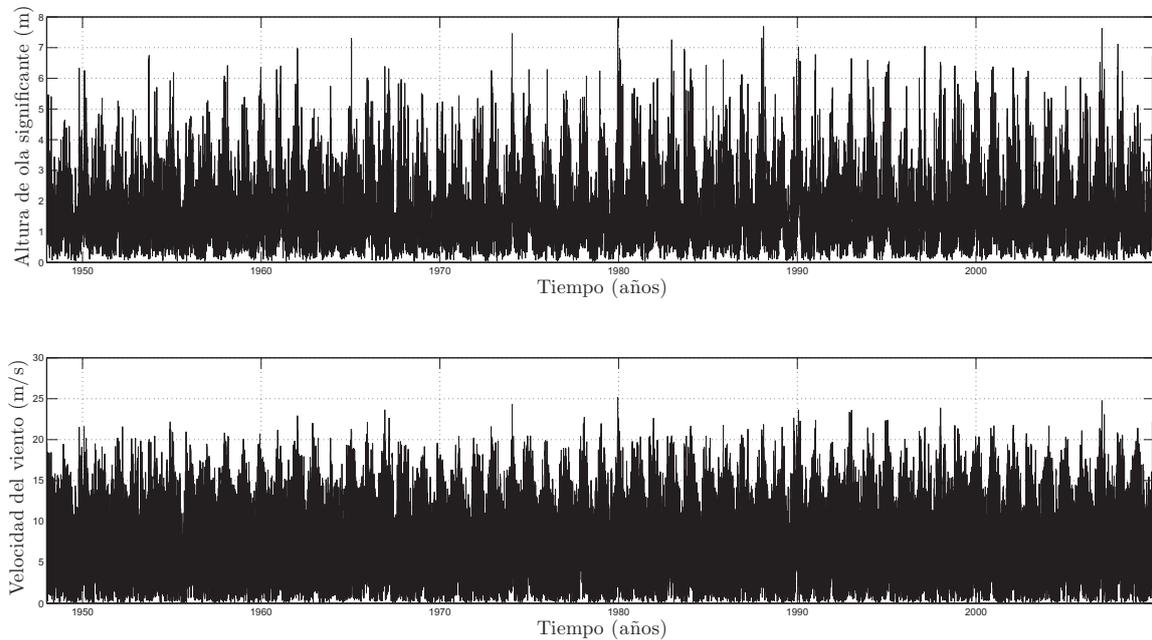


Figura 7.1: Series de viento y altura de ola significativa.

en el apéndice B se inician el 1 de febrero de 1948 a las 00:00h y terminan el 1 de enero de 2010 a las 00:00h. Entre estas dos fechas hay 22615 días, equivalentes a 542760 horas. La probabilidad de obtener un fallo en una hora concreta es $P(h) = 1/n_h = 1/512760$. Simulando mediante una distribución uniforme, se obtiene un fallo en la hora 35583, que corresponde a la fecha 5 de septiembre de 1988 a las 15:00 h. En la figura 7.2 se simboliza este evento con una línea vertical roja. La gráfica superior es la serie temporal de altura de ola significativa y la gráfica central es la serie de velocidad del viento. De estas series, las horas señaladas con puntos negros son las horas en las que se cumplen las condiciones individuales para cada una de las variables: altura de ola significativa inferior a 2.5 m y velocidad del viento inferior a 12 m/s. En la gráfica inferior existe una alineación horizontal de puntos

grises que indica las horas en las que simultáneamente se cumplen las dos condiciones. La etiqueta *VB* significa *ventanas brutas*. La alineación de puntos negros indica las horas dentro de las ventanas brutas en las que se cumple el horario de trabajo, 08:00h-18:00h. La etiqueta *VN* significa *ventanas netas*. Se observa que no hay una ventana bruta hasta las 19:00h

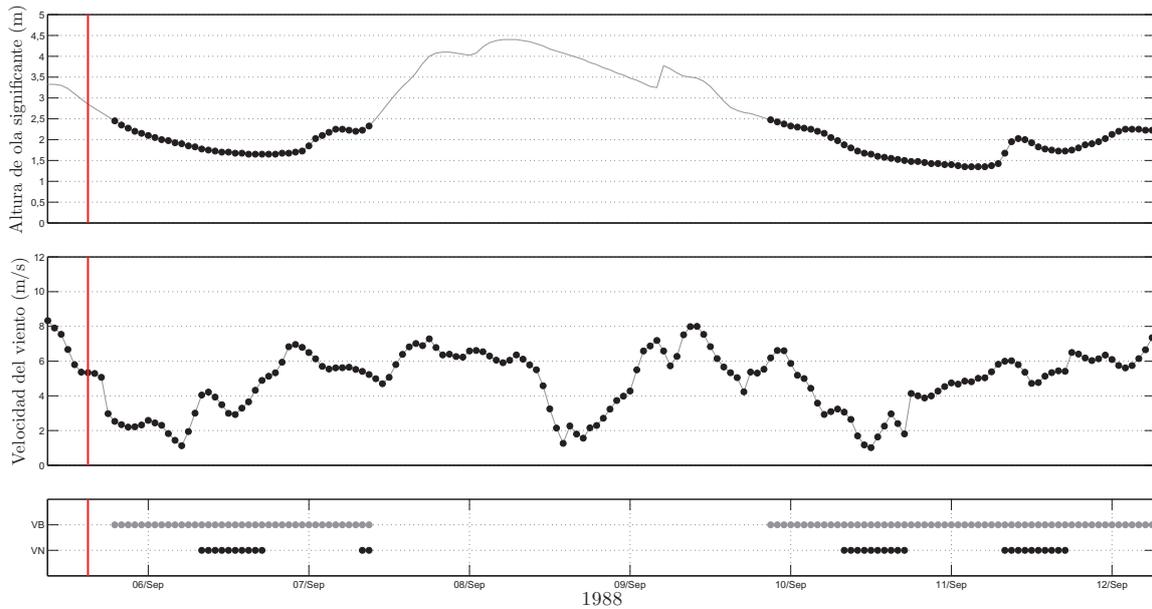


Figura 7.2: Series de viento y altura de ola significativa

de ese día, cuando las dos variables están por debajo de sus límites. Sin embargo no se puede comenzar la reparación porque está fuera del horario de trabajo. A las 08:00h del día siguiente se abre una ventana neta de 10 horas en la que ya es posible trabajar. De esta ventana neta, 8 horas se invierten en el trabajo y 2 en los viajes de ida y vuelta. Quedan todavía 402 horas de trabajo por completar. Al día siguiente se abre otra ventana neta a las 08:00h pero tiene una duración de tan solo dos horas, que es mayor que $t_{min} + 2 \cdot t_v = 6$ por lo que no merece la pena trabajar en esa ventana. La siguiente ventana neta se abre el 10 de septiembre a las 08:00h y nuevamente se aprovechan 8 horas de trabajo. El 11 de septiembre se abre otra ventana de la que vuelven a aprovecharse 8 horas. El trabajo se completa a las 14:00h del día 11 de noviembre. Desde que ocurrió el fallo, el 5 de septiembre de 1988 a las 15:00h han pasado 1503 horas. Un trabajo con un tiempo de reparación ideal de 410 horas se ha convertido en un trabajo con tiempo de reparación real de 1503 horas. Nótese que respetando el horario de trabajo de trabajo diurno, cada día se aprovechan 8 horas de trabajo. Por tanto, para cumplir las 410 horas se necesitan 51 días de trabajo y 2 horas de trabajo y 1 hora de viaje del día 52. Esto hace un total de 1227 h. La introducción de los límites en las variables climáticas, ha hecho que el tiempo de trabajo se haya incrementado un 22.49% si se compara con el tiempo mínimo posible considerando los límites de las

variables y el horario diurno.

7.3. Obtención de las distribuciones estadísticas del tiempo de reparación real

Para poder obtener una distribución estadística empírica de la variable t_{rep}^r es necesario realizar el procedimiento descrito en 7.2 un número suficiente de veces. Cuanto mayor sea este número más información se recogerá del comportamiento de la variable. Para los fines prácticos hacia los que va orientado el uso de esta variable, es suficiente con que a medida que se va realizando el proceso, la distribución estadística de la variable se mantenga estable. Para comprobar la estabilidad se controlan los estadísticos de la distribución, media, desviación típica, asimetría y curtosis a medida que se van añadiendo valores de t_{rep}^r , de 100 en 100, a la muestra. Cuando al añadir 100 valores de t_{rep}^r ninguno de los cuatro estadísticos cambia en más del 1 %, se considera que no se está suministrando información relevante a la distribución y ya es suficiente con esa muestra. Este error se considera apropiado dadas la incertidumbres de los parámetros de entrada.

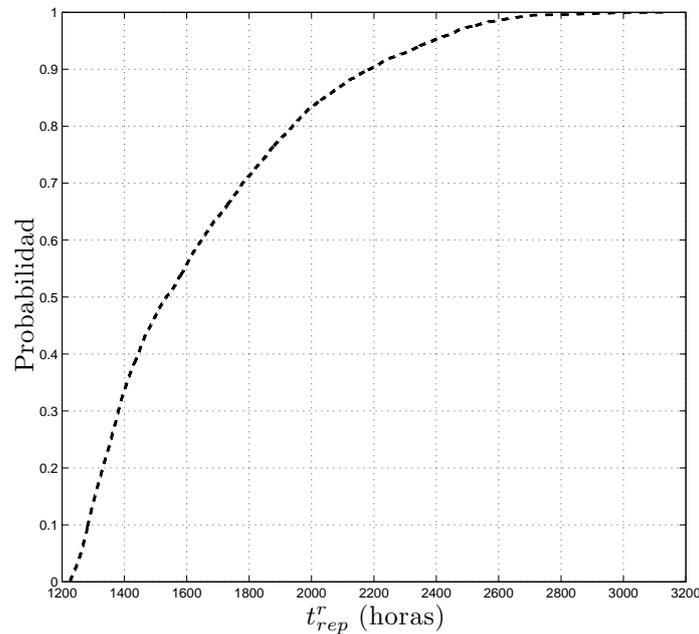


Figura 7.3: Función de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 2.

En la figura 7.3 se presenta el resultado de la simulación para el mismo tipo de fallo analizado en 7.2. De esta curva se deduce que la probabilidad de hacer la reparación en un tiempo menor que 1503 horas es de 0.471. El corte de la función con el eje de abscisas no

puede ser inferior al mínimo tiempo en el que es posible hacer la reparación. En este caso coincide exactamente con $t_{rep}^r = 1227$.

Superiormente no existe ningún límite para t_{rep}^r . Puede que las condiciones sean tan restrictivas que sea imposible realizar la reparación a lo largo de la vida útil. Por tanto, para cada tipo de fallo y condiciones dadas, t_{rep}^r está acotado inferiormente por un valor que depende exclusivamente de las condiciones impuestas y superiormente por el valor de la vida útil, VU . Y si las condiciones dadas no imponen ninguna restricción, el menor valor que puede tomar t_{rep}^r es t_{rep}^i , por tanto:

$$t_{rep}^i \leq t_{rep}^r \leq VU \quad (7.3)$$

es el rango de valores entre los que puede oscilar t_{rep}^r .

7.4. Estacionalidad del tiempo de reparación real

En la figura 7.1 se observa como las dos variables consideradas tienen carácter estacional. Para un año determinado hay diferencias sustanciales entre los meses de verano e invierno. La función de distribución acumulada empírica se ha calculado sin tener en consideración esta estacionalidad, sin embargo si se tuviera en cuenta se podría captar mejor las diferencias existentes entre tener un fallo en meses donde las condiciones climáticas son muy severas y meses donde no lo son tanto. Por esta razón, la técnica se modifica ligeramente para captar la estacionalidad identificando cuando una fecha es simulada en qué mes tiene lugar el fallo, para luego tener doce curvas distintas, una para cada mes del año, presentadas en la figura 7.4. Si ahora se pretende saber cual es la probabilidad de que la reparación de un fallo ocurrido en septiembre se efectúe en menos de 1503 horas, hay que utilizar la curva etiquetada con S . Esta probabilidad es de 0.235, aproximadamente la mitad que la calculada con la curva anual, lo que indica que la curva anual ha subestimado este tiempo de reparación real concreto. De la figura 7.4 se deduce que t_{rep}^r es sobreestimado con la curva anual en los meses de verano, mientras en los meses de invierno es subestimado, y existen algunos meses en los que es subestimado para probabilidades bajas y sobreestimado para probabilidades altas.

El tipo de fallo 4 “Bobinados” tiene un t_{rep}^i de 620 horas, un t_{min} de 6 h, el horario de trabajo es de tipo 2, lo que significa que el turno de trabajo es de 24 horas y los límites para las variables ambientales y tiempo de viaje son los mismos que para el tipo de fallo 2. Las funciones de distribución de t_{rep}^r se muestran en la figura 7.5. Comparando con el tipo de fallo 2, se observa como a pesar de que el tiempo ideal de reparación es menor, el horario de trabajo continuo permite que las reparaciones se efectúen con una rapidez mayor. El corte de la curva más favorable con el eje de abscisas se da exactamente con $t_{rep}^r = 621$ horas, que

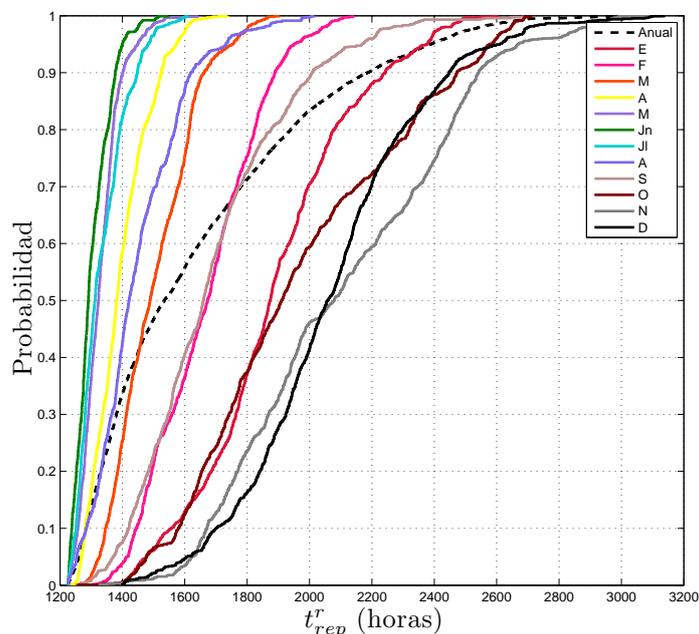
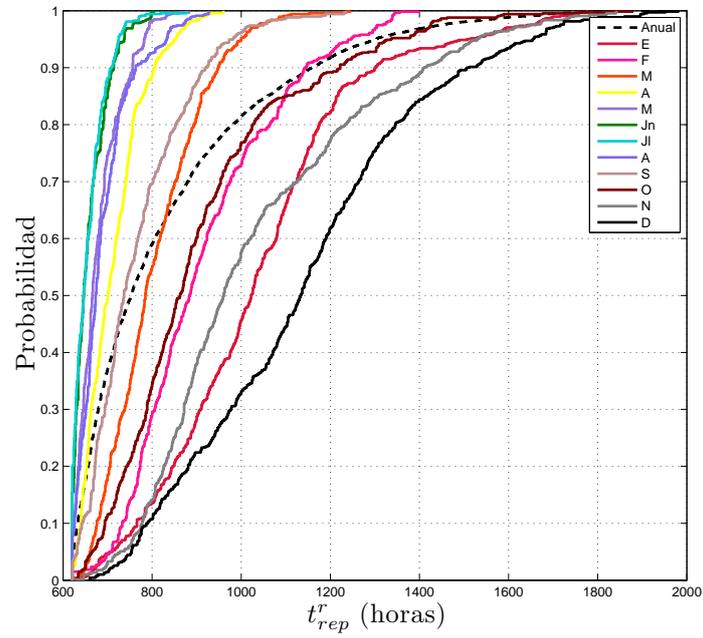
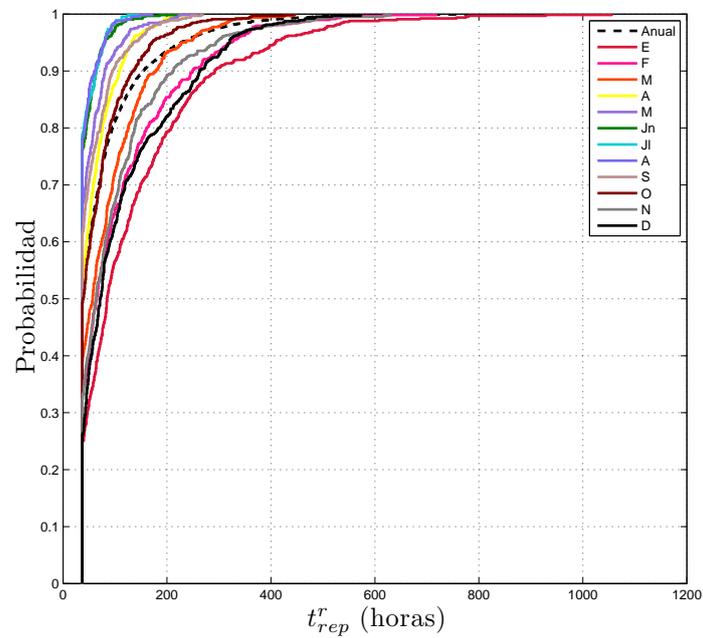


Figura 7.4: Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 2.

es la suma de $t_{rep}^i = 620$ h más la hora inicial de viaje. La forma de las curvas tiene aspecto similar a las de la figura 7.4, indicando que la estacionalidad es relevante.

Es lógico pensar que si t_{rep}^i es pequeño es más probable encontrar ventanas adecuadas para la reparación y la estacionalidad de las curvas tenderá a ser menor. El tipo de fallo 10, “Tomas” tiene un t_{rep}^i de 36 horas y un $V_1^{sup} = 2$ m. El resto de restricciones son las mismas que para el tipo de fallo 4. Las curvas se presentan en la figura 7.6 No solo la estacionalidad de las curvas es menor, sino que para probabilidades inferiores a 0.26 es indiferente usar cualquiera de las curvas. El corte de las curvas con el eje de abscisas es nuevamente la suma de t_{rep}^i más la hora de viaje inicial, en este caso 37 horas.

Si se eliminasen las restricciones para las variables que son estacionales, la simulación de las curvas debería dar como resultado una superposición de todas ellas. El tipo de fallo 16 etiquetado como “Cuad. protec.” no tiene restricciones en las variables ambientales. Tanto t_{min} como t_v son cero, lo que indica que la reparación se realiza por el personal permanente de la subestación y puede completarse bajo cualquier condición ambiental y de horario. El resultado, que se puede ver en la figura 7.7 es una superposición de todas las curvas en una recta vertical que corta al eje de abscisas en $t_{rep}^r = 190$. Este es uno de los casos en los que $t_{rep}^r = t_{rep}^i$. La probabilidad de completar esta reparación en un tiempo menor que 190 h es cero, mientras que la probabilidad de completarla en un tiempo igual o mayor que que 190 h es 1.

Figura 7.5: Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 4.Figura 7.6: Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 10.

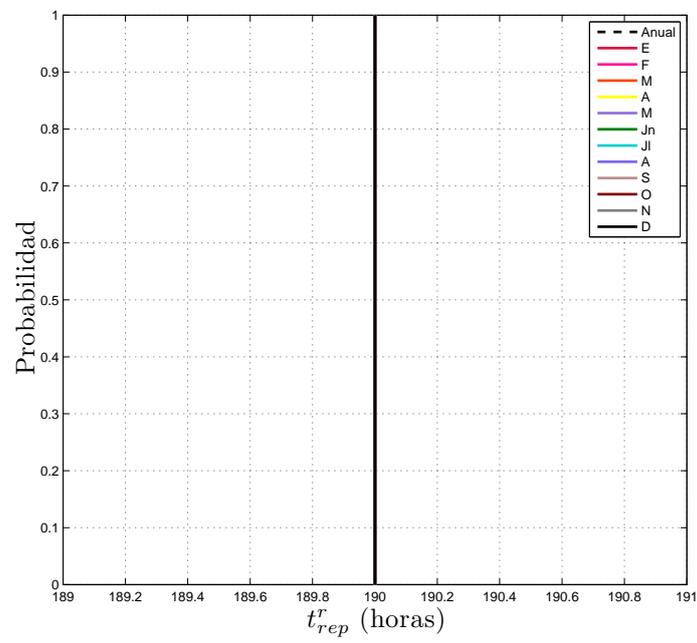


Figura 7.7: Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 16.

Capítulo 8

Evaluación de la energía producida

En el capítulo 6 se presentó el procedimiento por el cual se puede conocer la máxima potencia que es capaz de evacuar un parque eólico considerando las restricciones de potencia que podrían presentar sus elementos para cualquier situación del parque representado por un *estado del grafo*. En el capítulo 7 ya se dispone de los tiempos de reparación reales que alimentan la secuencia temporal de eventos del parque, construida en el capítulo 4. Por tanto, ya es posible conocer cual es la serie temporal de potencia máxima que el parque puede evacuar a lo largo de toda una vida útil teniendo en cuenta:

- La configuración eléctrica del parque, normas de funcionamiento y reglas de operación.
- La secuencia de eventos de fallo o reparación que suceden a lo largo de la vida útil.
- Las restricciones de potencia de cada uno de los elementos.
- Las condiciones climáticas, y logísticas que afectan a las labores de mantenimiento correctivo.

Además, como se dispone de información sobre la velocidad del viento en la zona, al conocer en todo momento la disponibilidad de los aerogeneradores sería posible mediante la curva de potencia de los mismos hacer una estimación de la serie de potencia generada por el viento.

Podría pensarse que la serie temporal de potencia máxima siempre es mayor que la serie temporal de potencia generada por el viento. Esto sería cierto si no hubiese ningún fallo en el parque, pero pueden existir fallos en algunos elementos que hagan que sea imposible evacuar toda la potencia que los generadores producen debido al viento existente en este momento.

En este capítulo se propone combinar toda esta información para construir una serie temporal de potencia que una vez integrada sea un valor verosímil de la energía producida por el parque en una vida útil individual generada aleatoriamente.

8.1. Serie temporal de potencia máxima

Simulando una vida útil y calculando para cada situación del parque representada por un *estado del grafo*, la serie temporal de potencia máxima que este es capaz de evacuar en todo momento es $P_{max}(t)$. Esta función es continua, porque los eventos pueden ocurrir en cualquier fecha dentro de la vida útil. En la figura 8.1 se presenta, para una vida útil la función $P_{max}(t)$ junto con los diagramas de servicio de cada uno de los aerogeneradores del parque. Son las 16 barras horizontales grises que se ven interrumpidas a veces por intervalos de color azul. Este color, representa los intervalos temporales en los que cada aerogenera-

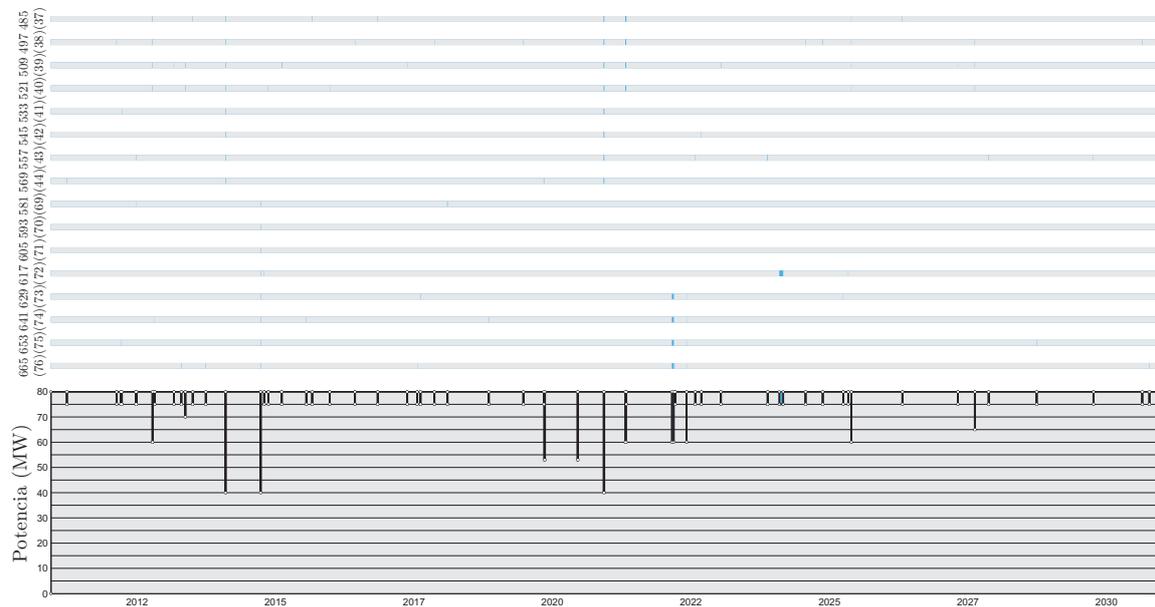


Figura 8.1: Serie temporal de potencia máxima en una vida útil del parque eólico didáctico.

dor está fuera de servicio, ya sea como consecuencia de su propio fallo, como por el fallo en otros elementos del parque. A la izquierda de cada barra aparecen dos números: entre paréntesis el elemento del nodo-auxiliar al que pertenece el aerogenerador y sin paréntesis el nodo-elemento que lo representa realmente. En la gráfica inferior aparece la evolución de la potencia máxima que el parque es posible evacuar, teniendo en cuenta tanto las paradas obligadas por los fallos ocurridos como las restricciones de capacidad del parque. Como la figura condensa una vida útil de 20 años, es difícil visualizar con precisión los eventos, aunque a simple vista se puede comprobar, por ejemplo, que la mayoría de los fallos afectan a un solo generador, o que hay tres ocasiones donde el parque está a mitad de su producción. Para observar con más detalle hay que ampliar la figura horizontalmente.

En la figura 8.2 se muestra tan solo la línea temporal que va desde el 4 al 16 de noviembre de 2019. Los puntos blancos en la línea de potencia indican los eventos ocurridos en el

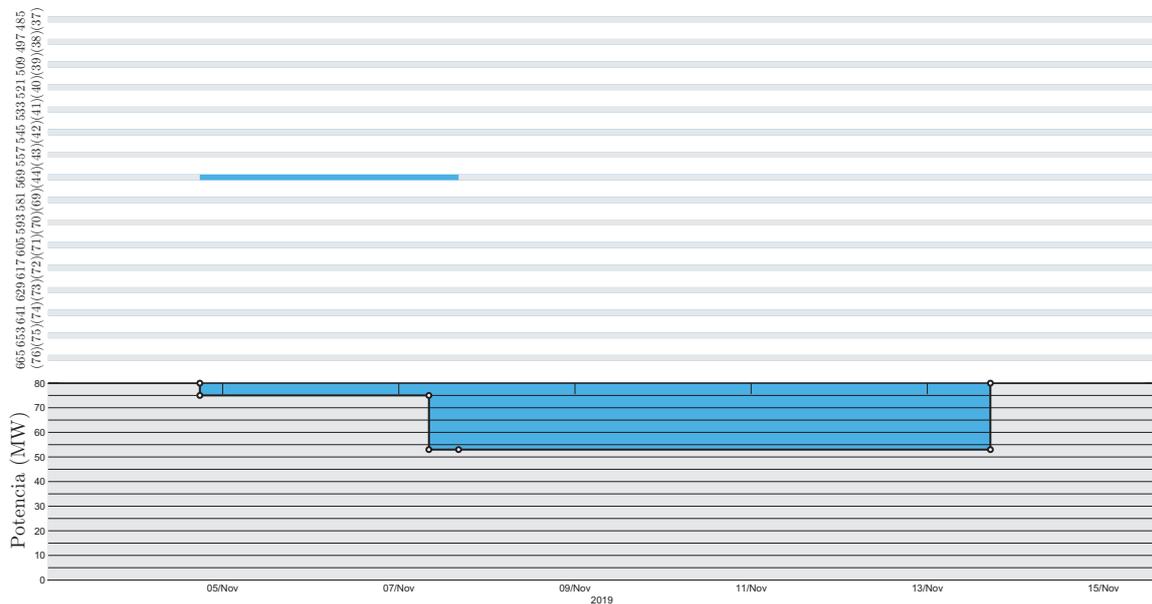


Figura 8.2: Fragmento de la serie temporal de potencia máxima en una vida útil del parque eólico didáctico

parque. El parque era capaz de producir 80 MW hasta que al final del día 4 de noviembre un evento en el parque dejó fuera de servicio al aerogenerador representado por el nodo 569. En ese momento el parque pasó a poder evacuar 75 MW hasta que al principio del día 7 de noviembre otro evento de fallo hace que el parque solo pueda evacuar 53 MW. Este fallo se ha producido en el nodo-componente 79 (nodo-auxiliar 3, nodo-elemento 80) que es un fallo identificado en un cable de evacuación desde la subestación marina hacia la terrestre. Aplicando el método expuesto en el capítulo 5 todos los aerogeneradores excepto el que está en fallo tienen camino de evacuación posible mediante el otro cable de evacuación, por lo que si no hubiera restricción podrían evacuarse los 75 MW. Sin embargo, al existir una restricción de 53 MW en los cables, aplicando lo desarrollado en el capítulo 6 solo es posible, como se muestra en la gráfica, evacuar 53 MW. Horas después de este fallo, ocurre otro evento en el parque, en este caso de reparación. Obsérvese como justo en este instante, la octava barra horizontal cambia de color azul, a gris. Como el fallo en el nodo-componente 79 sigue vigente, de los 80 MW que como máximo se pueden producir por estar todos los aerogeneradores operativos, tan solo 53 MW se pueden seguir evacuando. Finalmente, durante el día 13 de noviembre la reparación se completa y el parque vuelve a ser capaz de evacuar 80 MW.

8.2. Serie temporal de potencia generada por el viento

Ante la imposibilidad disponer de una predicción acerca de la velocidad del viento en una ubicación determinada se hace necesario usar la información histórica de la que se dispone. La serie temporal de velocidad del viento de la figura 7.1 tiene una longitud aproximada de 62 años. Como el objetivo final es obtener información de la simulación de múltiples vidas útiles, se propone utilizar la información de los 62 años disponibles empleando un procedimiento de muestreo con reemplazamiento *bootstrap resampling* [39]. Consiste en seleccionar de forma aleatoria n años de los m disponibles de forma que cada vez que un año es seleccionado, vuelven a estar disponibles para la selección los m años. De esta manera la muestra de n años podrá tener años repetidos. En la figura 8.3 se presenta un ejemplo de muestreo. Se

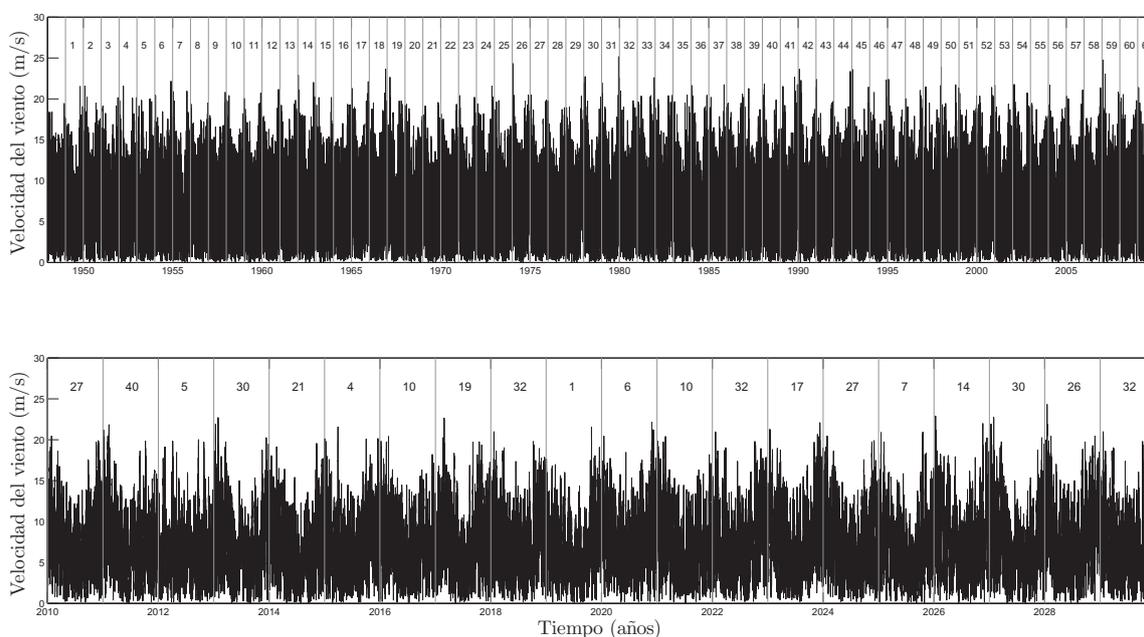


Figura 8.3: Ejemplo de muestreo con reemplazamiento.

desea construir una vida útil de $n = 20$ años empezando el 1 de enero de 2010. Para ello, se seleccionan y numeran en orden ascendente los años de la serie disponible. Se representa en la imagen mediante líneas verticales grises cada 1 de enero. El primer año de la serie disponible se deshecha porque al proceder la serie de un modelo numérico, los dos primeros meses son necesarios para la estabilización del modelo. Por tanto, $m = 61$. La muestra de 20 años de los 61 posibles se representa en la imagen inferior. Cada año está separado con franjas grises y se señala el número de año al que corresponde de la imagen superior. Por ejemplo, el año 32 de la imagen superior, que corresponde a 1980 en la serie original, ha sido colocado en dos ocasiones en las posiciones 9 y 13 de la serie reconstruida, constituyendo los años 2018 y 2022 respectivamente. A simple vista se aprecia en la serie como la velocidad

del viento horaria es la misma.

Una vez construida la serie temporal de viento a 10 m sobre la superficie del mar, para poder utilizar la curva de potencia es necesario hallar la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador. Para ello se propone el siguiente perfil de viento [19]:

$$V_{hub} = V_{10} \left(\frac{h_{hub}}{h_{10}} \right)^{0,1} \quad (8.1)$$

La altura del buje sobre el nivel del mar, h_{hub} que se utilizará será de 90 m, para el aerogenerador NREL de 5 MW [14], cuya curva de potencia es la que se indica en la figura 8.4. Esta curva proporciona la potencia que la turbina genera en función de la velocidad del

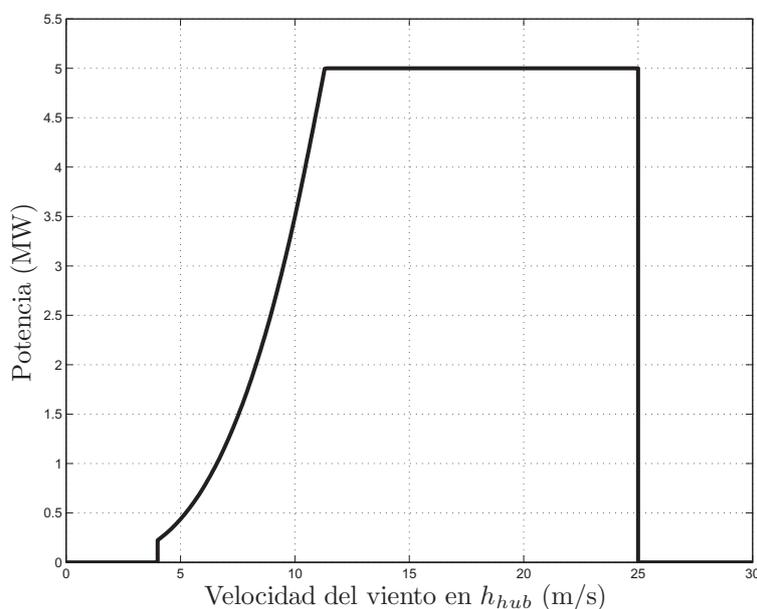


Figura 8.4: Curva de potencia de un aerogenerador NREL 5 MW

viento en el buje. Transformando la curva de viento en una curva de potencia, ya se tiene la serie temporal de potencia generada por el viento, P_v .

8.3. Energía producida por el parque

En las dos secciones anteriores se han obtenido las series de potencia máxima y potencia generada por el viento, $P_{max}(t)$ y $P_v(t)$ respectivamente. El objetivo es encontrar una serie $P(t)$ que represente la potencia producida por el parque, cuya integración temporal será la energía producida por el parque a lo largo de una vida útil.

En cada instante de tiempo existen dos posibilidades:

1. Que la potencia generada por el viento sea mayor que la capacidad del parque para evacuarla.
2. Que la capacidad de evacuación del parque sea mayor que la potencia generada por el viento.

En el primer caso, la potencia producida es la máxima que el parque puede evacuar en ese momento, porque no puede evacuarse la totalidad y en el segundo caso es la generada por el viento, porque se puede evacuar todo lo que ese está produciendo. En ambos casos, la potencia producida es la mínima de las dos. En consecuencia, la función $P(t)$ se define así:

$$P(t) = \begin{cases} P_{max}(t), & \text{si } P_{max}(t) \leq P_v(t) \\ P_v(t), & \text{si } P_v(t) < P_{max}(t) \end{cases} \quad (8.2)$$

Obtenida la serie temporal de la potencia generada por el parque su integración tiene unidades de energía. Se realiza una suma de trapecios a lo largo del dominio temporal. Como los datos de viento son medias horarias, se considera una aproximación adecuada. Siendo VU la longitud e la vida útil, en horas y $P(t)$ en MW:

$$E_p = \int_{t_0}^{t_f} P(t) dt \approx \sum_{i=1}^{VU-1} \left(\frac{P(i) + P(i+1)}{2} \right) \cdot \Delta t \quad (8.3)$$

E_p es la energía producida por el parque a lo largo de una vida útil, en MWh.

Capítulo 9

Simulación de múltiples vidas útiles

Hasta el momento, se han desarrollado las herramientas necesarias que dentro de la metodología presentada permiten evaluar la energía producida por un parque eólico a lo largo de una vida útil generada aleatoriamente. Las causas de esta aleatoriedad provienen de tres fuentes:

- La línea temporal de eventos es construida usando tiempos de fallos generados aleatoriamente mediante funciones de distribución exponencial.
- Los tiempos de reparación utilizados son generados aleatoriamente utilizando funciones de distribución empíricas obtenidas mediante simulación.
- La serie temporal de velocidad del viento utilizada para el cálculo de la energía es obtenida mediante muestreo aleatorio de otra serie de mayor longitud temporal

En consecuencia, una vida útil generada arroja un único valor de energía producida que es también aleatorio y por tanto, la variable *energía producida* es una variable aleatoria. Para conocer como se distribuye es necesario obtener una cantidad suficiente de valores simulando múltiples vidas útiles del parque. En este capítulo se analiza el comportamiento de la variable *energía producida* haciendo uso del parque eólico didáctico.

9.1. Criterio de parada de la simulación

En la simulación de múltiples vidas útiles gran cantidad de información es almacenada. Al final de la sesión de simulación puede ser analizada cualquier variable generada, por ejemplo, el tiempo de funcionamiento total de un elemento concreto, el número de fallos de un grupo de elementos concreto, la energía generada por el parque, etc. Fijada la variable objetivo, es necesario que la muestra estadística de la misma sea suficientemente grande y que su distribución estadística sea estable. Cuando esto ocurre, ya no es necesario seguir

simulando, porque la información que se aporta a la muestra va siendo cada vez menor con respecto a la que la muestra ya contiene. Esto sugiere que en el proceso de simulación de vidas útiles se vaya comprobando, a medida que se van simulando vidas útiles, la estabilidad de la distribución estadística de la muestra. Se han probado diferentes criterios de parada, llegando a la conclusión de que el que mejor comportamiento ofrece es el siguiente:

Se empiezan simulando vidas útiles, en bloques de 100, calculando al final de cada bloque la variable objetivo y añadiéndola a la muestra. Al final de cada bloque se calculan los estadísticos de la distribución, media, desviación típica, asimetría y curtosis. La simulación se detiene cuando la adición de valores a la muestra no hace variar ninguno de los cuatro estadísticos en más de $1/1000$. Este criterio proporciona un buen equilibrio entre el tamaño de la muestra y el tiempo de ejecución de las simulaciones, proporcionando siempre muestras grandes. En este trabajo se requieren muestras grandes para tener suficiente cantidad de datos que permitan realizar tests estadísticos. De cara a diseñar un criterio más general, este puede orientarse en el sentido que se señala en la sección 12.1.

9.2. Análisis de la energía total generada

Cada vida útil simulada genera información muy útil acerca del parque. En lo que a la energía producida se refiere, es posible analizar los efectos que cada consideración hecha sobre el parque tiene sobre la energía total producida, observándolos por separado.

El valor de la energía máxima que puede extraerse del parque es el resultado de multiplicar la vida útil por la potencia nominal del parque. Para el parque eólico didáctico, este valor es $E_p^{max}=14025.600$ GWh. Cualquier consideración que se haga sobre el parque sin aumentar su potencia instalada dará como resultado una producción menor. Se realiza una simulación con el parque eólico didáctico. La simulación se interrumpe cuando se han simulado 10200 vidas útiles utilizando el criterio de parada de 9.1. En la figura 9.1 se presentan tres histogramas correspondientes a las tres variables aleatorias siguientes:

- E_p^v es la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona sin fallos en el parque.
- E_p^{vp} es la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona y teniendo en cuenta los fallos que se producen en el parque.
- E_p^{vpc} es la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona, los fallos que se producen en el parque, y las restricciones de potencia del sistema eléctrico.

A cada una de las variables se le ha ajustado una distribución normal, cuyos parámetros μ y σ se indican en la tabla 9.1. Se observa como a medida que se tienen en consideración, la curva de potencia de los aerogeneradores, los fallos ocurridos y la capacidad de evacuación del

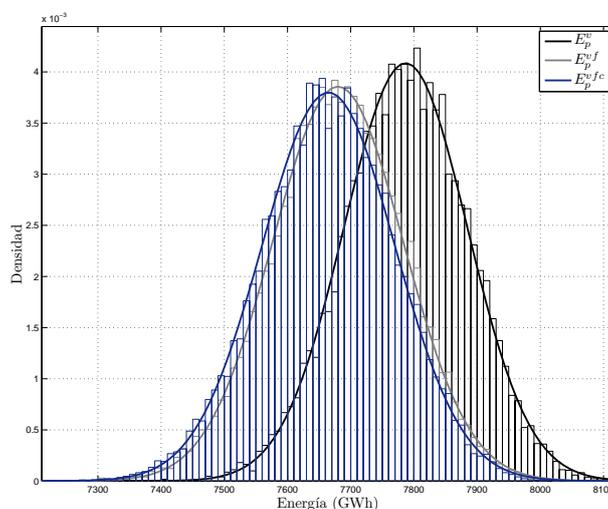


Figura 9.1: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} . Parque eólico didáctico.

	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}
E_p^{max}	14025,600	0		
E_p^v	7786,910	97,636	-44,481	
E_p^{vp}	7679,782	103,439	-1,376	-1.376
E_p^{vpc}	7664,749	105,009	-0,196	-1.569

Tabla 9.1: Valores numéricos de producción de la simulación del parque eólico didáctico, en GWh.

parque, la producción energética va disminuyendo. Observando los valores medios, considerar la curva de potencia de los aerogeneradores reduce la energía producida respecto al máximo teórico un 44.481 %. Si el parque se sitúa en otra ubicación, este porcentaje será mayor o menor en función de la intensidad del viento de la zona. Al tener en cuenta los fallos producidos en el parque, los aerogeneradores tienen periodos fuera de servicio en los que no están disponibles para generar energía. La reducción respecto al valor anterior es del 1.376 %, lo que significa que estos periodos impiden generar 107128 MWh. La consideración de las restricciones de capacidad del parque reduce la energía total generada respecto a la anterior en un 0.196 %, equivalentes a 15033 MWh.

Es interesante observar la media de los tiempos fuera de servicio de cada uno de los elementos del parque en la figura 9.2. Para facilitar su visualización se presentan sobre el grafo auxiliar representativo. En el denominador del quebrado de cada nodo se indica el tiempo medio en días que el elemento al que corresponde ha permanecido fuera de servicio

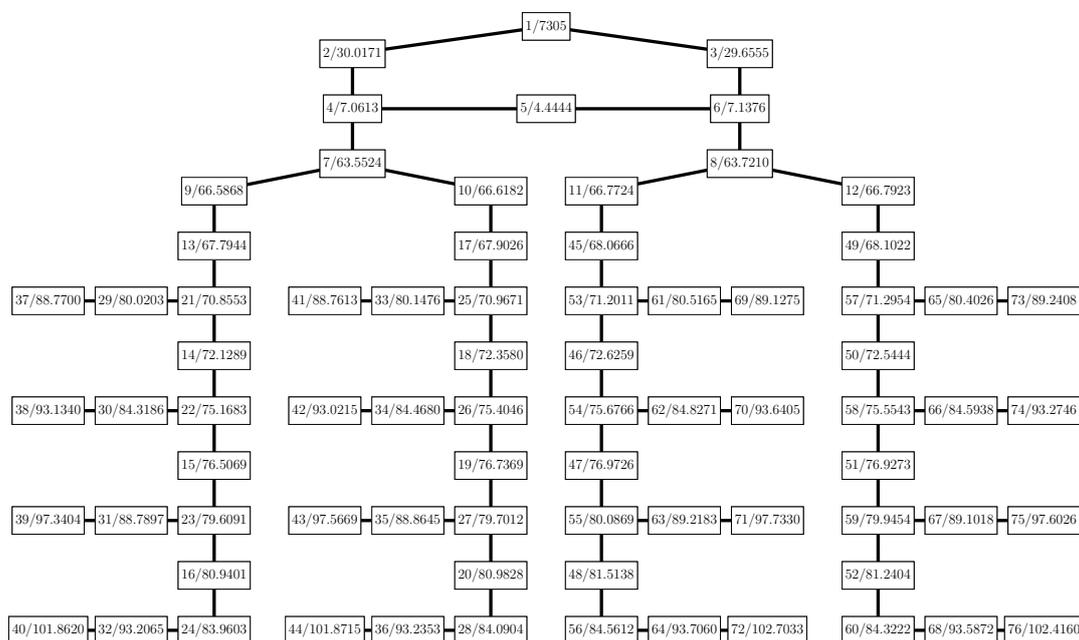


Figura 9.2: Tiempos medios fuera de servicio del parque eólico didáctico.

como consecuencia de los eventos sucedidos en el parque, excepto en el nodo 1 donde se indica el tiempo total considerado, 7305 días, correspondientes a los 20 años de vida útil. Nótese como es captada la simetría del parque en los tiempos fuera de servicio, con errores menores que un día en todos los casos. Los aerogeneradores permanecen más tiempo en servicio cuanto más cerca, en términos de elementos existentes antes de ellos, están del nodo de referencia. Un aerogenerador situado en el extremo de la alineación permanece fuera de servicio en torno a un 14,5 % más que uno situado al inicio de la rama. Estas apreciaciones están de acuerdo con la intuición, pero la fortaleza de la metodología no está solo en confirmar tales intuiciones, sino en poder cuantificar las diferencias existentes cuando se introducen cambios en cualquiera de las múltiples variables que intervienen en el diseño del parque.

Supóngase que el diseñador del parque eólico didáctico desea saber si, a la vista del croquis de la figura 5.1, adoptar una configuración eléctrica en anillo en dos de las alineaciones del parque que por razones constructivas están más cerca, conseguirá en el parque un incremento de producción tal que justifique económicamente la inversión. La modificación respecto al parque eólico didáctico inicial consiste en unir las celdas representadas por los nodos 56 y 60 mediante un elemento de tipo cable representado por el nodo 77 en el parque eólico didáctico modificado. Además todos los elementos del anillo considerado deberán tener una capacidad de 40 MW para que sean capaces de evacuar sin problemas ante cualquier evento que suceda en el anillo. El resultado de estos cambios se indica en la figura 9.3.

Con este parque se realiza una sesión de simulación en la que se cumple el criterio de

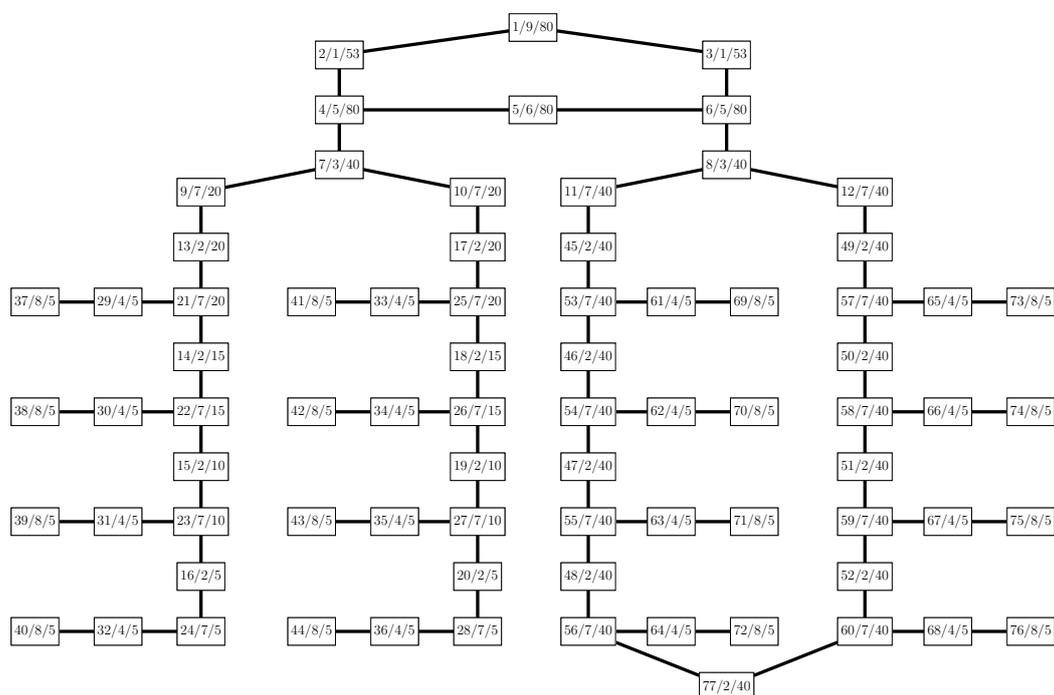


Figura 9.3: Grafo auxiliar del parque eólico didáctico modificado, con indicaciones de potencia.

parada una simuladas 9600 vidas útiles. Los resultados para las mismas variables se muestran con la misma forma que para el parque eólico original en la figura 9.4 y en la tabla 9.2. Los histogramas y las distribuciones normales tienen aspecto similar.

Se pueden obtener conclusiones importantes comparando la tabla 9.2 con la 9.1:

- Comparando los valores de E_p^{vpc} , la producción total se ha incrementado en 5507 MWh, un 0.072 %.
- La variación de E_p^{vpc} respecto a E_p^{vp} es prácticamente la misma en los dos casos. Esto indica que el aumento de la producción no ha sido debido al aumento de la capacidad

	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}
E_p^{max}	14025,600	0		
E_p^v	7786,719	96,321	-44,482	
E_p^{vp}	7684,912	102,160	-1,307	-1.307
E_p^{vpc}	7670,256	103,594	-0,191	-1.496

Tabla 9.2: Valores numéricos de producción de la simulación del parque eólico didáctico modificado, en GWh.

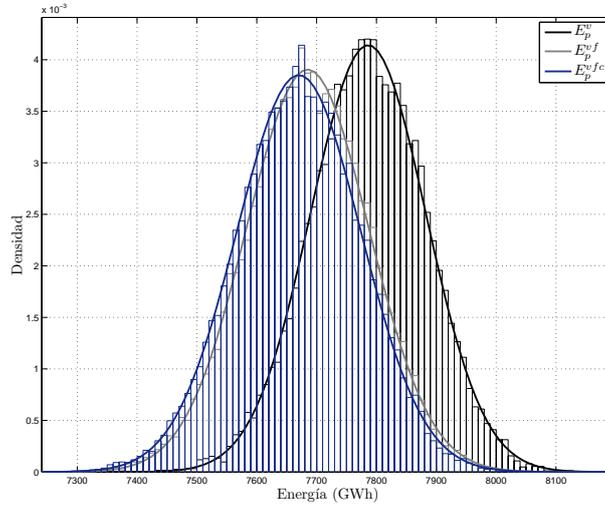


Figura 9.4: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} . Parque eólico didáctico modificado.

global de evacuación del parque, sino a una mayor disponibilidad de los elementos. En efecto, se ha mantenido la restricción de 53 MW en los cables de las líneas principales y al cambiar la configuración a anillo, se ha conseguido que los eventos en elementos que están más cerca del nodo de referencia no entorpezcan la evacuación de los que quedan más lejos, que podrán hacerlo por otra rama.

- La desviación típica de E_p^{vpc} y E_p^{vp} ha disminuido. Esto es debido a que al existir el anillo, los fallos tienen menos importancia en cuanto a los elementos que dejan fuera de servicio, y las energías calculadas tendrán diferencias menos notables porque implican a menos elementos. Significa que el parque está mejor configurado, porque la incertidumbre respecto a la energía que es capaz de generar es menor.
- El porcentaje de reducción de E_p^v respecto E_p^{max} es similar en los dos casos. Esto significa que aunque el criterio de parada se aplique sobre E_p^{vpc} , también estabiliza a E_p^v . Este valor solo cambiará sustancialmente si se cambia el número de aerogeneradores, su curva de potencia (que incluye la altura del buje), o la ubicación del parque.

Para finalizar se indica en la figura 9.5 los tiempos fuera de servicio de los elementos del parque eólico modificado. Nótese como se consigue aumentar el tiempo de funcionamiento de los elementos que quedan dentro del anillo, al reducirse los tiempos fuera de servicio. En las alineaciones de la parte izquierda del parque modificado son similares a las del parque original. Los aerogeneradores del anillo tienen tiempos fuera de servicio muy parecidos entre ellos. Además, son menores que los de los aerogeneradores de la parte izquierda más cercanos a

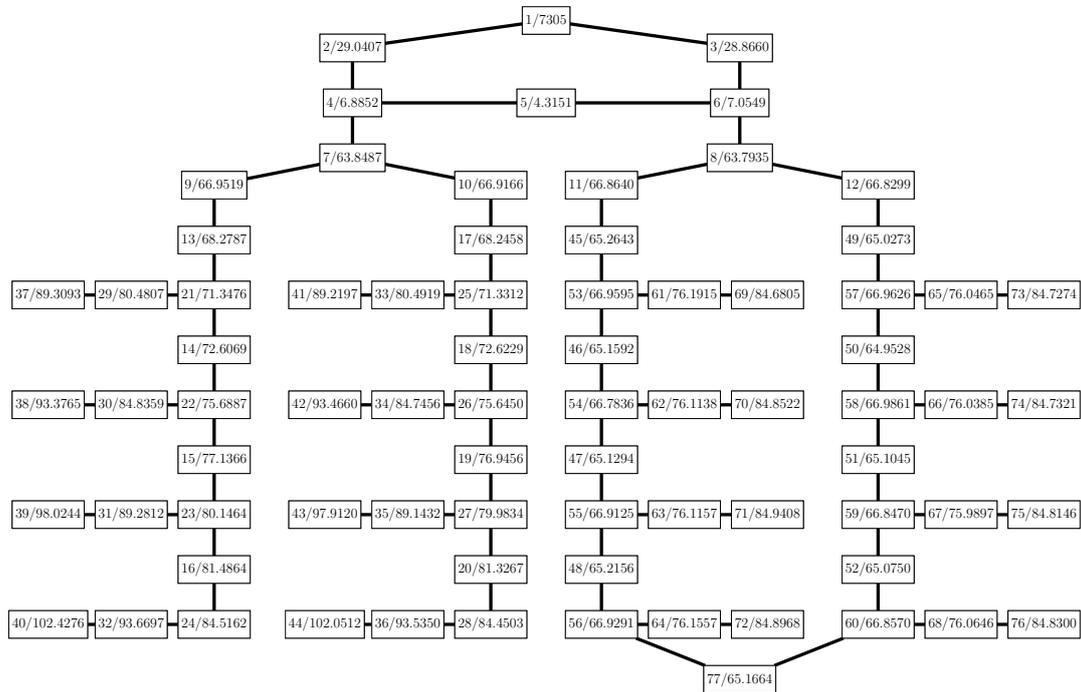


Figura 9.5: Tiempos medios fuera de servicio medios del parque eólico didáctico modificado.

la subestación. Esto se debe a que se ven menos afectados por los elementos representados por los nodos 11, 12, 45 y 49 pertenecientes al anillo.

Parte IV

Resultados

Capítulo 10

Descripción de los parques y las ubicaciones objeto de estudio

Ante la gran cantidad de variables que intervienen en la metodología y de las que se podría hacer un estudio de sensibilidad, se ha optado por analizar la *energía producida*. Para ello, se propone un caso de estudio al que un diseñador podría tener que enfrentarse:

Dispone de tres posibles ubicaciones viables técnica y administrativamente, cada una con sus características climáticas, y tres posibles configuraciones eléctricas de parque, todas ellas con una potencia nominal de 600 MW. Desea conocer cual de las nueve opciones tiene un valor esperado mayor de la variable *energía producida* y cual de ellas presenta un menor riesgo de inversión. Esta información alimentará el estudio de viabilidad económica que el diseñador tendrá que presentar.

10.1. Descripción de los parques

Los tres parques propuestos se derivan del parque eólico didáctico y comparten con él los elementos y componentes de la tabla C.1.

El primer parque eólico, PEM1, tiene el grafo auxiliar representativo que se presenta en la figura C.3. Una ampliación de la cabecera del mismo se muestra en la figura 10.1. Los dos elementos de tipo 1 son cables de 400 MW a los que llega la energía procedente de la subestación. Ante el fallo de uno de los cables es posible por tanto evacuar por la otra línea hasta 2/3 de la potencia nominal del parque. Las reglas de operación que rigen la subestación son las mismas que en el parque eólico didáctico, tabla C.3

La subestación tiene dos posiciones GIS a cada una de las cuales está conectado un transformador de media a alta tensión que soporta 10 alineaciones de aerogeneradores. Cada alineación contiene 6 aerogeneradores. La energía de cada aerogenerador se evacúa a través de un transformador de baja a media tensión, una celda y un cable de media tensión. Un sector

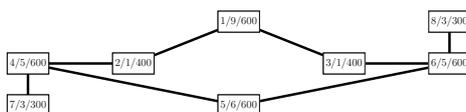


Figura 10.1: Parte del grafo que representa la cabecera del parque eólico PEM1.

de 5 alineaciones se presenta en la figura 10.2. Nótese como cada elemento de la alineación

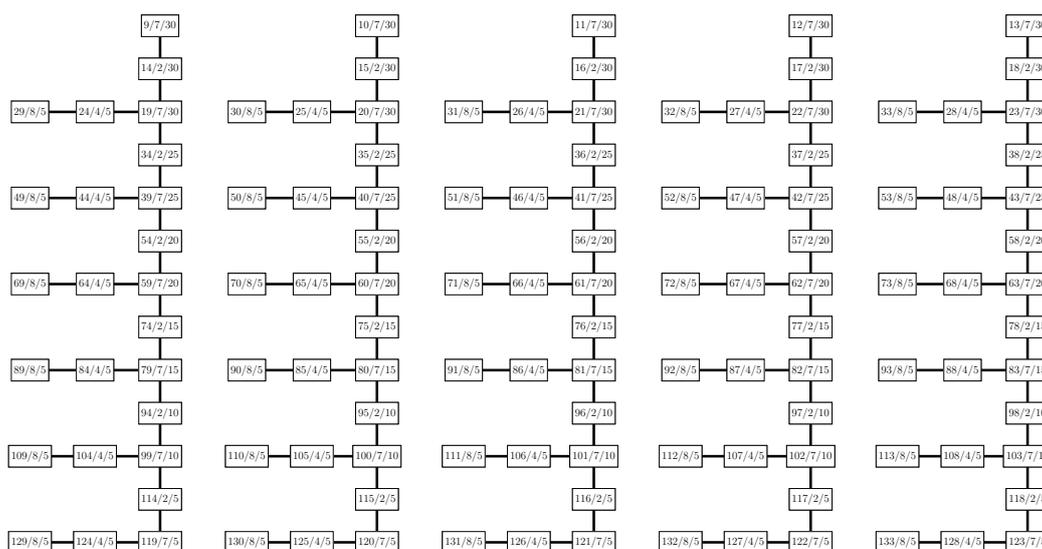


Figura 10.2: Parte del grafo que representa un sector de 5 alineaciones del parque eólico PEM1.

está capacitado en términos de potencia para evacuar la energía producida exclusivamente en la alineación.

El segundo parque eólico marino, PEM2, adopta la misma configuración en la cabecera que el PEM1, sin embargo el diseñador ha decidido adoptar configuraciones de anillo en cada uno de los cuatro sectores del parque, como se detalla en la figura 10.3. En este caso los elementos de evacuación tienen una capacidad nominal de 60 MW, lo cual permite evacuar por tres de las líneas toda la potencia de hasta dos que presentasen avería completa. El diseñador desea conocer si esta inversión en componentes de mayor capacidad es superada por el retorno energético del parque.

El tercer parque, PEM3, adopta la misma configuración para los cuatro sectores que el parque eólico PEM2, pero cambia la cabecera del mismo a la presentada en la figura 10.4. Esta configuración exige cuatro transformadores, uno para cada sector, dos sistemas GIS, uno para cada dos transformadores y las líneas de transporte a la subestación terrestre tienen capacidad para evacuar la mitad de la potencia nominal del parque. En realidad, es como si existiesen dos parques idénticos, de 300 MW con configuración en cabecera igual a

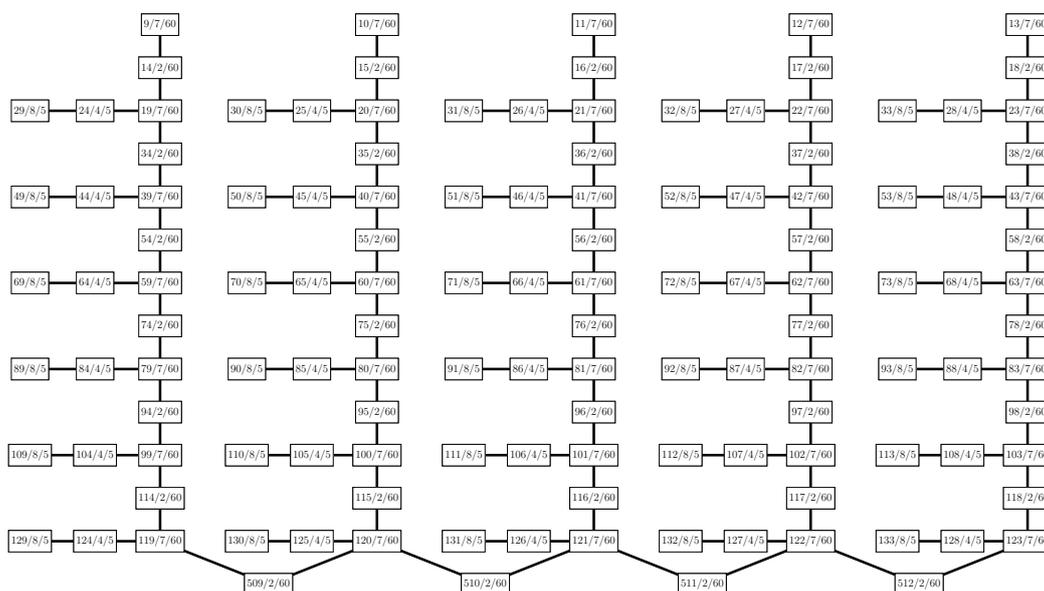


Figura 10.3: Parte del grafo que representa un sector de 5 alineaciones del parque eólico PEM2.

la de PEM2. La posible ventaja respecto a este es que los fallos en los transformadores ahora afectan a un sector del parque y no a dos y además los cables de evacuación de alta tensión no están sobredimensionados. Sin embargo, existen cuatro transformadores y en consecuencia, más componentes susceptibles de fallar.

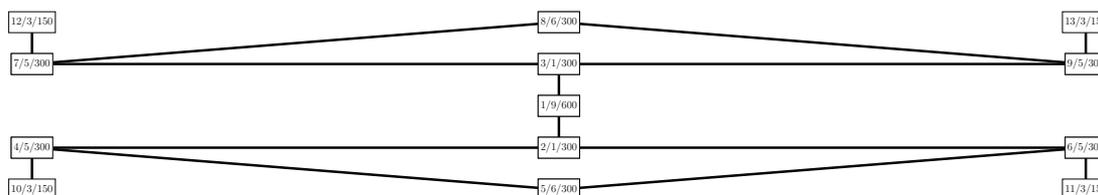


Figura 10.4: Parte del grafo que representa la cabecera del parque eólico PEM3.

Es claro que PEM2 debe presentar más retorno energético que PEM1 pero no está claro el retorno que presenta PEM3 respecto a PEM1 y PEM2. El objetivo es averiguarlo y cuantificar las diferencia.

10.2. Descripción de las ubicaciones

La localización de un parque eólico influye decisivamente en el retorno energético del mismo. Además de determinar la intensidad del recurso, las variables climáticas condicionan la logística necesaria en las labores de operación y mantenimiento. Las ubicaciones propues-

	Latitud	Longitud
Ubicación A	55,780N	6,767W
Ubicación B	49,000N	2,537W
Ubicación C	54,522N	7,708E

Tabla 10.1: Coordenadas de las ubicaciones.

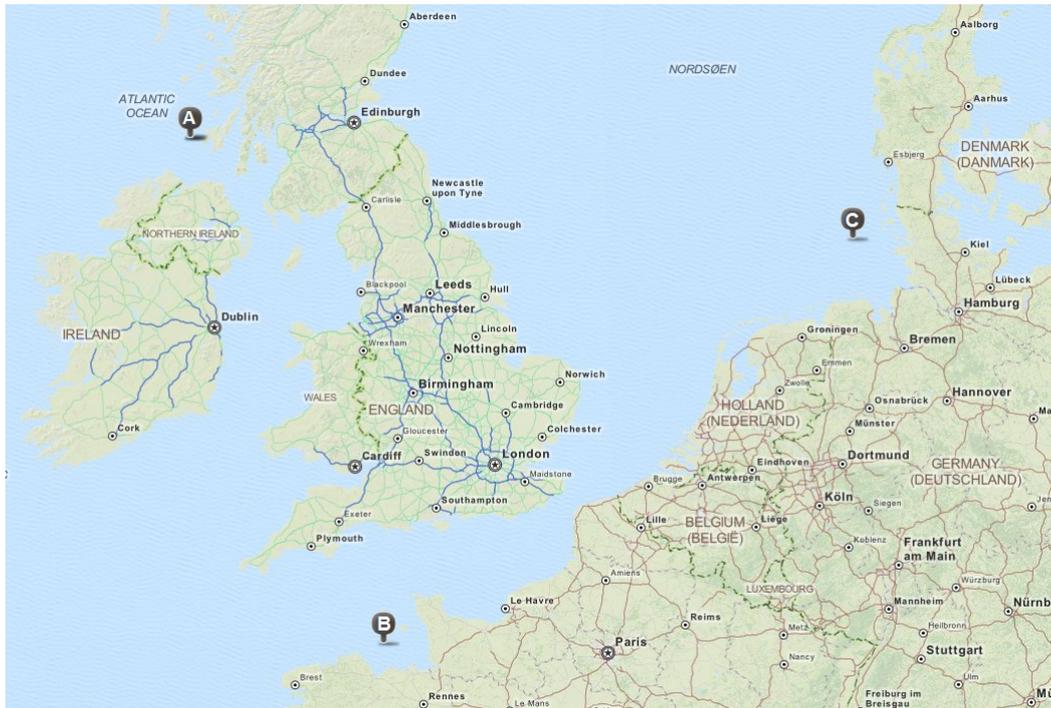


Figura 10.5: Ubicaciones de estudio: A, B y C.

tas A, B y C se muestran en la figura 10.5 y sus coordenadas en la tabla 10.1. Las variables climáticas correspondientes a estas ubicaciones se extraen de las bases de datos descritas en el apéndice B. Aunque las tres ubicaciones están situadas a distancias distintas de la costa, los parques que se van a estudiar comparten las longitudes de los cables indicadas en la tabla C.1 para no alterar las tasas de fallos de los elementos de tipo cable y que estas no tengan influencia en la comparativa.

A continuación se muestran los histogramas y funciones de distribución acumuladas de las variables altura de ola significativa, en metros y velocidad del viento a 10 m sobre la superficie del mar, en m/s.

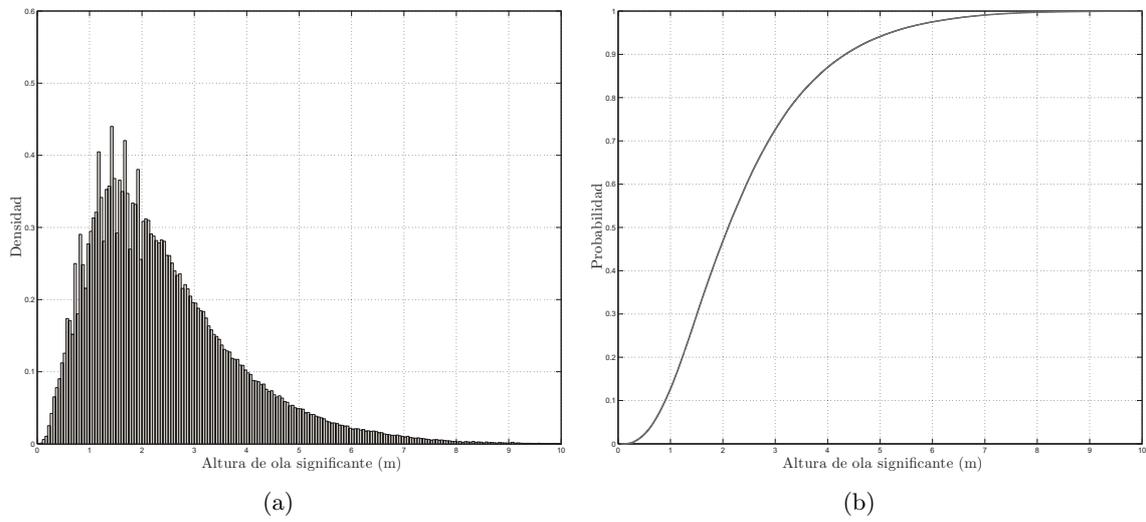


Figura 10.6: Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola significativa en la ubicación A.

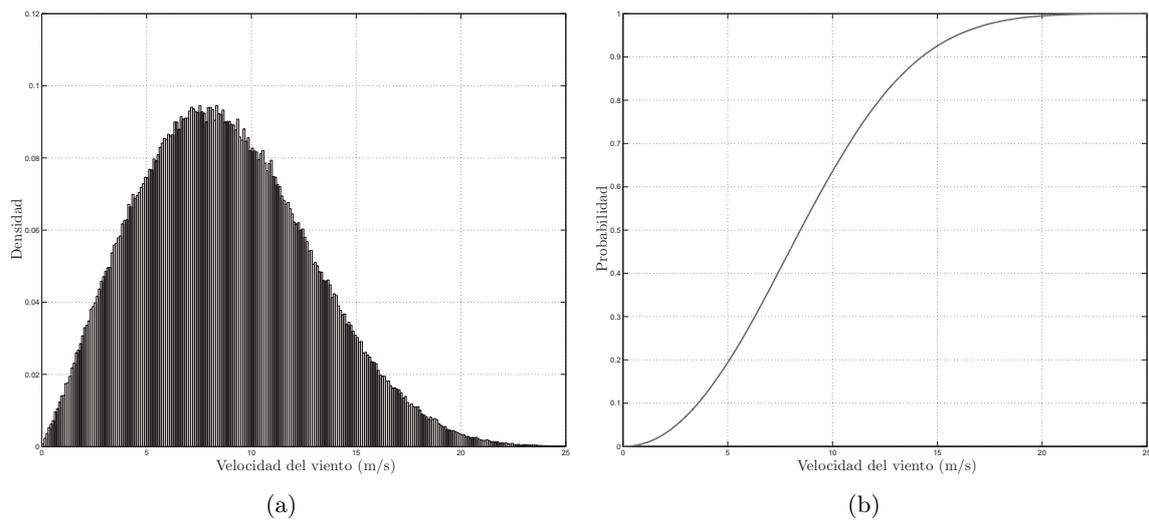


Figura 10.7: Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación A.

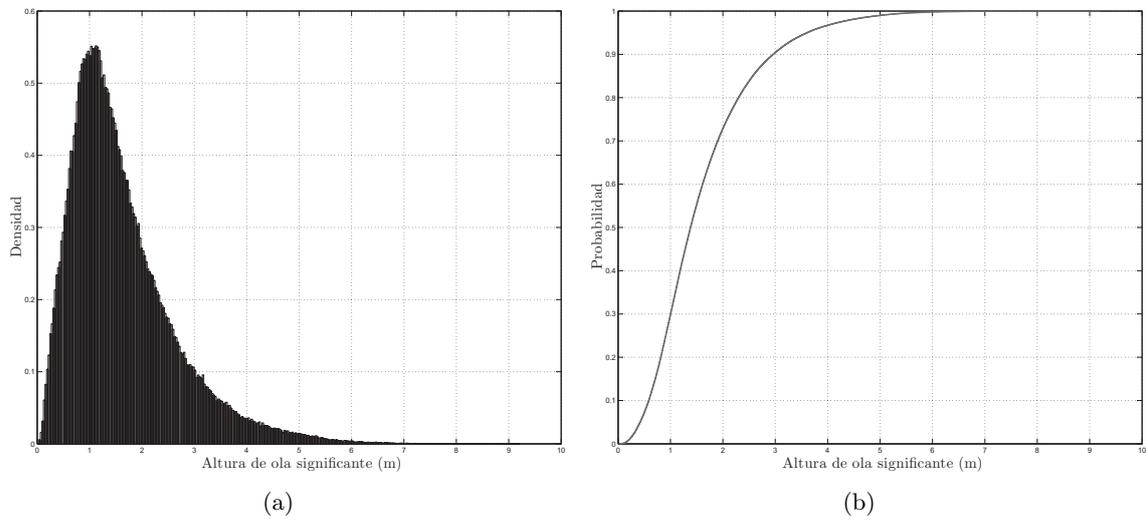


Figura 10.8: Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola signficante en la ubicación B.

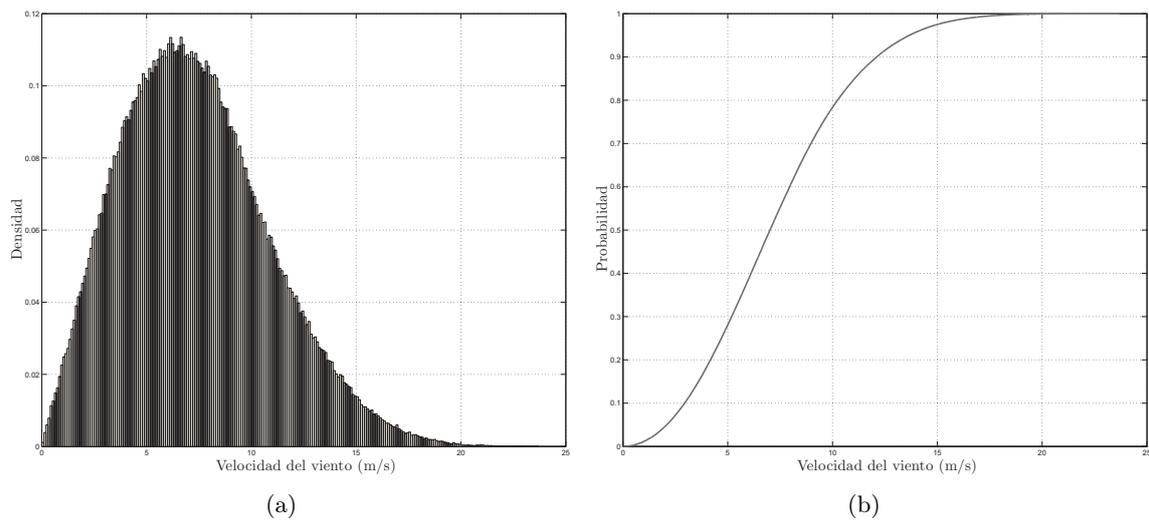


Figura 10.9: Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación B.

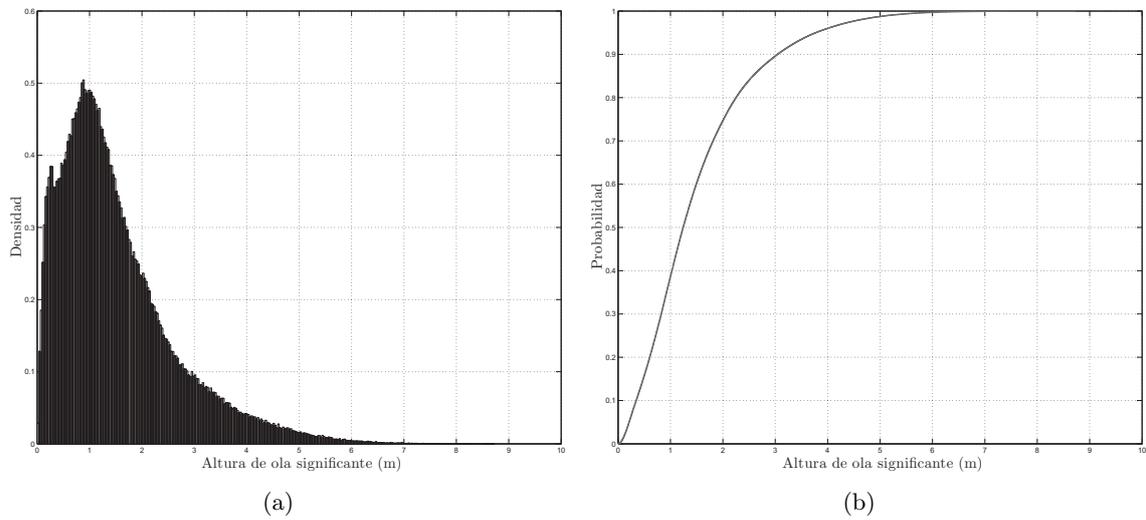


Figura 10.10: Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola significativa en la ubicación C.

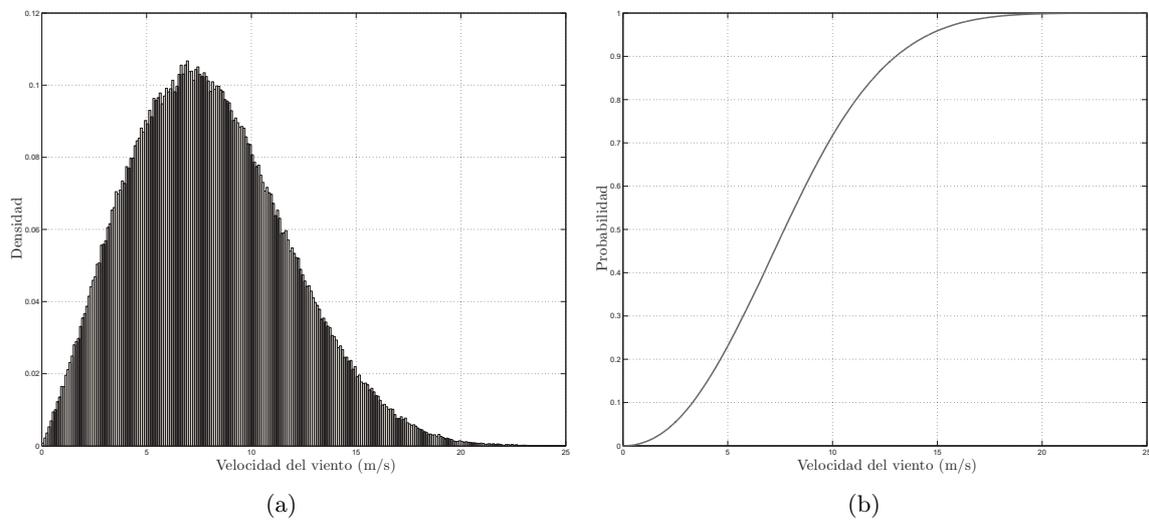


Figura 10.11: Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación C.

A la vista de los gráficos estadísticos, la ubicación A tiene mayores frecuencias para velocidades de viento y altura de ola significativa que la ubicación C, y esta las tiene mayores que la ubicación B. A priori, no puede establecerse cual de las tres ubicaciones es más conveniente desde el punto de vista económico. Para aportar más información en este sentido,

en el capítulo 11 se aplica la metodología expuesta a las nueve alternativas propuestas. Los resultados servirán para realizar el estudio económico de cada una de ellas.

Capítulo 11

Aplicación de la metodología y resultados

En este capítulo se aplicará la metodología al caso de estudio planteado en el capítulo 10. Al igual que en la sección 9.2, el análisis se centra en la variable *energía producida* analizando la misma a medida que se van realizando distintas consideraciones sobre el parque. Se tienen por tanto:

- E_p^{max} , la producción de energía máxima teórica, resultado de multiplicar la vida útil por la potencia nominal del parque.
- E_p^v , la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona sin fallos en el parque.
- E_p^{vp} , la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona y teniendo en cuenta los fallos que se producen en el parque.
- E_p^{vpc} , la producción de energía considerando la velocidad del viento en la zona, los fallos que se producen en el parque, y las restricciones de potencia del sistema eléctrico.

11.1. Análisis de los parques en la ubicación A

La figura 11.1 muestra las funciones de densidad normales ajustadas a los datos de las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} para el parque eólico PEM1 situado en la localización A, PEM1A. Se ha sombreado la parte de las distribución de E_p^{vpc} que contiene valores inferiores al cuantil del 5 %, $q_{0,05}$, marcado por una línea discontinua. Con el fin de medir el riesgo del modo en que se indica en el apéndice D, esta marca servirá para calcular el valor en riesgo y el valor en riesgo condicionado con un nivel de confianza del 95 %, $0,95-VaR$ y $0,95-CVaR$. $0,95-VaR$ es la diferencia entre la esperanza de E_p^{vpc} , señalada con la línea vertical discontinua mayor

PEM1A	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	67.255762	0.700370	-36.064			
E_p^{vp}	65.357315	0.880102	-2.823	-2.823		
E_p^{vpc}	65.161325	0.912409	-0.300	-3.114	1.562	2.006

Tabla 11.1: Valores numéricos de producción de PEM1A, en TWh.

y $q_{0,05}$. $0,95 - CVaR$ es la diferencia entre la esperanza de E_p^{vpc} y la esperanza de los valores de E_p^{vpc} menores que $q_{0,05}$, señalada con la línea vertical discontinua de menor tamaño.

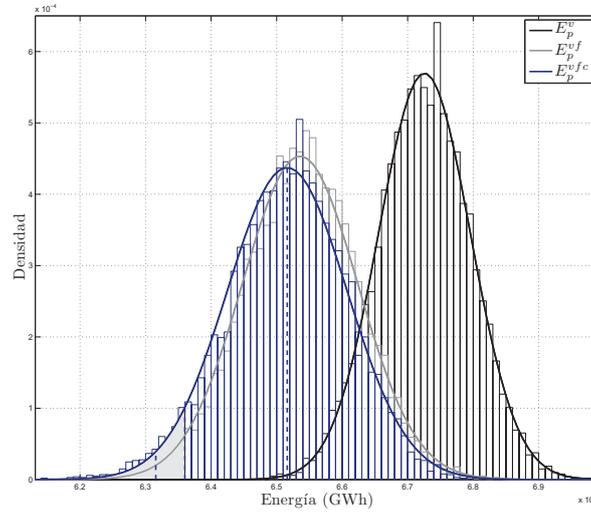


Figura 11.1: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1A.

La tabla 11.1 resume numéricamente la figura 11.1. A medida que se tienen en consideración el valor del recurso del viento, los fallos ocurridos en el parque y la capacidad de evacuación del mismo, la producción energética se reduce un 36.064 %, un 38.887 % y un 39.187 % respectivamente, tomando como referencia el valor máximo teórico E_p^{max} . La pérdida esperada, para el nivel de confianza de 95 % es de 1.562 TWh y la pérdida media, una vez superado $q_{0,05}$ es de 2.006 TWh. En la misma ubicación, se simulan los parques PEM2 Y PEM3, obteniendo los resultados que se indican en las figuras 11.2(a), 11.2(b) y la tabla 11.2 El valor de E_p^{vpc} del parque PEM2A es el mayor de todos, concretamente supera a PEM1A en 324141 MWh y a PEM3A en 201319 MWh. Por tanto, en la ubicación A, PEM1A es el que menor producción tiene.

En la figura 11.2(b) se observa un hecho relevante: las funciones de densidad de E_p^{vp} y E_p^{vpc} aparecen superpuestas. Si se analizan los resultados de la tabla 11.2, los valores esperados de estas distribuciones difieren en 15 MWh. Recuérdese que PEM3 es un parque

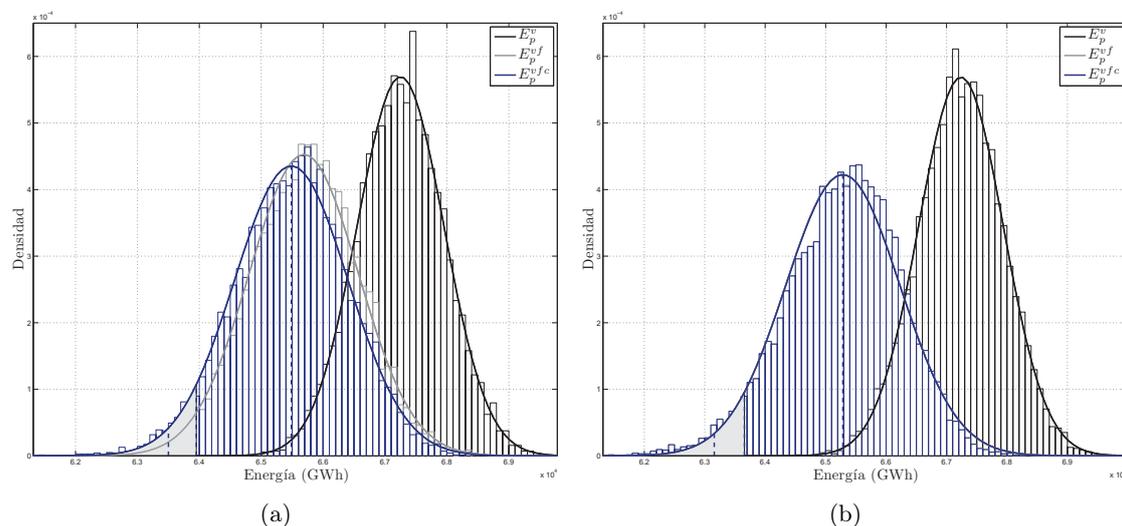


Figura 11.2: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2A (a) y PEM3A (b).

PEM2A	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	67.250813	0.700494	-36.069			
E_p^{vp}	65.687636	0.881363	-2.324	-2.324		
E_p^{vpc}	65.485466	0.916156	-0.308	-2.625	1.534	1.9484
PEM3A	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	67.238406	0.701463	-36.080			
E_p^{vp}	65.284161	0.944478	-2.906	-2.906		
E_p^{vpc}	65.284146	0.944478	0.000	-2.906	1.628	2.127

Tabla 11.2: Valores numéricos de producción de PEM2A y PEM3A, en TWh.

en el que el cableado de transporte a la subestación terrestre está dimensionado para evacuar los dos sectores del parque que le corresponden. Ante el fallo de uno de los cables, dos sectores quedan fuera de servicio sin posibilidad de evacuación por la otra línea. Cada sector tiene conexiones en anillo que permiten evacuar por unas alineaciones la corriente que ante fallos en las otras no pueda evacuarse. Como no hay diferencia entre E_p^{vp} y E_p^{vpc} significa que esta configuración en anillo con capacidad de 60 MW tiene un comportamiento excelente, pues solo se dejan de evacuar 15 MWh a lo largo de una vida útil de 20 años.

PEM3 comparte con PEM2 la configuración en anillo de las alineaciones. La razón de que PEM2 produzca más que PEM3 es que la solución de dos transformadores con sobredimensionamiento de los cables de transporte a la subestación terrestre es mejor, desde el punto de vista de la producción, que la solución de cuatro transformadores sin sobredimensionamiento. Además esta solución presenta más riesgo: obsérvese como tanto el $0,95 - Var$ como el $0,95 - CVaR$ son mayores en el parque PEM3A que en PEM2A y PEM1A. Este hecho se intuye en la propia figura 11.2(b) donde la funciones de densidad de E_p^{vp} y E_p^{vpc} son menos apuntadas que las de la figura 11.2(a).

El parque PEM1A presenta menos retorno que PEM2A porque a pesar de compartir la solución de 2 transformadores con sobredimensionamiento de cables, no comparten la configuración de anillo en los sectores.

Finalmente, en las figuras C.6, C.7 y C.8 del apéndice C se indican los tiempos fuera de servicio como consecuencia de los fallos en los elementos del parque. En el parque PEM1A los aerogeneradores de las alineaciones están fuera de servicio en términos medios entre 166 y 216 días según estén más cerca o más lejos de los transformadores. En PEM2A al estar en configuración de anillo, permanecen fuera de servicio una media de 157 días y en PEM3A, también en anillo, 198 días. El incremento entre PEM3A y PEM2A es explicado por el funcionamiento peor del sistema de cuatro transformadores respecto al de dos.

11.2. Análisis de los parques en la ubicación B

La figura 11.5 muestra las funciones de densidad normales ajustadas a los datos de las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} para el parque eólico PEM1 situado en la localización B. La forma de las distribuciones son similares a las del mismo parque situado en la localización A.

Al observar los valores numéricos de la tabla 11.3, es destacable que la variación de E_p^v respecto a E_p^{max} es de -47.872% frente al -36.064% del mismo parque en la ubicación A. Es una diferencia muy notable y es debida a que el clima de la zona A tiene unos vientos más intensos y constantes que el clima de la zona B. Sin embargo, la reducción de E_p^{vpc} respecto a E_p^v es en este caso de 1.674% frente al 3.114% que se tenía en la ubicación A. Esta reducción en la diferencia de energía máxima producida por el viento y energía producida por el parque es debida a que la severidad del clima de la ubicación B es menor que la de la ubicación

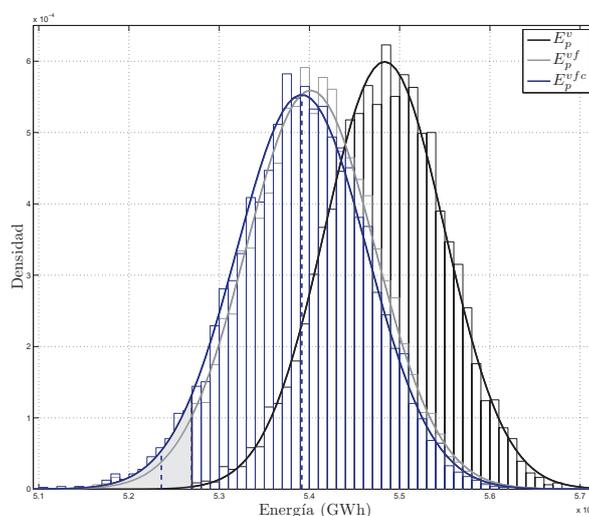


Figura 11.3: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1B.

	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	54.834044	0.665792	-47.872			
E_p^{vp}	54.012984	0.713584	-1.497	-1.497		
E_p^{vpc}	53.915966	0.721577	-0.180	-1.674	1.221	1.557

Tabla 11.3: Valores numéricos de producción de PEM1B, en TWh.

A. Tanto la velocidad del viento como la altura de ola significativa, variables climáticas que influyen en los tiempos de reparación de los elementos, son de menor intensidad y permiten que las ventanas temporales adecuadas sean más frecuentes y de mayor duración. Esta es también la explicación de que las medidas de riesgo calculadas, concretamente el valor en riesgo condicionado con nivel de confianza 0.95 disminuya casi un 24%. Respecto a los parques PEM2 y PEM3 siguen la misma tónica que en la ubicación A. PEM2B produce más que PEM3B, 122411 MWh, más que PEM1B, 131509 MWh.

Los valores de riesgo más pequeños son los de PEM2, seguidos de PEM1 y PEM3 y son menores en la ubicación B que en la A. La climatología más severa en de la ubicación A hace que las variables de energía producida tengan mayor dispersión debido a que los tiempos de reparación tienen la posibilidad de ser más prolongados. Puede comprobarse como la desviación típica de la variable E_p^{vpc} en la ubicación B respecto a la ubicación A se ha reducido en torno al 20%. Los tiempos fuera de servicio de los aerogeneradores también se han reducido: entre 90 y 114 días es el tiempo que los aerogeneradores están fuera de servicio como consecuencia de fallos en el parque PEM1B frente a entre 166 y 216 días en

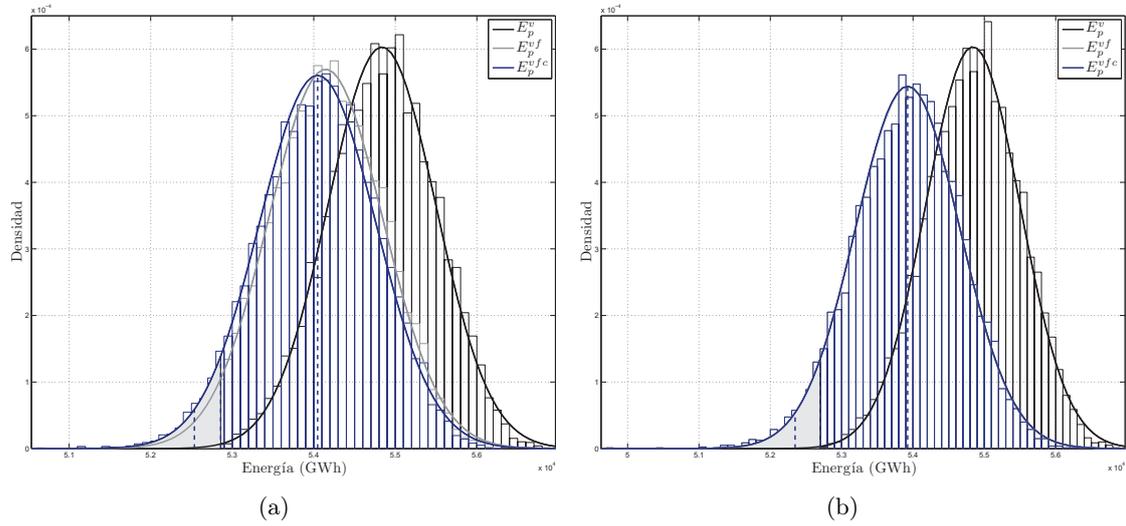


Figura 11.4: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2B (a) y PEM3B (b).

PEM2B	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	54.835355	0.661399	-47.871			
E_p^{vp}	54.145872	0.700302	-1.257	-1.257		
E_p^{vpc}	54.047475	0.711594	-0.182	-1.437	1.189	1.512
PEM3B	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	54.839249	0.661106	-47.867			
E_p^{vp}	53.925064	0.733049	-1.667	-1.667		
E_p^{vpc}	53.925064	0.733049	0.000	-1.667	1.226	1.577

Tabla 11.4: Valores numéricos de producción de PEM2B y PEM3B, en TWh.

PEM1A, 86.5 días en PEM2B frente a 157 días en PEM2A y 115.8 días en PEM3B frente a 198 días en PEM3A, un descenso muy notable.

11.3. Análisis de los parques en la ubicación C

En la ubicación C los parques producen más que en la ubicación B y menos que en la ubicación A. Por ejemplo, PEM2C produce un 7.594% menos que PEM2A y un 11.962% más que PEM2B. Al observar las variaciones de E_p^{vpc} respecto a E_p^v se comprueba que los valores son muy similares para los parques ubicados C con respecto a los ubicados en B. Esto sugiere que los tiempos fuera de servicio de los aerogeneradores tienen que ser similares en ambas ubicaciones. Al comprobarlo, en las figuras en las figuras C.12, C.13 y C.14 del apéndice C, las diferencias respecto a la ubicación B son menores que un 2%. Esto significa que los tiempos de reparación considerados han sido similares en las dos ubicaciones, lo que equivale a decir que la estrategia de mantenimiento funciona de modo similar en ambas. La

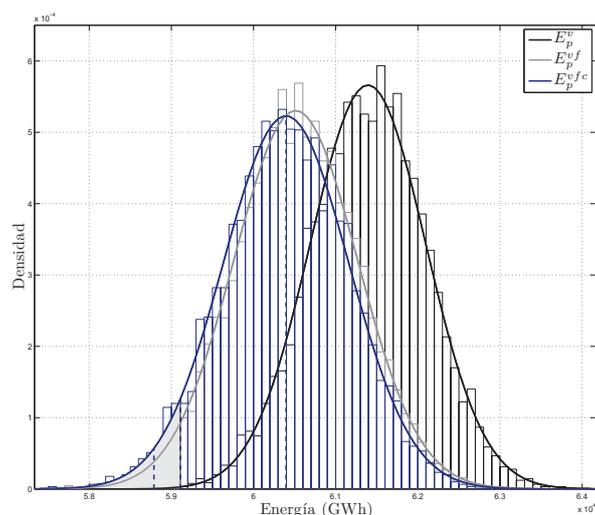


Figura 11.5: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1C.

estrategia de mantenimiento ha sido establecida con los datos logística de la tabla C.1. Si se consultan las funciones de distribución acumulada de las variables altura de ola significativa y velocidad del viento en la sección 10.2, puede comprobarse que la probabilidad de que la altura de ola significativa sea mayor que 2 m es de 0.26 en la ubicación B y 0.28 en la ubicación C y la probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor que 10 m/s es de 0.28 en la ubicación C y 0.21 en la ubicación B. En la ubicación A, la probabilidad de superación de altura de ola de 2 m es de 0.55, prácticamente el doble que en las ubicaciones B y C, y la probabilidad de que la velocidad del viento supere los 10 m/s en la ubicación A es de 0.37, mayor que en B y C. En las ubicaciones B y C las ventanas temporales son más largas

y frecuentes que en la ubicación A, por tanto, la estrategia adoptada funciona mejor en los parques situados en las ubicaciones B y C que en los parques situados en A.

	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	61.392709	0.704474	-41.637			
E_p^{vp}	60.513555	0.752057	-1.492	-1.432		
E_p^{vpc}	60.395421	0.762674	-0.195	-1.624	1.285	1.608

Tabla 11.5: Valores numéricos de producción de PEM1C, en TWh.

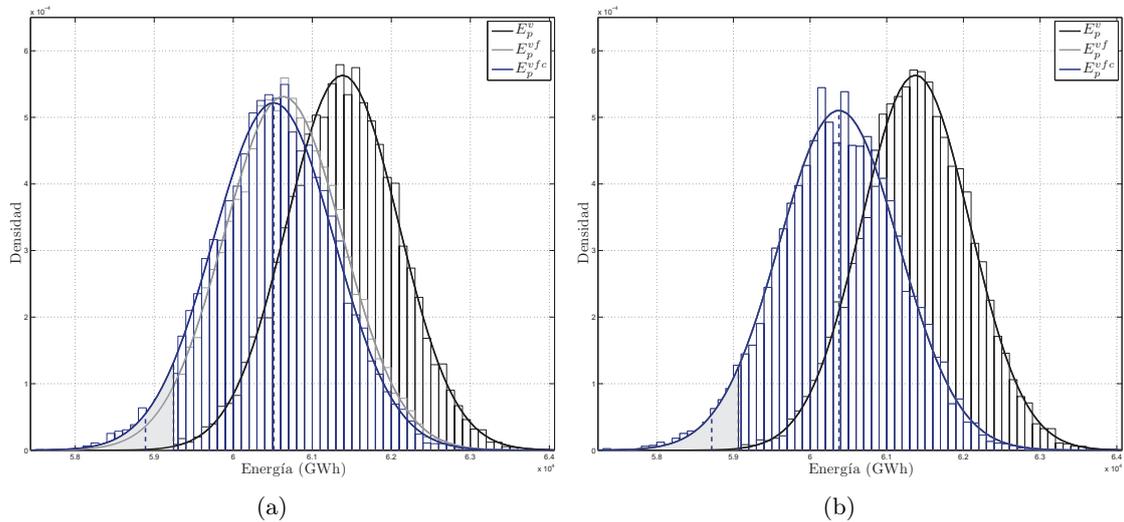


Figura 11.6: Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2C (a) y PEM3C (b).

El riesgo de los parques ubicados en C es algo mayor que los ubicados en B y significativamente menor que en los situados en A. De esto se deduce que la intensidad creciente de las variables climáticas genera mayor incertidumbre en el retorno energético de los parques. Sin embargo, como una de las variables climáticas, la velocidad del viento, es a la vez condicionante para la estrategia de mantenimiento y recurso energético, su intensidad creciente tiene mayor influencia en la producción energética que en la frecuencia e intensidad de las ventanas temporales. Por esta razón, incrementos pequeños en la intensidad del viento tienen gran influencia en el retorno energético del parque, compensando los tiempos fuera de servicio de los aerogeneradores para la política de mantenimiento adoptada.

PEM2C	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	61.383476	0.708338	-41.646			
E_p^{vp}	60.631432	0.750953	-1.225	-1.225		
E_p^{vpc}	60.512634	0.764343	-0.196	-1.419	1.268	1.592
PEM3C	μ	σ	Δ_{rel}	Δ_{abs}	0.95-Var	0.95-CVaR
E_p^{max}	105.192000	0				
E_p^v	61.373786	0.708054	-41.655			
E_p^{vp}	60.376043	0.781537	-1.626	-1.626		
E_p^{vpc}	60.376043	0.781537	0.000	-1.626	1.311	1.659

Tabla 11.6: Valores numéricos de producción de PEM2C y PEM3C, en TWh.

11.4. Análisis comparativo de los parques

Para facilitar la comparación entre las nueve alternativas se han elaborado cuatro tablas de doble entrada.

La primera de ellas, 11.7 indica en cada casilla la diferencia de la variable E_p^{vpc} , en MW, entre cada dos alternativas comparadas. Por ejemplo, leyendo por filas, PEM2A produce 4972832 MWh más que PEM2C. La lectura por filas permite también ordenar las alternativas. El parque que en horizontal tenga todas las casillas positivas será el parque que más produzca, el que tenga una casilla negativa será el segundo y así sucesivamente. De este modo, PEM2A es el que mayor producción tiene, PEM3A el siguiente y el que menos produce es PEM1B.

	PEM1A	PEM2A	PEM3A	PEM1B	PEM2B	PEM3B	PEM1C	PEM2C	PEM3C
PEM1A	0	-324141	-122821	11245359	11113850	11236261	4765904	4648691	4785282
PEM2A	324141	0	201319	11569500	11437991	11560402	5090045	4972832	5109423
PEM3A	122821	-201319	0	11368181	11236671	11359082	4888726	4771512	4908104
PEM1B	-11245359	-11569500	-11368181	0	-131509	-9098	-6479455	-6596669	-6460077
PEM2B	-11113850	-11437991	-11236671	131509	0	122411	-6347945	-6465159	-6328568
PEM3B	-11236261	-11560402	-11359082	9098	-122411	0	-6470357	-6587570	-6450979
PEM1C	-4765904	-5090045	-4888726	6479455	6347945	6470357	0	-117214	19378
PEM2C	-4648691	-4972832	-4771512	6596669	6465159	6587570	117214	0	136592
PEM3C	-4785282	-5109423	-4908104	6460077	6328568	6450979	-19378	-136592	0

Tabla 11.7: Tabla comparativa de E_p^{vpc} entre alternativas, diferencias en MWh.

La tabla 11.8 compara porcentajes de E_p^{vpc} entre las alternativas. Leyendo por filas, el valor de referencia es la columna. Por ejemplo PEM2A produce un 8.218 % más que PEM2C.

La tabla 11.9 compara el valor en riesgo para el nivel de confianza del 95 %, 0,95 – VaR, en porcentaje. Como es una medida de riesgo, una alternativa que comparada con otra tenga una casilla negativa indica que su riesgo es menor. En este sentido, el parque que menor

	PEM1A	PEM2A	PEM3A	PEM1B	PEM2B	PEM3B	PEM1C	PEM2C	PEM3C
PEM1A	0	-0.495	-0.188	20.857	20.563	20.837	7.891	7.682	7.926
PEM2A	0.497	0	0.308	21.458	21.163	21.438	8.428	8.218	8.463
PEM3A	0.188	-0.307	0	21.085	20.790	21.065	8.095	7.885	8.129
PEM1B	-17.258	-17.667	-17.413	0	-0.243	-0.017	-10.728	-10.901	-10.700
PEM2B	-17.056	-17.466	-17.212	0.244	0	0.227	-10.511	-10.684	-10.482
PEM3B	-17.244	-17.653	-17.399	0.017	-0.226	0	-10.713	-10.886	-10.685
PEM1C	-7.314	-7.773	-7.488	12.018	11.745	11.999	0	-0.194	0.032
PEM2C	-7.134	-7.594	-7.309	12.235	11.962	12.216	0.194	0	0.226
PEM3C	-7.344	-7.802	-7.518	11.982	11.709	11.963	-0.032	-0.226	0

Tabla 11.8: Tabla comparativa de E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.

riesgo presenta respecto al resto es PEM2B (parque con la mejor configuración situado en el ubicación con clima menos severo) y el que mayor riesgo respecto al resto es PEM3A (parque con la peor configuración situado en la ubicación con clima más severo).

	PEM1A	PEM2A	PEM3A	PEM1B	PEM2B	PEM3B	PEM1C	PEM2C	PEM3C
PEM1A	0	1.862	-4.041	27.894	31.339	27.450	21.515	23.227	19.184
PEM2A	-1.828	0	-5.795	25.557	28.938	25.121	19.294	20.975	17.006
PEM3A	4.211	6.151	0	33.280	36.869	32.817	26.632	28.416	24.203
PEM1B	-21.810	-20.355	-24.970	0	2.693	-0.347	-4.988	-3.649	-6.811
PEM2B	-23.861	-22.444	-26.938	-2.622	0	-2.961	-7.480	-6.176	-9.255
PEM3B	-21.538	-20.077	-24.708	0.349	3.051	0	-4.657	-3.313	-6.486
PEM1C	-17.706	-16.174	-21.031	5.250	8.084	4.884	0	1.409	-1.918
PEM2C	-18.849	-17.338	-22.128	3.788	6.583	3.427	-1.389	0	-3.281
PEM3C	-16.096	-14.534	-19.487	7.308	10.198	6.936	1.956	3.392	0

Tabla 11.9: Tabla comparativa de $0,95 - VaR$ de la variable E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.

Finalmente, la tabla 11.10 compara el valor en riesgo condicionado para un nivel de confianza del 95 %, $0,95 - CVaR$, en porcentaje.

	PEM1A	PEM2A	PEM3A	PEM1B	PEM2B	PEM3B	PEM1C	PEM2C	PEM3C
PEM1A	0	1.082	-5.692	28.851	32.676	27.170	24.719	23.602	20.879
PEM2A	-1.070	0	-6.701	27.472	31.257	25.810	23.385	22.280	19.585
PEM3A	6.036	7.183	0	36.628	40.684	34.846	32.247	31.063	28.174
PEM1B	-22.391	-21.551	-26.808	0	2.969	-1.304	-3.206	-4.073	-6.187
PEM2B	-24.629	-23.813	-28.919	-2.883	0	-4.150	-5.997	-6.839	-8.892
PEM3B	-21.365	-20.515	-25.841	1.321	4.330	0	-1.927	-2.806	-4.948
PEM1C	-19.820	-18.953	-24.384	3.312	6.380	1.965	0	-0.896	-3.080
PEM2C	-19.095	-18.220	-23.701	4.246	7.341	2.887	0.904	0	-2.204
PEM3C	-17.272	-16.378	-21.981	6.595	9.760	5.205	3.178	2.253	0

Tabla 11.10: Tabla comparativa de $0,95 - CVaR$ de la variable E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.

Parte V

Conclusiones

Capítulo 12

Conclusiones

En este trabajo se ha presentado una metodología de análisis de parques eólicos marinos en la que para abordar el problema se opta por tratar de reproducir lo más fielmente posible los eventos que ocurren en el parque de manera que puedan conocerse con fidelidad las consecuencias que los eventos tienen en las variables consideradas de interés. Como algunas de las variables son aleatorias, se ha seguido una estrategia de Monte Carlo que exige un análisis estadístico al final del proceso. La metodología toma en consideración:

- La ubicación en la que se sitúa el parque, tomando de ella las series temporales de las variables que se consideran influyentes en las tareas de mantenimiento del parque así como la del recurso *velocidad del viento*.
- Las características y los elementos de todos los componentes, incluidas las tasas de fallo de las entidades que con capacidad de fallo.
- La configuración eléctrica del parque, y las relaciones entre los elementos del mismo, que vendrán dadas por las maniobras de operación previstas en el parque, así como las capacidades de potencia de cada uno de los elementos.
- El árbol de fallos de cada elemento, ya sea eléctrico o no, y las relaciones entre los componentes del árbol y los elementos del parque.
- El plan de mantenimiento correctivo previsto para el parque, con todas las características de las operaciones a realizar para cada fallo identificado.

Se han estudiado nueve alternativas de parque, resultado de combinar tres parques distintos en tres ubicaciones con distintas condiciones climáticas. La variable sobre la que se ha hecho el estudio de sensibilidad es la energía neta producida por el parque. Para poder identificar los fenómenos se han acotado las variaciones que se realizan en las alternativas. En los parques se ha variado la configuración eléctrica y en las ubicaciones las características climáticas. El resto de variables se han mantenido constantes.

Los resultados expuestos en el capítulo 11 indican que la metodología es capaz de captar diferencias muy sutiles entre cada una de las alternativas que se propongan, cuantificándolas, lo que le confiere a la misma una gran utilidad. Son destacables, los siguientes resultados:

- Se es capaz de detectar que capacidad de evacuar potencia deben tener los elementos de una configuración en anillo en las alineaciones de los aerogeneradores para un resultado óptimo.
- Se pueden averiguar las zonas climáticas para las cuales la estrategia de mantenimiento adoptada es equivalente.
- Se puede discernir que tipo de configuración eléctrica es capaz de evacuar más energía.
- Se puede valorar el riesgo que la generación energética tiene para cada alternativa.
- Se ha comprobado como la intensidad del viento tiene influencia decisiva en la generación de energía compensando rápidamente la producción perdida en los tiempos fuera de servicio, como consecuencia del mantenimiento correctivo realizado en el parque.

Estas virtudes son de gran utilidad para el diseñador, que podrá canalizar los resultados obtenidos hacia un estudio económico que valore si el desembolso inicial inicial es compensado por el retorno de la inversión. Sin embargo, la metodología hace una serie de asunciones que le restan precisión a la hora de acercarse a los resultado reales. Las más importantes son:

- Se ha considerado que las tasas de fallo de los componentes son constantes en el tiempo.
- Se han considerado árboles de fallos considerados son deterministas y lineales, es decir, se conoce en todo momento si hay o no fallo en un componente determinado y además están relacionados en serie, de modo que el fallo de cualquiera de ellos significa fallo del elemento al que pertenecen.
- Se ha considerado perfil de velocidades de viento único, no variable con el tiempo ni condición climática.
- De todos los tipos de mantenimiento que se realizan en una instalación de este tipo, tan solo se ha considerado el mantenimiento correctivo.
- Se ha supuesto que existe siempre disponibilidad inmediata tanto de medios como de personal ante la reparación de cualquier fallo, existan o no fallos simultáneos en el parque.
- El criterio de parada de la simulación propuesto ha sido establecido para asegurar un número suficiente de simulaciones estabilizando la muestra.

12.1. Líneas de investigación y desarrollo futuras

Las líneas investigación apuntan en la dirección marcada por las asunciones señaladas anteriormente.

Respecto a las tasas de fallo, se necesitan fundamentalmente datos sobre componentes. Estos son difíciles de obtener por razones de confidencialidad y porque los parques eólicos marinos llevan poco tiempo en funcionamiento como para que la muestra de datos sea significativa. En este campo existe margen para investigar acerca de la extrapolación de las tasas de fallo en componentes similares, ya sea instalados en tierra o en el mar.

En cuanto a los árboles de fallos considerados, las máquinas actuales tienen diversos sistemas que hacen que los componentes estén relacionados de forma más compleja, dando lugar a árboles de fallo probabilísticos. Sería muy interesante recopilar información sobre el funcionamiento real de los componentes con el fin de traducirlos e incorporarlo a la metodología.

En lo relativo al perfil de viento, existen diversos estudios sobre su comportamiento en el mar. Además, existen mástiles comerciales que pueden colocarse en las localizaciones para caracterizarlos. La incorporación de perfiles variables acercaría los resultados de la metodología a los resultados reales. Tampoco se ha considerado la dirección del viento. Pérez et al. [27] proponen un método de optimización de la forma en planta del parque eólico. Los modelos de estela utilizados puede ser de gran interés para poder estimar el incremento de producción en un determinado aerogenerador situado en la estela de otro u otros cuando alguno de estos tiene una parada por mantenimiento.

El mantenimiento considerado es de tipo correctivo. Sin embargo, las paradas preventivas programadas en los parques eólicos marinos tienen un peso muy importante en el tiempo fuera de funcionamiento total de los elementos. En el mismo sentido, los medios ilimitados que se han supuesto no son reales, puesto que los medios asignados a las tareas de mantenimiento están definidos y presupuestados en el plan de mantenimiento del parque. La investigación y acopio de información en este campo enriquecerá significativamente la metodología.

Al analizar las variables, en este trabajo se ha optado por parar la simulación estabilizando la distribución estadística. Todas las muestras han resultado tener más de 9000 elementos. No es necesario simular tantas vidas útiles para hacer una estimación de la media. Existen técnicas estadísticas que permiten hacerlo con muestras menores con niveles de confianza altos. Fijado un nivel de confianza se puede obtener el tamaño de la muestra necesario para estimar la media con ese nivel de confianza. Disponer de estas muestras tan grandes permitirá hacer un estudio del comportamiento de las variables en este sentido, por ejemplo, utilizando técnicas las técnicas descritas en [7].

12.2. Publicaciones

Algunas ideas preliminares y los resultados de las mismas fueron expuestos en el congreso OCEANS'11 IEEE Santander Conference, celebrado en Santander entre el 6 y el 9 de junio de 2011 a partir de la publicación correspondiente:

R. Minguez, J.M. Martínez, O.F. Castellanos and Raúl Guanche. *Component Failure Simulation Tool For Optimal Electrical Configuration and Repair Strategy Design of Offshore Wind Farms*". OCEANS 2011. [23]

La metodología y los resultados del presente trabajo se recogerán en publicación titulada: "*Stochastic Simulation for Design of Offshore Wind Farms: Part I*".

Las mejoras que surjan del trabajo desarrollado sobre las líneas apuntadas en la sección 12.1, darán lugar a la publicación: "*Stochastic Simulation for Design of Offshore Wind Farms: Part II*".

Apéndices

Apéndice A

Conceptos básicos sobre grafos

En este apéndice se presentan algunos conceptos sobre teoría de grafos, que se utilizan a lo largo del trabajo. Como se ha comprobado en el capítulo 5 los grafos son herramientas muy útiles para representar esquemas de relaciones entre componentes y elementos. Además, debido a su naturaleza matemática pueden utilizarse multitud de algoritmos para conocer y evaluar muchas de sus características. La mayor parte de la información ha sido extraída de Castillo, 1998 [2].

A.1. Conceptos básicos y definiciones

Sea un conjunto de objetos $X = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ que pueden relacionarse entre sí. El conjunto X puede ser representado mediante una colección de *nodos* o *vértices*, asociando un nodo a cada elemento de X . Estos nodos pueden conectarse por *aristas*, indicando las relaciones existentes entre los mismos. Una arista entre los nodos X_i y X_j se denotará mediante L_{ij} . Así mismo, el conjunto de todas las aristas se denotará por $L = \{L_{ij} | X_i \text{ y } X_j \text{ están conectados}\}$. Por tanto, un grafo puede definirse de forma intuitiva mediante el conjunto de nodos, X , y las relaciones entre los mismos, L . En el siguiente ejemplo se ilustra esta idea intuitiva. A continuación se introduce una definición formal.

Ejemplo A.1 Grafos. Grafos a figura A.1 es un ejemplo de un grafo compuesto de seis nodos $X = \{A, B, \dots, G\}$ y de un conjunto de seis aristas,

$$L = \{L_{AB}, L_{AC}, L_{BD}, L_{CD}, L_{DF}, L_{DG}\}$$

Los nodos están representados por círculos y las aristas por líneas que unen los nodos correspondientes. ■

Definición A.1 Grafo o Red. Un grafo es un par de conjuntos $G = (X, L)$, donde $X = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ es un conjunto finito de elementos (nodos), y L es un conjunto de aristas,

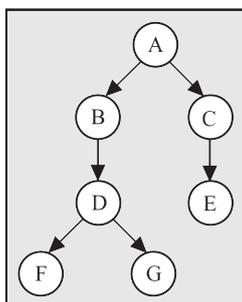


Figura A.1: Ejemplo de un grafo o red.

es decir, un subconjunto de pares ordenados de elementos distintos de X , Los términos grafo y red se emplean como sinónimos ■

El concepto de grafo puede definirse de forma más general. Por ejemplo, puede permitirse que dos nodos estén conectados por más de una arista, o incluso que un nodo esté conectado consigo mismo (bucle).

Las aristas de un grafo pueden ser *dirigidas* o *no dirigidas*, dependiendo de si se considera o no, el orden de los nodos. En la práctica, esta distinción dependerá de si la importancia del orden en que se relacionen los objetos.

Definición A.2 Arista dirigida. Dado un grafo $G = (X, L)$, si $L_{ij} \in L$ y $L_{ji} \notin L$, la arista L_{ij} entre dos nodos X_i y X_j se denomina dirigida y se denota mediante $X_i \leftrightarrow X_j$. ■

Definición A.3 Arista no dirigida. Dado un grafo $G = (X, L)$, si $L_{ij} \in L$ y $L_{ji} \in L$, la arista L_{ij} entre dos nodos X_i y X_j se denomina no dirigida y se denota mediante $X_i - X_j$ o $X_j - X_i$. ■

Definición A.4 Grafo dirigido y no dirigido. Un grafo en el cual todas las aristas son dirigidas se denomina grafo dirigido, y un grafo en el que todas sus aristas son no dirigidas se denomina no dirigido. ■

Esta definición implica que en un grafo dirigido es importante el orden del par de nodos que definen cada arista, mientras que en un grafo no dirigido, el orden carece de importancia.

Ejemplo A.2 Grafos dirigido y no dirigidos. En las figuras A.2(a) y A.2(b) se muestran ejemplo de un grafo dirigido y de un grafo no dirigido, respectivamente. El grafo de la figura A.2(a) está definido por:

$$X = \{A, B, C, D, E, F\}$$

$$L = \{A \rightarrow D, B \rightarrow C, D \rightarrow B, F \rightarrow D, D \rightarrow E, E \rightarrow F\}$$

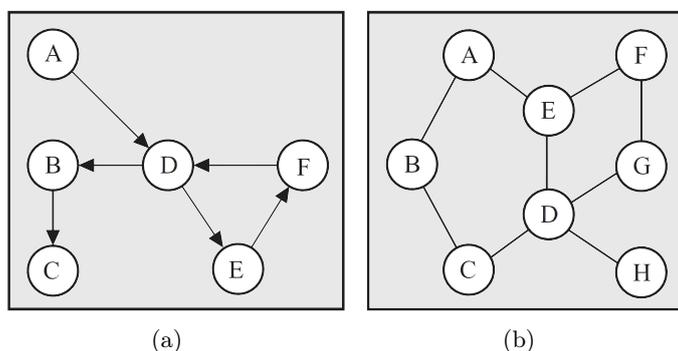


Figura A.2: Ejemplos de un grafo dirigido (a) y un grafo no dirigido (b).

mientras que para el grafo de la figura A.2(b) se tiene:

$$X = \{A, B, C, D, E, F, G, H\}$$

$$L = \{A - B, B - C, C - D, D - E, E - A, E - F, G - D, D - H\}$$

■

Un grafo dirigido puede convertirse de forma sencilla a un grafo no dirigido, sin más que eliminar la direccionalidad de sus aristas.¹

Definición A.5 Grafo no dirigido asociado a un grafo dirigido. Dado un grafo dirigido, el grafo no dirigido obtenido al reemplazar cada arista dirigida del grafo por la correspondiente arista no dirigida se denomina el grafo no dirigido asociado. ■

Por ejemplo, el grafo de la figura A.3(b) es un grafo no dirigido asociado al grafo dirigido de la figura A.3(a)

Definición A.6 Conjunto adyacente. Dado un grafo $G = (X, L)$ y un nodo X_i , el conjunto adyacente del nodo X_i es el conjunto de nodos que son directamente alcanzables desde X_i , es decir, $Ady(X_i) = \{X_j \in X | L_{ij} \in L\}$ ■

Esta definición proporciona una descripción alternativa de un grafo mediante un conjunto de nodos, X , y los conjuntos adyacentes de cada uno de los nodos en X ; es decir, el grafo (X, L) puede ser representado de forma equivalente mediante (X, Ady) , donde $X = \{X_1, \dots, X_n\}$ es el conjunto de nodos y $Ady = \{Ady(X_1), \dots, Ady(X_n)\}$ es la lista de nodos adyacentes.

¹Obsérvese que el problema inverso es más complejo pues existen dos alternativas para orientar una arista $X_i - X_j: X_i \rightarrow X_j$ o $X_j \rightarrow X_i$. Por tanto, se pueden definir varios grafos dirigidos asociados a un mismo grafo no dirigido. Una discusión más detallada de este problema se presenta en Ross and Wright(1988)[31].

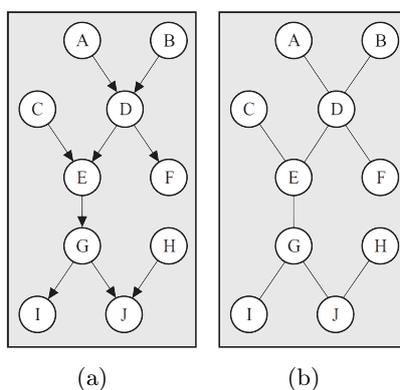


Figura A.3: Ejemplos de un grafo dirigido (a) y su grafo no dirigido asociado (b).

Ejemplo A.3 Conjuntos adyacentes. El grafo dirigido dado en la figura A.2(a) tiene asociados los siguientes conjuntos de nodos adyacentes:

$$\begin{aligned} \text{Ady}(A) &= \{D\}, & \text{Ady}(B) &= \{C\}, & \text{Ady}(C) &= \{\phi\}, \\ \text{Ady}(D) &= \{B, E\}, & \text{Ady}(E) &= \{F\}, & \text{Ady}(F) &= \{D\}, \end{aligned}$$

Por otra parte, los conjunto adyacentes del grafo no dirigido de la figura A.2(b) son:

$$\begin{aligned} \text{Ady}(A) &= \{B, E\}, & \text{Ady}(B) &= \{A, C\}, \\ \text{Ady}(C) &= \{B, D\}, & \text{Ady}(D) &= \{C, E, G, H\}, \\ \text{Ady}(E) &= \{A, D, F\}, & \text{Ady}(F) &= \{E, G\}, \\ \text{Ady}(G) &= \{D, F\}, & \text{Ady}(H) &= \{D\}, \end{aligned}$$

Por tanto, los grafos mostrados en la figura A.2 pueden ser definidos de forma equivalente por (X, L) o por (X, Ady) . ■

El conjunto adyacente de un nodo X_i contiene los nodos que son directamente alcanzables desde X_i . Por tanto, comenzando en un nodo dado y pasando de forma sucesiva a cada uno de sus nodos adyacentes, se puede formar un *camino* a través del grafo. El concepto de camino ente dos nodos juega un papel central en la teoría de grafos.

Definición A.7 Camino entre dos nodos. Un camino del nodo X_i al nodo X_j es una sucesión de nodos $(X_{i_1}, \dots, X_{i_r})$, comenzando en $X_{i_1} = X_i$ y finalizando en $X_{i_r} = X_j$, de forma que existe una arista del nodo X_{i_k} al nodo $X_{i_{k+1}}$ $k = 1, \dots, r - 1$, es decir,

$$X_{i_{k+1}} \in \text{Ady}(X_{i_k}), \quad k = 1, \dots, r - 1.$$

La longitud del camino, $(r - 1)$, se define como el número de aristas que contiene. ■

En el caso de grafos no dirigidos, un camino $(X_{i_1}, \dots, X_{i_r})$ puede representarse mediante $X_{i_1} - \dots - X_{i_r}$, indicando el carácter no dirigido de las aristas. De modo similar, otra forma de representar un camino en un grafo dirigido es mediante $X_{i_1} \rightarrow \dots \rightarrow X_{i_r}$.

Ejemplo A.4 Caminos. Considérese el grafo dirigido dado en la figura A.2(a). Existe un único camino de longitud 2 de D a F en este grafo, $D \rightarrow E \rightarrow F$. Por otra parte, existe un camino de A a B de longitud 2, $A \rightarrow D \rightarrow B$, y otro de longitud 5, $A \rightarrow D \rightarrow E \rightarrow F \rightarrow D \rightarrow B$. Obsérvese que, por el contrario, no existe ningún camino de B a A . Por otra parte existe al menos un camino entre cada par de nodos del grafo no dirigido de la figura A.2(b). Por ejemplo, algunos de los caminos entre A y H son:

$$\begin{aligned} &A - E - D - H, \text{ de longitud 3,} \\ &A - B - C - D - H, \text{ de longitud 4, y} \\ &A - E - F - G - D - H, \text{ de longitud 5.} \end{aligned}$$

■

Nótese que en un grafo dirigido han de tenerse en cuenta las direcciones de las aristas para formar un camino. Por ejemplo, en el grafo dirigido de la figura A.2(a) existe un camino de A a C ($A \rightarrow D \rightarrow B \rightarrow C$), pero no existe ningún camino que una los nodos en sentido inverso.

A.2. Representación de Grafos

Un grafo puede ser representado de varias formas equivalentes que pongan de manifiesto en mayor o menor medida determinadas características. Las formas de representación más comunes son:

- Simbólicamente, como un par (X, L) , donde X es un conjunto de variables y L es un conjunto de aristas entre pares de variables.
- Gráficamente, por medio de un diagrama formado por un conjunto de nodos (uno para cada variable) y un conjunto de líneas o flechas (una para cada arista del conjunto L).
- Numéricamente, utilizando ciertos tipos de matrices.

Cada una de estas representaciones presenta ventajas e inconvenientes. Por ejemplo, la representación simbólica es conceptualmente simple (cada grafo puede ser presentado por un par de conjuntos), pero no proporciona información directa sobre la topología del grafo. La representación gráfica permite observar globalmente las distintas relaciones que existen

entre las variables, pero tiene la desventaja de volverse extremadamente compleja cuando el número de aristas entre los nodos es muy elevado. Por último, la representación numérica permite obtener características de los grafos por simples manipulaciones algebraicas, pero tiene la desventaja de ser muy abstracta.

A.2.1. Representación Gráfica de un Grafo

Un grafo está formado por un conjunto de nodos y un conjunto de aristas. Esta sección se dedica al problema de representar gráficamente los nodos y aristas del grafo, por ejemplo en una hoja de papel o en la pantalla de un ordenador. El principal obstáculo que aparece al abordar este problema es que el grafo puede representarse de muchas formas distintas. Algunas de estas representaciones son mejores que otras en términos de sencillez, capacidad para mostrar las principales características del grafo, etc. Estas representaciones permiten analizar visualmente ciertas propiedades topológicas del grafo de forma sencilla. En general se considera que una representación gráfica es buena si cumple los siguientes requisitos:

1. Puede ser construida de forma sencilla y rápida utilizando algún algoritmo.
2. Las características topológicas del grafo podrán ser analizadas mediante la representación gráfica.
3. La representación será simple, teniendo en cuenta el número mínimo de cortes de aristas.

En esta sección se presentan dos formas sistemáticas de representación gráfica.

1. La representación *circular* y
2. La representación *multinivel*.

A.2.1.1. Representación Circular de un Grafo

Una de las formas más sencillas de representar gráficamente un grafo es dibujar todos los nodos sobre una circunferencia a distancias iguales. Por ejemplo, en la figura A.4(a) se muestra la representación circular de un grafo. Esta representación tiene una propiedad importante: garantiza que no puede haber más de dos nodos alineados. Por tanto, si las aristas del grafo se representan mediante líneas rectas, esta representación garantiza que no habrá aristas ocultas entre los nodos. Así, la representación circular es la representación óptima para grafos que constan de un gran número de aristas. La representación circular presenta las siguientes ventajas:

- Es fácil de construir.

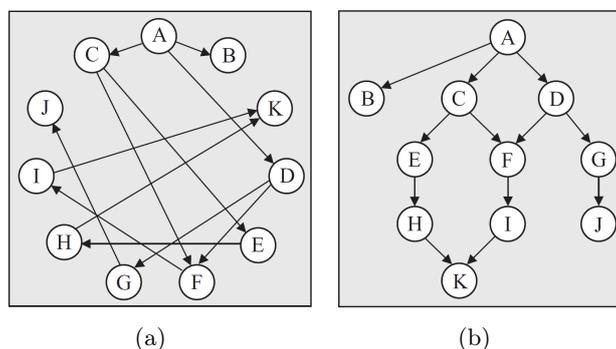


Figura A.4: Ejemplos representación del mismo grafo. Circular (a) y multinivel (b).

- Todas las aristas son transparentes en el diagrama.
- Es la más conveniente para grafos completos, aquellos en los que cada par de nodos están conectados por una arista.

La principal desventaja de esta representación es que pueden existir numerosos cortes entre las aristas, complicando el diagrama. Por ejemplo, en la figura A.4(b) se representa el mismo grafo que en la A.4(a) sin que exista ningún corte entre las aristas.

A.2.1.2. Representación Multinivel de un Grafo

La idea básica de la representación multinivel es organizar los nodos en distintos niveles, o capas, de tal forma que no existan aristas entre nodos del mismo nivel y que todo nodo en un nivel esté conectado con algún nodo del nivel previo. Así se podrá lograr una representación clara del grafo situando los nodos en niveles horizontales o verticales. Las ventajas principales de este tipo de representación son:

- Es muy conveniente para árboles, o grafos con pocas aristas.
- Muestra la estructura ancestral del grafo a través de los distintos niveles de la representación.

Siempre es posible obtener una representación multinivel de un grafo no dirigido eligiendo como conjunto de nodos raíz cualquier subconjunto totalmente inconexo de nodos del grafo. El segundo nivel de la representación está formado por algunos de los nodos adyacentes a este conjunto de nodos, y así sucesivamente.

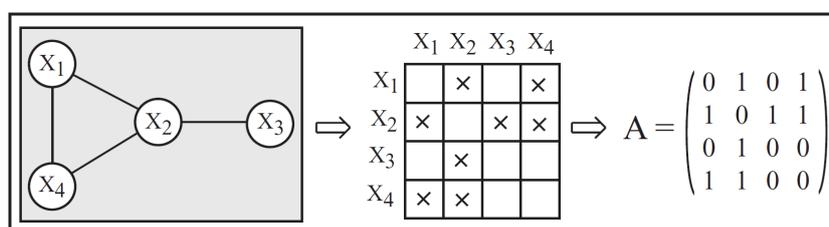


Figura A.5: Proceso constructivo de la matriz de adyacencia de un grafo.

A.2.2. Representación Numérica de un Grafo

Un grafo también puede ser representado numéricamente utilizando determinados tipos de matrices. La siguiente representación permite calcular de una forma sencilla diversas características topológicas de un grafo.

Definición A.8 Matriz de adyacencia. Sea $G = (X, L)$ un grafo de n nodos y sea $A = (a_{ij})$ una matriz $n \times n$, donde:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{si } L_{ij} \in L \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

La matriz A se denomina matriz de adyacencia del grafo G . ■

En la figura A.5 se muestra el proceso de construcción de la matriz de adyacencia de un grafo dado. Cuando $a_{ij} = 0$, entonces no existe ninguna aristas del nodo X_i al nodo X_j . En cambio, $a_{ij} = 1$ indica que el nodo X_i está conectado al nodo X_j , o que los nodos son adyacentes, de ahí el nombre de esta matriz. La matriz A contiene toda la información topológica del grafo asociado; por tanto, esta matriz caracteriza al grafo. Nótese que:

- La matriz de adyacencia de un grafo no dirigido es simétrica.
- Si no existen bucles, los elementos diagonales de A son nulos.
- La matriz de adyacencia de un grafo no dirigido completo debe contener un uno en todos los elementos no diagonales.

La matriz de adyacencia permite comprobar si existe un camino entre cada par de nodos. También puede calcularse la longitud de todos los caminos que unan cada par de nodos. El teorema siguiente muestra cómo se puede utilizar la matriz de adyacencia para esta tarea.

Teorema A.1 Potencias de la matriz de adyacencia. Sea A^r la r -ésima potencia de la matriz de adyacencia asociada con el grafo $G = (X, L)$. Entonces, el ij -ésimo elemento de A^r da el número de caminos de longitud r del nodo X_i al nodo X_j .

El teorema A.1 implica:

- El elemento ij -ésimo de A^r es cero si y sólo si no existe ningún camino de longitud r de X_i a X_j .
- Calculando las potencias sucesivas de la matriz de adyacencia de un grafo dado A, A^2, A^3, \dots , se pueden calcular directamente el número de caminos de longitud 1, 2, 3... que unen cada par de nodos.

La matriz de adyacencia también puede ser utilizada para comprobar si un grafo es conexo o inconexo. Para ello, se introduce la siguiente matriz asociada a un grafo.

Definición A.9 Matriz de alcanzabilidad. la matriz de alcanzabilidad, $T = (t_{ij})$, de un grafo G se define como:

$$t_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{si existe algún camino del nodo } X_i \text{ al nodo } X_j \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

■

La matriz de alcanzabilidad está claramente relacionada con las potencias de la matriz de adyacencia. El siguiente resultado da una cota del número máximo de potencias de esta matriz que es necesario conocer para poder calcular la matriz de alcanzabilidad.

Teorema A.2 Acotación de la longitud de un camino. Dado un grafo con n nodos, si existe un camino del nodo X_i al nodo X_j , entonces también existe un camino de longitud menor que n de X_i a X_j .

Por tanto, la matriz de alcanzabilidad puede ser obtenida a partir de un número finito de potencias de la matriz de adyacencia, $A, A^2, A^3, \dots, A^{n-1}$. El número de potencias necesarias es $n - 1$. De hecho se tiene:

$$t_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{si } a_{ij}^k = 0, \forall k < n \\ 1, & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

A.3. Algoritmos de Búsqueda de Caminos

Otra forma de obtener la matriz de alcanzabilidad es haciendo uso de algoritmos de búsqueda de caminos y de la definición A.9. Los libros de Cormen [4], Golumbic [10] y el artículo de Johnson [3] tratan del diseño de algoritmos eficientes. Para profundizar más se puede consultar el libro de Gibbons [9] y para aspectos relativos a la programación de algoritmos el de Lau [20].

Apéndice B

Bases de datos

B.1. Base de datos de viento

La viabilidad económica de los parques eólicos depende de las condiciones favorables del viento. Por ello, el estudio del viento en estas zonas se ha convertido en un desafío, encontrando el mayor de sus problemas en la recopilación de datos, que requieren una resolución espacial y temporal suficiente. Como solución a este problema se hace uso del reanálisis (restrospectiva numérica) que constituye una alternativa a las dispersas observaciones instrumentales.

Las bases de datos procedentes de reanálisis globales atmosféricos, cubren grandes periodos de tiempo, entre 20 y 50 años, con una vasta resolución espacial (entre 5 y 75 km), las cuales son apropiadas para realizar estudios climáticos. Actualmente existen varias bases de datos de campos de viento obtenidas mediante esta técnica, como es el reanálisis global NCEP/NCAR [16], desde 1948 al 2009, o el más actual ERA-Interim [6], desde 1989 al 2009, que cuenta con una mayor resolución.

El principal inconveniente que presentan los reanálisis globales atmosféricos es la insuficiente resolución espacial para caracterizar determinadas situaciones locales. Para solventar este problema se emplean técnicas de regionalización (incremento de la resolución, “downscaling”). En concreto, el “downscaling” dinámico consiste en incrementar la resolución de la rejilla del modelo atmosférico global anidando a éste un modelo atmosférico regional o mesoescalar (LAM) limitando la zona de interés. Usualmente estos reanálisis regionales tienen una resolución espacial entre 5 y 30 km y utilizan el acoplamiento de los resultados atmosféricos del reanálisis global como condiciones de inicio y contorno. De esta manera se consigue que los campos atmosféricos de mayor resolución sean consistentes con las ecuaciones atmosféricas y se puedan considerar como las representaciones apropiadas de las condiciones de la atmósfera.

La base de datos utilizada en este trabajo, SeaWind, está constituida por los campos de

viento horarios resultantes de la dinámica atmosférica durante el periodo 1948-2009. Ésta cuenta con una resolución espacial de malla de aproximadamente 30 km, y proporciona los datos de viento a una altura de 10 metros. Para su elaboración se ha utilizado el modelo WRF (Weather Research and Forecasting), en concreto la versión 3.1 del WRF-ARW (Advanced Research dynamical solver, ARW[32]), que constituye uno de los modelos atmosféricos más modernos, ampliamente utilizado por la comunidad científica en Estados Unidos. El dominio simulado para SeaWind cubre casi al completo la región europea, contando con 184x249 puntos de malla, véase la figura B.1.

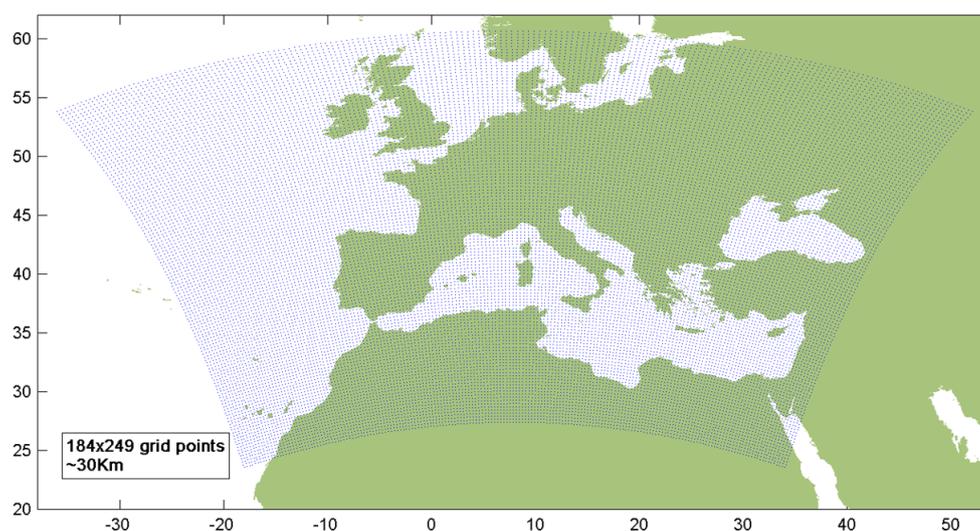


Figura B.1: Dominio de la malla SeaWind.

Posteriormente se han realizado trabajos, como el presentado en el artículo de Menéndez et al. [22], que propone metodologías para estudiar los recursos de energía eólica en zonas offshore locales.

B.2. Base de datos de oleaje

Los datos de oleaje procedentes de reanálisis son el resultado de la ejecución de modelos numéricos forzados mediante condiciones atmosféricas en un periodo de tiempo. El reanálisis de oleaje utilizado en este trabajo es el GOW SW NCEP (Global Ocean Waves forzado con vientos SeaWind de NCEP) realizado en IH Cantabria. Es un reanálisis horario a lo largo del periodo 1948-2009 con la cobertura indicada en la figura B.2 de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$. El modelo numérico utilizado para la generación del reanálisis de oleaje ha sido Wave Watch III (WW III, Tolman 1997, 1999, 2002: [35] [36] [37]), un modelo de tercera generación desarrollado por la NOAA/NCEP similar al modelo WAM (WAMDI 1988 [38], Komen et al 1994 [17]). WW III es el último desarrollo de modelo inicial WW I elaborado por la universidad e Delft,

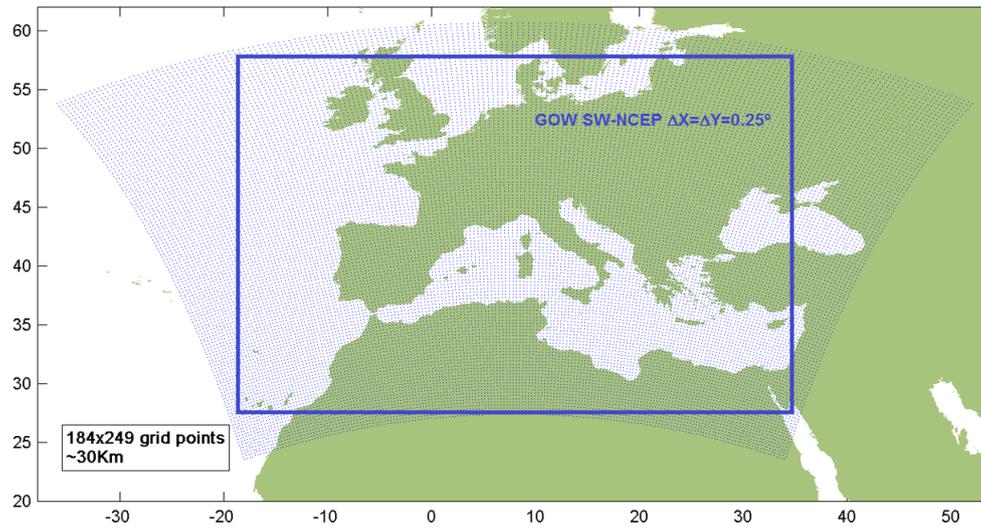


Figura B.2: Dominio de la malla GOW SeaWind NCEP

posteriormente refinado por la NASA en el WW II.

La versión WW III difiere de sus antecesores en muchos e importantes puntos de especial relevancia, que incluyen aspectos relacionados con: la estructura, método numérico de resolución y parametrizaciones físicas. WW III resuelve la ecuación de balance de densidad espectral. La hipótesis fundamental asumida en la resolución es que las propiedades del medio (corrientes y batimetría) así como las del campo de oleaje, varían, en el espacio y en el tiempo, en escalas mucho mayores que una longitud de onda.

Los resultados han sido validados utilizando información de boyas y satélites, obteniéndose resultados muy satisfactorios Reguero et al. [13]. Las series temporales utilizadas han sido calibradas mediante el método de Mínguez et al. [12]

Apéndice C

Características de los parques

En este apéndice se recogen algunas las características de los parques eólicos utilizados en el documento.

C.1. Parque eólico didáctico

El grafo auxiliar representativo con etiqueta de potencia del parque eólico didáctico se muestra en la figura C.1. Las reglas de operación se indican en la tabla C.2

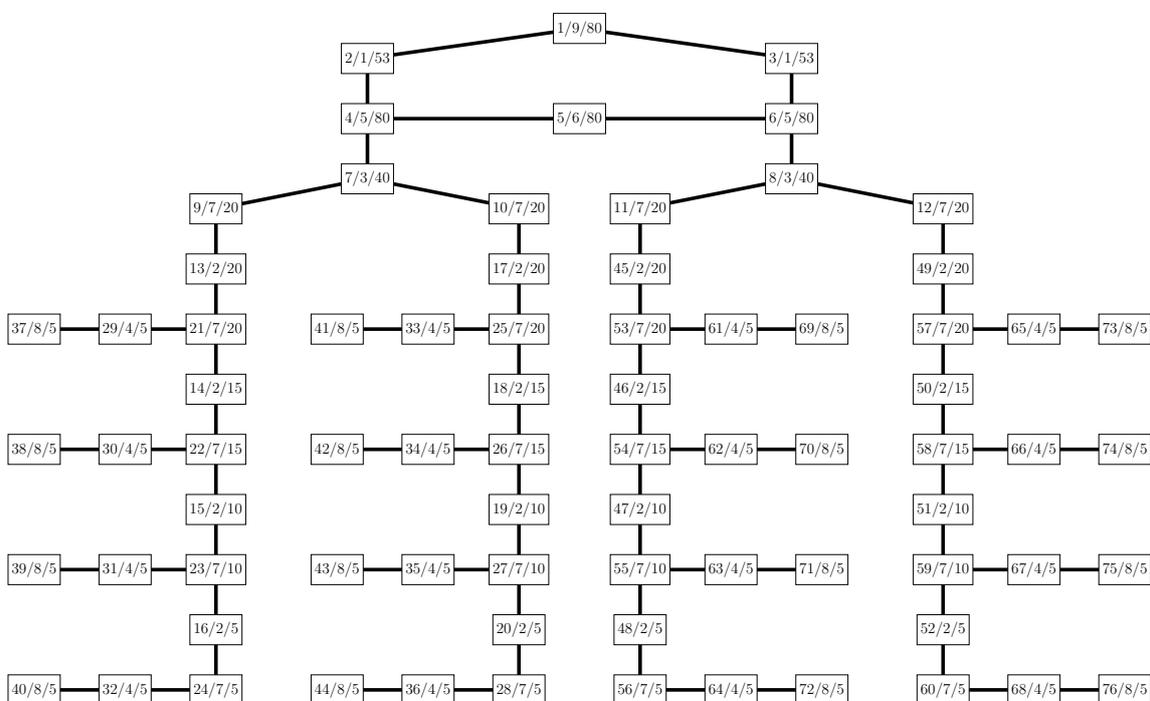


Figura C.1: Grafo asociado al parque eólico didáctico.

Las características de sus elementos y componentes se recogen en la tabla C.1. Las tasas de fallos se expresan en fallos/año, excepto las de los elementos de tipo cable, N°e 1 y 2, cuyas unidades son fallos/año/100 km. Por esta razón se indica su longitud en kilómetros.

N°e	Nombre	N°t	N°p	Descripción	λ	t_{rep}^i	t_v	t_{min}	h_t	V_1^{sup}	V_2^{sup}
1	Cable AT										
	25 km	1	1	Aislamiento	0.07325	490	1	4	1	2.5	12
2	Cable BT										
	1 km	2	1	Aislamiento	0.09945	410	1	4	1	2.5	12
3	TR1										
		3	1	Núcleo	0.02150	720	1	4	2	2.5	12
		4	2	Bobinados	0.01350	620	1	6	2	2.5	12
		5	3	Tomas	0.00120	300	1	6	2	2.5	12
		6	4	Terminales	0.00950	280	1	4	2	2.5	12
		7	5	Otros	0.06530	370	1	4	2	2.5	12
4	TR2										
		8	1	Núcleo	0.04210	55	1	5	2	2	12
		9	2	Bobinados	0.01230	48	1	5	2	2	12
		10	3	Tomas	0.02340	36	1	6	2	2	12
		11	4	Terminales	0.00910	40	1	5	2	2	12
		12	5	Otros	0.03250	50	1	5	2	2	12
5	GIS1										
		13	1	Toma tierra	0.000213	110	0	0	2	**	**
		14	2	El. unión	0.001	360	1	4	2	2.5	12
		15	3	Ter. cables	0.00986	280	1	4	2	2.5	12
		16	4	Cuad. protec.	0.00152	190	0	0	2	**	**
		17	5	Interruptor	0.0002	310	1	4	2	2.5	12
		18	6	Seccionador	0.001	300	1	4	2	2.5	12
		19	7	Gasoductos	0.0022	190	1	4	2	2.5	12
		20	8	Barras	0.0036	275	1	4	2	2.5	12
		21	9	Transformador	0.002	300	1	4	2	2.5	12
		22	10	Boquillas	0.0012	250	0	0	2	**	**
6	GIS2										
		23	1	Toma tierra	0.000213	110	0	0	2	**	**
		24	2	El. unión	0.0005	360	1	4	2	2.5	12
		25	3	Ter. cables	0.004152	280	1	4	2	2.5	12
		26	4	Cuad. protec.	0.000723	190	0	0	2	**	**
		27	5	Interruptor	0.0002	310	1	4	2	2.5	12
		28	6	Seccionador	0.001	300	1	4	2	2.5	12
		29	7	Gasoductos	0.0018	190	1	4	2	2.5	12
		30	8	Barras	0.0036	275	1	4	2	2.5	12
		31	9	Transformador	0.001	300	1	4	2	2.5	12
		32	10	Boquillas	0.0012	250	0	0	2	**	**
7	CE1										
		33	1	Barras	0.009	70	1	4	2	2	10
		34	2	Tr. intensidad	0.0095	80	1	4	2	2	10

		35	3	Tr. tensión	0.00013	44	1	4	2	2	10
		36	4	Mec. control	0.00012	40	0	0	2	0.75	7
		37	5	U. protección	0.0009	40	0	0	2	0.75	7
		38	6	Seccionador	0.001	75	1	4	2	2	10
		39	7	Uniones	0.001	72	1	4	2	2	10
		40	8	Terminales	0.0005	32	1	4	2	2	10
		41	9	Avería general	0.00012	36	1	4	2	2	10
		42	10	Otros	0.0001	80	1	4	2	2	10
8	GEN										
		43	1	Caja de cambios	0.005	105	1	4	2	2	7
		44	2	Rodamientos eje	0.0025	85	1	4	2	2	7
		45	3	Sis. orientación	0.002	88	1	4	2	2	4
		46	4	Control pitch	0.001	85	1	4	2	2	4
		47	5	Alternador	0.005	180	1	4	2	2	7
		48	6	Sis. medida	0.001	24	0	0	2	1	7
		49	7	Sobrecal. freno	0.001	48	1	4	2	2	7
		50	8	Sis. lubricación	0.003	80	1	4	2	2	7
		51	9	Sis. monitor.	0.0025	36	0	0	2	2	7
		52	10	Control electr.	0.015	24	0	0	2	1	7
		53	11	Otros	0.010	70	1	4	2	2	7

Tabla C.1: Características de los elementos y componentes del parque eólico didáctico

- t_{rep}^i : es el tiempo de reparación ideal.
- t_v : es el tiempo de desplazamiento de los equipos humanos y materiales a la zona de reparación.
- t_{min} : es el tiempo mínimo para el que se considera rentable desplazarse al lugar para avanzar en la reparación.
- V_i^{sup} : Es el límite superior para la variable ambiental i .
- h_t : es el horario de trabajo asignado para la tarea. 1 si es diurno, 10 horas, de las 08:00h a las 18:00h y 2 si es intensivo, las 24 horas.

Si falla	Con tipo de fallo	Poner en fallo
5	todos	4,6
*	todos	*

Tabla C.2: Reglas de operación del parque eólico didáctico.

La segunda regla de operación implica que los componentes de cada elemento del parque están conectados en serie.

La variante del parque eólico con un sector en anillo tiene un elemento de tipo cable adicional y su grafo auxiliar representativo se muestra en C.2. Las tablas C.1 y C.2 son aplicables.

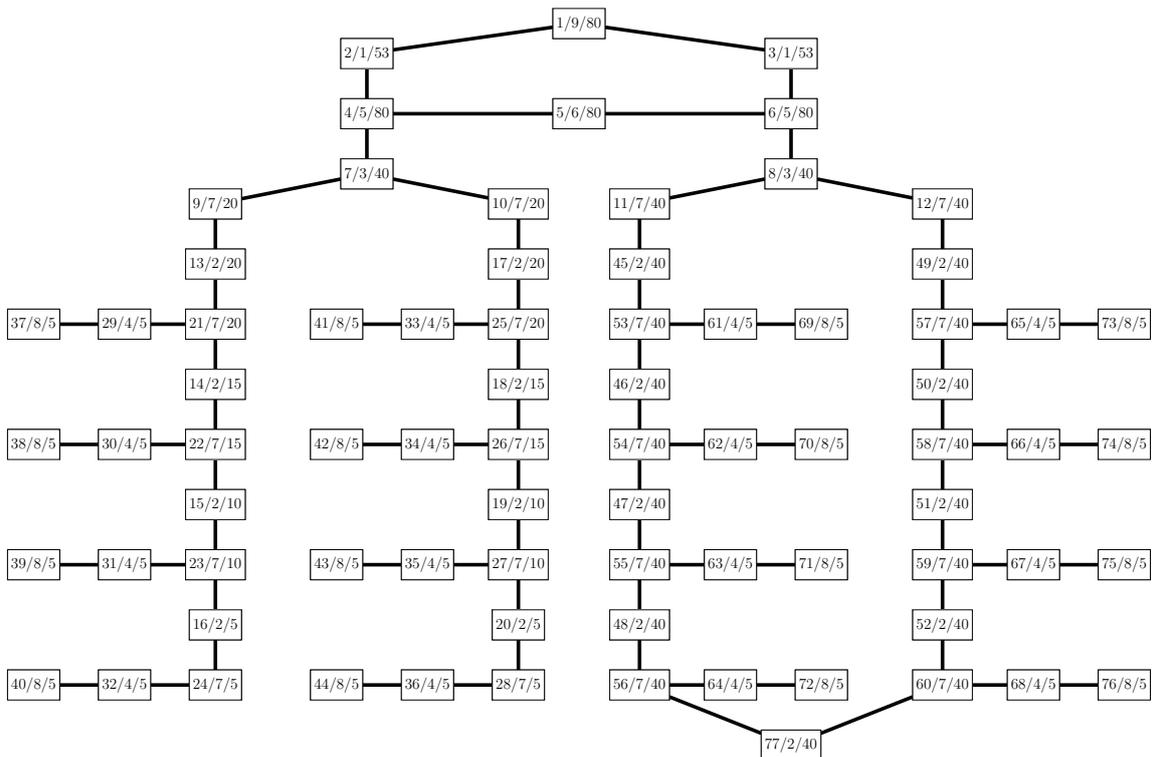


Figura C.2: Grafo asociado al parque eólico didáctico modificado

C.2. Parques eólicos PEM1, PEM2 y PEM3

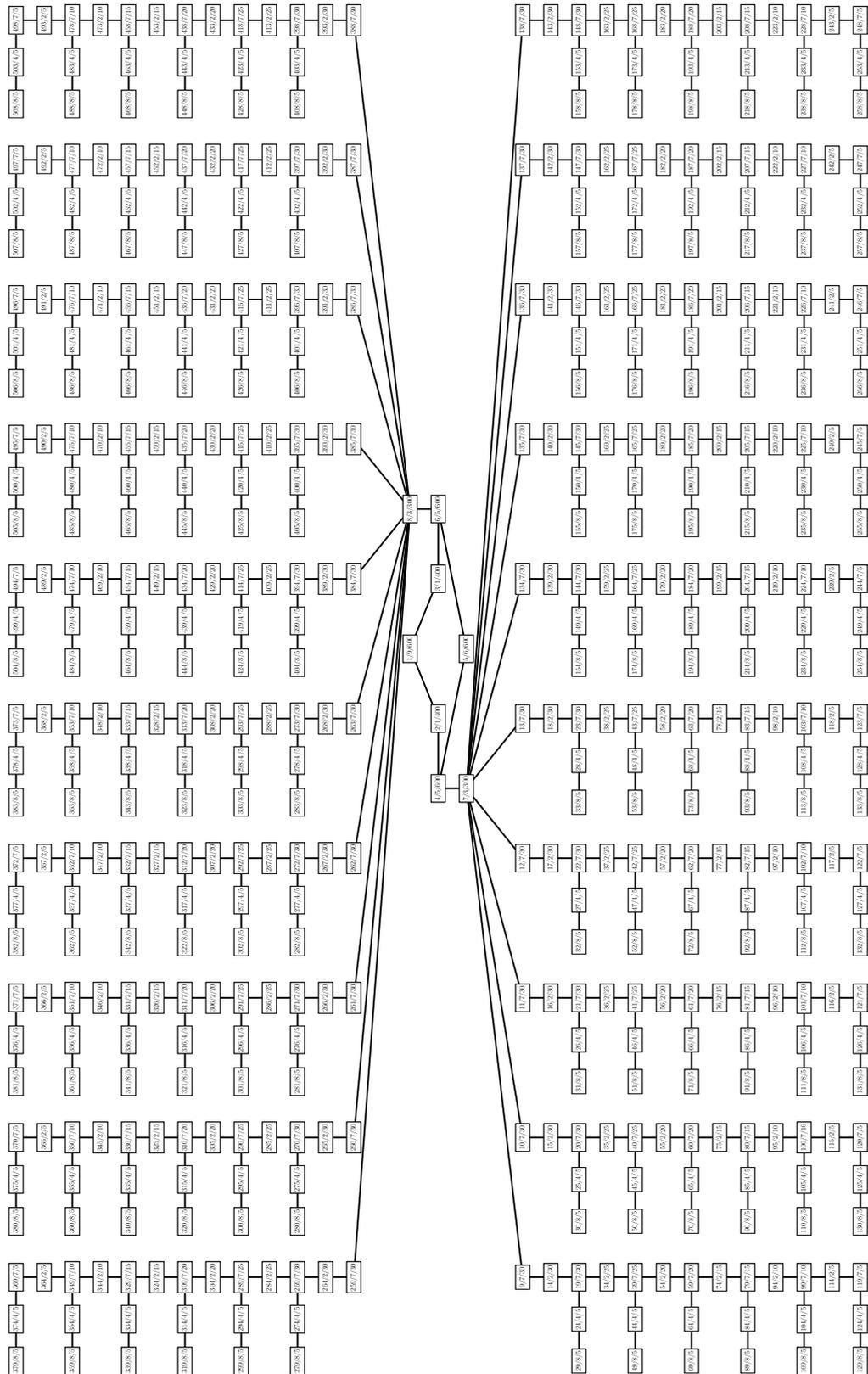


Figura C.3: Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM1.

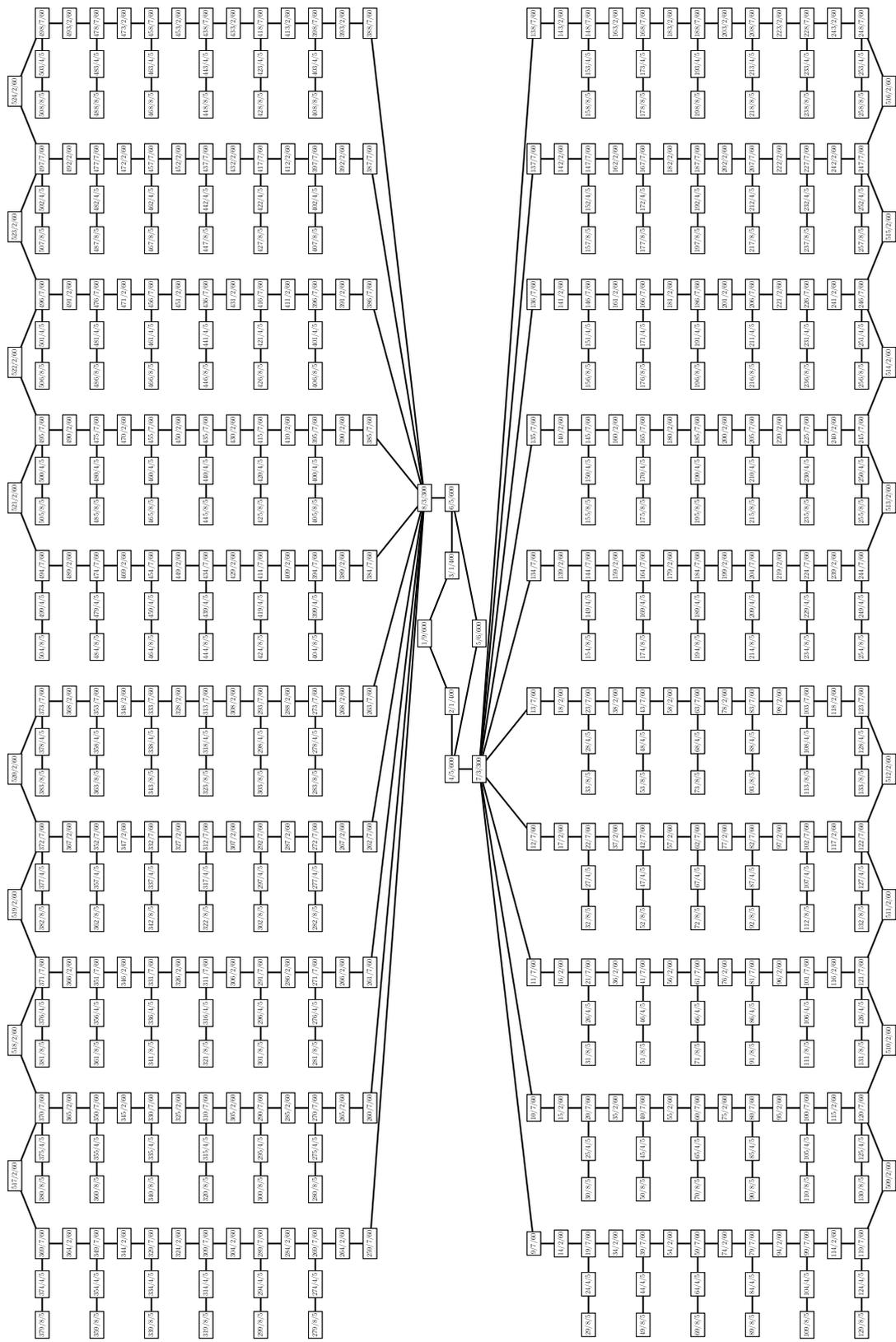


Figura C.4: Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM2.

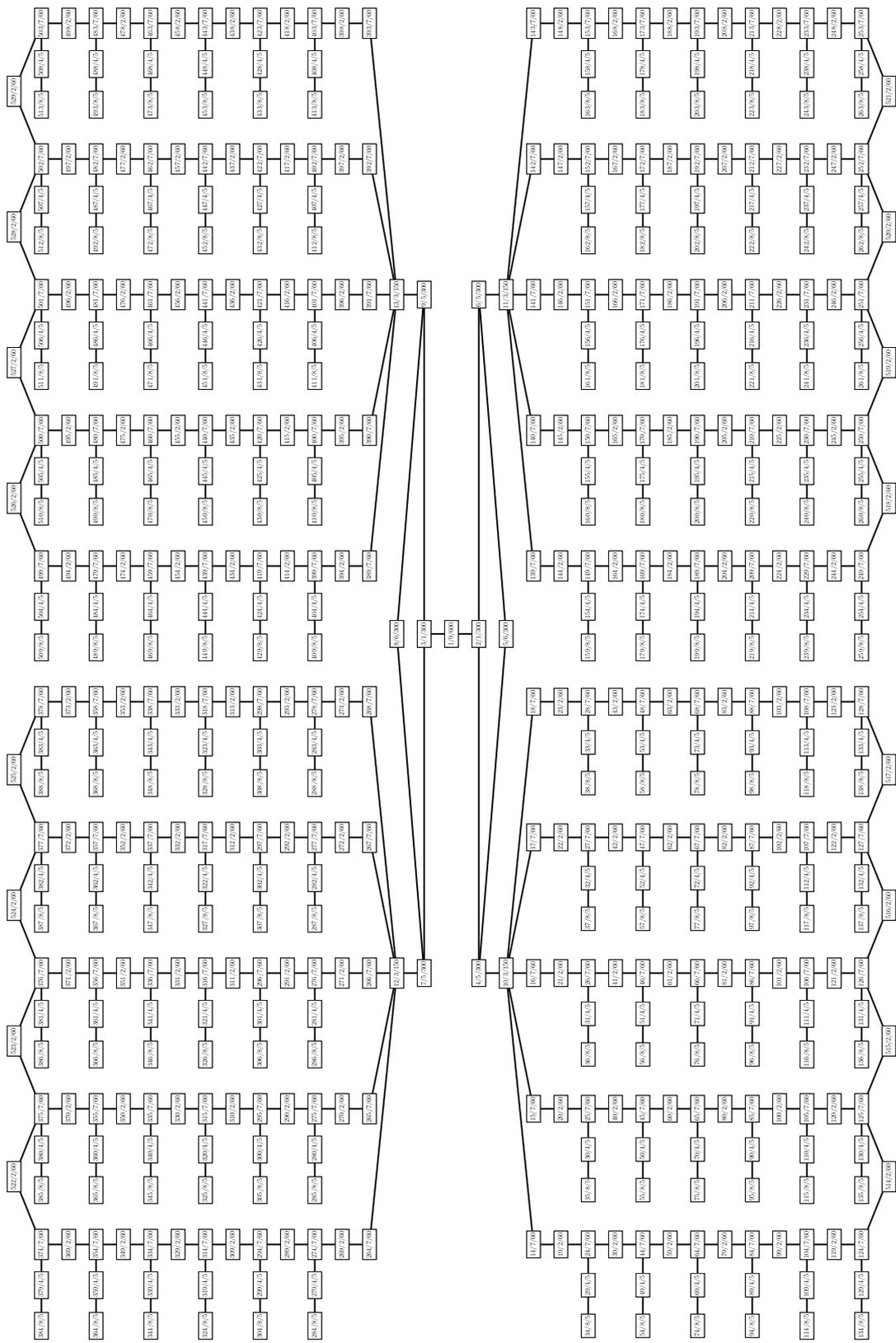


Figura C.5: Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM3.

Si falla	Con tipo de fallo	Poner en fallo
5	todos	4,6
*	todos	*

Tabla C.3: Reglas de operación del parque eólico PEM1.

Si falla	Con tipo de fallo	Poner en fallo
5	todos	4,6
*	todos	*

Tabla C.4: Reglas de operación del parque eólico PEM2.

Si falla	Con tipo de fallo	Poner en fallo
5	todos	4,6
8	todos	7,9
*	todos	*

Tabla C.5: Reglas de operación del parque eólico PEM3.

C.3. Tiempos fuera de servicio de los elementos de los parques

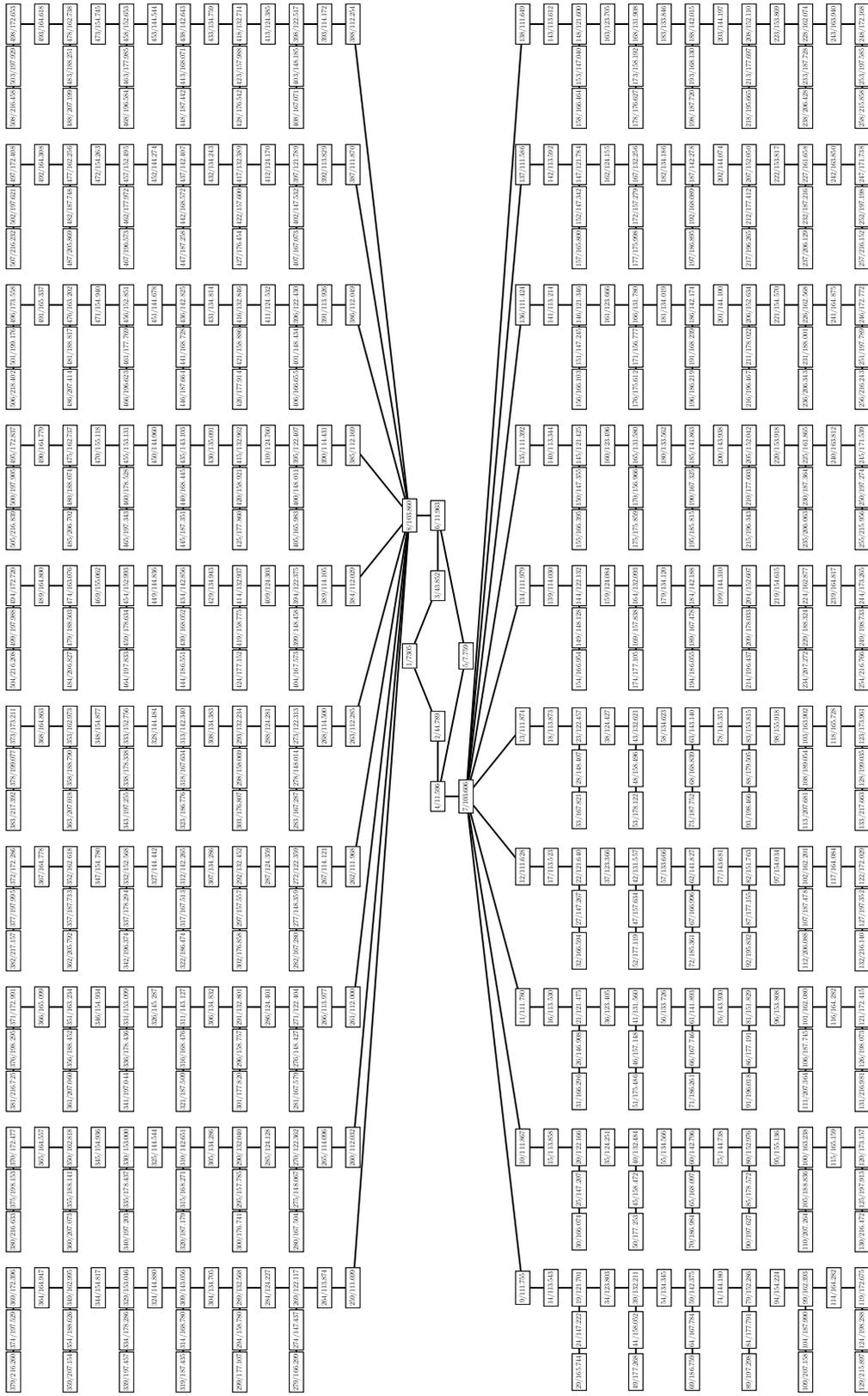


Figura C.6: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM1A.

C.3. TIEMPOS FUERA DE SERVICIO DE LOS ELEMENTOS DE LOS PARQUES 121

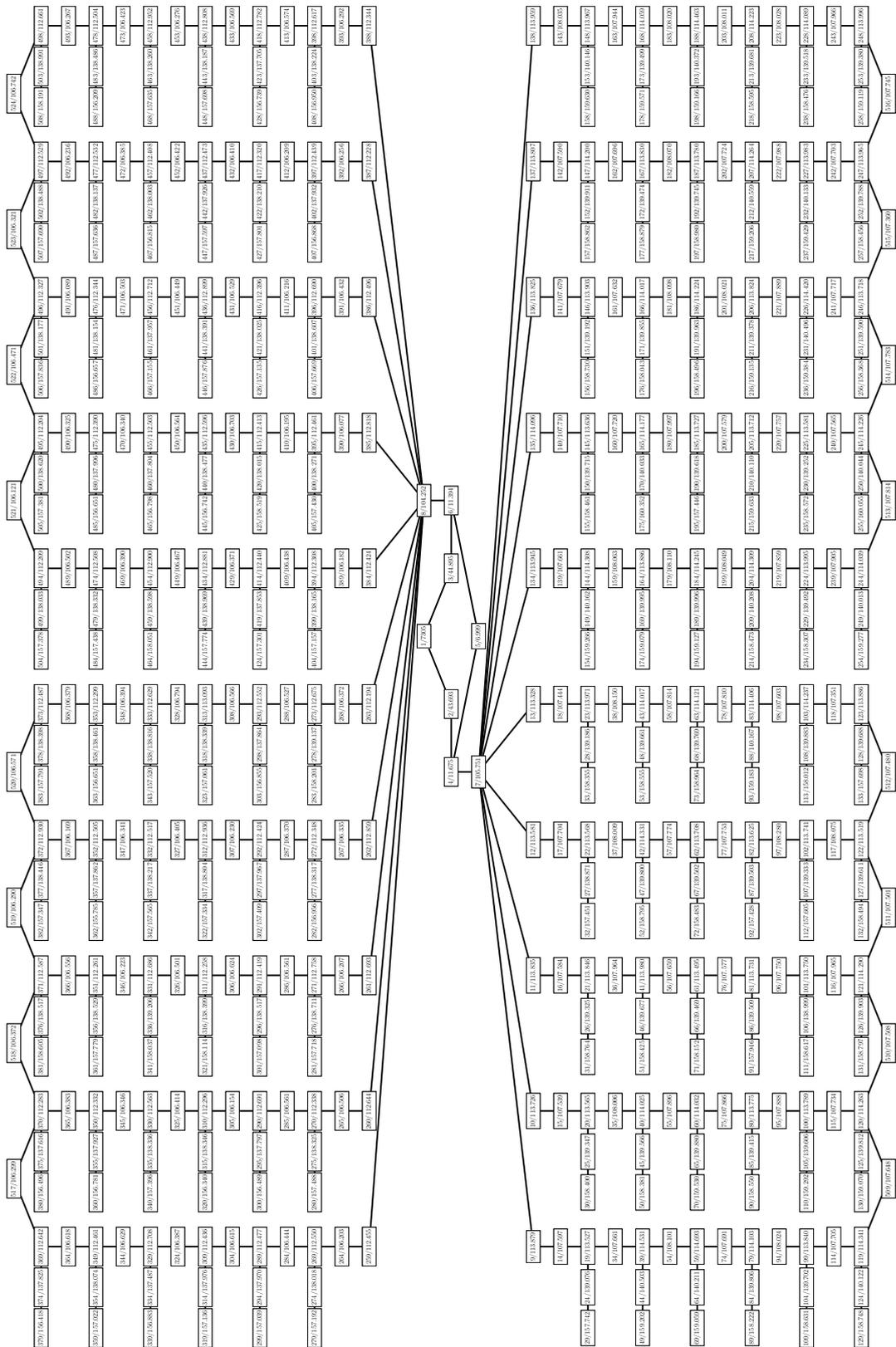


Figura C.7: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2A.

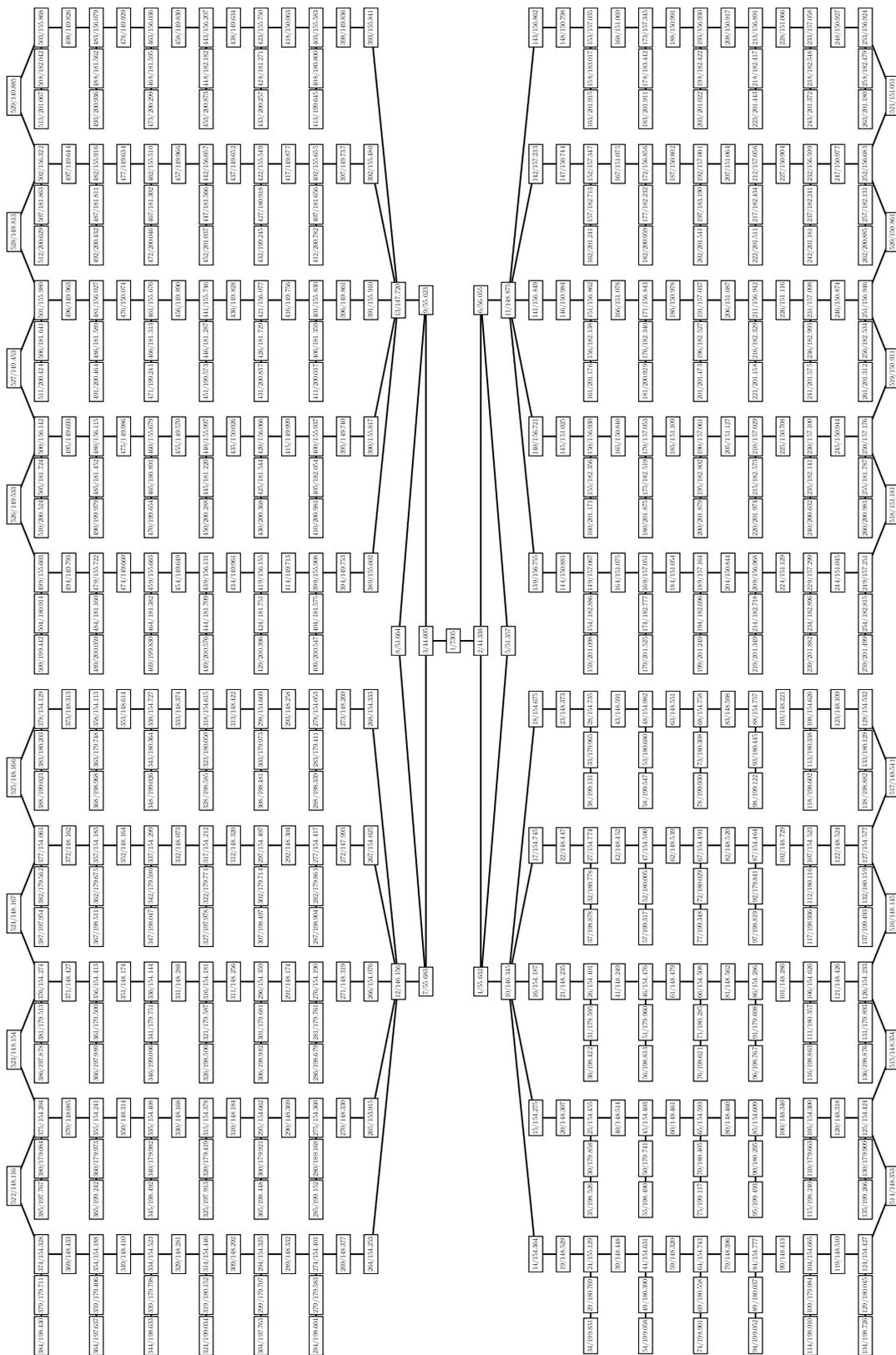


Figura C.8: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3A.

C.3. TIEMPOS FUERA DE SERVICIO DE LOS ELEMENTOS DE LOS PARQUES 123

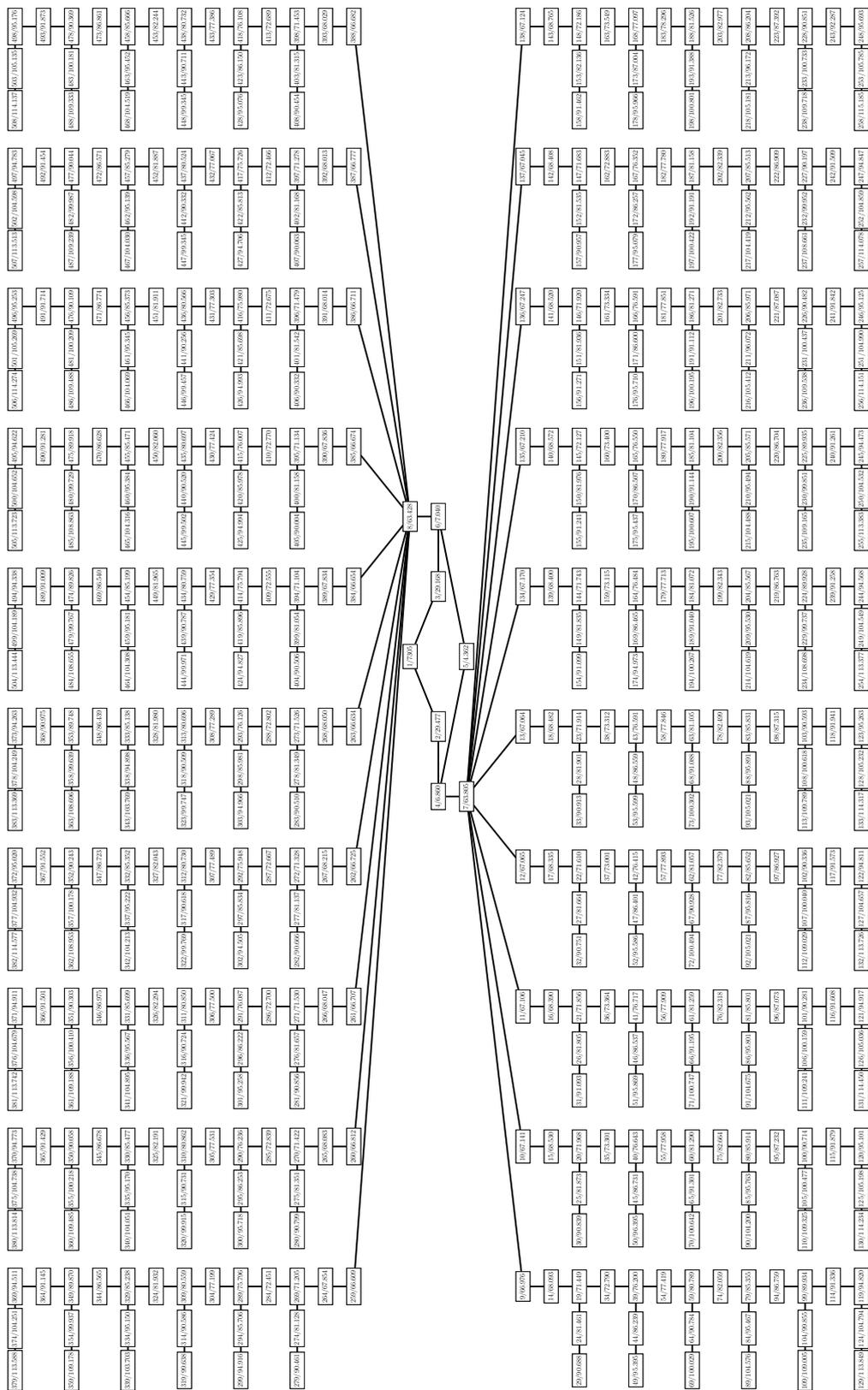


Figura C.9: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM1B.

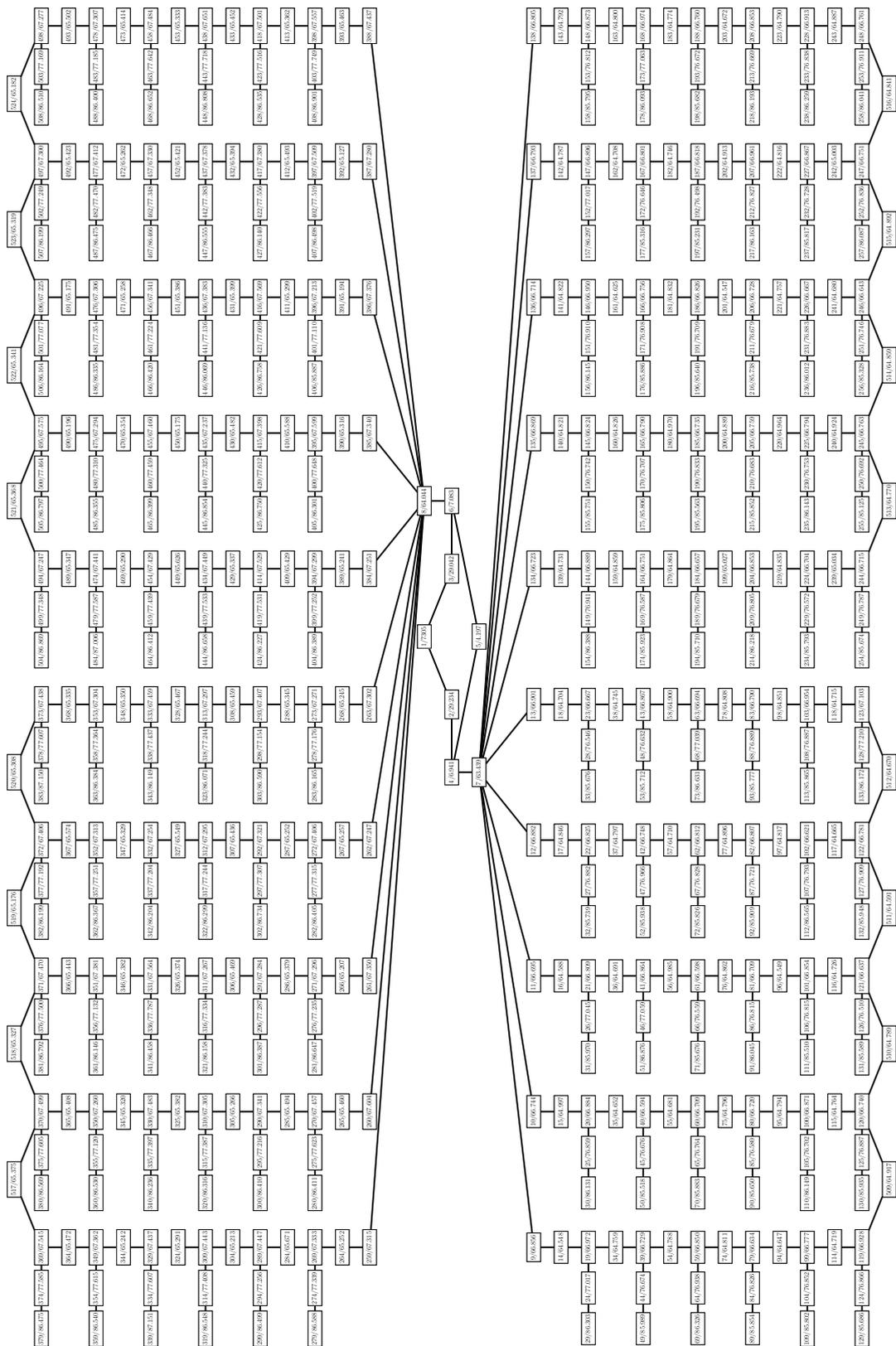


Figura C.10: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2B.

C.3. TIEMPOS FUERA DE SERVICIO DE LOS ELEMENTOS DE LOS PARQUES 125

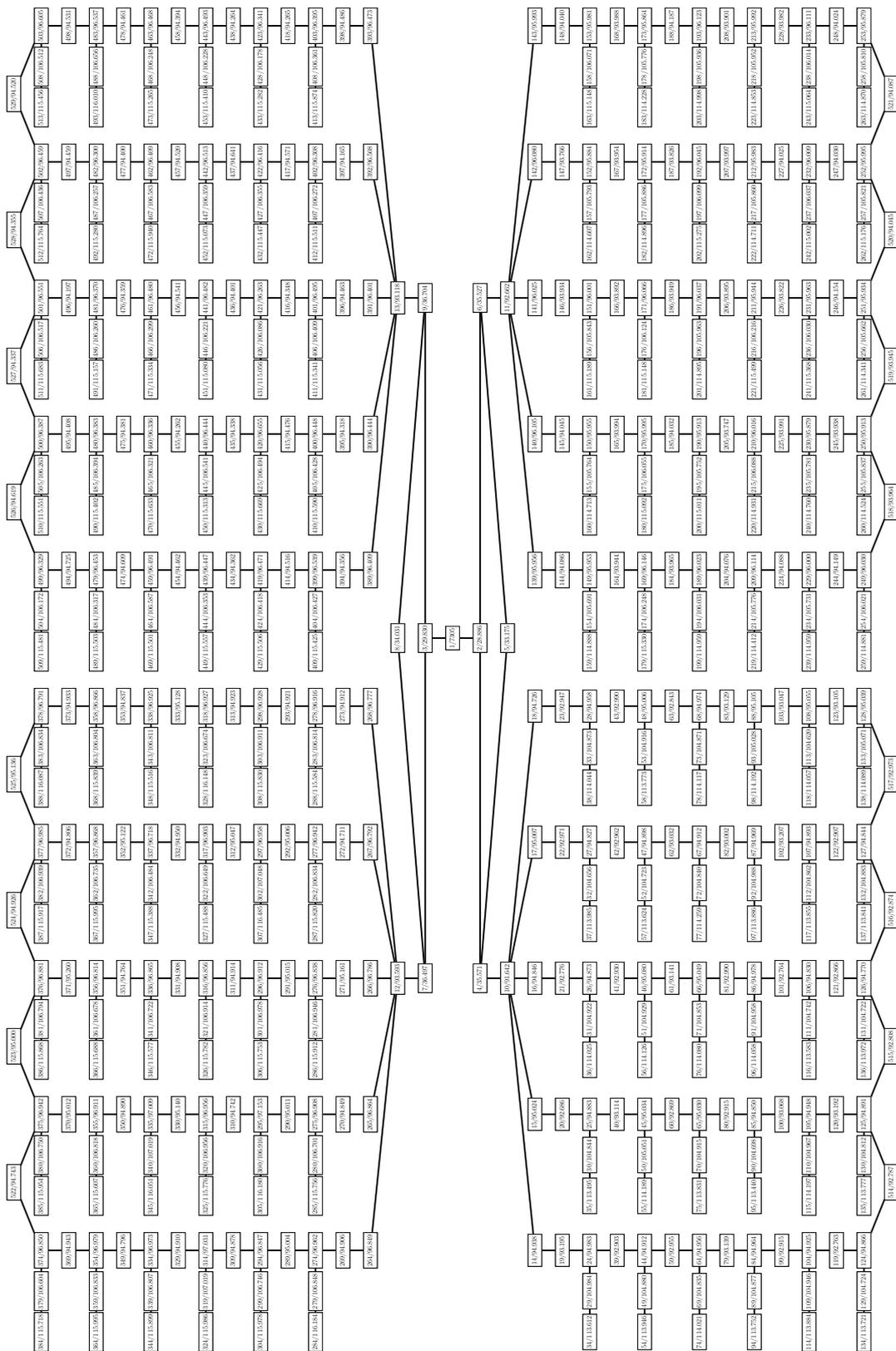


Figura C.11: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3B.

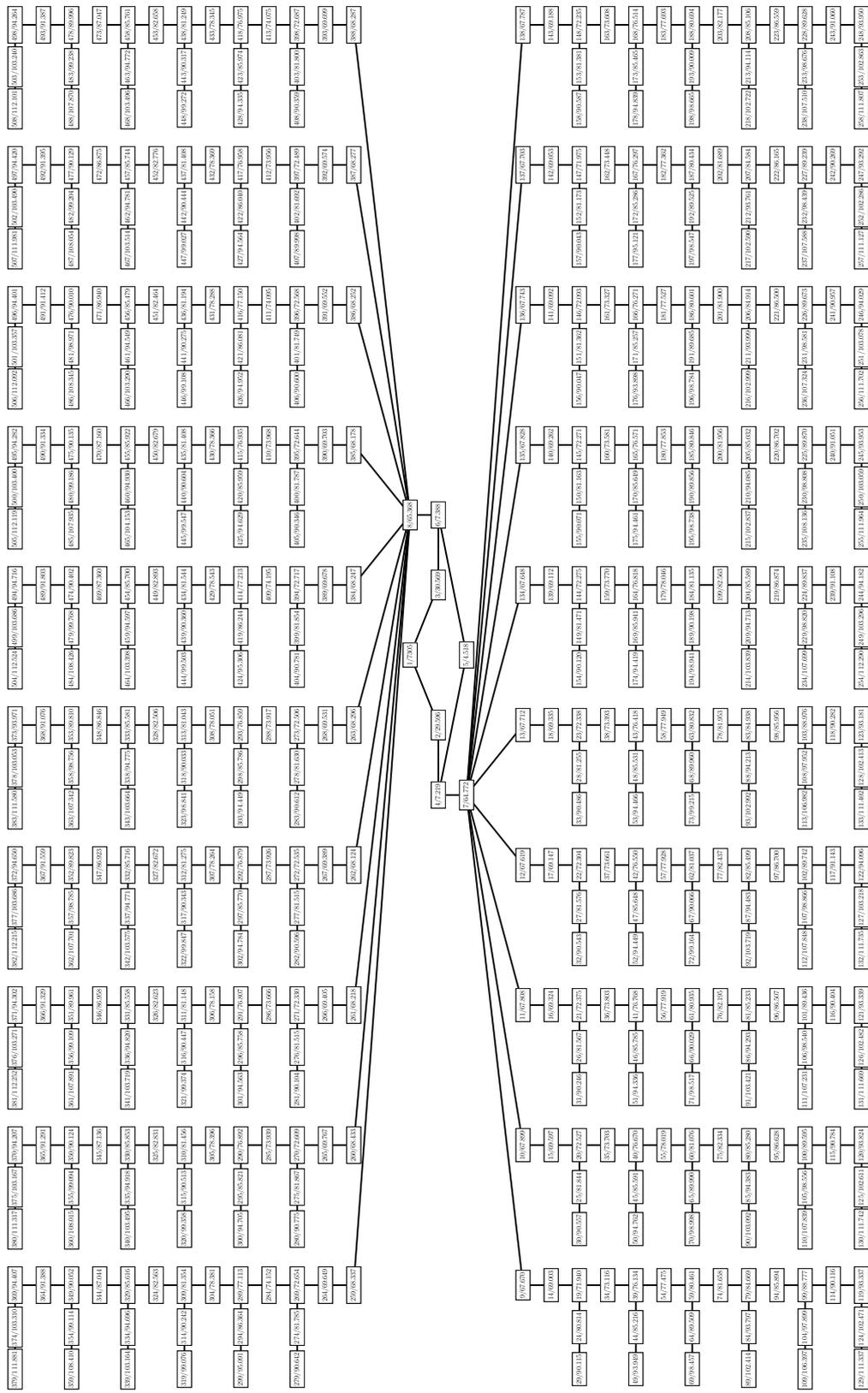


Figura C.12: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEMIC.

C.3. TIEMPOS FUERA DE SERVICIO DE LOS ELEMENTOS DE LOS PARQUES 127

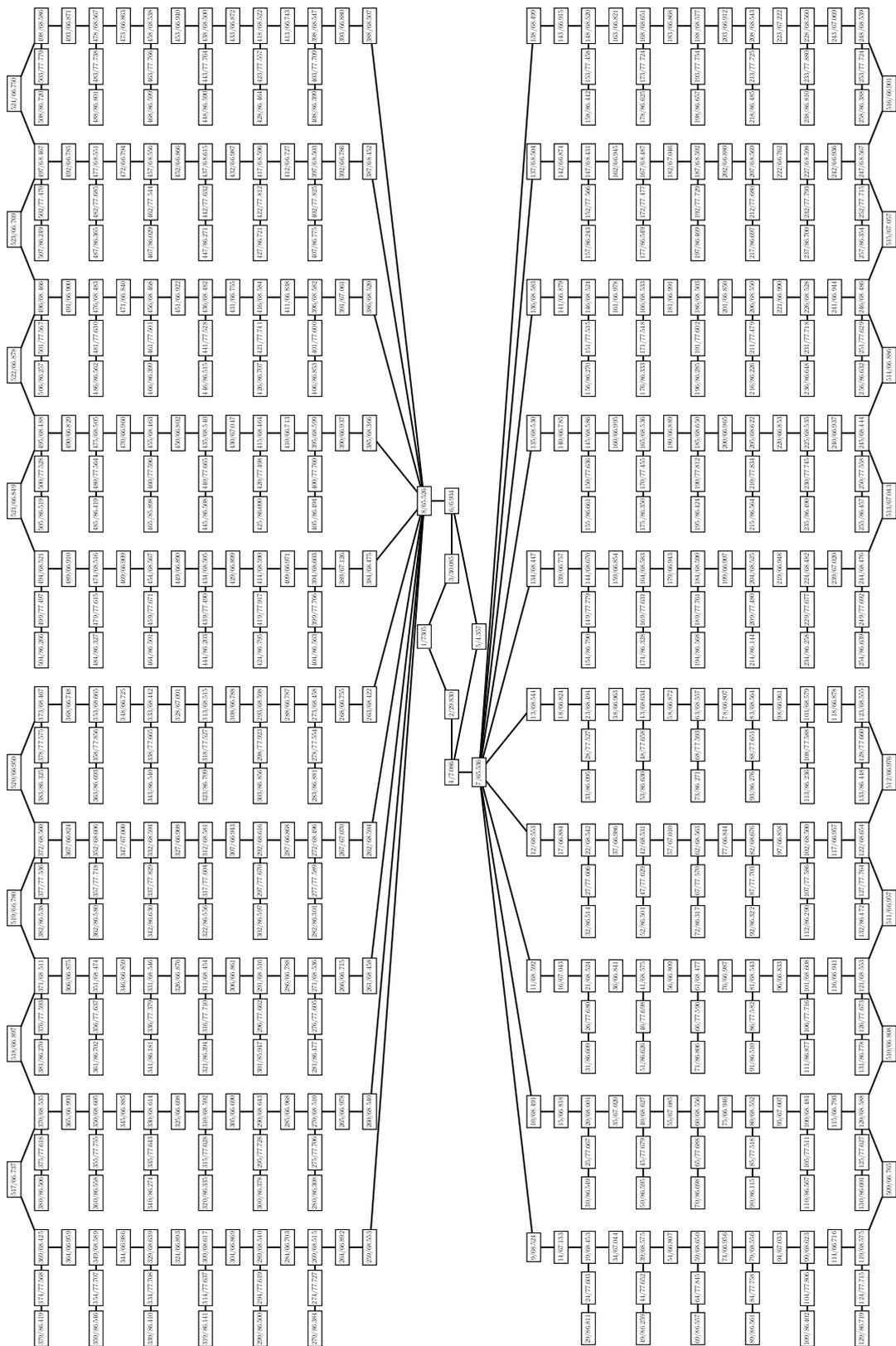


Figura C.13: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2C.

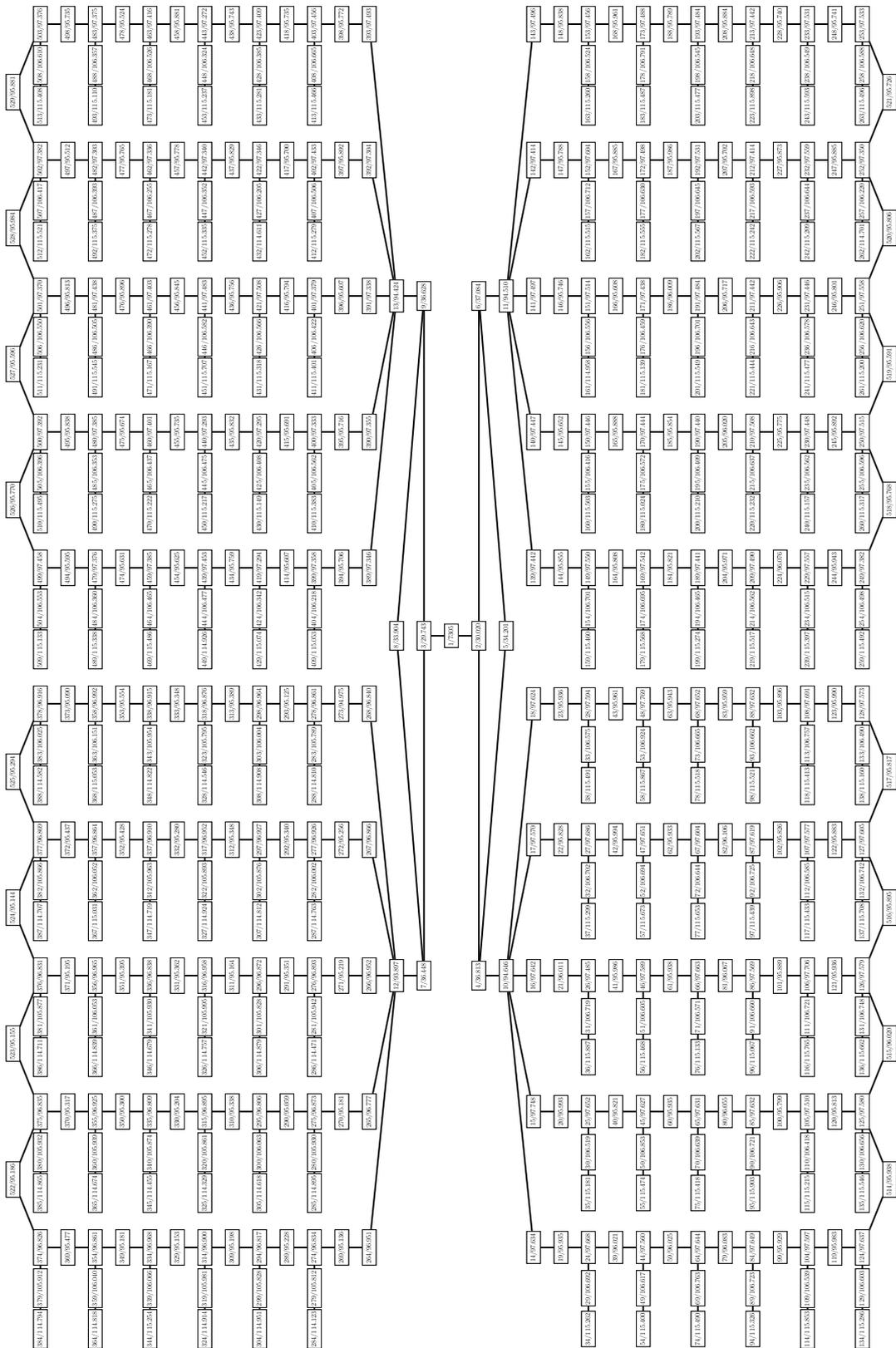


Figura C.14: Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3C.

Apéndice D

Medición del riesgo

En economía es importante medir el riesgo de un determinado activo bajo condiciones de distorsión de precios. Si se tiene una función de densidad del valor del activo, dos parámetros para medir el riesgo muy utilizados son el VaR (Valor en Riesgo) y el $CVaR$ (Valor en Riesgo Condicionado). Tratan de cuantificar el riesgo relacionando el valor esperado del activo con los valores de la cola inferior de la distribución del activo. Para un determinado nivel de confianza, α , VaR y $CVaR$, se conocen como $\alpha - VaR$ y $\alpha - CVaR$ respectivamente [5].

$\alpha - VaR$ suele definirse como “la máxima pérdida esperada para un horizonte temporal y nivel de confianza determinados”. En términos estadísticos es la diferencia entre el cuantil $q_{1-\alpha}$ de la distribución del valor del activo, $f(p)$, y el valor esperado de activo, μ_p . Este valor es una cifra que resume la exposición del activo al riesgo del mercado. Presenta algunos inconvenientes, entre ellos:

- La distribución normal o lognormal, que normalmente se utiliza para la estimación, puede no modelar bien los sucesos extremos.
- $\alpha - VaR$ ignora aquellas pérdidas cuya probabilidad de ocurrencia sea menor que la elegida como nivel de confianza en la estimación

Una vez superado el umbral señalado por el $\alpha - VaR$ cabe preguntarse acerca de cual es el valor de la pérdida más probable en la que se puede incurrir. Esto es precisamente el concepto de $\alpha - CVaR$: la expectativa de pérdida condicionada a que se supere $\alpha - VaR$. $\alpha - CVaR$ presenta ventajas con respecto a $\alpha - VaR$, porque es capaz de tener en cuenta los valores más extremos de la distribución. El cuantil de la distribución correspondiente a $\alpha - VaR$ es conocido como RV (Robust Value) y el correspondiente a $\alpha - CVaR$ es conocido como CRV (Conditional Robust Value). Los niveles de confianza más utilizados son $\alpha=95$ y $\alpha=99$, siendo más frecuente el primero. En la figura D.1 se presentan gráficamente los conceptos expuestos.

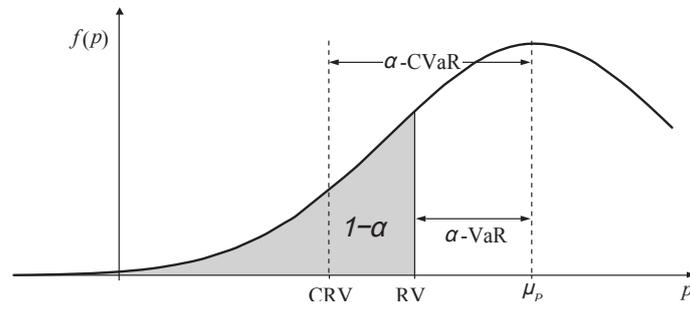


Figura D.1: VaR y $CVaR$ en la distribución del valor de un activo.

Algunas de las variables que se analizan en este trabajo tienen un comportamiento parecido al de una cartera de valores. En concreto, la energía producida, para la que se obtiene función de densidad. La diferencia entre los valores de la variable inferiores a su valor esperado pueden considerarse como pérdidas, y por lo tanto los parámetros $\alpha - VaR$ y $\alpha - CVaR$ como medidas de riesgo de la inversión.

Índice de figuras

3.1.	Función de densidad de la variable aleatoria <i>tiempo hasta el fallo</i>	15
3.2.	Evolución de la tasa de fallos a lo largo de la vida útil de un componente. . .	16
4.1.	Diagrama de flujo del proceso de generación de la línea temporal de eventos. .	24
5.1.	Diagrama esquemático de un parque eólico didáctico.	26
5.2.	Esquema eléctrico del parque eólico didáctico	27
5.3.	Grafo asociado al parque eólico didáctico	28
5.4.	Grafo asociado al parque eólico didáctico representando un fallo en elemento del mismo	30
5.5.	Grafo general mostrando sólo los nodos del tipo 1.	33
5.6.	Parte del grafo general correspondiente a los nodos 48, 56, 64 y 72 del grafo auxiliar.	34
5.7.	Parte del grafo general representando fallos sin aplicar las reglas de operación	35
5.8.	Parte del grafo general representando fallos sin aplicando las reglas de operación	36
5.9.	Diagrama de flujo del proceso de generación de la línea temporal de eventos modificado.	38
6.1.	Grafo auxiliar con la etiqueta de potencia.	40
6.2.	Planteamiento esquemático del problema de la capacidad	42
7.1.	Series de viento y altura de ola significativa.	48
7.2.	Series de viento y altura de ola significativa	49
7.3.	Función de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 2. . .	50
7.4.	Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 2. .	52
7.5.	Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 4. .	53
7.6.	Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 10.	53
7.7.	Funciones de distribución acumulada empírica de t_{rep}^r para el tipo de fallo 16.	54
8.1.	Serie temporal de potencia máxima en una vida útil del parque eólico didáctico.	56

8.2. Fragmento de la serie temporal de potencia máxima en una vida útil del parque eólico didáctico	57
8.3. Ejemplo de muestreo con reemplazamiento.	58
8.4. Curva de potencia de un aerogenerador NREL 5 MW	59
9.1. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} . Parque eólico didáctico.	63
9.2. Tiempos medios fuera de servicio del parque eólico didáctico.	64
9.3. Grafo auxiliar del parque eólico didáctico modificado, con indicaciones de potencia.	65
9.4. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} . Parque eólico didáctico modificado.	66
9.5. Tiempos medios fuera de servicio medios del parque eólico didáctico modificado.	67
10.1. Parte del grafo que representa la cabecera del parque eólico PEM1.	72
10.2. Parte del grafo que representa un sector de 5 alineaciones del parque eólico PEM1.	72
10.3. Parte del grafo que representa un sector de 5 alineaciones del parque eólico PEM2.	73
10.4. Parte del grafo que representa la cabecera del parque eólico PEM3.	73
10.5. Ubicaciones de estudio: A, B y C.	74
10.6. Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola significativa en la ubicación A.	75
10.7. Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación A.	75
10.8. Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola significativa en la ubicación B.	76
10.9. Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación B.	76
10.10. Histograma (a) y función de distribución acumulada (b) de altura de ola significativa en la ubicación C.	77
10.11. Histograma y función de distribución acumulada de la velocidad del viento a 10 m en la ubicación C.	77
11.1. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1A.	80
11.2. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2A (a) y PEM3A (b).	81

11.3. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1B.	83
11.4. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2B (a) y PEM3B (b).	84
11.5. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM1C.	85
11.6. Histogramas y funciones de densidad ajustadas a las variables E_p^v , E_p^{vp} y E_p^{vpc} de PEM2C (a) y PEM3C (b).	86
A.1. Ejemplo de un grafo o red.	98
A.2. Ejemplos de un grafo dirigido (a) y un grafo no dirigido (b).	99
A.3. Ejemplos de un grafo dirigido (a) y su grafo no dirigido asociado (b).	100
A.4. Ejemplos representación del mismo grafo. Circular (a) y multinivel (b).	103
A.5. Proceso constructivo de la matriz de adyacencia de un grafo.	104
B.1. Dominio de la malla SeaWind.	108
B.2. Dominio de la malla GOW SeaWind NCEP	109
C.1. Grafo asociado al parque eólico didáctico.	111
C.2. Grafo asociado al parque eólico didáctico modificado	114
C.3. Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM1.	116
C.4. Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM2.	117
C.5. Grafo auxiliar asociado al parque eólico PEM3.	118
C.6. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM1A.	120
C.7. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2A.	121
C.8. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3A.	122
C.9. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM1B.	123
C.10. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2B.	124
C.11. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3B.	125
C.12. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM1C.	126
C.13. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM2C.	127
C.14. Tiempos medios fuera de servicio de los elementos del parque eólico PEM3C.	128
D.1. VaR y $CVaR$ en la distribución del valor de un activo.	130

Índice de Tablas

5.1. Reglas de operación definidas para el grafo auxiliar representativo del parque eólico didáctico.	31
5.2. Reglas de operación definidas para la parte del grafo general correspondiente a los nodos 48, 56, 64 y 72 del grafo auxiliar.	36
9.1. Valores numéricos de producción de la simulación del parque eólico didáctico, en GWh.	63
9.2. Valores numéricos de producción de la simulación del parque eólico didáctico modificado, en GWh.	65
10.1. Coordenadas de las ubicaciones.	74
11.1. Valores numéricos de producción de PEM1A, en TWh.	80
11.2. Valores numéricos de producción de PEM2A y PEM3A, en TWh.	81
11.3. Valores numéricos de producción de PEM1B, en TWh.	83
11.4. Valores numéricos de producción de PEM2B y PEM3B, en TWh.	84
11.5. Valores numéricos de producción de PEM1C, en TWh.	86
11.6. Valores numéricos de producción de PEM2C y PEM3C, en TWh.	87
11.7. Tabla comparativa de E_p^{vpc} entre alternativas, diferencias en MWh.	87
11.8. Tabla comparativa de E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.	88
11.9. Tabla comparativa de $0,95 - VaR$ de la variable E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.	88
11.10 Tabla comparativa de $0,95 - CVaR$ de la variable E_p^{vpc} entre alternativas, en porcentaje.	88
C.1. Características de los elementos y componentes del parque eólico didáctico . .	113
C.2. Reglas de operación del parque eólico didáctico.	113
C.3. Reglas de operación del parque eólico PEM1.	119
C.4. Reglas de operación del parque eólico PEM2.	119
C.5. Reglas de operación del parque eólico PEM3.	119

Bibliografía

- [1] IEC 812. *Analysis Techniques for System Reliability Procedures for Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)*. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 1985.
- [2] Castillo E. Gutiérrez J.M. Hadi A. *Sistemas expertos y modelos de redes probabilísticas*. Monografías de la Academia de Ingeniería, España, 1998.
- [3] Johnson D. B. *Efficient algorithms for shortest paths in sparse networks*. JACM, vol. 24, no. 1, pp. 1-13, 1977.
- [4] Leiserson C.E. Cormen, T. H. and R. L. Rivest. *Introduction to Algorithms*. MIT Press, Boston, MA. USA, 1990.
- [5] Artzner P. Delbaen F. Eber J.M. Heath D. *Coherent measures of risk*. Math. Finac., vol. 9, no. 3, pp. 203-208, 1999.
- [6] D.P. Dee and S. Uppala. *ariational bias correction of satellite radiance data in the ERA-Interim reanalysis*. Quart J. R. Meteorol. Soc., 135, 2009.
- [7] Castillo E. Pruneda R. E. *Estadística Aplicada*. Moralea, España, 2001.
- [8] B. C. Gerwick Jr. *Construction of Marine and Offshore Structures*. Taylor & Francis Group, LLC, San Francisco, California. USA, 2007.
- [9] A. Gibbons. *Algorithmic Graph Theory*. Cambridge University Press, Cambridge. UK, 1985.
- [10] M. C. Golumbic. *Algorithmic Graph Theory and Perfect Graphs*. Academic Press, New York. USA, 1980.
- [11] G. Hassan and Partners Ltd. *GH WindFarmer Theroy Manual*. 2004.
- [12] Mínguez R. Espejo A. Tomás A. Méndez F. Losada I.J. *Directional calibration of wave reanalysis databases using instrumental data*. Journal of Atmospheric and Oceanic Technology, 2011.

- [13] Reguero B.G. Menéndez M. Méndez F.J. Mínguez R. Losada I.J. *A Global Ocean Wave (GOW) calibrated reanalysis from 1948 onwards*. Coastal Engineering, 2012.
- [14] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory-, 2009.
- [15] Mark J. Kaiser and Brian Snyder. *Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf*. Energy Research Group, LLC, Louisiana(USA), 2010.
- [16] E. Kalnay, M. Kanamitsu, R. Kistler, W. Collins, D. Deaven, L. Gandin, M. Iredell, S. Saha, G. White, J. Woolen, Y. Zhu, A. Leetmaa, R. Reynolds, M. Chelliah, W. Ebixuzaki, W. Higgins, J. Janowiak, J.c. Mo, C. Ropelewski, J. Wang, R. Jenne, and Joseph. D. *The NCEP/NCAR 40-year reanalysis*. J. Meteor. Soc. Japan, 85, 1996.
- [17] Cavaleri I. Donelan M. Hasselmann K. Janssen P.A.E.M. Komen, G.J. *Dynamics and Modelling of Ocean Waves*. Cambridge University Press, UK., 1994.
- [18] M. B. Zaaijer L. W. M. M. Rademakers, H. Braam and G. J. W. Van Bussel. *Assessment and optimization of operation and maintenance of offshore wind turbines*. Proceedings of the European Wind Energy Conference (EWEC), Madrid, Spain, June 2003.
- [19] Risø National Laboratory. *Guidelines for Design of Wind Turbines*. DNV/Risø, Denmark, second edition edition, 1999.
- [20] Hang T. Lau. *A Java Library of Graph Algorithms and Optimization*. Taylor & Francis Group, LLC, USA, 2007.
- [21] G.M. Masters. *Renewable and efficient Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, USA, 2004.
- [22] M. Menéndez, A. Tomás, P. Camús, M. García-Díez, L. Fita, J. Fernández, F.J. Méndez, and I.J. Losada. *A methodology to evaluate regional-scale offshore wind energy resources*. Oceans-2011 Conference, 2011.
- [23] Mínguez R. Martínez J.M. Castellanos O.F. and R. Guanche. *Component Failure Simulation Tool for Optimal Electrical Configuration and Repair Strategy Design Of Offshore Wind Farms*. OCEANS IEEE Conference, Santander, España, 2011.
- [24] C. A. on Offshore Wind Energy in Europe. *Offshore wind energy; Ready to power a sustainable europe*. European Commission, 2001.

- [25] OREDA Participants. *Offshore Reliability Data Handbook*. SINTEF Industrial Management, 2002.
- [26] M.R. Pastel. *Wind and solar power systems: design analysis, and operation*. CRC Press, Florida(USA), second edition edition, 1999.
- [27] Pérez B. Mínguez R. and R. Guanche. *Offshore Wind Farm Layout Optimization using Mathematical Programming Techniques*. Applied Energy Journal, En revisión.
- [28] L.W.M.M. Rademakers. *Instalation, operations and maintenance. WeaSea reasercha area 5*. Energy Research Centre of The Netherlands, Petten, The Netherlands, 2010.
- [29] M. Rausand. Reliability centered maintenance. 1998.
- [30] M. Rausand. *System Reliability Theory. Models, Statistical Methods, and Applications*. John Wiley & Sons, New York, USA, 2004.
- [31] K. A. Ross and C. R. Wright. *Discrete Mathematics*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1988.
- [32] W.C. Skamarock, J.B. Klemp, J. Dudhia, D.O. Gill, D.M. Baker, M.G. Duda, X.Y. Huang, W. Wang, and J.G. Powers. *A description of the advanced research WRF version 3*. NCAR Tech., NCAR/TN-475+STR, 2008.
- [33] C. Syme and A Henderson. *Upadated capital and O&M cost assumptions for wind power development in British Columbia*. Garrad Hassan, Canada, 2010.
- [34] Aven T. and Jensen U. *Stochastic Models in Reliability*. Springer Verlag, New York, USA, 1999.
- [35] H.L. Tolman. *User manual and system documentation of WAVEWATCH-III version 1.15*. NOAA / NWS / NCEP / OMB Technical Note 151, 97 pp., 1997.
- [36] H.L. Tolman. *User manual and system documentation of WAVEWATCH-III version 1.18*. NOAA / NWS / NCEP / OMB Technical Note 166, 110 pp., 1999.
- [37] H.L. Tolman. *User manual and system documentation of WAVEWATCH-III version 2.22*. NOAA / NWS / NCEP / MMAB Technical Note 222, 139 pp., 2002.
- [38] Hasselmann K. Bauer E. Janssen P.A.E.M. Komen G.J. Bertotti L. Lionello P. Guillaume A. Cardone V.C. Greenwood J.A. Reistad M. Zambresky L. Ewing J.A WAMDI Group: Hasselmann, S. *The WAM model – a third generation ocean wave prediction model*. Journal of Physical Oceanography, Vol 18. pp 1775-1810, 1988.
- [39] E. W. Weisstein. *Bootstrap Methods*. MathWorld Wolfram Web Resource, USA, 2010.

