

# Tesis Doctoral

## Programa: Sistemas de Energía Eléctrica

### Análisis y caracterización de fallos en redes de media tensión

Autor: José Antonio Clavijo Blanco

Directores: José Antonio Rosendo Macías

Miguel Ángel González Cagigal

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024





Tesis Doctoral  
Sistemas de Energía Eléctrica

# Análisis y caracterización de fallos en redes de media tensión

Autor:

José Antonio Clavijo Blanco

Directores:

José Antonio Rosendo Macías

Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Tesis doctoral: Análisis y caracterización de fallos en redes de media tensión

Autor: José Antonio Clavijo Blanco

Directores: José Antonio Rosendo Macías

Miguel Ángel González Cagigal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*  
*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

Después de los tiempos que corren, en primer lugar, me gustaría expresar mi gratitud a Dios y a la vida en general, por permitirme tener un entorno que me permite seguir persiguiendo mis sueños. El día a día siempre nos recuerda la importancia de valorar la vida, vivirla con alegría, creer en uno mismo, tener constancia en nuestros retos y mantener la determinación para aprovechar las oportunidades que se nos presentan.

A mi familia, a mis abuelos, por enseñarme la importancia de la familia, en especial a mi abuelo Luís, cuya visión, constancia y consejos tanto me han dado, a mis padres, Rosa María y José Antonio, por la educación y el apoyo incondicional que siempre me han dado frente a todas las metas que me propongo, a mi hermano Samuel, un ejemplo de persona que siempre está orgulloso de mí, a mi compañera de vida Cristina y a mi pequeña hija Martina, los pilares fundamentales de mi vida que tanto amor, energía y alegría me transmiten.

A mis directores de tesis José Antonio Rosendo Macías y Miguel Ángel González Cagigal por su inestimable apoyo y orientación a lo largo de mi tesis doctoral. Sus aportaciones no solo enriquecieron mi investigación, sino que también contribuyeron en mi crecimiento como estudiante e investigador. Siempre llevaré con orgullo el nombre de mis directores de tesis en mi carrera docente, investigadora y profesional.

A mis compañeros del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cádiz, por su apoyo y comprensión a lo largo de este viaje.

A mis amigos en general, por el cariño y aprecio que depositan en mí.



# Resumen

---

La presente tesis doctoral tiene como objetivo principal la estimación de los parámetros de confiabilidad mediante el uso de bases de datos de averías en redes eléctricas de media tensión.

Históricamente, las redes de transporte han captado una mayor atención a la hora de analizar la confiabilidad del sistema, aspecto crucial en la calidad del servicio a los clientes. En este sentido, existe un consenso global en lo que respecta a la carencia de información sobre los parámetros de confiabilidad en las redes de distribución. El principal motivo de esta situación es la falta de bases de datos sólidas que registren de manera adecuada las averías que ocurren en estas redes y los diversos componentes que las conforman, dificultando la estimación de los parámetros de confiabilidad. Además, el hecho de que estos parámetros sean dependientes de las características particulares de cada red afecta a la precisión de los análisis a realizar.

Para calcular con mayor precisión los parámetros de confiabilidad, es fundamental considerar las particularidades de la zona y las características de la red. Por este motivo, para el cumplimiento de los objetivos marcados en la presente tesis doctoral se han usado dos bases de datos reales proporcionadas por una compañía distribuidora. La primera de ellas incluye información sobre las características principales de los elementos que forman la red, mientras que el otro registro contiene datos sobre los incidentes que han ocurrido en la red durante el periodo comprendido entre 2001 y 2013.

Actualmente, con el avance de los sistemas de información y el mejor almacenamiento de datos, los métodos probabilísticos están ganando relevancia en la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos. Estos métodos resultan ser adecuados para modelar las variaciones difícilmente predecibles de los parámetros

de confiabilidad mediante el uso de distribuciones de probabilidad. Por lo tanto, el desarrollo de metodologías que proporcionen valores estimados de estos parámetros resulta de gran interés.

Fiabilidad y disponibilidad son los principales conceptos que se deben tener en cuenta para disponer de una buena continuidad de suministro, la cual se distingue como uno de los pilares básicos de la calidad del servicio eléctrico. Los parámetros de confiabilidad más comúnmente utilizados y que cuantifican estos conceptos son las tasas de fallos y el tiempo de reposición del suministro. Sin embargo, un análisis exhaustivo de la base de datos utilizada en esta tesis ha permitido considerar una gama más amplia de estos parámetros.

Con respecto a la estimación de las tasas de fallos, se propone una metodología que permite su estimación para distintos componentes de la red. Esta metodología se basa en un análisis de las averías acaecidas en la red, así como de los elementos que la componen. Se han considerado diferentes grupos representativos de elementos, en función de su funcionalidad y nivel de tensión dentro de la red de distribución. Con este procedimiento se puede obtener la media, el valor mínimo y el valor máximo de las tasas de fallos de cada una de las agrupaciones en el periodo estudiado. Por otra parte, a pesar de haber sido consideradas como constantes en varios estudios, las tasas de fallos podrían presentar una variación, que puede verse afectada por una gran cantidad de factores. El análisis de esta posible tendencia proporciona información valiosa para la toma de decisiones y la gestión efectiva de la confiabilidad del sistema. Es por ello por lo que las tasas de fallos obtenidas se han sometido al test de Laplace con el fin de comprobar la tendencia de las mismas dentro del periodo estudiado. Los resultados muestran que en la mayoría de los casos, las tasas de fallos no deben ser tomadas como constantes en el tiempo.

Para el caso del tiempo de reposición del suministro, se ha desarrollado un algoritmo capaz de ajustar los datos muestrales provenientes de los registros con diferentes funciones de densidad de probabilidad. La elección de la función que mejor se ajusta a los datos se realiza aplicando diferentes pruebas de bondad. Inicialmente, este procedimiento se empleó para estimar las funciones de probabilidad de los tiempos de reposición del suministro eléctrico en cables subterráneos de media tensión. Una vez validado el procedimiento, se aplicó al resto de las agrupaciones de elementos consideradas. Posteriormente, esta misma metodología ha sido utilizada para estimar otros parámetros de confiabilidad, como el tiempo de localización,

reconfiguración de red, comienzo de reparación, reparación, vuelta a la normalidad y tiempo entre fallos.

Para evaluar la continuidad y disponibilidad del suministro eléctrico, tanto las distribuidoras como las entidades regulatorias utilizan distintos índices de calidad, tales como el SAIFI, SAIDI, NIEPI y TIEPI. En este sentido, las distribuidoras tienen la obligación de cumplir con ciertos valores de estos índices, pudiendo ser penalizadas en caso contrario. Es por ello por lo que, además de evaluar la confiabilidad del sistema, las estimaciones de los parámetros de confiabilidad permiten mejorar las estimaciones de los índices de calidad.

En base a la utilidad anteriormente comentada, a partir de los datos de averías almacenados por la propia empresa distribuidora, se presenta una metodología basada en simulaciones de Montecarlo para evaluar el riesgo económico asociado al incumplimiento de unos determinados índices de calidad.

Esta metodología ha sido aplicada a una red real que incluye 13 líneas de MT formadas por más de 100 km de cable subterráneo y 20 km de líneas aéreas, que alimentan a 18.000 clientes con una potencia total contratada próxima a los 110 MW. Además de conseguir funciones de probabilidad para el número y duración de las interrupciones, se consiguió también una función ajustada para los indicadores SAIFI y SAIDI. Estos índices se utilizaron en primer lugar para comparar las líneas entre sí y evaluar cuál de ellas tenía un rendimiento más bajo, de forma que nuevas estrategias para la configuración de red puedan ser establecidas. En segundo lugar, estas funciones también se utilizaron para evaluar el riesgo económico derivado de las penalizaciones en que las distribuidoras podrían incurrir. La evaluación tubo como resultado que, en el 37,43 % de los casos, la distribuidora recibiría incentivos por buen rendimiento de la red, y en el 33,44 % de los casos, la distribuidora sería penalizada por mal rendimiento de la red.

Los resultados mostrados a lo largo de esta tesis doctoral han permitido la publicación de dos artículos científicos en una revista de alto impacto, tal y como será detallado en las conclusiones de este documento.



# Abstract

---

The main objective of this doctoral thesis is to estimate reliability parameters using real fault data from medium voltage electrical distribution networks.

Historically, transmission networks have garnered greater attention when analyzing system reliability, a crucial aspect in delivering quality service to customers. In this regard, there is a global consensus regarding the lack of information on reliability parameters in distribution networks. The primary reason for this situation is the absence of robust databases that adequately record breakdowns occurring in these networks and their various components, making it challenging to estimate reliability parameters. Furthermore, the fact that these parameters depend on the specific characteristics of each network affects the accuracy of the analyses to be conducted.

For a more precise calculation of reliability parameters, it's crucial to consider the specificities of the area and the network's characteristics. Therefore, to achieve the goals outlined in this doctoral thesis, two real databases provided by a distribution company have been utilized. The first one encompasses information about the primary characteristics of the network elements, while the other dataset contains information on the incidents that occurred in the network between 2001 and 2013.

With the advancement of information systems and improved data storage, probabilistic methods are gaining significance in assessing the reliability of electrical systems. These methods prove suitable for modeling the hardly predictable variations in reliability parameters by employing probability distributions. Hence, the development of methodologies that provide estimated values for these parameters becomes of great interest.

Reliability and availability stand as key concepts essential for ensuring a

consistent supply, distinguished as one of the fundamental pillars of electrical service quality. The most commonly used reliability parameters that quantify these concepts are failure rates and supply restoration time. However, a thorough analysis of the database utilized in this thesis has allowed for consideration of a broader range of these parameters.

Regarding the estimation of failure rates, a methodology is proposed to estimate these rates for different components of the network. This methodology is based on an analysis of breakdowns occurring in the network and its constituent elements. Various representative groups of elements have been considered based on their functionality and voltage level within the distribution network. Through this process, the mean, minimum, and maximum values of the failure rates for each grouping can be obtained for the study period. Despite having been considered constant in several studies, failure rates might exhibit variation influenced by numerous factors. Analyzing this potential trend provides valuable information for decision-making and effective reliability management of the system. Therefore, the obtained failure rates have undergone the Laplace test to verify their trend within the studied period. The results indicate that, in most cases, failure rates should not be assumed constant over time.

For the case of supply restoration time, an algorithm has been developed to fit sample data from records with different probability density functions. The selection of the function that best fits the data is determined by applying various goodness-of-fit tests. Initially, this procedure was used to estimate the probability functions of electrical supply restoration times in medium-voltage underground cables. Once validated, the procedure was applied to the remaining considered element groupings. Subsequently, this same methodology has been utilized to estimate other reliability parameters, such as localization time, network reconfiguration, start of repair, repair duration, return to normalcy, and time between failures.

To assess the continuity and availability of electrical supply, both distribution companies and regulatory entities use various key performance indicator such as SAIFI, SAIDI, NIEPI, and TIEPI. In this context, distribution companies are obligated to meet certain values for these indicators and could face penalties if they fall short. Therefore, besides evaluating system reliability, estimates of reliability parameters enable improvements in estimating these indicators.



Based on the aforementioned utility, leveraging the breakdown data stored by the distribution company, a methodology is introduced. It's based on Monte Carlo simulations to assess the economic risk associated with failing to meet specific indicators.

This methodology was applied to a real network comprising 13 medium-voltage lines, consisting of over 100 km of underground cables and 20 km of overhead lines, serving 18,000 customers with a total contracted power close to 110 MW. Apart from obtaining probability functions for the number and duration of interruptions, a fitted function was also achieved for the SAIFI and SAIDI indicators. Initially, these indicators were used to compare the performance of the lines, determining which had lower performance, enabling the establishment of new network configuration strategies. Subsequently, these functions were used to assess the economic risk arising from potential penalties incurred by the distribution companies. The evaluation revealed that in 37.43% of cases, the distributor would receive incentives for the network's good performance, while in 33.44% of cases, the distributor would face penalties for poor network performance.

The results showcased throughout this doctoral thesis have led to the publication of two scientific articles in a high-impact journal, as will be detailed in the conclusions of this document.



# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xxi</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xxxii</b>
<b>Notación</b>	<b>xxxvii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Calidad del servicio eléctrico</i>	1
1.2 <i>Indicadores de desempeño para evaluar la continuidad de suministro eléctrico</i>	5
1.3 <i>Estimación de los parámetros de confiabilidad</i>	10
1.4 <i>Antecedentes del problema y motivación</i>	20
1.5 <i>Objetivos y organización de la tesis doctoral</i>	24
<b>2. Análisis de la red de distribución de media tensión</b>	<b>29</b>
2.1 <i>Elementos que componen la red de media tensión</i>	30
2.1.1. <i>Líneas eléctricas</i>	30
2.1.2. <i>Centros de transformación</i>	34
2.1.3. <i>Elementos de maniobra y protección de red</i>	35
2.2. <i>Topologías de las redes de distribución en media tensión</i>	36
2.3. <i>Base de datos de las instalaciones de media tensión</i>	39

2.3.1. Problemática para conocer los datos de los elementos y la fiabilidad de estos	40
2.3.2. Cuantificación de los elementos representativos de la red de distribución	45
<b>3. Base de datos de incidencias</b>	<b>53</b>
3.1. Base de datos de averías de la compañía distribuidora de energía eléctrica	53
3.1.1. Recogida de la información	54
3.1.2. Almacenamiento de datos	55
3.1.3. Información básica sobre el registro de incidencias en la red	56
3.1.4. Criterios para determinar el número y duración de las interrupciones	58
3.2. Límites establecidos para la extracción de datos	58
3.3. Registro general de incidencias	59
<b>4. Estimación de las tasas de fallos</b>	<b>67</b>
4.1. Procedimiento para la estimación de las tasas de fallos	67
4.2. Resultados obtenidos	80
4.3. Validación de las tasas de fallos	82
4.4. Estudio de la tendencia de las tasas de fallos	85
<b>5. Algoritmo para el ajuste de funciones de densidad de probabilidad</b>	<b>97</b>
5.1. Procedimiento de ajuste propuesto	99
5.2. Caso práctico. Restauración del suministro eléctrico	102
5.3. Resultados	104
5.4. Validación de resultados	109
<b>6. Cálculo de parámetros de confiabilidad</b>	<b>115</b>
6.1. Tiempos de reposición del suministro eléctrico	118
6.2. Tiempos de localización	123
6.3. Tiempos de reconfiguración de red	128
6.4. Tiempos de comienzo de reparación	133
6.5. Tiempos de reparación	138
6.6. Tiempos de vuelta a la normalidad	142
6.7. Tiempo entre fallos	149
6.8. Análisis conjunto de los resultados	154
6.8.1. Comparación entre tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red	155

6.8.2. Comparación entre tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación y vuelta a la normalidad.	157
6.8.3. Estimación de las tasas de fallos mediante los resultados obtenidos en base a los tiempos medios entre fallos	159
<b>7. Aplicaciones de la metodología propuesta en redes reales</b>	<b>163</b>
7.1. Reconfiguración de puntos de interconexión en líneas de media tensión explotadas radialmente	164
7.2. Estimación de KPIs mediante el método de Montecarlo	166
7.3. Aplicación a una red real. Estimación de SAIFI y SAIDI	170
7.3.1. Características de la red bajo estudio	171
7.3.2. Resultados	173
7.4. Evaluación del riesgo económico	181
<b>8. Conclusiones, publicaciones y futuras líneas de investigación</b>	<b>183</b>
8.1. Conclusiones	183
8.2. Publicaciones	187
8.3. Desafíos para futuras líneas de investigación	187
<b>Anexo I: Análisis de averías producidas en la red de distribución</b>	<b>191</b>
1. Líneas subterráneas	194
1.1. Averías producidas por la degradación de material	197
1.2. Averías producidas por las excavadoras	198
1.3. Averías producidas por causas desconocidas	200
1.4. Averías producidas por causas externas	201
1.5. Averías producidas por vandalismo	203
1.6. Averías producidas por otras causas	204
1.7. Comparación de las averías	206
1.8. Degradación de los componentes de las líneas subterráneas	208
2. Líneas aéreas	212
2.1. Averías producidas por la degradación	216
2.2. Averías producidas por la acción de la naturaleza	219
2.3. Averías producidas por la acción humana	222
2.4. Averías producidas por causas desconocidas	224
2.5. Averías producidas por otras causas	225
2.6. Averías producidas por problemas de red	227
3. Centros de transformación	228
3.1. Averías producidas por la degradación del material	232

3.2. Averías producidas por causas desconocidas	234
3.3. Averías producidas por la acción humana	234
3.4. Averías producidas por la acción de la naturaleza	237
3.5. Averías producidas por otras causas	239
3.6. Averías producidas por problemas en la red	240
3.7. Averías producidas en los componentes que forman los CTs	241
4. <i>Elementos de maniobra y protección en redes de MT</i>	253
4.1. Averías extraídas de la base de datos de líneas aéreas	254
4.2. Averías extraídas de la base de datos de CTs	255
4.3. Averías producidas en las agrupaciones de elementos de maniobra y protección	257
<b>Anexo II: Publicaciones científicas</b>	<b>261</b>
1. <i>Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application</i>	261
2. <i>A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks</i>	265
3. <i>Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method</i>	269
<b>Referencias</b>	<b>305</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1. Jerarquía de la calidad del servicio, fiabilidad y disponibilidad de suministro en redes eléctricas. Fuente: referencia [2] .....	3
Figura 1-2. Curva de bañera, <i>bathtub curve</i> . Fuente: referencias [2] y [46].....	14
Figura 1-3. Curva de bañera con dientes de sierra, <i>saw-tooth shape curve</i> . Fuente: referencias [2] y [46] .....	15
Figura 1-4. Metodología para evaluar la fiabilidad de una red y su riesgo asociado. ....	24
Figura 2-1. Partes de un cable de media tensión. Fuente: catálogo fabricante de cables eléctricos Prysmian. ....	31
Figura 2-2. Partes de una línea aérea de media tensión. ....	33
Figura 2-3 CT con dos entradas/salidas, ampliable a una más, y un transformador	34
Figura 2-4. CT con dos entradas/salidas, ampliable a una más, y dos transformadores .....	35
Figura 2-5. Distribución con red radial .....	36
Figura 2-6. Distribución con red en anillo .....	37
Figura 2-7. Distribución con red en anillo, explotación radial .....	37
Figura 2-8. Distribución con red en huso.....	38
Figura 2-9. Distribución con red en huso, explotación radial .....	38
Figura 2-10. Distribución con red mallada .....	38

Figura 2-11. Distribución con red mixta, explotación radial .....	39
Figura 2-12. Crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla .....	42
Figura 2-13. Comparación de los CTs instalados en 1900-1990 con el crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla .....	42
Figura 2-14. Comparación CTs instalados 1991-2000 con crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla .....	43
Figura 2-15. Comparación CTs instalados 2001-2013 con crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla .....	44
Figura 2-16. Estimación de la evolución temporal de los cables subterráneos .....	47
Figura 2-17. Estimación de la evolución temporal del número de CTs usados en la red bajo estudio .....	50
Figura 3-1. Tipo de incidentes registrados.....	60
Figura 3-2. Comparación tipos de incidentes registrados .....	61
Figura 3-3. Historial de incidentes registrados anualmente en el periodo 2001/2013 .....	62
Figura 3-4. Evolución anual de incidentes registrados del tipo anomalía.....	63
Figura 3-5. Evolución anual de incidentes registrados del tipo avería.....	63
Figura 3-6. Evolución anual de incidentes registrados del tipo maniobras .....	64
Figura 3-7. Evolución anual de incidentes registrados del tipo disparos de cabecera .....	64
Figura 3-8. Evolución anual de incidentes registrados del tipo protecciones intermedias.....	65
Figura 3-9. Evolución anual de incidentes registrados del tipo incidente sin avería o defecto localizado.....	65
Figura 4-1. Diagrama de flujo del procedimiento para el cálculo de las tasas de fallos. ....	69
Figura 4-2. Organización de los datos de averías en cables subterráneos en 15 kV. 70	
Figura 4-3. Organización de los datos de averías en cables subterráneos en 20 kV 70	



Figura 4-4. Organización de los datos de averías en líneas aéreas.....	71
Figura 4-5. Organización de los datos en los centros de transformación en 15 kV ...	72
Figura 4-6. Organización de los datos en los centros de transformación en 20 kV ...	72
Figura 4-7. Organización de los datos de los elementos de maniobra y protección en 20 kV .....	73
Figura 4-8. Comparación entre el número estimado y real de fallos por línea en 2013. ....	83
Figura 4-9. Comparación entre el número estimado y real de fallos por subestación en 2013.....	84
Figura 4-10. Comparación de averías estimadas y reales incluyendo el intervalo esperado para cada subestación de la red bajo estudio. ....	85
Figura 4-12. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC.....	87
Figura 4-13. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC TTI 15 kV .....	88
Figura 4-14. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC TTI 20 kV .....	88
Figura 4-15. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC OPI 15 kV .....	88
Figura 4-16. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC OPI 20 kV .....	89
Figura 4-17. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos OL .....	89
Figura 4-18. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 15/20 kV .....	89
Figura 4-19. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 15 kV .....	90
Figura 4-20. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 20 kV .....	90
Figura 4-21. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 15/20 kV .....	90

Figura 4-22. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 15 kV .....	91
Figura 4-23. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 20 kV .....	91
Figura 4-24. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 15/20 kV .....	91
Figura 4-25. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 15 kV .....	92
Figura 4-26. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 20 kV .....	92
Figura 4-27. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 15/20 kV .....	92
Figura 4-28. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 15 kV	93
Figura 4-29. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 20 kV	93
Figura 4-30. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos FLBS 15/20 kV .....	93
Figura 4-31. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos FLBS 15 kV .....	94
Figura 4-32. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallo FLBS 20 kV .....	94
Figura 5-1. Diagrama flujo del algoritmo propuesto .....	102
Figura 5-2. Datos pertenecientes a la agrupación 15/20 kV ajustada mediante la función de distribución loglogística.....	106
Figura 5-3. Datos pertenecientes a la agrupación TTI 20 kV ajustada mediante la función de distribución loglogística.....	107
Figura 5-4. Histograma de datos y función ajustada para la agrupación desagregada Slice 15 kV .....	108
Figura 5-5. Histograma de datos y función ajustada para la agrupación desagregada TTI 15 kV.....	108

Figura 5-6. Valores de SRT estimados y observados para el grupo agregado 15/20kV .....	109
Figura 5-7. Valores de SRT estimados y observados para el grupo TTI 15kV .....	110
Figura 5-8. Valores de SRT estimados y observados para el grupo TTI 20kV .....	110
Figura 5-9. Valores de SRT estimados y observados para el grupo Slice 15kV .....	111
Figura 5-10. Valores de SRT estimados y observados para el grupo Slice 20kV ....	111
Figura 6-1. Información sobre los estados de la red y tiempos disponibles .....	117
Figura 6-2. Comparación de resultados del SRT para todas las agrupaciones .....	122
Figura 6-3. Comparación de resultados del SRT para los grupos agregados .....	123
Figura 6-4. Comparación de resultados del TL para todas las agrupaciones .....	127
Figura 6-5. Comparación de resultados del TL para los grupos agregados .....	128
Figura 6-6. Comparación de resultados del TRR para todas las agrupaciones .....	132
Figura 6-7. Comparación de resultados del TRR para los grupos agregados .....	133
Figura 6-8. Comparación de resultados del TCR para todas las agrupaciones .....	137
Figura 6-9. Comparación de resultados del TCR para los grupos agregados .....	138
Figura 6-10. Comparación de resultados del TR para todas las agrupaciones .....	141
Figura 6-11. Comparación de resultados del TR para los grupos agregados .....	142
Figura 6-12. Comparación de resultados del TVN para todas las agrupaciones ..	146
Figura 6-13. Comparación de resultados del TVN para los grupos agregados .....	147
Figura 6-14. Comparación de resultados del TBF para todas las agrupaciones .....	152
Figura 6-15. Comparación de resultados del TBF para los grupos agregados .....	153
Figura 6-16. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red de los cables subterráneos y líneas aéreas para todas las agrupaciones .....	155
Figura 6-17. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red de los elementos de maniobra y protección para todas las agrupaciones ..	156
Figura 6-18. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración	

de red de los centros de transformación para todas las agrupaciones.....	156
Figura 6-19. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los cables subterráneos y líneas aéreas para todas las agrupaciones.....	157
Figura 6-20. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los elementos de maniobra y protección para todas las agrupaciones.....	158
Figura 6-21. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los centros de transformación para todas las agrupaciones.....	158
Figura 7-1. Topología de la red objeto del estudio de reconfiguración.....	164
Figura 7-2. Diagrama de bloques del algoritmo para la simulación Montecarlo...	170
Figura 7-3. Distribución de las líneas de MT sobre la zona de estudio.....	172
Figura 7-4. Comparación del número de fallos estimados por línea.....	175
Figura 7-5. Comparación del tiempo de interrupción estimado por línea.....	175
Figura 7-6. Contribución de los componentes desagregados en el número de fallos.....	176
Figura 7-7. Contribución de los componentes desagregados en el tiempo de interrupción.....	176
Figura 7-8. Histograma del número de interrupciones para la red completa.....	177
Figura 7-9. Histograma del tiempo de interrupción para la red completa.....	177
Figura 7-10. Contribución de cada línea al SAIDI global en la red bajo estudio....	179
Figura 7-11. Histograma y PDF con mejor ajuste para el SAIFI.....	180
Figura 7-12. Histograma y PDF con mejor ajuste para el SAIDI.....	180
Figura 7-13: Representación del PBR considerado, [2].....	181
Figura 1. Evolución de las averías producidas en las redes de 15 y 20 kV.....	192
Figura 2. Comparación del número de averías según el grupo de origen.....	194

Figura 3. Comparación de las agrupaciones de causas de averías en líneas subterráneas .....	196
Figura 4. Evolución temporal de las averías causadas por degradación de material en líneas subterráneas .....	198
Figura 5. Evolución temporal de las averías causadas por excavadoras en líneas subterráneas .....	199
Figura 6. Evolución temporal de las averías desconocidas en líneas subterráneas	201
Figura 7. Evolución temporal de las averías originadas por causas externas en líneas subterráneas .....	202
Figura 8. Evolución temporal de las averías originadas por vandalismo en líneas subterráneas .....	204
Figura 9. Evolución temporal de las averías originadas por otras causas en líneas subterráneas .....	205
Figura 10. Gráfico de áreas apiladas para la comparación porcentual de las averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa para todo el periodo bajo estudio. ....	208
Figura 11. Comparación de averías producidas por degradación para las distintas agrupaciones de componentes realizadas. ....	211
Figura 12. Evolución temporal de las averías por degradación en cables subterráneos de 15 kV .....	211
Figura 13. Evolución temporal de las averías por degradación en cables subterráneos de 20 kV .....	212
Figura 14. Evolución de las averías en las líneas aéreas según grupos de causas..	215
Figura 15. Comparación de averías en líneas aéreas según grupos de causas .....	216
Figura 16. Comparación de averías por degradación .....	218
Figura 17. Comparación de las averías en los componentes de las líneas aéreas por degradación.....	219
Figura 18. Comparación de averías por acción de la naturaleza.....	221
Figura 19. Comparación de averías por la acción humana .....	223

Figura 20. Comparación de averías por causas desconocidas.....	225
Figura 21. Comparación de averías por otras causas .....	226
Figura 22. Comparación de averías por problemas en la red .....	228
Figura 23. Evolución de las averías en los CTs según grupos de causas .....	231
Figura 24. Comparación de averías en CTs según grupos de causas.....	232
Figura 25. Comparación averías en CTs por degradación .....	233
Figura 26. Comparación averías en CTs por acción humana .....	237
Figura 27. Comparación averías en CTs por acción de la naturaleza.....	239
Figura 28. Comparación averías en CTs por problemas en la red .....	241
Figura 29. Comparación de averías producidas en los componentes de los CTs agrupados como instalaciones en CTs.....	248
Figura 30. Comparación de averías producidas en los componentes de los CTs agrupados como Elementos de maniobra y protección.....	250
Figura 31. Comparación de averías producidas en las subcategorías de componentes de los CTs agrupados previamente como Elementos de maniobra y protección. .	251
Figura 32. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Instalaciones CTs.....	252
Figura 33. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Transformadores MT/BT .....	252
Figura 34. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Elementos de maniobra y protección.....	253
Figura 35: Evolución de las averías ocurridas por los seccionadores.....	258
Figura 36. Evolución de las averías ocurridas por los interruptores seccionadores .....	258
Figura 37. Evolución de las averías ocurridas por los interruptores seccionadores con fusible .....	259
Figura 38: Comparación de la evolución temporal de las averías elementos de maniobra protección.....	259

Figura 39. Comparación del total de averías para todos los grupos de elementos de  
maniobra y protección ..... 260





# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2-1. Longitud de los cables subterráneos agrupados según el tipo de aislamiento .....	46
Tabla 2-2. Estimación de la longitud de las líneas aéreas para todo el periodo estudiado .....	48
Tabla 2-3. Tipo de conductor empleado en las líneas aéreas en el año 2013 .....	48
Tabla 2-4 Estimación del número de CTs para todo el periodo estudiado .....	49
Tabla 2-5. Estimación del número de transformadores para todo el periodo estudiado .....	50
Tabla 2-6. Estimación del número de seccionadores .....	51
Tabla 2-7. Estimación del número de interruptores-seccionadores.....	52
Tabla 2-8. Estimación del número de interruptores-seccionadores con fusible .....	52
Tabla 3-1. Tipo de incidentes registrados 2001/2013.....	60
Tabla 3-2. Historial de incidentes registrados anualmente en el periodo 2001/2013	62
Tabla 4-1. Resumen de averías por agrupación.....	75
Tabla 4-2. Resumen de averías por degradación de material por agrupación .....	76
Tabla 4-3. Resumen de averías por otras causas por agrupación .....	76
Tabla 4-4. Resumen del número de componentes de la red de distribución.....	77

Tabla 4-5. Resultados de las tasas de fallos obtenidas.....	80
Tabla 4-6. <i>Benchmarking</i> de las tasas de fallos obtenidas.....	81
Tabla 4-7. Resultados de la prueba de Laplace.....	87
Tabla 5-1. Resultados del análisis previo a la aplicación del algoritmo propuesto	104
Tabla 5-2. Caracterización estadística de los SRTs para cables subterráneos.....	105
Tabla 5-3. Resumen de resultados de los intervalos de confianza del 95% para los SRTs.....	112
Tabla 5-4. Resumen de resultados de los intervalos de confianza del 99% para los SRTs.....	112
Tabla 6-1. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al SRT. ...	120
Tabla 6-2. Información sobre las PDFs ajustadas de los SRTs.....	121
Tabla 6-3. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TL.....	125
Tabla 6-4. Información sobre las PDFs ajustadas de los TLs.....	126
Tabla 6-5. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TRR....	130
Tabla 6-6. Información sobre las PDFs ajustadas de los TRRs.....	131
Tabla 6-7. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TCR. ..	135
Tabla 6-8. Información sobre las PDFs ajustadas de los TCRs.....	136
Tabla 6-9. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TR. ....	139
Tabla 6-10. Información sobre las PDFs ajustadas de los TRs.....	140
Tabla 6-11. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TVN. 144	
Tabla 6-12. Información sobre las PDFs ajustadas de los TVNs.....	145
Tabla 6-13. Comparación de los TVNs obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste y los publicados en [2], [37] y [7].....	148
Tabla 6-14. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TBF. .	150
Tabla 6-15. Información sobre las PDFs ajustadas del TBF. ....	151
Tabla 6-16. MTBF por elemento .....	154

Tabla 6-17. MTBF esperado, tasa de fallos estimada y ETTF para las distintas agrupaciones.....	160
Tabla 6-18. Comparación de las diferentes tasas fallos obtenidas.....	161
Tabla 7-1. Resumen de resultados del estudio de reconfiguración .....	166
Tabla 7-2. Componentes de las líneas de MT de la red bajo estudio.....	171
Tabla 7-3. Información estadística de las tasas da fallos y SRTs.....	173
Tabla 7-4. Resultados obtenidos de las tasas de fallos y el tiempo de interrupción. .....	174
Tabla 7-5. KPIs estimados mediante la aplicación del algoritmo MCS propuesto	178
Tabla 1. Historial de averías registradas 2001/2013 .....	191
Tabla 2. Averías producidas anualmente en las redes de 15 y 20 kV.....	192
Tabla 3. Número de averías por grupo de origen 2001/2013 .....	193
Tabla 4. Causas de averías en líneas subterráneas.....	195
Tabla 5. Agrupación causas de averías en líneas subterráneas 2001/2013.....	196
Tabla 6: Averías causadas por la degradación del material en líneas subterráneas .....	197
Tabla 7. Averías causadas por excavadoras en líneas subterráneas.....	199
Tabla 8. Averías desconocidas en líneas subterráneas.....	200
Tabla 9. Averías originadas por causas externas en líneas subterráneas.....	202
Tabla 10. Averías causadas por vandalismo en líneas subterráneas .....	203
Tabla 11. Averías originadas por otras causas en líneas subterráneas.....	205
Tabla 12. Resumen averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa .....	206
Tabla 13. Comparación porcentual averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa .....	207
Tabla 14. Componentes averiados por degradación en las líneas subterráneas ....	209
Tabla 15. Comparación de grupos de componentes de las líneas subterráneas	

averiados por degradación.....	210
Tabla 16. Agrupación de componentes averiados por degradación en las líneas subterráneas .....	210
Tabla 17. Causas de las averías producidas en las líneas aéreas .....	213
Tabla 18. Agrupación de causas de averías producidas en líneas aéreas .....	214
Tabla 19. Averías anuales ocurridas en las líneas aéreas según grupos de causas	214
Tabla 20. Total de averías producidas en las líneas aéreas según el grupo de causa .....	215
Tabla 21. Averías producidas en las líneas aéreas por degradación.....	217
Tabla 22. Total de averías por degradación.....	217
Tabla 23. Averías en los componentes de las líneas aéreas por degradación .....	218
Tabla 24. Averías producidas en las líneas aéreas por acción de la naturaleza .....	220
Tabla 25. Total de averías por acción de la naturaleza .....	221
Tabla 26. Averías producidas en las líneas aéreas por la acción humana .....	222
Tabla 27. Total de averías por la acción humana.....	223
Tabla 28. Averías producidas en las líneas aéreas por causas desconocidas .....	224
Tabla 29. Total de averías por causas desconocidas .....	224
Tabla 30. Averías producidas en las líneas aéreas por otras causas .....	226
Tabla 31. Total de averías por otras causas .....	226
Tabla 32. Averías producidas en las líneas aéreas por problemas en la red .....	227
Tabla 33. Total de averías por problemas en la red .....	228
Tabla 34: Causas de averías en CTs .....	229
Tabla 35. Agrupación de causas de averías producidas en CTs.....	230
Tabla 36. Averías anuales ocurridas en los CTs aéreas según grupos de causas ...	231
Tabla 37. Total de averías producidas en los CTs según el grupo de causa.....	231

Tabla 38. Averías producidas en los CTs por degradación de material .....	233
Tabla 39. Total de averías por degradación.....	233
Tabla 40. Averías producidas en los CTs por causas desconocidas .....	234
Tabla 41. Total de averías por causas desconocidas .....	234
Tabla 42. Averías producidas en los CTs por acción humana .....	235
Tabla 43. Total de averías por la acción humana .....	236
Tabla 44. Averías producidas en los CTs por acción de la naturaleza .....	238
Tabla 45. Total de averías por la acción de la naturaleza.....	238
Tabla 46. Averías producidas en los CTs por otras causas.....	239
Tabla 47. Total de averías por otras causas .....	240
Tabla 48. Averías producidas en los CTs por problemas en la red.....	240
Tabla 49. Total de averías por problemas en la red .....	241
Tabla 50. Componentes averiados en los CTs .....	242
Tabla 51. Agrupación de componentes averiados en los CTs .....	246
Tabla 52. Averías producidas en la agrupación Instalaciones en CTs .....	247
Tabla 53. Total de averías producidas en los componentes de la agrupación Instalaciones en CTs .....	247
Tabla 54. Averías producidas en el grupo de componentes Transformadores MT/BT .....	248
Tabla 55. Averías producidas en el grupo de componentes elementos de maniobra y protección .....	249
Tabla 56. Total de averías producidas en el grupo de componentes Elementos de maniobra y protección .....	249
Tabla 57. Total de averías producidas en las subcategorías de componentes Elementos de maniobra y protección por subcategorías.....	251
Tabla 58. Averías ocasionadas en los elementos de maniobra y protección procedentes de la base de datos de las líneas aéreas .....	254

Tabla 59. Averías ocasionadas en los elementos de maniobra y protección procedentes de la base de datos de centros de transformación.....	255
Tabla 60. Datos de averías por agrupación de elementos de maniobra y protección .....	257
Tabla 61. Total de averías para todos los grupos de elementos de maniobra y protección .....	260

# Notación

---

<i>AD</i>	<i>Anderson-Darling</i>
<i>AIT</i>	<i>Average Interruption Time</i>
<i>ASAI</i>	<i>Average Service Availability Index</i>
<i>ASIDI</i>	<i>Average System Interruption Duration Index</i>
<i>ASIFI</i>	<i>Average System Interruption Frequency Index</i>
<i>BPSO</i>	<i>Binary Particle Swarm Optimization</i>
<i>c.i.</i>	<i>Confidence Interval</i> <i>Intervalo de confianza</i>
<i>CAIDI</i>	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
<i>CAIFI</i>	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i>
<i>CD</i>	<i>Centro de distribución</i>
<i>CDF</i>	<i>Cumulative Distribution Function</i> <i>Función acumulada de probabilidad</i>
<i>CS</i>	<i>Cable Subterráneo</i>
<i>CT</i>	<i>Centro de transformación</i>
<i>CTAIDI</i>	<i>Customer Total Average Interruption Duration Index</i>
<i>CVM</i>	<i>Prueba bondad de ajuste de Cramer-Von Mises</i>
<i>E(<math>\lambda</math>)</i>	<i>Valor esperado tasa de fallos</i>
<i>ENA</i>	<i>Energy Network Association from United Kingdom</i>
<i>ENS</i>	<i>Energy Not Supplied</i> <i>Energía no suministrada</i>
<i>EPR</i>	<i>Etileno Propileno</i>
<i>ETT</i>	<i>Expected time to failure</i>
<i>FFA</i>	<i>Fecha y hora de fin de afectación</i>

FFR	Fecha y hora de fin de reparación
FIA	Fecha y hora inicio de afectación
FIR	Fecha y hora de inicio de reparación
FL	Fecha y hora localización de averías
<i>FLBS 15/20kV</i>	<i>Fuse Load-Break Switches</i>
<i>FLBS 15kV</i>	<i>Fuse Load-Break Switches for 15 kV</i>
<i>FLBS 20kV</i>	<i>Fuse Load-Break Switches for 20 kV</i>
GA	Grupos agregados
GD	Grupos desagregados
<i>GoF test</i>	<i>Goodness of Fit test</i>
IA	Inteligencia Artificial
IC	Instalaciones del Cliente
ID	Índice de Disponibilidad
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>KPI</i>	<i>Key performance indicator</i>
<i>KS</i>	<i>Kolmogorov-Smirnov</i>
LA	Línea Aérea
<i>LBS 15/20kV</i>	<i>Load-break Switches</i>
<i>LBS 15kV</i>	<i>Load-break Switches for 15 kV</i>
<i>LBS 20kV</i>	<i>Load-Break Switches for 20 kV</i>
<i>MAIFI</i>	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i>
<i>MAIFIE</i>	<i>Momentary Average Interruption Event Frequency Index</i>
<i>MCS</i>	<i>Montecarlo Simulation</i> <i>Simulación de Montecarlo</i>
<i>MOR</i>	<i>Model Order Reduction</i>
MT	Media Tensión
<i>MTBF</i>	<i>Mean Time Between Failures</i>
<i>MTTF</i>	<i>Mean Time To Tailure</i>
<i>MTTR</i>	<i>Mean Time to Repair</i>
NI	Número de interrupciones
NIEPI	Número de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión
OE	Causas de Origen Estocástico



OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Markets of United Kingdom</i>
OL 15/20kV	<i>Overhead Line</i>
OPI 15kV	<i>Oil-Paper Insulation for 15kV</i>
OPI 20kV	<i>Oil-Paper Insulation for 15kV</i>
P	<i>Protecciones</i>
PBR	<i>Performance-Based Rate</i>
PDF	<i>Probability Density Function</i>
PE	<i>Polietileno</i>
PVC	<i>Policloruro de Vinilo</i>
RPS	<i>Reward-Penalty Scheme</i>
S	<i>Seccionadores</i>
SAIDETX	<i>System Average Interruption Duration Exceeding Threshold</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFETX	<i>System Average Interruption Frequency Exceeding Threshold</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SARI	<i>System Average Restoration Time Index</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCEL 15/20kV	<i>Substation Common Electrical Devices</i>
SCEL 15kV	<i>Substation Common Electrical Devices for 15 kV</i>
SCEL 20kV	<i>Substation Common Electrical Devices for 20 kV</i>
SE	<i>Subestaciones</i>
SK	<i>Shapiro-Wilk</i>
Slice 15 kV	<i>Slices en 15kV</i>
Slice 20 kV	<i>Slices en 20kV</i>
SRT	<i>Service Restoration Time</i>
TBF	<i>Time Between Failures</i>
TCR	<i>Tiempo Comienzo de Reparación</i>
TIEPI	<i>Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión</i>
TIM	<i>Tiempo de Interrupción Medio</i>
TL	<i>Tiempo de Localización</i>
TR	<i>Tiempo de Reparación</i>
TR 15/20kV	<i>MT/BT Transformers</i>

<i>TR 15kV</i>	<i>Transformers for 15 kV</i>
<i>TR 20kV</i>	<i>Transformers for 20 kV</i>
<i>TTI15kV</i>	<i>Thermoplastic and Thermosetting Insulated Cable for 15 kV</i>
<i>TTI20kV</i>	<i>Thermoplastic and Thermosetting Insulated Cable for 20 kV</i>
<i>TTR</i>	<i>Time To Repair</i>
<i>TTR</i>	<i>Tiempo de Reconfiguración de Red</i>
<i>TTRS</i>	<i>Time to Restore Supply</i>
<i>TTS</i>	<i>Time to Switch</i>
<i>TVN</i>	<i>Tiempo de Vuelta a la Normalidad</i>
<i>UC 15/20kV</i>	<i>Undeground Cable</i>
$\chi^2$	Chi-cuadrado
<i>XLPE</i>	Polietileno reticulado
$\lambda$	Tasa fallos
$\bar{\lambda}$	Valor promedio de la tasa de fallos
$\lambda_{\max}$	Valor máximo de la tasa de fallos
$\lambda_{\min}$	Valor mínimo de la tasa de fallos

# 1 INTRODUCCIÓN

---

**D**ebido a la liberalización del sector eléctrico y al establecimiento de sistemas de control de la calidad de la energía eléctrica, las empresas que planifican, operan y explotan las redes de distribución, en adelante, distribuidoras, tienen que hacer frente a un número mayor de obligaciones. Una gran parte de estas obligaciones están orientadas a asegurar un nivel de explotación razonable de los sistemas eléctricos y, a su vez, a disponer de un suministro eléctrico sostenible con una adecuada calidad del servicio, [1].

## 1.1 Calidad del servicio eléctrico

La calidad del servicio es un término ambiguo que puede tener distinto significado dependiendo del punto de vista desde donde se observe. Desde la perspectiva del cliente, un problema de calidad del servicio podría definirse como cualquier condición del suministro eléctrico que da lugar a un mal funcionamiento de las redes eléctricas. Desde la perspectiva de la empresa transportista o distribuidora de la red eléctrica, un problema de calidad del servicio podría ser percibido como el incumplimiento de varios estándares, como los indicadores de desempeño, el valor eficaz de la tensión de suministro o el nivel de armónicos, [2].

En términos genéricos, la electricidad es un factor clave para el crecimiento económico y el desarrollo humano, donde la confiabilidad y resistencia del sistema se presentan vitales para su funcionamiento adecuado. A pesar de esto, relativamente pocos estudios se han enfocado en medir estos aspectos de confiabilidad, en parte, debido a la falta de disponibilidad de datos y a la ausencia de definiciones claras de lo que se considera confiable, tal y como se apunta en [3].

Según lo establecido en la regulación nacional, [4], la calidad del servicio comprende el conjunto de atributos, tanto técnicos como comerciales, que son inherentes al suministro de energía y exigibles por los consumidores, las partes interesadas y los entes competentes en la Administración. En virtud de esta normativa, la calidad del servicio se define a través de tres pilares fundamentales: la continuidad del suministro, la calidad del producto y la calidad en la atención y relación con el cliente. La continuidad de suministro se refiere al número y duración de las interrupciones del suministro, [5]. La calidad del producto está relacionada con las características de la onda de tensión, la cual viene determinada por [6]. Por último, la calidad en la atención y relación con el cliente abarca un conjunto de acciones que incluyen la información, el asesoramiento, la contratación y la gestión de reclamaciones.

Dentro del contexto de la calidad del servicio y, particularmente, en la continuidad del suministro, la referencia [2] establece la utilización de algunos términos como la fiabilidad o confiabilidad y la disponibilidad. La fiabilidad o confiabilidad refleja la capacidad del sistema para funcionar sin interrupciones, mientras que la disponibilidad cuantifica el tiempo en el que una red eléctrica se mantiene en funcionamiento sin interrupciones. La referencia [2], como se muestra en la Figura 1-1, presenta la jerarquía de la calidad del servicio, incluyendo las principales afecciones en la calidad de la onda, así como su interrelación con los conceptos de fiabilidad y disponibilidad.

Por lo general, se da una menor importancia a la confiabilidad en las redes de distribución en comparación con las redes de transporte. Esto se debe en gran medida a que las interrupciones en estas últimas afectan de manera directa o indirecta a un mayor número de clientes, considerándose estas redes como la columna vertebral del suministro eléctrico. No obstante, la relevancia de la red de distribución no debe ser subestimada, ya que está conectada directamente con el cliente final, [7].

Desde el punto de vista de la distribuidora, a medida que la red eléctrica envejece y la demanda de electricidad aumenta, el impacto de las interrupciones sobre la infraestructura eléctrica es más intenso, [8]. No obstante, la continuidad de suministro se antoja también fundamental para los clientes por diversas razones. Para los clientes industriales, las interrupciones, incluso de corta duración, pueden ocasionar pérdidas financieras sustanciales, mientras que, para los clientes domésticos, las interrupciones pueden dejar a las personas sin servicios esenciales. Las principales características que los clientes esperan de las redes eléctricas es la fiabilidad del sistema, una rápida reposición de suministro en caso de avería y recibir información fiable cuando haya un corte del suministro eléctrico, [5].

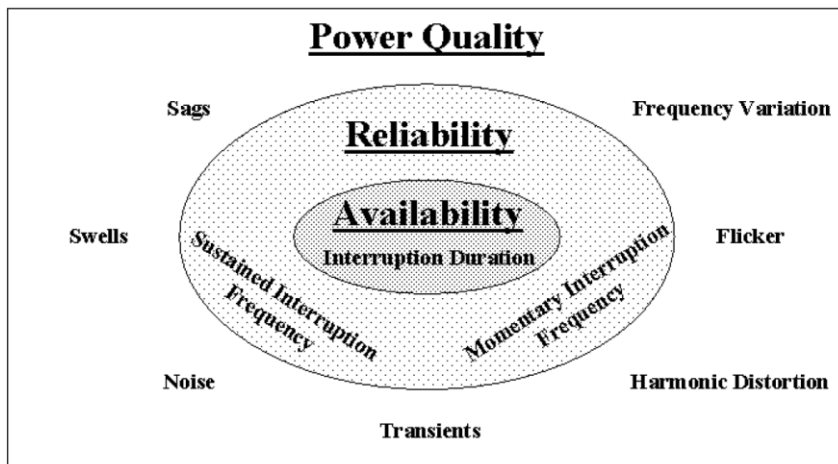


Figura 1-1. Jerarquía de la calidad del servicio, fiabilidad y disponibilidad de suministro en redes eléctricas. Fuente: referencia [2]

De lo anteriormente mencionado se puede concluir la importancia de una correcta caracterización de las interrupciones de suministro, ya sean momentáneas o sostenidas en el tiempo, en términos de frecuencia y duración. Ambos parámetros deben ser analizados en detalle por las empresas distribuidoras para determinar la disponibilidad de un sistema eléctrico.

Los fallos en la red pueden considerarse como eventos poco probables en los sistemas de energía eléctrica, aunque su efecto en los consumidores puede ser bastante grave, [8]. Por ejemplo, los grandes apagones, aunque poco frecuentes, resultan costosos para la sociedad, con estimaciones de costos directos de hasta miles

de millones de euros. A esto hay que añadir los costes indirectos, como posibles trastornos sociales y la propagación de fallos hacia otras infraestructuras, como las comunicaciones, el suministro de agua, el gas natural y el sector del transporte, [9]. En este sentido y para casos muy extremos, la referencia [8] resalta la importancia de reforzar la infraestructura eléctrica, exponiendo un estudio reciente realizado por el departamento de energía de Estados Unidos, en el que se concluyó que las interrupciones permanentes de energía (aquellas que duran más de 5 minutos) generan costes de más de 26 mil millones de dólares, anualmente.

En situaciones de avería de cualquier tipo, se necesitan procedimientos que posibiliten una restauración rápida del suministro eléctrico, [10], [11], [12], [13], [14]. En [10] se destaca la importancia de disminuir los tiempos de reposición del suministro eléctrico debido al impacto que tiene sobre los clientes y propone una metodología basada en redes neuronales que podría servir de ayuda a las distribuidoras en la toma de decisiones para reducir los tiempos de reposición del suministro eléctrico. En relación con este tema, en [11] se describe un algoritmo adaptativo para mejorar estos tiempos de reposición del suministro eléctrico.

Para reducir el número de averías del sistema, es importante identificar aquellos elementos de la red que son más propensos a fallar y mejorar las acciones de mantenimiento preventivo sobre ellos. Si se observan los datos aportados en la referencia [2], las líneas aéreas y cables subterráneos son los elementos que más averías pueden ocasionar. De hecho, para intentar reducir el número de interrupciones de una zona, se propone en [1] limitar el número de centros de transformación que se alimentan desde las subestaciones, lo que resultaría en una menor longitud promedio de líneas, disminuyendo el número de interrupciones esperado, aunque los costes del sistema se verían incrementados.

Otro ejemplo de la importancia que actualmente tienen estos temas sería la irrupción y la apuesta en estos últimos años por el desarrollo de las redes inteligentes (*smart grids*), las cuales tratan de afrontar diversos desafíos, como la mejora de la fiabilidad de los sistemas eléctricos, [15]. Con este tipo de redes, algunas distribuidoras han logrado acelerar el proceso de detección de interrupciones y reposición del suministro en un 50%. Por ejemplo, los contadores inteligentes, además de recoger información útil para realizar diferentes análisis en la red, [16], pueden enviar informes automáticamente al operador del sistema, [8]. Por otra parte, para hacer frente a eventos que, aún siendo poco probables, causan un gran impacto en el sistema, la referencia [8] propone el uso de un sistema formado por varias

microrredes con generación distribuida, conectadas a través de interfaces electrónicas y dispositivos de almacenamiento para dar servicio a un área más amplia cuando ocurran cortes de energía.

En cualquier tipo de red eléctrica es de vital importancia llevar un seguimiento de la continuidad de suministro, el cual da lugar a información valiosa sobre el rendimiento de las redes eléctricas. Con la monitorización y análisis de los distintos parámetros de calidad se pueden detectar situaciones anómalas o tendencias preocupantes que podrían afectar a la satisfacción de los usuarios y a la operación adecuada de los sistemas eléctricos. Además, llevar un seguimiento riguroso de la continuidad de suministro ayuda en la toma de decisiones sobre inversiones y mejoras en las infraestructuras, así como a establecer una priorización en las acciones de mantenimiento, actualización o expansión, garantizando una utilización eficiente de los recursos y una mayor fiabilidad del sistema en general.

## 1.2 Indicadores de desempeño para evaluar la continuidad de suministro eléctrico

Para poder evaluar la fiabilidad de las redes eléctricas se utilizan los indicadores de calidad o desempeño, más conocidos como *Key performance indicators* (KPIs). Estos indicadores son valores cuantitativos que se usan para medir, comparar, monitorizar y evaluar el desempeño de los procesos y poder así trabajar en posibles estrategias de mejora. Aplicados a la continuidad de suministro, los KPIs son utilizados por las distribuidoras para evaluar el rendimiento y la eficiencia de una red eléctrica. Entre los KPIs más importantes se encuentran los que cuantifican la indisponibilidad de la red y la frecuencia y duración de las interrupciones, [17].

Desde hace tiempo, en varios países europeos, se han empleado diversos KPIs para imponer sanciones económicas a las distribuidoras, [5]. Las referencias [18], [19], [20] y [21] son estándares publicados por IEEE que proporcionan KPIs aplicables en las redes eléctricas, así como los factores que afectan a su cálculo. Estos KPIs están destinados a aplicarse en sistemas de distribución, subestaciones, circuitos en diferentes regiones, las cuales deben estar claramente definidas. Los índices más importantes que aparecen en estas referencias se describen a continuación:

- Índices de interrupción permanente (con una duración mayor de 5 minutos).

- *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*: proporciona una medida de cuántas interrupciones permanentes ocurren en promedio por cada cliente perteneciente al mismo sistema de distribución eléctrica. Matemáticamente, se expresa como:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de clientes afectados por interrupciones}}{\text{Número total de clientes conectados}}$$

- *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*: indica la duración total de las interrupciones para un cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Normalmente se mide en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, se expresa como:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo total de clientes afectados por interrupciones}}{\text{Número total de clientes conectados}}$$

- *Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)*: representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio después de una interrupción. Matemáticamente, se expresa como:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo total de clientes afectados por interrupciones}}{\text{Número total de clientes afectados por las interrupciones}} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

- *Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI)*: proporciona la frecuencia promedio de interrupciones permanentes para aquellos clientes que experimentan interrupciones permanentes. Para el cálculo de este índice, cada cliente se cuenta una vez, independientemente del número de interrupciones. Matemáticamente, se expresa como:

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número de clientes afectados por interrupciones}}{\text{Número total de distintos clientes afectados por las interrupciones}}$$

- Índices de interrupción momentánea (con una duración menor de 5 minutos).

- *Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)*: este índice indica la frecuencia promedio de interrupciones momentáneas. Matemáticamente, esto se expresa como:

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Número de clientes afectados por interrupciones momentaneas}}{\text{Número total de clientes conectados}}$$



- *Momentary Average Interruption Event Frequency Index (MAIFIE)*: este índice es parecido al anterior, indica la frecuencia promedio de eventos de interrupción momentánea, no obstante, no incluye los eventos inmediatamente anteriores a una interrupción sostenida. Matemáticamente, esto se expresa como:

$$MAIFI_E = \frac{\sum \text{Número de clientes afectados por interrupciones momentaneas}}{\text{Número total de clientes conectados}}$$

Un ejemplo de aplicación de estos índices se puede encontrar en la referencia [22], la cual describe la evolución de la red nacional de transporte de Portugal. Los índices de calidad usados para evaluar la red portuguesa han sido los que dicta el reglamento de calidad de servicio de Portugal para el año 2010. Algunos de estos índices, tales como el SAIFI y el SAIDI, provienen directamente de los estándares de la IEEE anteriormente referenciados. No obstante, se contemplan otros índices, los cuales se definen a continuación:

- *Energy Not Supplied (ENS)*: indica la energía total no suministrada en un determinado período de tiempo debido a interrupciones ocasionadas en diferentes puntos de entrega.
- *Average Interruption Time (AIT)*: mide el total de minutos en los que el suministro de energía se interrumpe durante el año.
- *System Average Restoration Time Index (SARI)*: es el tiempo promedio de restauración de las interrupciones en los puntos de entrega, durante un período de tiempo.

En [2] se enfatiza en el potencial problema de asignar decisiones de inversión que no están estrechamente alineadas con los intereses de los clientes. Estos problemas se dan específicamente en distribuidoras que han alcanzado una cierta madurez a la hora de gestionar sus redes para mejorar la fiabilidad. Por ejemplo, para el caso del SAIFI y SAIDI, cuando se realizan inversiones para mejorar la fiabilidad, las reducciones en estos KPIs son proporcionales al número de clientes afectados. Esto significa que se prefieren los proyectos que afectan a muchos clientes en lugar de aquellos que afectan a pocos clientes.

En el caso de España, la normativa que regula el procedimiento y control de la

continuidad de suministro es el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, [4] y la ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico, [23]. El primero de ellos tiene por objeto establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar este servicio esencial a todos los consumidores finales. En este documento se definen índices de continuidad de suministro para evaluar las interrupciones y el tiempo de interrupción tanto en la red de transporte como en la de distribución. En la red de transporte, los indicadores de medida de la calidad global son la ENS, el tiempo de interrupción medio (TIM) y el índice de disponibilidad (ID). Estos dos últimos quedan definidos de la siguiente forma:

$$TIM = \frac{HA \cdot 60 \cdot ENS}{DA} \quad (1-1)$$

Donde:

HA = horas anuales.

DA = demanda anual del sistema, en MWh.

$$ID = 100 - \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i} \cdot 100 \quad (1-2)$$

Donde:

$t_i$  = tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas).

$n$  = número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.

$T$  = duración del período en estudio (horas).

$PN_i$  = potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

Para el caso de la red de distribución, la calidad zonal se evalúa mediante dos índices de calidad conocidos como el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (TIEPI) y el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada (NIEPI). En ambos índices, las interrupciones que se consideran son las de duración superior a tres minutos.

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad (1-3)$$

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad (1-4)$$

Donde:

$\Sigma PI$  = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

$PI_i$  = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en kVA).

$H_i$  = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $PI_i$  (en horas).

$K$  = número total de interrupciones durante el período considerado.

En [4] y [23] se establece un procedimiento para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para el cálculo de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI.

En ocasiones, dependiendo de los valores de ciertos KPIs, y según lo establecido por los entes regulatorios, las distribuidoras podrían enfrentarse a penalizaciones o, por el contrario, recibir retribuciones, [2]. En el caso de España, los clientes podrían recibir una compensación por interrupciones en el suministro según [23], mientras que las distribuidoras podrían recibir una retribución según lo establecido en el Real Decreto 1048/2013, del 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, [24].

### 1.3 Estimación de los parámetros de confiabilidad

Ya sean estándares internacionales o nacionales, todos los KPIs descritos en el punto anterior dependen principalmente de dos factores: la duración de las interrupciones su frecuencia.

Para determinar adecuadamente cualquiera de los KPIs mencionados, se utilizan bases de datos con registros históricos. Tal es la importancia de analizar estas bases de datos que la IEEE publica el estándar 1782-2022, [25], en el cual se incluye una guía para recoger, categorizar y utilizar información relacionada con las interrupciones de las redes eléctricas de distribución. El propósito de esta guía es promover la uniformidad y consistencia en la recopilación de datos entre las distribuidoras para el análisis y comparación de la fiabilidad de los sistemas eléctricos. En [26] también se enfatiza que los datos recolectados sobre las interrupciones en la red de distribución pueden utilizarse para investigar y prevenir estas interrupciones. Esta referencia presenta y describe un conjunto de datos sobre las interrupciones en la red de distribución del Reino Unido correspondiente al año 2020. Se analiza el conjunto de datos para identificar correlaciones de las distintas perturbaciones, como la demanda, condiciones climáticas extremas y el confinamiento por la COVID-19. En general, los resultados obtenidos respaldan la necesidad de investigar y prevenir las interrupciones en la red de distribución, pudiendo ser utilizados en modelos de planificación operativa frente a futuras perturbaciones. En la práctica, se pueden encontrar informes de diversas empresas de transporte o distribución de energía eléctrica que estudian y analizan esta información para publicar sus parámetros de confiabilidad, como sucede en [27], [28] y [28]. De hecho, la monitorización del número y duración de las interrupciones permite reducir los tiempos de reposición del suministro eléctrico, así como la obtención de datos sobre las averías que se producen en la red, [29].

El análisis de bases de datos no es solo importante para el análisis de los KPIs o interrupciones de la red bajo estudio, sino que también es importante para estimar parámetros de confiabilidad para distintos componentes de la misma, [30]. La red de distribución está compuesta de varios componentes cuyos parámetros de confiabilidad dependen de diferentes factores. Por lo tanto, estos componentes deberían ser analizados por separado. Sin embargo, dado que el modelado de estos componentes se va a utilizar principalmente para el análisis de confiabilidad de una red como conjunto, puede ser más efectivo agrupar los componentes según su

funcionalidad, como cables, transformadores e interruptores, de forma que los componentes se modelan como agrupaciones específicas de la red, [31], [32]. Un caso de ejemplo se observa en [33], donde se introduce una metodología que es capaz de estimar ciertos parámetros de confiabilidad en base a los KPIs de la red. No obstante, las estimaciones se obtienen para toda la red como conjunto y no para cada componente de la misma, lo que impedirá su uso para futuras predicciones.

Para poder atribuir un parámetro de confiabilidad a una muestra de red o a un conjunto de elementos, esta muestra debe ser representativa en su población, lo que afecta a la forma en que se pueden agrupar los componentes eléctricos. Por ejemplo, no tiene sentido intentar asignar tasas de fallos anuales a aquellos componentes que son tan específicos en toda la red que no tuvieron ninguna avería durante el período de estudio, lo que podría considerarse un caso de falta de datos, [34]. De hecho, la presencia de datos incompletos es un inconveniente habitual en este tipo de bases de datos, [35]. Por ello, el estudio estadístico no solo permitirá analizar las causas que dan lugar a las averías producidas en la red, sino que, junto con la base de datos de componentes, permitirá también establecer grupos de elementos representativos, a los cuales se le van a estimar los parámetros de confiabilidad. En este sentido, es crucial que, para que un modelo de confiabilidad produzca resultados precisos, los datos de confiabilidad de los componentes deben ser representativos del sistema que se está modelando, [36].

Los modelos de fiabilidad se basan principalmente en las tasas de fallos de los componentes,  $\lambda$ , y sus correspondientes tiempos de reparación, conocidos normalmente por su terminología en inglés *Time to Repair* (TTR), [37], [2], [38]. Además de estos, existen otros parámetros de confiabilidad, algunos de los cuales se describen en [2], como el tiempo para la restauración o reposición del suministro eléctrico, o *Time to restore supply* (TTRS), el cual siempre ha sido de principal interés y objeto de estudio, [39], debido a su importancia para evaluar la disponibilidad de las redes eléctricas, [40]. De hecho, a pesar de los esfuerzos realizados por diferentes investigadores, el riesgo de que se produzcan interrupciones persiste. Por tanto, se presenta de gran necesidad el realizar más estudios que impliquen una mejora de los tiempos de restauración del suministro, [41]. En este sentido, la referencia [40] utiliza el concepto de TTRS para cuantificar el efecto de diferentes formas de interconectar las redes eléctricas actuales, tales como los suministros de apoyo o los procedimientos de reconfiguración de redes con topologías malladas. En concreto, el artículo propone una metodología estadística para evaluar la fiabilidad y poder

estimar el posible riesgo existente en las redes de distribución con topología radial y mallada. Dicha metodología se basa en simulaciones usando valores de tasas de fallos y TTR de distintos elementos de red, los cuales han sido registrados en una base de datos externa. No obstante, en el caso de los TTRS, estos se obtienen en base a los requisitos legales impuestos por los estándares de calidad de suministro en Reino Unido. Esto último evidencia una falta de registro de TTRS, los cuales son muy importantes a la hora de estimar comportamientos en redes malladas donde el suministro podría recuperarse sin que el elemento averiado estuviese reparado.

Otros ejemplos del estudio o uso de estos parámetros de confiabilidad pueden observarse en [42], [43], [44], [45], [46], [47]. La referencia [42] estudia estadísticamente bases de datos reales aportando datos de tasas de fallos y MTTR de distintos elementos de la red de transporte y distribución. La referencia [43] presenta un análisis de los TTRS en redes radiales, las cuales dependen del tiempo para obtener información sobre la interrupción, el tiempo para reparar el fallo y el tiempo para devolver de nuevo el suministro. En este artículo el TTRS tiene un significado distinto, al tratarse de una red radial, estando fuertemente ligado al TTR, ya que la reposición del suministro va a depender en gran parte de la reparación del equipo averiado. Los autores también destacan que actualmente existe una falta de investigaciones sobre el TTRS con datos reales.

La referencia [44] aborda estadísticamente los fallos de los elementos de protección y control en líneas y transformadores, evaluando su influencia en las interrupciones del suministro y del coste que tiene la energía no suministrada. Concluyen que un sistema eléctrico con alta concentración de fallos en equipos de protección puede significar que la red está saturada. La misma referencia [44] también destaca por medio de encuestas realizadas entre distintas distribuidoras que no ha existido interés en registrar e informar sobre los fallos de los elementos de protección y control de la red de distribución para niveles inferiores a 22 kV, dando lugar a bases de datos incompletas.

Continuando con los registros de información, en [45] se usan valores de parámetros de confiabilidad de distintos elementos de la red de distribución provenientes de bases de datos de distribuidoras para simular el comportamiento de una red eléctrica y poder así predecir y analizar los KPIs resultantes. Sin embargo, no se publican valores de las tasas de fallos, ni tiempos entre fallos, ni tiempos de reparación, los cuales se han asumido que siguen una función exponencial. En [46] aparece una evaluación del impacto que tiene considerar tasas de fallos variables en el tiempo

para estimar la fiabilidad de las redes eléctricas, señalando que, en la mayoría de los estudios de fiabilidad, las tasas de fallos se consideran constantes.

La obtención y recopilación de los parámetros de confiabilidad en general, y las tasas de fallos en particular, ha sido objeto de estudio desde hace bastante tiempo, [48], [49]. Desde un punto de vista matemático, las referencias [50] y [51] agrupan los resultados de distintas publicaciones científicas y definen las tasas de fallos para cada componente de la red mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\#fallos}{\#componentes \cdot \#años} = \frac{1}{ETTF} \quad (1-5)$$

donde ETTF, o MTTF, es el tiempo esperado hasta el fallo, en inglés *Expected Time To Failure* o *Mean Time to Failure*.

En [50] se enfatiza la falta de información sobre el envejecimiento de los componentes y que los tiempos de reparación dependen mucho de un emplazamiento en concreto. Esta dependencia de los parámetros de confiabilidad con el entorno donde se estudian puede comprobarse en estudios recientes, tal y como se publica en [52] o en [53], donde los factores medioambientales son claves. No obstante, la información sobre los parámetros de confiabilidad compartida en este artículo, en cualquiera de los otros comentados, o incluso en los restantes de la presente tesis se publican para que, en caso de insuficiencia de datos, estos puedan ser utilizados por otros interesados. La referencia [51] comparte también la idea de que ante la insuficiencia de datos históricos de fiabilidad se debe confiar en datos de fiabilidad de componentes publicados, que pueden o no ser representativos para el sistema bajo estudio. Algunos ejemplos prácticos pueden encontrarse en las referencias [30], [7] y [31], las cuales utilizan parámetros de confiabilidad provenientes de datos reportados en un informe anual, [54]. Este tipo de consideraciones pueden afectar a la precisión de los resultados en diversos procedimientos de modelado para sistemas de fiabilidad en redes eléctricas, como se menciona en [55]. En este sentido, tal y como se comentó anteriormente, con la irrupción de nuevos sistemas de información, se hace de vital importancia el estudio de las bases de datos para la estimación de los propios parámetros de confiabilidad.

Normalmente los parámetros de confiabilidad se expresan mediante un valor escalar que suele representar la media de un conjunto de datos. Estos valores, aunque útiles, no son capaces de representar toda la información disponible, [56], como la variación

de la tasa de fallos en función de la edad de los componentes. En este sentido, los componentes eléctricos recién instalados tienen una tasa de fallos relativamente alta debido a la posibilidad de defectos de fabricación, daños durante el transporte y la instalación, o instalación incorrecta. Este período se conoce como período de mortalidad infantil. Tras este periodo inicial es probable que no tenga defectos de fabricación, que esté correctamente instalado y que se utilice dentro de sus especificaciones de diseño. Posteriormente entra en un período llamado vida útil, caracterizado por una tasa de fallos casi constante que se puede modelar con precisión mediante un valor escalar. Finalmente, a medida que la vida útil del componente llega a su fin, la tasa de fallos constante anterior aumentará a medida que el componente se desgaste. A este período se le conoce como el periodo de desgaste o envejecimiento del equipo. Durante el período de desgaste, la tasa de fallos de un componente tiende a aumentar exponencialmente hasta que el componente falla. El gráfico característico que comúnmente se utiliza para representar esta variación de la tasa de fallos con el tiempo se denomina curva de la bañera (*bathtub curve*), [2], [46], [57], [58], [42], [59], [60] y [55], representada en la Figura 1-2.

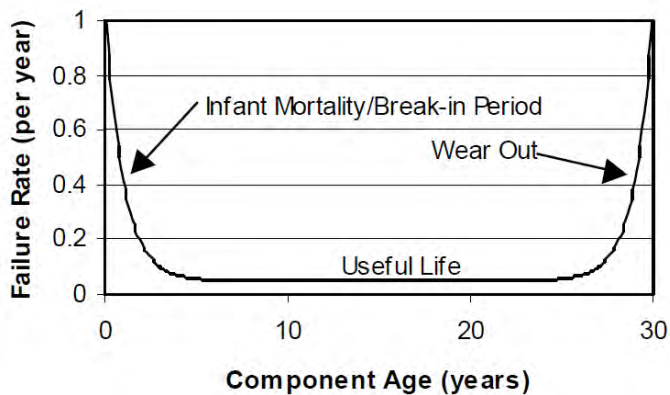


Figura 1-2. Curva de bañera, *bathtub curve*. Fuente: referencias [2] y [46]

Una variante de esta curva en caso de que se realice cierto mantenimiento a los componentes eléctricos para prolongar su vida útil se conoce como curva de dientes de sierra (*saw-tooth shape curve*), donde, en lugar de utilizar una tasa de fallos constante en el período de vida útil, esta curva utiliza una tasa de fallos creciente,



como puede verse en la Figura 1-3. Este aumento se atribuye al desgaste normal, el cual puede mitigarse mediante mantenimiento periódico, [2], [46].

La curva de la bañera estándar es en realidad una aproximación de la curva de bañera de dientes de sierra. En este caso, la tasa de fallos constante de la curva de bañera se presenta como el promedio de la tasa de fallos de la curva con dientes de sierra. Aunque esta aproximación es útil para la mayoría de los modelos de confiabilidad, para tomar decisiones sobre las distintas acciones de mantenimiento, es necesario utilizar la curva de bañera con dientes de sierra, [2].

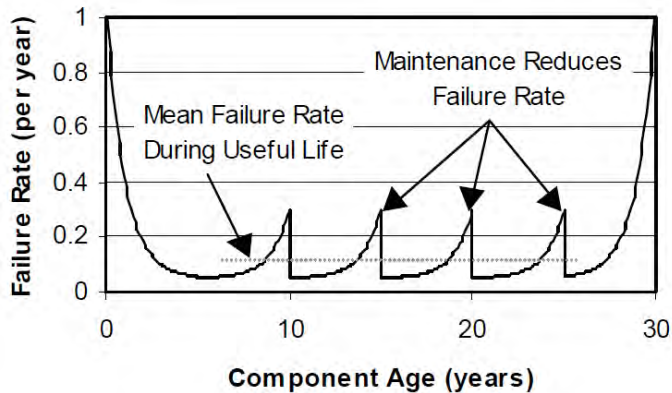


Figura 1-3. Curva de bañera con dientes de sierra, *saw-tooth shape curve*. Fuente: referencias [2] y [46]

Cuando en un análisis de fiabilidad, una tasa de fallos se considera constante, implica que la vida útil de un componente sigue una distribución exponencial, con un parámetro característico que es igual al valor promedio de la tasa de fallos,  $\lambda$ , tal y como se deduce en [59] y [61].

Una tasa de fallos constante también es típica en sistemas complejos sujetos a reparaciones y revisiones. La fiabilidad de un sistema reparable con una tasa de fallos constante también puede caracterizarse por un término conocido como tiempo medio entre fallos o *mean time between failures* (MTBF). Estos sistemas reparables pueden mostrar una tasa de fallos decreciente cuando la fiabilidad se mejora mediante reparaciones progresivas, ya que los componentes defectuosos que fallan son reemplazados por otros que se encuentran en mejores condiciones. Por el contrario, la tasa de fallos crece cuando el desgaste de los componentes empieza a

predominar en sistemas reparables, [57]. Así, si la tasa de fallos de un componente se considera constante y el componente es reparado rápidamente después de cada avería, el número de fallos del componente puede caracterizarse mediante una distribución de Poisson, [2], [59], [38]. Este concepto puede aplicarse para facilitar el análisis de fiabilidad en redes eléctricas, ya que, en base a una tasa de fallos constante, es posible caracterizar estadísticamente el número de fallos. De hecho, varios autores han asumido un pequeño error en sus predicciones al usar tasas de fallos constantes. Esto ocurre al considerar que están analizando la vida útil del componente, lo que permite la aplicación de diversos modelos matemáticos para evaluar la confiabilidad de un sistema, como los modelos de Markov, [62], [63].

Por este motivo, la distribución exponencial se convierte en una de las funciones de distribución más utilizadas en el campo del análisis de fiabilidad, con la ventaja adicional de que está completamente caracterizada por un solo parámetro,  $\lambda$ .

Aunque es común encontrar estudios que proporcionan tasas de fallos promedio, como [50] y [51], que son utilizadas como constantes en estudios de fiabilidad en redes eléctricas, [45], existen situaciones en las que esta suposición resulta inapropiada, lo que puede dar lugar a resultados imprecisos, [56], [55]. Este problema se vuelve especialmente evidente durante las fases de mortalidad infantil y desgaste en la vida útil de un componente, [61]. Además, los componentes de las líneas de MT en sistemas eléctricos muestran diferentes niveles de desgaste, lo que influye en que los intervalos entre fallos de estos componentes sean aleatorios. Esto impide que la tasa de fallos del conjunto en la fase de vida útil del mismo pueda mantenerse constante, [64].

En [45] se lleva a cabo un análisis de Montecarlo en el que se supone que tanto el tiempo entre fallos como la duración de las reparaciones de los componentes siguen una distribución exponencial. Los valores utilizados para construir estas funciones de probabilidad provienen de datos históricos sobre cortes en el suministro eléctrico.

Por otra parte, en las referencias [57] y [61], se indica que la función de distribución de Weibull es ampliamente utilizada para modelar las tasas de fallos que presentan cambios tanto decrecientes como crecientes en los períodos iniciales y finales, tal como se representan en la curva de la bañera. Este enfoque se utiliza para estimar diversos indicadores clave de rendimiento, como se detalla en [58].

Sin embargo, como una posible solución, algunos investigadores optaron por incorporar cambios en el patrón de una tasa de fallos constante mediante la

introducción de un factor de escala variable en el tiempo. De esta manera, es posible ajustar la tasa de fallos para reflejar los efectos cambiantes en el tiempo. Este factor de escala depende de la edad del componente y sigue un patrón similar al de la curva de bañera descrita anteriormente, aunque también podría seguir un patrón histórico único y diferente para cada proveedor de servicios eléctricos, como se menciona en [46].

Continuando con la variabilidad de la tasa de fallos, en [65] se desarrolla un método para estimar la frecuencia de los huecos de tensión en un sistema de energía integrado con generador de inducción doblemente alimentado, tal y como es el caso de algunos aerogeneradores. Se indica que las tasas de fallos de las líneas son parámetros importantes para la evaluación de la frecuencia de los huecos de tensión. Esto se debe a que la mayoría de los huecos de tensión son causados por averías y se resuelven mediante relés de protección, donde la duración y la frecuencia de los huecos de tensión se obtienen en función de la confiabilidad de los relés de protección y las tasas de fallos de los diferentes componentes de la red, [66]. Esta última referencia identifica dentro de una red las áreas más expuestas a huecos de tensión, donde la tasa de fallos también juega un papel importante. La referencia [65] evidencia que comúnmente los datos de tasas de fallos se obtienen a través del monitoreo de datos o análisis mediante simulación, donde es ampliamente aceptado que estas tasas tengan un valor promedio constante, aunque en un sistema real varíe con el tiempo debido a los diferentes modos de operación y al entorno cambiante de la propia red, lo que puede provocar grandes errores. Se establece por tanto que es más realista evaluar la frecuencia de la caída de tensión usando valores en intervalos de confianza de las tasas de fallos, proponiendo un método para procesar los datos de tasas de fallos aplicando un modelo estadístico a partir de una función de distribución normal, del cual obtiene sus intervalos de confianza.

Cambiando el foco a otros parámetros de confiabilidad, por ejemplo, TTR y TTRS, estos parámetros son típicamente considerados como variables aleatorias caracterizadas por diferentes funciones de probabilidad, [67], [2], [68], [46], [45], [58], [38], [69].

Para la evaluación de la fiabilidad tanto a nivel industrial en general, [57], como en redes de distribución de energía eléctrica, [2], se utilizan varias funciones de densidad de probabilidad (PDFs), tales como normal, lognormal, exponencial, gamma, Weibull y Rayleigh. Estas PDFs se utilizan ampliamente en métodos de simulación, como el conocido método de Montecarlo. Este método, ofrece una visión

más realista del riesgo y la incertidumbre vinculados a diversos sistemas, [70]. En [71] se realiza un análisis Montecarlo para evaluar los KPIs de una red eléctrica, utilizando una distribución lognormal para representar los tiempos de reparación. Algo similar realiza el estudio en [56], donde se muestra una técnica de simulación secuencial para evaluar la confiabilidad de redes de distribución radiales. Este estudio concluye que un enfoque de simulación puede proporcionar información sobre los KPIs del sistema que no se puede obtener mediante técnicas analíticas. Además, la misma referencia señala que las distribuciones de probabilidad más comúnmente utilizadas para simular los parámetros de confiabilidad son exponencial, gamma, normal, lognormal y Poisson. No obstante, los parámetros de confiabilidad utilizados en esta evaluación se obtuvieron de [72], asumiendo que la tasa de fallos de cada elemento es constante y que los tiempos de reparación y conmutación se distribuyen según una lognormal.

Profundizando en las PDFs utilizadas más habitualmente, la referencia [73] considera que las distribuciones exponencial, Weibull, Rayleigh y gamma son las más adecuadas para estimar los valores de TTF y TTR para diferentes componentes del sistema. No obstante, concluye que, en general, para la estimación de KPIs, la distribución exponencial proporciona la mejor aproximación a los datos reportados.

Además de estas, existen otros tipos de funciones de probabilidad que han sido también usadas en el campo de la fiabilidad de componentes. En este sentido, la distribución loglogística, descrita en profundidad en la referencia [74], también se utiliza para modelar y analizar la vida útil de los componentes y las tasas de fallos. De hecho, concluye que esta distribución es una de las más utilizadas en el análisis de fiabilidad de componentes, especialmente para eventos donde la tasa de fallos no es constante. Como ejemplo concreto, la referencia [75] utiliza la función loglogística para estimar fallos en vehículos eléctricos.

Para estimar las funciones de distribución de los parámetros de confiabilidad es necesario usar información contenida en bases de datos de las distribuidoras. En lo que respecta al manejo de esta información, [76] y [77] presentan diversas técnicas que se basan en inteligencia artificial (IA) para predecir el comportamiento de los sistemas eléctricos con una alta penetración de fuentes de energía renovable. Estas ideas refuerzan la importancia de almacenar información que puede resultar muy útil para la gestión del sistema eléctrico.

En este sentido, la referencia [76] indica que los operadores de red de transporte y

distribución deberían compartir recursos de flexibilidad y coordinar sus esfuerzos para hacer frente a los desafíos regionales, en constante crecimiento, derivados de productores y clientes. Esto implica optimizar el uso de los activos de red y utilizar herramientas de procesamiento de datos para mejorar la previsibilidad y observabilidad de la red.

En cuanto a la disponibilidad de registros históricos y en relación con lo comentado anteriormente, la referencia [58], donde se evalúa la fiabilidad de la red de distribución, considera las tasas de fallos y TTRS de los distintos elementos como valores preestablecidos siguiendo la curva de bañera, cuyos extremos siguen una distribución de Weibull. Además, las referencias [78] y [43], siendo esta última de reciente publicación, informan de una falta de estudios de investigación relacionados con la estimación de los tiempos de restauración del suministro eléctrico utilizando bases de datos reales.

Una buena estimación de los parámetros de confiabilidad de un sistema eléctrico conduce a una serie de ventajas, como pueden ser: la correcta estimación de los KPIs, [79], [80]; la implementación de planes de mantenimiento, [81], [82], [83], [84], [85]; optimizar la actuación de las brigadas, [63]; la evaluación de la selectividad y funcionalidad de las protecciones, [86]; la optimización del emplazamiento de las protecciones y la aparamenta de control remoto, [87], [88]; o mejorar la reconfiguración en redes radiales, [89], [90].

No obstante, debido a que las distribuidoras están legalmente obligadas a cumplir con ciertos valores de los KPIs en base a la frecuencia y duración de sus interrupciones, la estimación de los parámetros de confiabilidad aumenta aún más su importancia. Estas obligaciones pueden incurrir, en caso de no ser cumplidas, en sanciones que pueden originar situaciones de riesgo económico para la distribuidora. Evaluar el riesgo económico de una red eléctrica puede ser crucial para estas compañías, ya que aunque la fiabilidad global de una red puede ser satisfactoria, los KPIs de la misma podrían conducir a sanciones si numerosos clientes de una sección específica de la red experimentan una calidad de suministro por debajo de los estándares.

El concepto de valor en riesgo (*value at risk*, VAR) se refiere a una medida para predecir las posibles pérdidas de empresas o entidades durante un período de tiempo específico, teniendo en cuenta la evolución del mercado y sus restricciones, [91]. Aplicando este concepto a la calidad de suministro en redes de distribución, se

observa que, en muchos casos, las decisiones no se determinan considerando los KPIs esperados, sino el riesgo asociado a eventos que pueden afectar a estos. Por este motivo, una evaluación de riesgos debe identificar adecuadamente todos los eventos posibles y la probabilidad de que estos ocurran. Para este fin se requieren técnicas de simulación, como las basadas en análisis de Montecarlo, [2], [92]. Esta última referencia enfatiza en sus conclusiones que las distribuciones de variables aleatorias en los modelos de gestión de riesgos son de suma importancia. En el contexto de este artículo, se asumió una distribución predeterminada ya que resalta que, en la práctica, a menudo es difícil especificar con precisión la distribución de entrada, siendo este uno de los problemas que se intenta resolver en la presente tesis doctoral.

En redes de distribución, la evaluación de riesgos es apropiada cuando se consideran las regulaciones basadas en el rendimiento (*performance-based rates*, PBR). Estas PBRs pueden ser tomadas como estándares regulatorios que recompensan a las distribuidoras si sus redes tienen una buena fiabilidad y, por el contrario, las penalizan por una fiabilidad deficiente, [93]. Aunque estas estrategias han emergido como resultado de escenarios no regulados, [94], [95], [96], [97], en la actualidad están siendo cada vez más populares, [94], [98], [99], [100], [101], [102], [103], incluso en escenarios que incluyen sistemas de generación distribuida, [104].

Continuando con el análisis de riesgos, es importante identificar umbrales adecuados que permitan establecer criterios de planificación efectivos, conduciendo así a redes rentables, confiables y sostenibles, [25]. Un gran número de publicaciones recientes discuten el diseño y la implementación de estrategias basadas en el desempeño dentro de la industria de la energía eléctrica, [105], [106].

Utilizando modelos de confiabilidad, las distribuidoras pueden negociar las estrategias específicas para cada ubicación concreta en la red, [93]. Esto implica que para gestionar eficazmente los riesgos económicos derivados de la confiabilidad, las distribuidoras necesitan evaluar la incertidumbre de sus instalaciones, [93], lo cual se puede conseguir mediante dichos modelos de confiabilidad, [2], dependientes de los parámetros concretos obtenidos de la propia red.

## **1.4 Antecedentes del problema y motivación**

Se ha establecido como objetivo principal de la presente tesis doctoral la estimación de los parámetros de confiabilidad mediante el uso de bases de datos reales de averías en redes eléctricas de MT. A continuación, se van a exponer los antecedentes

del problema de forma resumida y directa para facilitar el entendimiento de los hechos que justifican los objetivos marcados.

- **Enfoque del problema en la red de distribución.**

Aunque históricamente la atención se ha centrado en el análisis de las redes de transporte, debido a su influencia en un gran número de usuarios, es imperativo reconocer que la confiabilidad de las redes de distribución desempeña un papel crucial en la satisfacción y el bienestar de los clientes finales. Es por ello por lo que la presente tesis doctoral se va a centrar en la confiabilidad de dichas redes eléctricas de media tensión.

- **Importancia de estudiar y poder estimar los KPIs de una red eléctrica en base a su topología.**

En general, la calidad del servicio es esencial para el buen funcionamiento de las redes eléctricas. La fiabilidad y disponibilidad son los principales conceptos que se deben tener en cuenta para disponer de una buena continuidad de suministro. Para evaluar estos conceptos, se utilizan KPIs, siendo los más usados en las redes de distribución a nivel internacional el SAIFI y el SAIDI, mientras que a nivel nacional son el NIEPI y el TIEPI. Normalmente, para controlar que el cliente recibe un aceptable nivel de calidad, los reguladores imponen sanciones a las distribuidoras en base a los valores de los KPIs.

- **Importancia de realizar estudios estadísticos de las bases de datos.**

Para estimar los parámetros de confiabilidad del sistema, es necesario conocer en primer lugar cuáles son las causas principales del origen de las averías y a qué elementos afecta y, en segundo lugar, conocer las características de la red eléctrica bajo estudio y los elementos que la componen. En ambos casos es necesario disponer y estudiar diferentes bases de datos de la distribuidora.

El estudio estadístico de estos datos no solo permitirá analizar las causas que dan lugar a las averías producidas en la red, sino que permitirá también establecer grupos de elementos representativos, a los cuales se les van a estimar los parámetros de confiabilidad.

- **Falta de información sobre los parámetros de confiabilidad.**

A lo largo del tiempo, varios autores han coincidido y enfatizado la carencia de información en relación con los parámetros de confiabilidad.

Estas situaciones se deben principalmente a la falta de bases de datos sólidas en lo que respecta a las averías que ocurren en las redes de distribución y a los diversos componentes que las conforman. Además, muchas de las bases de datos existentes adolecen de incompletitud o contienen datos incorrectos. No obstante, cada vez es más frecuente que los sistemas sean capaces de recolectar y almacenar información más precisa y completa sobre las incidencias que ocurren en la red. En consecuencia, si estos datos están disponibles, pueden emplearse para enriquecer nuestro entendimiento de los parámetros de confiabilidad.

El avance de los sistemas de información y el mejor almacenamiento de los datos permiten que la fiabilidad de los sistemas, en particular la estimación de los parámetros de confiabilidad, pueda llevarse a cabo de manera más precisa.

- **Necesidad de calcular más parámetros de confiabilidad útiles para la distribuidora.**

Los parámetros de confiabilidad que han suscitado un mayor interés son aquellos relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones, ya que son los que permiten calcular los valores de los indicadores como el SAIFI y el SAIDI, que son capaces de cuantificar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Debido a la imprevisibilidad de las causas que originan averías, estos parámetros deberían estimarse utilizando funciones de probabilidad en lugar de limitarse a partir de valores promedio. Estos valores promedio, aunque sean útiles, no son capaces de representar toda la información estadística disponible.

Teniendo en cuenta los datos disponibles y la representatividad de las muestras, el objetivo pasa por estimar los parámetros de confiabilidad de la mayor cantidad de componentes posible.

- **Importancia de estimar los parámetros de confiabilidad en el lugar donde se desea estimar la confiabilidad del sistema.**

En ocasiones, los parámetros de confiabilidad estimados en diversas publicaciones pueden variar significativamente. Esto se debe a que cada red, a pesar de mantener un nivel de tensión similar, puede diferir en términos de ocurrencia de fallos aleatorios, actividades de mantenimiento, planificación, operación y explotación. En muchas ocasiones, la falta de información hace que estos valores sean difíciles de estimar, y para evaluar la confiabilidad de una red, es necesario recurrir a parámetros de confiabilidad obtenidos de fuentes externas.



Por lo tanto, cada vez que se estime un parámetro de confiabilidad, es fundamental proporcionar detalles sobre las características específicas de la red de la que se obtuvieron estos parámetros.

En base a esto, se concluye que es esencial realizar un estudio estadístico de las bases de datos disponibles para obtener parámetros de confiabilidad basados en las causas y efectos específicos de cada ubicación, no siendo recomendable el uso de parámetros de confiabilidad resultantes del estudio de otras redes eléctricas de diferentes emplazamientos y características.

- **La importancia de analizar la variación temporal en los parámetros de confiabilidad.**

Es esencial estudiar la variación en el tiempo de los parámetros de confiabilidad para comprender a fondo y mejorar la confiabilidad de un sistema a lo largo de su ciclo de vida. Esta variación temporal puede verse afectada por una gran cantidad de factores, y su análisis proporciona información valiosa para la toma de decisiones y la gestión efectiva de la confiabilidad del sistema.

Esto hace indispensable el estudio de las bases de datos de averías de las empresas distribuidoras y diseñar así procedimientos que sean capaces de obtener funciones de probabilidad que verdaderamente representen a los datos muestrales de un periodo concreto de tiempo y puedan ser usadas en los diferentes modelos de predicción.

- **Interés en redactar una metodología para calcular los parámetros de confiabilidad.**

Actualmente, con el avance de los sistemas de información y el mejor almacenamiento de datos, los métodos probabilísticos están ganando relevancia en la evaluación de la confiabilidad de sistemas. Estos métodos son adecuados para modelar las variaciones impredecibles en parámetros como las tasas de fallos y los tiempos de reparación, utilizando distribuciones de probabilidad.

Esta metodología debe ser extensible para cualquier red eléctrica que tenga disponibilidad de datos de averías, pudiendo actualizarse con información reciente que se añade a las bases de datos garantizando la exactitud y relevancia de los resultados.

### - Justificación de la metodología mediante el método de Montecarlo.

El propósito principal es estimar los KPIs y evaluar así el riesgo económico a través de métodos de análisis como el de Montecarlo. La Figura 1-4 muestra cómo deben interpretarse los distintos procesos dentro de una metodología completa que abarca la estimación de los parámetros de confiabilidad usando métodos ya consensuados para evaluar la confiabilidad de una red eléctrica. Carecería de sentido establecer un procedimiento para estimar los parámetros de confiabilidad que no sea capaz de integrarse en modelados ya empleados en el cálculo de la fiabilidad.

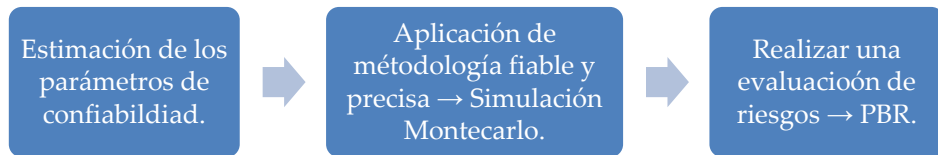


Figura 1-4. Metodología para evaluar la fiabilidad de una red y su riesgo asociado.

## 1.5 Objetivos y organización de la tesis doctoral

Se establece como objetivo principal de la tesis doctoral la estimación de parámetros de confiabilidad mediante el uso de bases de datos reales de averías en redes eléctricas de MT. Debido a la importancia que tienen los parámetros de confiabilidad para estimar la continuidad de suministro en redes eléctricas, se va a desarrollar una metodología para su obtención a través de un algoritmo que es capaz de ordenar los datos de averías registrados en una base de datos y ajustarlos a una función de probabilidad. Las funciones de probabilidad obtenidas van a ser aplicadas en modelos de simulación con el objetivo de estimar los KPIs y evaluar riesgos económicos en redes eléctricas reales.

Para cumplir este objetivo, se propone el desarrollo de los siguientes puntos:

1. Análisis de las distintas bases de datos en MT, proporcionadas por la compañía distribuidora de energía eléctrica.
2. Depuración de las muestras y agrupación de elementos de la red de

- distribución que muestren una cierta representatividad.
3. Cálculo estadístico de parámetros de confiabilidad mediante el estudio de las muestras:
    - a. Tasa de fallos.
    - b. Tiempo de reposición del suministro eléctrico (*service restoration time, SRT*).
    - c. Tiempo de reparación.
    - d. Tiempo de vuelta a la normalidad.
    - e. Tiempo de localización de averías.
    - f. Tiempo de reconfiguración de red.
    - g. Tiempo de comienzo de reparación.
    - h. Tiempo entre fallos.
  4. Análisis de la tendencia temporal de las tasas de fallos para verificar si son o no constantes a lo largo del tiempo.
  5. Aplicación de las tasas de fallos en líneas de MT y estudio de puntos fronteras.
  6. Desarrollo y aplicación de una metodología para el ajuste de funciones de probabilidad mediante datos procedentes de una base de datos. Esta metodología será aplicada a todos los tiempos enumerados en el punto 3.
  7. Validación de resultados por comparación con los datos reportados.
    - a. Comparación de los parámetros de confiabilidad con los parámetros proporcionados por otros investigadores (*benchmarking* de resultados).
    - b. Comparación del resultado obtenido tras la estimación de la continuidad de suministro en redes reales con los resultados registrados en la base de datos de la misma red para el último año.
  8. Aplicación práctica de las tasas de fallos y SRTs mediante análisis de Montecarlo en redes de MT para evaluar los índices de calidad de suministro, SAIFI y SAIDI, y análisis de riesgo económico.

Con respecto a la organización de la tesis doctoral se ha trabajado en base a la siguiente metodología:

- Fuente de datos: será necesario trabajar con dos bases de datos distintas. Una primera base de datos proporcionará datos sobre incidencias en las redes de MT mientras que una segunda base de datos proporcionará datos de la red y su topología. Ambas fuentes de información son proporcionadas por la compañía distribuidora de energía eléctrica Endesa Distribución S.L., mediante un convenio de colaboración con la Universidad de Sevilla dentro del marco de la Cátedra Endesa Red.
- Depuración, análisis y representatividad de los datos: para el caso de los datos de incidencias, con el fin de asignar un parámetro de confiabilidad a un elemento de la red de MT, es necesaria su consistencia y representatividad a lo largo del tiempo, lo que condiciona especialmente la agrupación de elementos afines que se pueda realizar [34].
- Cálculo de los parámetros de confiabilidad: a partir de los datos de incidencias y teniendo cuantificados los elementos de la red de distribución, agrupados con datos representativos, es posible realizar un análisis de los datos y proceder al cálculo de los distintos parámetros de confiabilidad.
- Análisis de la tendencia de los parámetros de confiabilidad: es importante analizar si los parámetros de confiabilidad son constantes o no a lo largo del tiempo y si mantienen una tendencia que se parezca a un modelo probabilístico.
- Desarrollo de una metodología para el ajuste de los parámetros de confiabilidad con funciones de probabilidad: una vez se hayan analizado los parámetros de confiabilidad, estos se ordenarán de forma que muestren si son ajustables con alguna función de probabilidad. Para estudiar distintas posibilidades, se desarrollará un algoritmo que sea capaz de ajustar los datos con distintos tipos de funciones de probabilidad. El algoritmo comparará las distintas funciones de probabilidad propuestas mediante varias pruebas de bondad y decidirá cuál de ellas tiene el mejor ajuste.
- Validación de resultados por comparación y aplicación práctica en redes de MT: para corroborar la fiabilidad de los datos obtenidos, en primer lugar, se pretende realizar un benchmarking entre los parámetros de confiabilidad estimados y los publicados por otros investigadores. En segundo lugar, los

registros de incidencias procedentes de la base de datos para el último año no van a ser utilizados para el cálculo de los parámetros de confiabilidad, sino para ser comparados con los resultados estimados por el modelado empleado.

- Aplicación práctica de tasas de fallos en redes reales para la mejora de la continuidad de suministro: la aplicación de las tasas de fallos tiene como principal objetivo estimar el número de incidencias en un sistema eléctrico mientras que la aplicación de los SRTs tiene como principal objetivo evaluar la indisponibilidad de la red. En base a las tasas de fallos, los SRTs y las topologías de red, se calcularán los índices de continuidad de suministro SAIFI y SAIDI, y se realizarán propuestas para un mejor replanteo de la topología de líneas de MT radiales que estén interconectadas a través de un punto frontera. Estos índices serán también empleados para una evaluación de riesgo económico en la red, utilizando *performance-based rates* (PBRs).



## 2. ANÁLISIS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

---

La continuidad de suministro eléctrico y sus correspondientes costes de inversión, planificación y explotación de la red van a verse influenciados principalmente por dos grupos de parámetros, los cuales se enumeran a continuación, [1]:

- Parámetros estructurales: referidos a las características de la infraestructura eléctrica en un área determinada, así como, al emplazamiento de la demanda. También se incluye en este grupo de parámetros a las condiciones ambientales del emplazamiento en cuestión. Estas características son específicas de una zona y, *a priori*, en el momento de realiza un estudio, no es controlable por la distribuidora.
- Parámetros estratégicos: representan la estrategia que sigue la distribuidora para planificar y explotar la red. A diferencia de los anteriores, estos parámetros sí son controlables y pueden ser usados para mejorar la fiabilidad de la red de distribución. Van a depender principalmente de la topología y la estrategia seguida para la operación y explotación de la red.

En base a lo comentado anteriormente, este capítulo tiene por finalidad

establecer las características técnicas de las redes de distribución, así como los distintos elementos que la componen.

En el caso de la presente tesis doctoral, solo se estudiarán las líneas de alta tensión menores o iguales a 20 kV. Se destacan por tanto los siguientes valores de tensión:

- Tensiones nominales de la red inferiores o iguales a 20 kV.
- Tensión más elevada del material: 24 kV.
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 125kV cresta.
- Tensión soportada nominal a frecuencia industria: 50 kV eficaces.

En adelante, el término de media tensión se referirá a niveles entre 1 kV y 20 kV.

## **2.1. Elementos que componen la red de media tensión**

La red de media tensión está compuesta por distintos elementos, los cuales se definen a lo largo de este apartado.

### **2.1.1. Líneas eléctricas**

Aunque existen distintas formas de clasificar las líneas eléctricas, en el presente trabajo se van a clasificar según el medio donde se instalen: subterráneos o aéreos.

#### **2.1.1.1. Líneas subterráneas**

Las características que deben tener estos elementos están contempladas en el Reglamento de líneas de alta tensión, según el RD 223/08 del 15 de febrero, [107]. En adelante, se usará el término cable para referirse a las líneas subterráneas.

Actualmente los cables más empleados se conocen como cables secos por el tipo de aislamiento que utilizan. Generalmente están constituidos, tal y como muestra la Figura 2-1, por las siguientes partes:



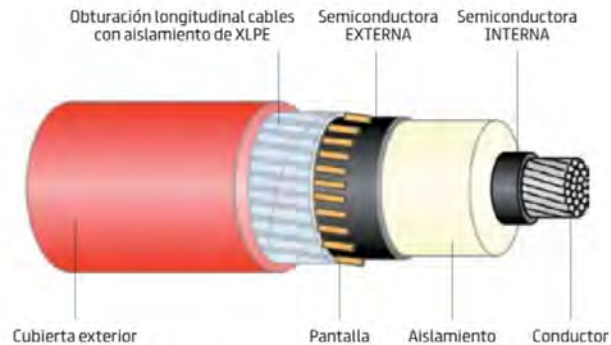


Figura 2-1. Partes de un cable de media tensión. Fuente: catálogo fabricante de cables eléctricos Prysmian.

1. **Conductor:** es el elemento principal; ya que es el encargado de transmitir la energía eléctrica. Están constituidos por cobre o aluminio.
2. **Capa semiconductora:** a partir de la tensión de 3,3 kV los conductores con aislamiento seco cuentan con una capa semiconductora cuya función es doble:
  - a. Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante (efecto corona).
  - b. Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor.
3. **Aislamiento:** el aislamiento más utilizado está constituido por polietileno reticulado (*cross-linked polyethylene*, XLPE), extruido por el proceso de reticulación en seco. En algunos casos, también es utilizado el polietileno (PE) sin reticular, que posee excelentes propiedades eléctricas, resistencia al ozono y al frío.

La gran estabilidad térmica del XLPE le capacita para admitir, en régimen permanente, temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90 °C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250 °C.

Además del XLPE, se emplean otros tipos de aislamientos en menor medida, como el policloruro de vinilo (PVC), el etileno propileno (EPR) y la goma butílica.

4. **Capa semiconductor externa:** la capa semiconductor externa se coloca sobre el aislamiento seco y tiene el propósito de evitar que entre este y la pantalla quede una capa de aire ionizable con zonas de alta sollicitación eléctrica en el seno del aislamiento.
5. **Pantalla metálica:** las pantallas desempeñan distintas funciones, entre las que destacan:
  - a. Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
  - b. Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
  - c. Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
  - d. Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.
  - e. Conducir la corriente de cortocircuito monofásico a tierra.
6. **Envoltura exterior:** proporciona consistencia al cable. Las envolturas más empleadas en los cables pueden ser de PVC o PE.

Relacionado con los cables, existen distintos accesorios de los mismos que también son considerados componentes de la red, entre los que destacan los empalmes, las terminaciones y complementos como los tubos de protección.

Antiguamente eran habituales los cables de aislamiento de papel impregnado en aceite. El papel impregnado fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para el transporte de energía eléctrica y continúa siendo un buen aislamiento para cables de media tensión. Sus principales características son las siguientes:

- a. Alta rigidez dieléctrica.
- b. Bajas pérdidas dieléctricas.
- c. Resistencia elevada a las descargas parciales (ionización).
- d. Posee buenas características térmicas.

Su gran desventaja consiste en que es muy higroscópico y que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas, por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético.

En la actualidad, la tendencia de las distintas compañías eléctricas es la de sustituir los cables de papel impregnado por cables de aislamiento seco, cuando los anteriores dejan de ser aptos para el suministro.

### 2.1.1.2. Líneas aéreas

En esta tesis solo se consideran líneas aéreas de simple circuito.

En una línea aérea, además del conductor, existen otros componentes, tales como empalmes, piezas de conexión, terminales, piezas de derivación, aisladores, herrajes, apoyos, armados, aparata y puestas a tierra. La Figura 2-2 muestra alguno de estos componentes en un apoyo final de línea.



Figura 2-2. Partes de una línea aérea de media tensión.

La tendencia actual de las distribuidoras, para casos de instalaciones dentro de núcleos urbanos, es que las líneas aéreas se sustituyan por líneas subterráneas, debido a motivos legales.

### 2.1.2. Centros de transformación

El centro de transformación (CT) más común se puede dividir en 3 partes según su función:

- Aparata de media tensión.
- Transformador o transformadores.
- Aparata de baja tensión.

La Figura 2-3 y la Figura 2-4 muestran dos configuraciones habituales de CTs.

Los CTs se pueden clasificar atendiendo a la propiedad o al tipo de construcción. Según la propiedad, se tienen los centros de compañía y los particulares. Según el tipo de construcción, los CTs pueden ser a la intemperie, interiores, integrados en edificios, locales prefabricados y de obra civil.

Existen también en la red de media tensión centros de seccionamiento, cuya misión principal es la de seccionar la línea para mejorar la maniobrabilidad de la red. En estos centros, que son propiedad de la compañía, puede haber una o varias de derivaciones de líneas. En ciertas ocasiones van acompañados de transformadores, ya que también pueden ejercer la función de CTs.

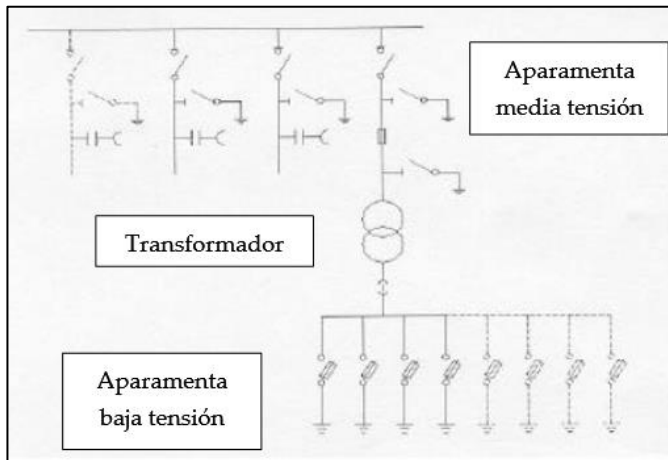


Figura 2-3 CT con dos entradas/salidas, ampliable a una más, y un transformador

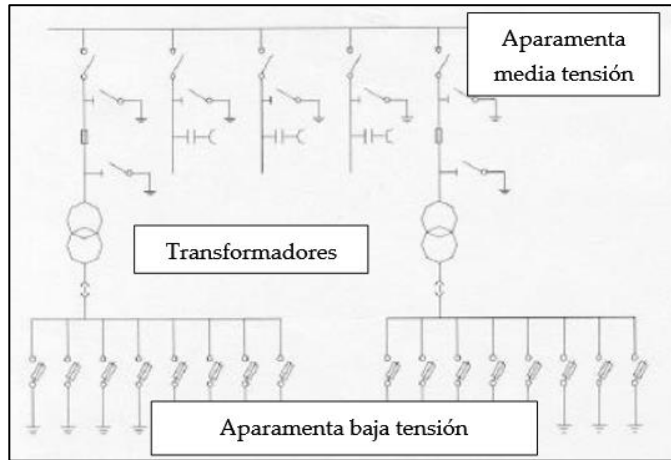


Figura 2-4. CT con dos entradas/salidas, ampliable a una más, y dos transformadores

### 2.1.3. Elementos de maniobra y protección de red

Se presentan a continuación los elementos de maniobra y protección de la red más usados por las distribuidoras.

- **Seccionador:** es un aparato de maniobra que se emplea para abrir o cerrar circuitos en vacío, y además garantizar una distancia de aislamiento adecuada.
- **Interruptor:** es un aparato de maniobra que se emplea para abrir o cerrar circuitos en carga. En ocasiones, este elemento se combina con un relé de protección. De esta forma este elemento se comportaría como un interruptor automático y se emplearía en la protección de las instalaciones frente a corrientes de cortocircuito.
- **Fusibles:** es un dispositivo constituido por un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por efecto Joule, cuando la intensidad supere, por un cortocircuito o un exceso de carga, un determinado valor.

- **Relé:** dispositivo electromecánico o electrónico que se usa para recibir información procedente de la red y enviar las órdenes que fueran necesarias a los elementos de protección.

## 2.2. Topologías de las redes de distribución en media tensión

Se pretende mostrar en este punto las topologías más habituales en redes distribución.

- **Radial:** típica de núcleos rurales. La Figura 2-5 muestra una red con topología radial. Estas redes tienen la ventaja de que la distribución de energía eléctrica es sencilla, aunque tienen diferentes desventajas que puede repercutir sobre la disponibilidad de la red eléctrica. En este sentido, son redes donde solo existe una fuente de alimentación, por lo tanto, una avería en cualquier tramo deja sin servicio al resto de la línea. Además de esto, puede existir una considerable caída de tensión en puntos lejanos a la subestación

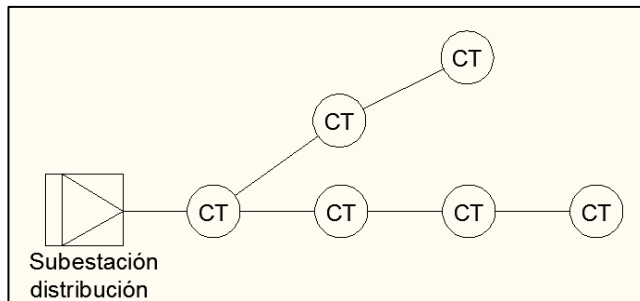


Figura 2-5. Distribución con red radial

- **Anillo:** también conocida como topología en bucle (Figura 2-6). Suelen ser redes situadas en el núcleo de pueblos o ciudades. Entre las ventajas de este tipo de red destacan que todos los CTs tienen un doble suministro dando lugar a una mejor calidad del servicio. Sin embargo, solo existe una fuente de alimentación, por lo que, cualquier fallo, daría lugar a la desconexión de toda la red eléctrica.

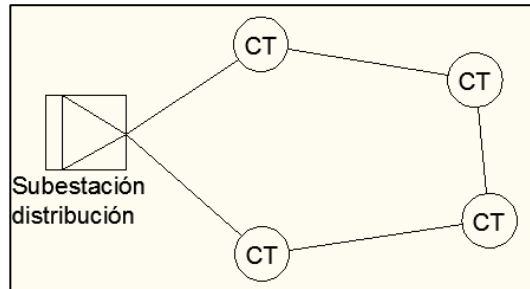


Figura 2-6. Distribución con red en anillo

Es habitual que, aunque la topología sea en anillo, la explotación de la red sea radial, con el fin de reducir el coste asociado. En la Figura 2-7 se puede ver un ejemplo de red en anillo con explotación radial.

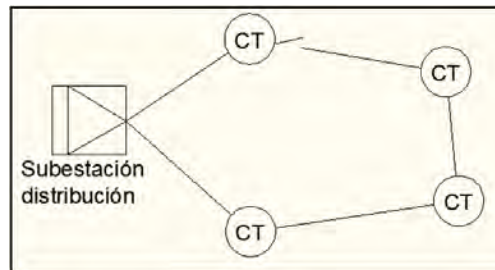


Figura 2-7. Distribución con red en anillo, explotación radial

- **Huso:** este tipo de red implica la existencia de dos fuentes de alimentación lo que se traduce en una mayor calidad del servicio. Sin embargo, es importante considerar los inconvenientes más significativos, como la necesidad de invertir en una segunda subestación y la uniformidad en la sección de los cables. Estos inconvenientes contribuyen a un mayor coste de implementación de este tipo de redes. La Figura 2-8 muestra un ejemplo de este tipo de redes.

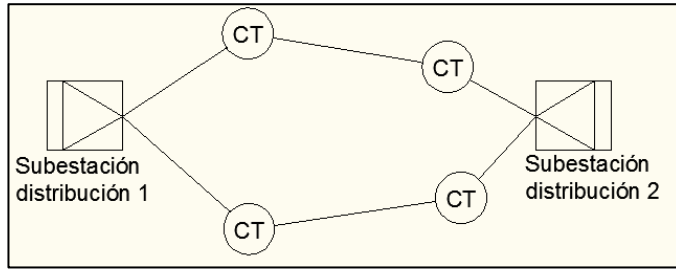


Figura 2-8. Distribución con red en huso

Al igual que en el caso anterior, para este tipo de redes, también se explota la red de forma radial. La Figura 2-9 ilustra un ejemplo de cómo se implementaría esta configuración.

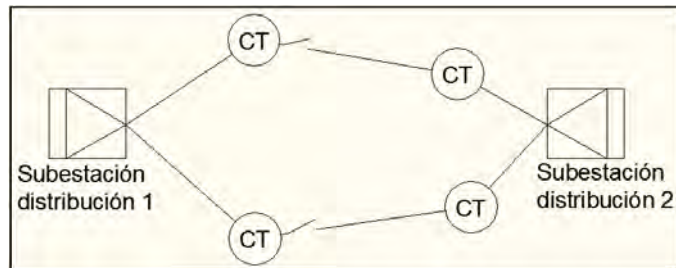


Figura 2-9. Distribución con red en huso, explotación radial

- **Mallada:** toda la red tiene un mayor grado de interconexión comparada con las mostradas anteriormente. La Figura 2-10 muestra un ejemplo de una red mallada.

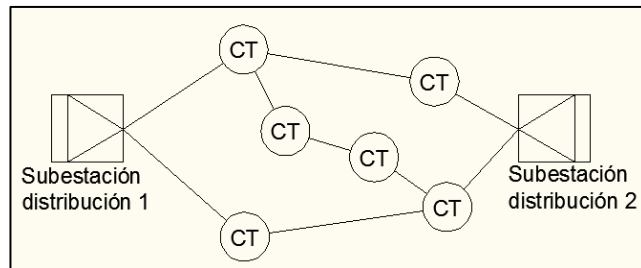


Figura 2-10. Distribución con red mallada



En este tipo de redes, todos los CTs tienen un doble suministro, aumentando de esta forma la calidad del servicio. Como cabría esperar, el principal inconveniente de esta configuración es su elevado coste.

- **Mixta:** esta configuración de red es una combinación de los tipos de explotaciones descritos anteriormente y suele ser la que prevalece en la realidad. La Figura 2-11 ejemplifica este tipo de redes, donde se puede apreciar una red eléctrica compuesta por dos subestaciones que alimentan diferentes tipos de redes, incluyendo radiales, en anillo y malladas. Sin embargo, en todos los casos, estas redes se explotan de manera radial.

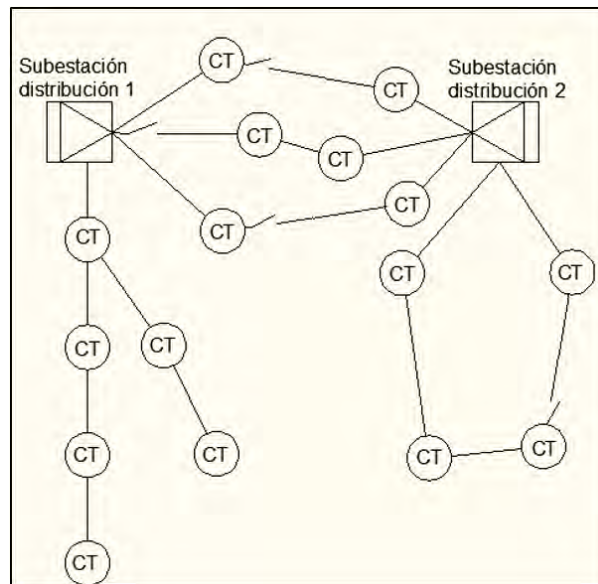


Figura 2-11. Distribución con red mixta, explotación radial

### 2.3. Base de datos de las instalaciones de media tensión

Para el cálculo de los parámetros de confiabilidad, es crucial contar con un conocimiento detallado de las características de la red y la cantidad de elementos que la conforman. Por lo tanto, en esta sección, se abordará la recopilación de datos relativos al número de componentes instalados y utilizados en la red bajo estudio.

Los componentes de la red a cuantificar van a depender principalmente de las averías registradas, así como de la representatividad que muestren las distintas agrupaciones de estos. La base de datos de incidencias disponible contiene el registro de averías ocurridas desde el año 2001 hasta el 2013. El capítulo 3 de la presente tesis doctoral redacta las características de la base de datos de incidencias, mientras que el análisis de averías se presenta en el Anexo I.

Para que los parámetros de confiabilidad puedan ser calculados anualmente, es necesario conocer la cantidad de componentes que han estado en operación durante cada año del periodo de datos disponible en la base de datos de incidencias. En este sentido, si bien los datos y la cantidad de componentes obtenidos en 2013 son precisos, resulta sumamente desafiante rastrear la evolución de estas instalaciones desde 2001 hasta 2012. A continuación, se expondrá el problema que implica validar los datos disponibles sobre la evolución del número de elementos que integran la red durante ese periodo.

### **2.3.1. Problemática para conocer los datos de los elementos y la fiabilidad de estos**

Inicialmente, los datos obtenidos para el año 2013 eran altamente fiables y verificables, ya que provenían de la información más reciente disponible en el sistema. Sin embargo, el desafío se presentaba al intentar recopilar información sobre el estado de la red en años anteriores, ya que se carecía de datos contrastados con esa información.

Las bases de datos empleadas contaban con información sobre fechas de instalación, puesta en servicio y de baja de los distintos componentes. No obstante, algunas de estas fechas no estaban verificadas, y no todos los elementos de la instalación contaban con información actualizada, lo que llevaba a tomar la información como incompleta.

Ante este problema, se emprendió un proceso para verificar la veracidad de los datos y tratar de estimar cómo habían evolucionado las instalaciones desde 2001 hasta 2013.

Se establecieron tres criterios de verificación:

1. Verificación a través de personal técnico de la distribuidora.

2. Uso de herramientas informáticas, como Google Earth.
3. Revisión de proyectos y planos de instalaciones.

A continuación, se describirán las conclusiones obtenidas para cada uno de los criterios establecidos.

### **2.3.1.1. Verificación a través de personal técnico de la distribuidora**

Esta supervisión aporta una gran credibilidad y confiabilidad a los datos recopilados, dado que la experiencia y el conocimiento de estos expertos contribuye significativamente a la verificación y validación de la información, garantizando su precisión y calidad.

### **2.3.1.2. Uso de herramientas informáticas**

Las instalaciones eléctricas en una ciudad guardan una estrecha relación con su desarrollo urbanístico. Es por esta razón que se llevará a cabo un cruce de datos que involucra las fechas de puesta en funcionamiento de los componentes de la red con el crecimiento urbanístico de la ciudad.

La Figura 2-12 ilustra la evolución del desarrollo urbanístico de la ciudad de Sevilla a lo largo del tiempo, proporcionando una visión de cómo ha evolucionado la ciudad con el transcurso de los años. Posteriormente, se representarán geográficamente los diferentes componentes de la red, de los cuales se cuenta con información sobre sus fechas de instalación, comparando con las imágenes anteriores. Este análisis permitirá verificar la congruencia y precisión de dichos datos en relación con la expansión de la ciudad.

Los CTs pueden ser representados usando sus coordenadas geográficas. La base de datos categoriza los CTs en los siguientes rangos de antigüedad: de 1900 a 1990, de 1991 a 2000 y de 2001 a 2013.

Los centros de transformación con fechas de instalación comprendidas entre 1900 y 1990 se representan en la Figura 2-13 mediante puntos verdes. Al analizar los resultados obtenidos, se confirma que la mayoría de los puntos coinciden con el desarrollo urbanístico de la ciudad. No obstante, se identifica una cantidad de puntos que se encuentran fuera del área marcada por el crecimiento de la ciudad. Esto puede explicarse por la inclusión de zonas que antes pertenecían a la periferia de la ciudad y que, con el transcurso de los años, han experimentado un mayor

desarrollo a medida que ha sido necesario.

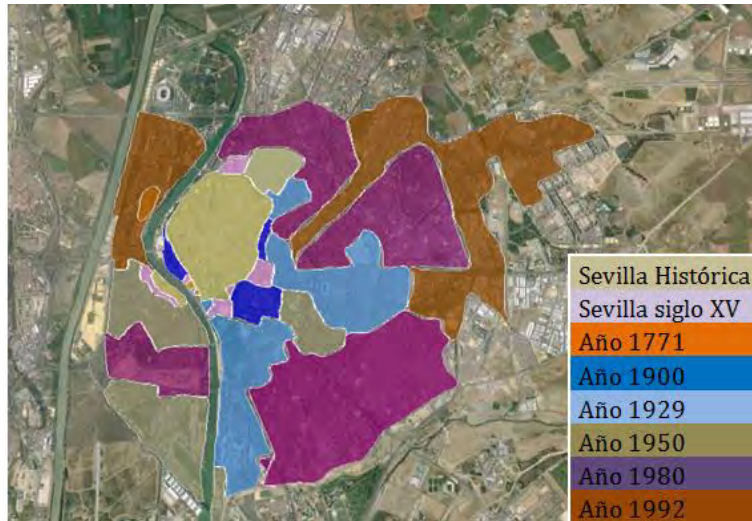


Figura 2-12. Crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla

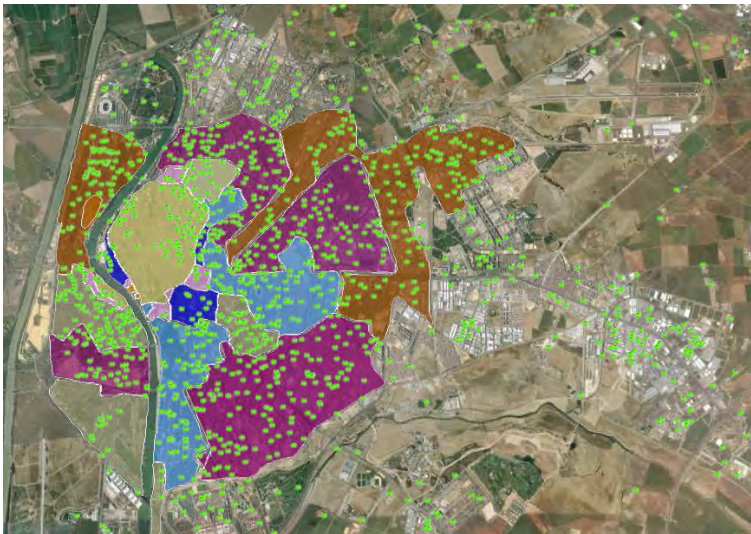


Figura 2-13. Comparación de los CTs instalados en 1900-1990 con el crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla

La Figura 2-14 presenta la ubicación de los centros de transformación instalados entre 1991 y 2000. En este caso, podemos observar que la mayoría de las instalaciones se concentran en el núcleo más antiguo de la ciudad. Esto se debe a la fuerte inversión realizada en el centro de la ciudad durante esos años, lo que contribuyó significativamente a la mejora de la red eléctrica. Los datos en esta etapa muestran una estrecha concordancia con lo que ocurrió en ese período.

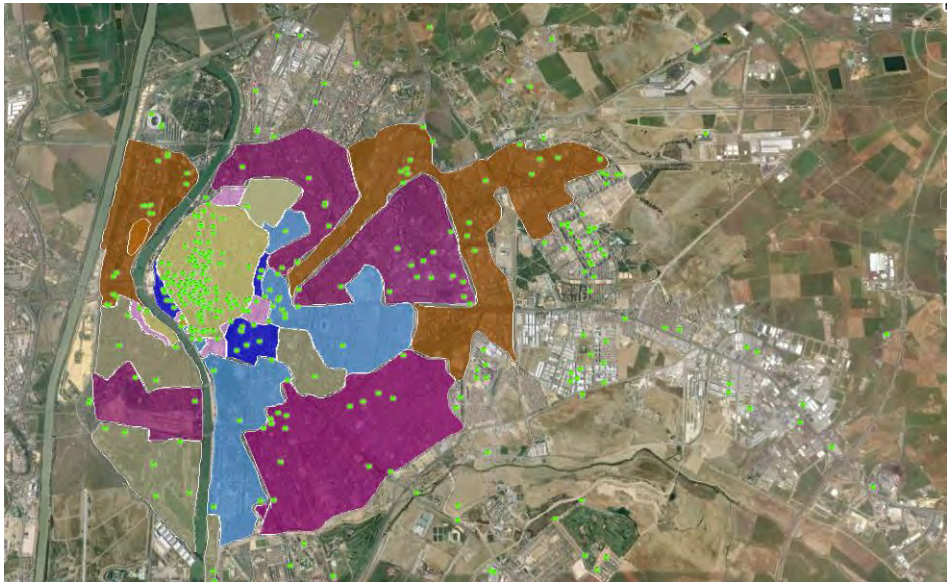


Figura 2-14. Comparación CTs instalados 1991-2000 con crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla

Finalmente, en la Figura 2-15 se representa la ubicación de los centros de transformación instalados entre 2001 y 2013 y el área de influencia marcada por el crecimiento urbano de la ciudad. En esta representación, se aprecian numerosas instalaciones nuevas en el centro de la ciudad, resultado de un proyecto de modernización y mejora de las instalaciones eléctricas.

Además, se pueden identificar puntos en la periferia de la ciudad, lo que sugiere una expansión de la red eléctrica hacia áreas previamente menos desarrolladas. Este crecimiento y expansión de la red eléctrica contribuyó a garantizar una mayor confiabilidad y capacidad de respuesta ante las necesidades energéticas de la ciudad.

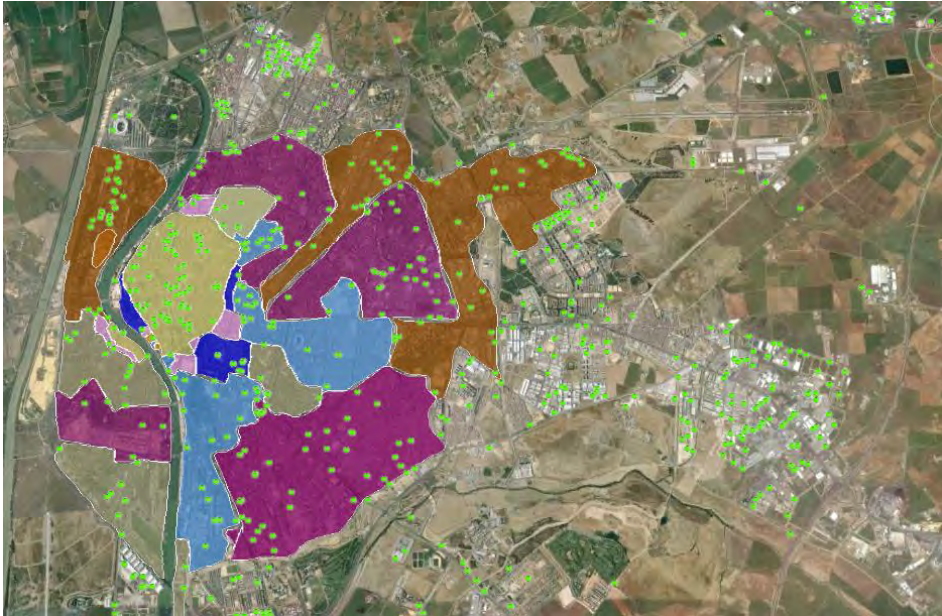


Figura 2-15. Comparación CTs instalados 2001-2013 con crecimiento urbanístico de la ciudad de Sevilla

Se concluye que la información contenida en la base de datos es confiable, ya que se ajusta tanto al crecimiento urbano de la ciudad como a las inversiones realizadas para mejorar la red en diferentes momentos. Sin embargo, es importante destacar que el presente estudio no permite llegar a una conclusión definitiva sobre la total fiabilidad de los datos relacionados con las fechas de puesta en servicio y baja de las instalaciones.

### 2.3.1.3. Revisión de proyectos y planos de instalaciones

En el departamento de planificación de la distribuidora, se consultaron proyectos e inversiones que se llevaron a cabo en la red de media tensión desde 1990 hasta 2013. No obstante, estos datos no se han incluido en el presente documento debido a su carácter confidencial. Con el fin de verificar la exactitud de los datos, las fechas de los proyectos que se consultaron se compararon con las fechas de puesta en servicio de las instalaciones contenidas en la base de datos. Se confirmó que los datos coincidían con los registros de los proyectos, verificando así que la información

disponible sobre las fechas de puesta en servicio de los CTs de la red de media tensión era confiable.

Solamente fue posible realizar comparaciones para aquellas instalaciones con información disponible sobre la fecha de puesta en funcionamiento. Por lo tanto, no se pudo verificar todo el conjunto de datos, y en estos casos se optó por utilizar los datos confirmados del año 2013 como punto de partida y se generó una estimación de cómo ha evolucionado la red eléctrica desde el año 2001 hasta 2013. Esta estimación se basó en datos que fueron comprobados y verificados, permitiendo obtener, al menos, una visión general de la evolución de la red.

### **2.3.2. Cuantificación de los elementos representativos de la red de distribución**

Para poder asignar una tasa de fallos a un conjunto de elementos, es necesaria su consistencia y representatividad a lo largo del tiempo. Por ejemplo, carecería de sentido extraer la tasa de fallos anual de un elemento que es único en toda la red, y que no ha tenido ningún fallo en el periodo bajo estudio, ya que se consideraría como una deficiencia en los datos, [34]. Dicho elemento debería englobarse en un grupo más amplio en el que la información muestral sí sea representativa.

Para lograr la representatividad y realizar las oportunas agrupaciones, se requiere conocer la afinidad entre los distintos elementos. Los criterios contemplados en esta tesis han sido la afinidad funcional y el nivel de tensión. Una vez definidas las agrupaciones representativas, se debe comprobar que existen datos del número de elementos en cada una de ellas.

En el capítulo 3 se profundizará sobre las agrupaciones consideradas para los análisis estadísticos a realizar. A continuación se detallan los distintos elementos contenidos en la red objeto de estudio.

#### **2.3.2.1. Redes subterráneas**

La Tabla 2-1 muestra la longitud, en kilómetros, de la red subterránea, según el tipo de aislamiento, desde el año 2001 hasta el año 2013. Se especifica en esta tabla la longitud correspondiente a los niveles de tensión de 15 y 20 kV. Los datos se han agrupado en dos categorías principales: cables con aislamiento seco y cables de papel impregnado. Sin embargo, existe un conjunto de datos incompletos en el que no se

conoce el tipo de aislamiento de los cables.

Tabla 2-1. Longitud de los cables subterráneos agrupados según el tipo de aislamiento

	Aislamiento seco (km)			Papel impregnado (km)			Sin conocer (km)			Total (km)
	15 kV	20 kV	Total	15 kV	20 kV	Total	15 kV	20 kV	Total	
2001	320,08	569,18	889,26	17,93	37,43	55,35	38,42	46,06	84,47	1029,08
2002	331,64	571,25	902,88	17,93	37,52	55,45	38,42	46,06	84,47	1042,80
2003	344,90	581,58	926,48	17,96	38,02	55,98	38,59	46,06	84,64	1067,10
2004	348,16	593,07	941,22	17,96	37,73	55,69	38,03	45,81	83,84	1080,75
2005	368,14	628,16	996,29	13,00	38,30	51,30	34,06	45,62	79,68	1127,27
2006	367,02	622,78	989,81	10,84	37,14	47,98	34,06	45,61	79,67	1117,45
2007	366,94	630,06	997,01	10,84	36,95	47,79	34,03	45,60	79,64	1124,43
2008	367,76	631,28	999,04	10,46	36,69	47,15	34,03	45,61	79,64	1125,83
2009	376,33	630,10	1006,43	10,46	36,69	47,15	32,84	44,77	77,61	1131,20
2010	385,88	634,61	1020,49	10,46	36,48	46,94	32,90	45,51	78,41	1145,84
2011	422,70	655,11	1077,81	10,45	36,08	46,53	32,90	45,50	78,40	1202,74
2012	449,96	659,84	1109,80	10,45	36,06	46,51	36,01	43,82	79,83	1236,14
2013	457,21	663,93	1121,14	10,23	36,06	46,28	36,17	43,86	80,03	1247,46

A partir de los datos de esta tabla se ha generado el gráfico representado en la Figura 2-16, en el que se ilustra la evolución de la longitud total de la red subterránea desde el año 2001 hasta 2013. Al observar este gráfico, se puede concluir que existe una tendencia creciente en la adopción de este tipo de infraestructuras. Esta tendencia ha sido respaldada por los técnicos de la distribuidora, quienes confirmaron que en las áreas urbanas se intenta evitar el uso de líneas aéreas, o reemplazarlas por instalaciones subterráneas.

En la Tabla 2-1 también se puede comprobar que, en todos los casos, el nivel de tensión más utilizado es 20 kV, y que el tipo de aislamiento más común es el seco.



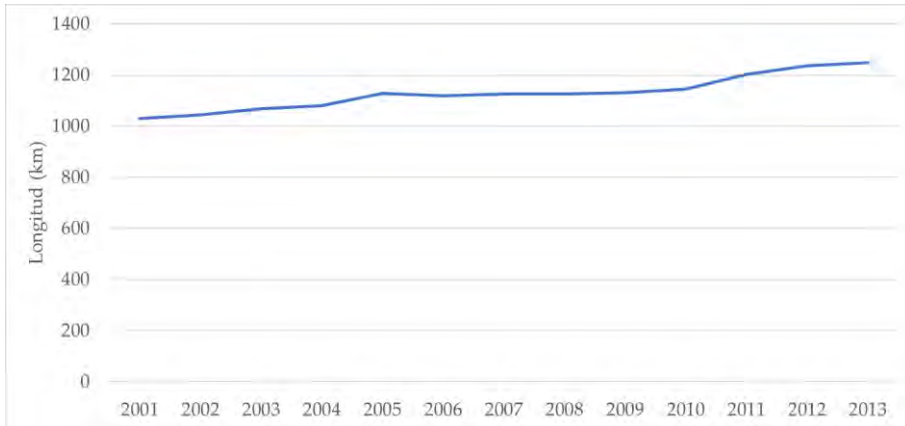


Figura 2-16. Estimación de la evolución temporal de los cables subterráneos

### 2.3.2.2. Líneas aéreas

En el caso de las líneas aéreas se debe destacar que la disponibilidad de datos es notablemente limitada. Esto se debe a que la base de datos correspondiente a las líneas aéreas se encuentra incompleta y carece de información detallada sobre el tipo de conductor utilizado. En esta sección se presentará un resumen de la información disponible. La Tabla 2-2 muestra la evolución de la longitud total de las líneas aéreas para los distintos niveles de tensión, entre los años 2001 y 2013.

De manera similar a lo realizado con las líneas subterráneas, la Tabla 2-3 incluye la longitud de las líneas aéreas para cada tipo de conductor en el año 2013. Sin embargo, la desagregación de datos por tipo de conductor resulta poco práctica en el caso de las líneas aéreas, ya que la base de datos de averías en cables aéreos no incluye información sobre el tipo de conductor en el que se ha producido una avería. Por lo tanto, para el cálculo de las tasas de fallos, se emplearán datos agrupados de líneas aéreas sin considerar el tipo de conductor.

Tabla 2-2. Estimación de la longitud de las líneas aéreas para todo el periodo estudiado

	Longitud líneas aéreas (km)		
	15 kV	20 kV	Total
2001	435,719	14,357	450,076
2002	431,047	13,924	444,971
2003	433,549	13,924	447,473
2004	430,829	13,009	443,838
2005	429,891	12,368	442,259
2006	420,691	12,264	432,955
2007	415,168	12,274	427,442
2008	411,951	12,273	424,224
2009	408,36	11,873	420,233
2010	404,095	11,69	415,785
2011	397,249	11,695	408,944
2012	396,401	11,685	408,086
2013	393,426	10,615	404,041

Tabla 2-3. Tipo de conductor empleado en las líneas aéreas en el año 2013

Conductor (km)	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje	Acumulado
LA 56	180,8480	3,0810	183,9290	45,52%	45,52%
LA 110	161,7080	7,1760	168,8840	41,80%	87,32%
LA 30	40,8830	0,1590	41,0420	10,16%	97,48%
AEREO	3,8680	0,0270	3,8950	0,96%	98,44%
C 50 E	2,0770	0,0900	2,1670	0,54%	98,98%
AER	1,3680	0,0180	1,3860	0,34%	99,32%
LA-80	1,0290	0,0000	1,0290	0,25%	99,58%
LA-95	0,7900	0,0000	0,7900	0,20%	99,77%
C-10	0,4100	0,0000	0,4100	0,10%	99,87%
C-16	0,2770	0,0000	0,2770	0,07%	99,94%
DEF.AER	0,1580	0,0640	0,2220	0,05%	100,00%
LD-54	0,0100	0,0000	0,0100	0,00%	100,00%
Total	393,426	10,615	404,041	-	-

### 2.3.2.3. Centros de transformación

Se dispone de datos actualizados sobre la cantidad de CTs en funcionamiento para el año 2013. Para estimar esta información en años anteriores, se utilizaron las correspondientes fechas de instalación y de baja incluidas en la base de datos inicial. La Tabla 2-4 ilustra la evolución temporal estimada del número de centros de transformación que operan en la red.

La Figura 2-17 presenta la evolución temporal del número de CTs en funcionamiento a lo largo del período de estudio. Este gráfico ilustra claramente la tendencia alcista al número de centros de transformación, un fenómeno impulsado por el desarrollo urbanístico y el incremento de la potencia instalada, destinados a satisfacer una creciente demanda de energía.

Tabla 2-4 Estimación del número de CTs para todo el periodo estudiado

	Número de centros de transformación		
	15 kV	20 kV	TOTAL
2001	1399	1563	2962
2002	1431	1555	2986
2003	1458	1602	3060
2004	1474	1635	3109
2005	1506	1677	3183
2006	1551	1735	3286
2007	1592	1819	3411
2008	1674	1876	3550
2009	1784	1927	3711
2010	1833	1961	3794
2011	1885	2001	3886
2012	1710	2008	3718
2013	1715	2020	3735

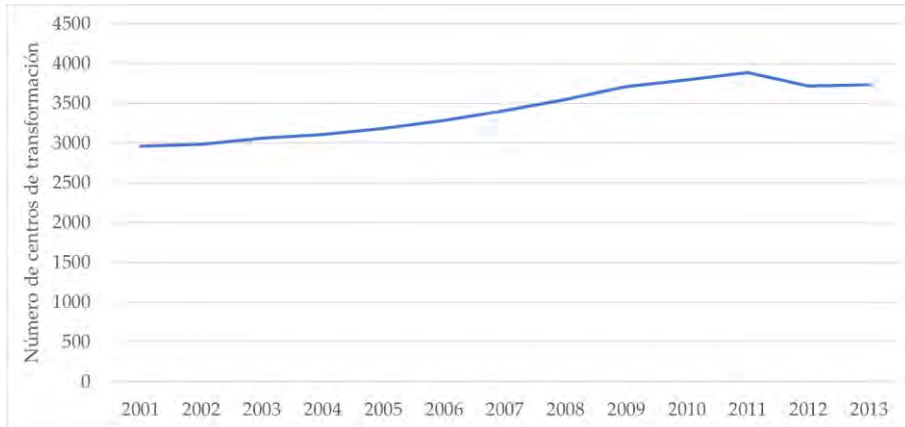


Figura 2-17. Estimación de la evolución temporal del número de CTs usados en la red bajo estudio

En lo que respecta al número de transformadores MT/BT en operación, la Tabla 2-5 muestra la evolución temporal del número estimado de estos elementos.

Tabla 2-5. Estimación del número de transformadores para todo el periodo estudiado

	Número de transformadores		
	15 kV	20 kV	Total
2001	1746	1951	3697
2002	1786	1941	3727
2003	1820	2000	3819
2004	1840	2041	3881
2005	1880	2093	3973
2006	1936	2166	4102
2007	1987	2270	4258
2008	2089	2342	4431
2009	2227	2405	4632
2010	2288	2448	4736
2011	2353	2498	4850
2012	2134	2506	4641
2013	2141	2521	4662

### 2.3.2.4. Elementos de maniobra y protección

La información sobre los elementos de maniobra y protección de la red se obtiene de una base de datos específica para estos componentes. Al igual que en el caso de los transformadores, solo se dispone de datos fiables para los elementos de maniobra y protección para el año 2013. La estimación del número de estos elementos para los años anteriores se realizará en base a la evolución de otras instalaciones con información disponible.

Comenzando con los seccionadores, la Tabla 2-6 muestra la cantidad estimada de estos elementos para cada año.

Tabla 2-6. Estimación del número de seccionadores

	Número de seccionadores		
	15 kV	20 kV	Total
2001	838	39	878
2002	829	38	867
2003	834	38	872
2004	829	36	865
2005	827	34	861
2006	809	34	843
2007	799	34	832
2008	793	34	826
2009	786	32	818
2010	778	32	809
2011	764	32	796
2012	763	32	795
2013	757	29	783

Una consideración similar puede hacerse para los interruptores-seccionadores, incluyendo en la Tabla 2-7 la cantidad de estos elementos.

Finalmente, la Tabla 2-8 presenta los resultados para el caso concreto de interruptores-seccionadores con protección de transformador mediante fusibles.

Tabla 2-7. Estimación del número de interruptores-seccionadores

	Número de interruptores seccionadores		
	15 kV	20 kV	Total
2001	2223	3384	5607
2002	2274	3366	5640
2003	2317	3468	5785
2004	2342	3540	5882
2005	2393	3630	6023
2006	2464	3756	6220
2007	2530	3938	6467
2008	2660	4061	6721
2009	2835	4172	7006
2010	2912	4245	7158
2011	2995	4332	7327
2012	2717	4347	7064
2013	2725	4373	7098

Tabla 2-8. Estimación del número de interruptores-seccionadores con fusible

	Número de interruptores seccionadores con protección mediante fusible		
	15 kV	20 kV	Total
2001	970	1549	2519
2002	992	1541	2533
2003	1011	1588	2599
2004	1022	1620	2642
2005	1044	1662	2706
2006	1075	1720	2795
2007	1104	1803	2907
2008	1161	1859	3020
2009	1237	1910	3147
2010	1271	1944	3214
2011	1307	1983	3290
2012	1186	1990	3176
2013	1189	2002	3191

## 3. BASE DE DATOS DE INCIDENCIAS

---

**E**n este capítulo se va a describir la base de datos con las averías producidas durante el periodo 2001-2013 en la red de distribución bajo estudio, cuyas características principales se han desarrollado en el capítulo anterior. Una vez conocido cómo se registran las incidencias en la base de datos, se podrá comenzar a trabajar con esta información y obtener una caracterización estadística con las metodologías que se presentarán posteriormente en esta tesis.

### **3.1. Base de datos de averías de la compañía distribuidora de energía eléctrica**

El procedimiento que la distribuidora sigue para la implementación de la base de datos, la cual proporciona información sobre las incidencias que ocurren en la red, sigue estrechamente la ORDEN ECO/797/2002, del 22 de marzo de 2002, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, donde se comenta textualmente lo siguiente: “Las compañías distribuidoras deberán disponer de sistemas que, de acuerdo con sus características específicas, permitan recoger información sobre las incidencias que se produzcan en su red de distribución”, [23].

### 3.1.1. Recogida de la información

Los datos del registro de interrupciones provienen de dos fuentes principales:

1. Centros de control, donde se recogen las incidencias relacionadas con la red de MT. Especialmente, para el desarrollo de este trabajo, interesan las incidencias que ocurran en niveles de tensiones entre 15 y 20 kV. Estas incidencias pueden recogerse a través de sistemas de telecontrol o por actuación manual.
2. Centros de atención telefónica al cliente, que recogen principalmente las interrupciones de suministro con impacto en instalaciones de MT y BT y sus afectaciones hasta el punto de conexión con los clientes.

#### 3.1.1.1. Sistema de telecontrol SCADA

El sistema de telecontrol o *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) permite el registro de los datos de las incidencias producidas en la red de forma automática.

El registro cronológico de aperturas y cierres de elementos controlados remotamente del SCADA es una fuente de contraste de los tiempos con relación a las maniobras asociadas a las incidencias ocurridas, con el fin de asegurar la trazabilidad y el seguimiento de la evolución de una incidencia desde su inicio hasta que se repara.

#### 3.1.1.2. Actuación manual

Los datos obtenidos a partir de la actuación manual constituyen una fuente de información de incidencias donde no se dispone de telecontrol en la red o cuando no está operativo.

Los tiempos de inicio y cierre de las maniobras que afectan a las incidencias serán introducidos en el sistema de gestión de la distribución (*distribution management system*, DMS) durante los trabajos de reposición mediante comunicación con el despacho de maniobras de la brigada encargada de reponer el servicio.

Las instalaciones afectadas en cada reposición o corte de suministro serán las que se identifiquen en el sistema DMS durante los trabajos de reposición.

En los casos de actuación manual, no existe una fuente de contraste externa, pero el propio procedimiento de operación asegura, en su cumplimiento, la inmediatez entre la operación en campo y su anotación en el sistema de registro.



### **3.1.1.3. Centro de atención al cliente**

El centro de atención al cliente constituye el medio de comunicación entre la empresa distribuidora y sus clientes, a través del cual los consumidores pueden notificar a la compañía las anomalías producidas en su suministro eléctrico. La sistemática distinguirá entre llamada, en la que el cliente se comunica con el centro de atención, y aviso, cuando el centro de atención transmite la información al centro de control.

Todo aviso de falta de suministro queda asociado a una incidencia. Si la incidencia no se ha detectado y registrado mediante el sistema automático de telecontrol, la hora de comienzo de la incidencia será la del primer aviso.

Las distribuidoras disponen de un sistema que registra automáticamente la fecha y hora del aviso, de forma que se pueda verificar el instante de recepción.

Para la consideración de incidencia y generación de un aviso no se tendrán en cuenta las llamadas en las que la falta de suministro se deba a impago o avería en la instalación del cliente o cuya incidencia haya sido ya identificada, así como las ajenas al sistema de calidad.

### **3.1.2. Almacenamiento de datos**

El principal objeto de este apartado es definir el sistema de almacenamiento que contiene datos relativos a las incidencias que se producen en la red eléctrica y que afectan a la continuidad de suministro. Existen dos categorías para estos datos:

1. Datos de continuidad: es la información de los intervalos horarios de interrupción de suministro y de las instalaciones afectadas asociadas.
2. Datos complementarios: es la información sobre las características de la incidencia (causa, instalación origen, etc.).

Los datos de continuidad tanto de las maniobras con telemando como de las manuales, así como los procedentes del centro de atención al cliente, son recogidos en una aplicación informática auditable. Esta aplicación está diseñada de forma que permita a un tercero independiente verificar todo el proceso de captación, modificación, transmisión, soporte y tratamiento de la información, mediante el almacenamiento de la misma en el período de análisis, para así poder comprobar la compatibilidad y correcta relación de los sistemas afectados (sistema de registro de incidencias, base de datos comercial, base de datos técnica, etc.), de modo que al final

del trabajo de verificación se pueda afirmar con seguridad que la información elaborada por la empresa es fiable.

Además, la mencionada aplicación informática refleja exactamente las instalaciones afectadas por la incidencia, asociadas a los intervalos horarios de interrupción, y las maniobras que modifiquen el estado de afectación de las instalaciones, así como todos los datos adicionales necesarios para cumplir con los requerimientos del Real Decreto 1955/2000, [4].

Tras la cumplimentación de la información de calidad del servicio para una incidencia, se lleva un registro de todos los cambios que afecten a los índices de calidad del servicio. En cada cambio, junto con sus modificaciones se registra la fecha y hora del cambio y la persona que lo realiza.

Cuando se hayan calculado los índices de calidad para un período, la modificación de incidencias es restringida a personal autorizado, quedando todos los cambios registrados. Cualquier modificación posterior de los datos introducidos en el sistema requerirá justificación documental del cambio a realizar.

### **3.1.3. Información básica sobre el registro de incidencias en la red**

La información mínima que estará asociada a una incidencia, para poder disponer de una información auditable, es la siguiente:

- Identificación de la incidencia: mediante un código alfanumérico se identificará inequívocamente la incidencia.
- Intervalos horarios con instalaciones afectadas: una incidencia tiene asociado uno o varios intervalos horarios en los que están afectadas las instalaciones. Esta información se presentará en forma de una tabla de fechas (con formato dd-mm-aaaa) y horas (hh:mm:ss), iniciales y finales, para cada instalación afectada en cada uno de los intervalos horarios de la incidencia.

Se considerarán instalaciones afectadas los CTs de la empresa y las instalaciones de los clientes que se encuentren en servicio en el momento de la incidencia. Una instalación de cliente está en servicio cuando existe una relación contractual válida y en vigor en el momento de la interrupción, independientemente de que se produzca en ese momento demanda efectiva de energía por parte del cliente. En el caso de CTs

de la empresa que tengan más de un transformador, se especificarán los transformadores afectados, y siempre que se haya actuado en un elemento de maniobra de MT. De esta forma se garantiza que queden registradas las interrupciones propias de cada transformador o cliente de MT, con su intervalo horario.

La información asociada a las instalaciones afectadas, necesaria para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro, se registrará en las bases de datos de instalaciones y de clientes de MT de la empresa.

La topología de la red es un aspecto fundamental en el cálculo de las afectaciones de incidencias a partir de la conectividad de los elementos de maniobra de la red. A efectos de trazabilidad, se guardará la relación de CTs tanto de la empresa como del cliente o, en su caso, los puntos de conexión del cliente a la red, afectados en cada incidencia.

Para el cálculo de los índices de calidad de suministro, cuando la incidencia tenga como origen la instalación de un cliente de MT, no se considerará la potencia contratada de este cliente en las potencias afectadas por la incidencia, pero sí la potencia del resto de instalaciones afectadas. Será una incidencia cuya causa está clasificada como terceros (instalación particular). En consecuencia, si la incidencia sólo afecta al cliente y tiene como origen el mismo cliente no se tiene en cuenta para ningún indicador de continuidad de suministro. En estos casos será necesario conservar la documentación soporte necesaria para poder considerar estas incidencias como de terceros.

En el caso de fusión de 1 a 3 fusibles de MT en la red de distribución, se considerará como una interrupción de suministro de las tres fases.

Las maniobras manuales en puntos donde no exista telecontrol tendrán como instantes de realización los correspondientes a la confirmación de la ejecución por el personal que maniobre *in situ*.

La apertura accidental de tramos de línea MT provocada por elementos no telemandados (fusibles, seccionadores, etc.) se contabilizará a partir del instante de recepción del primer aviso de un cliente afectado por la incidencia.

### **3.1.4. Criterios para determinar el número y duración de las interrupciones**

Para el cálculo de los indicadores de continuidad de suministro, se seguirán los siguientes criterios:

1. Las interrupciones de duración igual o inferior a tres minutos no se tendrán en cuenta a ningún efecto, ni para contabilizar el número de interrupciones en el cálculo índices como el SAIFI o el NIEPI, ni su duración para obtener el SAIDI o el TIEPI.
2. La agrupación de interrupciones en una misma incidencia, debiéndose cumplir en todo caso las relaciones temporal y eléctrica, se extenderá hasta la reposición total del servicio, momento en el cual se procede al cierre de la incidencia. Todas aquellas maniobras que se ejecuten orientadas a la reposición del servicio no deben ser computadas en el cálculo de los índices de calidad, por tanto, no se verán reflejadas en este documento.

## **3.2. Límites establecidos para la extracción de datos**

La base de datos almacena y registra información general de averías producidas a nivel nacional. A partir de esta base de datos se obtiene una hoja de incidencias según los límites establecidos en el estudio, los cuales se muestran a continuación:

- Zona de Sevilla capital.
- Media tensión.
- Rango de años de averías, entre 2001 y 2013.
- Incidencias imprevistas: son las incidencias que influyen en el cálculo de los indicadores de desempeño (KPIs) o índices de calidad. Las incidencias programadas no se tendrán en cuenta.
- Incidencias de larga duración, son las incidencias que marcan un tiempo de afectación mayor a 3 min, las cuales intervienen en los indicadores de desempeño (KPIs) o índices de calidad.

En esta hoja de incidencias se encuentra la información relevante para desarrollar el presente estudio. En la hoja de incidencias se puede encontrar la siguiente información: tipo de incidencia, causa que la origina, subestación y línea de MT afectada, componente de la red averiado, y el número de clientes afectados. Para cada incidencia registrada, además de la fecha y hora de ocurrencia, se obtiene información del tiempo de inicio y fin de afectación, así como de las fechas y horas de localización, inicio y final de reparación.

Con el fin de evitar confusiones, a partir de este punto, el término base de datos genérica se empleará para hacer referencia a la base de datos completa, mientras que el término base de datos se utilizará para señalar la base de datos resultante una vez aplicados los filtros descritos.

### **3.3. Registro general de incidencias**

En este punto se realizará un estudio general de todos los datos pertenecientes a la base de datos de la distribuidora. La Tabla 3-1 expone resumidamente el origen de las incidencias que se producen en la red en los distintos niveles de tensión. Las columnas S/C y S/D informan respectivamente de datos sin conocer o sin información sobre el nivel de tensión donde se producen los incidentes. Los registros S/C implican incidencias ocurridas en la red que no han trascendido en ningún nivel de tensión. Un ejemplo podrían ser las incidencias ocurridas en los equipos de protección contra incendios. Los registros S/D implican incidencias cuyos datos están sin información, por lo que no son agrupables en otras columnas. De forma gráfica y más visual, en la Figura 3-1 aparecen también representados estos datos.

Cuando existe una avería en la red, automáticamente se crea una incidencia en el sistema. Para detectar la avería y devolver el servicio a los clientes es necesario realizar maniobras en la red. Cada maniobra en la red lleva asociada otra incidencia, la cual es también registrada en el sistema. En ocasiones, una misma avería puede llevar asociadas varias maniobras lo que da lugar a varios registros de incidencias en el sistema provocados por la misma avería. Este hecho implica que ciertas incidencias registradas como maniobras provengan de las propias averías ocurridas en la red.

Tabla 3-1. Tipo de incidentes registrados 2001/2013

TIPO DE INCIDENTE	Nivel de tensión (kV)								Total
	15	20	25	50	66	132	S/C	S/D	
Anomalía	75	100	0	0	0	0	101	165	441
Avería	1193	1777	0	0	0	0	0	2	2972
Maniobras	1962	2207	1	18	6	3	1	125	4323
Disparo cabecera	281	182	1	2	2	1	0	0	469
Protecciones intermedias	214	166	1	0	0	0	0	0	381
Sin avería	128	79	0	0	2	0	0	0	209
En blanco	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Total</b>	<b>3853</b>	<b>4511</b>	<b>3</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>102</b>	<b>293</b>	<b>8796</b>

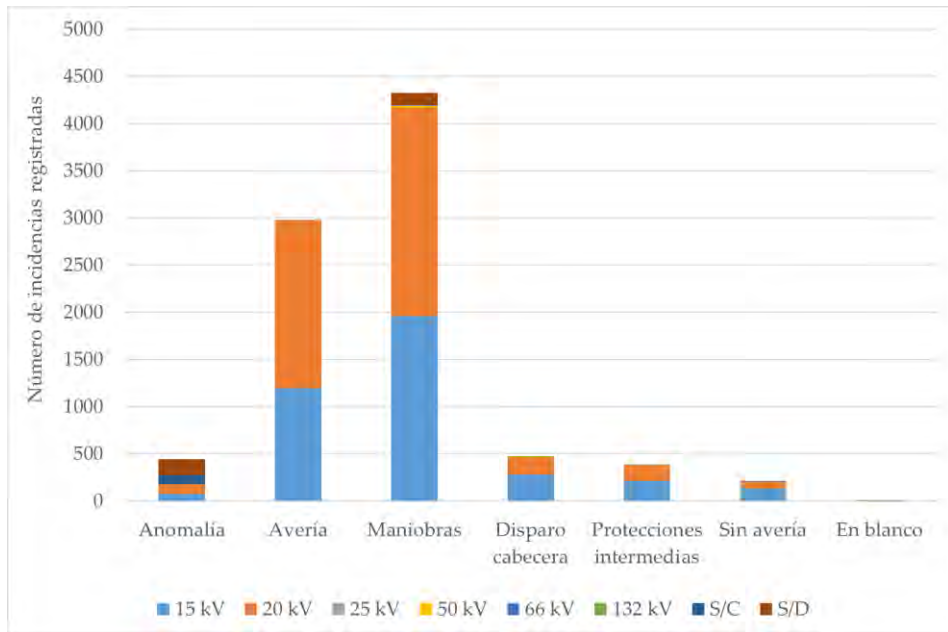


Figura 3-1. Tipo de incidentes registrados

La Figura 3-2 muestra un gráfico circular que compara porcentualmente los tipos de incidencias recogidas. Los dos tipos que más incidencias registran son las averías y las maniobras en la red, ocupando el 33,79 % y 49,15 % de los casos respectivamente. No obstante, el volumen de datos registrados por maniobras en la red va a depender en cierta medida de las averías producidas en la red, dado que, tal y como se indicó anteriormente, después de un fallo en la red, se requieren diversas acciones para restablecer el suministro.

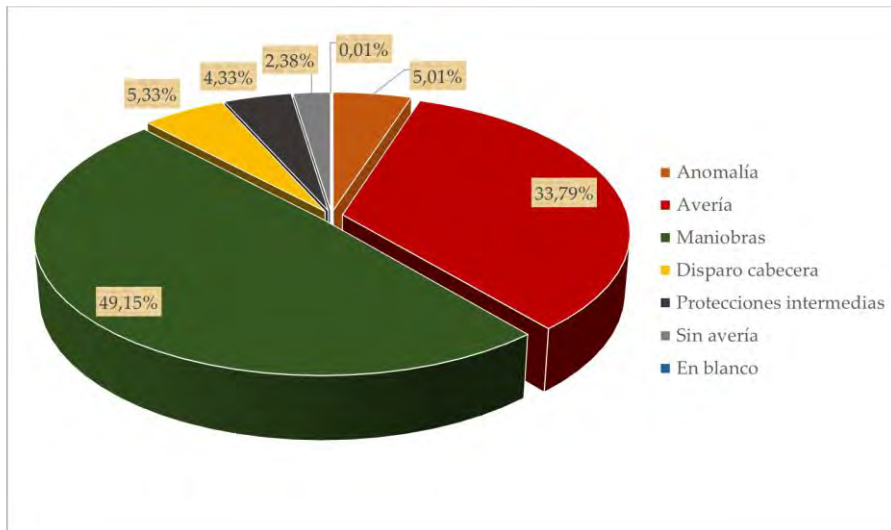


Figura 3-2. Comparación tipos de incidentes registrados

En este estudio solo se estudiarán aquellas incidencias registradas del tipo Avería. Estos datos serán utilizados posteriormente para estimar los parámetros de confiabilidad.

La Tabla 3-2 muestra el registro de incidencias para cada año del periodo estudiado y cada nivel de tensión. Posteriormente, los datos mostrados en la Tabla 3-2 se representarán mediante un gráfico de líneas en la Figura 3-3. En esta figura se puede observar la evolución de los datos registrados, con escasa variación desde el año 2004.

Tabla 3-2. Historial de incidentes registrados anualmente en el periodo 2001/2013

INCIDENTES	Nivel de tensión (kV)								
	15	20	25	50	66	132	S/C	S/D	Total
2001	172	150	1	2	0	1	0	0	326
2002	151	190	0	18	0	0	0	0	359
2003	239	292	0	0	0	0	0	34	565
2004	373	480	0	0	0	0	0	0	853
2005	327	414	0	0	1	0	0	0	742
2006	338	372	0	0	0	0	0	2	712
2007	340	386	0	0	2	1	0	7	736
2008	405	469	0	0	1	2	0	23	900
2009	282	412	0	0	0	0	0	63	757
2010	317	415	0	0	3	0	0	29	764
2011	315	311	2	0	1	0	0	36	665
2012	298	284	0	0	1	0	0	99	682
2013	296	336	0	0	1	0	102	0	735
<b>Total</b>	<b>3853</b>	<b>4511</b>	<b>3</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>102</b>	<b>293</b>	<b>8796</b>

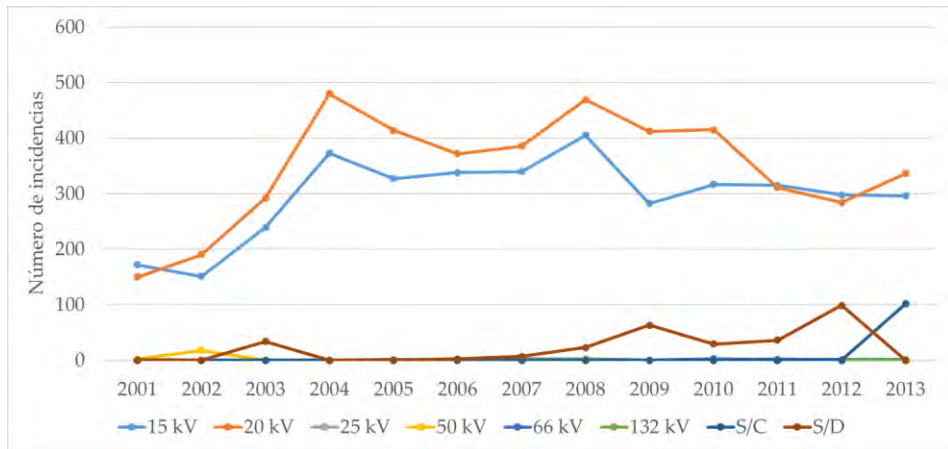


Figura 3-3. Historial de incidentes registrados anualmente en el periodo 2001/2013

A continuación, se va a mostrar la evolución anual de las incidencias registradas en la base de datos atendiendo a su tipo. La Figura 3-4 muestra el gráfico de líneas con la evolución anual del número de incidencias registradas del tipo anomalías. Se



observa que estos incidentes empezaron a registrarse a partir del año 2008. La Figura 3-5 muestra el gráfico de líneas con la evolución anual del número de incidencias registradas del tipo averías. La Figura 3-6 muestra el gráfico de líneas con la evolución anual del número de incidencias registradas del tipo maniobras. Finalmente, la Figura 3-7, la Figura 3-8 y la Figura 3-9 muestran respectivamente los gráficos de líneas con la evolución anual del número de incidencias registradas del tipo disparos en cabecera de línea, protecciones intermedias e incidentes sin averías.

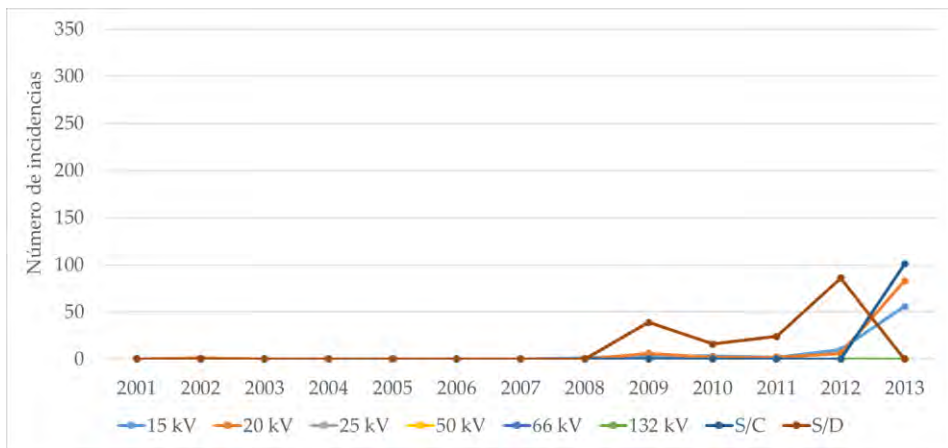


Figura 3-4. Evolución anual de incidentes registrados del tipo anomalía

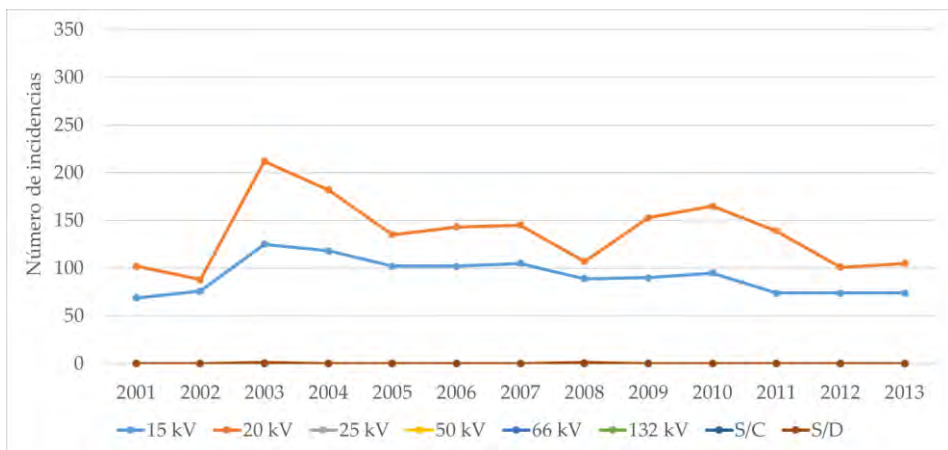


Figura 3-5. Evolución anual de incidentes registrados del tipo avería

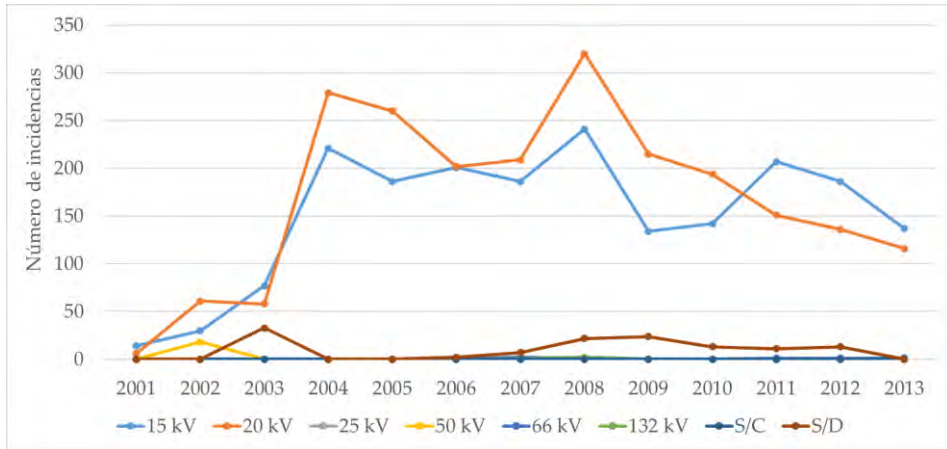


Figura 3-6. Evolución anual de incidentes registrados del tipo maniobras

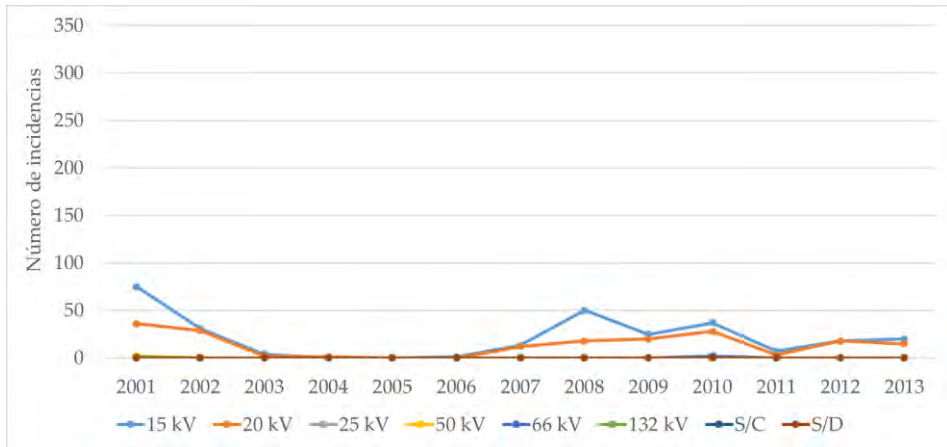


Figura 3-7. Evolución anual de incidentes registrados del tipo disparos de cabecera

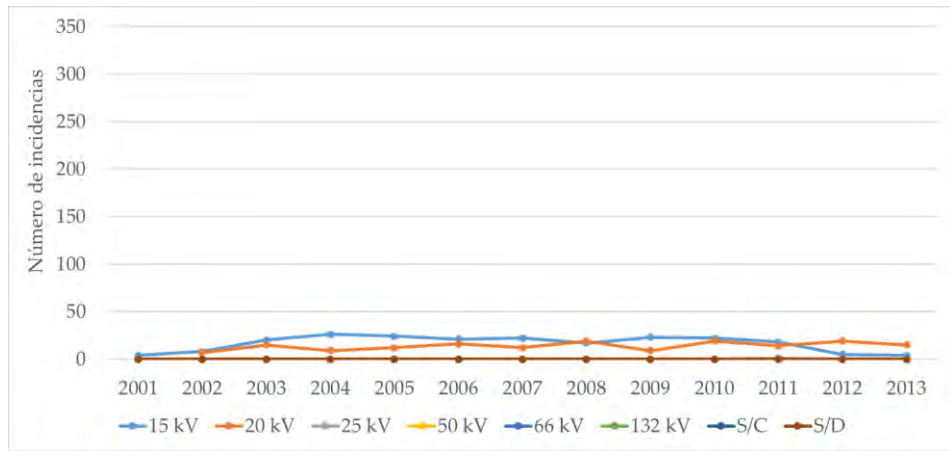


Figura 3-8. Evolución anual de incidentes registrados del tipo protecciones intermedias

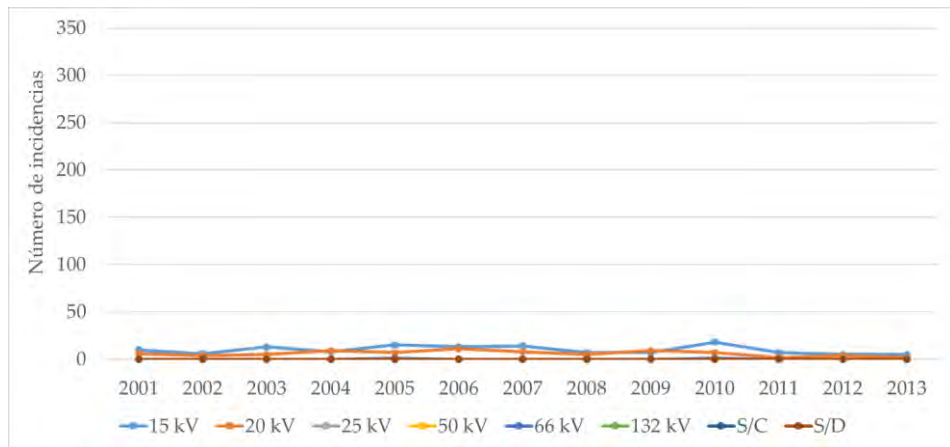


Figura 3-9. Evolución anual de incidentes registrados del tipo incidente sin avería o defecto localizado

Como se ha mencionado anteriormente, tanto el estudio estadístico como la estimación de los parámetros de confiabilidad se realizarán en base al tipo de incidentes registrados como averías. A modo de resumen, esta decisión se ha tomado en base a los siguientes puntos:

- Buena fiabilidad de los datos registrados ya que proceden directamente de la base de datos genérica a nivel nacional de la distribuidora.
- Buen volumen de datos anuales, lo que permitirá la estimación anual de las tasas de fallos.
- Buen volumen de datos totales, lo que permitirá la estimación de los parámetros de confiabilidad temporales para todo el periodo de información disponible.
- Los incidentes registrados como averías acaparan prácticamente el 34 % de los datos registrados.
- Los incidentes registrados como maniobras en la red acaparan casi el 50 % de los datos registrados. Las averías que ocurren en la red generan un impacto en el volumen de estos registros, dado que, después de producirse un fallo, se requieren diversas maniobras para restablecer el suministro. Este hecho implica que ciertas incidencias registradas como maniobras provengan de las propias averías ocurridas en la red. Estos dos tipos de incidencias ocuparían prácticamente el 84 % de los incidentes registrados.

Finalmente, en el Anexo I se presenta un análisis de las averías ocurridas en la red. En dicho análisis se muestran las causas que han dado lugar a las averías para los distintos componentes de la red.

# 4. ESTIMACIÓN DE LAS TASAS DE FALLOS

---

**E**n este capítulo, se presenta el procedimiento seguido para estimar las tasas de fallos de los distintos componentes de la red, así como los resultados obtenidos en la red bajo estudio y el análisis y validación de los estos resultados. Se incluye además un estudio de la tendencia de estas tasas de fallos para ver si se mantienen constantes o no a lo largo del tiempo.

## 4.1. Procedimiento para la estimación de las tasas de fallos

El procedimiento para el cálculo de las tasas de fallos está compuesto de distintas etapas, las cuales se pueden observar en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 4-1.

La primera etapa para el cálculo de las tasas de fallos es el análisis de las bases de datos de la distribuidora que opera en la red bajo estudio. Las bases de datos a estudiar son dos: la que incluye información sobre la red y sus componentes, y la base de datos de incidencias.

La segunda etapa consiste en concatenar las informaciones de ambas bases de datos

y elegir agrupaciones de elementos representativas para calcular sus tasas de fallos anuales,  $\lambda$ . Se han considerado agrupaciones de elementos agregados y de desagregados, siendo estas últimas las obtenidas mediante la división de los distintos grupos agregados.

Las agrupaciones agregadas presentan la información para un conjunto mayor de componentes y son las que comúnmente se presentan en otras bibliografías, tales como [2], [37] y [7]. No obstante, si se tiene disponibilidad de un buen volumen de datos, estas agrupaciones se pueden desagregar en función de la afinidad entre sus componentes. La afinidad de estos elementos puede atribuirse al nivel de tensión, el tipo de aislamiento, conductor, o cualquier similitud que pueda encontrarse, siempre y cuando los datos sean representativos. Cuantos más grupos desagregados se consideren, más cantidad de componentes se van a poder estudiar y comparar, lo que podrá utilizarse específicamente en redes cuyas características sean afines a las agrupaciones, [2].

Con esta distinción entre agrupaciones agregadas y desagregadas se busca que ambas puedan coexistir para que sean aplicadas en función de las características de la red bajo estudio, buscando así una mejor precisión en las estimaciones.

Por último, para completar esta etapa es preciso asegurar que, para cada agrupación, ya sea agregada o desagregada, se tengan datos de incidencias e información de los componentes. Si esto no es posible, es necesario volver a reagrupar los componentes.

En cuanto a la base de datos de incidencias, toda la información sobre las averías ocurridas en la red se presenta y analiza en el Anexo I. No obstante, de forma resumida y esquematizada, se muestra a continuación como se han extraído y ordenado los datos provenientes de la base de datos de incidencias según las agrupaciones realizadas. La base de datos contiene información que puede ser agrupada en tres tipos de instalaciones: cables subterráneos, líneas aéreas y centros de transformación. Los datos proporcionados en cada una de estas instalaciones han servido para obtener la información necesaria en cada grupo, agregado y desagregado.

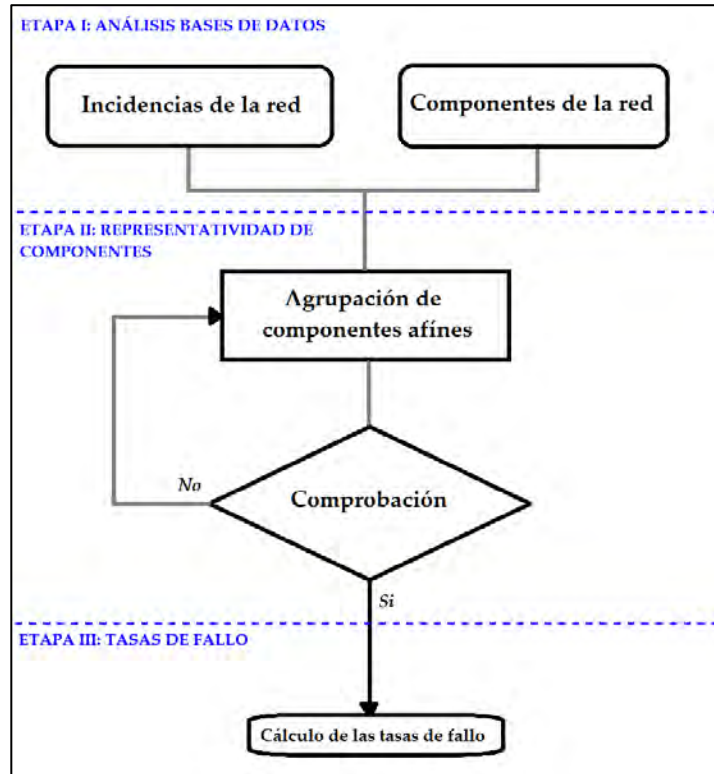


Figura 4-1. Diagrama de flujo del procedimiento para el cálculo de las tasas de fallos.

La Figura 4-2 y la Figura 4-3 muestran cómo se ha organizado la información sobre averías ocurridas en las redes subterráneas en niveles de 15 y 20 kV respectivamente. En ambas figuras puede observarse que se ha realizado una primera distinción dependiendo de si la causa de avería ha sido la degradación del material o de otros tipos, de distinto origen. Para el caso de la degradación y fallo del material, estas se han subdividido en función de si la avería ha ocurrido en un cable con aislamiento seco o de papel impregnado. De esta forma, además de poder aplicar una tasa de fallos para cualquier instalación subterránea, se podría aplicar una tasa de fallos dependiendo de las características del cable. Por ejemplo, no será aplicable una misma tasa de fallos para un cable subterráneo de aislamiento seco que para un cable con aislamiento de papel impregnado en niveles de tensión de 15 o de 20 kV.

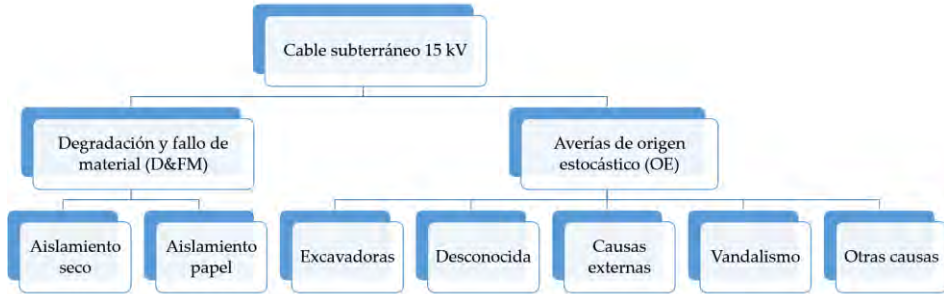


Figura 4-2. Organización de los datos de averías en cables subterráneos en 15 kV.

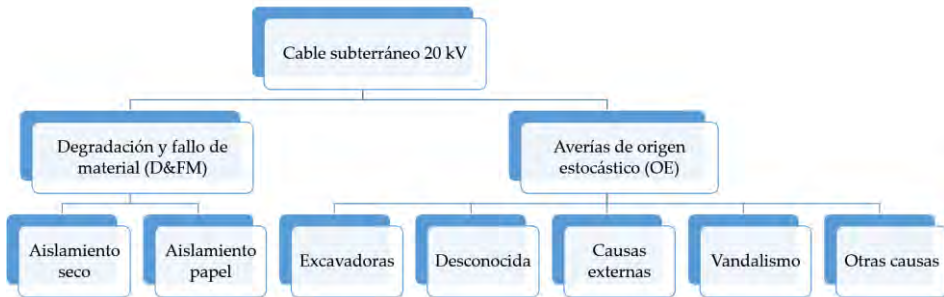


Figura 4-3. Organización de los datos de averías en cables subterráneos en 20 kV

La Figura 4-4 muestra cómo se ha organizado la información sobre averías ocurridas en las líneas aéreas, la cual, por falta de información, solo mostró representatividad para una sola agrupación, la cual incluye todos los elementos enumerados en dicha figura para ambos niveles de tensión, 15 y 20 kV. Tal y como puede observarse en esta figura, la base de datos también aportaba averías sobre elementos de maniobra y protección, los cuales se encontraban como componentes de estas líneas. Estos datos se separaron de esta agrupación y se incluyeron en la agrupación correspondiente a los elementos de maniobra y protección.

De la misma forma que el caso anterior, las causas que originan averías en las líneas aéreas se dividieron en dos grupos, dependiendo de si la avería había sido causada por la degradación del material o por otro tipo de causa.



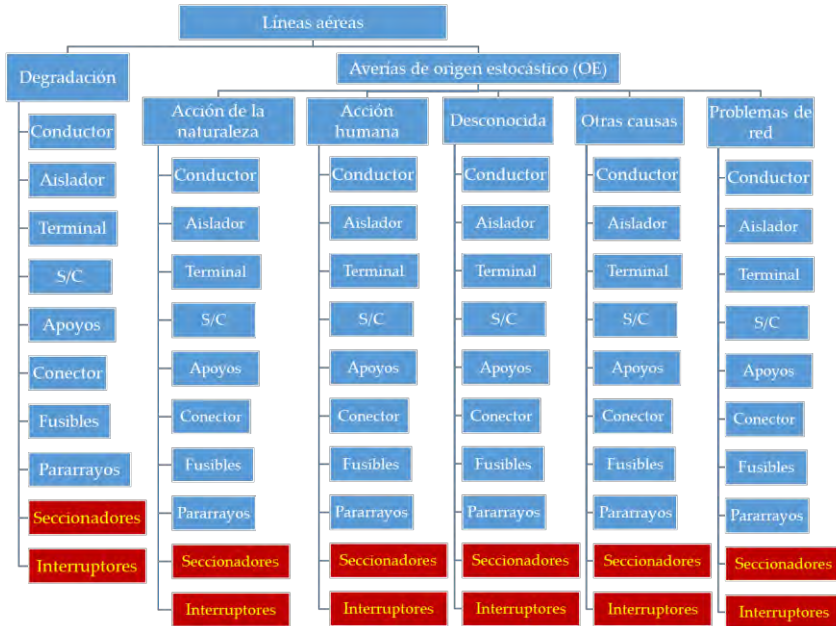


Figura 4-4. Organización de los datos de averías en líneas aéreas

La Figura 4-5 y la Figura 4-6 muestran cómo se ha organizado la información sobre averías de red ocurridas en los centros de transformación en 15 y 20 kV, respectivamente. En esta ocasión, los datos se han dividido en tres agrupaciones: instalaciones en CTs, transformador MT/BT y elementos de maniobra y protección.

La agrupación instalaciones en CTs comprende las averías ocurridas en los componentes que conforman un CT, exceptuando los transformadores MT/BT y los elementos de maniobra y protección. Por su parte, los datos correspondientes a estos últimos también se han separado de esta agrupación y se han incluido en la agrupación correspondiente a elementos de maniobra y protección.

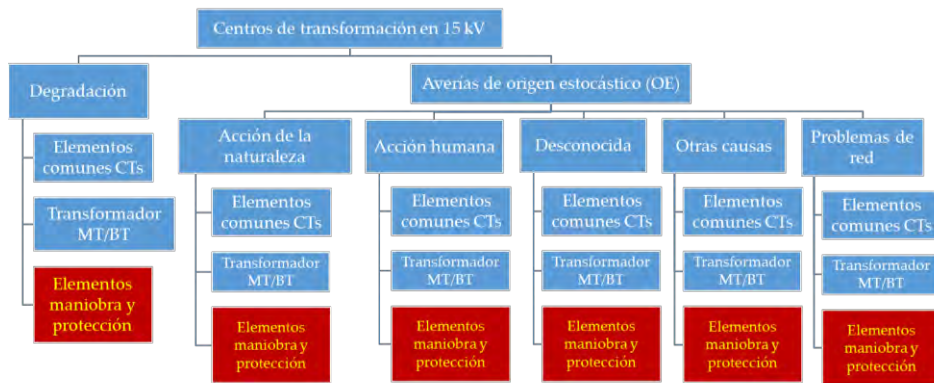


Figura 4-5. Organización de los datos en los centros de transformación en 15 kV

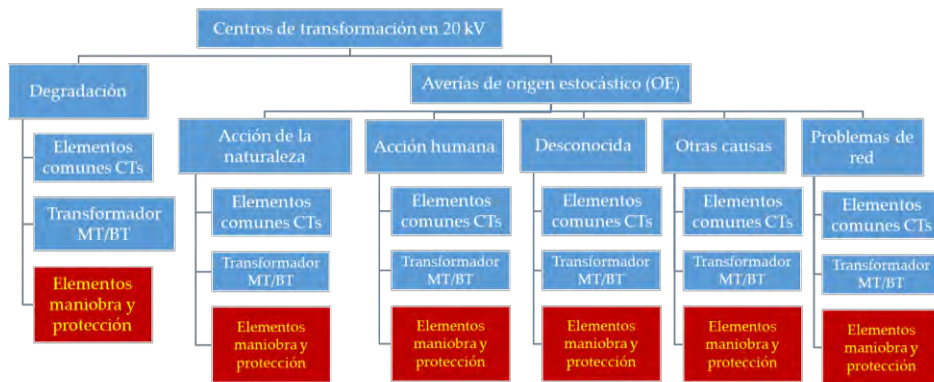


Figura 4-6. Organización de los datos en los centros de transformación en 20 kV

La Figura 4-7 y la Figura 4-8 muestran cómo se ha organizado la información sobre averías de red ocurridas en los elementos de maniobra y protección en 15 y 20 kV, respectivamente. Las agrupaciones realizadas en este caso son las siguientes: seccionador, interruptor seccionador e interruptor seccionador con protección mediante fusible.

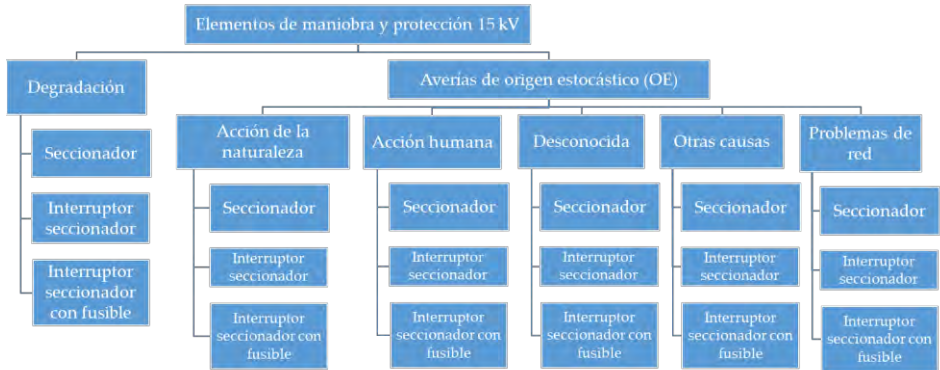


Figura 4-7. Organización de los datos de los elementos de maniobra y protección en 15 kV

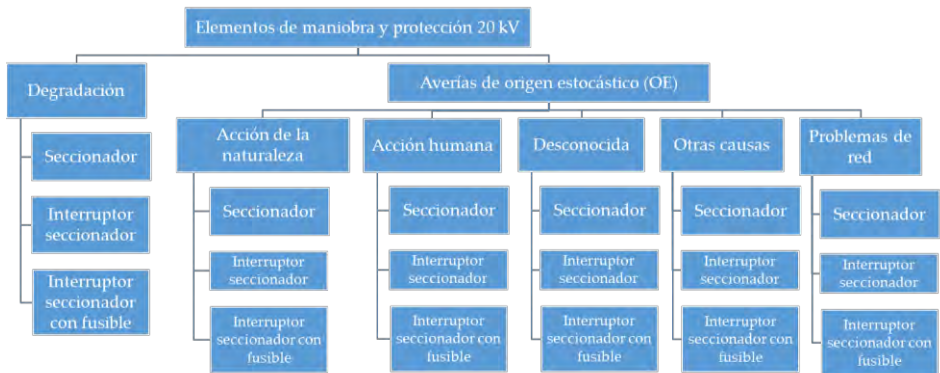


Figura 4-7. Organización de los datos de los elementos de maniobra y protección en 20 kV

Una vez organizados los datos de averías y confirmada la disponibilidad de la información de las agrupaciones realizadas, se obtuvieron las siguientes agrupaciones agregadas y desagregadas:

- Cable subterráneo (*underground cable*, UC 15/20kV). Esta agrupación agregada contiene las siguientes desagregadas:
  - Cable subterráneo de aislamiento seco para tensiones de 15 kV, (*thermoplastic and thermosetting insulated cable*, TTI 15kV).
  - Cable subterráneo de aislamiento seco para tensiones de 20 kV, (*thermoplastic and thermosetting insulated cable*, TTI 20kV).

- Cable subterráneo de papel impregnado para tensiones de 15 kV (*oil-paper insulation cable*, OPI 15kV).
  - Cable subterráneo de papel impregnado para tensiones de 20 kV (*oil-paper insulation cable*, OPI 20kV).
- Línea aérea (*overhead line*, OL 15/20kV).
- Elementos comunes en centros de transformación (*substation common electrical devices*, SCED 15/20kV). Se considera una agrupación agregada que contiene las siguientes desagregadas:
  - Elementos comunes en centros de transformación para niveles de tensión en 15 kV (SCED 15kV).
  - Elementos comunes en centros de transformación para niveles de tensión en 20 kV (SCED 20kV).
- Transformadores MT/BT (*MT/BT transformers*, TR 15/20kV). Se considera una agrupación agregada que contiene las siguientes desagregadas:
  - Transformadores MT/BT para niveles de tensión en 15 kV (TR 15kV).
  - Transformadores MT/BT para niveles de tensión en 20 kV (TR 20kV).
- Seccionador (*isolating switches*, IS 15/20kV). Se considera una agrupación agregada que contiene las siguientes desagregadas:
  - Seccionador para niveles de tensión de 15 kV (IS 15kV).
  - Seccionador para niveles de tensión de 20 kV (IS 20kV).
- Interruptor seccionado (*load-break switches*, LBS 15/20kV). Se considera una agrupación agregada que contiene las siguientes desagregadas:
  - Interruptor seccionador para niveles de tensión de 15 kV (LBS 15kV).
  - Interruptor seccionador para niveles de tensión de 20 kV (LBS 20kV).
- Interruptor seccionador con protección mediante fusible (*fuse load-break switches*, FLBS 15/20kV). Se considera una agrupación agregada que

contiene las siguientes desagregadas:

- Interruptor seccionador con protección mediante fusible para niveles de tensión de 15 kV (FLBS 15kV).
- Interruptor seccionador con protección mediante fusible para niveles de tensión de 20 kV (FLBS 20kV).

Como resumen de los datos de averías incluidos en el Anexo I, se muestra en la Tabla 4-1 el número de averías de los grupos, agregados y desagregados, anteriormente mencionados. La Tabla 4-2 y la Tabla 4-3 muestran, para cada agrupación, las averías producidas por degradación de material y otras causas, respectivamente. Finalmente, en base a lo descrito en el capítulo 2, la Tabla 4-4 muestra el número de componentes para cada una de las agrupaciones realizadas.

Tabla 4-1. Resumen de averías por agrupación

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>UC 15/20kV</b>	<b>140</b>	<b>120</b>	<b>203</b>	<b>179</b>	<b>143</b>	<b>157</b>	<b>170</b>	<b>121</b>	<b>160</b>	<b>163</b>	<b>130</b>	<b>96</b>
TTI 15 kV	43	39	53	48	37	41	41	35	33	30	17	13
TTI 20 kV	90	77	115	105	95	106	90	62	98	110	92	57
OPI 15 kV	3	0	0	2	0	0	7	1	0	2	1	1
OPI 20 kV	0	0	0	2	1	3	5	10	11	6	5	7
<b>OL 15/20kV</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>27</b>	<b>33</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>29</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>25</b>	<b>17</b>	<b>25</b>
<b>SCED 15/20 kV</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>19</b>	<b>13</b>
SCEL 15 kV	2	5	3	5	5	3		2	1	3	10	6
SCEL 20 kV	4	4	17	7	5	4	2	4	7	5	9	7
<b>TR 15/20kV</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>29</b>	<b>33</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>7</b>
TR 15 kV	3	2	13	14	8	13	5	5	7	13	11	4
TR 20 kV	2	3	16	19	11	8	5	5	11	4	7	3
<b>IS 15/20kV</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>6</b>
IS 15 kV	3	0	9	7	6	3	6	9	5	10	8	6
IS 20 kV	0	2	3	0	0	0	0	0	0	1	1	0
<b>LBS 15/20kV</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>4</b>
LBS 15 kV	1	2	2	3	8	7	0	2	4	0	4	0
LBS 20 kV	0	1	2	9	2	7	4	7	2	13	2	4
<b>FLBS 15/20kV</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
FLBS 15 kV	0	0	1	2	0	3	2	2	0	0	0	0
FLBS 20 kV	0	0	3	3	3	1	6	2	2	1	0	0

Tabla 4-2. Resumen de averías por degradación de material por agrupación

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>UC 15/20kV</b>	<b>103</b>	<b>69</b>	<b>130</b>	<b>102</b>	<b>53</b>	<b>62</b>	<b>60</b>	<b>66</b>	<b>107</b>	<b>114</b>	<b>93</b>	<b>78</b>
TTI 15 kV	32	24	34	18	14	11	6	17	17	14	7	4
TTI 20 kV	65	43	68	67	32	45	34	31	68	81	68	51
OPI 15 kV	3	0	0	2	0	0	7	1	0	2	1	1
OPI 20 kV	0	0	0	0	0	1	3	6	9	6	2	6
<b>OL 15/20kV</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>8</b>	<b>14</b>
<b>SCED 15/20 kV</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
SCEL 15 kV	1	1	2	2	2	2	0	0	1	1	1	1
SCEL 20 kV	1	3	5	4	1	2	0	1	4	2	5	5
<b>TR 15/20kV</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>4</b>
TR 15 kV	1	1	11	7	5	8	2	2	6	7	5	2
TR 20 kV	1	2	11	14	5	5	4	1	8	4	4	2
<b>IS 15/20kV</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>6</b>
IS 15 kV	1	0	6	6	4	2	2	7	4	6	4	6
IS 20 kV	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>LBS 15/20kV</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
LBS 15 kV	1	1	1	2	6	3	0	1	3	0	2	0
LBS 20 kV	0	0	1	6	1	4	3	6	1	7	2	4
<b>FLBS 15/20kV</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
FLBS 15 kV	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLBS 20 kV	0	0	3	1	2	1	2	2	1	0	0	0

Tabla 4-3. Resumen de averías por otras causas por agrupación

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>UC 15/20kV</b>	<b>37</b>	<b>51</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>90</b>	<b>95</b>	<b>110</b>	<b>55</b>	<b>53</b>	<b>49</b>	<b>37</b>	<b>18</b>
TTI 15 kV	11	15	19	30	23	30	35	18	16	16	10	9
TTI 20 kV	25	34	47	38	63	61	56	31	30	29	24	6
OPI 15 kV	0	0	0	1	0	0	5	0	0	1	0	0
OPI 20 kV	0	0	0	2	1	2	2	4	2	0	3	1
<b>OL 15/20kV</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>11</b>
<b>SCED 15/20 kV</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>7</b>
SCEL 15 kV	1	4	1	3	3	1	0	2	0	2	9	5
SCEL 20 kV	3	1	12	3	4	2	2	3	3	3	4	2
<b>TR 15/20kV</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>3</b>
TR 15 kV	2	1	2	7	3	5	3	3	1	6	6	2
TR 20 kV	1	1	5	5	6	3	1	4	3	0	3	1

Tabla 4-3. Resumen de averías por otras causas por agrupación (continuación)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>IS 15/20kV</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>0</b>
IS 15 kV	2	0	3	1	2	1	4	2	1	4	4	0
IS 20 kV	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0
<b>LBS 15/20kV</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>0</b>
LBS 15 kV	0	1	1	1	2	4	0	1	1	0	2	0
LBS 20 kV	0	1	1	3	1	3	1	1	1	6	0	0
<b>FLBS 15/20kV</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
FLBS 15 kV	0	0	0	2	0	3	2	2	0	0	0	0
FLBS 20 kV	0	0	0	2	1	0	4	0	1	1	0	0

Tabla 4-4. Resumen del número de componentes de la red de distribución

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>UC 15/20kV</b>	<b>1029</b>	<b>1043</b>	<b>1067</b>	<b>1081</b>	<b>1127</b>	<b>1117</b>	<b>1124</b>	<b>1126</b>	<b>1131</b>	<b>1146</b>	<b>1203</b>	<b>1236</b>
TTI 15 kV	320	332	345	348	368	367	367	368	376	386	423	450
TTI 20 kV	569	571	582	593	628	623	630	631	630	635	655	660
OPI 15 kV	18	18	18	18	13	11	11	10	10	10	10	10
OPI 20 kV	37	38	38	38	38	37	37	37	37	36	36	36
<b>OL 15/20kV</b>	<b>450</b>	<b>445</b>	<b>447</b>	<b>444</b>	<b>442</b>	<b>433</b>	<b>427</b>	<b>424</b>	<b>420</b>	<b>416</b>	<b>409</b>	<b>408</b>
<b>SCED 15/20 kV</b>	<b>2962</b>	<b>2986</b>	<b>3060</b>	<b>3109</b>	<b>3183</b>	<b>3286</b>	<b>3411</b>	<b>3550</b>	<b>3711</b>	<b>3794</b>	<b>3886</b>	<b>3718</b>
SCEL 15 kV	1399	1431	1458	1474	1506	1551	1592	1674	1784	1833	1885	1710
SCEL 20 kV	1563	1555	1602	1635	1677	1735	1819	1876	1927	1961	2001	2008
<b>TR 15/20kV</b>	<b>3697</b>	<b>3727</b>	<b>3819</b>	<b>3881</b>	<b>3973</b>	<b>4102</b>	<b>4258</b>	<b>4431</b>	<b>4632</b>	<b>4736</b>	<b>4850</b>	<b>4641</b>
TR 15 kV	1746	1786	1820	1840	1880	1936	1987	2089	2227	2288	2353	2134
TR 20 kV	1951	1941	2000	2041	2093	2166	2270	2342	2405	2448	2498	2506
<b>IS 15/20kV</b>	<b>878</b>	<b>867</b>	<b>872</b>	<b>865</b>	<b>861</b>	<b>843</b>	<b>832</b>	<b>826</b>	<b>818</b>	<b>809</b>	<b>796</b>	<b>795</b>
IS 15 kV	838	829	834	829	827	809	799	793	786	778	764	763
IS 20 kV	39	38	38	36	34	34	34	34	32	32	32	32
<b>LBS 15/20kV</b>	<b>5607</b>	<b>5640</b>	<b>5785</b>	<b>5882</b>	<b>6023</b>	<b>6220</b>	<b>6467</b>	<b>6721</b>	<b>7006</b>	<b>7158</b>	<b>7327</b>	<b>7064</b>
LBS 15 kV	2223	2274	2317	2342	2393	2464	2530	2660	2835	2912	2995	2717
LBS 20 kV	3384	3366	3468	3540	3630	3756	3938	4061	4172	4245	4332	4347
<b>FLBS 15/20kV</b>	<b>2519</b>	<b>2533</b>	<b>2599</b>	<b>2642</b>	<b>2706</b>	<b>2795</b>	<b>2907</b>	<b>3020</b>	<b>3147</b>	<b>3214</b>	<b>3290</b>	<b>3176</b>
FLBS 15 kV	970	992	1011	1022	1044	1075	1104	1161	1237	1271	1307	1186
FLBS 20 kV	1549	1541	1588	1620	1662	1720	1803	1859	1910	1944	1983	1990

Después de haber definido las agrupaciones tanto agregadas como desagregadas, se procede a calcular las tasas de fallos anuales para cada una de ellas.

En el caso de las agrupaciones agregadas, dependiendo del tipo de elemento o agrupación, la expresión genérica del cálculo de las tasas de fallos usada en [50] se ha adaptado para el caso de los cables subterráneos y líneas aéreas, obteniendo la siguiente expresión:

$$\lambda_i = \frac{\#averías\ ocasionadas\ en\ líneas\ o\ cables}{longitud\ total\ (km)} \quad (\text{fallo/km})$$

Mientras que para el resto de las componentes se tiene:

$$\lambda_i = \frac{\#averías\ en\ la\ agrupación\ i}{\#elementos\ de\ la\ agrupación\ i} \quad (\text{fallo/agrupación})$$

Para el caso de las agrupaciones desagregadas, se ha realizado una pequeña modificación con respecto a las expresiones anteriores.

El valor de la tasa de fallos de un componente puede considerarse como la suma de las tasas de fallos de las distintas causas que originan las averías. Por ejemplo, para un transformador, la tasa de fallos general para averías permanentes es la suma de tasas de fallos debidas a las diferentes causas que pueden provocar averías, como la degradación, caída de rayos, influencia de animales, así como otras posibles causas de origen estocástico, [31].

Por lo tanto, la tasa de fallos de cada grupo desagregado se calcula sumando la tasa de fallos debida a la degradación y al fallo del material de ese grupo desagregado, y la tasa de fallos debida a eventos aleatorios (causas estocásticas) que hayan ocurrido en el grupo agregado al cual pertenece. De esta forma, la probabilidad de que ocurran averías con causas estocásticas en los grupos desagregados queda repartidas de manera equitativa. Matemáticamente, la tasa de fallos de las agrupaciones desagregadas se va a calcular como:

$$\lambda_{i-des} = \lambda_{i-des}(\text{fallo y degradación material}) + \lambda_{i-agr}(\text{causas estocásticas})$$

Donde, para el caso de las líneas:

$$\lambda_{i-des} = \frac{\#avería\ por\ degradación\ para\ cada\ grupo\ desagregado\ i}{longitud\ total\ del\ grupo\ desagregado\ (km)} \quad (\text{fallo /km})$$



$$\lambda_{i-agr} = \frac{\#avería \text{ por causa estocástica de su grupo agregado } i}{\text{longitud total del grupo agregado } i \text{ (km)}} \quad (\text{fallo/km})$$

Y para el caso del resto de componentes se expresa:

$$\lambda_{i-des} = \frac{\#avería \text{ por degradación para cada grupo desagregado } i}{\text{elementos del grupo desagregado } i / \text{agrupación}} \quad (\text{fallo})$$

$$\lambda_{i-agr} = \frac{\#avería \text{ por causas estocásticas de su grupo agregado } i}{\text{elementos del grupo agregado } i / \text{agrupación}} \quad (\text{fallo})$$

Se establecerá el valor promedio de los años estudiados como la tasa de fallos resultante de cada agrupación. La base de datos dispone de un total de 13 años de registro. Para el cálculo de las tasas de fallos se van a utilizar los datos desde 2001 hasta 2012, mientras que los datos de 2013 se utilizarán para la validación de los resultados obtenidos. Además del valor medio, para cada agrupación se van a calcular los límites inferiores y superiores para un intervalo de confianza del 95%, así como el valor extremo mínimo y el valor extremo máximo.

Aunque sea común utilizar la media como valor resultante, [65], puede ser de utilidad obtener un intervalo de confianza basado en la media de las tasas de fallos obtenidas. Para el caso que ocupa esta tesis, el cálculo de los intervalos de confianza no requiere realizar un muestreo aleatorio a lo largo de varios años, como se hizo en [65], ya que en esta ocasión tenemos datos reales disponibles para un total de 12 años. Sin embargo, en lugar de emplear una distribución normal para establecer los intervalos de confianza de las medias muestrales para cada agrupación (como sí se considera en la referencia), se ha optado por utilizar una distribución t de Student. Esta distribución es muy similar a la distribución normal, que surge del problema de estimar la media de una población normalmente distribuida cuando el tamaño de la muestra es pequeño y la desviación estándar poblacional es desconocida, tal y como es el caso de estudio. El valor de los intervalos de confianza de las tasas de fallos obtenidas en cada agrupación son los siguientes:

$$\lambda_L = \bar{X} - t_{n-1, 1-\alpha/2} \frac{S}{\sqrt{n}} \quad (4-1)$$

$$\lambda_U = \bar{X} + t_{n-1, 1-\alpha/2} \frac{S}{\sqrt{n}} \quad (4-2)$$

Donde  $\bar{X}$  es la media muestral, S es la desviación típica de la muestra, n el número de muestras y  $\alpha$  el nivel de significancia para un intervalo de confianza del  $(1 - \alpha)100$  % de confianza.

## 4.2. Resultados obtenidos

Los resultados obtenidos se incluyen en la Tabla 4-5, la cual muestra, para cada agrupación de elementos, el valor promedio,  $\bar{\lambda}$ , el valor máximo,  $\lambda_{max}$ , y el valor mínimo,  $\lambda_{min}$ , de las tasas de fallos del período 2001-2012. También se incluyen en la tabla los límites inferior y superior,  $\lambda_L$  y  $\lambda_U$ , para el intervalo de confianza del 95% de la media.

Tabla 4-5. Resultados de las tasas de fallos obtenidas

		Tasas de fallos 2001-2012					
		$\lambda_{min}$	$\lambda_L$	$\bar{\lambda}$	$\lambda_U$	$\lambda_{max}$	
UC	15/20 kV	0,0777	0,1148	0,1335	0,1523	0,1902	-/km
	TTI 15 kV	0,0235	0,0779	0,1026	0,1273	0,1670	-/km
	TTI 20 kV	0,0919	0,1254	0,1444	0,1635	0,1853	-/km
	OPI 15 kV	0,0469	0,0788	0,1218	0,1647	0,2823	-/km
	OPI 20 kV	0,0360	0,0800	0,1312	0,1824	0,2921	-/km
OL	15/20 kV	0,0244	0,0419	0,0514	0,0609	0,0744	-/km
SCED	15/20 kV	0,0006	0,0020	0,0030	0,0040	0,0065	-/unit
	15 kV	0,0006	0,0017	0,0026	0,0034	0,0056	-/unit
	20 kV	0,0006	0,0021	0,0033	0,0045	0,0074	-/unit
TR	15/20 kV	0,0013	0,0023	0,0038	0,0053	0,0085	-/unit
	15 kV	0,0011	0,0024	0,0038	0,0053	0,0079	-/unit
	20 kV	0,0013	0,0022	0,0038	0,0055	0,0100	-/unit
LBS	15/20 kV	0,0002	0,0007	0,0011	0,0015	0,0023	-/unit
	15 kV	0,0000	0,0005	0,0011	0,0016	0,0030	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0006	0,0011	0,0017	0,0025	-/unit
IS	15/20 kV	0,0023	0,0055	0,0079	0,0103	0,0138	-/unit
	15 kV	0,0012	0,0054	0,0078	0,0103	0,0139	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0000	0,0094	0,0200	0,0572	-/unit
FLBS	15/20 kV	0,0000	0,0003	0,0009	0,0015	0,0028	-/unit
	15 kV	0,0000	0,0002	0,0006	0,0010	0,0021	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0004	0,0011	0,0018	0,0032	-/unit

Analizando los resultados obtenidos, es resaltable que la tasa de fallos de los cables

subterráneos de aislamiento seco de XLPE varía significativamente con el nivel de tensión. Entre las tasas de fallos de componentes individuales, los seccionadores, comúnmente utilizados en líneas aéreas, tienen las tasas de fallos más altas. Esto puede ser debido a que están constantemente sometidos a agentes externos que pueden acelerar su degradación, ya que se encuentran a la intemperie.

La Tabla 4-6 muestra las tasas de fallos relevantes que han sido publicadas en [2], [37] y [7], para que los resultados puedan ser comparados y verificar así la representatividad de estos.

Tabla 4-6. *Benchmarking* de las tasas de fallos obtenidas

		Tasas de fallos 2001-2012			Tasas de fallos [2]			Tasas de fallos [37]		[7]
		$\lambda_{min}$	$\bar{\lambda}$	$\lambda_{max}$	$\lambda_{min}$	$\bar{\lambda}$	$\lambda_{max}$	$\bar{\lambda}(1)$	$\bar{\lambda}(2)$	
UC	15/20 kV	0,0777	0,1335	0,1902	0,0019	0,0435	0,3647	0,051	0,05	-/km
	TTI 15 kV	0,0235	0,1026	0,1670	-	-	-	-	-	-/km
	TTI 20 kV	0,0919	0,1444	0,1853	-	-	-	-	-	-/km
	OPI 15 kV	0,0469	0,1218	0,2823	-	-	-	-	-	-/km
	OPI 20 kV	0,0360	0,1312	0,2921	-	-	-	-	-	-/km
OL	15/20 kV	0,0244	0,0514	0,0744	0,0124	0,0621	0,1864	0,091	0,100	-/km
SCED	15/20 kV	0,0006	0,0030	0,0065	-	-	-	-	-	-/unit
	15 kV	0,0006	0,0026	0,0056	-	-	-	-	-	-/unit
	20 kV	0,0006	0,0033	0,0074	-	-	-	-	-	-/unit
TR	15/20 kV	0,0013	0,0038	0,0085	0,0010	0,0100	0,0500	0,002	0,014	-/unit
	15 kV	0,0011	0,0038	0,0079	-	-	-	-	-	-/unit
	20 kV	0,0013	0,0038	0,0100	-	-	-	-	-	-/unit
LBS	15/20 kV	0,0002	0,0011	0,0023	0,0010	0,0030	0,0050	0,0033	0,005	-/unit
	15 kV	0,0000	0,0011	0,0030	-	-	-	-	-	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0011	0,0025	-	-	-	-	-	-/unit
IS	15/20 kV	0,0023	0,0079	0,0138	0,0040	0,0140	0,1400	0,0033	0,005	-/unit
	15 kV	0,0012	0,0078	0,0139	-	-	-	-	-	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0094	0,0572	-	-	-	-	-	-/unit
FLBS	15/20 kV	0,0000	0,0009	0,0028	0,0010	0,0030	0,0050	0,0033	0,005	-/unit
	15 kV	0,0000	0,0006	0,0021	-	-	-	-	-	-/unit
	20 kV	0,0000	0,0011	0,0032	-	-	-	-	-	-/unit

A diferencia de los resultados incluidos en [2] para cables subterráneos, no se han podido calcular las tasas de fallos en empalmes ya que, aunque se disponen de averías ocasionadas en los mismos, no se dispone de información de cuantos empalmes existen en la red bajo estudio. Los grupos desagregados no incluyen los

fallos en empalmes por falta de información del lugar de ocurrencia de estos. En este sentido, se desconoce si estos empalmes pertenecían a cables de aislamiento seco o de papel impregnado.

Cabe destacar que los valores mínimos y máximos publicados en [2] tiene un rango bastante más amplio que el calculado en esta tesis. En el caso de las referencias [37] y [7], estas no ofrecen valores máximos y mínimos de tasas de fallos. Se puede comprobar que algunos de los valores promedios de tasas de fallos publicados en estas referencias varían de los calculados en el presente estudio. No obstante, en la mayoría de los casos se encuentran entre el rango mínimo y el máximo establecido.

### 4.3. Validación de las tasas de fallos

Un uso importante para las tasas de fallos mostradas en la Tabla 4-5 es estimar el número de fallos en redes de distribución en función de los componentes de la misma. Esta estimación puede realizarse para cada línea de media tensión, para cada subestación, estudiando por separado las líneas de media tensión que parten de la misma, o incluso de la red de distribución de una zona completa.

Para validar las tasas de fallos mostradas en la Tabla 4-5, los datos de averías registrados en la base de datos de incidentes pertenecientes a 2013 van a ser usados para comparar el número real de fallos ocurridos y el estimado usando dichas tasas de fallos.

La red considerada es la misma que se ha usado para el calculado de las tasas de fallos, por lo que tiene las mismas características comentadas anteriormente. Teniendo en cuenta esto, para cada línea de media tensión, el número de interrupciones (NI) al año puede ser estimado mediante la siguiente expresión:

$$NI = \sum_i \bar{\lambda}_{LINE_i} \cdot L_i + N_{TR} \cdot \bar{\lambda}_{Trafo MT/BT} + N_{CTs} \cdot \bar{\lambda}_{EC CTs} + N_S \cdot \bar{\lambda}_S \quad (4-3)$$

$$+ N_{IS} \cdot \bar{\lambda}_{IS} + N_{ISF} \cdot \bar{\lambda}_{ISF}$$

donde:

- $L_i$  es la longitud de cada agrupación de cable  $i$  para la línea de MT bajo estudio

- $N_{TR}$ ,  $C_{Ts}$ ,  $N_S$ ,  $N_{IS}$  y  $N_{ISF}$  son, respectivamente, el número de transformadores, centros de transformación, seccionadores, interruptores seccionadores e interruptores seccionadores con fusibles para la línea de MT bajo estudio.

Usando el valor promedio de las tasas de fallos, el número esperado de fallos en 2013 ha sido estimado para un total de 383 líneas de MT que forman la red bajo estudio. La Figura 4-8 muestra estas estimaciones junto con el número real de fallos para cada línea de MT ocurridos en 2013. En dicha gráfica, las distintas líneas de MT han sido ordenadas de mayor a menor en función del número de averías reales. En caso de que varias líneas tengan la misma cantidad de averías, las líneas se han ordenado igualmente de mayor a menor, pero en función del número de fallos estimados.

Tal y como puede observarse en dicha figura, existen claras diferencias entre los fallos estimados y los reales, siendo más evidentes en aquellas líneas de MT que no han presentado averías en 2013.

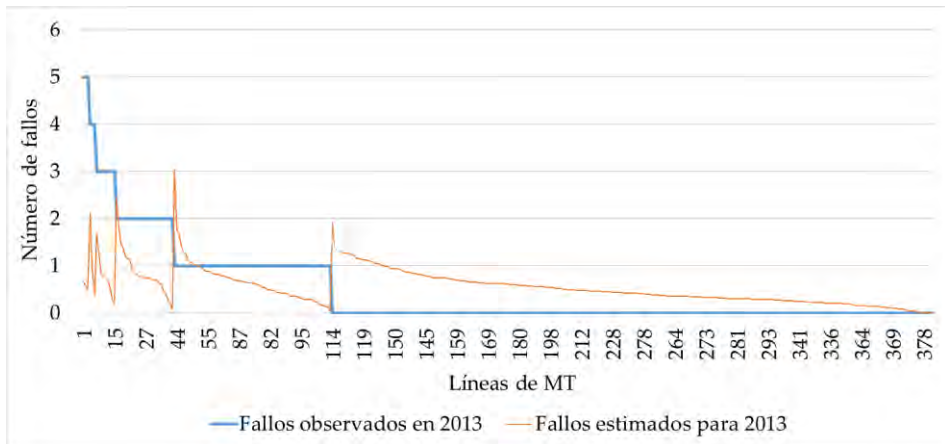


Figura 4-8. Comparación entre el número estimado y real de fallos por línea en 2013.

Sin embargo, si las líneas de MT se agrupan en función de la subestación desde donde parten, se puede apreciar una considerable mejora de las estimaciones. En este estudio, las líneas se han agrupado en 29 subestaciones y la correspondiente comparación entre fallos estimados y reales para 2013 se representa en la Figura 4-9, de la misma forma que en la figura anterior.

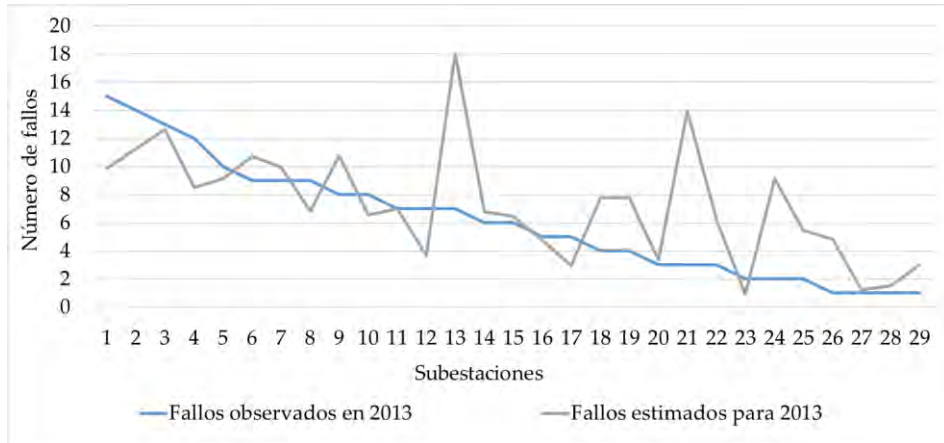


Figura 4-9. Comparación entre el número estimado y real de fallos por subestación en 2013.

Aunque todavía existe una pequeña diferencia entre los datos estimados y reales, se puede observar que estas predicciones están más cerca de los datos reales. Además, si se suman todas las predicciones estimadas, el número total de fallos estimados en 2013 para toda la red bajo estudio es de 211, mientras que el real es 177, lo que muestra una precisión aceptable.

Posteriormente, se repiten los cálculos anteriores considerando en este caso los valores máximo y mínimo de las tasas de fallos,  $\lambda_{max}$  y  $\lambda_{min}$ , para poder estimar así un intervalo donde debería encontrarse el número de fallos reales. Utilizando estas tasas de fallos, el mejor y peor escenario para 2013 es de 91 y 339 fallos respectivamente. La Figura 4-10 muestra una comparación entre las averías reales y estimadas en 2013 basadas en los valores de tasas de fallos promedio, mínimo y máximo. Se puede observar que, en la mayoría de las subestaciones, los valores reales se encuentran entre los valores estimados máximos y mínimos. Se puede concluir por tanto el buen desempeño del método empleado para estimar tasas de fallos en redes de distribución.

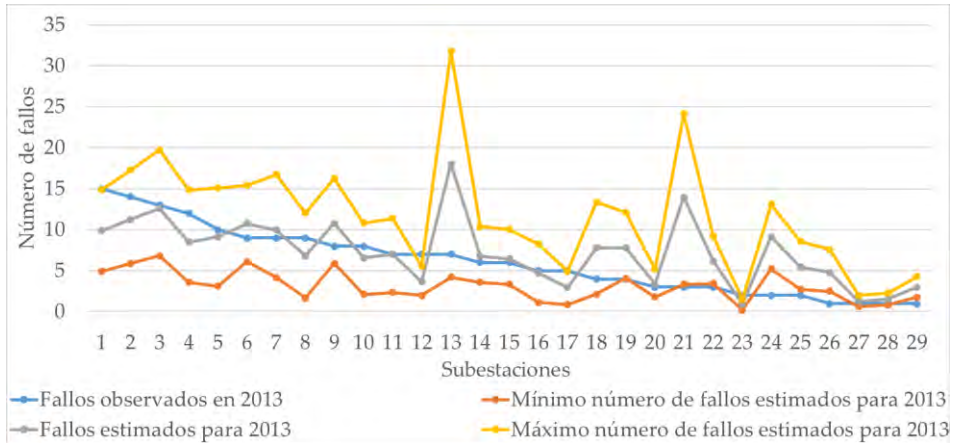


Figura 4-10. Comparación de averías estimadas y reales incluyendo el intervalo esperado para cada subestación de la red bajo estudio.

#### 4.4. Estudio de la tendencia de las tasas de fallos

Es importante conocer si las tasas de fallos muestran una tendencia constante o variable a lo largo de un período de tiempo. Por esta razón, a continuación, se ha aplicado el test de tendencia de Laplace, también conocido como la prueba de Laplace o prueba centroide, a los grupos agregados y desagregados a los que se les ha calculado la tasa de fallos. El propósito principal de la prueba de Laplace es determinar si los eventos discretos en un proceso presentan una tendencia, [57].

La prueba de Laplace se utilizará por tanto para validar el uso del modelo de tasa de fallos constante y poder evaluar la fiabilidad del sistema de una forma más precisa. La importancia de este análisis radica en que para algunos métodos como el de Markov, donde la tasa de fallos debe ser constante, la variable de interés en un sistema reparable no es la vida útil del sistema como en la fiabilidad clásica, sino los tiempos de fallos sucesivos ocurridos en el sistema durante un tiempo determinado, [2].

Los resultados de la prueba de Laplace aplicados a cada una de las agrupaciones, tanto agregadas como desagregadas mostradas en la Tabla 4-5, se incluyen en la Tabla 4-7. En dicha tabla, el significado de las columnas es el siguiente:

- $\bar{\lambda}$ , valor medio de la tasa de fallos
- Laplace, el resultado numérico del test de Laplace tras aplicar el procedimiento descrito en [57]. Un resultado mayor que cero significa que hay una tendencia creciente, mientras que un resultado menor que cero significa que hay una tendencia decreciente.
- Tendencia, resultante de los datos estudiados, de acuerdo con el valor de Laplace obtenido.
- $\alpha$ , nivel de confianza de tener una tendencia creciente o decreciente. Se puede realizar un test de bondad para comprobar la hipótesis de que no hay tendencia en los datos estudiados al evaluar el resultado del test de Laplace frente a los valores de la variable normal estándar, [57]. Así, cuando el resultado en el test de Laplace es mayor que (menor que) +1,96 (-1,96), existe al menos un 95 % de confianza en que hay una tendencia creciente (decreciente). Un resultado próximo o igual a 0 se traduce en que la variable en cuestión puede tomarse como constante.

Cabe destacar que, para aplicar la prueba de Laplace a los grupos desagregados, se han tenido en cuenta sus propias tasas de fallos ocasionadas por fallo o degradación de material y por las causas de origen estocástico. Por este motivo, se ha añadido también el valor de las tasas de fallos correspondiente en cada caso. Se puede observar que, para el caso de los grupos agregados la tasa de fallos promedio es igual a la mostrada en la Tabla 4-5, mientras que para los grupos desagregados los resultados difieren levemente, fruto de la compensación anteriormente realizada en relación con las causas estocásticas de los correspondientes grupos agregados.

Se incluyen a continuación una serie de figuras (Figura 4-11 - Figura 4-31) que muestran la evolución temporal de tasas de fallos anuales, el valor de tasa de fallos promedio (constante) y la línea de tendencia para el periodo estudiado de 2001-2012 de cada agrupación agregada y desagregada de la Tabla 4-7. De esta forma, se puede observar de forma gráfica lo mostrado en dicha tabla. En concreto, se puede apreciar cuánto varían la tendencia y la tasa de fallos obtenidas en cada caso.



Tabla 4-7. Resultados de la prueba de Laplace

		$\bar{\lambda}$	Laplace	Tendencia	$\alpha$
UC	15/20 kV	0.1335	-2,89889	Decreciente	> 97,50 %
	TTI 15 kV	0.0998	-5,40343	Decreciente	> 97,50 %
	TTI 20 kV	0.1488	-1,86167	Decreciente	> 97,50 %
	OPI 15 kV	0.1169	-0,13792	Constante	> 38,00 %
	OPI 20 kV	0.1137	4,85136	Creciente	> 97,50 %
OL	15/20 kV	0.0514	0.97410	Creciente	> 60,00 %
SCED	15/20 kV	0.0030	-1.42971	Decreciente	> 80,00 %
	15 kV	0.0023	-0.85229	Decreciente	> 60,00 %
	20 kV	0.0036	-1.14837	Decreciente	> 70,00 %
TR	15/20 kV	0.0038	-1.83569	Decreciente	> 90,00 %
	15 kV	0.0041	-1.47123	Decreciente	> 80,00 %
	20 kV	0.0036	-1.10059	Decreciente	> 70,00 %
LBS	15/20 kV	0.0011	1.30054	Creciente	> 80,00 %
	15 kV	0.0011	-0.69706	Decreciente	> 50,00 %
	20 kV	0.0011	2.20670	Creciente	> 95,00 %
IS	15/20 kV	0.0079	1.46271	Creciente	> 80,00 %
	15 kV	0.0075	1.96673	Creciente	> 95,00 %
	20 kV	0.0162	-1.39370	Decreciente	> 80,00 %
FLBS	15/20 kV	0.0009	-0.75057	Decreciente	> 50,00 %
	15 kV	0.0008	-0.58109	Decreciente	> 38,00 %
	20 kV	0.0010	-0.51094	Decreciente	> 38,00 %

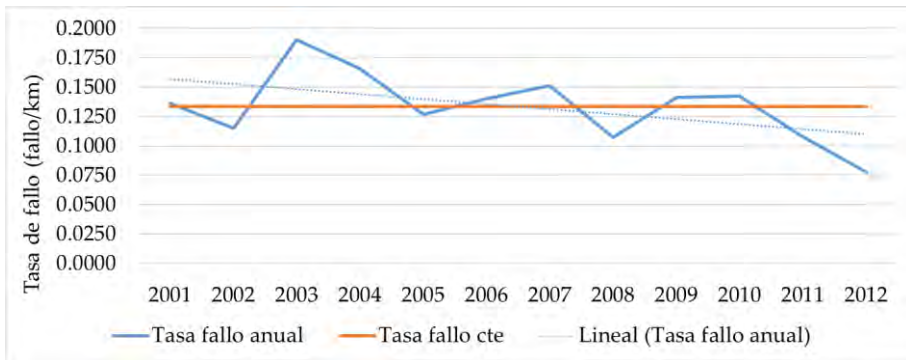


Figura 4-11. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC 15/20 kV

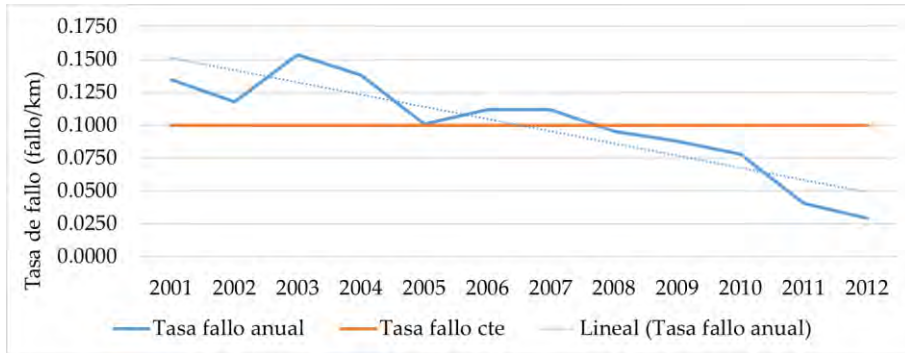


Figura 4-12. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC TTI 15 kV

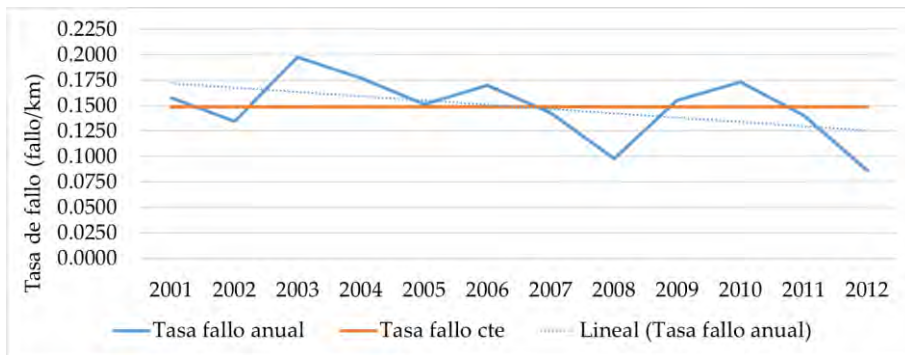


Figura 4-13. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC TTI 20 kV

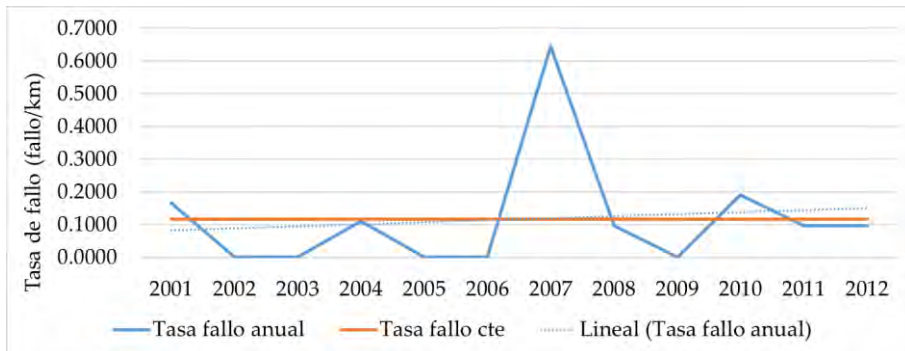


Figura 4-14. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC OPI 15 kV

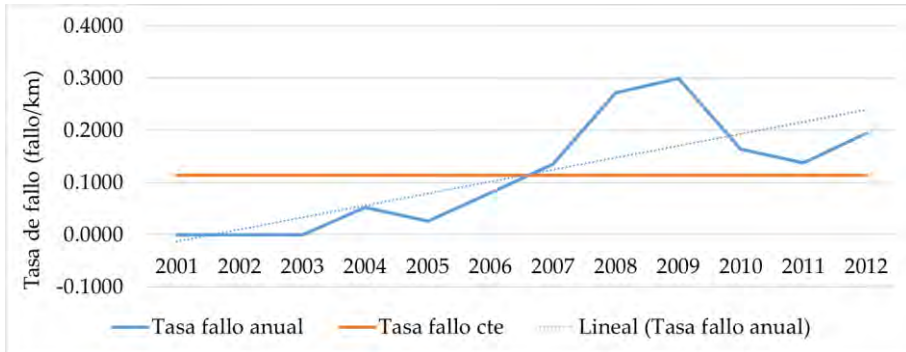


Figura 4-15. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos UC OPI 20 kV

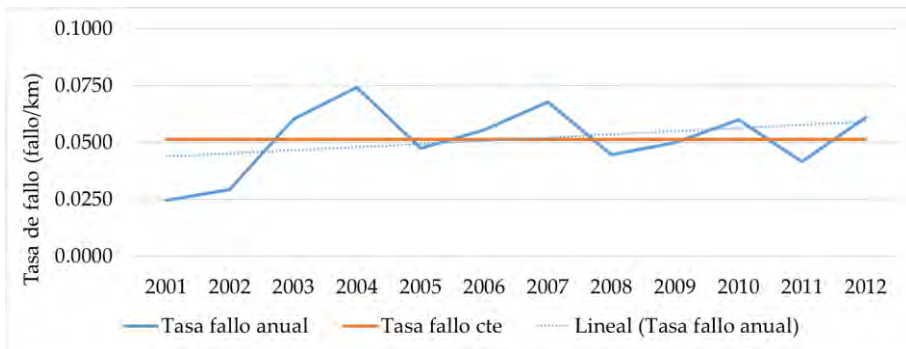


Figura 4-16. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos OL 15/20 kV

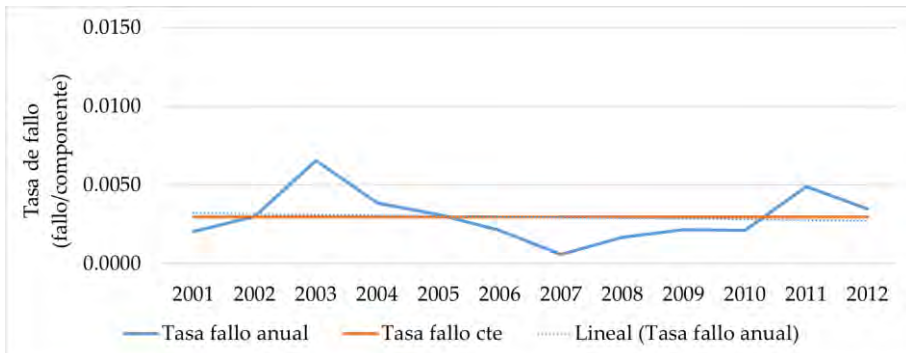


Figura 4-17. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 15/20 kV

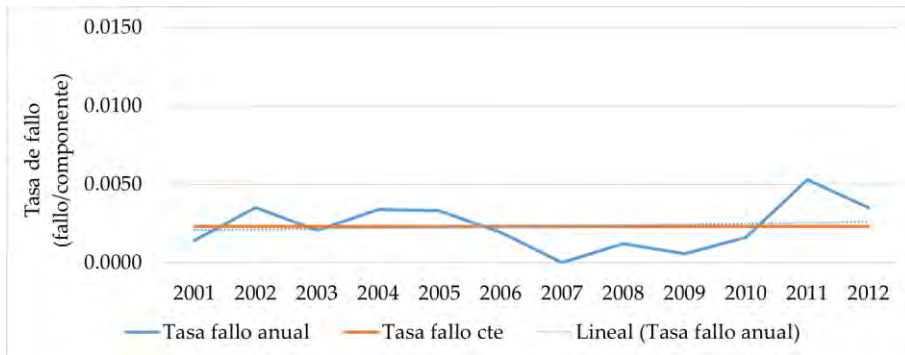


Figura 4-18. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 15 kV

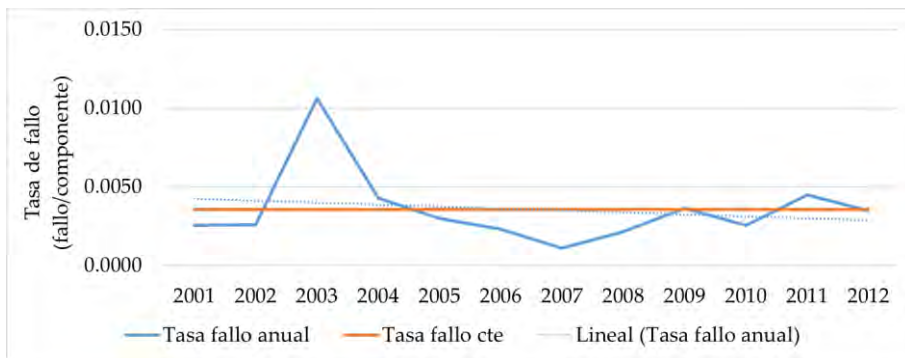


Figura 4-19. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos SCED 20 kV

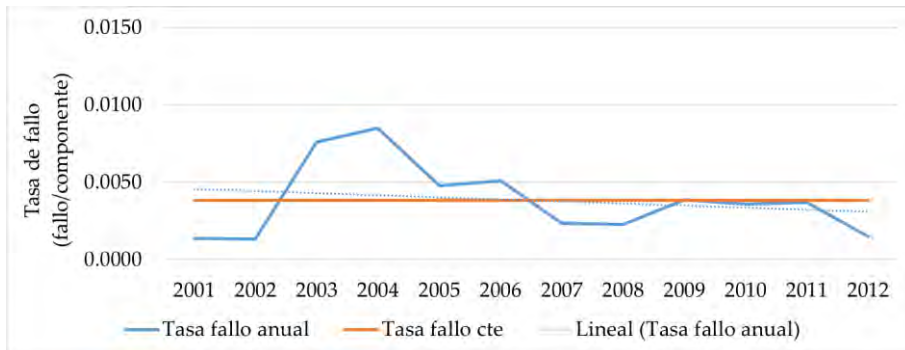


Figura 4-20. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 15/20 kV

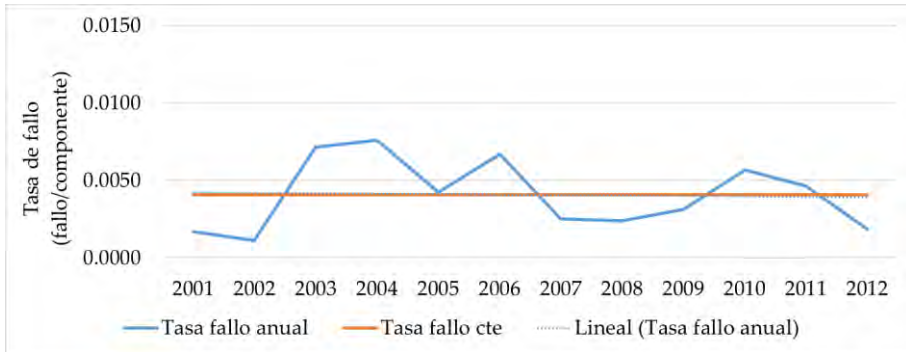


Figura 4-21. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 15 kV

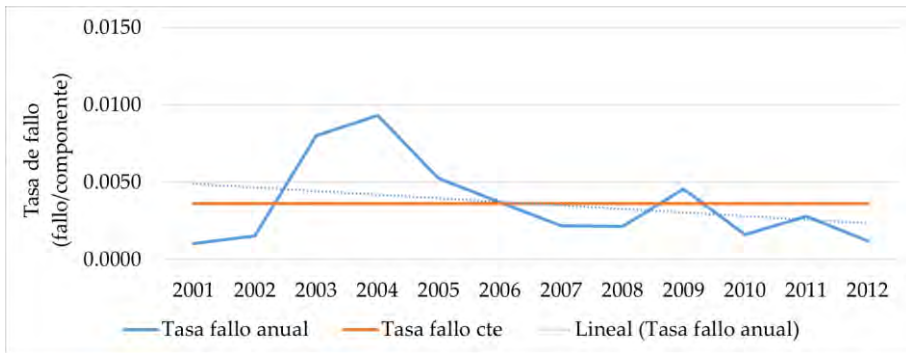


Figura 4-22. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos TR 20 kV

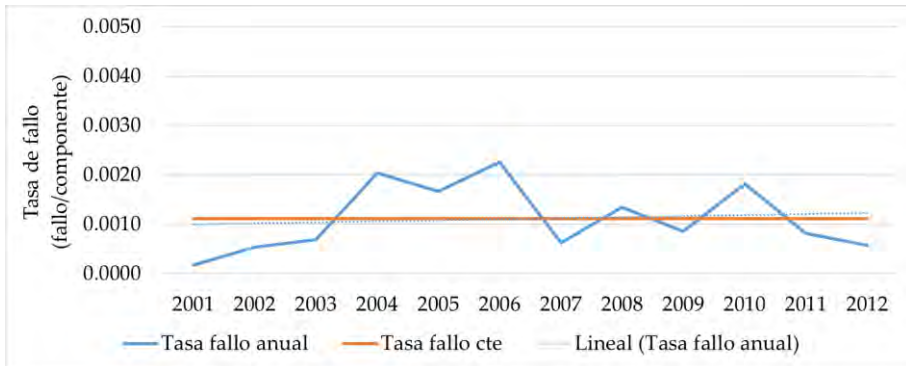


Figura 4-23. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 15/20 kV

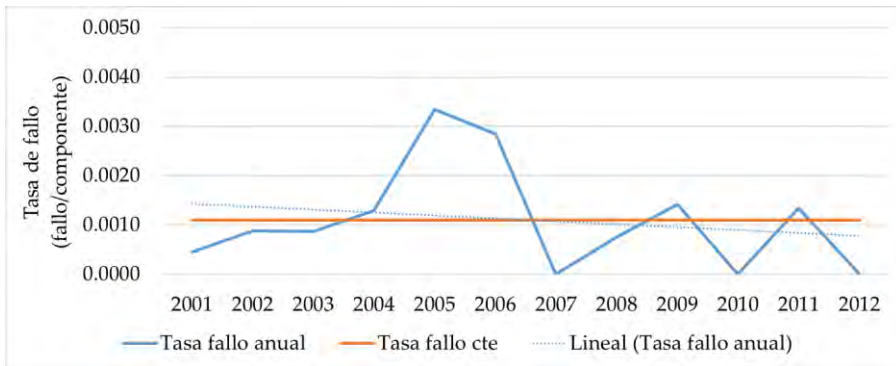


Figura 4-24. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 15 kV

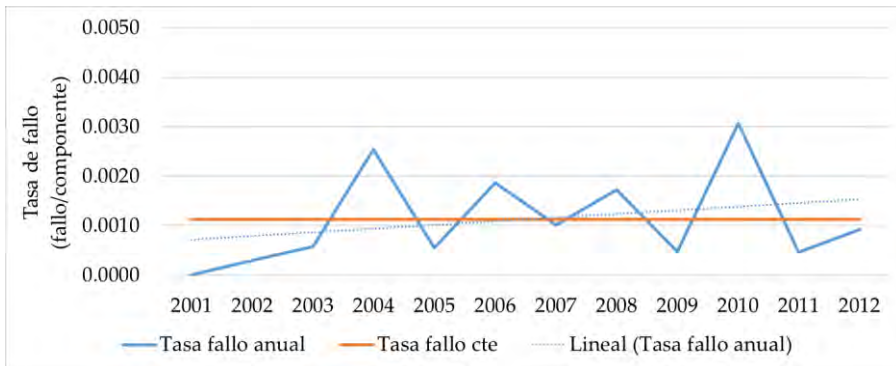


Figura 4-25. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos LBS 20 kV

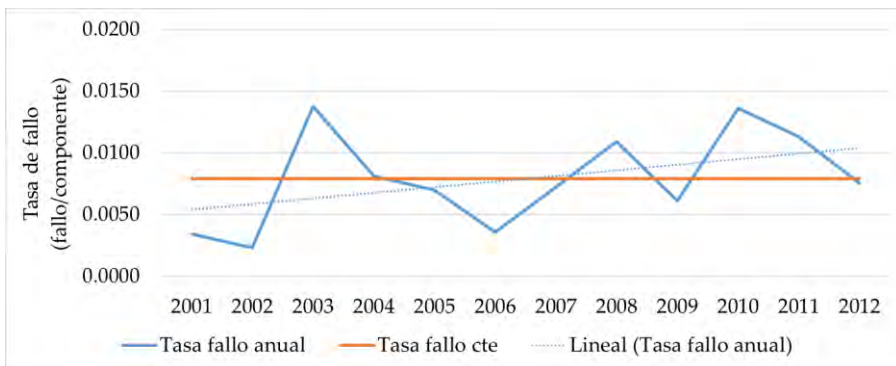


Figura 4-26. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 15/20 kV

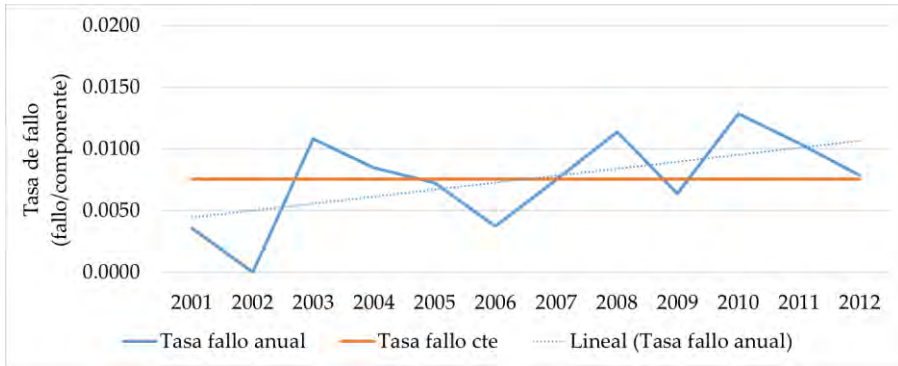


Figura 4-27. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 15 kV

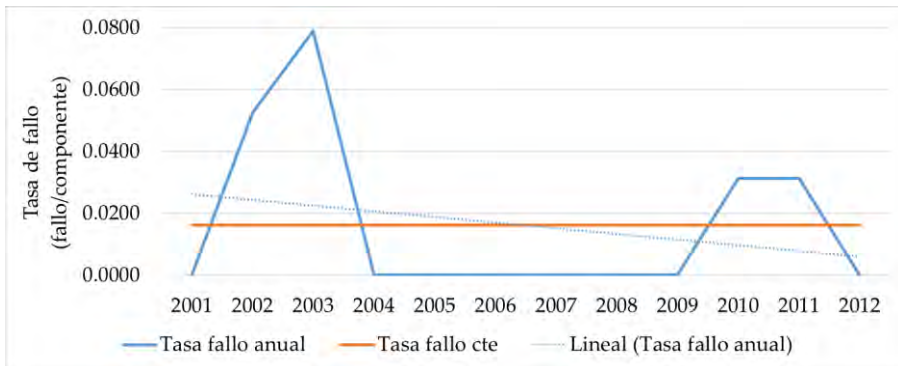


Figura 4-28. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos IS 20 kV

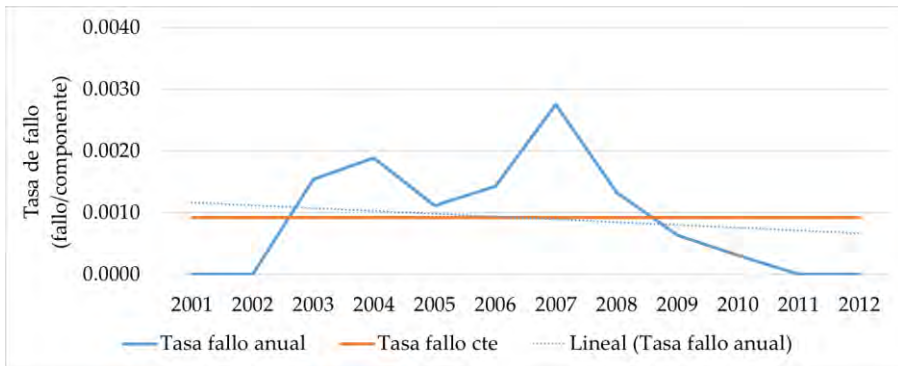


Figura 4-29. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos FLBS 15/20 kV

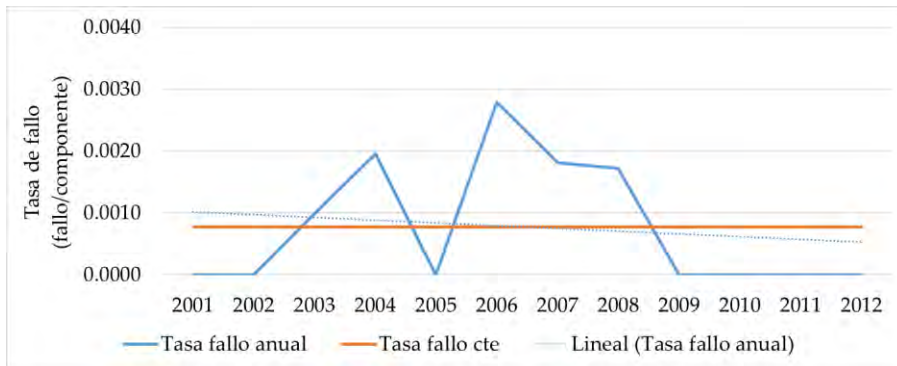


Figura 4-30. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallos FLBS 15 kV

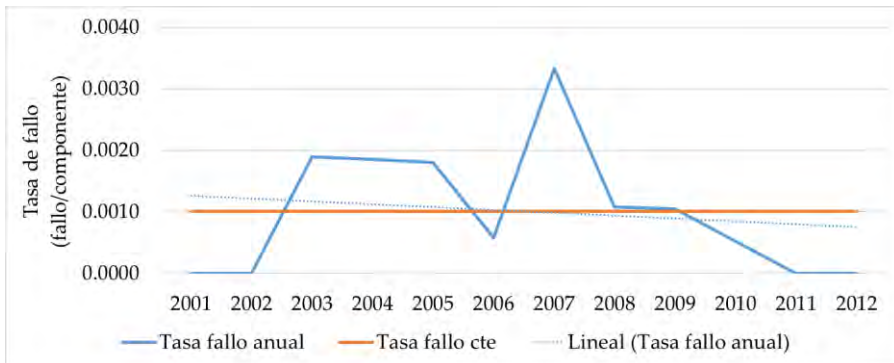


Figura 4-31. Prueba de Laplace: evolución temporal de las tasas de fallo FLBS 20 kV

Los resultados mostrados tanto en la Tabla 4-7 como en las figuras anteriores evidencian que las tasas de fallos no muestran una tendencia constante, sino ascendente o descendente con niveles de significancia mayores al 95%. No obstante, en muchos casos, no existe una diferencia considerable entre la tasa de fallos constante y su línea de tendencia a lo largo del tiempo, lo que podría justificar la aplicación de una tasa de fallos constante para evaluar la red a corto plazo.

Tal y como se ha redactado en la introducción de la presente tesis doctoral, a lo largo del tiempo, numerosos autores son los que han asumido un pequeño error al considerar una tasa de fallos constante, ya que consideran la etapa de vida útil del componente, permitiendo así la aplicación de distintos modelos matemáticos para evaluar la confiabilidad de un sistema.



Finalmente, se resalta la importancia de aplicar la prueba de Laplace con el fin de determinar cómo de adecuadas son las actividades de mantenimiento realizadas. Si las tasas de fallos tienen una tendencia decreciente se puede considerar que las actividades se están realizando correctamente, mientras que tasas de fallos crecientes pueden significar lo contrario.



# 5. ALGORITMO PARA EL AJUSTE DE FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD

---

**E**n términos generales, la fiabilidad de los sistemas de distribución de energía eléctrica varía con el tiempo. La estimación de esta variación puede ser más precisa al considerar la probabilidad de ocurrencia de eventos raros, como son los fallos, mediante el uso de sus funciones de distribución, [2].

A lo largo del tiempo, se han usado varias distribuciones para representar datos empíricos y estimar la fiabilidad de una red eléctrica. Algunas de las más empleadas son las distribuciones normal, lognormal, exponencial, gamma y Weibull, [57], [71], [108], [81]. Estas distribuciones de probabilidad han resultado ser muy apropiadas para modelar tiempos de reparación y conmutación de red. Por otro lado, los tiempos entre fallos se han asumido en muchas ocasiones como exponenciales, lo cual deriva de considerar tasas de fallos constantes, cómo se demuestra en [46].

En diversos estudios se han aplicado otras funciones de probabilidad para representar parámetros de confiabilidad. Por ejemplo, la función de probabilidad *kernel-Gaussian* se ha utilizado para analizar tasas de fallos y duración de

interrupciones en cables y líneas aéreas para redes de media tensión, [79]. Debido a las propiedades de la función loglogística, descritas en [74], esta también se ha utilizado para realizar análisis de fiabilidad de componentes. Esta función también ha sido empleada para modelar tiempos de vida útil, [109], tiempo de uso de los componentes, [74], y para representar tasas de fallos de distintos componentes, [110], [75].

Para validar si una función de densidad de probabilidad (*probability density function*, PDF) se ajusta a una serie de datos empíricos, normalmente se usa una prueba de bondad de ajuste (*test Goodness of fit*, GoF), [109]. Por tanto, estas mismas pruebas se pueden emplear para seleccionar la distribución de probabilidad que mejor se ajusta a unos datos recogidos en un registro. En el contexto de los test GoF, la prueba Chi-cuadrado es una de las más conocidas, y es utilizada en muchos campos. Esta prueba se aplica a distribuciones continuas cuyos datos se discretizan definiendo un conjunto de intervalos. Por ejemplo, esta prueba se ha utilizado en [75] para comprobar si un conjunto de muestras se ajusta mejor a una distribución inversa de Rayleigh o una loglogística.

De forma complementaria, se han desarrollado muchas otras pruebas de bondad de ajuste. Las más comúnmente utilizadas son el test de Kolmogorov-Smirnov (KS) y el test de Anderson-Darling (AD), [111], que tienen la ventaja de presentar un desempeño adecuado incluso con un reducido número de muestras, [108]. La prueba KS se basa en la diferencia máxima entre una distribución acumulativa empírica y una distribución acumulativa hipotética. En algunos contextos, se ha considerado que esta prueba supera a la Chi-cuadrado, [112], lo que la hace una herramienta estadística de particular interés.

En la referencia [75] se proponen tres métodos para ajustar funciones de probabilidad y obtener intervalos de confianza para ciertas variables. Concretamente, estos métodos utilizan la función loglogística para estimar fallos en vehículos eléctricos en una muestra de 20 vehículos, y, como prueba de bondad del ajuste, se emplea el test de KS. Tanto las ecuaciones que definen estas pruebas como sus características estadísticas se pueden encontrar en [113]. La prueba de AD, considerada en [114] como una de las más importantes, se ha aplicado para medir si ciertos datos se pueden representar mediante funciones de probabilidad loglogística, [109].

En base a lo comentado anteriormente, se va a presentar a continuación un algoritmo

para caracterizar estadísticamente los parámetros de confiabilidad de un sistema eléctrico. El algoritmo propuesto es capaz de eliminar los valores registrados en la base de datos que tengan una baja probabilidad de ocurrencia en base a una función de probabilidad inicialmente ajustada. Estos valores se consideran como *outliers*, y serán eliminados secuencialmente hasta que la función seleccionada se ajuste bien a los restantes datos registrados. Las distribuciones de probabilidad consideradas son la loglogística, gamma, Weibull, exponencial y lognormal. Estas distribuciones han sido seleccionadas por ser las más comunes para la caracterización de parámetros de confiabilidad, tal y como ha sido descrito en la introducción de esta tesis. Todas las PDFs van a ser ajustadas a los datos registrados para componentes desagregados en la base de datos. La evaluación del ajuste se llevará a cabo mediante los test KS y AD. La distribución seleccionada será aquella que necesite eliminar menos datos para obtener un ajuste que cumpla con ambas pruebas.

A continuación, se va a desarrollar de una forma más extensa el procedimiento descrito en el párrafo anterior. Posteriormente, se incluye una aplicación práctica, a modo de ejemplo, para el caso de SRTs en cables de media tensión. Una vez obtenidos los resultados del ajuste para estas variables, se procederá a su validación mediante comparación de las estimaciones obtenidas con los datos reales registrados.

## 5.1. Procedimiento de ajuste propuesto

Para ajustar los datos muestrales con las PDFs consideradas, se ha desarrollado un algoritmo capaz de detectar eventos anómalos en los datos muestrales registrados, los cuales serán eliminados secuencialmente hasta que las pruebas de ajuste de bondad concluyan que la PDF se ajusta correctamente a los datos. El número de eventos eliminados para cada función será comparado y se seleccionará aquella distribución que requiera menos eliminaciones. Por último, para una mejor representación de la distribución de datos en un histograma, el número y ancho de los intervalos se ha establecido como aquel con el mayor valor  $p$  (*p-value*) de la prueba de ajuste de bondad Chi-cuadrado, [115].

La eliminación de *outliers* permite un buen ajuste de las funciones según la evaluación llevada a cabo por los test KS y AD. En ocasiones, si estos *outliers* no se eliminan, el ajuste no se consigue. En el apartado 5.3 se presenta un caso práctico

donde se pueden observar los resultados obtenidos cuando se aplica y cuando no se aplica el algoritmo propuesto.

A continuación, se van a describir detalladamente los pasos que sigue el algoritmo propuesto, tal y como están representados en el diagrama de flujo de la Figura 5-1.

1. **Procesado previo de los datos muestrales:** los datos muestrales se someten a un preprocesamiento para eliminar valores no válidos, como aquellos que resultaron negativos. Estos valores son considerados errores en la recopilación de datos, ya que no pueden ocurrir en la práctica.
2. **Agrupación de datos:** se crean los diferentes grupos para el análisis agregado y desagregado de los valores preprocesados procedentes del paso anterior.
3. **Ajustes de las PDFs propuestas:** para cada uno de los grupos:
  1. Para cada PDF considerada en este estudio (loglogística, gamma, Weibull, exponencial y lognormal), se realiza el ajuste de los datos mediante mínimos cuadrados y se lleva a cabo la siguiente evaluación de los resultados:
    - i. Aplicación de la prueba de bondad de ajuste KS: se ha considerado para esta prueba un nivel de significancia de 0,05, siendo la hipótesis nula,  $h$ , asumir que no hay diferencia entre la distribución teórica y los datos observados.
      1. Si la hipótesis nula es rechazada ( $h=0$  en el diagrama de flujo), la probabilidad de cada evento en el grupo se calcula por separado utilizando la PDF ajustada.
      2. El evento con la probabilidad más baja se elimina de forma iterativa, aumentando el número de eventos eliminados (NRE) de la correspondiente función de probabilidad. La denominación para cada función es  $NRE_{LL}$ ,  $NRE_G$ ,  $NRE_W$ ,  $NRE_E$  y  $NRE_{LN}$  para las distribuciones loglogística, gamma, Weibull, exponencial y lognormal, respectivamente.

3. Esta secuencia se repite hasta que la hipótesis nula de la prueba de bondad KS es aceptada ( $h=1$  en el diagrama de flujo).
- ii. Aplicación de la prueba de bondad de ajuste AD: después de que la hipótesis nula de la prueba de bondad de ajuste KS es aceptada, se realiza la prueba de bondad de ajuste AD, considerando un nivel de significancia de 0,05.
  1. Si la hipótesis nula es rechazada ( $h=0$ ), la probabilidad de cada evento en el grupo se calcula por separado utilizando la función de densidad de probabilidad ajustada.
  2. El evento con la probabilidad más baja se elimina de forma iterativa, aumentando el NRE de la distribución, hasta que la hipótesis nula de AD sea aceptada ( $h=1$ ).
2. Comparación de NREs y selección de la PDF: finalmente, la distribución con mejor ajuste se selecciona como aquella con el NRE más bajo, es decir, aquella que tiene la mayor población de datos. En el posible caso de igualdad de NREs para diferentes PDFs, se realiza un procedimiento similar al que se describirá para la representación gráfica de los datos muestrales y las PDFs resultantes, tomando aquella distribución con mayor valor  $p$  en la prueba Chi-cuadrado ( $X^2$ ).
4. PDFs ajustadas: Después de analizar todas las agrupaciones, la salida del algoritmo propuesto da como resultado la PDF seleccionada para cada una de estas.

Para la representación gráfica de los datos muestrales y la PDF seleccionada en cada agrupación, el número y ancho de intervalos del histograma se selecciona en base al valor  $p$  obtenido en una prueba de bondad de ajuste  $X^2$ . Este proceso se realiza de la siguiente forma:

1. Establecer un incremento  $\Delta$  para los intervalos del histograma.
2. Calcular  $X^2$  con un ancho de intervalos igual a  $\Delta$ .

3. Incrementar el ancho del intervalo una cantidad  $\Delta$ .
4. Comparar el valor  $p$  de cada ancho de intervalo calculado y seleccionar el ancho que maximice este valor.

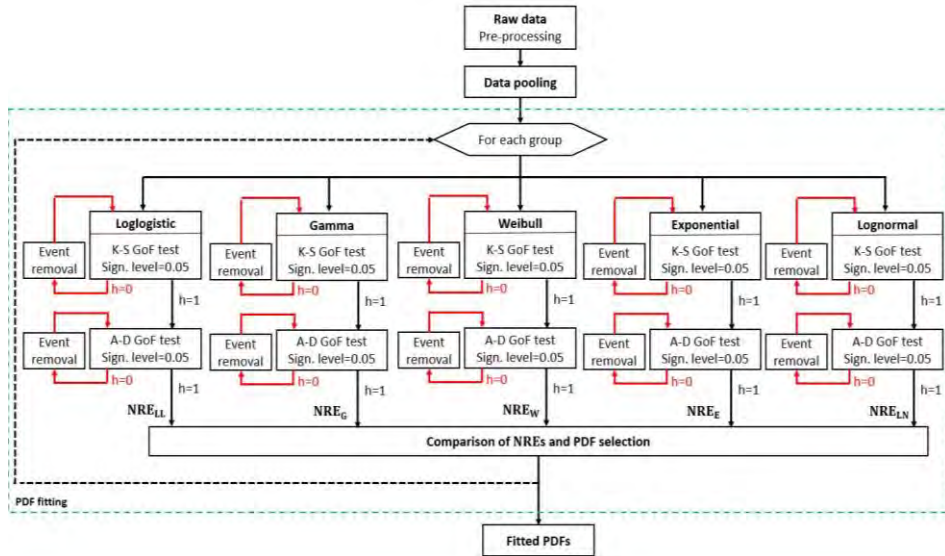


Figura 5-1. Diagrama flujo del algoritmo propuesto

## 5.2. Caso práctico. Restauración del suministro eléctrico

En este punto se va a presentar una aplicación del algoritmo de ajuste presentado anteriormente a los SRTs en cables subterráneos de media tensión.

Tal y como se ha expuesto en el capítulo 3 de la presente tesis doctoral, la información sobre incidentes ocurridos en la red bajo estudio ha sido recopilada y almacenada por una distribuidora de importancia. Estos datos de averías pertenecen a una red de media tensión y su fecha está comprendida entre 2001 y 2013. Tal y como se ha realizado con el cálculo de las tasas de fallos, los datos comprendidos desde 2001 hasta 2012 se han utilizado para estimar los parámetros de confiabilidad temporales, mientras que los datos de 2013 se han utilizado para validación. Específicamente, esta primera aplicación se centra en SRTs de las averías permanentes (de más de tres minutos) no programadas en cables subterráneos de 15 y 20 kV.



Mientras que las interrupciones originadas en cables subterráneos son claramente identificadas, las interrupciones relacionadas con las instalaciones de clientes no están incluidas en la base de datos bajo estudio. Por tanto, los resultados estarán específicamente ligados a la parte de la red propiedad de la distribuidora.

Los SRTs comprenden distintos intervalos, [8], que van a depender principalmente del tipo de red. De forma genérica, la referencia [8] muestra los siguientes intervalos:

- **Tiempo en obtener la información:** desde que comienza la avería hasta que la distribuidora la detecta y confirma. Incluye el uso de equipos de medida y el análisis de datos.
- **Tiempo para gestionar la información recibida:** se subdivide en la interpretación inicial de la información recibida, la toma de decisiones por parte de la distribuidora, y la localización de la zona afectada por la avería.
- **Tiempo para reparar el fallo:** es el tiempo requerido para reparar la avería, el cual incluye el tiempo de preparación de la brigada para el trabajo, la llegada al lugar, la obtención de permisos, el tiempo de la reparación propiamente dicho y, finalmente, el tiempo para concluir el trabajo, limpiar el área y documentar la finalización de las tareas.
- **Tiempo para devolver el suministro:** contempla el tiempo necesario para informar a la distribuidora sobre la necesidad de conectar el equipo que ha sido reparado y preparar la conexión, así como el tiempo requerido para realizar la conexión del equipo, asegurándose de su correcta activación.

Para la interpretación de los intervalos descritos, es importante destacar que la red bajo estudio tiene una configuración débilmente mallada, con una explotación radial. En base a lo comentado anteriormente, para la presente aplicación del algoritmo de ajuste, se define el SRT como el tiempo desde que ocurre la avería hasta que esta es aislada por medio de conmutación de red y los clientes recuperan el servicio. Así, para cada uno de los componentes, el SRT se calcula como:

$$SRT = RTS - STS \quad (5-1)$$

Donde RTS corresponde al instante que se restablece el servicio del último cliente (*restoration timestamp*), y STS se refiere al instante en el que se interrumpe el suministro (*supply interruption timestamp*).

En base a los datos disponibles y según se desarrolla en el capítulo 4, los grupos considerados para el cálculo de los SRTs desagregados son los siguientes: TTI15kV, TTI20kV, OPI15kV, OPI20kV, Slice15kV y Slice20kV. Por su parte, el grupo agregado 15/20kV comprende todos los datos de SRTs como un único conjunto.

### 5.3. Resultados

El resultado de aplicar el procedimiento descrito anteriormente en los SRTs de cables subterráneos se va a mostrar a continuación. No obstante, antes de aplicar el procedimiento, se comprobó si los datos muestrales eran ajustables a las funciones propuestas según la evaluación de los test de KS y AD. En este caso, para realizar el ajuste se han empleado dos programas informáticos, Statgraphics 19 © y la aplicación *Distribution Fitter* de MATLAB ©. Un resumen de los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 5-1, donde, para cada agrupación, se enumeran las funciones que tuvieron un buen ajuste para cada test. Según se observa en esta tabla, las agrupaciones 15/20 kV y TTI 20 kV no mostraron un buen ajuste con ninguna de las funciones propuestas.

Tabla 5-1. Resultados del análisis previo a la aplicación del algoritmo propuesto

Agrupaciones	Test	Funciones ajustadas				
15/20 kV		-	-	-	-	-
TTI 15 kV		Loglogística	-	-	-	-
TTI 20 kV		-	-	-	-	-
OPI 15 kV	KS	Loglogística	Gamma	Weibull	-	Lognormal
OPI 20 kV		Loglogística	-	-	-	-
SLICE 15kV		Loglogística	Gamma	Weibull	Exponencial	Lognormal
SLICE 20kV		Loglogística	Gamma	Weibull	-	Lognormal
15/20 kV		-	-	-	-	-
TTI 15 kV		Loglogística	-	-	-	-
TTI 20 kV		-	-	-	-	-
OPI 15 kV	AD	Loglogística	Gamma	Weibull	Exponencial	Lognormal
OPI 20 kV		Loglogística	-	-	-	-
SLICE 15kV		Loglogística	Gamma	Weibull	Exponencial	Lognormal
SLICE 20kV		Loglogística	Gamma	-	-	Lognormal

Para los datos comprendidos entre 2001 y 2012, la Tabla 5-2 muestra los resultados

obtenidos de la caracterización estadística de los SRTs para cables subterráneos, tanto para el grupo agregado como para los desagregados, usando el algoritmo propuesto en la tesis. La información incluida en esta tabla es la siguiente:

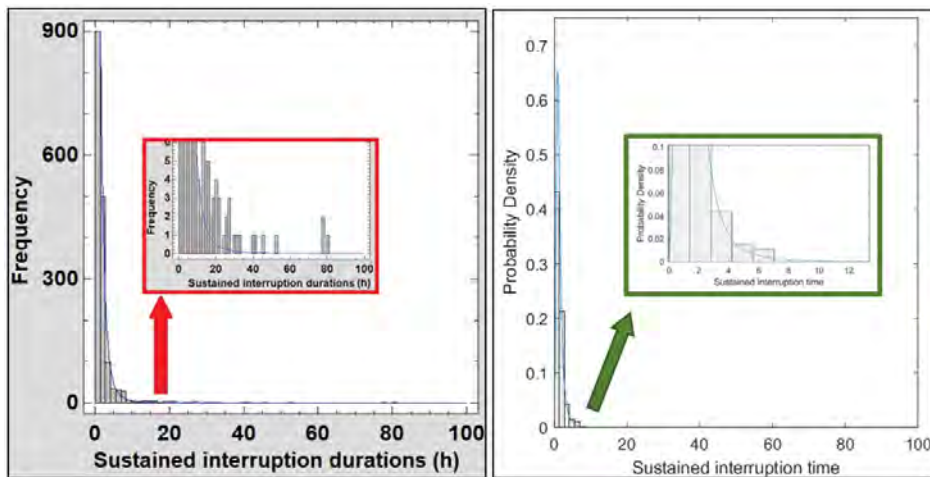
- Número de datos en cada agrupación antes del preprocesado.
- Media y desviación típica muestrales.
- Número de datos en cada agrupación después del preprocesado.
- Número de datos resultantes en cada agrupación después de aplicar el procedimiento propuesto.
- Distribución con mejor ajuste, con sus correspondientes parámetros.
- Media y desviación típica de la distribución.
- Límites superior e inferior de los intervalos de confianza (IC) del 95% y el 99%.

Tabla 5-2. Caracterización estadística de los SRTs para cables subterráneos

Agrupaciones	Grupo agregado	Grupos desagregados					
	15/20 kV	TTI 15 kV	TTI 20 kV	OPI 15 kV	OPI 20 kV	SLICE 15kV	SLICE 20kV
Número inicial de muestras	1782	440	1120	17	54	27	124
Media muestral (h)	2.411	2.245	2.544	1.650	2.953	2.305	1.681
Desviación típica muestra (h)	6.641	2.955	8.013	1.091	6.122	2.056	2.098
Número de muestras una vez aplicado el algoritmo	1686	440	1069	17	54	27	124
<b>PDF mejor ajustada</b>	Loglogística	Loglogística	Loglogística	Loglogística	Loglogística	Loglogística	Loglogística
Parámetro $\mu$	0.193	0.330	0.182	0.279	0.251	0.475	0.189
Parámetro $\sigma$	0.360	0.469	0.354	0.290	0.462	0.469	0.396
<b>Media (h)</b>	<b>1.515</b>	<b>2.057</b>	<b>1.489</b>	<b>1.523</b>	<b>1.881</b>	<b>2.382</b>	<b>1.588</b>
Desviación típica (h)	1.417	4.973	1.351	0.980	4.123	5.848	1.865
IC del 95% inferior	0.421	0.350	0.423	0.563	0.329	0.404	0.376
IC del 95% superior	3.496	5.526	3.406	3.101	5.018	6.404	3.882
IC del 99% inferior	0.232	0.162	0.235	0.349	0.154	0.186	0.195
IC del 99% superior	6.330	11.980	6.120	5.010	10.765	13.900	7.469

Puede observarse que las agrupaciones 15/20kV (conjunto agregado) y TTI 20kV necesitaron eliminar datos para conseguir ajustar una PDF que satisficiera las pruebas de bondad de ajuste propuestas en el procedimiento. Para el resto de las agrupaciones desagregadas no fue necesario eliminar ningún dato para encontrar un buen ajuste. En todos los casos, la distribución loglogística resultó ser la más adecuada para representar los datos observados.

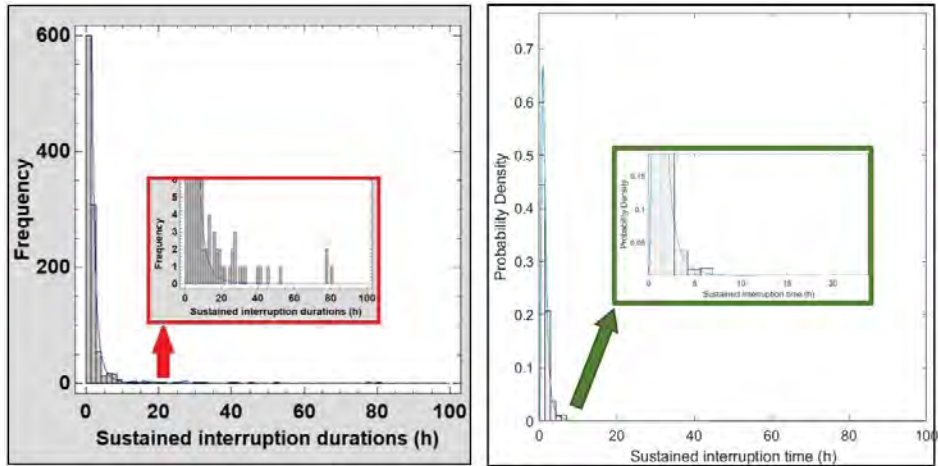
Para el caso de las agrupaciones 15/20 kV y TTI 20 kV, la función que mejor ajuste ha obtenido según el algoritmo empleado ha sido la loglogística. Para comprobar el resultado obtenido cuando se aplica y cuando no se aplica el algoritmo, se presentan la Figura 5-2 y la Figura 5-3. En estas figuras se representan los histogramas y la resultante distribución loglogística en cada caso para dichas agrupaciones. Se puede observar en el gráfico ampliado que los datos se ajustan mejor después de aplicar el algoritmo propuesto, especialmente en la cola superior de la PDF, donde se obtienen diferencias inaceptables entre los SRT observados y estimados (más de diez horas).



a) Análisis previo

b) Aplicación del algoritmo

Figura 5-2. Datos pertenecientes a la agrupación 15/20 kV ajustada mediante la función de distribución loglogística

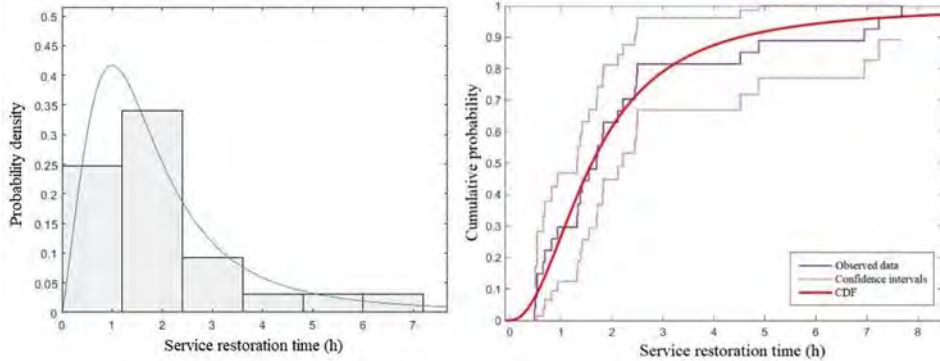


a) Análisis previo

b) Aplicación del algoritmo

Figura 5-3. Datos pertenecientes a la agrupación TTI 20 kV ajustada mediante la función de distribución loglogística

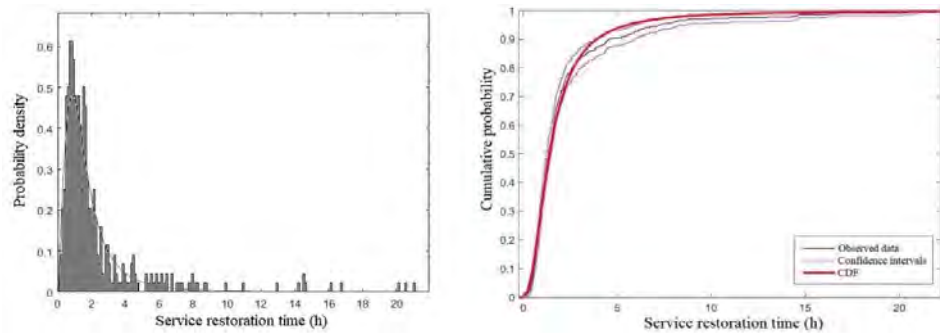
Adicionalmente, se observan diferencias sustanciales entre la media y la desviación típica muestrales y las obtenidas a partir de las PDFs ajustadas en cada caso. Para el SRT agregado, el valor medio obtenido del ajuste fue de 1,515 horas, con una desviación típica de 1,417 horas. Respecto a los grupos desagregados, los valores medios de SRT más altos se obtuvieron para Slice15kV y TTI15kV, con un tiempo de interrupción superior a dos horas en ambos casos. La Figura 5-4Figura 5-2 y la Figura 5-5 representan los datos observados para estos grupos junto con sus PDF ajustadas y las funciones de densidad acumulativa (CDF).



a) Función de distribución

b) Función acumulada

Figura 5-4. Histograma de datos y función ajustada para la agrupación desagregada Slice 15 kV



a) Función de distribución

b) Función acumulada

Figura 5-5. Histograma de datos y función ajustada para la agrupación desagregada TTI 15 kV

## 5.4. Validación de resultados

Las PDFs ajustadas en el apartado anterior van a ser validadas en base a la estimación de los SRTs en la red objeto de estudio para el año 2013, comparando los SRTs observados y estimados. Para el grupo agregado 15/20 kV, la Figura 5-6 muestra ambos SRTs para las 100 averías que fueron registradas en 2013, junto con los correspondientes ICs del 95 % y el 99 %. Para una mayor claridad, los SRTs observados se representan en orden descendente. Se puede observar que solo 13 líneas (13%) presentaron valores de SRT fuera del intervalo de confianza del 95 %, mientras que este número se reduce a 7 líneas para el intervalo de confianza del 99 %, lo que representa un 7 %.

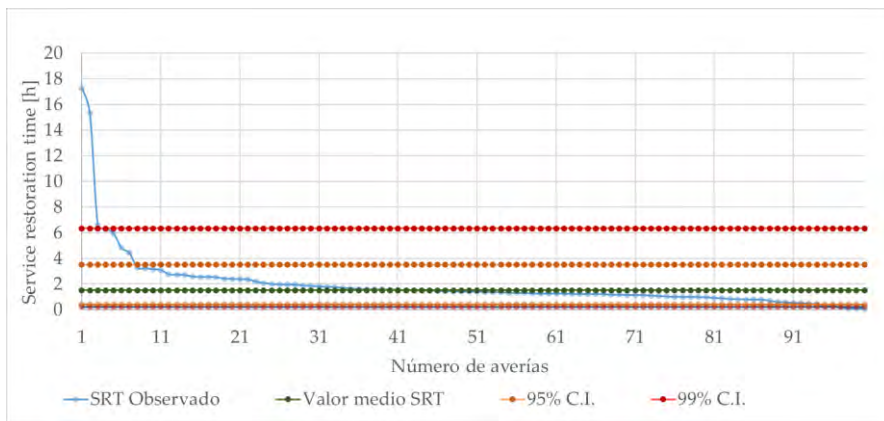


Figura 5-6. Valores de SRT estimados y observados para el grupo agregado 15/20kV

Respecto a los grupos desagregados, la Figura 5-7, la Figura 5-8, la Figura 5-9 y la Figura 5-10 representan, respectivamente, los SRTs estimados y observados para los grupos TTI 15kV, TTI 20kV, Slice 15kV y Slice 20kV. No se reportaron fallos para el grupo OPI15kV en 2013, mientras que se registró una única avería para el grupo OPI20kV. Por esta razón, estos grupos no están incluidos en los gráficos. Se observa cómo el número resultante de casos fuera de los intervalos de confianza es menor que los obtenidos para el grupo agregado, lo que lleva a concluir que la estimación desagregada del SRT representa de manera más precisa las observaciones reales, en comparación con el grupo 15/20kV.

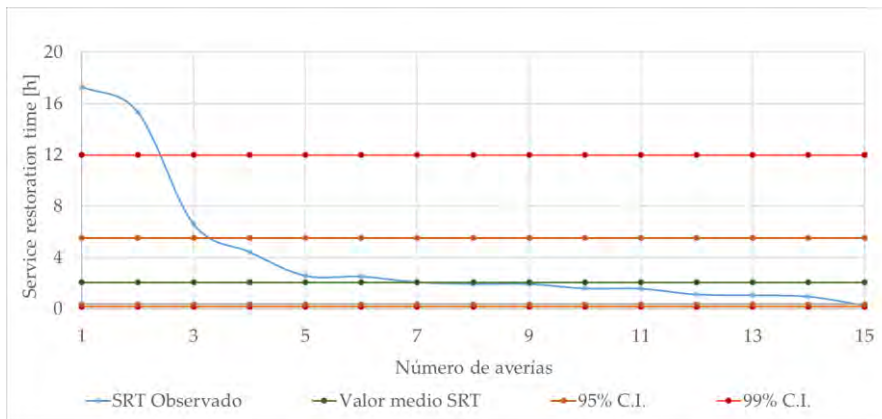


Figura 5-7. Valores de SRT estimados y observados para el grupo TTI 15kV

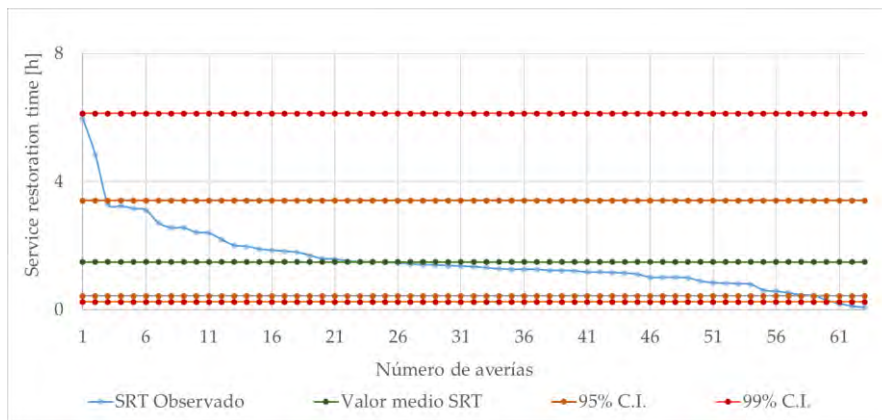


Figura 5-8. Valores de SRT estimados y observados para el grupo TTI 20kV

Para resumir los resultados obtenidos, se presentan la Tabla 5-3 y la Tabla 5-4, donde se incluyen, respectivamente, el número de SRTs observados que están incluidos en los ICs del 95 % y el 99 %.

En estas tablas, para el IC correspondiente, se han separado el número de casos de SRTs observados por debajo del límite inferior (*lower limit*, LL) y los que están por encima del límite superior (*upper limit*, UL). La razón de esta distinción es que, en el primer caso ( $SRT < LL$ ), aunque el algoritmo propuesto ha proporcionado un intervalo inexacto para el SRT, la estimación será más conservadora. Teniendo esto



en cuenta, se puede concluir a partir de la Tabla 5-3 que, para los grupos desagregados, el 93% de los SRTs observados son inferiores al límite superior del intervalo de confianza del 95%. Para los grupos desagregados, el caso más desfavorable resulta ser el grupo TTI15kV, con el 80% de los tiempos de restauración observados por debajo del UL. Para los 100 fallos reportados en 2013, el número resultante de SRTs por debajo del UL para los seis grupos desagregados es de 95 %, por lo que los resultados son más precisos en este caso, en comparación con el grupo agregado 15/20kV.

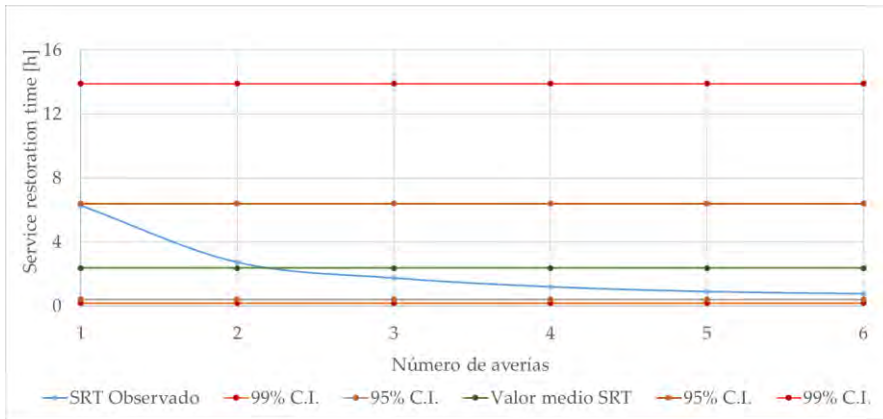


Figura 5-9. Valores de SRT estimados y observados para el grupo Slice 15kV

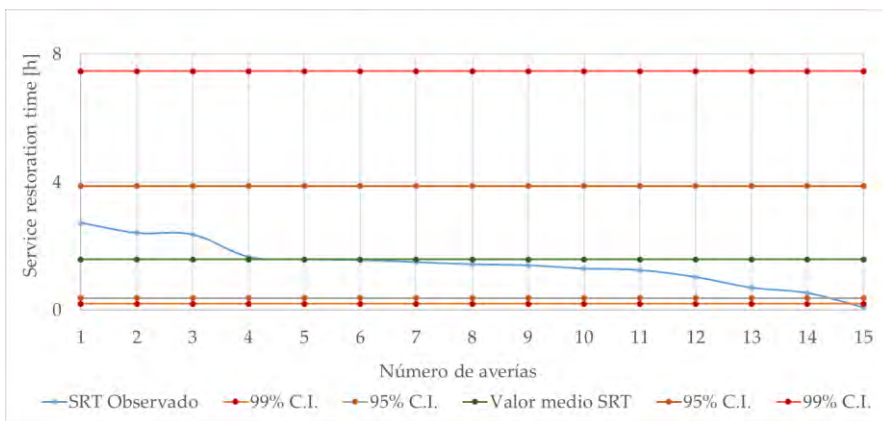


Figura 5-10. Valores de SRT estimados y observados para el grupo Slice 20kV

Tabla 5-3. Resumen de resultados de los intervalos de confianza del 95% para los SRTs

Agrupación	Averías	Valores observados de los SRTs dentro del IC	Valores observados de los SRTs fuera del IC			
			Total	SRT<LL	SRT>UL	SRT<UL (%)
15/20kV	100	87	13	6	7	93
TTI15kV	15	11	4	1	3	80
TTI20kV	63	57	6	4	2	96.83
OPI15kV	-	-	-	-	-	-
OPI20kV	1	1	0	0	0	100
Slice15kV	6	6	0	0	0	100
Slice20kV	15	14	1	1	0	100
Total	100	89	11	6	5	95

En el caso del IC del 99 %, viendo los resultados de la Tabla 5-4, puede comprobarse que, al igual que para el intervalo de confianza del 95 %, los resultados más precisos se obtienen utilizando los grupos desagregados. En este caso, el 97 % de los tiempos de restauración observados fueron inferiores al límite superior estimado para el grupo agregado, mientras que este porcentaje es del 98% si se consideran los grupos desagregados. Estos resultados demuestran la precisión del método propuesto para la caracterización estadística de los SRTs. Además, se puede concluir que la precisión del algoritmo presentado es mayor cuando se consideran los grupos desagregados.

Tabla 5-4. Resumen de resultados de los intervalos de confianza del 99% para los SRTs

Agrupación	Averías	Valores observados de los SRTs dentro del CI	Valores observados de los SRTs fuera del CI			
			Total	SRT<LL	SRT>UL	SRT<UL (%)
15/20kV	100	93	7	4	3	97
TTI15kV	15	13	2	0	2	86.67
TTI20kV	63	60	3	3	0	100
OPI15kV	-	-	-	-	-	-
OPI20kV	1	1	0	0	0	100
Slice15kV	6	6	0	0	0	100
Slice20kV	15	14	1	1	0	100
Total	100	94	6	4	2	98

Los valores esperados de los SRTs obtenidos con el método propuesto, utilizando grupos agregados y desagregados, pueden ser utilizados para estimar el SAIDI de toda la red bajo estudio, con el fin de evaluar la confiabilidad del sistema. El SAIDI reportado durante 2013 fue de 58,015 minutos por cliente. Si se considera el grupo agregado 15/20kV, el SAIDI esperado es de 48,861 minutos por cliente, mientras que este valor aumenta a 51,748 minutos por cliente cuando se analizan los grupos desagregados. Finalmente, si se utiliza la media muestral de los datos sin procesar para calcular el SAIDI, el valor obtenido es de 77,753 minutos por cliente. Se puede observar que el algoritmo propuesto proporciona estimaciones más precisas de este KPI, tanto para los grupos agregados como para los desagregados.

Finalmente, es importante destacar que el procedimiento de ajuste presentado podría utilizarse para determinar un intervalo de confianza para el SAIDI, lo que permitiría una evaluación del riesgo de la red. Este tipo de análisis no sería posible si se usaran los datos sin procesar. En este sentido, en el Capítulo 7 de la presente tesis doctoral, se presenta una aplicación práctica de la aplicación de dicho procedimiento, que permite evaluar el riesgo económico de una red de distribución que alimenta a un total de 18000 clientes.



## 6. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD

---

Una vez descrito y validado el algoritmo de ajuste de las PDFs para el caso particular de los SRTs, este mismo procedimiento se va a aplicar a todos los tiempos disponibles y para todos los elementos incluidos en las bases de datos.

La base de datos de averías de la compañía suministradora ofrece información sobre las marcas de tiempo en los distintos estados de una incidencia. Estas marcas se enumeran y definen a continuación:

- Fecha y hora de inicio de afectación (FIA): indica el momento en que la avería es registrada en el sistema.
- Fecha y hora de localización de averías (FL): indica el momento en que la avería ha sido localizada.
- Fecha y hora de fin de afectación (FFA): indica cuando se ha subsanado la afectación sin haber reparado el equipo. La topología de la red permite el aislamiento del fallo y reposición del suministro eléctrico por un camino alternativo.

- Fecha y hora de inicio de reparación (FIR): una vez que el elemento averiado ha quedado localizado y aislado de la red, se pueden comenzar con las labores de reparación o sustitución de este.
- Fecha y hora de fin de reparación (FFR): indica cuando el elemento ha sido reparado.

A partir de las marcas de tiempo se pueden obtener varios parámetros de confiabilidad temporales, los cuales se definen a continuación. A los tiempos mostrados en la lista hay que añadir el SRT, el cual ha sido tratado en profundidad en el capítulo anterior.

1. Tiempo de localización (TL): es el tiempo que tarda en encontrarse una avería desde el momento en que la distribuidora recibe la existencia de una incidencia en la red. Para cada avería registrada, se calcula como:

$$TL = FL - FIA \quad (6-1)$$

2. Tiempo de reconfiguración de red (time to switch, TTS): es el tiempo que transcurre entre el instante en que la avería ha sido localizada y el instante en que se ha dejado aislado el elemento averiado mediante una modificación de la explotación de la red para poder seguir abasteciendo de energía eléctrica a los clientes. Para cada avería registrada, se calcula como:

$$TTS = FFA - FL \quad (6-2)$$

3. Tiempo hasta comienzo de reparación desde la detección del fallo (TCR): una vez se ha localizado y aislado la avería, con la correspondiente reposición del suministro, comienza el tiempo de reparación. No obstante, previamente el equipo de mantenimiento tiene que preparar los trabajos para comenzar la reparación de la avería. Por tanto, este tiempo involucra el tiempo que transcurre desde que se localiza la avería y comienza a repararse el elemento afectado. Para cada avería registrada, se calcula como:

$$TCR = FIR - FL \quad (6-3)$$

4. Tiempo de reparación (TR): es el tiempo que tarda en repararse la avería mediante la reparación o sustitución del elemento afectado. Para cada avería registrada, se calcula como:

$$TR = FFR - FIR \quad (6-4)$$

5. Tiempo de vuelta a la normalidad (TVN): es el tiempo total que involucra una avería, calculado como:

$$TVN = FFR - FIA \quad (6-5)$$

6. Tiempo entre fallos (time between failures, TBF): este parámetro define el tiempo de ocurrencia entre las averías ocurridas en la red eléctrica durante un tiempo determinado. Para cada avería registrada, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TBF = FIA(i + 1) - FIA(i) \quad (6-6)$$

donde  $i$  e  $i + 1$  representan dos averías consecutivas en la red.

Para una mayor claridad de estos conceptos, la Figura 6-1 muestra los distintos estados de la red cuyas marcas de tiempo están disponibles en la base de datos, junto con la relación de los distintos tiempos que se han descrito anteriormente y que se van a estudiar en el presente capítulo.

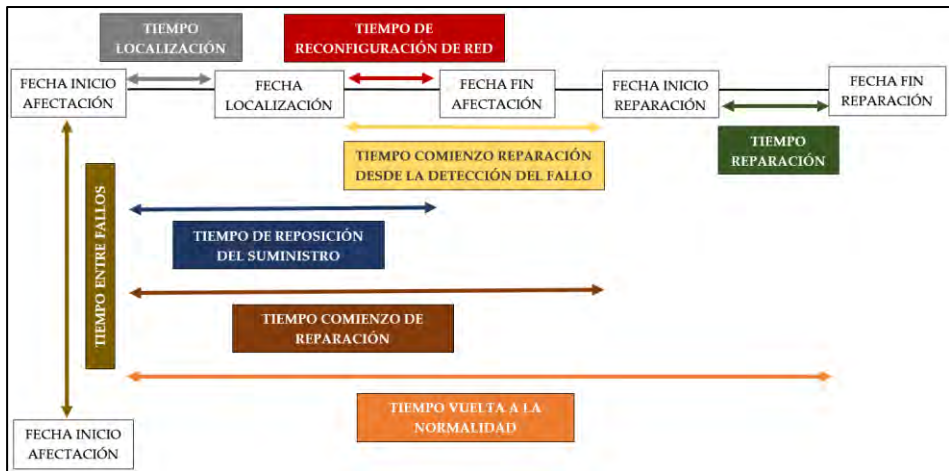


Figura 6-1. Información sobre los estados de la red y tiempos disponibles

A continuación, se muestra el resultado de aplicar el método de ajuste presentado en el capítulo anterior a los diferentes tiempos y agrupaciones de elementos. En algunos casos particulares, ninguna de las PDFs considerada pudo ser ajustada de una manera que cumplieran simultáneamente las pruebas de bondad KS y AD. En estos casos, se comprobó si al menos una de las pruebas arrojaba resultados satisfactorios,

tomando este ajuste como válido en esas situaciones extremas, marcadas en rojo en las tablas que se mostrarán a lo largo de este capítulo.

Para todos los tiempos estudiados se van a mostrar dos tablas, una con la información genérica y otra con los resultados del ajuste según el procedimiento propuesto. La primera tabla muestra el procesamiento de los datos, así como la función ajustada y el resultado de las pruebas de bondad de ajuste en cada caso. Por su parte, la segunda tabla incluye la información concreta de la PDF ajustada en cada caso, junto con el valor esperado y los límites superior e inferior de los intervalos de confianza del 95 y 99 %.

Para analizar en detalle los resultados obtenidos, las medias de las PDFs van a ser representadas en dos gráficas. En una de ellas se comparan todas las agrupaciones, agregadas y desagregadas, mientras que en la otra gráfica solo se van a representar las agrupaciones agregadas.

También se presenta en este capítulo una comparación entre las medias muestrales de los diferentes tiempos y las medias poblacionales obtenidas con las correspondientes PDFs.

Finalmente, se van a estimar las tasas de fallos usando los valores medios obtenidos de las PDFs de los TBFs. Los resultados obtenidos se van a comparar con las tasas de fallos calculadas según el procedimiento presentado en el capítulo 4, y con los valores obtenidos a partir de los datos muestrales depurados de los propios tiempos entre fallos.

## **6.1. Tiempos de reposición del suministro eléctrico**

Aunque en el capítulo anterior ya se presentó la aplicación del procedimiento de ajuste propuesto a SRTs, ese análisis se limitaba al caso de cables subterráneos. En esta sección se amplían esos resultados a un mayor número de elementos de la red, tal y como se muestra en la Tabla 6-1, la Tabla 6-2, la Figura 6-2 y la Figura 6-3.

La Tabla 6-1 muestra información genérica tras haber aplicado el procedimiento de ajuste. La Tabla 6-2 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y alguno de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas funciones para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-2 para que puedan ser fácilmente comparables. En dicha



figura se puede observar que el elemento averiado que da lugar a un mayor tiempo de reposición del suministro eléctrico es el transformador MT/BT en 15 kV, seguido del interruptor seccionador en 15 kV, con valores de 7,26 y 5,53 horas, respectivamente. Cabe destacar que los cables subterráneos son los elementos cuyo tiempo de reposición del suministro eléctrico es menor, siendo el cable subterráneo de aislamiento seco en 20 kV el menor entre ellos con una media de 1,48 horas.

La Figura 6-3 muestra la media de las funciones ajustadas para los grupos agregados. En este caso, el elemento averiado que da lugar a un mayor tiempo de reposición del suministro es el interruptor seccionador seguido por los transformadores MT/BT con tiempos de 5,32 y 5,10 horas, respectivamente.

Tabla 6-1. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al SRT

Tiempo de reposición del suministro eléctrico (SRT)																					
	15/20 kV	Datos brutos			Datos < 0 eliminados			Datos depurados		Muestras depuradas		Datos eliminados algoritmo		Datos finales ajustados		PDF			KS	KD	Chi sq
		1782	0	0	0	1782	0	0	0	96	1686	Loglogística	Si	Si	Si						
Cables subterráneos	TTI 15 kV	440	0	0	0	440	0	0	0	440	0	0	440	Loglogística	Si	Si	Si				
	TTI 20 kV	1120	0	0	0	1120	0	0	51	1069	0	0	1069	Loglogística	Si	Si	Si				
	OPI 15 kV	17	0	0	0	17	0	0	0	17	0	0	17	Loglogística	Si	Si	Si				
	OPI 20 kV	54	0	0	0	54	0	0	0	54	0	0	54	Loglogística	Si	Si	No				
	Slices 15kV	27	0	0	0	27	0	0	0	27	0	0	27	Loglogística	Si	Si	Si				
	Slices 20kV	124	0	0	0	124	0	0	0	124	0	0	124	Loglogística	Si	Si	Si				
Líneas aéreas	15/20 kV	265	0	0	0	265	0	0	0	265	0	0	265	Loglogística	Si	Si	Si				
Elementos comunes en CTs	15/20 kV	121	0	0	0	121	0	0	0	121	0	0	121	Exponencial	Si	Si	Si				
	15 kV	44	0	0	0	44	0	0	0	44	0	0	44	Exponencial	Si	Si	Si				
	20 kV	77	0	0	0	77	0	0	0	77	0	0	77	Weibull	Si	Si	Si				
Transformadores	15/20 kV	192	0	0	0	192	0	0	35	157	0	0	157	Loglogística	Si	Si	Si				
	15 kV	98	0	0	0	98	0	0	0	98	0	0	98	Loglogística	Si	Si	Si				
	20 kV	94	0	0	0	94	0	0	1	93	0	0	93	Weibull	Si	Si	Si				
Interruptores Seccionadores	15/20 kV	86	0	0	0	86	0	0	0	86	0	0	86	Loglogística	Si	Si	Si				
	15 kV	33	0	0	0	33	0	0	0	33	0	0	33	Loglogística	Si	Si	Si				
	20 kV	53	0	0	0	53	0	0	0	53	0	0	53	Weibull	Si	Si	Si				
Seccionadores	15/20 kV	79	1	0	0	78	0	0	0	78	0	0	78	Loglogística	Si	Si	Si				
	15 kV	72	1	0	0	71	0	0	0	71	0	0	71	Loglogística	Si	Si	Si				
	20 kV	7	0	0	0	7	0	0	0	7	0	0	7	Exponencial	Si	Si	Si				
Interruptor seccionador con fusible	15/20 kV	31	0	0	0	31	0	0	0	31	0	0	31	Exponencial	Si	Si	Si				
	15 kV	10	0	0	0	10	0	0	0	10	0	0	10	Loglogística	Si	Si	Si				
	20 kV	21	0	0	0	21	0	0	0	21	0	0	21	Exponencial	Si	Si	Si				

Tabla 6-2. Información sobre las PDFs ajustadas de los SRTs

PDF	Parámetro 1 mu/scale	Parámetro 2 sigma/shape	CI 99% inf.	Media	CI 95% sup.	CI 99% sup.
15/20 kV	0,1928	0,3596	0,2323	1,5149	3,4960	6,3300
TTI 15 kV	0,3299	0,4685	0,1615	2,0571	5,5260	11,9800
TTI 20 kV	0,1820	0,3543	0,2354	1,4886	3,4060	6,1200
Cables subterráneos	0,2785	0,2898	0,3490	1,5231	3,1010	5,0100
OPI 15 kV	0,2513	0,4624	0,1536	1,8810	5,0177	10,7651
OPI 20 kV	0,4748	0,4694	0,1860	2,3818	6,4040	13,9000
Slices 15kV	0,1891	0,3964	0,1954	1,5880	3,8821	7,4689
Slices 20kV	0,1891	0,3964	0,1954	1,5880	3,8821	7,4689
Líneas aéreas	1,0155	0,5419	0,2290	4,7407	13,6100	33,3000
15/20 kV	3,2496	-	0,0327	3,2496	9,7349	14,9649
Elementos comunes en CTs	3,6542	-	0,0367	3,6542	10,9469	16,8281
15 kV	3,2185	1,2358	0,0778	3,0056	7,8203	11,0747
20 kV	3,2185	1,2358	0,0778	3,0056	7,8203	11,0747
Transformadores	1,4644	0,3124	1,0293	5,1062	10,8511	18,1731
15 kV	1,5385	0,4960	0,4768	1,0811	7,2587	20,0661
20 kV	4,4355	1,3421	0,1440	4,0715	10,0455	13,8391
Interruptores	0,9848	0,6010	0,1692	5,3202	15,7106	42,3663
Seccionadores	1,0814	0,5787	0,2064	5,5289	16,2047	42,1207
15 kV	3,6432	1,1795	0,0737	3,4427	9,2358	13,2983
20 kV	3,6432	1,1795	0,0737	3,4427	9,2358	13,2983
Seccionadores	0,9089	0,5768	0,1752	4,6313	13,5629	35,1466
15 kV	0,9096	0,5625	0,1873	4,4749	13,0136	32,9359
20 kV	3,8976	-	0,0392	3,8976	11,6762	17,9492
Interruptor seccionador con fusible	4,2801	-	0,0430	4,2801	12,8221	19,7106
15 kV	0,9726	0,4106	0,4009	3,5506	8,8594	17,4473
20 kV	4,4381	-	0,0446	4,4381	13,2953	20,4382

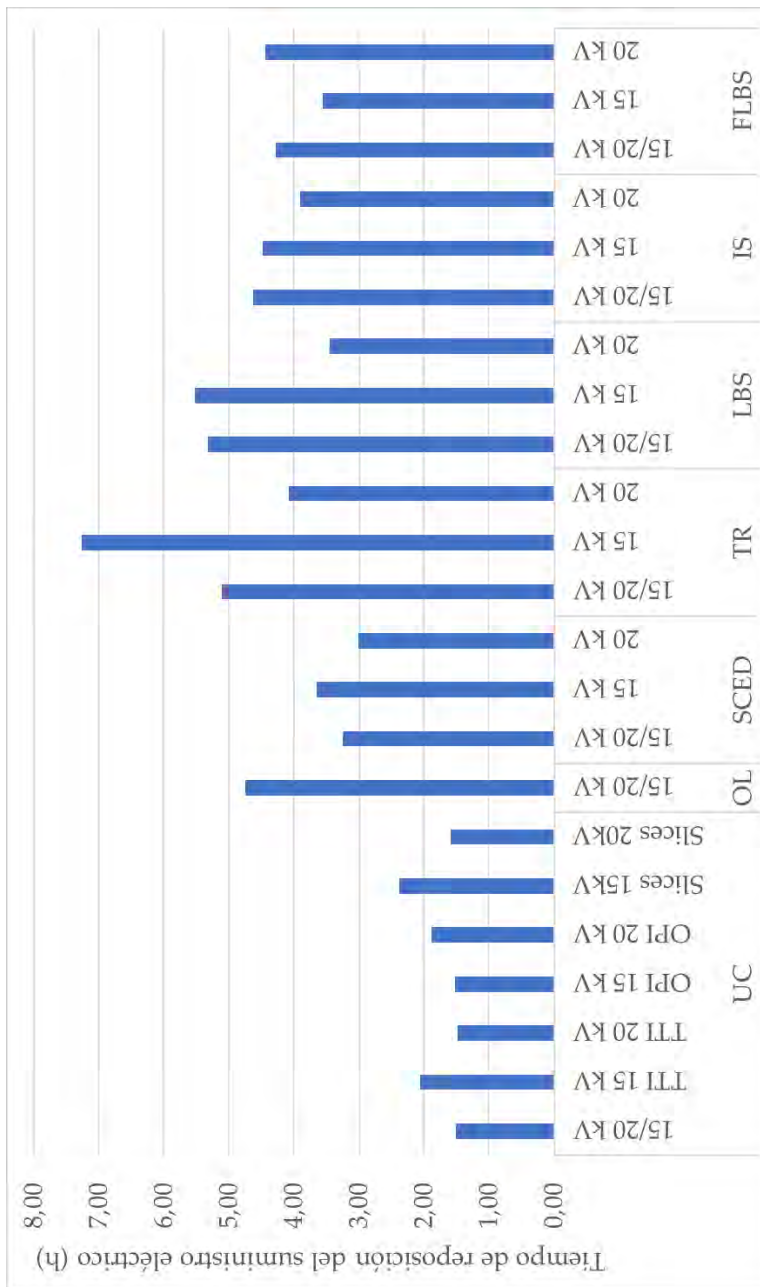


Figura 6-2. Comparación de resultados del SRT para todas las agrupaciones

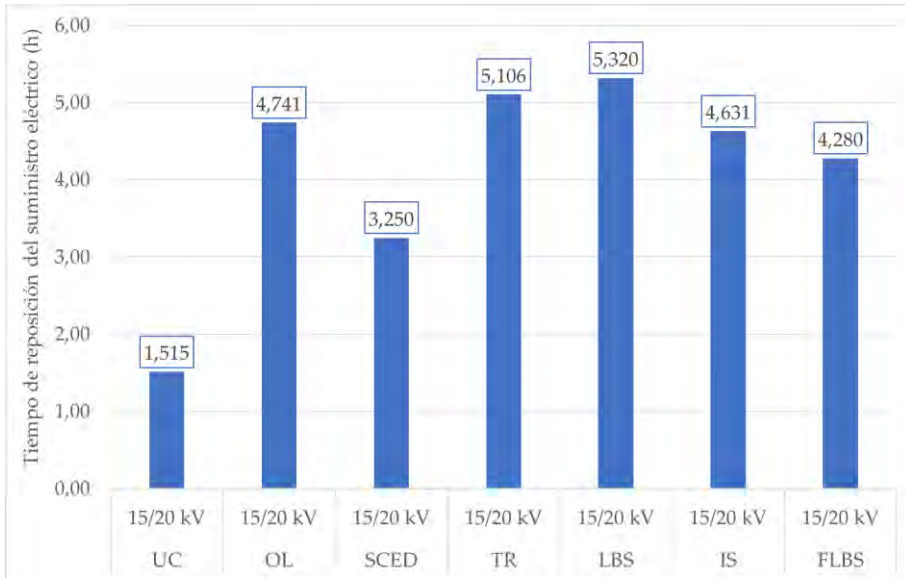


Figura 6-3. Comparación de resultados del SRT para los grupos agregados

## 6.2. Tiempos de localización

Los resultados obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 a los tiempos de localización se muestran a continuación. Estos resultados se incluyen en la Tabla 6-3, la Tabla 6-4, la Figura 6-4 y la Figura 6-5.

La Tabla 6-3 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste. En la misma se puede observar el número de datos original en el registro, el número de datos depurados después del preprocesado, y el número final de datos una vez se ha aplicado el procedimiento de ajuste. Cabe destacar que, como se mencionó al inicio de este capítulo, en algunos casos no se consiguió ajustar una PDF a los datos depurados que fuera aceptada por las pruebas de bondad de ajuste KS y AD. En estas situaciones, la PDF se obtuvo en base al valor  $p$  de la prueba de bondad  $X^2$ . Estos escenarios particulares, marcados en rojo en las tablas correspondientes, presentan una cantidad inicial de datos igual a los datos depurados, no siendo posible eliminar registros atípicos.

Es destacable, a la vista de estas tablas, la cantidad de datos brutos que fueron

eliminados y depurados, lo que puede ser indicativo de alguna fuente de error en el registro de la información, a diferencia de lo ocurrido y mostrado para los SRTs.

La Tabla 6-4 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y alguno de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas distribuciones para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-4 para facilitar la comparación. En dicha figura se puede observar que los elementos que dan lugar a mayores tiempos de localización son las líneas aéreas y el interruptor seccionador con fusible en 15 kV, con valores de TL iguales a 2,43 y 2,27 horas, respectivamente.

La Figura 6-5 muestra la media de las funciones ajustadas para los grupos agregados. Puede verse que las líneas aéreas vuelven a ser, con esta agrupación agregada, las que presentan un mayor TL, con 2,42 horas.

Tabla 6-3. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TL

	Tiempo de localización (TL)										PDF	KS	KD	Chi sq		
	Datos brutos		Datos < 0 eliminados		Datos depurados		Muestras depuradas		Datos eliminados algoritmo						Datos finales ajustados	
15/20 kV	1782	10	63	1772	284	1488	Weibull	Si	Si	Si						
TTI 15 kV	440	2	16	438	64	374	Loglotistica	Si	Si	Si						
TTI 20 kV	1120	7	37	1113	96	1017	Loglotistica	Si	Si	Si						
OPI 15 kV	17	0	0	17	0	17	Lognormal	Si	Si	Si						
OPI 20 kV	54	0	2	54	0	54	Loglotistica	Si	Si	Si						
Slices 15kV	27	0	0	27	0	27	Loglotistica	Si	Si	Si						
Slices 20kV	124	1	8	123	-	123	Weibull	No	No	Si						
<b>Líneas aéreas</b>	<b>265</b>	<b>3</b>	<b>27</b>	<b>262</b>	<b>-</b>	<b>262</b>	<b>Exponencial</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>Si</b>						
15/20 kV	121	2	31	119	-	119	Exponencial	No	No	Si						
15 kV	44	2	15	42	-	42	Weibull	No	Si	Si						
20 kV	77	0	16	77	-	77	Gamma	Si	No	Si						
<b>Transformadores</b>	<b>192</b>	<b>2</b>	<b>52</b>	<b>190</b>	<b>-</b>	<b>190</b>	<b>Gamma</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>Si</b>						
15 kV	98	2	30	96	-	96	Gamma	No	No	Si						
20 kV	94	0	22	94	-	94	Exponencial	No	No	Si						
<b>Interruptores</b>	<b>86</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>83</b>	<b>Gamma</b>	<b>Si</b>	<b>No</b>	<b>Si</b>						
15 kV	33	0	6	33	0	33	Gamma	Si	Si	Si						
20 kV	53	3	9	50	0	50	Exponencial	Si	Si	Si						
<b>Seccionadores</b>	<b>79</b>	<b>4</b>	<b>16</b>	<b>75</b>	<b>0</b>	<b>75</b>	<b>Gamma</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>						
15 kV	72	3	16	69	-	69	Gamma	No	Si	Si						
20 kV	7	1	0	6	0	6	Exponencial	Si	Si	Si						
<b>Interruptor seccionador con fusible</b>	<b>31</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>31</b>	<b>0</b>	<b>31</b>	<b>Gamma</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>						
15 kV	10	0	2	10	0	10	Exponencial	Si	Si	Si						
20 kV	21	0	5	21	0	21	Gamma	Si	Si	Si						

Tabla 6-4. Información sobre las PDFs ajustadas de los TIs

		Tiempo de localización (TI)						
PDF	Parámetro 1 mu/scale	Parámetro 2 sigma/shape	CI 99% inf.				CI 99% sup.	
			0,1440	0,3060	1,0699	Media	2,0062	2,4474
15/20 kV	1,2081	2,1631	0,1440	0,3060	1,0699	2,0062	2,4474	h
TTI 15 kV	-0,0367	0,3719	0,1745	0,3225	1,2241	2,8819	5,3248	h
TTI 20 kV	0,0719	0,3486	0,2165	0,3850	1,3237	2,9991	5,3320	h
OPI 15 kV	0,1879	0,4091	0,4659	0,6157	1,3120	2,3650	3,1254	h
OPI 20 kV	0,1768	0,4028	0,1875	0,3645	1,5834	3,9073	7,5972	h
Slices 15kV	0,2934	0,4739	0,1519	0,3322	2,0032	5,4130	11,8354	h
Slices 20kV	1,4271	0,7798	0,0039	0,0316	1,6477	5,8280	10,1156	h
Líneas aéreas	2,4260	-	0,0244	0,1244	2,4260	7,2676	11,1721	h
Elementos comunes en CTs	1,3637	-	0,0137	0,0699	1,3637	4,0851	6,2799	h
15 kV	1,1170	0,7359	0,0022	0,0197	1,3513	4,9605	8,8977	h
20 kV	2,7747	0,4961	0,0002	0,0052	1,3764	5,3023	9,1718	h
Transformadores	5,0432	0,3675	0,0000	0,0011	1,8534	7,9277	14,5683	h
15 kV	6,4487	0,3242	0,0000	0,0004	2,0908	9,3260	17,6180	h
20 kV	1,6110	-	0,0162	0,0826	1,6110	4,8261	7,4189	h
Interruptores	0,5565	2,7909	0,0006	0,0104	1,5531	5,7421	9,7225	h
Seccionadores	0,5343	2,4133	0,0003	0,0071	1,2894	4,8372	8,2518	h
20 kV	1,7332	-	0,0174	0,0889	1,7332	5,1921	7,9815	h
Seccionadores	0,4150	3,1972	0,0000	0,0018	1,3269	5,4431	9,7516	h
15 kV	0,3966	3,2367	0,0000	0,0013	1,2838	5,3497	9,6738	h
20 kV	1,8222	-	0,0183	0,0935	1,8222	5,4589	8,3916	h
Interruptor seccionador con fusible	0,4004	4,0153	0,0000	0,0017	1,6078	6,6778	12,0519	h
15 kV	2,2750	-	0,0229	0,1167	2,2750	6,8153	10,4768	h
20 kV	0,3679	3,5887	0,0000	0,0008	1,3202	5,6451	10,3714	h



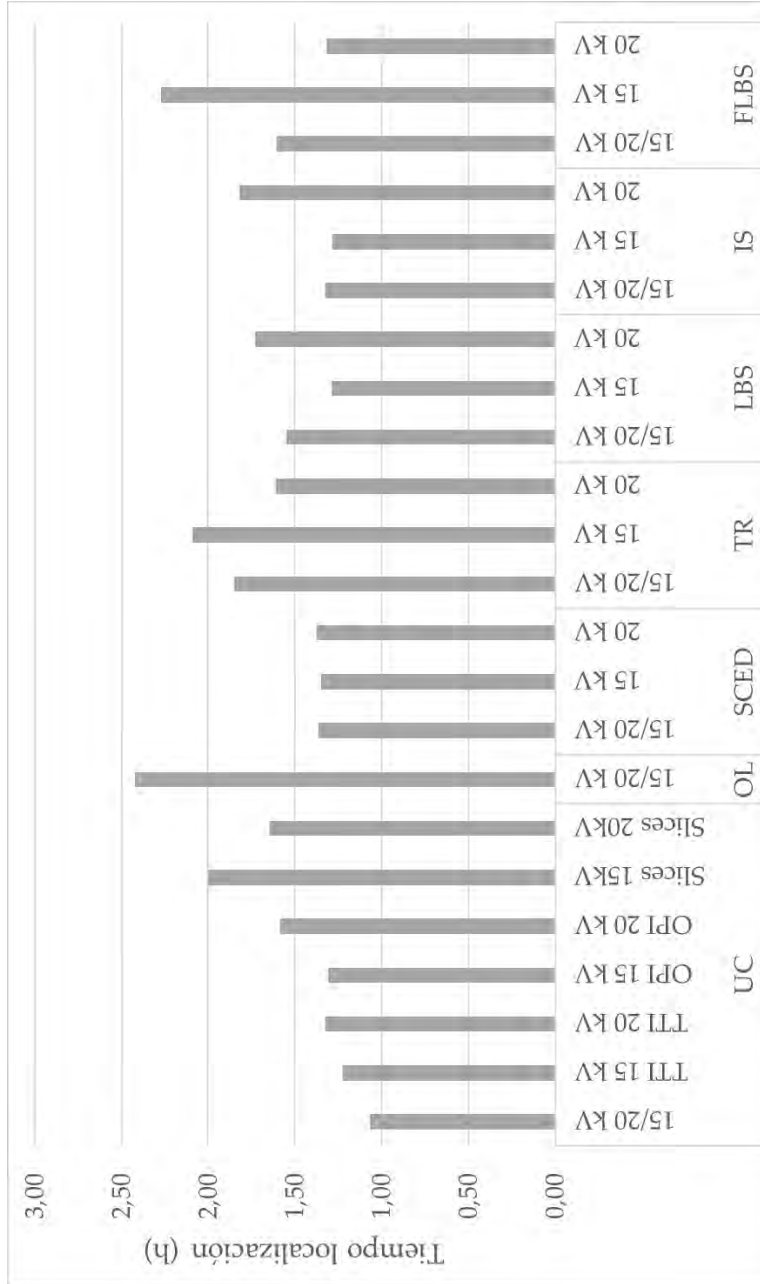


Figura 6-4. Comparación de resultados del TL para todas las agrupaciones

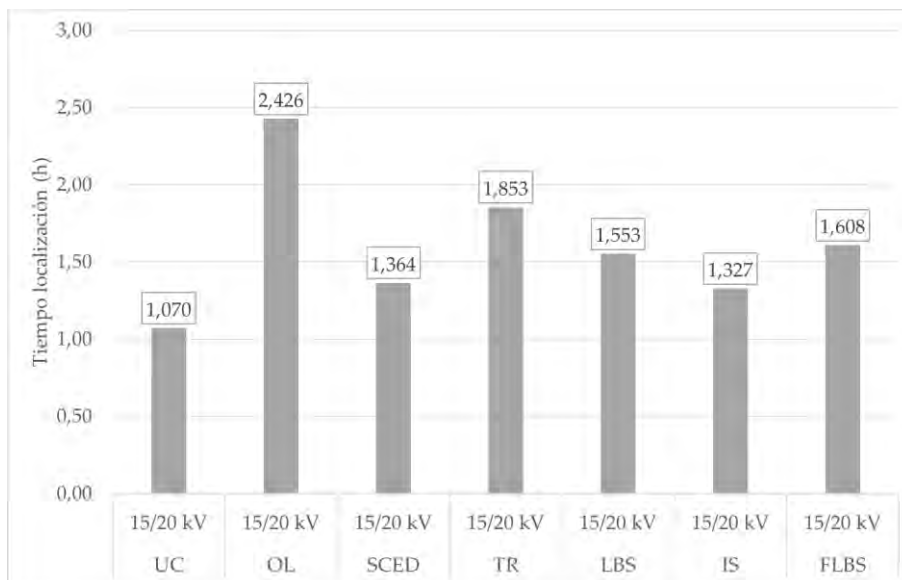


Figura 6-5. Comparación de resultados del TL para los grupos agregados

### 6.3. Tiempos de reconfiguración de red

Los resultados de aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 al caso de tiempos de reconfiguración de red se muestran a continuación. Estos resultados se incluyen en la Tabla 6-5, la Tabla 6-6, la Figura 6-6 y la Figura 6-7.

La Tabla 6-5 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste, con las mismas puntualizaciones mencionadas para los anteriores tiempos.

La Tabla 6-6 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y algunos de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas PDFs para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-6 para una mejor comparación.

En dicha figura se puede observar que los transformadores son los elementos con mayor tiempo de reconfiguración, con un valor de 4,56 horas. Se resalta además el valor de TRR tan bajo que presenta el grupo desagregado de transformadores MT/BT en 20 kV. El motivo es que para conseguir realizar el ajuste es necesario

eliminar un total de 36 datos en el procedimiento propuesto, tal y como se puede observar en la Tabla 6-6. Este resultado condicionará el valor esperado de TRR, siendo igual a 1,29 horas según la PDF ajustada, y tomando un valor de 5,99 horas si se considera la media muestral.

Se debe tener en cuenta que la agrupación agregada (transformadores 15/20 kV) no consiguió un buen ajuste según el procedimiento aplicado, por lo que la PDF resultante se ha asignado en base al test  $X^2$ . Para el caso del grupo de transformadores de MT/BT en 15 kV, sí se consiguió un buen ajuste con la eliminación de un solo *outlier*. En este caso, el resultado fue la PDF exponencial con una media de 4,06 horas, siendo un valor más próximo a la agrupación agregada que a la otra desagregada.

Se podría llegar a la conclusión de que, en ciertas ocasiones puntuales, haber eliminado una cantidad considerable de datos podría condicionar el resultado obtenido. En este sentido, si no se considerase válida la aplicación del procedimiento para la agrupación transformador 20 kV, las funciones propuestas no tendrían un buen ajuste según los test KS y AD. No obstante, en base al test  $X^2$ , sí que se conseguiría un buen ajuste, dando como resultado una PDF de Weibull con un valor medio de 4,3437 horas. Ante estos resultados, se recomienda la utilización de esta última función si se quieren considerar grupos desagregados, o tomar de manera directa el grupo agregado.

Finalmente, la Figura 6-7 muestra la media de las PDFs ajustadas para los grupos agregados. En este caso, el elemento averiado que da lugar a un mayor TTR sería el transformador de MT/BT, con un valor de 4,56 horas.

Tabla 6-5. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TRR

Tiempo de reconfiguración de red (TRR)										
	Datos brutos	Datos < 0 eliminados	Datos depurados	Muestras depuradas	Datos eliminados algoritmo	Datos finales ajustados	PDF	KS	KD	Chi sq
Cables subterráneos	15/20 kV	1782	333	294	1449	-	1449	Lognormal	No	Si
	TTI 15 kV	440	55	51	385	-	385	Lognormal	No	Si
	TTI 20 kV	1120	223	210	897	-	897	Lognormal	No	No
	OPI 15 kV	17	1	4	16	0	16	Lognormal	Si	Si
	OPI 20 kV	54	15	14	39	0	39	Lognormal	Si	Si
	Slices 15kV	27	9	4	18	0	18	Gamma	Si	Si
Líneas aéreas	Slices 20kV	124	30	11	94	0	94	Lognormal	Si	Si
	15/20 kV	265	34	7	231	0	231	Gamma	Si	Si
Elementos comunes en CTs	15/20 kV	121	10	5	111	0	111	Gamma	Si	Si
	15 kV	44	3	3	41	0	41	Gamma	Si	Si
	20 kV	77	7	2	70	0	70	Exponencial	Si	Si
Transformadores	15/20 kV	192	1	4	191	-	191	Weibull	No	Si
	15 kV	98	1	2	97	1	96	Exponencial	Si	Si
	20 kV	94	0	2	94	36	58	Exponencial	Si	Si
Interruptores Seccionadores	15/20 kV	86	8	3	78	0	78	Weibull	Si	Si
	15 kV	33	1	0	32	0	32	Weibull	Si	Si
	20 kV	53	7	3	46	0	46	Exponencial	Si	Si
Seccionadores	15/20 kV	79	5	2	74	0	74	Weibull	Si	Si
	15 kV	72	5	2	67	0	67	Weibull	Si	Si
	20 kV	7	0	0	7	0	7	Exponencial	Si	Si
Interruptor seccionador con fusible	15/20 kV	31	1	1	30	0	30	Weibull	Si	Si
	15 kV	10	0	0	10	0	10	Exponencial	Si	Si
	20 kV	21	1	1	20	0	20	Exponencial	Si	Si

Tabla 6-6. Información sobre las PDFs ajustadas de los TRRs

Tiempo reconfiguración de red (TRR)						
PDF	Parámetro 1 mu/scale	Parámetro 2 sigma/shape	CI 99% inf.	CI 95% inf.	Media	CI 95% sup. CI 99% sup.
15/20 kV	<b>Lognormal</b> -2,1384	2,2432	0,0006	0,0029	1,4586	4,7175 21,7580
TTI 15 kV	<b>Lognormal</b> -1,8153	2,1571	0,0011	0,0047	1,6672	5,6562 24,6008
TTI 20 kV	<b>Lognormal</b> -2,3011	2,860	0,0005	0,0023	1,3600	4,3020 20,4292
OPI 15 kV	<b>Lognormal</b> -2,6946	1,7992	0,0010	0,0035	0,3400	1,3032 4,4415
OPI 20 kV	<b>Lognormal</b> -2,3837	2,5714	0,0002	0,0013	2,5153	6,3338 36,5365
Slices 15kV	<b>Gamma</b> 0,3765	4,1367	0,0000	0,0011	1,5574	6,6070 12,0791
Slices 20kV	<b>Lognormal</b> -1,8403	1,8794	0,0020	0,0072	0,9285	3,4940 12,5768
Líneas aéreas	<b>Gamma</b> 0,6518	3,1126	0,0023	0,0269	2,0289	7,0858 11,6668
Elementos comunes	<b>Gamma</b> 0,5510	4,7113	0,0009	0,0166	2,5960	9,6319 16,3383
en CTs	<b>Gamma</b> 0,3928	9,6042	0,0001	0,0035	3,7730	15,7743 28,5819
	<b>Exponencial</b> 1,9067	-	0,0192	0,0978	1,9067	5,7119 8,7805
Transformadores	<b>Weibull</b> 3,6255	0,7044	0,0053	0,0535	4,5623	17,2132 31,6942
15 kV	<b>Exponencial</b> 4,0634	-	0,0408	0,2084	4,0634	12,1728 18,7125
20 kV	<b>Exponencial</b> 1,2957	-	0,0130	0,0665	1,2957	3,8815 5,9669
Interruptores	<b>Weibull</b> 2,6911	0,6719	0,0029	0,0324	3,5482	13,7755 26,1239
Seccionadores	<b>Weibull</b> 2,8487	0,7019	0,0041	0,0414	3,5968	13,6006 25,0972
15/20 kV	<b>Exponencial</b> 2,2111	-	0,0222	0,1134	2,2111	6,6237 10,1823
Seccionadores	<b>Weibull</b> 2,5449	0,7338	0,0048	0,0444	3,0865	11,3516 20,3962
15 kV	<b>Weibull</b> 2,5579	0,7171	0,0042	0,0407	3,1659	11,8127 21,5156
20 kV	<b>Exponencial</b> 2,3548	-	0,0237	0,1208	2,3548	7,0542 10,8441
Interruptor seccionador con fusible	<b>Weibull</b> 2,3495	0,7740	0,0062	0,0506	2,7281	9,6969 16,9011
15 kV	<b>Exponencial</b> 1,7383	-	0,0175	0,0892	1,7383	5,2076 8,0053
20 kV	<b>Exponencial</b> 3,2933	-	0,0331	0,1689	3,2933	9,8659 15,1664

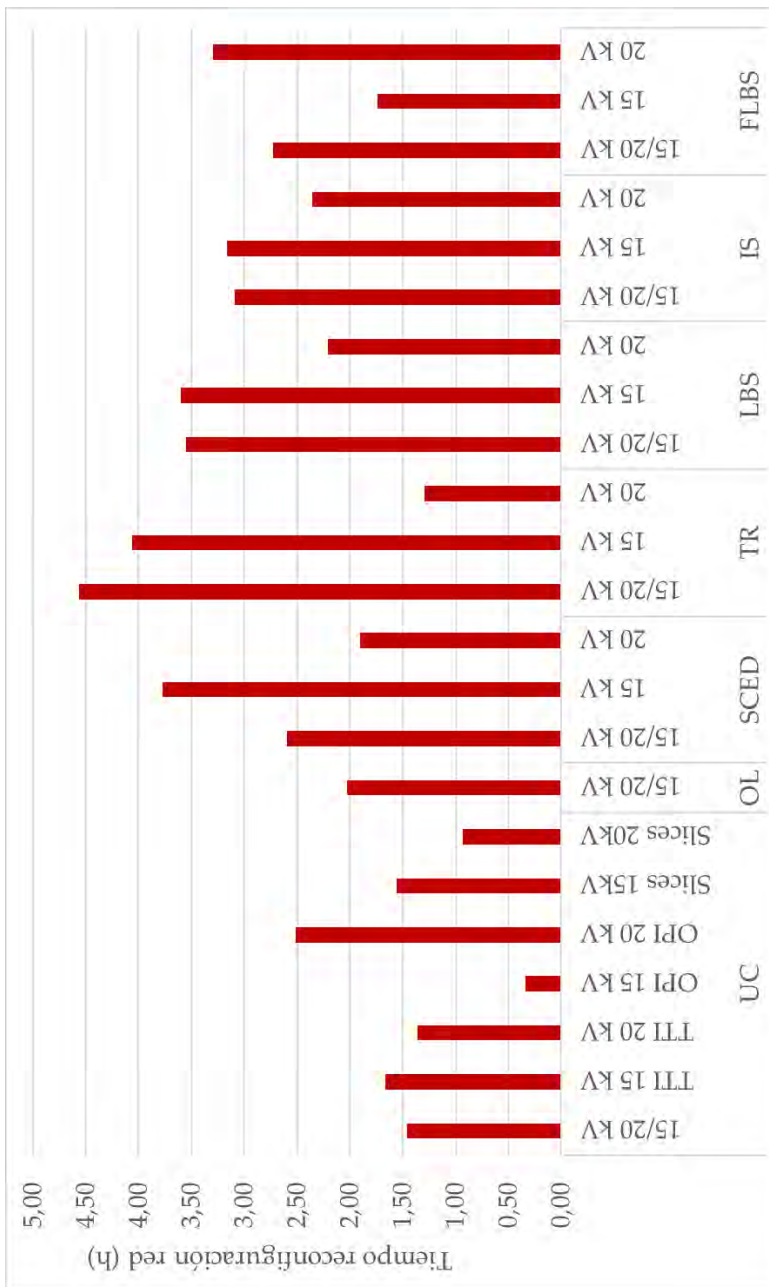


Figura 6-6. Comparación de resultados del TRR para todas las agrupaciones

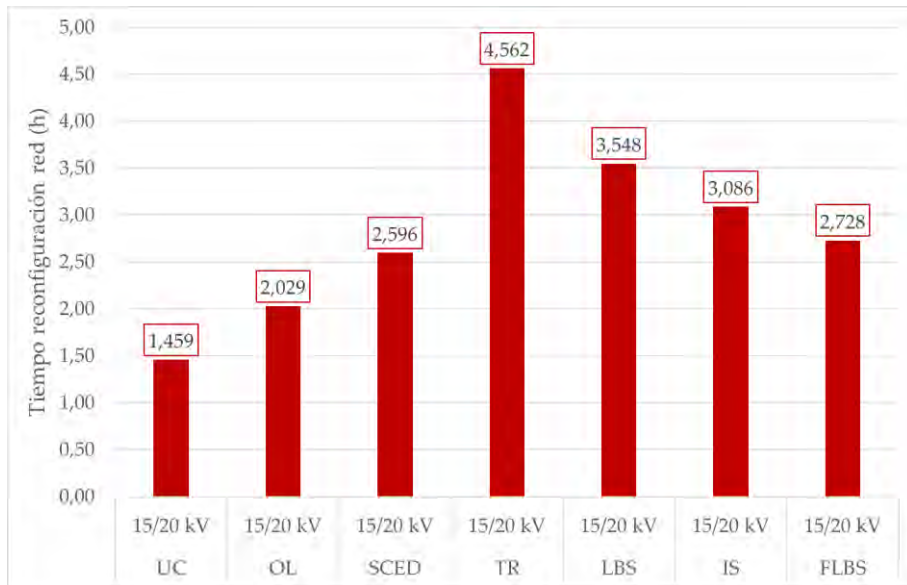


Figura 6-7. Comparación de resultados del TRR para los grupos agregados

## 6.4. Tiempos de comienzo de reparación

Los resultados obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 para los tiempos de comienzo de reparación se muestran a continuación. Estos resultados se incluyen en la Tabla 6-7, la Tabla 6-8, la Figura 6-8 y la Figura 6-9.

La Tabla 6-7 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste, con las mismas consideraciones que los apartados anteriores.

La Tabla 6-8 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y alguno de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas funciones para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-8 para una mejor comparación de los resultados. En dicha figura se puede observar que el elemento averiado que da lugar a un mayor tiempo para comenzar la reparación de la avería es el interruptor seccionador en 20 kV, con 13,53 horas. No obstante, cabe resaltar que es un elemento con una tasa de

fallos tan baja que solo ha fallado 7 veces en todo el periodo de tiempo estudiado. Si no se tiene en cuenta este resultado, el resto de las agrupaciones presentan valores de TCR entre 1 y 6 horas

La Figura 6-9 muestra las medias de las PDFs ajustadas para los grupos agregados. En este caso, el elemento averiado que da lugar a un mayor TCR es de nuevo el interruptor seccionador con protección mediante fusibles, seguido de los cables subterráneos, con valores medios de 5,15 y 4,93 horas, respectivamente.





Tabla 6-8. Información sobre las PDFs ajustadas de los TCRs

Tiempo comienzo de reparación despues de localizar la avería (TCR)										
PDF	Parámetro 1		Parámetro 2		CI 99% inf.	CI 95% inf.	Media	CI 95% sup.	CI 99% sup.	h
	mu/scale	sigma/shape	mu/scale	sigma/shape						
15/20 kV	<b>Weibull</b>	2,2960	0,4816		0,0002	0,0048	4,9329	22,4061	54,7155	h
TTI 15 kV	Weibull	2,7699	0,4783		0,0002	0,0056	6,0321	27,4543	67,4533	h
TTI 20 kV	<b>Weibull</b>	2,2225	0,4762		0,0001	0,0043	4,8847	22,2611	54,9192	h
OPI 15 kV	Lognormal	0,3956	1,7017		0,0283	0,0904	6,3188	24,4025	77,8214	h
OPI 20 kV	Gamma	0,4055	6,8117		0,0001	0,0031	2,7618	11,4215	20,5599	h
Slices 15kV	Weibull	1,4018	0,5877		0,0006	0,0090	2,1679	9,0667	18,8446	h
Slices 20kV	Weibull	1,8832	0,5399		0,0004	0,0077	3,3010	14,3720	31,8726	h
Líneas aéreas	<b>Exponencial</b>	2,8913	-		0,0291	0,1483	2,8913	8,6617	13,3151	h
15/20 kV	<b>Weibull</b>	1,1371	0,3878		0,0000	0,0005	4,1258	19,2549	58,3571	h
Elementos comunes en CTs	Gamma	0,3257	4,1487		0,0000	0,0003	1,3510	6,0175	11,3565	h
20 kV	<b>Weibull</b>	1,2770	0,4659		0,0001	0,0022	2,9350	13,4542	33,8565	h
15/20 kV	<b>Weibull</b>	1,3294	0,4854		0,0001	0,0029	2,8127	12,7451	30,9078	h
15 kV	Gamma	0,3295	8,3661		0,0000	0,0007	2,7568	12,2311	23,0217	h
20 kV	Weibull	1,4367	0,5104		0,0002	0,0043	2,7679	12,3279	28,6245	h
Transformadores	Gamma	0,3610	8,3504		0,0000	0,0015	3,0143	12,9719	23,9300	h
15/20 kV	Weibull	1,0671	0,4411		0,0000	0,0013	2,7684	12,8387	34,0331	h
20 kV	Gamma	0,4406	5,9112		0,0001	0,0050	2,6045	10,4629	18,5204	h
15/20 kV	Gamma	0,3268	5,6576		0,0000	0,0004	1,8489	8,2254	15,5111	h
15 kV	Gamma	0,2892	9,2847		0,0000	0,0002	2,6855	12,4288	24,1118	h
20 kV	Gamma	0,3344	40,4713		0,0000	0,0037	13,5333	59,7522	112,0977	h
15/20 kV	<b>Weibull</b>	1,9028	0,4330		0,0000	0,0020	5,1558	23,9775	64,7224	h
15 kV	Weibull	2,9636	0,4834		0,0002	0,0064	6,3196	28,6718	69,7797	h
20 kV	Gamma	0,3453	11,5360		0,0000	0,0014	3,9833	17,4001	32,4118	h

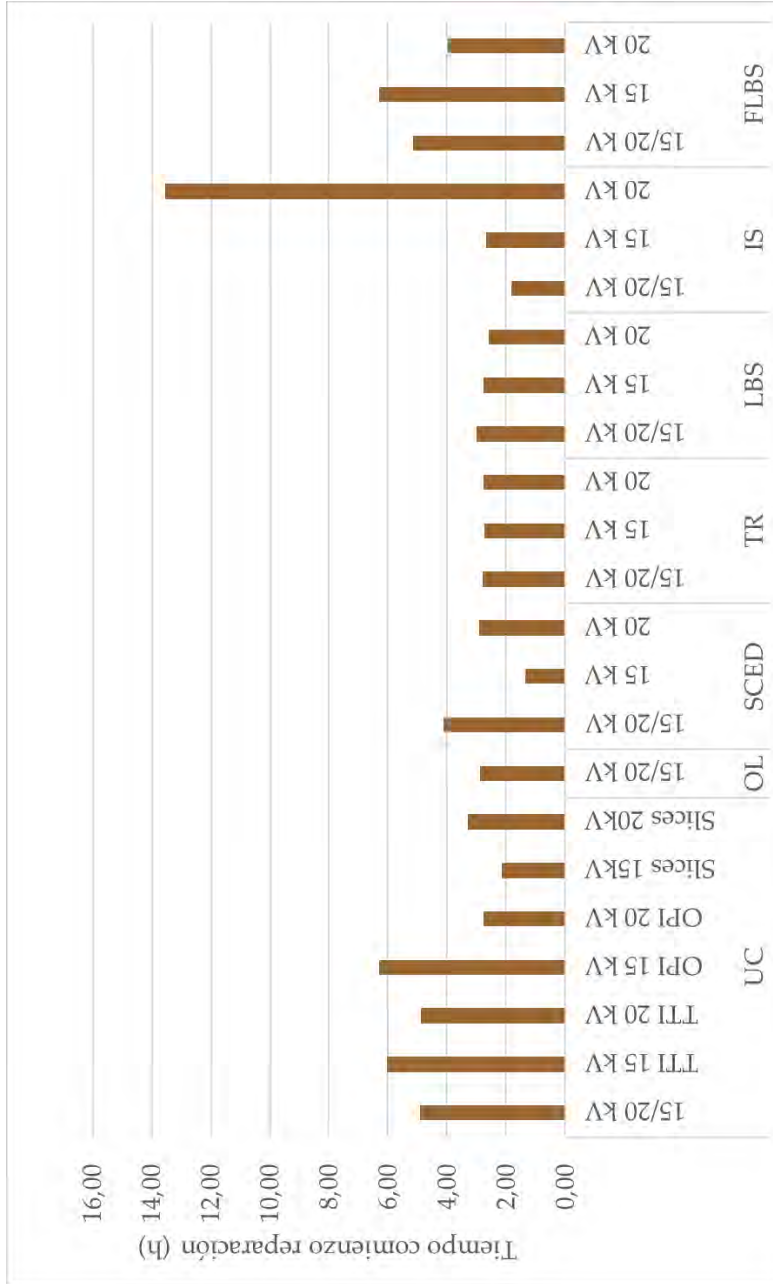


Figura 6-8. Comparación de resultados del TCR para todas las agrupaciones

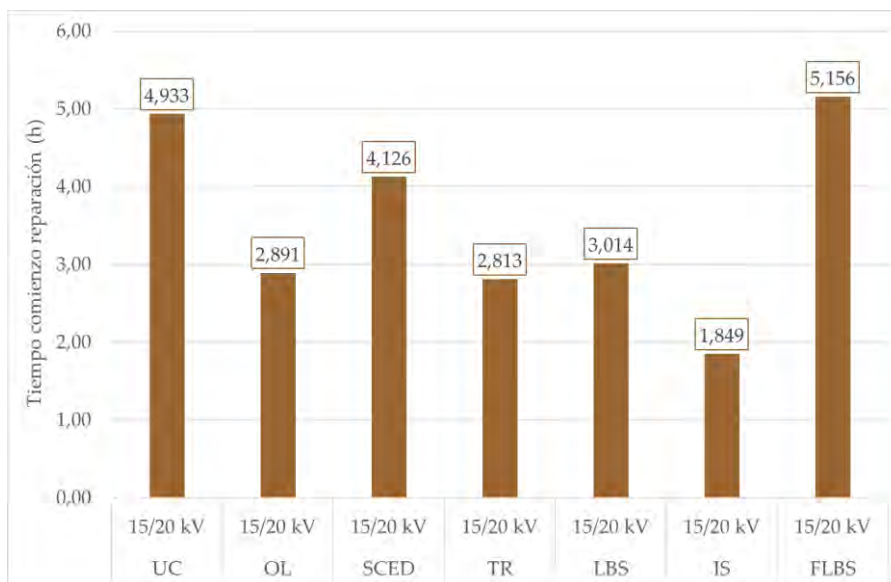


Figura 6-9. Comparación de resultados del TCR para los grupos agregados

## 6.5. Tiempos de reparación

Los resultados obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 al caso particular de los tiempos de reparación se muestran a continuación. Los resultados se incluyen en la Tabla 6-9, la Tabla 6-10, la Figura 6-10 y la Figura 6-11.

La Tabla 6-9 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste, tomando las mismas consideraciones que en los casos anteriores. No obstante, el número de datos eliminados en este caso es menor que el mostrado en otros casos anteriores, como el TL o el TCR.

La Tabla 6-10 muestra información sobre los parámetros característicos de las PDFs ajustadas y alguno de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas funciones para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-10 para una mejor comparación. En dicha figura se puede observar que las agrupaciones de elementos con un mayor TR son las denominadas TTI 15 kV y OPI 20 kV, con 15,20 y 14,25 horas, respectivamente.

Tabla 6-9. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TR

		Tiempo de reparación del elemento averiado (TR)										PDF				
		Datos brutos		Datos < 0 eliminados		Datos depurados		Muestras depuradas		Datos eliminados algoritmo		Datos finales ajustados		KS KD Chi sq		
	15/20 kV	1782	21	6	1761	6	0	0	6	1755	Exponencial	Si	Si	Si		
	TTI 15 kV	440	2	1	438	1	0	0	0	438	Loglogística	Si	Si	Si		
	TTI 20 kV	1120	12	5	1108	5	0	4	4	1104	Gamma	Si	Si	Si		
Cables subterráneos	OPI 15 kV	17	1	0	16	0	0	0	0	16	Weibull	Si	Si	Si		
	OPI 20 kV	54	3	0	51	0	0	0	0	51	Gamma	Si	Si	Si		
	Slices 15kV	27	0	0	27	0	0	0	0	27	Weibull	Si	Si	Si		
	Slices 20kV	124	3	0	121	0	0	0	0	121	Exponencial	Si	Si	Si		
<b>Líneas aéreas</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>265</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>262</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>262</b>	<b>Loglogística</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
<b>Elementos comunes en CTs</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>121</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>121</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>121</b>	<b>Loglogística</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
	15 kV 20 kV	44 77	0 0	0 2	44 77	0 2	0 0	0 0	0 0	44 77	Weibull Exponencial	Si Si	Si Si	Si Si		
<b>Transformadores</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>192</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>190</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>185</b>	<b>Weibull</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
	15 kV 20 kV	98 94	1 1	1 2	97 93	1 2	0 0	0 0	0 0	97 93	Loglogística Lognormal	Si Si	Si Si	Si Si		
<b>Interruptores Seccionadores</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>86</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>85</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>85</b>	<b>Gamma</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
	15 kV 20 kV	33 53	0 1	1 0	33 52	1 0	0 0	0 0	0 0	33 52	Gamma Gamma	Si Si	Si Si	Si Si		
<b>Seccionadores</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>79</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>76</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>76</b>	<b>Loglogística</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
	15 kV 20 kV	72 7	3 0	0 0	69 7	0 0	0 0	0 0	0 0	69 7	Loglogística Lognormal	Si Si	Si Si	Si Si		
<b>Interruptor seccionador con fusible</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>31</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>29</b>	<b>Weibull</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>		
	15 kV 20 kV	10 21	1 1	0 0	9 20	0 0	0 0	0 0	0 0	9 20	Exponencial Exponencial	Si Si	Si Si	Si Si		



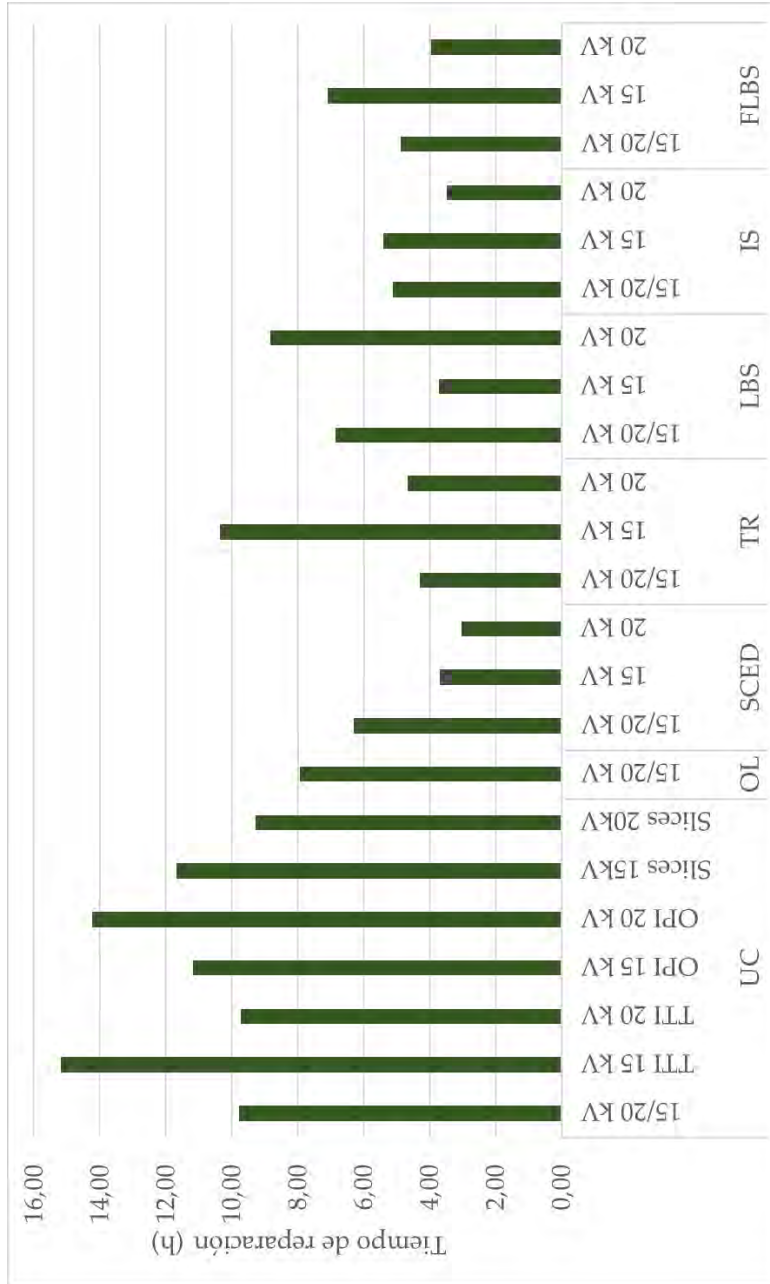


Figura 6-10. Comparación de resultados del TR para todas las agrupaciones

La Figura 6-11 muestra las medias de las funciones ajustadas para los grupos agregados. En este caso, sobresalen los cables subterráneos y las líneas aéreas con valores de TR iguales a 9,777 y 7,946 horas, respectivamente.



Figura 6-11. Comparación de resultados del TR para los grupos agregados

## 6.6. Tiempos de vuelta a la normalidad

Los resultados obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 al caso particular de los tiempos vuelta a la normalidad se muestran a continuación. Estos resultados se incluyen en la Tabla 6-11, la Tabla 6-12, la Figura 6-12 y la Figura 6-13.

La Tabla 6-11 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste propuesto, tomando las mismas consideraciones que en los casos anteriores.

Por su parte, la Tabla 6-12 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y alguno de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas PDFs para cada agrupación, las cuales se han



representado en la Figura 6-12 para una mejor comparación. En dicha figura se puede observar que los cables subterráneos presentan el valor de TVN más elevado, destacando los grupos desagregados de cables subterráneos TTI 20kV y TTI 15 kV, con valores de 22,72 y 20,39 horas, respectivamente.

La Figura 6-13 muestra la media de las PDFs ajustadas para los grupos agregados. Puede verse de nuevo que los cables subterráneos tienen un mayor TVN, con 21,80 horas.

Tabla 6-11. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TVN

Tiempo de vuelta a la normalidad (TVL)												
	Datos brutos		Datos < 0		Datos depurados		Muestras depuradas		Datos eliminados		Datos finales	
	eliminados	depurados	eliminados	depurados	depuradas	depuradas	algoritmo	ajustados	PDF	KS	KD	Chi sq
<b>15/20 kV</b>	<b>1782</b>	<b>0</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>1760</b>	<b>0</b>	<b>1760</b>	<b>0</b>	<b>Loglogística</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>Si</b>
TTI 15 kV	440	0	3	0	437	0	437	0	Loglogística	Si	Si	Si
TTI 20 kV	1120	0	12	0	1108	-	1108	-	Loglogística	No	No	No
<b>Cables subterráneos</b>												
OPI 15 kV	17	0	1	0	16	0	16	0	Weibull	Si	Si	Si
OPI 20 kV	54	0	2	0	52	0	52	0	Weibull	Si	Si	Si
Slices 15kV	27	0	0	0	27	0	27	0	Weibull	Si	Si	Si
Slices 20kV	124	0	4	0	120	0	120	0	Weibull	Si	Si	Si
<b>Líneas aéreas</b>	<b>265</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>263</b>	<b>0</b>	<b>263</b>	<b>0</b>	<b>Loglogística</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>	<b>Si</b>
<b>Elementos comunes en CTs</b>												
15/20 kV	121	0	3	0	118	0	118	0	Loglogística	Si	Si	Si
15 kV	44	0	1	0	43	0	43	0	Gamma	Si	Si	Si
20 kV	77	0	2	0	75	0	75	0	Loglogística	Si	Si	Si
<b>Transformadores</b>												
15/20 kV	192	0	6	0	186	0	186	0	Loglogística	Si	Si	No
15 kV	98	0	4	0	94	0	94	0	Loglogística	Si	Si	Si
20 kV	94	0	2	0	92	0	92	0	Loglogística	Si	Si	Si
<b>Interruptores</b>												
15/20 kV	86	0	2	0	84	0	84	0	Lognormal	Si	Si	Si
15 kV	33	0	1	0	32	0	32	0	Lognormal	Si	Si	Si
20 kV	53	0	1	0	52	0	52	0	Gamma	Si	Si	Si
<b>Seccionadores</b>												
15/20 kV	79	0	1	0	78	0	78	0	Lognormal	Si	Si	No
15 kV	72	0	1	0	71	0	71	0	Loglogística	Si	Si	No
20 kV	7	0	0	0	7	0	7	0	Gamma	Si	Si	Si
<b>Interruptor seccionador con fusible</b>												
15/20 kV	31	0	1	0	30	0	30	0	Lognormal	Si	Si	Si
15 kV	10	0	0	0	10	0	10	0	Lognormal	Si	Si	Si
20 kV	21	0	1	0	20	0	20	0	Gamma	Si	Si	Si

Tabla 6-12. Información sobre las PDFs ajustadas de los TVNs

Tiempo de reparación y vuelta a la normalidad (TVN)							
PDF	Parámetro 1 mu/scale	Parámetro 2 sigma/shape	CI 99% inf.	CI 95% inf.	Media	CI 95% sup.	CI 99% sup.
15/20 kV	<b>Loglogística</b> 2,2767	0,6424	0,5092	1,4701	21,8095	64,5913	186,4932
TTI 15 kV	Loglogística 2,2955	0,6130	0,5939	1,6334	20,3915	60,3602	166,0240
TTI 20 kV	<b>Loglogística</b> 2,2413	0,6664	0,4400	1,3218	22,7284	66,9236	201,0643
OPI 15 kV	Weibull 17,8082	2,1006	1,9931	4,3304	15,7726	30,0238	36,8440
OPI 20 kV	Weibull 19,3362	1,3778	0,6861	2,2395	17,6690	42,8754	58,5790
Slices 15kV	Weibull 16,7415	1,1242	0,2797	1,1923	16,0420	44,4274	65,1270
Slices 20kV	Weibull 14,3050	1,1885	0,2982	1,1753	13,4900	36,0096	51,7064
Líneas aéreas	<b>Loglogística</b> 1,5631	0,5383	0,4024	0,9784	8,1308	23,2891	56,6282
15/20 kV	<b>Loglogística</b> 1,2045	0,6202	0,1929	0,5370	6,9914	20,7127	57,6591
Elementos comunes en CTs	Gamma 0,9062	5,5631	0,0333	0,1996	5,0411	15,6394	24,4046
20 kV	Loglogística 1,2454	0,5516	0,2755	0,6847	6,1005	17,6286	43,8177
15/20 kV	<b>Loglogística</b> 1,6295	0,5184	0,4711	1,1085	8,3222	23,4754	55,2417
15 kV	Loglogística 1,7466	0,5915	0,3786	1,0050	11,1130	32,7276	86,8846
20 kV	Loglogística 1,5300	0,4330	0,6316	1,2907	6,4234	16,5238	33,7664
Transformadores	<b>Lognormal</b> 1,4339	1,3027	0,2026	0,4922	9,8008	35,7554	86,8773
15 kV	Lognormal 1,3035	1,1966	0,2276	0,5144	7,5346	26,3595	59,5808
20 kV	Gamma 0,6732	16,6522	0,0153	0,1684	11,2103	38,6981	63,3658
15/20 kV	<b>Lognormal</b> 1,4082	1,1288	0,2959	0,6386	7,7314	26,1775	56,4953
15 kV	<b>Loglogística</b> 1,2819	0,5923	0,2370	0,6300	6,9969	20,6110	54,7891
20 kV	Gamma 0,6590	25,6058	0,0202	0,2334	16,8738	58,6991	96,4672
Interruptor seccionador con fusible	<b>Lognormal</b> 1,2576	1,5571	0,0940	0,2715	11,8220	45,5535	131,6400
15 kV	Lognormal 1,4888	1,0729	0,3653	0,7589	7,8801	25,8815	53,7682
20 kV	Gamma 0,6560	12,1005	0,0092	0,1079	7,9383	27,6599	45,4917



Figura 6-12. Comparación de resultados del TVN para todas las agrupaciones

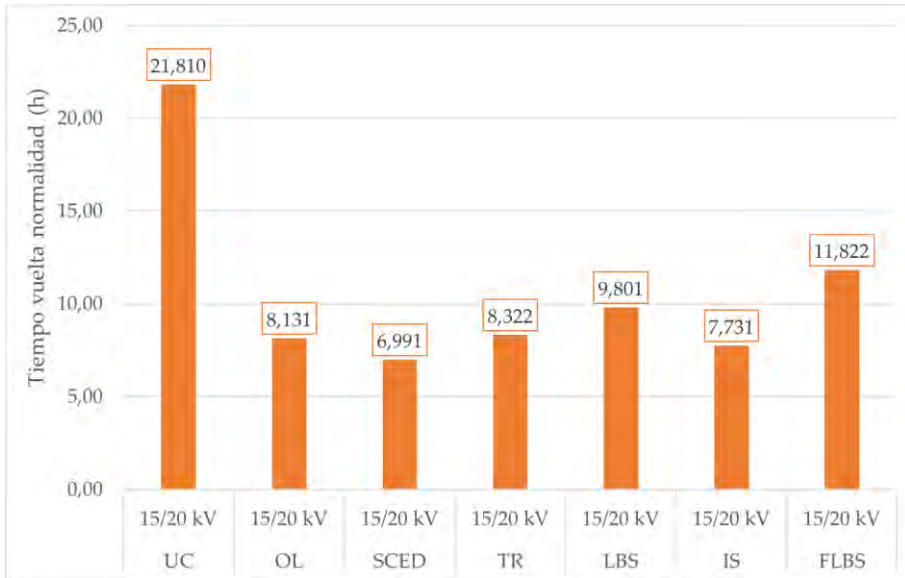


Figura 6-13. Comparación de resultados del TVN para los grupos agregados

Ya que el TVN es un parámetro de confiabilidad de bastante importancia, se presenta a continuación una comparación entre los valores de este parámetro publicados en [2], [37] y [7], y los obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste propuesto en esta tesis. Esta comparativa se muestra en la Tabla 6-13, la cual contempla, para cada agrupación de elementos, el valor promedio de este tiempo,  $\overline{TVN}$ , el valor máximo,  $TVN_{max}$ , y el valor mínimo,  $TVN_{min}$ , para el periodo 2001-2012. Por falta de datos publicados, no todas las agrupaciones han podido ser comparadas.

Si se comparan los resultados del procedimiento propuesto con los dados por [2], se puede apreciar que los valores medios obtenidos para cada agrupación en el procedimiento de ajuste superan en gran medida a los publicados en [2], los cuales se obtienen como la media de valores incluidos en publicaciones tales como datos históricos de distribuidoras, datos de pruebas del fabricante, reportes de IEEE y Cigré, publicaciones técnicas de revistas y actas de conferencias. Sin embargo, si se analizan y comparan los resultados con los dados por [37] y [7], se puede apreciar que los valores medios obtenidos para cada agrupación en el procedimiento de ajuste son en gran medida inferiores.

Tabla 6-13. Comparación de los TVNs obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste y los publicados en [2], [37] y [7]

		<b>Resultados ajuste</b>			<i>Benchmarking</i>			<i>Benchmarking</i>		
		<b>2001-2012</b>			[2]			[37]	[7]	
		<i>TVN<sub>min</sub></i>	<i>TVN</i>	<i>TVN<sub>max</sub></i>	<i>MTR<sub>min</sub></i>	<i>MTR</i>	<i>MTR<sub>max</sub></i>	MTR [1]	MTR [2]	
<b>Cables subterráneos</b>	15/20 kV	0,5	21,8	186,5	1,5	10,0	30	56,2	48,0	h
	TTI 15 kV	0,6	20,4	166,0	-	-	-	-	-	h
	TTI 20 kV	0,4	22,7	201,1	-	-	-	-	-	h
	OPI 15 kV	2,0	15,8	36,8	-	-	-	-	-	h
	OPI 20 kV	0,7	17,7	58,6	-	-	-	-	-	h
	Slices 15 kV	0,3	16,0	65,1	-	-	-	-	-	h
	Slices 20 kV	0,3	13,5	51,7	-	-	-	-	-	h
<b>Líneas aéreas</b>	15/20 kV	0,4	8,1	56,6	2,0	4,0	8,0	9,5	-	h
<b>Elementos comunes en centros de transformación</b>	15/20 kV	0,2	7,0	57,7	-	-	-	-	-	h
	15 kV	0,0	5,0	24,4	-	-	-	-	-	h
	20 kV	0,3	6,1	43,8	-	-	-	-	-	h
<b>Transformadores</b>	15/20 kV	0,5	8,3	55,2	4,0	6,5	7,8	70	120	h
	15 kV	0,4	11,1	86,9	-	-	-	-	-	h
	20 kV	0,6	6,4	33,8	-	-	-	-	-	h
<b>Interruptor seccionador</b>	15/20 kV	0,2	9,8	86,9	0,8	2,5	5,0	120,90	48	h
	15 kV	0,2	7,5	59,6	-	-	-	-	-	h
	20 kV	0,0	11,2	63,4	-	-	-	-	-	h
<b>Seccionadores</b>	15/20 kV	0,3	7,7	56,5	1,5	4,0	12,0	120,90	48	h
	15 kV	0,2	7,0	54,8	-	-	-	-	-	h
	20 kV	0,0	16,9	96,5	-	-	-	-	-	h
<b>Interruptor seccionador con fusible</b>	15/20 kV	0,1	11,8	131,6	0,8	2,5	5,0	120,90	48	h
	15 kV	0,4	7,9	53,8	-	-	-	-	-	h
	20 kV	0,0	7,9	45,5	-	-	-	-	-	h

Estas diferencias pueden tener su origen en que los datos publicados en las referencias mencionadas provienen de diferentes fuentes de información (distribuidoras, reportes, etc.) y localizaciones. En el caso de los tiempos resultantes con el procedimiento de ajuste, la información considerada proviene de una única ubicación y distribuidora, que opera de manera particular y aborda los fallos en la red de forma específica. Este resultado subraya la importancia de obtener parámetros de confiabilidad específicos de una red que se desee analizar, remarcando así la necesidad de métodos como el propuesto en esta tesis doctoral.

## 6.7. Tiempo entre fallos

Finalmente, los resultados obtenidos tras aplicar el procedimiento de ajuste descrito en el Capítulo 5 al caso particular de los tiempos entre fallos se muestran a continuación. Estos resultados se incluyen en la Tabla 6-14, la Tabla 6-15, la Figura 6-14 y la Figura 6-15.

La Tabla 6-14 muestra la información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste, tomando las consideraciones descritas con anterioridad.

La Tabla 6-15 muestra información sobre los parámetros característicos de las funciones ajustadas y algunos de sus estadísticos. Entre estos estadísticos se encuentran las medias de dichas PDFs para cada agrupación, las cuales se han representado en la Figura 6-14 para una mejor comparación. En dicha figura se puede observar que el elemento con mayor TBF es el seccionador de 20 kV con un valor de 12985 horas, el cual, aunque parezca muy elevado con respecto al resto, está justificado por las pocas afecciones que han sido registradas para este elemento en la base de datos estudiada.

La Figura 6-15 muestra las medias de las PDFs ajustadas para los grupos agregados. Puede verse que los elementos con menor TBF medio son las líneas subterráneas, las líneas aéreas y los transformadores, con 59, 401 y 531 horas, respectivamente.

Tabla 6-14. Información genérica tras aplicar el procedimiento de ajuste al TBF

		Tiempo entre fallos (TBF)															
		Datos brutos		Datos = 0 eliminados		Datos deparados		Muestras deparadas		Datos eliminados algoritmo		Datos finales ajustados		PDF		KS KD Chi sq	
	15/20 kV	1782	18	0	1764	0	1764	0	1764	0	1764	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
Cables subterráneos	TTI 15 kV	440	5	0	435	0	435	0	435	0	435	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
	TTI 20 kV	1120	11	0	1109	0	1109	0	1109	0	1109	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
	OPI 15 kV	17	1	0	16	0	16	0	16	0	16	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
	OPI 20 kV	54	1	0	53	0	53	0	53	0	53	Lognormal	Si	Si	Si	Si	Si
	Slices 15kV	27	1	0	26	0	26	0	26	0	26	Exponencial	Si	Si	Si	Si	Si
	Slices 20kV	124	1	0	123	0	123	0	123	0	123	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
Líneas aéreas	15/20 kV	265	2	0	263	0	263	0	263	0	263	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
Elementos comunes en CTs	15/20 kV	121	1	0	120	0	120	0	120	0	120	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	44	1	0	43	0	43	0	43	0	43	Lognormal	Si	Si	Si	Si	Si
Transformadores	15/20 kV	192	1	0	191	0	191	0	191	0	191	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	98	1	0	97	0	97	0	97	0	97	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
Interruptores Seccionadores	15/20 kV	86	1	0	85	0	85	0	85	0	85	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	33	1	0	32	0	32	0	32	0	32	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	53	1	0	52	0	52	0	52	0	52	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
Seccionadores	15/20 kV	79	1	0	78	0	78	0	78	0	78	Gamma	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	72	1	0	71	0	71	0	71	0	71	Exponencial	Si	Si	Si	Si	Si
Interruptor seccionador con fusible	15/20 kV	31	1	0	30	0	30	0	30	0	30	Exponencial	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	10	1	0	9	0	9	0	9	0	9	Weibull	Si	Si	Si	Si	Si
	15 kV 20 kV	21	1	0	20	0	20	0	20	0	20	Exponencial	Si	Si	Si	Si	Si



Tabla 6-15. Información sobre las PDFs ajustadas del TBF

		Tiempo entre fallos (TBF)						
PDF	Parámetro 1 mu/scale	Parámetro 2 sigma/shape	CI 99% inf.	CI 95% inf.	Media	CI 95% sup.	CI 99% sup.	
15/20 kV	Gamma	80.260	0.145	1.275	59.587	198.560	319.848	
TTI 15 kV	Weibull	209.735	0.699	5.275	236.271	817.525	1393.313	
TTI 20 kV	Gamma	0.718	0.190	1.803	94.780	319.698	517.864	
OPI 15 kV	Gamma	0.479	0.702	20.228	6491.908	25323.117	44098.684	
OPI 20 kV	Lognormal	6.310	10.726	33.987	2302.551	8896.519	28191.126	
Slices 15kV	Exponencial	3899.254	39.189	200.006	3899.254	11681.123	17956.731	
Slices 20kV	Weibull	592.692	0.455	5.775	822.075	3279.368	6411.481	
Líneas aéreas	Weibull	332.219	0.649	5.916	401.240	1471.166	2635.868	
15/20 kV	Gamma	0.564	0.359	6.239	872.180	3208.385	5418.674	
Elementos comunes	Lognormal	6.959	33.601	92.156	3147.962	12013.302	32948.315	
en CTs	Gamma	0.461	0.105	3.449	1377.127	5445.788	9554.883	
15/20 kV	Weibull	412.387	0.509	5.465	531.637	2036.749	3808.673	
15 kV	Weibull	862.588	1.604	14.887	1048.754	3864.131	6954.690	
20 kV	Gamma	0.660	1.329	15.287	1096.568	3811.870	6262.329	
15/20 kV	Weibull	1065.838	3.417	26.143	1206.480	4193.232	7172.574	
15 kV	Gamma	0.717	5.771	54.808	2889.377	9748.845	15793.832	
20 kV	Gamma	0.714	3.306	31.716	1699.232	5742.618	9310.472	
15/20 kV	Gamma	0.756	3.603	30.524	1339.291	4433.217	7119.494	
15 kV	Exponencial	1471.334	14.787	75.470	1471.334	4407.722	6775.743	
20 kV	Exponencial	12985.739	130.511	666.081	12985.739	38901.797	59801.538	
15/20 kV	Exponencial	1908.798	19.184	97.909	1908.798	5718.249	8790.341	
15 kV	Weibull	5220.628	97.998	400.834	4959.597	13474.541	19538.713	
20 kV	Exponencial	2863.198	28.776	146.863	2863.198	8577.373	13185.512	

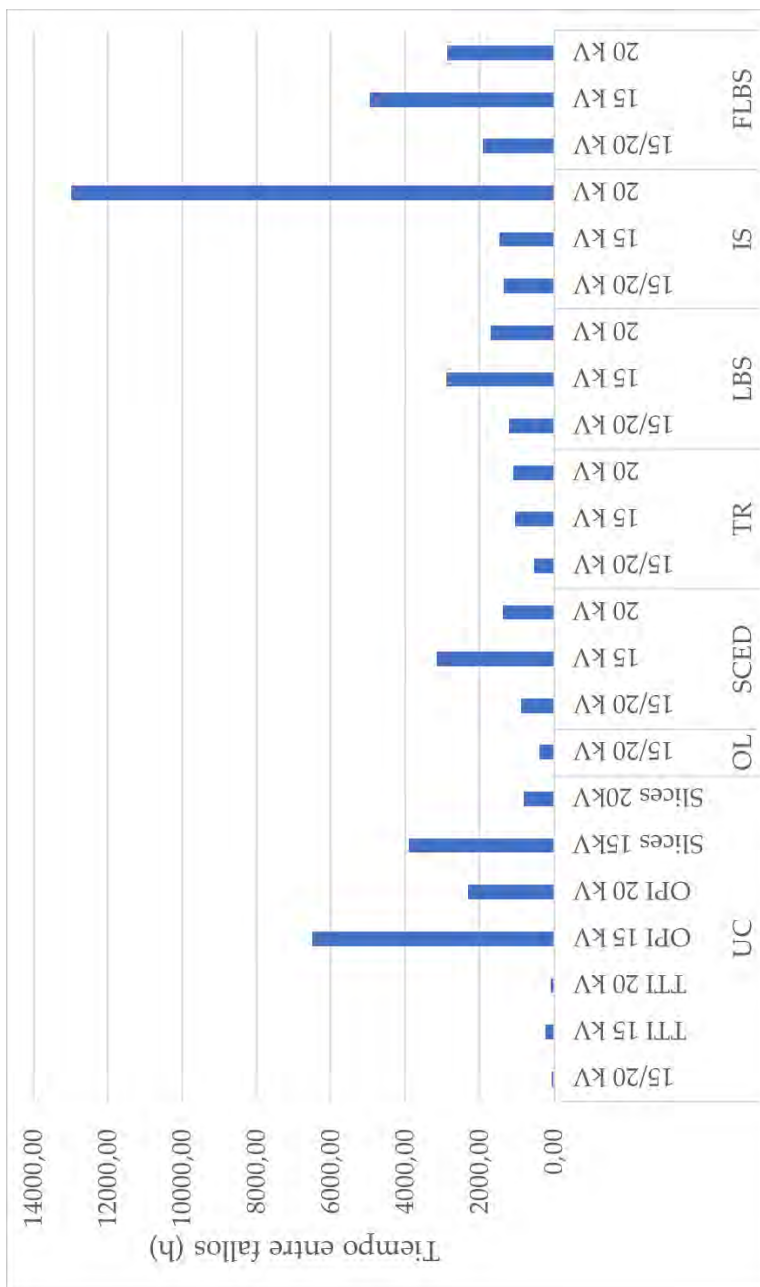


Figura 6-14. Comparación de resultados del TBF para todas las agrupaciones

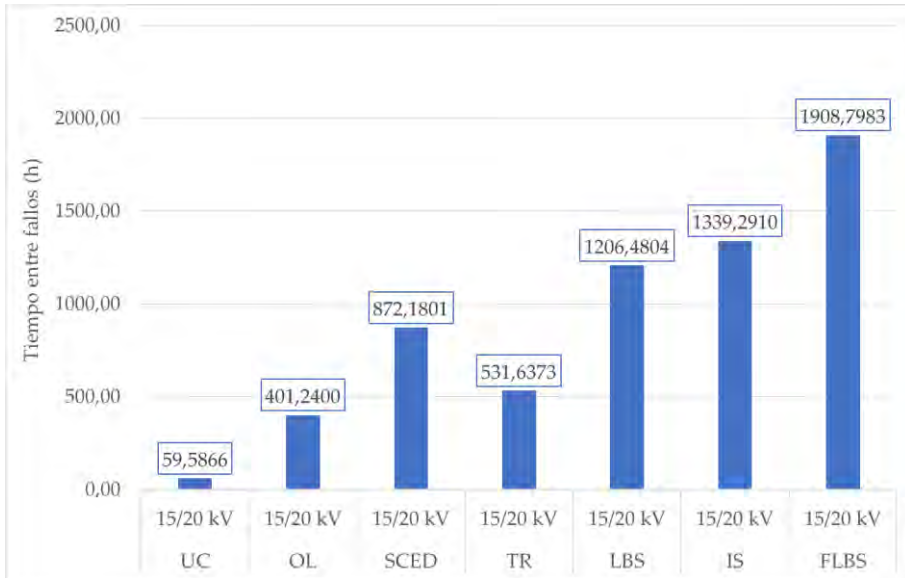


Figura 6-15. Comparación de resultados del TBF para los grupos agregados

Los TBF medios mostrados en la Tabla 6-15, en adelante MTBF, se han obtenido para toda la red estudiada en su conjunto, por lo que representan a un grupo de elementos de cada componente. Estos valores obtenidos podrían utilizarse para estimar el MTBF esperado de cada individuo del grupo, lo que sería muy útil para usar en redes similares que estén formadas por una cantidad diferente de elementos. La Tabla 6-16 muestra el valor de los MTBF esperados por elemento para todas las agrupaciones de componentes realizadas. Para el caso de los cables subterráneos y líneas aéreas, el MTBF se muestra por kilómetro de cable o conductor respectivamente.

De esta forma, para cada componente dentro de una red, el MTBF se calcularía mediante la siguiente expresión:

$$MTBF = \frac{MTBF_i}{c} \quad (6-7)$$

Donde,  $MTBF_i$  representa el valor mostrado en la Tabla 6-16 en cada caso y  $c$  la cantidad de elementos del componente de la red en cuestión.

Para el caso de las líneas o cables subterráneos, la expresión a utilizar sería la siguiente:

$$MTBF = \frac{MTBF_i}{l} \quad (6-8)$$

Donde, en este caso,  $l$  representa la longitud total de cables subterráneos o líneas aéreas de la red.

Tabla 6-16. MTBF por elemento

		MTBF	
<b>Cables subterráneos</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>66690,478</b>	<b>h·km</b>
	TTI 15 kV	87607,227	h·km
	TTI 20 kV	58502,910	h·km
	OPI 15 kV	85865,767	h·km
	OPI 20 kV	85403,156	h·km
	Slices 15 kV	4364120,358	h·km
	Slices 20 kV	920082,649	h·km
<b>Líneas aéreas</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>172743,379</b>	<b>h·km</b>
<b>Elementos comunes en centros de transformación</b>	<b>15/20 kV</b>	2954946,311	h·componente
	15 kV	5062185,489	h·componente
	20 kV	2451170,472	h·componente
<b>Transformadores</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>2248228,849</b>	<b>h·componente</b>
	15 kV	2105056,333	h·componente
	20 kV	2436222,050	h·componente
<b>Interruptor seccionador</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>7659659,155</b>	<b>h·componente</b>
	15 kV	7340162,668	h·componente
	20 kV	6471298,680	h·componente
<b>Seccionadores</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>1123087,917</b>	<b>h·componente</b>
	15 kV	1183121,635	h·componente
	20 kV	447409,983	h·componente
<b>Interruptor seccionador con fusible</b>	<b>15/20 kV</b>	<b>5495299,249</b>	<b>h·componente</b>
	15 kV	5529332,314	h·componente
	20 kV	5050840,795	h·componente

## 6.8. Análisis conjunto de los resultados

A continuación, se van a mostrar una serie de comparativas entre los distintos

tiempos que se han obtenido mediante el procedimiento de ajuste propuesto y que se han presentado con anterioridad en este capítulo.

### 6.8.1. Comparación entre tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red

En este apartado se van a comparar los valores medios de las funciones ajustadas para los tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red.

En este contexto, a continuación se muestran dichas comparaciones para todas las agrupaciones, tanto agregadas como desagregadas, en los casos de cables subterráneos y líneas aéreas (Figura 6-16), elementos de maniobra y protección (Figura 6-17) y CTs (Figura 6-18).

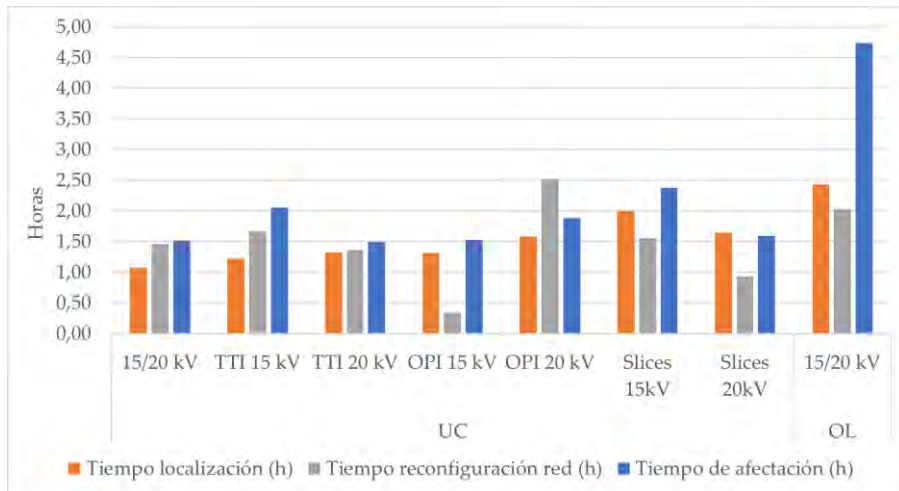


Figura 6-16. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red de los cables subterráneos y líneas aéreas para todas las agrupaciones

Si se observan todas las figuras descritas anteriormente, se puede observar que prácticamente en todas las agrupaciones el valor medio del tiempo de afectación es mayor que los tiempos de localización y reconfiguración. Solo los grupos desagregados OPI 20 kV y EC CTs 15 kV resultaron en un valor medio del tiempo de reconfiguración mayor al correspondiente al tiempo de afectación.

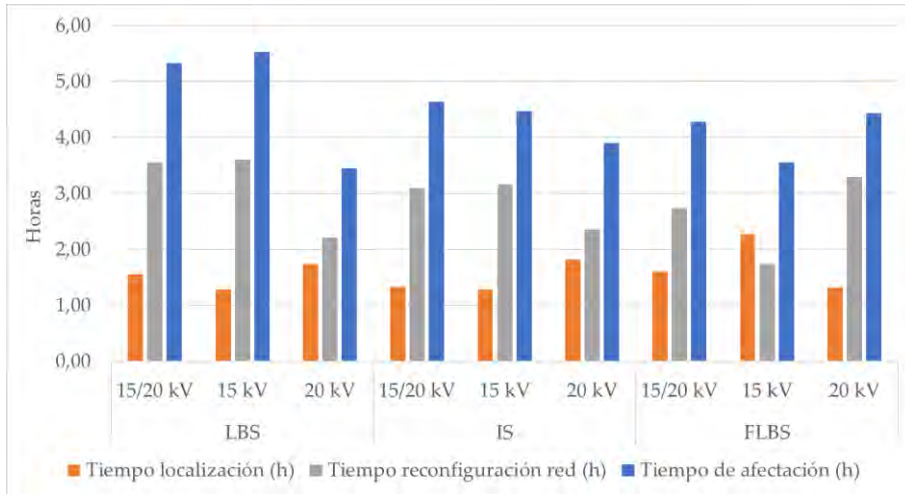


Figura 6-17. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red de los elementos de maniobra y protección para todas las agrupaciones

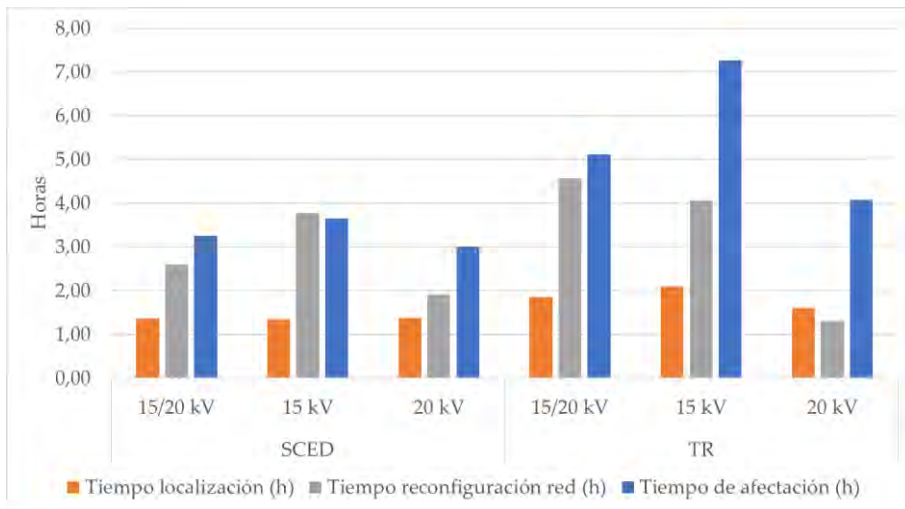


Figura 6-18. Comparación de tiempos de afectación, localización y reconfiguración de red de los centros de transformación para todas las agrupaciones

### 6.8.2. Comparación entre tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación y vuelta a la normalidad.

En este apartado se van a comparar los valores medios de las funciones ajustadas para los tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad.

Con este fin, se muestran la Figura 6-19, la Figura 6-20 y la Figura 6-21 con una información análoga a la descrita en el apartado 6.8.1.

Si se observan todas las figuras, se puede comprobar que en todas las agrupaciones el valor medio del tiempo de vuelta a la normalidad es superior a los tiempos de localización, comienzo de reparación, y reparación del elemento averiado.

Las discrepancias entre las relaciones matemáticas que existen realmente entre el TL, TCR, TR y TVN y las observadas para algunas agrupaciones en base a los valores medios mostrados se deben a que estos valores esperados se han calculado mediante el procedimiento de ajuste propuesto, el cual elimina algunos datos anómalos para cumplir los test de bondad de ajuste considerados, haciendo que no haya una relación directa entre los tiempos registrados.

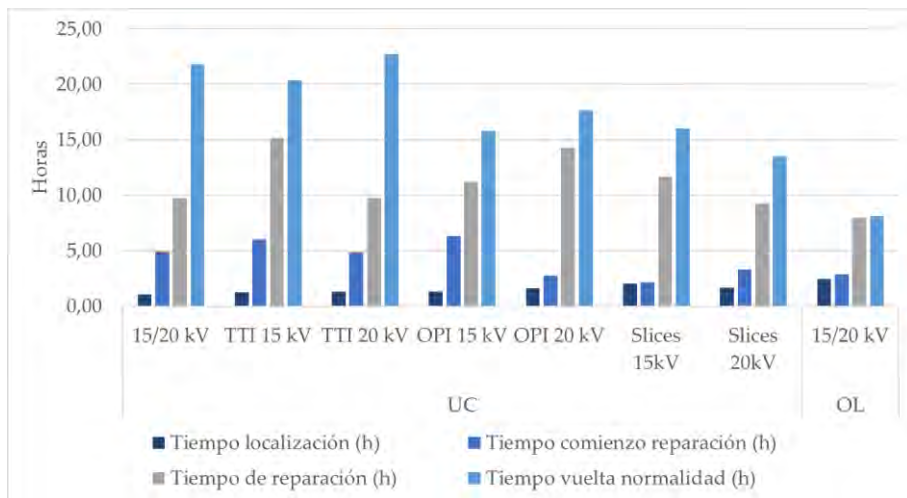


Figura 6-19. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los cables subterráneos y líneas aéreas para todas las agrupaciones

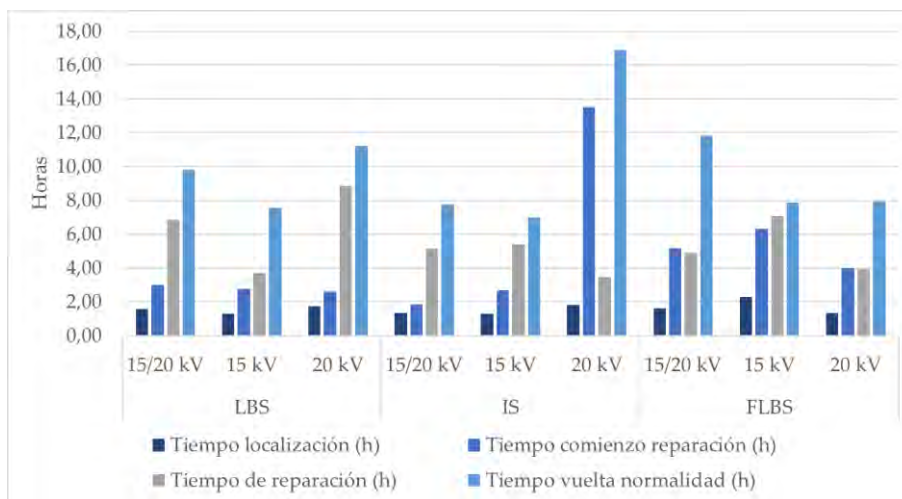


Figura 6-20. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los elementos de maniobra y protección para todas las agrupaciones

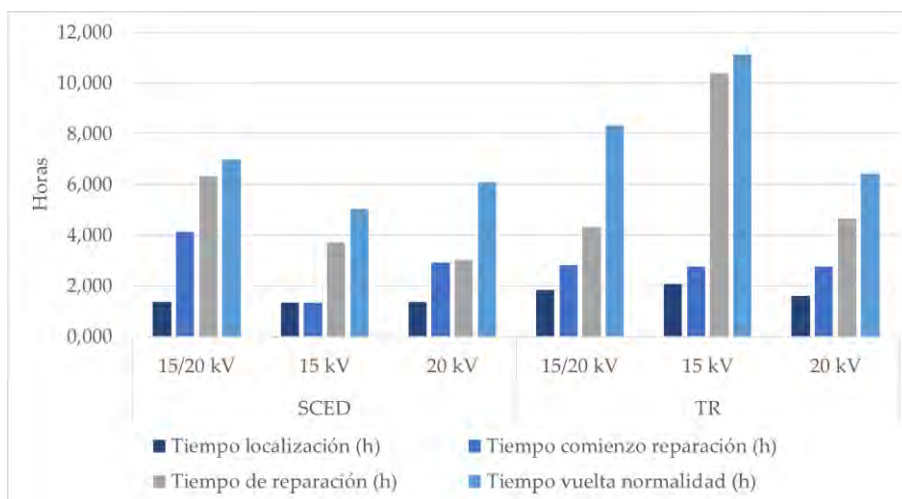


Figura 6-21. Comparación de tiempos de localización, comienzo de reparación, reparación del elemento y vuelta a la normalidad de los centros de transformación para todas las agrupaciones



### 6.8.3. Estimación de las tasas de fallos mediante los resultados obtenidos en base a los tiempos medios entre fallos

Tal y como se ha desarrollado en la introducción de la tesis doctoral, las tasas de fallos pueden estar relacionadas con el MTBF. Bajo la suposición de una tasa de fallos constante, la relación que existe entre esta y el MTBF viene determinada por la siguiente expresión:

$$\lambda = (MTBF)^{-1} \quad (6-9)$$

Por tanto, si se considera que los valores esperados de los MTBFs obtenidos con el procedimiento de ajuste se mantienen constantes, se puede estimar el valor de la tasa de fallos, supuesta constante. Para obtener el valor de la tasa de fallos anual se han utilizado las siguientes expresiones, dependiendo de si la tasa de fallos a estimar es de un conductor o de un elemento de la red. Para el caso de los cables subterráneos y líneas de MT, con una longitud promedio anual en los 12 años estudiados igual a  $l$ , la expresión es la siguiente:

$$\lambda = \frac{365 \cdot 24}{MTBF \cdot l} \quad (6-10)$$

De la misma forma, para el caso de los otros componentes de la red, la expresión utilizada es la siguiente, donde  $c$  representa el promedio anual del número de componentes existentes durante los 12 años estudiados:

$$\lambda = \frac{365 \cdot 24}{MTBF \cdot c} \quad (6-11)$$

Los resultados de las tasas de fallos obtenidas para cada agrupación se muestran en la Tabla 6-17. Junto a estos resultados, se muestra también el MTBF de todas las agrupaciones y el ETTF, el cual ha sido calculado, según lo indicado en [50], utilizando la expresión:

$$ETTF = \frac{1}{\lambda} \quad (6-12)$$

Cabe aclarar que un ETTF de, por ejemplo, 1000 años para un componente no significa que se espera que este dure mil años, sino que cada año se espera que falle el 1‰ de la población, [50].

Tabla 6-17. MTBF esperado, tasa de fallos estimada y ETTF para las distintas agrupaciones

		MTBF (h)	Tasa de fallos ( $\lambda$ )	ETTF
<b>UC</b>	<b>15/20 kV</b>	59,5866	0,1314 fallo/km	7,6131 años
	TTI 15 kV	236,2708	0,1000 fallo/km	10,0008 años
	TTI 20 kV	94,7798	0,1497 fallo/km	6,6784 años
	OPI 15 kV	6491,9083	0,1020 fallo/km	9,8020 años
	OPI 20 kV	2302,5511	0,1026 fallo/km	9,7492 años
	Slices 15kV	3899,2545	- -	- -
	Slices 15kV	822,0755	- -	- -
<b>OL</b>	<b>15/20 kV</b>	401,2400	0,0507 fallo/km	19,7196 años
<b>SCED</b>	<b>15/20 kV</b>	872,1801	0,0030 fallo/elemento	337,3226 años
	15 kV	3147,9622	0,0017 fallo/elemento	577,8751 años
	20 kV	1377,1265	0,0036 fallo/elemento	279,8140 años
<b>TR</b>	<b>15/20 kV</b>	531,6373	0,0039 fallo/elemento	256,6471 años
	15 kV	1048,7537	0,0042 fallo/elemento	240,3032 años
	20 kV	1096,5679	0,0036 fallo/elemento	278,1075 años
<b>LBS</b>	<b>15/20 kV</b>	1206,4804	0,0011 fallo/elemento	874,3903 años
	15 kV	2889,3771	0,0012 fallo/elemento	837,9181 años
	20 kV	1699,2317	0,0014 fallo/elemento	738,7327 años
<b>IS</b>	<b>15/20 kV</b>	1339,2910	0,0078 fallo/elemento	128,2064 años
	15 kV	1471,3338	0,0074 fallo/elemento	135,0595 años
	20 kV	12985,7389	0,0196 fallo/elemento	51,0742 años
<b>FLBS</b>	<b>15/20 kV</b>	1908,7983	0,0016 fallo/elemento	627,3173 años
	15 kV	4959,5973	0,0016 fallo/elemento	631,2023 años
	20 kV	2863,1975	0,0017 fallo/elemento	576,5800 años

Las tasas de fallos estimadas anteriormente se van a comparar con las obtenidas tras aplicar el procedimiento desarrollado en el capítulo 4 y con las que se extraen al realizar la prueba de Laplace. Así, la Tabla 6-18 muestra esta comparación para todas las agrupaciones estudiadas excepto para los empalmes, para los cuales se carecía de información suficiente

Tabla 6-18. Comparación de las diferentes tasas fallos obtenidas

		Tasas de fallos ( $\lambda$ )			Unidades
		Mediante MTBF	Prueba Laplace	Procedimiento del capítulo 4	
UC	15/20 kV	0,1314	0,1335	0,1335	fallo/km
	TTI 15 kV	0,1000	0,0998	0,1026	fallo/km
	TTI 20 kV	0,1497	0,1488	0,1444	fallo/km
	OPI 15 kV	0,1020	0,1169	0,1218	fallo/km
	OPI 20 kV	0,1026	0,1137	0,1312	fallo/km
OL	15/20 kV	0,0507	0,0514	0,0514	fallo/km
SCED	15/20 kV	0,0030	0,0030	0,0030	fallo/-
	15 kV	0,0017	0,0023	0,0026	fallo/-
	20 kV	0,0036	0,0036	0,0033	fallo/-
TR	15/20 kV	0,0039	0,0038	0,0038	fallo/-
	15 kV	0,0042	0,0041	0,0038	fallo/-
	20 kV	0,0036	0,0036	0,0038	fallo/-
LBS	15/20 kV	0,0011	0,0011	0,0011	fallo/-
	15 kV	0,0012	0,0011	0,0011	fallo/-
	20 kV	0,0014	0,0011	0,0011	fallo/-
IS	15/20 kV	0,0078	0,0079	0,0079	fallo/-
	15 kV	0,0074	0,0075	0,0078	fallo/-
	20 kV	0,0196	0,0162	0,0094	fallo/-
FLBS	15/20 kV	0,0016	0,0009	0,0009	fallo/-
	15 kV	0,0016	0,0008	0,0006	fallo/-
	20 kV	0,0017	0,0010	0,0011	fallo/-

En base a los resultados obtenidos en cada caso, se observa que la tasa de fallos presenta un valor similar para todas las agrupaciones realizadas, con la excepción del seccionador en 20 kV. Una posible explicación para esta diferencia es la baja utilización de este elemento en la red bajo estudio, con una reducida tasa de fallos, la cual no permanece constante, como puede comprobarse en la Figura 4-28. Puede verse que las averías se concentraron en solo 4 años del periodo total estudiado, lo que agrava lo comentado anteriormente.



# 7. APLICACIONES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN REDES REALES

---

**E**n este capítulo, los procedimientos desarrollados en los capítulos anteriores para la estimación de los parámetros de confiabilidad, serán aplicados en redes de distribución reales. En un primer caso, se utilizarán estos parámetros para determinar la posición del punto de interconexión (punto frontera) entre dos líneas de media tensión. Posteriormente, las PDFs ajustadas serán empleadas para llevar a cabo la estimación de la probabilidad de averías y tiempo de reposición en la red global, mediante simulaciones de Montecarlo.

En base a los resultados obtenidos con estas simulaciones, se calcularán KPIs del sistema tan importantes como el TIEPI y el NIEPI. Finalmente, se obtendrán PDFs para estos KPIs que permitirán efectuar un análisis de riesgo económico, haciendo uso de una PBR determinada.

Con este análisis, se busca desarrollar un método de evaluación de una red eléctrica utilizando los datos de averías y componentes de la base de datos local de la propia distribuidora.

## 7.1. Reconfiguración de puntos de interconexión en líneas de media tensión explotadas radialmente

Las tasas de fallos obtenidas en capítulos anteriores se utilizan en una red eléctrica compuesta por dos líneas de MT, denominadas L1 y L2, interconectadas y alimentadas desde la misma subestación, formando un anillo. Ambas líneas de MT operan de forma radial compartiendo un interruptor seccionador en posición de apertura como posible punto de conexión eléctrica, llamado punto frontera. La Figura 7-1 muestra la topología de esta red, donde puede observarse la subestación eléctrica, las dos líneas de MT, y el punto frontera. Se denominará esta configuración de red como C1 para posteriores comparaciones.

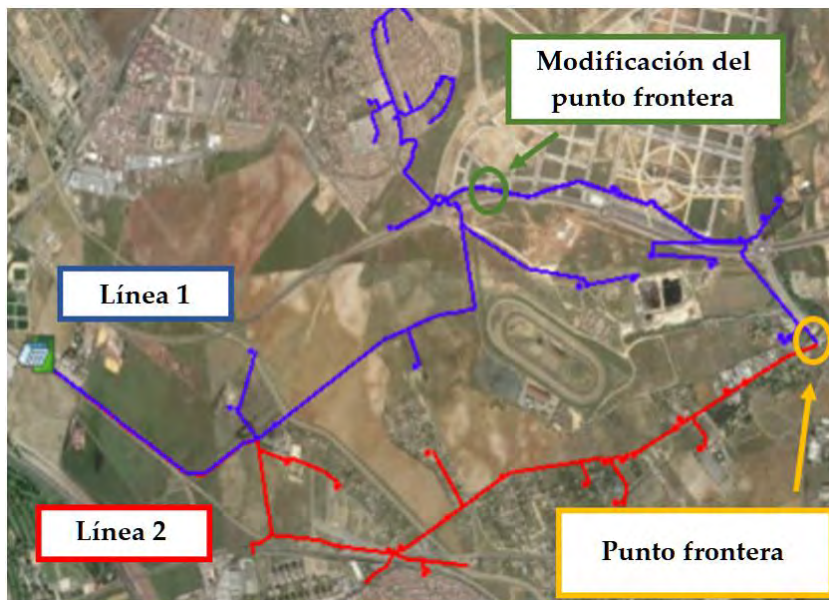


Figura 7-1. Topología de la red objeto del estudio de reconfiguración

En particular, este sistema posee una topología débilmente mallada, pero se explota de forma radial. Por este motivo, se considera que los distintos componentes están conectados en serie. Esta suposición se basa en lo expuesto en la referencia [69], donde se indica que los componentes en un conjunto se consideran en serie desde la perspectiva de la confiabilidad si todos deben funcionar para que el sistema opere

normalmente, o si basta con que uno falle para que el sistema falle. Siguiendo esta premisa, el número esperado de averías, NI, en cada una de las líneas se calcula de la siguiente manera:

$$NI = \sum_i \bar{\lambda}_{LINE_i} \cdot L_i + N_{TR} \cdot \bar{\lambda}_{Trafo\ MT/BT} + N_{CTs} \cdot \bar{\lambda}_{ECTs} + N_S \cdot \bar{\lambda}_S + N_{IS} \cdot \bar{\lambda}_{IS} + N_{ISF} \cdot \bar{\lambda}_{ISF} \quad (7-1)$$

donde:

- $i$  es un índice para las distintas agrupaciones de cables, subterráneos o aéreos.
- $L_i$  es la longitud de cada agrupación de cable  $i$ .
- $N_{TR}$ ,  $N_{CTs}$ ,  $N_S$ ,  $N_{IS}$  y  $N_{ISF}$  son, respectivamente, el número de transformadores, CTs, seccionadores, interruptores seccionadores e interruptores seccionadores con fusibles.

Aplicando la fórmula anterior y teniendo en cuenta las respectivas tasas de fallos para cada una de las agrupaciones, el número esperado de averías fue 3,045 y 0,826 fallos al año para L1 y L2, respectivamente.

En principio, limitar la cantidad de CTs abastecidos por una línea de media tensión resulta en un mayor número de líneas con una longitud promedio más corta y, por lo tanto, en una disminución del número promedio de interrupciones para los clientes. No obstante, esto da lugar a que la longitud total de las líneas de la red eléctrica que alimenta un área de suministro aumente, dando lugar también a la necesidad de una mayor cantidad de equipos de conmutación de red, volviendo a los sistemas más complejos y costosos, tal y como se apunta en [1].

En el caso propuesto, ya que la red posee una topología débilmente mallada, siempre que exista capacidad en las líneas de MT, el punto frontera pueden moverse a lo largo de estas para disminuir el número de interrupciones de una línea a costa de aumentar el de la otra. Con lo anterior en consideración, para disminuir el número de averías esperadas en L1, se puede modificar la ubicación del punto frontera entre las líneas L1 y L2. La Figura 7-1 muestra la nueva localización propuesta del punto frontera. Para esta configuración (C2), L1 reduce la longitud de sus líneas, aumentando la de L2, resultando en 2,067 y 1,805 averías esperadas por año, respectivamente.

La Tabla 7-1 muestra el número de elementos en cada línea de MT en cada una de las configuraciones, así como el número de fallos esperado en cada una de ellas.

Tabla 7-1. Resumen de resultados del estudio de reconfiguración

Configuración	Subestación	Línea MT	Tensión	km Aéreo	km CS XLPE	CTs	Trafo	S	IS	ISF	(fallos/año)	Diferencia
C1	S1	L1	15	6.39	21.53	37	51	14	74	47	3.045	-
		L2	15	7.21	1.95	16	14	19	11	1	0.826	-
C2	S1	L1	15	5.50	13.53	30	41	10	56	39	2.067	32.123%
		L2	15	8.10	9.95	23	24	23	29	9	1.805	118.395%

Se comprueba mediante esta aplicación que las tasas de fallos calculadas se pueden utilizar para ver cómo podría variar el número de fallos esperados en redes radiales y estudiar, si la interconexión lo permite, la modificación de la red en caso de existir una zona donde el número de fallos sea muy elevado. Adicionalmente, conociendo el número de clientes afectados en cada caso, estos datos esperados pueden utilizarse para evaluar la calidad de suministro mediante la estimación de los KPIs, como por ejemplo el SAIFI. No obstante, existen otros métodos más precisos para evaluar el riesgo que tiene una red eléctrica, como el que se va a exponer a continuación.

## 7.2. Estimación de KPIs mediante el método de Montecarlo

Para evaluar la confiabilidad de las redes eléctricas, habitualmente se usan técnicas basadas en modelos de Markov y simulaciones de Montecarlo, [116]. Estas técnicas necesitan valores específicos de tasas de fallos, tiempos de reparación y tiempos de reposición del suministro, que sean representativos de la red bajo estudio y estén caracterizados estadísticamente con sus PDFs correspondientes, [68]. Una práctica común en estos métodos es considerar las tasas de fallos como constantes, lo cual conduce a un modelo exponencial para el tiempo entre fallos. Sin embargo, el resto de los parámetros de confiabilidad, como el TTR o el SRT, se consideran como variables aleatorias que pueden ser representadas mediante sus PDFs, [45], [38], [8].



Aunque estos métodos probabilísticos para la evaluación de confiabilidad son difíciles de implementar, especialmente en sistemas complejos a gran escala, proporcionan resultados precisos y detallados. En este contexto, el método más utilizado es el análisis mediante simulaciones de Montecarlo, [37].

Este análisis requiere, como datos de entrada, información estadística sobre las tasas de fallos y MTTR de los componentes averiados. Los modelos de las redes y las tasas de fallos de los componentes se utilizan para determinar los clientes que experimentan interrupciones en el periodo de estudio, mientras que el MTTR de los componentes y las funcionalidades de protección, reconfiguración, conmutación y suministro alternativo de la red se utilizan para estimar la duración de las interrupciones. El resultado del análisis de Montecarlo consiste en la estimación de parámetros de confiabilidad y KPIs, junto con sus correspondientes PDFs, [37].

En este capítulo se desarrollará un algoritmo basado en simulaciones de Montecarlo que será aplicado a una red eléctrica real para la caracterización estadística de dos KPIs, el SAIFI y el SAIDI. El valor de las tasas de fallos se obtendrá aplicando el procedimiento presentado en el capítulo 4, mientras que los SRTs se calcularán usando los resultados de la técnica de ajuste de desarrollada en el capítulo 5. Hasta donde se ha podido comprobar, este es el primer método basado en simulaciones de Montecarlo que incluye los valores de las tasas de fallos y las PDFs de los SRTs que mejor se ajustan a los datos registrados de la red bajo estudio, usando grupos desagregados de componentes. Una ventaja de incluir esta información es que los parámetros de confiabilidad siempre van a estar actualizados y permitirán que el modelo de fiabilidad del sistema se realimente con datos actuales.

Los resultados del análisis se utilizarán para estimar los KPIs de las líneas de MT, para identificar zonas críticas dentro de la red bajo estudio. En concreto, los KPIs que se van a estimar son el SAIFI y el SAIDI. El algoritmo desarrollado permitirá caracterizar las funciones que mejor se ajustan a estos KPIs y poder hacer una mejor evaluación del riesgo económico.

Cuando el análisis de Montecarlo se aplica a la evaluación de la fiabilidad de una red eléctrica, generalmente se analiza el comportamiento del sistema durante un período específico de tiempo, normalmente un año. A la hora de implementar el análisis de Montecarlo, también es importante decidir el número de simulaciones a realizar. En base a las referencias que utilizan esta técnica para evaluar la fiabilidad de una red eléctrica, tales como [40] y [73], un valor común es realizar al menos 1000

simulaciones.

El diagrama de bloques del algoritmo propuesto para el análisis mediante simulaciones de Montecarlo, tal y como se muestra en la Figura 7-2, se describe a continuación:

1. **Datos de entrada:** se requiere información sobre la red bajo estudio. Esto incluye la topología de la red, las tasas de fallos, los SRTs, el número de clientes y la potencia demandada por cada CT. Para el cálculo de las tasas de fallos y los SRTs se utilizarán los procedimientos presentados anteriormente en esta tesis.
2. **Preprocesado de la información:** antes de ejecutar las simulaciones de Montecarlo es necesario definir las siguientes matrices:
  - a. Matriz de componentes de la red: incluye información de cada grupo desagregado  $c$  incluido en la línea de MT  $i$ . La dimensión de esta matriz es  $I \times C$ , siendo  $I$  el número de líneas de MT que componen la red y  $C$  el número de grupos desagregados que forman las líneas de MT.
  - b. Vector de tasas de fallos de los componentes desagregados: este vector de dimensión  $C$  incluye los valores de las tasas de fallos de los componentes desagregados.
  - c. Matriz de SRTs: incluye información sobre las PDFs ajustadas para los diferentes componentes desagregados, obtenidas en cada caso según el procedimiento desarrollado en el capítulo 4.
3. **Simulaciones de Montecarlo (MCS):** se realizan un total de  $J$  simulaciones donde cada una de ellas corresponde a un periodo de un año. Para cada simulación  $j$ , se lleva a cabo el siguiente análisis:
  - a. Obtención del número de fallos: este valor se determina utilizando la tasa de fallos de cada componente  $c$  en cada línea de MT  $i$ . En este caso, se toman valores de tasas de fallos constantes, por lo que el número de fallos se puede considerar como una variable aleatoria discreta con una distribución de Poisson, [94], [2]. Por tanto, la probabilidad de que se produzcan  $x$  fallos en el año simulado se expresa matemáticamente utilizando la siguiente expresión:

$$P[x] = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (7-2)$$

Para calcular el número exacto de fallos, se genera un número aleatorio  $Z$ , entre 0 y 1, siguiendo una distribución uniforme. Luego, tal y como se describe en [2], para estimar el número de fallos, se utilizan los siguientes supuestos:

- Sí  $Z < e^{-\lambda}$ , no ocurrirán fallos.
  - Sí  $\frac{\lambda^{x-1} e^{-\lambda}}{(x-1)!} < Z < \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!}$ , ocurrirán  $x$  fallos.
- b. Estimación de SRTs: para cada uno de los fallos obtenidos en el paso anterior, el tiempo de reposición en cada caso se obtendrá en base a un número aleatorio generado a partir de su correspondiente PDF. El valor del tiempo de reposición de una línea de MT  $i$  corresponderá a la suma de los tiempos de reposición individuales de cada uno de sus componentes.
4. **Cálculo de los KPIs y evaluación del riesgo económico**: finalmente, los resultados del punto anterior se utilizan para calcular los KPIs en las líneas de MT y en la red global. Una vez obtenidos los KPIs, se realiza la evaluación del riesgo económico en base a estos resultados.

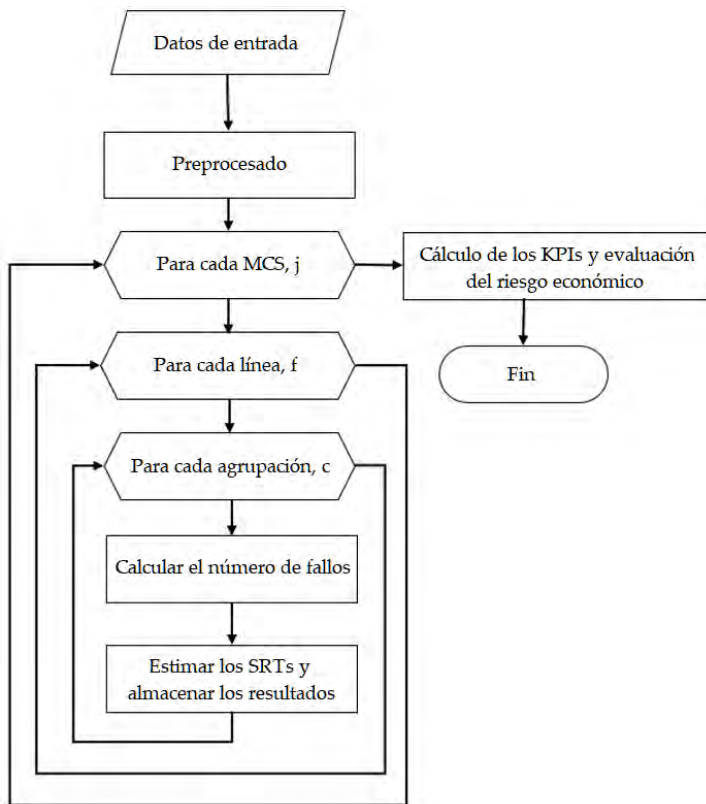


Figura 7-2. Diagrama de bloques del algoritmo para la simulación Montecarlo

### 7.3. Aplicación a una red real. Estimación de SAIFI y SAIDI

Con el objetivo de estimar los valores del SAIFI y el SAIDI, el algoritmo basado en simulaciones de Montecarlo propuesto, en conjunto con las metodologías desarrolladas a lo largo de la presente tesis doctoral, se va a aplicar a una red real de distribución. Con las técnicas propuestas es posible estimar KPIs a partir de datos de averías e información de los elementos de la red, todo esto disponible para la distribuidora. En primer lugar, se mostrarán las características de la red bajo estudio, y, en segundo lugar, los resultados obtenidos.

### 7.3.1. Características de la red bajo estudio

El algoritmo presentado en el apartado anterior se ha aplicado a una red urbana de 15 kV alimentada mediante una subestación AT/MT. La red incluye 13 líneas de MT que dan suministro a un total de 18255 clientes con una demanda global de potencia de 109,66 MW.

La configuración de la red es débilmente mallada con explotación radial, donde cada línea dispone de un interruptor automático en cabecera de la subestación. La estrategia de operación para restablecer el suministro eléctrico en caso de ocurrir una avería es similar a la descrita en [8]. Las líneas, que parten desde la misma subestación AT/MT, están interconectadas formando una red en anillo. La Figura 7-3 ilustra la red estudiada, mientras que la Tabla 7-2 muestra la información sobre los distintos componentes de cada una de las líneas, según los grupos desagregados establecidos, y el número de clientes y demanda de potencia en cada caso.

Tabla 7-2. Componentes de las líneas de MT de la red bajo estudio.

Línea MT	TTI (km)	OPI (km)	OL (km)	CTs (TR)	LBS	IS	FLBS	Clientes	Demanda (kW)
1	1,95	0,00	7,21	16 (14)	11	19	1	314	1718
2	11,82	0,00	1,40	18 (19)	41	3	16	1726	12154
3	9,96	0,00	0,00	24 (35)	55	0	35	2914	16730
4	6,30	0,00	0,00	9 (12)	19	0	11	628	3787
5	4,79	0,00	1,29	16 (16)	31	3	14	1717	8884
6	1,70	0,00	0,40	4 (7)	10	0	8	569	2341
7	6,00	0,41	0,06	17 (24)	34	2	20	2483	13492
8	3,85	0,00	0,00	6 (6)	14	0	7	921	5611
9	7,99	0,00	0,70	18 (21)	39	3	24	2866	15830
10	16,07	0,00	0,00	27 (35)	56	0	28	1236	7469
11	5,13	0,00	0,67	10 (4)	17	5	3	17	4422
12	21,53	0,00	6,39	37 (51)	74	14	47	200	3535
13	4,45	0,00	1,87	9 (9)	15	1	8	2664	13694

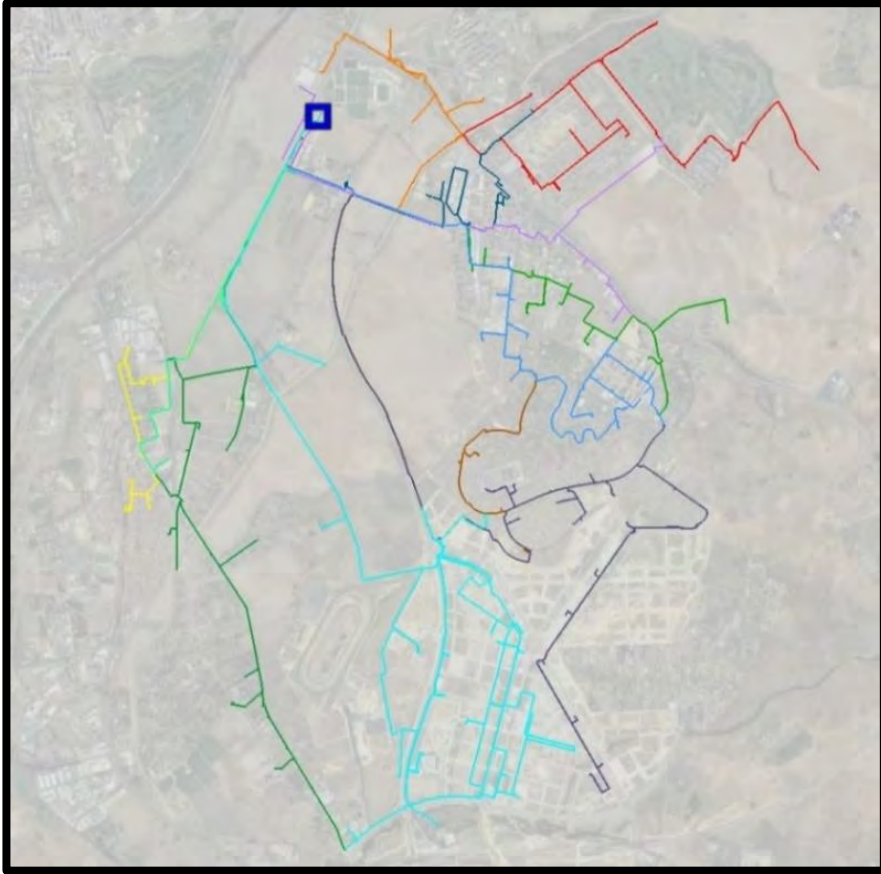


Figura 7-3. Distribución de las líneas de MT sobre la zona de estudio

El valor promedio de las tasas de fallos de cada grupo de componentes está incluido en la Tabla 7-3. Dicha tabla también incluye información sobre los SRTs y las correspondientes PDFs ajustadas. La información incluida es la media, la PDF con mejor ajuste y sus correspondientes parámetros, P1 y P2. Para la distribución log-logística, los valores P1 y P2 corresponden, respectivamente, a la media y al parámetro de escala de los valores logarítmicos. En el caso de la distribución exponencial, el parámetro P1 representa la media. Finalmente, para la distribución de Weibull, los valores P1 y P2 corresponden a los parámetros de escala y forma,

respectivamente. Cabe destacar que toda la información incluida en la tabla proviene de datos registrados en la misma red de distribución bajo estudio, dando una mayor precisión a la hora de estimar los KPIs.

Tabla 7-3. Información estadística de las tasas de fallos y SRTs.

		Tasas de fallos [Fallos/-]		Tiempo de restauración [h]			
		$\bar{\lambda}$	TTF PDF	$\overline{SRT}$	PDF	P1	P2
Cables subterráneos	15/20 kV	0,1335	Exponencial	1,5149	Loglogística	0,1928	0,3596
	TTI 15 kV	0,1026	Exponencial	2,0571	Loglogística	0,3299	0,4685
	TTI 20 kV	0,1444	Exponencial	1,4886	Loglogística	0,1820	0,3543
	OPI 15 kV	0,1218	Exponencial	1,5231	Loglogística	0,2785	0,2898
	OPI 20 kV	0,1312	Exponencial	1,8810	Loglogística	0,2513	0,4624
Líneas aéreas	15/20 kV	0,0514	Exponencial	2,3818	Loglogística	0,4748	0,4694
Elementos comunes en CTs	15/20 kV	0,0030	Exponencial	1,5880	Loglogística	0,1891	0,3964
	15 kV	0,0026	Exponencial	4,7407	Loglogística	1,0155	0,5419
	20 kV	0,0033	Exponencial	3,2496	Exponencial	3,2496	-
Transformadores MT/BT	15/20 kV	0,0038	Exponencial	3,6542	Exponencial	3,6542	-
	15 kV	0,0038	Exponencial	3,0056	Weibull	3,2185	1,2358
	20 kV	0,0038	Exponencial	5,1062	Loglogística	1,4644	0,3124
Interruptor-seccionador	15/20 kV	0,0011	Exponencial	7,2587	Loglogística	1,5385	0,4960
	15 kV	0,0011	Exponencial	4,0715	Weibull	4,4355	1,3421
	20 kV	0,0011	Exponencial	5,3202	Loglogística	0,9848	0,6010
Seccionador	15/20 kV	0,0079	Exponencial	5,5289	Loglogística	1,0814	0,5787
	15 kV	0,0078	Exponencial	3,4427	Weibull	3,6432	1,1795
	20 kV	0,0094	Exponencial	4,6313	Loglogística	0,9089	0,5768
Interruptor seccionador con fusible	15/20 kV	0,0009	Exponencial	4,4749	Loglogística	0,9096	0,5625
	15 kV	0,0006	Exponencial	3,8976	Exponencial	3,8976	-
	20 kV	0,0011	Exponencial	4,2801	Exponencial	4,2801	-

## 7.3.2. Resultados

Considerando los datos de la Tabla 7-2 y Tabla 7-3, y tras realizar un total de 1000 simulaciones de Montecarlo, se obtuvieron los siguientes resultados.

### 7.3.2.1. Número de fallos y tiempos de interrupción

En la Tabla 7-4 se muestran los valores mínimos, medios y máximos para el número de fallos y el tiempo de interrupción. Evaluando la red de manera global, se tiene un

valor esperado de 13,906 fallos por año, dando lugar a un tiempo de interrupción de 39,641 horas. La línea de MT 12 fue la que presentó una mayor aportación a estas averías, con el 22,03 % de los fallos y el 22,00 % del tiempo interrumpido.

Tabla 7-4. Resultados obtenidos de las tasas de fallos y el tiempo de interrupción.

	Fallos/año			Tiempo interrupción (h)/año		
	Min.	Media	Max.	Min.	Media	Max.
Línea MT 1	0,000	0,813	5	0,000	3,304	167,547
Línea MT 2	0,000	1,513	6	0,000	3,681	76,726
Línea MT 3	0,000	1,225	6	0,000	3,555	87,117
Línea MT 4	0,000	0,768	4	0,000	2,717	751,331
Línea MT 5	0,000	0,718	4	0,000	2,089	61,313
Línea MT 6	0,000	0,241	3	0,000	0,701	45,365
Línea MT 7	0,000	0,819	5	0,000	2,287	45,702
Línea MT 8	0,000	0,451	4	0,000	1,004	29,534
Línea MT 9	0,000	1,037	6	0,000	2,879	65,703
Línea MT 10	0,000	1,944	7	0,000	5,255	104,097
Línea MT 11	0,000	0,654	4	0,000	1,675	67,653
Línea MT 12	0,000	3,064	10	0,000	8,720	207,448
Línea MT 13	0,000	0,659	5	0,000	1,774	41,112
Total	4,000	13,906	26	3,295	39,641	772,650

Para ilustrar mejor los resultados, la Figura 7-4 y la Figura 7-5 muestran, respectivamente, gráficos de cajas y bigotes con el número de fallos y tiempos de interrupción de las 13 líneas de MT estudiadas.

La influencia de los distintos componentes (grupos desagregados) también puede ser analizada con el procedimiento propuesto. La Figura 7-6 y la Figura 7-7 muestran la contribución de cada agrupación desagregada al número de fallos y tiempos de interrupción, respectivamente. Puede comprobarse que los cables subterráneos, particularmente los de aislamiento seco, son los que presentan una mayor contribución en ambas variables en la práctica totalidad de las líneas.



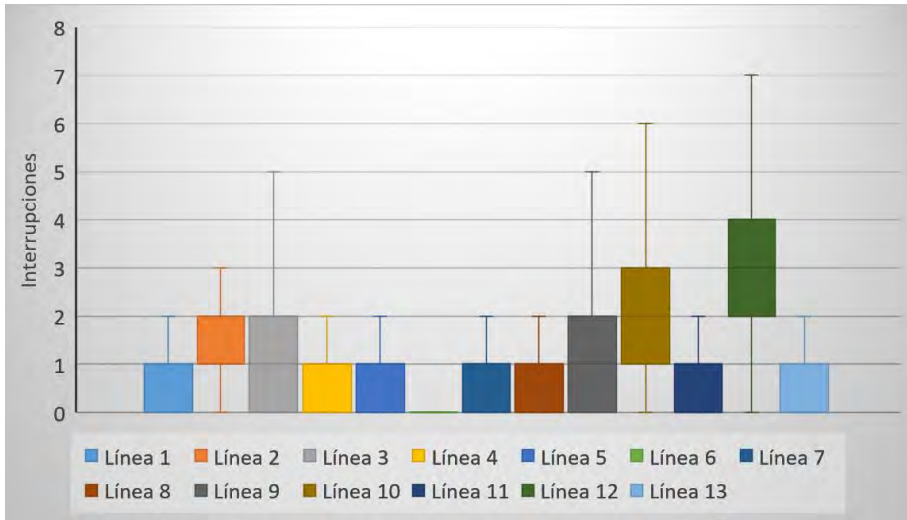


Figura 7-4. Comparación del número de fallos estimados por línea

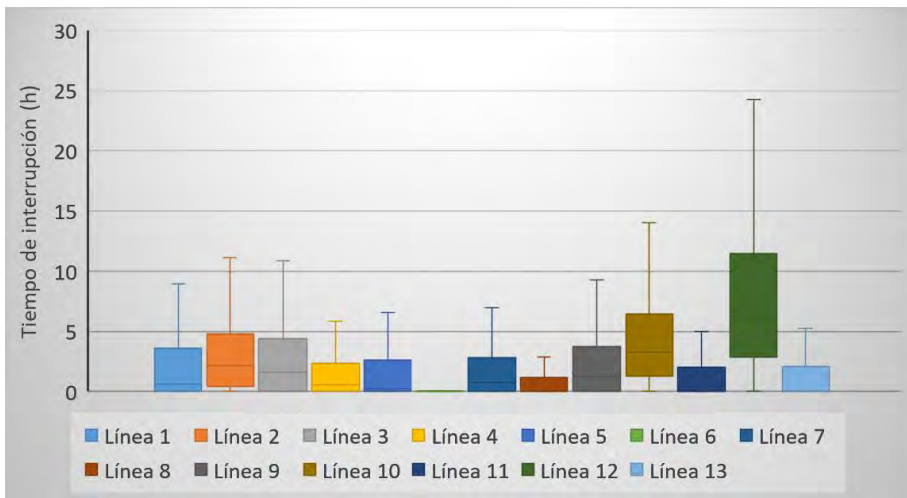


Figura 7-5. Comparación del tiempo de interrupción estimado por línea

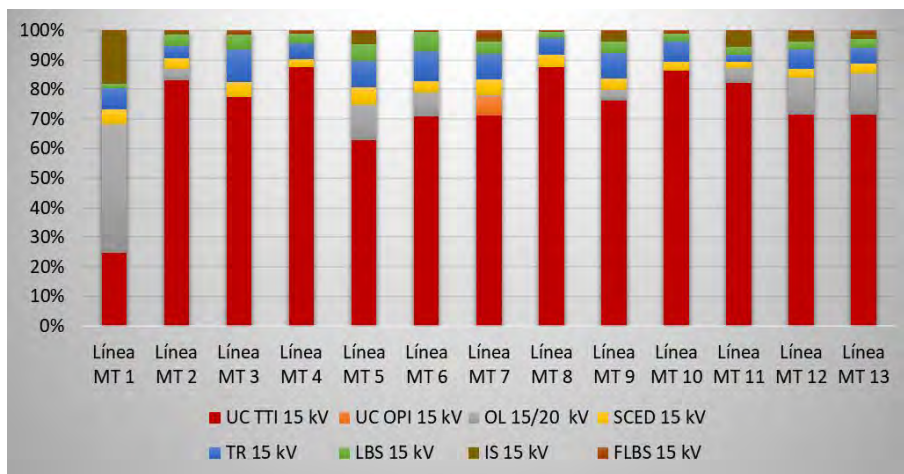


Figura 7-6. Contribución de los componentes desagregados en el número de fallos

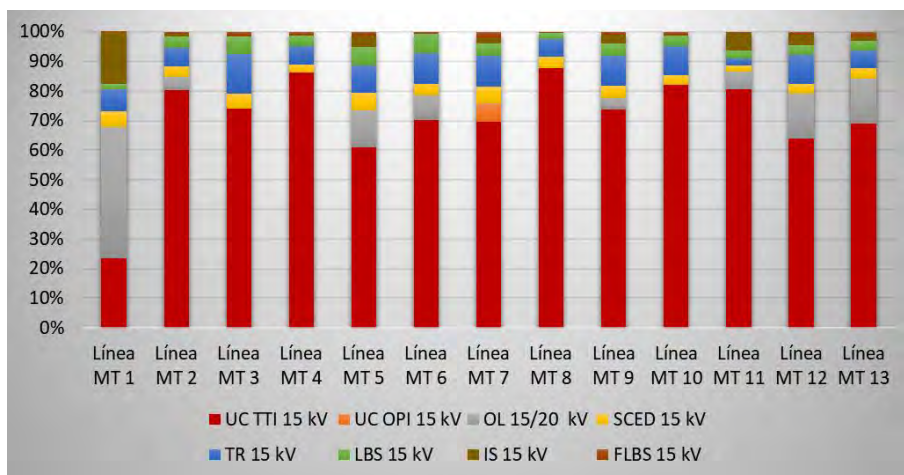


Figura 7-7. Contribución de los componentes desagregados en el tiempo de interrupción

Finalmente, el número y duración de las interrupciones de toda la red estudiada a lo largo de las distintas simulaciones se representan en los histogramas incluidos en la Figura 7-8 y la Figura 7-9, respectivamente, junto con las correspondientes PDFs que mejor se ajustan en cada caso, de acuerdo con el test de bondad AD. Para el número

de interrupciones, la distribución normal fue la que mejor se ajustó a los resultados obtenidos, con un valor medio  $\mu=13,906$  fallos/año y una desviación típica  $\sigma = 3,742$  fallos/año. Con respecto a los tiempos de interrupción, la función que mejor se ajusta es la loglogística de dos parámetros, con parámetros de forma y escala iguales a 0,277 y 3,546, respectivamente. El valor medio de esta última fue de 39,448 horas, el cual es similar al calculado analíticamente y mostrado en la Tabla 7-4.

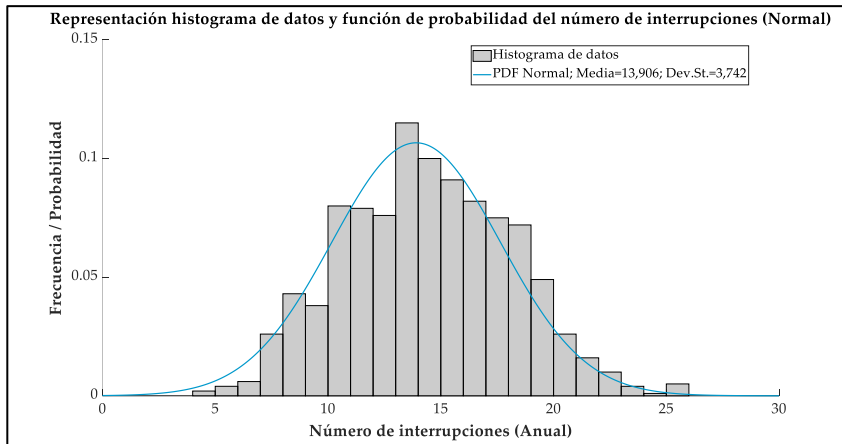


Figura 7-8. Histograma del número de interrupciones para la red completa

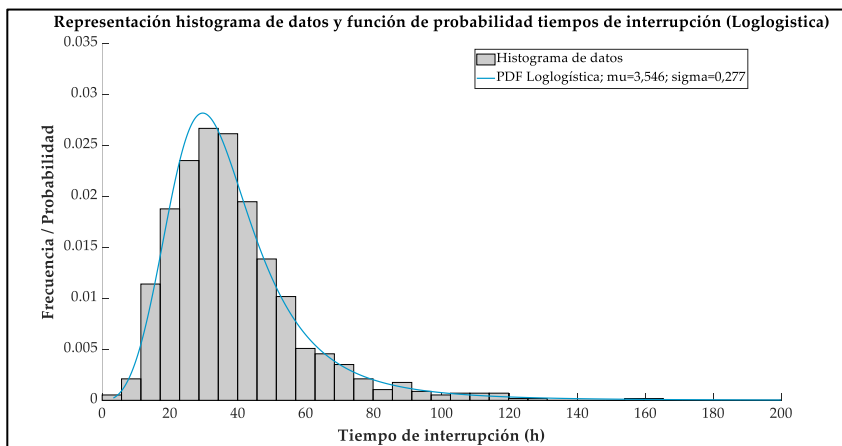


Figura 7-9. Histograma del tiempo de interrupción para la red completa

### 7.3.2.2. Estimación de los KPIs: SAIFI y SAIDI

Habiendo calculado en el punto anterior el número y la duración de las interrupciones y conociendo el número de clientes afectados en cada caso, algunos KPIs como el SAIFI y el SAIDI pueden ser estimados para la red bajo estudio.

En este caso de estudio, el valor medio del SAIFI fue de 1,013 fallos/año, mientras que el del SAIDI fue de 2,890 horas. Para cada línea de MT, la Tabla 7-5 incluye sus valores medios de SAIFI y SAIDI. Estos resultados permiten conocer cuáles son las líneas de MT que mayor incidencia tienen en los KPIs. Las líneas 3, 9 y 2 contribuyeron con el 19,30 %, 16,07 % y 14,12 % del SAIFI global, mientras que las líneas 3, 9, y 10 contribuyeron con el 20,19 %, 16,09 % y 12,66 % del SAIDI global, respectivamente.

Tabla 7-5. KPIs estimados mediante la aplicación del algoritmo MCS propuesto

	SAIFI (fallos)		SAIDI (horas)	
	Mean	Contribución	Mean	Contribución
Línea 1	0,0140	1,38%	0,0568	2,02%
Línea 2	0,1431	14,12%	0,3481	12,39%
Línea 3	0,1955	19,30%	0,5674	20,19%
Línea 4	0,0264	2,61%	0,0935	3,33%
Línea 5	0,0675	6,67%	0,1965	6,99%
Línea 6	0,0075	0,74%	0,0219	0,78%
Línea 7	0,1114	11,00%	0,3111	11,07%
Línea 8	0,0228	2,25%	0,0507	1,80%
Línea 9	0,1628	16,07%	0,4520	16,09%
Línea 10	0,1316	12,99%	0,3558	12,66%
Línea 11	0,0006	0,06%	0,0016	0,06%
Línea 12	0,0336	3,31%	0,0955	3,40%
Línea 13	0,0962	9,49%	0,2590	9,22%

Para poder identificar más fácilmente las zonas que más contribuyen con los valores de KPIs obtenidos en la red bajo estudio, la Figura 7-10 incluye una representación por colores de las líneas de MT estudiadas según el valor de contribución al SAIDI global, donde los puntos frontera entre las líneas de MT se representan mediante un

cuadro azul.

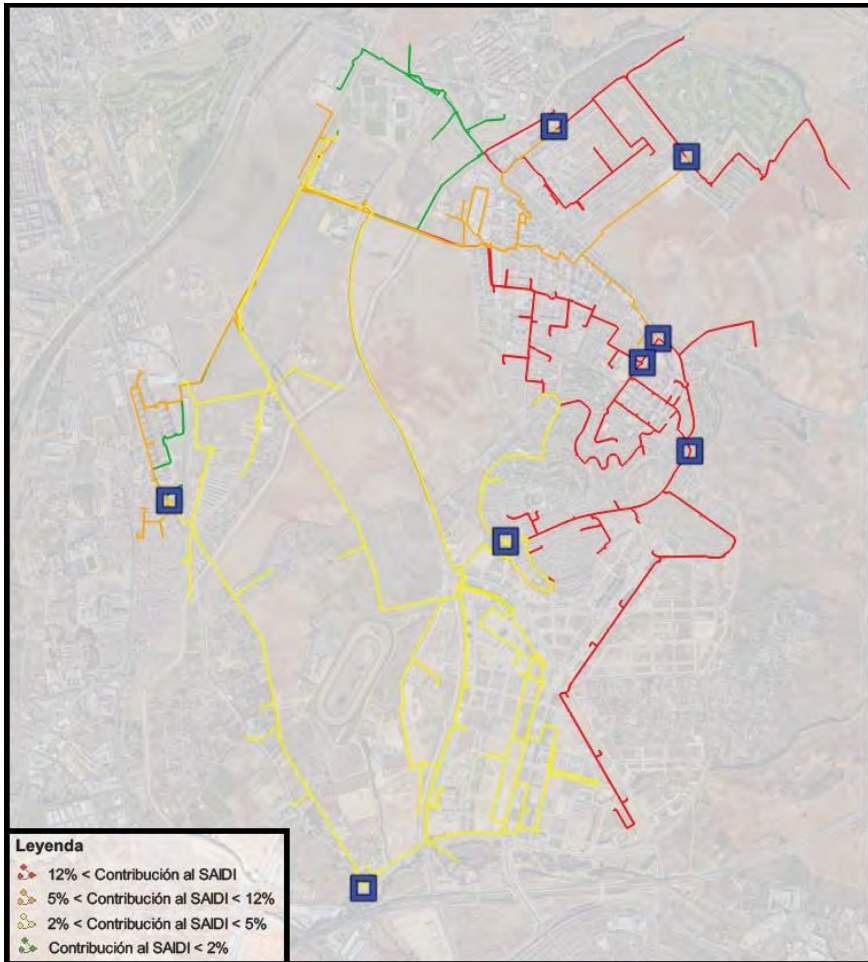


Figura 7-10. Contribución de cada línea al SAIDI global en la red bajo estudio.

Finalmente, los valores del SAIFI y el SAIDI a lo largo de las simulaciones de Montecarlo se muestran respectivamente en los histogramas de la Figura 7-11 y la Figura 7-12, junto con la PDF que mejor se ajusta a los datos. En este caso, la función gamma y la función loglogística fueron las que presentaron un mejor ajuste para el SAIFI y el SAIDI, respectivamente.

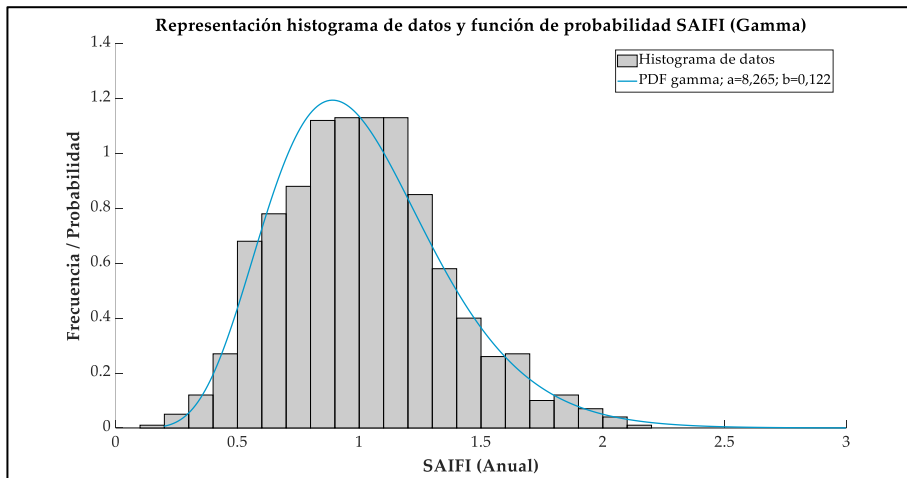


Figura 7-11. Histograma y PDF con mejor ajuste para el SAIFI

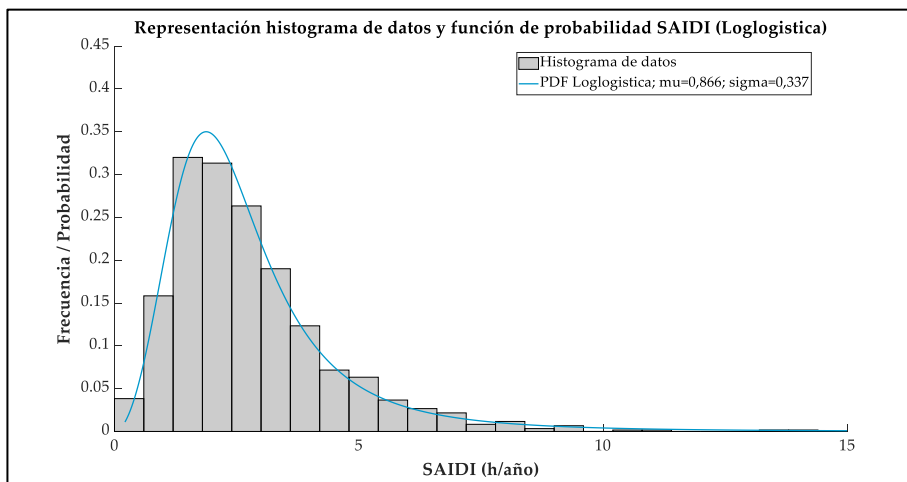


Figura 7-12. Histograma y PDF con mejor ajuste para el SAIDI

Una posible aplicación del método desarrollado anteriormente se da en el caso de redes con varias subestaciones. En estos casos, se podría estimar el impacto que cada subestación tendría sobre la red completa, lo cual podría contribuir a una mejor evaluación de las inversiones a realizar para mejorar los KPIs.

## 7.4. Evaluación del riesgo económico

Con las simulaciones de Montecarlo realizadas es posible identificar los eventos posibles y su probabilidad de ocurrencia, así como los valores de los KPIs del sistema bajo estudio. Estos resultados pueden ser empleados para estimar el riesgo asociado al incumplimiento de estos índices de calidad. En este contexto, el valor en riesgo puede medirse mediante las conocidas regulaciones basadas en el rendimiento (PBRs), con las que se penaliza o incentiva a las distribuidoras en función de los KPIs.

Aunque la fiabilidad global de una red de distribución pueda ser adecuada, es posible incurrir en penalizaciones si numerosos clientes de una zona concreta experimentan una calidad de suministro pobre, lo que podría conducir a situaciones de riesgo económico para la distribuidora, cuantificado con las PBRs. Consecuentemente, mediante análisis como el propuesto en esta tesis, más allá de poder identificar zonas de mayor o menor confiabilidad, las distribuidoras podrían estimar este riesgo económico.

Por este motivo, los resultados obtenidos en el apartado anterior van a ser utilizados para efectuar una evaluación del riesgo económico. En concreto, la PDF ajustada para el índice SAIDI será utilizada en conjunto con una estructura de PBR, ilustrada en la Figura 7-13. Esta PBR concreta se ha extraído de [2], donde se presenta una aplicación en una red eléctrica de similares características a la estudiada en este capítulo.

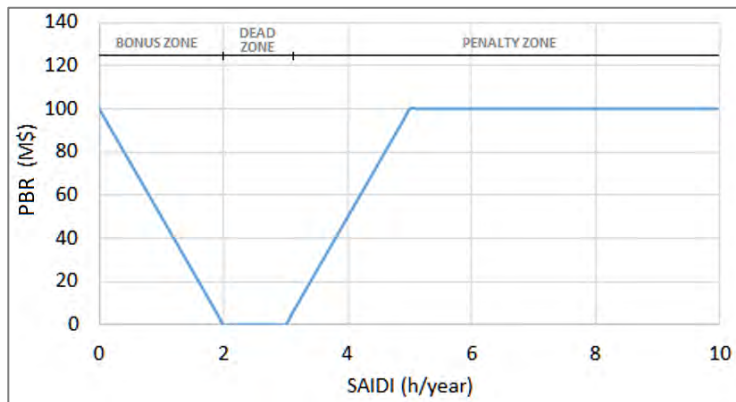


Figura 7-13: Representación del PBR considerado, [2]

En la Figura 7-13 se puede identificar que la estructura de la PBR tiene tres zonas claramente diferenciadas: la zona de incentivos, la zona de sanciones y la zona neutral, donde no se aplican ni sanciones ni incentivos.

En base a lo descrito en [2] y tomando, desde el punto de vista matemático, los incentivos como valores de penalización negativos, se usa esta estructura PBR junto con la PDF ajustada para el SAIDI ( $S$ ) para estimar el valor esperado de la sanción en la red bajo estudio, usando la siguiente expresión:

$$E[\text{sanción}] = \int_0^{\infty} \text{sanción}(S) \cdot f(S) dS \quad (7-3)$$

Aplicando la fórmula anterior, el resultado obtenido para la red bajo estudio se corresponde con valor esperado de 7,55 M\$ de sanción por año. Además, con un análisis más detallado de los resultados en cada simulación de Montecarlo, puede comprobarse que en el 37,43 % de los casos el valor del SAIDI se encontraría en la zona de incentivos, en el 29,13 % de los escenarios en la zona neutral, y en el 33,44 % restante en la zona de sanción.



# 8. CONCLUSIONES, PUBLICACIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

---

**E**n este capítulo se van a presentar las conclusiones del estudio realizado a lo largo de la presente tesis doctoral, así como las posibles futuras líneas de investigación en relación con los temas abordados.

Finalmente, se incluye un desglose de las distintas publicaciones científicas que se han realizado.

## 8.1. Conclusiones

El objetivo principal de la presente tesis doctoral es estimar los parámetros de confiabilidad, con el fin de obtener modelos más fiables de los sistemas eléctricos y poder así evaluar la fiabilidad de las redes. Para llevar a cabo esta estimación se han usado dos bases de datos proporcionadas por una compañía distribuidora de energía eléctrica. Una base de datos incluye las características principales de los elementos que forman la red mientras que la otra proporciona información sobre los

incidentes que han ocurrido en la red durante el periodo comprendido entre 2001 y 2013.

La red en la que se ha aplicado y evaluado la metodología propuesta es una red urbana que alimenta a más de 300.000 clientes en dos niveles de tensión. Al ser una zona urbana, las líneas subterráneas predominan sobre las aéreas, las cuales quedan relegadas para los extrarradios de la ciudad. La red tiene una topología débilmente mallada, con una explotación radial. De esta forma, los clientes tienen un camino alternativo para evitar la pérdida de suministro en caso de producirse una avería en la red. En la estimación de los parámetros de confiabilidad se han considerado agrupaciones agregadas y desagregadas de los distintos elementos del sistema, de manera que se pueden paliar los problemas derivados de la deficiencia de datos sin perder representatividad en los mismos.

La base de datos de incidencias permite conocer el número de averías que han ocurrido en la red, así como otros datos que se utilizan para la estimación de los parámetros de confiabilidad. Se registraron un total de 2972 averías, de las cuales el 63,32 % se produjeron en cables subterráneos, el 15,71 % en centros de transformación y el 12,95 % en líneas aéreas.

Aunque los principales parámetros de confiabilidad están relacionados con el número y duración de las interrupciones, un exhaustivo estudio de la base de datos de incidencias ha permitido estimar una mayor cantidad de estos parámetros, algunos de los cuales no han sido incluidos hasta el momento en ninguna publicación. Los parámetros de confiabilidad estimados en la presente tesis doctoral para cada agrupación de componentes han sido los siguientes: tasas de fallos, tiempo de reposición del suministro eléctrico, tiempos de reparación, tiempo de vuelta a la normalidad, tiempo de localización de averías, tiempo de reconfiguración de red, tiempo de comienzo de reparación y tiempo entre fallos.

En el caso de la estimación de las tasas de fallos, se calculó para todas las agrupaciones realizadas un valor anual para el periodo 2001-2012. Se ha propuesto una metodología que permite considerar conjuntamente los datos de componentes y averías para crear las distintas agrupaciones y obtener en cada caso el valor de la tasa de fallos. Con este procedimiento se obtuvieron la media, el valor mínimo y el valor máximo de los años estudiados. Además, se ha obtenido información correspondiente a un mayor número de agrupaciones de componentes, así como rangos de variación de las tasas de fallos más precisos, comparados con los incluidos

en otras fuentes bibliográficas de prestigio. Las tasas de fallos anuales de estos grupos se han evaluado en base su capacidad para predecir el número total de fallos de la red estudiada para el año 2013. Los resultados son bastante precisos cuando se estudia la red como conjunto o por subestación. Se ha mostrado posteriormente que esta metodología se puede utilizar para optimizar la localización de puntos frontera en la red, de forma que se pueda compensar el número esperado de fallos en las diferentes líneas, pudiendo mejorar así la planificación del sistema.

Para estimar y caracterizar estadísticamente el resto de los parámetros de confiabilidad, se ha desarrollado un procedimiento de ajuste que elimina de manera secuencial los eventos de baja probabilidad del registro histórico. Se han considerado cinco distribuciones de probabilidad que son muy empleadas en el campo de la fiabilidad. Se han considerado dos pruebas de bondad de ajuste para determinar si los datos observados pueden ser representados por alguna de estas distribuciones.

Para el caso particular de los cables subterráneos, el procedimiento propuesto seleccionó la distribución loglogística como la que mejor se ajusta a los datos reportados. Para el grupo agregado de este componente del sistema, el tiempo promedio de reposición fue de 1,515 horas.

Al igual que con los tiempos de reposición, el procedimiento de ajuste también permitió calcular otros tiempos para todas las agrupaciones propuestas, concretamente, los tiempos de localización, reconfiguración de red, tiempos de reparación, reparación del elemento averiado, tiempos de vuelta a la normalidad y tiempo entre fallos.

Las PDFs ajustadas se han evaluado en base a su capacidad para predecir los valores promedio de la duración de las interrupciones en una red de distribución real, proporcionando también un intervalo de confianza para estos tiempos. Se consideró para este propósito el último año registrado en la base de datos. Para este año se contaba con un registro de 100 averías. Los resultados muestran una buena precisión del método propuesto, especialmente cuando se consideran los grupos desagregados. Tomando un intervalo de confianza del 95 %, la duración de las interrupciones observada fue menor que el límite superior del intervalo en el 95 % de los casos. Este porcentaje aumenta al 98% de los casos si se utiliza un intervalo de confianza del 99 % como enfoque más conservador. Cuando los valores esperados de tiempos de interrupción obtenidos con el método propuesto se utilizan para estimar los KPIs de toda la red, los grupos desagregados presentan resultados más

precisos, con un SAIDI igual a 51,748 min/cliente, siendo el valor real de 58,015 min/cliente. Las PDFs proporcionadas por el algoritmo propuesto pueden ser utilizadas por los operadores de redes de distribución para desarrollar modelos de fiabilidad del sistema, como aquellos basados en simulaciones de Montecarlo.

Todos los resultados obtenidos de los procedimientos presentados anteriormente se incluyeron en una serie de simulaciones de Montecarlo para poder caracterizar estadísticamente los valores de diferentes KPIs, permitiendo así la evaluación del riesgo económico asociado al incumplimiento de estos índices de calidad del suministro en una red real. Hasta donde ha podido comprobar el doctorando, esta es la primera vez que se utilizan PDFs ajustadas según los datos de averías de la propia red bajo estudio.

El algoritmo ha sido aplicado a una red que incluye 13 líneas de MT formadas por más de 100 km de cable subterráneo y 20 km de líneas aéreas, que alimentan a 18.000 clientes con una potencia total contratada próxima a los 110 MW. Se consiguió obtener PDFs para dos KPIs, SAIFI y SAIDI. Estos KPIs se utilizaron también para comparar las líneas entre sí y evaluar cuál de ellas tenía un rendimiento más bajo, de forma que nuevas estrategias para la configuración de red puedan ser establecidas. Si se considera la red como un conjunto, la distribución de Weibull fue la que mejor se ajustó a los datos correspondientes al SAIFI, mientras que la distribución loglogística fue la que mejor se ajustó para el caso del SAIDI.

Finalmente, para evaluar el riesgo económico de la red, la PDF resultante del SAIDI se utilizó en conjunto con un modelo de PBR para determinar el valor esperado de las sanciones o incentivos de la red bajo estudio. Como resultado se obtuvo que, en el 37,43 % de los casos, la distribuidora recibiría incentivos por buen rendimiento de la red, en el 33,44 % de los casos, la distribuidora sería penalizada por mal rendimiento de la red y, en el 29,13 % de los casos, la distribuidora estaría en una zona neutra donde no se aplicarían ni incentivos ni penalizaciones, pudiendo variar estos resultados en función del modelo de PBR considerado. No obstante, además de para mejorar la planificación de las inversiones, estos estudios pueden usarse para que la distribuidora pueda negociar con las autoridades el modelo de PBR a aplicar, en función del rendimiento estimado de una red.

El conjunto de procedimientos presentados en esta tesis, incluyendo estimación de tasas de fallos, algoritmo de ajuste de PDFs de los tiempos de reposición del suministro y las simulaciones de Montecarlo, permiten llevar a cabo evaluaciones

concretas de la fiabilidad de un sistema eléctrico y su correspondiente riesgo económico, usando información reciente y local de una red eléctrica en particular. De esta forma, el método propuesto es extensible a cualquier red eléctrica que tenga disponibilidad de datos de averías, pudiendo actualizarse los resultados con información reciente que se añada a las bases de datos, garantizando la precisión y relevancia de los resultados obtenidos.

## 8.2. Publicaciones

En este apartado se incluyen las publicaciones más relevantes del doctorando y sus directores. Hasta la fecha se han realizado dos publicaciones en revistas de alto impacto científico:

- [117] J. A. Clavijo-Blanco and J. A. Rosendo-Macías, “Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 185, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106398.
- [118] J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, “A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 217, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109128.

No obstante, se ha redactado otro artículo el cual se tendrá en consideración para ser enviado a una revista de alto impacto. Un posible título para este trabajo es:

- J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, “Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method”

En el Anexo II se incluyen los artículos publicados y el que está en fase de producción.

## 8.3. Desafíos para futuras líneas de investigación

Las futuras líneas de trabajo en lo que respecta a la estimación y aplicación de los parámetros de confiabilidad en las redes de distribución se enumeran a

continuación:

- Desarrollar métodos que trabajen con tasas de fallos variables. Es muy común utilizar tasas de fallos constantes para el modelado de sistemas de fiabilidad de redes eléctricas. Esta conjetura permite utilizar la distribución de Poisson para modelar el número de fallos en la red. En este sentido, la referencia [55] expone que una tasa de fallos constante ignora la heterogeneidad de los equipos y puede llevar a una mala estimación de los resultados. Además, tiene un impacto perjudicial en los enfoques analíticos que se realicen a posteriori y que utilizan las estimaciones de la tasa de fallos, como el modelado de sistemas para el estudio de la confiabilidad de la red.
- Desarrollo de nuevas técnicas que actualicen constantemente los datos de averías producidos en la red. Desde que se empezó a estudiar la fiabilidad de los sistemas en las redes de distribución, son numerosos los autores que han evidenciado una falta de datos o una baja calidad en los mismo, lo que en muchos casos afecta a la precisión de los resultados. Ya que la evolución de los sistemas informáticos permite un mejor almacenamiento y control de las averías producidas, las nuevas técnicas de estimación de parámetros de confiabilidad deben poder actualizar constantemente estos valores en función de lo que ocurra en la red en tiempo real.
- Mejora del procedimiento de ajuste. Los equipos de la red de distribución pueden ser de diferentes tipos y materiales, y pueden estar expuestos a diferentes condiciones climáticas, ambientales y de operación. En este caso, una tasa de fallos genérica no puede mostrar con precisión la tasa de fallos de cada elemento instalado en un lugar determinado. De esta forma, se antoja de vital importancia el desarrollo de procedimientos que permitan mejorar la estimación de los parámetros de confiabilidad en base a los datos característicos de un emplazamiento. En la presente tesis doctoral esto se ha abordado presentando procedimientos para la estimación de los parámetros de confiabilidad provenientes de bases de datos reales proporcionada por una empresa distribuidora de energía eléctrica. Los procedimientos mostrados permiten incluso realizar un ajuste de datos muestrales con ciertas PDFs, lo cual es muy útil para modelar sistemas de confiabilidad. No obstante, estos procedimientos siempre tienen margen de mejora y, en base a lo comentado anteriormente, se enumeran los siguientes:

- Establecer procedimientos previos al algoritmo de ajuste para el tratamiento de datos muestrales con el objetivo incrementar el número de agrupaciones en base a la afinidad y representatividad de los distintos elementos de la red. Conforme las bases de datos de las empresas distribuidoras vayan incrementando el volumen de datos, la ampliación de agrupaciones puede ser un hecho. Convendría automatizar este paso previo al algoritmo de ajuste.
- Caracterización de funciones no paramétricas para el caso de las tasas de fallos. La referencia [79] concluye que los métodos no paramétricos son adecuados para evaluar las averías ocasionadas en una red eléctrica. En dicha referencia, la función no paramétrica Kernel-Gaussiana se utilizó para evaluar la tendencia de la longitud de los cables en la red, la tasa de fallos y el tiempo de interrupción de las líneas de MT.
- Estudio de interrupciones momentáneas. La mayoría de los estudios de confiabilidad no incluyen el efecto de las interrupciones momentáneas, lo que conduce a excluir el efecto de los daños causados por las perturbaciones eléctricas de corta duración en los dispositivos electrónicos o sensibles a este tipo de interrupciones. En este sentido, la referencia [87] destaca que, en las redes de distribución, las averías temporales son más frecuentes que las permanentes y que, debido al aumento en el uso de dispositivos electrónicos, los daños causados por interrupciones momentáneas han aumentado.
- Implementación de las metodologías desarrolladas en la presente tesis doctoral, [117], [118], en métodos analíticos que permitan evaluar la confiabilidad del sistema. Actualmente, se están adaptando métodos analíticos comúnmente aplicados en la red de transporte para su uso en redes de distribución con topología radial, considerando contingencias de alto orden, [47]. Esta referencia también enumera dos direcciones principales para futuras investigaciones. La primera consiste en reducir contingencias de alto orden debido a fallos en serie en topologías malladas. La segunda implica calcular KPIs relacionados con la frecuencia en la red de distribución, ya que los métodos analíticos tienen un bajo rendimiento en el análisis secuencial.





# ANEXO I: ANÁLISIS DE AVERÍAS PRODUCIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

---

El número de averías registradas en la base de datos por nivel de tensión se muestran en la Tabla 1. Se registran un total de 2972 averías repartidas entre los niveles de 15 kV y 20 kV desde el año 2001 hasta el año 2013.

Tabla 1. Historial de averías registradas 2001/2013

Tipo de Incidente	15kV	20 kV	Sin datos	Total
AVERIA	1193	1777	2	2972

La Tabla 2 muestra el número de averías producidas en las redes de 15 kV y 20 kV para cada año del estudio. Con los datos proporcionados en dicha tabla se crea la Figura 1, donde se muestra la evolución del número de averías anuales para cada nivel de tensión. Se puede observar que, durante todo el período estudiado, el número de averías en niveles de 20 kV ha sido superior.

Tabla 2. Averías producidas anualmente en las redes de 15 y 20 kV

Número de averías				
Años	15 kV	20kV	Sin conocer	Total
2001	69	102	0	171
2002	76	88	0	164
2003	125	212	1	338
2004	118	182	0	300
2005	102	135	0	237
2006	102	143	0	245
2007	105	145	0	250
2008	89	107	1	197
2009	90	153	0	243
2010	95	165	0	260
2011	74	139	0	213
2012	74	101	0	175
2013	74	105	0	179
<b>Total</b>	<b>1193</b>	<b>1777</b>	<b>2</b>	<b>2972</b>

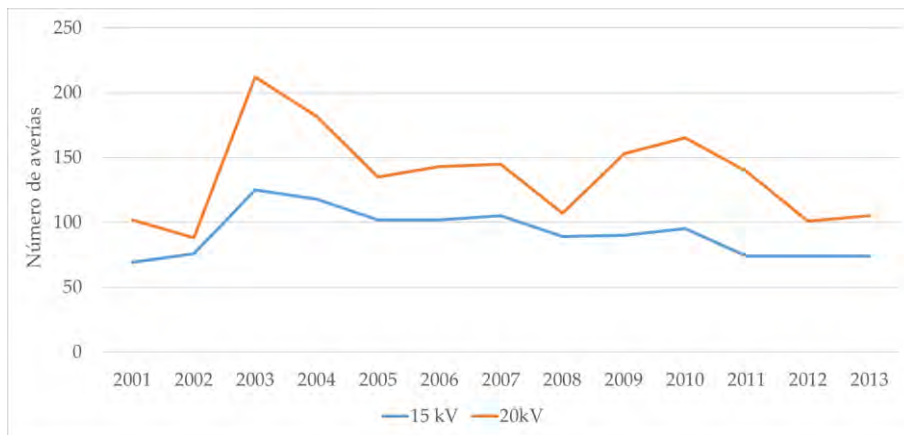


Figura 1. Evolución de las averías producidas en las redes de 15 y 20 kV

Estas averías se produjeron en los distintos elementos o componentes que forman

parte de la red de distribución. Inicialmente, estos componentes están agrupados según los siguientes grupos de origen:

1. Líneas subterráneas (LS)
2. Líneas aéreas (LA)
3. Centros de transformación (CT)
4. Instalaciones del cliente (IC)
5. Protecciones (P)
6. Subestaciones (SE)

La Tabla 3 muestra la cantidad de averías que se han producido para cada uno de estos grupos. Con el 63,32 % de los casos, las líneas subterráneas fueron el componente de la red con mayor cantidad de averías. Con los datos mostrados en la Tabla 3, se crea el gráfico de barras mostrado en la Figura 2. Este gráfico muestra una comparación más visual de las averías ocurridas para cada uno de los grupos. Se observa que las líneas subterráneas son las que acumulan un mayor número de averías, seguido de los centros de distribución y de las líneas aéreas.

Tabla 3. Número de averías por grupo de origen 2001/2013

<b>Grupo de origen</b>	<b>15 kV</b>	<b>20 kV</b>	<b>Sin conocer</b>	<b>Total</b>	<b>Porcentaje</b>
Líneas subterráneas	505	1377	-	1882	63,32%
Centros de transformación	196	271	-	467	15,71%
Líneas aéreas	336	49	-	385	12,95%
Instalaciones del cliente	136	59	-	195	6,56%
Subestaciones	8	9	2	19	0,64%
Protecciones	6	6	-	12	0,40%
S/C	6	6	-	12	0,40%
<b>Total</b>	<b>1193</b>	<b>1777</b>	<b>2</b>	<b>2972</b>	<b>100,00%</b>

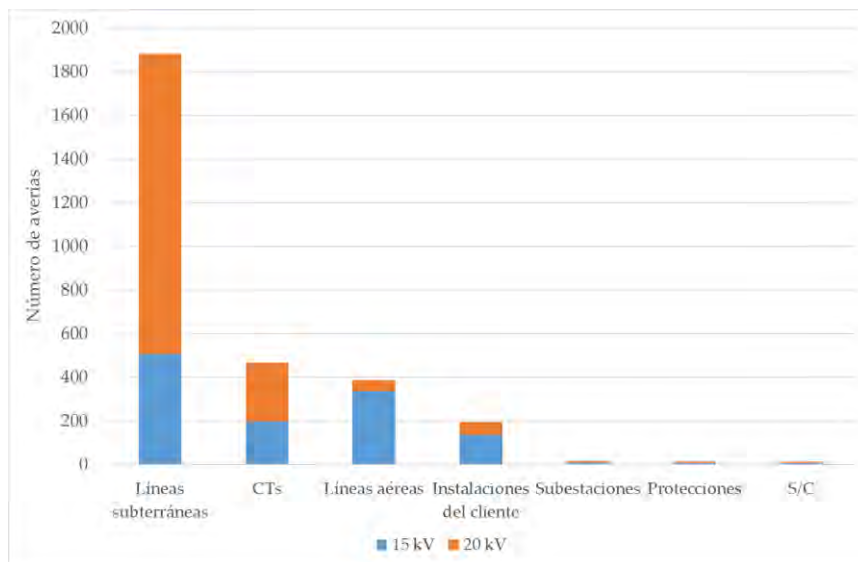


Figura 2. Comparación del número de averías según el grupo de origen

A continuación, se presentará cada uno de los grupos de origen por separado.

## 1. Líneas subterráneas

Las causas que han originado las averías en las líneas subterráneas se enumeran en la Tabla 4, junto con el número de averías registradas y su valor porcentual con respecto al total.

A partir de la Tabla 4 se observa que el fallo y la degradación de material es la principal causa de avería en las líneas subterráneas, ocupando el 59,78 % de todas las averías ocurridas. Si se evalúa de forma global, incluyendo el resto de las agrupaciones, se concluye que el 37,85 % de las averías ocurridas en la red se debe a la degradación y fallo de material de las líneas subterráneas.

Si a los datos de averías por degradación y fallo de material se le añaden los datos de averías por excavadoras, se obtiene un total de 1540 averías, lo que implica el 81,83 % del total de las averías ocurridas en las líneas subterráneas. Se concluye que las dos causas principales de averías en las líneas subterráneas son las producidas por consecuencia de la vida útil del material y de las obras que se realicen. El 18,17 %

restante está compuesto por distintas causas, la mayoría relacionadas con que las líneas subterráneas se instalan en suelo público, urbano y transitable, el cual está expuesto a numerosos agentes externos.

Tabla 4. Causas de averías en líneas subterráneas

<b>Causas Averías</b>	<b>Total</b>	<b>Porcentaje</b>	<b>Acumulado</b>
Degradación material	563	29,91%	29,91%
Fallo material	562	29,86%	59,78%
Excavadoras	415	22,05%	81,83%
Desconocida	125	6,64%	88,47%
Otras causas externas	101	5,37%	93,84%
Vandalismo	25	1,33%	95,16%
Golpe de pico	17	0,90%	96,07%
Reparación avería	12	0,64%	96,71%
Actividades de terceros	11	0,58%	97,29%
Necesidades propias urgentes	10	0,53%	97,82%
Normalizar maniobras	10	0,53%	98,35%
Otras causas de terceros	6	0,32%	98,67%
Robo/tentativa en instalaciones	6	0,32%	98,99%
Humedad	3	0,16%	99,15%
Error maniobra	2	0,11%	99,26%
Error montaje o instalación	2	0,11%	99,36%
Fallo equipo control/comunicación	2	0,11%	99,47%
Animales	1	0,05%	99,52%
Cliente	1	0,05%	99,57%
Contratista	1	0,05%	99,63%
Falta mantenimiento	1	0,05%	99,68%
Filtraciones, inundación	1	0,05%	99,73%
Golpe excavadora contratista	1	0,05%	99,79%
Incendio	1	0,05%	99,84%
Lluvia	1	0,05%	99,89%
Sobrecarga	1	0,05%	99,95%
S/C	1	0,05%	100,00%
<b>Total</b>	<b>1882</b>		

Para poder realizar una mejor comparación, las distintas causas mostradas en la tabla

anterior se van a agrupar en función de su afinidad e influencia porcentual que tienen sobre el total de las averías producidas en las líneas subterráneas. La Tabla 5 muestra las agrupaciones realizadas junto con el valor total de averías y su valor porcentual. De manera más visual, la Figura 3 presenta estos datos de forma gráfica.

Tabla 5. Agrupación causas de averías en líneas subterráneas 2001/2013

Agrupación	Causas	Averías	Porcentaje	Acumulado
Degradación	Degradación material, fallo material	1125	59,78%	59,78%
Excavadoras	Excavadoras	415	22,05%	81,83%
Desconocida	Desconocida	125	6,64%	88,47%
Otras causas externas	Otras causas externas	101	5,37%	93,84%
Vandalismo	Vandalismo, Robo/tentativa en instalaciones	31	1,65%	95,48%
Otras causas	Resto de causas	85	4,52%	100,00%
<b>Total</b>	-	<b>1882</b>	-	-

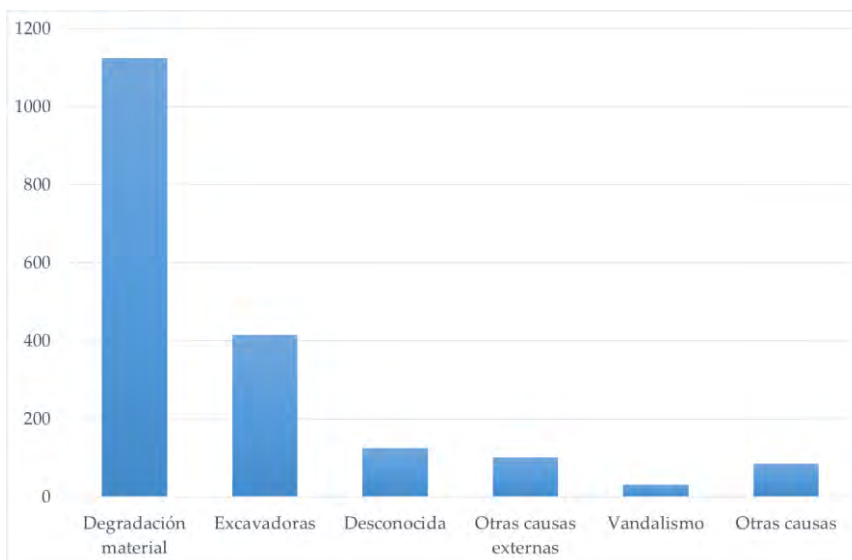


Figura 3. Comparación de las agrupaciones de causas de averías en líneas subterráneas

Como se mencionó previamente, la degradación de material es la principal causa de averías en las líneas subterráneas, siendo responsable de más del doble de averías en comparación con la segunda causa, que es la debida a las excavadoras.

A continuación, se van a estudiar por separado cada una de las agrupaciones realizadas y mostradas en la Tabla 5.

### 1.1. Averías producidas por la degradación de material

La Tabla 6 muestra los datos anuales de las averías producidas por la degradación del material en las redes subterráneas para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados por dicha tabla se crea la Figura 4, donde se pretende representar la evolución temporal de dichas averías.

Tabla 6: Averías causadas por la degradación del material en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión		Total de averías
	15kV	20kV	
2001	35	68	103
2002	26	43	69
2003	37	93	130
2004	23	79	102
2005	15	38	53
2006	11	51	62
2007	11	49	60
2008	21	45	66
2009	21	86	107
2010	15	99	114
2011	10	83	93
2012	9	69	78
2013	14	74	88
<b>Total</b>	<b>248</b>	<b>877</b>	<b>1125</b>

Se puede observar en la Figura 4 que entre los años 2003 y 2010 se registró una

disminución en las averías producidas en las líneas subterráneas debido a la degradación del material, tanto en las de 15 kV como en las de 20 kV. Esta reducción podría haberse debido a una inversión realizada para la mejora de diversos tramos de las líneas subterráneas, ya que en muchos casos habían sobrepasado su vida útil.

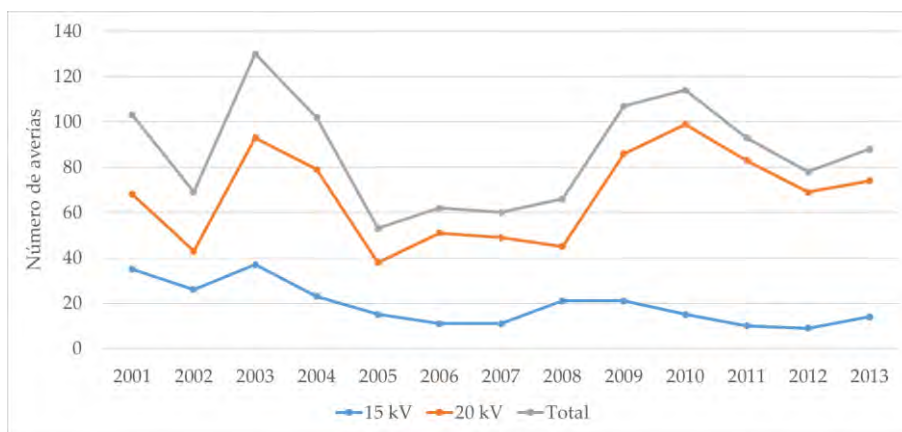


Figura 4. Evolución temporal de las averías causadas por degradación de material en líneas subterráneas

## 1.2. Averías producidas por las excavadoras

La Tabla 7 muestra los datos anuales de las averías producidas por excavadoras en las redes subterráneas para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados por dicha tabla se presenta el gráfico de la Figura 5 con la evolución temporal de dichas averías.

Tal y como recoge la Tabla 7, se han producido un total de 415 averías en las líneas subterráneas a causa de las excavadoras. En dicha tabla también puede observarse que el nivel de tensión de 20 kV ha contabilizado un mayor número de averías que el nivel de 15 kV. El gráfico de la Figura 5 muestra que el número de averías producidas por las excavadoras en las líneas subterráneas va disminuyendo considerablemente a partir del año 2006, debido a la influencia de la crisis del sector de la construcción, la cual alcanzó su mayor impacto en 2008.



Tabla 7. Averías causadas por excavadoras en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión			Total de averías
	6 kV	15 kV	20 kV	
2001	0	9	19	28
2002	0	11	28	39
2003	0	16	41	57
2004	0	21	24	45
2005	2	12	34	48
2006	0	18	36	54
2007	0	20	20	40
2008	0	9	23	32
2009	0	9	22	31
2010	0	3	11	14
2011	0	4	9	13
2012	0	3	5	8
2013	0	3	3	6
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>138</b>	<b>275</b>	<b>415</b>

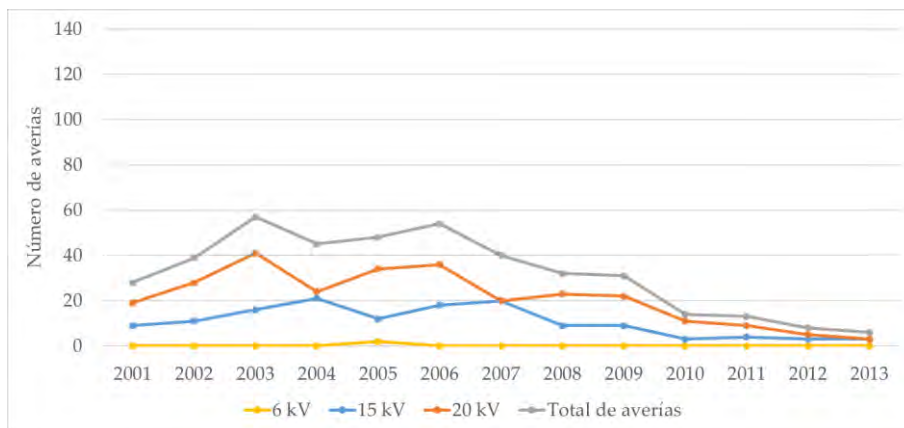


Figura 5. Evolución temporal de las averías causadas por excavadoras en líneas subterráneas

### 1.3. Averías producidas por causas desconocidas

En este caso, la base de datos proporciona información de donde se origina la avería sin dar información de la causa que ha originado la misma.

La Tabla 8 muestra los datos anuales de las averías que son desconocidas y ocurren en redes subterráneas para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados por dicha tabla se obtiene la Figura 6, donde se puede apreciar la evolución temporal de dichas averías.

En la Tabla 8 se recoge un total de 125 averías desconocidas, las cuales han sido más comunes en la red de 20 kV que en la red de 15 kV. En la Figura 6, se observa con mayor claridad que a partir del año 2009 no se vuelven a dar averías por causas desconocidas. Esto podría haber sido fruto de la mejora de la información y posterior tratamiento de datos por parte de la distribuidora. Se puede observar también en la Figura 6 que el volumen de estos datos es inferior a los registrados por otras causas anteriormente mostradas.

Tabla 8. Averías desconocidas en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión			Total de averías
	6 kV	15 kV	20 kV	
2001	0	0	0	0
2002	0	3	4	7
2003	0	4	7	11
2004	0	5	11	16
2005	2	6	10	18
2006	0	9	20	29
2007	0	7	22	29
2008	0	4	10	14
2009	0	0	1	1
2010	0	0	0	0
2011	0	0	0	0
2012	0	0	0	0
2013	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>38</b>	<b>85</b>	<b>125</b>

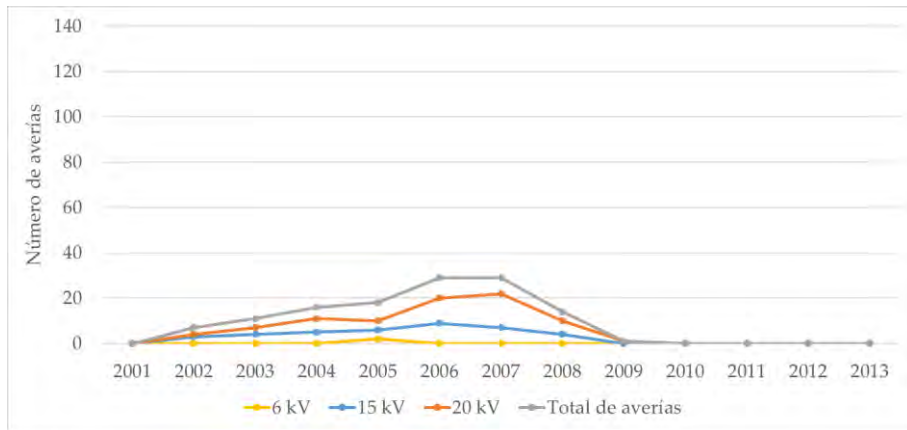


Figura 6. Evolución temporal de las averías desconocidas en líneas subterráneas

#### 1.4. Averías producidas por causas externas

Se entiende que estas causas podrían estar relacionadas con diferentes acontecimientos, alguno de los cuales podría haber coincidido incluso con otras agrupaciones. Este tipo de averías se han considerado como fallos aleatorios que las distribuidoras no puede controlar, ya que no depende de ellas mismas.

La Tabla 9 muestra los datos anuales de las averías producidas por causas externas en redes subterráneas para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados por dicha tabla se obtiene la Figura 7, con la evolución temporal de dichas averías.

En la Tabla 9 se recoge un total de 101 averías producidas por causas externas, las cuales también han sido más comunes en 20 kV que en 15 kV, con 58 y 42 casos, respectivamente. Según los técnicos de la distribuidora, el pico de averías alcanzado en 2007 podría haberse originado por causas derivadas de obras y excavaciones, para las cuales la empresa carecía de información suficiente. Se puede observar también en la Figura 7 que el volumen de estos datos es inferior a los registrados por otras causas anteriormente mostradas.

Tabla 9. Averías originadas por causas externas en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión			Total de averías
	6 kV	15 kV	20 kV	
2001	0	0	0	0
2002	0	0	0	0
2003	0	1	0	1
2004	0	3	5	8
2005	1	3	9	13
2006	0	4	2	6
2007	0	14	21	35
2008	0	2	2	4
2009	0	4	7	11
2010	0	6	6	12
2011	0	4	6	10
2012	0	1	0	1
2013	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>58</b>	<b>101</b>

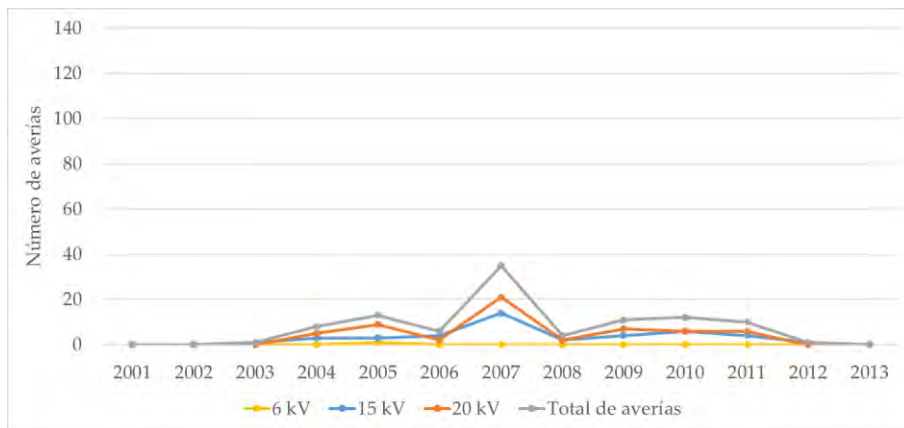


Figura 7. Evolución temporal de las averías originadas por causas externas en líneas subterráneas

## 1.5. Averías producidas por vandalismo

Las acciones relacionadas con el vandalismo abarcan tanto los robos como los intentos de robo que han afectado a la continuidad del suministro y han causado daños en las líneas subterráneas. Se considera que este tipo de incidentes son eventos aleatorios y de baja frecuencia, como se demuestra en los datos que se presentarán a continuación.

La Tabla 10 muestra los datos anuales de las averías producidas por vandalismo en redes subterráneas, para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados en dicha tabla se obtiene la Figura 8, donde se aprecia la evolución temporal de dichas averías.

Tabla 10. Averías causadas por vandalismo en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión			Total de averías
	6 kV	15 kV	20 kV	
2001	0	0	6	6
2002	0	0	2	2
2003	0	0	0	0
2004	0	0	0	0
2005	0	2	2	4
2006	0	0	1	1
2007	0	0	1	1
2008	0	3	0	3
2009	0	2	2	4
2010	0	1	0	1
2011	0	1	0	1
2012	0	4	1	5
2013	0	3	0	3
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>31</b>

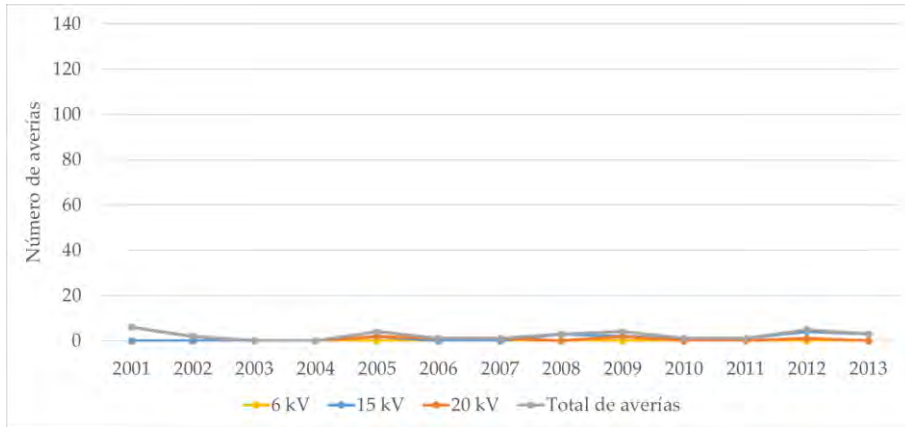


Figura 8. Evolución temporal de las averías originadas por vandalismo en líneas subterráneas

## 1.6. Averías producidas por otras causas

En este grupo se incluyen todas las averías cuyas causas tienen una frecuencia de ocurrencia muy baja. Estas han sido estudiadas de manera conjunta para aumentar la cantidad de datos y hacerlas de alguna manera comparables con las demás agrupaciones realizadas.

La Tabla 11 muestra los datos anuales de las averías producidas por otras causas en redes subterráneas, para los dos niveles de tensión estudiados. Con los datos proporcionados en dicha tabla se obtiene la Figura 9, donde se aprecia la evolución temporal de dichas averías. Tanto en la Tabla 11 como en el gráfico mostrado en la Figura 9 se puede observar que, incluso agrupando todas estas causas enumeradas en la Tabla 5, el volumen de estos datos es inferior a los registrados por las otras causas anteriormente mostradas. En este caso, se han reportado un total de 85 averías.

En la Figura 9, se evidencia un incremento en el registro de estas causas durante el año 2010, atribuyéndose principalmente a averías generadas por reparaciones propias y necesidades urgentes de la distribuidora.

Tabla 11. Averías originadas por otras causas en líneas subterráneas

Año	Nivel de tensión		Total de averías
	15 kV	20 kV	
2001	2	1	3
2002	2	1	3
2003	1	3	4
2004	2	6	8
2005	1	6	7
2006	1	4	5
2007	1	4	5
2008	0	2	2
2009	1	5	6
2010	7	15	22
2011	1	12	13
2012	2	2	4
2013	1	2	3
<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>63</b>	<b>85</b>

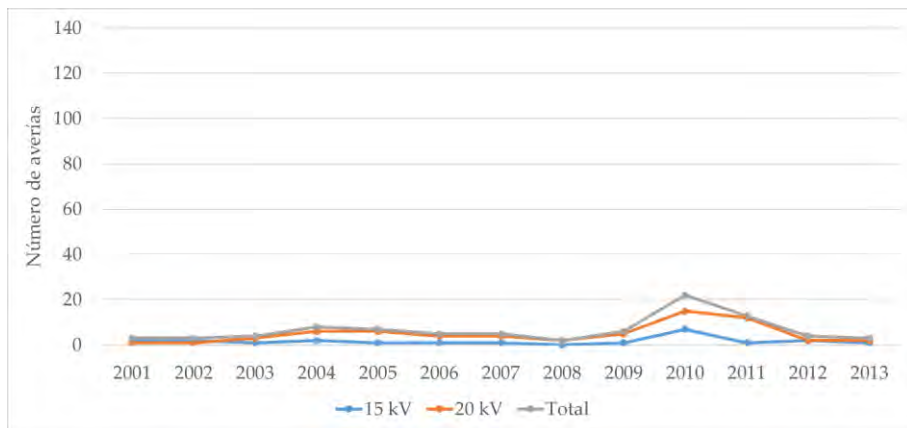


Figura 9. Evolución temporal de las averías originadas por otras causas en líneas subterráneas

## 1.7. Comparación de las averías

En este punto, se busca comparar las diferentes causas que generan averías, las cuales se han discutido previamente en los puntos anteriores. La Tabla 12 presenta un resumen de las averías ocurridas para cada una de las causas durante el período de estudio. La Tabla 13 muestra, en términos porcentuales, la contribución de cada causa al total de averías registradas para cada año del período de estudio.

Con el fin de realizar una mejor valoración y comparación sobre las causas que más contribuyen con las averías producidas, los datos proporcionados en la Tabla 13 se van a representar mediante un gráfico de áreas apiladas en la Figura 10.

Tabla 12. Resumen averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa

Años	Degradación	Excavadoras	Desconocida	Causas externas	Vandalismo	Otras causas
2001	103	28	0	0	6	3
2002	69	39	7	0	2	3
2003	130	57	11	1	0	4
2004	102	45	16	8	0	8
2005	53	48	18	13	4	7
2006	62	54	29	6	1	5
2007	60	40	29	35	1	5
2008	66	32	14	4	3	2
2009	107	31	1	11	4	6
2010	114	14	0	12	1	22
2011	93	13	0	10	1	13
2012	78	8	0	1	5	4
2013	88	6	0	0	3	3
<b>Total</b>	<b>1125</b>	<b>415</b>	<b>125</b>	<b>101</b>	<b>31</b>	<b>85</b>

A partir de la Tabla 13, se puede observar que la degradación del material es la principal causa de las averías totales en las líneas subterráneas. Sus contribuciones anuales varían desde el 35,29 % en el año 2007 hasta el 88,00 % en el año 2013. La segunda causa más frecuente de averías está relacionada con las excavadoras, con contribuciones anuales que oscilan entre el 6 % en 2013 y el 34,39 % en 2006. Esta



segunda causa depende en gran medida de la actividad en el sector de la construcción. El promedio global obtenido para el resto de las causas es del 20,72 %, con contribuciones anuales que oscilan entre el 6,43 % en 2001 y el 41,18 % en 2007.

La degradación de los cables subterráneos depende principalmente del tipo de material aislante, su calidad, su emplazamiento, temperatura de funcionamiento y nivel de carga, mientras que las averías causadas por excavadoras son más impredecibles, y su ocurrencia está relacionada con la cantidad de obras en curso, la disponibilidad de información, el trazado de las redes subterráneas, el cumplimiento de las normativas de señalización y la comunicación eficiente entre los agentes implicados en la obra.

A través del gráfico de áreas apiladas presentado en la Figura 10, se puede apreciar claramente el significativo número de resultados cuyas causas están vinculadas a la degradación del material y al uso de excavadoras. Debido a la baja actividad en el sector de la construcción, las averías atribuidas a la degradación del material han tenido un impacto aún mayor en los últimos años del período analizado.

Tabla 13. Comparación porcentual averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa

Año	Degradación	Excavadoras	Desconocida	Causas externas	Vandalismo	Otras causas
2001	73,57%	20,00%	0,00%	0,00%	4,29%	2,14%
2002	57,50%	32,50%	5,83%	0,00%	1,67%	2,50%
2003	64,04%	28,08%	5,42%	0,49%	0,00%	1,97%
2004	56,98%	25,14%	8,94%	4,47%	0,00%	4,47%
2005	37,06%	33,57%	12,59%	9,09%	2,80%	4,90%
2006	39,49%	34,39%	18,47%	3,82%	0,64%	3,18%
2007	35,29%	23,53%	17,06%	20,59%	0,59%	2,94%
2008	54,55%	26,45%	11,57%	3,31%	2,48%	1,65%
2009	66,88%	19,38%	0,63%	6,88%	2,50%	3,75%
2010	69,94%	8,59%	0,00%	7,36%	0,61%	13,50%
2011	71,54%	10,00%	0,00%	7,69%	0,77%	10,00%
2012	81,25%	8,33%	0,00%	1,04%	5,21%	4,17%
2013	88,00%	6,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
<b>Total</b>	<b>72,37%</b>	<b>25,09%</b>	<b>7,32%</b>	<b>5,89%</b>	<b>2,23%</b>	<b>5,29%</b>

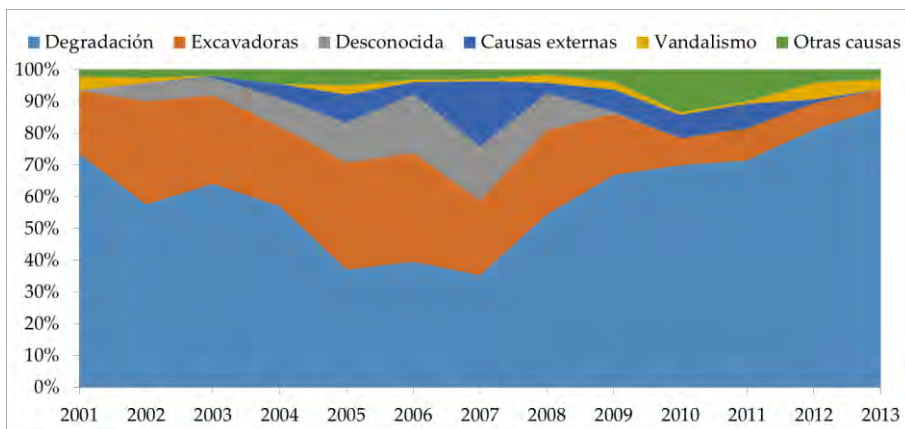


Figura 10. Gráfico de áreas apiladas para la comparación porcentual de las averías ocurridas en las líneas subterráneas según causa para todo el periodo bajo estudio.

## 1.8. Degradación de los componentes de las líneas subterráneas

Debido a la importancia que tiene la degradación de material en las líneas subterráneas, se va a estudiar qué componentes resultan ser los más influenciados por esta causa. La Tabla 14 presenta el total de averías causadas por degradación de material en los componentes principales que conforman las líneas subterráneas durante todo el período de estudio.

Para realizar una mayor comparación de las averías por degradación ocurridas entre los componentes mostrados en la Tabla 14, estos se van a agrupar según su funcionalidad dentro de las líneas subterráneas. Se proponen los siguientes grupos de componentes: cables, empalmes, terminales, otras causas y sin datos disponibles. De esta forma, la Tabla 15 proporciona los datos obtenidos para cada agrupación.

Resulta beneficioso clasificar los cables según el tipo de aislamiento o envoltura superior que posean. En base a los datos disponibles, los grupos se han establecido en función del tipo de aislamiento de la siguiente manera: XLPE, EPR, PE y cable de papel impregnado.

Tabla 14. Componentes averiados por degradación en las líneas subterráneas

N.º averías	Referencia
474	Cable aislador seco XLPE
317	Cable aislador seco EPR
127	Cable aislador seco PE-Otros
46	Empalme unipolar, termoretráctil
44	Cable papel impregnado
27	S/C
19	Empalme mixto Cu-Al
9	Terminal interior, termoretráctil
7	Terminal interior, contráctil en frío
7	Terminal interior, resto
6	Empalme unipolar, contráctil en frío
6	Terminal interior, cinta
6	Terminal interior, enchufable
5	Empalme resto
5	Empalme unipolar, cintas
5	Terminal exterior, resto
5	Sin informar
4	Terminal exterior, contráctil en frío
4	Terminal exterior, termoretráctil
1	Arqueta tapa
1	Cubierta de cable

La Tabla 16 presenta, según las nuevas agrupaciones realizadas, el número total de averías experimentadas por los diferentes componentes del cable debido a la degradación durante todo el período estudiado.

En el gráfico de la Figura 11 se muestra la comparación de las averías totales ocurridas en las distintas agrupaciones de componentes realizadas. Se observa que la mayor parte de las averías han ocurrido en los cables de aislamiento seco,

destacando XLPE y EPR. También es reseñable que la mayor parte de las averías ocurren en cables de 20 kV.

Tabla 15. Comparación de grupos de componentes de las líneas subterráneas averiados por degradación

Grupo	Componentes	Averías	%
Cables	Cable aislador seco XLPE, cable aislador seco EPR, cable aislador seco PE-Otros, cable papel impregnado	962	85,51%
Empalmes	Empalme unipolar termoretráctil, empalme mixto Cu-Al, empalme unipolar contráctil en frío, empalme resto, empalme unipolar cintas,	81	7,20%
Terminales	Terminal interior termoretráctil, terminal interior contráctil en frío, terminal interior resto, terminal interior cinta, terminal interior enchufable, terminal exterior resto, terminal exterior contráctil en frío, terminal exterior termoretráctil	48	4,27%
Sin datos	S/C, sin informar	32	2,84%
Otras causas	Arqueta tapa, cubierta de cable	2	0,18%
<b>Total</b>	-	<b>962</b>	-

Tabla 16. Agrupación de componentes averiados por degradación en las líneas subterráneas

Agrupación	15 kV	20 kV	Total
Cable aislador seco XLPE	111	363	474
Cable aislador seco EPR	65	252	317
Cable aislador seco PE-Otros	31	96	127
Empalmes	14	67	81
Terminales	10	38	48
Cable papel impregnado	10	34	44
Sin conocer	7	25	32
Otras causas	0	2	2
<b>Total</b>	<b>248</b>	<b>877</b>	<b>1125</b>

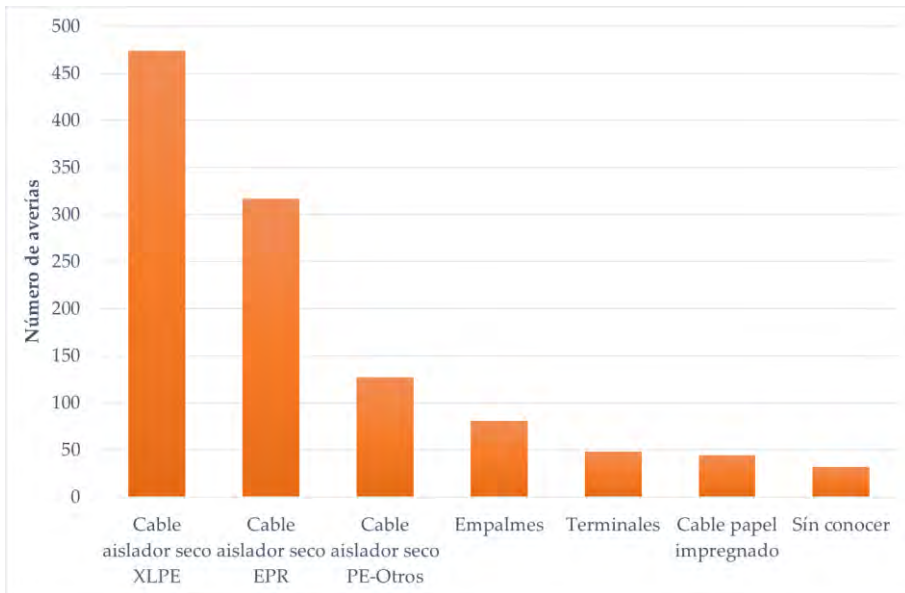


Figura 11. Comparación de averías producidas por degradación para las distintas agrupaciones de componentes realizadas.

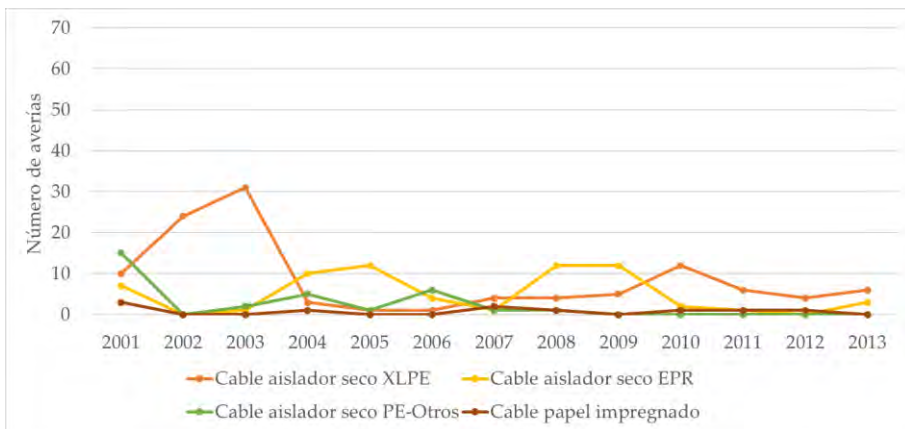


Figura 12. Evolución temporal de las averías por degradación en cables subterráneos de 15 kV

Dado que las averías en el cable subterráneo representan el 85,51% de todas las averías registradas por degradación, se mostrará la evolución temporal de estas averías para 15 y 20 kV en los gráficos incluidos en la Figura 12 y la Figura 13 respectivamente. Estas gráficas se presentarán utilizando el mismo eje de ordenadas, lo que facilitará la comparación de datos entre ambas.

Al comparar estas gráficas, es más evidente que a lo largo del tiempo se ha registrado un mayor volumen de averías en cables utilizados en 20 kV. En términos generales, se observa que en los últimos años las averías en 20 kV han aumentado, mientras que en 15 kV han disminuido. Esta tendencia podría deberse a la creciente normalización de la tensión de 20 kV.

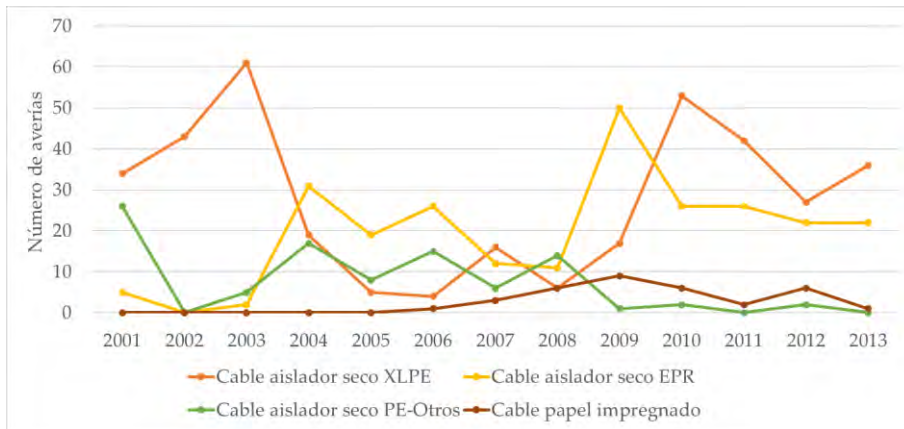


Figura 13. Evolución temporal de las averías por degradación en cables subterráneos de 20 kV

## 2. Líneas aéreas

Las líneas aéreas han experimentado un total de 385 averías para todo el periodo indicado, lo que supone el 12,95% de las averías registradas en el sistema. Hay que tener en cuenta que este estudio se lleva a cabo en una zona urbana, donde la tendencia predominante es la instalación de líneas subterráneas debido a consideraciones estéticas, de seguridad y de gestión, a pesar de que esto conlleve un mayor coste asociado a la instalación.

En la Tabla 17 se presentan todas las causas que han generado averías en las líneas aéreas. Aunque su impacto no es tan significativo como en el caso de las líneas subterráneas, la principal causa de avería en las líneas aéreas sigue siendo la degradación y el fallo del material, representando el 49,61% de los casos. Dado que estas instalaciones están expuestas a las inclemencias del tiempo, existen otras causas que también contribuyen de manera considerable a las averías en las líneas aéreas.

Tabla 17. Causas de las averías producidas en las líneas aéreas

Causas	Total de averías	Porcentaje	Acumulado
Fallo material	98	25,45%	25,45%
Degradación material	93	24,16%	49,61%
Desconocida	36	9,35%	58,96%
Otras causas externas	22	5,71%	64,68%
Vehículos	21	5,45%	70,13%
Arboles	14	3,64%	73,77%
Tormenta	14	3,64%	77,40%
Lluvia	11	2,86%	80,26%
Cigüeñas	10	2,60%	82,86%
Cliente	10	2,60%	85,45%
Temporal	10	2,60%	88,05%
Necesidades propias urgentes	8	2,08%	90,13%
Pájaros	6	1,56%	91,69%
Viento	6	1,56%	93,25%
Incendio	5	1,30%	94,55%
Actividades de terceros	4	1,04%	95,58%
Excavadoras	3	0,78%	96,36%
Sobrecarga	3	0,78%	97,14%
Fuego	2	0,52%	97,66%
Vandalismo	2	0,52%	98,18%
Animales	1	0,26%	98,44%
Cuerpo extraño	1	0,26%	98,70%
Normalizar maniobras	1	0,26%	98,96%
Otras causas atmosféricas	1	0,26%	99,22%
Otras causas de terceros	1	0,26%	99,48%
Personas	1	0,26%	99,74%
Reparación avería	1	0,26%	100,00%
<b>Total</b>	<b>385</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Para poder estudiar, analizar y comparar los datos de la Tabla 17 con mayor facilidad, se han agrupado las distintas causas según la relación que puedan tener entre sí. Las agrupaciones realizadas y su relación con las distintas causas se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Agrupación de causas de averías producidas en líneas aéreas

<b>Agrupación</b>	<b>Causas</b>
Degradación	Degradación de material, fallo de material
Acción de la naturaleza	Viento, temporal, tormenta, lluvia, árboles, cigüeñas, otras causas atmosféricas, pájaros
Acción humana	Actividades de terceros, personas, cliente, vandalismo, vehículos, excavadoras, fuego, incendio
Desconocidas	Desconocida, cuerpo extraño
Otras causas	Otras causas de terceros, otras causas externas
Problemas de red	Necesidades propias urgentes, normalizar maniobras, reparación avería, sobrecarga

La Tabla 19 muestra las averías ocurridas anualmente en las líneas aéreas según los grupos de causas establecidos para todo el periodo estudiado.

Tabla 19. Averías anuales ocurridas en las líneas aéreas según grupos de causas

<b>Agrupación</b>	<b>Número de años estudiados</b>												
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Degradación	6	6	25	26	16	14	10	14	13	19	12	20	10
Acción de la naturaleza	2	2	3	5	2	4	7	8	11	2	3	9	15
Acción humana	5	3	5	4	4	5	6	3	3	2	1	2	5
Desconocidas	1	3	4	3	5	7	8	3	0	1	2	0	0
Otras causas	0	0	1	1	3	1	4	0	3	7	3	0	0
Problemas de red	0	0	0	0	1	0	1	1	1	4	5	0	0
Total	15	16	41	43	36	37	43	37	40	45	37	43	43

Con los datos de la Tabla 19 se obtiene el gráfico de líneas mostrado en la Figura 14 con la evolución de las averías a lo largo del tiempo para cada agrupación. En dicha gráfica se puede comprobar que la causa que mayor volumen de averías ha causado a lo largo del tiempo ha sido la degradación, la cual, exceptuando el año 2013, es la



principal causa de avería. Para el caso puntual del año 2013, la causa que más averías produjo en las líneas aéreas fue la acción de la naturaleza. Evaluando las averías totales a lo largo del tiempo, se puede concluir que desde el año 2003, el número de averías ocurridas en las líneas aéreas se ha mantenido prácticamente constante.

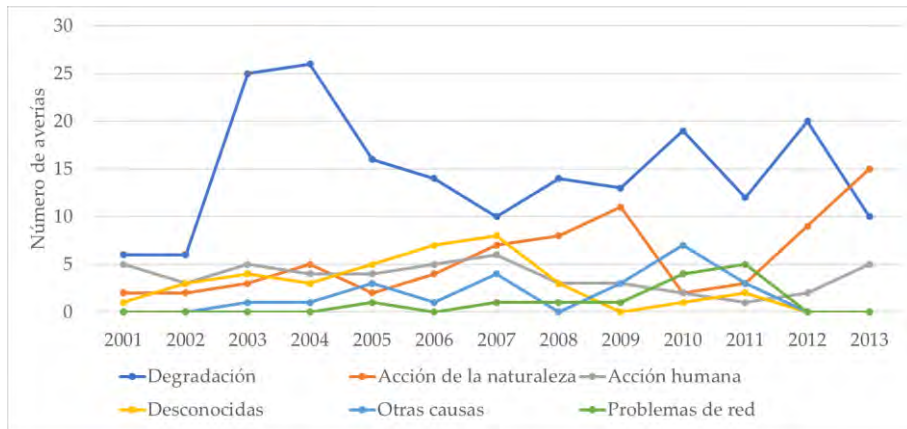


Figura 14. Evolución de las averías en las líneas aéreas según grupos de causas

En la Tabla 20 se puede ver el número de averías por nivel de tensión, total y porcentual.

Tabla 20. Total de averías producidas en las líneas aéreas según el grupo de causa

<b>Agrupación</b>	<b>15 kV</b>	<b>20 kV</b>	<b>Averías</b>	<b>Porcentaje</b>	<b>Acumulado</b>
Degradación	161	30	191	49,61%	49,61%
Acción de la naturaleza	69	4	73	18,96%	68,57%
Acción humana	47	1	48	12,47%	81,04%
Desconocidas	27	10	37	9,61%	90,65%
Otras causas	21	2	23	5,97%	96,62%
Problemas de red	11	2	13	3,38%	100,00%
<b>Total</b>	<b>336</b>	<b>49</b>	<b>385</b>	-	-

Para poder obtener conclusiones de una forma más fácil, a partir de los datos porcentuales de cada agrupación mostrados en la Tabla 20, se ha obtenido el gráfico circular mostrado en la Figura 15. A partir de este gráfico se concluye que la causa

que más influye en las averías en las líneas aéreas es la degradación, la acción de la naturaleza y la acción humana con el 49,61%, el 19,96% y el 12,47 % de los casos respectivamente. Cabe destacar que la degradación del material también fue la causa que originó más averías en las líneas subterráneas.

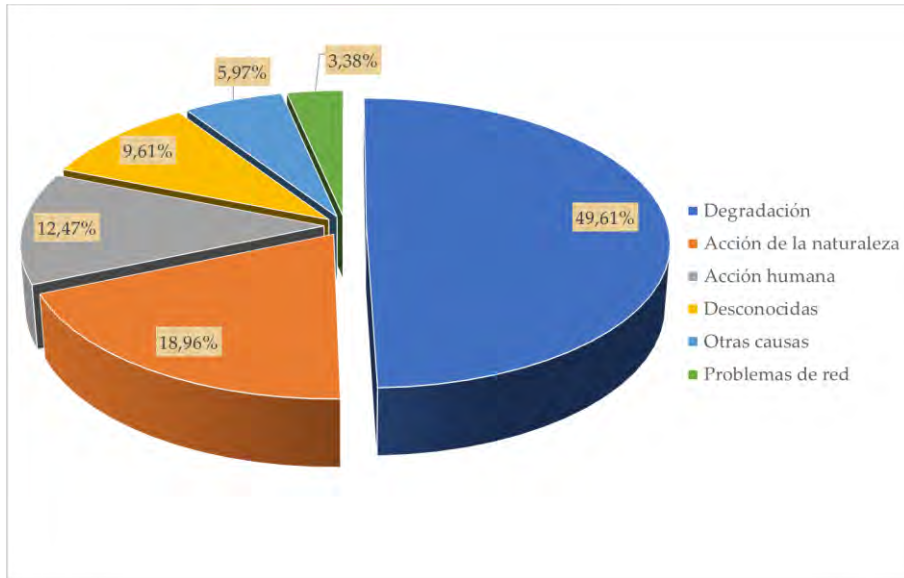


Figura 15. Comparación de averías en líneas aéreas según grupos de causas

A continuación, se presentará información acerca de las averías en cada agrupación realizada.

## 2.1. Averías producidas por la degradación

Esta agrupación ha sido la causa que más averías ha presentado en las líneas aéreas. Estas averías son las producidas por fallo del propio material, debido al fin de su vida útil o a un excesivo deterioro. A continuación, se analizan de manera individual las diferentes causas que conforman esta agrupación.

La Tabla 21 presenta las averías anuales en las líneas aéreas causadas por degradación. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada

una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la

Tabla 22, se proporciona un desglose de las averías totales por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada una de ellas al total de averías ocasionadas por degradación en términos porcentuales. Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se ha desarrollado la Figura 16, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por degradación.

Al igual que en el caso de las líneas subterráneas, es de importancia conocer los componentes de las líneas aéreas que se han visto más afectados por la degradación. Así, la Tabla 23 muestra las averías por degradación en los distintos componentes de las líneas aéreas por nivel de tensión, total y porcentual. En esta tabla, no se han incluido aquellos componentes relacionados con la maniobra y protección de las líneas, ya que serán analizados con más detalle en los siguientes puntos.

Tabla 21. Averías producidas en las líneas aéreas por degradación

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Fallo material	5	3	14	15	9	2	6	8	6	8	5	12	5	98
15 kV	5	2	11	9	8	2	3	6	5	7	5	12	5	80
20 kV	0	1	3	6	1	0	3	2	1	1	0	0	0	18
Degradación material	1	3	11	11	7	12	4	6	7	11	7	8	5	93
15 kV	1	3	8	9	6	10	3	6	7	9	6	8	5	81
20 kV	0	0	3	2	1	2	1	0	0	2	1	0	0	12

Tabla 22. Total de averías por degradación

Degradación	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje	
Fallo material		80	18	98	51,31%
Degradación material		81	12	93	48,69%
Total		161	30	191	100,00%

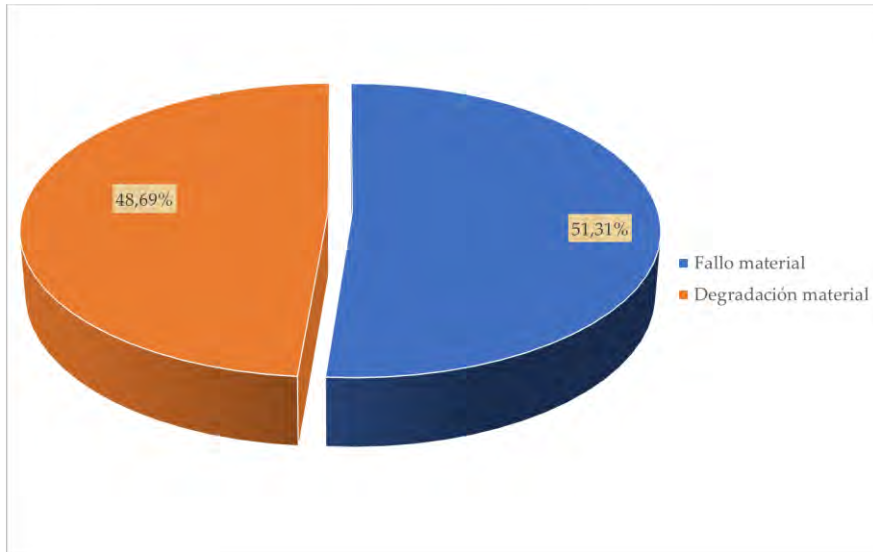


Figura 16. Comparación de averías por degradación

En la Figura 17, se presenta un gráfico circular que permite visualizar y comparar las averías causadas por degradación en cada uno de los componentes que forman las líneas aéreas. Se concluye a partir de este gráfico que el conductor, los aisladores y los terminales son los elementos que presentan más averías por degradación.

Tabla 23. Averías en los componentes de las líneas aéreas por degradación

Componentes	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Conductor	75	20	95	74,80%
Aisladores	11	3	14	11,02%
Terminales	7	2	9	7,09%
S/C	3	0	3	2,36%
Apoyos	2	0	2	1,57%
Conectores	1	1	2	1,57%
Fusibles	1	0	1	0,79%
Pararrayos	1	0	1	0,79%
<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>26</b>	<b>127</b>	<b>100,00%</b>

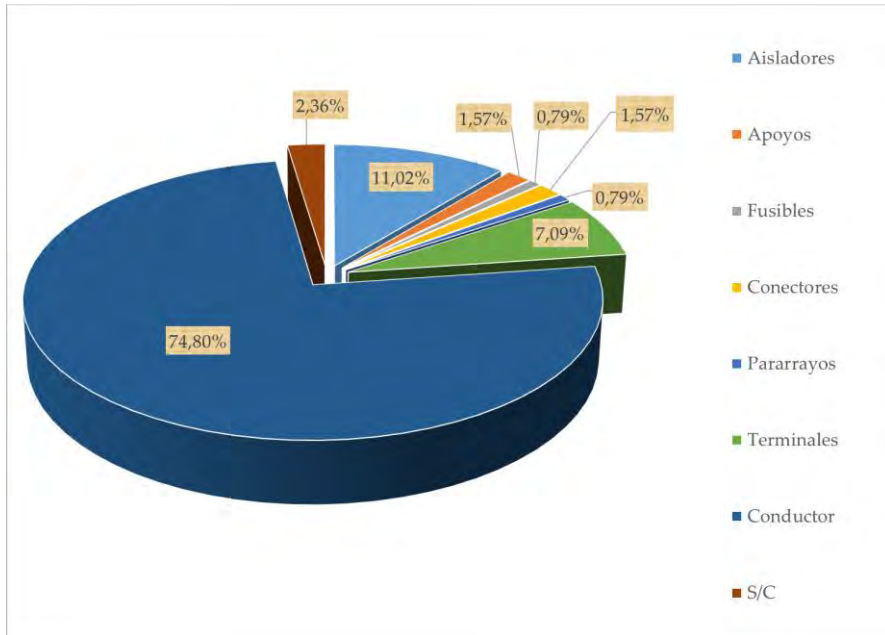


Figura 17. Comparación de las averías en los componentes de las líneas aéreas por degradación

## 2.2. Averías producidas por la acción de la naturaleza

Esta agrupación ha sido la segunda causa más común de averías en las líneas aéreas. De hecho, es una de las más importantes, junto con la degradación de los componentes. Las líneas aéreas están expuestas al aire libre y en constante contacto con elementos externos, por lo tanto, cualquier acción adversa que afecte al entorno tendrá un impacto en la instalación.

En general, la cantidad de averías en un año está fuertemente influenciada por los factores atmosféricos que ocurran durante ese mismo año. Otro factor con gran influencia, más allá de las condiciones climáticas, sería el caso de zonas donde pasan aves migratorias o anidan cigüeñas. En estos lugares, las averías podrían ser más frecuentes e impredecibles. Aunque los seres humanos pueden tomar medidas preventivas, estas averías no pueden evitarse por completo, lo que afecta la continuidad del suministro y tiene un impacto en la avifauna.

A continuación, se analizan de manera individual las diferentes causas que conforman esta agrupación. La Tabla 24 presenta las averías anuales en las líneas aéreas causadas por la acción de la naturaleza. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación.

Tabla 24. Averías producidas en las líneas aéreas por acción de la naturaleza

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tormenta	2	1	0	1	0	1	4	0	5	0	0	0	0	14
15 kV	2	1	0	1	0	1	3	0	5	0	0	0	0	13
20 kV	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
Árboles	0	0	3	0	1	0	0	1	1	0	1	4	3	14
15 kV	0	0	3	0	1	0	0	1	1	0	1	4	3	14
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lluvia	0	1	0	3	0	2	3	1	0	0	0	1	0	11
15 kV	0	1	0	3	0	2	1	1	0	0	0	1	0	9
20 kV	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2
Temporal	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	0	0	6	10
15 kV	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	0	0	6	10
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cigüeñas	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	0	2	1	10
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	0	2	1	10
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Viento	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	2	6
15 kV	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	2	6
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pájaros	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	3	6
15 kV	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	3	6
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras causas atmosféricas	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Animales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Posteriormente, en la Tabla 25, se proporciona un desglose de las averías totales causadas por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que

ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por la acción de la naturaleza en términos porcentuales. Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se incluye la Figura 18, donde se muestra un gráfico circular para representar de manera visual la contribución de cada causa con respecto al total de averías originadas por la acción de la naturaleza.

Tabla 25. Total de averías por acción de la naturaleza

Acción de la naturaleza	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Tormenta	13	1	14	19,18%
Árboles	14	0	14	19,18%
Lluvia	9	2	11	15,07%
Temporal	10	0	10	13,70%
Cigüeñas	10	0	10	13,70%
Viento	6	0	6	8,22%
Pájaros	6	0	6	8,22%
Otras causas atmosféricas	0	1	1	1,37%
Animales	1	0	1	1,37%
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>4</b>	<b>73</b>	<b>100,00%</b>

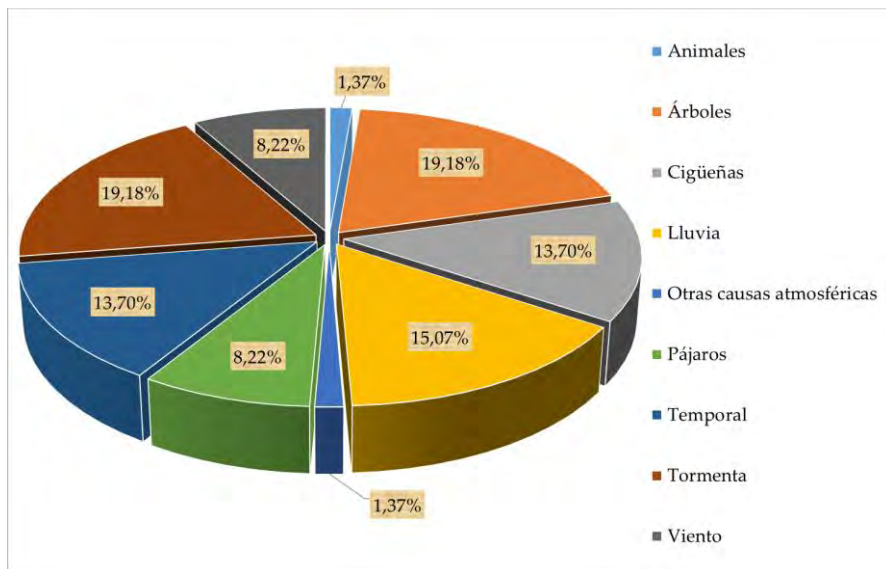


Figura 18. Comparación de averías por acción de la naturaleza

### 2.3. Averías producidas por la acción humana

Esta agrupación ha sido la tercera causa que más averías ha presentado en las líneas aéreas. A continuación, se analizan de manera individual las diferentes causas que conforman esta agrupación.

La Tabla 26 presenta las averías anuales en las líneas aéreas causadas por la acción humana. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación.

Tabla 26. Averías producidas en las líneas aéreas por la acción humana

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Vehículos	0	0	2	2	1	2	3	1	3	1	0	1	5	21
15 kV	0	0	2	2	1	2	3	1	3	1	0	1	5	21
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cliente	5	1	0	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	10
15 kV	4	1	0	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	9
20 kV	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Incendio	0	0	1	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	5
15 kV	0	0	1	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	5
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Actividades de terceros	0	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4
15 kV	0	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Excavadoras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	3
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	3
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vandalismo	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
15 kV	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuego	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Personas	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Posteriormente, en la Tabla 27, se proporciona un desglose de las averías totales



obtenidas por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por la acción humana en términos porcentuales.

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se incluye la Figura 19, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por la acción humana.

Tabla 27. Total de averías por la acción humana

<b>Acción humana</b>	<b>15 kV</b>	<b>20 kV</b>	<b>Total</b>	<b>Porcentaje</b>
Vehículos	21	0	21	43,75%
Cliente	9	1	10	20,83%
Incendio	5	0	5	10,42%
Actividades de terceros	4	0	4	8,33%
Excavadoras	3	0	3	6,25%
Vandalismo	2	0	2	4,17%
Fuego	2	0	2	4,17%
Personas	1	0	1	2,08%
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>1</b>	<b>48</b>	<b>100,00%</b>

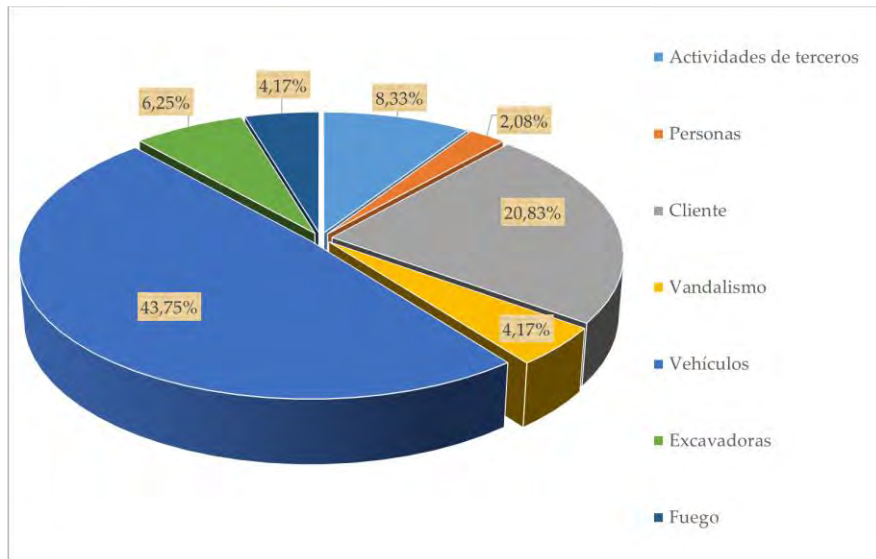


Figura 19. Comparación de averías por la acción humana

## 2.4. Averías producidas por causas desconocidas

La Tabla 28 presenta las averías anuales en las líneas aéreas con causas desconocidas. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 29, se proporciona un desglose de las averías totales, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por causas desconocidas.

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se incluye la Figura 20, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por causas desconocidas.

Tabla 28. Averías producidas en las líneas aéreas por causas desconocidas

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Desconocida	1	2	4	3	5	7	8	3	0	1	2	0	0	36
15 kV	1	2	2	0	4	5	7	3	0	1	1	0	0	26
20 kV	0	0	2	3	1	2	1	0	0	0	1	0	0	10
Cuerpo extraño	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 29. Total de averías por causas desconocidas

Desconocidas	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Desconocida	26	10	36	97,30%
Cuerpo extraño	1	0	1	2,70%
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>10</b>	<b>37</b>	<b>1</b>

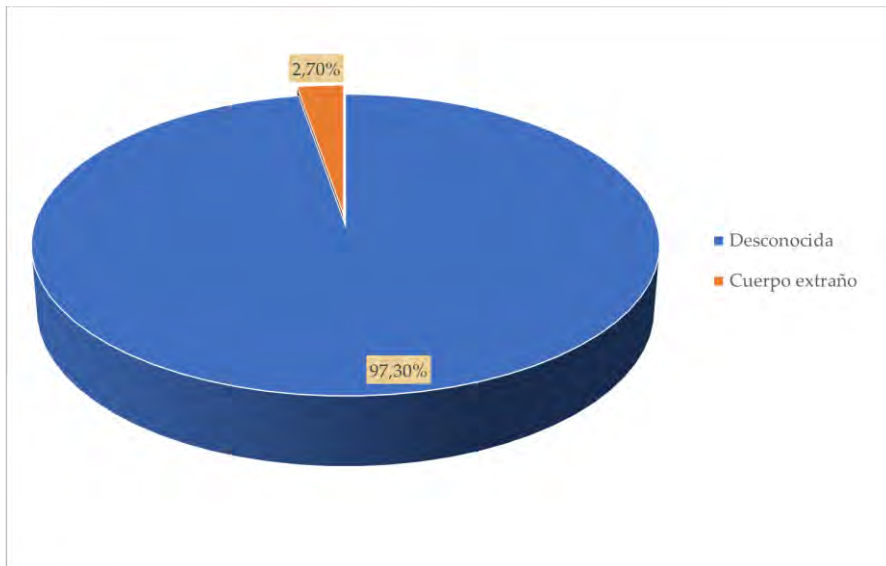


Figura 20. Comparación de averías por causas desconocidas

## 2.5. Averías producidas por otras causas

La Tabla 30 presenta las averías anuales en las líneas aéreas con otras causas. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 31, se proporciona un desglose de las averías totales por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por otras causas en términos porcentuales.

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se incluye la Figura 21, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por otras causas.

Tabla 30. Averías producidas en las líneas aéreas por otras causas

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Otras causas externas	0	0	1	1	2	1	4	0	3	7	3	0	0	22
15 kV	0	0	1	1	2	1	4	0	2	6	3	0	0	20
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	2
Otras causas de terceros	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 31. Total de averías por otras causas

Otras causas	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Otras causas externas	20	2	22	95,65%
Otras causas de terceros	1	0	1	4,35%
<b>Total</b>	<b>21</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>1</b>

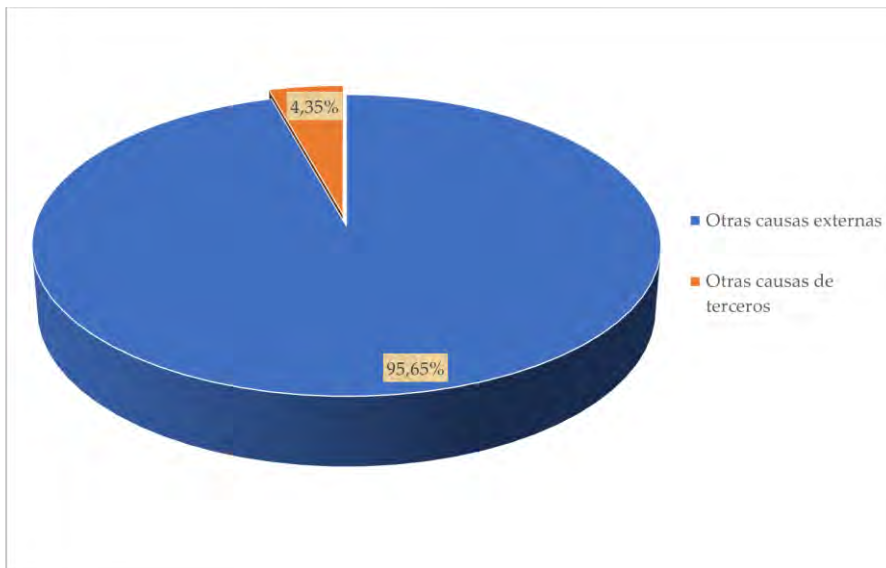


Figura 21. Comparación de averías por otras causas



Tabla 33. Total de averías por problemas en la red

Problemas de red	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Necesidades propias urgentes	6	2	8	61,54%
Sobrecarga	3	0	3	23,08%
Normalizar maniobras	1	0	1	7,69%
Reparación avería	1	0	1	7,69%
<b>Total</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>1</b>

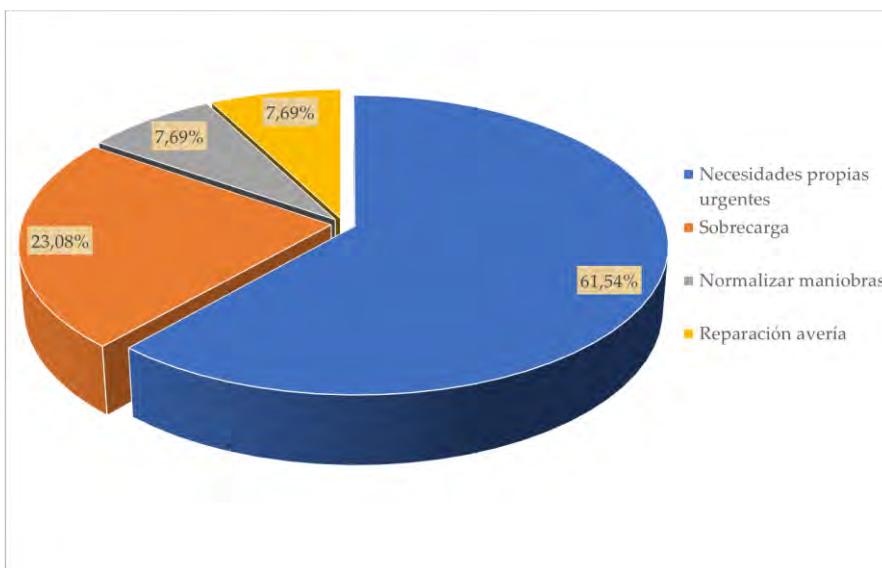


Figura 22. Comparación de averías por problemas en la red

### 3. Centros de transformación

En este apartado se analizan las averías ocurridas en los CTs. La Tabla 34 muestra las distintas causas que han originado averías en estos elementos del sistema. Al

igual que ocurre con las líneas subterráneas y aéreas, las causas de avería más comunes de los componentes que forman un CT son la degradación y el fallo del material, originando el 54,06% de las averías registradas. La tercera causa de avería tiene un origen desconocido.

Tabla 34: Causas de averías en CTs

Causa	Total averías	Porcentaje	Acumulado
Fallo material	146	31,26%	31,26%
Degradación material	106	22,70%	53,96%
Desconocida	55	11,78%	65,74%
Otras causas externas	30	6,42%	72,16%
Lluvia	19	4,07%	76,23%
Vandalismo	16	3,43%	79,66%
Cliente	11	2,36%	82,01%
Robo/tentativa en instalaciones	10	2,14%	84,15%
Sobrecarga	9	1,93%	86,08%
Humedad	8	1,71%	87,79%
Necesidades propias urgentes	8	1,71%	89,51%
Fallo comunicación	7	1,50%	91,01%
Inundación, riada	6	1,28%	92,29%
Filtraciones, inundación	5	1,07%	93,36%
Robo/hurto no denunciado	4	0,86%	94,22%
Temporal	4	0,86%	95,07%
Tormenta	4	0,86%	95,93%
Actividades de terceros	3	0,64%	96,57%
Animales	3	0,64%	97,22%
Incendio	2	0,43%	97,64%
Material inadecuado	2	0,43%	98,07%
Reparación avería	2	0,43%	98,50%
Error mantenimiento	1	0,21%	98,72%
Excavadoras	1	0,21%	98,93%
Falta mantenimiento	1	0,21%	99,14%
Fuego	1	0,21%	99,36%
Rayo	1	0,21%	99,57%
Vehículos	1	0,21%	99,79%
S/C	1	0,21%	100,00%
<b>Total</b>	<b>467</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Las agrupaciones realizadas de las causas de la Tabla 34 se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Agrupación de causas de averías producidas en CTs

Agrupación	Causas
Degradación	Fallo material, degradación material
Desconocidas	Desconocida, S/C
Acción humana	Vandalismo, cliente, robo/tentativa en instalaciones, robo/hurto no denunciado, actividades de terceros, incendio, material inadecuado, reparación avería, error mantenimiento, excavadoras, falta mantenimiento, fuego, vehículos
Acción de la naturaleza	Lluvia, humedad, inundación, riada, filtraciones, inundación, temporal, tormenta, animales, rayo
Otras causas	Otras causas externas
Problemas de red	Sobrecarga, necesidades propias urgentes, fallo comunicación

La Tabla 36 muestra las averías ocurridas anualmente para todo el periodo estudiado en los CTs según las agrupaciones establecidos. Con los datos de la Tabla 36 se obtiene el gráfico de líneas mostrado en la Figura 23, donde se puede observar la evolución de las averías a lo largo del tiempo para cada agrupación. En dicha gráfica se puede comprobar que la causa que mayor volumen de averías ha ocasionado a lo largo del tiempo ha sido la degradación, la cual es la principal causa de avería para todos los años estudiados. Las causas desconocidas y las provocadas por la acción humana o de la naturaleza han tenido una repercusión similar a lo largo del periodo estudiado.

Para evaluar las averías ocasionadas por cada grupo, se ha creado la Tabla 37, donde se puede ver el número de averías por nivel de tensión, total y porcentual teniendo en cuenta todo el periodo de estudio. Para una representación más visual se muestra el gráfico de la Figura 24.



Tabla 36. Averías anuales ocurridas en los CTs aéreas según grupos de causas

Agrupación	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Degradación	5	8	38	36	18	23	10	13	25	22	19	14	21	252
Desconocidas	1	1	7	9	9	7	9	9	3	1	0	0	0	56
Acción humana	3	4	1	10	2	4	3	1	2	4	8	8	3	53
Acción de la naturaleza	3	5	12	3	5	4	2	4	5	5	1	0	1	50
Otras causas	0	0	2	2	4	2	0	0	1	5	14	0	0	30
Problemas de red	0	0	1	4	1	2	0	1	1	4	1	3	6	24
<b>Total</b>														<b>465</b>

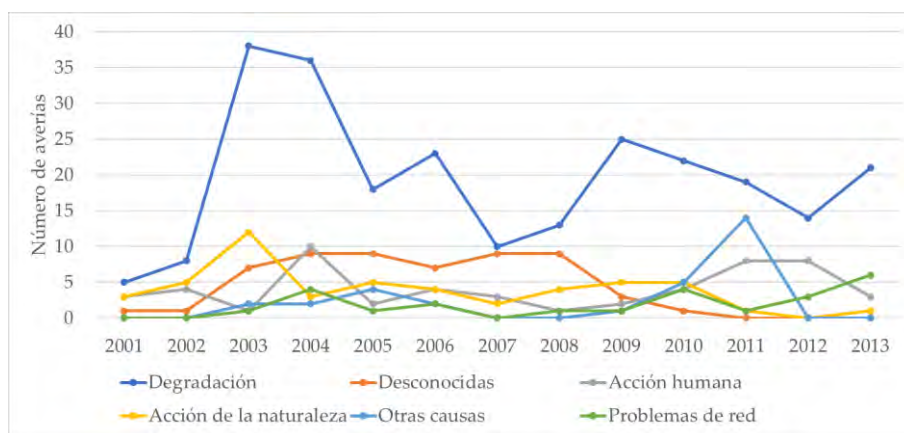


Figura 23. Evolución de las averías en los CTs según grupos de causas

Tabla 37. Total de averías producidas en los CTs según el grupo de causa

Agrupación	15 kV	20 kV	Averías	Porcentaje	Acumulado
Degradación	93	159	252	54,19%	54,19%
Desconocidas	24	32	56	12,04%	66,24%
Acción humana	39	14	53	11,40%	77,63%
Acción de la naturaleza	13	37	50	10,75%	88,39%
Otras causas	15	15	30	6,45%	94,84%
Problemas de red	11	13	24	5,16%	100,00%
<b>Total</b>	<b>195</b>	<b>270</b>	<b>465</b>	-	-

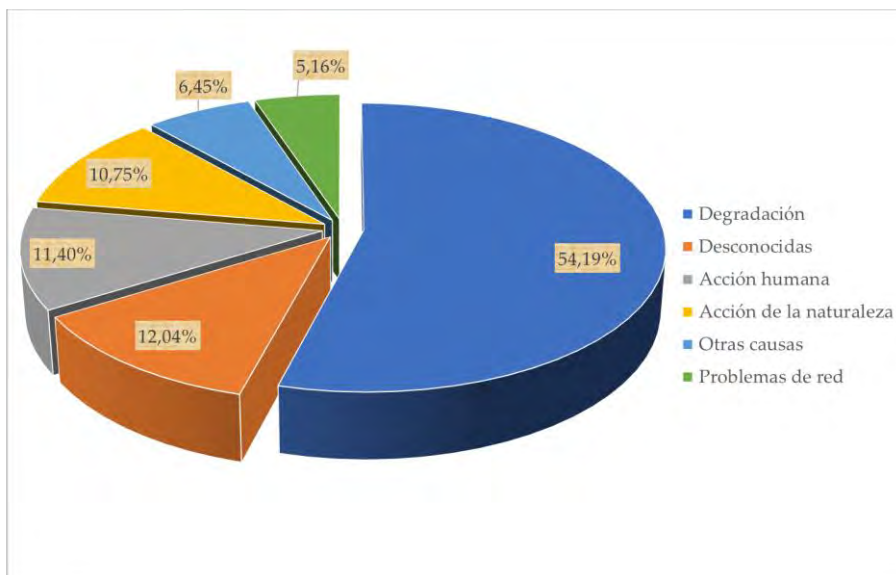


Figura 24. Comparación de averías en CTs según grupos de causas

A continuación, se presentará un estudio más detallado de las averías ocurridas para cada agrupación realizada.

### 3.1. Averías producidas por la degradación del material

Esta agrupación ha sido la causa que más averías ha presentado en los CTs. Estas averías son las producidas por fallo del propio material, debido al fin de su vida útil o a un excesivo deterioro. A continuación, se analizan de manera individual las diferentes causas que forman esta agrupación, las cuales han sido solo dos: degradación y fallo de material.

La Tabla 38 presenta las averías anuales en los CTs causadas por degradación. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que forman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 39, se proporciona un desglose de las averías totales por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron. Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se ha desarrollado la Figura 25, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por degradación.

Tabla 38. Averías producidas en los CTs por degradación de material

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Fallo material	5	7	17	22	9	13	4	11	18	10	8	12	10	<b>146</b>
15 kV	3	2	7	8	5	6	0	2	7	4	5	3	3	<b>55</b>
20 kV	2	5	10	14	4	7	4	9	11	6	3	9	7	<b>91</b>
Degradación material	0	1	21	14	9	10	6	2	7	12	11	2	11	<b>106</b>
15 kV	0	1	8	3	5	5	2	1	3	5	3	0	2	<b>38</b>
20 kV	0	0	13	11	4	5	4	1	4	7	8	2	9	<b>68</b>

Tabla 39. Total de averías por degradación

Degradación	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Fallo material	55	91	146	57,94%
Degradación material	38	68	106	42,06%
Total	93	159	252	100,00%

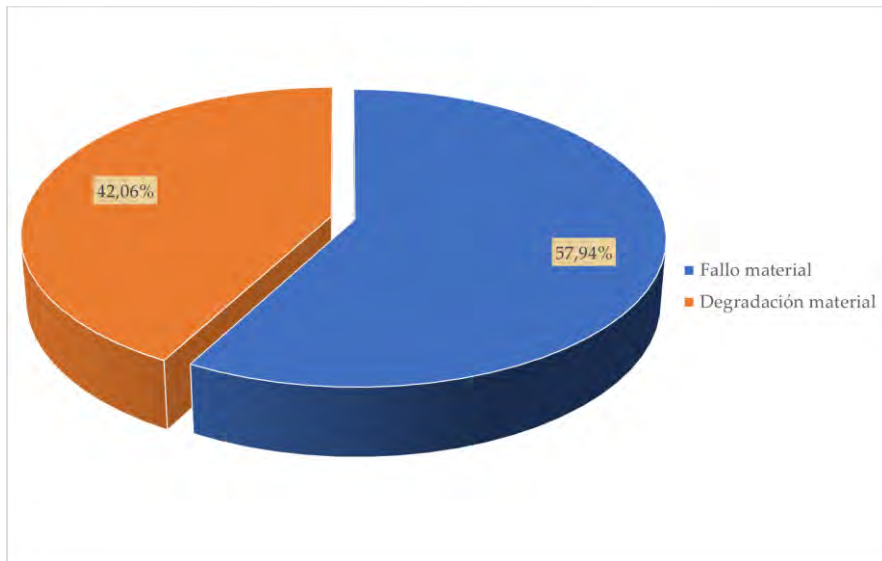


Figura 25. Comparación averías en CTs por degradación

### 3.2. Averías producidas por causas desconocidas

Esta agrupación ha sido la segunda causa que más averías ha provocado en los CTs. Estas averías tienen origen desconocido bien porque verdaderamente no se sepa el origen de la causa o porque se ha quedado sin completar en la base de datos.

La Tabla 40 presenta las averías anuales en los CTs por causas desconocidas. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que forman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 41, se proporciona un desglose de las averías totales causadas por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron.

Tabla 40. Averías producidas en los CTs por causas desconocidas

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Desconocida	1	1	6	9	9	7	9	9	3	1	0	0	0	55
15 kV	1	1	2	4	2	6	3	4	0	1	0	0	0	24
20 kV	0	0	4	5	7	1	6	5	3	0	0	0	0	31
S/C	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 41. Total de averías por causas desconocidas

Desconocidas	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Desconocida	24	31	55	98,21%
S/C	0	1	1	1,79%
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>32</b>	<b>56</b>	<b>1</b>

### 3.3. Averías producidas por la acción humana

A continuación, se va a analizar de manera individual las diferentes causas que conforman esta agrupación.

La Tabla 42 presenta las averías anuales en los CTs causadas por la acción humana.



Tabla 42. Averías producidas en los CTs por acción humana (continuación)

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Falta mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuego	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Vehículos	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se ha desarrollado la Figura 26, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por la acción humana.

Tabla 43. Total de averías por la acción humana

Acción humana	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Vandalismo	12	4	16	30,19%
Cliente	8	3	11	20,75%
Robo/tentativa en instalaciones	9	1	10	18,87%
Robo/hurto no denunciado	4	0	4	7,55%
Actividades de terceros	0	3	3	5,66%
Incendio	2	0	2	3,77%
Material inadecuado	2	0	2	3,77%
Error mantenimiento	0	1	1	1,89%
Excavadoras	0	1	1	1,89%
Falta mantenimiento	1	0	1	1,89%
Fuego	0	1	1	1,89%
Vehículos	1	0	1	1,89%
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>14</b>	<b>53</b>	<b>100,00%</b>

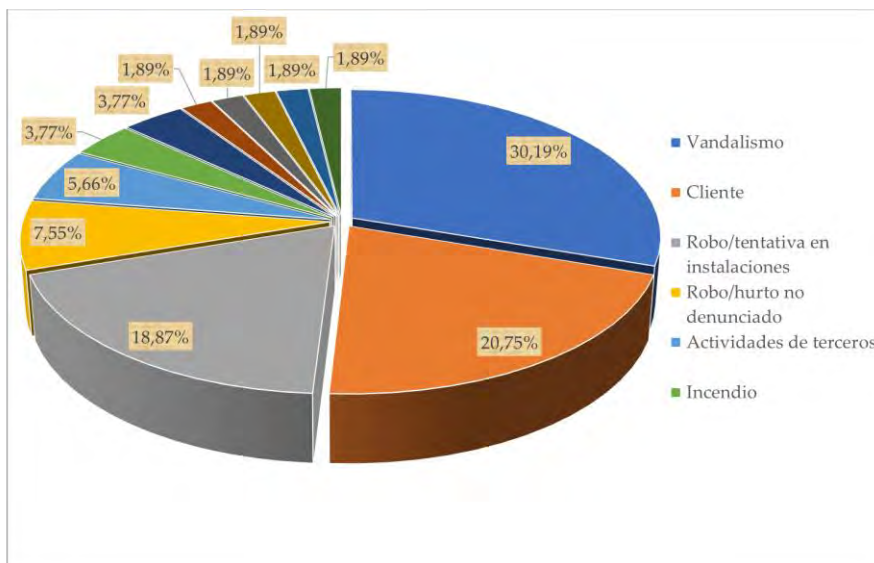


Figura 26. Comparación averías en CTs por acción humana

### 3.4. Averías producidas por la acción de la naturaleza

Aunque los CTs suelen estar ubicados en recintos cerrados, en ciertas ocasiones se ven expuestos a condiciones climáticas adversas y factores externos. Por lo tanto, cualquier impacto negativo en su entorno, afectará a su funcionamiento. A continuación, se analizan de manera individual las diferentes causas que conforman esta agrupación.

La Tabla 44 presenta las averías anuales en los CTs causadas por la acción de la naturaleza. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 45, se proporciona un desglose de las averías totales causadas por cada causa, mostrando información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron.

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se ha desarrollado la Figura 27, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por la acción de la naturaleza.

Tabla 44. Averías producidas en los CTs por acción de la naturaleza

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Lluvia	0	1	7	0	1	3	1	0	3	3	0	0	0	19
15 kV	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	3
20 kV	0	1	6	0	0	3	1	0	2	3	0	0	0	16
Humedad	0	1	1	0	3	0	1	1	1	0	0	0	0	8
15 kV	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	3
20 kV	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	5
Inundación, riada	0	1	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	6
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	1	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	6
Filtraciones, inundación	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	5
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	5
Temporal	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	4
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2
Tormenta	2	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4
15 kV	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
20 kV	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
Animales	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3
15 kV	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Rayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 45. Total de averías por la acción de la naturaleza

Acción de la naturaleza	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Lluvia	3	16	19	38,00%
Humedad	3	5	8	16,00%
Inundación, riada	0	6	6	12,00%
Filtraciones, inundación	0	5	5	10,00%
Temporal	2	2	4	8,00%
Tormenta	2	2	4	8,00%
Animales	2	1	3	6,00%
Rayo	1	0	1	2,00%
Total	13	37	50	100,00%



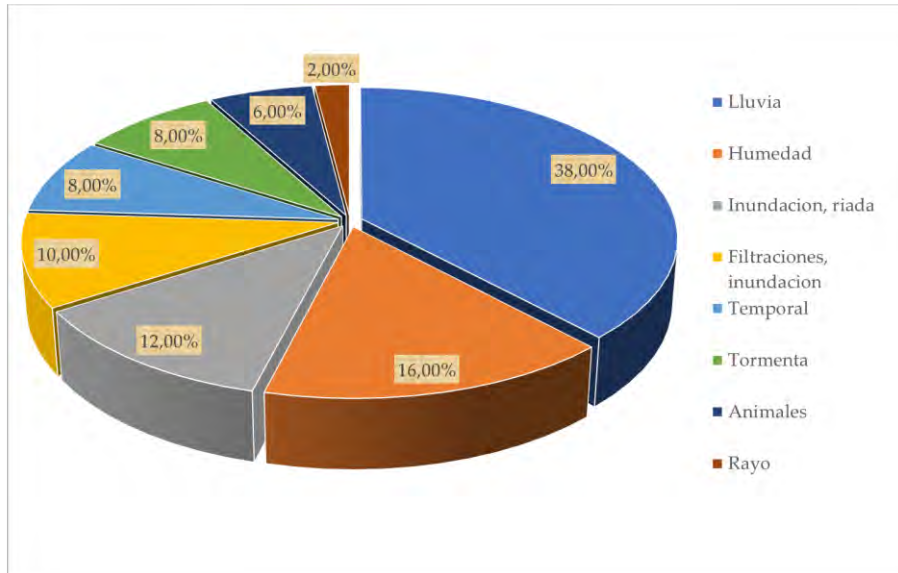


Figura 27. Comparación averías en CTs por acción de la naturaleza

### 3.5. Averías producidas por otras causas

La Tabla 46 presenta las averías anuales en CTs causadas por otras causas. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 47, se proporciona información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por otras causas en términos porcentuales. A partir de ambas tablas, se puede concluir que todas las averías causadas por esta agrupación tienen su origen en causas externas, cuya procedencia también es desconocida.

Tabla 46. Averías producidas en los CTs por otras causas

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Otras causas externas	0	0	2	2	4	2	0	0	1	5	14	0	0	<b>30</b>
15 kV	0	0	1	1	1	1	0	0	0	2	9	0	0	<b>15</b>
20 kV	0	0	1	1	3	1	0	0	1	3	5	0	0	<b>15</b>

Tabla 47. Total de averías por otras causas

Otras causas	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Otras causas externas	15	15	30	100,00%

### 3.6. Averías producidas por problemas en la red

Finalmente, se van a mostrar las averías ocasionadas en los CTs por la agrupación problemas de red. Al igual que ya ocurrió con las líneas aéreas, esta agrupación ha sido la causa que menos averías ha presentado en los centros de transformación.

La Tabla 48 presenta las averías anuales en los centros de transformación causadas por problemas de red. En esta tabla, se detalla el número de averías anuales asociadas a cada una de las causas que conforman esta agrupación. Posteriormente, en la Tabla 49, se proporciona información sobre el nivel de tensión en el que ocurrieron y la contribución de cada causa sobre el total de averías ocasionadas por problemas de red.

Con el propósito de simplificar la comparación entre estas causas, se ha desarrollado la Figura 28, donde se muestra un gráfico circular con la contribución de cada causa al total de averías originadas por problemas de red.

Tabla 48. Averías producidas en los CTs por problemas en la red

Causas	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sobrecarga	0	0	1	1	0	1	0	1	0	3	1	1	0	9
15 kV	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	3
20 kV	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2	1	1	0	6
Necesidades propias urgentes	0	0	0	3	1	1	0	0	1	1	0	0	1	8
15 kV	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1	4
20 kV	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	4
Fallo equipo comunicación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	5	7
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3

Tabla 49. Total de averías por problemas en la red

Problemas de red	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje
Sobrecarga	3	6	9	37,50%
Necesidades propias urgentes	4	4	8	33,33%
Fallo equipo comunicación	4	3	7	29,17%
Total	11	13	24	100,00%

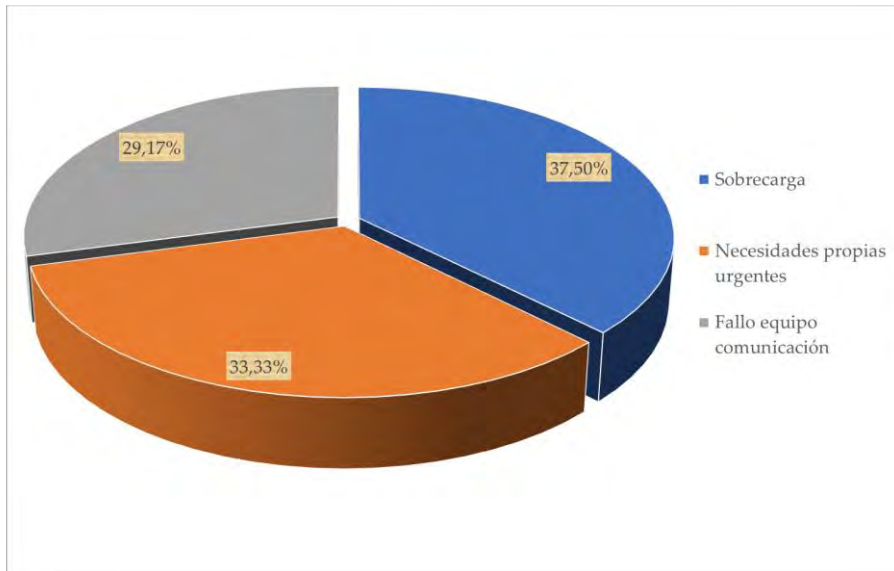


Figura 28. Comparación averías en CTs por problemas en la red

### 3.7. Averías producidas en los componentes que forman los CTs

Para garantizar la representatividad de los componentes averiados y, de este modo, calcular los parámetros de confiabilidad, es necesario agrupar estos componentes. Antes de llevar a cabo las agrupaciones de elementos afines, se mostrará el número de componentes averiados durante el periodo bajo estudio. La información disponible en la base de datos sobre las averías que han ocurrido en los distintos componentes utilizados en los CTs se recoge en la Tabla 50. Esta tabla proporciona



Tabla 50. Componentes averiados en los CTs (continuación)

Componente	Años estudiados												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Caja terminal puente	0	1	0	0	1	1	0	0	3	0	0	0	0
Cable MT cinta													
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	1	0	0	1	1	0	0	3	0	0	0	0
Caja terminal puente	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	2
Cable MT enchufable													
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Caja terminal puente	0	0	0	0	0	2	0	2	1	0	1	0	2
Cable MT termoretráctil													
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	2	0	1	1	0	1	0	2
Electrodo P. a T.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Embarrado MT	1	1	9	1	0	0	0	0	2	2	2	3	1
15 kV	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20 kV	1	0	8	1	0	0	0	0	2	1	2	3	1
Interruptor automático	0	0	0	1	1	0	1	0	3	1	0	0	0
15 kV	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	1	0	1	0	3	0	0	0	0
Interruptor seccionador III exterior	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	1	0	0
15 kV	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
Interruptor seccionador III interior	1	2	4	6	1	8	1	2	3	6	0	1	4
15 kV	1	1	2	2	1	1	0	0	2	0	0	0	1
20 kV	0	1	2	4	0	7	1	2	1	6	0	1	3
Interruptor seccionador III fusible-trafo	0	0	4	5	2	3	6	3	2	1	0	0	1
15 kV	0	0	1	2	0	3	1	1	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	3	3	2	0	5	2	2	1	0	0	1
Obra civil	0	2	5	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0
15 kV	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	1	5	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0

Tabla 50. Componentes averiados en los CTs (continuación)

Componente	Años estudiados												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Pararrayos, CSI (Porcelana)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Piezas conexión embarrados	1	0	1	4	0	0	0	0	0	1	1	1	2
15 kV	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1
20 kV	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Puente de cable de MT	0	1	0	1	2	2	1	0	0	1	1	2	0
15 kV	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2	0
20 kV	0	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0
Seccionador III Vacío	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Seccionador unipolar	0	0	0	2	1	1	0	0	0	1	0	0	0
15 kV	0	0	0	2	1	1	0	0	0	1	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformador intensidad	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0
15 kV	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
Transformador potencia MT/BT	5	5	29	33	19	21	10	10	18	17	18	7	7
15 kV	3	2	13	14	8	13	5	5	7	13	11	4	2
20 kV	2	3	16	19	11	8	5	5	11	4	7	3	5
Transformador regulador MT/MT	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
15 kV	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformador de tensión	0	1	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
15 kV	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Varilla-cable Cu Tierras	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	2	2	1
15 kV	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0
20 kV	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

Tabla 50. Componentes averiados en los CTs (continuación)

Componente	Años estudiados												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Termómetro trafo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	0	0
Equipo de comunicaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Circuitos de mando y control	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Batería CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
Remota	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin informar	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	7	1	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	6	0	0
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
S/C	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
15 kV	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20 kV	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>61</b>	<b>64</b>	<b>39</b>	<b>42</b>	<b>24</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>26</b>	<b>31</b>

Una vez enumerados los componentes averiados en los CTs, se procede a agruparlos en función de su afinidad. De esta manera, se crean tres agrupaciones, las cuales se detallan en la Tabla 51. Esta tabla muestra cada agrupación junto con los componentes que representa. Este proceso se lleva a cabo con el fin de obtener una mayor cantidad de datos por agrupación y que los parámetros de confiabilidad sean más representativos. En muchos casos, como se observa en la Tabla 50, los componentes individuales no presentan un gran número de averías, por lo que podrían no considerarse representativos por separado.

Tabla 51. Agrupación de componentes averiados en los CTs

Agrupación	Componentes
Instalaciones en CTs	Aislador cadena convencional, aislador pasamuros aislador soporte interior, base portafusibles, convencional, caja terminal puente cable MT cinta, caja terminal puente cable MT enchufable, caja terminal puente cable MT termoretráctil, electrodo de puesta a tierra, embarrado MT, obra civil, pararrayos, piezas conexión embarrados, puente de cable de MT, trafo intensidad, trafo regulador MT / MT, trafo de tensión, varilla-cable cobre tierras, termómetro trafo, sin informar, S/C
Transformadores MT/BT	Trafo potencia MT/BT
Elementos de maniobra y protección	<p><b>Seccionadores:</b> seccionador III Vacío, seccionador unipolar</p> <p><b>Interruptor seccionador:</b> interruptor seccionador III exterior, interruptor Seccionador III interior</p> <p><b>Interruptor seccionador con fusible:</b> interruptor seccionador III fusible-trafo</p> <p><b>Interruptor automático:</b> interruptor automático</p> <p><b>Telemandos:</b> equipo de comunicaciones, circuitos de mando y control, batería CC, remota</p> <p><b>Celdas SF6 de MT:</b> celda compacta SF6, celda metálica corte SF6-Línea, celda metálica corte SF6-Trafo, celda modular SF6-Línea, celda modular SF6-Trafo</p>

El grupo presentado como elementos de maniobra y protección en la Tabla 51 está dividido en distintas subcategorías, las cuales están presentes en la misma tabla como: seccionadores, interruptor seccionador, interruptor seccionador con fusible, interruptor automático, telemandos y celdas de MT. Estas subcategorías quedaran también analizadas a lo largo de este punto.

A continuación, en base a las agrupaciones realizadas, se va a presentar el número total de averías ocurridas en cada caso, así como la contribución que tiene cada componente averiado en cada agrupación.

En primer lugar, el total de averías anuales para la agrupación instalaciones en CTs se muestra en la Tabla 52. En total, se han registrado 133 averías, de las cuales 48 se han presentado en niveles de tensión de 15 kV y 85 en niveles de tensión de 20 kV.



Tabla 52. Averías producidas en la agrupación Instalaciones en CTs

Agrupación	Años estudiados												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Instalaciones en CTs	6	9	23	12	10	7	2	6	8	9	19	13	9
15 kV	2	5	4	5	5	3	0	2	1	4	10	6	1
20 kV	4	4	19	7	5	4	2	4	7	5	9	7	8

Para determinar cuál de los componentes de esta agrupación ha registrado un mayor número de averías, se muestra la Tabla 53. Posteriormente, con los datos porcentuales de las averías obtenidas en cada componente, se han representado de manera comparativa en el gráfico observado en la Figura 29.

Tabla 53. Total de averías producidas en los componentes de la agrupación Instalaciones en CTs

Instalaciones en CTs	Total	Porcentaje	Sumatorio
Embarrado MT	22	16,54%	16,54%
Piezas conexión embarrados	11	8,27%	24,81%
Puente de cable de MT	11	8,27%	33,08%
Obra civil	10	7,52%	40,60%
Sin informar	10	7,52%	48,12%
Base portafusiles, convencional	9	6,77%	54,89%
Caja terminal puente Cable MT termoretráctil	8	6,02%	60,90%
Varilla-cable Cu Tierras	8	6,02%	66,92%
Aislador pasamuros	7	5,26%	72,18%
Termómetro trafo	7	5,26%	77,44%
Caja terminal puente Cable MT cinta	6	4,51%	81,95%
Caja terminal puente Cable MT enchufable	5	3,76%	85,71%
Trafo de tensión	4	3,01%	88,72%
S/C	4	3,01%	91,73%
Trafo intensidad	3	2,26%	93,98%
Aislador soporte interior	2	1,50%	95,49%
Electrodo P. a T.	2	1,50%	96,99%
Trafo regulador MT/MT	2	1,50%	98,50%
Aislador cadena convencional	1	0,75%	99,25%
Pararrayos, CSI (Porcelana)	1	0,75%	100,00%
<b>Total</b>	<b>133</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

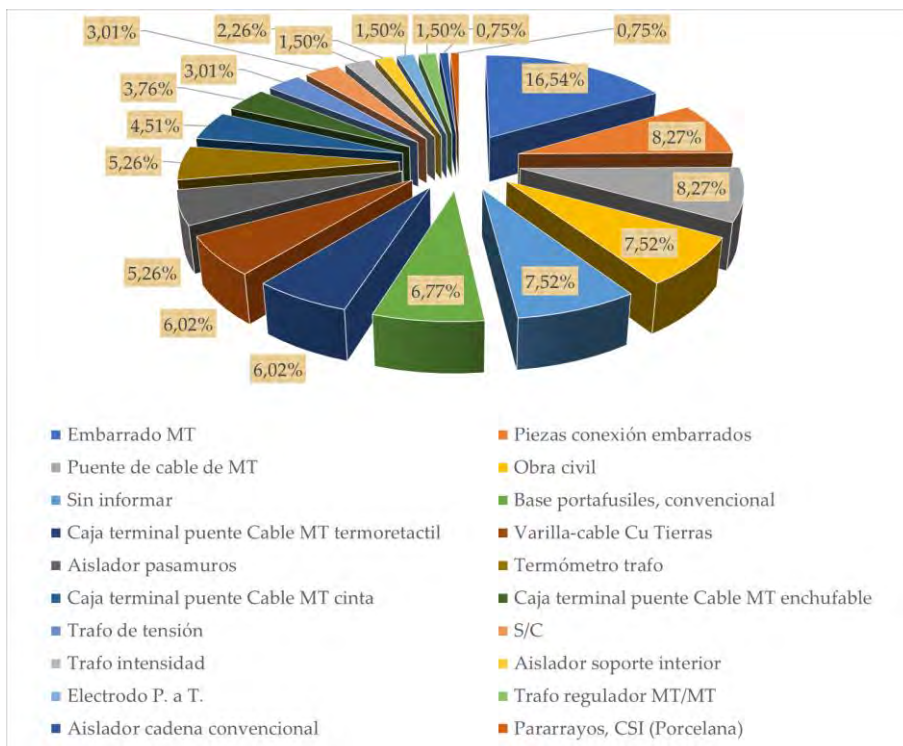


Figura 29. Comparación de averías producidas en los componentes de los CTs agrupados como instalaciones en CTs

En segundo lugar, los datos de averías totales obtenidos para el grupo transformadores MT/BT se muestra en la Tabla 54. En total, se han registrado 199 averías en esta agrupación, de las cuales 100 se han presentado en niveles de tensión de 15 kV y 99 en niveles de tensión de 20 kV.

Tabla 54. Averías producidas en el grupo de componentes Transformadores MT/BT

Agrupación	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Transformador MT/BT	5	5	29	33	19	21	10	10	18	17	18	7	7	199
15 kV	3	2	13	14	8	13	5	5	7	13	11	4	2	100
20 kV	2	3	16	19	11	8	5	5	11	4	7	3	5	99

Por último, en tercer lugar, las averías totales obtenidas para el grupo elementos de maniobra y protección se muestran en la Tabla 55. En total, se han registrado 135 averías en esta agrupación, de las cuales 48 se han presentado en niveles de tensión de 15 kV y 87 en niveles de tensión de 20 kV.

Tabla 55. Averías producidas en el grupo de componentes elementos de maniobra y protección

Agrupación	Años estudiados												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Elementos de maniobra/protección	1	4	9	19	10	14	12	12	11	16	6	6	15
15 kV	1	2	3	7	5	6	2	3	4	2	4	0	9
20 kV	0	2	6	12	5	8	10	9	7	14	2	6	6

Para determinar cuál de los componentes de esta agrupación ha registrado un mayor número de averías, estos se muestran en la Tabla 56 de mayor a menor.

Tabla 56. Total de averías producidas en el grupo de componentes Elementos de maniobra y protección

Elementos de maniobra/protección	Total	Porcentaje	Sumatorio
Interruptor seccionador III interior	39	28,89%	28,89%
Interruptor seccionador III fusible-trafo	27	20,00%	48,89%
Celda compacta SF6	26	19,26%	68,15%
Celda modular SF6-Línea	7	5,19%	73,33%
Interruptor automático	7	5,19%	78,52%
Batería CC	6	4,44%	82,96%
Interruptor seccionador III exterior	5	3,70%	86,67%
Seccionador unipolar	5	3,70%	90,37%
Celda metálica corte SF6-Trafo	3	2,22%	92,59%
Seccionador III Vacío	3	2,22%	94,81%
Celda metálica corte SF6-Línea	2	1,48%	96,30%
Celda modular SF6-Trafo	2	1,48%	97,78%
Equipo de comunicaciones	1	0,74%	98,52%
Circuitos de mando y control	1	0,74%	99,26%
Remota	1	0,74%	100,00%
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Posteriormente, los datos porcentuales de las averías obtenidas en cada componente se han representado de manera comparativa en el gráfico presentado en la Figura 30.

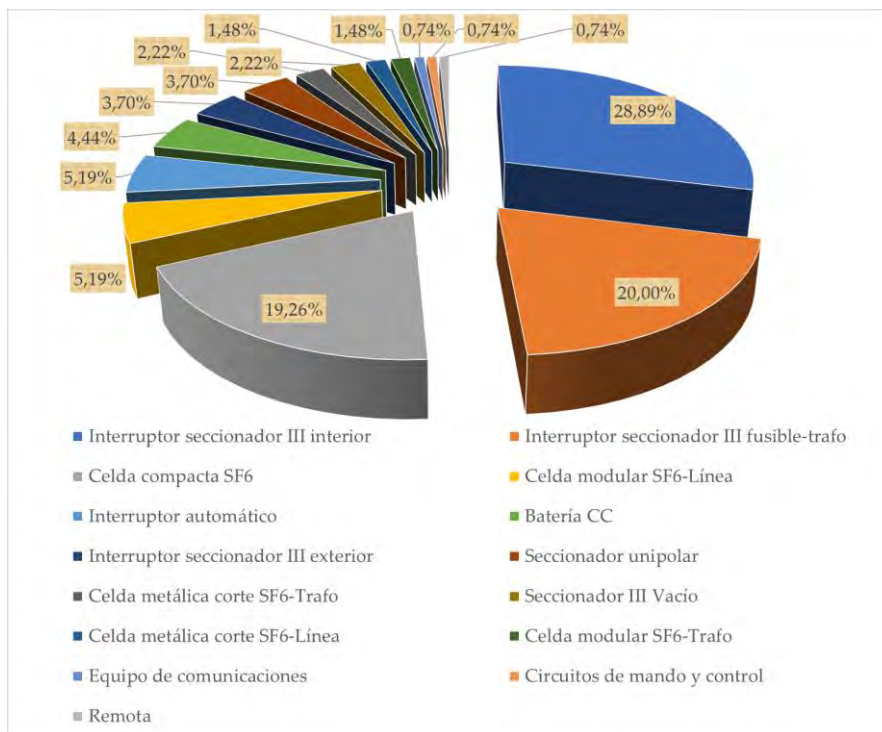


Figura 30. Comparación de averías producidas en los componentes de los CTs agrupados como Elementos de maniobra y protección

Cabe recordar que los componentes que forman parte del grupo elementos de maniobra y protección fueron subcategorizados tal y como recoge la Tabla 51. En base a esas subcategorías, se presenta la Tabla 57, donde se puede determinar cuál de estas subcategorías ha registrado un mayor número de averías. Posteriormente, los datos porcentuales de las averías obtenidas en cada subcategoría se han representado de manera comparativa en el gráfico presentado en la Figura 31.

Tabla 57. Total de averías producidas en las subcategorías de componentes Elementos de maniobra y protección por subcategorías

Subcategoría de componentes	Total de averías	Porcentaje	Sumatorio
Interruptor seccionador	44	32,59%	32,59%
Celdas SF6 de MT	40	29,63%	62,22%
Interruptor seccionador con fusible	27	20,00%	82,22%
Telemandos	9	6,67%	88,89%
Seccionadores	8	5,93%	94,81%
Interruptor automático	7	5,19%	100,00%
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

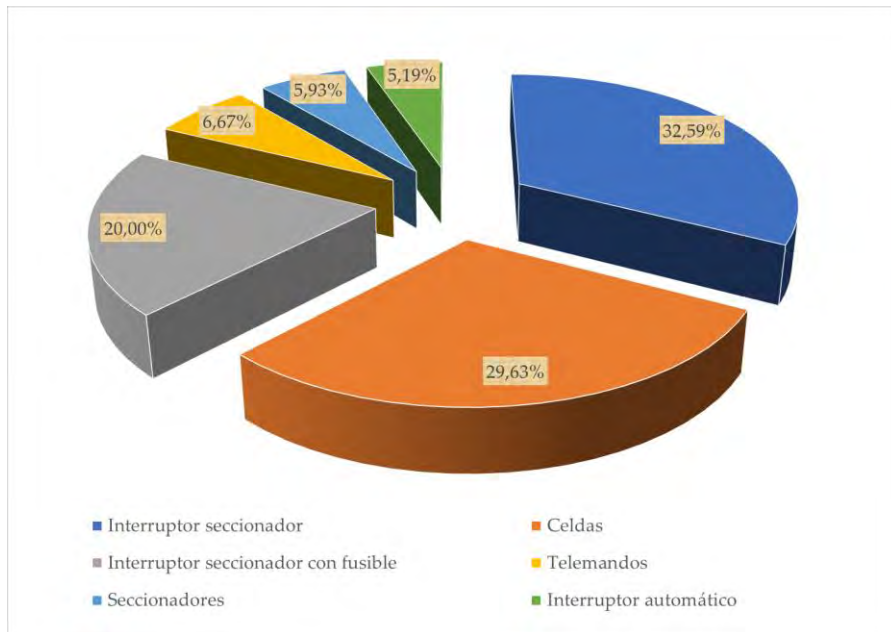


Figura 31. Comparación de averías producidas en las subcategorías de componentes de los CTs agrupados previamente como Elementos de maniobra y protección.

Para concluir con el estudio de las averías ocasionadas en los CTs, se va a mostrar

gráficamente el total de las averías anualmente originadas en las agrupaciones realizadas en la Tabla 51. Es por ello por lo que, en base a los resultados obtenidos en la Tabla 53, Tabla 54 y Tabla 55, se representan los respectivos gráficos en la Figura 32, Figura 33 y Figura 34. En estos gráficos se podrá observar la evolución temporal de las averías ocurridas en cada una de estas agrupaciones distinguiendo según el nivel de tensión.

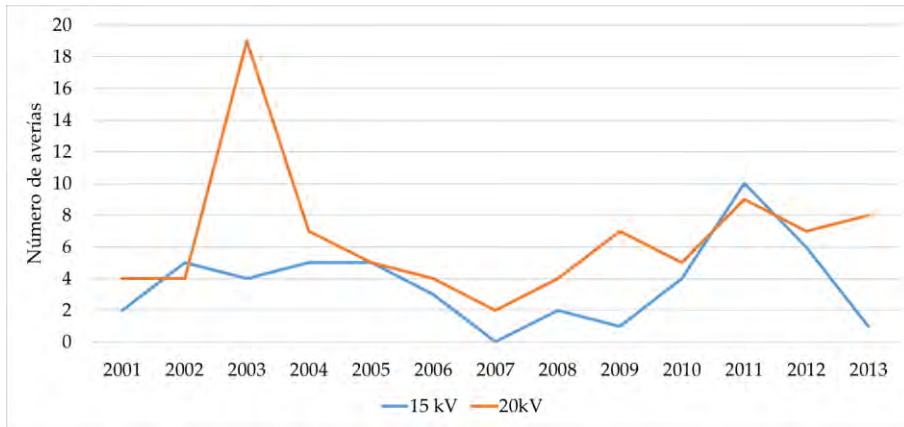


Figura 32. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Instalaciones CTs

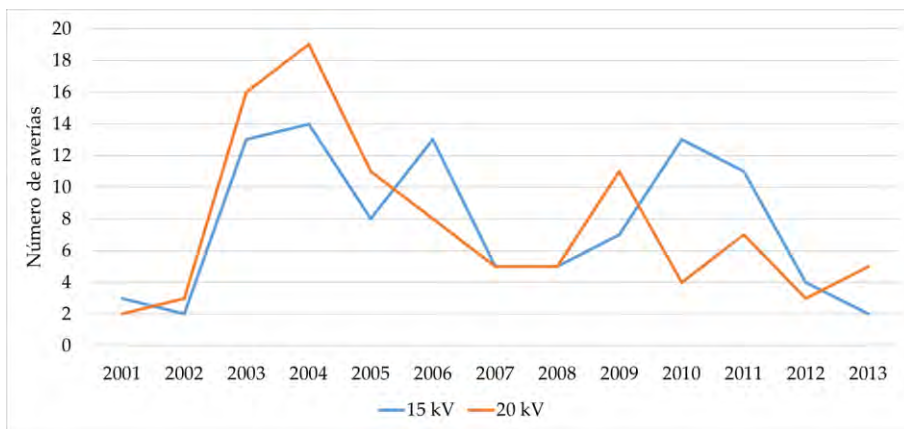


Figura 33. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Transformadores MT/BT

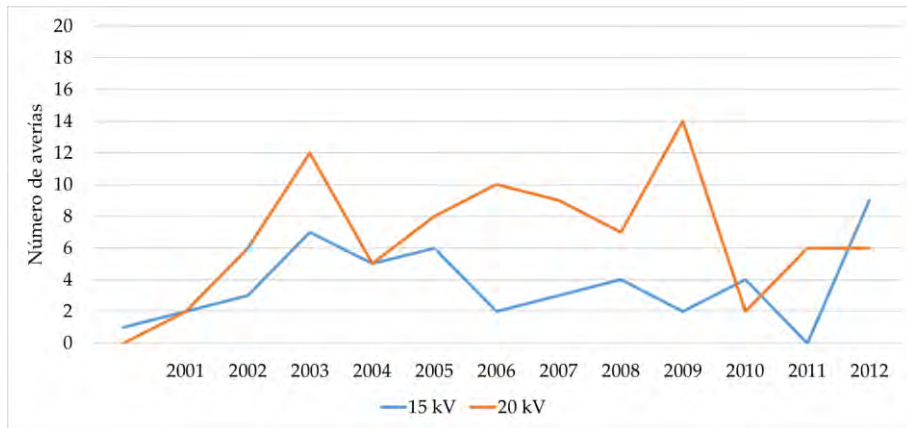


Figura 34. Evolución temporal de las averías en CTs agrupadas como Elementos de maniobra y protección

#### 4. Elementos de maniobra y protección en redes de MT

No existe una base de datos de averías de elementos de maniobra y protección en la red de media tensión. Sin embargo, se van a unir los datos de la base de datos de averías en líneas aéreas y CTs para crear una base de datos de averías de elementos de maniobra y protección en la red de media tensión. Con esto, se busca alcanzar una representación suficiente de los datos para que posteriormente sea posible estimar los parámetros de confiabilidad. Por esta razón, se agruparán los distintos componentes en función de la representatividad que muestren sus datos. En el proceso de agrupación, también se tomará en consideración si se cuentan con los datos correspondientes al número de componentes presentes en la red. En caso de que falte esta información, aunque la muestra de averías sea altamente representativa, no se dispondrá de datos suficientes para calcular los parámetros de confiabilidad, especialmente las tasas de fallos.

#### 4.1. Averías extraídas de la base de datos de líneas aéreas

A continuación se presentan los elementos de maniobra y protección que han causado averías en las líneas aéreas, cuya información procede de la propia base de datos de averías de las líneas aéreas.

La Tabla 58 muestra los datos extraídos de la base de datos de las líneas aéreas. En dicha tabla se muestra el total de averías anuales producidas por cada componente, así como el nivel de tensión donde se han producido.

Tabla 58. Averías ocasionadas en los elementos de maniobra y protección procedentes de la base de datos de las líneas aéreas

	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Seccionador III vacío	2	1	7	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	13
15 kV	2	0	5	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	10
20 kV	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Seccionador unipolar	1	0	4	3	5	2	4	8	5	9	9	6	9	65
15 kV	1	0	4	3	5	2	4	8	5	8	8	6	9	63
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2
Seccionador tripolar	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	3
15 kV	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	3
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interruptor seccionador III	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	4
15 kV	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	4
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interruptor seccionador SF6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Seccionador III carga	0	0	0	0	3	4	1	0	0	0	0	0	0	8
15 kV	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0	7
20 kV	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1

Para una mayor representatividad de estos componentes, los mismos se han agrupado según su afinidad. Las agrupaciones realizadas son: seccionadores e interruptores seccionadores.

Los seccionadores incluyen los siguientes componentes: seccionador III vacío,



seccionador unipolar y seccionador tripolar. Los interruptores seccionadores incluyen los siguientes componentes: interruptor seccionador III, interruptor seccionador SF6 y seccionador III en carga.

#### 4.2. Averías extraídas de la base de datos de CTs

A continuación, se presentan los elementos de maniobra y protección que han causado averías en los CTs. Se han excluido las averías relacionadas con el telemando de los centros de transformación, ya que en cualquier caso afectarán únicamente al funcionamiento del telemando, lo que podría retrasar la restauración del servicio eléctrico. Asimismo, no se han incluido los datos relacionados con los interruptores automáticos, aclarando que se refieren a aquellos que no se utilizan como protección de la cabecera de la línea, ya que son elementos poco comunes en la red de distribución y carecen de representatividad.

La Tabla 59 muestra los datos extraídos de la base de datos de los CTs. En dicha tabla se muestra el total de averías anuales producidas por cada componente, así como el nivel de tensión donde se han producido.

Tabla 59. Averías ocasionadas en los elementos de maniobra y protección procedentes de la base de datos de centros de transformación

	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Seccionador III Vacío	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
20 kV	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Seccionador unipolar	0	0	0	2	1	1	0	0	0	1	0	0	0	5
15 kV	0	0	0	2	1	1	0	0	0	1	0	0	0	5
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Celda compacta SF6	0	0	0	5	4	0	2	3	1	5	2	2	2	26
15 kV	0	0	0	0	3	0	0	1	1	0	1	0	1	7
20 kV	0	0	0	5	1	0	2	2	0	5	1	2	1	19
Celda metálica corte SF6-Línea	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	2
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Tabla 59. Averías ocasionadas en los elementos de maniobra y protección procedentes de la base de datos de centros de transformación (continuación)

	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Celda modular SF6-Línea	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2	1	0	7
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	1	1	0	5
Interruptor seccionador III exterior	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	1	0	0	5
15 kV	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	3
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
Interruptor seccionador III interior	1	2	4	6	1	8	1	2	3	6	0	1	4	39
15 kV	1	1	2	2	1	1	0	0	2	0	0	0	1	11
20 kV	0	1	2	4	0	7	1	2	1	6	0	1	3	28
Celda metálica corte SF6-Trafo	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3
15 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 kV	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3
Celda modular SF6-Trafo	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2
15 kV	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2
20 kV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interruptor seccionador III fusible-Trafo	0	0	4	5	2	3	6	3	2	1	0	0	1	27
15 kV	0	0	1	2	0	3	1	1	0	0	0	0	0	8
20 kV	0	0	3	3	2	0	5	2	2	1	0	0	1	19

Para una mayor representatividad de estos componentes, los mismos se han agrupado según su afinidad. Las agrupaciones realizadas son: seccionadores, interruptores seccionadores e interruptores seccionadores con protección mediante fusible.

Los seccionadores incluyen los siguientes componentes: seccionador III Vacío y seccionador unipolar. Los interruptores seccionadores incluyen los siguientes componentes: celda compacta SF6, celda metálica corte SF6-Línea, celda modular SF6-Línea, interruptor seccionador III exterior e interruptor seccionador III

interior. Los interruptores seccionadores con protección de transformador mediante fusible incluyen los siguientes componentes: celda metálica corte SF6-Trafo, celda modular SF6-Trafo e interruptor seccionador III fusible-Trafo.

### 4.3. Averías producidas en las agrupaciones de elementos de maniobra y protección

Por último, se mostrará el resultado obtenido al sumar las averías obtenidas para cada agrupación de elementos de maniobra y protección incluidos en las bases de datos de líneas aéreas y CTs. Los resultados para cada agrupación se muestran en la Tabla 60. Esta tabla muestra tanto el número total de averías anuales ocurridas para cada agrupación, como el nivel de tensión en el que se produjeron.

Tabla 60. Datos de averías por agrupación de elementos de maniobra y protección

Agrupaciones	Años estudiados													Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Seccionador	3	2	12	7	6	3	6	9	5	11	9	6	10	89
15 kV	3	0	9	7	6	3	6	9	5	10	8	6	10	82
20 kV	0	2	3	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	7
Interruptor-seccionador	1	3	4	12	10	14	4	9	6	13	6	4	6	92
15 kV	1	2	2	3	8	7	0	2	4	0	4	0	2	35
20 kV	0	1	2	9	2	7	4	7	2	13	2	4	4	57
Interruptor-seccionador con fusible	0	0	4	5	3	4	8	4	2	1	0	0	1	32
15 kV	0	0	1	2	0	3	2	2	0	0	0	0	0	10
20 kV	0	0	3	3	3	1	6	2	2	1	0	0	1	22

Con los datos proporcionados en la tabla anterior, se muestran los gráficos de líneas incluidos en la Figura 35, la Figura 36 y la Figura 37. Estos gráficos representan la evolución temporal de las averías producidas en los seccionadores, interruptores seccionadores e interruptores seccionadores con protección mediante fusible. Una comparación de estos puede observarse en la gráfica mostrada en la Figura 38.

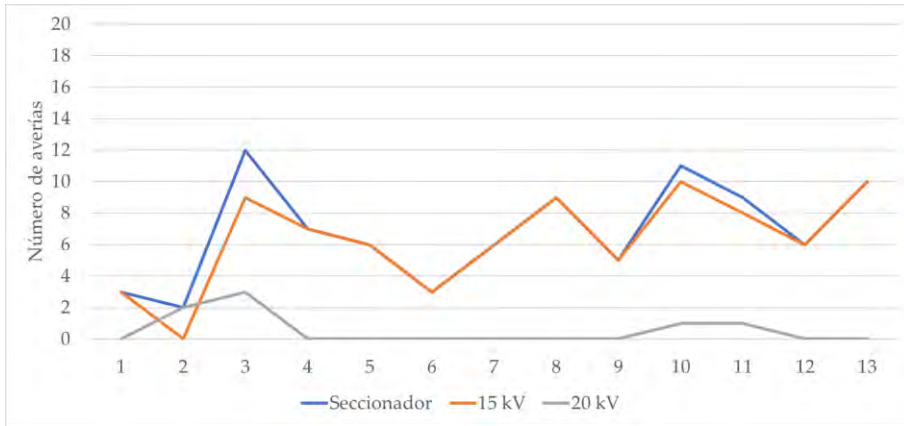


Figura 35: Evolución de las averías ocurridas por los seccionadores

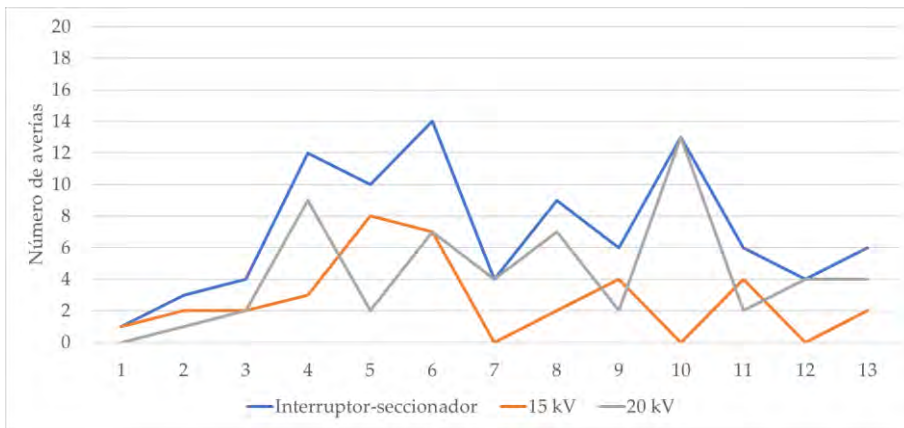


Figura 36. Evolución de las averías ocurridas por los interruptores seccionadores

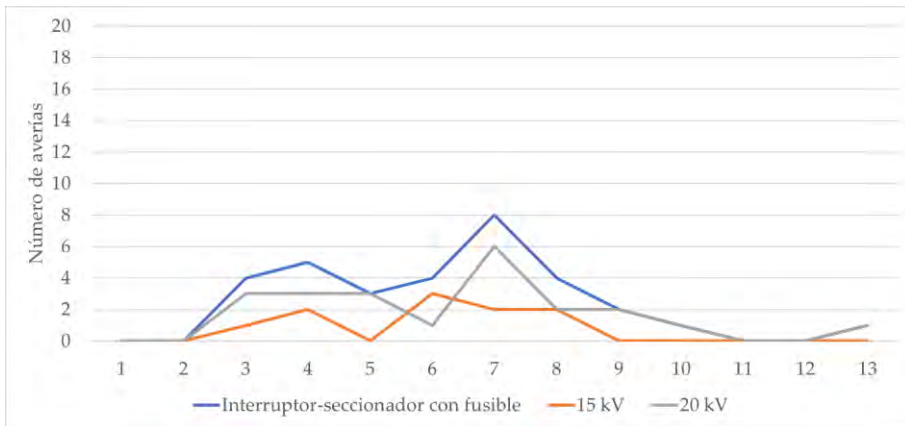


Figura 37. Evolución de las averías ocurridas por los interruptores seccionadores con fusible

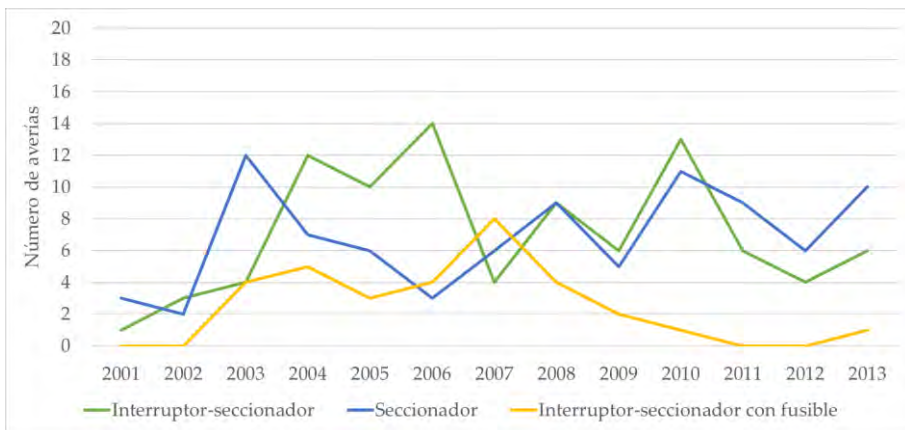


Figura 38: Comparación de la evolución temporal de las averías elementos de maniobra protección

Finalmente, se presenta la Tabla 61, en la cual se incluyen las averías totales para cada una de las agrupaciones, junto con la contribución porcentual de cada una de ellas al total de averías producidas en los mismos. Con los datos porcentuales mostrados en esta tabla, se crea el gráfico circular presentado en la Figura 39.

Tabla 61. Total de averías para todos los grupos de elementos de maniobra y protección

Agrupaciones	15 kV	20 kV	Total	Porcentaje	Acumulado
Seccionador	82	7	89	41,78%	41,78%
Interruptor-seccionador	35	57	92	43,19%	84,98%
Interruptor-seccionador con fusible	10	22	32	15,02%	100,00%
Total	127	86	213		

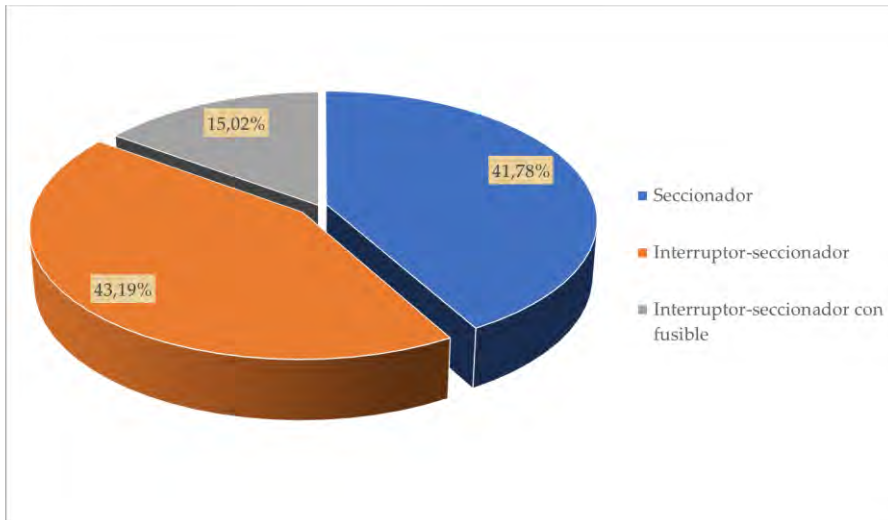


Figura 39. Comparación del total de averías para todos los grupos de elementos de maniobra y protección

# ANEXO II: PUBLICACIONES CIENTÍFICAS

---

**E**n este anexo se incluyen las publicaciones más relevantes del doctorando y sus directores de tesis. Hasta la fecha se han realizado dos publicaciones en revistas de alto impacto científico, las cuales se incluyen en los apartados 1 y 2 del presente anexo. No obstante, se ha redactado una tercera publicación, la cual se considerará para su envío y publicación en una revista de alto impacto. Esta última publicación se ha incluido en el apartado 3.

## **1. Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application**

J. A. Clavijo-Blanco and J. A. Rosendo-Macías, "Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application" *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 185, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106398.

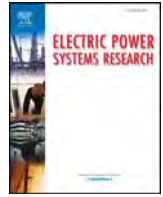






Contents lists available at ScienceDirect

## Electric Power Systems Research

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/epsr](http://www.elsevier.com/locate/epsr)

# Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application

J.A. Clavijo-Blanco<sup>a</sup>, J.A. Rosendo-Macías<sup>b,\*</sup>

<sup>a</sup> Escuela Superior de Ingeniería, Universidad de Cádiz, Avda. Universidad de Cádiz, 10, Campus Universitario de Puerto Real, 11519, Cádiz

<sup>b</sup> Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092, Sevilla, Spain

## ARTICLE INFO

## Keywords:

Power system reliability  
Distribution networks  
Failure rates  
Electrical failure analysis  
Breakdowns

## ABSTRACT

Electric distribution companies have the responsibility of achieving the standards established by the respective regulating authorities in order to guarantee the highest quality of supply for their customers. To do so, they have to register all the electrical issues produced in the Distribution Network into a database. This paper uses this real database to make a statistical analysis of the failures that occur in distribution networks and identify the interruption causes, in order to estimate failure rates and improve the quality of electrical supply. These failure rates are used to calculate the failure probability of electrical feeders taking into account the different electrical components in them. The expected amount of failures of more than 350 feeders have been calculated and tested with the real database to prove the reliability of the method. This work also shows an application to evaluate the failure probability of alternative network configurations.

## 1. Introduction

Due to the liberalization of the electrical sector and the establishment of new regulation systems, distribution network operators have to cope with more liabilities. A large proportion of these systems, have the intention to ensure a reasonable network operation and, at the same time, provide the electrical supply sustainability with the highest quality as far as possible [1].

It is broadly known that the electrical supply is not always available to provide the demand due to technical and economic issues. In fact, the main feature of a power system is to supply the required energy efficiently with acceptable levels of quality and sustainability. The quality supply embraces three important aspects: customer service, electric wave quality and sustainability of supply. The last one is related with the number of power cuts, which affect the service reliability or the ability of the power system to provide a suited and secure electrical supply in any network point at any time, [2]. To quantify these concepts, some international quality indexes are widely used, e.g. in [3], such as ENS, AIT, SAIFI, SAIDI, ASAI, and those in [4,5]. Other indexes such as TIEPI and NIEPI [6] are also used in countries as Spain. These indexes allow to evaluate the evolution of the continuity of supply and implement proper corrective action plans for the electrical network. Moreover, if these indexes trespass the permitted thresholds, electric

power distribution companies could be sanctioned with an economic fine.

These indexes depend on the duration of the interruptions and their frequency, which is largely studied in this paper. In order to estimate the number of interruptions in a future period of time, it is necessary to know the expected failure rates of the different components that could cause a power supply cut. Some references, like [7,8], estimate the failure rate of an electrical component as:

$$\lambda = \frac{\#failures}{\#components*\#years} = \frac{1}{ETTF} \quad (1)$$

where ETTF is the expected time to failure.

Different authors have studied databases associated with continuity of supply [9] and have shown the difficulty in having enough raw data to get reliable and meaningful results, [7]. In general, failure rates of high voltage transmission lines seem to be based on more representative data than in the case of medium voltage (MV) networks [10], in which the reliability of their devices count only with a limited number of scientific publications, [8].

Preventive maintenance is currently gaining more interest since it is considered as an efficient alternative to improve the quality of supply. For example, references [11–13] show, through real cases, that the study of utility databases are useful to draw up periodic maintenance

Abbreviations: FLBS, fuse load-break switches; IS, isolation switches; LBS, load break switch; M&PD, maneuver and protection devices; OL, overhead lines; OPI, oil-paper insulation; SCED, substation common electrical devices; TR, transformers; TTI, thermoplastic and thermosetting insulated cable; UC, underground cables

\* Corresponding author.

E-mail address: [rosendo@us.es](mailto:rosendo@us.es) (J.A. Rosendo-Macías).

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106398>

Received 14 June 2019; Received in revised form 26 April 2020; Accepted 27 April 2020

Available online 12 May 2020

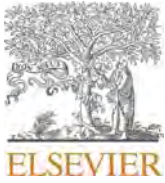
0378-7796/ © 2020 Elsevier B.V. All rights reserved.



## **2. A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks**

J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, "A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks" *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 217, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109128.





# A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks

J.A. Clavijo-Blanco<sup>a</sup>, M.A. González Cagigal<sup>b,\*</sup>, J.A. Rosendo-Macías<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Escuela Superior de Ingeniería, Universidad de Cádiz, Avda. Universidad de Cádiz, 10, Campus Universitario de Puerto Real, 11519, Cádiz

<sup>b</sup> Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092, Sevilla, Spain

## ARTICLE INFO

### Keywords:

Distribution networks  
Fitting of probability density functions  
Power system reliability  
Service restoration time  
Underground cables

## ABSTRACT

Distribution companies have the responsibility to provide a quality service to their customers, according to the existing regulation. Reliability issues, such as power outages, are registered in databases for a quantitative evaluation of this quality. This paper uses one of these historical records to make a statistical analysis of service restoration times, applied to the particular case of underground cables in medium voltage networks. An algorithm is proposed to fit the raw data to the probability density functions typically used in reliability analysis. The best-fitted distribution is determined in each case according to the information provided by a set of goodness-of-fit tests. Different groups are considered for the elements of the systems, concerning their functionality and voltage level. The presented procedure is applied to an electrical network with more than 350 feeders. Results have been obtained globally, showing that the observed service restoration time is lower than the estimated maximum limit in 98.00% of cases. The probability functions provided by the proposed algorithm can be used to improve the accuracy of the reliability models for the electric power system.

## 1. Introduction

Reliability of power supply is an important concept related to the quality of the service provided by electrical utilities, [1]. In this context, power outages, either momentary or sustained in time, must be correctly characterized in terms of frequency and duration. Specifically, the interruption duration is deeply analyzed by distribution system operators (DSOs) to determine the so-called power availability of the system. Although major failures are rare events in electric power systems, especially with the arising of smart grids, [2], their effect on consumers might be quite severe. For this reason, power restoration plans are required, [3,4].

A customary way to quantify the reliability of electrical networks is based on the use of international key performance indicators (KPIs), dependent on the durations of different system failures and their frequencies [5,6]. An example of a KPI is the well-known system average interruption duration index (SAIDI). These indices are also used by the concerned authorities to economically penalize the distribution companies.

To adequately determine the previously mentioned KPIs, historical records are typically used to statistically characterize some parameters

related to the reliability of the system [7–9]. Failure rate (FR) and time to repair (TTR) are the most reported among these parameters, given their importance in reliability assessments. The first one concerns the number of times that a particular element of the system fails in a specified period. Regarding TTR, this parameter is directly related to the duration of permanent faults in the network, when topological reconfiguration is not possible, for example, in rural areas with a radial configuration. In the case of meshed networks, the duration of power outages is typically denoted as time to restore the supply (TTRS), [10]. In the context of the remarkable amount of data included in the historical records used by DSOs, several techniques are presented in [11] and [12] to deal with this information, such as those based on artificial intelligence (AI), used to predict the behavior of power systems with a high penetration of renewable energy sources.

Regarding the availability of historical records, some publications indicate a shortfall in data from medium voltage (MV) networks, compared to high voltage (HV) levels [13,14]. Furthermore, references [7] and [15] report a lack of research related to service restoration procedures using real data. In several analysis, such as those presented in [16] and [17], the values considered for the FR and mean time to repair (MTTR) are taken from the limits established by grid codes, giving evidence of a lack of information in this regard, since these values do not

\* Corresponding author.

E-mail address: [mgcagigal@us.es](mailto:mgcagigal@us.es) (M.A. González Cagigal).



### **3. Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method**

J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, "Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method".





## **Statistical characterization of reliability indices in medium voltage networks using a Monte Carlo-based method**

J. A. Clavijo-Blanco

*Escuela Superior de Ingeniería, Universidad de Cádiz, Avda. Universidad de Cádiz, 10, Campus Universitario de Puerto Real, 11519, Cádiz*

M. A. González-Cagigal<sup>1</sup>

*Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092, Sevilla*

J.A. Rosendo-Macías

*Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos, s/n, 41092, Sevilla*

### **Abstract**

Distribution companies are compelled to provide high-quality services to their customers in compliance with existing regulations. Key performance indicators such as system average interruption duration index and system average interruption frequency index are commonly employed to assess the quality of service provided by these utilities. In certain countries, distribution

---

<sup>1</sup>Corresponding author, email: [mgcagigal@us.es](mailto:mgcagigal@us.es)

system operators may face penalties or receive bonuses based on their performance within specified thresholds in their reliability indices. This paper introduces a Monte Carlo-based algorithm for conducting a risk assessment of a MV network. The focus of this risk assessment lies in characterizing the shape of the distribution function of key performance indicators. The values of failure rates and the parameters of the probability density function of service restoration time for several components at different voltage levels are derived from historical data obtained from a distribution system operator. The results are analyzed both at the feeder level and for the entire network under study. The feeder-level results might be used to identify the sections of the network with the worst quality of power supply, based on the estimated KPIs. The overall results of the study offer valuable insights into the likelihood of specific KPI values using probability density function. The Weibull distribution and Loglogistic distribution are found to be those with the best-fitting probability density functions for the two indices evaluated in this work. Furthermore, a penalty-based rate approach is presented as an application of the proposed method to assess the economic risk of the MV network. The findings reveal that the test system is expected to incur penalties amounting

to 7.55 million dollars per year.

Keywords:

Failure rates, Key performance indicator, Monte Carlo simulation, Power system reliability, Service restoration time.

List of Abbreviations:

KPI: Key performance indicator	MV: Medium voltage
FR: Failure Rate	OPI: Oil-paper insulation
TTR: Time to repair	SRT: Service restoration time
TTRS: Time to restore the supply	TTI: Thermoplastic and thermosetting insulated cable
DSO: Distribution system operator	MCS: Monte Carlo Simulation
PDF: Probability density function	PBR: Performance based regulation
SAIDI: system average interruption duration index	SAIFI: system average interruption frequency index

## I. Introduction

Reliability of electrical networks relies on international key performance indicators (KPIs), which are mainly used to assess the frequency and duration of system failures [1], [2]. Distribution system operators (DSOs) extensively

analyze these KPIs to evaluate the power availability of their systems.

In order to accurately determine these KPIs, historical records are commonly used to statistically characterize certain parameters related to system reliability, such as failure rate (FR), time to repair (TTR), and time to restore the supply (TTRS), [3], [4], [5]. These parameters are frequently reported due to their significance in reliability assessments, [6]. However, several publications highlight a shortage of available data for medium voltage (MV) networks compared to high voltage levels, [7], [8]. In certain cases, as demonstrated in [6], [9], values for FRs and mean time to repair (MTTR) are derived from the limits specified by grid codes, revealing a lack of comprehensive information as these values do not accurately represent the actual reliability parameters. Additionally, [3] and [10] highlight a shortage of research related to SRT fitting procedures using real data. To address this issue, the authors provided in [11] new values of FRs and proposed in [12] a novel procedure to determine the best-fitted probability density functions (PDFs) of SRTs in base of failure statistical information from DSOs. This fitting procedures not only facilitates the development of reliability models but also effectively handles the spatial and temporal variability of these

parameters, taking into account factors such as network topology, operating conditions, and the characteristics of the involved elements, [13]. The mentioned variability across different regions is demonstrated in a comparative analysis of reliability between Germany and the United States, [14].

These reliability-related parameters play a crucial role in overall reliability models for assessing KPIs in power systems, [15], [16]. Markovian models and Monte Carlo simulations (MCS) are techniques commonly employed in reliability modeling, [17]. These methods require specific values for FRs, TTRs, and SRTs based on their PDFs, [18]. While FRs are typically assumed to be constant, TTR and SRT are considered as random variables that can be represented by different PDFs, [5], [19], [20]. To determine the most appropriate PDF, [12] evaluates five commonly used distributions, selecting that which best fits the recorded data.

KPIs are typically used by authorities to impose financial penalties on distribution companies. In this context, performance-based regulation (PBR) approaches have become popular for rewarding or penalizing DSOs based on network reliability, [21]. These PBRs emerged as a result of deregulation

scenarios and have been considered from several decades [21], [22], [23], [24]. Currently, PBRs are applied in distributed generation scenarios, [25], and new financial strategies for PBRs are being studied for a more transparent set of reward and penalty thresholds, [26]. Particularly, PBRs are applied in the USA with reported goals, incentives, and alignment, [27].

To effectively manage economic risks, DSOs need to assess the uncertainty of their systems, [26], using reliability models, [28]. While the overall reliability of the utility might be satisfactory, PBRs could result in penalties if numerous customers of a specific zone experience below-average performance. Consequently, by means of reliability models, utilities can aim to establish specific policies that account for the inherent reliability models of each particular location.

This paper presents a Monte Carlo-based algorithm for the statistical characterization of the reliability indices in MV networks. This procedure is tested in a real electrical grid, where the PDFs of FRs and SRTs are computed using the information in a database provided by a DSO and the fitting techniques in [11] and [12]. To the authors' knowledge this is the first Monte Carlo-based method including the PDFs of FRs and SRTs that best fit the

recorded data of the network.

The output of the MCS can be used to estimate the KPIs of the system both at feeder level, so that critical zones can be identified to develop reconfiguration strategies, and for the entire network. In this paper, system average interruption duration index (SAIDI) and system average interruption frequency index (SAIFI) are considered due to their widespread usage. With the proposed algorithm, these indices can be characterized with their best-fitted PDFs.

Finally, an application of the proposed technique to assess an economic risk is presented, where a particular PBR function is considered together with the resulting PDF of the SAIDI, in order to calculate the expected value of the penalty in the network under study.

The method presented in this paper is extensible to any network, given the availability of a failure database. The algorithm can be updated as recent information is added to the database, guaranteeing the accuracy and relevance of the obtained results.

The remainder of the paper is arranged as follows: section II describes the

proposed Monte Carlo-based algorithm, while its application to a MV network is presented in section III. Results and discussion are included in section IV. The conclusion of the paper is presented in section V.

## II. Proposed Monte Carlo-based algorithm

MCS is a widely used method to estimate numerical results in base of repeated random sampling. This technique will be used in this paper to statistically characterize reliability indices in MV networks. The flowchart of the proposed algorithm is depicted in Figure 1 and described hereafter:

1. **Input data:** the required information of the network under study, including the topology of the grid, FRs, SRTs, number of clients, and energy demand, is obtained from databases provided by the DSO.
2. **Pre-processing:** the following matrices are defined using the previous information:
  - Network components, including the number of elements in the component group  $c$  present in the feeder  $f$ . The considered grouping obeys to the limitations in data availability and population variability,



[29]. The dimension of this matrix is  $F \times C$ ,  $F$  being the number of feeders in the grid and  $C$  the number of component groups.

- FRs, gathered in a  $C$ -dimension vector for each feeder in the network under study.
  - SRTs, including a list of the PDFs and their corresponding parameters for the different component groups. This information is obtained using the fitting procedure presented in [12] for underground cables, which has been applied in this work to the rest of components in the grid.
3. A total of  $J$  Monte Carlo simulations are conducted, each of them corresponding to a single-year period. The following analysis is made for the simulation  $j$ :
- 3.1. Number of failures:** for each component group  $c$  and feeder  $f$ , this number is determined using the corresponding FR. In a standard year-long evaluation of the system reliability, most contingencies are unlikely to happen, while some of them will occur once and a reduced number of events will occur multiple times, depending on the FR of the component, [28]. In this work, constant FRs are used for the grid components. These

constant values have been obtained from the historical failure data reported for the entire network, following the procedure described in [11]. Since FRs are assumed to be constant along the simulated year, the number of failures can be considered as a discrete random variable following a Poisson distribution, as stated in [21]. Therefore, if a component has a constant FR, the probability of experiencing  $x$  failures in the simulated year is determined by:

$$P[x] = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (1)$$

Finally, to calculate the number of failures, a random number,  $Z$ , is generated using a uniform distribution,  $U(0,1)$ . Then, as described in [28], the following is applied:

- If  $Z < e^{-\lambda}$ , no failures are assumed to occur.
- If  $\frac{\lambda^{x-1} e^{-\lambda}}{(x-1)!} < Z < \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!}$ ,  $x$  failures are assumed to occur.

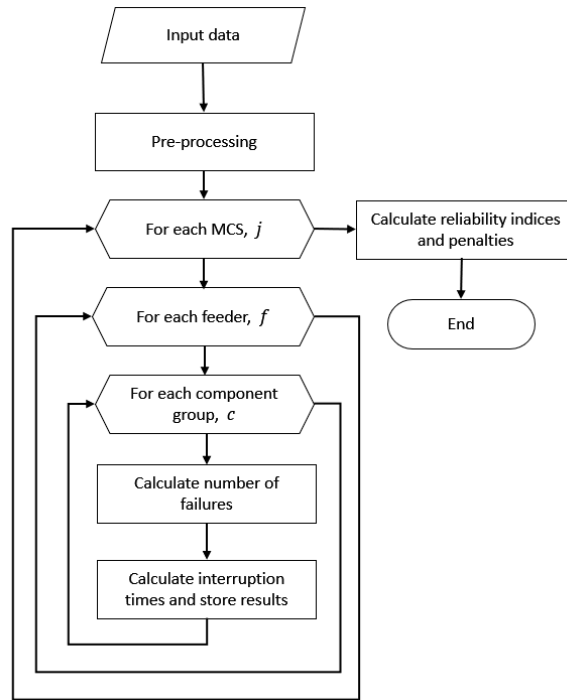


Figure 1: Flowchart of the proposed Monte Carlo-based algorithm.

**3.2. Calculation of SRTs:** if an element fails one or multiple times, the SRT of each failure is calculated in base of a random sample from the corresponding PDF. The value of the SRT of the feeder  $i$  corresponds to the sum of the individual SRTs of its components.

**4. Calculation of KPIs and penalties:** Finally, the outcomes derived from 3.1 and 3.2 are used to calculate KPIs at feeder level and for the entire network.

### **III. Case study**

The proposed algorithm has been applied to a 15-kV network in an urban area, supplied by a single HV/MV substation. This network includes 13 feeders with a total of 18255 customers and a global power demand of 109.66 MW. The information used for this analysis is extracted from a database, which includes a time period from 2001 to 2012.

The configuration of the grid is weakly meshed with a radially exploited structure, wherein each MV feeder is equipped with a circuit breaker at its starting point. The operational strategy for restoring the power supply in case of an outage is similar to that described in [20]. Figure 8.a, which is shown in the next section, illustrates the feeders in the network and Table I provides the number of components associated with each one of them. These components have been grouped as follows: thermoplastic and thermosetting insulated (TTI) underground cables, oilpaper insulated (OPI) underground cables,

overhead lines, MV/LV substations, transformers, load-break switches, isolating switches, and fuse load-break switches.

TABLE I. Elements included in the feeders of the network under study.

Feeder	TTI (km)	OPI (km)	OL (km)	MV/LV Substations (Transformers)	Load-Break Switches	Isolating Switches	Fuse Load-Break Switches	Customers	Demand (kW)
1	1.95	0.00	7.21	16 (14)	11	19	1	314	1718
2	11.82	0.00	1.40	18 (19)	41	3	16	1726	12154
3	9.96	0.00	0.00	24 (35)	55	0	35	2914	16730
4	6.30	0.00	0.00	9 (12)	19	0	11	628	3787
5	4.79	0.00	1.29	16 (16)	31	3	14	1717	8884
6	1.70	0.00	0.40	4 (7)	10	0	8	569	2341
7	6.00	0.41	0.06	17 (24)	34	2	20	2483	13492
8	3.85	0.00	0.00	6 (6)	14	0	7	921	5611
9	7.99	0.00	0.70	18 (21)	39	3	24	2866	15830
10	16.07	0.00	0.00	27 (35)	56	0	28	1236	7469
11	5.13	0.00	0.67	10 (4)	17	5	3	17	4422
12	21.53	0.00	6.39	37 (51)	74	14	47	200	3535
13	4.45	0.00	1.87	9 (9)	15	1	8	2664	13694

The average FRs of each component group are included in Table II. The data used in this paper have been taken from databases provided by the DSO, as used in [8]. This table also includes the sample mean of the SRTs and the parameters of the fitted PDFs, which will be used in the proposed algorithm. For the log-logistic distribution, parameters 1 and 2 represent respectively the mean and the scale parameter of logarithmic values. In the case of the exponential distribution, parameter 1 represents the mean. Finally, for the

Weibull distribution, parameter 1 and parameter 2 correspond to the scale and shape parameters, respectively.

TABLE II. FRs and SRTs statistical information

		Failure rate	Service restoration time [h]			
		[Failure/year]	Mean	PDF	Parameter 1	Parameter 2
Underground cables	15/20 kV	0.1335	1.515	Loglogistic	0.193	0.360
	TTI 15 kV	0.1026	2.057	Loglogistic	0.330	0.469
	TTI 20 kV	0.1444	1.489	Loglogistic	0.182	0.354
	OPI 15 kV	0.1218	1.523	Loglogistic	0.279	0.290
	OPI 20 kV	0.1312	1.881	Loglogistic	0.251	0.462
Overhead Lines	15/20 kV	0.0514	4.741	Loglogistic	1.016	0.542
Substation Common Electrical Devices	15/20 kV	0.0030	<b>3.250</b>	<b>Exponential</b>	<b>3.250</b>	-
	15 kV	0.0026	3.654	Exponential	3.654	-
	20 kV	0.0033	3.006	Weibull	3.218	1.236
Transformers	15/20 kV	0.0038	<b>5.106</b>	<b>Loglogistic</b>	<b>1.464</b>	<b>0.312</b>
	15 kV	0.0038	7.259	Loglogistic	1.539	0.496
	20 kV	0.0038	4.072	Weibull	4.435	1.342
Load-Break Switches	15/20 kV	0.0011	<b>5.320</b>	<b>Loglogistic</b>	<b>0.985</b>	<b>0.601</b>
	15 kV	0.0011	5.529	Loglogistic	1.081	0.579
	20 kV	0.0011	3.443	Weibull	3.643	1.179
Isolating Switches	15/20 kV	0.0079	<b>4.631</b>	<b>Loglogistic</b>	<b>0.909</b>	<b>0.577</b>
	15 kV	0.0078	4.475	Loglogistic	0.910	0.563
	20 kV	0.0094	3.898	Exponential	3.898	-
Fuse Load-Break Switches	15/20 kV	0.0009	<b>4.280</b>	<b>Exponential</b>	<b>4.280</b>	-
	15 kV	0.0006	3.551	Loglogistic	0.973	0.411
	20 kV	0.0011	4.438	Exponential	4.438	-

#### IV. Results and Discussion

In this section, the results of the proposed algorithm are presented considering a total number of 1000 MCS.

##### a. Number of outages and interruption times

Table III summarizes the minimum, mean and maximum values for the

number of outages and the interruption times. For the entire MV network under study, and after the 1000 simulations, a mean value of 13.906 outages per year was obtained, leading to a mean interruption time of 39.641 hours. Feeder 12 stands out as that with the highest mean contribution of failures (22.03%) and interruption time (22.00%).

TABLE III. Results of the proposed MCS in the considered MV network

	Outages/year			Interruption time (h)/year		
	Min.	Mean	Max.	Min.	Mean	Max.
Feeder 1	0.000	0.813	5	0.000	3.304	167.547
Feeder 2	0.000	1.513	6	0.000	3.681	76.726
Feeder 3	0.000	1.225	6	0.000	3.555	87.117
Feeder 4	0.000	0.768	4	0.000	2.717	751.331
Feeder 5	0.000	0.718	4	0.000	2.089	61.313
Feeder 6	0.000	0.241	3	0.000	0.701	45.365
Feeder 7	0.000	0.819	5	0.000	2.287	45.702
Feeder 8	0.000	0.451	4	0.000	1.004	29.534
Feeder 9	0.000	1.037	6	0.000	2.879	65.703
Feeder 10	0.000	1.944	7	0.000	5.255	104.097
Feeder 11	0.000	0.654	4	0.000	1.675	67.653
Feeder 12	0.000	3.064	10	0.000	8.720	207.448
Feeder 13	0.000	0.659	5	0.000	1.774	41.112
Total network	4.000	13.906	26	3.295	39.641	772.650

Figures 2 and 3 show, respectively, the box plots of the number of outages and the interruption times for the 13 feeders, with the boxes ranging from the

first to the third quartiles. It can be observed that feeders 12, 10, 9, 2 and 3 are those with a higher contribution to these variables in the considered network.

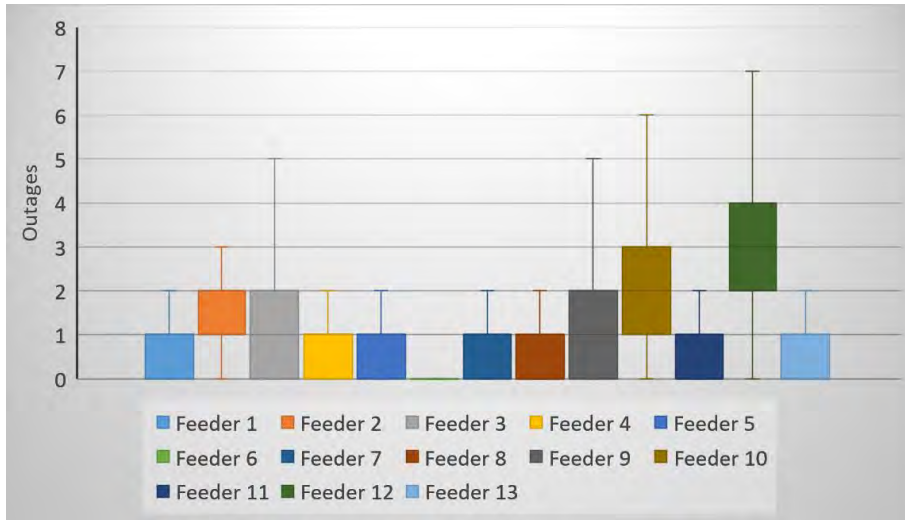


Figure 2: Box plot of the number of failures at feeder level

The individual influence of each group of elements in the obtained results is subsequently analyzed. Figure 4 include the average contribution of each group of elements in the number of outages while figure 5 includes the interruption time. Note that in feeder 1 the predominant impact is due to overhead lines, which are the main components of this feeder. Conversely, the rest of feeders exhibit significant influence from underground cables, especially UC TTI 15 kV. These results are aligned with those presented in



[11], where the statistical analysis of the entire network is carried out.

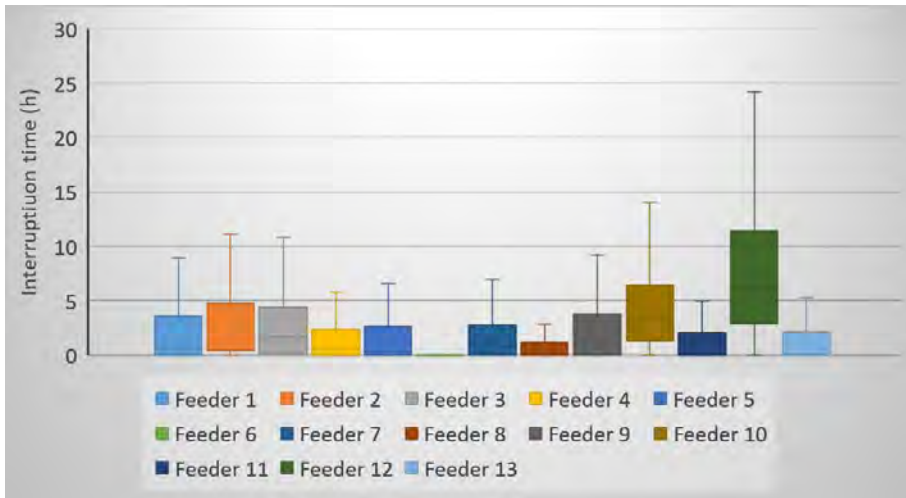


Figure 3: Box plot of the interruption times at feeder level

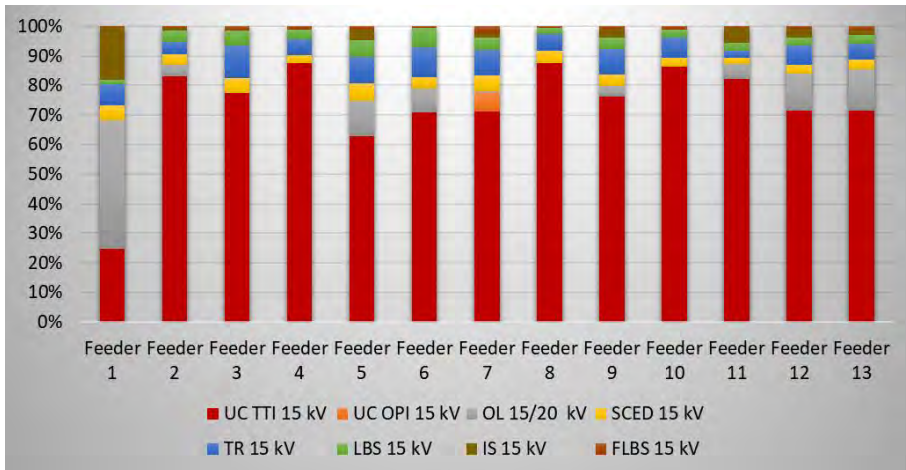


Figure 4. Average contribution of components to the number of outages by

## feeder

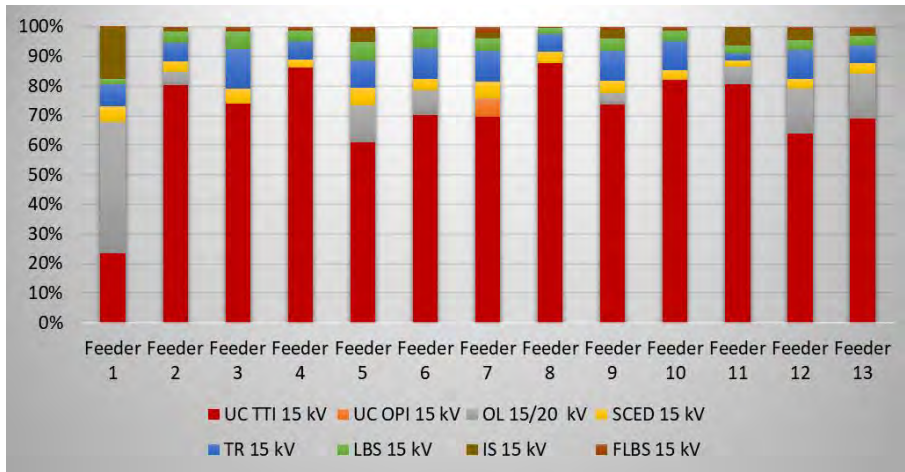


Figure 5. Average contribution of components in the interruption time by feeder

Finally, the number of outages and interruption times for the whole network in the MCS are represented in the histograms included in Figures 6 and 7, respectively, jointly with the corresponding best-fitted PDFs according to the Anderson-Darling Goodness-of-Fit test. In the case of the number of outages (Figure 6), the normal distribution resulted to be that with the best-fitted PDF, with a mean value  $\mu = 13.906$  and a standard deviation  $\sigma = 3.742$ . Regarding the interruption times (Figure 7), the best-fitted distribution is the

bi-parametric loglogistic, with a shape factor equal to 0.277 and a scale factor equal to 3.546. In both cases, histogram bins are selected based on the highest p-value obtained from the chi-square Goodness-of-Fit (GoF) test, [12].

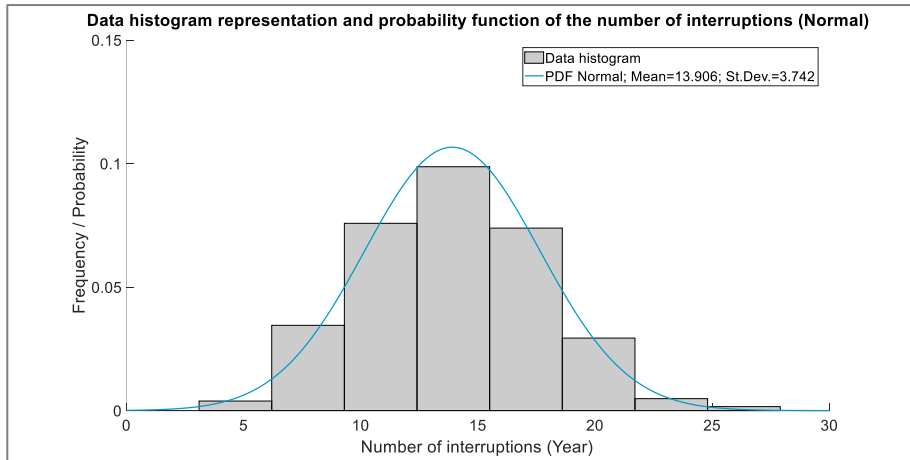


Figure 6. Number of outages and best-fitted PDF for the entire case

### **b. KPIs estimation: SAIFI and SAIDI**

After conducting the previously presented Monte Carlo simulations for the number of outages and interruption times, and incorporating the client information from Table II, SAIFI and SAIDI are calculated for the network under study. The mean value of the SAIFI resulted to be 1.013 failures/year, while the resulting SAIDI was 2.890 hours. For each feeder, Table IV

includes the mean SAIFI and SAIDI. Feeders 3, 9, and 2 accounted for 19.30%, 16.07%, and 14,12% of the overall SAIFI, and 20.19%, 16.09%, and 12.66% of the global SAIDI, respectively.

In order to identify the most affected areas in terms of reliability of the power supply, Figure 8.b includes a representation of the SAIDI in the network under study using a color map, where the interconnections between feeders are marked with blue squares. The graph corresponding to the SAIFI is not included since it provides no additional information.

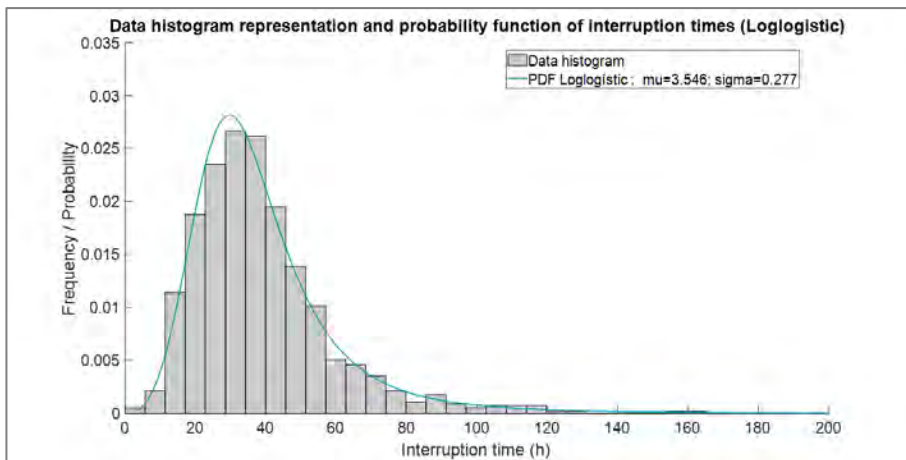


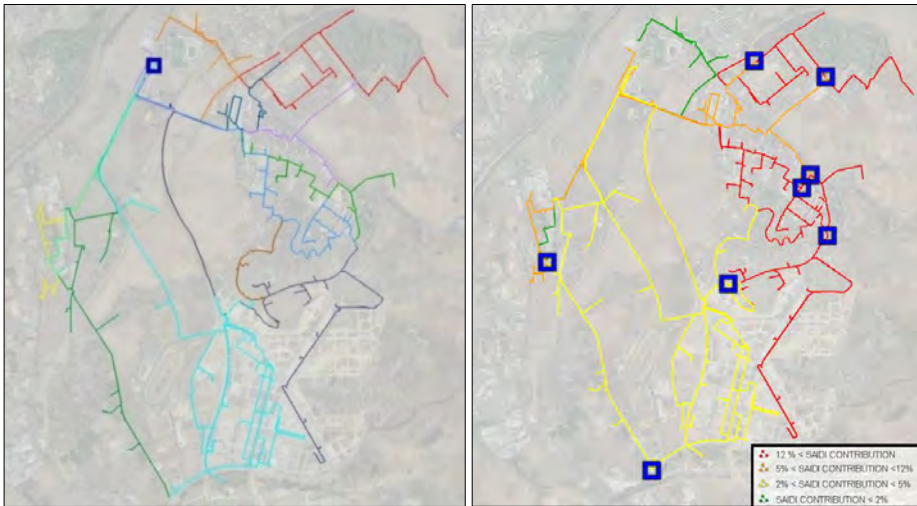
Figure 7. Total interruption times and best-fitted PDF for the entire case

Regarding the reliability indices of the whole network, the results obtained

for the SAIFI and SAIDI using the proposed algorithm are depicted in the histogram included in Figures 9 and 10, respectively, where the best-fitted PDF according to the Anderson-Darling Goodness-of-Fit test is also represented (Gamma for the SAIFI and loglogistic for the SAIDI). The expected value for the SAIDI in the considered grid resulted in 1.013 outages/year, while the expected SAIDI 2.890 hours. In both cases, histogram bins are selected based on the highest p-value obtained from the chi-square Goodness-of-Fit test.

TABLE IV. Reliability indices obtained with the proposed algorithm.

	SAIFI (failures)		SAIDI (hours)	
	Mean	Contribution	Mean	Contribution
Feeder 1	0.0140	1.38%	0.0568	2.02%
Feeder 2	0.1431	14.12%	0.3481	12.39%
Feeder 3	0.1955	19.30%	0.5674	20.19%
Feeder 4	0.0264	2.61%	0.0935	3.33%
Feeder 5	0.0675	6.67%	0.1965	6.99%
Feeder 6	0.0075	0.74%	0.0219	0.78%
Feeder 7	0.1114	11.00%	0.3111	11.07%
Feeder 8	0.0228	2.25%	0.0507	1.80%
Feeder 9	0.1628	16.07%	0.4520	16.09%
Feeder 10	0.1316	12.99%	0.3558	12.66%
Feeder 11	0.0006	0.06%	0.0016	0.06%
Feeder 12	0.0336	3.31%	0.0955	3.40%
Feeder 13	0.0962	9.49%	0.2590	9.22%



a) Network under study

b) SAIDI contribution by zone

Figure 8: Network under study and zonal SAIDI contributions

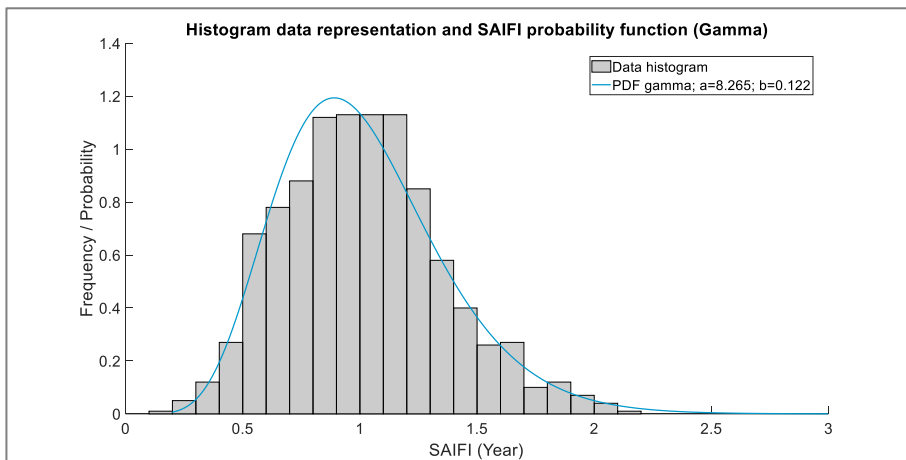


Figure 9: Estimated SAIFI and best-fitted PDF

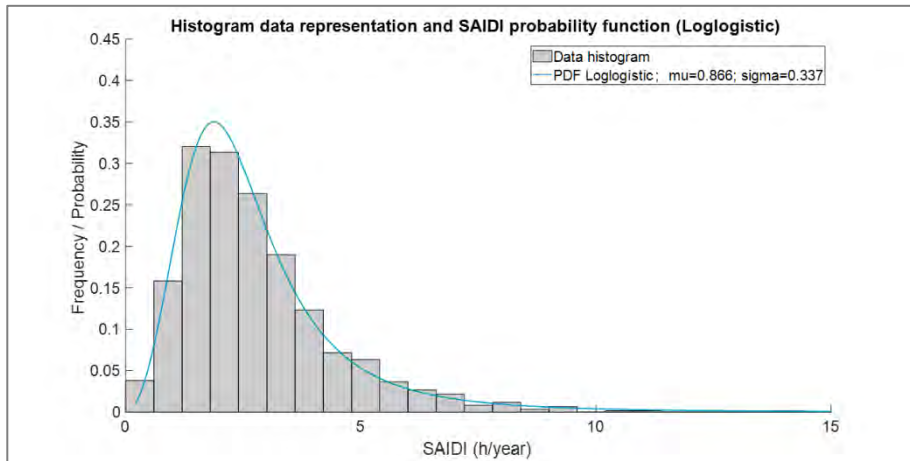


Figure 10: Estimated SAIDI and best-fitted PDF

### c. Application to economical risk assessment

The obtained PDFs of the reliability indices for the studied grid can be used to perform an economical risk assessment in the corresponding area. For this purpose, several utilities worldwide quantify the economic bonus or penalty in base to the SAIDI through PBRs, as that represented in Figure 11, where the three main zones are highlighted, [28]. In the conducted simulations, the SAIDI values fell within the bonus zone in 37.43% of the cases, the dead zone in 29.13%, and the penalty zone in 33.44%

If bonuses are treated as negative values in Figure 11, the PBR can be used as a penalty function for each value of SAIDI,  $S$ . Thus, the expected value of the penalty in the network under study can be calculated using the following expression:

$$E[\text{penalty}] = \int_0^{\infty} \text{penalty}(S) \cdot f(S) dS$$

This expression results in an expected penalty of 7.55 M\$ per year for the test system.

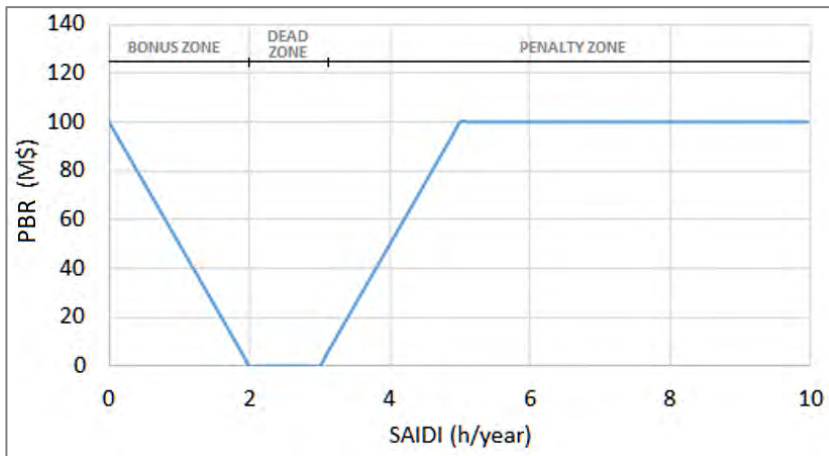


Figure 11: Representation of the considered PBR



## VII. Conclusion

This paper presents a Monte Carlo-based method to obtain the PDFs of the number of outages, the interruption times and reliability indices, such as SAIFI and SAIDI, in MV networks. The proposed algorithm has been assessed in a real MV network composed of 13 feeders with over 100 km of underground cables, 20 km of overhead lines, 18000 costumers and a peak demand close to 110 MVA.

The PDFs of the FRs and SRTs considered in the MCS were obtained from a real database of the network under study and the fitting procedures in [11] and [12], respectively.

First, the resulting number of outages and interruption times were compared for all the feeders, in order to identify those with a higher contribution to these variables. Furthermore, when considering the entire network, the obtained number of outages and interruption times were accurately fitted to PDFs from normal and loglogistic statistical distributions, respectively.

Regarding the characterization of the system KPIs, specifically SAIFI and

SAIDI, these indices were also compared among the feeders to identify the zone with the poorest performance, so that strategical network reconfigurations can be derived. When considering the whole MV network, gamma distribution presented the best-fitted PDF for the SAIFI, while SAIDI was effectively modeled using a loglogistic distribution.

Finally, an application of the proposed method to risk management was presented, where the obtained PDF of the SAIDI was used to evaluate a PBR function to determine the corresponding economic penalty or bonus. The results of the analysis not only showed that bonuses would occur 37.43% of the cases, the utility would remain in the neutral zone 29.13% of the cases, and penalties would occur 33.44% of the cases, but also provides an expected penalty of 7.55 M\$, which results of great interest to the utility, for example, for investment assignment.

The proposed procedure enables specific evaluations of system reliability and risk using local and recent information from particular electrical networks, as long as a failure database is available.

## **Acknowledgment**

The authors want to thank the financial and technical support of ENDESA RED in the framework of the chair ENDESA RED-University of Seville and the cooperation of Luis Pérez-Morla Berrocal, Cyber Security Risk Manager at Gridspertise, ENEL.

## References

- [1] IEEE Std 1366<sup>TM</sup>-2022, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. IEEE, 2022.
- [2] D. Committee of the IEEE Power and E. Society, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices Sponsored by the Transmission and Distribution Committee IEEE Power & Energy Society,” 2012.
- [3] A. Vinogradov et al., “Analysis of the power supply restoration time after failures in power transmission lines,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 11, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13112736.
- [4] G. H. Kjølle, J. Heggset, B. T. Hjartsjø, and H. Engen, “Protection System Faults 1999-2003 and the Influence on the Reliability of Supply.”, 2005 IEEE Russia Power Tech, 2005, doi: 10.1109/PTC.2005.4524408

[5] N. Balijepalli, S. S. Venkata, and R. D. Christie, “Predicting Distribution System Performance Against Regulatory Reliability Standards,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 350–356, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820192.

[6] I. Hernando-Gil, I. S. Ilie, and S. Z. Djokic, “Reliability planning of active distribution systems incorporating regulator requirements and network-reliability equivalents,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, no. 1, pp. 93–106, Jan. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0292.

[7] F. Roos and S. Lindahl, “Distribution System Component Failure Rates and Repair Times-An Overview”, *Nordic Distribution and Asset Management Conference*, Espoo, Finland, 2004.

[8] M. H. J. Bollen, *Literature search for reliability data of components in electric distribution networks*. Univ. of Technology, Faculty of Electrical Engineering, 1993.

[9] I. Ilie, I. Hernando-Gil, and S. Z. Djokic, “Theoretical interruption model for reliability assessment of power supply systems,” *IET Generation,*

Transmission & Distribution, vol. 8, no. 4, pp. 670–681, Apr. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0339.

[10] J. R. A. Rodríguez and A. Vargas, “Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 1095–1602, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846095.

[11] J. A. Clavijo-Blanco and J. A. Rosendo-Macías, “Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application,” Electric Power Systems Research, vol. 185, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106398.

[12] J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, “A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks,” Electric Power Systems Research, vol. 217, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109128.

[13] M. I. M. Ridzuan and S. Z. Djokic, “Energy regulator supply restoration time,” Energies (Basel), vol. 12, no. 6, Mar. 2019, doi:

10.3390/en12061051.

[14] E. Glass and V. Glass, “Underground power lines can be the least cost option when study biases are corrected,” *Electricity Journal*, vol. 32, no. 2, pp. 7–12, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.01.015.

[15] M. Kolcun, M. Kornatka, A. Gawlak, and Z. Čonka, “Benchmarking the reliability of medium-voltage lines,” *Journal of Electrical Engineering*, vol. 68, no. 3. Slovenska Technicka Univerzita, pp. 212–215, May 01, 2017. doi: 10.1515/jee-2017-0031.

[16] B. Li, J. Wei, Y. Liang, and B. Chen, “Optimal Placement of Fault Indicator and Sectionalizing Switch in Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 17619–17631, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968092.

[17] M. B. Ndawula, I. Hernando-Gil, R. Li, C. Gu, and A. De Paola, “Model order reduction for reliability assessment of flexible power networks,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 127, May 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106623.

[18] R. Billinton and E. Wojczynski, “Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices,” *IEEE Power Engineering Review*,

vol. PER-5, no. 11, pp. 37–38, 1985, doi: 10.1109/MPER.1985.5528370.

[19] Roy. Billinton and R. N., Reliability evaluation of power systems. Plenum Press, 1996.

[20] L. Che, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, “Only connect: Microgrids for distribution system restoration,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 12, no. 1, pp. 70–81, Jan. 2014, doi: 10.1109/MPE.2013.2286317.

[21] R. E. Brown and J. J. Burke, “Managing the risk of performance based rates,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 893–898, May 2000, doi: 10.1109/59.867190.

[22] R. Billinton and Z. Pan, “Historic performance-based distribution system risk assessment,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 4, pp. 1759–1765, Oct. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2004.832404.

[23] R. Billinton and Z. Pan, “Incorporating reliability index probability distributions in financial risk assessment with performance based regulation,” Electric Power Components and Systems, vol. 33, no. 6, pp. 685–697, Jun. 2005, doi: 10.1080/15325000590885586.

- [24] R. Billinton and Zhstoming Pan, "Incorporating Reliability Index Probability Distribution in Performance Based Regulation." IEEE CCECE2002. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Conference Proceedings, doi: 10.1109/CCECE.2002.1015167
- [25] B. Li, J. Wei, Y. Liang, and B. Chen, "Optimal Placement of Fault Indicator and Sectionalizing Switch in Distribution Networks," IEEE Access, vol. 8, pp. 17619–17631, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968092.
- [26] A. Janjic, L. Z. Velimirovic, and P. Vranic, "Designing an electricity distribution reward-penalty scheme based on spatial reliability statistics," Util Policy, vol. 70, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.jup.2021.101211.
- [27] W. Zarakas, T. Brown, L. Grausz, H. Bishop, and H. Trewn, "Performance Based Regulation Plans Goals, Incentives and Alignment," The Brattle Group, 2017.
- [28] R. E. Brown, "Electric Power Distribution Reliability, Second Edition, CRC Press 2009.
- [29] A. Moradkhani, M. R. Haghifam, and M. Mohammadzadeh, "Failure rate estimation of overhead electric distribution lines considering data



deficiency and population variability,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 8, pp. 1452–1465, Aug. 2015, doi: 10.1002/etep.1908.



# REFERENCIAS

---

- [1] Frank Wirtz, "Influence on Reliability of Supply and its Marginal Costs in Medium-Voltage Networks," in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, Lausanne, Switzerland: IEEE, Jun. 2007, p. 2235. doi: 10.1109/PCT.2007.4538558.
- [2] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, Second Edition. New York: CRC Press, 2009.
- [3] J. Ayaburi, M. Bazilian, J. Kincer, and T. Moss, "Measuring 'Reasonably Reliable' access to electricity services," *The Electricity Journal*, vol. 33, no. 7, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.tej.2020.106828.
- [4] España, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. España: Gobierno de España, 2000.
- [5] Council of European Energy Regulators, "Third Benchmarking report on quality of electricity supply 2005," Bruxelles, Dec. 2005.
- [6] AENOR, *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución. UNE-EN 50160:2011/A2*. España, 2020. [Online]. Available: [www.une.org](http://www.une.org)

- [7] M. I. Muhammad Ridzuan, M. A. Z. Rusli, and N. Mohd Saad, "Reliability Performance of Low Voltage (LV) Network Configuration," in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, Springer, 2020, pp. 783–793. doi: 10.1007/978-981-15-2317-5\_65.
- [8] L. Che, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Only connect: Microgrids for distribution system restoration," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 12, no. 1, pp. 70–81, Jan. 2014, doi: 10.1109/MPE.2013.2286317.
- [9] R. Baldick *et al.*, "Initial review of methods for cascading failure analysis in electric power transmission systems IEEE PES CAMS task force on understanding, prediction, mitigation and restoration of cascading failures," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA: IEEE, 2008. doi: 10.1109/PES.2008.4596430.
- [10] D. Kumar, "Power System Restoration Using Multilayer Perceptron," *International Journal of Engineering, Science & Information Technology (IJESTY)*, vol. 1, no. 1, pp. 10–14, 2021, doi: 10.52088/ijesty.v1i2.35.
- [11] J. Ghorbani, M. A. Choudhry, and A. Feliachi, "A MAS learning framework for power distribution system restoration," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, IEEE, Jul. 2014. doi: 10.1109/tdc.2014.6863310.
- [12] M. Rodríguez-Montanes, J. A. Rosendo-Macias, A. Gomez-Exposito, and G. Tevar, "Algebraic framework for outage information management in distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6806–6815, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2833541.
- [13] M. Rodríguez-Montañés, J. A. Rosendo-Macías, and A. Gómez-Expósito, "A systematic approach to service restoration in distribution networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.epr.2020.106539.
- [14] J. A. Rosendo, A. Gómez, J. L. Martínez, G. Tévar, and M. Rodríguez, "INCA: A Tool for the Assessment and Improvement of Supply Reliability Indices," in *9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, 2007.
- [15] J. Lou, "Advanced metering infrastructure in smart grid: Requirements, challenges, architectures, technologies, and optimizations," in *Smart grids:*

- emerging technologies, challenges and future directions*, New York: Nova Science Publisher, Inc., 2017, p. 175.
- [16] M. A. González-Cagigal, J. A. Rosendo-Macías, and A. Gómez-Expósito, "Application of nonlinear Kalman filters to the identification of customer phase connection in distribution grids," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 125, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106410.
- [17] A. Sumper, A. Sudrià, R. Ramirez, R. Villafáfila, and M. Chindris, "Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora," in *9º Congreso HISPANO LUSO Ingeniería Eléctrica (9CHLIE)*, Marbella, Jul. 2005.
- [18] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standards 1366-1998 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," IEEE, New York, 1999.
- [19] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standards 1366-2003 - Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2004.
- [20] IEEE Power & Energy Society, "IEEE Standards 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," New York, 2012.
- [21] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Standards 1366-2022 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," IEEE, 2022.
- [22] A. Meneses and L. Campos Pinto, "Quality of Supply at the Portuguese Electricity Transmission Grid," in *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Lisbon, Portugal: IEEE, Oct. 2011. doi: 10.1109/EPQU.2011.6128910.
- [23] España, *ORDEN ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico*. España: Gobierno de España, 2002.
- [24] España, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. España: Gobierno de España, 2013.
- [25] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Standards 1782-2022 - IEEE Guide for Collecting, Categorizing, and Utilizing Information Related to Electric Power Distribution Interruption Events," 2022.

- [26] M. Noebels and M. Panteli, "Correlations of Shocks and Stresses with Distribution Network Outages," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE Computer Society, 2021. doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9638149.
- [27] PB Power and OFGEM, "Review of electricity transmission output measures. Final report," Oct. 2008.
- [28] Y. He, "Study and Analysis of Distribution Equipment Reliability Data," 2010.
- [29] A. Vinogradov *et al.*, "A System for Monitoring the Number and Duration of Power Outages and Power Quality in 0.38kV Electrical Networks," in *International Conference on Intelligent Computing & Optimization*, Springer Verlag, 2019, pp. 1–10. doi: 10.1007/978-3-030-00979-3\_1.
- [30] I. S. Ilie, I. Hernando-Gil, and S. Z. Djokic, "Reliability equivalents of LV and MV distribution networks," in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012*, IEEE, 2012, pp. 343–348. doi: 10.1109/EnergyCon.2012.6347779.
- [31] J. Pylvänäinen, P. Verho, and J. Järvinen, "Advanced failure rate and distribution network reliability modelling as part of network planing software," in *18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin, Jun. 2005.
- [32] G. J. Anders, H. Maciejewski, B. Jesus, and F. Remtulla, "A comprehensive study of outage rates of air blast breakers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 202–210, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.860941.
- [33] J. C. Cebrian, J. Giacomini, C. A. Carneiro, G. B. Silva, and H. K. Morales-Paredes, "A Novel Methodology to Estimate Probability Density Function of Voltage Sag Duration and Failure Rates on Power Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 16863–16874, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3243552.
- [34] A. Moradkhani, M. R. Haghifam, and M. Mohammadzadeh, "Failure rate estimation of overhead electric distribution lines considering data deficiency and population variability," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 8, pp. 1452–1465, Aug. 2015, doi: 10.1002/etep.1908.

- [35] L. K. Mortensen, H. R. Shaker, and C. T. Veje, "Relative fault vulnerability prediction for energy distribution networks," *Appl Energy*, vol. 322, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119449.
- [36] R. E. Brown and J. R. Ochoa, "Distribution system reliability: default data and model validation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 704–709, 1998, doi: 10.1109/59.667403.
- [37] M. I. M. Ridzuan and S. Z. Djokic, "Energy regulator supply restoration time," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 6, Mar. 2019, doi: 10.3390/en12061051.
- [38] Roy. Billinton and R. N. (Ronald N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*, Second Edition. New York and London: Plenum Press, 1996.
- [39] C. C. Liu, S. J. Lee, and S. S. Venkata, "An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 619–626, 1988, doi: 10.1109/59.192914.
- [40] I. Hernando-Gil, I. S. Ilie, and S. Z. Djokic, "Reliability planning of active distribution systems incorporating regulator requirements and network-reliability equivalents," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, no. 1, pp. 93–106, Jan. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0292.
- [41] Y. Liu, R. Fan, and V. Terzija, "Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 332–341, Jul. 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0219-2.
- [42] R. Gono, M. Krátký, V. Kral, M. Kratky, and S. Rusek, "Reliability parameters of distribution networks components," in *Proceedings of the IASTED International Conference on Modelling, Simulation, and Identification, MSI 2009*, 2009. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/302359718>
- [43] A. Vinogradov *et al.*, "Analysis of the power supply restoration time after failures in power transmission lines," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 11, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13112736.
- [44] G. H. Kjølle, J. Heggset, B. T. Hjartsjø, and H. Engen, "Protection System Faults 1999-2003 and the Influence on the Reliability of Supply," in *2005 IEEE Russia Power Tech*, St. Petersburg, Russia: IEEE, Jun. 2005. doi: 10.1109/PTC.2005.4524408.

- [45] N. Balijepalli, S. S. Venkata, and R. D. Christie, "Predicting Distribution System Performance Against Regulatory Reliability Standards," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 350–356, Jan. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2003.820192.
- [46] B. Retterath, S. S. V Fellow, A. A. Chowdhury, and S. Member, "Impact of Time-Varying Failure Rates on Distribution Reliability," in *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Ames, Iowa: Elsevier, Sep. 2004.
- [47] L. Ge, K. Hou, H. Meng, H. Jia, and Z. Dong, "A Modified Impact-Increment-Based State Enumeration Method and its Application in Power Distribution Systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, no. 6, pp. 1912–1922, Nov. 2023, doi: 10.35833/MPCE.2022.000297.
- [48] R. Billiton *et al.*, "A reliability test system for educational purposes - Basic data," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 67–68, 1989.
- [49] A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability test system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, Nov. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [50] M. H. J. Bollen, "Literature search for reliability data of components in electric distribution networks," Univ. of Technology, Faculty of Electrical Engineering, Eindhoven, 1993.
- [51] F. Roos and S. Lindahl, "Distribution System Component Failure Rates and Repair Times-An Overview," 2004.
- [52] E. Glass and V. Glass, "Underground power lines can be the least cost option when study biases are corrected," *The Electricity Journal*, vol. 32, no. 2, pp. 7–12, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.01.015.
- [53] V. Burlov and M. Polyukhovich, "System integration of processes of ensuring electric power networks safety under the conditions of impact of meteorological factors," in *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, Jul. 2021. doi: 10.1051/e3sconf/202128901015.
- [54] OFGEM, "2008/09 Electricity Distribution Quality Service Report," London, UK, Dec. 2009.



- [55] H. Ghasemi, E. Shahrabi Farahani, M. Fotuhi-Firuzabad, P. Dehghanian, A. Ghasemi, and F. Wang, "Equipment failure rate in electric power distribution networks: An overview of concepts, estimation, and modeling methods," *Eng Fail Anal*, vol. 145, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.engfailanal.2022.107034.
- [56] R. Billinton and P. Wang, "Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 397–403, May 1999, doi: 10.1109/59.761856.
- [57] P. D. T. O'Connor and A. Kleyner, *Practical Reliability Engineering*, Fifth Edition. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [58] Y. Jianlin, F. Fei, J. Fengqing, Z. Yongwei, P. Aili, and L. Yinong, "Prearranged power failure modeling for distribution network reliability evaluation," in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED*, IEEE Computer Society, Dec. 2014, pp. 1660–1663. doi: 10.1109/CIGED.2014.6991988.
- [59] Turan Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, Third Edition. New York: CRC Press, 2014. [Online]. Available: [www.ebook3000.com](http://www.ebook3000.com)
- [60] O. Merino Wrom and V. Orejuela Luna, "Mejoramiento de índices de confiabilidad mediante la optimización de recursos en redes de distribución," in *XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, 2005.
- [61] I. Koren and C. Mani Krishna, "Chapter 2 - Hardware Fault Tolerance," in *Fault-Tolerant Systems*, Second Edition., Morgan Kaufmann, Ed., 2021, pp. 11–57. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818105-8.00012-7>.
- [62] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, and R. Fletcher, "Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 4, 1996.
- [63] S. Michael, U. Amonkar, V. Mariappan, and V. Kamat, "Markov Model and Simulation Analysis of 110 kV Transmission Lines: A Case Study," *International Journal of Performability Engineering*, vol. 5, no. 3, pp. 283–290, 2009.
- [64] R. H. Stillman, "Modeling Failure Data of Overhead Distribution Systems," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 15, no. 4, 2000.
- [65] Y. Wang, R. Tan, Z. X. Zheng, F. Y. Ni, and X. Y. Xiao, "Method to estimate

- sag frequency in doubly fed induction generator integrated power system based on adaptive kernel density estimation," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 7, pp. 1261–1270, Apr. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1543.
- [66] H. Liao, S. Abdelrahman, Y. Guo, and J. V. Milanović, "Identification of Weak Areas of Network Based on Exposure to Voltage Sags - Part II: Assessment of Network Performance Using Sag Severity Index," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 6, pp. 2401–2409, Dec. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2362957.
- [67] C. Dichirico and C. Singh, "Reliability analysis of transmission lines with common mode failures when repair times are arbitrarily distributed," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 1012–1019, Aug. 1988, doi: 10.1109/59.14555.
- [68] R. Billinton and E. Wojczynski, "Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-5, no. 11, pp. 37–38, Nov. 1985, doi: 10.1109/MPER.1985.5528370.
- [69] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, 2nd ed. New York: Springer New York, NY, 1992.
- [70] N. Heck, C. Smith, and E. Hittinger, "A Monte Carlo approach to integrating uncertainty into the levelized cost of electricity," *The Electricity Journal*, vol. 29, no. 3, pp. 21–30, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.tej.2016.04.001.
- [71] S. Asgarpoor and M. J. Mathine, "Reliability Evaluation of Distribution Systems with Non-Exponential Down Times," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, p. 579, 1997.
- [72] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, "A reliability test system for educational purposes - Basic distribution system data and results," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 813–820, May 1991.
- [73] I. Ilie, I. Hernando-Gil, and S. Z. Djokic, "Theoretical interruption model for reliability assessment of power supply systems," *IET Generation & Distribution*, vol. 8, no. 4, pp. 670–681, Apr. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0339.

- [74] A. H. Muse, S. M. Mwalili, and O. Ngesa, "On the Log-Logistic Distribution and Its Generalizations: A Survey," *Int J Stat Probab*, vol. 10, no. 3, p. 93, Apr. 2021, doi: 10.5539/ijsp.v10n3p93.
- [75] M. Saha and S. Maiti, "Confidence Intervals of Cpyk for inverse Rayleigh and Log-logistic distributed Quality Characteristics," in *10th International Conference on IMBIC on Mathematical Sciences for Advancement of Science and Technology*, A. Adhikari and M. R. Adhikari, Eds., Kolkata, India, 2016. [Online]. Available: <http://link.springer.com/book/10.1007%2F978-81-322-2843-1>
- [76] N. Sijakovic *et al.*, "Active System Management Approach for Flexibility Services to the Greek Transmission and Distribution System," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 17, Sep. 2022, doi: 10.3390/en15176134.
- [77] M. Zafeiropoulou *et al.*, "Forecasting Transmission and Distribution System Flexibility Needs for Severe Weather Condition Resilience and Outage Management," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 12, no. 14, Jul. 2022, doi: 10.3390/app12147334.
- [78] J. R. A. Rodríguez and A. Vargas, "Fuzzy-heuristic methodology to estimate the load restoration time in MV networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1095–1602, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846095.
- [79] M. Kolcun, M. Kornatka, A. Gawlak, and Z. Čonka, "Benchmarking the reliability of medium-voltage lines," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 68, no. 3, pp. 212–215, May 2017, doi: 10.1515/jee-2017-0031.
- [80] B. Li, J. Wei, Y. Liang, and B. Chen, "Optimal Placement of Fault Indicator and Sectionalizing Switch in Distribution Networks," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 17619–17631, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2968092.
- [81] C. Vásquez, W. Osal, F. Briceño, and C. Blanco, "Índice de importancia, probabilidad de falla y confiabilidad de los componentes de las líneas aéreas de distribución," *Publicaciones en Ciencias y Tecnología*, vol. 3, no. 1, pp. 5–13, 2009.
- [82] A. Sturchio, G. Fioriti, M. Pompili, and B. Cauzillo, "Failure Rates Reduction in SmartGrid MV Underground Distribution Cables: Influence of Temperature," in *2014 AEIT Annual Conference - From Research to Industry: The*

- Need for a More Effective Technology Transfer (AEIT)*, Trieste, Italy: IEEE, Sep. 2014. doi: 10.1109/AEIT.2014.7002030.
- [83] J. R. Duenckel, R. Soileau, and J. D. Pittman, "Preventive Maintenance for Electrical Reliability: A Proposed Metric Using Mean Time between Failures Plus Finds," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 4, pp. 45–56, Jul. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600695.
- [84] E. G. Carrano, G. P. Da Silva, E. P. Cardoso, and R. H. C. Takahashi, "Subpermutation-Based Evolutionary Multiobjective Algorithm for Load Restoration in Power Distribution Networks," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 20, no. 4, pp. 546–562, Aug. 2016, doi: 10.1109/TEVC.2015.2497361.
- [85] W. H. Chen, "Quantitative decision-making model for distribution system restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 313–321, Feb. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036811.
- [86] T. H. Ortmeier, J. A. Reeves, D. Hou, and P. McGrath, "Evaluation of sustained and momentary interruption impacts in reliability-based distribution system design," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 3133–3138, Oct. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2052075.
- [87] A. Alam, M. N. Alam, V. Pant, and B. Das, "Placement of protective devices in distribution system considering uncertainties in loads, temporary and permanent failure rates and repair rates," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, no. 7, pp. 1474–1485, Apr. 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0075.
- [88] C. A. Carneiro, A. L. D. Rossi, J. C. Cebrian, and H. K. Morales-Paredes, "Automated Switch Placement in Power Distribution Systems: Analysis of Binary PSO Parameters," in *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810640.
- [89] J. C. López, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 78, pp. 837–845, Jun. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.12.023.
- [90] A. Skoonpong and S. Sirisumrannukul, "Network reconfiguration for

- reliability worth enhancement in distribution systems by simulated annealing," in *5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2008*, 2008, pp. 937–940. doi: 10.1109/ECTICON.2008.4600585.
- [91] T. J. Linsmeier and N. D. Pearson, "Value at Risk," *Financial Analysts Journal*, vol. 56, no. 2, pp. 47–63, 2000, doi: 10.2469/faj.v56.n2.2343.
- [92] L. J. Hong, Z. Hu, and G. Liu, "Monte carlo methods for Value-at-Risk and conditional value-at-risk: A review," *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation*, vol. 24, no. 4, Aug. 2014, doi: 10.1145/2661631.
- [93] A. Janjic, L. Z. Velimirovic, and P. Vranic, "Designing an electricity distribution reward-penalty scheme based on spatial reliability statistics," *Util Policy*, vol. 70, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.jup.2021.101211.
- [94] R. E. Brown and J. J. Burke, "Managing the risk of performance based rates," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 893–898, May 2000, doi: 10.1109/59.867190.
- [95] R. Billinton and Z. Pan, "Historic performance-based distribution system risk assessment," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 4, pp. 1759–1765, Oct. 2004, doi: 10.1109/TPWRD.2004.832404.
- [96] R. Billinton and Z. Pan, "Incorporating reliability index probability distributions in financial risk assessment with performance based regulation," *Electric Power Components and Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 685–697, Jun. 2005, doi: 10.1080/15325000590885586.
- [97] Roy Billinton and Zhaoming Pan, "Incorporating reliability index probability distributions in performance based regulation," in *Proceedings of the 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering*, Canada: IEEE, 2002.
- [98] M. E. Meitzen, P. E. Schoech, and D. L. Weisman, "Debunking the mythology of PBR in electric power," *The Electricity Journal*, vol. 31, no. 3, pp. 39–46, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.tej.2018.03.004.
- [99] K. Alvehag and K. Awodele, "Impact of reward and penalty scheme on the incentives for distribution system reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 386–394, Jan. 2014, doi:

- 10.1109/TPWRS.2013.2279859.
- [100] Council of European Energy Regulators, “5th Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply 2011,” 2011.
- [101] W. Zarakas, T. Brown, L. Grausz, H. Bishop, and H. Trewn, “Performance Based Regulation Plans Goals, Incentives and Alignment,” Dec. 2017.
- [102] W. P. Zarakas and P. Q. Hanser, “Targeted Performance Incentives: Recommendations to the Hawaiian Electric Companies,” Hawaii, Sep. 2014.
- [103] Council of European Energy Regulators and Energy Community Regulatory Board, “7th Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply 2022,” 2022.
- [104] Aprajay Verna and K. Shanti Swarup, “Optimal Placement of DG in Active Distribution System Incorporating Performance Based Rates,” in *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, Charleston, SC, USA: IEEE, Apr. 2018. doi: 10.1109/PSC.2018.8664062.
- [105] D. E. M. Sappington and D. L. Weisman, “Designing performance-based regulation to enhance industry performance and consumer welfare,” *Electricity Journal*, vol. 34, no. 2, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.tej.2020.106902.
- [106] D. Havyatt, “Toward consumer-centric energy network regulation: Australia’s experience,” *Util Policy*, vol. 78, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.jup.2022.101404.
- [107] España, *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. 2008.
- [108] J. L. Romeu, “Anderson-Darling: A Goodness of Fit Test for Small Samples Assumptions,” *Selected Topics in Assurance Related Technologies*, vol. 10, no. 5, 2003.
- [109] D. A. El-Rahman and M. El Genidy, “Three Parameters Estimation of Log-Logistic Distribution Using Algorithm of Percentile Roots,” in *The 54th Annual Conference on Statistics, Computer Science and Operation Research 9-11 Dec, 2019, 2019*. [Online]. Available: <http://www.bom.gov.au/climate/data/index.shtml>.

- [110] Y. Du and W. Gui, "Goodness of fit tests for the log-logistic distribution based on cumulative entropy under progressive type II censoring," *Mathematics*, vol. 7, no. 4, Apr. 2019, doi: 10.3390/math7040361.
- [111] W. Rolke and C. Gutierrez Gongora, "A Chi-square Goodness-of-Fit Test for Continuous Distributions against a known Alternative," *Comput Stat*, pp. 1885–2000, May 2020, doi: 10.1007/s00180-020-00997-x.
- [112] F. J. Massey, "The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit," *J Am Stat Assoc*, vol. 46, no. 253, pp. 68–78, Mar. 1951.
- [113] N. Mohd Razali and Y. Bee Wah, "Power comparisons of Shapiro-Wilk, Kolmogorov-Smirnov, Lilliefors and Anderson-Darling tests," *Journal of Statistical Modeling and Analytics*, vol. 2, no. 1, pp. 13–14, 2011.
- [114] M. Arshad, M. T. Rasool, and M. I. Ahmad, "Anderson Darling and Modified Anderson Darling Tests for Generalized Pareto Distribution," *Pakistan Journal of Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 85–88, Jan. 2003, doi: 10.3923/jas.2003.85.88.
- [115] D. J. Biau, B. M. Jolles, and R. Porcher, "P value and the theory of hypothesis testing: An explanation for new researchers," *Clin Orthop Relat Res*, vol. 468, no. 3, pp. 885–892, 2010, doi: 10.1007/s11999-009-1164-4.
- [116] M. B. Ndawula, I. Hernando-Gil, R. Li, C. Gu, and A. De Paola, "Model order reduction for reliability assessment of flexible power networks," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 127, May 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106623.
- [117] J. A. Clavijo-Blanco and J. A. Rosendo-Macías, "Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application," *Electric Power Systems Research*, vol. 185, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106398.
- [118] J. A. Clavijo-Blanco, M. A. González Cagigal, and J. A. Rosendo-Macías, "A fitting procedure for probability density functions of service restoration times. Application to underground cables in medium-voltage networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 217, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109128.

