

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis y simulación de protecciones eléctricas en  
redes aéreas de media tensión

Autor: Noelia Hidalgo García

Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

Departamento Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

# **Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión**

Autor:  
Noelia Hidalgo García

Tutor:  
Pedro Luis Cruz Romero  
Profesor titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado: Análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión

Autor: Noelia Hidalgo García

Tutor: Pedro Luis Cruz Romero

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal



*A todos los que me apoyaron*



# Agradecimientos

---

Y llegados a este punto de mis estudios universitarios, solo me queda dar las gracias.

Agradecer, en primer lugar, a mis profesores, por los conocimientos que me han transmitido durante todos estos años y haberme enseñado el mundo de la ingeniería. En especial, a mi tutor, Pedro Luis Cruz Romero, por su dedicación y paciencia que han hecho posible la realización de este Trabajo.

A mi familia, por apoyarme y animarme a seguir peleando para conseguir mis objetivos, y alegrarse por cada victoria como si fuera suya.

A mis compañeros, que no son solo compañeros, sino también amigos, en especial, a Mari Ángeles. Porque gracias a ellos, esos días interminables de prácticas y clases se convertían en buenos momentos y algunas risas. Y, sobre todo, por aguantarme y animarme en los días más estresantes de exámenes, dándome los mejores consejos para nunca tirar la toalla.

Pero en particular, quisiera darle las gracias a una persona muy especial. Esa persona que ha sufrido cada uno de mis agobios y ha celebrado cada uno de mis triunfos. La persona que sin tener nada me lo ha dado todo para que pueda construirme un futuro y poder perseguir mis sueños. La persona más importante, mi madre.

*Noelia Hidalgo García*

*Sevilla, 2018*



Debido al cambio climático, al progresivo agotamiento de los recursos fósiles y a las exigencias de consumo, la tendencia global es hacia la integración de energías renovables en la red cada vez mayor y la evolución de las redes convencionales hacia las *Smart Grid*. Con ello, el uso de herramientas de simulación es esencial para analizar el comportamiento de las redes y las protecciones eléctricas, así como para prevenir posibles problemas potenciales.

El objetivo de este Trabajo Fin de Grado es el análisis y simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión mediante el programa CAPE.

La estructura que se sigue en el presente Trabajo consiste en el desarrollo teórico, en los primeros capítulos, de las protecciones eléctricas y las diferentes estrategias de coordinación. Posteriormente, se realizarán diferentes simulaciones y estudios del comportamiento de las protecciones eléctricas en redes aéreas de distribución frente a cortocircuito, así como el comportamiento de estas ante la integración de un parque eólico en la red y el estudio del fenómeno de arco eléctrico en una de estas protecciones.



# Abstract

---

Due to the climate change, the progressive depletion of fossil fuels and the demand, the global trend is the integration of renewable energies and the Smart Grids. Therefore, the use of simulation tools is essential to analyse the behavior of networks and electrical protections, as well as to prevent possible potential problems.

The purpose of this Final Degree Project is the analysis and simulation of electrical devices in medium voltage overhead networks with the software CAPE.

The structure of this Project consists in the theoretical development of the electrical devices and the coordination strategies between them in the first chapters. Subsequently, simulations and analysis of the behaviour of electrical devices in overhead distribution networks with short circuits will be carried out, as well as the behaviour of electrical devices with the integration of a wind farm. Moreover, the arc-flash will be studied.



# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Sistemas de protección</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Consideraciones generales</i>	3
2.2 <i>Aparamenta</i>	4
2.2.1 <i>Aparamenta de maniobra</i>	4
2.2.2 <i>Aparamenta de protección</i>	10
2.2.3 <i>Aparamenta de transformación</i>	17
<b>3 Estrategias de Coordinación</b>	<b>19</b>
3.1 <i>Coordinación fusible-fusible</i>	19
3.2 <i>Coordinación reconectador-fusible</i>	20
3.2.1 <i>Fusible en el lado de la fuente</i>	20
3.2.2 <i>Fusible en el lado de la carga</i>	21
3.3 <i>Coordinación reconectador-reconectador</i>	24
3.3.1 <i>Reconectores hidráulicos</i>	24
3.3.2 <i>Reconectores controlados electrónicamente</i>	25
3.4 <i>Coordinación relé de sobreintensidad-reconectador</i>	25
3.5 <i>Coordinación reconectador-seccionalizador</i>	26
3.6 <i>Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible</i>	26
<b>4 CAPE</b>	<b>29</b>
4.1 <i>Módulos CAPE</i>	29
4.1.1 <i>Database Editor</i>	30
4.1.2 <i>Short Circuit</i>	30
4.1.3 <i>One-line diagram</i>	31
4.1.4 <i>Coordination Graphics</i>	31
4.1.5 <i>Relay Setting</i>	31
4.1.6 <i>Relay Checking</i>	31
4.1.7 <i>System Simulator</i>	31
4.1.8 <i>Line Constants</i>	32
4.1.9 <i>Order production</i>	32
4.1.10 <i>Power Flow</i>	32
4.1.11 <i>Short Circuit Reduction</i>	32
4.1.12 <i>Breaker Duty</i>	32
4.1.13 <i>Settings Transfer Utilities</i>	33

4.1.14	<i>IPS-CAPE Bridge™</i>	33
4.1.15	<i>CAPE-TS Link™</i>	33
4.2	<i>Uso de CAPE en este proyecto</i>	33
4.2.1	<i>Distribution Coordination</i>	33
4.2.2	Editor de la base de datos	37
<b>5</b>	<b>Análisis y simulación de cortocircuitos</b>	<b>39</b>
5.1	<i>Consideraciones generales</i>	39
5.2	<i>Simulación de cortocircuitos estándares</i>	40
5.2.1	Simulación de cortocircuito trifásico	42
5.2.2	Simulación de cortocircuito bifásico a tierra	50
5.2.3	Simulación de cortocircuito monofásico	55
5.2.4	Conclusión a la simulación de cortocircuitos	62
5.3	<i>Curva de daño del transformador</i>	63
<b>6</b>	<b>Integración de energías renovables</b>	<b>65</b>
6.1	<i>Introducción</i>	65
6.2	<i>Energía eólica</i>	67
6.3	<i>Aerogeneradores</i>	68
6.3.1	Tipo A. Aerogeneradores de velocidad fija	68
6.3.2	Tipo B. Aerogeneradores con resistencia variable	69
6.3.3	Tipo C. Aerogeneradores doblemente alimentados ( <i>DFIM</i> )	70
6.3.4	Tipo D. Aerogeneradores <i>full-converter</i>	70
6.4	<i>Simulación de integración de un parque eólico en una red de distribución</i>	70
6.4.1	Construcción del parque eólico de 2 MW	71
6.4.2	Simulación de la red de distribución antes de la integración del parque eólico	71
6.4.3	Simulación de la red de distribución tras la conexión del parque eólico	73
<b>7</b>	<b>Arco eléctrico</b>	<b>77</b>
7.1	<i>Consideraciones generales</i>	77
7.1.1	Características tensión-corriente del arco	79
7.1.2	Proceso de extinción del arco en corriente alterna	79
7.2	<i>Corriente de arco y energía incidente</i>	80
7.3	<i>Simulación de arco eléctrico</i>	81
<b>8</b>	<b>Conclusiones y Trabajos futuros</b>	<b>83</b>
	<b>Referencias</b>	<b>85</b>
	<b>Glosario</b>	<b>87</b>
	<b>Anexo I</b>	<b>89</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2-1. Factor k y a en función de la familia de curvas [8].	16
Tabla 2-2. Aplicaciones típicas de los relés CO [9].	17
Tabla 3-1. Factor k del fusible en el lado de la fuente. [2]	21
Tabla 3-2. Factor k del fusible en el lado de la carga. [2]	22
Tabla 5-1. Características de los dispositivos de protección.	41
Tabla 5-2. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21709.	43
Tabla 5-3. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito en el nudo 21708.	46
Tabla 5-4. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21702.	48
Tabla 5-5. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21702 tras el ajuste.	49
Tabla 5-6. Tiempos de coordinación para factor de seguridad 15%.	50
Tabla 5-7. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21709	51
Tabla 5-8. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21708.	52
Tabla 5-9. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21702.	53
Tabla 5-10. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21702 tras el ajuste.	54
Tabla 5-11. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21709.	56
Tabla 5-12. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21709.	57
Tabla 5-13. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21708.	58
Tabla 5-14. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21708 tras el ajuste.	59
Tabla 5-15. Tiempos de coordinación entre dispositivos tras la sustitución del reconector FDR 1-R2 TypeR por el FDR 1-R2 Form3A.	60
Tabla 5-16. Tiempos de coordinación por cortocircuito monofásico en el nudo 21702.	61
Tabla 5-17. Dispositivos seleccionados tras las simulaciones.	62
Tabla 6-1. Características de los dispositivos de protección.	72
Tabla 6-2. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21703.	72
Tabla 6-3. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21703 tras la conexión del parque.	73
Tabla 6-4. Tiempos de coordinación tras la sustitución del fusible.	75



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 2-1. Interruptor automático	5
Figura 2-2. Interruptor	6
Figura 2-3. Secuencia de operación típica de un reconectador. [2]	7
Figura 2-4. Seccionalizador.	7
Figura 2-5. Seccionador	8
Figura 2-6. Seccionador de puesta a tierra	9
Figura 2-7. Interruptor-seccionador	9
Figura 2-8. Contactor	10
Figura 2-9. Fusible.	10
Figura 2-10. Clases de fusibles limitadores. [5]	11
Figura 2-11. Oscilogramas de corte de un fusible en régimen de sobrecarga (izquierda) y cortocircuito (derecha). [5]	12
Figura 2-12. Unidad de sobreintensidad instantánea [2].	14
Figura 2-13. Unidad 51 de tiempo definido [2].	14
Figura 2-14. Unidad 51 de tiempo inverso [2].	15
Figura 2-15. Familia de curvas de característica inversa (izquierda) y extremadamente inversa (derecha) [8].	15
Figura 2-16. Unidad instantánea con unidad de tiempo inverso [2].	16
Figura 2-17. Suma vectorial de las 3 intensidades de fase [8].	16
Figura 2-18. Núcleo toroidal [8].	17
Figura 3-1. Coordinación fusible-fusible. [2]	20
Figura 3-2. Coordinación reconectador-fusible. [2]	21
Figura 3-3. Coordinación reconectador-fusible. [2]	22
Figura 3-4. Curvas tiempo-corriente aplicando la estrategia fusible salvado [10].	23
Figura 3-5. Estrategia de coordinación fusible sacrificado [10].	24
Figura 3-6. Coordinación relé de sobreintensidad-reconectador.	25
Figura 3-7. Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible. [2]	27
Figura 3-8. Curvas tiempo-corriente de fusible, seccionalizador y reconectador. [2]	28
Figura 4-1. Pestaña <i>Branches and Devices</i> .	34
Figura 4-2. Pestaña <i>Operations</i> .	35
Figura 4-3. Pestaña <i>Coordination</i> .	36
Figura 5-1. Red de distribución 13.8 kV.	40
Figura 5-2. Cuvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 5-1.	41
Figura 5-3. Red de distribución con las protecciones de la Tabla 5-1.	42

Figura 5-4. Corrientes provocadas por el cortocircuito trifásico en el nudo 21709.	42
Figura 5-5. Factores de enfriamiento frente al tiempo. [11]	43
Figura 5-6. Coordinación fusible FDR 1-F1 – reconfigurador FDR 1-R2 TypeR.	44
Figura 5-7. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R2 TypeR.	45
Figura 5-8. Corrientes provocadas por el cortocircuito trifásico en el nudo 21708.	45
Figura 5-9. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R2 TypeR.	47
Figura 5-10. Corrientes provocadas por cortocircuito trifásico en el bus 21702.	47
Figura 5-11. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A.	48
Figura 5-12. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A tras el reajuste.	49
Figura 5-13. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A.	50
Figura 5-14. Corrientes provocadas por cortocircuito bifásico en el bus 21709.	51
Figura 5-15. Corrientes provocadas por cortocircuito bifásico en el bus 21708.	52
Figura 5-16. Corrientes provocadas por cortocircuito bifásico en el bus 21702.	53
Figura 5-17. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A.	54
Figura 5-18. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A tras el ajuste.	55
Figura 5-19. Corrientes provocadas por cortocircuito monofásico en el bus 21709.	55
Figura 5-20. Curvas rápidas de disparo de los reconfiguradores Form3A y TypeR.	56
Figura 5-21. Corrientes provocadas por el cortocircuito monofásico en el bus 21708.	57
Figura 5-22. Curvas de disparo lenta del reconfigurador FDR 1-R2 TypeR y del relé de sobreintensidad.	58
Figura 5-23. Curvas de disparo lenta del reconfigurador FDR 1-R2 TypeR y del relé de sobreintensidad tras el ajuste.	59
Figura 5-24. Corrientes provocadas por cortocircuito monofásico en el bus 21702.	60
Figura 5-25. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconfigurador FDR 1-R1 Form3A.	61
Figura 5-26. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos seleccionados tras el ajuste.	63
Figura 5-27. Curvas de daño del transformador XFR 101.	64
Figura 6-1. Previsión de mercado de instalación de energía eólica para 2018-2022 [17].	67
Figura 6-2. Capacidad global instalada de parques eólicos <i>offshore</i> [17].	68
Figura 6-3. Esquema de aerogenerador tipo A [20].	69
Figura 6-4. Esquema de aerogenerador tipo B [20].	69
Figura 6-5. Esquema de aerogenerador tipo C [20].	70
Figura 6-6. Esquema de aerogenerador tipo D [20].	70
Figura 6-7. Diagrama unifilar del parque eólico de 2 MW.	71
Figura 6-8. Red de distribución de 13.8 kV con generación eólica.	71
Figura 6-9. Red de distribución de 13.8 kV con las protecciones.	72
Figura 6-10. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 6-1. Características de los dispositivos de protección.	73
Figura 6-11. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 6-1 tras la conexión del parque.	74
Figura 6-12. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos tras la sustitución del fusible.	75
Figura 7-1. Esquema de las diferentes zonas en las que se puede dividir un arco eléctrico estable. [5]	78
Figura 7-2. Reparto de las temperaturas en sentido longitudinal y axial en un arco eléctrico. [5]	78

Figura 7-3. Reparto de las caídas de tensión en el arco. [5]	79
Figura 7-4. Característica estática y dinámicas de un arco eléctrico y característica de un conductor metálico. [5]	79
Figura 7-5. Evolución de la intensidad, $i$ , la caída de tensión en el arco, $u_a$ , y la tensión de aislamiento, $u_p$ . [5]	80
Figura 7-6. Extinción del arco tras el transitorio (izquierda) y reencendido del arco tras el transitorio (derecha). [5]	80



# 1 INTRODUCCIÓN

---

*La ciencia puede divertirnos y fascinarnos, pero es la ingeniería la que cambia el mundo*

Isaac Asimov

La energía eléctrica es un bien fundamental para el desarrollo de la sociedad, convirtiéndola en esencial para las personas, la industria, los servicios y la economía. Por tanto, su gestión, generación, transporte y distribución son determinantes para conseguir un sistema eléctrico de calidad y que satisfaga las necesidades de los consumidores.

Debido a las exigencias de consumo existentes en la sociedad, la calidad del suministro es un aspecto fundamental y un indicativo del desarrollo de la industrialización y economía de un país. La calidad del suministro eléctrico, según la ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997), se define como “el conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, exigibles al suministro de electricidad de las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico”.

En relación a las características técnicas, la calidad del suministro está relacionada con la seguridad y con la continuidad del mismo, relativa al número y duración de las interrupciones (TIEPI y NIEPI). Por tanto, se puede deducir que el papel de las protecciones eléctricas y su coordinación juegan un papel fundamental para obtener una red y un servicio de calidad.

Las circunstancias actuales, debido al cambio climático, el progresivo agotamiento de los recursos fósiles y las exigencias de consumo, requieren la evolución de la red eléctrica convencional y la tendencia global es el desarrollo de las redes inteligentes (*Smart Grid*). Esto conlleva la integración de energías renovables en la red a gran escala y la generación distribuida, lo cual es fundamental para la sostenibilidad del planeta. Por lo tanto, en el modelo de red que se está implantando, el flujo de energía e información es bidireccional.

El hecho de que el flujo de potencia en la red circule en ambos sentidos genera una gran problemática en las protecciones eléctricas y su coordinación, pudiendo desencadenar la pérdida de selectividad ante cortocircuitos y empeorar la calidad del suministro eléctrico.

Debido a todo lo expuesto, herramientas de simulación de redes y protecciones, como CAPE, son fundamentales para los ingenieros eléctricos. CAPE (*Computer-Aided Protection Engineering*) es un software capaz de simular, entre muchas otras posibilidades, el comportamiento de las protecciones eléctricas frente a cortocircuitos y modificaciones en la red. En España, grandes empresas como Red Eléctrica España S.A. y Endesa Distribución Eléctrica S.L. utilizan CAPE, así como un gran número de grandes empresas y universidades de todo el mundo.

El objetivo de este proyecto es el estudio de las protecciones en redes aéreas de media tensión mediante CAPE, con el fin de analizar la coordinación entre las mismas y, además, su comportamiento frente a la integración de energías renovables en la red, lo cual es de gran importancia a día de hoy.



# 2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

---

*La ingeniería no se limita a pequeñas o grandes construcciones, va mucho más allá en el espacio y en el tiempo. La ingeniería trasciende.*

Carlos Slim

**E**n este capítulo se van a explicar de forma teórica los conceptos necesarios para el desarrollo del objetivo de este proyecto: la simulación de protecciones eléctricas en redes aéreas de media tensión cuando se produce un fenómeno de sobreintensidad en una línea.

Se comenzará con una visión general sobre los distintos fenómenos que pueden perturbar el sistema eléctrico, clasificándolos según el tipo de situación anormal que lo provoque y resumiendo las principales características que debe poseer un sistema de protección.

Posteriormente, describiremos la aparamenta utilizada en las instalaciones de media tensión, clasificándola en aparamenta de maniobra, de protección y de transformación, prestando especial atención a los dispositivos de fusible, reenganchador e interruptor automático, ya que son los dispositivos que posteriormente se emplearán para las simulaciones.

## 2.1 Consideraciones generales

Las redes eléctricas, tanto de transporte como de distribución, se ven afectadas por fenómenos que alteran el correcto funcionamiento de las mismas y que pueden ser provocados por incidencias atmosféricas, errores humanos o por fallos de material. Estos fenómenos afectan tanto a las líneas aéreas, como puede ser la descarga de un rayo sobre una línea, como a cables subterráneos, como es el caso de cables dañados por una obra de excavación. Por otro lado, pueden ser faltas esporádicas, es decir, tras un corto intervalo de tiempo desaparecen, como es el caso de una rama de árbol que toca una línea, o pueden ser de larga duración, por ejemplo, debido a la rotura de un conductor.

Todos estos fenómenos mencionados anteriormente, pueden provocar dos tipos de situaciones anormales:

- **Sobretensión.** La tensión aumenta por encima del valor nominal, pudiendo provocar la perforación del aislamiento y el establecimiento de arcos eléctricos.
- **Sobreintensidad.** Aumento de la intensidad por encima del valor admisible provocando un calentamiento peligroso para la vida útil del conductor y el aislamiento. Podemos distinguir dos tipos de sobreintensidades: sobrecarga y cortocircuito. En una sobrecarga las intensidades son del orden de las nominales y se produce por una sobreexplotación de un equipo o instalación. Sin embargo, en un cortocircuito las intensidades alcanzan valores muy elevados debido a un defecto de aislamiento.

En cualquier caso, se necesita de un sistema de protección capaz de detectar y eliminar los incidentes provocados en las instalaciones eléctricas. De modo que las características principales de un sistema de protección deben ser: sensibilidad, selectividad, rapidez, fiabilidad, seguridad y obediencia.

## 2.2 Aparamenta

Con el nombre de aparamenta nos referimos al conjunto de dispositivos encargados de proteger el sistema eléctrico, realizar maniobras o transformar las magnitudes de tensión e intensidad. Estos tienen el objetivo de garantizar la continuidad del suministro, tanto en redes de transporte como en redes de distribución de media y baja tensión, y de proteger tanto a los elementos de una instalación como a las personas. [1]

### 2.2.1 Aparamenta de maniobra

Los dispositivos denominados como aparamenta de maniobra de un sistema eléctrico son capaces de interrumpir y/o establecer la corriente eléctrica de un circuito. Estas maniobras pueden realizarse bien en vacío, en funcionamiento normal o en funcionamiento anormal. Dentro del funcionamiento normal se engloban las sobrecargas asociadas a sobrecargas mientras que con funcionamiento anormal nos referimos a cortocircuitos. [1]

A continuación, se describen los dispositivos de maniobra más comunes usados en subestaciones, centros de transformación y redes de media y baja tensión.

#### 2.2.1.1 Interruptor automático

El interruptor automático, también conocido como disyuntor, se define, según la MIE-RAT 01 del reglamento de alta tensión, como: “Interruptor capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio, o de interrumpir automáticamente o establecer, en condiciones predeterminadas intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito”.

Los interruptores automáticos son aparatos de maniobra de acumulación de energía, es decir, permiten realizar un ciclo de maniobras completo gracias a la energía acumulada en el mecanismo.

Existen una serie de características asignadas a los interruptores automáticos que se deben indicar en todos ellos y que se definen a continuación:

- Tensión asignada,  $U_r$ : es la máxima tensión de la red que puede soportar la aparamenta. En España, las compañías eléctricas utilizan para MT las tensiones de 24 kV y 36 kV.
- Nivel de aislamiento asignado: según se define en el punto 3.35 de la Norma UNE-EN 60071-1, es el “conjunto de tensiones soportadas asignadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento”.
- Frecuencia asignada,  $f_r$ : los valores normalizados según la Norma UNE-EN 6227-1 son 25 Hz, 50 Hz y 60 Hz.
- Corriente asignada en servicio continuo,  $I_r$ : valor eficaz de la corriente que el dispositivo debe ser capaz de soportar de forma permanente en condiciones prescritas de empleo y funcionamiento. Los valores deben tomarse de la norma IEC 60059.
- Corriente de corta duración admisible asignada,  $I_k$ : valor eficaz de la corriente que un dispositivo es capaz de soportar en la posición de cerrado, en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento, durante un corto intervalo de tiempo. Los valores típicos son 16 kA y 20 kA.
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada,  $I_p$ : es el valor de la primera onda grande de la corriente y que es función de la constante de tiempo del circuito. Se suele aplicar un valor de 45 ms, con lo que se obtiene un valor de 2.5 veces la corriente admisible de corta duración.

$$I_p = 2.5I_k \quad (2-1)$$

- Tiempo de cortocircuito asignado,  $t_k$ : tiempo que la aparamenta es capaz de soportar la corriente

asignada admisible de corta duración en posición de cerrado. Se suele tomar un valor de 1 s.

- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y de los circuitos auxiliares.
- Frecuencia asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y de los circuitos auxiliares.
- Presiones asignadas de alimentación de gas comprimido y/o del circuito hidráulico, para la maniobra de corte y aislamiento.
- Poder de corte asignado en cortocircuito,  $I_{sc}$ : según la norma UNE-EN 62271-100, “es el valor más elevado de la corriente de cortocircuito que el interruptor automático debe ser capaz de interrumpir en las condiciones de empleo y funcionamiento fijadas. Tal corriente se encuentra en un circuito en el que la tensión de restablecimiento a frecuencia industrial corresponde a la tensión asignada del interruptor automático y cuya tensión transitoria de restablecimiento es igual al valor asignado especificado”.
- Tensión transitoria de restablecimiento, TTR: conforme a la norma UNE-EN 62271-100 en el apartado 4.101, “es la tensión de referencia que constituye el límite de la tensión transitoria de restablecimiento prevista de circuitos que el interruptor automático debe soportar en condiciones de fallo”.
- Poder de cierre asignado en cortocircuito: según la norma UNE-EN 62271-100, es el “valor de cresta de la primera onda grande de la intensidad de cortocircuito que es capaz de establecer en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento”. “Para una frecuencia de 50 Hz y constante de tiempo 45 ms, el poder de cierre es 2.5 veces el valor eficaz de la componente de corriente alterna de su el poder de corte”.
- Secuencia de maniobras asignada: los interruptores automáticos cuentan con una serie de secuencias de cierre y apertura que se indican usando las siguientes fórmulas:
  - O-t-CO-t'-CO: apertura - reenganche - cierre/apertura - reenganche - cierre/apertura.
  - CO-t''-CO: cierre/apertura - reenganche lento - cierre/apertura.
- Tiempos asignados: es la suma del tiempo de apertura más el tiempo de arco. Estos valores se determinan mediante ensayos normalizados.

Existen diferentes sistemas para realizar la apertura del circuito como son: en atmósfera de SF<sub>6</sub>, pequeño volumen de aceite, vacío, aire comprimido y soplado magnético.



Figura 2-1. Interruptor automático

Estos dispositivos se emplean en subestaciones y CT para la protección de transformadores en el lado de MT y a la cabecera de las líneas de MT que parten de las subestaciones.

### 2.2.1.2 Interruptor

El interruptor es un dispositivo similar al interruptor automático, puesto que puede soportar, establecer y cortar un circuito en condiciones normales de funcionamiento, además de establecer y soportar corrientes de cortocircuito durante un cierto tiempo. Sin embargo, estos no pueden interrumpir un circuito con corrientes de falta.

Este dispositivo puede permanecer estable en las posiciones de abierto y cerrado. En cuanto a su propósito, según la norma UNE-EN 62271-103, se pueden clasificar en interruptores de propósito general, de propósito limitado y de propósito especial.

- Interruptor de propósito general: capaz de realizar las operaciones de apertura y cierre en redes de distribución hasta valores de corriente asignada. También es capaz de conducir y cerrar ante corrientes de cortocircuito.
- Interruptor de propósito limitado: posee una corriente normal asignada, una corriente soportada de corta duración asignada y una o varias de las capacidades de maniobra del interruptor de propósito general.
- Interruptor de propósito especial: se emplea para aplicaciones como: maniobra de bancos de condensadores único, maniobra de bancos de condensadores en oposición, maniobra de circuitos de lazo cerrado que constan de transformadores de gran potencia en paralelo y maniobra de motores bajo condiciones de régimen permanente y arranque.

En cuanto a sus principales características asignadas, descritas ya anteriormente, son:

- Tensión asignada,  $U_r$
- Nivel de aislamiento asignado
- Frecuencia asignada,  $f_r$
- Corriente admisible asignada de corta duración,  $I_k$
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada,  $I_p$
- Duración de cortocircuito asignada,  $t_k$
- Corriente de corte de carga fundamentalmente activa asignada,  $I_{load}$
- Corriente de corte de transformadores en vacío,  $I_3$
- Corriente de corte de lazo cerrado asignada,  $I_{loop}$
- Corriente de corte de línea en vacío asignada,  $I_{lc}$
- Corriente de corte de falta a tierra asignada,  $I_{efl}$
- Poder de cierre en cortocircuito



Figura 2-2. Interruptor

El uso de estos dispositivos en MT es para poner y retirar de servicio un transformador perteneciente a un CT. Es habitual que estos dispositivos de maniobra se utilicen junto a dispositivos de protección, como es el fusible. Así, obtenemos el interruptor-fusible.

### 2.2.1.3 Reconectador

También conocido como reenganchador, es un tipo de interruptor capaz de detectar una corriente de cortocircuito, realizar la apertura del circuito y el reenganche tras un cierto intervalo de tiempo. En el caso de que la falta sea permanente, el reenganchador abrirá y cerrará la red un determinado número de veces hasta que finalmente se bloquee en la posición de abierto. En líneas de distribución, entre el 80 % y el 95 % de las faltas son temporales. Por tanto, un reconectador impide que se produzca una pérdida de suministro permanente ante una falta temporal. En general, se programan para realizar tres operaciones de apertura y reenganche y una operación final de apertura si la falta es permanente.

Hoy día, los reconectadores pueden reprogramarse permitiendo ajustar las curvas características para garantizar la coordinación cuando se ha producido alguna modificación en la red y, con ello, se evita tener que cambiar el dispositivo.

Un aspecto muy importante a destacar es la coordinación del reanclador con otros dispositivos. En la Figura 2-3 se puede observar una secuencia de operaciones. La primera de ellas es una actuación rápida que se encargará de eliminar las faltas esporádicas, mientras que el resto de las secuencias son más lentas permitiendo la actuación de otros dispositivos aguas abajo para eliminar la falta.

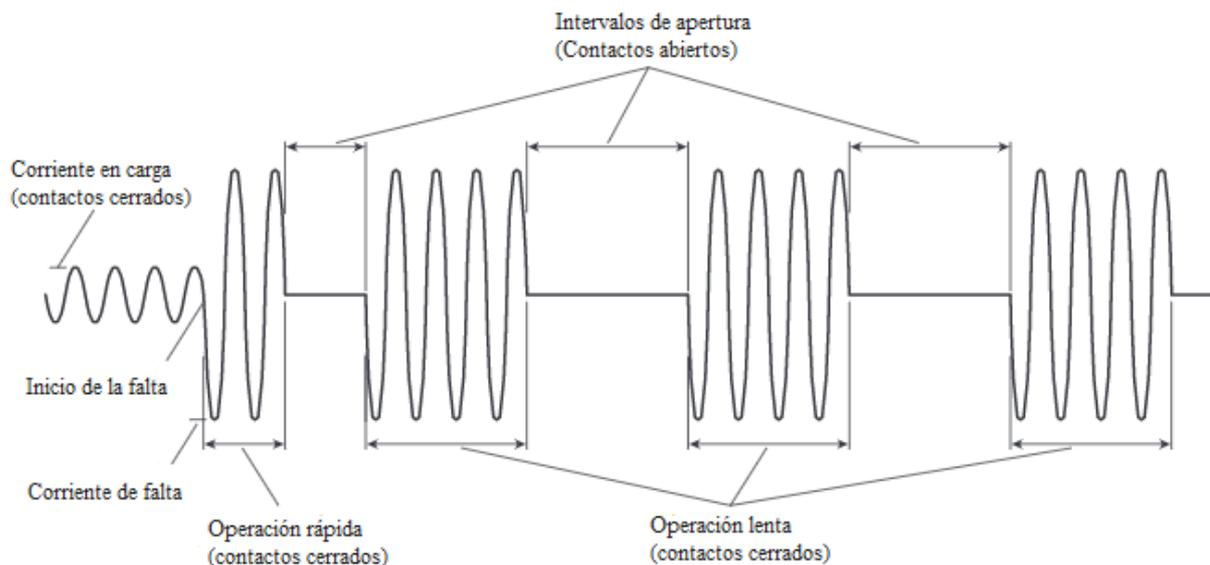


Figura 2-3. Secuencia de operación típica de un reanclador. [2]

Los reancladores pueden clasificarse de tres formas, según sean monofásicos o trifásicos; mecanismo de apertura hidráulico o electrónico; y en aceite, vacío o SF<sub>6</sub> como medio de extinción del arco eléctrico.

Cuando se instala este dispositivo es necesario tener en cuenta:

- Tensión asignada
- Corriente de cortocircuito
- Máxima corriente de carga
- Coordinación con otros dispositivos
- Sensibilidad ante faltas a tierra

La ubicación de estos dispositivos suele ser en la subestación a la cabecera de la línea, en las líneas que se encuentran a una distancia de la subestación, así como en las derivaciones, para evitar la pérdida total del suministro ante una falta permanente.

#### 2.2.1.4 Seccionalizador

El seccionalizador es un dispositivo empleado para aislar la zona de la red donde tiene lugar un cortocircuito permanente. Este dispositivo actúa sin presencia de corriente debido a la apertura de un reanclador, por lo que siempre se emplea en serie con este tipo de interruptor.



Figura 2-4. Seccionalizador.

El funcionamiento de este dispositivo se basa en contar el número de veces que el reanclador opera. Ante una falta permanente, ambos dispositivos detectan una intensidad por encima de su valor normal. Cuando se produce la primera apertura del reanclador, el seccionalizador se prepara para contar. Cuando este llega a un

valor de conteo predeterminado, opera, aislando el cortocircuito y permitiendo que se reestablezca el suministro al sistema. Normalmente, el número predeterminado de operaciones para que el seccionador actúe es tras la penúltima apertura del reenganchador. Si la falta es temporal, esta es disipada tras la primera operación del reconectador y, como ninguno de los dos dispositivos ha completado la secuencia de operación, volverán a sus valores iniciales [3].

Como se ha mencionado anteriormente, este dispositivo no tiene poder de apertura ante un cortocircuito, pero sí puede cerrar en estas condiciones, así como abrir un circuito en carga sin que se produzcan daños en el aislamiento.

En cuanto al tipo de mecanismo de apertura, se pueden distinguir entre hidráulicos y electrónicos.

### 2.2.1.5 Seccionador

El seccionador es un dispositivo cuyo objetivo es separar o unir de forma visible dos partes de un circuito, así como conectar a tierra elementos y partes del sistema eléctrico. De esta manera, se pueden realizar de forma segura operaciones de mantenimiento, por lo que la distancia de seccionamiento tiene que ser visible y cumplir criterios de fiabilidad y rigidez dieléctrica. En media tensión, el accionamiento se realiza de forma manual, con pértiga o palanca. [1]

Este dispositivo no tiene poder de apertura ni de cierre en carga, por lo que estas acciones deben realizarse en vacío, pudiendo realizar ambas acciones cuando la corriente que circula es casi despreciable o la diferencia de potencial entre los polos es prácticamente nula. Sin embargo, tiene que ser capaz de soportar los esfuerzos térmicos y electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito durante un cierto tiempo. [1], [4]

Por tanto, el seccionador tiene que usarse junto con otro dispositivo colocado aguas arriba que realice la apertura del circuito para que el seccionador pueda actuar. Normalmente se coordina con interruptores o reconectadores. Los seccionadores pueden ser de una o tres fases y el mecanismo de apertura puede ser hidráulico o electrónico.

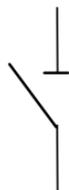


Figura 2-5. Seccionador

Existen diferentes tipos de seccionadores como son:

- Seccionadores de cuchillas deslizantes
- Seccionadores de cuchillas giratorias
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo
- Seccionadores de semipantógrafo o tipo rodilla

También existen los seccionadores de puesta a tierra cuya función es poner a tierra cables, líneas y celdas. Dicho de otra forma, este tipo de seccionador añade la derivación a tierra de la corriente de cortocircuito para evitar que esta pueda provocar un accidente mientras el operario interviene en el circuito. Muchas veces se encuentran integrados en seccionadores e interruptores-seccionadores [4]. A diferencia de los seccionadores, el seccionador de puesta a tierra no tiene intensidad asignada de servicio continuo,  $I_r$ , pero sí intensidad admisible asignada de corta duración,  $I_k$ , y valor de cresta de la corriente de cierre.



Figura 2-6. Seccionador de puesta a tierra

A continuación, se enumeran las características asignadas, tanto de los seccionadores como de los seccionadores de puesta a tierra, según la norma UNE-EN 62271-102 y que ya se definieron en los dispositivos anteriores:

- Tensión asignada,  $U_r$
- Nivel de aislamiento asignado
- Frecuencia asignada,  $f_r$
- Corriente admisible asignada de corta duración,  $I_k$
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada,  $I_p$
- Duración de cortocircuito asignada,  $t_k$

En cuanto a la ubicación de estos dispositivos en MT, estos se localizan en los centros de transformación para separar la red de alimentación del resto de apartada del CT y de los circuitos de BT que derivan de este [5].

#### 2.2.1.6 Interruptor-seccionador

El interruptor-seccionador contiene las funciones de un interruptor y establece una distancia de seccionamiento. Estos dispositivos tienen la capacidad de cerrar en condiciones de cortocircuito y cortar corrientes hasta el valor de la corriente asignada en servicio continuo. Si se instala un interruptor-seccionador con un fusible, puede cortar corrientes de cortocircuito. [4]

El principio de extinción de este dispositivo consiste en la disociación de gas del material aislante que envuelve el arco por parte de este, de forma que este gas disociado provoca la extinción del arco rápidamente. Este principio corresponde con el principio de un interruptor de autoformación. [4]



Figura 2-7. Interruptor-seccionador

#### 2.2.1.7 Contactor

El contactor es un dispositivo capaz de soportar, establecer y cortar intensidades en condiciones normales de funcionamiento. Sin embargo, este no tiene capacidad de cortar o establecer corrientes en condiciones de cortocircuito, por lo que su poder de cierre y de corte es el valor eficaz de la máxima intensidad que puede soportar en condiciones normales de funcionamiento.

Este aparato posee una sola posición estable, de forma que para cambiar de posición necesita energizarse, por ejemplo, gracias a un relé. Una vez que el contactor deja de estar energizado, vuelve a su posición estable.

Su principal característica es el gran número de maniobras que es capaz de realizar, por ello, se usan asociados a cargas. Se pueden usar asociados a interruptores o a fusibles, como es el caso de los motores. En este caso, el poder de corte del contactor se elige algo mayor que el valor de la intensidad de arranque del motor y el fusible es el encargado de proteger frente a cortocircuito. [1], [4]



Figura 2-8. Contactor

## 2.2.2 Aparamenta de protección

Bajo el nombre de aparamenta de protección se engloban aquellos dispositivos cuya función es proteger el sistema, como es el caso de los fusibles, y aquellos dispositivos encargados de leer señales de corriente y tensión, adaptadas gracias a la aparamenta de medida, y enviar órdenes a la aparamenta de maniobra en el caso de que las lecturas indiquen que se está produciendo un cortocircuito en el sistema. Estos dispositivos son los denominados relés de protección.

### 2.2.2.1 Fusible

El fusible es un dispositivo ampliamente utilizado en redes de distribución de media y baja tensión capaz de proteger frente a cortocircuito y sobrecarga.

Según el punto 441-18-01 del VEI (Vocabulario Electrónico Internacional), se define como: “Dispositivo cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus elementos concebidos y calibrados a este efecto, el circuito en el cual está intercalado, cortando la corriente cuando esta sobrepasa durante un tiempo un valor dado. El fusible comprende todas las partes que constituyen el dispositivo completo”.



Figura 2-9. Fusible.

En la Norma UNE-EN 60282-1 se pueden encontrar las características dimensionales y el funcionamiento de los fusibles, mientras que en la 21 120-2 se encuentran los fusibles de expulsión.

El fusible es empleado como protección de apoyo de interruptores, contactores y reconectores, como se ha mencionado anteriormente. También es empleado para proteger transformadores de media y baja tensión. En este caso, deberá soportar la intensidad de conexión del transformador sin llegar a fundirse, la corriente nominal del transformador y cortar las corrientes de cortocircuito en bornas del secundario. [1]

Nuestro interés se centra en fusibles en redes de distribución, y aquí podemos distinguir los siguientes tipos: fusible limitador de corriente y fusible de expulsión [5].

#### 2.2.2.1.1 Fusible limitador de corriente

Según el VEI en el punto 441-18-10, se define como: “Fusible que, durante su funcionamiento en un rango de corrientes especificado, limita la corriente a un valor substancialmente inferior al valor de cresta de la corriente prevista”

En cuanto a su forma constructiva, este está formado por un elemento fusible, un núcleo, arena de cuarzo y un tubo. A lo largo del tiempo, se han utilizado diferentes materiales para la construcción del elemento fusible como metales puros, compuestos o aleaciones. En cualquier caso, las características básicas que debe poseer son: alta conductividad térmica, baja resistencia eléctrica, buenas características de tensión de arco y que no se vean afectadas las propiedades fisicoquímicas con las altas temperaturas de operación. [6]

Según la zona de la curva tiempo-corriente donde se usen estos dispositivos, se pueden distinguir las siguientes clases de fusibles:

- Fusible asociado: es capaz de interrumpir la corriente cuyo valor se encuentra entre la corriente mínima de corte asignada,  $I_3$ , y la corriente máxima de corte asignada, en las condiciones de empleo y de comportamiento asignadas.

- Fusible de uso general: interrumpe la corriente que se encuentra entre la corriente máxima de corte asignada y la corriente que provoca la fusión del elemento fusible en una hora o más, en condiciones de empleo y comportamiento asignadas. Es decir, se emplean cuando es poco probable que aparezcan corrientes de sobreintensidad bajas y de larga duración, pero sí corrientes de cuatro veces la corriente asignada del fusible.
- Fusible de corte integral: es capaz de cortar todas las corrientes hasta su corriente máxima de corte asignada, en condiciones de empleo y comportamiento especificadas. Esta clase de fusible limitador se emplea cuando la corriente de sobreintensidad es muy baja, como la corriente mínima de fusión del fusible.

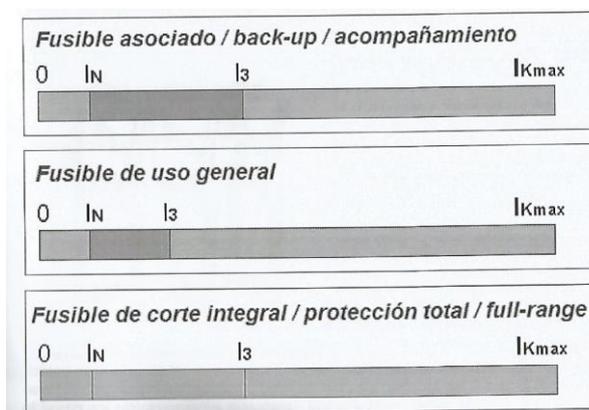


Figura 2-10. Clases de fusibles limitadores. [5]

El funcionamiento de este dispositivo se basa en el efecto Joule. Está constituido por un hilo conductor de la corriente eléctrica, de modo que al superar esta un determinado valor durante cierto tiempo, el hilo se funde debido a la temperatura alcanzada cortando la corriente. Pueden distinguirse tres periodos hasta que el fusible corta la corriente. Durante el tiempo de prearco, el material comienza a fundirse hasta el punto de formar un arco eléctrico cuando el material se ha evaporado completamente. Tras este periodo, comienza el tiempo de arco, que dura hasta la extinción de este cuando se disipa la energía térmica. Finalmente, puede haber un tiempo de postarco en el que sigue habiendo una corriente residual en el caso de que se usen arenas inertes, pero este tiempo es muy breve. El inconveniente de este aparato es que solo puede proteger una sola vez frente a cortocircuito, posteriormente tiene que ser reemplazado por un nuevo fusible. [1]

Por tanto, en el funcionamiento de un fusible en un circuito se pueden distinguir tres regímenes térmicos según la corriente que circula por el dispositivo [5]:

- Régimen permanente: la intensidad que circula por el fusible es menor o igual a su intensidad asignada y la energía térmica generada es menor que la necesaria para fundir el elemento fusible.
- Régimen de sobrecarga: en este caso la corriente que circula es mayor que la intensidad asignada y lo hace durante un tiempo prolongado. La energía térmica generada es mayor que la energía necesaria para fundir el elemento fusible. También se conoce como régimen diabático.
- Régimen de cortocircuito: aquí la corriente es mucho mayor que la intensidad asignada y la energía térmica liberada funde el elemento fusible rápidamente (régimen adiabático).

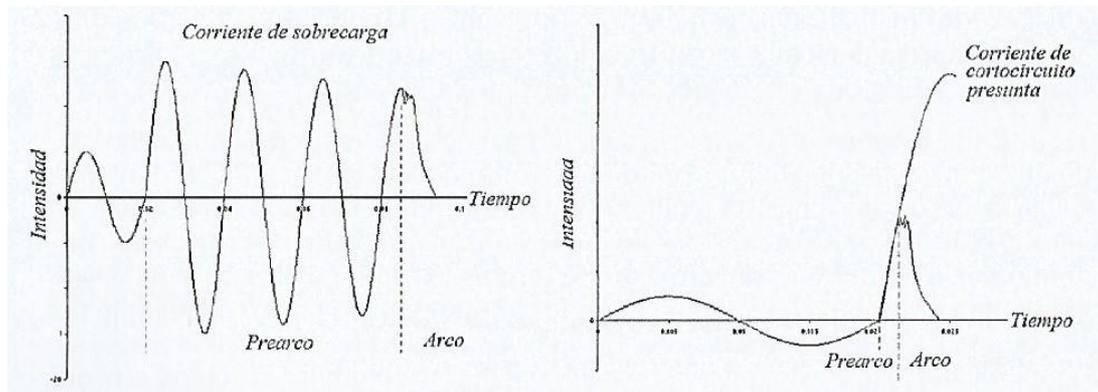


Figura 2-11. Oscilogramas de corte de un fusible en régimen de sobrecarga (izquierda) y cortocircuito (derecha). [5]

A continuación, se enumerarán los valores y características asignadas del fusible limitador de MT. Siguiendo la Norma UNE-EN 60282-1, diferencia entre valores asignados y características asignadas para la base fusible y para el cartucho [5].

Los valores asignados para la base fusible:

- Tensión asignada
- Corriente asignada
- Nivel de aislamiento

Los valores asignados para el cartucho:

- Tensión asignada
- Corriente asignada
- Corriente de corte máxima asignada
- Frecuencia asignada
- Corriente de corte mínima asignada
- Tensión transitoria de restablecimiento asignada

En cuanto a la característica asignada para el fusible:

- Límites de calentamiento

Las características asignadas para el cartucho:

- Clase
- Tensión de maniobra
- Características tiempo-corriente
- Características de corriente de corte limitada
- Características  $I^2t$
- Características mecánicas de los percutores
- Temperatura máxima de utilización

Para la selección de un fusible limitador de MT, se seguirá la guía expuesta en la Norma UNE-EN 60282-1, cuyos aspectos fundamentales para la selección del dispositivo se explican en los siguientes párrafos [5].

El primer aspecto a tener en cuenta es la temperatura ambiente, la radiación solar y la refrigeración que pueden afectar al fusible. Cuando la temperatura esté por encima de los 40 °C se debe consultar el efecto de esta sobre la corriente asignada, la característica tiempo-corriente o la capacidad de corte.

El segundo aspecto a tener en cuenta es la selección de la corriente asignada del fusible. Los parámetros que se tienen en cuenta aquí son la corriente normal y de sobrecarga admisibles en el circuito, los posibles fenómenos transitorios en el circuito debido a la conmutación de transformadores, motores o condensadores y la coordinación con otros dispositivos de protección.

El tercer aspecto es la selección de clase. En el caso de protección de fusibles en CT de interior, estos suelen estar acompañados de otras protecciones, por lo que el fusible será de clase asociado.

El cuarto aspecto es la selección de la característica tiempo-corriente. Para ello, hay que considerar la capacidad del fusible para soportar corrientes transitorias (como el caso de conexión de transformadores) y la coordinación con otros dispositivos (como los interruptores automáticos situados aguas arriba).

#### **2.2.2.1.2 Fusible de expulsión**

Según apunta la Norma UNE 21120-2, “son fusibles en los que el arco se extingue por la acción de la expulsión de los gases producidos por el arco”.

Este tipo de fusible está formado por un cilindro interior aislante de material ablativo y un hilo de sección transversal constante que constituye el elemento sensible y puede ser plata, cobre o aleación. En cuanto al funcionamiento, una vez que tiene lugar la fusión del elemento sensible ante cortocircuito, se produce la reacción del tubo aislante de material ablativo, se expulsa el cable de cobre y se produce la caída del tubo portafusible. De esta manera, se puede observar que el fusible ha operado y dónde se ha producido la falta. [6]

Igual que con el fusible limitador, para el fusible de expulsión encontramos una guía para la selección del mismo en el punto 11 de la Norma UNE 21120-2, cuyos aspectos fundamentales se describen a continuación [5].

El primer aspecto a tener en cuenta es el montaje de este tipo de fusible. Estos no admiten cualquier posición del fusible y hay que respetar las distancias entre fases y las partes metálicas de los apoyos. La ubicación de estos también tiene que ser considerada debido a la contaminación acústica y de los gases calientes expulsados.

El segundo aspecto es la selección de la corriente asignada, que debe tener en cuenta los mismos parámetros que para el fusible limitador.

El tercer aspecto es la selección de la clase. Existen tres clases de fusibles de expulsión en función de la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) y los criterios para la elección de la clase son:

- Clase A: se emplean para protección de bancos de condensadores pequeños alejados de subestaciones y transformadores de interperie sobre apoyo.
- Clase B: se usan para transformadores ubicados en subestaciones de distribución, baterías y transformadores cercanos a subestaciones y líneas que partan desde aquí. Aquí, las condiciones de TTR son más fuertes que para la clase anterior.
- Clase C: para protección de transformadores, líneas y baterías de condensadores en subestaciones de distribución de gran tamaño o próximos a estas. En estos casos los valores de TTR son mayores que para el resto.

El cuarto aspecto es la selección del nivel de aislamiento. Existen dos niveles de valores de tensión (lista 1 y lista 2) en función de la tensión soportada a los impulsos tipo rayo. La lista 1 se destina a instalaciones con neutro directamente a tierra y en las que las sobretensiones no sean muy elevadas. En cambio, la lista 2 se emplea para niveles mayores de sobretensión.

#### **2.2.2.2 Relé de sobreintensidad**

Como se ha mencionado anteriormente, los relés son los encargados de dar la orden de apertura y cierre en el caso de que las magnitudes de las señales recibidas de tensión e intensidad estén fuera de unos límites. Por tanto, deben ser fiables, rápidos y selectivos.

Estos dispositivos comparan constantemente los valores de las magnitudes de un circuito eléctrico (como frecuencia, tensión, intensidad...) con unos valores predeterminados. Si los valores de las magnitudes medidas se encuentran fuera del límite de los valores establecidos como aceptables, el relé da la orden de apertura al interruptor. Los relés de sobreintensidad se emplean para protección de redes explotadas radialmente y en

zonas “eléctricamente alejadas” de la generación.

Existen diferentes tipos de relés (como los direccionales, diferenciales, voltimétricos...), pero para el proyecto que aquí se abarca, se estudiará en este apartado el relé de sobreintensidad o unidad 50/51 para el caso de faltas bifásicas y trifásicas, y la 50N/51N para faltas monofásicas.

En cuanto a las tecnologías desarrolladas, se ha evolucionado desde el relé electromagnético hasta el digital, pasando por el relé térmico y el electrónico.

#### 2.2.2.2.1 Protección 50/51

La unidad de sobreintensidad instantánea o unidad 50 no introduce retardos intencionados.

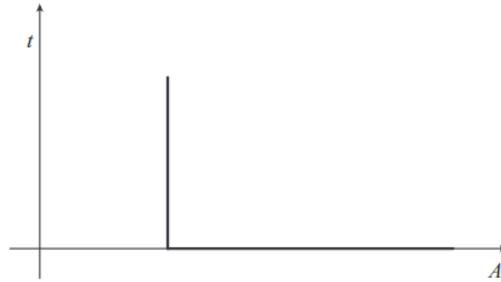


Figura 2-12. Unidad de sobreintensidad instantánea [2].

La unidad de sobreintensidad de tiempo diferido o unidad 51 introduce retardos preestablecidos.

Existen dos tipos de curvas para esta unidad: las de tiempo inverso y las de tiempo definido.

Las curvas de tiempo definido determinan que el tiempo de operación del relé es el mismo para todo valor de intensidad por encima del valor predeterminado. Este tipo de relé permite ajustar el tiempo de operación y el ajuste se realiza de forma que el relé más próximo a la falta actúe en un intervalo de tiempo muy pequeño y conforme los relés estén más alejados de esta y más cerca de la fuente aumente el tiempo de disparo. Estas curvas se emplean principalmente en sistemas donde la corriente de falta no varía significativamente de un punto a otro y presenta la ventaja de que el tiempo de operación es más preciso. Sin embargo, cuando existen varios relés en serie con esta característica, el tiempo de operación hacia la fuente aumenta, lo cual es un inconveniente para faltas más severas [7].

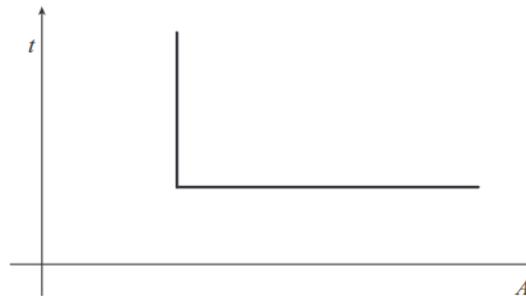


Figura 2-13. Unidad 51 de tiempo definido [2].

En cambio, la protección de tiempo inverso opera en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falta. La ventaja sobre el relé de corriente definida es que mientras mayor sea la corriente detectada por el relé, menor será el tiempo de actuación, por lo que no existe pérdida de selectividad.

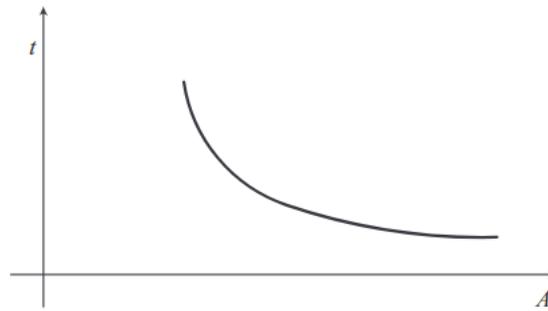


Figura 2-14. Unidad 51 de tiempo inverso [2].

En esta unidad es necesario ajustar la intensidad de arranque, es decir, el valor de la corriente a partir de la cual se da la orden de disparo. También se tiene que elegir el tipo de característica inversa, esto es, seleccionar una familia de curvas con distinta pendiente (inversa, muy inversa o extremadamente inversa), así como el factor de tiempo, *time dial* (*TD*), para seleccionar una curva específica de la familia elegida.

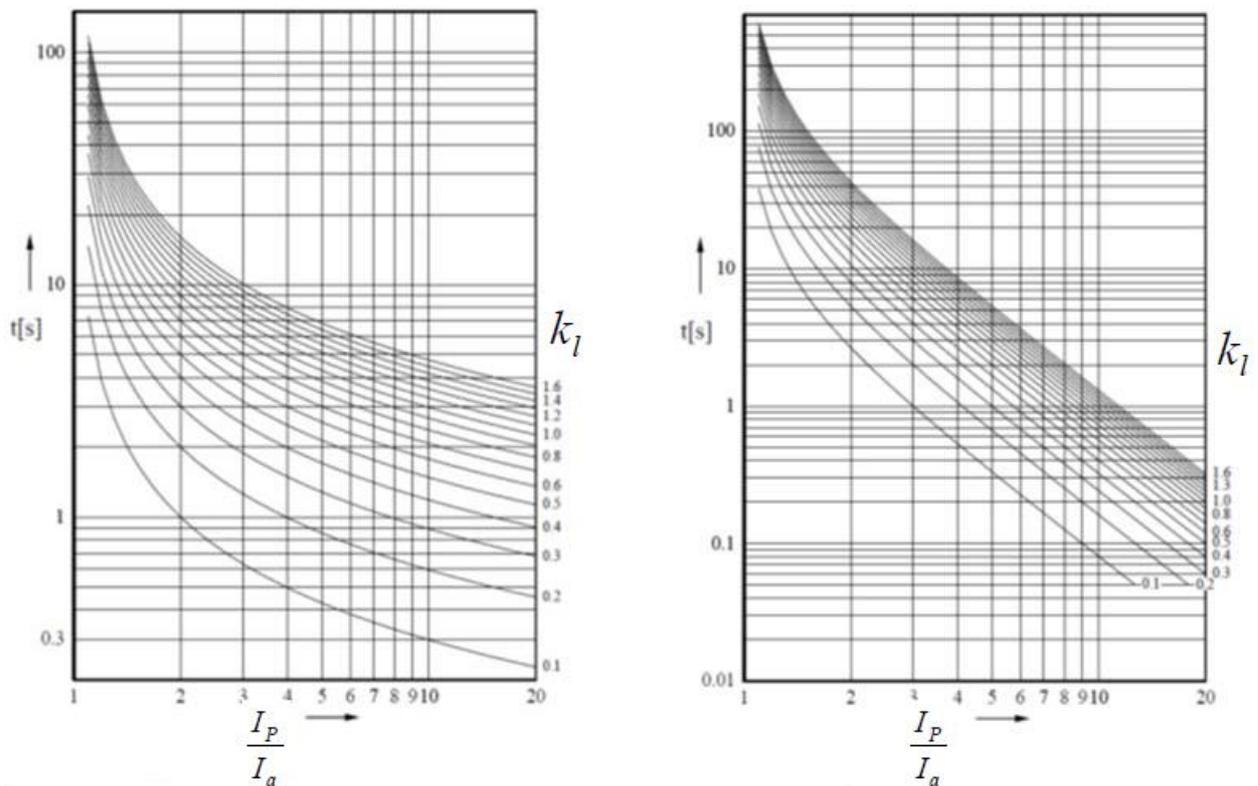


Figura 2-15. Familia de curvas de característica inversa (izquierda) y extremadamente inversa (derecha) [8].

Para el cálculo del tiempo de operación de la unidad de sobrecorriente de tiempo inverso, de acuerdo con la IEC 255-4 y BS 142, se emplea la siguiente ecuación (2-2):

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^a - 1} k_t \quad (2-2)$$

Donde  $t$  es el tiempo,  $I_p$  es la intensidad en amperios,  $I_a$  la intensidad de arranque,  $k_t$  es el factor de tiempo de la curva seleccionada,  $k$  y  $a$  se determinan en función de la familia de curvas:

Tabla 2-1. Factor k y a en función de la familia de curvas [8].

Familia de curvas	k	a
Inversa	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2

Si se juntan las unidades 50 y 51 en un mismo relé para la protección de un circuito, se obtiene la curva que aparece en la Figura 2-16. De esta forma, frente a faltas de corrientes elevadas, la unidad que opera es la 50, mientras que, para protección de apoyo y protección frente a sobrecargas, la unidad que opera es la 51.

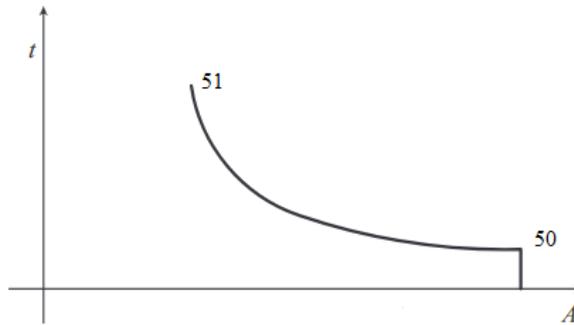


Figura 2-16. Unidad instantánea con unidad de tiempo inverso [2].

#### 2.2.2.2 Protección 50N/51N

La función de esta unidad es detectar faltas monofásicas debidas, por ejemplo, a la rotura de una fase, o fugas de corriente provocadas por un defecto de aislamiento (envejecimiento, degradación...).

El principio de funcionamiento es igual al de la unidad 50/51, la diferencia es el sistema empleado para la detección de la falta en función del régimen de neutro. Existen dos métodos para la detección de la corriente a tierra:

- A través de tres transformadores de intensidad a la entrada del relé, se realiza la suma vectorial de las tres intensidades de fase.

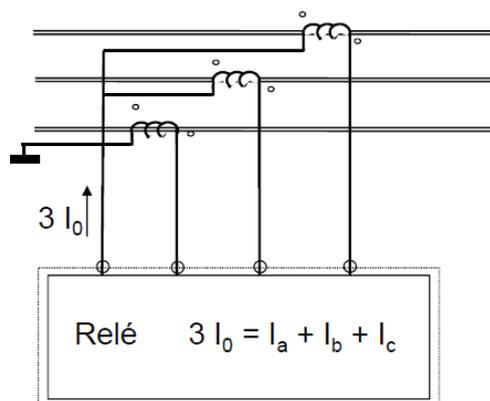


Figura 2-17. Suma vectorial de las 3 intensidades de fase [8].

- Colocación de un núcleo toroidal sobre las tres fases para detectar la corriente residual a partir de 500 mA. Este método siempre se emplea en instalaciones de neutro aislado.

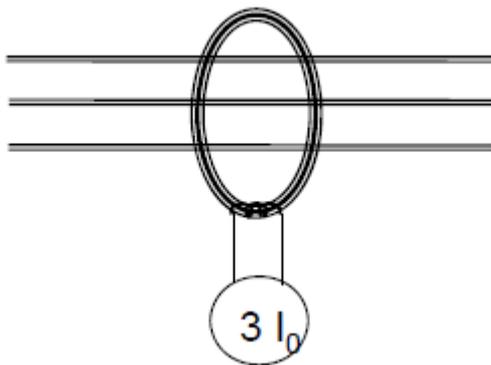


Figura 2-18. Núcleo toroidal [8].

### 2.2.2.2.3 Relé de sobreintensidad tipo CO

En las simulaciones realizadas en el capítulo 5 aparece el relé tipo CO, por ello, se dedicará este apartado a explicar en qué consiste este tipo de relé.

El relé tipo CO es un relé de sobreintensidad de una sola fase que se emplea, normalmente, junto a un interruptor automático para eliminar un cortocircuito. Poseen un amplio rango de características que permiten su coordinación con fusibles, reenganchadores, arranque de cargas en frío, arranque de motores y, en general, aplicaciones de tiempo fijo.

En la Tabla 2-2, se pueden observar las aplicaciones típicas para este tipo de relé.

Tabla 2-2. Aplicaciones típicas de los relés CO [9].

Tiempo relé	Tipo de curva	Aplicaciones típicas
CO-2	Corta	Protección diferencial donde el retardo en la apertura es admisible.  Protección de sobreintensidad, fase o tierra, donde no existe la coordinación con dispositivos aguas abajo y se permiten disparos de 2 a 60 ciclos.
CO-5	Larga	Protección de motor de rotor bloqueado cuando el tiempo permisible es aproximadamente entre 10 y 70 segundos.
CO-6	Definida	Protección de sobreintensidad cuando no existe la coordinación con dispositivos aguas abajo y CO-2 es demasiado rápido.
CO-7	Moderadamente inversa	Protección de sobreintensidad donde existe la coordinación con otros dispositivos y la generación varía.
CO-8	Inversa	Protección de respaldo para relés en otros circuitos.
CO-9	Muy inversa	
CO-11	Extremadamente inversa	Protección de motor donde el tiempo de apertura es menor de 10 segundos.  Protección de sobreintensidad donde existe coordinación con fusibles y reenganchadores.

## 2.2.3 Aparata de transformación

Anteriormente, se ha mencionado que los relés reciben señales de corriente y tensión para luego enviar las órdenes de apertura o cierre a la aparata de maniobra. Estas señales, antes de llegar a los relés, deben ser adaptadas para que puedan ser leídas por estos, ya que las corrientes y tensiones de la red son diferentes de los

valores nominales de los relés y aparatos de medida. Para realizar esta transformación se usan transformadores de tensión y corriente.

# 3 ESTRATEGIAS DE COORDINACIÓN

---

*La ciencia eléctrica nos ha revelado la verdadera naturaleza de la luz, nos ha proporcionado innumerables aparatos e instrumentos de precisión y así ha sumado enormemente a la precisión de nuestro conocimiento.*

Nikola Tesla

Una vez descrita la aparamenta utilizada en redes de media tensión, se procederá al análisis y estudio de las diferentes estrategias de coordinación que se emplean entre dispositivos para asegurar el correcto funcionamiento de las redes de distribución.

Es muy importante realizar un buen ajuste entre los dispositivos de protección, ya que una mala coordinación puede poner en peligro líneas, máquinas eléctricas y todo tipo de elementos conectados a la red eléctrica, así como la seguridad de las personas.

Los criterios básicos empleados a la hora de establecer los criterios de coordinación son dos:

- Se debe cumplir el criterio de selectividad, es decir, el dispositivo encargado de eliminar la falta será el más próximo a esta.
- La pérdida de suministro causada por una falta permanente debe eliminarse en el menor tiempo posible y restringirse a una pequeña parte de la red para que afecte al menor número de usuarios.

## 3.1 Coordinación fusible-fusible

En el caso de que se produzca una falta aguas abajo de dos fusibles, el principal criterio es que el tiempo máximo que el fusible principal (es decir, el más cercano a la falta) tardaría en eliminar la falta no supere el 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo. De esta forma, se asegura el criterio de selectividad, es decir, que el fusible más cercano a la falta sea el encargado de eliminarla antes de que el fusible de respaldo se vea afectado. El factor del 75% asegura que el efecto de la corriente en carga, la temperatura ambiente y la fatiga en el elemento fusible causada por el calentamiento debido a una falta aguas abajo no sean lo suficientemente grandes para afectar al fusible de respaldo. [2]

En la Figura 3-1 se puede observar como se cumple este criterio, ya que  $t_1 < 0.75t_2$ .

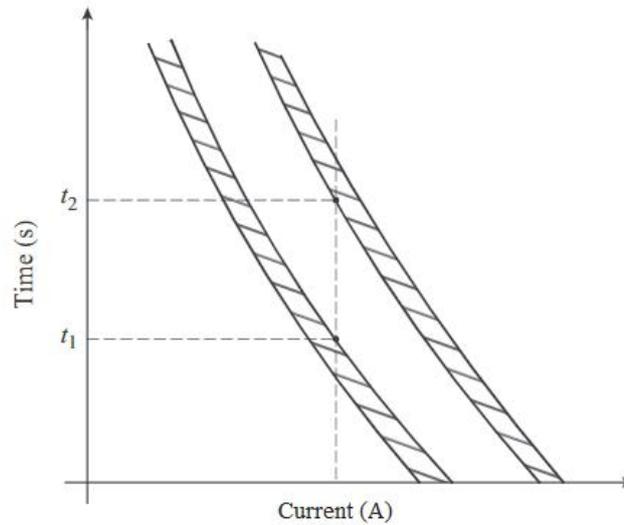


Figura 3-1. Coordinación fusible-fusible. [2]

## 3.2 Coordinación reanclador-fusible

Para este tipo de coordinación, el criterio elegido depende de la ubicación de los dos dispositivos, es decir, si el reanclador se encuentra en el lado más próximo a la carga y es respaldado por el fusible que se encuentra en el lado de la fuente o viceversa.

### 3.2.1 Fusible en el lado de la fuente

En este caso, la operación del reanclador tiene que ser más rápida que el tiempo mínimo de fusión del fusible. Esto se puede conseguir aplicando factores de multiplicación en la curva tiempo-corriente del reanclador. De esta forma, se puede compensar el efecto de fatiga provocado por el calentamiento en el fusible tras las sucesivas operaciones de apertura del reanclador. [2]

El tiempo de apertura del reanclador puede volverse más lento mediante la aplicación de un factor llamado  $k$  a su curva, pero siempre debe ser más rápido que la curva del fusible. En la Figura 3-2 se puede observar como la curva  $C'$  (correspondiente con la curva del reanclador tras aplicar el factor de multiplicación  $k$ ) es la curva límite del reanclador para que este actúe antes que el fusible.

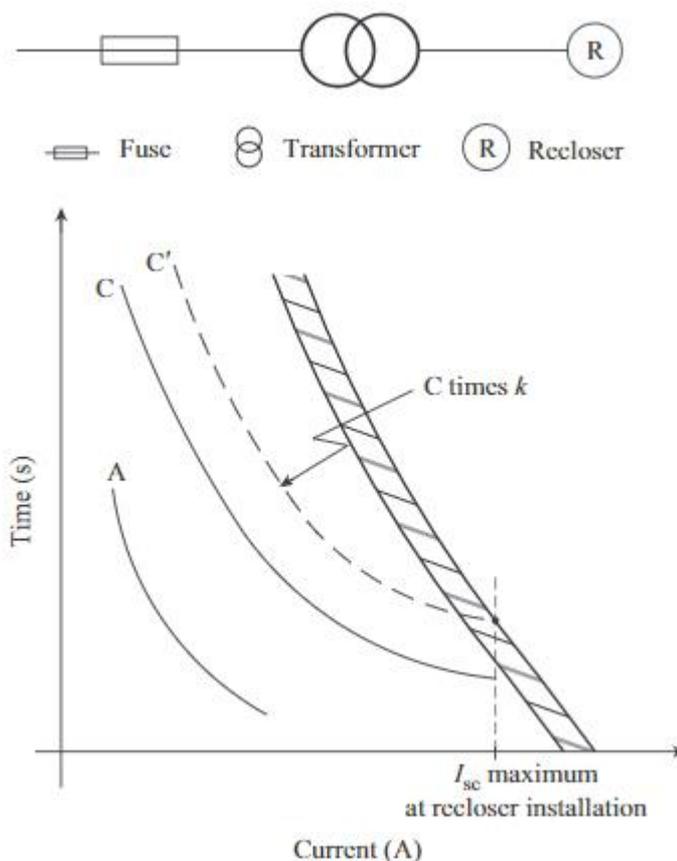


Figura 3-2. Coordinación reanclador-fusible. [2]

Un aspecto a tener en cuenta es si cada dispositivo se ubica a un lado diferente de un transformador. Por ejemplo, si el fusible se encuentra en el lado de alta y el reanclador en el de baja, la curva de alguno de estos dos dispositivos se tiene que desplazar sobre el eje horizontal de corriente.

En la Tabla 3-1, se muestran una serie de factores de multiplicación a aplicar en función del número de ciclos de reanclaje y de la configuración de las operaciones. Estos factores han sido propuestos por Cooper Power Systems.

Tabla 3-1. Factor k del fusible en el lado de la fuente. [2]

Tiempo de reanclaje en ciclos	Dos operaciones rápidas, dos lentas	Una operación rápida y tres lentas	Cuatro operaciones lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

### 3.2.2 Fusible en el lado de la carga

Cuando el fusible se encuentra aguas abajo del reanclador se tienen que cumplir dos aspectos fundamentales. El primero de ellos es que el tiempo mínimo de fusión del fusible tiene que ser mayor que la curva rápida del reanclador con el factor de multiplicación aplicado. [2]

Tabla 3-2. Factor k del fusible en el lado de la carga. [2]

Tiempo de reenganche en ciclos	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

El otro aspecto que se tiene que cumplir es que el tiempo máximo de eliminación de la falta por parte del fusible tiene que ser más pequeño que la curva lenta del reconectador sin ningún factor de multiplicación aplicado. El reconectador tiene que tener dos o más curvas lentas para evitar la pérdida de servicio en el caso de que la falta sea permanente y el fusible opere. [2]

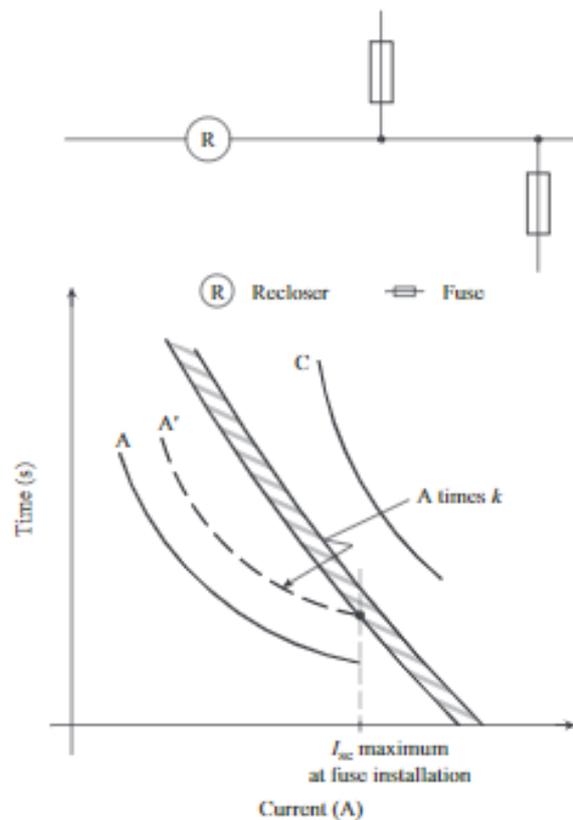


Figura 3-3. Coordinación reanclador-fusible. [2]

Para conseguir una mejor coordinación entre estos dos dispositivos, lo óptimo es configurar el reanclador para realizar dos operaciones rápidas y dos operaciones lentas. En general, la primera operación rápida elimina el 80% de las faltas esporádicas, mientras que la segunda elimina un 10%. El fusible actúa antes de la tercera apertura del reanclador eliminando las faltas permanentes. También se puede aplicar otra estrategia, aunque menos efectiva, que consiste en configurar una operación rápida seguida de tres actuaciones lentas del reanclador. [2]

Como consecuencia de esto, se pueden distinguir dos estrategias de coordinación conocidas como fusible salvado (*fuse saving*) y fusible sacrificado (*fuse blowing*).

### 3.2.2.1 Fusible salvado

El objetivo de esta estrategia de coordinación es evitar que el fusible actúe ante una falta esporádica, actuando sólo ante faltas permanentes. Por tanto, se pretende que, en primer lugar, actúe el reanclador y, si la falta es permanente, posteriormente actúe el fusible. Con esta estrategia se consigue evitar tener que reponer un fusible

cuando la falta puede ser eliminada mediante un reconector y que, tras un pequeño intervalo de tiempo, la red vuelva a funcionar en condiciones normales tras el reenganche.

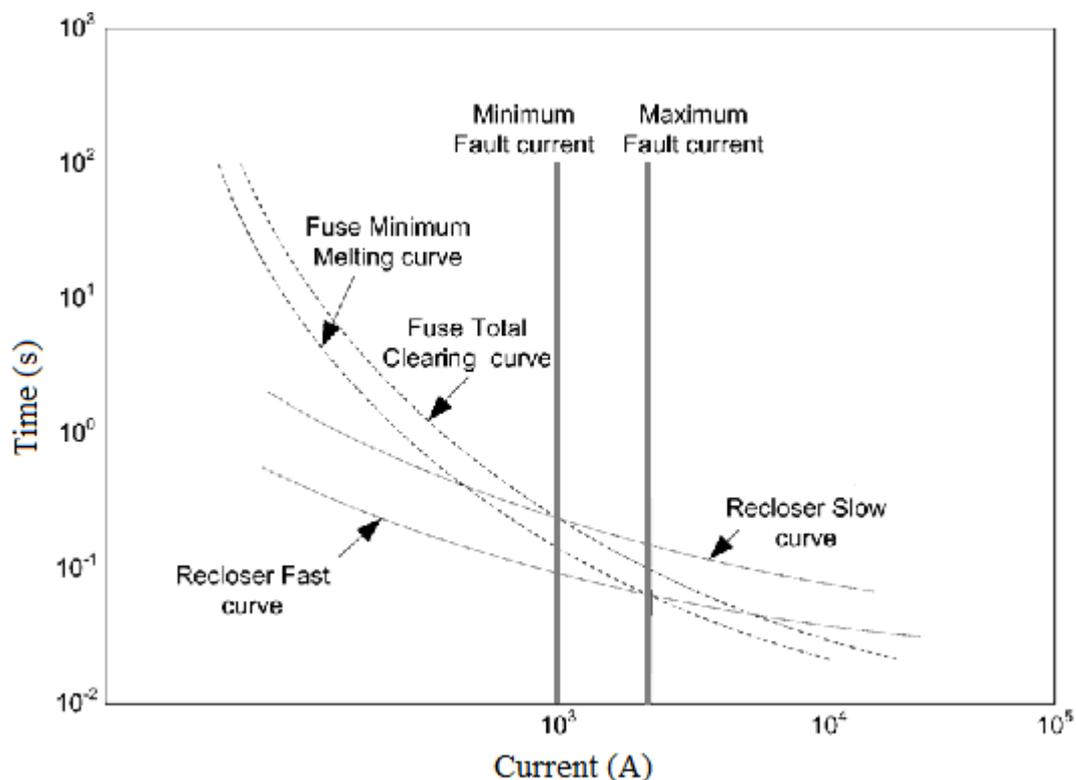


Figura 3-4. Curvas tiempo-corriente aplicando la estrategia fusible salvado [10].

En la Figura 3-4, se puede ver como ante cualquier falta en el intervalo definido, el primer dispositivo en actuar es el reconector con la curva rápida de disparo. Posteriormente, operaría el fusible en el caso de que la falta permaneciera en la red.

### 3.2.2.2 Fusible sacrificado

Esta estrategia de coordinación es la que se emplea en España, sin embargo, no es la óptima. Ante una falta esporádica en la red, el fusible es el dispositivo que la elimina, lo que conlleva el aumento de tiempo de interrupción, mientras que, con un interruptor reenganchador, el suministro eléctrico se reestablecería en pocos segundos. Además, habría que reponer el fusible y realizar un gasto innecesario en un dispositivo costoso.

Por otro lado, esta estrategia es adecuada en el caso de suministro a ciertas industrias con cargas sensibles o áreas con elevadas corrientes de falta.

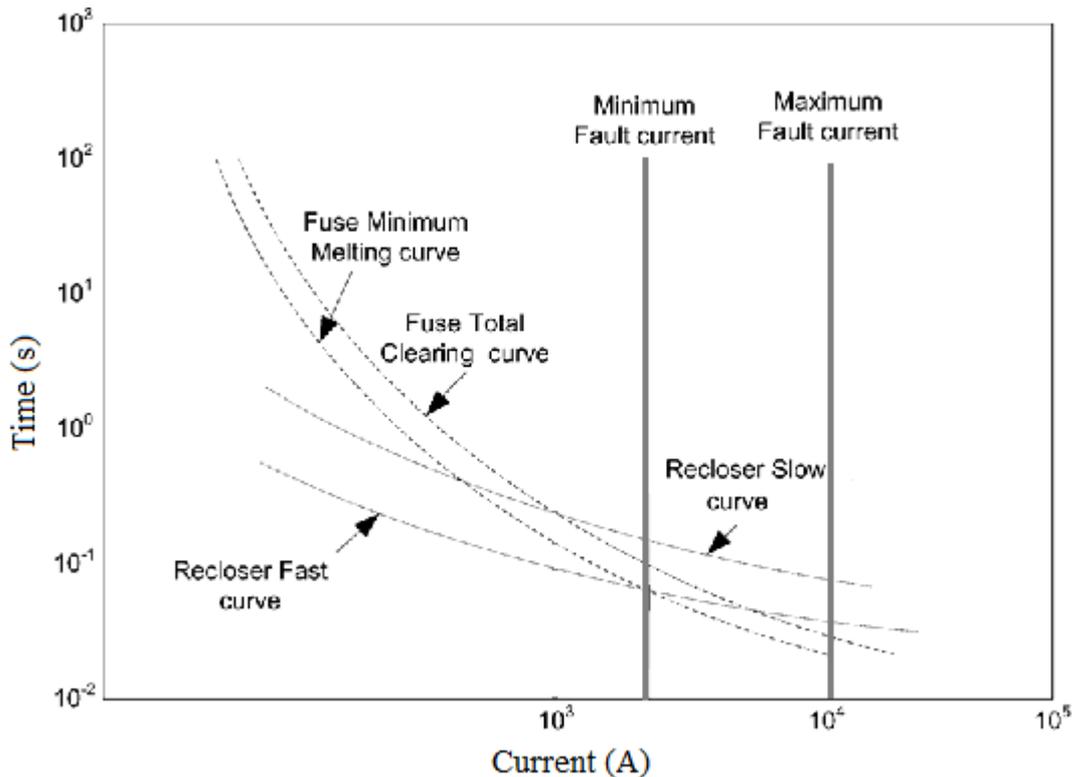


Figura 3-5. Estrategia de coordinación fusible sacrificado [10].

Un aspecto muy importante a tener en cuenta hoy día es que, debido a la introducción de generación distribuida en el sistema eléctrico, la coordinación reconectador-fusible puede verse afectada. Esto es debido a que el flujo de potencia ya no sólo circula desde los grandes generadores hacia las cargas, como ha sido tradicionalmente, sino que puede circular en ambos sentidos. Esto puede provocar la pérdida de selectividad, afectando a los consumidores en cuanto a la continuidad del servicio, así como a las compañías eléctricas por no cumplir los índices de fiabilidad. En el Capítulo 6, se simulará y estudiará la pérdida de coordinación ante la introducción de un parque eólico en la red de distribución.

### 3.3 Coordinación reconectador-reconectador

Para ajustar la coordinación entre dos reconectadores es necesario distinguir entre dos tipos: hidráulicos o electrónicos.

#### 3.3.1 Reconectadores hidráulicos

La coordinación entre los dispositivos de este tipo depende de sus características. Por ejemplo, en reconectadores pequeños, donde la apertura de los contactos se realiza a través de la bobina de corriente y su pistón, hay que tener en cuenta las siguientes características:

- Si la separación de las curvas es menor de 2 ciclos, la operación de ambos reconectadores será simultánea.
- Si la separación de las curvas está entre 2 y 12 ciclos, la operación podría ser o no simultánea.
- Si la separación es de más de 12 ciclos, se asegura que la operación no sea simultánea.

Por otro lado, para reconectadores de gran capacidad, el pistón asociado a la bobina de corriente actúa sobre el mecanismo de apertura. Para estos dispositivos:

- Si la separación entre las curvas es menor de 2 ciclos, la operación es siempre simultánea.
- Si la separación de las curvas es mayor que 8 ciclos, se puede asegurar que la separación no es simultánea.

En definitiva, la coordinación entre estos dispositivos depende de la separación en ciclos entre las curvas de apertura.

### 3.3.2 Reconectores controlados electrónicamente

Para este tipo de reconectores, el que se encuentra aguas abajo tiene que ser más rápido que el reconector de respaldo. Además, el reenganchador que se encuentra en la subestación, que es el que se encuentra aguas arriba, tiene que tener al menos una operación rápida para ser capaz de eliminar faltas esporádicas que se produzcan en la línea entre los dos reconectores y el que se encuentra aguas abajo tiene que tener al menos el mismo número de operaciones rápidas que el que se encuentra en la subestación. Cabe destacar que, para este tipo de dispositivos, el ajuste se puede realizar más estrechamente que en reconectores cuya apertura se controla de forma electromecánica.

### 3.4 Coordinación relé de sobreintensidad-reconector

Supongamos que se produce un cortocircuito aguas abajo de un reconector cuya protección de respaldo es un relé de sobreintensidad que actúa sobre un interruptor. Normalmente, los reconectores se ajustan para que realicen dos operaciones de apertura rápida y dos lentas antes de que se produzca el bloqueo en posición de abierto. El tiempo de reinicio del relé de sobreintensidad es largo, por tanto, en el caso de que la falta sea permanente, cada vez que se produce un reenganche en cortocircuito, el relé partirá desde el punto al que ha llegado el reinicio justo antes de que se produzca el reenganche. Esto puede provocar una pérdida de coordinación ya que, si antes de que el reconector realizara una apertura el relé estaba próximo a disparar y el tiempo hasta la siguiente reconexión no es suficientemente grande para el reinicio del relé, este podría disparar.

La Figura 3-6 que se muestra a continuación ilustra lo explicado anteriormente. En la gráfica superior se puede observar el recorrido del relé y en la inferior los disparos del reconector. Cada vez que se produce el reenganche, al relé no le ha dado tiempo de reiniciarse completamente. Si este llegara a alcanzar el 100% del recorrido antes de que el reconector se bloqueara en posición de apertura ante esta falta permanente, se produciría la pérdida de selectividad.

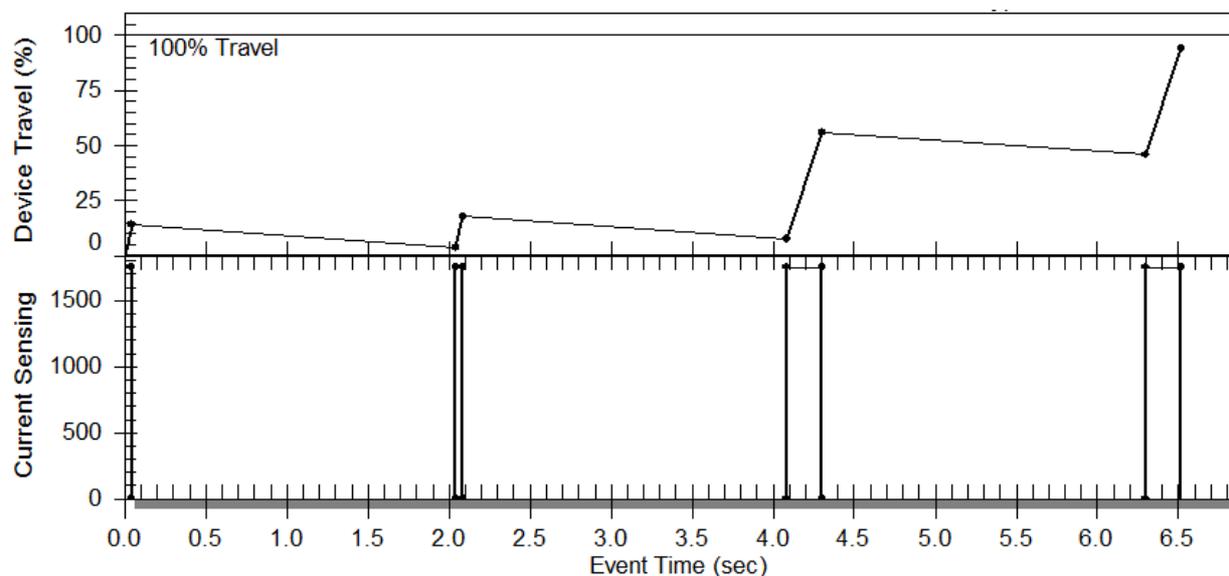


Figura 3-6. Coordinación relé de sobreintensidad-reconector.

Además, hay que tener en cuenta dos aspectos más en cuanto al relé. El primero es que el interruptor abre el circuito unos ciclos después de que el relé haya mandado la orden de apertura, y el otro aspecto es que el relé debe tener en cuenta el tiempo de operación del reconector.

### 3.5 Coordinación reconectador-seccionalizador

Como el seccionalizador no posee una curva característica tiempo-corriente, la coordinación entre estos dispositivos se realiza por el número de operaciones que el reconectador de respaldo haya realizado.

Supongamos que el reconectador está programado para realizar cuatro aperturas ante una falta: dos rápidas y dos lentas. El seccionalizador tiene que operar antes de que el reconectador realice el último disparo, que en este caso sería después de la tercera apertura. Por tanto, ante una falta permanente, cuando el reconectador ha realizado por tercera vez la apertura del circuito, el seccionador abriría en vacío aislando la falta. Posteriormente, el reconectador realizaría el reenganche para que el resto del circuito no pierda el suministro.

### 3.6 Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible

Para entender mejor la coordinación entre estos tres elementos de protección, se explicará sobre el diagrama unifilar que se presenta en la Figura 3-7.

El diagrama muestra una red de distribución de 12.2 kV en la que se pueden ver dos fusibles, un seccionalizador, un reconectador y dos relés. Cabe señalar que el reconectador está diseñado para realizar dos operaciones de apertura rápidas y dos lentas. Si, por ejemplo, se produce una falta en el transformador de distribución, sería el fusible asociado a dicho transformador el que debería eliminar la falta, respaldado por la apertura rápida del reconectador. Si la falta no fuese eliminada por el fusible antes mencionado, el fusible aguas arriba sería el encargado de eliminarla tras el segundo reenganche ante cortocircuito del reconectador. El seccionalizador actuará tras tres operaciones de apertura del reconectador.

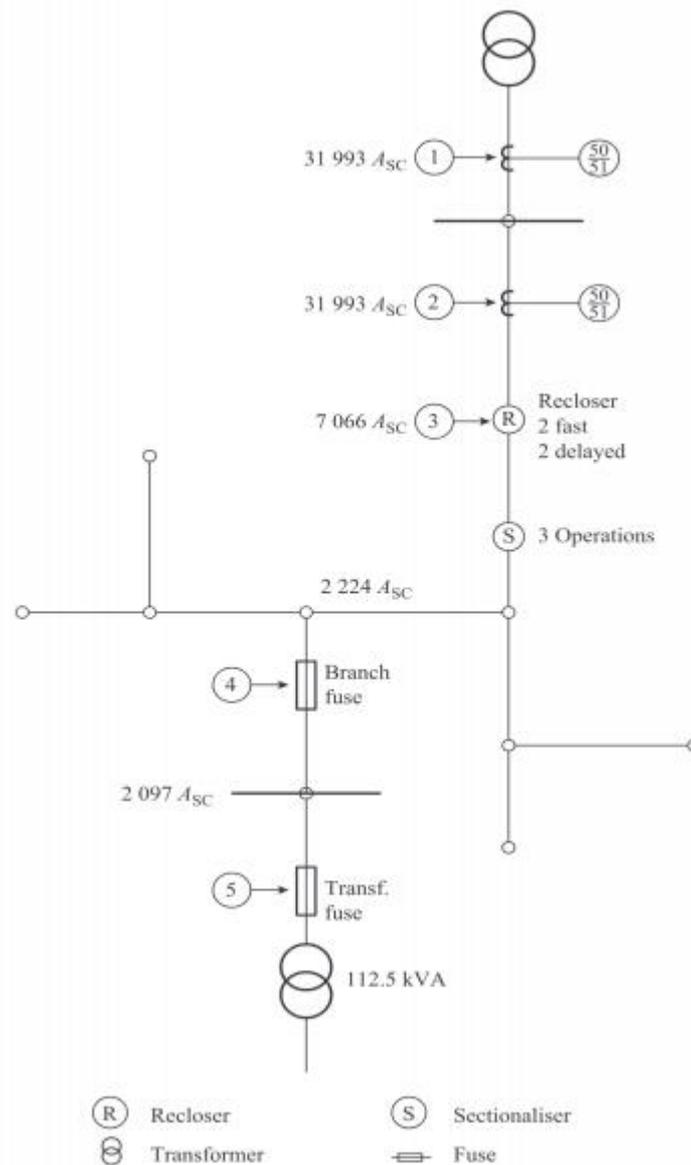


Figura 3-7. Coordinación reanclador-seccionalizador-fusible. [2]

Para determinar la curva rápida de disparo del reanclador se ha empleado el criterio explicado anteriormente en el apartado 3.2: el tiempo de actuación del reanclador con el factor de multiplicación,  $k$ , aplicado tiene que ser menor que el 75% del tiempo de fusión del fusible que se encuentra más alejado del transformador (dispositivo número 4 del diagrama unifilar):

$$t_{\text{recloser}} \cdot k \leq t_{\text{MMT}} \cdot 0.75 \quad (3-1)$$

Donde  $t_{\text{recloser}}$  es el tiempo de apertura del reanclador,  $k$  es el factor de multiplicación que se obtendría de la Tabla 3-2 y  $t_{\text{MMT}}$  es el tiempo mínimo de fusión del fusible (*minimum melting time*).

En la Figura 3-8 se pueden observar las curvas de tiempo-corriente de cada uno de los dispositivos antes mencionados y se puede comprobar la secuencia de operaciones explicada anteriormente: ante una falta en el transformador de distribución, el fusible asociado (5) sería el encargado de eliminarla. En el caso de que este no realiza la apertura, actuarían las operaciones rápidas del reanclador (3B) y, si la falta permanece, el circuito sería abierto por el fusible situado aguas arriba (4). La curva 3A corresponde con la curva de operación lenta del reanclador y las curvas 2 y 1 a los relés de sobrecorriente situados en la cabecera de la red.

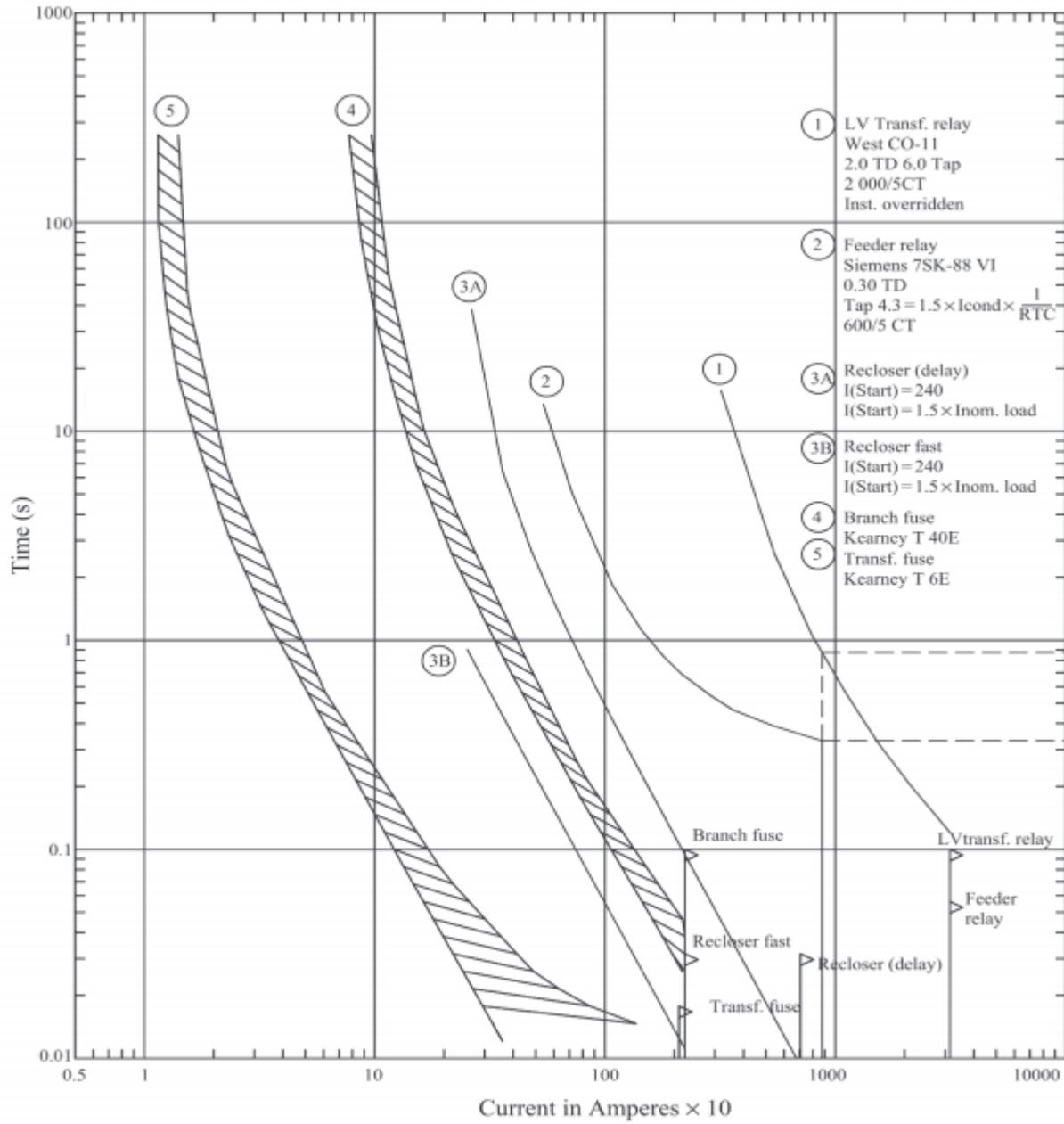


Figura 3-8. Curvas tiempo-corriente de fusible, seccionizador y reconector. [2]

# 4 CAPE

---

*Increasing penetration of embedded generation has made system analysis ever more complicated. CAPE allows us to efficiently address these challenges.*

Hugh Borland, ESB Networks

**C**omputer-Aided Protection Engineering (CAPE) es un software desarrollado y comercializado por Electrocon International Inc. Fundada en 1981, esta empresa trabajó con ingenieros de protección de grandes empresas estadounidenses para crear un software capaz de solucionar los problemas de protección de los sistemas eléctricos.

El primer lanzamiento comercial de CAPE fue en 1990 y, desde entonces, ha ido incrementado y mejorando las capacidades de este software, detectando las necesidades de sus clientes.

Es de destacar que, en España, grandes empresas como Red Eléctrica España S.A. y Endesa Distribución Eléctrica S.L. utilizan CAPE, así como un gran número de grandes empresas y universidades de todo el mundo.

En este capítulo se dará una visión general del software, comentando cada uno de sus módulos y las posibilidades y funciones de cada uno. Por otro lado, se explicará de forma detallada las herramientas empleadas para el desarrollo de este proyecto y las dificultades encontradas con el fin de servir de ayuda en próximos proyectos.

## 4.1 Módulos CAPE

Este software cuenta con una serie de módulos con los que se pueden realizar todo tipo de estudios y simulaciones de los sistemas eléctricos. Todos ellos funcionan con una única base de datos abierta.

En definitiva, este programa es capaz de realizar análisis y simulaciones para detectar problemas potenciales en redes eléctricas y dispositivos de protección. Puede simular una red de cualquier tamaño y dispositivos tan complejos como los modernos relés digitales. También resulta muy útil para el análisis de coordinación entre las protecciones de redes eléctricas, lo cual es uno de los objetivos de este proyecto.

A continuación, se enumeran los distintos módulos con los que cuenta el software:

- *Database Editor*
- *Short Circuit*
- *One-line Diagram*

- *Coordination Graphics*
- *Relay Setting*
- *Relay Checking*
- *System Simulator*
- *Line Constants*
- *Order Production*
- *Power Flow*
- *Short Circuit Reduction*
- *Breaker Duty*
- *Settings Transfer Utilities*
- *IPS-CAPE Bridge*
- *CAPE-TS Link*

En los siguientes apartados se realizará una descripción de cada uno de los módulos, desarrollando sus capacidades y principales características.

#### **4.1.1 Database Editor**

CAPE cuenta con una gran base de datos, la cual se puede editar y ampliar por parte del usuario.

La mitad de la base de datos consiste en modelos de la red y sistemas de protección propios del programa, es decir, subestaciones, buses, líneas de transmisión con acoplamiento mutuo asociado, transformadores, generadores con las cargas necesarias para flujo de potencia y cálculo de cortocircuito. También se incluyen los dispositivos de protección para el análisis de coordinación.

La otra mitad de la base de datos es una biblioteca que abarca modelos detallados de relés, datos de catálogos de fabricantes de fusibles, reconectores, conductores, torres, transformadores de tensión y de intensidad. Esta parte de la base de datos también es posible editarla para agregar nuevos dispositivos de protección.

En cuanto a los relés, cuenta con una biblioteca de más de 5500 tipos de diferentes fabricantes. Es capaz de modelar y analizar desde relés electromecánicos hasta complejos relés digitales.

Por otro lado, los transformadores son unos de los componentes más difíciles de modelar. Para generar un nuevo modelo en la base de datos solo es necesario introducir sus características principales como las tensiones de los devanados, la configuración de los devanados o los ensayos del fabricante, y el software calculará el modelo matemático interno.

#### **4.1.2 Short Circuit**

Uno de los aspectos fundamentales y destacables de este software es la capacidad que dispone para el cálculo de cortocircuitos. Es decir, es capaz de calcular cualquier tipo de fallo en la red, desde fallos estándares hasta cualquier tipo de fallo definido por el usuario que implique cualquier conexión entre fases y tierra con impedancias arbitrarias, conductores abiertos o caídos y fallos arbitrarios simultáneos que incluyan cualquier número de buses.

Además, los algoritmos empleados para hallar las soluciones del modelo de matriz de admitancias permiten que se pueda estudiar una red de cualquier tamaño. Esto supone una ventaja enorme, ya que se pueden crear redes de gran tamaño, como el sistema eléctrico español, y poder analizar su comportamiento frente a cualquier tipo de fallo.

Por otro lado, antes de realizar la simulación de un cortocircuito, se puede partir de unas condiciones iniciales a partir de la solución del análisis de flujo de carga. Esto es muy útil cuando se quieren incluir cargas y tensiones reales en el modelo del sistema.

Para aplicar una falta en la red, se puede realizar desde *data tree*<sup>1</sup> o desde el diagrama unifilar de la red que se está estudiando. Esto ha provocado algunos problemas (que se verán en los siguientes apartados) a la hora de realizar las simulaciones que se recogen en este proyecto.

### 4.1.3 One-line diagram

El objetivo de este módulo es construir el diagrama unifilar de una red, así como del sistema de protección. A partir de este módulo se puede acceder a la base de datos o, incluso, construirla.

A través de los iconos que presenta la barra de herramientas (buses, generadores, transformadores, motores, líneas...), se pueden insertar los componentes en el diagrama unifilar que se esté construyendo e insertar sus características.

Para la realización de este proyecto, se ha empleado el digrama unifilar y la base de datos que el software tiene incorporado.

### 4.1.4 Coordination Graphics

Esta herramienta permite evaluar de forma gráfica la coordinación entre dispositivos de protección previamente seleccionados, modificar la configuración de los dispositivos y evaluarlas. Es capaz de mostrar hasta treinta curvas simultáneamente, ya sean de sobreintensidad (con las características IOC<sup>2</sup> y TOC<sup>3</sup>) o de dispositivos de protección a distancia.

Una vez que las curvas de los dispositivos a estudiar han sido representadas, se dará la orden de representar el cortocircuito existente en la red, previamente generado con el módulo *short circuit*. Además, también se puede mostrar el comportamiento dinámico del relé durante la falta.

Por otro lado, este módulo cubre un amplio rango de dispositivos de protección de redes de distribución, algo verdaderamente interesante para el desarrollo de este proyecto. Existen en la biblioteca más de 2000 fusibles que pueden ser evaluados, trazando las curvas de tiempo fusión mínima y de apertura total. También cuenta con modelos detallados de reconectores y, actualmente, están trabajando modelos de interruptores para circuitos de baja tensión.

### 4.1.5 Relay Setting

Con este módulo se persigue configurar de forma rápida y práctica los relés de protección y ahorrar tiempo de ingeniería en el procedimiento que requiere la configuración de estos dispositivos. De forma resumida, este módulo analiza detalladamente un fallo, del cual se obtienen corrientes e impedancias para, posteriormente, traducirlo a una configuración real.

### 4.1.6 Relay Checking

Ante una gran diversidad de fallos, este módulo calcula la respuesta del sistema de protección, lo cual resulta de gran utilidad, ya que se pueden descubrir pérdidas de coordinación en zonas extensas.

Las redes del sistema eléctrico crecen con los años y analizar una falta de coordinación entre miles de relés no es una tarea sencilla, teniendo en cuenta los tiempos de operación variable de los interruptores automáticos o la disposición de los dispositivos de transformación. La solución que presenta este módulo es el análisis de forma escalonada que simule y modele todas las acciones de forma rápida y exacta.

### 4.1.7 System Simulator

Esta herramienta permite evaluar la respuesta de los sistemas de protección desde que se produce el cortocircuito hasta su eliminación. Además, es capaz de simular la reacción de 3000 relés de diferentes tipos

---

<sup>1</sup> El árbol de datos o *data tree* es una herramienta que aparece en la parte izquierda de la interfaz del software. Consiste en una ventana donde se encuentra toda la información de la red de forma ordenada, desde subestaciones hasta dispositivos de protección. Es una manera de acceder a la base de datos.

<sup>2</sup> IOC: *Instantaneous overcurrent curve*

<sup>3</sup> TOC: *Time overcurrent curve*

simultáneamente y varias faltas en el sistema a la vez.

El módulo trabaja pausando la simulación cada vez que se produce un evento, por ejemplo, la apertura de un interruptor. De esta forma, se puede examinar detenidamente el evento. Además, automáticamente, el simulador asigna las zonas locales de operación de los dispositivos, estableciendo así protección primaria y de apoyo.

#### **4.1.8 Line Constants**

Constantemente el sistema eléctrico se expande y se sustituyen líneas por otras más modernas. Por tanto, es necesario estudiar y simular los nuevos cambios que se producen en la red y, para ello, este módulo resulta de gran utilidad.

Con esta herramienta se pueden calcular acoplamientos de impedancia propia y mutua en configuraciones de líneas aéreas simples o múltiples.

La forma de trabajar con este módulo es bastante sencilla, basta con introducir los datos de la línea en la base de datos, se elige el diseño de la torre y se especifica la posición de las fases. El siguiente paso será ubicar las torres y tender los conductores. Se puede establecer cualquier número de circuitos en una torre que se pueda dar en la práctica. Es de destacar que CAPE posee una biblioteca de más de 500 tipos de conductores.

#### **4.1.9 Order production**

Es una función básica que permite al usuario generar un informe sobre los relés seleccionados y que son necesarios a la hora de presentar un proyecto. Ofrece diez tipos de informes, ocho de ellos dedicados a configuración de los dispositivos y los otros dos a informes de verificación.

#### **4.1.10 Power Flow**

El objetivo de *Power Flow* es calcular las tensiones en los nudos para, posteriormente, poder calcular los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores en régimen permanente. Con ello, se obtienen las condiciones iniciales para el cálculo de cortocircuitos. De esta forma, se consiguen estudios más precisos y que el sistema de protección sea más fiable y seguro.

Como ya se sabe, el cálculo de los flujos de carga requiere la resolución de una gran cantidad de ecuaciones no lineales. Los métodos que utiliza CAPE para resolverlas son el de Newton y el desacoplado rápido. El software permite comenzar el proceso iterativo, por ejemplo, con el desacoplado rápido e interrumpirlo en un punto para continuar con el método de Newton.

Para el uso de este módulo, no existe límite en el número de nudos que tenga la red para poder aplicarlo.

#### **4.1.11 Short Circuit Reduction**

Este módulo se ha diseñado para disminuir el tamaño de la red reemplazando un conjunto de buses, líneas y transformadores por un modelo más simple, pero equivalente numéricamente. Esta reducción no modifica el comportamiento de la red ni el estudio de cortocircuitos en la misma.

Anteriormente se ha mencionado que la herramienta *Short Circuit* no tiene límites en cuanto a tamaño de la red, sin embargo, existen diferentes motivos por los que reducir el tamaño de esta resulta de utilidad. Por ejemplo, para usar los modelos de red en otros programas, para enviar datos públicos o para generar un modelo reducido de una red de alta tensión destinado a una compañía de distribución, donde el interés de su estudio son las redes de distribución y esta esté usando un programa de simulación diferente a CAPE.

#### **4.1.12 Breaker Duty**

Es una herramienta que permite evaluar la operación de los interruptores automáticos siguiendo las normas IEC e IEEE/ANSI.

Para evaluar el funcionamiento de los disyuntores será necesario calcular inicialmente un cortocircuito y así, poder determinar el poder de corte. Las normas IEC e IEEE/ANSI<sup>4</sup> utilizan métodos muy parecidos para modelar la red y calcular las faltas, pero difieren en el cálculo del poder de corte del interruptor.

#### 4.1.13 *Settings Transfer Utilities*

Como su propio nombre indica, esta función permite exportar las configuraciones de cualquier relé o reconector a archivos de interfaces neutras, es decir, un archivo estándar de MS Access, fácil de generar y transmitir.

#### 4.1.14 *IPS-CAPE Bridge™*

*IPS-CAPE Bridge™* no es un módulo de CAPE como tal, sino un producto generado por los desarrolladores de ambos softwares que permite el intercambio de información entre los dos programas.

IPS-Energy es una compañía dedicada a desarrollar y comercializar software para la gestión de sistemas eléctricos. Su objetivo es hacer la entrega de energía más eficiente al menor coste posible. Su sede se encuentra en Munich, pero tiene oficinas repartidas por todo el mundo.

#### 4.1.15 *CAPE-TS Link™*

Es una herramienta de simulación de estabilidad transitoria que permite analizar el sistema eléctrico para evitar interrupciones que podrían derivar en apagones. Existen muchas aplicaciones donde esta herramienta puede resultar muy útil, como estudios de planificación considerando el comportamiento de los relés, análisis del sistema después de un cortocircuito eliminado por un relé o ajustes en las configuraciones de relés para evitar problemas de estabilidad.

## 4.2 Uso de CAPE en este proyecto

Una vez dada una visión general de este software, se pasa a explicar en este apartado las herramientas de CAPE empleadas, así como los problemas y dificultades encontradas, con el fin de facilitar su uso en futuros proyectos.

### 4.2.1 *Distribution Coordination*

Para realizar las simulaciones objeto de este proyecto y que se muestran en los siguientes capítulos, se utilizará la base de datos y el diagrama unifilar que el software trae incorporado, ya que no se posee ninguna base de datos para poder generar una nueva red. Además, la tarea de crear una nueva red conllevaría una cantidad de tiempo considerable y eso, no es la finalidad de este trabajo.

Sin embargo, el modelo de red y la base de datos que CAPE trae incorporado es una red de alta tensión. Tras ponerme en contacto con la empresa, me facilitaron unos archivos que contenían la base de datos y el diagrama unifilar de la red de distribución que se ha empleado para las simulaciones. Estos archivos se pueden encontrar con el nombre de *cape\_recl.gdb* y *cape\_recl.gf*, y son una extensión de la versión que el software trae incorporada en la instalación (*cape.gdb* y *cape.gf*).

La herramienta utilizada para el análisis y simulación de tiempos de coordinación entre dispositivos se denomina *Distribution Coordination* y se encuentra dentro del módulo *Coordination Graphics*.

A continuación, se procederá a explicar de forma resumida cómo se ha usado esta herramienta para la realización de las simulaciones que aparecen en el siguiente capítulo.

Tras iniciar CAPE con los archivos *cape\_recl.gdb* y *cape\_recl.gf*, se abrirá el módulo de *Coordination Graphics*.

Desde el árbol de datos o desde el diagrama unifilar, se accederá a la herramienta *Distribution Coordination*

---

<sup>4</sup> El método IEC está basado en el estándar IEC 909 y el IEEE/ANSI en el C37.010.1999.

seleccionando con el botón derecho cualquier elemento de la red. Aparecerá una ventana emergente con tres pestañas: *branches and devices*, *operations* y *coordination*.

**4.2.1.1 Branches and devices**

Desde esta ventana se seleccionan los dispositivos a colocar en cada nudo para realizar las simulaciones de la red. Al ser una red radial, sólo será necesario colocar las protecciones en la rama que va desde el lugar donde se produce la falta hasta la cabecera de la red.

También se pueden ver y editar los ajustes de cada dispositivo pulsando “*View Setting for Devices*”.

Por otro lado, se pueden generar las curvas de los dispositivos seleccionados en el módulo *Coordination Graphics* seleccionando “*Show Devices in CG*”.

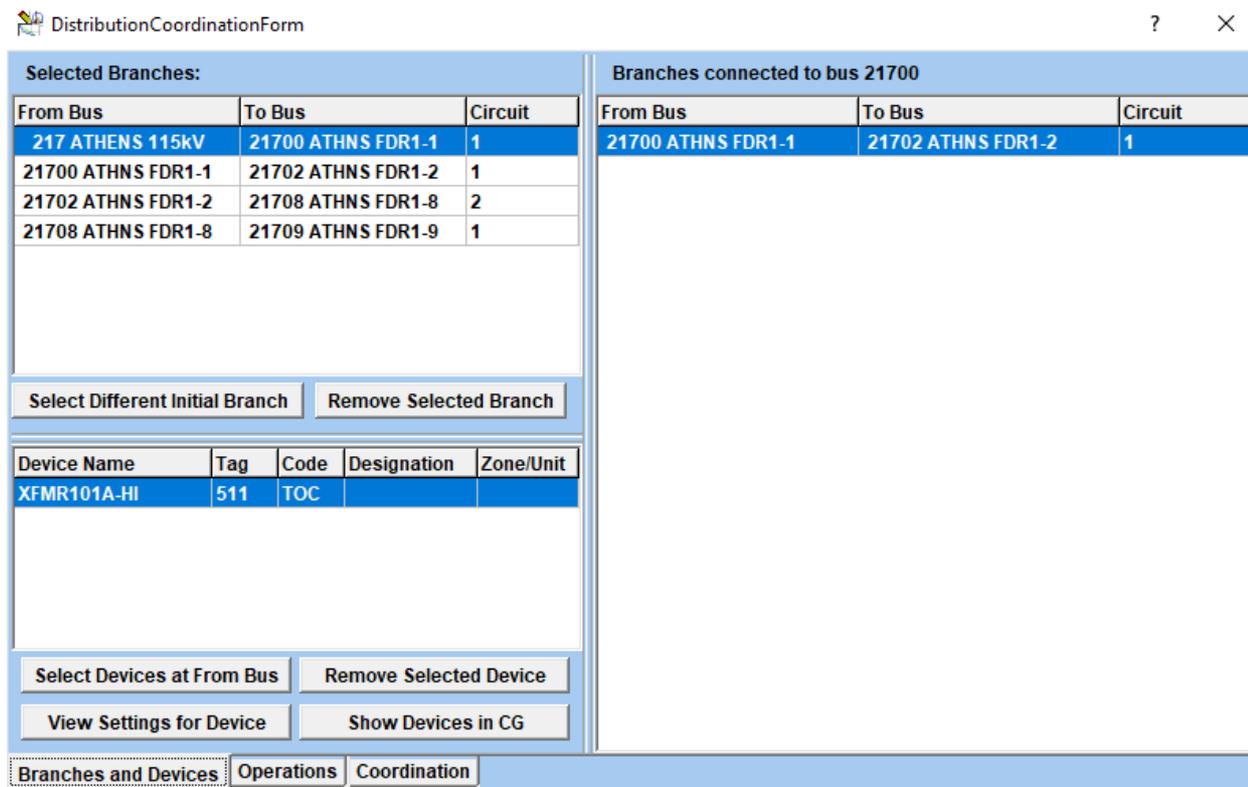


Figura 4-1. Pestaña *Branches and Devices*.

Una vez seleccionados los dispositivos de protección de la red, se aplicará el cortocircuito que se desea estudiar desde el módulo *Short Circuit*. Para aplicar una falta se puede realizar desde el árbol de datos o desde el diagrama unifilar.

**4.2.1.2 Operations**

Una vez seleccionados los dispositivos y aplicada la falta, esta pestaña muestra la secuencia de eventos que se produce desde que se genera el cortocircuito hasta que se elimina.

Seleccionando “*Get Operating Sequence*” aparece una tabla como la que se muestra en la Figura 4-2.

DistributionCoordinationForm ? X

\* Click column header to view device settings \*

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.553	MR: 0.050	MR: 0.045	MM: 0.223
2	0.045			TRIP	
3	0.045				
4	2.045			RECLOSE	
5	2.045	OP: 0.535	MR: 0.050	MR: 0.045	MM: 0.178
6	2.090			TRIP	
7	2.090				
8	4.090			RECLOSE	
9	4.090	OP: 0.517	MR: 0.739	MR: 0.317	MM: 0.143
10	4.275				TRIP
11	4.275				BLOWN FUSE

Get Operating Sequence All device response times in Seconds

Branches and Devices Operations Coordination

Figura 4-2. Pestaña *Operations*.

En la columna de la izquierda se observa el tiempo en segundos en que se produce cada acción. El resto de las columnas corresponden a cada uno de los dispositivos seleccionados y, en cada una de ellas, aparecen los eventos que se producen.

Las acciones que se pueden dar son “*TRIP*”, “*RECLOSE*” o “*RESET*”.

Cuando la falta es despejada se indica, bien con “*LOCKOUT*”, cuando es eliminada por un relé o un reconector, o bien “*BLOWN FUSE*”, cuando es un fusible.

Por otro lado, las siglas OP, MR y MM corresponden a *operate protection*, *minimum response* y *minimum melt*.

#### 4.2.1.3 Coordination

Esta parte de la herramienta *Distribution Coordination* es una función gráfica. Aquí, se pueden analizar gráficamente los eventos que han tenido lugar y que ya se han podido analizar previamente en la tabla de la pestaña anterior.

Siempre se muestran dos gráficas. La superior muestra el recorrido, en porcentaje, de cualquiera de los dispositivos, correspondiendo el 100% con la apertura. La inferior, muestra la corriente que circula por cualquiera de las protecciones.

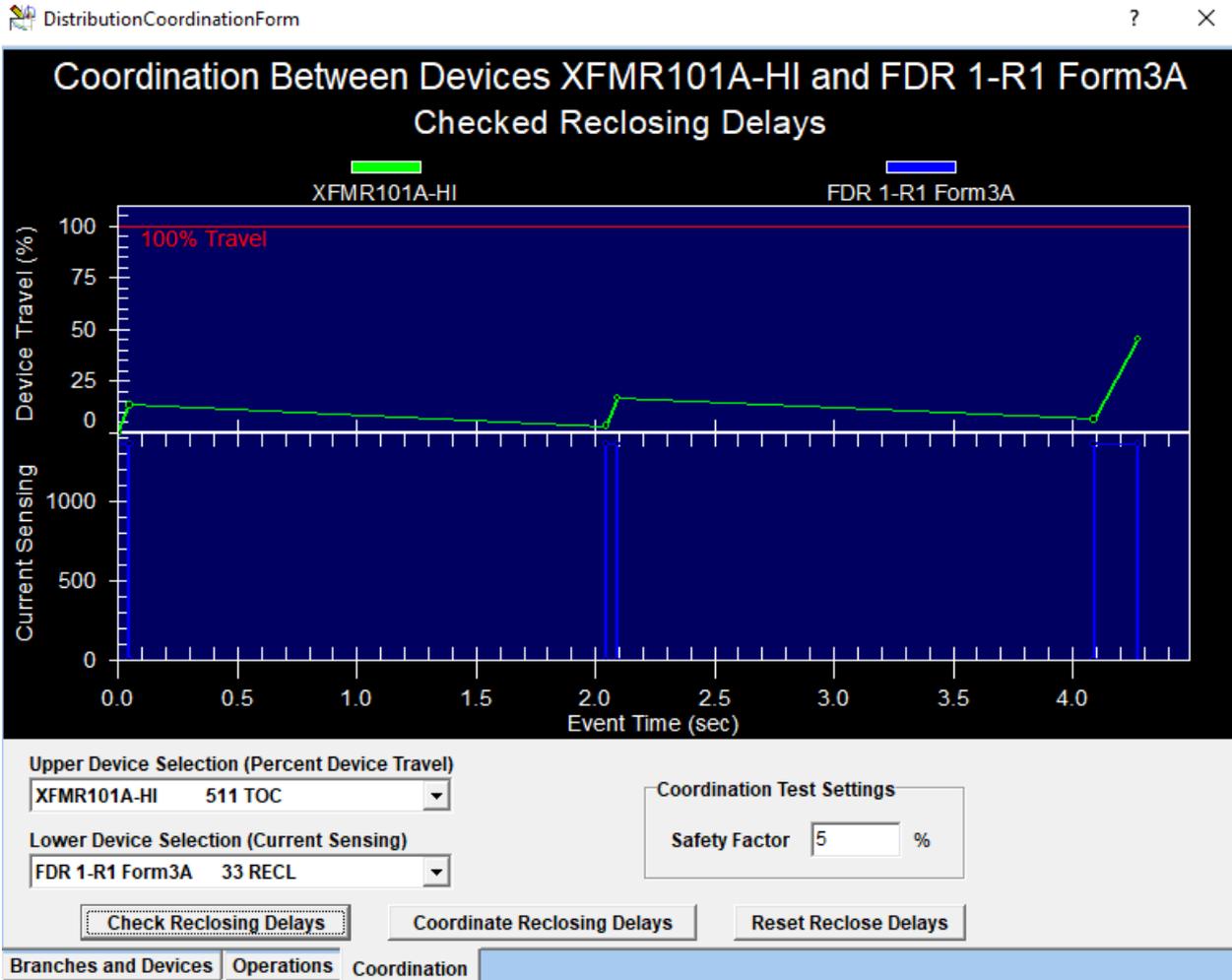


Figura 4-3. Pestaña *Coordination*.

Existe una función muy útil en esta pestaña que se denomina “*Coordinate Reclosing Delays*” y que se emplea cuando existe pérdida de selectividad, pero, para entender mejor esta herramienta, se contemplará el siguiente caso.

Se supone una configuración donde la protección de apoyo es un relé y el dispositivo que debe actuar para eliminar una falta es un reconectador situado aguas abajo del relé. Este dispositivo cuenta con un tiempo de operación que disminuye cuando la corriente de cortocircuito circula por él (el porcentaje del recorrido aumenta) y, cuando esta cesa, el tiempo de operación aumenta (el recorrido disminuye). Sin embargo, cuando se producen reenganches se corre el riesgo de que el tiempo entre la apertura y el reenganche no sea lo suficientemente grande para que se produzca el reinicio del relé, pudiendo conllevar una falta de coordinación.

Para solventar este problema, existe la función “*Coordinate Reclosing Delays*”. Automáticamente, el software recalcula los intervalos de tiempo entre la apertura y el reenganche del reconectador, con el factor de seguridad que se indique, para eliminar la pérdida de selectividad.

Sin embargo, cuando se han realizado las simulaciones y se ha requerido el uso de esta función, esta no ha realizado ninguna acción, no funcionaba. Hay otra forma de hacer este ajuste para eliminar la pérdida de selectividad y es de forma manual. Anteriormente, se ha mencionado que en la pestaña “*Branches and Devices*”, seleccionando “*View Settings for Devices*”, se pueden editar los ajustes de los dispositivos. Pero lo ideal es que el software lo calcule automáticamente.

Tras volver a ponerme en contacto con la empresa, me comentaron que, efectivamente, este ajuste no funcionaba. Eso era debido a que, cuando se desarrolló esta herramienta, no había espacio suficiente en la base de datos para incluir los parámetros de reseteo. Por lo tanto, crearían unos nuevos archivos que contuvieran la base de datos y la red de distribución con esta función incluida. Posteriormente, me facilitaron estos archivos y se pueden encontrar con el nombre `cape_distribution.fdb` y `cape_distribution.gf`.

## 4.2.2 Editor de la base de datos

### 4.2.2.1 Introducción de nuevos dispositivos de protección

Uno de los aspectos fundamentales y que resultan de gran interés para la simulación de redes eléctricas es poder colocar el dispositivo de protección que el ingeniero desee en cada nudo. La base de datos sobre la que se ha trabajado para este proyecto posee una serie de dispositivos asociados a cada nudo entre los que se puede elegir. Pero, ¿y si el dispositivo que se desea instalar en un cierto nudo no se encuentra entre los posibles asociados a dicho nudo? Para solucionar esto, se puede editar la base de datos existente e introducir en un nudo un nuevo dispositivo.

Para introducir un nuevo dispositivo en un cierto nudo se hará desde el árbol de datos que aparece a la izquierda de la pantalla del programa. A partir de aquí, se accederá a la subestación donde se quiere realizar la modificación. Una vez encontrada, se buscará la *local zones of protection*, LZOP, que protege la línea o zona deseada.

LZOP es un concepto que CAPE ha creado para organizar los dispositivos de protección en las simulaciones. Todos los dispositivos situados en una LZOP tienen la responsabilidad de actuar sobre el mismo interruptor y proteger la misma zona, le dice al software que interruptor debe abrir ante una señal de disparo y los dispositivos situados en una LZOP son protección primaria de esa zona. Existen diferentes tipos de LZOP dependiendo del elemento a proteger, como línea, transformador, máquina, cargas pasivas, nudo o combinación de ellos. Si la zona que se quiere proteger no tiene asociada una LZOP, esta se puede incluir seleccionando sobre la subestación “*add LZOP*”.

Dentro de la LZOP donde se desea introducir el nuevo dispositivo, se deberá elegir entre añadir fusible, reconector y relé. Seleccionando con el botón derecho sobre uno de los tres dispositivos, se pulsará “*add new one*”. A continuación, aparecerá una ventana emergente en la que se podrán introducir los datos del dispositivo y seleccionarlo (previamente este dispositivo debe encontrarse en la librería de la base de datos).

### 4.2.2.2 Introducción de nuevos elementos en la red eléctrica

Por otro lado, otro de los intereses de este proyecto es la modificación de la red para simular el comportamiento de las protecciones ante ciertos cambios. Esto se estudiará en el Capítulo 6, donde se introducirá un parque eólico.

Para la introducción de nuevos elementos en la red, se puede realizar desde la base de datos de manera similar a la introducción de nuevos dispositivos o empleando el módulo *One-line diagram*, OL, para obtener el diagrama unifilar de forma directa.

Empleando la opción del módulo OL, solo será necesario ir introduciendo en el diagrama unifilar los elementos deseados. Para ello, en la parte superior de la pantalla aparecen todos los elementos (transformador, nudo, generador...) que se podrán seleccionar. Es necesario introducir primero los nudos y, después, el resto de los elementos.

Cada vez que se selecciona un elemento de la barra de herramientas para introducir, se arrastrará hasta el diagrama unifilar y, a continuación, aparecerá una ventana emergente para introducir los datos del elemento. En el caso de transformadores y motores, cabe la posibilidad de crear un nuevo transformador o elegir uno existente en la librería de la base de datos.

Es importante saber que, si se desea eliminar algún elemento de la red, no basta con eliminarlo desde el diagrama unifilar, pues CAPE seguirá considerando dicho elemento a la hora de realizar las simulaciones. Para borrarlo se deberá hacer desde el árbol de datos, seleccionando sobre el elemento.



# 5 ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS

---

*La ciencia no sabe de países, porque el conocimiento le pertenece a la humanidad y es la antorcha que ilumina el mundo. La ciencia es el alma de la prosperidad de las naciones y la fuente de todo progreso.*

Louis Pasteur

Como se puede deducir del título de este capítulo, el objetivo de los siguientes apartados será el análisis y simulación de cortocircuitos en una red aérea de media tensión. Para realizar dichas simulaciones, se empleará CAPE.

En primer lugar, se desarrollarán una serie de consideraciones generales sobre la herramienta del software empleada para la realización de estas simulaciones.

Tras esto, se simulará y analizará la coordinación de las diferentes protecciones instaladas en una red ante diferentes casos y tipos de cortocircuitos. Todos los casos estudiados y ajustes realizados se han elaborado específicamente para este Trabajo.

Finalmente, se analizará como afectan las corrientes de cortocircuito a uno de los transformadores presentes en la red simulada.

## 5.1 Consideraciones generales

Como se ha mencionado en otras ocasiones, el objetivo de este proyecto es el análisis y simulación de protecciones en redes de media tensión y, para alcanzarlo, usaremos la herramienta de Coordinación de Distribución del programa CAPE. Antes de comenzar con la simulación de los diferentes cortocircuitos en la red, es necesario comentar una serie de consideraciones sobre dicha herramienta.

Esta herramienta permite simular cualquier combinación de dispositivos (entre relé de sobreintensidad, reconectador y fusible) dispuestos a lo largo de la red radial y cualquiera de estos podría interrumpir la falta. Además, se pueden ver los resultados tanto gráficamente como numéricamente en una tabla:

- Simulación de la secuencia de operación de los dispositivos. En una tabla se muestran las respuestas interrelacionadas entre sí de los dispositivos elegidos desde el momento en el que se produce la falta hasta la eliminación de esta.
- Comprobación de la coordinación de los dispositivos. De forma gráfica, se puede analizar el comportamiento de los dispositivos durante la simulación de la falta. Esta interfaz proporciona dos gráficas: la superior muestra el recorrido de uno de los dispositivos elegidos en forma de porcentaje frente al tiempo ante la falta, siendo el 100% el punto de operación del elemento de protección,

mientras que la gráfica inferior muestra la corriente que circula sobre uno de los dispositivos elegidos.

Además, esta herramienta permite estudiar la optimización de los tiempos de retardo de reenganche considerando las características de reinicio de los relés de respaldo, comprobar la coordinación entre reconectores en serie o verificación de la estrategia de coordinación fusible salvado con reconectores.

En definitiva, con esta herramienta es posible simular y analizar las siguientes características en dispositivos de sobretensión en redes radiales:

- Simulación de la reducción del tiempo de fusión del fusible debido al calentamiento producido por la corriente de cortocircuito.
- Simulación de los tiempos de reenganche del reconector, así como la característica de bloqueo de este.
- Modelado de las características de reinicio de un relé ante los diferentes reenganches durante un cortocircuito.
- Simulación de la secuencia de operación de los dispositivos desde que se produce la falta hasta que se elimina.
- Comprobación de la coordinación entre los dispositivos de forma gráfica.

## 5.2 Simulación de cortocircuitos estándares

Como se ha explicado anteriormente, CAPE nos proporciona una base de datos en la que se encuentra registrada parte del sistema eléctrico estadounidense y, asociada a esta, el diagrama unifilar de una red de distribución localizada en la ciudad de Athens (Georgia).

A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la red de distribución empleada para el análisis y simulación de los diferentes casos que se pueden dar ante un determinado cortocircuito. Como se puede observar, esta red de distribución consta de una subestación denominada ATHENS a la cual llega una línea de 115 kV y, mediante un transformador, se reduce a una tensión de distribución de 13.8 kV. Desde esta subestación parte una red de distribución en la que se pueden ver diferentes niveles de tensión.

Como es característico en las redes estadounidenses, los transformadores cuyos devanados se encuentran conectados en estrella están colocados directamente a tierra. Como en España esto nunca sucede, se ha decidido colocar en cada uno de los transformadores una impedancia de puesta a tierra de  $20 \Omega$ .

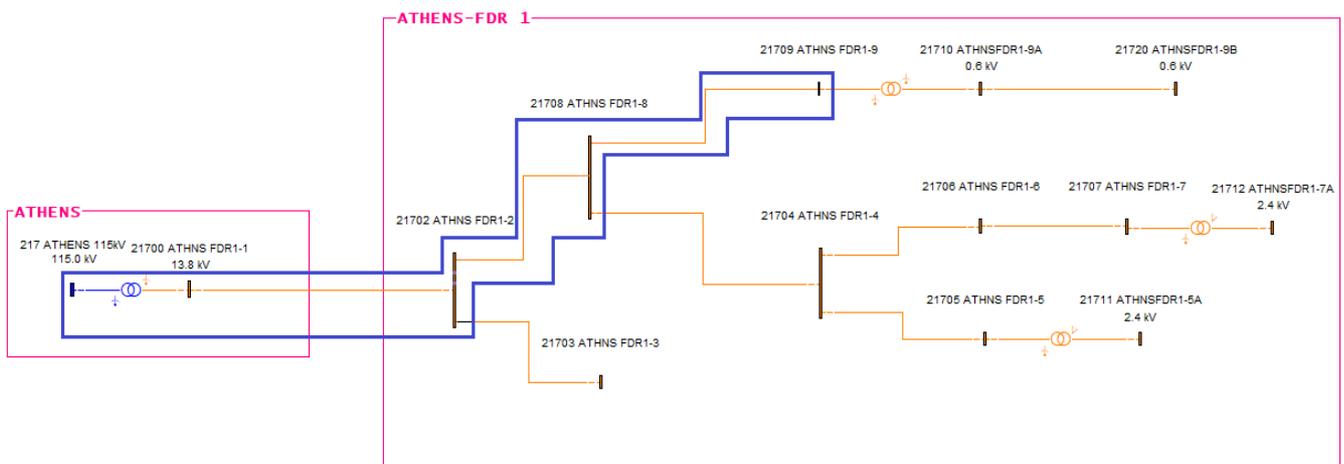


Figura 5-1. Red de distribución 13.8 kV.

Para realizar esta primera parte del estudio nos interesa la rama que va desde el nudo 217 hasta el 21709 (señalado en azul en la Figura 5-1), ya que será aquí donde se apliquen los diferentes cortocircuitos para realizar el análisis de cada uno de los casos posibles de coordinación entre los dispositivos seleccionados. Por tanto, es en esta rama donde se deben elegir los dispositivos de protección y serán los mostrados en la siguiente

Tabla 5-1:

Tabla 5-1. Características de los dispositivos de protección.

Nudo	Nombre del dispositivo	Código	Características
217	XFMR101A-HI	TOC	Relé de sobrecorriente tipo CO-8
21700	FDR 1-R1 Form3A	RECL	Reconectador Form 3A controlado con 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas
21702	FDR 1-R2 TypeR	RECL	Reconectador tipo R controlado con 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas
21708	FDR 1-F1	FUSE	Fusible SM-4 125E

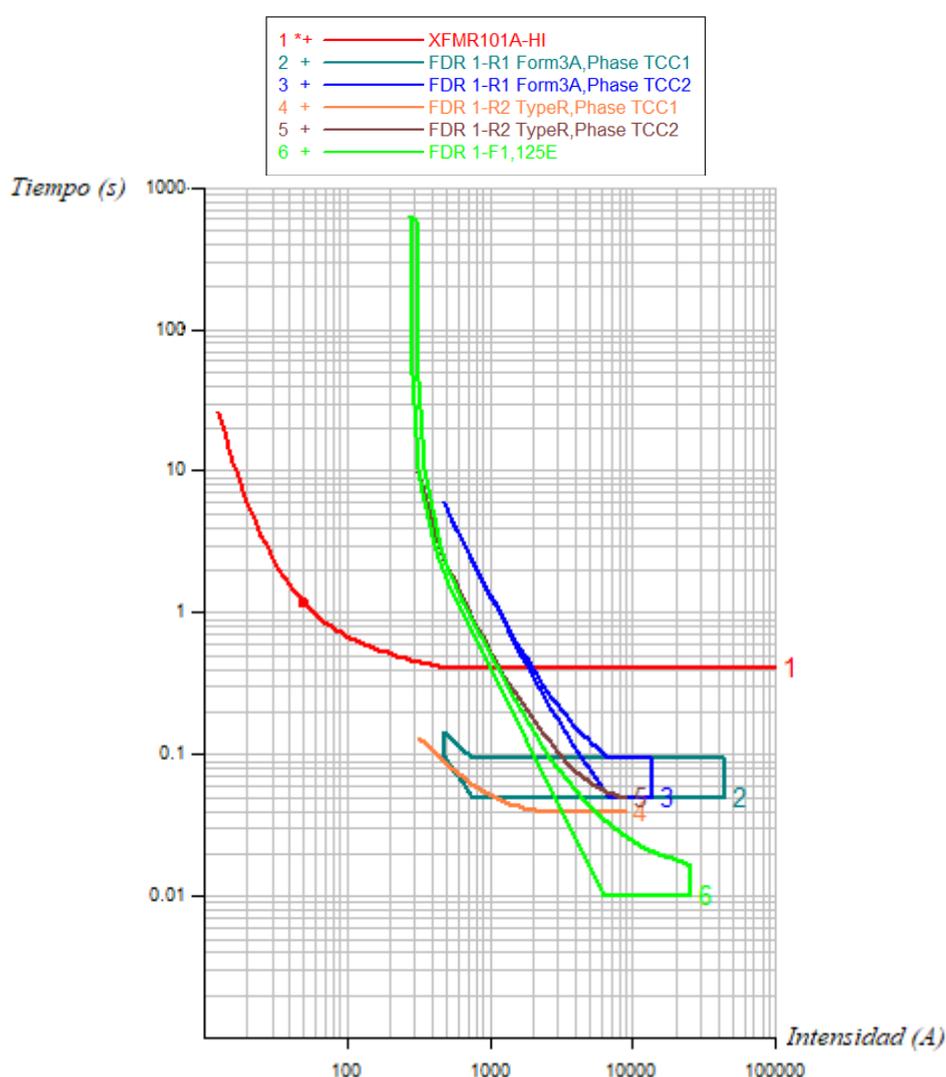


Figura 5-2. Cuvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 5-1.

En los apartados posteriores se estudiarán tres tipos de cortocircuitos: trifásico, bifásico a tierra y monofásico. Para cada uno de los cortocircuitos se estudiarán los mismos casos, es decir, se aplicará cada tipo de cortocircuito en el mismo nudo. Con ello, se persigue analizar la respuesta de las protecciones elegidas ante los tres tipos de falta y comprobar si la coordinación entre los distintos dispositivos cumple el criterio de selectividad. En el caso de que no exista una adecuada operación de los dispositivos se ajustarán sus características y, en el caso de que esto no sea suficiente, se sustituirán las protecciones. Los ajustes de los

dispositivos que se realicen en cada caso se tendrán en cuenta para el análisis del siguiente caso, de forma que, al final, se consiga una configuración de las protecciones que cumpla con todos los cortocircuitos y casos analizados.

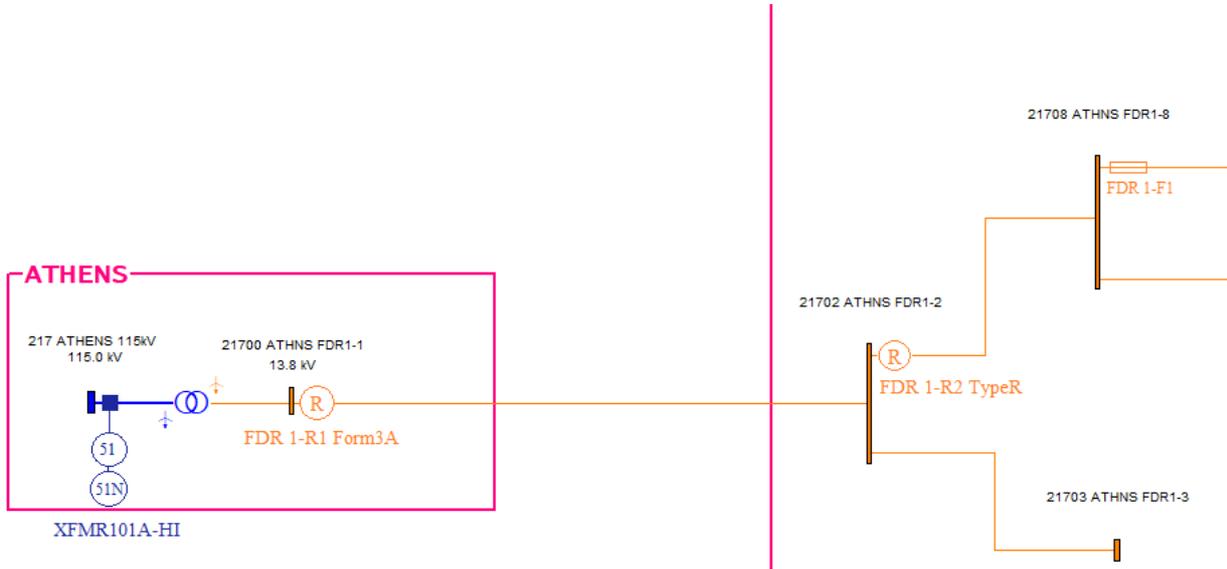


Figura 5-3. Red de distribución con las protecciones de la Tabla 5-1.

### 5.2.1 Simulación de cortocircuito trifásico

El hecho de que en este primer apartado se dedique al estudio de cortocircuitos trifásicos es debido a que es el cortocircuito más defavorable. Aquí, las corrientes de falta son las mayores que se puedan dar, por lo que el estudio de estas es clave para determinar el poder de corte de los dispositivos.

#### 5.2.1.1 Caso 1. Falta eliminada por el fusible

En este primer caso tendrá lugar un cortocircuito trifásico en el nudo 21709. El esquema unifilar muestra las corrientes de cortocircuito que circulan por la red de distribución, alcanzándose en el punto de la falta una corriente de 1361.33 A en cada una de las fases. Destacar que los fasores se indican en el diagrama con el carácter “@”.

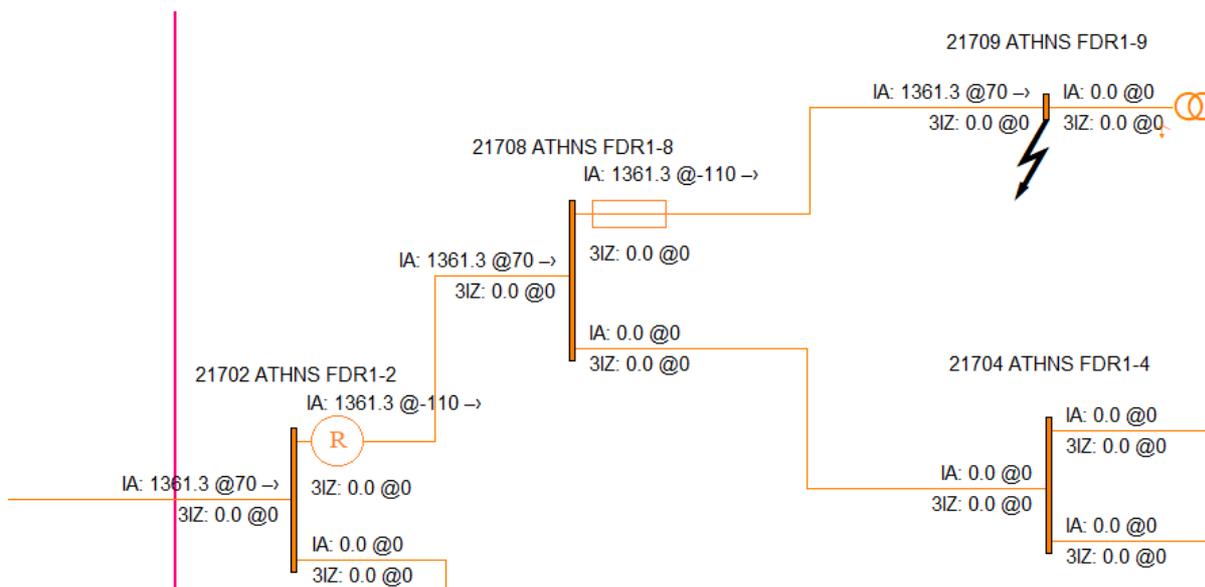


Figura 5-4. Corrientes provocadas por el cortocircuito trifásico en el nudo 21709.

Con los elementos de protección seleccionados, este software calcula una secuencia de eventos debido a la

falta aplicada. Esta secuencia terminará con la eliminación del cortocircuito, ya sea por el relé de sobrecorriente, alguno de los reenganchadores o el fusible.

En la Tabla 5-2 proporcionada por el programa, se pueden analizar las diferentes acciones que han tenido lugar.

Tabla 5-2. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21709.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.553	MR: 0.050	MR: 0.045	MM: 0.223
2	0.045			TRIP	
3	0.045				
4	2.045			RECLOSE	
5	2.045	OP: 0.535	MR: 0.050	MR: 0.045	MM: 0.178
6	2.090			TRIP	
7	2.090				
8	4.090			RECLOSE	
9	4.090	OP: 0.517	MR: 0.739	MR: 0.317	MM: 0.143
10	4.275				TRIP
11	4.275				BLOWN FUSE

Inicialmente, el software calcula el tiempo de operación de cada dispositivo ante la falta aplicada. Estos tiempos sólo se calcularán una vez, ya que las corrientes de cortocircuito no cambiarán.

El objetivo es determinar qué dispositivo operará primero, así como el tiempo de respuesta de los demás elementos. Como se puede comprobar, el primer elemento en actuar es el reenganchador FDR 1-R2 TypeR a los 0.045 s.

Antes de proceder con el reenganche, el programa comprueba si hay algún reenganchador o fusible que fuera a actuar inmediatamente después de que se haya producido la apertura. También, se comprueba si el relé de protección se ha reiniciado totalmente antes del siguiente reenganche.

Después de haber transcurrido 2 s tras la apertura del dispositivo, se produce el reenganche. Como la falta sigue existiendo, los dispositivos vuelven a actuar. Se observa como los tiempos de los reenganchadores vuelven a ser los mismos, pero los del fusible y el relé de sobrecorriente no. El tiempo de actuación del fusible se ve reducido debido a la curva del factor de enfriamiento, es decir, cuando la corriente de cortocircuito circula por el fusible, la temperatura de este aumenta. Sin embargo, si el reconectador realiza la apertura antes de que el elemento fusible abra el circuito, el material comenzará a enfriarse durante el intervalo de tiempo entre la apertura y el reenganche. Si este tiempo no es lo suficientemente grande, puede ocurrir que el fusible no se haya enfriado totalmente y, en consecuencia, el tiempo de fusión será menor cuando se produzca el reenganche. Para mayor claridad de este concepto, en la Figura 5-5 se pueden observar diferentes tipos de fusibles, cada uno con una curva de factor de enfriamiento.

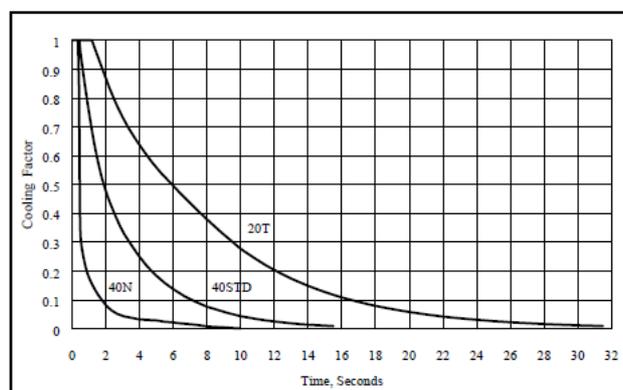


Figura 5-5. Factores de enfriamiento frente al tiempo. [11]

Para el relé de sobrecorriente, el tiempo de actuación también se ve reducido por la curva de reinicio durante la apertura de la falta. Es decir, en función del tiempo entre la apertura y el reenganche, los tiempos de

actuación del relé de sobreintensidad y el fusible se ven afectados. Todo esto se verá con más claridad en las gráficas que se muestran posteriormente.

Contemplando la Tabla 5-2, el siguiente evento que se produce es la apertura por segunda vez del mismo reenganchador, ya que es este el que tiene el menor tiempo de actuación de los cuatro dispositivos. Tras dos segundos, se produce el reenganche, pero la falta sigue existiendo. Esta vez, los tiempos de actuación del relé y el fusible también disminuyen, pero los de los reenganchadores aumentan tras el segundo reenganche.

Ahora, el menor tiempo de actuación es el del fusible debido al precalentamiento producido por la corriente de falta, por lo que el siguiente evento será la apertura del circuito por parte de este dispositivo y la falta quedará eliminada.

Las gráficas que se exponen a continuación muestran el comportamiento de los dispositivos ante la falta trifásica aplicada.

En la Figura 5-6, la gráfica superior corresponde al fusible FDR 1-F1, mientras que la inferior al reenganchador FDR 1-R2 TypeR. Se puede comprobar como el recorrido del fusible aumenta con cada reenganche hasta alcanzar el 100 % cuando disipa la falta.

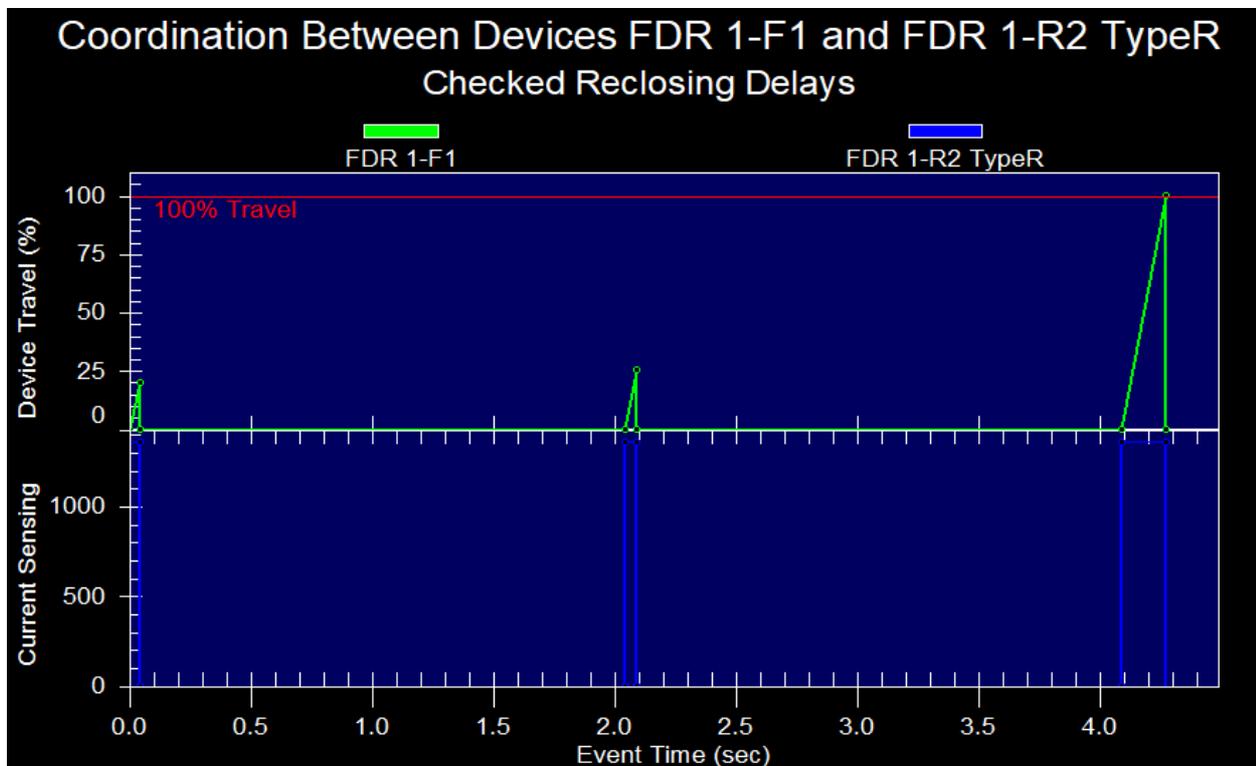


Figura 5-6. Coordinación fusible FDR 1-F1 – reenergizador FDR 1-R2 TypeR.

En Figura 5-7, se muestra en la parte superior la gráfica correspondiente al relé XFMR102-HI y en la inferior la correspondiente al reenganchador FDR 1-R2 TypeR. Con estas gráficas se puede entender de forma clara lo explicado anteriormente. Cada vez que se produce la apertura del circuito gracias al reenganchador, se inicia el reseteo del relé hasta que se produce el siguiente reenganche. Como este tiempo no es suficientemente grande para que se produzca el reinicio completo, el porcentaje alcanzado en la gráfica cada vez es mayor. Este es el motivo por el cual el tiempo de actuación del relé disminuye con cada reenganche en el cortocircuito.

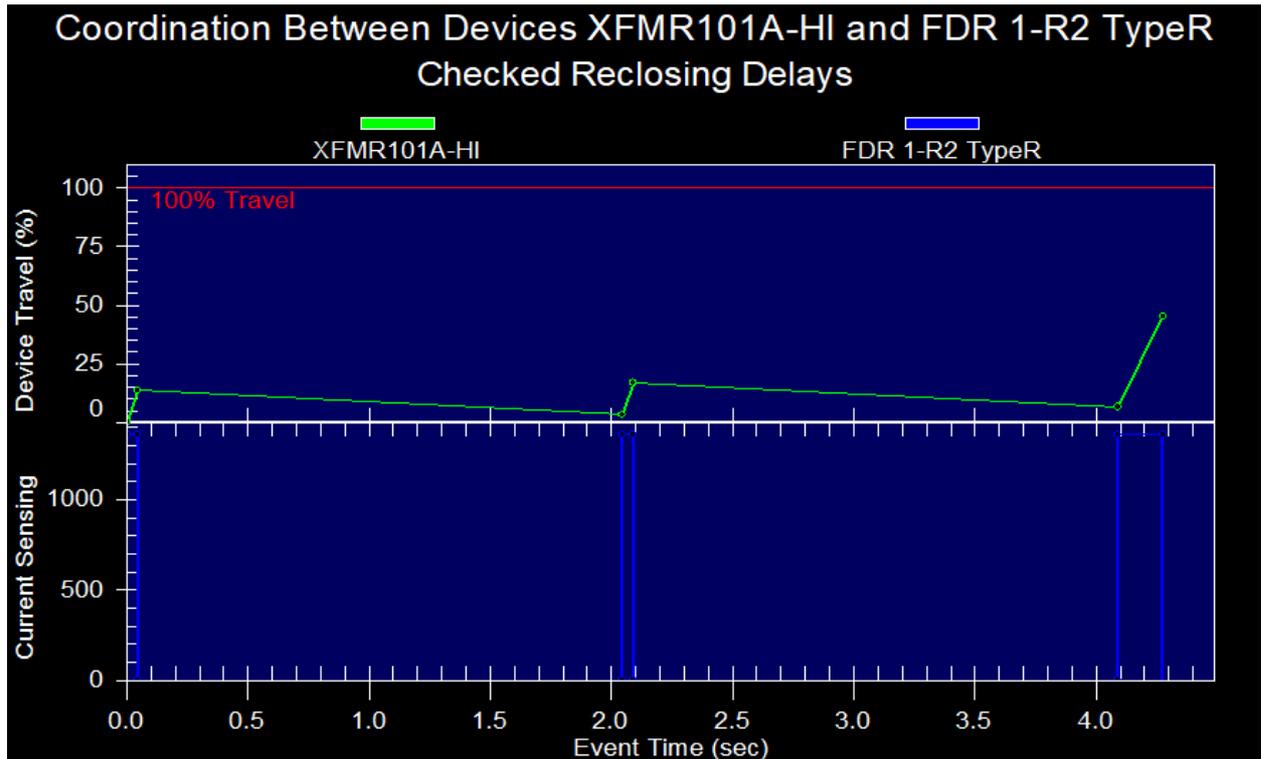


Figura 5-7. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R2 TypeR.

**5.2.1.2 Caso 2. Falta eliminada por el reconectador FDR 1-R2 TypeR**

En este escenario, el objetivo es analizar la coordinación entre los dos reenganchadores. Para ello, se aplicará una falta trifásica en el nudo 21708, con lo que el fusible no verá el fallo al encontrarse aguas abajo de este. El esquema que se muestra a continuación corresponde al diagrama unifilar con las corrientes de cortocircuito tras aplicar la falta.

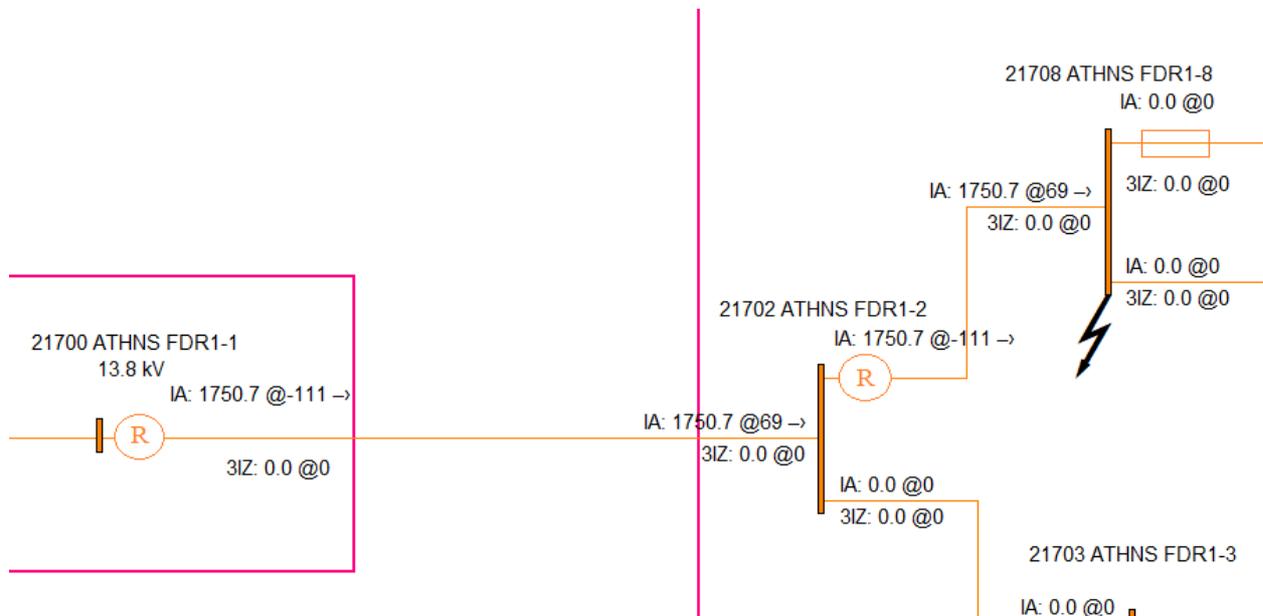


Figura 5-8. Corrientes provocadas por el cortocircuito trifásico en el nudo 21708.

Ante la falta aplicada, se producen una secuencia de eventos recogidos en la tabla que se muestra posteriormente.

Tabla 5-3. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito en el nudo 21708.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.508	MR: 0.050	MR: 0.042	
2	0.042			TRIP	
3	0.042				
4	2.042			RECLOSE	
5	2.042	OP: 0.489	MR: 0.050	MR: 0.042	
6	2.083			TRIP	
7	2.083				
8	4.083			RECLOSE	
9	4.083	OP: 0.469	MR: 0.457	MR: 0.216	
10	4.299			TRIP	
11	4.299				
12	6.299			RECLOSE	
13	6.299	OP: 0.276	MR: 0.457	MR: 0.216	
14	6.515			TRIP	
15	6.515			LOCKOUT	

Igual que en el caso anterior, inicialmente el sistema obtiene el tiempo de funcionamiento de cada dispositivo ante la falta aplicada.

Atendiendo a los tiempos de la primera secuencia mostrada en la tabla, el primer dispositivo que actúa es el reenganchador FDR 1-R2 TypeR a los 0.042 s. Posteriormente, se produce el reenganche, pero como la falta permanece en la red, se vuelve a producir la apertura por el mismo dispositivo. Tras este segundo reenganche, los tiempos de actuación de ambos reconectores aumentan. Sin embargo, se produce hasta una cuarta apertura por el mismo reconector y, posteriormente, el bloqueo de dicho dispositivo.

Obsérvese como el relé XFMR102-HI (en la gráfica superior) aumenta el porcentaje con cada reenganche hasta que finalmente alcanza el 90% cuando el reconector realiza la apertura definitiva del circuito. Por tanto, no se pierde la selectividad, ya que el dispositivo que protege ante la falta es el más cercano a esta. La gráfica inferior corresponde al reconector FDR 1-R2 TypeR.

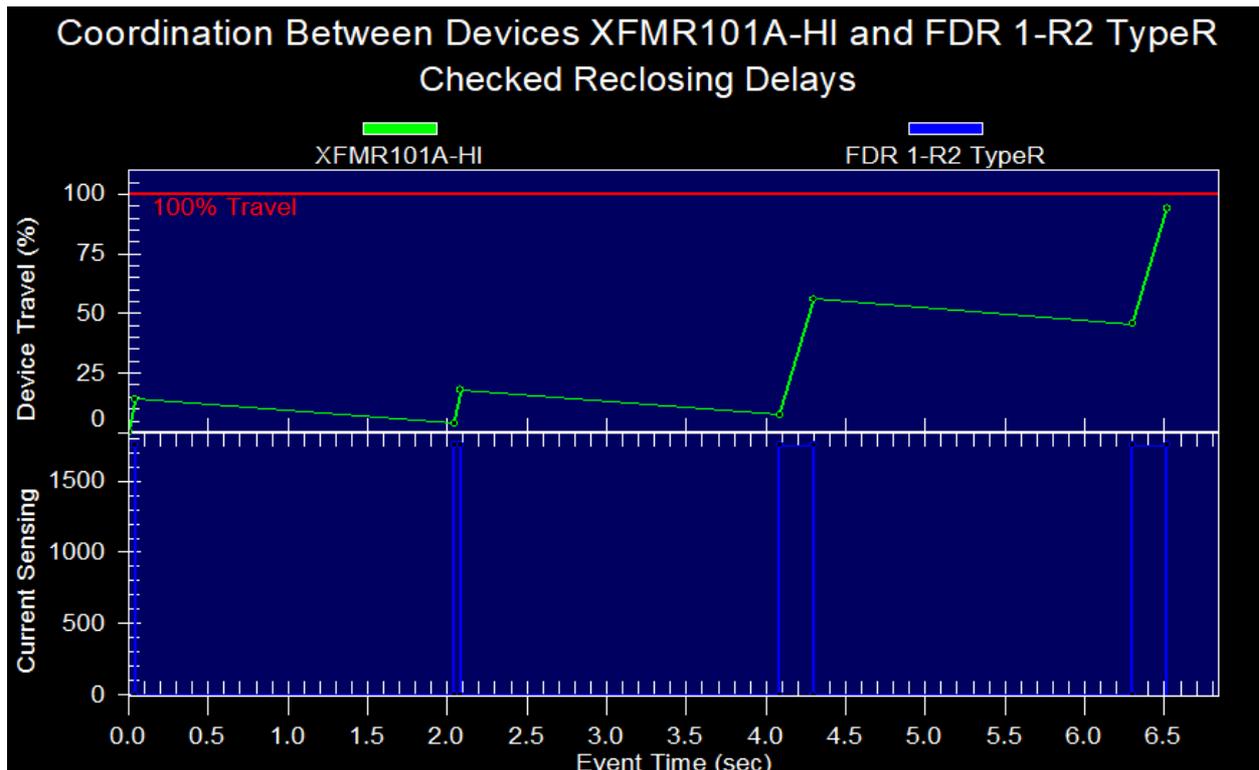


Figura 5-9. Coordinación relé XFMR101A-HI – reanclador FDR 1-R2 TypeR.

### 5.2.1.3 Caso 3. Falta eliminada por el reanclador FDR 1-R1 Form3A

Para el estudio de este tercer caso se aplicará un cortocircuito trifásico en el nudo 21702. El objetivo que se persigue en este caso es el ajuste de los dispositivos de protección cuando se produce una pérdida de coordinación.

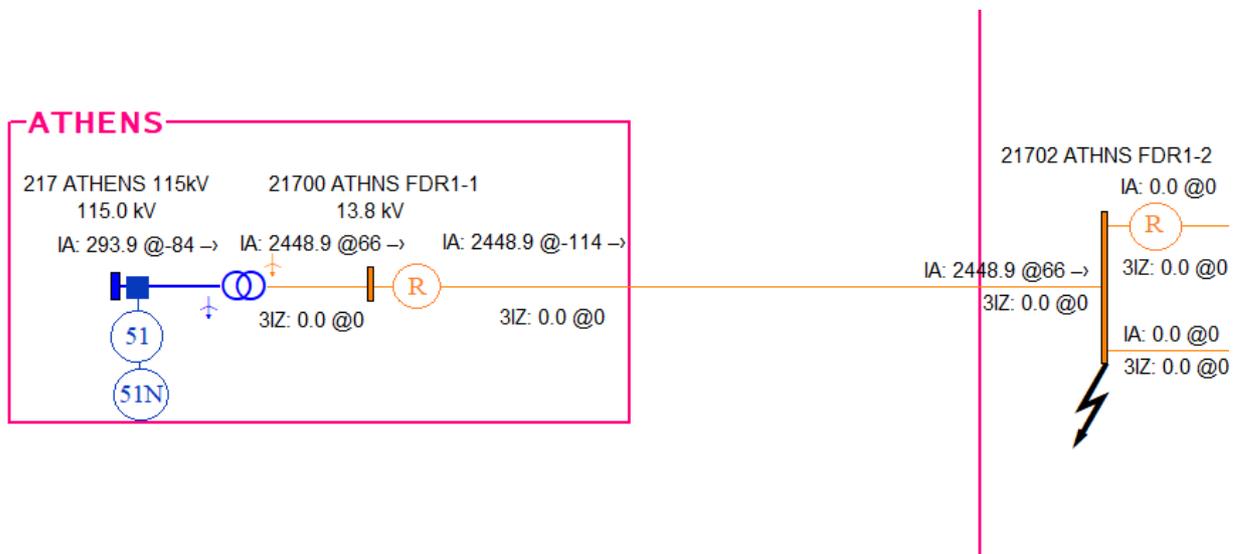


Figura 5-10. Corrientes provocadas por cortocircuito trifásico en el bus 21702.

Según la Tabla 5-4 que se observa a continuación, el primer elemento en actuar es el reanclador a los 0.05 s. Tras tres operaciones de apertura y reanclaje sin éxito, se produce finalmente la apertura del circuito por parte del relé de sobrecorriente.

Si se observa la secuencia número 13, el tiempo de operación del relé es menor que el del reanclador. Esto es debido a que el intervalo de tiempo entre la apertura y el reanclaje del circuito no es lo suficientemente elevado para el reinicio del relé de sobrecorriente, lo que conlleva la pérdida de selectividad.

Tabla 5-4. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21702.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.460	MR: 0.050		
2	0.095		TRIP		
3	0.095				
4	2.095		RECLOSE		
5	2.095	OP: 0.382	MR: 0.050		
6	2.190		TRIP		
7	2.190				
8	7.190		RECLOSE		
9	7.190	OP: 0.375	MR: 0.249		
10	7.484		TRIP		
11	7.484				
12	14.484		RECLOSE		
13	14.484	OP: 0.217	MR: 0.249		
14	14.701	TRIP			
15	14.701	LOCKOUT			

De forma gráfica, se puede ver como, efectivamente, el recorrido del relé de protección no disminuye lo suficiente antes del cuarto reenganche y provoca el disparo cuando alcanza el 100% de su recorrido.

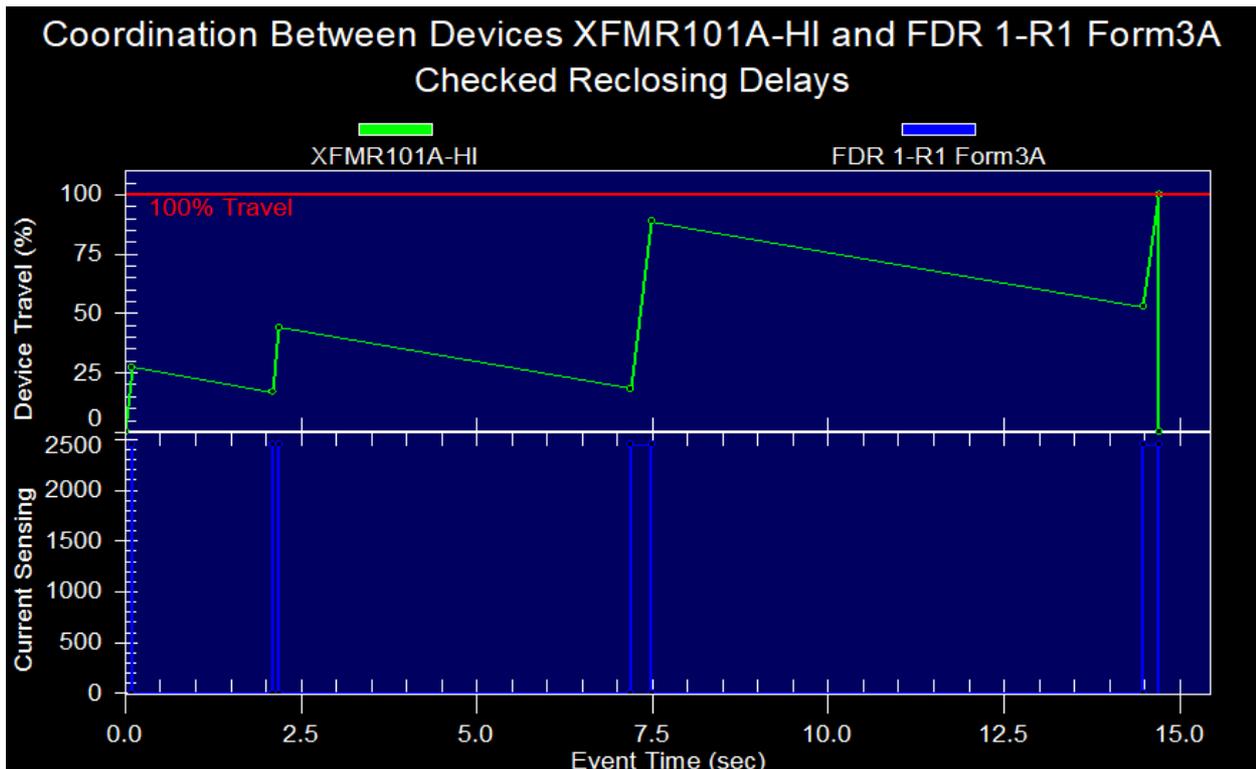


Figura 5-11. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A.

Para solventar la pérdida de selectividad, este software permite realizar un reajuste de los dispositivos de protección. El problema podría ser solucionado aumentando el tiempo de retardo de los reenganches, permitiendo que el relé de sobreintensidad se reinicie más durante los intervalos de apertura.

Como el problema se encuentra en el último reenganche, se aumentará este intervalo de tiempo. Además, se impondrá un margen de seguridad del 5 %, es decir, que si el recorrido de relé de sobreintensidad supera el 95 % será considerado una pérdida de selectividad.

Actualmente, el tercer intervalo de tiempo entre la apertura y el reenganche dura 7 s. Si este intervalo se ajusta

a 15 s se cumplirá el criterio de selectividad y el factor de seguridad del 5%:

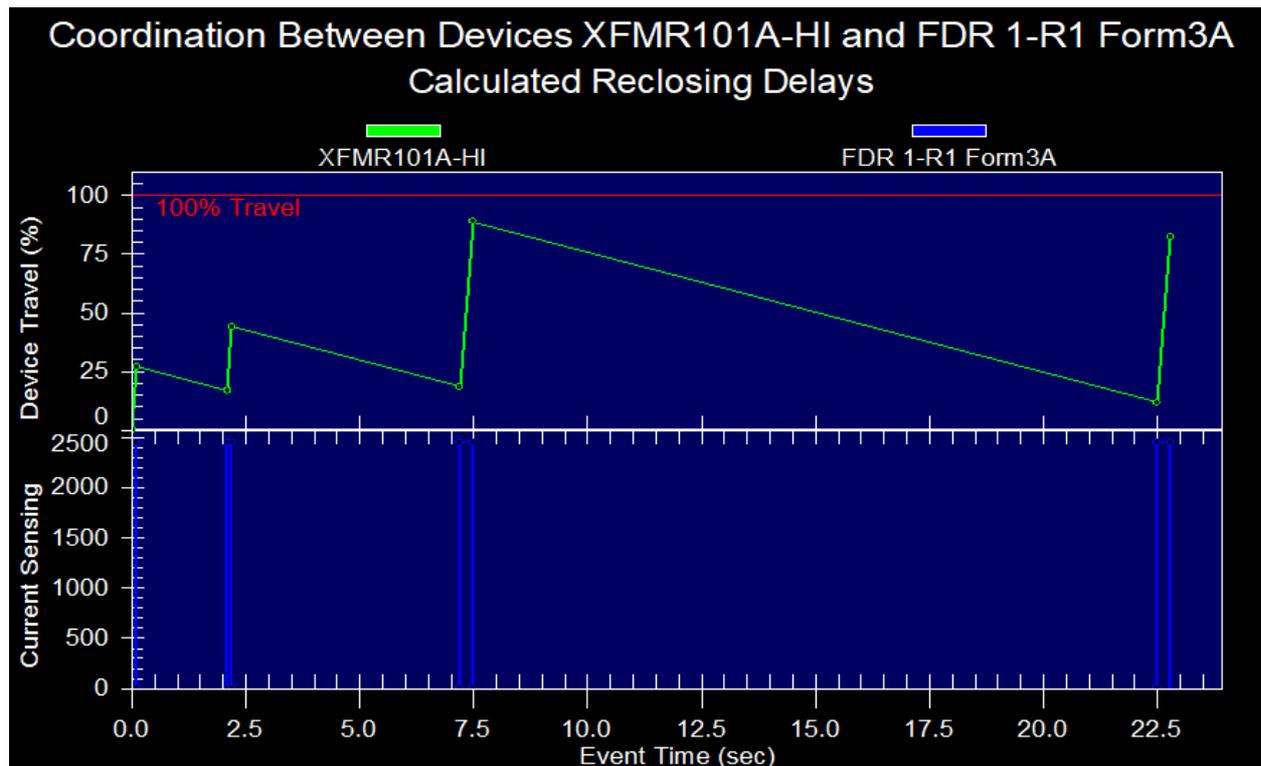


Figura 5-12. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A tras el reajuste.

Con este ajuste en el reconectador, el tiempo de operación del relé aumenta a 0.406 s respecto a los 0.217 s anteriores.

Tabla 5-5. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21702 tras el ajuste.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.460	MR: 0.050		
2	0.095		TRIP		
3	0.095				
4	2.095		RECLOSE		
5	2.095	OP: 0.382	MR: 0.050		
6	2.190		TRIP		
7	2.190				
8	7.190		RECLOSE		
9	7.190	OP: 0.375	MR: 0.249		
10	7.484		TRIP		
11	7.484				
12	22.484		RECLOSE		
13	22.484	OP: 0.406	MR: 0.249		
14	22.777		TRIP		
15	22.777		LOCKOUT		

Si en esta misma situación se aumenta el margen de seguridad a un 15%, el ajuste que se realizará en el reconectador será diferente al anterior. Cuando se impone que el margen de seguridad es del 15%, quiere decir que el recorrido del relé de sobrecorriente nunca debe superar el 85%. Si esto ocurre, se considera que existe una falta de coordinación.

Para cumplir este criterio, el ajuste que se realiza es el siguiente:

- El segundo intervalo de tiempo desde la apertura al reenganche se ajusta a 7 s.

- El tercer intervalo de tiempo se ajusta a 15 s.

Como se puede ver en la gráfica, ningún punto del relé supera el 85% del recorrido.

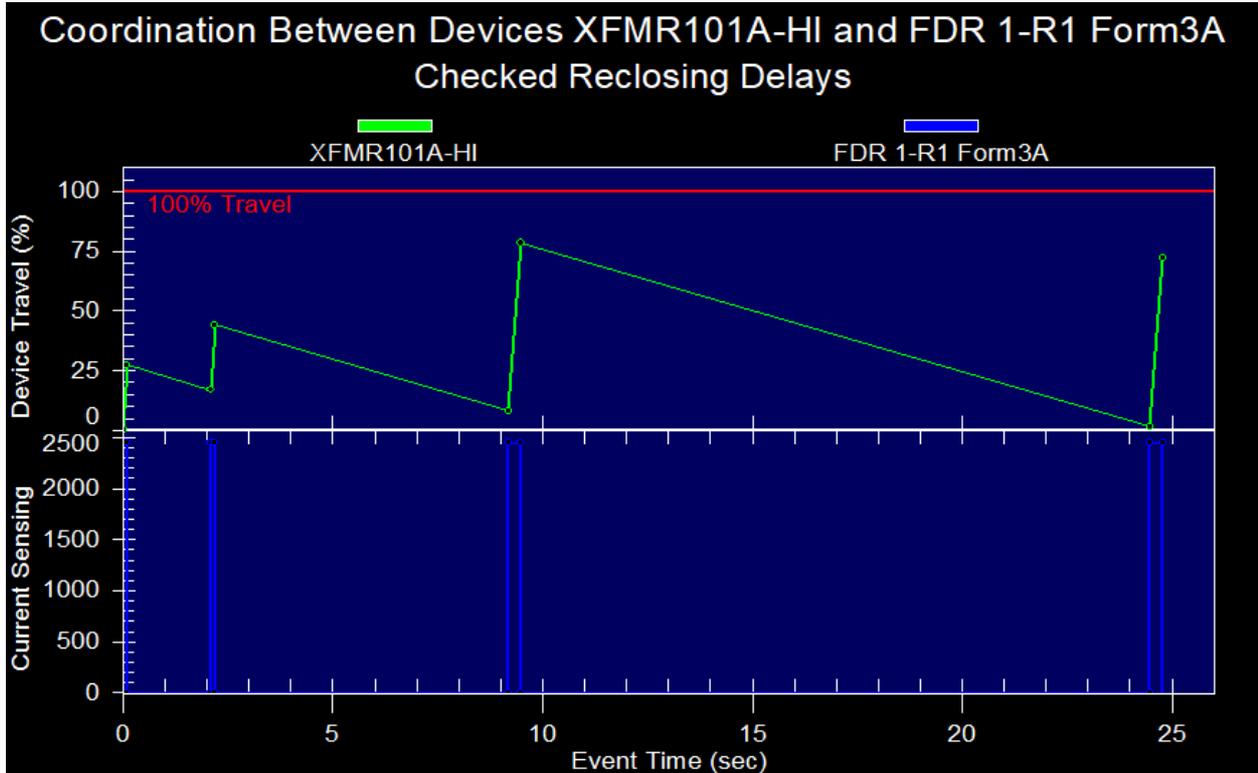


Figura 5-13. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A.

Finalmente, en la Tabla 5-9 se pueden observar cada uno de los tiempos de operación del relé de sobrecorriente y el reconectador, pudiéndose comprobar todo lo descrito anteriormente.

Tabla 5-6. Tiempos de coordinación para factor de seguridad 15%.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.460	MR: 0.050		
2	0.095		TRIP		
3	0.095				
4	2.095		RECLOSE		
5	2.095	OP: 0.382	MR: 0.050		
6	2.190		TRIP		
7	2.190				
8	9.190		RECLOSE		
9	9.190	OP: 0.422	MR: 0.249		
10	9.484		TRIP		
11	9.484				
12	24.484		RECLOSE		
13	24.484	OP: 0.453	MR: 0.249		
14	24.777		TRIP		
15	24.777		LOCKOUT		

### 5.2.2 Simulación de cortocircuito bifásico a tierra

El desarrollo de este apartado se centra en el estudio de un cortocircuito fase-fase-tierra franco.

Para la realización de las simulaciones que se muestran en los casos posteriores, se tiene en cuenta el margen

de seguridad antes mencionado de 5 % y el ajuste que se realizó en el último caso: la duración entre la apertura y el reenganche del tercer intervalo del reconectador FDR 1-R1 Form3A es de 15 s.

### 5.2.2.1 Caso 1. Falta eliminada por el fusible

La falta simulada en este caso tiene lugar en el nudo 21709, con una corriente de falta de 1408.34 A en la fase B y 956.65 A en la fase C.

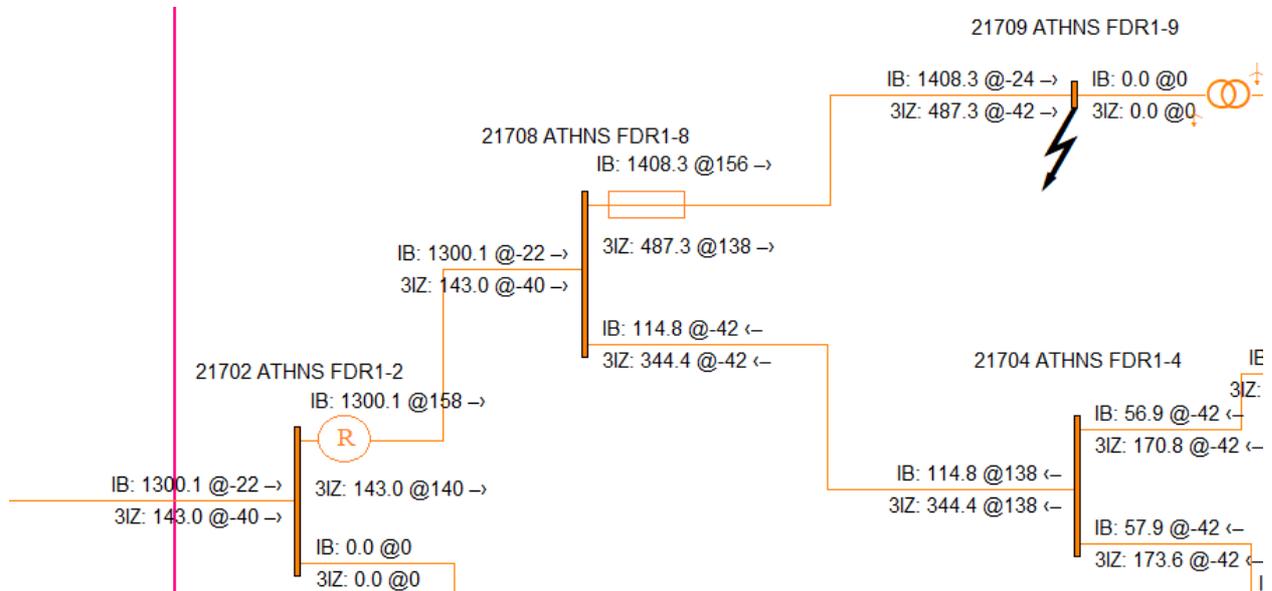


Figura 5-14. Corrientes provocadas por cortocircito bifásico en el bus 21709.

Un aspecto importante a señalar es que, si se observa la Figura 5-14, aparece una corriente procedente del nudo 21704, mientras que en el cortocircito trifásico esta corriente no existía. Esto es debido a que en el cortocircito bifásico a tierra existe una corriente homopolar que retorna por el neutro de los transformadores en estrella situados en los nudos 21707 y 21705. Sin embargo, en el cortocircito trifásico la corriente homopolar es nula. En el estudio de cortocircito monofásico que se verá posteriormente, también ocurrirá lo mismo que en el cortocircito bifásico.

En cuanto a la secuencia de eventos que se produce hasta eliminar dicha falta, se puede comprobar que no existe pérdida de coordinación entre los dispositivos situados en la red. El fusible es el encargado de disipar el cortocircito a los 4.26 s tras los tres disparos sin éxito del reenganchador más próximo a este.

Tabla 5-7. Tiempos de coordinación debido al cortocircito bifásico en el nudo 21709

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.545	MR: 0.050	MR: 0.046	MM: 0.204
2	0.046			TRIP	
3	0.046				
4	2.046			RECLOSE	
5	2.046	OP: 0.525	MR: 0.050	MR: 0.046	MM: 0.163
6	2.092			TRIP	
7	2.092				
8	4.092			RECLOSE	
9	4.092	OP: 0.505	MR: 0.790	MR: 0.335	MM: 0.131
10	4.261				TRIP
11	4.261				BLOWN FUSE

### 5.2.2.2 Caso 2. Falta eliminada por el reconectador FDR 1-R2 TypeR

Para el cortocircito situado en el bus 21708, la corriente de falta que se alcanza en la fase B y C son 1745.45

A y 1274.33 A respectivamente.

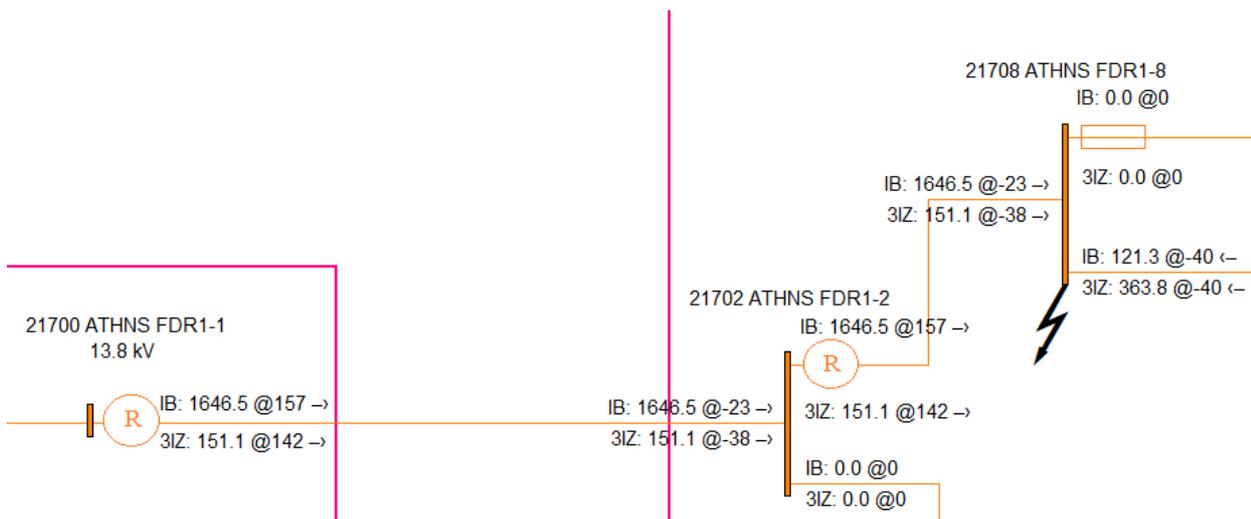


Figura 5-15. Corrientes provocadas por cortocircito bifásico en el bus 21708.

En este escenario, como ya se explicó en el apartado anterior, la falta debe ser eliminada por el reconectador FDR 1-R2 TypeR. Y, efectivamente, es este dispositivo el que termina bloqueándose tras sucesivas operaciones de apertura y reenganche sin éxito, ya que la falta provocada es permanente.

Tabla 5-8. Tiempos de coordinación debido al cortocircito bifásico en el nudo 21708.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.503	MR: 0.050	MR: 0.042	
2	0.042			TRIP	
3	0.042				
4	2.042			RECLOSE	
5	2.042	OP: 0.483	MR: 0.050	MR: 0.042	
6	2.084			TRIP	
7	2.085				
8	4.084			RECLOSE	
9	4.084	OP: 0.462	MR: 0.503	MR: 0.233	
10	4.317			TRIP	
11	4.317				
12	6.317			RECLOSE	
13	6.317	OP: 0.251	MR: 0.503	MR: 0.233	
14	6.550			TRIP	
15	6.550			LOCKOUT	

### 5.2.2.3 Caso 3. Falta eliminada por el reconectador FDR 1-R1 Form3A

Finalmente, se estudia el caso de un cortocircito bifásico a tierra en el nudo 21702. Aquí, las corrientes de cortocircito que se obtienen son de 2369.05 A para la fase B y 1874.6 A para la fase C.

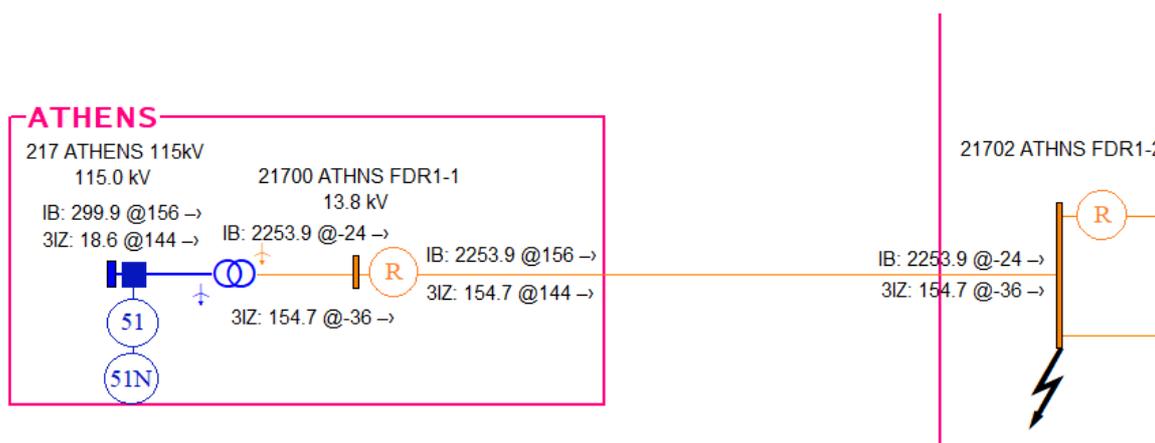


Figura 5-16. Corrientes provocadas por cortocircuito bifásico en el bus 21702.

Según la Tabla 5-9 que se muestra a continuación, el elemento que elimina la falta tras varias aperturas y reenganches es el reconectador FDR 1-R1 Form3A, por lo que, a primera vista, la coordinación entre dispositivos es correcta.

Tabla 5-9. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21702.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.457	MR: 0.050		
2	0.095		TRIP		
3	0.095				
4	2.095		RECLOSE		
5	2.095	OP: 0.379	MR: 0.050		
6	2.190		TRIP		
7	2.190				
8	7.190		RECLOSE		
9	7.190	OP: 0.371	MR: 0.284		
10	7.519		TRIP		
11	7.519				
12	22.519		RECLOSE		
13	22.519	OP: 0.363	MR: 0.284		
14	22.848		TRIP		
15	22.848		LOCKOUT		

Sin embargo, observando las gráficas posteriores, se puede comprobar que el relé de sobreintensidad instalado en el nudo 217 no cumple con el margen de seguridad del 5 % que se acordó anteriormente.

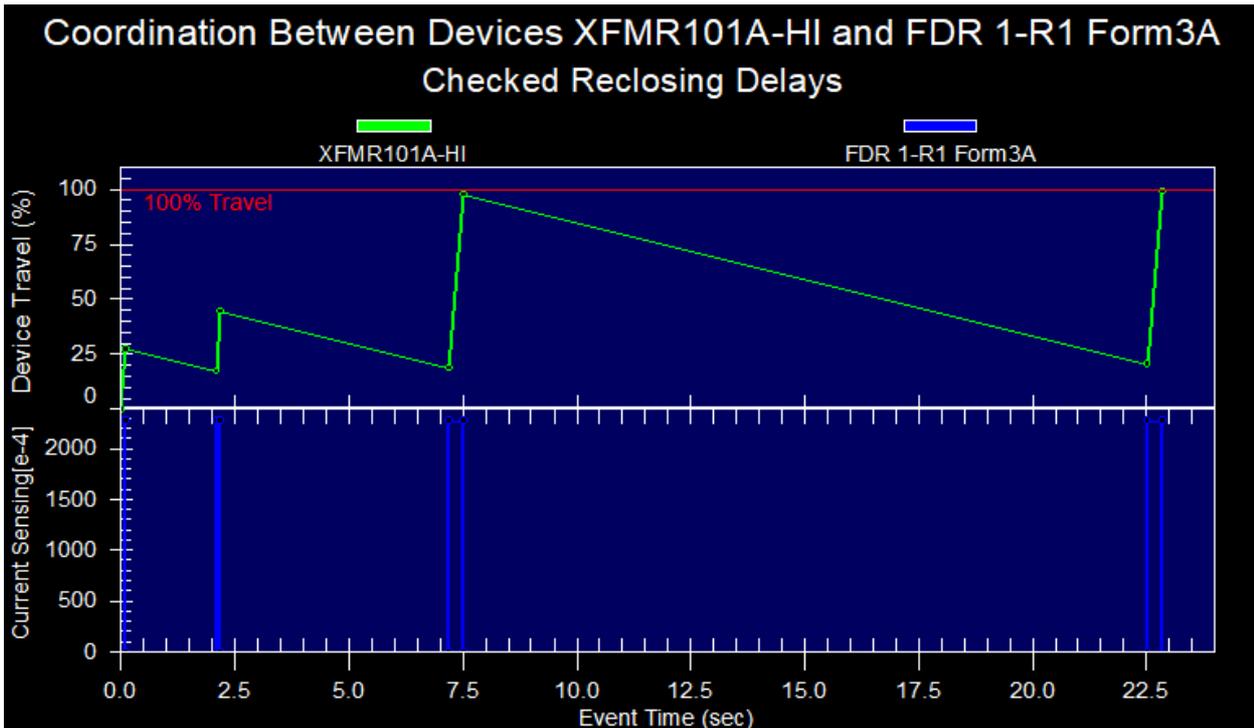


Figura 5-17. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A.

Para solventar este problema, se ha aumentado el segundo intervalo de tiempo del reconectador FDR 1-R1 Form3A de 5 s a 7 s. De esta forma, el factor de seguridad sí se cumple.

Tabla 5-10. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito bifásico en el nudo 21702 tras el ajuste.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.457	MR: 0.050		
2	0.095		TRIP		
3	0.095				
4	2.095		RECLOSE		
5	2.095	OP: 0.379	MR: 0.050		
6	2.190		TRIP		
7	2.190				
8	9.190		RECLOSE		
9	9.190	OP: 0.418	MR: 0.284		
10	9.519		TRIP		
11	9.519				
12	24.519		RECLOSE		
13	24.519	OP: 0.410	MR: 0.284		
14	24.848		TRIP		
15	24.848		LOCKOUT		

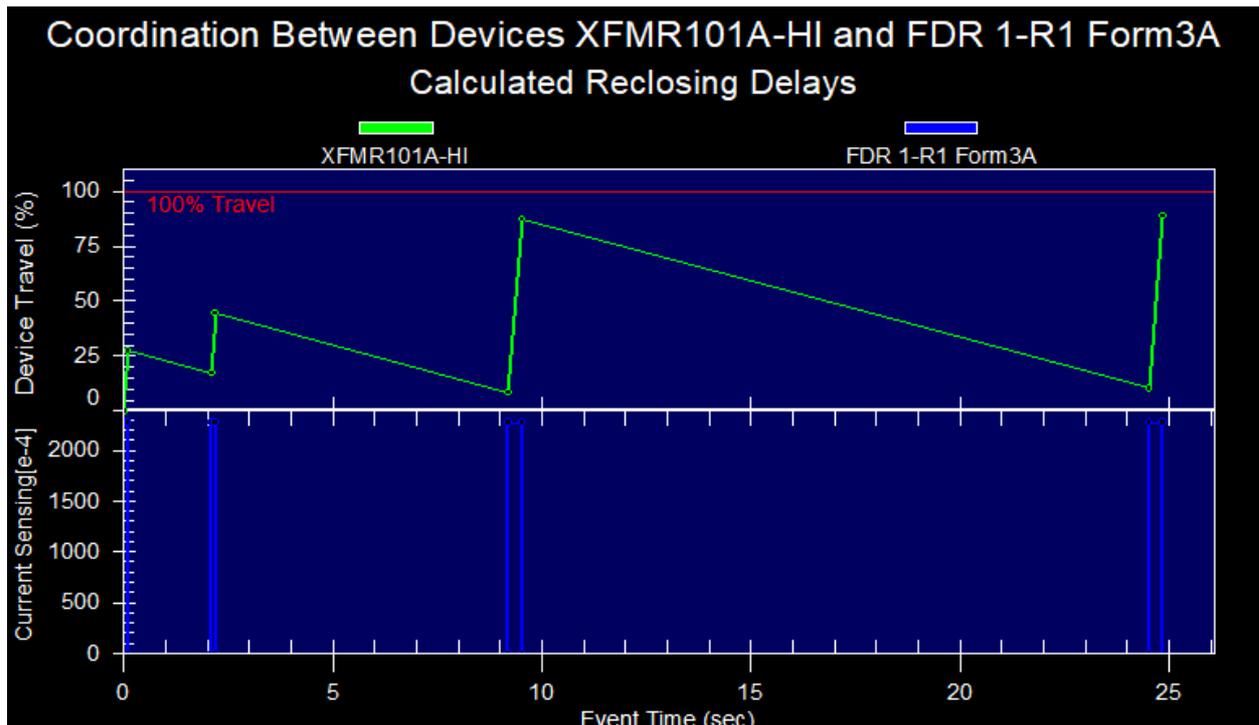


Figura 5-18. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A tras el ajuste.

### 5.2.3 Simulación de cortocircuito monofásico

El cortocircuito monofásico a tierra es el tipo de falta más habitual que se produce, siendo el 80% de los casos cuando se produce un cortocircuito. De ahí, el interés de estudiarla en este apartado.

El desarrollo de este apartado seguirá la misma estructura que los anteriores. Para realizar las distintas simulaciones se utilizará la red de distribución de la Figura 5-1, se emplearán los mismos dispositivos de protección y se aplicarán las faltas en los mismos nudos. La diferencia es que en este caso el cortocircuito será franco a tierra en la fase A.

#### 5.2.3.1 Caso 1. Falta eliminada por el fusible

Tal y como se estudió en el caso del cortocircuito trifásico, se comenzará provocando una falta en el nudo 21709.

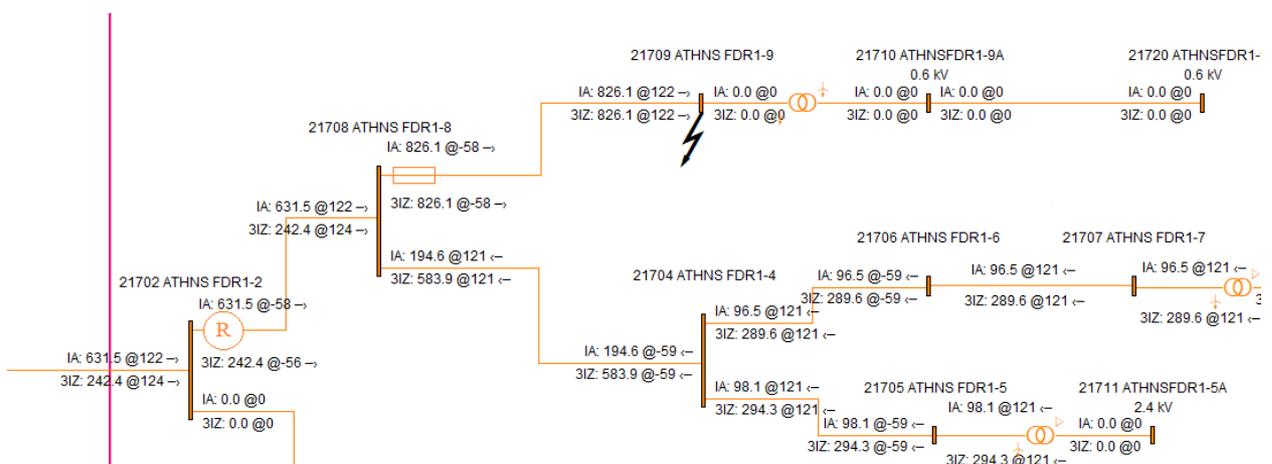


Figura 5-19. Corrientes provocadas por cortocircuito monofásico en el bus 21709.

Debido a la ubicación de la falta, el elemento que debería eliminarla es el fusible que se encuentra aguas arriba situado en el nudo 21708. La corriente de cortocircuito que se alcanza en este punto es de 826.12 A.

A continuación, se comprobará si las protecciones actúan correctamente y no se produce pérdida de selectividad.

Tabla 5-11. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21709.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.895	MR: 0.065	MR: 0.070	MM: 0.617
2	0.110		TRIP	CO-TRIP	
3	0.110				
4	2.110		RECLOSE		
5	2.110	OP: 0.847	MR: 0.065	MR: 0.070	MM: 0.494
6	2.220		TRIP	CO-TRIP	
7	2.220				
8	4.220			RECLOSE	
9	4.220	OP: 0.799	MR: 3.286	MR: 1.344	MM: 0.395
10	4.702				TRIP
11	4.702				BLOWN FUSE

Es la primera vez en todas las simulaciones realizadas hasta ahora que se produce la apertura simultánea de dos dispositivos. Si se observa la Tabla 5-11, tanto el reenganchador FDR 1-R1 Form3A, como el FDR 1-R2 TypeR, operan.

Pero, ¿por qué se produce la apertura simultánea de ambos dispositivos si el mínimo tiempo de respuesta (MR) del reenganchador FDR 1-R1 Form3A es menor que el del reenganchador FDR 1-R2 TypeR? En la Figura 5-20, donde se muestran las curvas de operación rápida de cada dispositivo, se puede entender de forma clara lo sucedido.

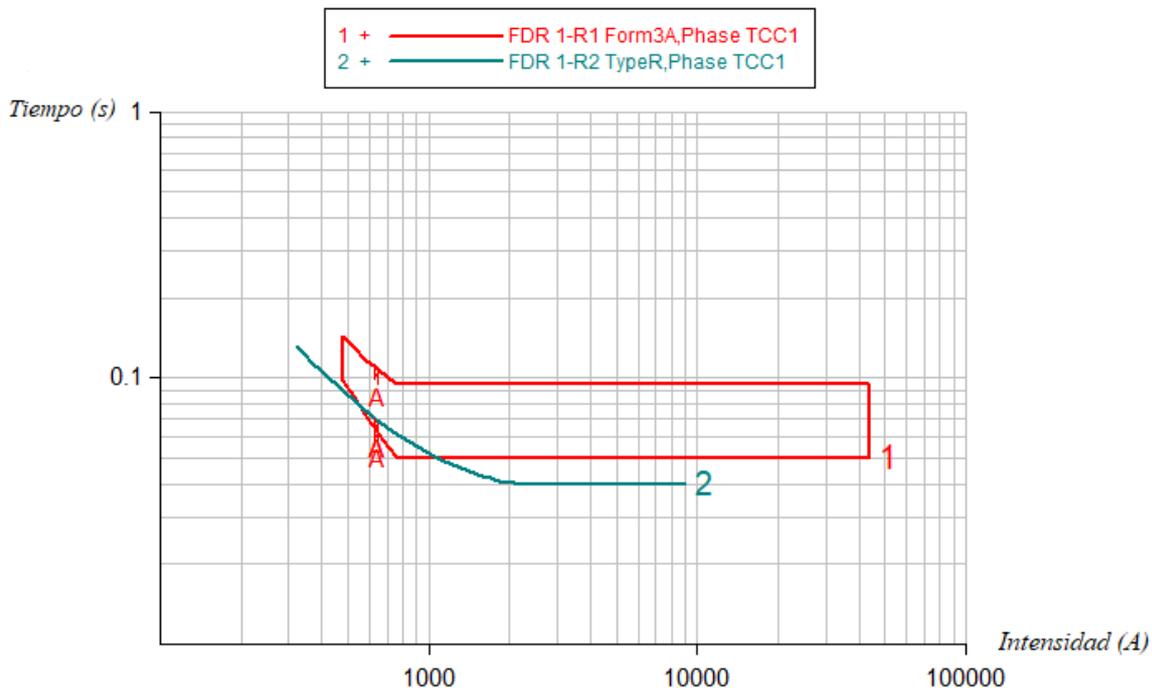


Figura 5-20. Curvas rápidas de disparo de los re conectadores Form3A y TypeR.

Efectivamente, el dispositivo con menor tiempo de respuesta es el re conectador FDR 1-R1 Form3A. Sin embargo, la apertura total del circuito no se produce hasta un pequeño intervalo de tiempo después, pero suficiente para que se produzca la apertura del reenganchador FDR 1-R2 TypeR, por ello, aparece la acción *CO-TRIP* en la tabla. Señalar que ambos dispositivos ven una corriente de 631.53 A.

Para evitar que se produzca la apertura simultánea de los dos dispositivos, se ha ajustado la curva del re conectador FDR 1-R1 Form3A desplazándola hacia la derecha, de forma que, anteriormente, la corriente

mínima de apertura era de 480 A y, ahora, 560 A.

Con este ajuste, la secuencia de operaciones queda como se muestra en la Tabla 5-12.

Tabla 5-12. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21709.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.895	MR: 0.081	MR: 0.070	MM: 0.617
2	0.071			TRIP	
3	0.071				
4	2.071			RECLOSE	
5	2.071	OP: 0.886	MR: 0.081	MR: 0.070	MM: 0.494
6	2.141			TRIP	
7	2.141				
8	4.141			RECLOSE	
9	4.141	OP: 0.878	MR: 4.591	MR: 1.344	MM: 0.395
10	4.624				TRIP
11	4.624				BLOWN FUSE

### 5.2.3.2 Caso 2. Falta eliminada por el reconectador FDR 1-R2 TypeR

En este caso, el cortocircuito que se estudia tiene lugar en el nudo 21708, alcanzándose una corriente de falta de 913.28 A.

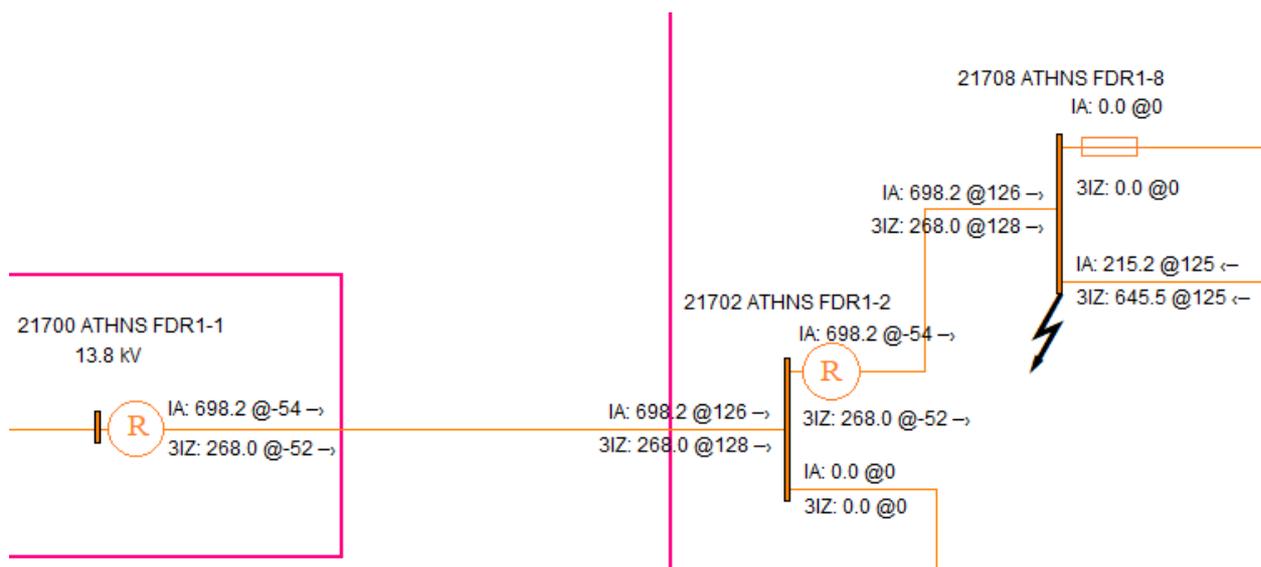


Figura 5-21. Corrientes provocadas por el cortocircuito monofásico en el bus 21708.

El dispositivo de protección que se encuentra aguas arriba de la falta es el reenganchador FDR 1-R2 TypeR, por lo que deberá ser este el encargado de eliminarla. En cambio, tras dos operaciones de apertura y reenganche de dicho reconectador, el relé de sobrecorriente es el encargado de disiparla. La corriente de cortocircuito que ve el relé de sobrecorriente y el reconectador son 74 A y 698.16 A respectivamente.

Tabla 5-13. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21708.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.828	MR: 0.070	MR: 0.065	
2	0.065			TRIP	
3	0.066				
4	2.065			RECLOSE	
5	2.065	OP: 0.818	MR: 0.070	MR: 0.065	
6	2.131			TRIP	
7	2.131				
8	4.131			RECLOSE	
9	4.131	OP: 0.808	MR: 3.688	MR: 1.100	
10	4.938	TRIP			
11	4.938	LOCKOUT			

La pérdida de selectividad que tiene lugar al producirse esta falta es debido a que el tiempo de respuesta de la operación lenta del reenganchador FDR 1-R2 TypeR es suficientemente grande (1.1 s) para que el relé de sobrecorriente actúe.

Por tanto, es lógico que el ajuste que se lleva a cabo será de la curva de operación lenta de dicho reenganchador. Sin embargo, existen pocas opciones en este dispositivo de modificar dicha curva y ninguna de ellas solventa la pérdida de selectividad. Debido a ello, se decide modificar la curva del relé de sobrecorriente. El ajuste que se realiza aquí consiste en aumentar el tiempo de actuación del dispositivo y desplazar la curva hacia la derecha.

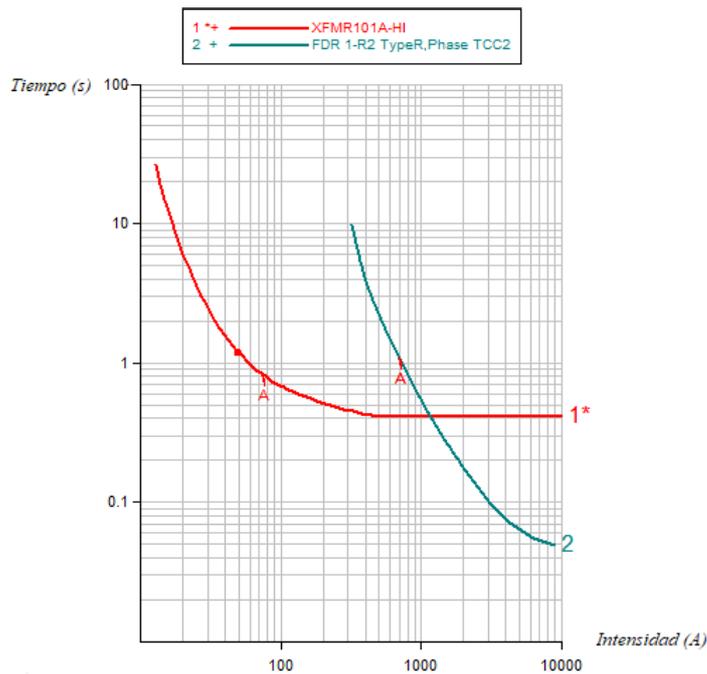


Figura 5-22. Curvas de disparo lenta del reconectador FDR 1-R2 TypeR y del relé de sobrecorriente.

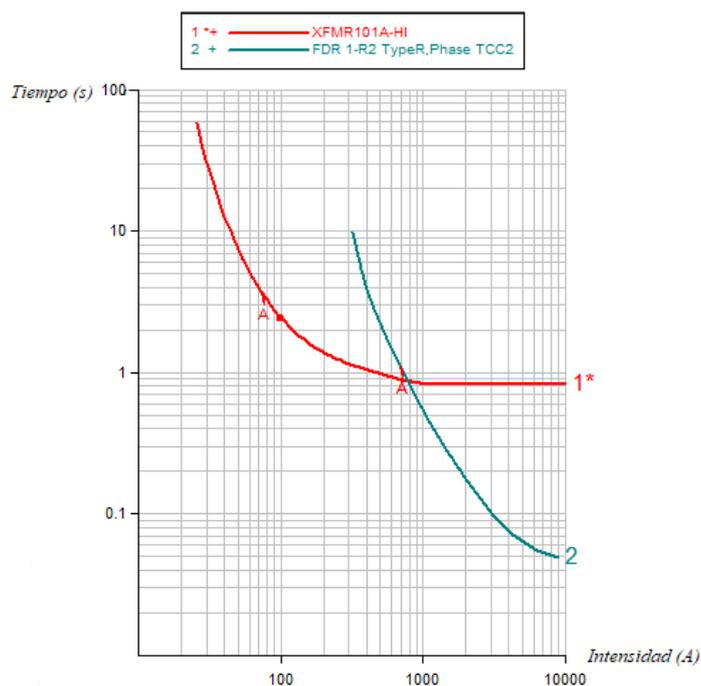


Figura 5-23. Curvas de disparo lenta del reconnector FDR 1-R2 TypeR y del relé de sobrecorriente tras el ajuste.

Con los ajustes realizados, las secuencias de operación de los dispositivos quedan como se muestran en la siguiente Tabla 5-14.

Tabla 5-14. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito monofásico en el nudo 21708 tras el ajuste.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 TypeR	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 3.628	MR: 0.070	MR: 0.065	
2	0.065			TRIP	
3	0.066				
4	1.116	RESET			
5	2.065			RECLOSE	
6	2.065	OP: 3.628	MR: 0.070	MR: 0.065	
7	2.131			TRIP	
8	2.131				
9	3.181	RESET			
10	4.131			RECLOSE	
11	4.131	OP: 3.628	MR: 3.688	MR: 1.100	
12	5.231			TRIP	
13	5.231				
14	7.231			RECLOSE	
15	7.231	OP: 2.680	MR: 3.688	MR: 1.100	
16	8.331			TRIP	
17	8.331			LOCKOUT	

Sin embargo, supongamos que la compañía eléctrica establece que los tiempos máximos de operación de los dispositivos no pueden ser mayor de 1 s, lo que implicaría cambiar los dispositivos para cumplir esta restricción. Por ello, se ha optado por reemplazar el reenganchador FDR 1-R2 TypeR por un reenganchador del modelo Cooper Form3A y que se denomina en la tabla como FDR 1-R2 Form3A.

Además, se han realizado diferentes ajustes en el reconectador FDR 1-R1 Form3A ya instalado en el nudo 21700. Los ajustes que se han realizado son la modificación de la curva de disparo lenta y el aumento del tiempo mínimo de respuesta a 0.1 s.

Con estos ajustes, la coordinación de los dispositivos queda según la siguiente Tabla 5-15.

Tabla 5-15. Tiempos de coordinación entre dispositivos tras la sustitución del reconectador FDR 1-R2 TypeR por el FDR 1-R2 Form3A.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 Form3A	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.828	MR: 0.100	MR: 0.050	
2	0.095			TRIP	
3	0.095				
4	2.095			RECLOSE	
5	2.095	OP: 0.788	MR: 0.100	MR: 0.050	
6	2.190			TRIP	
7	2.190				
8	6.073	RESET			
9	7.190			RECLOSE	
10	7.190	OP: 0.828	MR: 0.626	MR: 0.436	
11	7.671			TRIP	
12	7.671				
13	14.671			RECLOSE	
14	14.671	OP: 0.615	MR: 0.626	MR: 0.436	
15	15.151			TRIP	
16	15.151			LOCKOUT	

Como se puede comprobar, los tiempos de operación tienen valores aceptables para la eliminación del cortocircuito y la coordinación entre los dispositivos es correcta, ya que no existe pérdida de selectividad.

### 5.2.3.3 Caso 3. Falta eliminada por el reconectador FDR 1-R1 Form3A

Finalmente, tal y como se realizó en los cortocircuitos trifásico y bifásico a tierra, se analizará una falta en el nudo 21702. La corriente de falta en este caso toma el valor de 953.92 A.

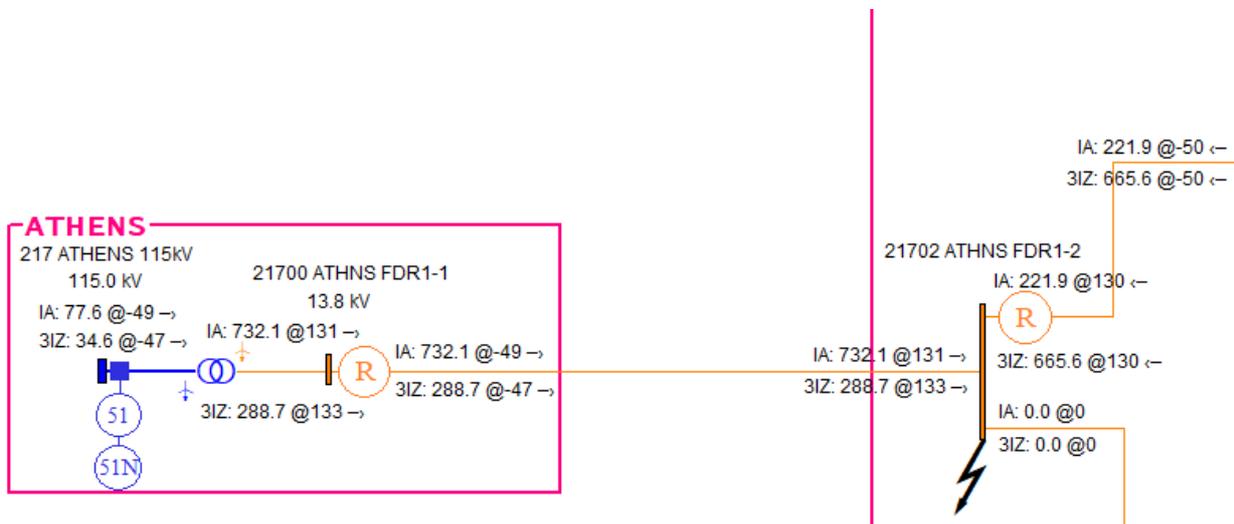


Figura 5-24. Corrientes provocadas por cortocircuito monofásico en el bus 21702.

Como se ha venido haciendo hasta ahora, se procederá a analizar las secuencias que tienen lugar hasta que, finalmente, se elimina la falta. En este caso, los dispositivos que se encuentran aguas arriba de la falta son el relé de sobreintensidad y el reconectador FDR 1-R1 Form3A, siendo la corriente de cortocircuito que circula por ellos 77.63 A y 732.1 A.

Tabla 5-16. Tiempos de coordinación por cortocircuito monofásico en el nudo 21702.

Seq.	Time (sec)	XFMR101A-HI	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-R2 Form3A	FDR 1-F1
1	0.000	OP: 0.800	MR: 0.100	MR: 0.303	
2	0.145		TRIP		
3	0.145				
4	2.145		RECLOSE		
5	2.145	OP: 0.707	MR: 0.100	MR: 0.303	
6	2.290		TRIP		
7	2.290				
8	8.817	RESET			
9	9.290		RECLOSE		
10	9.290	OP: 0.800	MR: 0.572	MR: 2.224	
11	9.907		TRIP		
12	9.907				
13	24.907		RECLOSE		
14	24.907	OP: 0.768	MR: 0.572	MR: 2.224	
15	25.525		TRIP		
16	25.525		LOCKOUT		

Gracias a los ajustes ya realizados en los estudios de los cortocircuitos anteriores en el segundo y tercer intervalo de tiempo del reconectador FDR 1-R1 Form3A, este dispositivo y el relé de sobreintensidad se coordinan adecuadamente para que no se produzca la pérdida de selectividad. Tras tres aperturas y reenganches por parte del reconectador, finalmente, queda bloqueado tras la cuarta apertura al detectar que el cortocircuito permanece en la red.

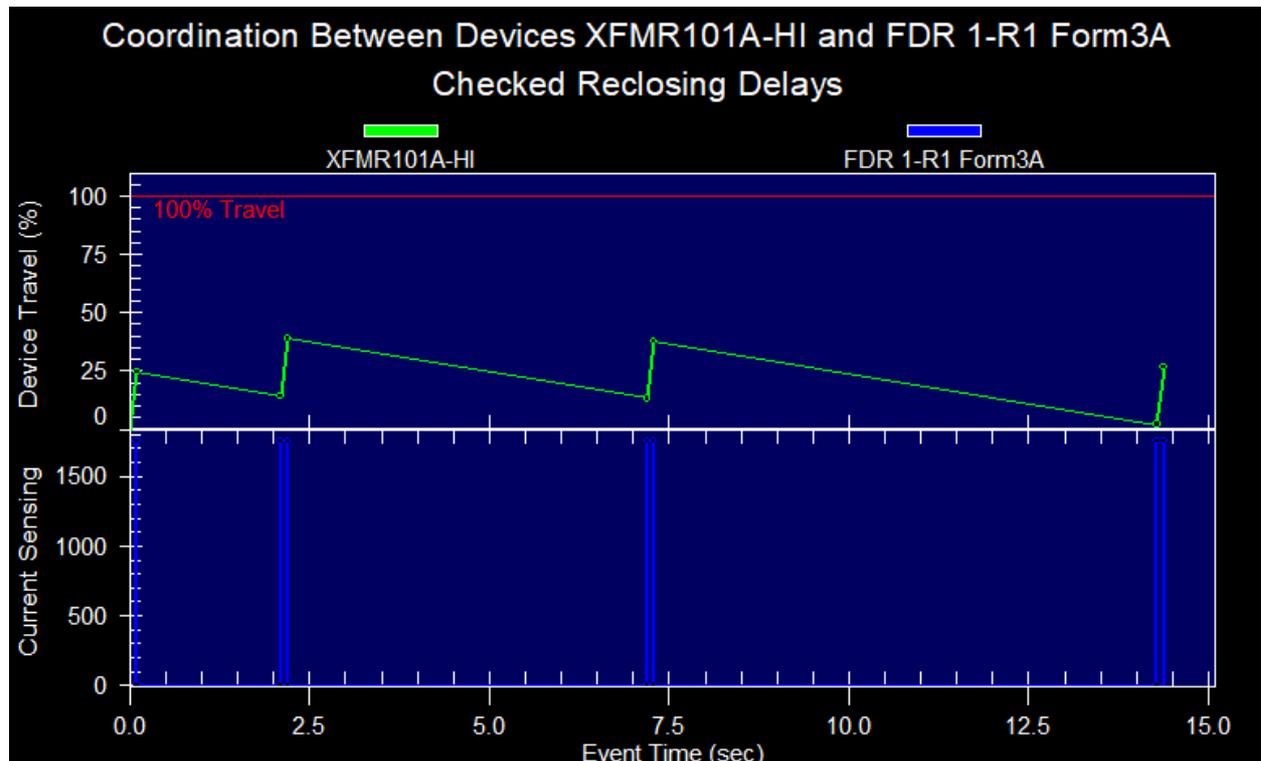


Figura 5-25. Coordinación relé XFMR101A-HI – reconectador FDR 1-R1 Form3A.

### 5.2.4 Conclusión a la simulación de cortocircuitos

Tras haber realizado el estudio de coordinación de los dispositivos seleccionados al comienzo de este apartado ante los cortocircuitos trifásicos, bifásico a tierra y monofásico, haber realizado los ajustes necesarios para evitar la pérdida de selectividad y haber llegado a la configuración descrita en el último caso estudiado de cortocircuito, se han vuelto a simular cada uno de los casos de los tres cortocircuitos para comprobar que la configuración a la que se ha llegado es válida.

Y, efectivamente, la configuración a la que se ha llegado es correcta, siendo los dispositivos seleccionados y sus curvas de disparo mostrados a continuación en la Tabla 5-17.

Tabla 5-17. Dispositivos seleccionados tras las simulaciones.

Nudo	Nombre del dispositivo	Código	Características
217	XFMR101A-HI	TOC	CO-8 relé de sobreintensidad
21700	FDR 1-R1 Form3A	RECL	Reconectador Form 3A controlado con 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas
21702	FDR 1-R2 Form3A	RECL	Reconectador Form 3A controlado con 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas
21708	FDR 1-F1	FUSE	Fusible SM-4 125E

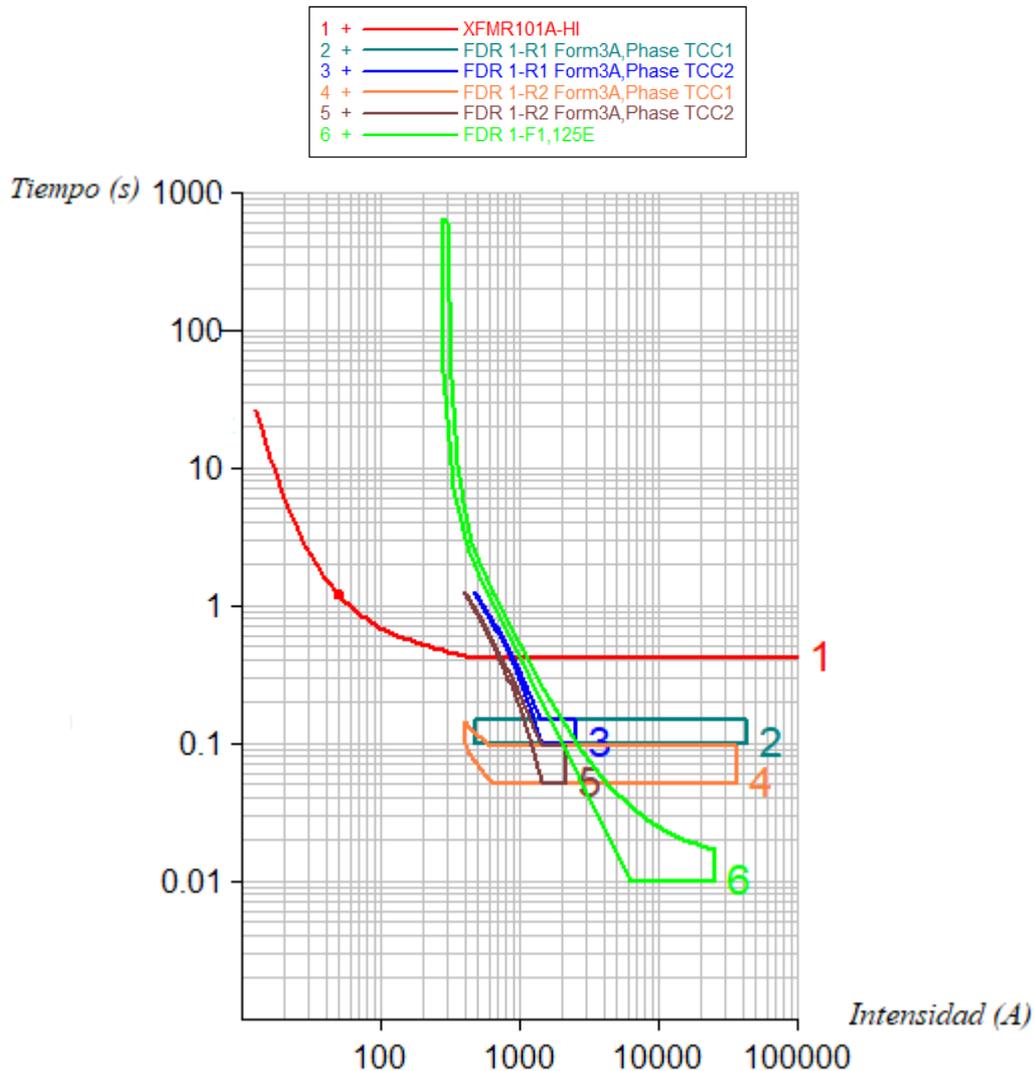


Figura 5-26. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos seleccionados tras el ajuste.

### 5.3 Curva de daño del transformador

Cuando tiene lugar un cortocircuito, las máquinas eléctricas pueden llegar a dañarse gravemente. Por ello, los dispositivos de protección deben garantizar que el tiempo de operación sea lo suficientemente rápido como para evitar que estas se dañen.

La curva de daño del transformador se usa desde hace mucho tiempo para verificar que las protecciones impiden el daño de los devanados del transformador. Esta curva se denomina curva de daño térmica. También se emplea la curva de daño mecánica cuando las corrientes de cortocircuito por el transformador son frecuentes, es decir, cuando el transformador se sitúa en una zona donde tienen lugar faltas de forma frecuente.

En la gráfica de la Figura 5-27, se puede observar la curva de daño térmica (R1) y la curva de daño mecánica (R2) del transformador XFR 101. Este es el transformador situado en la subestación de Athens, entre el nudo 217 y 21700. Se puede comprobar, que los dispositivos de protección actúan antes de que se alcance cualquiera de estas dos curvas.

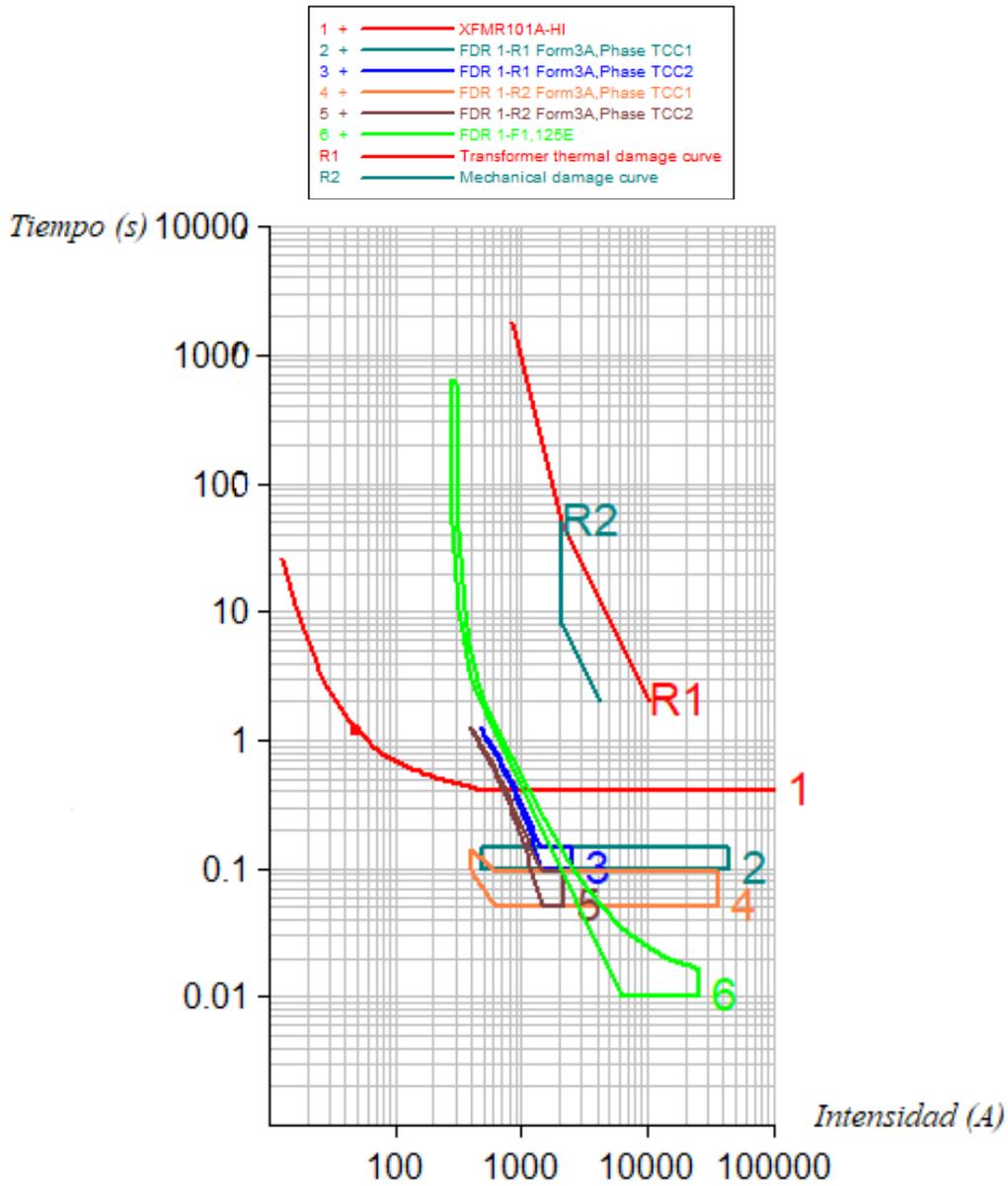


Figura 5-27. Curvas de daño del transformador XFR 101.

# 6 INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

---

*Wind power is leading the charge in the transition away from fossil fuels; and continues to blow away the competition on price, performance and reliability.*

Steve Sawyer, GWEC Secretary General

La energía eléctrica es uno de los pilares fundamentales de nuestra sociedad y hacer que su generación sea cada vez más limpia y eficiente es un reto que hay que afrontar. Esto, unido a que las reservas de petróleo y gas natural tienen un horizonte de 2050 y 2075 [11], respectivamente, hace que la integración de energías renovables en la red sea un tema fundamental a día de hoy.

En este capítulo, se estudiará el panorama actual en cuanto a la integración de energías renovables en la red y su relación con la generación distribuida y las redes inteligentes (*Smart Grid*).

Además, se contemplará el gran desarrollo de la energía eólica en los últimos años, siendo la energía renovable más competitiva en el mundo. Debido a su importancia, se simulará y estudiará como afecta a las protecciones eléctricas la introducción de un parque eólico en una red de distribución mediante el programa CAPE.

## 6.1 Introducción

La demanda de energía eléctrica en el mundo ha crecido de forma exponencial en los últimos tiempos como consecuencia de la introducción de nuevas exigencias y tecnologías, como es el caso de la recarga de vehículos eléctricos. Esto, unido al cambio climático y al progresivo agotamiento de recursos fósiles ha provocado la búsqueda de alternativas a la generación de energía eléctrica convencional. Debido a ello, la integración de energías renovables en la red ha sufrido un gran crecimiento en los últimos años y la idea es que estas vayan desplazando al carbón, petróleo y gas progresivamente [12]. El hecho de integrar cada vez más energías renovables en la red requiere la reconfiguración del sistema eléctrico. Las redes inteligentes (*Smart Grid*) constituyen la clave para ello y, en el futuro, estas contarán con generación distribuida de energías renovables, un consumo flexible y un sistema de control de potencia inteligente [13]. Las fuentes de energía renovable (solar, eólica, mareomotriz...) y los dispositivos de almacenamiento de energía (baterías, condensadores de doble capa, almacenamiento en superconductores...) juegan un papel fundamental para el desarrollo de las redes inteligentes [12].

Además, la integración de energías renovables en la red viene de la mano de la generación distribuida, es decir, la generación de energía eléctrica se sitúa cerca de la carga a diferencia de la generación convencional, que se sitúa en la cabecera de la red [14]. Esto trae consigo múltiples ventajas como las que se enumeran a continuación:

- Constituye una fuente de energía de emergencia en lugares donde la continuidad del suministro es

crítica, como es el caso de hospitales e industrias.

- Permite el suministro de energía eléctrica en áreas aisladas donde la conexión a la red resulta difícil debido a la situación geográfica.
- Como bien se conoce, el precio de la electricidad en las horas punta es más elevado. Si durante este periodo la generación distribuida contribuye al suministro de energía, el coste de la factura podría bajar.
- Ayuda a la red a mantener el perfil de tensiones y reducir las pérdidas del sistema mejorando la calidad de la red eléctrica.

Sin embargo, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables es muy diferente de la generación convencional debido a la variabilidad de su producción de electricidad. Numerosos estudios y operaciones reales muestran la necesidad de cambiar la planificación y operación de las redes. A lo largo de los últimos años se han desarrollado muchas soluciones para mitigar los inconvenientes de la integración de energías renovables. Sin embargo, los estudios realizados y las soluciones desarrolladas se han centrado en la integración a escala baja o media de renovables. Hoy día, los estudios se centran en escenarios cuya integración de energías renovables es a gran escala, ya que existen muchas áreas donde el objetivo es el aumento de la producción eléctrica a partir de energías renovables. Por ejemplo, en California se pretende que en 2020 el 33 % de la energía consumida sea de origen renovable y Dinamarca tiene el objetivo de ser totalmente independiente de los combustibles fósiles en 2050 [15]. Estos objetivos plantean una serie de retos para que la integración de energías renovables en la red a gran escala pueda ser posible.

El primer reto es la necesidad de construir líneas de transmisión para transportar la energía producida desde los campos de paneles fotovoltaicos o parques eólicos hasta las cargas. Sin embargo, el alto coste y el largo periodo de tiempo de construcción de estas puede frenar el desarrollo.

El segundo aspecto a tener en cuenta es la necesidad de incrementar la flexibilidad del sistema para mantener el equilibrio generación-carga. Por flexibilidad se entiende la capacidad del sistema a responder ante la variación de la carga. Sin embargo, la variabilidad de la generación es precisamente un aspecto de la generación renovable.

El tercero es el impacto en la dinámica del sistema eléctrico. Los aerogeneradores cuentan con convertidores de potencia instalados entre el generador y la red. Existen resultados de simulaciones que indican que la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia no se ve afectada cuando la generación es hasta un 30 % de origen renovable. Sin embargo, las energías renovables tienen un bajo ratio de cortocircuito y no contribuyen a la inercia del sistema eléctrico. Además, dependiendo del tamaño del sistema, la estabilidad en frecuencia puede resultar crítica si esta decae rápidamente, provocando la desconexión de una gran unidad de generación. En consecuencia, todos estos aspectos son fundamentales a tener en cuenta y evaluar cuando en el sistema eléctrico está basado en la producción de energías renovables.

Finalmente, el cuarto reto consiste en implementar una gran producción de energías renovables en el mercado. Esto requiere tanto la coordinación de los horarios de los diferentes procesos por medio de múltiples escalas de tiempo como del diseño de un nuevo mercado que mejore la eficiencia del mismo y concediera incentivos a las fuentes para contar con servicios más fiables. La previsión de la producción renovable es una de las herramientas más rentables en el control de la operación del sistema para la integración de renovables en la red. Además, es necesario contar con una gran reserva de generación para responder ante desviaciones en la previsión de la producción. Pero una gran reserva disminuye la eficiencia del mercado mientras que una reserva insuficiente disminuye la fiabilidad. Por ello, la creación de un gran mercado puede reducir la necesidad de poseer una gran reserva debido a las interconexiones entre sistemas.

Con todo lo expuesto hasta ahora sobre la generación distribuida, se llega a la siguiente pregunta: ¿cómo afecta la integración de energías renovables en la red de forma distribuida a las protecciones ya instaladas en ella?

Tradicionalmente, el flujo de potencia en la red ha circulado en una sola dirección: desde la generación hasta las cargas. Sin embargo, la generación distribuida provoca que el flujo de potencia circule en ambos sentidos, ocasionando que las protecciones no actúen adecuadamente. Además, la contribución al cortocircuito de las diversas instalaciones que se integren en la red puede provocar la pérdida de coordinación entre los dispositivos previamente instalados en la red [16].

## 6.2 Energía eólica

A día de hoy, la energía eólica es la tecnología más competitiva en la mayoría de los mercados de todo el mundo. El fuerte auge de las energías renovables, una mejor gestión de la red y el almacenamiento de energía cada vez más factible nos permite imaginar cómo será la generación de electricidad totalmente libre de combustibles fósiles.

En el *Global Wind Report: Annual Market Update* de este año publicado por *Global Wind Energy Council (GWEC)* se puede comprobar el éxito de la energía eólica en el mercado durante 2017, habiéndose instalado un total de 52 GW, con lo que se alcanzaron 539 GW totales instalados en todo el mundo.

Por otro lado, la tendencia de precios de la energía eólica en el mercado es a bajar, aunque a un ritmo más lento que en los últimos años. En Canadá, la oferta estaba por debajo de 0.025 €/kWh y en México, por debajo de 0.015 €/kWh a finales de 2017. Aunque estos valores no son los comunes, nos permiten hacernos una idea de la tendencia en el futuro y dejar claro que la energía eólica (y la solar cada vez más) son las energías más económicas [17].

En cuanto a la producción de electricidad de origen eólica en 2017, Dinamarca alcanzó el 44 %, Uruguay más del 30 % y, en la Unión Europea, el 11.6 %, liderada por Dinamarca, Irlanda y Portugal. En cuatro estados de E.E.U.U., más del 30 % de la electricidad provino del viento [17].

¿Y cuáles son las previsiones de futuro? En primer lugar, vamos a echar un poco la vista hacia atrás.

Debido a la crisis mundial, en el periodo de 2009 a 2013 se instalaron aproximadamente 40 GW por año. En 2014 se alcanzaron los 50 GW y se establecieron 60 GW para 2015 debido a las instalaciones en China tan altas. En 2016 se pronosticó poco más de 54 GW y en 2017 se mantuvo más o menos el mismo rango. Se prevee que para 2018 el mercado sea similar a 2017, debido a regulaciones en los principales mercados de la Unión Europea y a la caída temporal del mercado de la India. Sin embargo, se espera que en 2019 y 2020 el mercado vuelva a crecer, rompiendo la barrera de los 60 GW, y se prevee alcanzar los 840 GW a finales de 2022. También seguirán surgiendo nuevos mercados en Asia, pero el de China continuará dominando a nivel mundial [17].

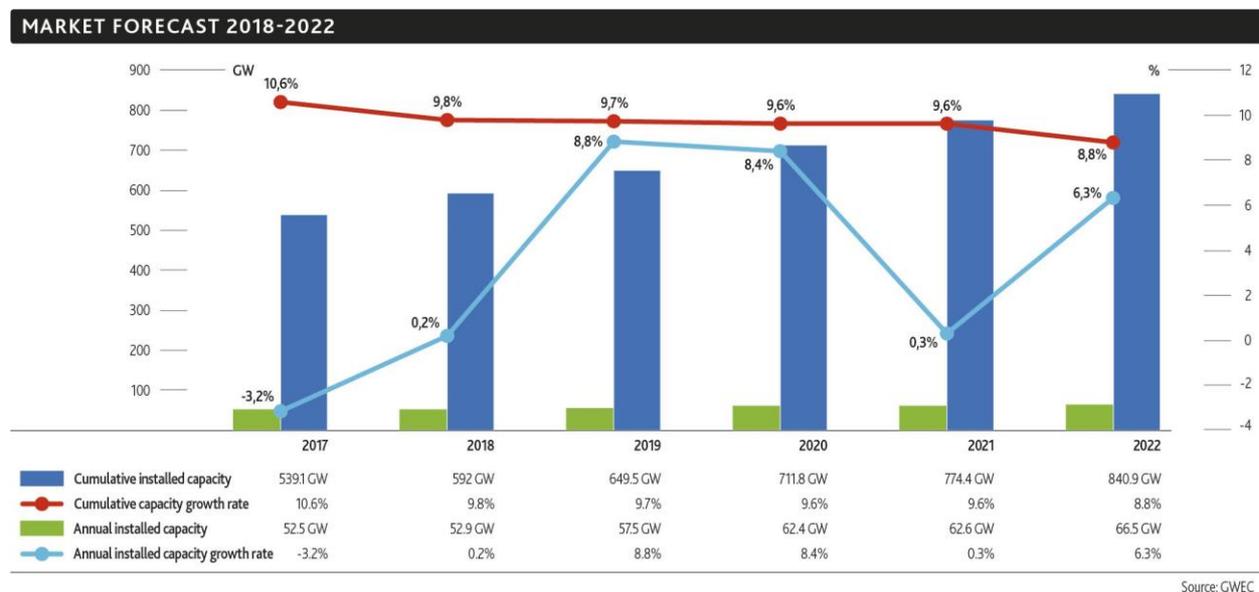


Figura 6-1. Previsión de mercado de instalación de energía eólica para 2018-2022 [17].

En cuanto a las instalaciones de parques eólicos *offshore*, 2017 fue un año que dejó un record histórico de 4331 MW, lo que representa un aumento del 95 % respecto a 2016. A día de hoy, existe una capacidad de 18814 MW instalados en 17 mercados de todo el mundo. Además, el 84 % de las instalaciones se encuentran en costas europeas, estando las restantes principalmente en China, Vietnam, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos y Taiwán [17].

Es de destacar que Reino Unido cuenta con la instalación *offshore* más grande del mundo, constituyendo el 36 % de su potencia instalada. A este le sigue Alemania, con un 28.5 % y China con poco menos del 15 %.

Dinamarca cuenta con el 6.8 %, los Países Bajos con 5.9 %, Bélgica con 4.7 % y Suecia con 1.1 %. Y más allá de Europa, el primer parque eólico offshore estadounidense entró en funcionamiento en 2016 [17].

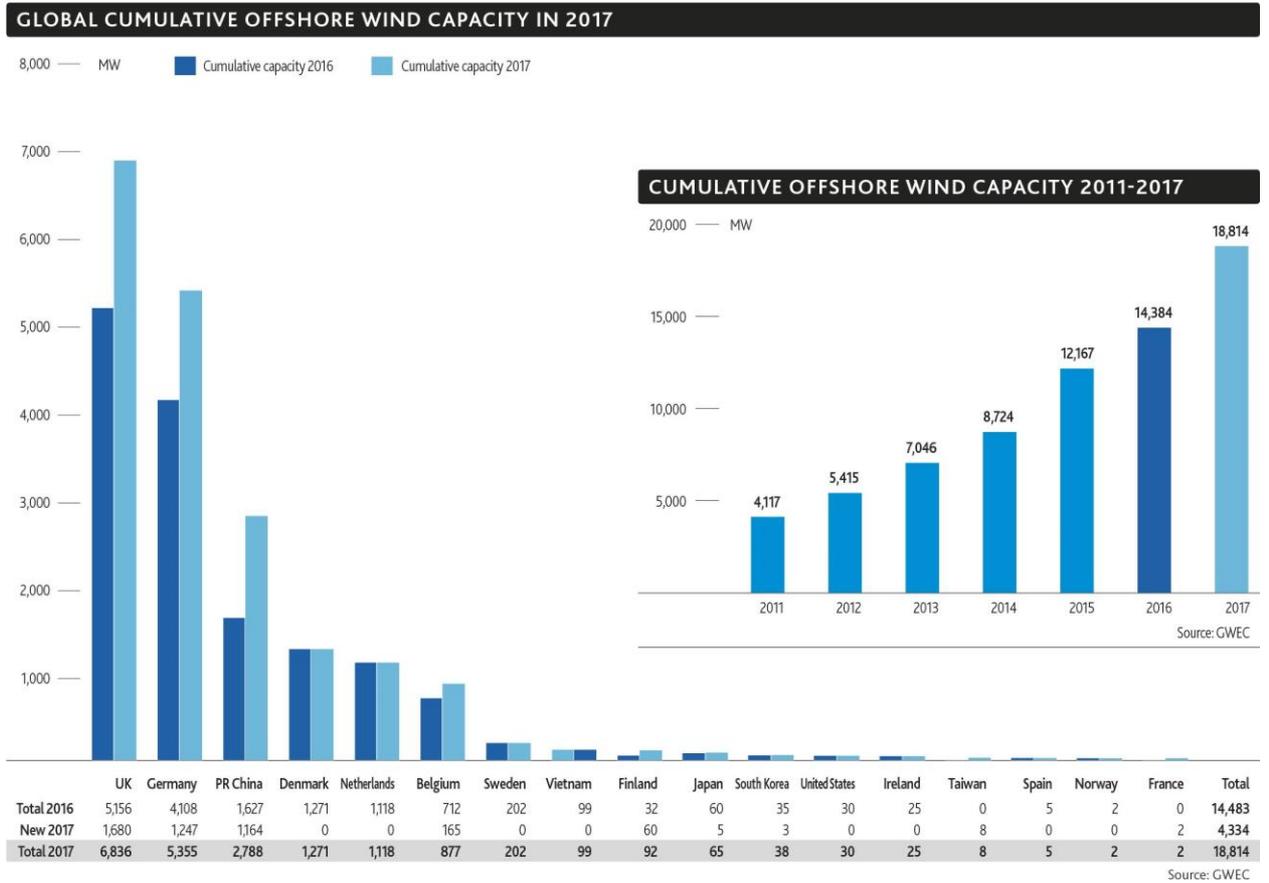


Figura 6-2. Capacidad global instalada de parques eólicos *offshore* [17].

Con todos estos datos, no cabe duda de que la energía eólica juega un papel fundamental en el camino hacia un futuro libre de emisiones. Por ello, se ha decidido realizar un estudio y simulación de protecciones cuando en la red se introduce una nueva generación de origen eólica.

### 6.3 Aerogeneradores

Desde el inicio de los molinos de viento para la producción de electricidad a finales del siglo XIX en Dinamarca, por el profesor Lacour [18], ha existido una gran evolución en la tecnología eólica hasta el día de hoy, donde se ha diseñado el aerogenerador *offshore* más grande y potente del mundo: Haliade-X con un generador de 12 MW. Las primeras unidades de este aerogenerador, presentado por la empresa GE Renewable Energy, serán puestas en marcha en 2021 [19].

Existen diferentes tipos de turbinas, que se pueden clasificar en eje vertical u horizontal y con distintos tipos de hélices. Pero, para el proyecto que nos ocupa, nos centraremos en explicar las diferentes tecnologías existentes en aerogeneradores tripalpas de eje horizontal.

#### 6.3.1 Tipo A. Aerogeneradores de velocidad fija

Este tipo de aerogenerador consta de un generador de inducción con rotor de jaula de ardilla conectado directamente a la red.

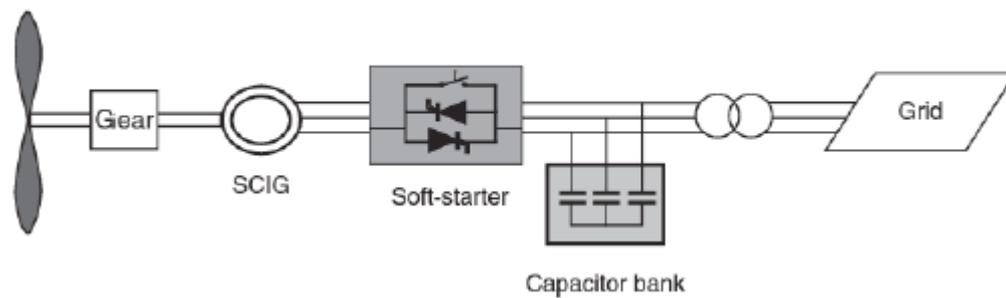


Figura 6-3. Esquema de aerogenerador tipo A [20].

Para mejorar el acoplamiento a la red del generador se utiliza un arrancador suave, de lo contrario, se consumiría mucha corriente y habría una fuerte caída de tensión. Por otro lado, debido al consumo de reactiva de la red por parte del generador, es necesario colocar un banco de condensadores para compensar la energía reactiva consumida. Además, en este tipo de aerogeneradores existe el control pasivo (*stall*), de forma que el perfil de la pala está diseñado para que la turbina entre en pérdidas una vez que el viento ha alcanzado cierta velocidad; y el control activo (*pitch*), mediante el cual es posible variar el ángulo de pala para que la potencia permanezca constante.

La ventaja de esta topología es su bajo coste, sencillez y robustez. Sin embargo, posee una serie de desventajas que hacen que este modelo no sea de los más empleados hoy día. La principal desventaja es la incapacidad de controlar la frecuencia: las variaciones de velocidad del viento se traducen en variaciones de frecuencia que se transmiten directamente a la red y, en el caso de redes débiles, estas variaciones son importantes. Otra de las desventajas es la mala respuesta ante variaciones de tensión en la red pudiendo provocar que el generador se embale, la pérdida de sincronismo y el aumento de consumo de reactiva. Debido a estos inconvenientes, es necesaria la instalación de dispositivos FACT, SVCs y STATCOM que son costosos, con lo que la ventaja de ser aerogeneradores económicos se pierde.

### 6.3.2 Tipo B. Aerogeneradores con resistencia variable

En esta topología de aerogenerador encontramos un generador de inducción con rotor bobinado conectado también directamente a la red.

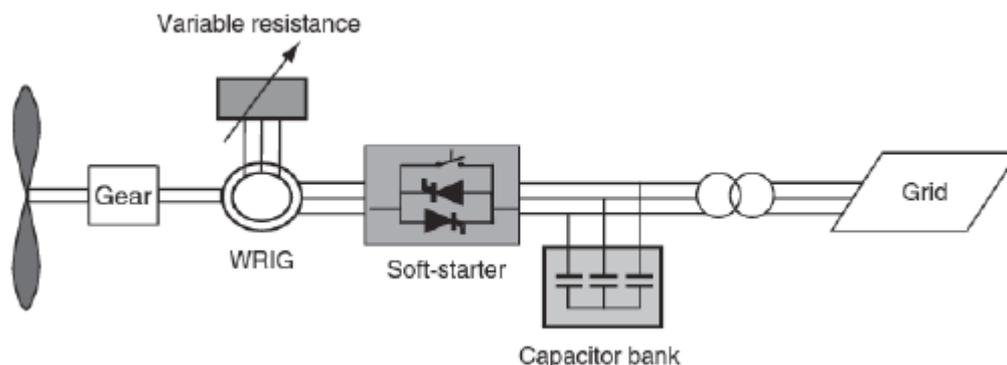


Figura 6-4. Esquema de aerogenerador tipo B [20].

La presencia de resistencias variables conectadas al rotor permite el controlar la velocidad parcialmente (hasta un 10 % aproximadamente).

Igual que ocurría con la topología anterior, se introduce arrancador suave y batería de condensadores para la compensación de reactiva. Además, también existe el control de potencia activo (*pitch*). El comportamiento frente a huecos de tensión o variaciones de frecuencia en la red es el mismo que en el caso anterior. Además, también se hace necesario el uso de dispositivos FACT, SVCs y STATCOM.

### 6.3.3 Tipo C. Aerogeneradores doblemente alimentados (*DFIM*)

En este caso, el aerogenerador cuenta con un generador de inducción con rotor bobinado y anillos rozantes. Aquí, el rotor se conecta a un convertidor de potencia y el estator directamente a la red.

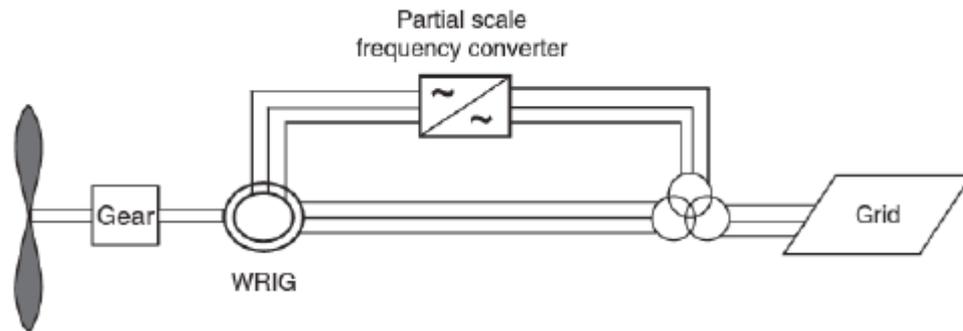


Figura 6-5. Esquema de aerogenerador tipo C [20].

Respecto a la tecnología *full-converter*, el convertidor tiene menores pérdidas y es más económico debido a que se dimensiona, aproximadamente, para un 30 % de la potencia total de la turbina.

Por otro lado, la velocidad puede controlarse en un rango de entre -30 % y 20 %. Además, el control de tensión permite controlar la inyección de energía activa y reactiva en la red. Como en las topologías anteriores, existe el control de potencia activo (*pitch*).

### 6.3.4 Tipo D. Aerogeneradores *full-converter*

Esta es la tecnología más frecuente que se usa a día de hoy. Consiste en un generador síncrono de imanes permanentes y un convertidor de potencia entre la red y el generador.

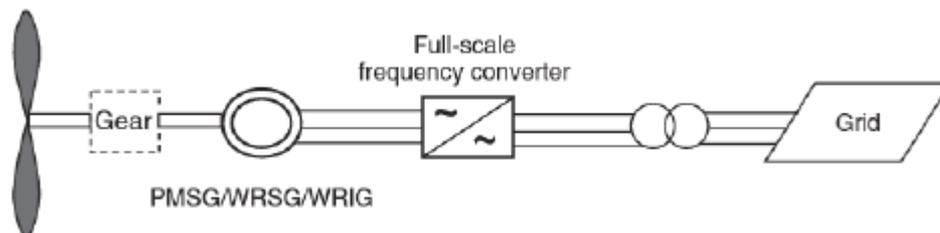


Figura 6-6. Esquema de aerogenerador tipo D [20].

Esta topología permite un rango completo de control de velocidad, el control de potencia activo (*pitch*) y el control de la potencia activa y reactiva que se vierte a la red. Además, existe la posibilidad de eliminar la caja de engranajes y, como el generador no cuenta con escobillas, necesita un menor mantenimiento.

Los inconvenientes de esta topología son las mayores pérdidas y el mayor precio del convertidor respecto al *DFIM*, ya que se dimensiona a potencia nominal.

## 6.4 Simulación de integración de un parque eólico en una red de distribución

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de este capítulo es simular y analizar, mediante CAPE, el comportamiento de las protecciones de una red de distribución ante la introducción de energías renovables en la red que, en este caso, será un parque eólico de 2 MW.

Para alcanzar este objetivo, la red de distribución empleada será la que se ha venido utilizando hasta ahora y que se puede observar en la Figura 5-1. Red de distribución 13.8 kV. Por otro lado, la topología de aerogenerador que se ha utilizado para la configuración del parque es la *full-converter*, ya que es la tecnología más empleada hoy día.

Ante una falta en la red, el convertidor del aerogenerador no es capaz de proporcionar la corriente de falta, sino que está limitada a un valor un poco por encima de la corriente nominal que es capaz de dar, típicamente 1.1 pu. Además, el convertidor intenta mantener la potencia nominal ante la variación de la tensión en la red.

CAPE es capaz de simular el comportamiento de un aerogenerador *full-converter* con las características explicadas mediante un algoritmo de iteraciones hasta alcanzar las corrientes inyectadas en estado estacionario.

#### 6.4.1 Construcción del parque eólico de 2 MW

Para simular el comportamiento de un parque eólico de 2 MW, se ha instalado un generador cuyas características se han seleccionado para simular el comportamiento antes mencionado de un aerogenerador *full-converter*. El generador hace la función de un parque de 2 MW cuya tensión de salida es de 690 V.

Este se conecta a un transformador estrella-triángulo con neutro a tierra para elevar la tensión a los 13.8 kV de la red. La configuración del transformador utilizada es la típica que se emplea en los parques eólicos para evitar la inyección de corriente homopolar.

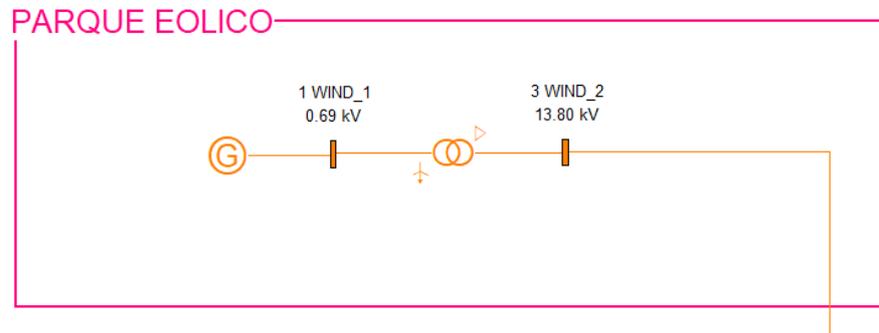


Figura 6-7. Diagrama unifilar del parque eólico de 2 MW.

El parque se conectará al nudo 21702, tal y como se muestra en la siguiente Figura 6-8.

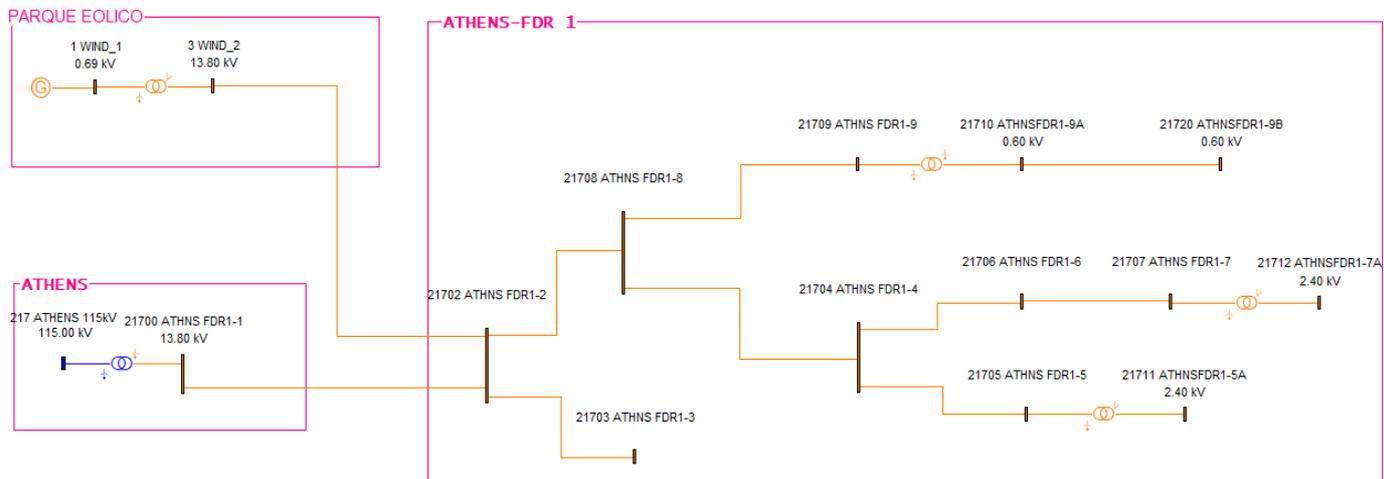


Figura 6-8. Red de distribución de 13.8 kV con generación eólica.

Es importante aclarar, llegados a este punto, que CAPE no es capaz de simular una red donde sólo exista generación renovable o donde entre la falta y la fuente de generación renovable no exista ninguna fuente de generación convencional. Es decir, para poder simular la integración de una fuente renovable en la red es necesario que entre esta y el lugar del cortocircuito exista una fuente de generación convencional que aporte corriente a la falta. Esta es una limitación que pretenden eliminar para las próximas versiones del software.

#### 6.4.2 Simulación de la red de distribución antes de la integración del parque eólico

En primer lugar, se estudiará la coordinación entre las protecciones situadas en el nudo 21700 y 21702 ante un

cortocircuito trifásico en el nudo 21703 antes de la conexión del parque eólico. A continuación, se muestra una tabla donde se muestran las protecciones situadas en ambos nudos.

Tabla 6-1. Características de los dispositivos de protección.

Nudo	Nombre del dispositivo	Código	Características
21700	FDR 1-R1 Form3A	RECL	Reconectador Form 3A controlado con 2 operaciones rápidas y 2 operaciones lentas
21702	FDR 1-F2	FUSE	Fusible SM-4 125E

En la siguiente Figura 6-9, se muestra la red de distribución de 13.8 kV que se ha venido simulando hasta ahora con las protecciones indicadas en la Tabla 6-1.

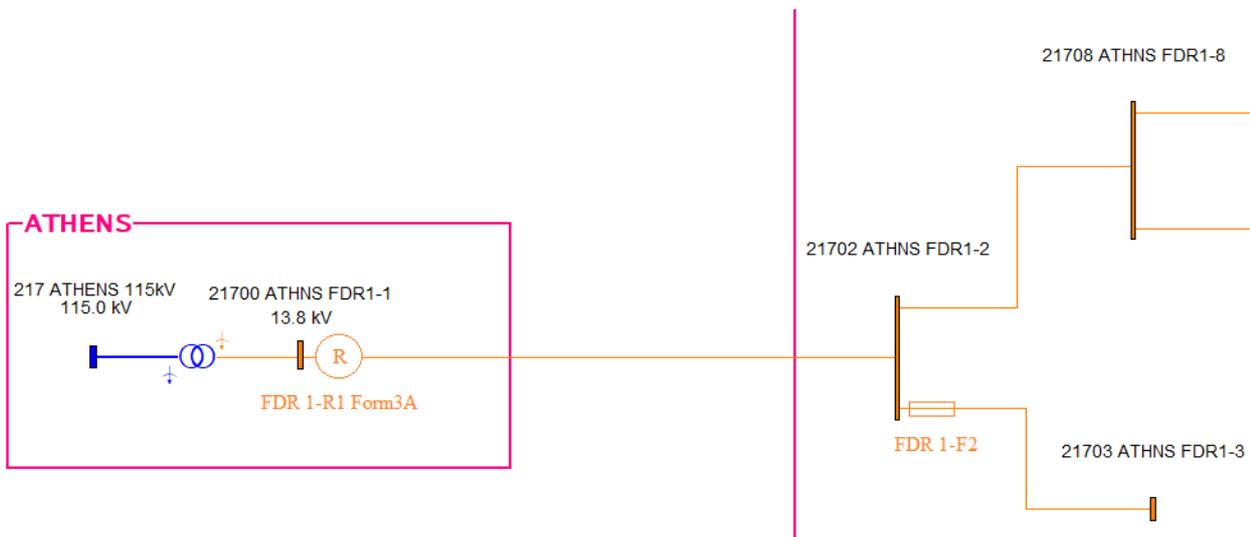


Figura 6-9. Red de distribución de 13.8 kV con las protecciones.

Para el cortocircuito trifásico situado en el nudo 21703, los tiempos de coordinación entre las protecciones son los mostrados en la Tabla 6-2. Como puede observarse en esta, tras las dos operaciones rápidas de apertura y reenganche, el fusible elimina la falta finalmente al ser esta permanente.

Tabla 6-2. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21703.

Seq.	Time (sec)	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-F2
1	0.000	MR: 0.050	MM: 0.134
2	0.095	TRIP	
3	0.095		
4	2.095	RECLOSE	
5	2.095	MR: 0.050	MM: 0.107
6	2.190	TRIP	
7	2.190		
8	7.190	RECLOSE	
9	7.190	MR: 0.112	MM: 0.085
10	7.302		TRIP
11	7.302		BLOWN FUSE

En la Figura 6-10 se muestran las curvas de disparo correspondientes a los dispositivos simulados y la corriente de falta vista por estos, que en este caso es de 1750.74 A para ambos.

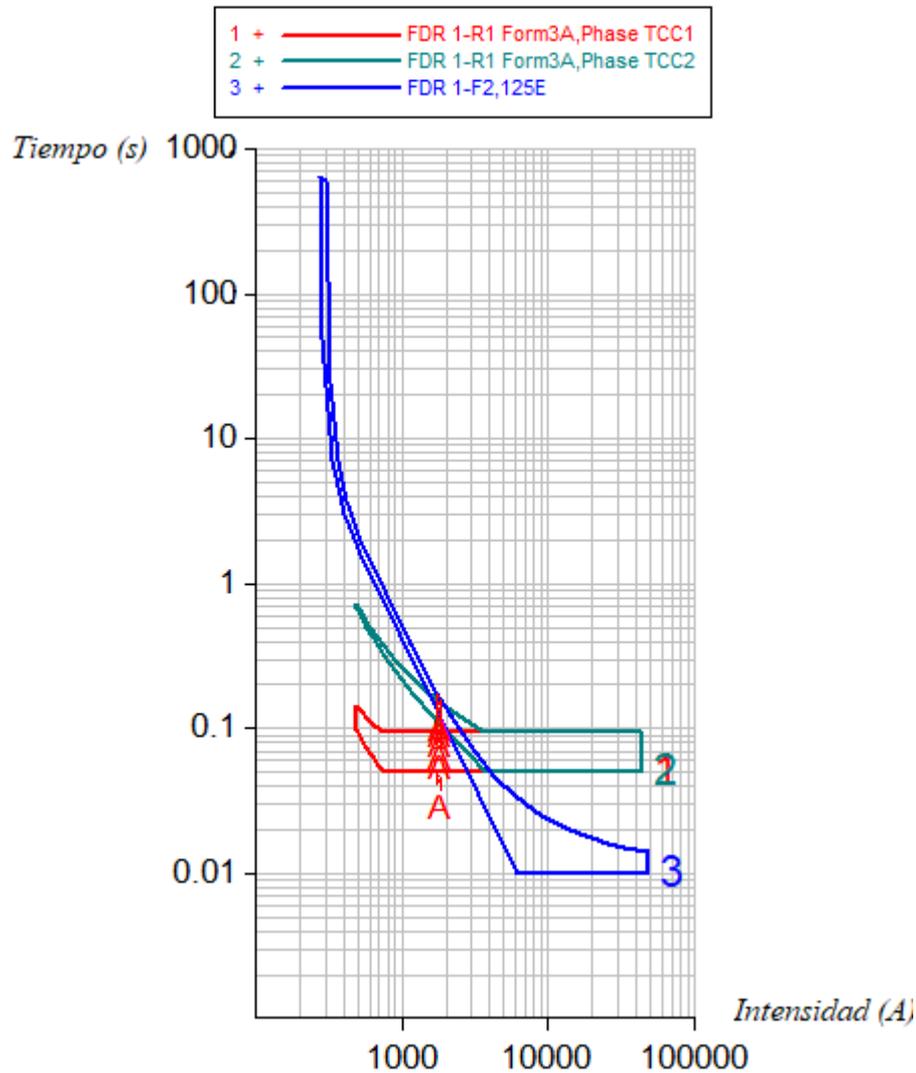


Figura 6-10. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 6-1. Características de los dispositivos de protección.

### 6.4.3 Simulación de la red de distribución tras la conexión del parque eólico

Al conectar el parque al nudo 21702, el fusible y el reenganchador no ven la misma corriente de cortocircuito. Esto puede desencadenar la pérdida de coordinación de ambos dispositivos.

Se procederá a simular un cortocircuito trifásico en el nudo 21703 y se comprobará si las protecciones actúan correctamente o no.

Como se puede observar en la Tabla 6-3, la conexión del parque provoca que el fusible actúe directamente antes de que el reenganchador pueda realizar ninguna de sus operaciones. Por tanto, se pierde la estrategia *fuse saving* que se ha venido aplicando hasta ahora y, como consecuencia, ante una falta esporádica, se perdería el suministro en el circuito que protege el fusible.

Tabla 6-3. Tiempos de coordinación debido al cortocircuito trifásico en el nudo 21703 tras la conexión del parque.

Seq.	Time (sec)	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-F2
1	0.000	MR: 0.050	MM: 0.09
2	0.095	TRIP	CO-TRIP
3	0.095		BLOWN FUSE

La corriente de cortocircuito que el reenganchador y el fusible ven son 1617.32 A y 2093.21 A respectivamente. Para mayor claridad de las curvas de disparo, sólo se han representado la curva de disparo

rápido del reenganchador y la del fusible, marcando la corriente de cortocircuito que ve cada dispositivo con el punto A.

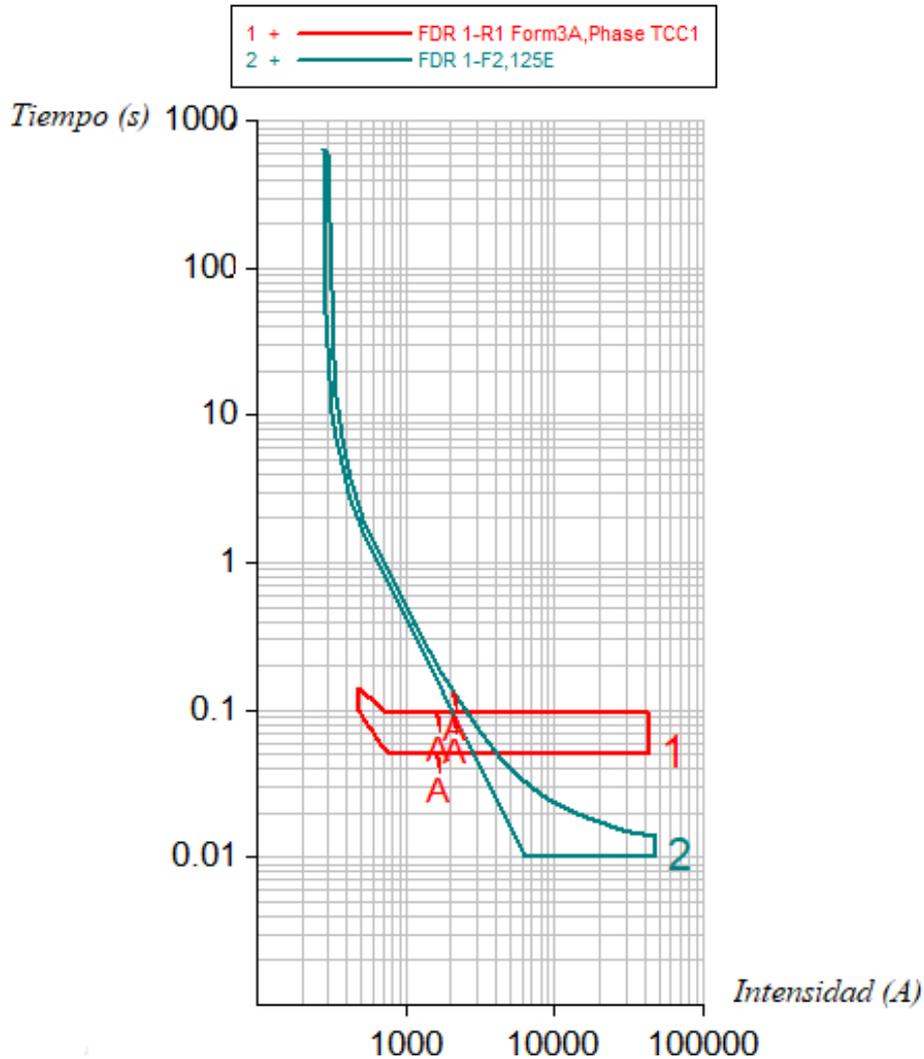


Figura 6-11. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de la Tabla 6-1 tras la conexión del parque.

Para solucionar este problema, se ha optado por sustituir el fusible instalado en el nudo 21702. Este se ha cambiado por uno del mismo modelo, pero con la diferencia de que la capacidad es de 150E en lugar de 125E. Con capacidad se refiere a la intensidad en amperios que es capaz de soportar el fusible antes de cortar la corriente de cortocircuito.

Con este cambio, los tiempos de coordinación quedan como en la Tabla 6-4. Se puede observar como la estrategia implementada es fusible salvado y, tras dos aperturas y reenganches para asegurar que la falta no es esporádica, el fusible abre el circuito.

Tabla 6-4. Tiempos de coordinación tras la sustitución del fusible.

Seq.	Time (sec)	FDR 1-R1 Form3A	FDR 1-F3
1	0.000	MR: 0.050	MM: 0.137
2	0.095	TRIP	
3	0.095		
4	2.095	RECLOSE	
5	2.095	MR: 0.050	MM: 0.109
6	2.190	TRIP	
7	2.190		
8	7.190	RECLOSE	
9	7.190	MR: 0.122	MM: 0.087
10	7.307		TRIP
11	7.307		BLOWN FUSE

Finalmente, las curvas de operación de ambos dispositivos quedan como se muestra en la Figura 6-12.

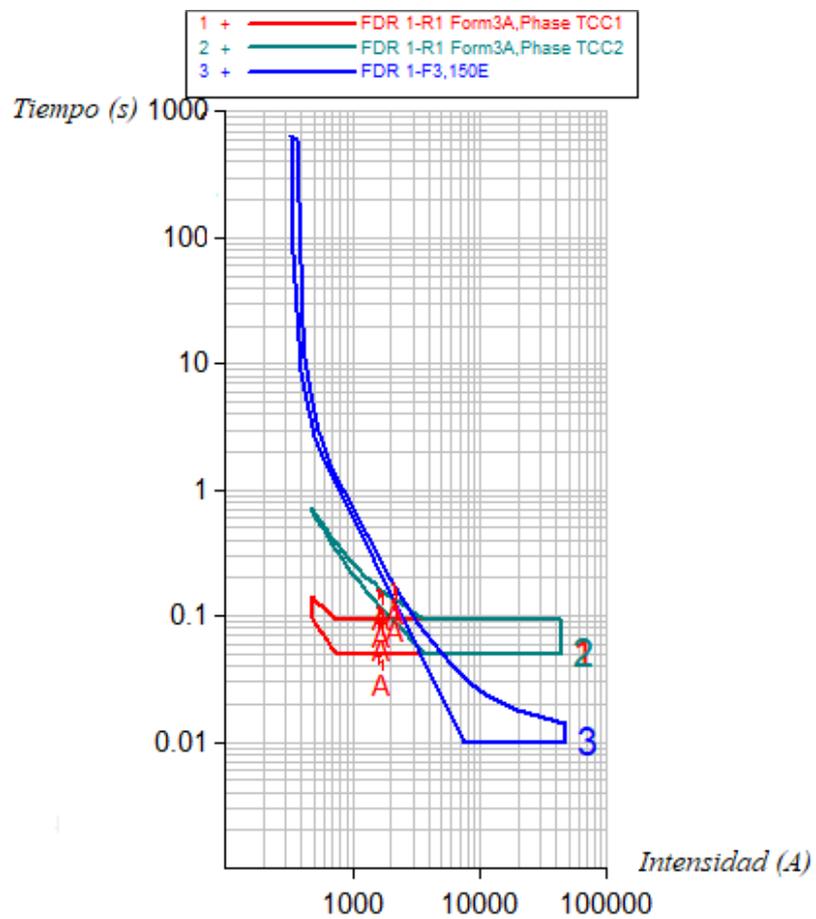


Figura 6-12. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos tras la sustitución del fusible.



# 7 ARCO ELÉCTRICO

---

*No basta con tener un buen ingenio, lo principal es aplicarlo bien.*

René Descartes

El arco eléctrico es un fenómeno que se produce por la apertura de los contactos de un interruptor cuando existe una diferencia de potencial entre los polos. La importancia del estudio de este fenómeno es su peligrosidad, ya que representa uno de los accidentes más comunes y peligrosos del sector industrial, además del daño que este causa en los dispositivos de protección.

En este capítulo, se estudiará este fenómeno y cómo se calcula la energía incidente y la corriente de arco eléctrico (parámetros característicos de este fenómeno) según la norma estándar IEEE 1584-2002. Esta norma no solo estudia el fenómeno del arco dentro de la cámara de un interruptor, sino el que se produce entre dos puntos metálicos o entre un punto metálico y una persona debido a un defecto de la aparamenta. Señalar que la norma IEEE 1584-2002 será sustituida próximamente por la norma IEEE 1584-2018.

Finalmente, se simulará con CAPE un arco eléctrico en uno de los dispositivos ubicados en la red de distribución que se ha venido usando hasta ahora, obteniendo la energía incidente y la corriente de arco.

## 7.1 Consideraciones generales

El arco eléctrico es una descarga eléctrica con energía suficiente como para mantener la conducción eléctrica a través de un gas (plasma) por sí mismo, gracias a un flujo de electrones generados por un campo magnético.

Este fenómeno tiene lugar entre dos electrodos (ánodo y cátodo), formándose una columna gaseosa incandescente de forma más o menos recta siempre que no exista ninguna fuerza externa que modifique su trayectoria. Sin embargo, en la zona anódica puede existir una movilidad brusca y discontinua del arco, mientras que en el cátodo no. Esta característica es fundamental para el empleo de técnicas de extinción.

Por tanto, el arco está formado por un cátodo, un ánodo y una columna gaseosa (plasma) en la que se pueden distinguir tres partes: región catódica, región anódica y columna positiva.

- La región catódica es de muy poca longitud y un gran número de cationes. Esta se produce por la emisión de electrones por parte del cátodo debido al calentamiento de este y el campo magnético.
- La columna positiva es la región intermedia y de mayor longitud. Esta es provocada por el efecto Joule de la circulación de la intensidad de arco.
- La región anódica es de pequeña longitud y un gran número de electrones.

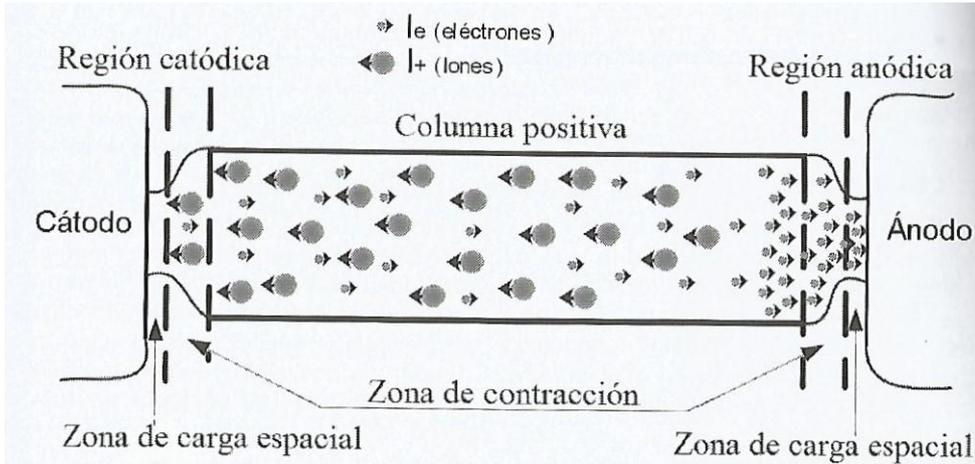


Figura 7-1. Esquema de las diferentes zonas en las que se puede dividir un arco eléctrico estable. [5]

En cuanto al reparto de temperaturas en el arco, en la Figura 7-2, se puede observar la distribución de esta tanto en sentido longitudinal como axial en el arco. Si se observa la gráfica de la izquierda, para este ejemplo, el cátodo alcanza unas temperaturas muy elevadas, aproximadamente 8000 °C, y el ánodo de 6000 °C, mientras que la columna positiva se encuentra alrededor de los 3000 °C. Las altas temperaturas en el cátodo y el ánodo son debidas a la energía cinética y la energía liberada de la neutralización de cationes y electrones. Además, la alta temperatura del cátodo es fundamental, ya que debe mantenerse por encima de un determinado valor para que el arco no se extinga. Por otro lado, en la imagen de la derecha, se puede observar como la temperatura disminuye al alejarnos del centro del arco.

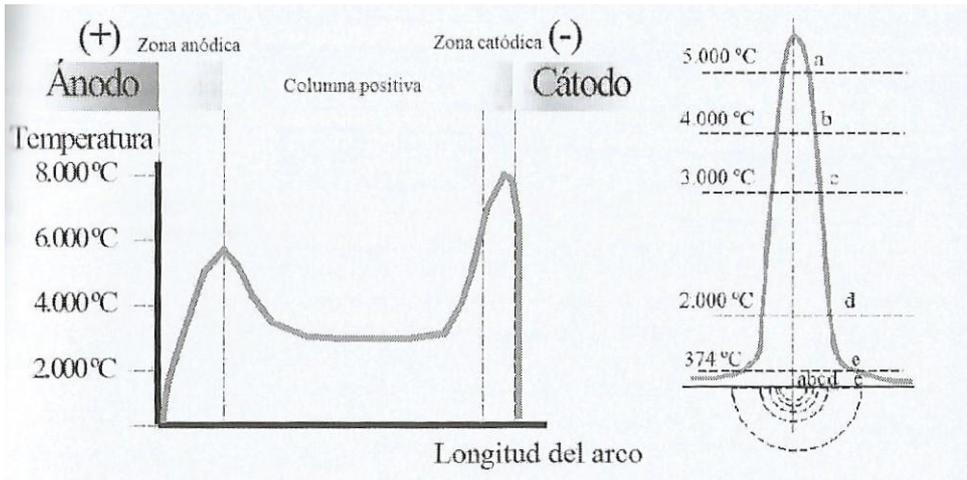


Figura 7-2. Reparto de las temperaturas en sentido longitudinal y axial en un arco eléctrico. [5]

En cuanto a la caída de tensión, se pueden distinguir, según las regiones establecidas, caída de tensión anódica ( $U_a$ ), caída de tensión catódica ( $U_c$ ) y caída de tensión intermedia ( $U_L$ ). Tanto la caída de tensión catódica como anódica dependen de la caída de tensión en el contacto y en la frontera adyacente.

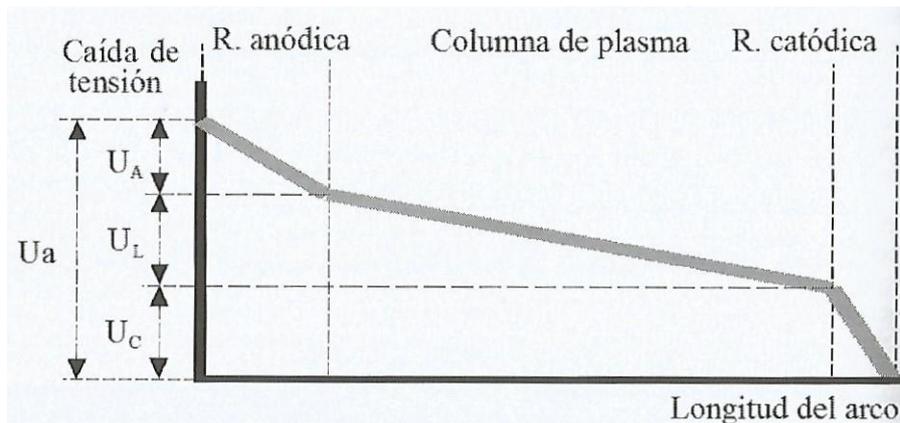


Figura 7-3. Reparto de las caídas de tensión en el arco. [5]

### 7.1.1 Características tensión-corriente del arco

En la Figura 7-4 se recogen las características dinámicas y estática de la tensión-corriente del arco eléctrico. Para la característica estática, la variación de corriente y de intercambio de calor son similares tanto para la evolución de corriente de arco creciente y decreciente. En cambio, la característica dinámica se da cuando ambas evoluciones de la corriente de arco (creciente y decreciente) no coinciden. Esto es debido a que la temperatura del arco no puede descender bruscamente ni, por tanto, la conductividad y la caída de tensión.

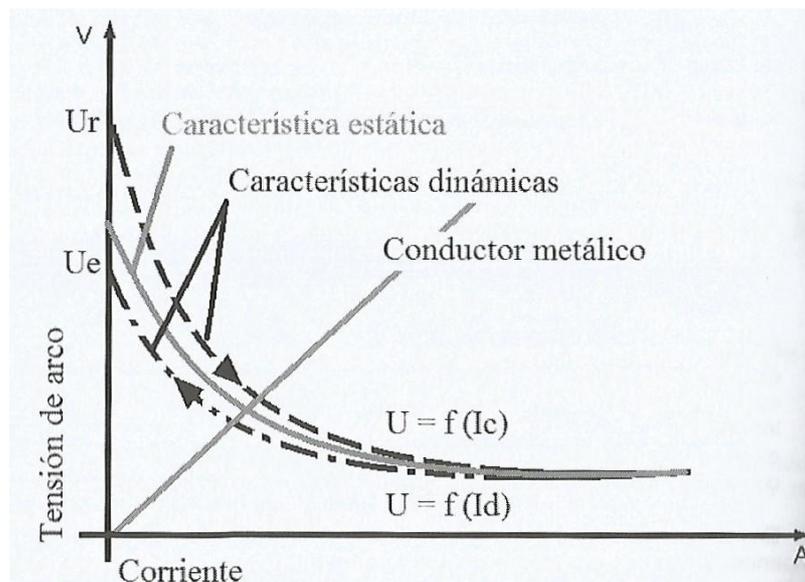


Figura 7-4. Característica estática y dinámicas de un arco eléctrico y característica de un conductor metálico. [5]

En la Figura 7-4 se pueden observar la función de intensidad creciente,  $U=f(I_c)$ , la de intensidad decreciente,  $U=f(I_d)$ , así como el corte de la intensidad creciente con el eje en la tensión de encendido del arco,  $U_r$ , y el corte de la intensidad decreciente en la tensión de extinción del arco,  $U_e$ .

Se puede deducir de la  $f$  que, la caída de tensión aumenta al disminuir la intensidad y disminuye al aumentar la intensidad, mientras que, para el caso de un conductor metálico, esta relación tensión corriente, permanece constante. Esto es debido a que, al aumentar la intensidad, aumenta la temperatura y la conductividad del gas, y, por tanto, existe una menor caída de tensión. Además, la forma de la gráfica se debe a que el arco tiene una sección variable.

### 7.1.2 Proceso de extinción del arco en corriente alterna

Se pueden distinguir tres períodos en el proceso de interrupción de un arco eléctrico en corriente alterna, que son: período de arco, período de corriente nula y período de recuperación dieléctrica.

- Período de arco: durante este período la temperatura del arco disminuye al aproximarse el momento de anulación de la corriente. Por tanto, la conductividad del plasma disminuye y la caída de tensión aumenta en el arco.
- Período de corriente nula: aquí aparece una tensión transitoria de reestablecimiento, TTR, de polaridad contraria a la de la caída de tensión en el arco.
- Período de recuperación dieléctrica: aquí aparece la recuperación dieléctrica del medio y la diferencia de potencial aplicada entre los contactos del interruptor.

Por tanto, se puede deducir que el momento crítico para la extinción del arco es el paso por cero de la corriente. A partir de aquí, se puede dar la extinción del arco o su restablecimiento. Si la TTR es superior a la tensión que puede soportar el medio, el arco se recuperará, y, en el caso contrario, se extinguirá.

En la Figura 7-5, se muestra la evolución de las magnitudes eléctricas del arco en el tiempo.

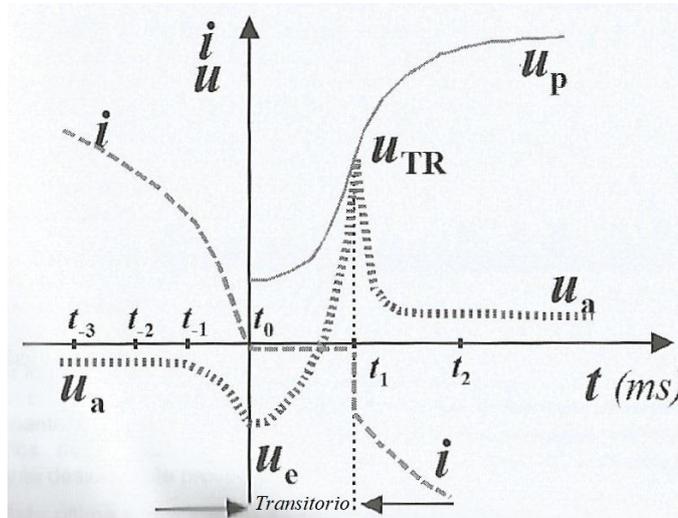


Figura 7-5. Evolución de la intensidad, i, la caída de tensión en el arco, u<sub>a</sub>, y la tensión de aislamiento, u<sub>p</sub>. [5]

En la Figura 7-5 se puede observar como la intensidad disminuye y la tensión permanece constante hasta llegar al instante t<sub>0</sub>. En este instante, la caída de tensión alcanza su máximo valor, u<sub>e</sub>, y la corriente se hace 0. El período entre t<sub>0</sub> y t<sub>1</sub> se denomina transitorio de restablecimiento y la tensión alcanza el valor de TTR, u<sub>TR</sub>, en el instante t<sub>1</sub>. En este período, la rigidez dieléctrica del medio (representada por la curva característica de regeneración dieléctrica, u<sub>p</sub>) crece en función de las características del medio y los contactos.

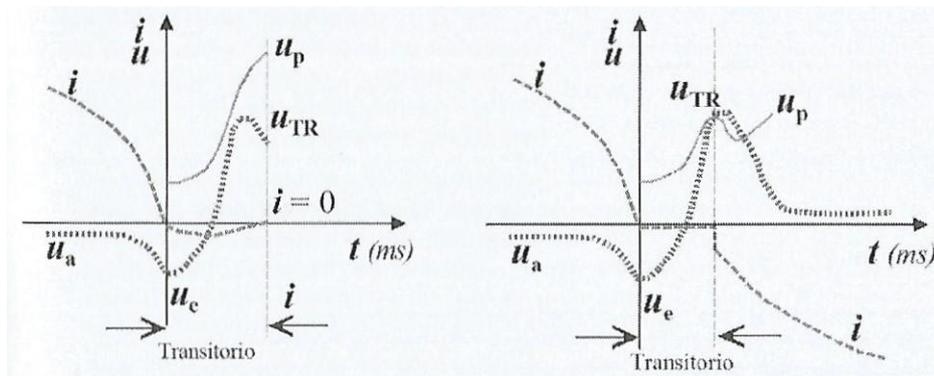


Figura 7-6. Extinción del arco tras el transitorio (izquierda) y reencendido del arco tras el transitorio (derecha). [5]

## 7.2 Corriente de arco y energía incidente

Una vez explicado y entendido en que consiste el fenómeno de arco eléctrico, se pasará a definir y calcular sus

magnitudes características: la corriente de arco y la energía incidente.

Predecir con exactitud la corriente y la energía incidente del arco eléctrico es importante a la hora de seleccionar y coordinar las protecciones frente a sobreintensidad, y evaluar el peligro que este puede causar en una persona respectivamente.

Antes de seguir con el cálculo de estas magnitudes, se definen cada una de ellas para facilitar su comprensión.

La corriente de arco,  $I_a$ , se define como la corriente de falta que circula entre los electrodos, a través del plasma.

La energía incidente es la cantidad de energía liberada, durante la generación del arco eléctrico, que afecta a una superficie que se encuentra a una cierta distancia de este. Se mide en  $J/cm^2$  o  $cal/cm^2$ .

La corriente de cortocircuito franco es la corriente provocada por un cortocircuito o contacto entre dos conductores a diferente potencial en el cual la impedancia o resistencia entre conductores es cero.

Para calcular estas magnitudes eléctricas, el estándar IEEE 1584-2002 proporciona modelos para el cálculo de la corriente de arco trifásica. Esta expresión contiene una serie de valores obtenidos en estudios de laboratorio y se puede distinguir entre dos ecuaciones: una para valores de tensión menores de 1 kV y otra para tensiones entre 1 kV y 15 kV.

Para valores de tensión menor de 1 kV:

$$\log(I_a) = k + 0.662 \cdot \log(I_{bf}) + 0.0966 \cdot V + 0.000526 \cdot G + 0.5588 \cdot V \cdot \log(I_{bf}) - 0.00304 \cdot G \cdot \log(I_{bf}) \quad (7-1)$$

Para valores de tensión entre 1kV y 15 kV:

$$\log(I_a) = 0.00402 + 0.983 \cdot \log(I_{bf}) \quad (7-2)$$

Donde  $I_a$  es la corriente de arco en kA,  $I_{bf}$  es la corriente de cortocircuito trifásico franco en kA,  $V$  es la tensión del sistema en kV,  $G$  es la distancia en mm entre conductores, y  $k$  es -0.153 para configuraciones al aire y -0.097 para envolvente. [21]

Se puede observar como para sistemas por debajo de 1 kV, la expresión utiliza el nivel de tensión, la distancia entre los conductores y la configuración, mientras que, para sistemas por encima de 1 kV, la expresión únicamente depende de  $I_{bf}$ .

Una vez calculada la corriente de falta, el siguiente paso es el cálculo de la energía incidente, cuya expresión, según la norma, es la siguiente:

$$E = 4.184 \cdot C_f \cdot E_n \cdot \left(\frac{t}{0.2}\right) \cdot \left(\frac{610^x}{D^x}\right) \quad (7-3)$$

$$\log(E_n) = K_1 + K_2 + 1.081 \cdot \log(I_a) + 0.0011 \cdot G \quad (7-4)$$

Donde  $E$  es la energía incidente en  $J/cm^2$ ,  $C_f$  es un factor que vale 1 para tensiones por encima de 1 kV y 1.5 para tensiones igual o por debajo de 1 kV,  $t$  es el tiempo de arco en s,  $D$  la distancia desde el arco hasta una persona,  $E_n$  es la energía incidente normalizada en  $J/cm^2$  para 0.2 s y una distancia de 610 mm entre el arco y la persona,  $K_1$  es -0.792 para configuraciones abiertas y -0.555 para configuraciones bajo envolvente,  $K_2$  es 0 para neutros aislados o con una gran resistencia con puesta a tierra y -0.113 para instalaciones de puesta a tierra. [21]

### 7.3 Simulación de arco eléctrico

Volviendo a tomar la red de la Figura 5-1, se desea estudiar el fenómeno de arco eléctrico en el reenganchador

FDR 1-R1 Form3A situado en el nudo 21700. Para ello, CAPE cuenta con una macro que realiza los cálculos de energía incidente y corriente de arco eléctrico basados en el estándar IEEE 1584, es decir, usando las ecuaciones mostradas en el apartado anterior.

Como se comentó en el apartado anterior, las ecuaciones cuentan con una serie de parámetros que hay que introducir. Estos han sido tomados de las tablas que aparecen en la norma IEEE 1584 y que se encuentran en el Anexo I. En el caso de la red aérea que nos ocupa, los parámetros introducidos son los siguientes:

- Distancia entre conductores: 51 mm.
- Distancia entre el arco eléctrico y una persona: 15 mm.
- Exponente  $x$ : 2.
- $K_1$ : -0.792.
- $K_2$ : -0.113.

Finalmente, los resultados obtenidos de la simulación son:

- Máxima energía incidente: 1.26 cal/cm<sup>2</sup>.
- Corriente de arco eléctrico: 4.40 kA.
- Corriente de cortocircuito trifásico franco: 4.47 kA.

El resultado más importante obtenido es el de la energía incidente, que debe de ser en la mayoría de los casos inferior a 4 cal/cm<sup>2</sup>. La importancia del cálculo de esta magnitud reside en las graves quemaduras que un arco eléctrico puede provocar en las personas. Ya en 1982, Ralph Lee poporcionó la idea de que las quemaduras por arco eléctrico constituyen la mayor parte de las lesiones causadas por cortocircuito. Las temperaturas extremadamente altas de los arcos eléctricos pueden provocar quemaduras fatales hasta una distancia de 5 pies y quemaduras graves hasta 10 pies de distancia. Por todo esto, el cálculo de la energía incidente es fundamental prevenir graves accidentes en la industria.

# 8 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

---

*El valor de una idea radica en el uso de la misma.*

Thomas A. Edison

**H**aciendo una pequeña recapitulación del presente Trabajo, en primer lugar, se ha comenzado con el desarrollo de los conceptos necesarios para facilitar el entendimiento de dicho Trabajo, así como la explicación de las principales funciones de cada uno de los módulos y las herramientas usadas del software empleado para las simulaciones, CAPE.

A continuación, se ha tomado una red de distribución de 13.8 kV proporcionada por CAPE para el estudio de coordinación de protecciones eléctricas ante distintos cortocircuitos. Tras haber estudiado el comportamiento de las protecciones instaladas en la red ante cortocircuito trifásico, bifásico a tierra y monofásico ubicados en diferentes partes de la red, se han tenido que ajustar algunas características de los reenchanchadores e, incluso, reemplazar uno de ellos para conseguir una adecuada coordinación entre los dispositivos. Con ello, se ha llegado a una configuración final que cumple el criterio de selectividad para cada uno de los cortocircuitos estudiados.

Posteriormente, debido a la importancia de la integración de energías renovables en la red, se ha decidido estudiar cómo afecta la conexión de un parque eólico de 2 MW a la red de distribución empleada anteriormente. Tras la simulación de dicha red ante cortocircuito, antes y después de la conexión del parque, se ha comprobado que las protecciones no actúan adecuadamente tras la conexión, por lo que se ha reemplazado una de ellas para obtener una correcta coordinación. De aquí, se puede deducir el problema en la coordinación de protecciones ante la introducción de generación distribuida, provocando la pérdida de selectividad y que estas no protejan adecuadamente ante una falta.

Finalmente, se ha realizado el estudio y simulación del arco eléctrico en uno de los reconectores ubicados en la red. Recientemente, el estudio de este fenómeno ha cobrado bastante importancia debido a su peligrosidad, ya que representa uno de los accidentes más comunes y peligrosos del sector industrial, además del daño que este causa en los dispositivos de protección.

En definitiva, tras la realización de este proyecto, se puede ver claramente la importancia de los softwares de simulación de protecciones en redes eléctricas debido a la complejidad que conlleva establecer una adecuada coordinación entre ellas. Con programas como CAPE, se pueden simular redes eléctricas de cualquier tamaño y simular el comportamiento de esta antes de instalar nuevas protecciones. Además, se pueden detectar posibles problemas potenciales o analizar si es necesario reemplazar ciertas protecciones ante algún cambio en la red, como es el caso de la integración de energías renovables.

En cuanto a futuras líneas de trabajo, sería interesante el estudio de una red real de distribución española. Como se ha mencionado en ocasiones anteriores, la red de distribución empleada para el desarrollo de este Trabajo es una red estadounidense proporcionada por CAPE, ya que el objetivo de este proyecto no era la creación de una nueva red.

Por otro lado, habría que introducir las protecciones usadas en la red española que no se encuentren en la librería.

Finalmente, también sería interesante introducir la red de alta tensión a nivel nacional y, así, poder estudiar el comportamiento de esta ante cualquier cambio en la red, como la conexión y desconexión de una central, la integración de energías renovables o la caída de una parte de la red.

# REFERENCIAS

---

- [1] A. J. Conejo, J. M. Arroyo y F. Milano, Instalaciones eléctricas, Castilla La Mancha: McGraw-Hill, 2007.
- [2] J. M. Gers y E. J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, London: The Institution of Engineering Technology, 2011.
- [3] M. Ramírez Castaño, Protección de sistemas eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- [4] Siemens, «Tecnología del corte en vacío y componentes de media tensión,» 2007.
- [5] M. Da Costa, Centros de transformación. Anatomía y fisiología, Santiago de Compostela: Andavira, 2014.
- [6] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Manizales: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004.
- [7] «Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería,» Presidencia del Consejo de Ministros, Perú, [En línea]. Available: <http://www.osinergminorienta.gob.pe/portal-sioc/inicio>.
- [8] A. De la Villa Jaen, Protecciones en media tensión, Subestaciones Eléctricas.
- [9] ABB, «Type CO Overcurrent Relay».
- [10] M. A. Abusara, S. Hussain, S. M. Sharkh y B. Hussain, «An Adaptive Relaying Scheme for Fuse Saving in Distribution Networks With Distributed Generation,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, nº 2, pp. 669 - 677, 2013.
- [11] D. A. M. Carey J. Cook, «The Use of Cooling-Factor Curves for Coordinating Fuses and Reclosers,» IEEE S&C Electric Company, Chicago, Illinois, 2004.
- [12] F. Manzini y P. Macías, Nuevas energías renovables: una alternativa energética sustentable para México, Instituto de investigaciones legislativas del senado de la republica de México, 2014.
- [13] T. Funabashi, Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems, Nagoya University, Nagoya, Japan: Elsevier, 2016.
- [14] A. Howlader, N. Urasaki, A. Yona, T. Senjyu y A. Saber, «Control strategies for wind farm based smart grid system,» de *IEEE 10th International Conference on the Power Electronics and Drive Systems*, KitaKyushu, Japan, 2013.
- [15] W. El-Khattam y M. Salama, «Distributed generation technologies, definitions, and benefits,» 2004.
- [16] P. Du, R. Baldick y A. Tuohy, Integration of Large-Scale Renewable Energy Into Bulk Power Systems : From Planning to Operation, USA: Springer, 2017.

- 
- [17] Ó. F. Tuta B y R. A. Hincapié I, «Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,» *Scientia Et Technica*, vol. XVI, n° 49, pp. 14-19, 2011.
- [18] «Global Wind Energy Council,» [En línea]. Available: <https://gwec.net/>.
- [19] A. Creus Solé, *Aerogeneradores*, Cano Pina, 2012.
- [20] «El ‘molino’ de viento mayor del mundo, capaz de dar luz a 16.000 familias,» *La Vanguardia*, 1 Marzo 2018.
- [21] J. M. Maza Ortega, Tema 13. Diseño de instalaciones eólicas conectadas a la red eléctrica, *Integración de Energías Renovables*.
- [22] *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, IEEE Standard 1584-2002*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, NY, September 2002.

# GLOSARIO

---

MT	Media Tensión
CT	Centro de Transformación
BT	Baja Tensión
UNE	Una Norma Española
VEI	Vocabulario Electrónico Internacional
MIE	Ministerio de Industria y Energía
DFIM	<i>Doubly-Fed Induction Machine</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>
WRSG	<i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LZOP	<i>Local Zone of Protection</i>
OP	<i>Operate Protection</i>
MM	<i>Minimum Melt</i>
MR	<i>Minimum Response</i>
TTR	Tensión Transitoria de Reestablecimiento
TOC	<i>Time-delayed Overcurrent</i>
IOC	<i>Instantaneous Overcurrent</i>



Gap and X Factors Suggested in Table 4 from IEEE 1584:

**Table 4—Factors for equipment and voltage classes<sup>a</sup>**

System voltage (kV)	Equipment type	Typical gap between conductors (mm)	Distance x factor
0.208–1	Open air	10–40	2.000
	Switchgear	32	1.473
	MCC and panels	25	1.641
	Cable	13	2.000
>1– 5	Open air	102	2.000
	Switchgear	13–102	0.973
	Cable	13	2.000
>5–15	Open air	13–153	2.000
	Switchgear	153	0.973
	Cable	13	2.000

Typical Working Distance Numbers Suggested in Table 1-8 from IEEE 1584:

**Table 1-8  
Calculation Factors By Equipment Type**

Equipment Type	Voltage	Analysis Method	Fault Type	Working Distance (in)	Arcing Gap (in)
Cable	<15 kV	IEEE	Arcing Fault	18	0.5
MCC and Panels	<1 kV	IEEE	Arcing Fault	18	1
Switchgear	5 kV	IEEE	Arcing Fault	36	4
Switchgear	15 kV	IEEE	Arcing Fault	36	6
Open Air	<15 kV	IEEE 1584	Arcing Fault	15	2