

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Industrial

Protección y localización de faltas en sistemas HVDC mediante onda viajera

Autor: Adolfo Rivero Jiménez

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

**Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2015



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

Protección y localización de faltas en sistemas HVDC mediante onda viajera

Autor:

Adolfo Rivero Jiménez

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2015

Proyecto Fin de Carrera: Protección y localización de faltas en sistemas HVDC mediante onda viajera.

Autor: Adolfo Rivero Jiménez

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

Agradecer a mis padres su dedicación durante toda mi vida, su interés por mis estudios y sus ánimos en los momentos más difíciles de mi carrera de estudiante. Por sus sacrificios económicos para que nunca me faltara nada, y consiguiera las metas que me propusiera. A mi pareja, Cynthia, por su incondicional apoyo a lo largo de estos años, en los que si no fuera por ella y su comprensión, no hubiera llegado tan lejos. Mencionar también a mi compañero de estudios durante tantos años Daniel Arzúa, por tantas horas juntos de sacrificio, y con el que comparto ahora la satisfacción de terminar un ciclo muy importante, a pesar de los obstáculos encontrados en el camino. Especial mención a mi profesor de primaria, D. Antonio Pérez, quien me hizo sentir que podría con todo lo que me propusiera, y al que guardo un cariño especial después de 15 años; espero que esté donde esté, perciba todo el cariño y respeto que con estas palabras le profeso.

Resumen

En el presente documento se describe un proyecto de desarrollo y estudio de faltas en sistemas de transporte de energía eléctrica, a través de líneas de corriente continua. En el desarrollo se trabajará en la estimación de la localización de una falta a lo largo de la línea.

Este proyecto surge de la necesidad de nuevos métodos de transmisión de energía de larga distancia, para interconectar países, con el objetivo de hacer un reparto eficiente de la energía, y así satisfacer oferta y demanda, dependiendo de las necesidades de cada momento. Esto va ligado a la proliferación de las energías renovables y su gran imprevisibilidad, que hacen necesaria una distribución sostenible de las energías.

Para ello, se ha utilizado el modelo de línea de transmisión basado en parámetros distribuidos, con el objeto de estudiar los transitorios producidos en la línea de transmisión al ocurrir un fallo eléctrico. Se va a utilizar el algoritmo de localización basado en onda viajera, y con el objetivo de obtener la información necesaria del transitorio para la estimación de la localización del fallo se utilizará la correlación cruzada.

El proyecto está basado en el desarrollo de un modelo de líneas de corriente continua (HVDC) en Matlab, sobre el que se han hecho simulaciones para entender el comportamiento de este tipo de sistemas, y anticiparse a los fallos eléctricos que puedan surgir. En primer lugar, se harán simulaciones a una línea de transmisión que une dos sistemas para simplificar los resultados obtenidos. Posteriormente, se implementará el algoritmo de localización en redes HVDC para visualizar los resultados con el aumento de la complejidad de la estimación del lugar de la falta.

Abstract

In this document a development project and study of systems faults in electric power transmission described, through direct current lines. In the development it will work in estimating the location of a fault along the line.

This project arises from the need for new methods of transmitting power long distance to interconnect countries in order to make efficient distribution of energy, and to satisfy supply and demand, depending on the needs of each moment. This is linked to the proliferation of renewable energy and its great unpredictability, a sustainable distribution of energy make it necessary.

For this, we used the transmission line model parameters based on distributed, in order to study the transients produced in the transmission line to a power fault occurs. It will use the location algorithm based on traveling wave, and in order to obtain the necessary information for estimating transient fault location the cross-correlation is used.

The project is based on the development of a model of current lines (HVDC) in Matlab, for which simulations have been made to understand the behavior of such systems, and anticipate power outages that may arise. First, simulations to a transmission line connecting two systems to simplify the results will be. Subsequently, the localization algorithm is implemented in HVDC networks to display the results with the increase in complexity of estimating the location of the fault.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Antecedentes	¡Error! Marcador no definido.
1. Modelo	26
1.1 <i>Modelo de línea de transmisión.</i>	26
1.1.1 Modelos para el análisis de transitorios en líneas de transmisión.	26
1.1.2 Línea sin pérdidas	27
1.1.3 Línea con pérdidas	29
1.1.4 Líneas de bajas pérdidas.	31
1.2 <i>Principio de Operación</i>	34
1.2.1 Protecciones de la línea de transmisión HVDC	36
1.2.2 Técnica Direccional	37
1.2.3 Técnica de la Distancia	37
1.3 <i>Principio básico de medida</i>	39
1.3.1 Vectores de correlación	40
1.3.2 Criterio de fallo.	42
1.3.3 Efectos del transitorio de línea	43
1.3.4 Fórmulas auxiliares	44
1.4 <i>Correlación cruzada.</i>	45
1.5 <i>Cálculo de los parámetros de la línea de transmisión HVDC</i>	46
1.5.1 Resistencia	46
1.5.2 Inductancia	46
1.5.3 Capacidad	47
1.5.4 Conductancia	47
2. Localización de faltas en línea HVDC	48
2.1 <i>Resultados de las simulaciones</i>	49
2.1.1 Caso 1. Resistencia de falta cero.	49
2.1.2 Caso 2. Resistencia de falta 1 Ω	52
2.1.3 Caso 3. Resistencia de falta 5 Ω	54
3 Localización de faltas en redes HVDC	57
3.1 <i>Detección de la línea dónde se produce el fallo.</i>	57
3.1.1 Fallo eléctrico en la línea 1.	59
3.1.2 Fallo eléctrico en la línea 3.	63
3.2 <i>Ensayo de fallos eléctricos en la línea 2.</i>	66
3.2.1 Caso 1.	67
4 Conclusiones	72
Referencias	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 : Clasificación de los rangos de frecuencia para la representación de componentes de sistemas eléctricos de potencia	26
Tabla 2.1 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta nula.	51
Tabla 2.2 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta $R_f = 1 \Omega$	54
Tabla 2.3 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta $R_f = 5 \Omega$	56
Tabla 3.1 Estimación de la línea afectada para fallos eléctricos en la línea 1.	62
Tabla 3.2 Estimación de la línea afectada para fallos eléctricos en la línea 1.	66
Tabla 3.3 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de falta no resistiva.	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0.1 Sistema de transmisión de energía HVDC	22
Figura 0.2 Esquema básico de la <i>European Supergrid</i>	22
Figura 0.3 Pérdida/Distancia de transmisión en líneas de transmisión.	24
Figura 1.1 Diagrama de flujo de selección de modelo de línea de transmisión	27
Figura 1.2 Modelo diferencial de línea de transmisión sin pérdidas.	28
Figura 1.3 Modelo diferencial de línea de transmisión con pérdidas.	30
Figura 1.4 Propagación de las ondas de tensión y corriente hacia delante y hacia atrás mediante onda viajera.	33
Figura 1.5 Superposición de tensión y corriente en una falta.	34
Figura 1.6 Esquema de falta en una línea que conecta dos generadores.	35
Figura 1.7 Relé de distancia.	38
Figura 1.8. Diagrama Fasorial	40
Figura 1.9 Transitorio de alta frecuencia.	43
Figura 1.10 Transitorio de corriente continua	44
Figura 1.11 Esquema de línea apoyada sobre el terreno	47
Figura 1.12 Conductancia de la línea de transmisión.	47
Figura 2.1 Esquema de localización de falta en un sistema HVDC	48
Figura 2.2 Esquema del sistema para una falta en $x = 150$ km y resistencia de falta $R_f = 0$	49
Figura 2.3 Ondas medidas por el rectificador.	50
Figura 2.4 Ondas medidas por el inversor.	50
Figura 2.5 Esquema del sistema para una falta en $x = 100$ km y resistencia de falta $R_f = 1 \Omega$	52
Figura 2.6 Ondas medidas por el rectificador.	52
Figura 2.7 Ondas medidas por el inversor.	53
Figura 3.1 Diagrama de red HVDC con 3 líneas de transmisión que enlazan 3 sistemas eléctricos.	57
Figura 3.2 Algoritmo de estimación de línea afectada por fallo eléctrico.	58
Figura 3.3 Fallo en la línea 1 a $x = 100$ km	59
Figura 3.4 Ondas medidas por el rectificador.	60
Figura 3.5 Ondas medidas por el inversor 2.	60
Figura 3.6 Ondas medidas por el inversor 3.	61
Figura 3.7 Diagrama de flujo para fallo en línea 1	62
Figura 3.8 Fallo en la línea 3 a $x = 50$ km	63

Figura 3.9 Ondas medidas por el rectificador.	63
Figura 3.10 Ondas medidas por el inversor 2.	64
Figura 3.11 Ondas medidas por el inversor 3.	64
Figura 3.12 Diagrama de flujo para fallo en línea 3	65
Figura 3.13 Diagrama de red HVDC con 3 sistemas intercambiando potencia	67
Figura 3.14 Falta en la línea 2 con $x=100$ km y $R_f = 0 \Omega$	68
Figura 3.15 Ondas medidas por el rectificador.	68
Figura 3.16 Ondas medidas por el inversor 2.	69
Figura 3.17 Ondas medidas por el inversor 3.	69

ANTECEDENTES

A lo largo de la historia ha habido competencia por el control del mercado de la generación y distribución eléctrica. Thomas Edison y George Westinghouse se convirtieron en adversarios debido a la promoción de la corriente continua para la distribución de energía eléctrica por parte de Edison en contra del uso de la corriente alterna defendida por Westinghouse y Nikola Tesla.

El sistema de Edison, que utilizaba la corriente continua (CC), era poco adecuado para responder a estas nuevas demandas. El problema del transporte era aún más difícil, puesto que la transmisión interurbana de grandes cantidades de CC en 110 voltios era muy costosa y sufría enormes pérdidas por disipación en forma de calor.

En 1886, George Westinghouse, un rico empresario estadounidense pero un recién llegado en el negocio eléctrico, fundó Westinghouse Electric para competir con General Electric de Edison. El sistema de la primera se basó en los descubrimientos y las patentes de Nikola Tesla, quien creyó apasionadamente en la superioridad de la corriente alterna (CA). Su argumento se basaba en que las pérdidas en la transmisión de electricidad, P_p , dependían cuadráticamente de la intensidad, I , de la corriente ($P_p = I^2R$) que circulaba por la línea y de su resistencia, R . Para la misma transmisión de potencia, P , y siendo esta producto de la intensidad por la tensión, U ($P = UI$), a mayor tensión, menor intensidad de corriente es necesaria para transmitir la misma potencia y por lo tanto, menores pérdidas. Y a diferencia de la CC, la tensión en CA se puede elevar con un transformador para ser transportado largas distancias con pocas pérdidas en forma de calor. Entonces, antes de proveer energía a los clientes, la tensión se puede reducir a niveles seguros y económicos. Este es el principal motivo por el que durante la historia ha prevalecido la corriente alterna en detrimento de la corriente continua.

Los sistemas HVDC (High Voltage Direct Current) son sistemas de transmisión de energía en corriente continua y alta tensión. Los enlaces HVDC realizan la interconexión de dos sistemas trifásicos convencionales de corriente alterna a través de una conexión eléctrica en corriente continua. El esquema consta de un transformador, y seguidamente un rectificador que transforme la corriente alterna en corriente continua. De esta forma se tiene ya hecha la conversión para poder transportar la energía a través de la línea de transmisión HVDC. Al final, se coloca un inversor que vuelve a convertir la energía en corriente alterna, y ésta, ya se puede hacer pasar por el transformador para volver a la tensión que se desee.

Los orígenes de esta tecnología datan de 1954 en la interconexión de la isla de Gotland con Suecia a través de un cable submarino de 100 km de longitud y una potencia de 20 MW a una tensión de 100 kV. En 1970 en USA se puso en servicio el primer enlace de gran longitud, el “*Pacific Intertie*” que conectaba la región Pacific Northwest con Los Ángeles con un total de 1.362 km y una potencia de 1.400 MW a ± 400 kV. Estas instalaciones utilizaban válvulas de mercurio. De 1972 data la primera conexión asíncrona en “*Bel river*” conectando Quebec y New Brunswick con una potencia de 320 MW y 160 kV. Esta instalación supuso un hito muy importante dado que se produjo la sustitución de las válvulas de mercurio por tiristores. Hasta el año 2000 la tecnología de los enlaces HVDC utilizaba exclusivamente convertidores conmutados por red (*LCC-line commutated converters*) con tiristores. A partir de esta fecha el desarrollo de los dispositivos electrónicos de conmutación de alta potencia (IGBT, GTO, etc.) permitió el nacimiento de una nueva tecnología, el HVDC con convertidores autoconmutados (*VSC Voltage source converters*). Actualmente conviven las dos tecnologías.

Sin embargo, en los últimos años la corriente continua adquiere cada vez mayor protagonismo, en proyectos de centrales de energía renovable. Uno de los proyectos en los que se incluiría este tipo de tecnología sería el conocido como *European Supergrid* [1], cuyo esquema se muestra en la Fig. 0.1.

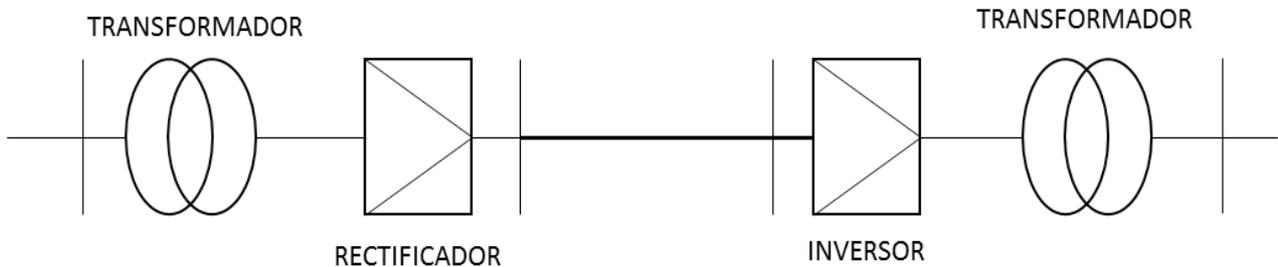


Figura 0.1 Sistema de transmisión de energía HVDC

La *Supergrid*, Figura 0.2, se define como una red de transporte europea para facilitar la integración de las energías renovables a gran escala, y el equilibrio y el transporte de la electricidad con el fin de mejorar el mercado europeo. Esta red estaría basada en interconectores HVDC que enlazarían unos países europeos con otros, de manera que se permita satisfacer las ofertas y demandas de cada país en función de las necesidades de cada uno. Este proyecto nace de la necesidad de gestionar de manera eficiente las energías renovables, ya que su generación depende mucho de la climatología, y no siempre se puede satisfacer la demanda de la manera que se necesitaría; o en otros casos se está generando mucha energía, pero en cambio no hay demanda para esa energía generada.



Figura 0.2 Esquema básico de la *European Supergrid*

Esta red parte del Mar del Norte e implicará la creación de supernodos con el fin de recopilar, integrar y canalizar las fuentes de energía a los mercados disponibles al tiempo que garantiza el mismo nivel de seguridad que las redes de alta tensión existentes, así como el máximo aprovechamiento.

La necesidad de este proyecto surge con el creciente impacto que está teniendo la creación de nuevas centrales de energías renovables con el motivo de, la cada vez más acuciante, carencia de petróleo

que se prevé para los próximos años.

Uno de los motivos en contra de las energías renovables reside en su imprevisibilidad, ya que, si no sopla el viento no se genera electricidad; o si sopla muy fuerte cuando no se necesita electricidad, qué hacer con ella. Como posible solución a este problema se plantea esta súper red europea de circuitos subterráneos y submarinos de alta tensión en CC que darían versatilidad a la producción de energía renovable.

El problema de la fluctuante oferta de energías renovables sólo irá en aumento. Con crisis económica o sin ella, el petróleo tiene fecha fin y será entonces cuando las energías renovables, jueguen un papel importante. A partir de ese momento puede ocurrir que, por ejemplo, en el golfo de Cádiz el viento sople muy fuerte mientras que en Alemania se necesite electricidad y justamente no corra ni una brisa. Si existe una red europea de circuito de alta tensión, la energía eólica puede ser transportada al lugar donde haya una mayor demanda de electricidad.

El concepto de *Supergrid* es una oportunidad para desarrollar una red de distribución energética integrada para Europa. Combina dos tecnologías probadas: la energía eólica *Offshore* y la transmisión eléctrica de alta tensión, en corriente continua (HVDC). De esta forma, *Supergrid*:

- Permite que los países comercialicen su energía en forma multilateral.
- Crea un recurso energético de enormes dimensiones, siendo sostenible y originado en Europa.

Supernode es el primer pilar de *Supergrid*, cuyo propósito es ser un vehículo de transmisión de energía. Estará formado por cables de HVDC que unan las redes nacionales de diferentes países, permitiéndoles comercializar su energía de forma multilateral. *Supernode* conectará varios parques eólicos *Offshore*; por ejemplo, uno en aguas británicas y otro en aguas alemanas, con una conexión de soporte desde Noruega.

Supernode puede lograr tres objetivos importantes en la política energética:

- Seguridad de suministro: *Eurostat* indicó que el porcentaje de energía importada en la UE en 2005 fue del 56%, en contraste con el 54% de 2004. Además, según la situación básica planteada por la Comisión Europea, la dependencia de la importación para la UE-27 habrá aumentado al 64% para el año 2030, con una dependencia del petróleo extranjero del 94%, un aumento de la dependencia del gas aproximadamente del 50% al 84% e importaciones de carbón que alcanzarán el 59%.
- Provisión de energía sostenible: Europa no tendrá reservas de combustibles fósiles necesarios para salir vencedor en la lucha por asegurar el suministro. Todo el mundo compite por ellos y las reservas caen día a día. Sin embargo, sí tiene recursos de energía renovable extremadamente ricos.
- Comercio internacional de energía: Menos del 10% de la energía de Europa se comercializa más allá de sus fronteras. Una característica esencial de *Supernode* es que puede proporcionar una interconexión entre todos los mercados implicados, creando un mercado de comercialización interno competitivo para todas las fuentes de electricidad.

Un suministro de electricidad estable, basado en energías verdes y renovables sólo es factible si se emprende a gran escala. De esa forma se podrá garantizar la provisión de energía en todo momento.

El experto en energía verde, el británico James Woudhuysen [2] defiende este argumento:

“Tenemos que pensar en grande con estas energías. Aprovechar el poder del sol y el viento para generar grandes flujos de energía. Pero estos flujos sólo sirven si se emplean a gran escala. No se puede conseguir mucho con un molino de viento (aerogenerador) pequeño o un panel solar colocado en el tejado de una vivienda. Se deben cubrir los desiertos con paneles solares y lo mismo es válido para el viento y la fuerza hidráulica.” Los expertos en energía de la Universidad alemana de Kassel comprendieron muy bien este planteamiento, llegando a la conclusión de que con ayuda de una *Supergrid* europea se puede lograr a gran escala una provisión de energía renovable en toda Europa. El 70 por ciento de la electricidad provendría de la energía eólica, con centrales hidráulicas en la península escandinava para la indispensable capacidad de reserva.

Los principales motivos técnicos y económicos por lo que la corriente continua prevalece sobre la corriente alterna en determinadas aplicaciones son las siguientes [3]:

- Consideraciones Técnicas
 - Un enlace HVDC es asíncrono y puede adaptarse a cualquier tensión nominal y frecuencia en la recepción. El enlace HVDC se puede utilizar para ayudar a las redes de corriente alterna en cada extremo del enlace (por ejemplo, sistema de energía de amortiguación). Además presenta la ventaja en cuanto a que no transfiere las perturbaciones de uno a otro sistema.
 - Corrientes de cortocircuito. Las redes malladas en corriente alterna pueden presentar problemas de elevadas corrientes de cortocircuito en ocasiones próximas a la capacidad de la aparamenta instalada. Esta circunstancia se resuelve con el uso de enlaces HVDC dado que el enlace al no transferir potencia reactiva no contribuye al aumento de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión.
 - Control del flujo de potencia. Un enlace HVDC es capaz de mantener el flujo de potencia especificado con independencia de las oscilaciones electromecánicas presentes en la red
- Consideraciones Económicas
 - En la Figura 0.3 , [3]

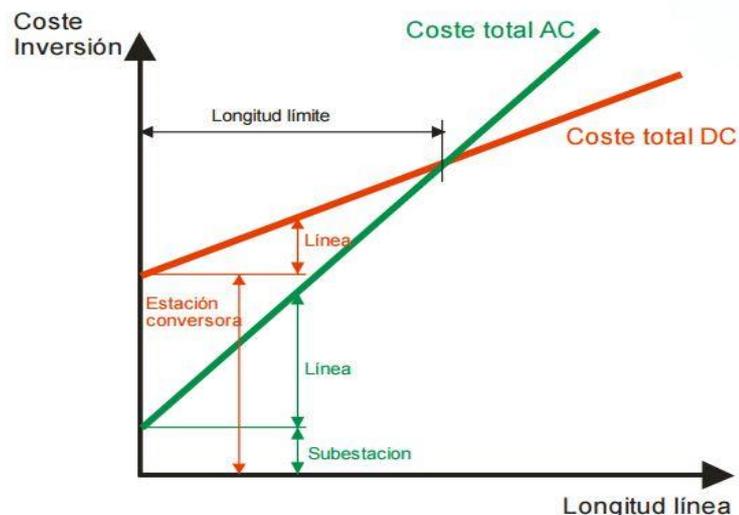


Figura 0.3 Pérdida/Distancia de transmisión en líneas de transmisión.

se presenta el coste de inversión de una instalación de transporte de energía eléctrica frente a la longitud de la línea. Existe por tanto un límite a partir del cual es más económico el transporte en corriente continua. Lógicamente el valor límite depende de las condiciones particulares de cada proyecto (potencia, tecnología, etc.). Típicamente el límite varía de 400 a 700 km en líneas aéreas y de 25 a 50 km en líneas de cable aislado.

- El coste de la estación convertidora es muy superior al de la subestación de alterna pero el precio por km de línea es inferior en las líneas de corriente continua
- Para un nivel de potencia especificado una línea de continua será mucho más barata.

Hay que tener en cuenta fundamentalmente las pérdidas:

- Las pérdidas generalmente son mayores en líneas de corriente continua que en líneas de corriente alterna trifásica. Las pérdidas supondrán un coste adicional para el sistema.
- Los costes de mantenimiento serán más reducidos en las líneas por tener menos elementos pero superiores en las subestaciones por las estaciones convertidoras.

1. MODELO

En el presente estudio se utilizará el modelo de línea de transmisión de parámetros distribuidos para mayor precisión en las simulaciones. El modelo de parámetros distribuidos, a diferencia del modelo de parámetros concentrados, ofrece la posibilidad de obtener soluciones dependientes de la coordenada espacial. Esto es vital para el caso que se aborda, debido a que se quiere localizar la coordenada espacial del fallo.

1.1 Modelo de línea de transmisión.

1.1.1 Modelos para el análisis de transitorios en líneas de transmisión.

La clasificación de los transitorios electromagnéticos está ligado al tipo de modelo utilizado para la representación de los componentes que forman el sistema. No existe un modelo apropiado para todos los tipos de análisis de transitorios, y éste se determina por el tipo de estudio que se está realizando. La manera más común de clasificar a los transitorios electromagnéticos es por medio del rango de tiempo del estudio, el cual está relacionado con el fenómeno bajo investigación. La clave en el análisis de fenómenos transitorios está en la modelación de cada uno de los componentes de manera que represente el Sistema físico de manera realista bajo el rango de tiempo de interés.

Los elementos que componen los sistemas eléctricos de potencia se dividen en dos tipos: de parámetros concentrados (máquinas eléctricas) y parámetros distribuidos (líneas de transmisión aéreas y subterráneas); este documento se dedica a la modelación y simulación de los últimos.

Existen diferentes parámetros que tienen influencia en la correcta representación de las líneas de transmisión y en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia; en general el modelo depende del rango de frecuencia y en la duración del fenómeno transitorio de interés. En la Tabla 1.1 se muestra la clasificación de los rangos de frecuencia para el modelo de componentes de potencia [4]:

Tabla 1.1 : Clasificación de los rangos de frecuencia para la representación de componentes de sistemas eléctricos de potencia

Rango de Frecuencia	Característica en el dominio del tiempo	Utilidad de la representación
0.1 Hz – 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobretensiones temporales
50 Hz – 20 kHz	Fallos con frente de onda cortos	Sobretensiones por maniobra
10 kHz – 3 MHz	Fallos con frente de onda rápido	Sobretensiones por rayo
100 kHz – 50 MHz	Fallos de frente muy rápido	Sobretensiones re-incidentes

Los transitorios de una línea de transmisión sin pérdidas con parámetros distribuidos constantes se calcula generalmente utilizando métodos derivados de la teoría de ondas, uno de estos es el método de Bergeron el cuál se basa en la solución del dominio del tiempo de las ecuaciones diferenciales de la línea.

La selección de modelo de línea de transmisión a utilizar, como se mencionó anteriormente, puede ser resumida en un diagrama de flujo como el que se presenta a continuación:

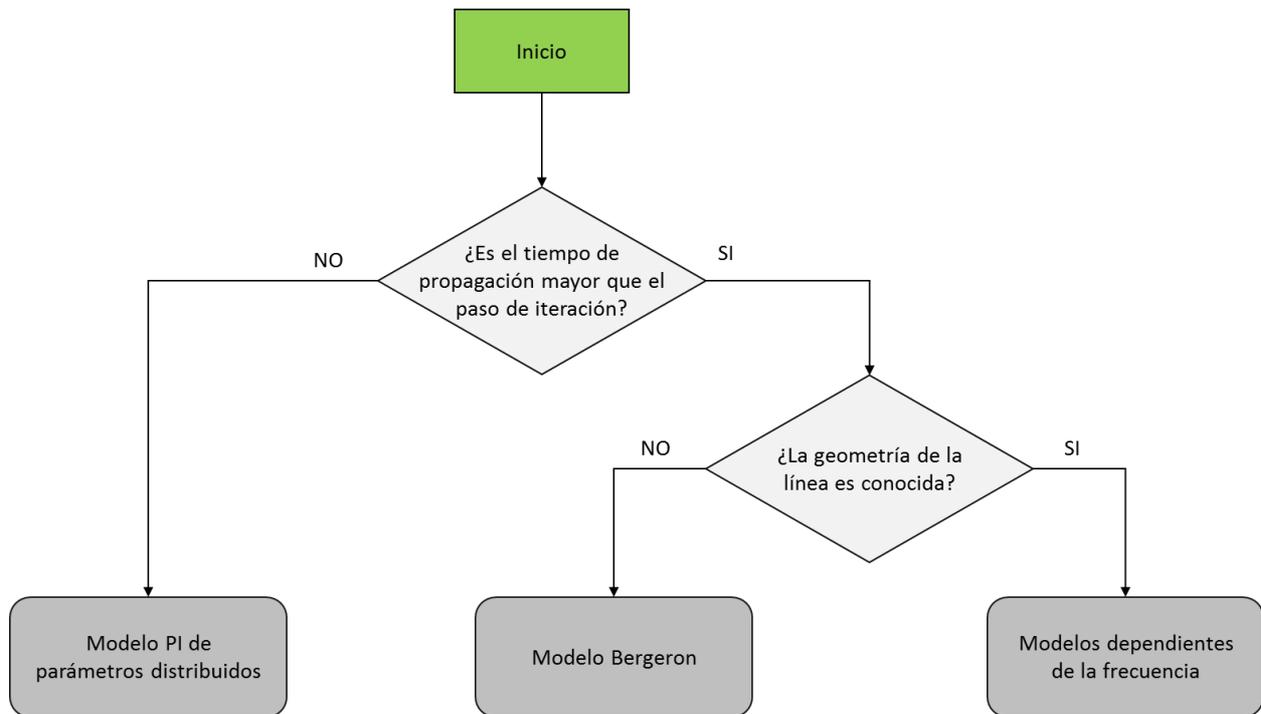


Figura 1.1 Diagrama de flujo de selección de modelo de línea de transmisión

1.1.2 Línea sin pérdidas

En una línea de transmisión hay dimensiones, las transversales, que cumplen la condición cuasiestática ($D \ll \lambda$), pero la dimensión longitudinal habitualmente no la cumple. Sin embargo, se puede ver a la línea como una sucesión de cuadripolos de longitud infinitesimal, y para cada uno de ellos usar un modelo, cuyos parámetros descriptivos son las tensiones y corrientes a la entrada y salida, ya que las dimensiones del cuadripolo satisfacen la condición cuasiestática. Considerando una sección infinitesimal de la línea, y nombrando la coordenada longitudinal como z , se asume en esta sección que la línea no presenta pérdidas de energía.

Las cargas y corrientes en los conductores crearán campos eléctricos y magnéticos cuya energía almacenada puede modelarse por componentes reactivos puros: capacidad e inductancia. Nos queda así el cuadripolo de la Figura 1.2, donde Ldz es la inductancia del tramo y Cdz su capacidad.

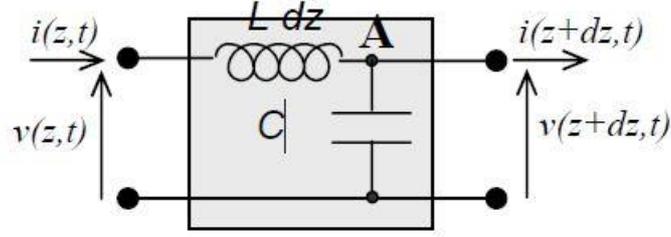


Figura 1.2 Modelo diferencial de línea de transmisión sin pérdidas.

Se puede aplicar ahora las leyes de Kirchhoff a este modelo cuasiestático. La primera ley, aplicada al nodo A lleva a:

$$i(z + dz) - i(z) + Cdz \frac{\partial v}{\partial t} \Big|_z = 0 \quad (1.1)$$

donde el último término representa la corriente que sale de A por el condensador. Pero, a primer orden:

$$i(z + dz) - i(z) = \frac{\partial i}{\partial z} \Big|_z dz \quad \Rightarrow \quad \frac{\partial i}{\partial z} \Big|_z \approx -C \frac{\partial v}{\partial t} \Big|_z \quad (1.2)$$

Análogamente, si se aplica la segunda ley de Kirchhoff recorriendo la malla formada por el

$$\text{cuadrupolo en sentido antihorario, se tiene: } v(z + dz) + Ldz \frac{\partial i}{\partial t} - v(z) \approx 0 \quad (1.3)$$

$$\text{de donde se obtiene, nuevamente a primer orden: } \frac{\partial v}{\partial z} \Big|_z \approx -L \frac{\partial i}{\partial t} \Big|_z \quad (1.4)$$

$$\text{En resumen: } \frac{\partial i}{\partial z} \Big|_z \approx -C \frac{\partial v}{\partial t} \Big|_z \quad \frac{\partial v}{\partial z} \Big|_z \approx -L \frac{\partial i}{\partial t} \Big|_z \quad (1.5)$$

Estas dos ecuaciones diferenciales ligadas para la tensión y la corriente a la entrada del cuadrupolo son las llamadas ecuaciones del telégrafo.

Con el fin de analizar el significado de estas ecuaciones nos conviene desacoplar las ecuaciones diferenciales, para lo cual se deriva la primera respecto del tiempo y la segunda respecto de z :

$$\frac{\partial^2 i}{\partial z \partial t} = -C \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} = -L \frac{\partial^2 i}{\partial t \partial z} \quad (1.6)$$

Donde se ha sobreentendido que las cantidades se calculan en z . Pero las derivadas cruzadas son iguales, de manera que nos queda:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial z^2} - LC \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} = 0 \quad (1.7)$$

Esta ecuación diferencial para la tensión $v(z,t)$ se denomina ecuación del telégrafo ecuación de D'Alembert. Es una ecuación diferencial lineal homogénea a derivadas parciales, cuya solución es cualquier función del tipo:

$$v(z,t) = f(z \mp ct) \quad \text{con} \quad c = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (1.8)$$

Se observa entonces que la solución a las ecuaciones del telégrafo en una línea ideal son ondas de tensión y corriente que se propagan a lo largo de la línea, con velocidad c .

Se considera una onda progresiva con: $v(z,t) = f(z - ct)$ y $i(z,t) = g(z - ct)$.

$$\text{Entonces: } \frac{\partial v}{\partial z} = -L \frac{\partial i}{\partial t} \Rightarrow \begin{cases} \frac{\partial v}{\partial z} = \frac{\partial f}{\partial u} \frac{\partial u}{\partial z} = \frac{\partial f}{\partial u} \\ \frac{\partial i}{\partial z} = \frac{\partial g}{\partial u} \frac{\partial u}{\partial z} = -C \frac{\partial g}{\partial u} \end{cases} \quad (1.9)$$

$$\text{Luego: } \frac{\partial f}{\partial u} = LC \frac{\partial g}{\partial u} \quad \text{e integrando: } f(z - ct) = \sqrt{\frac{L}{C}} g(z - ct) \quad (1.10)$$

De donde: $v(z,t) = Z_0 i(z,t)$ con $Z_0 = \sqrt{L/C}$

La cantidad Z_0 tiene dimensiones de impedancia y se llama impedancia característica de la línea.

Junto con la velocidad de propagación de las ondas $c = \frac{1}{\sqrt{L/C}}$ son los parámetros fundamentales que describen el comportamiento de la línea como dispositivo transmisor de energía. Si ahora se toma el par de funciones correspondiente a una onda regresiva:

$$v(z,t) = f(z + ct) \quad \text{y} \quad i(z,t) = g(z + ct) \quad (1.11)$$

es fácil demostrar que: $v_{\mp}(z,t) = \mp Z_0 i_{\mp}(z,t)$ con $Z_0 = \sqrt{L/C}$

donde el signo $-$ corresponde a la onda regresiva y el signo $+$ a la progresiva.

Se debe señalar las diferencias de este modelo de línea de parámetros distribuidos con el modelo de parámetros concentrados. En un circuito de parámetros concentrados, la corriente que entra en un "nodo" es la misma que la que sale (1ra. Ley de Kirchhoff), y las variaciones de tensión a lo largo del circuito se concentran en cada elemento concentrado, que desde el punto de vista geométrico no tiene extensión. No hay variación de tensión a lo largo de los "cables de conexión" entre elementos concentrados, que se consideran volúmenes equipotenciales. En una línea de transmisión la situación es totalmente diferente. La corriente que cruza secciones transversales a la línea y la tensión entre los conductores, medida sobre una sección transversal, dependen de la posición. Así, no se cumplen las leyes de Kirchhoff, pues hay acumulación de carga a lo largo de la línea. La tensión varía punto a punto a lo largo de la línea y no hay segmentos (salvo que se conecte un elemento concentrado desde fuera de la línea) donde haya una caída abrupta de tensión.

1.1.3 Línea con pérdidas

El modelo que se ha visto es un modelo ideal, es decir, sin pérdidas de energía. Sin embargo, todos los sistemas reales tienen pérdidas. En una línea de transmisión las pérdidas se dan por:

- pérdidas por efecto Joule en los conductores;
- pérdidas dieléctricas.

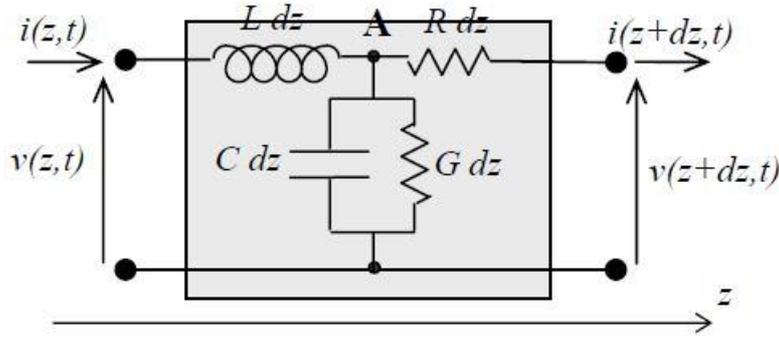


Figura 1.3 Modelo diferencial de línea de transmisión con pérdidas.

El modelo de cuadripolo de la sección precedente puede incorporar estas pérdidas mediante una resistencia en serie, que modela las pérdidas por efecto Joule debidas a la circulación de corriente en los conductores de la línea y una conductancia en paralelo, que modela las pérdidas dieléctricas mediante una conductividad equivalente del material, como se ilustra en la Figura 1.3. Para obtener las ecuaciones del telégrafo para este modelo de la línea con pérdidas, se aplica nuevamente la primera ley de Kirchhoff al nodo **A**:

$$i(z + dz) - i(z) = -Gdz v(z) - Cdz \left. \frac{\partial v}{\partial t} \right|_z \Rightarrow \left. \frac{\partial i}{\partial z} \right|_z = -Gv(z) - C \left. \frac{\partial v}{\partial t} \right|_z \quad (1.12)$$

De forma análoga, recorriendo ahora la malla que forma el circuito, por la segunda Ley de Kirchhoff:

$$v(z + dz) - v(z) = -Rdz i(z) - Ldz \left. \frac{\partial i}{\partial t} \right|_z \Rightarrow \left. \frac{\partial v}{\partial z} \right|_z = -Ri(z) - L \left. \frac{\partial i}{\partial t} \right|_z \quad (1.13)$$

Las ecuaciones diferenciales acopladas son las nuevas ecuaciones del telégrafo. Para resolverlas nuevamente se desacoplan las ecuaciones a través de las derivadas cruzadas para obtener:

$$\left. \frac{\partial v}{\partial z} \right|_z = -Ri(z) - L \left. \frac{\partial i}{\partial t} \right|_z \Rightarrow \left. \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right|_z = -R \left. \frac{\partial i}{\partial z} \right|_z - L \left. \frac{\partial^2 i}{\partial t \partial z} \right|_z = RGv + RC \left. \frac{\partial v}{\partial z} \right|_z - L \left. \frac{\partial^2 i}{\partial t \partial z} \right|_z \quad (1.14)$$

$$\left. \frac{\partial i}{\partial z} \right|_z = -Gv(z) - C \left. \frac{\partial v}{\partial t} \right|_z \Rightarrow \left. \frac{\partial^2 i}{\partial z \partial t} \right|_z = -G \left. \frac{\partial v}{\partial z} \right|_z - C \left. \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \right|_z \quad (1.15)$$

de donde:
$$\left. \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right|_z = -RGv + (RC + LG) \left. \frac{\partial v}{\partial t} \right|_z + LC \left. \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \right|_z \quad (1.16)$$

$$\left. \frac{\partial^2 i}{\partial z^2} \right|_z = RGv + (RC + LG) \left. \frac{\partial i}{\partial t} \right|_z + LC \left. \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \right|_z \quad (1.17)$$

No existe solución general de estas ecuaciones como en el caso ideal. Sin embargo cualquier forma de onda físicamente realizable puede expresarse mediante series de Fourier y la resolución para variaciones armónicas daría una ecuación diferencial para la tensión [5]:

$$\frac{d^2 v_s}{dz^2} = [RG + j\omega(RC + LG) - \omega^2 LC]v_s \Rightarrow \frac{d^2 v_s}{dz^2} + \gamma^2 v_s = 0 \quad (1.18)$$

$$\text{con: } \gamma = \beta - j\alpha = \sqrt{\omega^2 LC - RG - j\omega(RC + LG)} = \sqrt{-(R + j\omega L)(G + j\omega C)} \quad (1.19)$$

y de forma análoga se obtiene la ecuación de la corriente. Estas ecuaciones son llamadas, ecuaciones de Helmholtz, donde el número de onda $\gamma = \beta - j\alpha$ es complejo, indicando una propagación con atenuación, causada por las pérdidas. Las ondas de tensión y corriente con número de onda complejo

quedan:

$$v(z, t) = v_0 e^{-\alpha z} e^{j(\omega t - \beta z)} \quad i(z, t) = i_0 e^{-\alpha z} e^{j(\omega t - \beta z)} \quad (1.20)$$

donde se comprueba que las amplitudes decrecen a medida que la onda se propaga por la atenuación producida por las pérdidas. LA velocidad de propagación de las ondas puede expresarse como:

$$\omega t - \beta z = cte \Rightarrow c = \omega / \beta \quad (1.21)$$

En general, la relación entre ω y β es no lineal por la presencia de la raíz cuadrada en la expresión de γ . Esto lleva a que la velocidad de las ondas dependa de la frecuencia.

$$\text{Como } \gamma = \sqrt{-(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \omega \sqrt{LC} \sqrt{\left(1 - \frac{jR}{\omega L}\right)\left(1 - jG/\omega C\right)} \quad (1.22)$$

$$\text{si } \frac{R}{\omega L} = \frac{G}{\omega C} \Rightarrow \gamma = \beta - j\alpha = \omega \sqrt{LC} \left(1 - \frac{jR}{\omega L}\right) \quad (1.23)$$

y se ve que en este caso la relación entre ω y β es lineal porque no hay dispersión. Las líneas que cumplen esta condición son entonces no dispersivas.

Si se define: $Z = R + j\omega L$ (impedancia serie por unidad de longitud)

$$Y = G + j\omega C \quad (\text{admitancia paralela por unidad de longitud}) \quad (1.24)$$

$$\text{se obtiene: } \gamma = \sqrt{-ZY} \quad (1.25)$$

Si se relaciona nuevamente las ondas de tensión y de corriente mediante las ecuaciones del telégrafo se puede obtener la expresión de la impedancia característica de la línea con pérdidas:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} = Z'_0 + jZ''_0 \quad (1.26)$$

1.1.4 Líneas de bajas pérdidas.

En los casos prácticos, las líneas se usan para transmitir energía por medio de ondas guiadas. Por lo tanto es esencial minimizar las pérdidas de propagación.

Se habla de una línea de bajas pérdidas cuando: $R \ll \omega L$ y $G \ll \omega C$, lo que equivale a decir que la potencia de pérdidas es mucho menor que la potencia media almacenada en el campo electromagnético (que se propagará como una onda) en la línea.

Se puede aproximar en este caso las expresiones de γ y Z_0 :

$$\gamma = \beta - j\alpha = \sqrt{-ZY} = \sqrt{-(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \sqrt{\omega^2 LC \left(1 - j\frac{R}{\omega L}\right)\left(1 - j\frac{G}{\omega C}\right)} \quad (1.27)$$

Si se desprecia el término de orden superior $RG/\omega^2 LC$ y luego se desarrolla en serie de Taylor para $i\left(\frac{r}{\omega L} + \frac{G}{\omega C}\right) \rightarrow 0$ resulta:

$$\gamma = \beta - j\alpha \approx \omega \sqrt{LC} \sqrt{1 - j\frac{R}{\omega L} - j\frac{G}{\omega C}} \approx \omega \sqrt{LC} \left[1 - \frac{j}{2}\left(\frac{R}{\omega L} + \frac{G}{\omega C}\right)\right] \quad (1.28)$$

$$\text{de donde: } \beta \approx \omega \sqrt{LC} \quad \alpha \approx \frac{\beta}{2} \left(\frac{R}{\omega L} + \frac{G}{\omega C}\right) \ll \beta \quad (1.29)$$

$$\text{En esta aproximación la velocidad de onda será: } c = \frac{\omega}{\beta} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (1.30)$$

y es independiente de la frecuencia, de modo que para bajas pérdidas no hay dispersión.

Debido a la velocidad finita de propagación, existe un retardo de las señales al atravesar una línea. Este retardo de propagación se mide en s por m de línea y es la inversa de la velocidad en la línea:

$$\tau_p = \frac{1}{c} = \sqrt{LC} \quad (1.31)$$

La impedancia característica es, con similares aproximaciones:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{R+j\omega L}{G+j\omega C}} = \sqrt{\frac{L(1-\frac{jR}{\omega L})}{C(1-\frac{jG}{\omega C})}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \sqrt{(1-j\frac{R}{\omega L})(1+j\frac{G}{\omega C})} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \left[1 + \frac{j}{2} \left(\frac{G}{\omega C} - \frac{R}{\omega L}\right)\right] \quad (1.32)$$

$$\text{De donde: } Z_0 = Z'_0 + jZ''_0 \quad \text{con} \quad Z'_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad Z''_0 \approx \frac{Z'_0}{2} \left[1 + \frac{j}{2} \left(\frac{G}{\omega C} - \frac{R}{\omega L}\right)\right] \ll Z'_0 \quad (1.33)$$

Por este motivo se usará en este documento la aproximación de que la impedancia característica Z_0 solo tiene componente real, y se despreciará la componente imaginaria por ser mucho menor que la parte real. Partiendo de las ecuaciones (1.20) y aplicando las aproximaciones correspondientes a una línea de bajas pérdidas (1.20) y (1.32) la tensión y la intensidad en cada punto de la línea en cada instante de tiempo pueden escribirse:

$$u = e^{x\gamma} f_1(t) - e^{-x\gamma} f_2(t) \quad (1.34)$$

$$i = -\sqrt{\frac{Y}{Z}} [e^{x\gamma} f_1(t) - e^{-x\gamma} f_2(t)] = -y_0 [e^{x\gamma} f_1(t) - e^{-x\gamma} f_2(t)] \quad (1.35)$$

Mediante la introducción de las funciones arbitrarias dependientes del tiempo f_1 y f_2 , las ecuaciones (1.34) y (1.35) tienen solución general que depende del parámetro γ que se conoce como constante de propagación y caracteriza la propagación de la tensión a través de la línea de transmisión.

En la ecuación (1.35), y_0 se llama admitancia característica que tiene dimensión de impedancia y es la inversa de la impedancia característica anteriormente definida como Z_0 .

Así mismo, γ puede escribirse como [6]:

$$\gamma = \sqrt{ZY} = \sqrt{LC} \sqrt{\left(\frac{R}{L} + j\omega\right) \left(\frac{G}{C} + j\omega\right)} = \frac{1}{c} \sqrt{(j\omega + \alpha)^2 - \beta^2} \quad (1.36)$$

Donde,

$$\alpha = \frac{1}{2} \left(\frac{R}{L} + \frac{G}{C}\right) \quad \text{es la constante de atenuación,} \quad (1.37)$$

$$\beta = \frac{1}{2} \left(\frac{R}{L} - \frac{G}{C}\right) \quad \text{es la constante de fase} \quad (1.38)$$

Una solución particular de las ecuaciones (1.34) y (1.35), para una línea de transmisión sin pérdidas, con $R = 0$ y $G = 0$, puede escribirse como:

$$u = f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) + f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) \quad (1.39)$$

$$i = -y_0 f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) + y_0 f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) \quad (1.40)$$

Estas expresiones expresan la propagación de la corriente y la tensión en forma de onda viajera, en función de x , con la onda hacia adelante f_1 , y en dirección hacia atrás de x con f_2 , como se ilustra en la Figura 1.4 [7]:

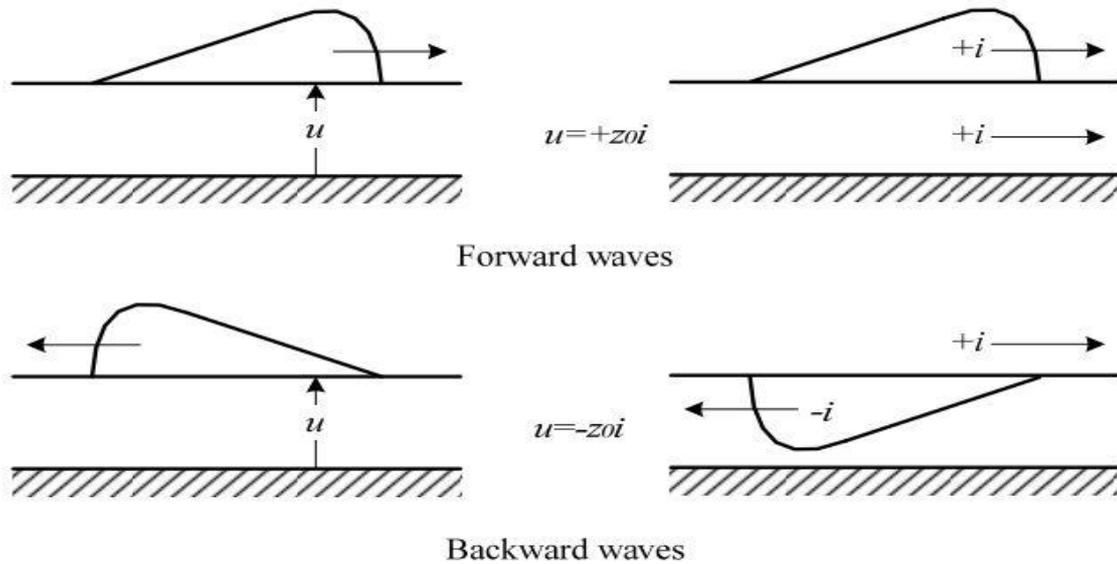


Figura 1.4 Propagación de las ondas de tensión y corriente hacia delante y hacia atrás mediante onda viajera.

Las ondas viajeras de tensión y corriente están relacionadas entre sí a través de la impedancia característica de la línea de manera que se cumple:

$$u = \pm Z_0 i \quad (1.41)$$

Tras la falta, aparecen desviaciones en las cantidades medidas anteriores al fallo, incluyendo diferentes polaridades. Estas desviaciones repentinas en la tensión y corriente pueden ser explicadas por la aplicación del teorema de superposición de formas de onda.

Al considerar una línea de transmisión, como se ilustra en la Figura 1.5, el inicio de una falta causa un cambio repentino de la tensión en el punto de fallo. Este cambio instantáneo en la tensión se puede simular mediante inserción de una fuente de tensión imaginaria en la ubicación del fallo que genera una tensión u_f desfasada 180° respecto de la tensión.

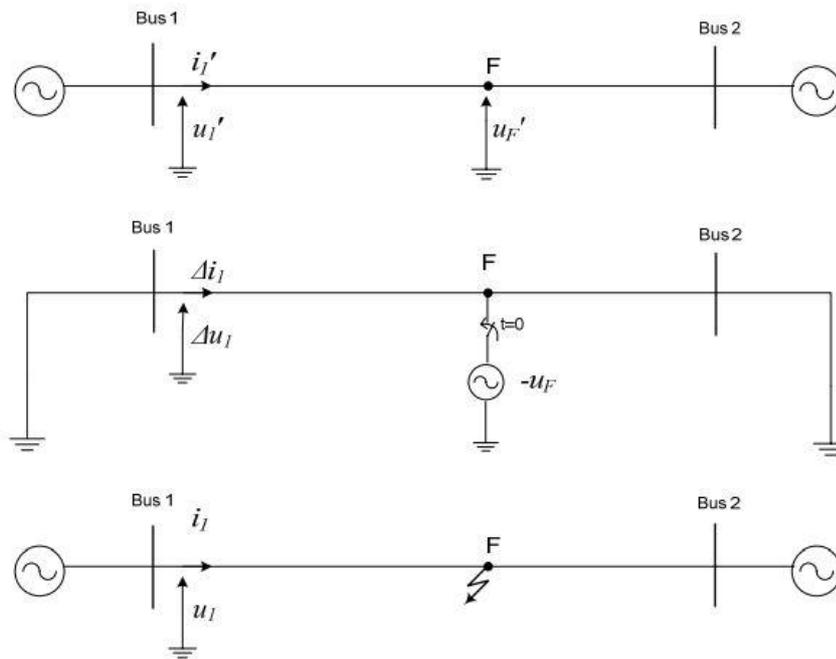


Figura 1.5 Superposición de tensión y corriente en una falta.

En relación con la onda viajera principal, el cambio repentino en el nivel de tensión en la línea de transmisión, en el punto de fallo, hará que la propagación de la tensión y por lo tanto de la corriente, lleguen a ambos terminales de la línea en poco tiempo. Por lo tanto, el fallo se puede describir convenientemente mediante la superposición:

$$i_1 = i'_1 + \Delta i_1 \quad (1.42)$$

$$u_1 = u'_1 + \Delta u_1 \quad (1.43)$$

Donde,

i_1 es la corriente medida después del inicio del fallo en el bus 1.

u_1 es la tensión medida después del inicio del fallo en el bus 1,

i'_1 es la corriente antes del fallo en el bus 1,

u'_1 es la tensión antes del fallo en el bus 1,

Δi_1 es la diferencia en los valores de corriente medidos en el bus 1, debido a la creación de la falta,

Δu_1 es la diferencia en los valores de tensión medidos en el bus 1, debido a la creación de la falta.

1.2 Principio de Operación

Como se ha descrito en el capítulo anterior, cualquier perturbación en una línea de transmisión se traduce en el inicio de ondas que viajan a lo largo de la línea. Mientras se propagan se atenúan continuamente y se distorsionan hasta que desaparecen. En un fallo una parte de la onda se refleja de nuevo a lo largo de la línea y una parte puede pasar a las otras secciones del sistema. El principio de funcionamiento se basa en el hecho de que la impedancia de la falta es muy baja en comparación con la impedancia característica de la línea. Esto hará que se refleje una onda de tensión similar de polaridad opuesta y una onda de intensidad similar de la misma polaridad que la tensión incidente e

intensidad de onda respectivamente.

La ocurrencia de un fallo es equivalente a la inyección de una tensión en el punto de fallo en ambos sentidos de la línea. La solución de este problema transitorio puede resolverse por el principio de superposición. Se considerará que la solución transitoria es equivalente a la suma de un estado estacionario, anterior a la falta, y una solución incremental.

La Fig. 1.6 muestra el esquema de una línea de parámetros distribuidos que conecta dos sistemas de corriente continua intercambiando energía eléctrica, en el que se produce una falta en un punto de la línea de transmisión. Se puede observar la tensión y corriente que recorren la línea de transmisión en un sentido y otro de la misma. La onda inyectada debido a la falta se propaga a lo largo de la línea, y cuando se encuentra con la discontinuidad producida por el fallo, se dividirá en dos, en una transmitida, que se propaga más allá de la falta (hacia el extremo receptor), y otra reflejada, que rebota hacia la fuente (extremo generador). La onda reflejada viaja de nueva más allá del punto de observación hacia el relé del fallo.

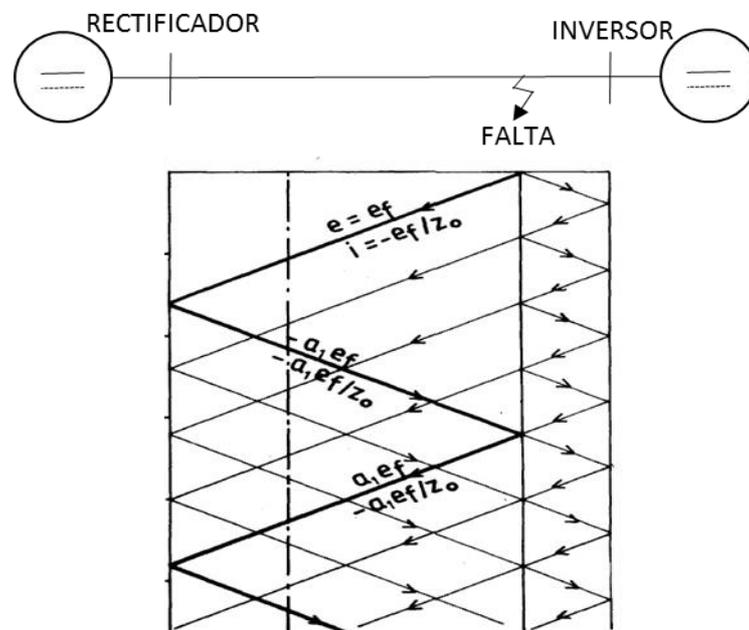


Figura 1.6 Esquema de falta en una línea que conecta dos generadores.

La tensión y la intensidad en la ubicación del relé están separadas en las componentes anteriores al fallo y las de la solución incremental (1.42) y (1.43). Las componentes de la solución incremental son las apropiadas para la caracterización del fallo ya que contienen toda la información respecto a las ondas que viajan debido a la inyección producida por el fallo. Para diferenciar las señales incrementales, las de estado estacionario se restan de las señales de onda detectadas.

$$\Delta i_1 = i_1 - i'_1 \quad (1.44)$$

$$\Delta u_1 = u_1 - u'_1 \quad (1.45)$$

El fenómeno transitorio iniciado por la aparición de una falta en una línea de potencia puede ser

descrito por un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales hiperbólicas, conocidas como la ecuación del telégrafo (1.5) Se asume que la inductancia y la capacidad distribuida de la línea son independientes de la frecuencia si se consideran las aproximaciones vistas en el capítulo anterior (1.30).

Se considerará que las ondas están medidas en los límites/extremos de la línea a través de un voltímetro y un amperímetro ideales. Se toma $a(t)$ como el valor instantáneo de la onda viajera hacia delante del fallo. De forma similar, $b(t)$ representa el valor instantáneo de la onda de vuelta que viaja desde el fallo hasta la zona de medición.

De acuerdo con la teoría de la ecuación de onda que depende de los valores de $u(t)$ e $i(t)$ en el punto de reflexión se pueden dividir las señales de onda como [8]:

$$u(t) = \frac{1}{2} [a(t) - b(t)] \quad (1.46)$$

$$i(t) = \frac{1}{2R_w} [a(t) + b(t)], \quad (1.47)$$

donde R_w es la resistencia característica de la línea.

Las señales de onda $a(t)$ y $b(t)$ pueden ser obtenidas de la medida física de la tensión $u(t)$ y de la intensidad $i(t)$ de manera sencilla utilizando las dos ecuaciones anteriores:

$$a(t) = u(t) + R_w \cdot i(t) \quad (1.48)$$

$$b(t) = -u(t) + R_w \cdot i(t) \quad (1.49)$$

Una fuente inductiva inicialmente refleja una onda de tensión de signo igual y una onda de signo opuesto dependiendo de los cambios de paso en las respectivas ondas incidentes, como se mostró en el capítulo anterior. La tensión y la intensidad reflejadas son similares en magnitud a las incidentes excepto que la onda de tensión es de signo opuesto. El fallo sólido a tierra de resistencia 0 ohmios, refleja una onda de tensión de la misma magnitud pero de polaridad opuesta de la onda de tensión incidente, y la onda de corriente reflejada tiene la misma magnitud y polaridad que la incidente. La forma de onda de intensidad puede ser multiplicada por la impedancia característica y combinada con la forma de onda de la tensión para diferenciar las señales $a(t)$ y $b(t)$,

1.2.1 Protecciones de la línea de transmisión HVDC

El propósito de los dispositivos de protección es detectar y tomar la acción apropiada en caso de faltas y otras anomalías que ocurran en el circuito. Es necesaria la protección para salvaguardar el equipo y los circuitos, y debe abarcar contingencias razonables a la vez que llevar al mínimo el impacto de las anomalías en la operación. Las comunicaciones entre terminales pueden usarse para algunas funciones de protección y para mejorar el funcionamiento, pero no dependen en ningún caso de estas para la protección del sistema.

De gran importancia son las posibilidades de monitorizar todas las funciones esenciales de

protección y la modificación de parámetros como tiempos de reacción, tiempos de retardo, valores de reset, etc. Si es posible, la supervisión y la modificación de parámetros se deben permitir durante la operación del sistema. La región de protección de cada terminal se divide en tres zonas principales, más una cuarta si se utiliza retorno metálico [9]:

- Zona del convertidor.
- Zona de la línea de transmisión HVDC
- Zona neutral.
- Zona de retorno metálico.

1.2.2 Técnica Direccional

Las protecciones direccionales se pueden catalogar como un tipo particular de las protecciones de sobrecorriente, porque al igual que estas, reaccionan a un valor prefijado de corriente, pero actúan cuando la potencia de falla circula en un sentido determinado (el sentido positivo de operación, en la protección de líneas, es de la barra a la línea donde está conectada la protección).

Las protecciones direccionales constan de órganos de medida (de corriente o de potencia), relés de tiempo y relés auxiliares, todos los cuales deben actuar para que el Interruptor opere. De los componentes, el que tipifica la protección es el órgano de medida direccional de potencia que generalmente es un relé, y se conecta de manera que responda únicamente en caso que la potencia, circule en el sentido prefijado anteriormente.

El intervalo en el que $a(t)$ y $b(t)$ excedan un umbral predeterminado es la base de la decisión sobre la distancia de falta. Para una señal de onda hacia delante, la señal $a(t)$ se vuelve distinta de cero, y continúa más allá del relé hasta ser reflejada por una discontinuidad. Esta onda reflejada posteriormente provocará un cambio en la señal $b(t)$.

Para un relé situado en una discontinuidad, las señales $a(t)$ y $b(t)$ cambian simultáneamente. El detector direccional requiere un criterio adicional basado en la amplitud y la forma del cambio. La decisión por la amplitud hace uso del hecho de que la onda reflejada tiene una magnitud reducida o inicialmente una velocidad más lenta aumentando en comparación con la onda incidente. La decisión con respecto a la forma depende de la discontinuidad, por ejemplo, para una fuente inductiva la onda reflejada es inicialmente de polaridad opuesta, cambiando a la misma polaridad que la onda incidente. Esta transición a través del cero puede ser una condición en la decisión.

1.2.3 Técnica de la Distancia

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento. Las ventajas de aplicación de relés de distancia, en comparación con los relés de sobrecorriente son:

- mayor zona de operación instantánea
- mayor sensibilidad
- más fáciles de ajustar y coordinar
- no son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación. Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falta).

El relé de distancia está conectado a la línea a través de los transformadores de medida, como se muestra en la Figura 1.7. Se supone que ocurre una falta a una distancia n desde el relé. Dado que la tensión en el lugar de la falta es, $V_F = 0 V$, la tensión en el relé es: $V_R = I_R n Z_L$.

Es decir,

$$Z_v = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R n Z_L}{I_R} = n Z_L \quad (1.50)$$

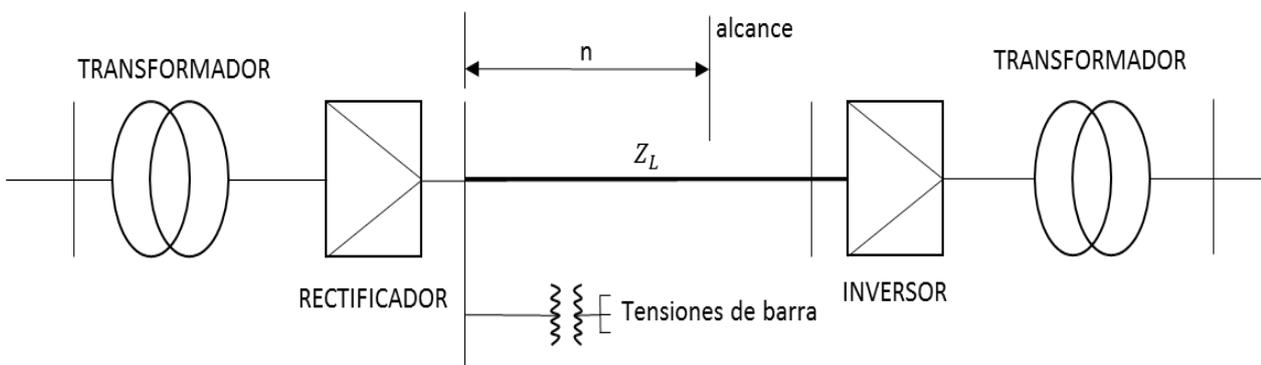


Figura 1.7 Relé de distancia.

La onda inicial se propaga desde la fuente más allá del punto de medición, hacia la falta. La señal reflejada $b(t)$ se vuelve diferente de cero, pero $a(t)$ no se modifica. En el punto del fallo, la polaridad de la onda de tensión reflejada se invierte. Esta y su onda de intensidad asociada viaja de vuelta pasando el punto de medida, hacia la fuente. La señal $a(t)$ cambia de acuerdo con el cambio anterior de $b(t)$. El tiempo Δt entre los cambios definidos en $a(t)$ y $b(t)$ se utiliza para determinar la distancia del fallo según la fórmula:

$$x_f = \frac{\Delta t}{2} \cdot c \quad (1.51)$$

donde c es la velocidad de propagación de las ondas.

Si se considera ahora una falta repentina en la zona protegida a una distancia x del punto de medición, impone una nueva condición en x , de tal manera que la onda que viaja hacia delante es reflejada de nuevo hacia el punto de medición antes de que alcance el extremo más alejado de la línea. Para ser más precisos, considerar la onda que viaja hacia delante $a(t)$ en el punto de medida en el instante t . Este valor que depende del tiempo se propagará a lo largo de la línea, se reflejará en el fallo y volverá al punto de medida, después haber recorrido dos veces la línea, $2\alpha x$, donde α representa el recíproco de la velocidad de propagación. Así,

$$b(t + 2 \alpha x) = k \cdot a(t) \quad (1.52)$$

donde k representa un factor de atenuación conocido como el coeficiente de reflexión, dependiente de la resistencia de la falta [8]:

$$k = \frac{R_w - R_f}{R_w + R_f} \quad (1.53)$$

donde R_f es la resistencia del fallo.

Para una falta sólida, $R_f = 0$, resulta que el factor de atenuación vale $k = 1$.

La ecuación (1.52) antes mencionada, junto con la ecuación (1.53) que define las señales de onda, constituyen las ecuaciones en las que puede basarse la protección de la línea. Esto da una relación que en caso de falta, las dos señales $a(t)$ y $b(t)$ son exactamente iguales, excepto por una constante de tiempo, $2\alpha x$, proporcional a la distancia de falta y un factor de escalado, r , que depende de la resistencia de falta.

Cabe señalar que las ecuaciones de la línea (1.52) y (1.53) describen el comportamiento transitorio de las formas de onda medidas como ondas senoidales. La ecuación (1.53) es válida para las resistencias R_f de cualquier magnitud. En este caso, la resistencia de falta y distancia a la falta en la ecuación (1.53) pueden ser reemplazados por la resistencia y longitud de la línea, respectivamente. Cuando la carga vale exactamente R_w , el coeficiente de reflexión desaparece, y por lo tanto la señal de onda $b(t)$ también se anula. Si la resistencia de la falta aumenta, el coeficiente de reflexión cambia de signo y pasa a ser negativo. Estas consideraciones se pueden emplear con el fin de distinguir faltas de las condiciones de carga normales.

1.3 Principio básico de medida

Hay una gran variedad de métodos en el ámbito de la determinación del retraso que existe en el viaje de la onda de falta desde el punto de la falta, hasta el punto de medida. Sin embargo, hay que tener cuidado en el desarrollo de métodos en tiempo real no convencionales con el fin de evitar métodos demasiado sofisticados, que pueden no cumplir con los requisitos del tiempo de cálculo permisible o pueden ser sensible a otros fenómenos no incluidos en el modelo de línea.

Como en la mayoría de los planes de protección conocidos hoy en día, este estudio se basará en la evaluación de la tensión de frecuencia de la red y formas de onda de corriente en el lugar de medición. En la Figura 1.8 se representan la tensión e intensidad compleja, U e I , respectivamente, y los fasores, A y B , que representan los fasores asociados a las ondas de correlación $a(t)$ y $b(t)$, se representan para una situación de fallo típico.

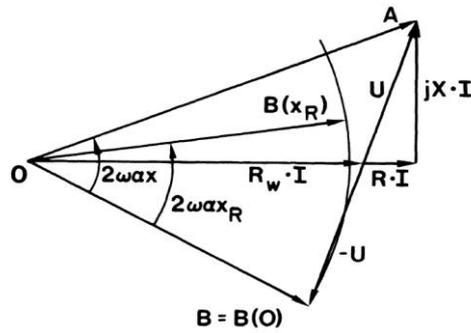


Figura 1.8. Diagrama Fasorial

En el dominio frecuencial, una variación de tiempo es representado por una rotación del fasor asociado. La ecuación (1.52), por lo tanto, establece que el fasor B debe retrasarse al fasor A , con un ángulo de fase igual a $2\omega\alpha x$, mientras que su amplitud es ligeramente más pequeña que la de A . Por ejemplo, la magnitud de ángulo de desfase es igual a 12° para una distancia de fallo de 100 km, asumiendo una frecuencia de 50 Hz y una velocidad de propagación igual a la de la luz.

Para ángulos de fase pequeños que van hasta aproximadamente 30° , esto es para distancias de falta de hasta 250 km, el ángulo de fase y la distancia de falta es proporcional a la reactancia X , como se puede ver en la Figura 1.8. En el presente estudio se tendrá en cuenta la protección de una línea de larga longitud, $l = 300$ km, para la que la aproximación lineal no es necesariamente válida y, más importante, para el que las altas frecuencias ocasionadas por el fallo se convierten en un serio obstáculo al intentar determinar la localización del fallo.

El objetivo principal de un método de protección de línea es proteger una zona determinada de la línea de transmisión. Un enfoque bastante sencillo para resolver este problema sería, extraer los fasores A y B , aplicar análisis por Fourier, calcular el ángulo de fase entre estos dos fasores, obtener la distancia del fallo y comprobar el resultado con respecto a los límites de la zona de protección. Pero en la extracción hay presentes transitorios no armónicos, que causarán errores en las estimaciones calculadas. La precisión de la distancia del fallo calculada está relacionada a la exactitud de la estimación de los fasores. Esta dificultad se aplica a cualquier método de tipo de impedancia.

Un enfoque alternativo se basa en el hecho de que una medición de ángulo de fase es una técnica especial para determinar un retardo de tiempo. Un cambio de la función del tiempo $b(t)$ en un intervalo de tiempo de cantidad $2\alpha x_R$, donde x_R es una distancia arbitraria de referencia, causará la rotación del fasor asociado en el dominio de la frecuencia desde $B(x_R = 0)$ a $B(x_R)$ como se indica en la Figura 1.8. El ángulo compensado entre el fasor A y el fasor girado $B(x_R)$ viene dado por $2\omega\alpha(x - x_R)$ y su signo, por lo tanto, indica si la ubicación del fallo x es menor o mayor que la referencia x_R . El algoritmo se esbozará en las siguientes secciones.

1.3.1 Vectores de correlación

Un elemento básico del presente método es el uso de integrales que representen una medida de la correlación entre las señales de onda y un par de funciones ponderación, como son $w_1(t)$ y $w_2(t)$, dentro de un intervalo de tiempo T [8]:

$$\begin{aligned}
A_1 &= \int_0^T w_1(t)a(t)dt, & B_1(x_R) &= \int_0^T w_1(t)b(t + 2\alpha x_R)dt, \\
A_2 &= \int_0^T w_2(t)a(t)dt, & B_2(x_R) &= \int_0^T w_2(t)b(t + 2\alpha x_R)dt,
\end{aligned} \tag{1.54}$$

El incremento de tiempo de $2\alpha x_R$ representa el doble del tiempo de viaje entre el punto de retransmisión y una distancia de referencia x_R que se elegirá de forma adecuada para compensar el retardo real $2\alpha x$ entre las dos ondas $a(t)$ y $b(t)$ en el caso de un fallo en la distancia x . En aras de la simplicidad, y sin pérdida de generalidad, se inician las integrales en el tiempo $t = 0$.

En aplicaciones en línea puede ser más adecuado desplazar el intervalo de integración y las funciones de ponderación, en lugar de la forma de onda de la señal $b(t)$. Por lo tanto, mediante la sustitución de t por $t - 2\alpha x_R$ en la ecuación (1.54) se obtienen expresiones equivalentes:

$$B_1 = \int_{\tau}^{T+\tau} w_1(t - \tau)a(t)dt, \quad B_2 = \int_{\tau}^{T+\tau} w_2(t - \tau)b(t)dt, \tag{1.55}$$

donde $\tau = 2\alpha x_R$. Con el fin de calcular estas integrales debe haber un tiempo $T_m = T + \tau$, que representa la longitud de la ventana temporal en la que se correlacionan las formas de onda medidas con las funciones de ponderación.

Las integrales de correlación del tipo A_1 y A_2 aparecen de forma directa o indirecta en los algoritmos de localización de fallos desarrollados en los últimos años. En los esquemas de protección de tipo impedancia, por ejemplo, las funciones de ponderación deben ser ortogonales y de forma sinusoidal con el fin de obtener parte real e imaginaria de los fasores y de la impedancia. En otros estudios existen otras funciones de ponderación, como la onda cuadrada, diente de sierra, constante, Walsh y constante a trozos.

Las integrales de correlación pueden, en principio, ser implementadas en sistemas digitales, analógicos o híbridos. En técnicas digitales se puede transformar las integrales desarrolladas anteriormente en sumatorios de N muestras tomadas cada cierto intervalo de tiempo, donde el término k -ésimo está multiplicado por el factor de ponderación c_k , de esta forma:

$$A_1 = \sum_{k=1}^N c_k a(k \Delta t) \tag{1.56}$$

Este sumatorio puede ser representado en la notación general elegida anteriormente considerando una serie de funciones de Dirac ponderadas.

$$w_1(t) = \sum_{k=1}^N c_k \delta(t - k \Delta t) \tag{1.57}$$

Cuando se aplican funciones de ponderación de este tipo se debe tener cuidado para eliminar componentes de alta frecuencia por filtros analógicos antes de la toma de muestras.

Con el fin de aplicar el principio de rotación, se deben dar dos condiciones básicas [8]:

1. Criterio de fallo. Los vectores de correlación A y B(x_R) deben coincidir, a excepción de un factor escalar multiplicativo positivo, cuando la distancia de referencia x_R es igual a la distancia del fallo x .
2. La punta del vector B(x_R) debe cruzar el vector A solo una vez, cuando el tiempo de retraso en B($t + 2\alpha x_R$) se ve aumentado. Por lo tanto, el ángulo φ_R debe aumentar monótonamente como se incrementa la referencia temporal y el retraso de tiempo de la señal de onda.

A continuación se analizará la condición básica. En esta etapa del análisis hay que tener en cuenta que el vector de correlación requiere girar, ni con un ángulo proporcional al tiempo de retraso, ni con una constante de amplitud, como es el caso de los fasores.

1.3.2 Criterio de fallo.

Al multiplicar la relación de línea (1.52) con la función de ponderación $w_1(t)$ e integrando ambos lados de la ecuación en el intervalo de tiempo T, se obtiene:

$$\int_0^T w_1(t) b(t + 2\alpha x) dt = k \int_0^T w_1(t) a(t) dt, \quad (1.58)$$

Debido a las definiciones previamente introducidas en (1.52), se obtiene, haciendo $x_R = x$, $B_1(x) = k A_1$

Del mismo modo se obtiene, $B_2(x) = k A_2$, y por lo tanto,

$$B(x) = k A \quad (1.59)$$

Así, los dos vectores de correlación B(x_R) y A son de hecho paralelos cuando la distancia de referencia coincide con la distancia de falta x . Notar que el criterio de fallo (1.58) es válido para cualquier correlación integral general, de la forma (1.52).

Un incremento adicional de la distancia de referencia x_R hará que el vector B gire más allá. La ubicación del fallo con respecto a los dos límites de una zona de protección, por ejemplo $x_R = 0$ y $x_R = z$ pueden ser determinados mediante la especificación de la posición del vector A con respecto a los dos vectores B(0) y B(z) asociado con los límites de la zona de protección. Por tanto, sólo los tres vectores de correlación A, B(0), B(z) deben calcularse para resolver la protección primaria del problema.

Análíticamente, las posiciones relativas de estos vectores se pueden describir por su vector producto B(x_R) \times A

La componente vertical al plano que forman A y B viene dado por:

$$v(x_R) = A_2 B_1(x_R) - A_1 B_2(x_R) \quad (1.60)$$

Y su signo es igual a la señal de $\sin(\varphi - \varphi_R)$ y por lo tanto también a la de $x - x_R$. Expresiones de este tipo pueden calcularse para cada zona límite procediendo de este modo, por ejemplo V(0) y V(z). Si V(0) es positivo y V(z) es negativo, es decir, si

$$V(0) > 0, \quad V(z) < 0 \quad (1.61)$$

El fallo debe estar dentro de la zona protegida de la línea de transmisión.

1.3.3 Efectos del transitorio de línea

En esta sección un análisis aproximado de la condición básica ha sido mencionado anteriormente asociado a la propiedad de rotación que los vectores de correlación ofrecen. Se supondrá que las integrales de correlación consisten de una primera parte, debida a las formas de ondas fundamentales, y una segunda parte debida a los fenómenos transitorios en la línea de transmisión. El resto de señales correspondientes al ruido serán despreciados o considerados debidamente suprimidos por los procesos de filtrado.

- Transitorios de alta frecuencia. Se va a suponer, por simplicidad, que el tiempo de cambio de la forma de onda de estado estacionario de la señal $b(t)$ produce una rotación de la correlación asociada, vector B , una cantidad ω con un radio B_ω sobre el origen. De la misma forma si consideramos que un transitorio de alta frecuencia, de frecuencia Ω también da lugar a una rotación circular de amplitud B_Ω . La superposición de estos dos movimientos circulares describirán una curva como se representa en la Figura 1.9, para diversas relaciones de amplitudes B_Ω / B_ω .

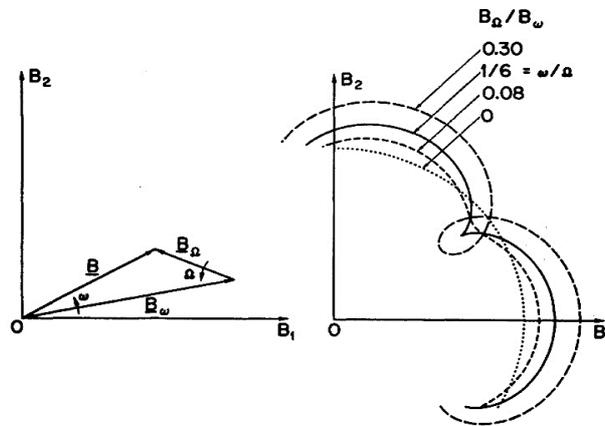


Figura 1.9 Transitorio de alta frecuencia.

Puesto que el ángulo ϕ_R del vector resultante $B(x_R)$ debe crecer de forma monótona debido a que la distancia de referencia x_R aumenta, la curva trazada por el vector debe ser el espacio encerrado por el bucle de la Figura 1.9. Por lo tanto,

$$\frac{B_\Omega}{B_\omega} < \frac{\omega}{\Omega} \quad (1.62)$$

A medida que la frecuencia de las oscilaciones transitorias disminuye a valores más bajos, como es el resultado de aumentar la distancia del fallo, la condición en la amplitud permisible B_Ω resultante después del filtrado, se vuelve menos estricta.

- Transitorio de corriente continua. Se considera ahora una descomposición de corriente continua que se superpone a la forma de onda de corriente fundamental. Este transitorio causará una disminución de del desplazamiento de la señal sinusoidal presente en $b(t)$ y $a(t)$, y por tanto, también en las dos integrales de correlación $B_1(x_R)$ y $B_2(x_R)$. El transitorio de corriente continua tiene el efecto de desplazar el movimiento circular del vector $B(x)$ para aumentar x_R como se muestra en la Figura 1.10 para el caso de un transitorio de corriente continua constante.

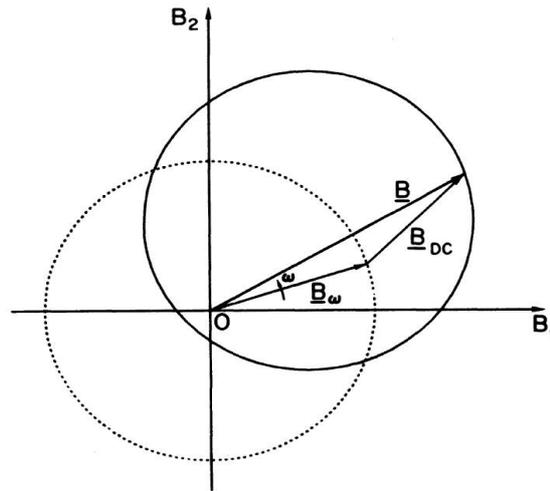


Figura 1.10 Transitorio de corriente continua

Una vez más el ángulo ϕ_R del vector resultante $B(x_R)$ debe aumentar con el aumento de x_R . Es evidente, por lo tanto, que la amplitud de la componente de corriente continua B_{DC} que sigue siendo imprescindible sin filtrar, tiene que ser menor que la componente sinusoidal B_ω

$$B_{DC} < B_\omega \quad (1.63)$$

Los resultados reflejados en (1.62) y (1.63) sirven para ilustrar las limitaciones básicas del método y no representan necesariamente el peor de los casos. Un análisis más detallado sin embargo produciría resultados similares.

1.3.4 Fórmulas auxiliares

El producto vectorial es una medida del grado de paralelismo entre dos vectores y por lo tanto no describe completamente las posiciones relativas de los dos vectores $A(x_R)$ y $B(x_R)$. También se puede obtener información relevante de la teoría elemental de vectores. Como sería el producto escalar,

$$W(x_R) = A_1 B_1(x_R) + A_2 B_2(x_R) \quad (1.64)$$

Que representa la proyección de A sobre B (o viceversa). Si este producto es positivo, el ángulo entre los dos vectores es menor de 90° , de lo contrario el ángulo es mayor de 90° . El ángulo $\Phi - \Phi_R$ entre los vectores A y $B(x_R)$ pueden ser calculados a través del producto escalar de los vectores:

$$\begin{aligned}
 V(x_R) &= |A| |B(x_R)| \text{sen}(\phi - \phi_R) \\
 W(x_R) &= |A| |B(x_R)| \text{cos}(\phi - \phi_R)
 \end{aligned}
 \tag{1.65}$$

donde $|A|$, $|B(x_R)|$ denotan el módulo de los vectores A y $B(x_R)$. Por lo tanto, combinando las dos ecuaciones

$$\phi - \phi_R = 2\omega\alpha(x - x_R)
 \tag{1.66}$$

Otra ecuación útil es la relación entre el vector de módulo $|B(x_R)|/|A|$ que, según la ecuación (1.58), es exactamente igual al coeficiente de reflexión k , cuando $x_R = x$ y que puede ser utilizado como estimación de esta cantidad cuando $x_R \neq x$

1.4 Correlación cruzada.

En procesamiento de señales, la correlación cruzada es una medida de la similitud entre dos señales, frecuentemente usada para encontrar características relevantes en una señal desconocida por medio de la comparación con otra que sí se conoce. Es función del tiempo relativo entre las señales y tiene aplicaciones en el reconocimiento de patrones y en criptoanálisis. La correlación cruzada tiene una naturaleza similar a la convolución de dos funciones. Difiere en que la correlación no involucra una inversión de la señal como ocurre en la convolución.

Para dos funciones continuas f y g , la correlación cruzada puede definirse como [10]:

$$(f \star g)(\tau) \stackrel{\text{def}}{=} \int_{-\infty}^{\infty} f^* g(t + \tau) dt
 \tag{1.67}$$

Donde f^* denota el conjugado complejo de f y τ es el desfase entre ambas funciones.

Análogamente, para funciones discretas, la correlación cruzada puede definirse como:

$$(f \star g)[n] \stackrel{\text{def}}{=} \sum_{m=-\infty}^{\infty} f^*[m] g[m + n]
 \tag{1.68}$$

Considerando dos funciones f y g , las cuales solamente difieren en un desplazamiento desconocido a lo largo del eje x . Se puede utilizar la correlación cruzada para encontrar la cantidad de g que debe ser desplazada a lo largo del eje x para que sea idéntica a f . Cuando las funciones coinciden, el valor de $(f \star g)$ se maximiza. Esto es porque cuando están alineados picos (áreas positivas), hacen una gran contribución a la integral. Del mismo modo, cuando mínimos (áreas negativas) se alinean, también hacen una contribución positiva a la integral, porque el producto de dos números negativos es positivo.

El argumento de $(f \star g)$ se define como el retraso de f respecto de g . Por este motivo, la correlación cruzada es útil. Las correlaciones cruzadas son útiles para determinar el retardo de tiempo entre dos señales. Después de calcular la correlación cruzada entre las dos señales, el máximo (o mínimo si las señales tienen una correlación negativa) de la función de correlación cruzada indica el punto en el tiempo donde las señales se alinean mejor, es decir, el desfase entre las dos señales se determina por el argumento del máximo:

$$\tau = \arg \max_t ((f \star g)(t))
 \tag{1.69}$$

siendo τ el desfase entre ambas funciones.

1.5 Cálculo de los parámetros de la línea de transmisión HVDC

1.5.1 Resistencia

Se considerará una línea larga submarina de longitud $l = 300$ km, una longitud considerable respecto a las que se suelen instalar en las comunicaciones de este tipo.

Para el cálculo de la resistencia por unidad de longitud (km) de la línea, r (Ω/km), se considerará que este valor es invariante respecto a la temperatura, debido a que se trata de una línea submarina, y la evacuación del calor generado por la corriente eléctrica será elevada por el agua del fondo del mar, cuyas oscilaciones térmicas a lo largo del año son de solo algunos K, por lo que pueden despreciarse. La temperatura de las aguas marinas puede oscilar entre 5°C y 30°C dependiendo de la estación y a profundidad, por lo que por término medio se elegirá una temperatura del cobre de unos 20°C . Con esta temperatura la resistividad del cobre es igual a, $\rho = 1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$ [11] La resistencia de la línea se ha estimado a través del catálogo de ABB llamado "HVDC Light Cables" [12] Para el cálculo se tomó la tabla "1. Tropical climate. Cables with copper conductor, normal for submarine cables." Con una tensión de 300 kV y una potencia de 1 GVA (1 GW). Por lo tanto, se obtiene un valor del área del conductor de 2200 mm^2 . Con la fórmula de la resistencia (por unidad de longitud) de un conductor, resulta:

$$r = \frac{\rho}{S} = \frac{1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}}{2200 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2} \cdot \frac{10^3 \text{ m}}{1 \text{ km}} = 7,773 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{km} \quad (1.70)$$

1.5.2 Inductancia

Para un conductor se tiene tres flujos que lo cortan de naturaleza distinta:

1.- Un primer flujo corresponde al formado por la corriente que por el conductor circula desde la periferia del conductor hasta el infinito.

2.- Un segundo flujo también formado por la corriente que por el conductor circula y que se localiza en el interior del conductor.

3.- Y un tercer flujo que será igual a la suma de los flujos originado por los conductores cercanos recorridos por sus respectivas corrientes que también cortan al conductor considerado. Para el presente estudio se considerará un conductor de una sola fase por lo que este flujo será nulo.

En el cálculo de la inductancia por unidad de longitud (km), l , se ha utilizado la fórmula de la inductancia total por unidad de longitud de una línea de transmisión convencional para una única fase [13]

$$L' = \left(0,5 + 4,6 \ln \frac{D}{R}\right) 10^{-4} \frac{\text{H}}{\text{km}} \quad (1.71)$$

donde D = separación media geométrica entre ejes de fases

R = radio equivalente del conductor

Se va a considerar que la disposición del cable es apoyado sobre el suelo marino, y que no habrá ningún cable alrededor, como se ilustra en la Figura 1.11. Por tanto, la corriente eléctrica viajará por el conductor y regresará por tierra hasta el origen de nuestro sistema.

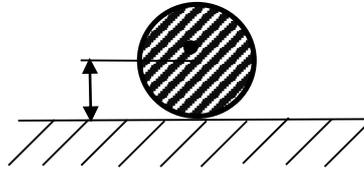


Figura 1.11 Esquema de línea apoyada sobre el terreno

De acuerdo con esta configuración y con la ecuación anterior, se obtiene:

$$L' = 0.5 \cdot 10^{-4} \frac{H}{km} \quad (1.72)$$

1.5.3 Capacidad

Dado que el cálculo de la capacidad por unidad de longitud es mucho más complejo, por lo que se descarta el cálculo analítico de la capacidad en este caso, donde no es tan relevante este efecto. Para ello, se tomará el valor de la capacidad por unidad de longitud del catálogo de BRUGG llamado "HIGH VOLTAGE XLPE CABLE SYSTEMS" [14] Para un sistema de 300 kV vamos a aproximar, eligiendo la tabla correspondiente a 340 kV, para así permanecer del lado de la seguridad. Siendo el conductor considerado de sección $S = 2200 \text{ mm}^2$, como se dijo en el apartado de Resistencia, e interpolando entre las secciones de 2000 mm^2 y 2500 mm^2 , resulta:

$$C = 0.24 \mu\text{F}/km \quad (1.73)$$

1.5.4 Conductancia

Se considerará a efectos prácticos que la conductancia es cero y, por tanto, que la resistencia es infinita o, lo que es lo mismo, que se tiene un circuito abierto en este punto. Al anular la conductancia lo que se está haciendo es eliminar los posibles contactos que pueda haber entre los dos conductores.

$$G' = 0$$

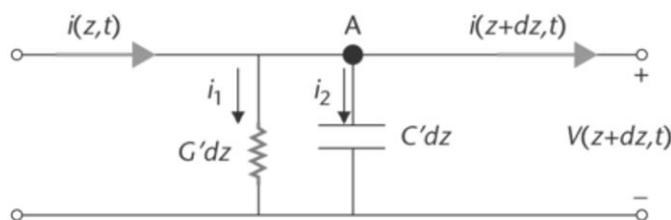


Figura 1.12 Conductancia de la línea de transmisión.

2. LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN LÍNEA HVDC

Para evaluar el modelo de localización de faltas presentado en el anterior epígrafe, se va a analizar mediante Matlab una serie de simulaciones de fallos eléctricos sobre un sistema simple, de un enlace entre dos fuentes de CA mediante una línea submarina de CC que las une. Se ha considerado un cable unifilar de cobre, de sección $S = 2200 \text{ mm}^2$ y de longitud $l = 300 \text{ km}$ con un tensión nominal de 300 kV y una capacidad máxima de 1.006 GW; que conecta a dos fuentes/sistemas de CA: uno de 500 kV, 60 Hz y 5000 MVA (5 GVA); y otro de 345 kV, 50 Hz y 10.000 MVA (10 GVA), como se muestra en la Figura 2.1.

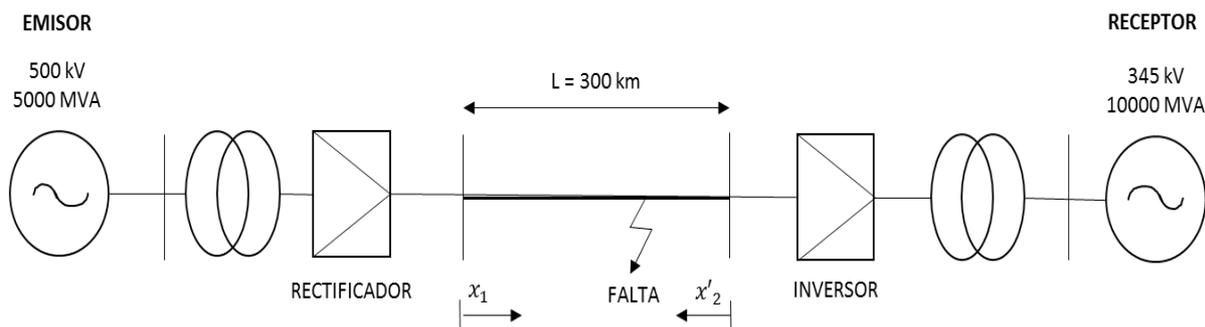


Figura 2.1 Esquema de localización de falta en un sistema HVDC

La metodología de localización que se va a emplear, usa información de dos terminales, de forma que se dispondrá de la información del fallo tanto al principio de la línea, como al final. Esto supondrá la posibilidad de comparar resultados, y evitar errores en las estimaciones, que puedan surgir como resultado del ruido generado por los sistemas. Además, esta tecnología es offline, lo que implica que los datos de la falta pueden ser descargados, para posteriormente pasar el algoritmo de localización. Esto supone que la comunicación entre protecciones no sea crítica y no se requiere medidas sincronizadas entre terminales.

La velocidad de onda se puede calcular mediante la expresión (1.30) anteriormente obtenida en el capítulo 1.1.4. Se calcula como:

$$c = \frac{1}{\sqrt{L/C}} = \frac{1}{\sqrt{0.5 \cdot 10^{-4} / 0.24 \cdot 10^{-6}}} = 288675 \text{ km/s} \quad (2.1)$$

La impedancia característica de la línea, de la misma forma, se obtiene con la siguiente expresión:

$$R_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{0.5 \cdot 10^{-4}}{0.24 \cdot 10^{-6}}} = 14.434 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (2.2)$$

Con todo esto, ya se tienen los parámetros y ecuaciones necesarias para la estimación de la localización del fallo en el sistema descrito. Se verificará la validez del algoritmo con una alta fase-tierra en la línea para diferentes distancias y resistencias de falta. Se estimará el error relativo, ε_r , cometido en la estimación de la distancia del fallo como:

$$\varepsilon_r = \frac{|Distancia\ estimada - Distancia\ real|}{Longitud\ total\ de\ la\ línea} \cdot 100 \quad (2.3)$$

2.1 Resultados de las simulaciones

Se va a estimar la localización del fallo en la línea de transmisión a través de dos localizadores situados en el rectificador y otro situado en el inversor, como se aprecia en la Figura 2.1, a fin de obtener unos resultados más precisos. La distancia estimada por el rectificador se denotará por x_1 , y la del inversor por x_2 . Con el objetivo de poder comparar adecuadamente las dos medidas de rectificador e inversor, se va a tomar como distancia de referencia la del rectificador. Por tanto, conviene hacer el un cambio de variable para que coincidan las referencias de las dos estimaciones. Quedaría la estimación del inversor de la siguiente forma:

$$x_2 = 300 - x'_2 \quad (2.4)$$

2.1.1 Caso 1. Resistencia de falta cero.

En el caso 1 se considera una distancia de falta $x = 150\ km$ y una resistencia de falta nula, como se ilustra en la figura 2.2

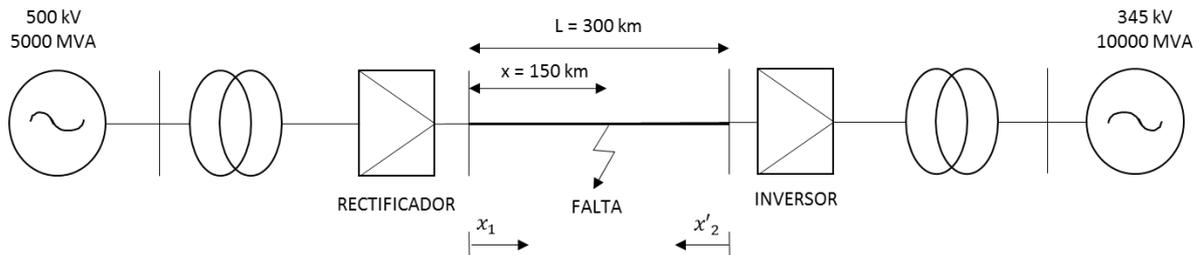


Figura 2.2 Esquema del sistema para una falta en $x = 150\ km$ y resistencia de falta $R_f = 0$

Para que el sistema se estabilice y se tenga unos resultados fiables de un fallo en un punto de funcionamiento en condiciones normales de uso, se va a imponer un tiempo de falta en el instante $t = 1\ s$. También se va a considerar que las protecciones despejarían la falta tras $0.1\ s$, es decir, en el instante $t = 1.1\ s$, ya que como podrá observarse en las simulaciones, la atenuación de las ondas hace que, pasado dicho tiempo, los efectos de la falta tiendan a 0.

En las Figuras 2.3 y 2.4 se puede ver las ondas de ida y vuelta que se han definido anteriormente como $a(t)$ y $b(t)$, así como la correlación cruzada de estas dos señales. Es preciso tener en cuenta que estas señales corresponden a las medidas realizadas por el detector 1 (rectificador), y que las señales medidas por el detector 2 serán casi idénticas, debido a la simetría del problema ($x = 150\ km$), que hace que ambos detectores perciban la falta de manera similar.

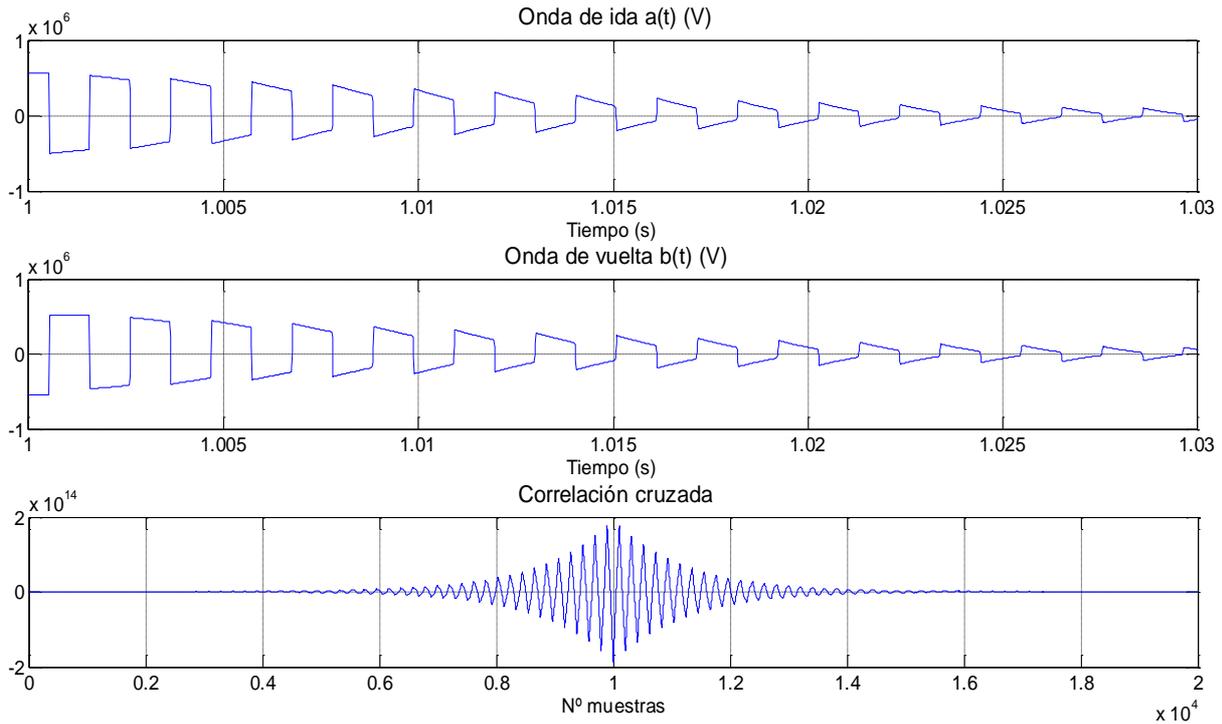


Figura 2.3 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

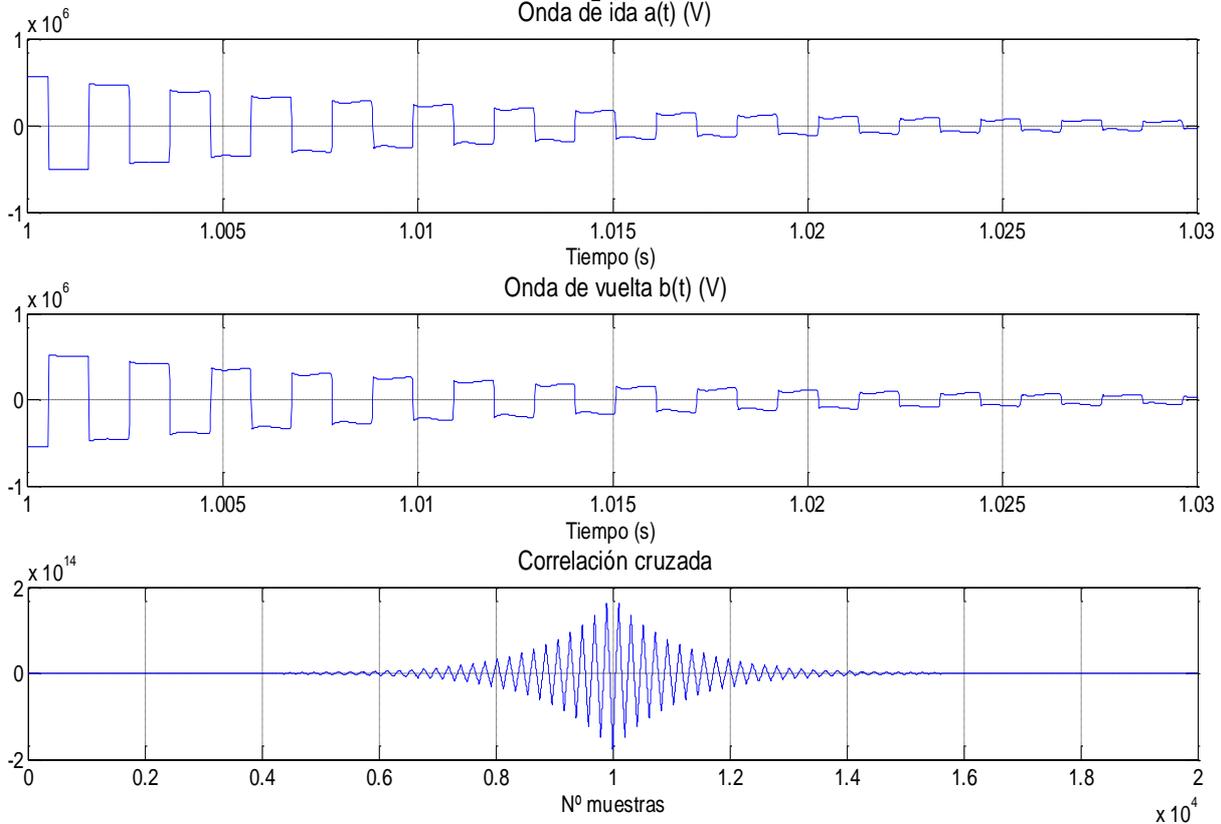


Figura 2.4 Ondas medidas por el inversor: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el inversor $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el rectificador $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$

Como puede observarse las señales medidas desde rectificador e inversor son casi idénticas e incluso

están en fase. Esto es debido a la simetría del problema, al considerar una falta en la mitad exacta de la línea ($x = 150 \text{ km}$).

Seguidamente se utiliza la correlación cruzada, para hallar el desfase máximo entre las dos ondas. Se halla el máximo valor de la correlación cruzada, y utilizando la posición donde se da este máximo se halla el instante de tiempo en el que se da el máximo. Para ello, con el número del eje x de la correlación cruzada, se divide por la frecuencia de muestreo, para así obtener el valor temporal en segundos. Con este desfase se calcula la localización del fallo (distancia medida desde el rectificador del extremo emisor) con la fórmula desarrollada en capítulos anteriores:

$$x_f = \frac{\Delta t}{2} \cdot c \quad (2.5)$$

Tras hacer la simulación y ejecutar el algoritmo, se obtienen las siguientes estimaciones con su correspondiente error:

$$x_1 = 150.1111 \text{ km} ; \varepsilon_{r1} = 0.037 \%$$

$$x_2 = 149.8889 \text{ km} ; \varepsilon_{r2} = 0.037 \%$$

Como puede observarse, para este caso concreto ambos localizadores dan una estimación idéntica de la localización del fallo, y si se hace la media de ambas estimaciones se obtiene $x = 150 \text{ km}$ exactos. Esto sucede por ser un caso elemental y con una resistencia de fallo nula, más adelante se verá la importancia de tener dos localizadores en ambos extremos de la línea en lugar de solo uno.

Si se amplían el número de casos desplazando la distancia de falta x , manteniendo la resistencia del fallo a cero, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 2.1 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta nula.

Resistencia de falta $R_f = 0 \Omega$				
Distancia de falta x	Distancia estimada x_1 (km)	Error relativo ε_{r1} (%)	Distancia estimada x_2 (km)	Error relativo ε_{r2} (%)
Distancia de falta $x = 50 \text{ km}$	50,5181	0,1727	50,296	0,0987
Distancia de falta $x = 100 \text{ km}$	99,5929	0,1357	100,8142	0,2714
Distancia de falta $x = 150 \text{ km}$	150.1111	0.037	149.8889	0.037

La Tabla 2.1 muestra las distancias estimadas y sus correspondientes errores relativos para el caso de faltas no resistivas. Como puede verse los errores mejoran conforme la falta se aleja del punto de medida, a excepción del punto medio ($x = 150 \text{ km}$) que al ser un problema simétrico hace que sea más favorable la estimación de la localización del fallo.

2.1.2 Caso 2. Resistencia de falta 1 Ω

En este Caso 2 se considera una distancia de falta $x = 50 \text{ km}$ y una resistencia de falta no nula (falta resistiva), con $R_f = 1 \Omega$ como se ilustra en la Fig. 3.5.

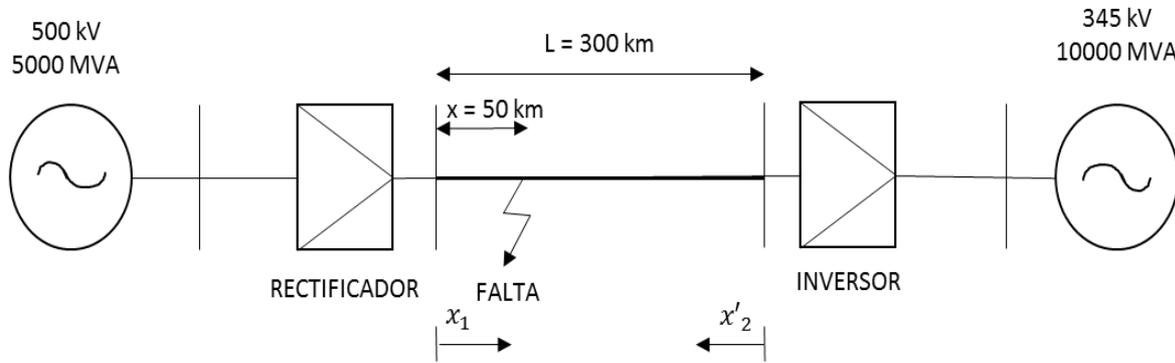


Figura 2.5 Esquema del sistema para una falta en $x = 100 \text{ km}$ y resistencia de falta $R_f = 1 \Omega$

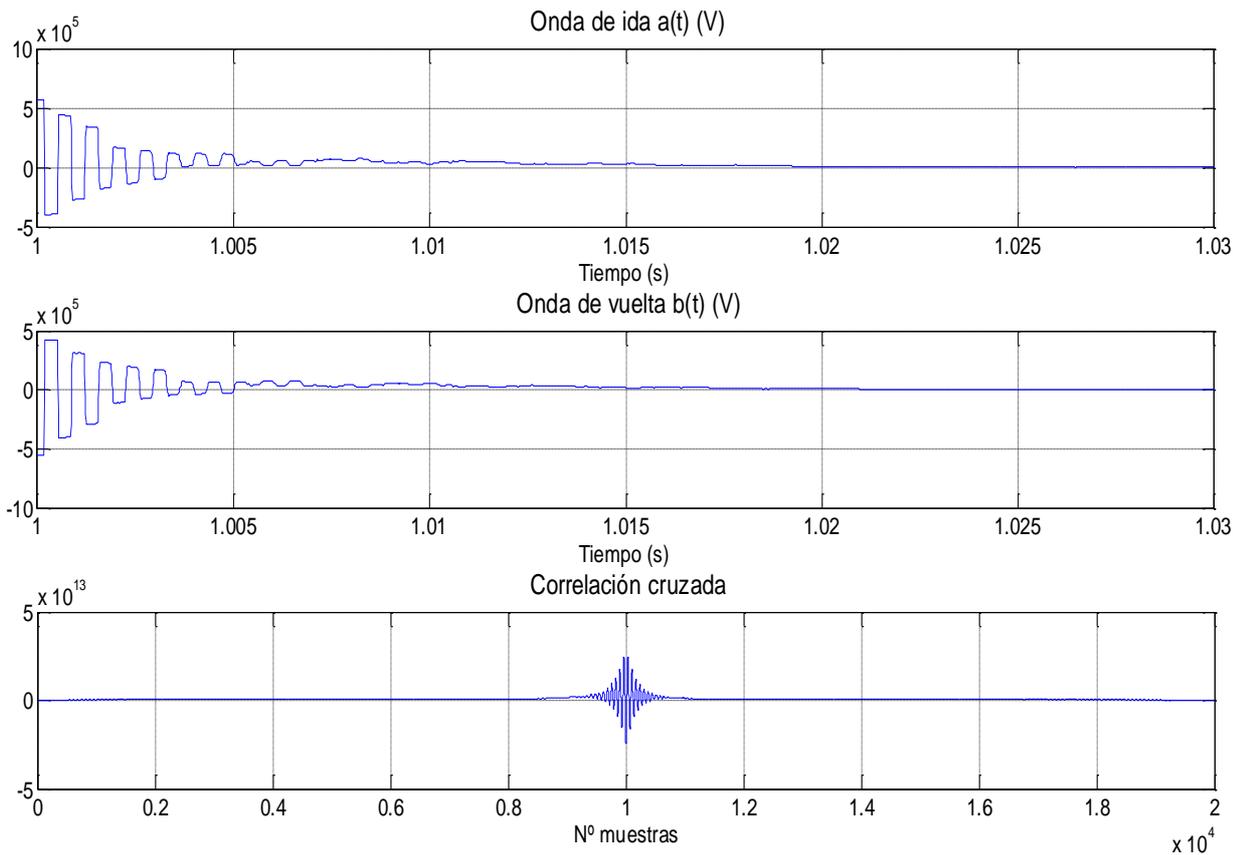


Figura 2.6 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

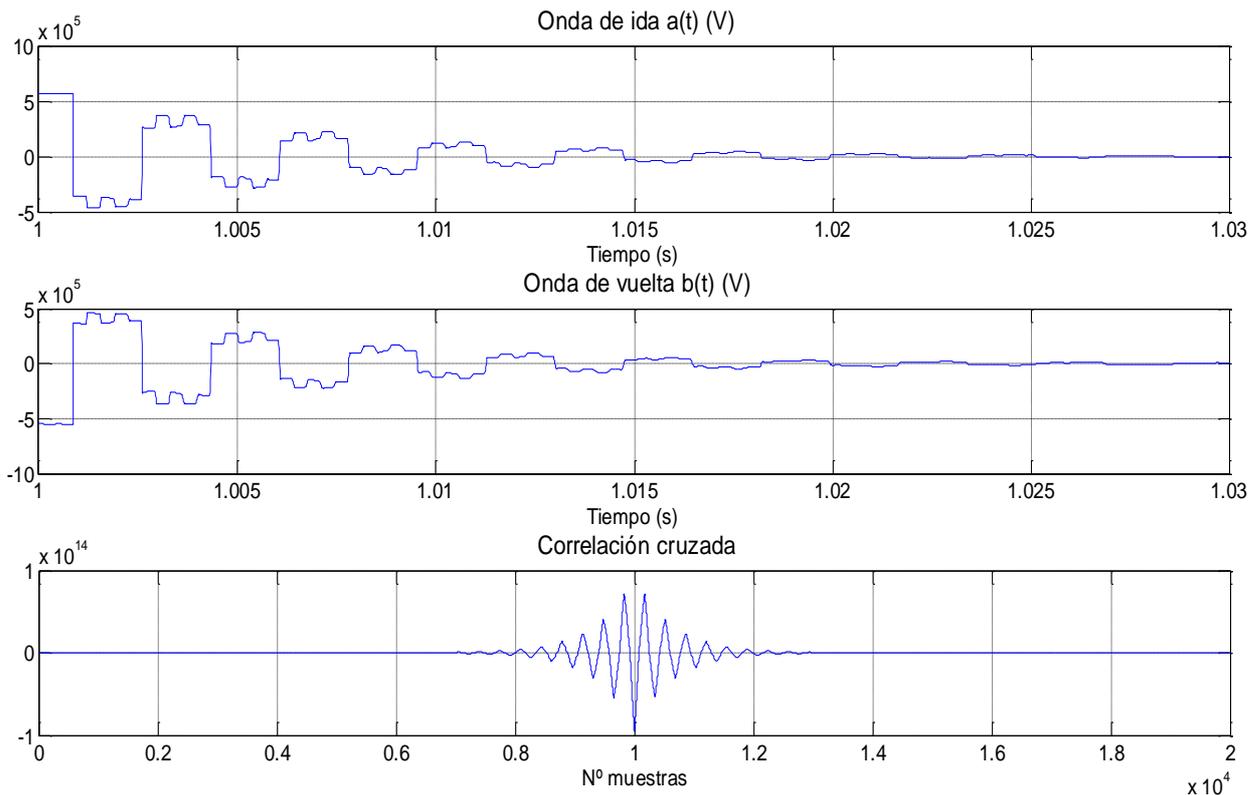


Figura 2.7 Ondas medidas por el inversor: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el inversor $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el rectificador $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$

Se puede comprobar que las señales de onda medidas desde el inversor, tienen un periodo menor que el de las correspondientes al detector del rectificador. Esto es debido a que la falta eléctrica se está dando a una distancia menor del rectificador (punto 1) que del inversor (punto 2); y por tanto, tardarán menos tiempo en llegar del fallo al medidor, y viceversa.

Es importante destacar como en el caso de los fallos resistivos la falta se despeja mucho antes que en el caso de los fallos no resistivos.

Los resultados obtenidos mediante el algoritmo son los siguientes:

$$x_1 = 49.0748 km ; \varepsilon_{r1} = 0.3084 \%$$

$$x_2 = 50.2960 km ; \varepsilon_{r2} = 0.0987 \%$$

Como puede verse, los errores en las medidas han aumentado respecto a la simulación anterior, debido al aumento de la resistencia de fallo. Puede comprobarse como la forma de onda de las dos señales de ida y vuelta se atenúan a un ritmo mucho más alto, lo que hace que se complique en gran medida la medición del desfase entre ambas. Esto queda patente también en la forma de onda de la correlación cruzada, que ahora está mucho más concentrada en el centro y no tan distribuida como el primer ensayo. Por estos motivos se producirán errores cada vez mayores conforme crezca la resistencia del fallo, llegando a tener estimaciones imprecisas de la localización del fallo.

Cabe destacar también, la mayor precisión del localizador 2 (inversor) frente al 1 (rectificador), cuando es en 1 el que está localizado más cercano al fallo eléctrico. Esto es debido a la menor

atenuación de las ondas, como queda reflejado en la forma de onda de la función de correlación, que se encuentra más distribuida en el caso del localizador 2, Figura 2.7.

Si se amplían el número de casos desplazando la distancia de falta x , manteniendo la resistencia del fallo $R_f = 1 \Omega$, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 2.2 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta $R_f = 1 \Omega$

Resistencia de falta $R_f = 1 \Omega$				
Distancia de falta x	Distancia estimada x_1 (km)	Error relativo ε_{r1} (%)	Distancia estimada x_2 (km)	Error relativo ε_{r2} (%)
Distancia de falta $x = 50$ km	49,0748	0,3084	50,296	0,0987
Distancia de falta $x = 100$ km	99,2348	0,2551	100,4354	0,14513
Distancia de falta $x = 150$ km	150,4698	0,1566	149,8372	0,0543

2.1.3 Caso 3. Resistencia de falta 5Ω

Se va a provocar ahora un fallo eléctrico a una distancia de 100 km respecto al rectificador, con una resistencia de fallo de 5Ω .

Es importante considerar que los cortocircuitos que se dan en esta clase de líneas de transmisión, que son submarinas, suelen tener una resistencia de falta muy pequeña. Esto es debido a la mayor conductividad del agua respecto al aire, lo que supone resistencias eléctricas inferiores en la mayoría de los casos. Por este motivo, en el presente documento se ensayarán fallos, con resistencias asociadas de hasta 5Ω .

La atenuación de las formas de onda sigue bajando en gran medida y dificulta las estimaciones de la localización del fallo. La función de correlación está muy concentrada en el centro y esto hace que sean más inexactos los cálculos. También se advierte una forma de onda muy irregular en el caso del detector 2 (inversor), que pierde la forma de onda cuadrada, y tiene más escalones.

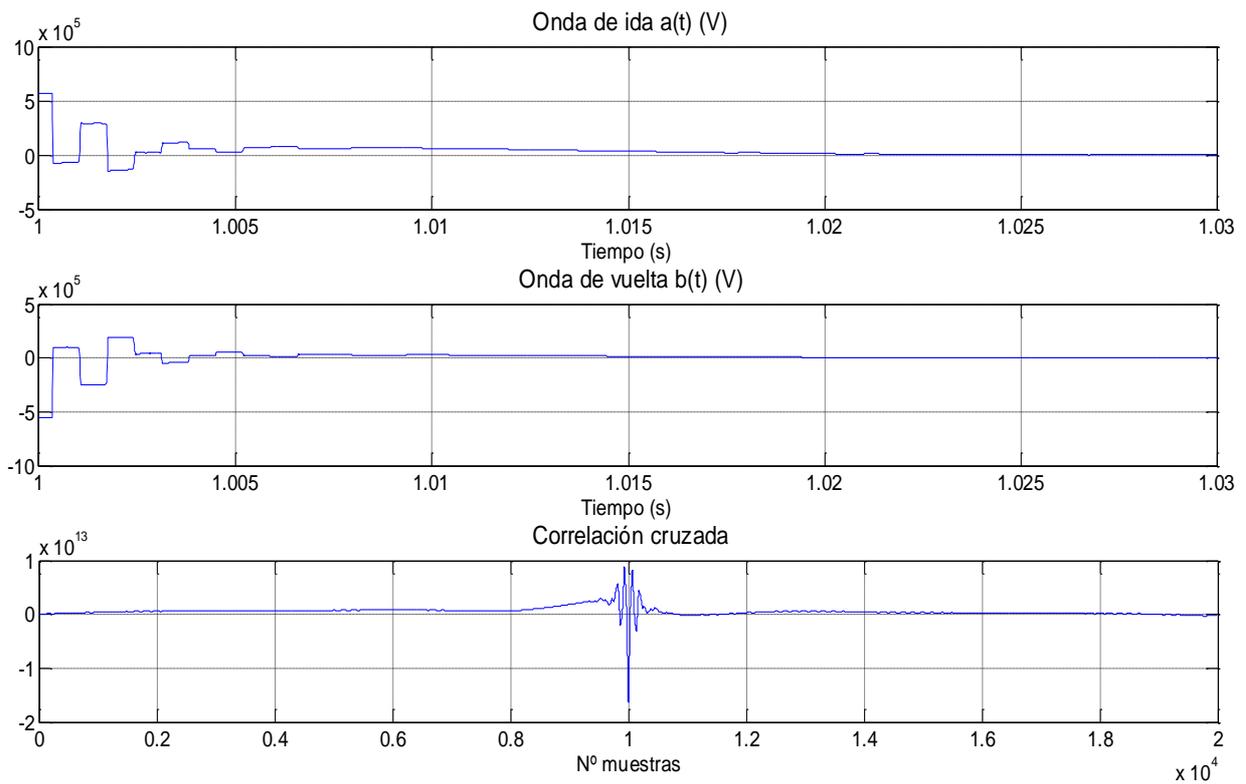


Figura 2.8 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

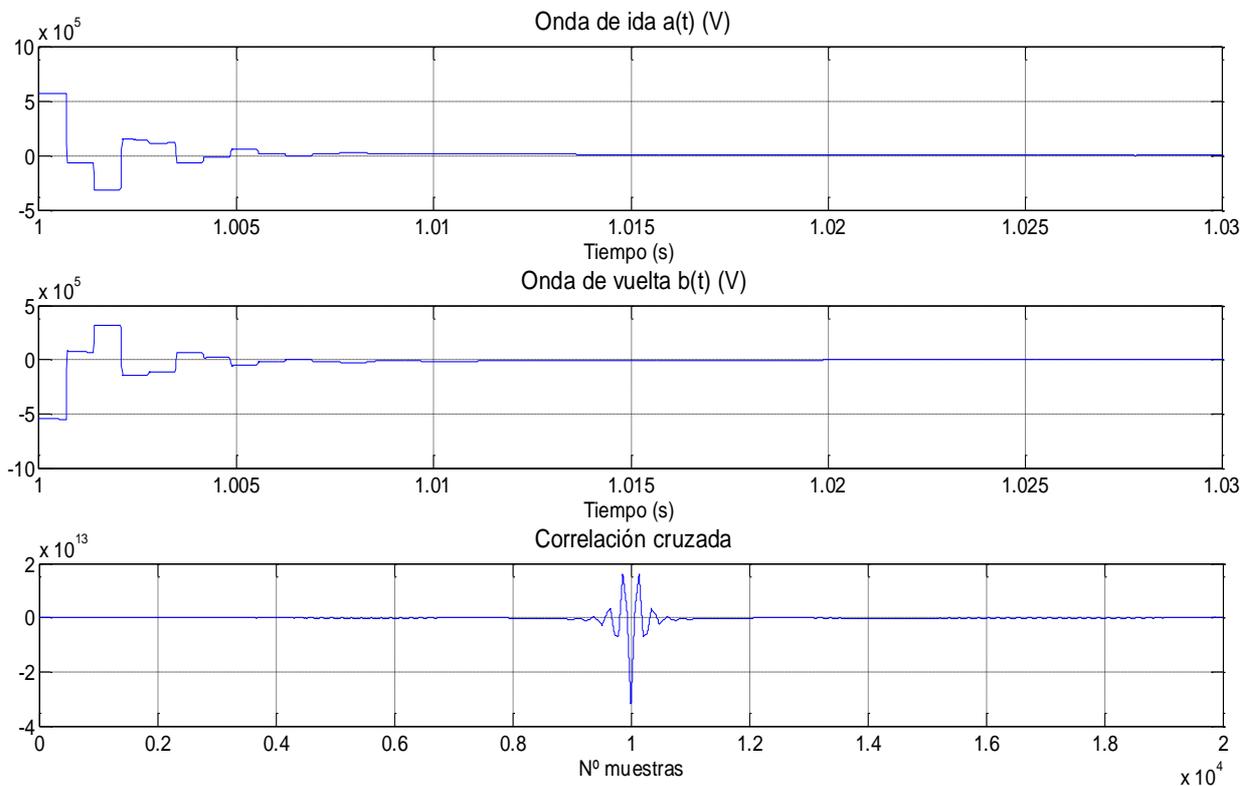


Figura 2.9 Ondas medidas por el inversor: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el inversor $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el rectificador $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$

Los resultados obtenidos mediante el algoritmo son los siguientes:

$$x_1 = 99.5929 \text{ km} ; \varepsilon_{r1} = 0.1357 \%$$

$$x_2 = 100.8142 \text{ km} ; \varepsilon_{r2} = 0.2714 \%$$

Tabla 2.3 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de resistencia falta $R_f = 5 \Omega$

Resistencia de falta $R_f = 5 \Omega$				
Distancia de falta $x = 0 \text{ km}$	Distancia estimada $x_1 \text{ (km)}$	Error relativo $\varepsilon_{r1} \text{ (%)}$	Distancia estimada $x_2 \text{ (km)}$	Error relativo $\varepsilon_{r2} \text{ (%)}$
Distancia de falta $x = 50 \text{ km}$	277,1281	75,7094	50,2960	0,0987
Distancia de falta $x = 100 \text{ km}$	98,6231	0,4590	100,9424	0,3141
Distancia de falta $x = 150 \text{ km}$	151,6374	0,5458	149,7569	0,0810

Salta a la vista que la estimación en el caso de falta en $x = 50 \text{ km}$ es errónea y habría que descartarla. Este error en la medida es debido a la gran atenuación de la onda que provoca la falta con un valor de resistencia de fallo alta. Esto unido a la proximidad al localizador 1, hace que sea casi imperceptible el desfase entre las ondas $a(t)$ y $b(t)$. Sin embargo, cabe destacar que la medida del localizador 2, sí sería correcta en este caso, y podría desestimarse la primera medida mediante algún método de toma de decisiones. Si no, pues debido a la disparidad entre las dos medidas, se descartaría la estimación de la medición, y se devolvería un error.

En general, en el resto de simulaciones, puede comprobarse que en el caso de faltas resistivas las estimaciones tienen un error mayor que en los casos anteriores. Esto puede apreciarse en las ondas $a(t)$ y $b(t)$ de las Figuras 2.8 y 2.9, que en este caso se hacen más irregulares, y con una atenuación mucho mayor, que dificulta la estimación de la localización de la falta.

3. LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES HVDC

En este apartado, se va a abordar la implementación de la localización de faltas en una red HVDC, después de haber desarrollado en el capítulo anterior el caso de la estimación del fallo eléctrico en una línea de transmisión que une dos sistemas. Se considerará un sistema de 3 líneas de transmisión que enlazan 3 sistemas intercambiando energía como se muestra en la Figura 3.1:

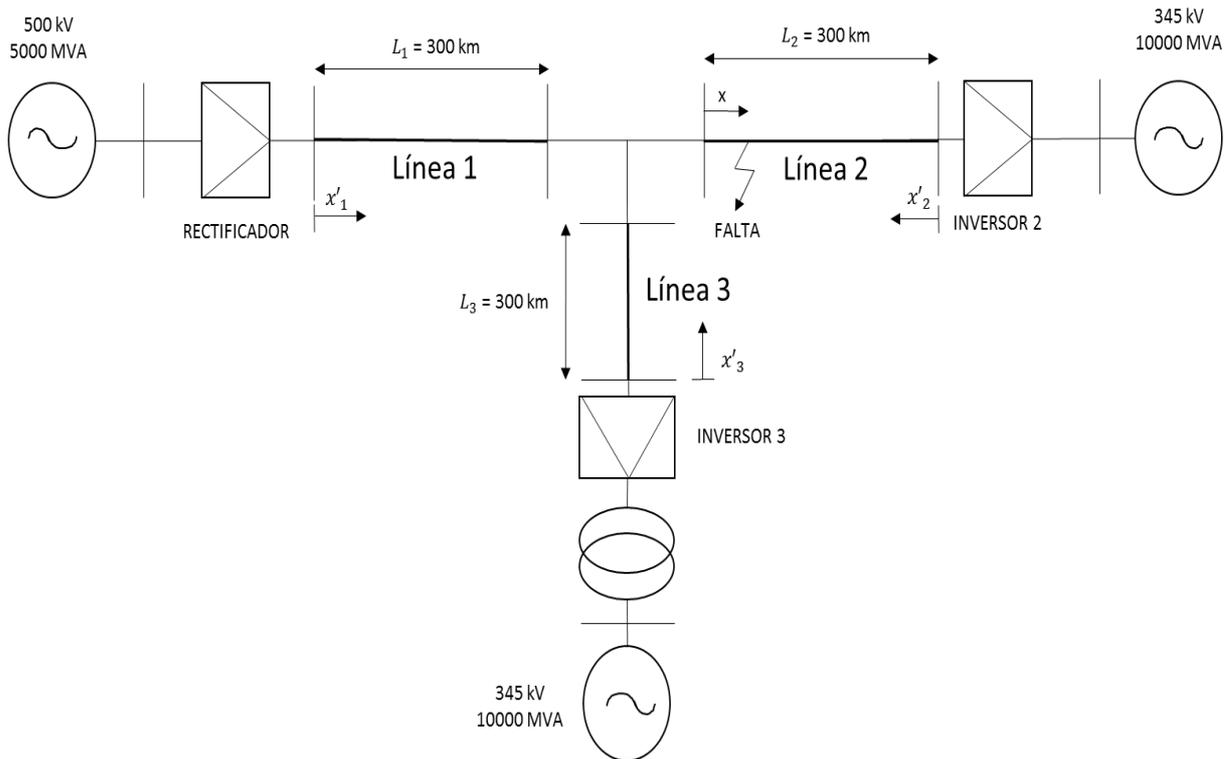


Figura 3.1 Diagrama de red HVDC con 3 líneas de transmisión que enlazan 3 sistemas eléctricos.

3.1 Detección de la línea dónde se produce el fallo.

En este apartado se abordará la problemática de la red de detectar en qué línea se está produciendo el fallo. Se van a instalar 3 detectores, uno en cada línea, para así mediante la comparación de los valores ser capaces de discernir en qué línea se produce el fallo y posteriormente estimar la localización exacta del fallo.

En la detección de la línea donde se produce la falta eléctrica se va a considerar faltas con bajo valor de resistencias de fallo por tratarse de cables submarinos, que como ya se ha indicado anteriormente, presentan fallos no resistivos como norma general. Aquí no es necesario cambios de variables de las detecciones de los localizadores, ya que precisamente con la comparativa de los mismos, se podrá estimar en la línea en la que se produce el fallo.

Para llevar a cabo la localización de la falta donde se produce el fallo eléctrico, se ha desarrollado un algoritmo, Figura 3.2, para comparar las estimaciones de cada localizador, para así poder estimar la línea que está siendo afectada por el fallo, y posteriormente aplicar el algoritmo de estimación de la distancia de falta en la línea que se ve afectada por el fallo.

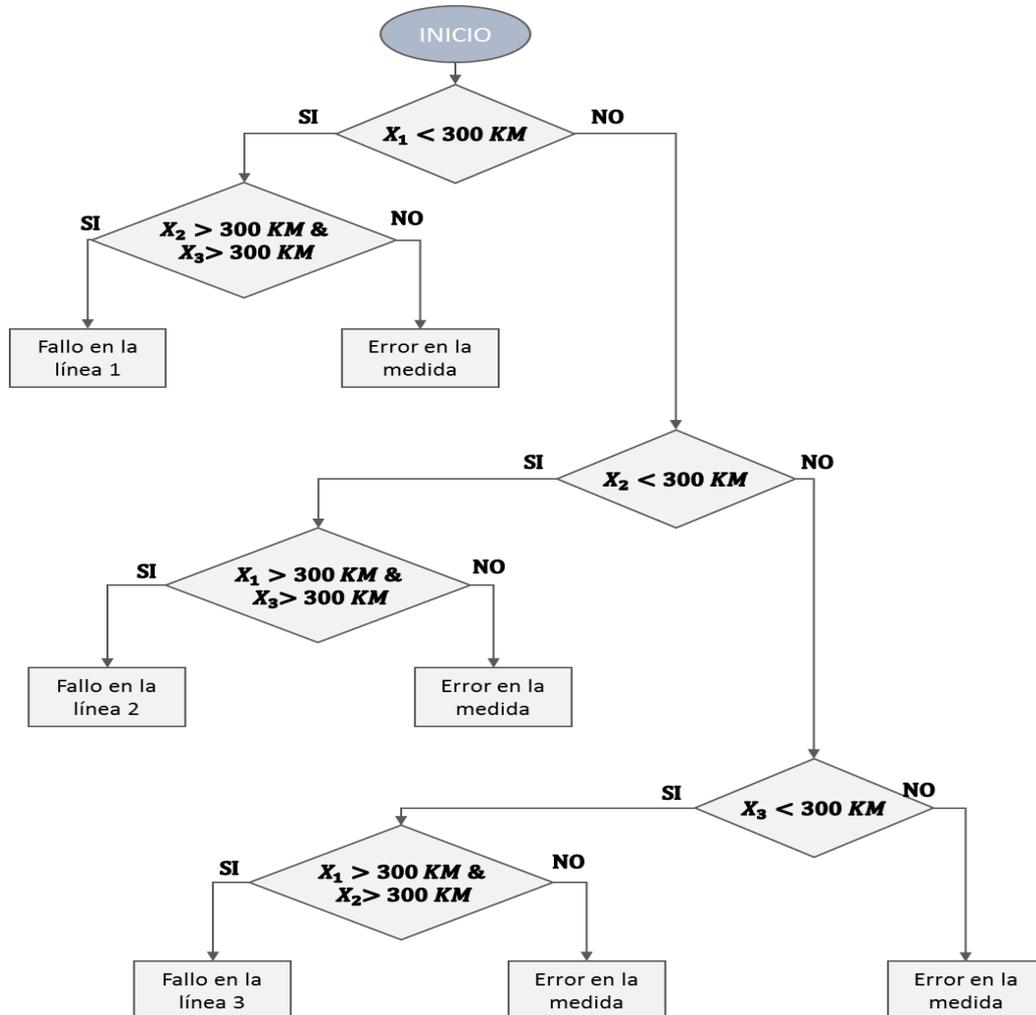


Figura 3.2 Algoritmo de estimación de línea afectada por fallo eléctrico.

Con este algoritmo puede comprobarse si las estimaciones realizadas por los localizadores son correctas o si hay algún posible error en la estimación. Podría implementarse en el algoritmo en caso de conflicto entre las estimaciones realizadas dar prioridad a uno u otro, dependiendo de las características y exigencias de la red que se está protegiendo. En este sentido se ha procedido de la forma más general, considerando que si dos de los localizadores entran en conflicto, el fallo no puede ser localizado.

3.1.1 Fallo eléctrico en la línea 1.

Como se observa en la Figura 3.3, se va a ensayar un fallo eléctrico no resistivo en la línea 1 a $x = 100\text{km}$.

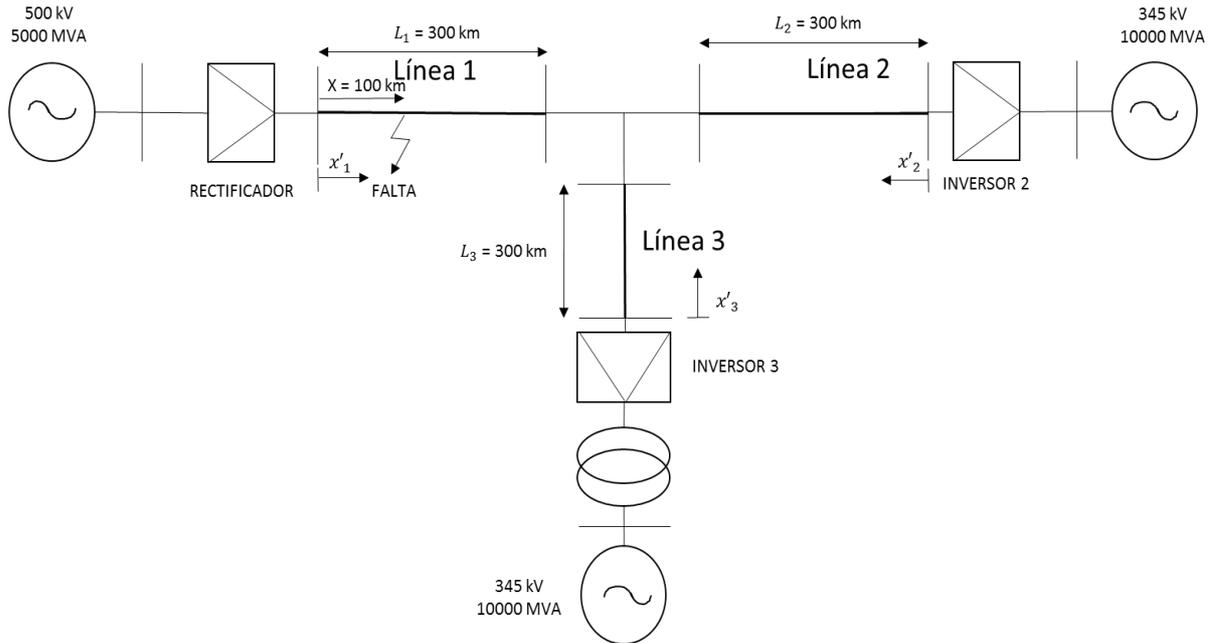


Figura 3.3 Fallo en la línea 1 a $x = 100\text{km}$

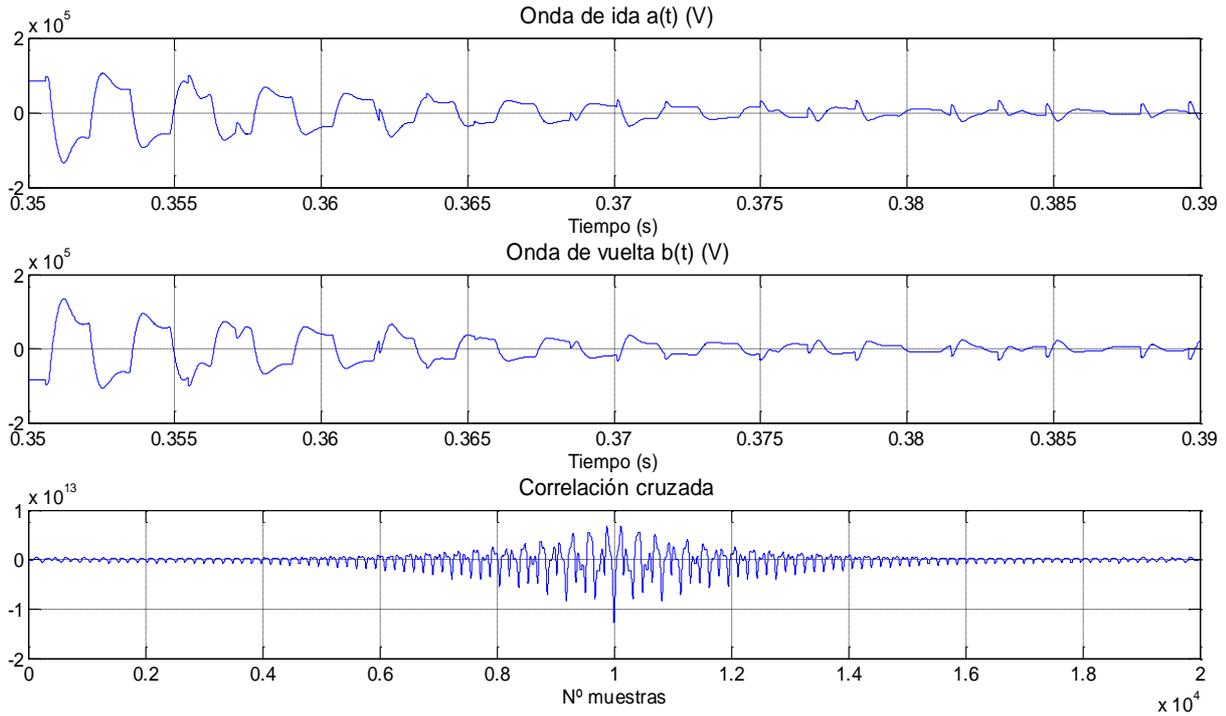


Figura 3.4 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

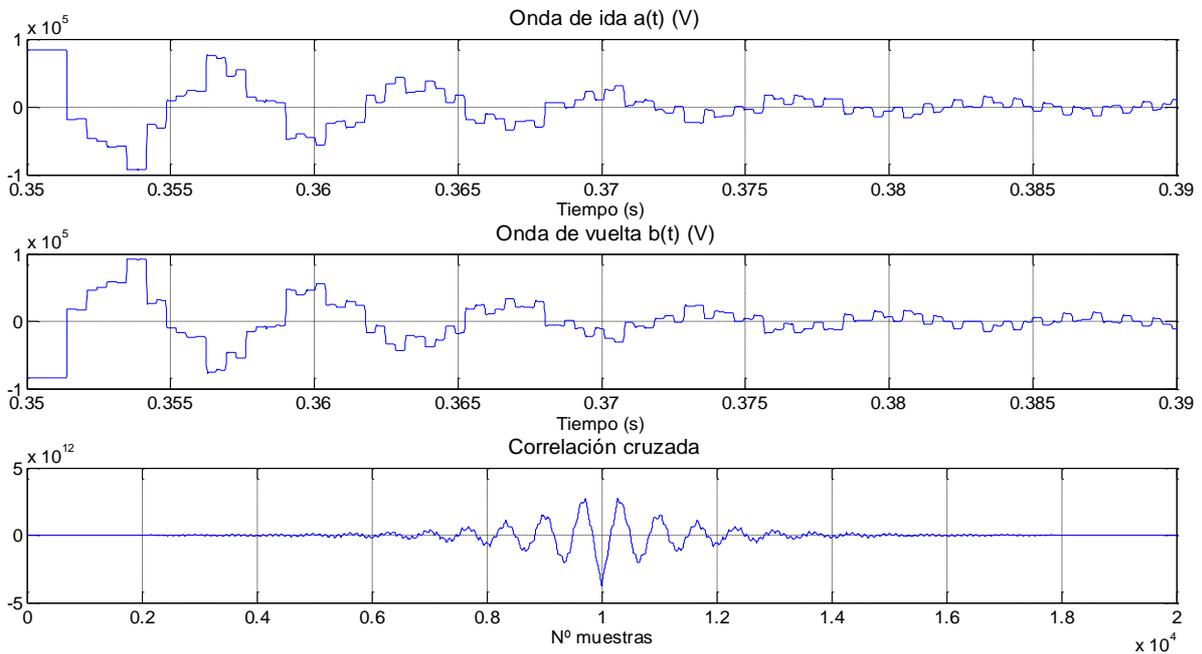


Figura 3.5 Ondas medidas por el inversor 2: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 2 $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$.

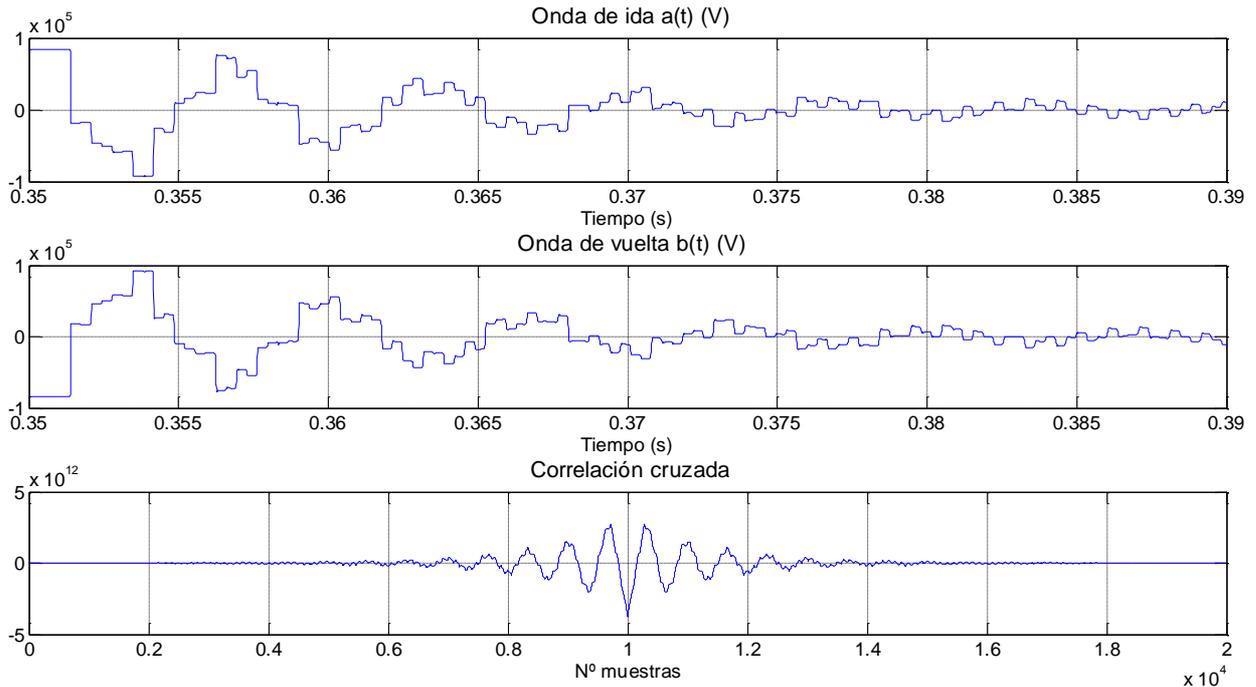


Figura 3.6 Ondas medidas por el inversor 3: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_3(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 3 $b_3(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_3(t)$ y $b_3(t)$.

Queda reflejado en las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4 que las estimaciones de la localización del fallo son peores que en los casos una única línea debido al ruido introducido por la red.

Tras la ejecución del algoritmo de localización de la falta se obtienen los siguientes resultados:

$$x_1 = 93,8194 \text{ km};$$

$$x_2 = 502,2947 \text{ km};$$

$$x_3 = 502,2947 \text{ km};$$

Puede observarse como los localizadores 2 y 3 dan estimaciones idénticas, pues eléctricamente, los dos están “viendo” exactamente el mismo fallo. Queda patente que el localizador de la línea 1 es el que devuelve la peor estimación ya que es la línea por la que circula más energía y por tanto, genera más ruido, que dificulta la medida del fallo. Esto queda patente en la Figura 3.4, en la cual las ondas $a_1(t)$ y $b_1(t)$ presentan irregularidades, y dan lugar a una correlación cruzada con demasiados picos, que hacen que la estimación de la localización sea inexacta.

Si se entra en el algoritmo de la Figura 3.2, se obtiene:

- ¿ $x_1 < 300 \text{ km}$? $\Rightarrow SI$
- ¿ $x_2 > 300 \text{ km}$ & $x_3 > 300 \text{ km}$? $\Rightarrow SI$
- Fallo en la línea 1.

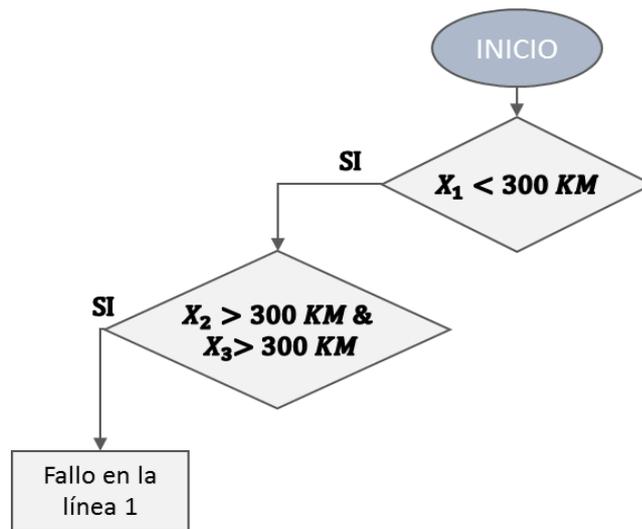


Figura 3.7 Diagrama de flujo para fallo en línea 1

Si se ensayan fallos eléctricos variando la distancia de falta, se obtienen los resultados de la Tabla 3.1

Tabla 3.1 Estimación de la línea afectada para fallos eléctricos en la línea 1.

Fallos eléctricos en la línea 1 en función de la distancia de falta.				
Distancia de falta x	Distancia estimada x_1 (km)	Distancia estimada x_2 (km)	Distancia estimada x_3 (km)	Resultado del algoritmo
Distancia de falta $x = 50$ km	155,8846	552,8129	552,8129	Fallo en la línea 1.
Distancia de falta $x = 100$ km	93,8194	502,2947	502,2947	Fallo en la línea 1.
Distancia de falta $x = 150$ km	155,8846	451,7766	451,7766	Fallo en la línea 1.

Como se observa en la Tabla 3.1, las estimaciones de los localizadores son fiables en los casos de los correspondientes a las líneas 2 y 3, en el caso del localizador 1, no es una medida fiable en el primer caso (fallo en $x = 50$ km), pero aun así, seguiría siendo válido para confirmar que el fallo se da en la línea 1. Esta medida errónea puede descartarse con algún método estadístico que mida la desviación de las medidas, para así descartar las medidas que sobrepasen un margen, y estimar la

localización del fallo con las otras dos medidas.

3.1.2 Fallo eléctrico en la línea 3.

Ahora se va a desarrollar un fallo eléctrico no resistivo en la línea 3 como se muestra en la Figura 3.7, ya que el fallo eléctrico en la línea 2 se desarrollará con más detalle en el siguiente capítulo. Se simulará un fallo en la línea 3 a una distancia $x = 50$ km desde el inversor 3.

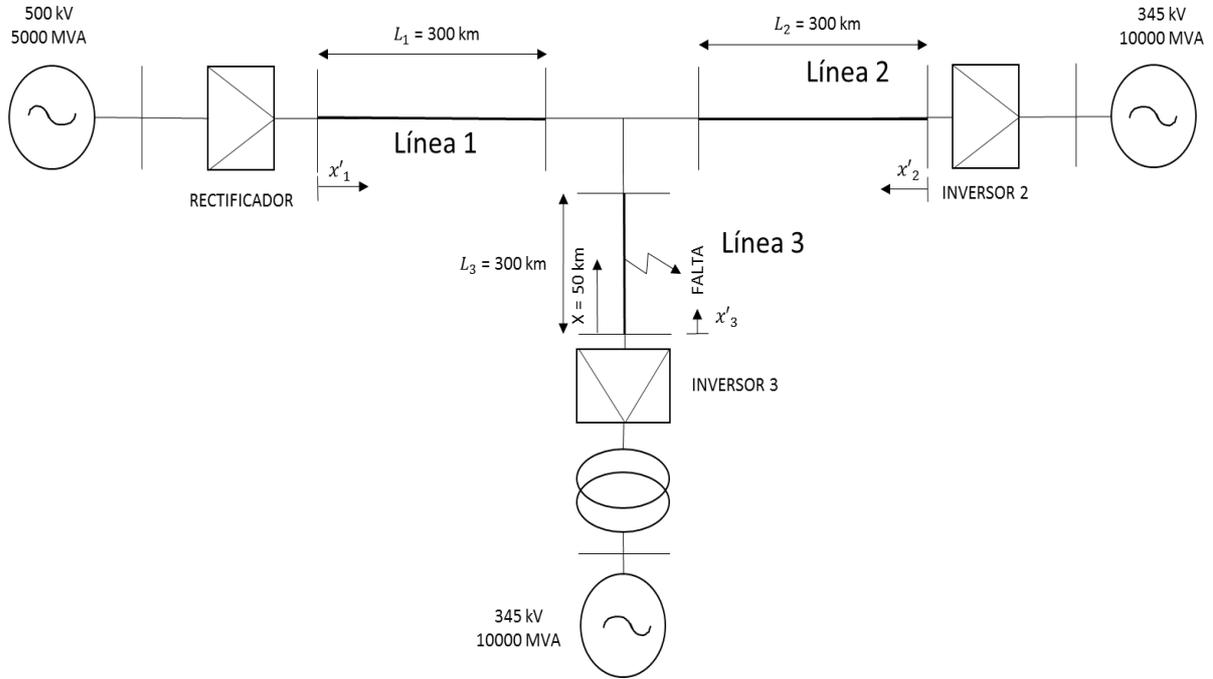


Figura 3.8 Fallo en la línea 3 a $x = 50$ km

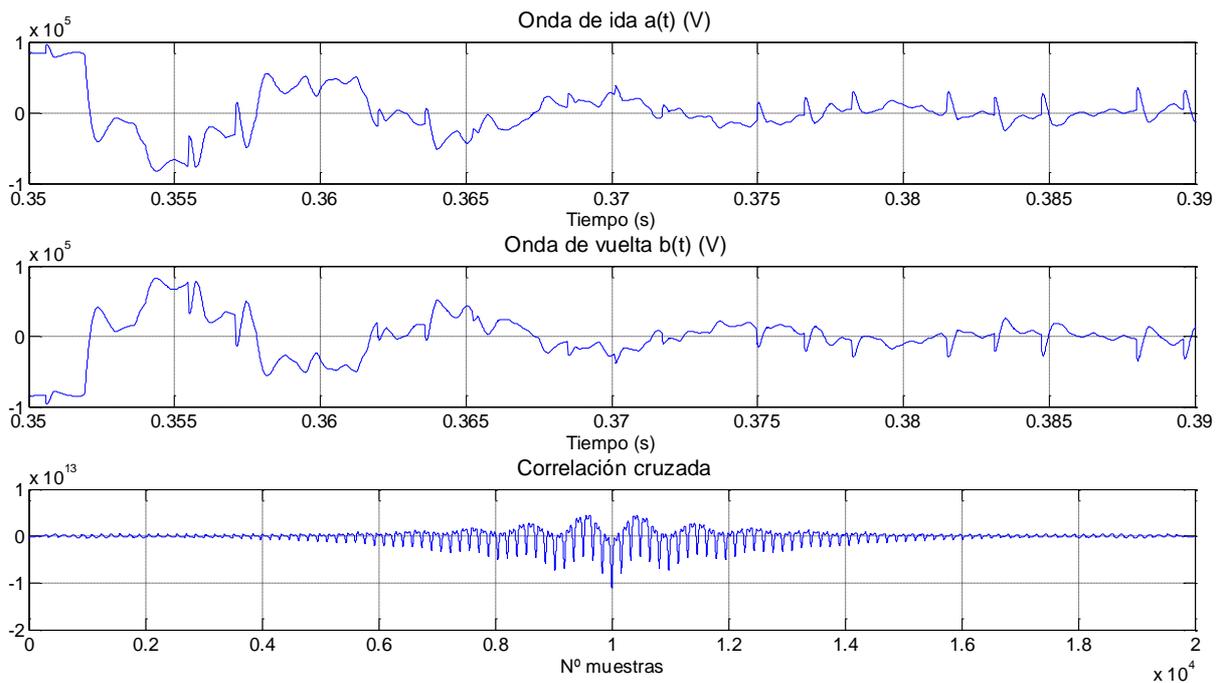


Figura 3.9 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

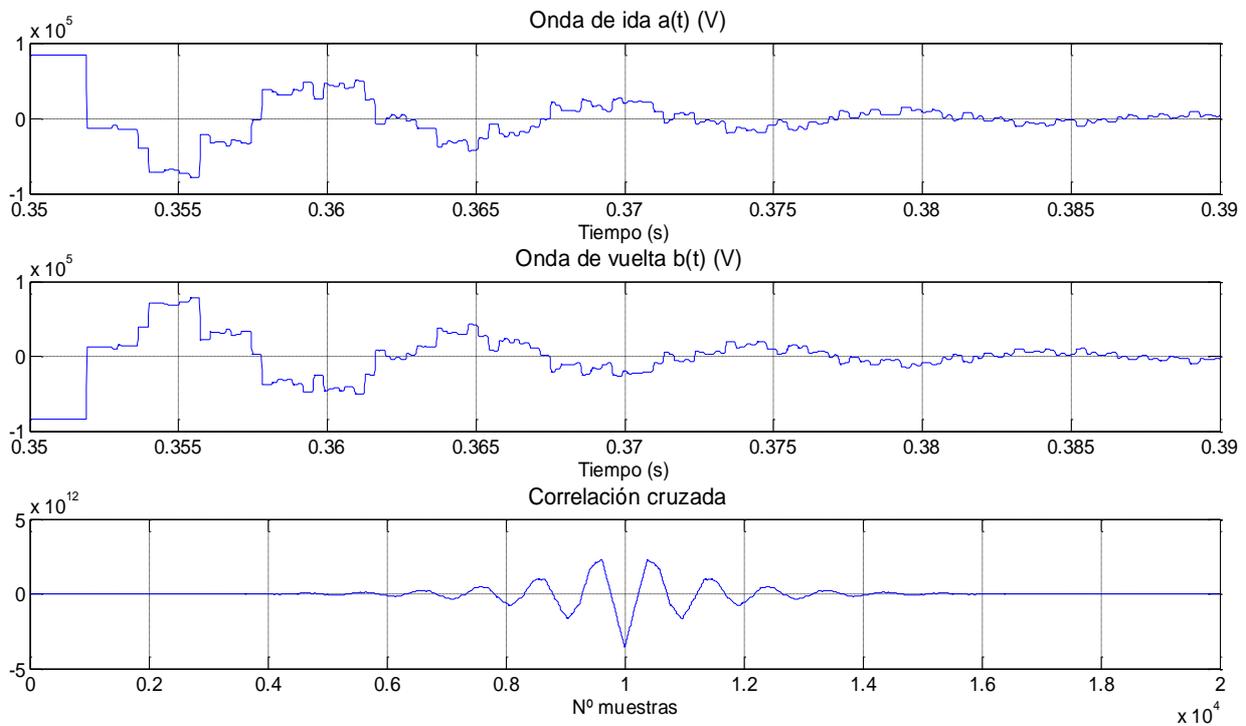


Figura 3.10 Ondas medidas por el inversor 2: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 2 $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$.

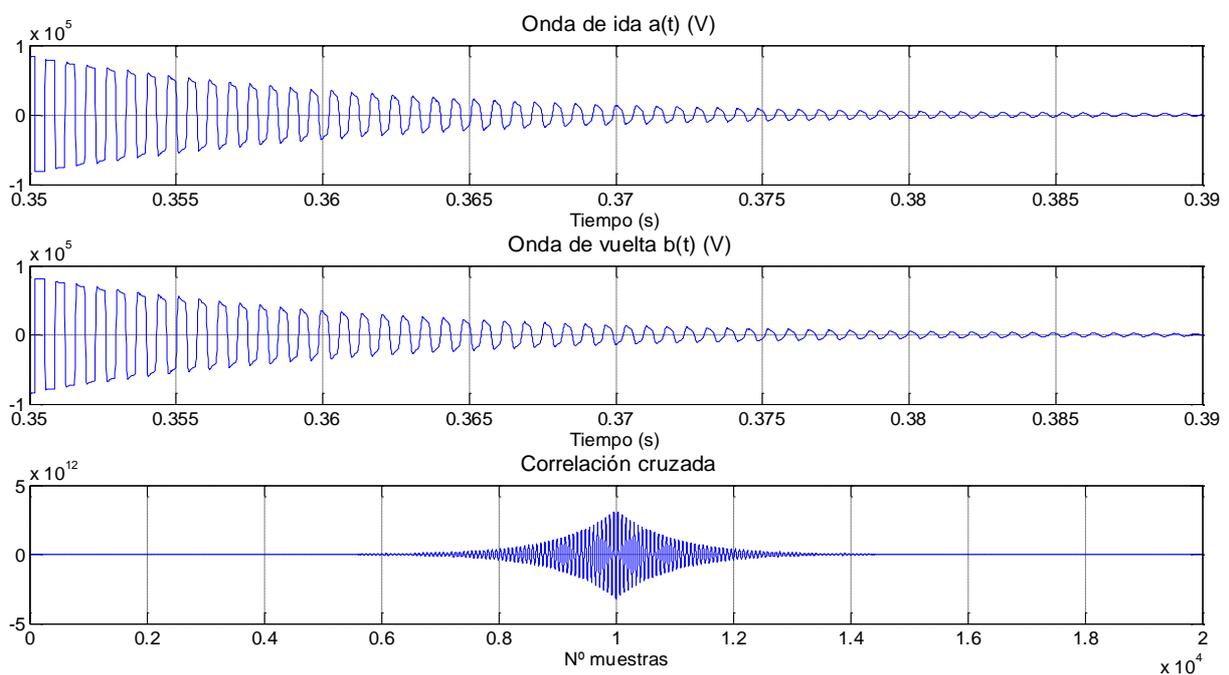


Figura 3.11 Ondas medidas por el inversor 3: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_3(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 3 $b_3(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_3(t)$ y $b_3(t)$.

Dado que la falta está localizada en $x = 50$ km, el inversor 3 tiene las ondas $a(t)$ y $b(t)$ con una frecuencia alta, pues rebotará en el fallo muy rápidamente. El localizador de la línea 1 vuelve a ser el que ofrece una medida menos fiable de los 3, debido al ruido generado por el sistema, como se refleja en la Figura 3.9. Si se aplica el algoritmo para estimar la localización del fallo se obtienen los siguientes resultados:

$$x_1 = 544.1526 \text{ km};$$

$$x_2 = 552.8129 \text{ km};$$

$$x_3 = 50.5181 \text{ km};$$

En este caso, los resultados son muy favorables y darán una excelente estimación de la distancia del fallo que se está considerando en este apartado.

Aplicando el algoritmo de estimación de la línea afectada por la falta eléctrica:

- ¿ $x_1 < 300 \text{ km}$? \Rightarrow NO
- ¿ $x_2 < 300 \text{ km}$? \Rightarrow NO
- ¿ $x_3 < 300 \text{ km}$? \Rightarrow SI
- ¿ $x_1 > 300 \text{ km} \ \& \ x_2 > 300 \text{ km}$? \Rightarrow SI
- Fallo en la línea 3.

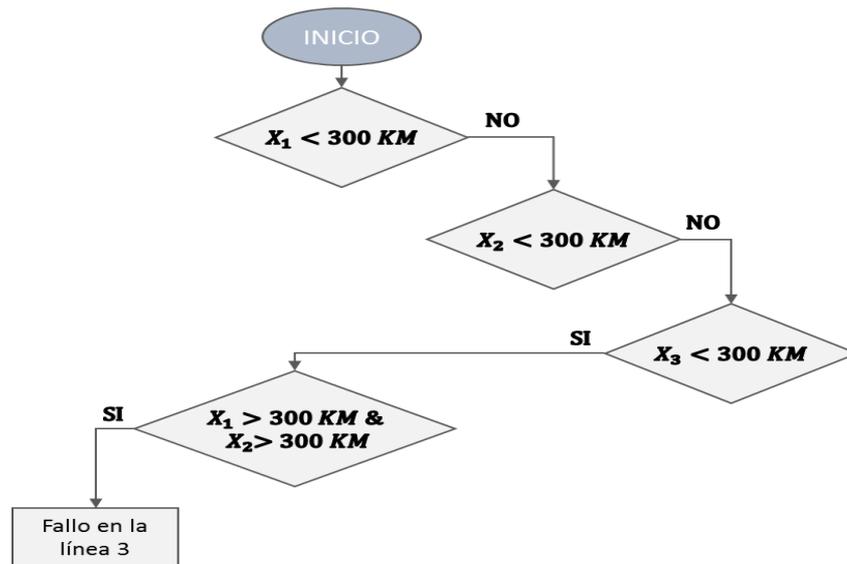


Figura 3.12 Diagrama de flujo para fallo en línea 3

Si se repiten las simulaciones para distintas distancias de la falta eléctrica, se obtienen los datos de la Tabla 3.2:

Tabla 3.2 Estimación de la línea afectada para fallos eléctricos en la línea 1.

Fallos eléctricos en la línea 1 en función de la distancia de falta.				
Distancia de falta x	Distancia estimada x_1 (km)	Distancia estimada x_2 (km)	Distancia estimada x_3 (km)	Resultado del algoritmo
Distancia de falta $x = 50$ km	544,1526	552,8129	50,5181	Fallo en la línea 3.
Distancia de falta $x = 100$ km	538,3791	502,2947	99,5929	Fallo en la línea 3.
Distancia de falta $x = 150$ km	541,2659	451,7766	150,1111	Fallo en la línea 3.

Puede apreciarse que en este caso vuelve a quedar patente la inexactitud de la línea dos para estimar la distancia de fallo, pero mediante la aplicación del algoritmo de detección de la línea afectada se puede averiguar en qué línea se está produciendo la falta. Para estimar la distancia de fallo puede aplicarse, como se ha dicho en la sección anterior, un proceso estadístico que descarte la medida de la línea 1 y que cogiendo las otras dos medidas se estime la distancia de falta sin problemas.

3.2 Ensayo de fallos eléctricos en la línea 2.

En este apartado se va a ensayar faltas en una red HVDC como la que muestra la Figura 3.1. A modo de ejemplo se van a realizar fallos solamente en la línea 2 debido al gran número de variables con las que se tiene que trabajar en este apartado. Las faltas eléctricas en este apartado se van a realizar todas con $R_f = 0 \Omega$ para simplificar los casos considerados y no añadir dificultades al algoritmo de localización.

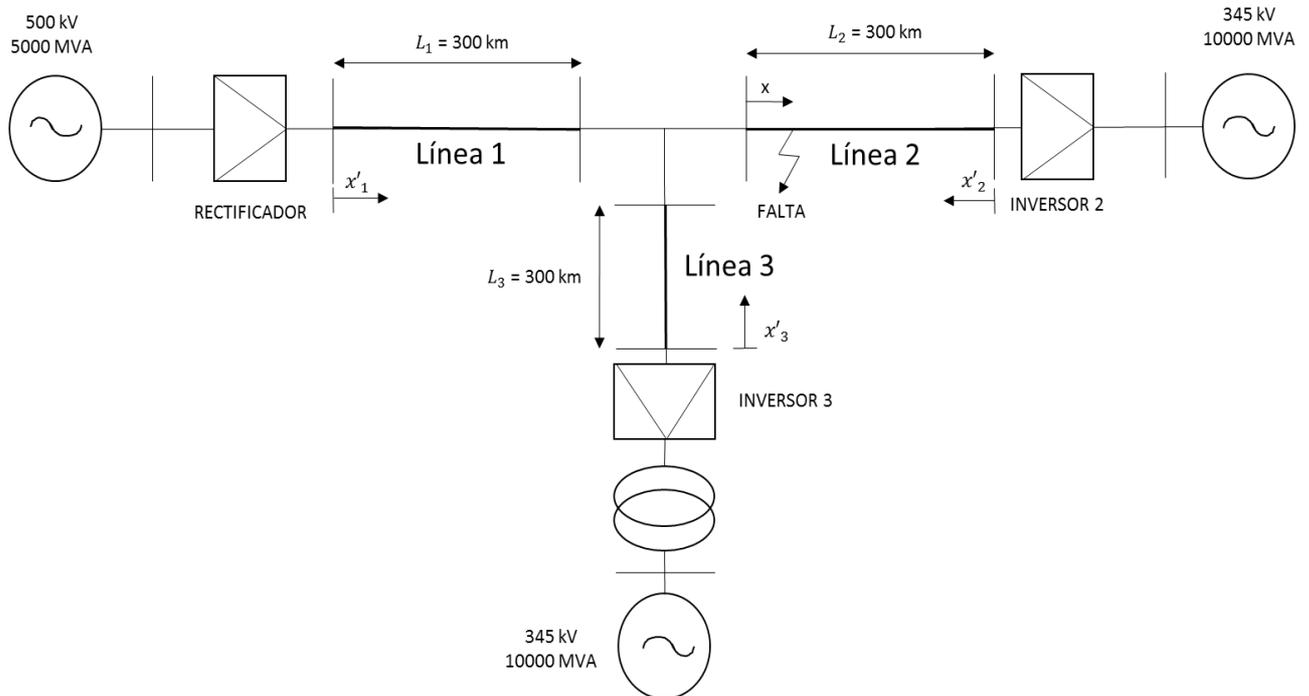


Figura 3.13 Diagrama de red HVDC con 3 sistemas intercambiando potencia

Se van a definir las variables de estimación de la localización de la falla como:

$$\text{En el rectificador:} \quad x_1 = x'_1 - 300 \text{ km} \quad (3.1)$$

$$\text{En el inversor 2:} \quad x_2 = 300 - x'_2 \text{ km} \quad (3.2)$$

$$\text{En el inversor 3:} \quad x_3 = x'_3 - 300 \text{ km} \quad (3.3)$$

De esta manera se tienen referidas todas las estimaciones a la línea 2, para así poder comparar unas estimaciones con otras. Se debe destacar que estos cambios de variables son a modo de simplificación para el caso que se aborda en este apartado. Para implementar las localizaciones en la práctica con estos cambios de variables se perdería la capacidad de discernir en qué línea se está dando el fallo.

3.2.1 Caso 1. Fallo con Resistencia de falta nula en la línea 2.

Se va a provocar ahora un fallo eléctrico no resistivo a una distancia de 100 km desde el origen de la línea 2 como muestra la Figura 3.14.

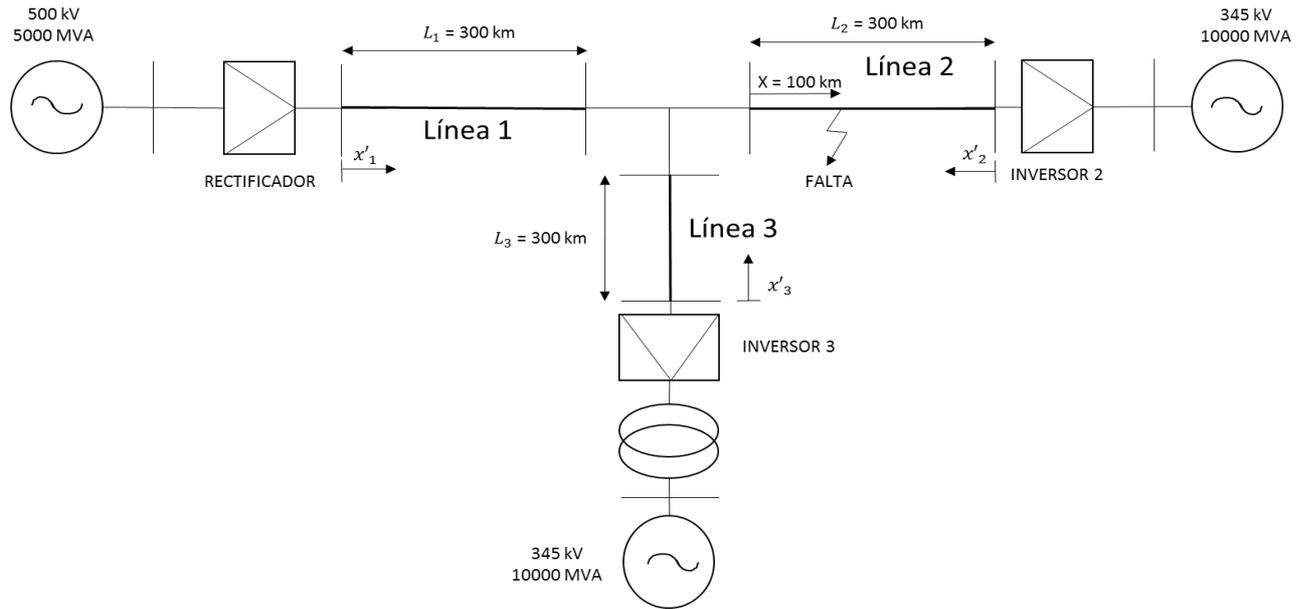


Figura 3.14 Falta en la línea 2 con $x=100$ km y $R_f = 0 \Omega$

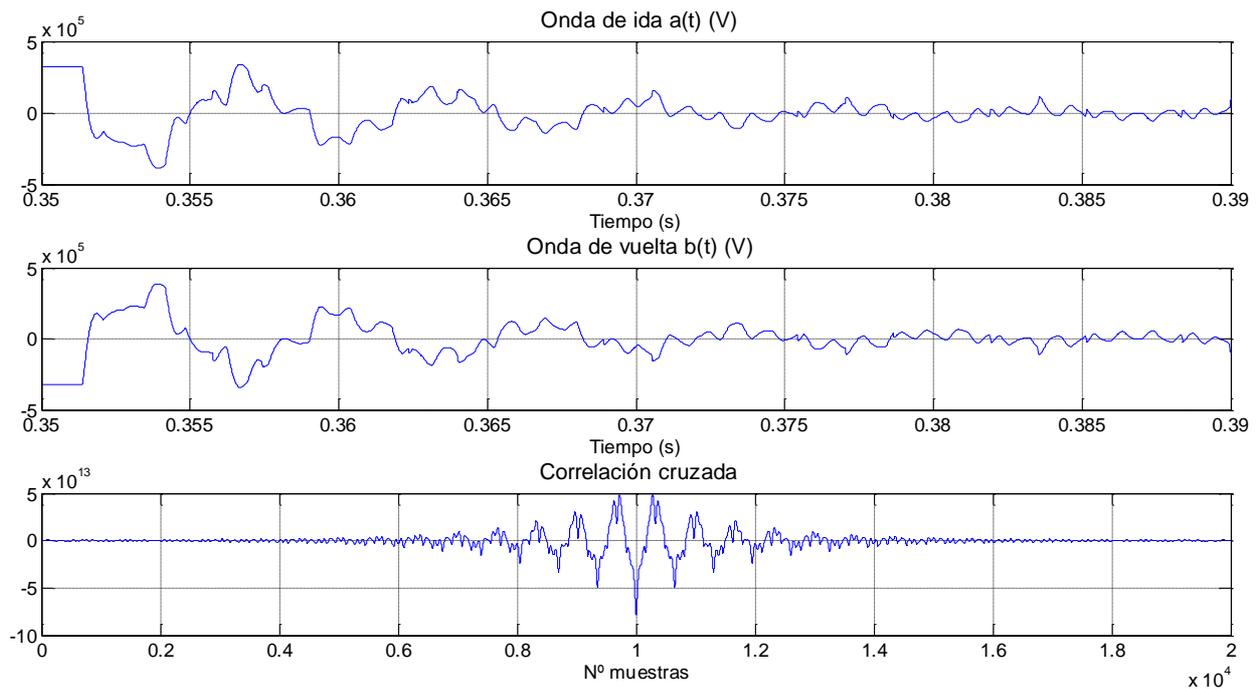


Figura 3.15 Ondas medidas por el rectificador: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_1(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor $b_1(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_1(t)$ y $b_1(t)$.

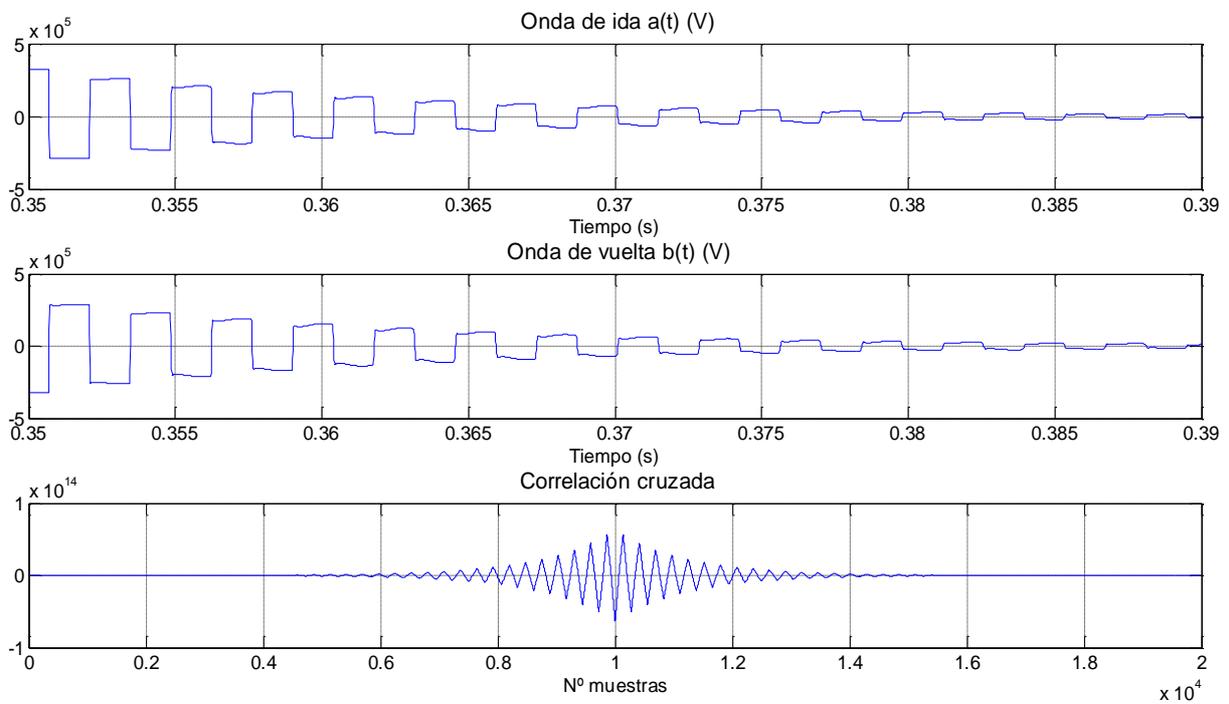


Figura 3.16 Ondas medidas por el inversor 2: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_2(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 2 $b_2(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_2(t)$ y $b_2(t)$.

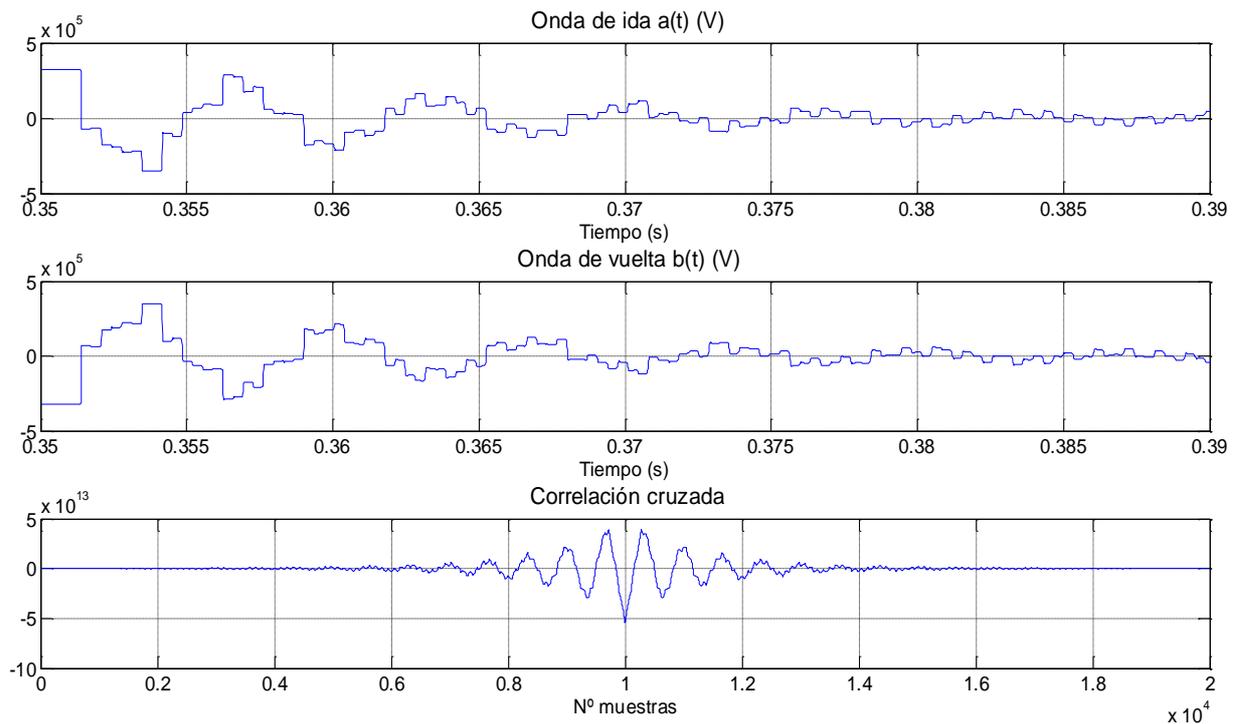


Figura 3.17 Ondas medidas por el inversor 3: a) Onda de vuelta desde la falta hasta el rectificador $a_3(t)$. b) Onda de ida desde la falta hasta el inversor 3 $b_3(t)$. c) Correlación cruzada entre $a_3(t)$ y $b_3(t)$.

Se puede observar como las ondas tienen un mayor ruido que dificulta en gran medida la estimación de la falta, en comparación con el caso de una sola línea. En las ondas de la línea 2, que es donde se produce el fallo, no está tan presente este ruido, ya que el fallo se produce en esta misma línea y hace que la estimación sea mucho más fiable que en las otras dos líneas. En estos casos, la peor estimación es la de la línea 1, como puede verse en la correlación de las ondas de ida y vuelta, que es claramente irregular y que dará una estimación poco fiable, y que sobre todo servirá para confirmar que el fallo se produce fuera de la línea 1, pero no aportará mucho más en la estimación de la distancia de falta.

Los resultados obtenidos mediante el algoritmo son los siguientes:

$$x_1 = 102,7018 \text{ km}; \quad \varepsilon_{r1} = 0,9006 \%$$

$$x_2 = 100,8142 \text{ km}; \quad \varepsilon_{r2} = 0,2714 \%$$

$$x_3 = 101,2584 \text{ km}; \quad \varepsilon_{r3} = 0,4195 \%$$

En este caso, todas las estimaciones tienen un error relativo inferior al 1 %, lo que resulta muy favorable para la estimación de la distancia de falta mediante la media de las tres medidas

Si se repiten estas simulaciones para distintos para distintas distancias de fallo no resistivo en la línea 2, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 3.3 Variación de la distancia de falta estimada y su error relativo para el caso de falta no resistiva.

Resistencia de falta $R_f = 0 \Omega$						
Distancia de falta x	Distancia estimada x_1 (km)	Error relativo ε_{r1} (%)	Distancia estimada x_2 (km)	Error relativo ε_{r2} (%)	Distancia estimada x_3 (km)	Error relativo ε_{r3} (%)
Distancia de falta $x = 50$ km	76,7211	8,9070	50,2960	0,0987	52,1837	0,7279
Distancia de falta $x = 100$ km	102,7018	0,9006	100,8142	0,2714	101,2584	0,4195
Distancia de falta $x = 150$ km	242,7093	30,9031	149,8889	0,0370	151,7766	0,5922

En la Tabla 3.3 se puede ver como los errores de los localizadores de la línea 1 son importantes, y aunque estima en qué línea se está produciendo el fallo, no es una estimación fiable de la distancia del fallo. Esta carencia puede ser subsanada por la estimación de los estimadores de los inversores 2 y 3, que sí son fiables.

4. CONCLUSIONES

Para concluir, se va a enumerar una serie de puntos fundamentales que se han observado durante el desarrollo del documento, que son importantes destacar.

En primer lugar, la conclusión que se considera más importante, es la de que los localizadores estiman mejor la localización del fallo cuanto más lejos estén de él. Esta conclusión tiene un gran peso en el desarrollo en la localización de faltas, ya que supone un criterio sencillo a aplicar cuando haya más de una estimación a tener en cuenta, para dar prioridad a uno u otro en caso de discrepancias en las estimaciones. Esto es debido a los rebotes de las ondas de ida y vuelta, que en el caso del localizador que esté más alejado, tendrán una frecuencia menor y esto hará que sea más fácil medir los retrasos temporales entre ambas ondas. En el caso del localizador más cercano a la falta, los rebotes de las ondas serán con una frecuencia mucho más alta, y esto unido al ruido inherente al sistema, dificultara mucho la medida del desfase temporal entre ellas.

Destacar también las imprecisiones del algoritmo de localización en los fallos resistivos, en los que la atenuación de las ondas supone la obtención de estimaciones erróneas. Esto es un inconveniente a tener en cuenta en la instalación de este sistema de localización de faltas, el cual solo podría instalarse en sistemas en los que no se dieran casos de faltas resistivas. En este documento no tiene especial relevancia este inconveniente, pues se ha tenido en cuenta un sistema con líneas de transmisión submarinas, que se caracterizan por tener faltas con valor de resistencia de fallo muy bajas.

Para terminar, realzar la precisión del algoritmo de estimación, el cual en los casos más normales no supera el 0.5 % de error. Esto es fundamental en líneas de transmisión de grandes distancias, en la que un error de un 1 % supondría 3 kilómetros de inexactitud. Esto sumado a que se trata de líneas submarinas, implicaría un obstáculo aún mayor a la hora de reparar el defecto por parte del equipo de mantenimiento.

REFERENCIAS

- [1] «Friends of the Supergrid,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>.
- [2] R. Estévez, «Eco Inteligencia,» Septiembre 2010. [En línea]. Available: <http://www.ecointeligencia.com/2010/09/supergrid-la-red-inteligente-europea-de-energias-renovables/>.
- [3] D. J. B. Merino, «Operación en Sistemas HVDC,» Leganés, 2012.
- [4] L. Vanfretti, «Modelos matemáticos y herramientas de software para la simulación de líneas de transmisión en estado dinámico,» Guatemala, 2004.
- [5] J. C. Fernández, «Electromagnetismo: Líneas de transmisión,» vol. 2, 2004.
- [6] S. Sefidpour, Pilot Protection Based on Directional Detection, Estocolmo, 2009.
- [7] S. Sefidpour, Pilot Protection Based on Directional Detection, Royal Institute of Technology , 2009.
- [8] M. I. M. Vitins, «A CORRELATION METHOD FOR TRANSMISSION LINE PROTECTION,» de *Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1978.
- [9] A. M. Z., «PROTECCIONES SISTEMAS HVDC,» *Kosmos*.
- [10] E. W. Weisstein, «MathWorld--A,» Wolfram Web Resource, 2015. [En línea]. Available: <http://mathworld.wolfram.com/Cross-Correlation.html>.
- [11] «Elektrisola,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.elektrisola.com/es/materiales-conductores/cobre.html>.
- [12] ABB, 2006. [En línea]. Available: <https://library.e.abb.com/public/1591f139098f62e5c1257154002f9801/HVDC%20Light%20power%20cables.pdf>.
- [13] J. L. Hernández, «Líneas Eléctricas de Alta Tensión,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.tuveras.com/lineas/parametros/parametros.htm>.
- [14] BRUGG, «BRUGG Files,» 2006. [En línea]. Available: http://nepa-ru.com/brugg_files/02_hv_cable_xlpe/03_web_xlpe_guide_en.pdf.

