



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería.

Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes.

Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales con la presencia de generación distribuida.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes.

Autor:

Milton Cristóbal Cabrera Buestán

CI: 0301443503

Correo electrónico: miltonccabrerab@yahoo.es

Director:

Patricio Alcides Astudillo Salinas

CI:1400588628

Cuenca, Ecuador

29-enero-2021



Resumen:

Con el auge de la explotación de las fuentes de energía renovable, surge la generación distribuida, utilizada, principalmente, en los sistemas de distribución eléctrica. Estas fuentes adicionales brindan grandes beneficios a la red, pero modifican su funcionamiento tradicional, especialmente de los alimentadores radiales. Una de las consecuencias es el cambio en los niveles de corrientes de falla, pues estas fuentes aportan durante un eventual cortocircuito, con lo que se requiere una adecuada reconfiguración de cada uno de los dispositivos de protección instalados en el sistema.

En este documento se analiza un método de coordinación de cada uno de los elementos de protección, conservando, de ser posible, toda la infraestructura inicial de la red, considerando las restricciones constructivas y operativas de los relés, reconectores y fusibles instalados.

El proceso se basa en dividir el sistema en ramales de operación y con la ayuda de un script computacional, se calculan los parámetros de tiempo que deben aplicarse a cada uno de los relés y reconectores existentes. Al final se analiza los resultados obtenidos para encontrar el que mejor rendimiento ofrezca para garantizar una adecuada selectividad.

Palabras claves: Protecciones. Sobrecorriente. Relés. Reconectores. Generación Distribuida.



Abstract:

Renewable energy sources market is growing, and distributed generation arises, whose application is focused mainly in electrical distribution systems. These additional sources provide great benefits to the network, but modify its traditional operation, especially for radial feeders. One of the consequences is the change in the levels of fault currents, because these sources contribute during an eventual short circuit, which requires an adequate reconfiguration of each of the protection devices installed in the system.

This document analyzes a method of coordinating each of the protection elements, preserving, if possible, the entire initial network infrastructure, considering the constructive and operational restrictions of the relays, reclosers and fuses installed.

The process is based on dividing the electric system into operating branches and, with a computational script, the time parameters that must be applied to each of the existing relays and reclosers are calculated. Finally, results obtained are analyzed to find the one that offers the best performance to guarantee adequate selectivity.

Keywords: Protections. Overcurrent. Relays. Reclosers. Distributed Generation.



ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	15
INTRODUCCIÓN.....	15
ANTECEDENTES	15
Objetivo General	16
Objetivos específicos	17
1.2 JUSTIFICACIÓN	17
1.3 ALCANCE	17
1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	18
CAPÍTULO 2 ANALISIS DE ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	20
2.1 GENERALIDADES	20
2.2 INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	21
2.3 TIPOS DE GENERACIÓN MÁS COMUNES INTERCONECTADOS AL NIVEL DE MEDIA TENSIÓN.	23
2.4 INVERSORES PARA ACOPLA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	41
CAPÍTULO 3 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GD.	45
3.1 FLUJOS DE POTENCIA Y ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA RADIAL.....	45
3.1.1 GENERALIDADES.....	45
3.2 FLUJO DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR RADIAL IEEE-33.....	52
3.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	54
3.3.1 GENERALIDADES.....	54



3.3.2 CORTOCIRCUITO EN UN ALIMENTADOR RADIAL.....56

3.3.3 EFECTOS DE LA GD EN UN ALIMENTADOR RADIAL57

3.3.4 EFECTOS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO59

CAPÍTULO 4 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.....62

4.1 GENERALIDADES62

4.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....63

4.2.3 RELÉS DIRECCIONALES68

4.2.4 FUSIBLES.....69

4.2.5 RECONECTADORES.....73

4.3 COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE.....76

4.3.1 Principios generales76

4.3.3 Criterios generales para la coordinación de protecciones80

4.3.4 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente.81

4.3.5 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente y reconectadores.81

4.3.6 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente, reconectadores automáticos y fusibles.82

CAPÍTULO 5 CÁLCULO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADORES CON GD.85

5.1 EL PROBLEMA DE LOS FLUJOS DE POTENCIA BIDIRECCIONALES EN UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....85

5.2 ALGORITMO DE CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....86

5.2.1 Coordinación de protecciones en un modelo con relés de tiempo inverso.88



5.2.2 Coordinación de protecciones incluyendo el modelo de un reconectador.	89
5.2.3 Coordinación de protecciones incluyendo el modelo de un fusible.	90
5.2.4 Consideraciones y criterios para coordinar las protecciones.	91
5.2.5 Coordinación de protecciones en el IEEE 33-Bus con Generación Distribuida.	92
5.2.6 Método de cálculo propuesto.	95
5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	102
5.4 ANÁLISIS DE LA DISPOSICIÓN FÍSICA DE LOS DISPOSITIVOS EN UNA RED CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	104
5.4.1 Incremento o decremento de los tiempos de actuación.	104
5.4.2 Elementos de protección adicional.	109
5.5 USO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS; IED'S.	110
5.6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.	111
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	113
6.1 CONCLUSIONES.	113
6.2 RECOMENDACIONES.	114
CAPÍTULO 7 REFERENCIAS.	115
ANEXO I. CODIGO IMPLEMENTADO EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE LOS TIEMPOS DE COORDINACIÓN.	121
Programa Principal.	121
Código auxiliar para interpolar las curvas de actuación de los fusibles.	125
ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉS Y RECONECTADORES UTILIZADOS EN EL ESTUDIO.	127
ANEXO III. TABLAS CON CURVAS DE ACTUACIÓN DE LOS FUSIBLES.	145



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Esquema clásico de un alimentador con Generación Distribuida.	22
Figura 2-2 Clasificación de la Generación distribuida de acuerdo al tipo de acople en la red [7].	23
Figura 2-3. Esquema básico de conversión de la energía del viento en energía eléctrica.	28
Figura 2-4. Estructura general de una celda solar fotovoltaica [15]	29
Figura 2-5. Clasificación de celdas PV [16]	30
Figura 2-6. Esquema general de un sistema solar fotovoltaico.....	32
Figura 2-7. Esquema de un sistema CHP conectado a la red de distribución.....	35
Figura 2-8. Esquema de un sistema CHP impulsado por una turbina de vapor.	36
Figura 2-9. Esquema de un sistema CHP impulsado por una turbina de gas	37
Figura 2-10. Esquema de un sistema CHP en ciclo combinado.	38
Figura 2-11. Esquema básico de una pila de combustible.....	39
Figura 2-12. Operación de un sistema basado en pilas de combustible [23]	40
Figura 3-1. Esquema general de un sistema de distribución [33].	45
Figura 3-2. Sistema IEEE 33 Bus	48
Figura 3-3. Nivel de tensión en las diferentes barras del sistema radial IEEE 33-Bus en kV.	53
Figura 3-4. Flujo de potencia activa y reactiva a través de las líneas del sistema IEEE 33-Bus.	54
Figura 3-5. Tipos de cortocircuitos en una red trifásica [40].....	55
Figura 3-6. Comparativo de corrientes máximas de cortocircuitos para el IEEE 33-Bus	56
Figura 3-7. Comparativo de corrientes máximas de cortocircuitos para el IEEE 33-Bus	57
Figura 3-8. Niveles de tensión en el IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida.	58



Figura 3-9. Flujos de potencia en el IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida59

Figura 3-10. Corrientes de cortocircuito trifásicas en el sistema IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida 60

Figura 3-11. Diferencia de corrientes de cortocircuito trifásicas en el sistema IEEE 33-Bus entre los casos con y sin Generación Distribuida. 60

Figura 3-12. Corrientes de cortocircuito monofásicas en el sistema IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida 61

Figura 3-13. Diferencia de corrientes de cortocircuito monofásicas en el sistema IEEE 33-Bus entre los casos con y sin Generación Distribuida. 61

Figura 4-1. Esquema básico de un relé de protección [44]. 64

Figura 4-2. Modos de operación de un relé de protección de sobrecorriente [45]... 65

Figura 4-3. Zona de operación del relé direccional de sobrecorriente. 69

Figura 4-4. Curva de actuación de un fusible [50] 73

Figura 4-5. Intervalos de operación de un reconectador [52]. 75

Figura 4-6. Zonas de protección para el sistema IEEE 33-Bus..... 79

Figura 4-7. Zonas de protección para el sistema IEEE 33-Bus con GD..... 80

Figura 4-8. Representación gráfica de la coordinación reconectador – fusible [59].
..... 83

Figura 5-1. Flujo de potencia en un sistema con dos fuentes de generación..... 85

Figura 5-2. Diagrama de flujo para la coordinación óptima de protecciones..... 88

Figura 5-3. Curva de tiempo máximo de despeje para Fusible Tipo-K para distribución..... 91

Figura 5-4. Ramales para la coordinación de protecciones en el IEEE 33-Bus. 94

Figura 5-5. Curvas de actuación obtenidas para el caso inicial. 104

Figura 5-6. Tiempos de actuación del Reconectador 5 de acuerdo a su posición en la red..... 107

Figura 5-7. Curvas de actuación obtenidas para el Sistema con el Reconectador 5 desplazado a la Barra 6. 108



INDICE DE TABLAS

TABLA 2-I ELEMENTOS DE UN GENERADOR EÓLICO [8].....	24
TABLA 2-II EFICIENCIA DE LAS CELDAS PV DE ACUERDO A SU CONSTITUCIÓN [17].....	31
TABLA 2-III. TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE Y SUS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES [27].	41
TABLA 3-I. DATOS DE CARGAS EN LOS NODOS DEL ALIMENTADOR IEEE 33-Bus [34].	46
TABLA 3-II. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA IEEE 33-BUS [34]	47
TABLA 3-III. ESPECIFICACIONES PARA GRUPO CHP CATERPILLAR G3412 [35].....	49
TABLA 3-IV. CARACTERÍSTICA ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA CHP [36].....	50
TABLA 3-V. DATOS DE TURBINA EÓLICA.....	50
TABLA 3-VI. CARACTERÍSTICA ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA [36]	51
TABLA 3-VII. DATOS PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.	51
TABLA 4-I. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE.....	65
TABLA 4-II. CONSTANTES IEC PARA LAS CURVAS DE OPERACION DE LOS RECONECTADORES [54].....	76
TABLA 5-I. División del IEEE 33-Bus en ramales para la coordinación de protecciones de sobrecorriente.	93
TABLA 5-II. DISPOSICIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN POR RAMALES EN EL SISTEMA IEEE 33-BUS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	95



TABLA 5-III. CONFIGURACIÓN INICIAL DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN EL SISTEMA IEEE 33-BUS CON GD.....	97
TABLA 5-IV. TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ANTES DE LA COORDINACIÓN.	99
TABLA 5-V. INTERVALOS DE COORDINACIÓN EN EL SISTEMA ACTUAL.....	99
TABLA 5-VI. TIEMPOS DE ACTUACIÓN, EN SEGUNDOS, DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PRINCIPAL OBTENIDOS.....	102
TABLA 5-VII. TIEMPOS DE ACTUACIÓN, EN SEGUNDOS, DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE RESPALDO OBTENIDOS.	102
TABLA 5-VIII. TIEMPOS DE COORDINACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN OBTENIDOS.	102
TABLA 5-IX. AJUSTES DE TMS (DIAL) CALCULADOS.....	103
TABLA 5-X. CURVAS DE OPERACIÓN DE LOS FUSIBLES INSTALADOS.	103
TABLA 5-XI. TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS ELECTOMECÁNICOS CONSIDERANDO EL CAMBIO DE POSICIÓN DEL RECONECTADOR 5.....	106
TABLA 5-XII. TIEMPOS DE COORDINACIÓN DE ACUERDO A LA UBICACIÓN DEL RECONECTADOR 5.	106
TABLA 5-XIII. CONFIGURACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE ACUERDO A LA UBICACIÓN DEL RECONECTADOR 5.	107
TABLA 5-XIV. PROBLEMAS EN LA MICRORED ANTE UNA FALLA Y SUS POSIBLES SOLUCIONES.....	109



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Milton Cristóbal Cabrera Buestán, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales con la presencia de generación distribuida", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 29 de enero de 2021

Milton Cristóbal Cabrera Buestán

C.I: 0301443503



Cláusula de Propiedad Intelectual

Milton Cristóbal Cabrera Buestán, autor del trabajo de titulación "Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales con la presencia de generación distribuida", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 29 de enero de 2021

Milton Cristóbal Cabrera Buestán

C.I: 0301443503

**ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍAS.**

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	UNIDADES
f	Frecuencia de la red	hz
I	Corriente que circula a través de un elemento	A
I _{cc}	Corriente de cortocircuito	A
I _n	Corriente nominal de operación de un dispositivo	A
I _{pu}	Corriente de pick up para configuración de relés y reconectores (TAP)	A
P	Potencia Activa	MW
Q	Potencia Reactiva	MVAR
S	Potencia Aparente	MVA
t	Tiempo	s
t _c	Tiempo de despeje (clearing time)	s
t _{resp}	Tiempo de actuación de un dispositivo de respaldo	s
TMS	Time Multiplier Setting (DIAL)	Adimensional
V	Nivel de tensión en unj nodo	V
V _n	Tensión nominal de operación de un nodo u equipo	V

ABREVIATURA	DEFINICIÓN
AC	Corriente alterna
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
CTI	Intervalo de tiempo de coordinación
DC	Corriente directa
GD	Generación Distribuida
IED	Dispositivo electrónico inteligente
MT	Media tensión



OCR	Relé de sobrecorriente
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La presencia de fuentes de Generación Distribuida a lo largo de un sistema de distribución está impulsando nuevas filosofías de protección ante eventuales fallas, ya que las configuraciones tradicionales no son suficientes para despejar en tiempos adecuados un eventual cortocircuito o sobrecarga que se presente en la red, pues el aporte a la falla puede darse de una o más fuentes de generación, de acuerdo a la topología de la misma.

Se pretende, en este estudio, establecer un método para calcular los tiempos de actuación de los dispositivos de protección en un sistema de distribución radial, donde se han instalado fuentes de Generación Distribuida. Para ilustrar este método se recurre al modelo de prueba IEEE 33 Bus, que consiste en un alimentador radial con 33 barras, un ramal principal y tres derivaciones. En este modelo se instalan dos puntos de Generación Distribuida.

Los resultados se obtienen gracias a un algoritmo de cálculo iterativo, el que permite obtener, acatando las restricciones de cada elemento, las mejores configuraciones aplicables para lograr una óptima coordinación de tiempos de actuación.

ANTECEDENTES

El constante crecimiento poblacional y tecnológico de la sociedad conlleva a requerimientos de recursos energéticos cada vez mayores, para consumidores finales y las empresas distribuidoras. Cada día aumenta la dependencia a la tecnología y paralelamente emergen las iniciativas de uso responsable de la energía, buscando



consumo eficiente y la migración al uso de electricidad proveniente de fuentes renovables, amigables con el medio ambiente [1].

Este crecimiento de la demanda conlleva a mayores niveles de corriente circulando a través de los alimentadores, cuya topología típicamente radial, facilita que exista mayores caídas de tensión en lugares alejados de la fuente (subestación) [2]. Una forma de mejorar los estándares de calidad es la conexión de fuentes de generación distribuida en puntos estratégicos de los alimentadores, de acuerdo a los requerimientos de los consumidores, o a criterio de las empresas distribuidoras.

Un alimentador con generación distribuida mejora sus niveles de tensión y reduce las pérdidas de potencia. Sin embargo, con estos elementos adicionales, surge una nueva problemática: los flujos de potencia se vuelven bidireccionales en determinadas zonas, por lo que, ante una eventual falla, los dispositivos de protección con la configuración clásica para este tipo de redes no actuarían de forma eficaz. Además, la generación distribuida puede quedarse operando en modo isla, lo que constituye un problema al momento de una reconexión automática, pues puede estar fuera de sincronismo, provocando nuevos disturbios.

Se pretende, por tanto, estudiar el comportamiento de la red ante fallas, con aportes de la generación distribuida y analizar una configuración óptima para mejorar la confiabilidad del sistema.

1.1 OBJETIVOS

Objetivo General

Establecer un método óptimo de coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida, utilizando elementos existentes del sistema, y otras nuevas tecnologías que permitan brindar el máximo nivel de confiabilidad a la red en estudio.



Objetivos específicos

- Analizar el comportamiento de un alimentador con generación distribuida ante la presencia de distintos tipos de falla posibles en el mismo.
- Hacer una óptima coordinación de protecciones dentro del sistema con generación distribuida, utilizando los dispositivos “clásicos” existentes, y otros basados en nuevas tecnologías, que garanticen sensibilidad y selectividad dentro de cada sección.
- Proponer un método de localización óptima de dispositivos de desconexión para mantener un adecuado nivel de confiabilidad dentro del sistema.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El rápido crecimiento del mercado para las tecnologías basadas en fuentes de energía renovable conlleva a la masificación de su uso en distintas escalas. En el caso de fuentes interconectadas a un sistema de distribución, surge la necesidad de garantizar continuidad en el servicio, sobre todo ante la presencia de disturbios, ya sea por causas internas o externas.

Por lo tanto, es necesario adaptar la estructura del sistema de protecciones tradicional de un sistema de distribución eléctrica, de modo que las fuentes de generación distribuida operen correctamente, garantizando continuidad en el sistema.

1.3 ALCANCE

El presente trabajo analiza el impacto de fuentes de generación distribuida en un alimentador de configuración radial. La interconexión de las mismas se realiza al mismo nivel de tensión de operación del sistema de distribución.



El esquema de protecciones de sobrecorriente engloba a cada uno de los nodos del alimentador en media tensión, con lo que puede analizarse cualquier tipo de tecnología o fuente primaria para los generadores distribuidos. El estudio parte de la topología existente para el sistema de protecciones de sobrecorriente, instalada previo la interconexión de las fuentes de Generación distribuida.

Para analizar los resultados se utiliza el modelo de alimentador IEEE 33-Bus Radial Feeder¹, y se conectarán 2 puntos de generación distribuida en los nodos 18 y 33.

1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Para este estudio se ha organizado el documento de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se realiza una breve introducción a toda la problemática referente al tema, el planteamiento y hacia dónde se apunta con el desarrollo de cada apartado.

Luego de la introducción, en el Capítulo 2, se trata el tema de la Generación Distribuida. Se hace énfasis en el análisis de un alimentador radial, así como las diversas tecnologías utilizadas al momento, para instalar fuentes de generación distribuida a nivel de distribución en media tensión. En esta sección se presentan los modelos objetos de estudio, utilizados en los capítulos posteriores.

En el Capítulo 3 se aborda el estudio de flujo de potencia y cortocircuito en alimentadores radiales con y sin Generación Distribuida. Se hace un comparativo entre estos dos modos de operación del alimentador.

Antes de abordar los cálculos propuestos en los objetivos, en el Capítulo 4 se analiza los elementos de protección de sobrecorriente que van a ser configurados para lograr, entre ellos, una óptima coordinación. Se hace una descripción de los conceptos y

¹ Ver Referencia [30]



ecuaciones características de los dispositivos de protección, los cuales serán aplicados en el siguiente capítulo.

Una vez que se han abordado los temas introductorios, en el Capítulo 5 se presenta el método para lograr una óptima coordinación de protecciones de sobrecorriente en un alimentador con la presencia de Generación Distribuida, utilizando las características y consideraciones descritas en los capítulos anteriores.

Finalmente, en el Capítulo 6, se presentan las Conclusiones y Recomendaciones para que el modelo sea aplicable a cualquier alimentador radial con Generación Distribuida instalada.



CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE ALIMENTADORES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 GENERALIDADES

En la actualidad, los sistemas de distribución son centralizados; es decir, que desde la cabecera del sistema fluye la energía hacia adelante, a lo largo de toda su estructura. La generación distribuida rompe ese esquema introduciendo fuentes adicionales en distintos ramales, cerca de los puntos de consumo. Gracias a esto, las pérdidas por transmisión de energía disminuyen.

No existe una definición estandarizada para la generación distribuida. Sin embargo, se la expresa como uno o más generadores conectados directamente a la red de distribución. La capacidad de generación varía de acuerdo al criterio de cada norma internacional, sin embargo, debe ser inferior al de la subestación de cabecera [3] [4].

Si bien este tipo de generación ofrece un sistema con mayor confiabilidad, al permitir a ciertas cargas seguir operando ante una posible salida de servicio del alimentador principal, los flujos de potencia por el mismo pueden cambiar de dirección. Este fenómeno presenta ciertos inconvenientes para la operación normal del sistema entre los que se pueden destacar: mayores niveles de falla en zonas cercanas a la generación distribuida, posibles sobretensiones en ciertos transformadores de distribución (debido al ajuste del tap), los sistemas de medición comercial pueden no funcionar en ambos sentidos, y, por último, que el esquema tradicional de protecciones de sobrecorriente no se ajuste a esta nueva configuración [5].

En la actualidad, la generación distribuida viene ligada a las fuentes de energía renovables, siendo las más populares eólica y solar fotovoltaica, sin embargo, existen otras como biomasa, mini hidráulica, mareomotriz, etc. También se utilizan generadores impulsados por motores de combustión interna.



2.2 INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Una de las principales características de la generación distribuida es que puede operar en modo independiente o isla (no tiene aportes de potencia desde una red externa), o conectada en cualquier punto del alimentador, de acuerdo a los requerimientos del usuario o de la empresa distribuidora.

Sin embargo, para operar en paralelo con una red externa, que puede ser un sistema de distribución eléctrica, debe cumplir con ciertos requisitos para entrar en sincronismo, los que deben ser iguales en ambos lados:

- Nivel de tensión
- Frecuencia de operación
- Secuencia de fases

Por su configuración, y de acuerdo al nivel de tensión, las fuentes de generación distribuida más comunes son:

- Generadores eólicos: Media tensión (al nivel de transmisión y subtransmisión). Existen pequeños generadores eólicos que pueden conectarse directamente a la red de baja tensión.
- Paneles solares fotovoltaicos: Baja tensión y en modo de corriente continua. Si el arreglo de estos paneles es lo suficientemente grande puede conectarse, mediante un transformador elevador, a la red de media tensión.
- Biomasa: Media tensión (al nivel de transmisión y subtransmisión).
- Generadores impulsados por motores de combustión interna: Media tensión. Son casos excepcionales en que un generador basado en combustión interna se conecte al nivel de baja tensión.

- Baterías de reacción química: Los inversores se conectan al nivel de baja tensión, o de acuerdo a ciertos requerimientos, a los sistemas de corriente continua.
- Cogeneración: Conectados en media y baja tensión.

Los generadores interconectados en la red de baja tensión, por su nivel de potencia, pueden operar de forma aislada o sincronizada con la red. Ante una eventual falla en el alimentador, no es muy significativo el aporte a la misma, por lo que su propio sistema de protecciones puede ofrecer seguridad, tanto al sistema interno como externo [6].

El problema radica en los generadores conectados a la red de media tensión (al mismo nivel que el alimentador), ya que sus aportes ante una falla son considerables, pudiendo provocar el mal funcionamiento de los dispositivos de protección instalados a lo largo del alimentador.

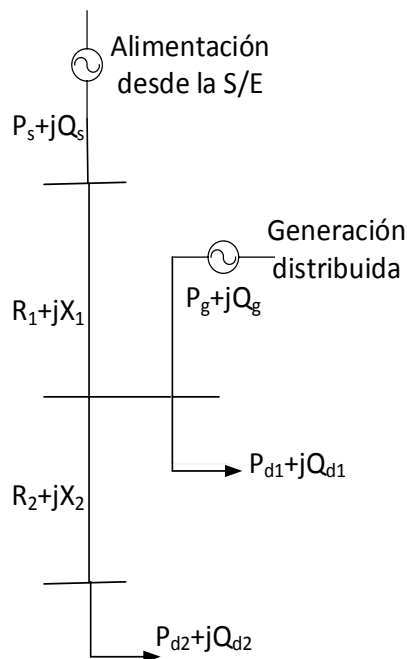


Figura 2-1 Esquema clásico de un alimentador con Generación Distribuida.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 2-1 se observa que, además de la potencia entregada por la subestación de cabecera ($P_s + jQ_s$), se tiene como alimentación adicional a la entregada por la generación distribuida ($P_g + jQ_g$), suministrada en algún punto a lo largo del recorrido del alimentador. Las impedancias del alimentador se dividen, para este caso, en dos secciones, antes y después del punto de conexión.

2.3 TIPOS DE GENERACIÓN MÁS COMUNES INTERCONECTADOS AL NIVEL DE MEDIA TENSIÓN.

Las fuentes de generación distribuida aparecen de acuerdo a la disponibilidad de explotación de los recursos primarios. Por lo tanto, se puede clasificar este tipo de fuentes de acuerdo a su fuente primaria de energía, y también, al tipo de acople que utiliza para conectarse a la red, ya sea, directamente conectado, o mediante inversores de corriente [7]. En la Figura 2-2 se muestra un resumen de los tipos de generación distribuida más comunes, de acuerdo a la forma de conexión a la red.

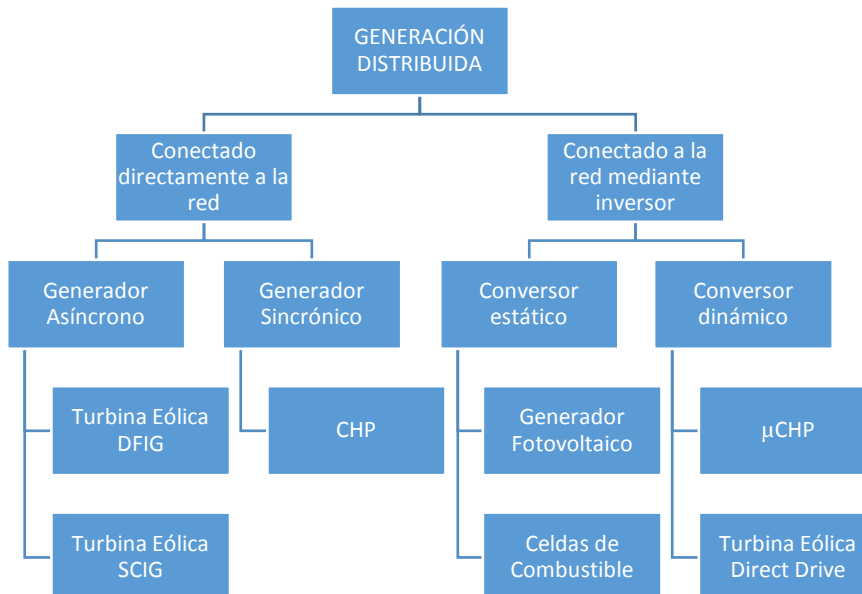


Figura 2-2 Clasificación de la Generación distribuida de acuerdo al tipo de acople en la red [7].

2.3.1 GENERADORES EÓLICOS

Aprovechan la energía cinética que es provocada por las masas de aire del lugar para convertirla en energía eléctrica. Los elementos que se encargan de aprovechar la energía cinética del viento se llaman aerogeneradores o turbinas eólicas. El viento golpea sobre las palas del aerogenerador y produce un movimiento de rotación, el mismo que se transmite mediante un eje al generador eléctrico (de manera directa, o a través de un multiplicador de velocidad) para convertirlo en energía eléctrica, la que es transportada al mecanismo de control para adecuarla y enviarla hacia los puntos de consumo o a la red de distribución.

- **Elementos de un sistema de generación eólica**

Existen varios modelos de aerogeneradores, con variedad de componentes aerodinámicos, de control y auxiliares. Sin embargo, los elementos más comunes, y que a diario van evolucionando se muestran en la TABLA 2-I:

TABLA 2-I ELEMENTOS DE UN GENERADOR EÓLICO [8]

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
Palas (hélices) y eje rotor	Las partes que reaccionan ante la fuerza del viento para producir el movimiento de rotación, el mismo que es transportado mediante el eje rotor.
Caja multiplicadora (gearbox)	Elemento opcional en los diseños. Conjunto de engranajes que eleva la velocidad del eje del generador.
Generador	Es el encargado de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Puede ser de tipo síncrono (rotor devanado o de imanes permanentes) o de inducción (rotor devanado o jaula de ardilla)
Convertor de potencia y sistemas de control	Acondicionan la señal eléctrica de salida del generador para transmitirla a la carga o inyectarla en la red.



Transformador de potencia	Eleva o reduce la tensión al mismo nivel de la red para su interconexión.
Red de distribución	Transporta la energía hacia los puntos de carga o a la red externa.

En resumen, el esquema de un sistema de generación eólico es similar a una planta generadora convencional, salvo que la fuente primaria es la fuerza y velocidad del viento incidente sobre el rotor [8].

- **Rendimiento de un aerogenerador**

Para determinar la potencia eléctrica que entrega un aerogenerador es necesario identificar 3 aspectos importantes:

- a) Disponibilidad de potencia eólica,
- b) Curva de potencia del generador a utilizarse,
- c) Capacidad del sistema para actuar ante perturbaciones del viento.

La potencia mecánica P_m disponible en un aerogenerador viene dado por la ecuación 2-1 [8]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p \left(\frac{\omega R}{v}, \theta \right) A(\gamma) v^3 \quad (2-1)$$

Donde:

ρ es la densidad del aire $\left(\frac{kg}{m^3} \right)$

$C_p \left(\frac{\omega R}{v}, \theta \right)$ es el coeficiente de rendimiento de la turbina

A es el área del rotor de la turbina (m^2)

v es la velocidad del viento $\left(\frac{m}{s} \right)$

θ es el ángulo de las palas de la hélice (rad)

γ es el ángulo de derrape del rotor (rad)



ω es la velocidad angular del rotor $\left(\frac{rad}{s}\right)$

R es el diámetro del rotor (m)

Observando la ecuación 2-1, la potencia puede variar de acuerdo a la velocidad del viento (no controlable), el ángulo θ de las palas o γ del rotor y/o la velocidad del rotor (controlable).

2.3.1.1 TIPOS DE GENERADORES EÓLICOS.

Se clasifican en dos tipos: los que operan a velocidades fijas y los que lo hacen a velocidades variables.

Los del primer tipo trabajan a una velocidad establecida, generalmente dada por la frecuencia de la red, independientemente de la velocidad del viento incidente sobre las palas de la turbina. Para ello se utilizan generadores de inducción, acoplados con bancos de capacitores para compensar la energía reactiva. Los del segundo tipo giran libremente, de acuerdo a la velocidad del viento incidente en las palas de la turbina. Con esto se consigue un aumento de potencia a mayores velocidades de giro, aunque el equipamiento del sistema es más complejo y costoso. En este tipo de tecnologías, generalmente, se usan generadores sincrónicos y de inducción [9] [10].

Se distinguen 4 tipos:

- **Tipo A.** Operan a velocidad constante, generalmente determinada por la frecuencia de la red. El generador es, típicamente, de inducción de rotor devanado o jaula de ardilla. Tienen un mecanismo de arranque suave, y la compensación de energía reactiva se realiza mediante bancos de capacitores.
- **Tipo B.** Operan a velocidad variable dentro de un rango limitado. El generador es de inducción de rotor devanado, con resistencia rotórica variable.



- **Tipo C.** Velocidad variable con control de frecuencia a escala parcial. El generador de inducción de rotor devanado se conecta a la red: el estator puede conectarse directamente, o a través de un convertidor de potencia. Y el rotor mediante un convertidor back to back para regular la frecuencia.
- **Tipo D.** Velocidad variable con convertidor de frecuencia a plena escala. Este convertidor regula la frecuencia de manera similar al tipo anterior, con la diferencia que todo el generador está conectado al control. Para este tipo se utilizan generadores síncronos de rotor devanado o de imanes permanentes, así como de inducción con rotor devanado [11] [12].

2.3.1.2 CLASIFICACIÓN POR REGULACIÓN, CONTROL DE POTENCIA Y VELOCIDAD

La velocidad y dirección del viento varían con el paso del tiempo. La regulación, y el control de potencia y velocidad permite una operación de los aerogeneradores adaptada a las condiciones del viento en cada instante. Este tipo de controles, inicialmente se realizaba desalineando al rotor, sin embargo, han ido evolucionando en tres tipos principales, de acuerdo al diseño y control de las palas para reaccionar ante la fuerza del viento:

- ***Stall controlled***, o control pasivo de pérdida aerodinámica. La pala permanece fija en el buje, mientras que todo el sistema se acopla a la dirección del viento; su diseño permite pérdidas aerodinámicas conforme aumenta la dirección del viento.
- ***Pitch controlled***, o control activo por ángulo de paso variable. La pala es capaz de girar sobre su eje vertical para reaccionar conforme aumenta o disminuye la velocidad del viento, de manera que se maximice el aprovechamiento de la fuerza eólica.
- ***Active stall controlled***, o control activo por pérdida aerodinámica. La pala puede hacer giros pequeños sobre su eje vertical, y su constitución permite la

pérdida aerodinámica según crece la velocidad del viento. Es una combinación de los dos tipos anteriores [11].

2.3.1.3 CONEXIÓN DE AEROGENERADORES A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El nivel de tensión para la conexión de un sistema eólico a la red de Distribución viene dado por el valor del punto de conexión. Si la generación entrega la potencia en baja tensión, se precisa de un transformador de potencia para este fin.

Además, de acuerdo a lo expuesto en toda esta sección, la naturaleza del viento hace que se requiera de varios elementos que garanticen las condiciones de conexión del sistema eólico a la red de Distribución: nivel de tensión, frecuencia de operación y secuencia de fases.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el sistema de protecciones, que garantice la seguridad e integridad de los usuarios de la red, los equipos de generación y control, de toda la infraestructura existente. Además, un correcto aterramiento del sistema para un rápido despeje de fallas.

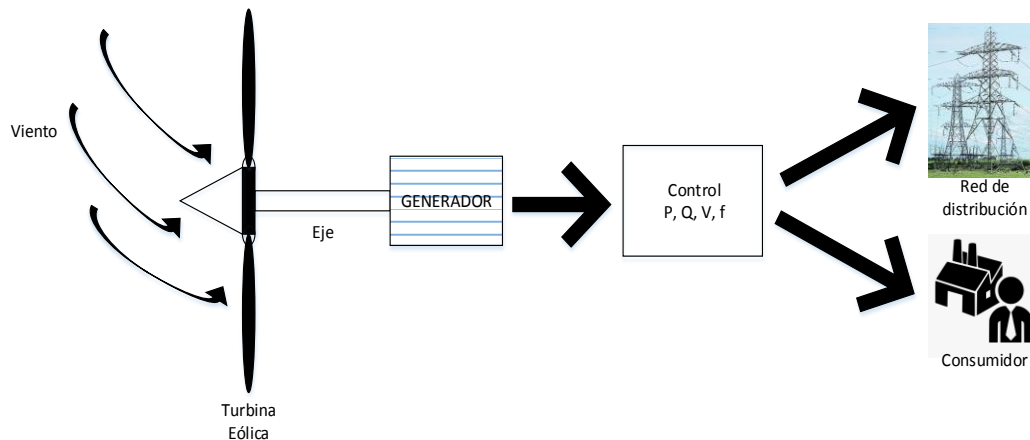


Figura 2-3. Esquema básico de conversión de la energía del viento en energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

2.3.2 GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Otra forma de generación eléctrica, en pequeña y mediana escala, se da mediante paneles solares fotovoltaicos. Estos elementos aprovechan la radiación y la temperatura provenientes del sol para generar electricidad.

2.3.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

Los paneles solares fotovoltaicos aprovechan la energía proveniente del sol. La radiación solar está compuesta de algunas partículas, entre ellas los fotones, que transportan cantidades de radiación electromagnética, como energía lumínica, con una longitud de onda variable λ [13].

Cada panel solar fotovoltaico está compuesto de numerosas celdas de semiconductores que aprovechan la energía de los fotones y la convierten en energía eléctrica en corriente continua. Generalmente, cada celda está compuesta de diodos que absorben y convierten la energía lumínica en eléctrica [14].

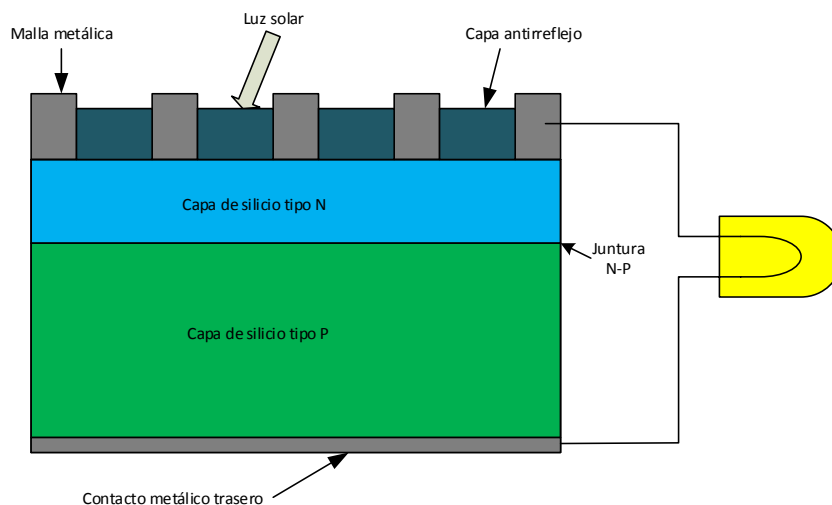


Figura 2-4. Estructura general de una celda solar fotovoltaica [15]

2.3.2.2 COMPOSICIÓN.

Las celdas fotovoltaicas están compuestas de una variedad de materiales, capaces de generar electricidad a partir de la energía de los fotones. Sin embargo, los más populares están fabricados a base de elementos semiconductores como el Silicio. En la Figura 2-5 se muestra la clasificación de las celdas fotovoltaicas de acuerdo a su constitución.

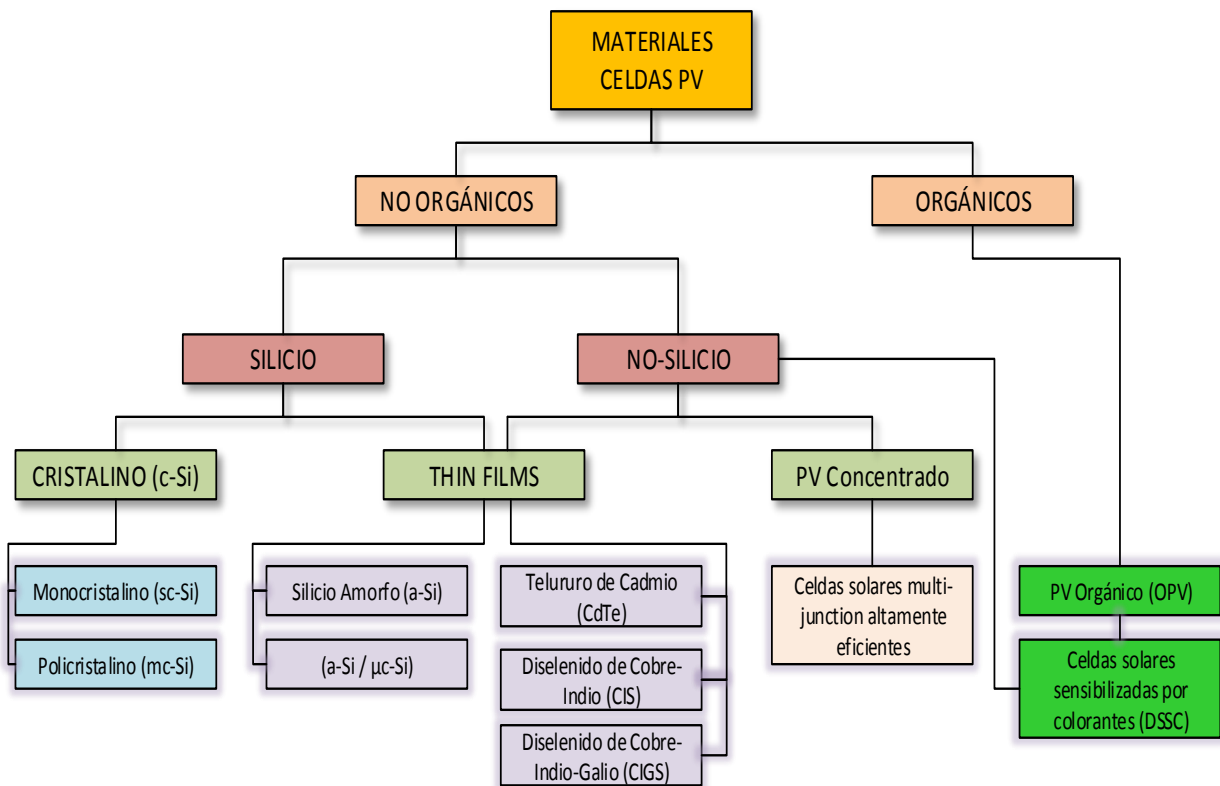


Figura 2-5. Clasificación de celdas PV [16]

De la misma manera, de acuerdo a su constitución, también varía el nivel de eficiencia de cada celda para entregar energía eléctrica. La TABLA 2-II muestra los niveles de eficiencia de algunos tipos de celdas basadas en semiconductores.

TABLA 2-II EFICIENCIA DE LAS CELDAS PV DE ACUERDO A SU CONSTITUCIÓN [17]

Tecnología	Eficiencia
Silicio Monocristalino	12.5- 15%
Silicio Policristalino	11-14%
Selenido de Cobre-Indio-Galio (CIGS)	10-13%
Telururo de Cadmio (CdTe)	9-12%
Silicio Amorfo (a-Si)	5-7%)

2.3.2.3 ESTRUCTURA GENERAL DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El componente base de estos sistemas es la celda solar fotovoltaica. Un arreglo de estas celdas, conectándolas en serie y paralelo, forma un panel solar. Para conseguir mayores niveles de potencia, es posible formar arreglos de paneles, de acuerdo a algún requerimiento específico. Los paneles solares hacen la función de generadores. [14] Los niveles de potencia dependerán de la cantidad de irradiación incidente en los paneles solares, incluso en días nublados o lluviosos.

Para almacenar la energía generada comúnmente se utilizan baterías. El tamaño de las baterías depende de la capacidad de generación de los paneles. La energía almacenada y la que se genera es adecuada para su consumo mediante inversores DC-AC, mediante el cual, bajo ciertas condiciones, es posible conectarse con la red externa. En la Figura 2-6 se observa la configuración general de un sistema solar fotovoltaico.

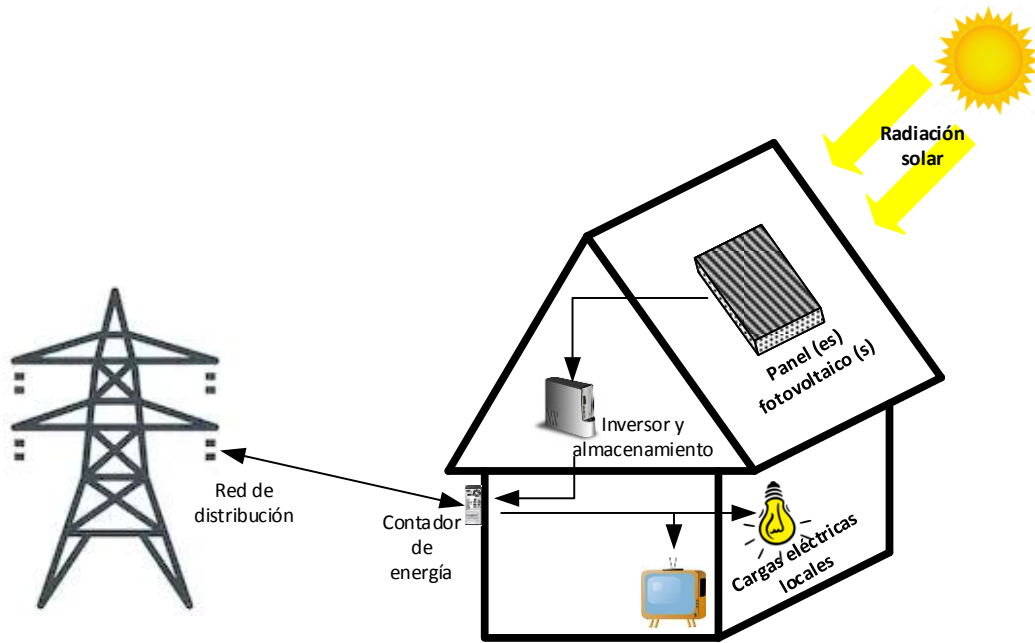


Figura 2-6. Esquema general de un sistema solar fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia.

2.3.2.4 MODOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Un sistema de generación solar fotovoltaica puede tener varios tipos de configuraciones para su operación, siendo las más comunes [18]:

- **Modo aislado (stand alone / off-grid)**

El sistema fotovoltaico es la única fuente de energía eléctrica para un determinado punto de carga. Este modo de operación es muy común en poblaciones distantes o aisladas, donde no se tiene cobertura de la red de distribución. La capacidad de generación de estos sistemas es bastante baja (pocos kilovatios); pudiendo contener elementos de almacenamiento, generalmente baterías libres de mantenimiento, también inversores DC-AC para suplir cargas en corriente alterna.



- **Conectado a la red (grid tie)**

La energía suministrada por el sistema fotovoltaico, además de suplir ciertas cargas locales, puede ser inyectada a la red externa. Para operar de este modo, la capacidad de generación no debe ser tan pequeña en comparación con las cargas locales.

Es imprescindible el uso de un inversor para adecuar la señal de tensión a las mismas condiciones que de la red de distribución. El almacenamiento mediante baterías es opcional.

- **Conectado a la red con almacenamiento de energía (grid interactive)**

Al igual que en el modo anterior, el sistema fotovoltaico está interconectado a la red, salvo que se cuente con un sistema de almacenamiento por baterías, el que puede ser cargado desde cualquiera de las dos fuentes de energía: solar y externa. Puesto que presenta gran flexibilidad de operación, es posible gestionar el flujo de potencia del sistema, desde y hacia la red.

- **Sistema fotovoltaico con respaldo de la red.**

Es una variación del modo de operación anterior, pero éste utiliza el suministro de los paneles solares y/o las baterías de respaldo mientras sea posible. Cuando el almacenamiento se agota, el sistema opera con la energía proveniente de la red externa hasta que las baterías sean nuevamente cargadas por los paneles fotovoltaicos.

2.3.3 GENERACION CHP

2.3.3.1 GENERALIDADES



CHP (Combined Heat and Power, por sus siglas en inglés) es una forma de obtener energía eléctrica y térmica, de manera simultánea y con la misma fuente primaria de combustible. De esta forma se logra mayor eficiencia en un sistema térmico, reduciendo el consumo equivalente de combustible, los efectos de gases de invernadero, los costos de inversión y operación. [19]

Este grupo de generación se ubica dentro de la Generación Distribuida, debido a que su producción de energía es a pequeña escala, a nivel del consumidor final, cuyo suministro es aprovechado en el mismo punto de generación, y lo sobrante, se inyecta a la red local [20]. El calor obtenido puede ser aprovechado de distintas maneras, dependiendo de los requerimientos del consumidor.

2.3.3.2 ESQUEMA GENERAL DE GENERACIÓN CHP

Básicamente, en un sistema CHP, se dispone de un motor de combustión interna, cuyo eje mueve un generador eléctrico, o, en su defecto, una turbina accionada por vapor, que sustituye al motor, hasta aquí un sistema convencional de generación eléctrica. Lo que caracteriza a estos tipos de sistemas, es que, en lugar de utilizar sistemas de refrigeración para los equipos, se aprovecha el calor generado durante el proceso mediante una unidad de recuperación de calor, lo que puede ser empleado para producir agua caliente o vapor [20] [21].

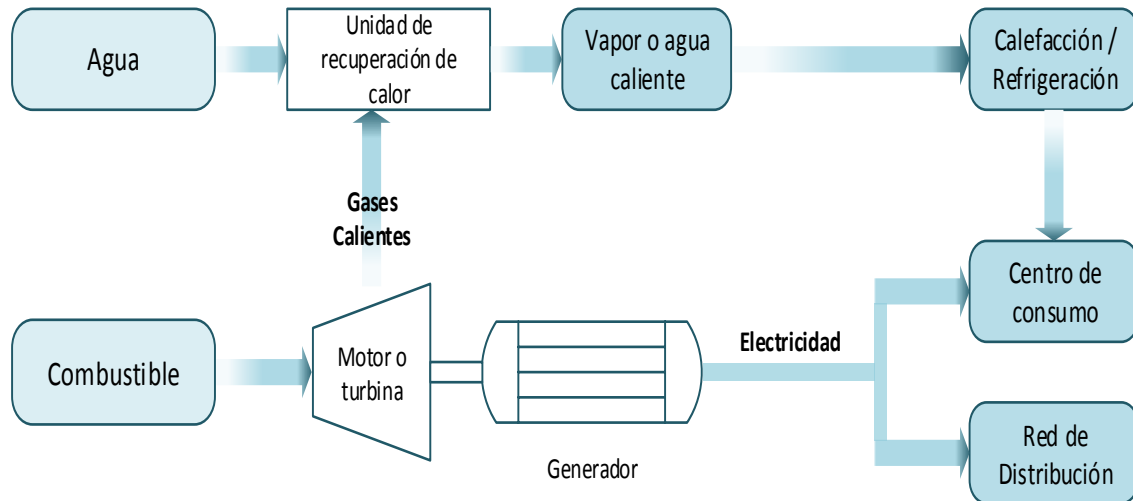


Figura 2-7. Esquema de un sistema CHP conectado a la red de distribución.

Fuente www.epa.gov [22]

Puesto que estos sistemas de generación de energía producen calor, dentro de su operación normal, son más utilizados en edificios, ya sean residenciales o comerciales, donde se aprovecha este calor para el uso doméstico. Sin embargo, también se utiliza en industrias que demandan su uso en sus procesos, tales como reacciones químicas, fabricación de papel y cartón, elaboración de alimentos, secado de productos, etc.

2.3.3.3 FUENTES PRIMARIAS DEL SISTEMA CHP

Al ser un sistema que ofrece flexibilidad al momento de implementarse dentro de una industria o edificio, la fuente primaria puede obtenerse del recurso que mejor disponibilidad presente. Por ejemplo, si se trata de industrias que generan desechos que pueden aprovecharse como Biomasa, la fuente primaria del sistema CHP puede ser una turbina de vapor.

A continuación se muestran algunas de las fuentes primarias más comunes que pueden aplicarse en un sistema de co-generación [20], sin embargo, el abanico de opciones es bastante amplio.

- **Turbinas de vapor.**

Su principal componente es su fuente de calor para generar vapor, el que se encarga de mover las turbinas. Ese calor puede provenir de una fuente externa, como también puede aprovechar el calor emanado del mismo sistema de generación. De cualquier forma, el vapor es utilizado para mover la turbina y para las aplicaciones específicas de ese sistema.

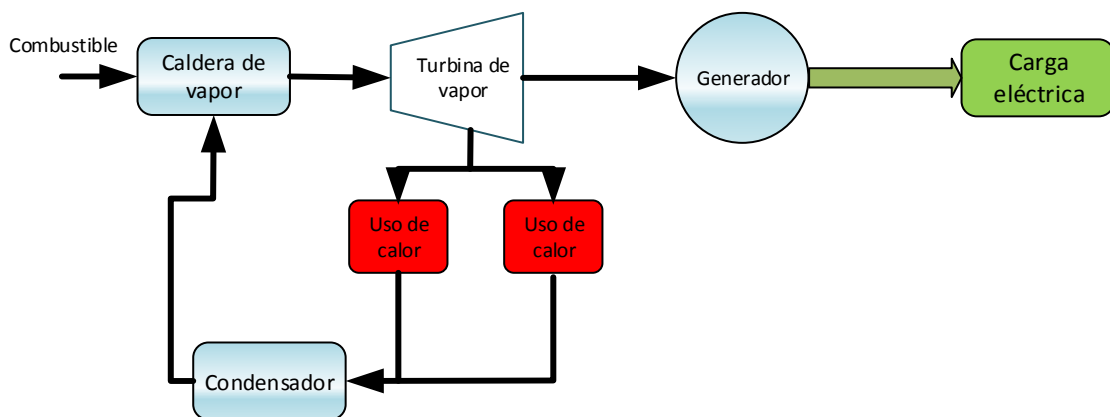


Figura 2-8. Esquema de un sistema CHP impulsado por una turbina de vapor.

Fuente: RETScreen International [20]

- **Turbinas de gas.**

Los motores basados en la combustión de gas tienen una amplia trayectoria en usos industriales. Dentro de los sistemas de co-generación CHP han logrado una gran aceptación debido al nivel de calor que producen en su proceso, y que es aprovechado inmediatamente.

Constan de una unidad de entrada de aire presurizado, que, al ser mezclado con algún gas, natural o procesado, produce gas a alta presión, el que se calienta y mueve una turbina. Esta turbina está acoplada en su eje a un generador eléctrico, para suplir las cargas locales y/o de la red de distribución.

Los gases calientes son redirigidos a la unidad de intercambio de calor para ser aprovechado en algún otro proceso específico. Finalmente, los gases restantes pueden ser filtrados para que las emisiones a la atmósfera causen el menor impacto ambiental posible.

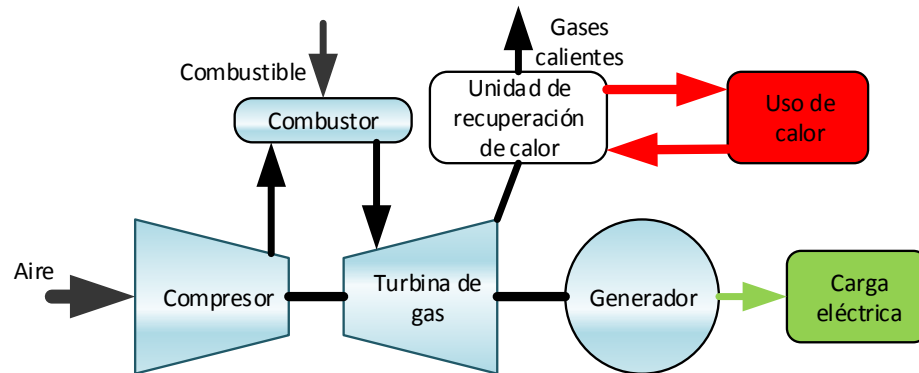


Figura 2-9. Esquema de un sistema CHP impulsado por una turbina de gas

Fuente: RETScreen International [20]

- **Turbinas de gas y/o ciclo combinado.**

Este tipo de sistema es una optimización del caso anterior, con la particularidad de que, además de conectar un generador a la turbina primaria mediante el recuperador de calor, se aprovecha este recurso para producir vapor y adaptar una turbina de vapor con un generador secundario, de menor capacidad. El vapor que sale de la turbina, antes de ir a un condensador, pasa por intercambiadores de calor o es utilizado directamente por algún otro proceso.

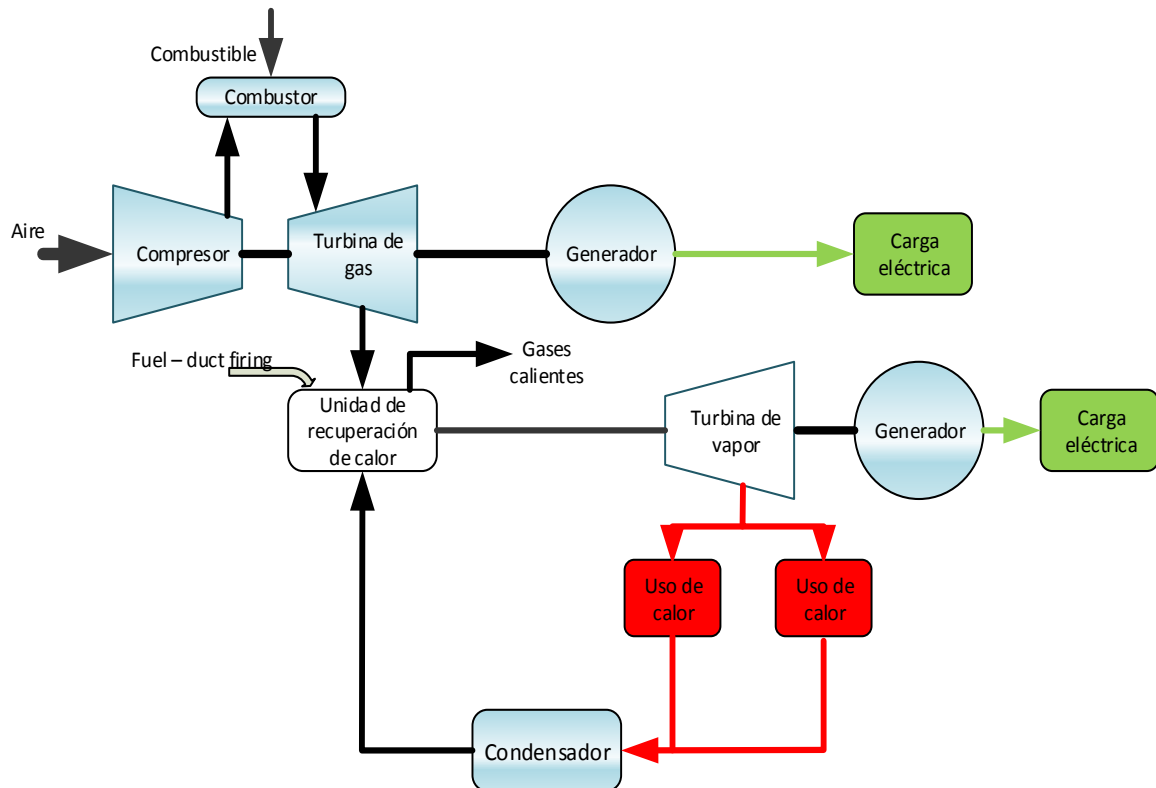


Figura 2-10. Esquema de un sistema CHP en ciclo combinado.

Fuente: RETScreen International [20]

2.3.3.4 TIPOS DE GENERADORES USADOS PARA SISTEMAS CHP

Según se observa en la Figura 2-10, los sistemas de cogeneración CHP, al tener fuentes primarias que permiten un control bastante preciso, utilizan generadores sincrónicos, con la capacidad de entregar potencia activa y reactiva.

En casos excepcionales, donde las potencias que se manejan son bastante bajas, pueden usarse generadores asíncronos. En este caso, la interconexión a la red se realiza fácilmente mediante convertidores AC/DC.

2.3.4 GENERACIÓN POR REACCIÓN QUÍMICA. PILAS DE COMBUSTIBLE.

La generación por pilas de combustible (fuel cells) consiste en aprovechar la reacción electroquímica de determinados materiales ante ciertos agentes externos. Durante este proceso se obtiene energía eléctrica y calor [23]. El proceso es similar al de una batería convencional, a excepción que la carga eléctrica depende del flujo de un combustible externo [24].

2.3.4.1 ESQUEMA BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO

Una pila de combustible consta principalmente de una entrada de combustible hacia un procesador; de éste sale un gas rico en hidrógeno. El hidrógeno entra en contacto con el ánodo de la pila, cuya reacción química a través de un agente electrolítico, produce corriente eléctrica, devolviendo por el cátodo otro gas y/o subproductos descompuestos [25]. Para que el ciclo funcione, es necesario que se introduzca por el cátodo un agente oxidante.

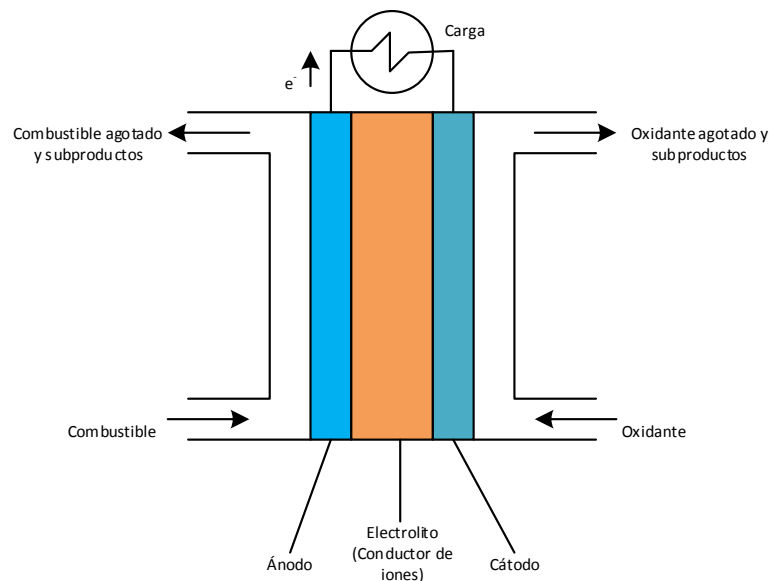


Figura 2-11. Esquema básico de una pila de combustible.

Fuente: ICMA [26]

2.3.4.2 CONEXIÓN DEL SISTEMA A LA RED

Cada pila es capaz de generar potencia en corriente continua, pero con niveles relativamente bajos. Para obtener niveles de tensión y corriente aptos para uso doméstico y/o comercial, es necesario hacer arreglos de pilas, en serie y paralelo [23]. Finalmente, para poder interconectar estos sistemas a la red de distribución, se precisa de inversores de corriente DC/AC.

En definitiva, un sistema de Pila de Combustible requiere de una entrada de combustible y del agente oxidante, cuya acción química a través de los elementos electrolíticos produce electricidad en las terminales de las baterías, y una salida de gases calientes, los mismos que, dependiendo de su temperatura pueden ser utilizados en otras aplicaciones, pudiendo ser la cogeneración una de ellas.

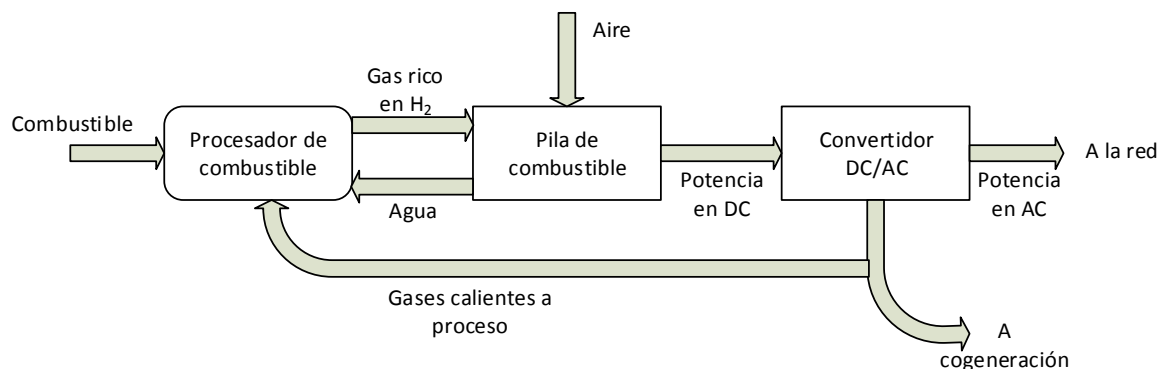


Figura 2-12. Operación de un sistema basado en pilas de combustible [23]

2.3.4.2 SISTEMAS MÁS COMUNES

Existe un sinnúmero de sistemas de pilas de combustible, ya que la forma en que se consiguen las reacciones químicas ofrece un abanico de posibilidades, además de que se pueden aprovechar varios combustibles de entrada. Los tipos más explotados en la actualidad se resumen en la TABLA 2-III [27]:

TABLA 2-III. TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE Y SUS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES [27].

TIPO	PEMFC proton exchange membrane fuel cell	DMFC direct methanol fuel cell	SOFC Solid oxide fuel cells	AFC Alkaline fuel cells	MCFC Molten carbonate fuel cells	PAFC Phosphoric acid fuel cells
Combustible	Hidrógeno	Metano	Syngas (hidrógeno y monóxido de carbono)	Hidrógeno	Syngas (hidrógeno y monóxido de carbono)	Hidrógeno
Oxidante	Oxígeno	Oxígeno	Oxígeno	Oxígeno	Oxígeno	Oxígeno
Temp. Op. (°C)	80-100	60-130	800-1000	70	650	180
Eficiencia	60%-80%	60%-80%	80%	60%	60%-80%	>80%

2.4 INVERSORES PARA ACOPLA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Los inversores son usados ampliamente dentro del campo de la generación distribuida para alimentar cargas puntuales, o para acoplarse a la red de distribución, de manera que se mantenga la tensión y la corriente dentro de los parámetros requeridos; es decir, la frecuencia y tensión conserven un margen establecido para la correcta operación de las cargas o el sistema en sí. La necesidad del uso de estos elementos radica en que no todas las fuentes de generación distribuida utilizan generadores sincrónicos, sino que manejan generadores asíncronos de velocidad variable, y otros generan en corriente continua [28].

Los inversores, de acuerdo a sus funciones, las que no son exclusivas, se clasifican de la siguiente manera [14]:

- Convertidores AC-DC
- Convertidores DC-AC
- Controladores de tensión
- Controladores de Frecuencia



- Convertidores DC-DC

2.4.1 CONVERTIDORES AC-DC

Los convertidores AC-DC, comúnmente conocidos como rectificadores, son dispositivos, basados en electrónica de potencia, capaces de convertir o rectificar una señal de entrada, en frecuencia fija o variable, en otra señal continua en el tiempo. La señal de salida puede controlarse, de igual forma, gracias a los componentes electrónicos, cuya gama es bastante amplia, dependiendo de los requerimientos del diseño [29].

Dependiendo de la topología, pueden ser:

- De media onda
- De onda completa.

Puesto que son elementos basados en semiconductores, estos convertidores deben contener filtros de armónicos, sean activos o pasivos, para mantener las ondas de señal libres de armónicos, que pueden resultar perjudiciales al sistema [14].

2.4.2 CONVERTIDORES DC-AC

Este tipo de dispositivos, más conocidos como inversores, igualmente están basados en electrónica de potencia, y convierten señales de entrada de corriente continua, en otras de corriente alterna, a una frecuencia y amplitud determinada. El principio de funcionamiento de estos convertidores es el control por Modulación de ancho de pulsos (PWM).

Dependiendo del tipo de señal de entrada, los inversores pueden clasificarse en:



- Inversores alimentados por tensión, si la tensión de entrada permanece constante.
- Inversores alimentados por corriente, si la corriente de entrada permanece constante.
- Inversores de enlace DC variable, si la tensión de entrada es regulable o controlable.

De igual manera, el uso de semiconductores produce armónicos en las señales, por lo que se deben acoplar filtros de armónicos, los cuales absorben estos disturbios y los disipan en forma de calor [30].

2.4.3 CONTROLADORES DE TENSIÓN

Una de las funciones primordiales de un convertidor es el control de tensión de salida. Ya sea para alimentar una carga específica, o para interactuar con una red externa. Existen dos formas convencionales para conseguir el control de tensión [14]:

- **Mediante un autotransformador a la salida del inversor.** Este dispositivo actúa, independientemente de la señal de entrada, siempre y cuando se encuentre dentro de sus rangos de operación.
- **Mediante el control de la señal del nivel de tensión de entrada,** ya que existe una relación de proporcionalidad entre la amplitud de la tensión de entrada con la de salida. Esto se consigue con el control de ancho de pulso del inversor (PWM)

De cualquier forma, el objetivo es que el valor eficaz de la señal de tensión de salida se mantenga constante ante variaciones de la carga o en la tensión de entrada [30].

2.4.4 CONTROLADORES DE FRECUENCIA



Esta característica se consigue controlando el pulso de disparo de los semiconductores encargados de la conversión. Este pulso puede ser generado por un reloj externo (en el caso de trabajar en modo aislado) o ser retroalimentado por la señal de la red externa, con lo que se consigue entrar en sincronismo [14].

2.4.5 CONVERTIDORES DC-DC

Estos dispositivos “convierten” una señal de entrada DC en una señal de salida, igual en DC, pero de amplitud ajustable [31]. Son bastante utilizados en las aplicaciones de cargadores de baterías, y en sistemas de generación de baja potencia, tales como solar fotovoltaica, micro generación eólica, etc.

Precisamente, la finalidad de estos convertidores es ofrecer una señal de tensión constante en sus salidas, partiendo de señales variables, debido a las fluctuaciones de las fuentes de energía. Este control, actualmente se realiza en función de sistemas de semiconductores y otros elementos electrónicos, ajustando la frecuencia de conmutación [14].

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GD.

3.1 FLUJOS DE POTENCIA Y ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA RADIAL.

3.1.1 GENERALIDADES

El cálculo de flujos de potencia en una red de distribución es de vital importancia a la hora de diseñar y operar una red de distribución. Permite visualizar rápidamente datos relevantes del sistema, como caídas de tensión, pérdidas de potencia, nivel de cargabilidad en las líneas, etc. [32]

Un alimentador tradicional, con configuración radial, está concebido para transportar la energía desde su cabecera (subestación de distribución) hacia cada uno de los puntos de carga, con la corriente fluyendo en una sola dirección. En la Figura 3-1 se puede observar un esquema tradicional de un sistema de distribución: La energía fluye desde los niveles mayores hacia las cargas, ya sea a media tensión o baja tensión [5].

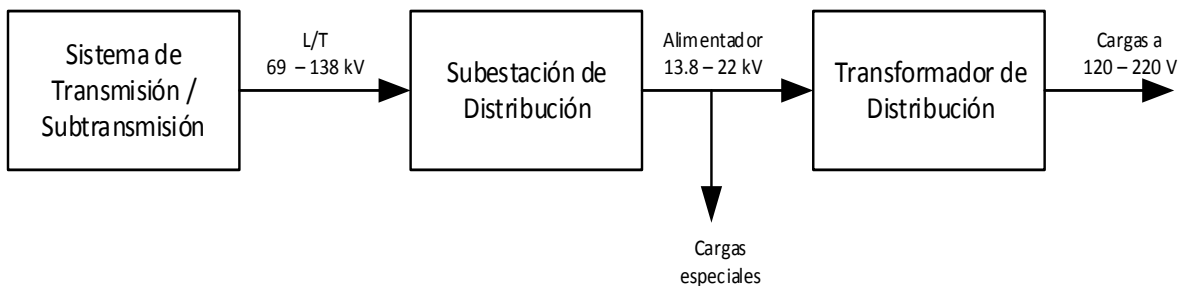


Figura 3-1. Esquema general de un sistema de distribución [33].



3.1.2 ALIMENTADOR CASO DE ESTUDIO. IEEE 33-BUS.

Para este caso de estudio se analiza el alimentador IEEE 33-Bus Radial Distribution Feeder [34]. En este modelo se indaga los impactos producidos al conectar fuentes de generación distribuida en algunos de sus nodos, tanto los fenómenos de operación normal, como ante disturbios en la red.

Los datos de cargas en cada nodo se pueden observar en la TABLA 3-I.

TABLA 3-I. DATOS DE CARGAS EN LOS NODOS DEL ALIMENTADOR IEEE 33-Bus [34].

BUS	Pd	Qd	baseKV	BUS	Pd	Qd	baseKV
1	0	0	12.66	18	90	40	12.66
2	100	60	12.66	19	90	40	12.66
3	90	40	12.66	20	90	40	12.66
4	120	80	12.66	21	90	40	12.66
5	60	30	12.66	22	90	40	12.66
6	60	20	12.66	23	90	50	12.66
7	200	100	12.66	24	420	200	12.66
8	200	100	12.66	25	420	200	12.66
9	60	20	12.66	26	60	25	12.66
10	60	20	12.66	27	60	25	12.66
11	45	30	12.66	28	60	20	12.66
12	60	35	12.66	29	120	70	12.66
13	60	35	12.66	30	200	600	12.66
14	120	80	12.66	31	150	70	12.66
15	60	10	12.66	32	210	100	12.66
16	60	20	12.66	33	60	40	12.66
17	60	20	12.66				

Las líneas que conectan los nodos se han enumerado de acuerdo al criterio nodo de destino -1, para interpretar fácilmente los resultados obtenidos en cada uno de los cálculos realizados en este estudio. En la TABLA 3-II se muestran los datos de impedancia de cada una de las líneas.

**TABLA 3-II. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA IEEE 33-BUS [34]**

BRANCH	fbus	tbus	r	x
1	1	2	0.0922	0.047
2	2	3	0.493	0.2511
3	3	4	0.366	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.819	0.707
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7114	0.2351
8	8	9	1.03	0.74
9	9	10	1.044	0.74
10	10	11	0.1966	0.065
11	11	12	0.3744	0.1238
12	12	13	1.468	1.155
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.591	0.526
15	15	16	0.7463	0.545
16	16	17	1.289	1.721
17	17	18	0.732	0.574
18	2	19	0.164	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.898	0.7091
24	24	25	0.896	0.7011
25	6	26	0.203	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.059	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.963
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.341	0.5302

La Figura 3-2 muestra la disposición del sistema de distribución, el cual fue ingresado en el utilitario DigSILENT Power Factory² para realizar los respectivos cálculos planteados.

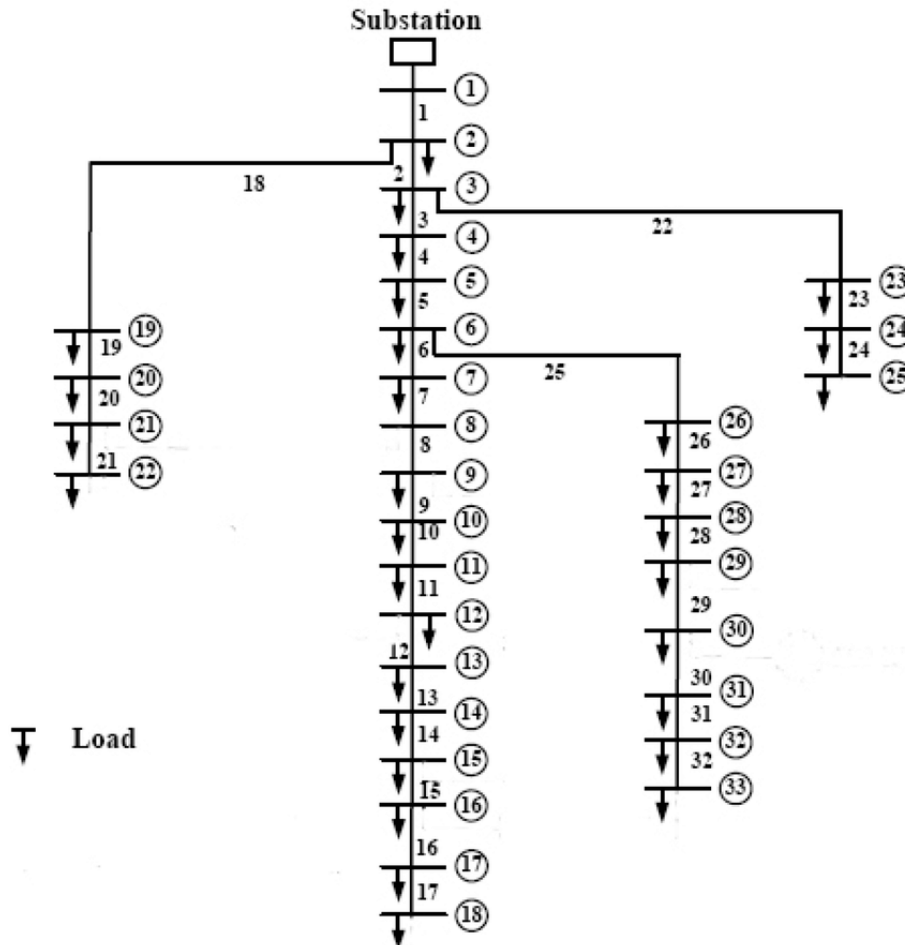


Figura 3-2. Sistema IEEE 33 Bus
Fuente: IEEE [34]

El estudio de cortocircuito del sistema permite cuantificar los niveles de corriente en cualquier punto de falla, operando el sistema bajo las condiciones establecidas. Una vez conocidos estos valores, se puede dimensionar los elementos de protección del sistema.

² DigSILENT PowerFactory es un utilitario de Software para simular Sistemas Eléctricos en todas sus etapas: Generación, Transmisión, Distribución y Sistemas Industriales. Posee características avanzadas para modelar y analizar sistemas de generación distribuida. <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>

3.1.3 FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA EL CASO DE ESTUDIO.

En el estudio se utilizan 3 tipos de generación, cuya influencia en la red es analizada en varios aspectos, tales como el flujo de potencia por las líneas, las corrientes de cortocircuito en distintos modos de operación, etc. En la Barra 18 se conecta un sistema CHP, mientras que en la barra 33 se acopla una mini granja eólica, complementada por 4 paneles solares fotovoltaicos.

3.1.3.1 SISTEMA DE COGENERACIÓN CHP

Para este caso, solamente se toma en cuenta la potencia eléctrica inyectada a la red. La potencia generada en calor y sus aplicaciones, no se requieren para los cálculos pertinentes. Las características de este sistema se muestran en la TABLA 3-III:

TABLA 3-III. ESPECIFICACIONES PARA GRUPO CHP CATERPILLAR G3412 [35]

Marca y Modelo;	CAT G3412
Potencia eléctrica nominal:	423 ekW
Frecuencia de operación:	60 Hz
Velocidad del rotor:	1800 rpm
Factor de potencia:	0.8
Nivel de tensión de operación	220 V – 480 V
Regulación de tensión:	0.5%
Tipo de generador:	Generador sincrónico 4 polos
Máxima eficiencia eléctrica:	37.30%
Valor nominal de energía de reserva máxima:	500 ekW a fp de 0.8
Tipo de combustible de entrada:	Gas natural, biogás, gas de campo, propano
Sistema de control:	Electrónico

El acople hacia la red de distribución se realiza mediante un transformador de media tensión, cuyos parámetros eléctricos se resumen en la TABLA 3-IV:

TABLA 3-IV. CARACTERÍSTICA ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA CHP [36]

Marca:	ABB
Potencia nominal	630 kVA
Relación de transformación:	12.66 kV / 380 V
Impedancia:	4.5%
Pérdidas en vacío:	720 W
Pérdidas con carga:	6100W
Tipo de conexión:	YNd11

La conexión desde el transformador al punto de la barra 18 se realiza mediante un cable aislado para 15kV con 220 Amperios de conductividad y 50 metros de longitud.

3.1.3.2 GENERADORES EÓLICOS

Los generadores eólicos representan un gran aporte dentro de las energías renovables y generación distribuida a nivel mundial, debido a la alta disponibilidad de zonas con flujos de viento relativamente estables.

Para este caso se modelarán 6 generadores eólicos, conectados en paralelo. Las características de estas unidades se describen en la TABLA 3-V:

TABLA 3-V. DATOS DE TURBINA EÓLICA³
Fuente: S&G Engineering [37]

Modelo:	SG60.28
Potencia nominal:	60 kW
Clase:	S-Class Direct Drive. PM Generator
Diámetro del rotor:	28 m
Altura de operación:	37.6 m
Velocidad del viento promedio:	7.5 m/s
Velocidad mínima del viento:	3.0 m/s

³ Turbina Eólica de 60 kW. S&G Engineering. www.sg-engineering.com



Velocidad máxima del viento:	19 m/s
Generador:	Síncrono, de baja velocidad. Enfriado por aire.
Convertidor:	4 cuadrantes full. Enfriado por aire.

Las terminales del convertidor se conectan a la red mediante un transformador de distribución. Sus parámetros se presentan en la TABLA 3-VI:

TABLA 3-VI. CARACTERÍSTICA ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA [36]

Marca:	ABB
Potencia nominal	250 kVA
Relación de transformación:	12.66 kV / 380 V
Impedancia:	4.5%
Pérdidas en vacío:	460 W
Pérdidas con carga:	3200W
Tipo de conexión:	YNd11

3.1.3.3 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Los sistemas de generación solar fotovoltaica muestran gran aceptación en la actualidad, con valores de potencia relativamente bajos, pero, al formar arreglos o matrices el nivel de aporte de energía es bastante aceptable.

En este caso se van a modelar 4 kits de generación fotovoltaica con capacidad individual de 20 kW de potencia nominal. Cada Kit está equipado por 10 paneles de 200 W, un inversor de 20 kW y almacenamiento de 23 kWh.

TABLA 3-VII. DATOS PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

Fuente: Sharp Corporation.

PANELES SOLARES⁴	
------------------------------------	--

⁴ Sharp Corporation www.sharp.net



Marca:	Sharp
Modelo:	ND-A215A2
Potencia nominal:	10x215 W
Tensión en circuito abierto:	36.7V
Tensión a máxima potencia:	30.2V
Corriente a máxima potencia:	7.13A
Eficiencia de la celda:	14.6%
Eficiencia del módulo:	13.1%
Temperatura de operación:	-40°C a +90°C
INVERSOR⁵:	
Modelo:	Delta M20A
Potencia nominal:	20 kW
Potencia máxima de entrada:	25 kW
Máxima potencia de salida	21 kVA
Tensión de salida:	3ph 230 – 400V Delta o Estrella.
Máxima corriente de salida:	32A
Frecuencia de operación:	45/60Hz programable
Factor de potencia:	0.8 cap – 0.8 ind.
Distorsión armónica total (THD):	<3%
Eficiencia:	<98.4%
Temperatura de operación:	-25°C – 60°C
BANCO DE BATERÍAS⁶:	
Modelo:	LG – RESU 6.5
Energía total:	4x6.5 kWh
Energía máxima utilizable:	4x5.9 kWh
Capacidad individual:	126 Ah
Tensión de operación:	42 – 58 Vdc

3.2 FLUJO DE POTENCIA EN EL ALIMENTADOR RADIAL IEEE-33

⁵ Delta Energy Systems. www.delta-es.com

⁶ LG Chem. www.lgespartner.com

El sistema IEEE 33-Bus consta de una subestación de cabecera con capacidad de 10 MVA y con un nivel de tensión de 12.6 kV en toda su extensión. Las cargas en cada nodo se muestran como el equivalente conectado a ese punto.

Al ejecutar el cálculo de los flujos de potencia en este sistema, se observa que el nivel de tensión cae gradualmente a medida que se aleja de la subestación. En la Figura 3-3 se puede observar el nivel de tensión en kV para cada barra. El nivel de tensión más bajo es en la barra 18, con 11.56 kV o 0.91 p.u.



Figura 3-3. Nivel de tensión en las diferentes barras del sistema radial IEEE 33-Bus en kV.

Fuente: Elaboración propia.

El flujo de potencia, activa y reactiva, a través de las líneas se puede observar en la Figura 3-4:

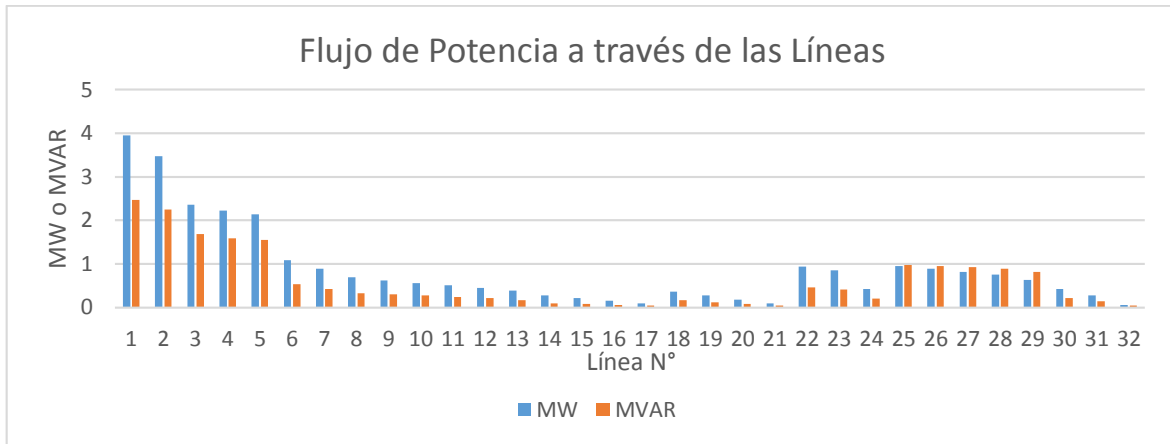


Figura 3-4. Flujo de potencia activa y reactiva a través de las líneas del sistema IEEE 33-Bus.

Fuente: Elaboración propia.

3.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.3.1 GENERALIDADES

Un cortocircuito nace de una brusca pérdida de aislamiento entre dos partes energizadas a diferente nivel de tensión. Esto conlleva a que se presenten elevados niveles de corriente desde la fuente hasta el punto de falla.

Los valores de la corriente de cortocircuito dependen de la configuración de la red de distribución y de la impedancia de los componentes de la misma: transformadores de potencia, líneas aéreas y subterráneas, motores conectados a la red, etc., a través de los cuales circula. [38]

Las fallas que producen un cortocircuito pueden ser de distinta naturaleza, pudiendo clasificarse, dentro de los más comunes, como: Cortocircuito monofásico Fase – tierra, Cortocircuito Bifásico Fase – Fase, Cortocircuito Bifásico a tierra, Cortocircuito Trifásico. [39]

En la figura 3-5 se puede apreciar la representación circuital de cada uno de los casos de cortocircuito enumerados anteriormente, en el punto mismo de la falla. Para calcular el valor de la corriente se deben conocer los parámetros de impedancias de los elementos que recorren desde la fuente (subestación de distribución) hasta la falla.

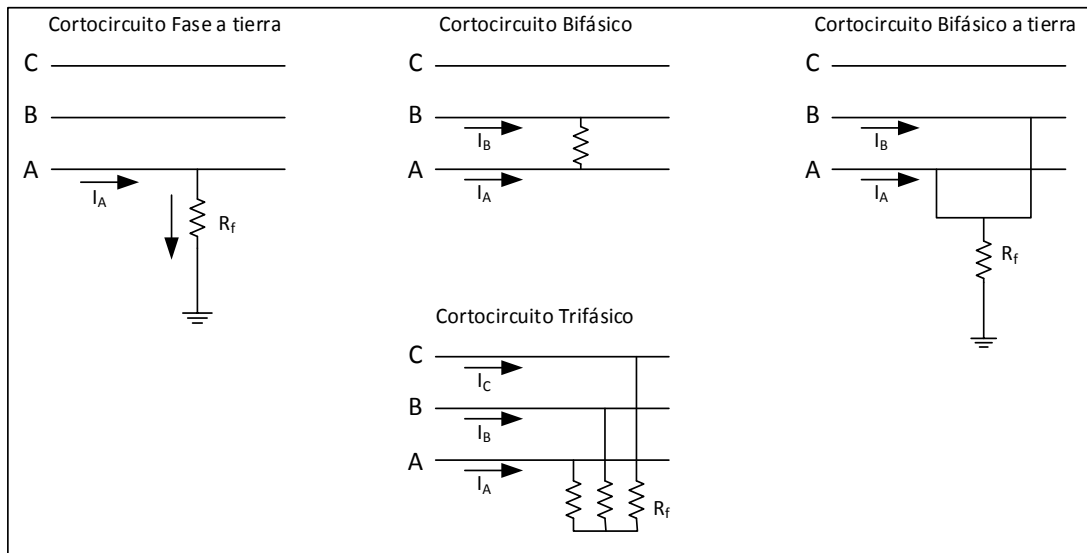


Figura 3-5. Tipos de cortocircuitos en una red trifásica [40].

Dentro del estudio de cortocircuito se calculan diferentes valores de corriente, siendo las más importantes, y que se utilizan en este estudio [41]:

- **Corriente mínima de cortocircuito I_{sc} .** Se expresa en kA rms, y es el valor de corriente de cortocircuito medido al final de la zona de protección. Para este caso, los tramos finales del alimentador. Este valor sirve para determinar los límites de operación para los dispositivos de protección.
- **Corriente de cortocircuito en estado estacionario I_k .** Se expresa en kA rms, y es el valor de corriente de cortocircuito medido justo en las cercanías del punto de falla. Con este valor se dimensiona el equipamiento del sistema.
- **Corriente de cortocircuito pico I_p .** Es el valor pico de la corriente de cortocircuito durante el periodo transitorio.

3.3.2 CORTOCIRCUITO EN UN ALIMENTADOR RADIAL

En base a lo tratado en la sección anterior, y aplicando al caso del Alimentador Radial IEEE 33-Bus, se ha realizado los cálculos de corrientes de cortocircuito en DigSILENT Power Factory para todas las barras del sistema. Los datos obtenidos se muestran de forma gráfica para observar su comportamiento con y sin Generación Distribuida.

Las Figuras 3-6 y 3-7 muestran los valores máximos y mínimos obtenidos, respectivamente, para 3 casos de estudio: Cortocircuito monofásico a tierra, Cortocircuito Bifásico y Cortocircuito Trifásico.

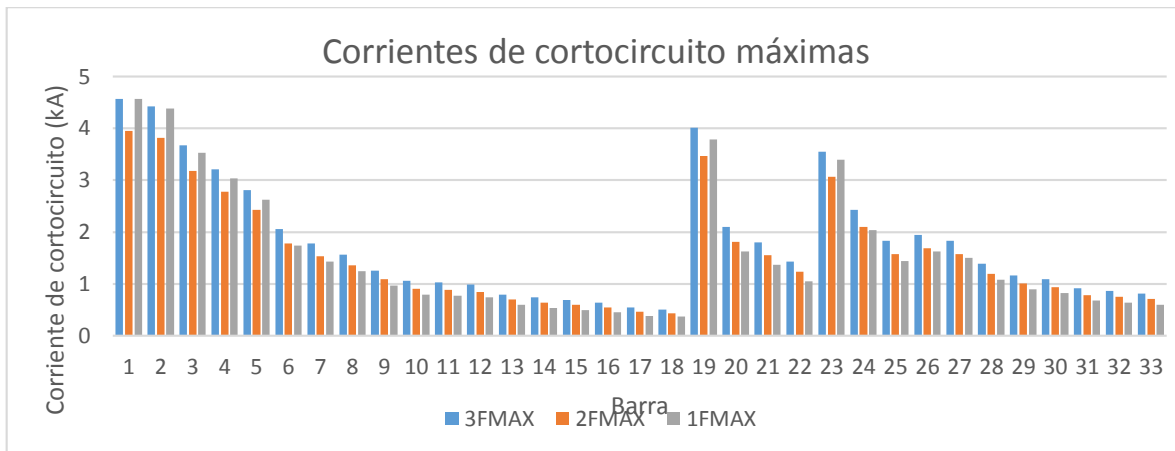


Figura 3-6. Comparativo de corrientes máximas de cortocircuitos para el IEEE 33-Bus

Fuente: Elaboración propia.

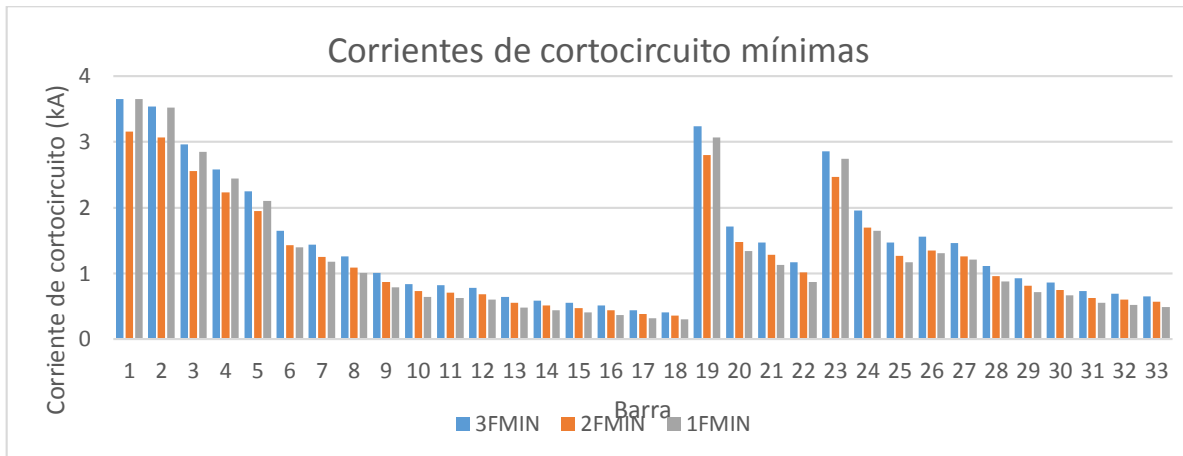


Figura 3-7. Comparativo de corrientes máximas de cortocircuitos para el IEEE 33-Bus

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3 EFECTOS DE LA GD EN UN ALIMENTADOR RADIAL

En un sistema de distribución radial, al introducirse nuevas fuentes de generación, su comportamiento varía, ya que se presentan flujos de potencia bidireccionales, y los niveles de potencia de cortocircuito se elevan, dependiendo de la capacidad de las nuevas fuentes.

Los aportes a las fallas se calculan en DigSILENT Power Factory para el modelo IEEE 33-Bus, con las fuentes de generación citadas en el Capítulo 2, y asumiendo que éstas operan a capacidad nominal.

FLUJO DE POTENCIA

Al tener una inyección de potencia en la red, existirán flujos de potencia en sentido contrario, por lo que el valor resultante en algunas líneas será de menor magnitud. De

otra forma los niveles de tensión en las barras también se verán afectados, especialmente en las cercanas a las fuentes de generación distribuida.

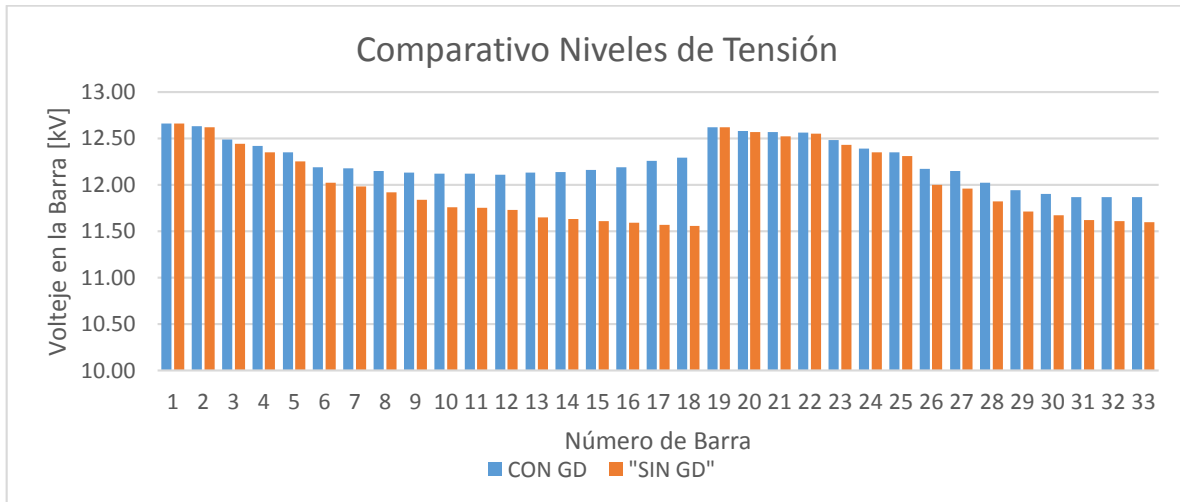


Figura 3-8. Niveles de tensión en el IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida.

Fuente: Elaboración propia.

La caída de tensión, sobre todo en las barras donde están conectados los sistemas de generación distribuida es menos notoria. Se observa que el aporte de las fuentes de generación distribuida mejora la calidad del servicio.

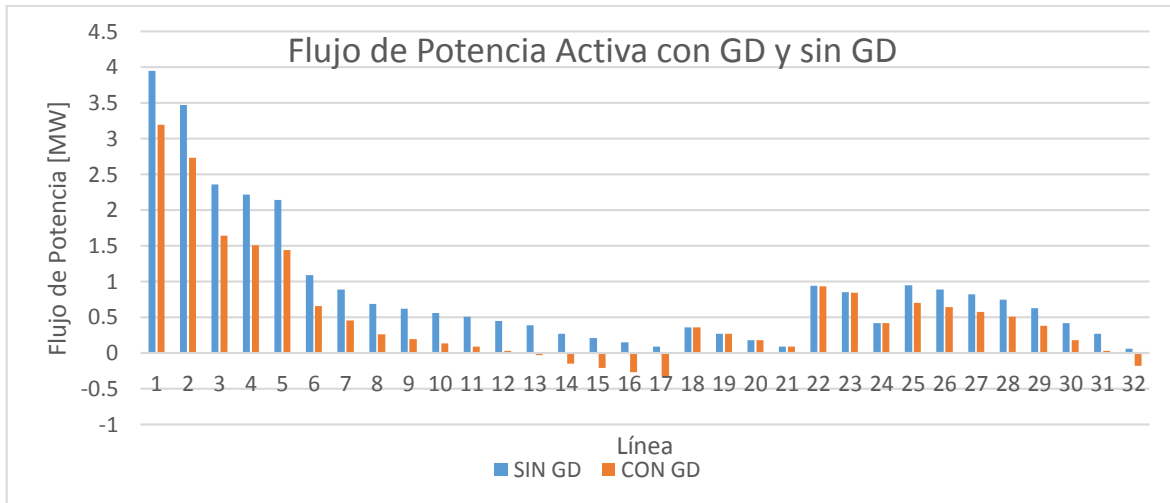


Figura 3-9. Flujos de potencia en el IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida

Fuente: Elaboración propia.

De igual manera, la cargabilidad en las líneas disminuye. Esto se traduce en menos pérdidas en el sistema por el efecto Joule. Algo que también llama la atención es que por las líneas cercanas a las barras que tienen conectadas las fuentes de generación distribuida, el flujo de potencia es negativo, es decir, en sentido contrario al que se observó inicialmente. Este efecto se analiza más adelante, en el estudio de coordinación de protecciones.

3.3.4 EFECTOS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO

En la Figura 3-10 se observa los niveles de corriente para un cortocircuito trifásico, para el caso del alimentador en operación estrictamente radial y para el caso de operación con fuentes de generación distribuida.

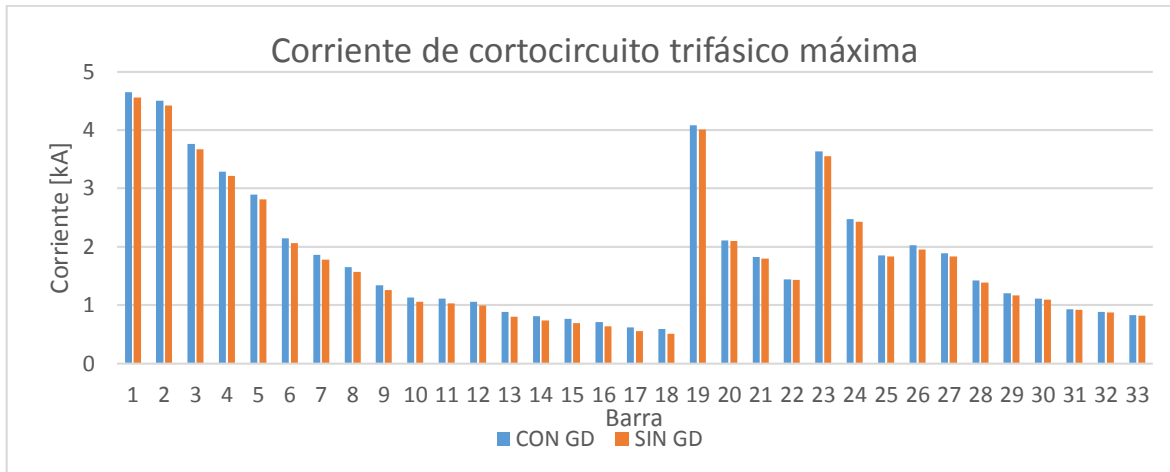


Figura 3-10. Corrientes de cortocircuito trifásicas en el sistema IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida

Fuente: Elaboración propia.

Para apreciar mejor la diferencia de niveles de corriente para ambos casos, en la Figura 3-11 se muestra el incremento de esta magnitud, y se puede mencionar que:

- En todas las barras se observa un incremento de corriente de cortocircuito.
- En el eje principal del alimentador, el incremento es casi constante.
- En las barras 18 y 23 se nota la presencia de la GD.

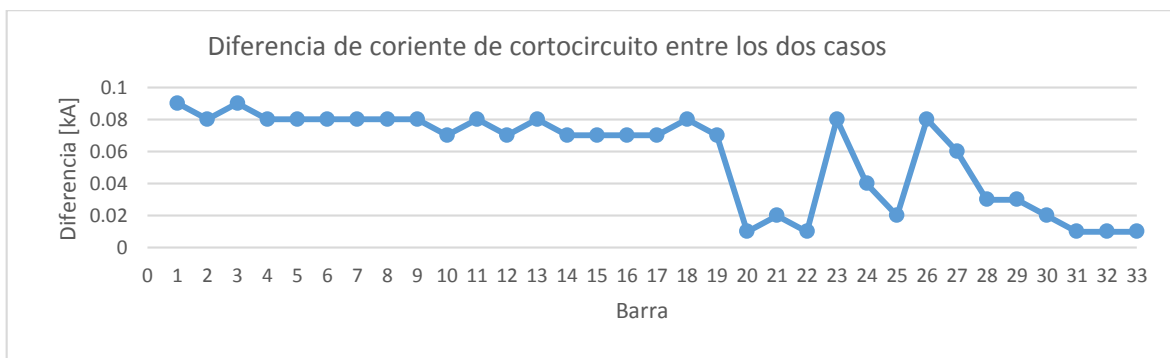


Figura 3-11. Diferencia de corrientes de cortocircuito trifásicas en el sistema IEEE 33-Bus entre los casos con y sin Generación Distribuida.

Fuente: Elaboración propia.

Igual criterio se puede aplicar al observar los niveles de corriente de cortocircuito ante una falla monofásica a tierra. En las Figuras 3-12 y 3-13 se puede observar las magnitudes y diferencias, con un comportamiento similar al caso anterior, pero con niveles, relativamente, menores.

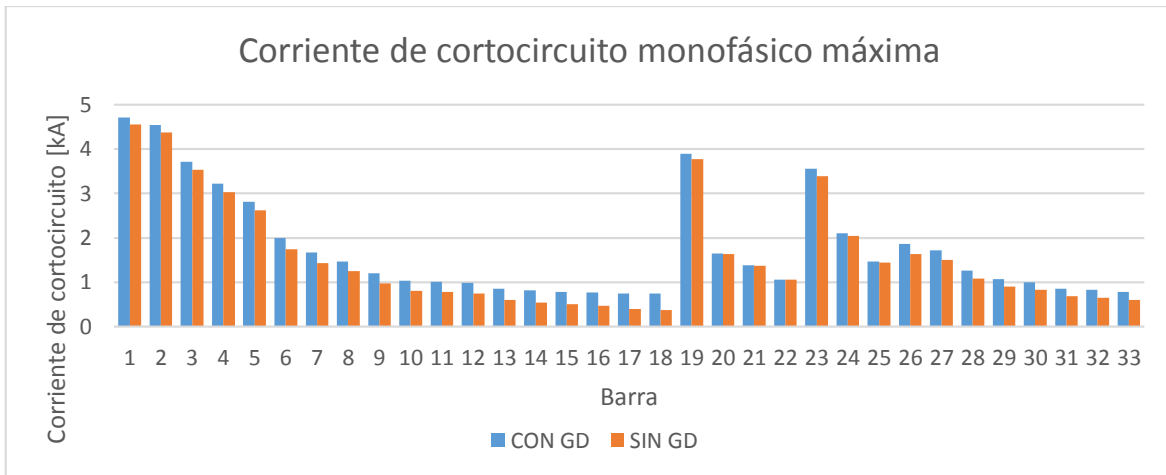


Figura 3-12. Corrientes de cortocircuito monofásicas en el sistema IEEE 33-Bus para los casos con y sin generación distribuida

Fuente: Elaboración propia.

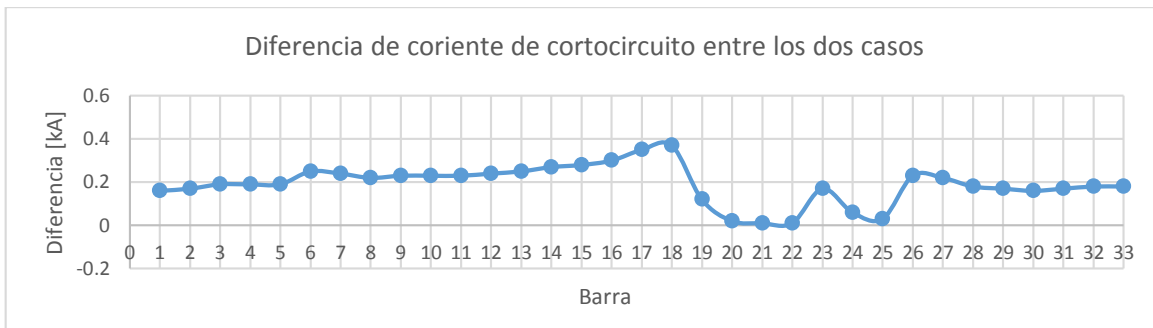


Figura 3-13. Diferencia de corrientes de cortocircuito monofásicas en el sistema IEEE 33-Bus entre los casos con y sin Generación Distribuida.

Fuente: Elaboración propia.



CAPÍTULO 4

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

4.1 GENERALIDADES

Un sistema de distribución eléctrica debe apuntar a ofrecer suministro continuo del servicio, con altos niveles de calidad. Sin embargo, un sistema eléctrico está expuesto a disturbios de distinta naturaleza, ya sean por agentes internos o externos. Estos disturbios o fallas pueden ser de dos tipos: transitorios o permanentes [42]. Como consecuencia, se presentan variaciones bruscas de tensión y/o corriente, pudiendo comprometer la integridad del sistema, los artefactos en él conectados y las personas que interactúan con éstos.

Fallas Transitorias.

Son disturbios de muy corta duración. La mayoría de las fallas en un sistema de distribución son de este tipo, mayormente causadas por descargas atmosféricas, choques accidentales entre conductores, contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores, entre otros. Sin embargo, si no se despeja rápidamente estas fallas, pueden causar serios daños dentro del sistema [42] [43].

Fallas Permanentes.

Este tipo de fallas tiene una duración hasta que la zona defectuosa sea intervenida. Son causadas, generalmente, por roturas de conductores, defectos en los aisladores, falla de aislamiento en cables subterráneos, etc. [42] [43]

Por lo tanto, todo sistema de distribución eléctrica debe contar con un adecuado sistema de protecciones contra este tipo de fallas, de manera que se logre aislar



rápidamente la parte fallada, evitando dejar sin servicio al resto de usuarios, minimizando los riesgos asociados a estos eventos [43].

4.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

En la actualidad existen muchos equipos capaces de detectar las fallas en el sistema y desconectarla, de acuerdo a las configuraciones establecidas por la administración del mismo. Su principio de funcionamiento puede ser físico, electromecánico, electrónico, óptico, etc.

De acuerdo a los requerimientos y complejidad de la zona a ser protegida, los principales dispositivos de protección de sobrecorriente pueden ser [42] [44]:

- Relés de sobrecorriente
 - Relés instantáneos
 - Relés temporizados
 - Relés direccionales.
- Reconectores
- Fusibles
- Seccionadores

4.2.1 RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Un relé de protección de sobrecorriente es un dispositivo que recibe una o más señales de entrada (salida de un transformador de corriente o de un transformador de potencial), la compara con ciertos parámetros y si ésta supera los límites establecidos, envía una señal de disparo hacia el elemento de desconexión (interruptor de potencia) para que desconecte la parte del sistema en falla. Los componentes de comparación y actuación pueden ser electromecánicos, electrónicos, o ambos [42] [43] [44]. La Figura 4-1 muestra el esquema general de un relé de protección de sobrecorriente:

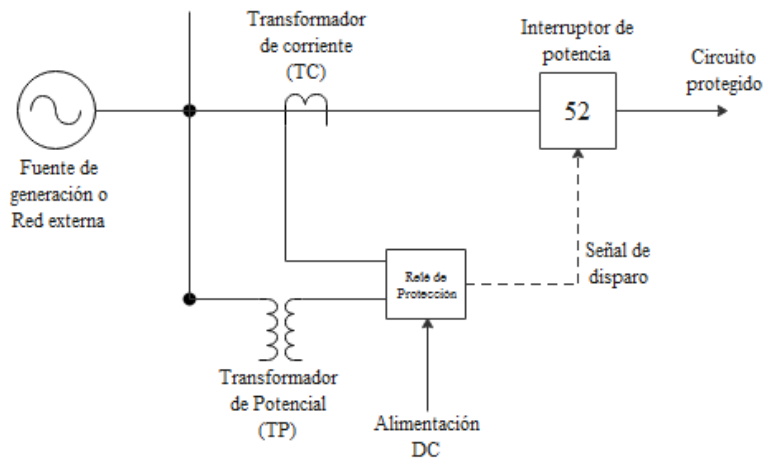


Figura 4-1. Esquema básico de un relé de protección [44].

Estos tipos de relés pueden clasificarse, de acuerdo a las características de operación, en tres tipos, pudiendo existir dispositivos que combinen estas características:

- **De corriente definida o instantáneos.** Operan apenas sienten un valor igual o mayor de corriente que la definida como inicial.
- **De tiempo definido.** Estos dispositivos, indistintamente del valor de corriente de entrada, siempre y cuando sea mayor o igual al establecido, actúan luego de un tiempo de retardo definido.
- **De tiempo inverso.** Estos dispositivos operan de manera inversamente proporcional al nivel de corriente de falla. Su actuación es lenta ante niveles de corriente bajos y, conforme ésta se incrementa, el tiempo de actuación se reduce.

En la Figura 4-2 se observa la característica gráfica de operación de cada tipo de relés.

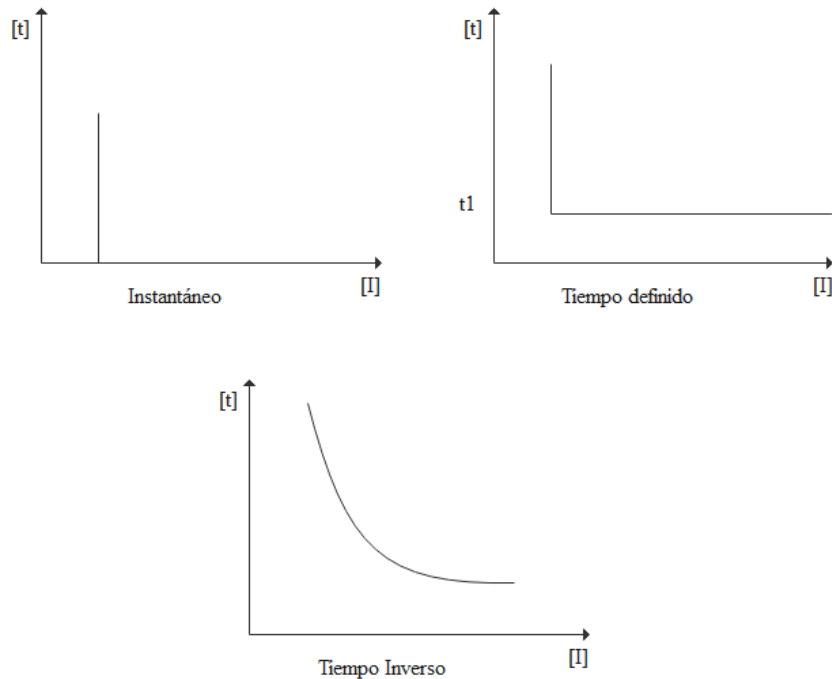


Figura 4-2. Modos de operación de un relé de protección de sobrecorriente [45].

El estándar IEC 60255-125 propone tres tipos de curvas características de operación, dentro del tipo de Tiempo Inverso, las cuales permiten adaptarse a los requerimientos de disparo del sistema [46]:

- Inversa Estándar (SI, por sus siglas en inglés)
- Muy Inversa (VI)
- Extremadamente Inversa (EI)

Las ecuaciones correspondientes para el tiempo de actuación de las curvas características de operación se resumen en la TABLA 4-I:

TABLA 4-I. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

FUENTE: NORMA IEC 60255-151

Característica del relé	Ecuación
-------------------------	----------



Inverso estándar	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$	(4-1)
Muy Inversa	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r^1 - 1}$	(4-2)
Extremadamente Inversa	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$	(4-3)

Siendo:

- TMS = Multiplicador de tiempo (Time Multiplier Setting)
- $I_r = \frac{I_f}{I_p}$
- I_f = Corriente de Falla
- I_p = Corriente pick up o corriente inicial del relé

Cada relé permite configurar los parámetros de las ecuaciones de la TABLA 4-1, de modo que su actuación garantice una rápida operación ante una falla.

4.2.2 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Las magnitudes de corrientes y tensión en un sistema de distribución son relativamente altos, que no permiten un monitoreo directo a esos niveles por cuestiones de aislamiento y/o capacidad de conducción de corriente. Por este motivo, las señales de entrada a los relés deben ajustarse a los requerimientos de estos instrumentos, y esto se consigue mediante el uso de transformadores de medida o de instrumentación.

4.2.2.1 Transformadores de Corriente (TC).

Son transformadores que reducen los niveles de corriente en una parte del sistema a valores adecuados para su manejo mediante instrumentos (generalmente 1 o 5 Amperios), de acuerdo a la norma IEC 60044 – 1 [47].



El devanado primario del TC se conecta en serie con las fases o neutro del circuito; en este caso, con el alimentador de distribución a nivel de media tensión. La relación de transformación se expresa con los niveles de corriente máximos para sus devanados primario y secundario. Las principales características de estos transformadores son [43]:

- Admite variaciones de carga en el devanado secundario sin presentar mayores disturbios.
- Puede determinarse fácilmente el ángulo de fase entre el primario y secundario, puesto que la impedancia de magnetización y la carga instalada en el devanado secundario son conocidas.
- Como restricción se debe anotar que el devanado secundario no puede operar en circuito abierto, puesto que la impedancia de magnetización es baja y los niveles de tensión podrían alcanzar valores muy elevados.

4.2.2.2 Transformadores de Potencial (TP).

Estos elementos reducen proporcionalmente el nivel de tensión primario hasta valores aptos para trabajo en instrumentación. Típicamente el nivel de tensión en el devanado secundario es de 115V o 120V, de acuerdo a la Norma IEC – 60044 – 2 [48].

El devanado primario se conecta en paralelo con el circuito de potencia. El tipo de conexión depende de los requerimientos específicos para ese dispositivo.

Por su constitución, los transformadores de potencial pueden ser [43]:

- **Tipo inductivos.** Los devanados primario y secundario están sobre un núcleo de hierro. Su uso clásico es en media y baja tensión.
- **Tipo capacitivos.** No posee devanados, sino que se basa en un divisor de tensión capacitivo. Su uso generalizado es en alta y extra alta tensión. Una



desventaja importante, en este tipo de transformadores, es que el nivel de tensión en el lado de baja, puede verse afectado por variaciones de carga (burden).

4.2.3 RELÉS DIRECCIONALES

Su operación es similar a los equipos descritos en la sección 4.2.1, una vez que han alcanzado los valores establecidos para su actuación, incluyendo sus curvas de operación. La diferencia radica en que sensan la dirección del flujo de potencia y solamente operan si la corriente de falla fluye en el sentido para el cual han sido configurados.

Estos tipos de relés son muy utilizados en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica, donde su configuración es mallada, y, por ende, los flujos de potencia son bidireccionales. Por lo tanto, pueden ser empleados donde se requiera discriminar la dirección de los flujos de potencia, en sistemas mallados y con la presencia de generación distribuida.

Principio de operación.

Cualquiera que sea la configuración y/o construcción de un relé direccional, su principio general de funcionamiento se basa en comparar el ángulo de desfase entre la corriente y el nivel de tensión circulando a través del ramal protegido. De esta manera se identifica si el flujo es hacia adelante o hacia atrás.

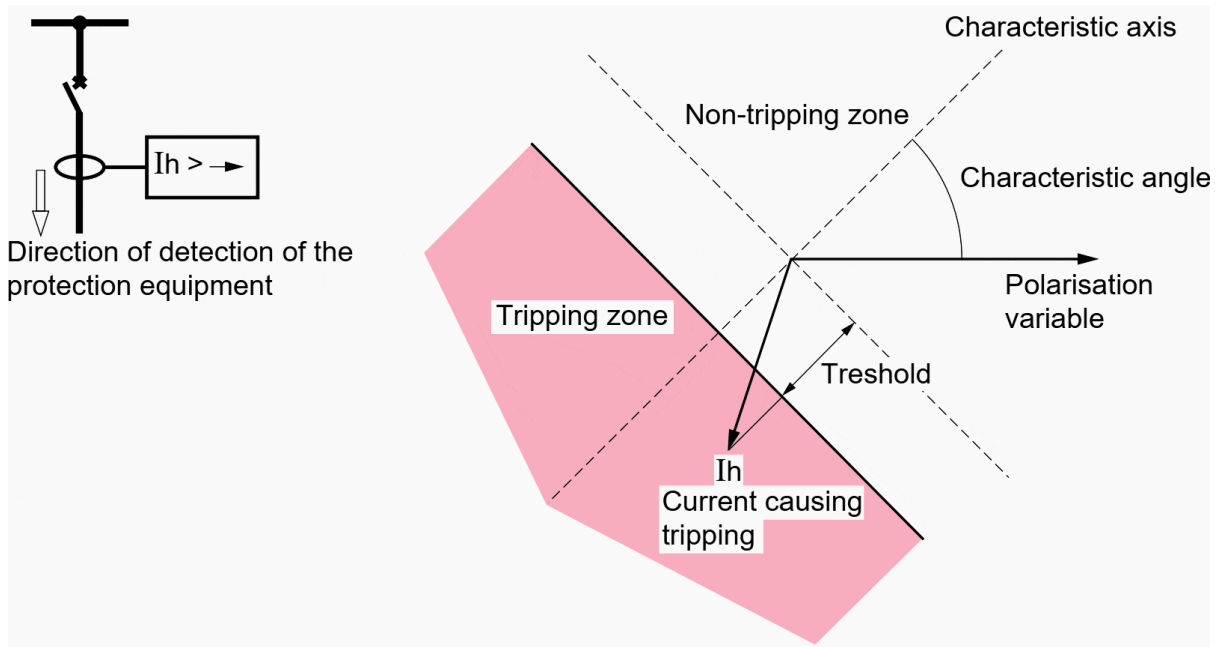


Figura 4-3. Zona de operación del relé direccional de sobrecorriente.

Fuente: EEP [49]

Como se observa en la Figura 4-3, el ángulo de la corriente a través del relé indica si éste está en la región de operación, desconectando la falla o el sistema opera sin ninguna novedad.

4.2.4 FUSIBLES

Son los dispositivos de protección más comunes dentro de un sistema de distribución. Entre sus bondades resaltan su costo (son bastante económicos en comparación con otros dispositivos de protección) y su fácil instalación.

El principio de funcionamiento de estos dispositivos radica en la fusión de uno o más elementos, logrando interrumpir permanentemente la corriente de falla hacia adelante. Cada elemento fundente está diseñado para actuar ante un determinado valor de corriente.



4.2.4.1 Partes de un fusible.

Existen varias configuraciones para la construcción de un fusible, sin embargo, las típicas son cinco, que se enlistan a continuación:

- a) **Cuerpo del fusible:** Constituido por materiales aislantes, pero con suficiente resistencia mecánica, como porcelana, vidrio, papel, fibra de vidrio, etc. Su función es la de encapsular y proteger el elemento fundente, que se aloja en su interior, a la vez de reducir los efectos térmicos y/o mecánicos producidos por la actuación del mismo.
- b) **Terminales:** Construidos de material conductor de buenas características. Son los que conectan las partes de la línea de transmisión con el elemento a protegerse. Al ser elementos metálicos, también actúan como disipadores de calor que se genera en el interior del fusible.
- c) **Elemento fusible.** Es el elemento que da el nombre al dispositivo, ya que es el que actúa frente a las sobrecorrientes para las que fue diseñado. Su constitución es, ya sea en forma de láminas o alambres, y puede contener uno o varios elementos, adecuadamente distribuidos en el interior del cuerpo.
- d) **Medio de extinción del arco eléctrico.** Consiste en la colocación de algún material capaz de absorber gran parte de la energía generada al momento de la fusión. El agente más utilizado es el sílice, que brinda gran capacidad para absorber esa energía. Otro material que cumple estos requerimientos es el ácido bórico.
- e) **Indicador de funcionamiento del fusible.** Muchos fusibles instalados poseen un elemento que señala a simple vista que ha actuado ante un disturbio. Estos mecanismos pueden tener distintas configuraciones y modos de operación, dependiendo del diseño de los fabricantes.



4.2.4.2 Parámetros eléctricos de un fusible.

Son los valores que indican el comportamiento del fusible ante disturbios en la red que causan sobrecorrientes que circulen a través de éstos. Entre los principales parámetros eléctricos se tiene:

- a) **Corriente nominal (I_n).** Es el valor RMS de la intensidad que puede circular por el dispositivo sin que éste comience con el proceso de fundición.
- b) **Nivel de tensión nominal (V_n).** Corresponde al máximo valor de tensión para que el fusible opere correctamente. No obstante, un fusible instalado en una red con el valor de tensión inferior puede operar sin dificultades. De ahí que los voltajes de aplicación de un fusible pueden ser expresados en rangos.
- c) **Capacidad de ruptura del fusible.** Es el valor de máxima corriente que puede circular para que el fusible opere y no explote, provocando otro tipo de dificultades.
- d) **Temperatura ambiente.** Corresponde a las variaciones de temperatura producidas por el entorno físico del dispositivo. No se debe confundir con la temperatura del medio ambiente.
- e) **Clase del fusible.**
- f) **Relación de velocidad.** Es el cociente entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y la de 300 segundos⁷.

4.2.4.3 Etapas de operación de un fusible.

La actuación de un fusible comprende dos etapas fundamentales: Etapa térmica y etapa de interrupción [5].

- **Etapa térmica.** Cuando la corriente que circula a través del fusible alcanza los valores superiores a sus nominales, este comienza a experimentar un

⁷ Concepto utilizado en la Norma ANSI C37.42, 43



incremento en la temperatura a través del cuerpo fusible, propiamente dicho. La temperatura, ante una sobrecorriente, continúa incrementándose hasta que termina fundiéndose el elemento y desconectando el circuito fallado.

- **Etapas de interrupción.** Luego de que el elemento fusible ha actuado, el flujo de corriente continúa a través del canal del cuerpo del dispositivo mediante el arco que se forma. Luego, ese efecto es absorbido por el medio de extinción de arco y finalmente es interrumpido completamente el flujo de corriente.

4.2.4.4 Clasificación de los fusibles de acuerdo a sus características constructivas.

Existen varios tipos de fusibles, dentro de la categoría de media tensión para distribución eléctrica, los cuales tienen notables diferencias en cuanto a su relación de velocidad:

- Tipo K
- Tipo T
- Tipo H
- Tipo Dual.

Cualquier tipo de fusible puede ser utilizado actualmente, dependiendo de los requerimientos del sistema para una buena coordinación de protecciones.

4.2.4.5 Curvas de actuación de los fusibles.

Al igual que otros dispositivos de protección, los fusibles tienen su comportamiento definido de acuerdo al nivel de corriente que los atraviesa.

En la Figura 4-4 se observa el modo de actuación, independientemente del tipo constructivo que tengan los fusibles. La curva inferior es el tiempo mínimo de fusión (minimum melting time), mientras que la superior representa el tiempo máximo de

despeje (maximum clearing time), es decir, cuando el fusible ya se ha fundido y se ha extinguido el arco dentro de él, quedando completamente desconectada la parte del circuito en falla [50].

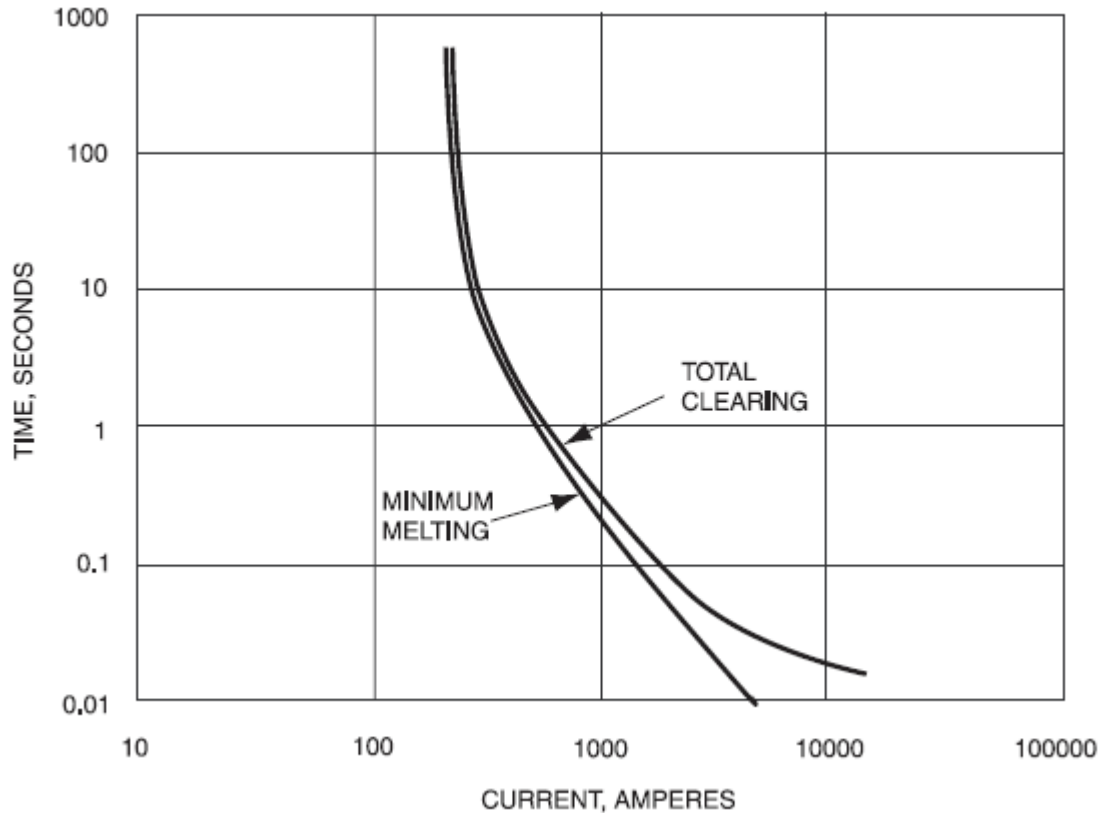


Figura 4-4. Curva de actuación de un fusible [50]

4.2.5 RECONECTADORES

De acuerdo a la naturaleza de las fallas transitorias, surgió la necesidad de implementar dispositivos capaces de desconectar la parte fallada por un instante para luego reconectarla automáticamente, una vez que se ha vuelto a la normalidad. Este dispositivo es el reconectador, con el que se logra mayor continuidad en el servicio, a diferencia de los fusibles o disparos de relé, que requieren la intervención de terceros para reestablecer las condiciones normales. La principal ventaja de estos instrumentos es la capacidad de operar bajo carga [42] [51].



El modo de operación de los reconectores contempla una serie de aperturas momentáneas (generalmente hasta 3 veces), mientras dure la falla. En caso de persistir el disturbio, éste se abre completamente y mantiene un bloqueo de sus contactos hasta ser puesto nuevamente en operación desde una orden externa.

De acuerdo a la configuración del sistema eléctrico de distribución, la apertura de los contactos puede ser monofásica o trifásica. De igual manera, pueden ser aislados en aceite, aire, vacío, o algún otro elemento dieléctrico, dependiendo de la capacidad de apertura del aparato [51].

4.2.5.1 Principios de operación de los reconectores.

Los reconectores son dispositivos compactos que permiten su instalación en espacios pequeños, a lo largo del recorrido del sistema de distribución. En su interior contienen bobinas que sensan el nivel de corriente a través del circuito, las cuales, ante un incremento de este valor, activan el mecanismo de disparo, el que puede ser electromecánico o electrónico. Disponen además de un motor para carga del resorte mecánico para mover los contactos [42].

4.2.5.2 Características de operación de los reconectores.

De manera similar a un relé de protección de sobrecorriente, un reconector puede operar generalmente bajo dos modos:

- **Tiempo – corriente definido.** Una vez que el nivel de corriente ha superado el umbral establecido, el tiempo de actuación será el mismo, independientemente de la magnitud de corriente de falla.
- **Tiempo – corriente inverso.** El tiempo de actuación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla.

De igual manera, los tiempos de operación pueden ser:

- Operación lenta
- Operación rápida

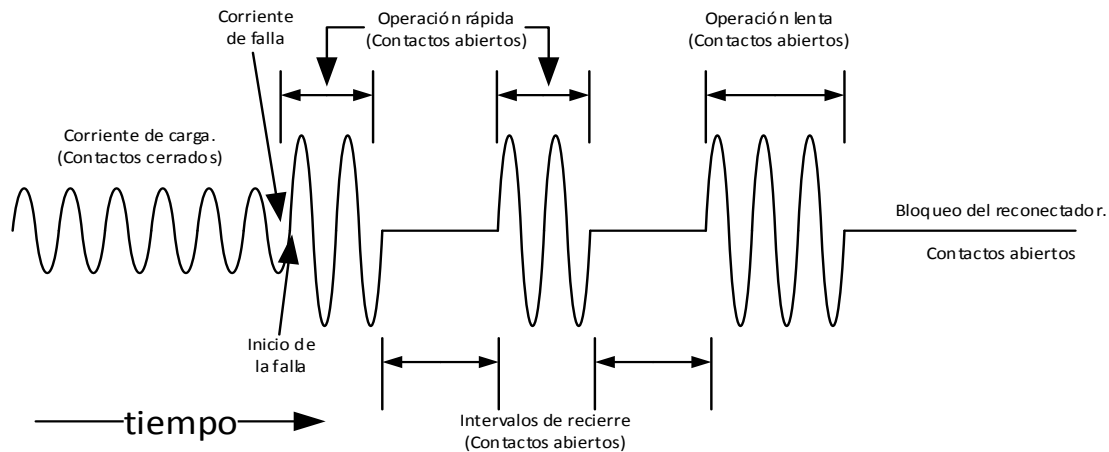


Figura 4-5. Intervalos de operación de un reconectador [52].

Estas características permiten que el reconectador actúe antes que algún fusible de respaldo, reduciendo los tiempos de interrupción [52].

4.2.5.3 Curvas de operación.

Los reconectores pueden ser ajustados de acuerdo a los requerimientos del sistema. La norma ANSI 37.60 establece los requerimientos constructivos y de diseño para estos elementos, incluidas las condiciones de operación, tanto eléctricas como ambientales [53].

Las ecuaciones de las curvas características ANSI para los reconectores son [54]:

$$t_{trip} = \left(\frac{A}{M^{P-1}} + B \right) \times \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (4-4)$$



$$t_{reset} = \left(\frac{D}{1-EM} \right) \times \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (4-5)$$

Donde:

t_{trip} = Tiempo de disparo

t_{reset} = Tiempo de restablecimiento

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{pickup}}$$

n = Número de curva para operación del reconectador.

A, B, C, D, E, P = Constantes. (Ver TABLA 4-II)

TABLA 4-II. CONSTANTES IEC PARA LAS CURVAS DE OPERACION DE LOS RECONECTADORES [54]

ANSI Curve	A	B	C	P	D	E
Extremely Inverse	6.407	0.025	1	2	3	0.998
Very Inverse	2.855	0.0712	1	2	1.346	0.998
Inverse	0.0086	0.0185	1	0.02	0.46	0.998
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	1	0.02	0.092	0.998
Short time Extremely Inverse	1.281	0.005	1	2	0.6	0.998
Definite Time	-	-	-	-	-	-
Long Time Extremely Inverse	64.07	0.25	1	2	30	0.998
Long Time Very Inverse	28.55	0.712	1	2	13.46	0.998
Long Time Inverse	0.086	0.185	1	0.02	4.6	0.998
Standard Instantaneous	-	-	-	-	-	-
Inverse Instantaneous	-	-	-	-	-	-

4.3 COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

4.3.1 Principios generales

La coordinación de protecciones consiste en seleccionar y configurar cada uno de los elementos de protección, desde el punto de la carga hacia las fuentes de suministro



[55]. En un alimentador de distribución, se debe considerar los ramales existentes, de modo que ante una falla se desconecte la menor sección del sistema fallado, sin que se afecte el suministro a los usuarios del resto de la red. Esta característica se conoce como selectividad.

Al momento de diseñar un esquema de protecciones, es necesario tener en cuenta los siguientes requerimientos [56];

- **Confiabilidad:** La capacidad para que un sistema de protección opere correctamente, es decir, aislar la parte fallada, evitando falsas actuaciones.
- **Velocidad:** La falla debe despejarse antes de que los equipos sufran daños por su causa.
- **Selectividad:** Aislar la menor parte posible del sistema para despejar la falla.
- **Costo:** Todo el sistema de protección, cumpliendo sus funciones adecuadamente, debe presentar el menor costo posible.

4.3.2 Zonas de protección

Para garantizar el principio de selectividad en un esquema de protección, el sistema de distribución eléctrica debe ser debidamente delimitado en regiones o zonas de protección. De esta manera se consigue identificar los ramales que necesitan un dispositivo de protección principal, además de otros ubicados aguas arriba, que actúen como respaldo en caso de fallar el principal. Cada ramal con su protección principal, así como la de respaldo, se llama zona de protección [56] [57]. Estas zonas muestran el área de cobertura del elemento de protección. Es indispensable que entre zonas de protección exista un traslape, con lo que se consigue el respaldo anteriormente mencionado y no habrán partes del sistema eléctrico que se queden desprotegidas [42].



En la Figura 4-6 se observa el sistema IEEE 33-Bus dividido en sus zonas de protección, repartido de la siguiente manera:

1. La primera zona corresponde a la Subestación de distribución, donde se incluye al transformador de potencia y la barra de salida (1).
2. Desde la barra 1 a la barra 2.
3. Desde la barra 2 a la 3, considerando la derivación a la barra 23.
4. La sección del alimentador entre las barras 2 y el reconectador de la barra 5.
5. El tramo entre las barras 5 y 6, considerando la derivación hacia la barra 26.
6. Desde la barra 5 a la 7, entre los reconectores.
7. El tramo final a partir del reconectador de la barra 10 hasta la barra 18.
8. El ramal de la barra 2 hasta la 22.
9. El tramo entre las barras 3 y 25.
10. La sección del alimentador entre las barras 6 y 33.

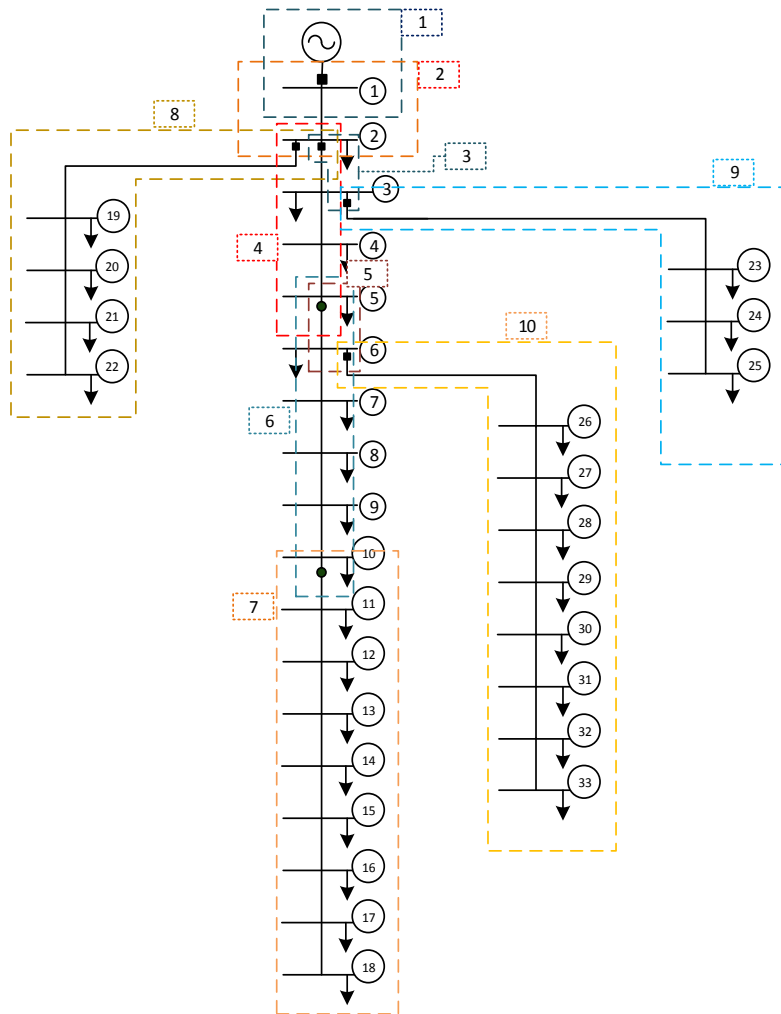


Figura 4-6. Zonas de protección para el sistema IEEE 33-Bus.

Fuente: Elaboración propia.

En el caso del sistema con las fuentes de generación distribuida instaladas, se incrementan 2 zonas adicionales de protección.

11. La barra 18, con la protección del sistema CHP

12. La barra 33 con la protección del sistema Eólico y Solar Fotovoltaico.

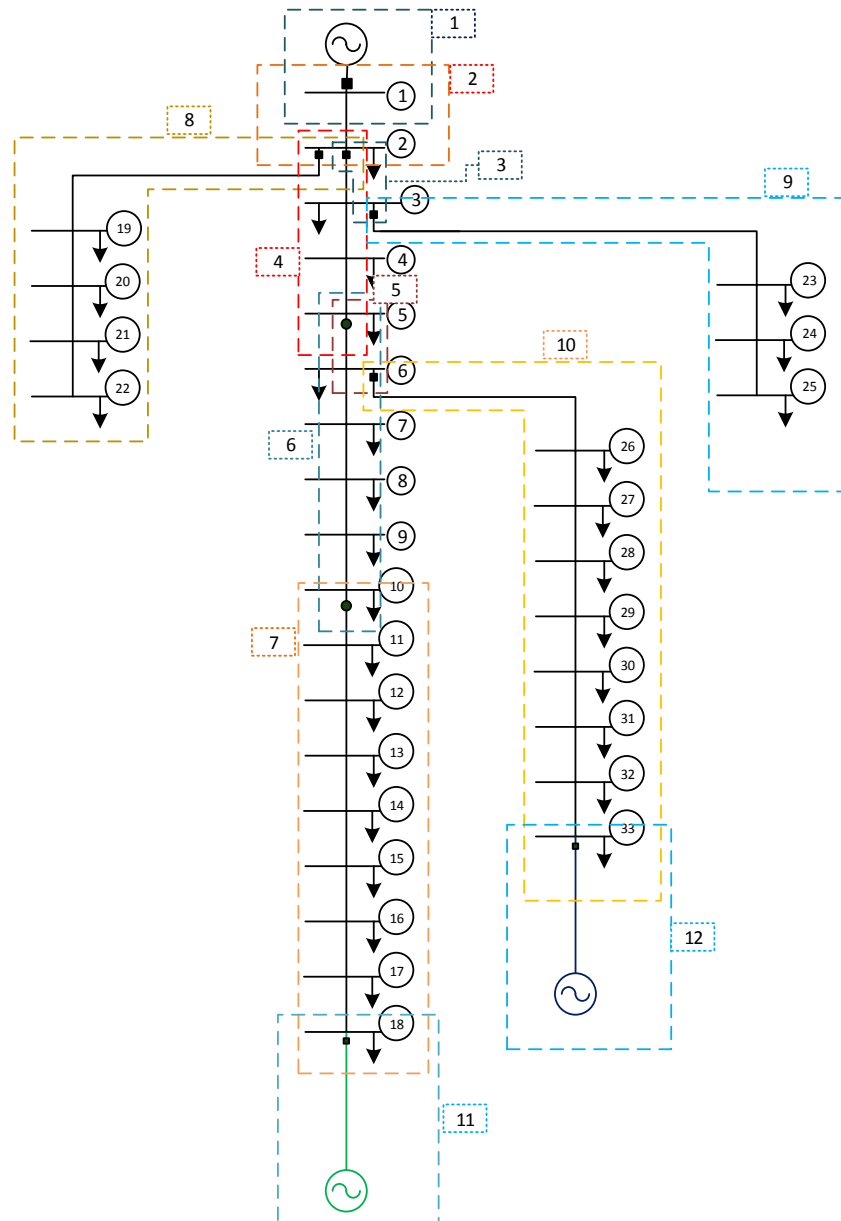


Figura 4-7. Zonas de protección para el sistema IEEE 33-Bus con GD.

Fuente: Elaboración propia.

4.3.3 Criterios generales para la coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones sugiere que los dispositivos de protección operen de forma secuencial, actuando desde los más cercanos al punto de falla, mientras que los siguientes figuran como respaldos en caso de que el primero no opere



correctamente, garantizando que todas las operaciones permitan despejar adecuadamente la falla, salvaguardando la integridad del sistema eléctrico y los usuarios del mismo.

Generalmente, un sistema eléctrico de distribución contiene tres tipos de protección: relés de sobrecorriente, reconectores automáticos y fusibles. El éxito de las protecciones de sobrecorriente radica en que las fallas de cortocircuito sean despejadas en el menor tiempo posible. Las curvas de operación de cada dispositivo deben estar configuradas de modo que los tiempos entre una y otra sean los más óptimos, manteniendo el nivel de confiabilidad más alto posible. Como se ha dicho anteriormente, los reconectores permiten salvaguardar la integridad de los fusibles.

4.3.4 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente.

Consiste en configurar los parámetros de los relés adyacentes, dentro de un mismo ramal, de manera que, ante una falla en un punto cualquiera, actúe el elemento más cercano a ésta. En el caso de que no actúe el relé correspondiente, debe hacerlo el siguiente aguas arriba, tras un intervalo de tiempo establecido [5],

La franja de tiempo entre curvas de actuación se denomina “Intervalo de tiempo de coordinación” (CTI, por sus siglas en inglés) y oscila alrededor de 0.3 segundos, dependiendo del tiempo de respuesta del interruptor asociado.

4.3.5 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente y reconectores.

Es la configuración más común en los sistemas de distribución, debido a la naturaleza transitoria de la mayoría de las fallas presentadas en ellos, y por la capacidad que tienen los reconectores de aislar temporalmente la parte defectuosa, con lo que se logra reestablecer el suministro sin la intervención de personal.



Para lograr la coordinación, es recomendable, dentro de lo posible, que tanto el relé como el reconectador tengan el mismo tipo de curva característica de operación [58].

La operación del relé debe estar ajustada de modo que permita que los disparos del reconectador ocurran, sin problemas, antes de que éste actúe. El relé de protección debe actuar únicamente si se presenta algún defecto en el reconectador para su disparo, o si la falla está directamente asociada a su zona de protección principal [5] [58].

4.3.6 Coordinación de protecciones entre relés de sobrecorriente, reconectadores automáticos y fusibles.

Los fusibles, que son ampliamente utilizados en la protección de ciertos elementos del sistema de distribución, en el inicio de derivaciones o ramales, puntos de carga, etc.

Analizando las diferentes zonas de protección, pueden presentarse distintas combinaciones de elementos de protección:

- Fusible – Fusible
- Fusible – Reconectador
- Fusible – Relé

Para el primer caso, se debe tener en cuenta que el tiempo máximo de despeje del fusible que actúa como protección principal no exceda el 75% del tiempo mínimo de fusión del respaldo, esto debido a factores ambientales y de desgaste de los dispositivos, evitando que se dé una fusión simultánea de ambos elementos.

En el segundo caso hay que considerar 2 eventos: Cuando el fusible se encuentra del lado de la falla, y cuando está tras el reconectador (el reconectador se encuentra del

lado de la falla). En el caso de que se encuentre cercano a la falla, se debe procurar que toda la curva de actuación del relé, incluido el tiempo de despeje se encuentre por debajo de la curva de actuación lenta del reconectador, mientras que la curva rápida del mismo estará bajo la del fusible.

El objetivo es que el reconectador despeje la falla mediante la actuación rápida, previniendo la desconexión del fusible. En caso de ocurrir una falla permanente, antes de la actuación lenta del reconectador, el fusible deberá actuar aislando únicamente la sección del circuito en falla [5] [59].

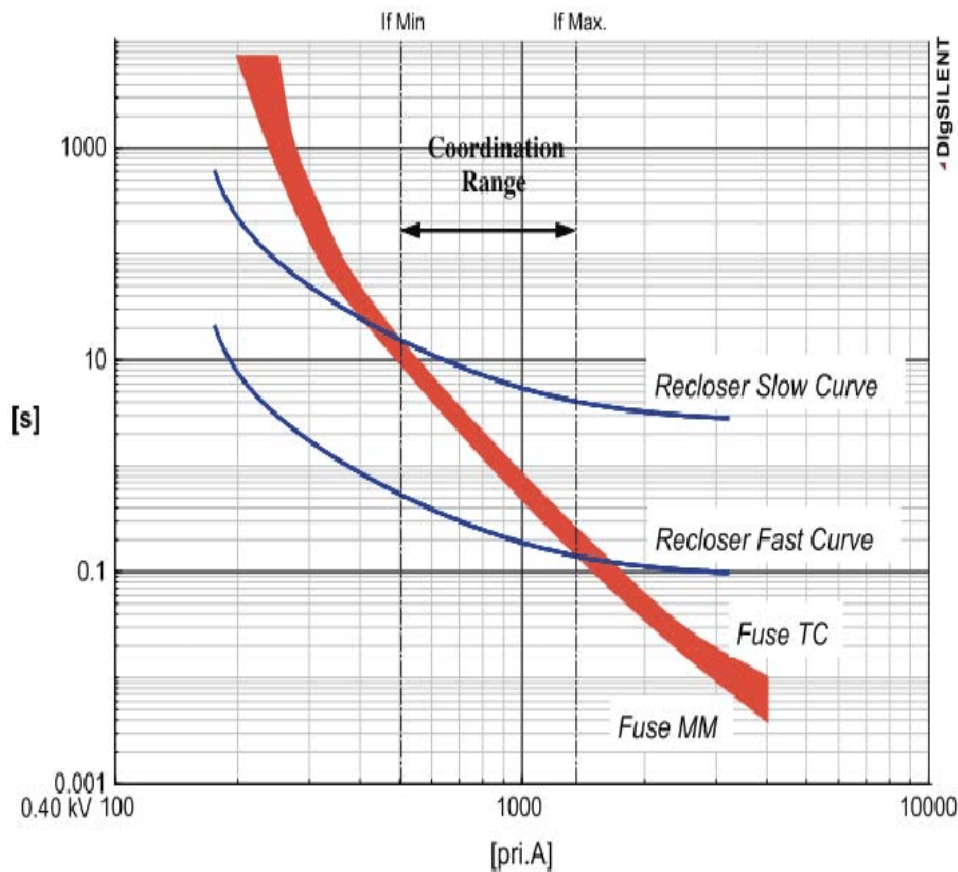


Figura 4-8. Representación gráfica de la coordinación reanectador – fusible [59].



En el caso de la coordinación fusible – relé, la condición es que la curva de actuación del fusible se encuentre por debajo de la del relé, lo que desconectaría la sección fallada, antes que toda la zona de protección del relé.

CAPÍTULO 5

CÁLCULO DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADORES CON GD.

5.1 EL PROBLEMA DE LOS FLUJOS DE POTENCIA BIDIRECCIONALES EN UN ALIMENTADOR CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

En un alimentador de distribución con configuración radial la energía eléctrica recorre desde su cabecera (subestación) hasta cada uno de los puntos de consumo (usuario final). Es decir, el flujo de potencia es unidireccional. En este tipo de sistemas, la coordinación de protecciones no requiere de mayores restricciones, ya que la operación de los dispositivos instalados para este fin es secuencial, desde la carga hacia la fuente.

Con la introducción de fuentes adicionales de energía en este alimentador (generación distribuida), el flujo de potencia ya no es unidireccional, y el usuario final puede llegar a utilizar la energía entregada por todas las fuentes conectadas al sistema.

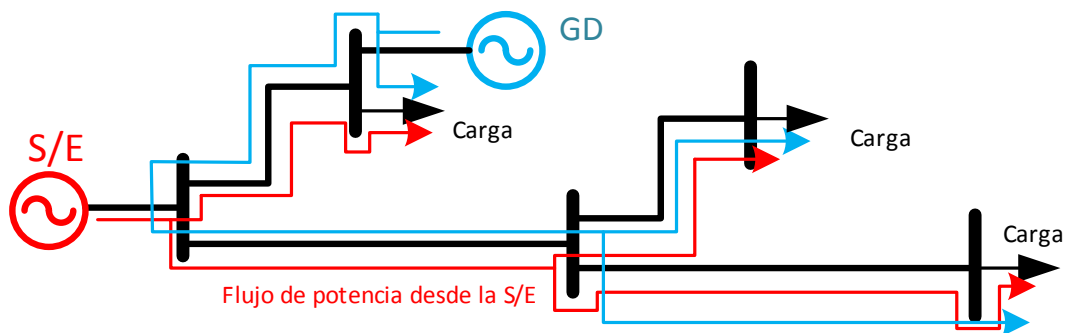


Figura 5-1. Flujo de potencia en un sistema con dos fuentes de generación.

Fuente: Elaboración propia.



En este caso, la coordinación de protecciones ya no es tan sencilla, ya que se debe considerar los flujos de potencia hacia cada una de las fuentes adicionales. Considerando las restricciones constructivas que tengan los dispositivos, es posible que los tiempos de coordinación no sean establecidos dentro de los rangos requeridos.

En esta sección se presenta un método de cálculo para lograr una óptima coordinación de protecciones, considerando cada una de las restricciones que presenten los dispositivos, ya sean relés de sobrecorriente, reconectores automáticos o fusibles de media tensión.

5.2 ALGORITMO DE CÁLCULO DE PARÁMETROS PARA LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

La solución al problema de coordinación de protecciones se orienta a optimizar las configuraciones de los equipos diseñados para este fin; es decir, minimizar los tiempos de coordinación de los relés de sobrecorriente, reconectores, fusibles etc., en cada zona previamente establecida.

Los tiempos de actuación de los dispositivos de protección dependen de algunos parámetros. El ajuste elemental al momento de configurar un relé es el TMS⁸, que permite establecer el retardo en el disparo para lograr una correcta coordinación con los demás elementos situados aguas arriba o aguas abajo. Si el dispositivo de protección es un fusible, debe escogerse el valor de I_n (Corriente nominal) para coordinar su actuación, sobre todo con los reconectores cercanos.

El proceso consiste en considerar los parámetros iniciales del sistema de protección:

- Corriente de carga en la barra.

⁸ Time Multiplier Setting. También se lo conoce como DIAL.



- Corriente de cortocircuito.
- Capacidad de corriente del sistema.
- I_{pu} para cada dispositivo de protección.
- TMS de relés y reconectores.
- I_n (corriente nominal) para los fusibles.
- Identificación y ubicación de los elementos de protección en el sistema.

Con estos datos, se procede a calcular los tiempos de actuación de cada elemento para una I_{pu} dada.

Si los tiempos de coordinación no satisfacen los criterios establecidos, se debe modificar los tiempos de retardo. En el caso de fusibles, una opción es cambiar la I_n del mismo para optimizar los tiempos de actuación.

$$T_{c_{\min}} \leq t_i - t_j \leq T_{c_{\max}}$$
$$TMS_{\min} \leq TMS_i \leq TMS_{\max}$$
$$t_{i_{\min}} \leq t_i \leq t_{i_{\max}}$$

Donde:

t_i = Tiempo de operación del relé en la posición i , perteneciente al conjunto de los relés instalados en el sistema.

t_j = tiempo de actuación del relé en la posición j que actúa como respaldo

T_c = tiempo de coordinación especificado entre el relé principal y el de respaldo

TMS = Time multiplier setting. Multiplicador de tiempo para el relé i

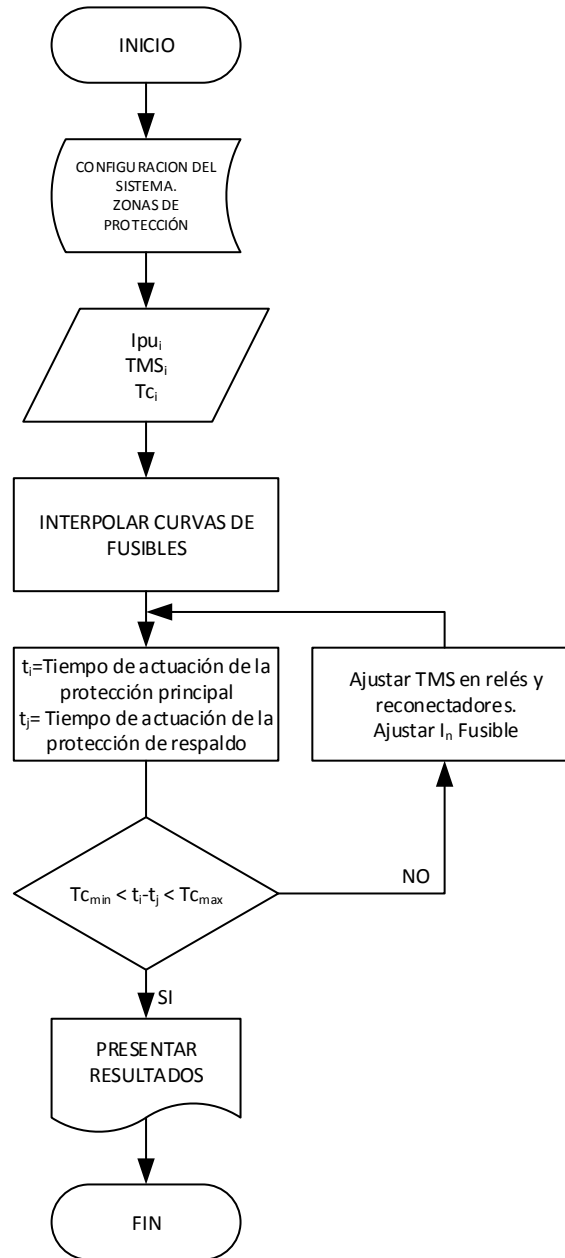


Figura 5-2. Diagrama de flujo para la coordinación óptima de protecciones.

Fuente: Elaboración propia.

5.2.1 Coordinación de protecciones en un modelo con relés de tiempo inverso.

Según la norma IEC, la característica de operación de un relé de sobrecorriente debe cumplir:



$$t_i = \lambda \cdot \frac{TMS_i}{\left(\frac{I_{f_i}}{I_{p_i}}\right)^\gamma - 1} \quad (5-1)$$

De acuerdo a la constitución del sistema de distribución, se debe considerar las corrientes pick up en cada zona de protección:

$$I_{pi_{min}} \leq I_{pi} \leq I_{pi_{max}}$$

Donde:

I_{f_i} = Corriente de falla sensada por el relé i

I_{p_i} = Corriente pick up del relé i

λ, γ = Constantes para la curva característica IEC

5.2.2 Coordinación de protecciones incluyendo el modelo de un reconectador.

Además de los relés de sobrecorriente, un sistema eléctrico de distribución contiene, otros elementos de protección, por lo que es necesario incluirlos en los cálculos, a fin de mantener una adecuada coordinación de los tiempos de actuación.

Un reconectador j , de acuerdo a la norma IEC, tiene la curva característica regida por la ecuación⁹:

$$t_{trip_i} = \left(\frac{A_j}{M_j^P - 1} + B_j\right) \times \left(\frac{14n_j - 5}{9}\right) \quad (5-2)$$

Como se ha descrito anteriormente, las constantes A, B, P , dependen del modo de operación del reconectador, y el factor n se refiere al número de curva, es decir, el multiplicador de tiempo TMS de un relé de tiempo inverso. M es la razón entre la corriente de falla y la corriente pick up del reconectador.

⁹ Véase la Sección 4.2.5



5.2.3 Coordinación de protecciones incluyendo el modelo de un fusible.

Puesto que el fusible es el elemento de protección más utilizado en un sistema de distribución, es imperante incluir, dentro del modelo de optimización, el comportamiento del mismo, junto a sus características de operación, tiempos mínimos y máximos.

La problemática radica en que no existen ecuaciones definidas para las curvas de actuación de un fusible, lo que complica enormemente cualquier modelo matemático.

Sin embargo, muchos fabricantes presentan tablas con los valores de tiempo y corriente aplicables a sus productos, lo que permite acercarse bastante al comportamiento de los mismos y poder aplicarlos en un problema matemático. La herramienta a utilizar es la interpolación mediante polinomios de Lagrange para aproximar los tiempos de operación con determinados niveles de corriente.

Es decir, para un nivel de corriente en un punto k , I_{F_k} , se tendrá un tiempo total de despeje del fusible k , t_{F_k} . Expresado de otra manera:

$$t_{F_k} = f(I_{F_k}) \quad (5-3)$$

Lo que quiere decir, que el tiempo de despeje de la falla de un fusible es función del nivel de corriente.

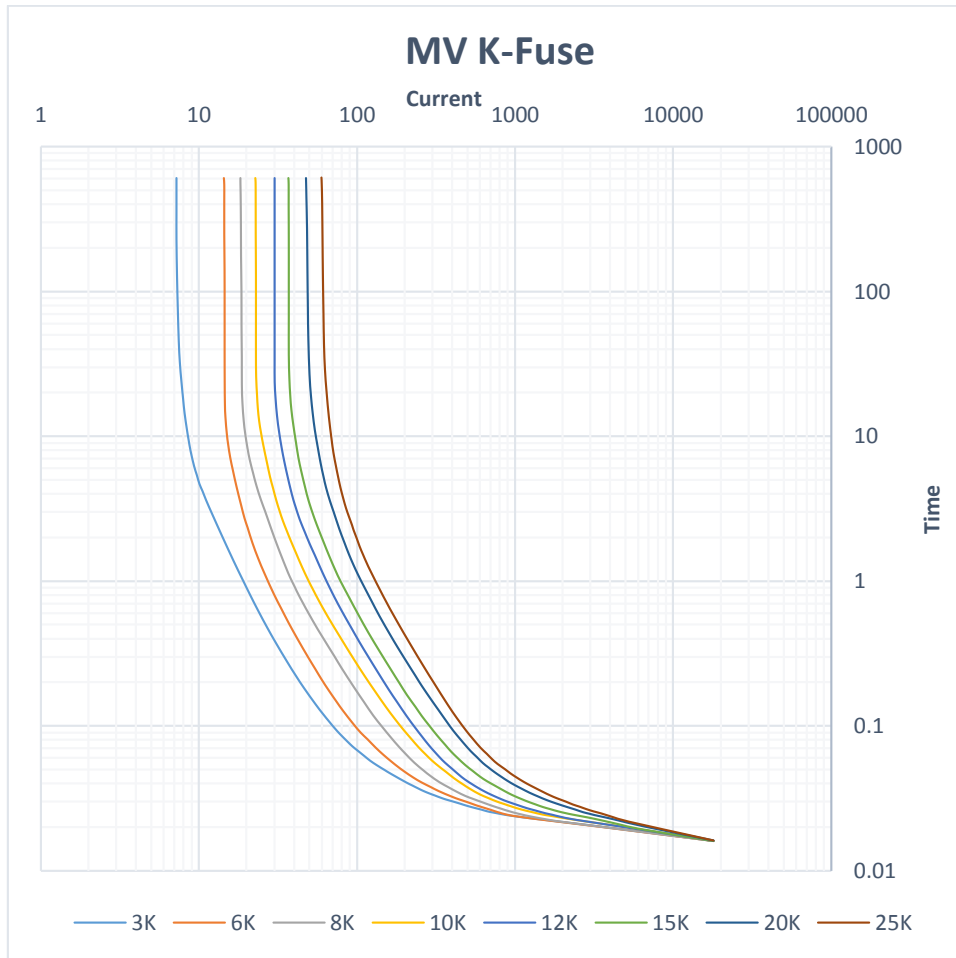


Figura 5-3. Curva de tiempo máximo de despeje para Fusible Tipo-K para distribución.

Fuente: S&C Electric Company¹⁰

Otro factor a tener en cuenta es el comportamiento de un fusible según las condiciones ambientales de operación, por lo que se debe ajustar cualquier valor obtenido para considerar esta característica.

5.2.4 Consideraciones y criterios para coordinar las protecciones.

¹⁰ <https://www.sandc.com/en/support/time-current-characteristic-curves/>



Puesto que, ante una eventual falla dentro del sistema de distribución en estudio, el aporte de la corriente de cortocircuito vendrá de 2 o más fuentes, dependiendo de la configuración del alimentador.

Para el caso de estudio, se han conectado dos fuentes de Generación distribuida en el alimentador IEEE 33-Bus. Por lo tanto, se debe analizar con detalle cómo aislar correctamente la parte fallada, desconectando la menor cantidad de cargas y/o fuentes.

En base a estos antecedentes, se van a seguir los siguientes lineamientos:

- Los reconectores aguas arriba de los fusibles actuarán, con su característica de operación rápida, antes que el fusible contiguo aguas abajo. Esto permite, ante una falla temporal, una rápida reconexión y evita que un ramal se quede sin servicio, de manera innecesaria.
- Los relés de sobrecorriente ubicados en la subestación y en las salidas de las fuentes de generación distribuida serán considerados como protecciones de cabecera.
- A partir de las protecciones de cabecera, considerando el flujo de potencia desde esos puntos, los demás dispositivos aguas abajo tendrán tiempos de actuación menores.
- Si un dispositivo de protección intermedio (reconector o fusible) está considerado dentro de uno o más ramales, su tiempo de operación dependerá de los otros elementos cercanos.
- Los relés de cabecera no serán considerados como elemento final dentro de un ramal.

5.2.5 Coordinación de protecciones en el IEEE 33-Bus con Generación Distribuida.



En el sistema IEEE 33-Bus se han identificado 6 ramales para la coordinación de protecciones, ya que existen derivaciones en su recorrido, además de las 2 fuentes de generación distribuida, descritas en los capítulos anteriores.

Para identificar a los elementos de protección instalados, se ha utilizado la nomenclatura: [Tipo de dispositivo¹¹]+[Número de barra].

En la TABLA 5-I, se muestra un resumen con la configuración de cada uno de los ramales asignados para la coordinación de protecciones dentro del sistema IEEE 33-Bus.

TABLA 5-I. División del IEEE 33-Bus en ramales para la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

Fuente: Elaboración propia.

N° de RAMAL	RECORRIDO	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN
RAMAL 1	Abarca casi la totalidad del tramo principal del alimentador.	1. RELÉ 1 2. RECONECTADOR 5 3. RECONECTADOR 10
RAMAL 2	Desde la Barra 1 hasta la 2, para tomar la bifurcación hacia la barra 19 hasta la 22.	1. RELÉ 1 2. FUSIBLE 2
RAMAL 3	Desde la Barra 1 hasta la 3, y toma la derivación hacia la barra 35 hasta la 25.	1. RELÉ 1 2. FUSIBLE 3
RAMAL 4	Arranca en la Barra 1 hasta la 6. Deriva por la Barra 26 hasta la 33.	1. RELÉ 1 2. FUSIBLE 6
RAMAL 5	Inicia en el punto de GD conectado en la barra 18 y avanza por el recorrido principal del alimentador, aguas arriba.	1. RELÉ 18 2. RECONECTADOR 10
RAMAL 6	Desde el punto de conexión de la GD en la barra 33 hasta el punto de derivación en la barra 6.	1. RELÉ 33 2. FUSIBLE 6

¹¹ Tipo: RELE, RECONECTADOR, FUSIBLE.

En la figura 5-3 se puede observar cada uno de los ramales identificados para hacer la coordinación de protecciones, además, el sentido de circulación de las corrientes de falla.

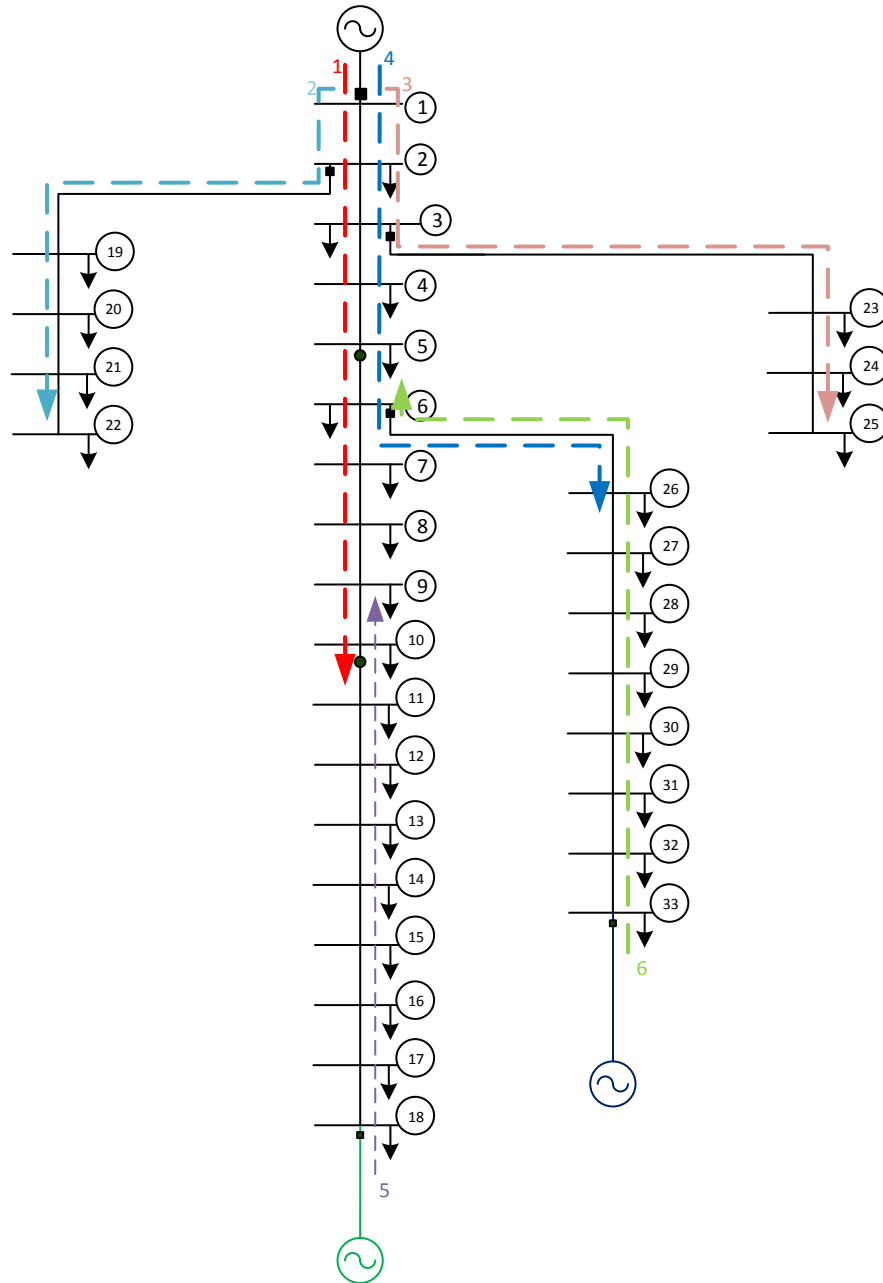


Figura 5-4. Ramales para la coordinación de protecciones en el IEEE 33-Bus.

Fuente: Elaboración propia.



Siguiendo los criterios expresados en la Sección 5.2.4, para el Ramal 4, la característica rápida del reconectador de la Barra 5 debe actuar antes que el fusible del tramo de derivación en la barra 6. Con fines prácticos, puede asumirse que el orden de estos dos dispositivos es el inverso.

TABLA 5-II. DISPOSICIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN POR RAMALES EN EL SISTEMA IEEE 33-BUS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Fuente: Elaboración propia.

R1	R2	R3	R4	R5	R6
RELE 1	RELE 1	RELE 1	RELE 1	RELE 18	RELE 33
RECONECTADOR 5 L	FUSIBLE 2	FUSIBLE 3	RECONECTADOR 5 L	RECONECTADOR 10 L	FUSIBLE 6
RECONECTADOR 10 L			FUSIBLE 6		
			RECONECTADOR 5		

Al ser subdividido el sistema en ramales radiales, se considera que cada elemento aguas arriba del otro actuará como respaldo en caso de una eventual falla en el disparo respectivo. Es, entonces, entre los dos dispositivos contiguos que debe coordinarse los tiempos de actuación.

5.2.6 Método de cálculo propuesto.

5.2.6.1 Criterios generales y datos de entrada.

El objetivo es simple, que los elementos de protección que se encuentran al interior de un ramal con fuentes de alimentación en los extremos, deben operar coordinadamente con los otros que se encuentren aguas arriba y aguas abajo.

Puesto que se pretende utilizar los mismos dispositivos de protección instalados, es posible que los intervalos de coordinación (CTI) no se ajusten a los requerimientos clásicos (>300 ms), por sus características constructivas y operativas, deben ser ajustados en valores que más se acerquen a los requeridos.



Al ser necesario que los ajustes de los dispositivos vayan cambiando de acuerdo paulatinamente hasta conseguir los valores óptimos en tiempos de actuación y de coordinación, los cálculos se realizan con la ayuda de un script computacional en PythonTM¹².

El primer paso a dar para realizar la coordinación de protecciones es la recopilación de información del sistema de distribución a proteger, tanto en su topología, cargas, flujos de potencia, corrientes de cortocircuito en cada barra, ubicación y características de los dispositivos de protección instalados o que se pretenden instalar.

En la TABLA 5-II, de la sección anterior, se muestra la topología del sistema por cada uno de los ramales considerados para la coordinación de protecciones. En el ramal R4 se observa el arreglo que se ha hecho con el fusible de la barra 6, el cual debe operar después de la actuación rápida del reconectador de la barra 5, pero antes de su actuación lenta.

El Intervalo de tiempo de coordinación entre dispositivos (CTI) se ha considerado dentro de un rango entre 0.3 y 1.25 segundos, dependiendo de la capacidad de corriente de cada uno de los elementos del sistema de distribución. Esta restricción es imperante para considerar si un resultado obtenido es válido o no.

Otro aspecto importante radica en las características de operación de los equipos, ya que se debe tomar en cuenta las características constructivas y operativas.

En el caso de los relés y reconectadores se debe considerar:

¹² PythonTM es un utilitario de código abierto que ofrece gran cantidad de módulos de trabajo, los mismos que brindan flexibilidad y agilidad en la obtención de resultados. Descargado de la página de Python Software Foundation. <https://www.python.org/downloads/>. Los módulos complementarios pertenecen a Anaconda Inc. <https://docs.anaconda.com/anaconda/navigator/>.



- Modos y curvas características de operación: Inversa, muy inversa, extremadamente inversa, o de tiempo definido.
- TMS o Dial. El valor mínimo y máximo, así como los pasos entre un valor y otro.
- El valor de corriente de arranque o pick up.
- El valor de la corriente de cortocircuito en el punto.
- Si es de operación bidireccional o unidireccional.

Si se trata de un fusible:

- El tipo de fusible.
- Los puntos de la curva de operación (tiempo y corriente).

Estos datos se registran en una tabla informativa (en un archivo externo de Microsoft Excel) para ingresarlos en el programa implementado en Python, para luego seguir la lógica mostrada en el diagrama de flujo de la Figura 5-1. El código implementado se muestra en el Anexo I. Las TABLAS 5-II y 5-III constituyen los datos de entrada para el programa.

TABLA 5-III. CONFIGURACIÓN INICIAL DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN EL SISTEMA IEEE 33-BUS CON GD.

Fuente: Elaboración propia.

ELEMENTO			CORRIENTE		DIAL (RELÉ Y RECONECTADOR)				TIPO FUS ¹³
BUS	TIPO	NOMBRE	I_{pu}	I_{cc}	TMS _i ¹⁴	MIN	MAX	STEP ¹⁵	
1	RELÉ	RELE1	260	2450	0.5	0.05	1	0.01	0
2	FUSIBLE	FUSIBLE2	30	1180	0	0	0	0	6K
3	FUSIBLE	FUSIBLE3	60	1088	0	0	0	0	8K
5		RECONECTADOR5 (R)	130	2277	1	1	10	1	0

¹³ Nomenclatura del fusible para definir la curva de operación. Depende del fabricante.

¹⁴ Entiéndase por TMS al factor multiplicativo de tiempo.

¹⁵ Paso discreto o continuo para el cambio de multiplicador.



5	RECONECTADOR	RECONECTADOR5 (L)	130	2277	4	1	10	1	0
6	FUSIBLE	FUSIBLE6	80	1477	0	0	0	0	6K
10	RECONECTADOR	RECONECTADOR10 (R)	10	844	1	1	10	1	0
10		RECONECTADOR10L (L)	10	844	3	1	10	1	0
18	RELÉ	RELE18	40	614	0.5	0.05	2	0.01	0
33	RELÉ	RELE33	22	639	0.5	0.05	2	0.01	0

Se observa en las primeras columnas la identificación de cada uno de los elementos de protección instalados en el sistema, así como el número de barra donde se encuentran colocados. En las barras 5 y 10 se aprecia la instalación de 2 reconectores para cada una; esto se debe a que para los cálculos se considera los modos de operación rápido (R) y lento (L).

En las siguientes columnas se muestra los valores de corriente de falla: Corriente Pick up, obtenida del estudio de flujos de potencia, y Corriente de cortocircuito¹⁶, extraídos del estudio correspondiente. Esos valores están dados en Amperios (A) y se utilizan para el cálculo de los tiempos de actuación de cada elemento.

En las últimas columnas se presentan los parámetros operacionales de los relés, reconectores y fusibles instalados. Actualmente existen dispositivos con pasos de Dial o TMS continuos, lo que permite escoger cualquier valor, dentro de un rango especificado, para la operación de los relés o reconectores. Para este caso se consideran dispositivos ya instalados, cuyos pasos de DIAL son discretos. La hoja técnica de cada uno de ellos se muestra en el ANEXO II.

Para analizar la respuesta de los fusibles, únicamente se ingresa la curva de actuación con su respectiva nomenclatura, ya que no existe una ecuación matemática definida para estimar su comportamiento.

¹⁶ Simulaciones realizadas en DigSilent Power Factory.

Para esta configuración, los tiempos de actuación y los de coordinación se muestran en las Tablas 5-IV Y 5-V. Se puede observar que en los 4 primeros ramales (que equivalen a la configuración física del sistema sin la red de generación distribuida) los resultados tienen valores adecuados, a pesar de la inyección de potencia de la GD y su aporte a las corrientes de falla.

TABLA 5-IV. TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ANTES DE LA COORDINACIÓN.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAL 1	RAMAL 2	RAMAL 3	RAMAL 4	RAMAL 5	RAMAL 6
RELÉ1 t=0.801	RELÉ1 t=0.801	RELÉ1 t=0.801	RELÉ1 t=0.801	RELÉ18 t=0.496	RELÉ33 t=0.2406
RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.7791	FUSIBLE2 t=0.393	FUSIBLE3 t=0.123	RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.7791	RECONECTADOR 10 (LENTA) t=0.629	FUSIBLE6 t=0.249
RECONECTADOR 10 (LENTA) t=0.629			FUSIBLE6 t=0.249		
			RECONECTADOR 5 (RÁPIDA) t=0.0753		

TABLA 5-V. INTERVALOS DE COORDINACIÓN EN EL SISTEMA ACTUAL.

Fuente: Elaboración propia.

RAMAL 1	RAMAL 2	RAMAL 3	RAMAL 4	RAMAL 5	RAMAL 6
REL1-REC5 $\Delta t=0.0222$	REL1-FUS2 $\Delta t=0.409$	REL1-FUS3 $\Delta t=0.678$	REL1-REC5 $\Delta t=0.0222$	REL18-REC10 $\Delta t=-0.1329$	REL33-FUS6 $\Delta t=-0.008$
REC5-REC10 $\Delta t=0.151$			REC5L-FUS6 $\Delta t=0.53$		
			FUS6-REC5R $\Delta t=0.173$		

5.2.6.2 Implementación del código en Python.



Para implementar el código de cálculo se ha utilizado la aplicación Spyder¹⁷, parte del paquete de Anaconda Navigator. Para trabajar con datos importados desde archivos externos, se ha recurrido a los módulos Pandas¹⁸ y Numpy¹⁹. En el caso de las curvas de operación de los fusibles, también se importan tablas externas, las que contienen datos de tiempo y corriente para su actuación. Dentro del algoritmo se interpolan estos datos para obtener valores continuos de tales curvas. El módulo que permite esta operación es Scipy²⁰

Partiendo de las TABLAS 5-II Y 5-III, se procede a formatear los datos de entrada para realizar los cálculos de manera satisfactoria. Cada tabla constituye una matriz de datos, ordenados secuencialmente para analizar cada uno de los ramales.

El algoritmo implementado es el siguiente:

1. Ingreso de datos:
 - a. SISTEMA.ELEMENTOS [sistema]
 - b. SISTEMA.RAMALES [ramales]
 - c. SISTEMA.FUSIBLES [fusibles]
 - d. CURVAS DE FUSIBLES (de todos los que se van a considerar en los cálculos)
2. Interpolación de curvas de operación de los fusibles
3. $t_{fus} = f(I_{pu})$
4. Definir dimensiones del sistema en base a los datos ingresados:
 - a. [cant_el, cant_ram]: Número de ramales y elementos como matrices.
 - b. [tipo_p], [nombre]: Dispositivos instalados
 - c. [I_cc], [I_pu], [TMSi]: Características.

¹⁷ Scientific Python Development EnviRonment.

¹⁸ Módulo basado en Python para adquisición y manipulación de datos. Provisto por NumFOCUS.

¹⁹ Módulo basado en Python para trabajar con matrices. <http://numpy.org/>

²⁰ Módulo basado en Python que permite implementar cálculos de optimización, álgebra lineal, integración, interpolación, entre otras características para tareas de ingeniería. Provisto por NumFOCUS



5. Tiempo de actuación=0. Inicializar registro de tiempos de actuación de cada relé, reconectador o fusible.
6. CTIMIN>0.3
7. CTIMAX<1.25. #Límite de tiempos de coordinación entre dispositivos.
8. Establecer número máximo de iteraciones "maxit".
9. it=1
10. Mientras it<maxit
 - a. Calcular tiempo de operación de la protección principal:
 - i. $t_i = \lambda \cdot \frac{TMS_i}{\left(\frac{I_{fi}}{I_{pi}}\right)^{\gamma} - 1}$ Para los relés.
 - ii. $t_{trip_i} = \left(\frac{A_j}{M_j^p - 1} + B_j\right) \times \left(\frac{14n_j - 5}{9}\right)$ Para los reconectadores.
 - iii. Curva interpolada para los fusibles. $t_k = f(I_k)$
 - b. Calcular tiempo de operación de la protección de respaldo
 - c. $\delta_t = t_{resp} - t_{main}$ Tiempo de coordinación.
 - d. Si $\delta_t < CTI_{MIN}$
 - i. $TMS_i = TMS_i + step$ para relés y reconectadores
 - ii. $Curva_{fusible} = siguiente$ para los fusibles.
 - e. Si $\delta_t > CTI_{MAX}$
 - i. $TMS_i = TMS_i - step$ para relés y reconectadores
 - ii. $Curva_{fusible} = anterior$ para los fusibles.
 - f. $aux = \max(\delta_t)$
 - g. Si $aux < CTI_{MIN}$ Criterio de parada.
 - i. Termina el programa
 - h. Repetir
11. Mostrar resultados
12. Fin

Los resultados obtenidos se detallan en las TABLAS 5-VI y 5-VII:

**TABLA 5-VI.** TIEMPOS DE ACTUACIÓN, EN SEGUNDOS, DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PRINCIPAL OBTENIDOS.**Fuente:** Elaboración propia.

RAMAL 1	RAMAL 2	RAMAL 3	RAMAL 4	RAMAL 5	RAMAL 6
RELÉ1 t=0.705	RELÉ1 t=0.705	RELÉ1 t=0.705	RELÉ1 t=0.705	RELÉ18 t=0.991	RELÉ33 t=0.621
RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.4567	FUSIBLE2 t=0.0231	FUSIBLE3 t=0.02337	RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.4567	RECONECTADOR 10 (LENTA) t=0.2943	FUSIBLE6 t=0.023
RECONECTADOR 10 (LENTA) t=0.405762			FUSIBLE6 t=0.022		
			RECONECTADOR 5 (RÁPIDA) t=0.081		

TABLA 5-VII. TIEMPOS DE ACTUACIÓN, EN SEGUNDOS, DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE RESPALDO OBTENIDOS.**Fuente:** Elaboración propia.

RAMAL 1	RAMAL 2	RAMAL 3	RAMAL 4	RAMAL 5	RAMAL 6
RELÉ1 t=0.7657	RELÉ1 t=1.679	RELÉ1 t=1.865	RELÉ1 t=0.7657	RELÉ18 t=0.707	RELÉ33 t=0.204
RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.7914			RECONECTADOR 5 (LENTA) t=0.53		
			FUSIBLE6 t=0.0214		

TABLA 5-VIII. TIEMPOS DE COORDINACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN OBTENIDOS.**Fuente:** Elaboración propia.

RAMAL 1	RAMAL 2	RAMAL 3	RAMAL 4	RAMAL 5	RAMAL 6
REL1-REC5 $\Delta t=0.309$	REL1-FUS2 $\Delta t=1.656$	REL1-FUS3 $\Delta t=1.84$	REL1-REC5 $\Delta t=0.309$	REL18-REC10 $\Delta t=-0.303$	REL33-FUS6 $\Delta t=-0.181$
REC5-REC10 $\Delta t=0.386$			REC5L-FUS6 $\Delta t=0.507$		
			FUS6-REC5R $\Delta t=-0.059$		

5.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Se observa en las TABLAS 5-VI y 5-VII los tiempos de actuación para cada uno de los elementos que conforman los distintos ramales del alimentador. En la TABLA 5-VIII se aprecia las diferencias de tiempo entre la protección principal y la de respaldo. En los ramales 2, 3 y 4, los tiempos de coordinación son superiores al umbral especificado, mientras que en el ramal 6 se tiene un tiempo de coordinación inferior. La coordinación se ha realizado tomando en cuenta las características de operación lenta y rápida de los reconectores.

TABLA 5-IX. AJUSTES DE TMS (DIAL) CALCULADOS.

Fuente: Elaboración propia.

DISPOSITIVO	TMS INICIAL	TMS CALCULADO
RELÉ 1	0.5	0.44
RECONECTADOR 5 (RÁPIDA)	1	1
RECONECTADOR 5 (LENTA)	2	4
RECONECTADOR 10 (RÁPIDA)	1	1
RECONECTADOR 10 (LENTA)	4	4
RELÉ 18	0.5	1
RELÉ 33	0.5	1

TABLA 5-X. CURVAS DE OPERACIÓN DE LOS FUSIBLES INSTALADOS.

Fuente: Elaboración propia.

DISPOSITIVO	CURVA INICIAL	CURVA CALCULADA
FUSIBLE 2	3K	3K
FUSIBLE 3	3K	3K
FUSIBLE 6	8K	8K

Los ajustes de tiempo de los dispositivos electromecánicos han sufrido variaciones, como se muestra en la TABLA 5-VI. En cambio, para los fusibles no se observa ninguna variación ya que, para este caso de estudio, un eventual cambio de valor nominal arroja valores menos convenientes para una óptima coordinación de los

tiempos de actuación. Las curvas resultantes de acuerdo a los parámetros obtenidos se muestran en la Figura 5-5:

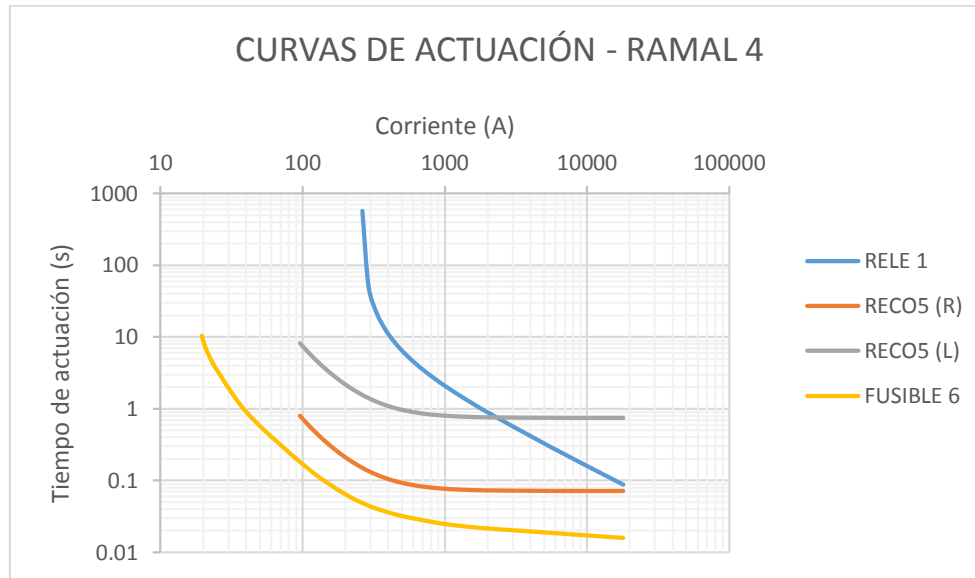


Figura 5-5. Curvas de actuación obtenidas para el caso inicial.

Fuente: Elaboración propia.

5.4 ANÁLISIS DE LA DISPOSICIÓN FÍSICA DE LOS DISPOSITIVOS EN UNA RED CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Una óptima coordinación de protecciones sugiere que todos los tiempos de actuación de cada dispositivo se encuentren dentro de los límites establecidos. Sin embargo, como ya se ha observado para este caso, y que puede repetirse en muchos más, algunos elementos pueden no ajustarse a estos requerimientos, ya sea por sus características constructivas, o por su ubicación dentro de la topología de la red.

5.4.1 Incremento o decremento de los tiempos de actuación.

De las ecuaciones aplicadas en los cálculos anteriores, existen varias opciones para variar los tiempos de actuación en los dispositivos de protección.



5.4.1.1 Cambio de posición física de los dispositivos.

Al reubicar físicamente un relé o un reconector, cambian los valores de corriente de falla (I_{cc}) y la corriente pick up (I_{pu}), según la distribución de carga, impedancia del circuito, resultados de los estudios de flujos de potencia y cortocircuito, etc.

La reubicación de un dispositivo electrónico o electromecánico implica la variación del parámetro $M = \frac{I_{cc}}{I_{pu}}$, lo que significa, de acuerdo a lo expresado en las secciones 5.2.1 y 5.2.2, que el tiempo de disparo puede variar.

En algunos casos, esta operación puede ser necesaria, si es que las fuentes de generación distribuida están muy cercanas a los dispositivos de protección de tramos intermedios.

Como se puede observar en la TABLA 5-X, al “desplazar” el reconector de la Barra 5, sus tiempos de actuación varían ligeramente para ese elemento, incluso para los que se encuentran cercanos a él. De acuerdo a la topología de la red, si su ubicación física se mantiene entre las barras 4 y 5, la configuración de los ramales en estudio se mantiene igual. Sin embargo, al desplazarlo hacia adelante, a partir de la barra 6, el arreglo de los ramales cambia, pues el reconector en estudio no necesita coordinarse con los tiempos del Fusible 6.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se ejecuta el script en Python, y se desplaza el Reconector 5 desde las Barras N°4 hasta la N°7. No se recorre más atrás, pues se acerca demasiado al Relé principal de la Barra N°1; por el contrario, hacia delante de la Barra N°7, se aproxima hacia el elemento similar de la Barra N°10. Los resultados que se obtienen se presentan a continuación:

TABLA 5-XI. TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS ELECTROMECAÑICOS CONSIDERANDO EL CAMBIO DE POSICIÓN DEL RECONECTADOR 5

Fuente: Elaboración propia.

ELEMENTO DE PROTECCIÓN	POSICIÓN DEL RECONECTADOR 5			
	BARRA 4	BARRA 5	BARRA 6	BARRA 7
$M \left(\frac{I_{cc}}{I_{pu}} \right)$	19.8	17.69	37.67	51.26
RELÉ 1	0.785 s	0.705 s	0.705 s	0.705 s
RECONECTADOR 5 (LENTA)	0.445 s	0.456 s	0.757 s	0.748 s
RECONECTADOR 5 (RAPIDA)	0.0786 s	0.081 s	0.078 s	0.075 s
RECONECTADOR 10 (LENTA)	0.405 s	0.405 s	0.405 s	0.405 s
RELÉ 18	0.9313 s	0.991 s	0.991 s	0.991 s
RELÉ 33	0.6213 s	0.6213 s	0.6213 s	0.6213 s

TABLA 5-XII. TIEMPOS DE COORDINACIÓN DE ACUERDO A LA UBICACIÓN DEL RECONECTADOR 5.

Fuente: Elaboración propia.

ZONA		POSICIÓN DEL RECONECTADOR 5			
DESDE	HASTA	BARRA 4	BARRA 5	BARRA 6	BARRA 7
RELÉ 1	RECONECTADOR 5 (LENTA)	0.286 s	0.309 s	0.379 s	0.626 s
RELÉ 1	FUSIBLE 2	1.846 s	1.656 s	1.656 s	1.656 s
RELÉ 1	FUSIBLE 3	2.054 s	1.84 s	1.84 s	1.84 s
RECONECTADOR 5 (LENTA)	RECONECTADOR 10	0.397 s	0.3855 s	0.407 s	0.363 s
RECONECTADOR 5 (LENTA)	FUSIBLE 6	0.511 s	0.507 s	N/A	N/A
FUSIBLE 6	RECONECTADOR 5 (RAPIDA)	-0.06 s	-0.06 s	N/A	N/A
RELÉ 18	RECONECTADOR 10	0.301 s	0.301 s	0.301 s	0.301 s
RELÉ 33	FUSIBLE 6	0.181 s	0.181 s	0.181 s	0.181 s

Si bien se aprecia que varios dispositivos se comportan de diferente manera, de acuerdo a la posición del Reconectador 5, es el mismo elemento el que muestra los mayores cambios. Esto se puede observar en la Figura 5-5 para sus dos características de operación: Lenta y Rápida.

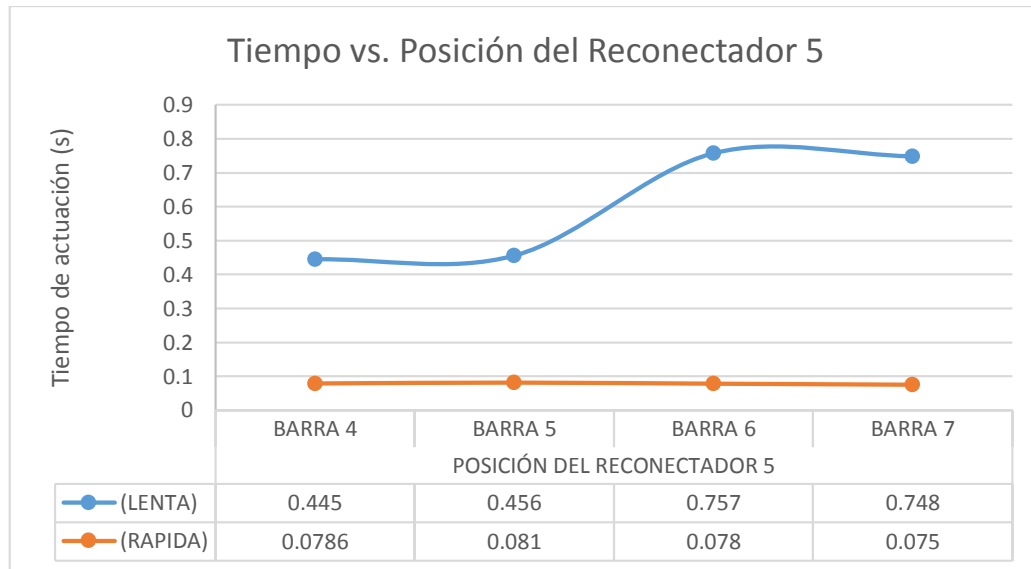


Figura 5-6. Tiempos de actuación del Reconectador 5 de acuerdo a su posición en la red.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 5-XIII. CONFIGURACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE ACUERDO A LA UBICACIÓN DEL RECONECTADOR 5.

Fuente: Elaboración propia.

ELEMENTO	RECORRIDO DEL RECONECTADOR 5				
	INICIAL	BARRA 4	BARRA 5	BARRA 6	BARRA 7
RELE 1	0.5	0.5	0.44	0.44	0.8
FUSIBLE 2	3K	3K	3K	3K	3K
FUSIBLE 3	3K	3K	3K	3K	3K
RECONECTADOR 5 (RAPIDA)	1	1	1	1	1
RECONECTADOR 5 (LENTA)	2	4	4	7	9
FUSIBLE 6	8K	8K	8K	8K	8K
RECONECTADOR 10	1	1	1	1	4
RECONECTADOR 10 (LENTA)	4	4	4	1	6

RELE 18	0.5	1	1	1	0.94
RELE 33	0.5	1	1	1	0.89

En la TABLA 5-XI se muestran los tiempos de coordinación obtenidos. De las opciones consideradas, el colocar el reconectador en la Barra 6 permite que todos los dispositivos actúen dentro del margen de tiempo establecido. Aparentemente, los resultados de desplazar el equipo en mención hasta la Barra N°7 sugieren que es la mejor configuración; sin embargo, la cercanía con su similar en la Barra N°10 es mayor, y no conveniente.

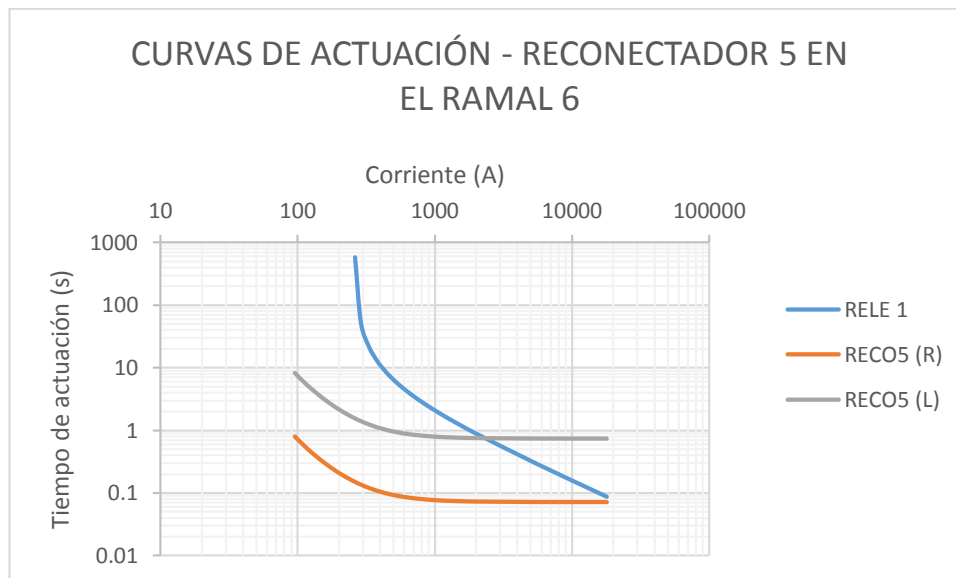


Figura 5-7. Curvas de actuación obtenidas para el Sistema con el Reconectador 5 desplazado a la Barra 6.

Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.2 Cambio en la corriente pick up de relés y reconectores.

Un incremento en la corriente inicial pick up en un relé o reconectador implica un ligero aumento en el tiempo de actuación. Estos ajustes son válidos en función de las proyecciones de incremento en los puntos de carga.



Aplicando este concepto dentro del sistema en estudio, el Relé de la Barra N°33, maneja corrientes bajas en comparación con otros puntos del sistema, y su tiempo de actuación es corto, lo que no permite actuar correctamente como respaldo del Fusible 6, en caso de darse una falla desde la fuente de Generación distribuida en ese punto hacia la Barra N°6, pues podría darse un disparo simultáneo.

5.4.1.3. Cambios de los tiempos de actuación en fusibles.

Puesto que los fusibles son elementos que no permiten realizar ajustes en su modo de operación, una solución es que se los sustituya por otros de igual valor nominal, pero de diferente clase.

5.4.2 Elementos de protección adicional.

De los resultados anteriores, se aprecia que la protección de sobrecorriente no es suficiente para garantizar la calidad del servicio al momento de despejar fallas, ya que, al pasar una micro red a operar en modo isla, puede intentar reconectarse fuera de condiciones de sincronismo, lo que conllevaría a un problema mayor, desconectando innecesariamente otras cargas.

En modo de operación anormal, una fuente de Generación Distribuida puede presentar variaciones en el nivel de tensión y/o frecuencia, dependiendo de la cantidad de carga que se reduzca o se incremente al momento de una desconexión de la red.

En la TABLA 5-XIV se muestra una lista de problemas y los dispositivos de protección que pueden minimizar los impactos en la micro red.

TABLA 5-XIV. PROBLEMAS EN LA MICRORED ANTE UNA FALLA Y SUS POSIBLES SOLUCIONES

Fuente: Elaboración propia.



PROBLEMA	MÉTODO DE PROTECCIÓN
Variaciones del nivel de tensión por fuera de los límites de operación	El uso de relés de protección de sobretensión (59) y baja tensión (27) en el punto de interconexión con la red externa.
Variación de la frecuencia de operación a valores distintos a los de la red externa.	Relé de control de frecuencia (81) conectado en los puntos de generación.
Los sistemas de generación distribuida se convierten en cargas.	Relé 32P (Protección de sobrecarga y flujo de potencia en reversa). Evitar la motorización de generadores rodantes o que los sistemas de almacenamiento de las GD utilicen potencia desde la red externa.
Falta de sincronismo al reconectarse a la red externa	Uso de IED's y otros dispositivos para alcanzar rápidamente las condiciones de sincronismo al momento de reconectarse a la red externa.

5.5 USO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS; IED'S

La tecnología de los IED (Intelligent Electronic Device) permite interactuar con modernos dispositivos de protección en tiempo real, a diferencia de la configuración estática (cambio de parámetros que requiere intervención intencional); es decir, los relés o reconectores con interface IED comunican constantemente su estado de operación a un centro de control, gracias a su capacidad de adquisición de datos y de comunicaciones remotas [60].

Esta característica de tratamiento de información permite al centro de control y/u operación del sistema de distribución disponer de las siguientes utilidades:

- Información en tiempo real del flujo de potencia direccional y no direccional.
- Registro de eventos en el sistema.
- Comunicación bidireccional con el relé o reconector.



Además de guardarse un registro de la operación del alimentador, con respecto al sistema de protección, las ventajas ofrecidas son muchas:

- Al conocerse el estado de operación del sistema, se puede establecer de forma dinámica la corriente pick up (I_{pu}) de los dispositivos.
- Selección dinámica del modo de operación de los dispositivos de protección: tipo de curva de actuación, tiempo de retardo, etc.
- Actuación inmediata para el disparo de relés y reconectores, transferencias de carga, etc.
- Revisión automática de condiciones de reconexión de las fuentes de generación distribuida en el caso de estar operando en modo isla debido al disparo de algún interruptor.

5.6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

No hay duda que la conexión de fuentes de Generación Distribuida constituye un gran aporte a una red, mejorando los niveles de tensión y reduciendo la circulación de corriente, y, por ende, las pérdidas en el sistema. Sin embargo, los niveles de corriente de falla se incrementan, mientras que la corriente de carga en las barras cercanas a las fuentes disminuye, además de que pueden presentarse flujos de potencia bidireccionales.

Todas estas variaciones aplicadas a un sistema de distribución con configuración radial, implican ciertas dificultades al momento de realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

A lo largo del Capítulo, se han analizado distintas soluciones posibles para solventar estos inconvenientes, tratando de no modificar considerablemente la arquitectura de protecciones de sobrecorriente. Una de las opciones más viables, y con mejores resultados consiste en el desplazamiento de uno o más elementos de protección



dentro de barras aledañas a las de su configuración inicial, considerando las restricciones individuales y del sistema. No obstante, el uso de protecciones adicionales permite operar con mayor confiabilidad las fuentes de generación distribuida.



CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES

Las fuentes de Generación distribuida aportan grandes beneficios a un sistema eléctrico, mejorando los principales parámetros de calidad, como son el nivel de tensión, menores niveles de corriente en las zonas aledañas y menores pérdidas de potencia a lo largo de su recorrido.

Los flujos bidireccionales, producto de la inyección de las fuentes de generación distribuida, no permiten que las configuraciones de los dispositivos de protección establecidas para el funcionamiento radial del sistema, por lo que se deben realizar los ajustes necesarios para el nuevo estado de la red, aplicando el método de cálculo propuesto.

Es posible lograr una óptima coordinación de protecciones de sobrecorriente en un sistema de distribución radial, al que se le conecta fuentes de generación distribuida, utilizando la misma infraestructura existente, pero aplicando configuraciones diferentes en algunos de los equipos. En ciertos casos puede ser necesaria la reubicación de alguno de ellos, acatando las restricciones propias de cada sistema. Esto permite variar la relación entre la corriente de falla y la pick up, con lo que se consigue variar los tiempos de actuación de un relé o un reconector, siempre y cuando admita esa característica.

El uso de relés electrónicos e IED's favorece para lograr una óptima coordinación de protecciones gracias a su flexibilidad en los ajustes de parámetros de control. Estos brindan la posibilidad de realizar un ajuste acorde a los requerimientos del sistema de distribución, ya que los tiempos de actuación de cada elemento dependerá de los



instalados aguas arriba y en el caso de encontrarse dentro de un ramal con flujos de potencia bidireccionales, con los que se encuentren aguas abajo.

La reubicación de los dispositivos de protección debe estar acorde al flujo de potencia resultante y la topología de la red, considerando las fuentes instaladas a lo largo de la misma. Este recurso es válido si no es posible coordinar ciertos elementos dentro de uno o más ramales en estudio.

6.2 RECOMENDACIONES

En una red de distribución con Generación Distribuida, es importante contar con un registro de información actualizado, lo que permitirá analizar el desempeño de los equipos de protección instalados y los posibles cambios de configuración para mejorar su rendimiento.

Al no existir un método universal para la coordinación de protecciones en redes con Generación Distribuida, pues los sistemas de distribución pueden no ser iguales en topología, demanda instalada y fuentes de generación, al aplicar el método de cálculo propuesto, se deben considerar distintas configuraciones para aplicar la que ofrezca mejores resultados.

La tarea de coordinar elementos de protección en un sistema de distribución se puede simplificar con el uso de relés y/o reconectores con la capacidad de sensar y despejar fallas en sentido bidireccional, con lo que se puede aplicar más de una configuración al mismo equipo, dependiendo de los valores de corrientes de falla.



CAPÍTULO 7

REFERENCIAS

- [1] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Quito, 2013.
- [2] R. Thakur y P. Chawla, «Voltage drop calculations & design of urban distribution feeders.,» *IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology*, vol. 04, n° eISSN: 2319-1163 | pISSN: 2321-7308, pp. 43-53, 2015.
- [3] V. S. Bhadoria, V. Shrivastava y N. Singh, «A Review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System,» de *International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies* , Panipat, 2013.
- [4] T. Ackermann, G. Andersson y L. Soder, «Distributed generation: a definition,» *ELSEVIER*, vol. 1, n° 57, pp. 195-204, 2001.
- [5] A. A. Sallam y O. P. Malik, *Electric Distribution Systems*, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2019.
- [6] E. S. Elmubarak y M. A. Ali, «Distributed Generation: Definitions, Benefits, Technologies & Challenges.,» *International Journal of Science and Research*, n° 2319-7064, pp. 1941-1948, 2014.
- [7] D. M. El-Hassanin, S. Kaddah y M. M. El-Saadawi, «Short Circuit Analysis of Power Distribution Network Including Distributed Generations,» *PORT SAID ENGINEERING RESEARCH JOURNAL*, vol. 17, n° 1, pp. 120-130, Marzo, 2013.
- [8] G. Stavrakakis, «Electrical parts of wind turbines,» *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 2, pp. 269-328, 2012.
- [9] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, West Sussex, England: John Wiley & Sons, 2005.
- [10] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang y X. Wang, «Distributed Power-Generation System and Protection.,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, n° 7, pp. 1311-1331, 2017.



- [11] M. Villarrubia, Ingeniería de la energía eólica, Barcelona, España: MARCOMBO S.A., 2012.
- [12] P. F. Chacho, Análisis de la integración de parques eólicos a la red de transmisión ecuatoriana. Aplicación al proyecto Huascachaca., Cuenca: Universidad de Cuenca, 2012.
- [13] A. Luque y S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Great Britain: British Library, 2003.
- [14] M. R. Patel, Wind and Solar Power Systems - Design, Análisis and Operation., Segunda Edición ed., Florida: CRC Press, 2006.
- [15] K. T. Kubra Prianka, B. Hosain y A. H. Snigdha, Characterization and analysis of quantum-dot PV solar cells, Bangladesh: Northern University Bangladesh, 2016.
- [16] MWH, Sustainable Energy Handbook - Solar Photovoltaic, vol. Módulo 4.2, África Centro y Oeste: MWH, Febrero 2016.
- [17] E. M. Authority y B. A. C. Authority, Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems, Singapore.
- [18] M. Boxwell, Solar Electricity Handbook, United Kingdom: Greenstream Publishing Limited, 2016.
- [19] «Combined Heat and Power. A guide to developing and Implementing Greenhouse Gas Reduction Program.,» *LOCAL GOVERNMENT CLIMATE AND ENERGY STRATEGY SERIES*, Vols. %1 de %2EPA 430-R-09-037, pp. 1-36, 2014.
- [20] M. Apunda y B. Nyangoye, «Selection of a Combined Heat and Power (CHP), and CHP Generation Compared to Buying of Electrical Power from the National Grid and Separate Thermal Heat Production.,» *Open Science Journal*, pp. 1-16, August, 2017.
- [21] U. S. E. P. Agency, «US epa.gov,» United States Environmental Protection Agency, 2013. [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/chp/what-chp>. [Último acceso: 17 04 2020].



- [22] epa.gov, «EPA. United States Environmental Protection Agency,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/chp/what-chp>.
- [23] L. Milena y C. Rojas, «Pilas de combustible y su desarrollo,» *Ingeniería y Universidad*, vol. 16, nº 1, pp. 247-263, 2012.
- [24] U. E. P. Agency, Catalog of CHP Technologies. Section 6. Technology Characterization - Fuel Cells., United States: EPA, Marzo, 2015.
- [25] R. I. Merino, «Nuevos materiales para SOFC's,» Instituto de Ciencias de Materiales de Aragón, Aragón, España.
- [26] O. Santiago, «Tipos de pilas de combustible y su clasificación,» Aplicados.com, [En línea]. Available: <http://apilados.com/blog/tipos-de-pilas-de-combustible-su-clasificacion/>.
- [27] Fuel Cell Today, «Fuel Cell Today. The leading Authority on fuel cells.,» Fuel Cell Today, 2020. [En línea]. Available: <http://www.fuelcelltoday.com/technologies>. [Último acceso: 18 04 2020].
- [28] S. Mapapanyane, Optimum coordination of directional overcurrent relays in a distribution network with distributed generation., North West: North West University, Mayo, 2017.
- [29] S. Martínez García y J. A. Gualda Gil, Electrónica de Potencia. Componentes, topologías y equipos., España: International Thomson Editores, 2006.
- [30] U. d. Valencia, «TEMA 11. Inversores,» I.T.T. (S.E.) Universidad de Valencia, Valencia, 2007.
- [31] M. A. Pérez, Escritor, *ELECTRÓNICA INDUSTRIAL. Capítulo 4: Convertidores DC-DC*. [Performance]. Universidad Técnica Federico Santa María, 2016.
- [32] J. Izquierdo Franco, Estudio de flujos de Potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial., México: Universidad Autónoma de Nuevo León., 2002.
- [33] Area teconología, «TECNOLOGÍA,» Areatecnología.com, [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/como-se-distribuye-energia-electrica.htm>.



- [34] A. Janjic, S. Savic, L. Velimiric y V. Nikolic, «Renewable energy integration in smart grids-multicriteria assessment using the fuzzy analytical hierarchy process.,» *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, vol. 1, nº 23, pp. 1-18, 2015.
- [35] CATERPILLAR, «CAT,» Caterpillar, 2020. [En línea]. Available: https://www.cat.com/es_ES/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/18487648.html. [Último acceso: 20 04 2020].
- [36] ABB, «ABB Distribution Transformers,» ABB, 2020. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/products/transformers/distribution>. [Último acceso: 20 04 2020].
- [37] S&G Engineering, «Products | S&G Engineering,» [En línea]. Available: <http://www.sg-engineering.com/en/products>.
- [38] B. METZ-NOBLAT, F. DUMES y C. POULAIN, Cálculo de corrientes de cortocircuito, Schneider Electric España S.A., 2007.
- [39] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Washington, D.C.: CRC Press, 2004.
- [40] J. C. Das, *Power System Analysis. Short-circuit load flow and harmonics.*, New York: Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [41] .. Schneider Electric, «Short Circuit Power,» *MT Parternaire*, pp. 1-11, 1991.
- [42] Comisión Federal de Electricidad, Técnico en Protecciones Eléctricas. 4. Coordinación de Protecciones., Celaya, Gto.: Centro de Capacitaciones Celaya, Mayo, 2005.
- [43] S. Ramírez C., *Protección de sistemas eléctricos*, Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- [44] J. L. Blackburn y T. J. Domin, *Protective Relaying - Principles and Applications*, Third Edition ed., FL, Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [45] C. Latorre Valladares, *Protecciones eléctricas apuntes*, Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile, 2010.



- [46] Schneider Electric, «Overcurrent Protection for phase and earthfaults,» de *Network Protection & Automation Guide*, Francia, Schneider Electric, pp. 153-185.
- [47] International Electrotechnical Commission, IEC 60044 Instrument transformers - part 1 - Current transformers, Switzerland: IEC, 1996.
- [48] International Electrotechnical Commission, IEC 60044 Instrument transformers - part 2 - Inductive voltage transformers, Switzerland: IEC, 1997.
- [49] E. Csanyi, «Using earth & phase directional protection where power flow direction might change,» *Electrical Engineering Portal*, 2019. [En línea]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/earth-phase-directional-protection>.
- [50] «CURRENT LIMITING FUSE TIME CURRENT CHARACTERISTIC (TCC) CURVES BASIC INFORMATION AND TUTORIALS,» *PROTECTIVE RELAYING INFORMATION SITE*, [En línea]. Available: <http://powersystemprotectiverelaying.blogspot.com/2013/05/current-limiting-fuse-time-current.html>.
- [51] Cooper Power Systems, *Reclosers and control - Catalog information*, EATON, August, 2014.
- [52] M. Chafai, H. Bentarzi, A. Ouadi y A. Zitouni, «PC based Testing System for Protective Relay,» *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, vol. I, nº 1, pp. 913-943, 2013.
- [53] ANSI/IEEE, C37.60-1981 IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for AC Systems., New York: IEEE Standards Board, 1981.
- [54] ABB, «ABB PCD Control Protection Curves,» *ABB Library*, [En línea]. Available: <https://library.e.abb.com/public/1bc69ae25de85ac585256c44005e98c4/PCD%20Protection%20Curves.pdf>. [Último acceso: 28 04 2020].
- [55] US Army, *Coordinated Power System Protection*, United States: Headquarters, Department of the Army, February 1991.
- [56] J. M. Gers y E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, Third Edition ed., London: The Institution of Engineering and Technology, 2011.



- [57] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, Power system relaying, Third Edition ed., West Sussex: John Wiley & Sons Ltd., 2008.
- [58] W. A. Elmore, Protective relaying, New York: CRC Press, 2003.
- [59] P. I. Santos e Abreu y A. Gomes, «Assessment of the behavior of protection systems in radial networks with distributed generation,» *Conference: UPEC 2016 - 51st International Universities Power Engineering Conference At: Coimbra, 2016.*
- [60] A. Apostolov, «Impact of IEC61850 Edition 2 on the object modelling of distribution protection IEDs,» *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, vol. 2017, pp. 1184-1187, 2017.



ANEXO I.

CODIGO IMPLEMENTADO EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE LOS TIEMPOS DE COORDINACIÓN.

Programa Principal.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Jul 21 11:13:53 2020

Optima coordinación de protecciones en alimentadores radiales con GD.
Aplicado al IEEE 33-BUS

@author: Milton Cabrera B.
"""

import numpy as np
import pandas as pd
import scipy

# Primero se importan las configuraciones del sistema de un archivo externo
#Ubicacion de los relés y reconectores en las barras y TMS

sistema = pd.read_excel('SISTEMA.xlsx',sheet_name='ELEMENTOS')
IDS = sistema['ID'].values
barra = sistema['BARRA'].values
tipo_p = sistema['TIPO_P'].values
nombre = sistema['NOMBRE'].values
I_pu = sistema['I_CARGA'].values
I_cc = sistema['I_CC'].values
TMSi = sistema['TMS_I'].values
tms_min = sistema['T_MIN'].values
tms_max = sistema['T_MAX'].values
step_r = sistema['STEP'].values
Clase_fus = sistema['V_FUS'].values
[dim1,dim2]=sistema.shape

#A continuación se importan las configuraciones de los distintos ramales del
#sistema

ramales = pd.read_excel('SISTEMA.xlsx',sheet_name='RAMAL')
fusibles = pd.read_excel('SISTEMA.xlsx',sheet_name='FUSIBLE')
IDF = fusibles['ID'].values
nombref = fusibles['NOMBRE'].values
[dd1,dd1]=fusibles.shape

### INTERPOLACIÓN DE CURVAS PARA FUSIBLES TIPO K
exec(open("./curvas.py").read())

def calcula_tiempo_fus(Clase,Ipu):
    global t_fus
    if Clase=="3K":
        t_fus=spline3k(Ipu)
```



```
if Clase=="6K":
    t_fus=spline6k(Ipu)
if Clase=="8K":
    t_fus=spline8k(Ipu)
if Clase=="10K":
    t_fus=spline10k(Ipu)
if Clase=="12K":
    t_fus=spline12k(Ipu)
if Clase=="15K":
    t_fus=spline15k(Ipu)
if Clase=="20K":
    t_fus=spline20k(Ipu)
if Clase=="25K":
    t_fus=spline25k(Ipu)
if Clase=="30K":
    t_fus=spline30k(Ipu)
if Clase==0:
    t_fus=0
return t_fus

#Los tiempos de coordinación operan dentro de los límites establecidos
CTI_MIN=0.3
CTI_MAX=1.85

#Número de ramales en el sistema
[cant_el,cant_ram] = ramales.shape #Dimensión de matriz de ramales
t=np.zeros((cant_el+1,cant_ram)) #Matriz auxiliar para guardar datos de tiempo
t2=np.zeros((cant_el,cant_ram))
deltat=np.zeros((cant_el-1,cant_ram))
deltat1=np.zeros((cant_el-1,cant_ram))
Ram=ramales.to_numpy() #Convertir en matriz los datos importados
TMS=TMSi
Ipu_a=np.zeros((cant_el+1,cant_ram))
Icc_a=np.zeros((cant_el+1,cant_ram))

tol=0.0001 #Tolerancia.
toll=np.zeros((dim1))
maxit=300 #Número máximo de iteraciones

it=1
while it<maxit:
    #Calcular el tiempo de actuación de los dispositivos como protección principal.
    for i in range(cant_ram):
        for j in range(cant_el):
            aux1=Ram[j,i]
            for k in range(dim1):
                if nombre[k]==aux1:
                    if tipo_p[k]=="REL": #Tiempo de actuación de los relés
                        t[j,i]=13.5*TMSi[k]/((I_cc[k]/I_pu[k])**1-1)
                        Ipu_a[j,i]=I_pu[k]
                        Icc_a[j,i]=I_cc[k]
                        #print(t[j,i])
                    if tipo_p[k]=="REC":
                        t[j,i]=(2.885/(I_cc[k]/I_pu[k])**2+0.0712)*((14*TMSi[k]-
5)/9)

                        Ipu_a[j,i]=I_pu[k]
                        Icc_a[j,i]=I_cc[k]
                        #print(t[j,i])
                    if tipo_p[k]=="FUS":
```



```
Clase=str(Clase_fus[k])
Ipu=I_cc[k]
Ipu_a[j,i]=I_pu[k]
Icc_a[j,i]=I_cc[k]
t[j,i]=calcula_tiempo_fus(Clase,Ipu)
#print("curva fus",barra[k])

#Calcular el tiempo de actuación de los dispositivos como protección de respaldo.
for i in range(cant_ram):
    for j in range(cant_el-1):
        aux2=Ram[j,i]
        for k in range(dim1):
            if nombre[k]==aux2:
                if tipo_p[k]=="REL": #Tiempo de actuación de los relés
                    t2[j,i]=13.5*TMSi[k]/((Icc_a[j+1,i]/Ipu_a[j,i])**1-1)
                    #print(t[j,i])
                if tipo_p[k]=="REC":
                    t2[j,i]=(2.885/(Icc_a[j+1,i]/Ipu_a[j,i])**2+0.0712)*((14*TMSi[k]-5)/9)
                    #print(t[j,i])
                if tipo_p[k]=="FUS":
                    Clase=str(Clase_fus[k])
                    Ipu=Icc_a[j+1,i]
                    t2[j,i]=calcula_tiempo_fus(Clase,Ipu)
                    #print("curva fus",barra[k])

#Calcular la diferencia de tiempo entre los dispositivos de cada ramal
for i in range (cant_ram):
    for j in range(cant_el-1):
        if j<cant_el-1:
            if t[j+1,i]>0:
                deltat[j,i]=t2[j,i]-t[j+1,i]
            else:
                deltat[j,i]=0

#Verificar que los tiempos de coordinación se encuentren dentro de los límites
#establecidos.

#np.where(fusibles.NOMBRE=="8K")
aux_1=cant_el-1
aux_2=cant_el-2
for i in range(cant_ram):
    for j in range(aux_1):
        if deltat[aux_2-j,i]!=0:
            if deltat[aux_2-j,i]<=CTI_MIN:
                aux_3=Ram[aux_2-j,i]
                for k in range (dim1):
                    if nombre[k]==aux_3:
                        if tipo_p[k]=="REL" or tipo_p[k]=="REC":
                            if TMSi[k]<tms_max[k]:
                                TMSi[k]=TMSi[k]+step_r[k]
                                #print("Se cambió el tms a menor")
                        if tipo_p[k]=="FUS":
                            tipo_i=Clase_fus[k] #Tipo de fusible asignado
                            aux_t=np.argwhere(fusibles.NOMBRE==tipo_i)

#Coordenadas del índice
```



```
tipo                                aux_t1=aux_t[0,0] #Valor del índice que contiene el
                                     # Buscar el tipo en la matriz para incrementar
                                     for n in range (ddl):
                                         if nombref[n]==tipoi:
                                             if n<ddl-1:
                                                 aux_clase=nombre[n+1]
                                                 Clase_fus[k]=aux_clase

if deltat[aux_2-j,i]>CTI_MAX:
    aux_3=Ram[aux_2-j,i]
    for k in range (dim1):
        if nombre[k]==aux_3:
            if tipo_p[k]=="REL" or tipo_p[k]=="REC":
                if tipo_p[k]=="REL" or tipo_p[k]=="REC":
                    if TMSi[k]>tms_min[k]:
                        TMSi[k]=TMSi[k]-step_r[k]
            if tipo_p[k]=="FUS":
                tipoi=Clase_fus[k] #Tipo de fusible asignado
                aux_t=np.argwhere(fusibles.NOMBRE==tipoi)

#Coordenadas del índice
el tipo                                aux_t1=aux_t[0,0] #Valor del índice que contiene
                                     # Buscar el tipo en la matriz para incrementar
                                     for n in range (ddl):
                                         if nombref[n]==tipoi:
                                             if n>0:
                                                 aux_clase=nombre[n-1]
                                                 Clase_fus[k]=aux_clase

error=abs(deltat1-deltat)
deltat1=deltat
error_max=np.amin(deltat)
if error_max>CTI_MIN:
    it=maxit
    it=it+1
    #print(it)
TMS1=np.column_stack((TMSi,Clase_fus))
res_tms=pd.DataFrame(data=TMS1)
res_t=pd.DataFrame(data=t)
res_deltat=pd.DataFrame(data=deltat)
with pd.ExcelWriter('resultados.xlsx') as writer:
    res_tms.to_excel(writer,sheet_name='PARAMETROS')
    res_t.to_excel(writer,sheet_name='TIEMPOS')
    res_deltat.to_excel(writer,sheet_name='CTI')
print("Tiempos de coordinación calculados:")
print(deltat)
print()
print("Multiplicadores de tiempo de relés y reconectores:")
print(TMSi)
print()
print("Clase de fusible resultante:")
print(Clase_fus)
print("FIN")
```



Código auxiliar para interpolar las curvas de actuación de los fusibles.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Thu Jul 21 20:29:55 2020

@author: Milton Cabrera B.
"""

import pandas as pd
import scipy

fus3k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='3K')
tf3k = fus3k['Time'].values
Cf3k = fus3k['Current'].values
t3k,c3k,k3k=scipy.interpolate.splrep(Cf3k,tf3k, s=0, k=1)
spline3k = scipy.interpolate.BSpline(t3k,c3k,k3k)

fus6k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='6K')
tf6k = fus6k['Time'].values
Cf6k = fus6k['Current'].values
t6k,c6k,k6k=scipy.interpolate.splrep(Cf6k,tf6k, s=0, k=1)
spline6k = scipy.interpolate.BSpline(t6k,c6k,k6k)

fus8k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='8K')
tf8k = fus8k['Time'].values
Cf8k = fus8k['Current'].values
t8k,c8k,k8k=scipy.interpolate.splrep(Cf8k,tf8k, s=0, k=1)
spline8k = scipy.interpolate.BSpline(t8k,c8k,k8k)

fus10k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='10K')
tf10k = fus10k['Time'].values
Cf10k = fus10k['Current'].values
t10k,c10k,k10k=scipy.interpolate.splrep(Cf10k,tf10k, s=0, k=1)
spline10k = scipy.interpolate.BSpline(t10k,c10k,k10k)

fus12k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='12K')
tf12k = fus12k['Time'].values
Cf12k = fus12k['Current'].values
t12k,c12k,k12k=scipy.interpolate.splrep(Cf12k,tf12k, s=0, k=1)
spline12k = scipy.interpolate.BSpline(t12k,c12k,k12k)

fus15k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='15K')
tf15k = fus15k['Time'].values
Cf15k = fus15k['Current'].values
t15k,c15k,k15k=scipy.interpolate.splrep(Cf15k,tf15k, s=0, k=1)
spline15k = scipy.interpolate.BSpline(t15k,c15k,k15k)

fus20k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='20K')
tf20k = fus20k['Time'].values
Cf20k = fus20k['Current'].values
t20k,c20k,k20k=scipy.interpolate.splrep(Cf20k,tf20k, s=0, k=1)
spline20k = scipy.interpolate.BSpline(t20k,c20k,k20k)

fus25k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx',sheet_name='25K')
tf25k = fus25k['Time'].values
Cf25k = fus25k['Current'].values
t25k,c25k,k25k=scipy.interpolate.splrep(Cf25k,tf25k, s=0, k=1)
spline25k = scipy.interpolate.BSpline(t25k,c25k,k25k)
```



```
fus30k = pd.read_excel('K-FUSE.xlsx', sheet_name='30K')
tf30k = fus30k['Time'].values
Cf30k = fus30k['Current'].values
t30k, c30k, k30k = scipy.interpolate.splrep(Cf30k, tf30k, s=0, k=1)
spline30k = scipy.interpolate.BSpline(t30k, c30k, k30k)
```



ANEXO II.
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉS Y RECONECTADORES
UTILIZADOS EN EL ESTUDIO.

1. RELÉ ABB REF541²¹

Feeder Terminal

Product Guide

**REF 541,
REF 543,
REF 545**



²¹Propiedades para protección de sobrecorriente y sobrecarga. Tomado de www.abb.com/substationautomation



Settings of protection functions

Three-phase non-directional overcurrent protection, low-set stage, NOC3Low, 3I> (51-1)	
Start current	0.10...5.00 x In
Operate time at DT mode	0.05...300.00 s
Time multiplier at IDMT mode	0.05...1.00
Operation mode	Not in use Definite time Extremely inverse Very inverse Normal inverse Long time inverse RI-type inverse RD-type inverse IEEE Extremely inverse IEEE Very inverse IEEE Short time inverse IEEE Short time extremely inverse IEEE Long time extremely inverse IEEE Long time very inverse IEEE Long time inverse
Measuring mode	Peak-to-peak Fundamental frequency
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms
Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ $\pm 2.5\%$ of set value or $\pm 0.01 \times I_n$
Start time	Injected currents $> 2.0 \times$ start current: internal time < 32 ms total time < 40 ms
Reset time	40...1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms
Accuracy class index E at IDMT mode	Class index E = 5.0 or ± 20 ms
Three-phase non-directional overcurrent protection, high-set stage, NOC3High, 3I>> (51-2) and Instantaneous stage, NOC3Inst, 3I>>> (51-3)	
Start current	0.10...40.00 x In
Operate time	0.05...300.00 s
Operation mode	Not in use Definite time Instantaneous
Measuring mode	Peak-to-peak Fundamental frequency
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms
Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ 0.1...10 x In: $\pm 2.5\%$ of set value or $\pm 0.01 \times I_n$
Start time	10...40 x In: $\pm 5.0\%$ of set value Injected currents $> 2.0 \times$ start current: internal time < 32 ms total time < 40 ms
Reset time	40...1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms



Three-phase directional O/C function, low-set stage, DOC6Low, 3I>→ (67-1)	
Operation mode	Not in use; Definite time Extremely inv.; Very inverse Normal inverse Long-time inv.; RI-type inverse RD-type inverse
Start current	0.05...40.00 x I _n
Operate time	0.05...300.00 s
Time multiplier	0.05...1.00
Basic angle φ_b	0...90°
Operation direction	Forward Reverse
Earth-fault protection	Disabled Enabled
Measuring mode	Phase-to-phase voltages, peak-to-peak measurement Phase-to-phase voltages, fundamental freq. measurement Phase-to-earth voltages, peak-to-peak measurement Phase-to-earth voltages, fundamental freq. measurement
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms
Operation accuracy	Note! The values below apply when f/f _n = 0.95...1.05 0.1...10 x I _n : ±2.5% of set value or ±0.01 x I _n 10...40 x I _n : ±5.0% of set value ±2.5% of measured voltage or ±0.01 x U _n ±2°
Start time	Injected currents > 2.0 x start current: internal time < 42 ms total time < 50 ms
Reset time	40...1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	±2% of set value or ±20 ms
Accuracy class index E at IDMT mode	Class index E = 5.0 or ±20 ms

Three-phase directional O/C function, high-set stage, DOC6High, I>>→ (67-2), and instantaneous stage, DOC6Inst, I>>>→ (67-3)	
Operation mode	Not in use Definite time Instantaneous
Start current	0.05...40.00 x I _n
Operate time	0.05...300.00 s
Basic angle φ_b	0...90°
Operation direction	Forward Reverse
Earth-fault protection	Disabled Enabled
Non-directional operation (when the direction cannot be determined)	Disabled Enabled
Measuring mode	Phase-to-phase voltages, peak-to-peak measurement Phase-to-phase voltages, fundamental freq. measurement Phase-to-earth voltages, peak-to-peak measurement Phase-to-earth voltages, fundamental freq. measurement
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms



Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ 0.1...10 x I_n : $\pm 2.5\%$ of set value or $\pm 0.01 \times I_n$ 10...40 x I_n : $\pm 5.0\%$ of set value $\pm 2.5\%$ of measured voltage or $\pm 0.01 \times U_n$ $\pm 2^\circ$
Start time	Injected currents $> 2.0 \times$ start current: internal time < 42 ms total time < 50 ms
Reset time	40...1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms

Non-directional earth-fault protection, low-set stage, NEF1Low, $I_o >$ (51N-1)	
Start current	1.0...500.0% of I_n
Operate time at DT mode	0.05...300.00 s
Time multiplier at IDMT mode	0.05...1.00
Operation mode	Not in use Definite time Extremely inverse Very inverse Normal inverse Long time inverse RI-type inverse RD-type inverse IEEE Extremely inverse IEEE Very inverse IEEE Short time inverse IEEE Short time extremely inverse IEEE Long time extremely inverse IEEE Long time very inverse IEEE Long time inverse
Measuring mode	Peak-to-peak Fundamental frequency
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms
Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ $\pm 2.5\%$ of set value + $0.0005 \times I_n$
Start time	Injected currents $> 2.0 \times$ start current: internal time < 32 ms total time < 40 ms
Reset time	40...1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms
Accuracy class index E at IDMT mode	Class index E = 5.0 or ± 20 ms

Non-directional earth-fault protection, high-set stage, NEF1High, $I_o \gg$ (51N-2), and instantaneous stage, NEF1Inst, $I_o \gg \gg$ (51N-3)	
Start current	0.10...12.00 x I_n
Operate time	0.05...300.00 s
Operation mode	Not in use Definite time Instantaneous
Measuring mode	Peak-to-peak Fundamental frequency
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms



Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ $\pm 2.5\%$ of set value or $+ 0.01 \times I_n$
Start time	Injected currents $> 2.0 \times$ start current: internal time < 32 ms total time < 40 ms
Reset time	40... 1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 45 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms

Directional earth-fault protection, low-set stage, DEF2Low, $I_o > \rightarrow$ (67N-1)	
Start current	1.0...500.0% of I_n
Start voltage	2.0...100.0% of U_n
Operate time at DT mode	0.1...300.0 s
Time multiplier at IDMT mode	0.05...1.00
Operation mode	Not in use Definite time Extremely inverse Very inverse Normal inverse Long time inverse
Operation criteria	Basic angle & U_o Basic angle $I_o \sin / \cos$ & U_o $I_o \sin / \cos$ Non-directional I_o Non-directional U_o
Operation direction	Forward Reverse
Basic angle φ_b	$-90^\circ ... 60^\circ$
Operation characteristic	$I_o \sin(\varphi)$ $I_o \cos(\varphi)$
Intermittent E/F	Not active Active
Measuring mode	Peak-to-peak Fundamental frequency
Drop-off time of the operate time counter	0...1000 ms
Operation accuracy	Note! The values below apply when $f/f_n = 0.95...1.05$ $\pm 2.5\%$ of set value + $0.0005 \times I_n$ $\pm 2.5\%$ of set value or $+ 0.01 \times U_n$
Start time	Phase angle $\pm 2^\circ$ Injected neutral current $> 2.0 \times$ start current and residual voltage $> 2.0 \times$ start voltage: internal time < 72 ms total time < 80 ms
Reset time	40... 1000 ms (depends on the minimum pulse width set for the trip output)
Reset ratio, typically	0.95
Retardation time	< 50 ms
Operate time accuracy at DT mode	$\pm 2\%$ of set value or ± 20 ms
Accuracy class index E at IDMT mode	Class index E = 5.0 or ± 20 ms

2. ABB PCD CONTROL PROTECTION RECLOSER

ABB PCD Control Protection Curves

Note on Applying Protection Curves:

This document gives the **control response time** for all curves available in the PCD. The device interrupting times must be **added** to all curves to obtain maximum clearing time, per the following Table 1:

Table 1. Device Interrupting Times

Product	Maximum Interrupting Time
ABB VR-3S	2.5 cycles (40 ms)
ABB ESVA Recloser	3.0 cycles (48 ms)
ABB Type R & R Mag Breaker	3.0 cycles (48 ms)

ANSI Curves

The ANSI curves for PCD are defined by the following equations and table of coefficients:

$$\text{Trip Time} = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

$$\text{Reset Time} = \left(\frac{D}{1 - EM} \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

where $M = \left(\frac{I_{INPUT}}{I_{PICKUP}} \right)$

and I_{PICKUP} is the PCD minimum trip setting.

Table 2. ANSI Curves

ANSI Curve	Value of Constants					
	A	B	C	P	D	E
Extremely Inverse	6.407	0.025	1	2.0	3	0.998
Very Inverse	2.855	0.0712	1	2.0	1.346	0.998
Inverse	0.0086	0.0185	1	0.02	0.46	0.998
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	1	0.02	0.092	0.998
Short Time Extremely Inverse	1.281	0.005	1	2.0	0.6	0.998
Definite Time	-	-	-	-	-	-
Long Time Extremely Inverse	64.07	0.250	1	2.0	30	0.998
Long Time Very Inverse	28.55	0.712	1	2.0	13.46	0.998
Long Time Inverse	0.086	0.185	1	0.02	4.6	0.998
Standard Instantaneous	-	-	-	-	-	-
Inverse Instantaneous	-	-	-	-	-	-

PCD has the option for using the above formula for reset time or to set the reset time to instantaneous. By default, PCD is set to instantaneous reset time.

Figure 1. ANSI Definite Time Curve

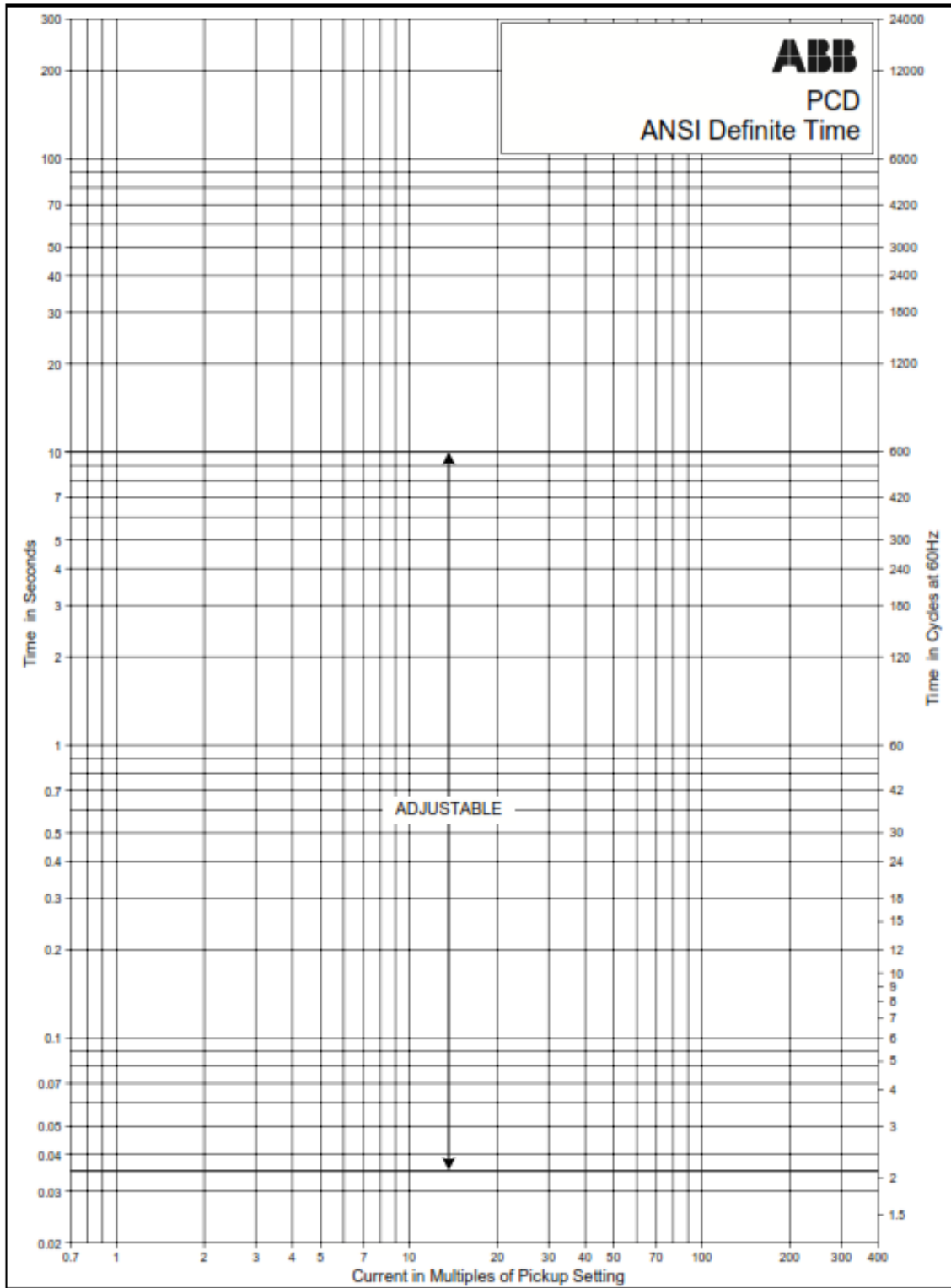


Figure 2. ANSI Extremely Inverse Curve

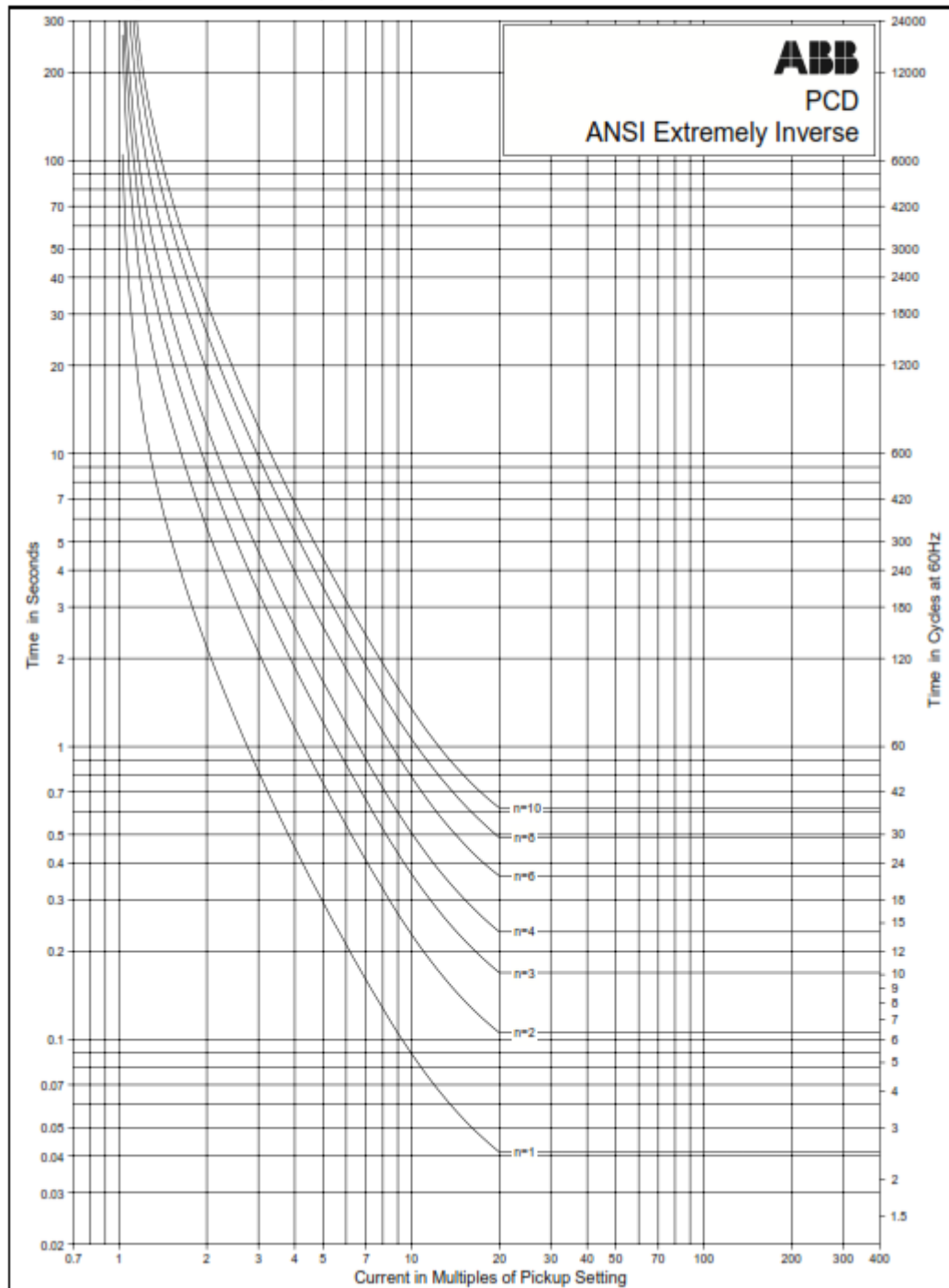


Figure 3. ANSI Inverse Curve

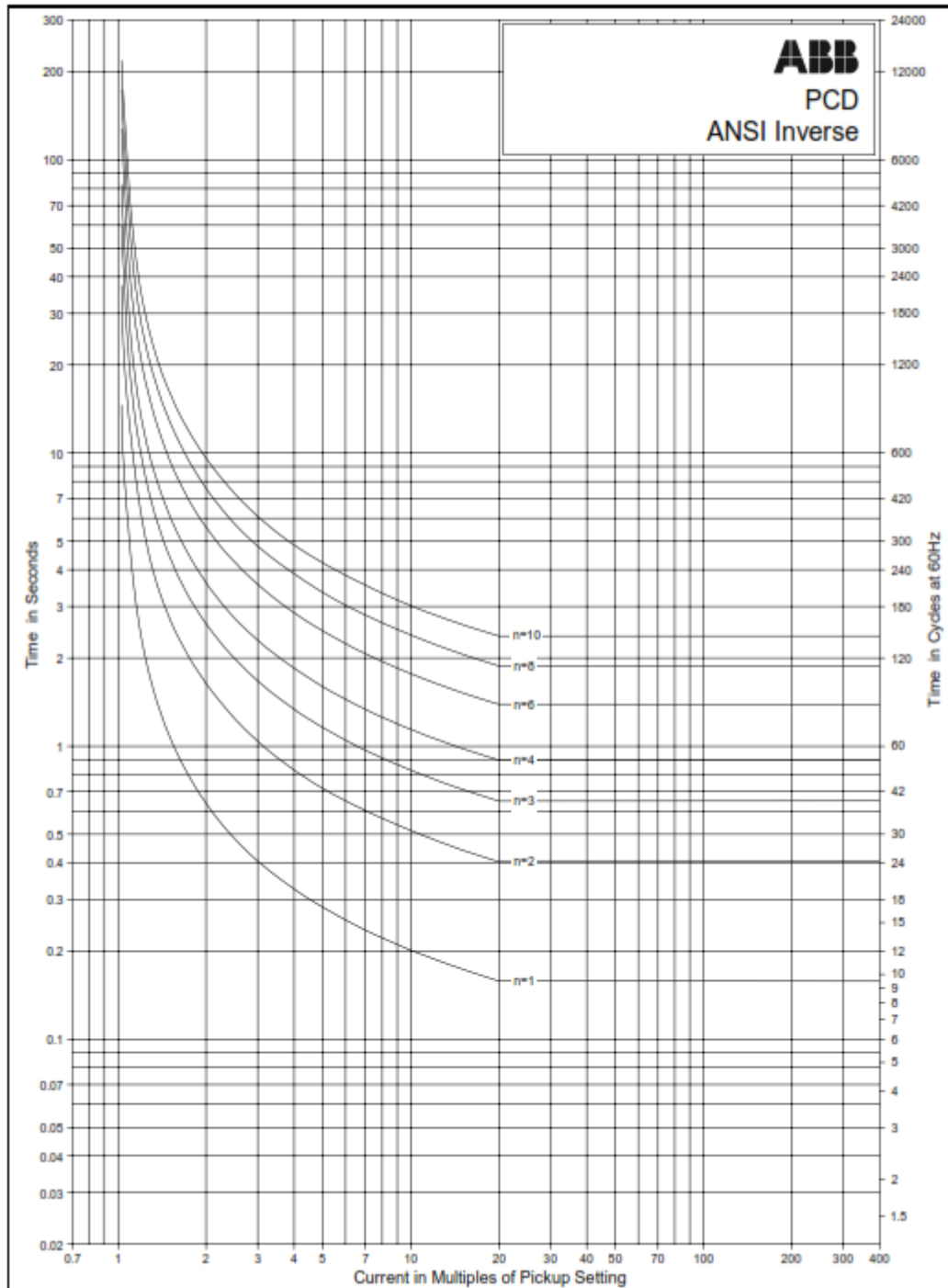


Figure 4. ANSI Inverse Instantaneous Curve

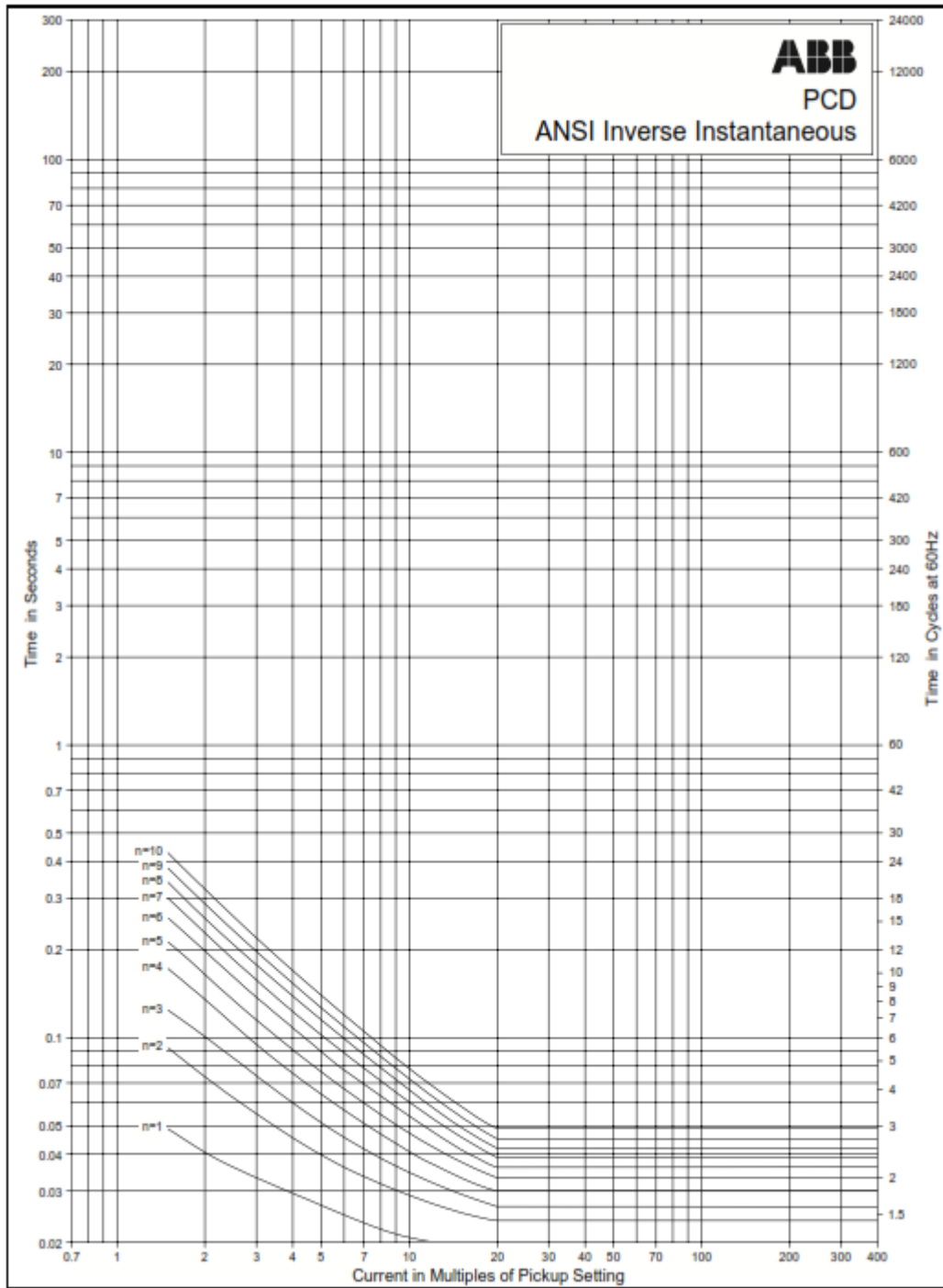


Figure 5. ANSI Long Time Extremely Inverse Curve

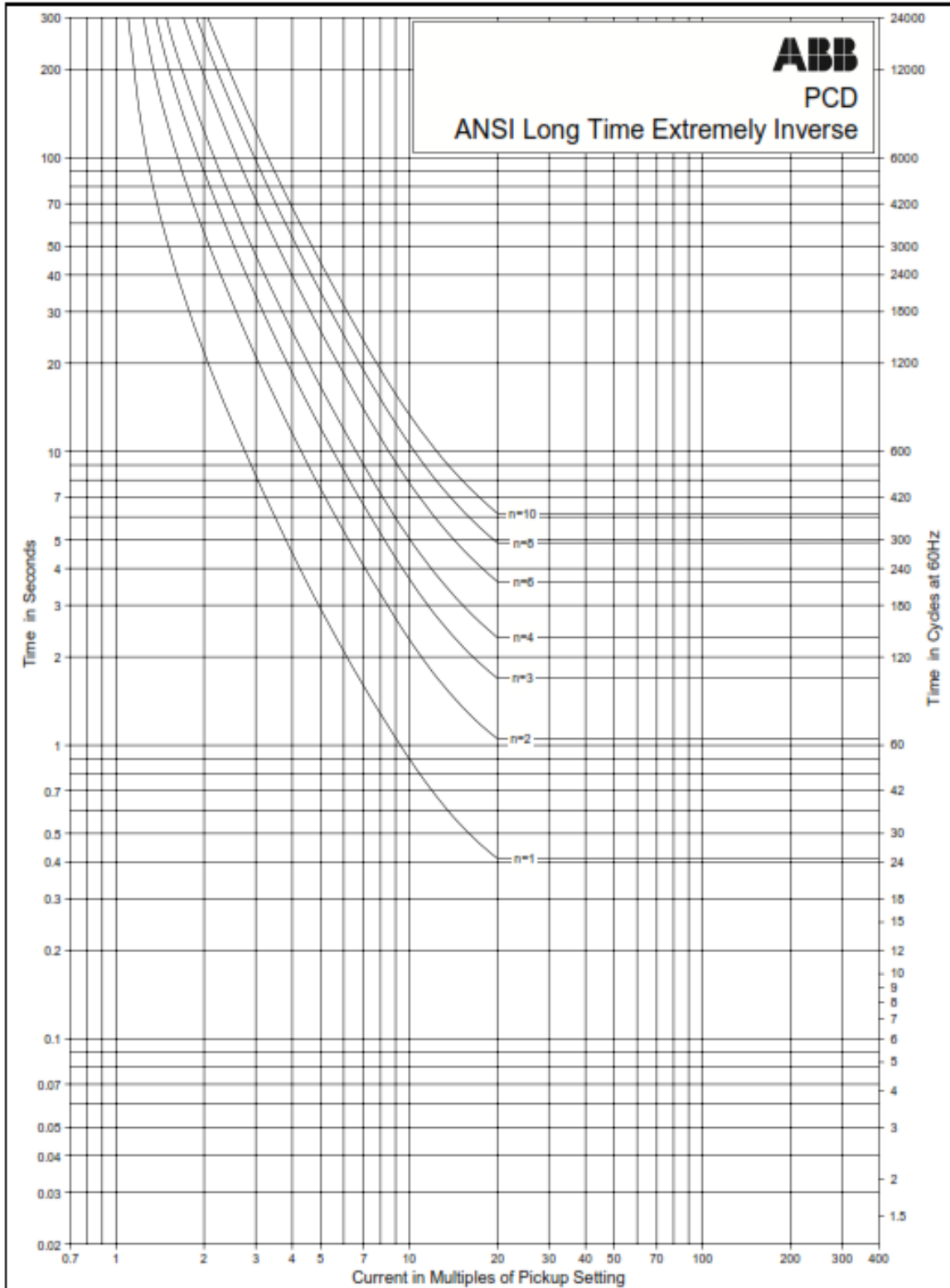


Figure 6. ANSI Long Time Inverse Curve

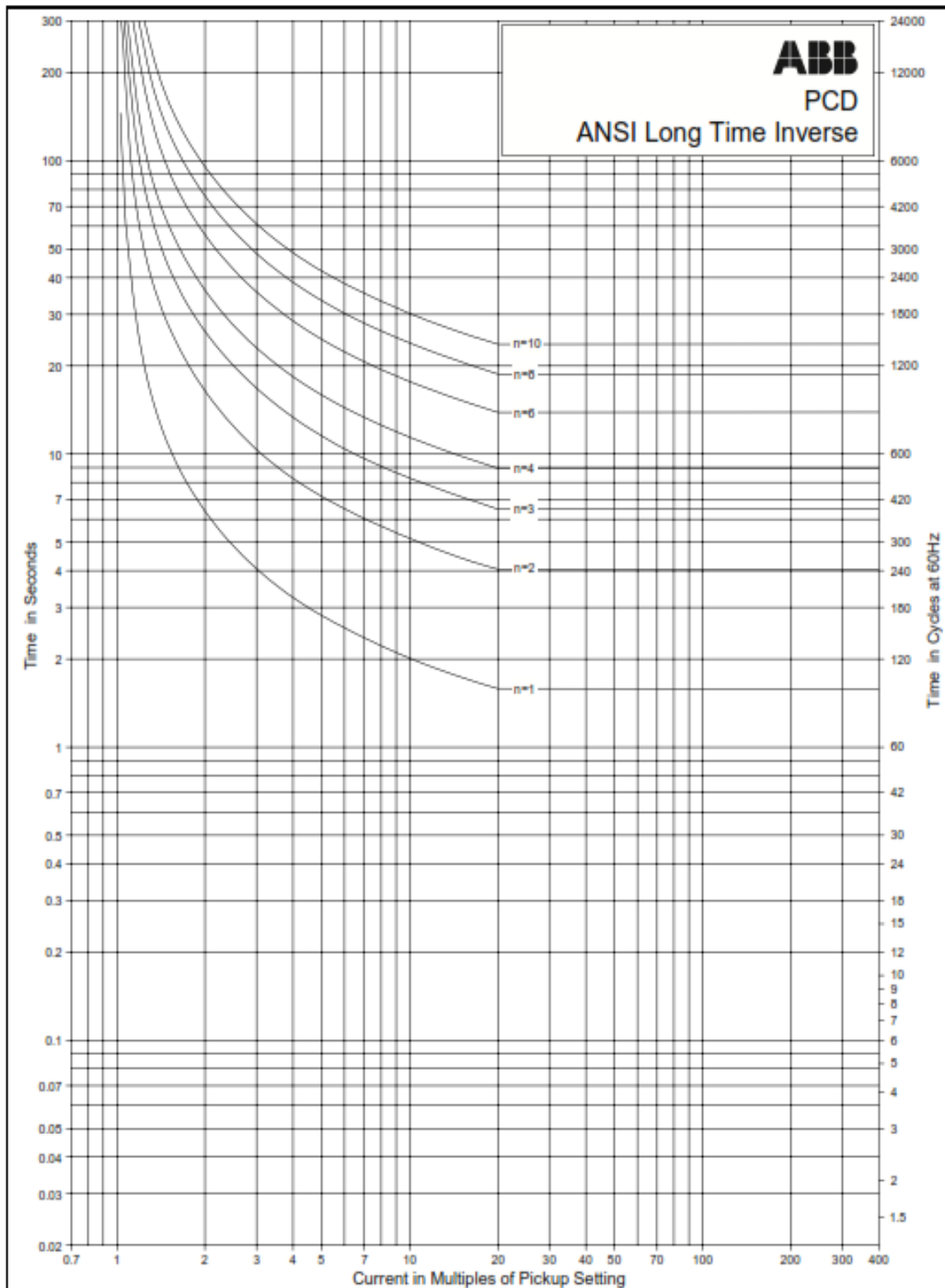


Figure 7. ANSI Long Time Very Inverse Curve

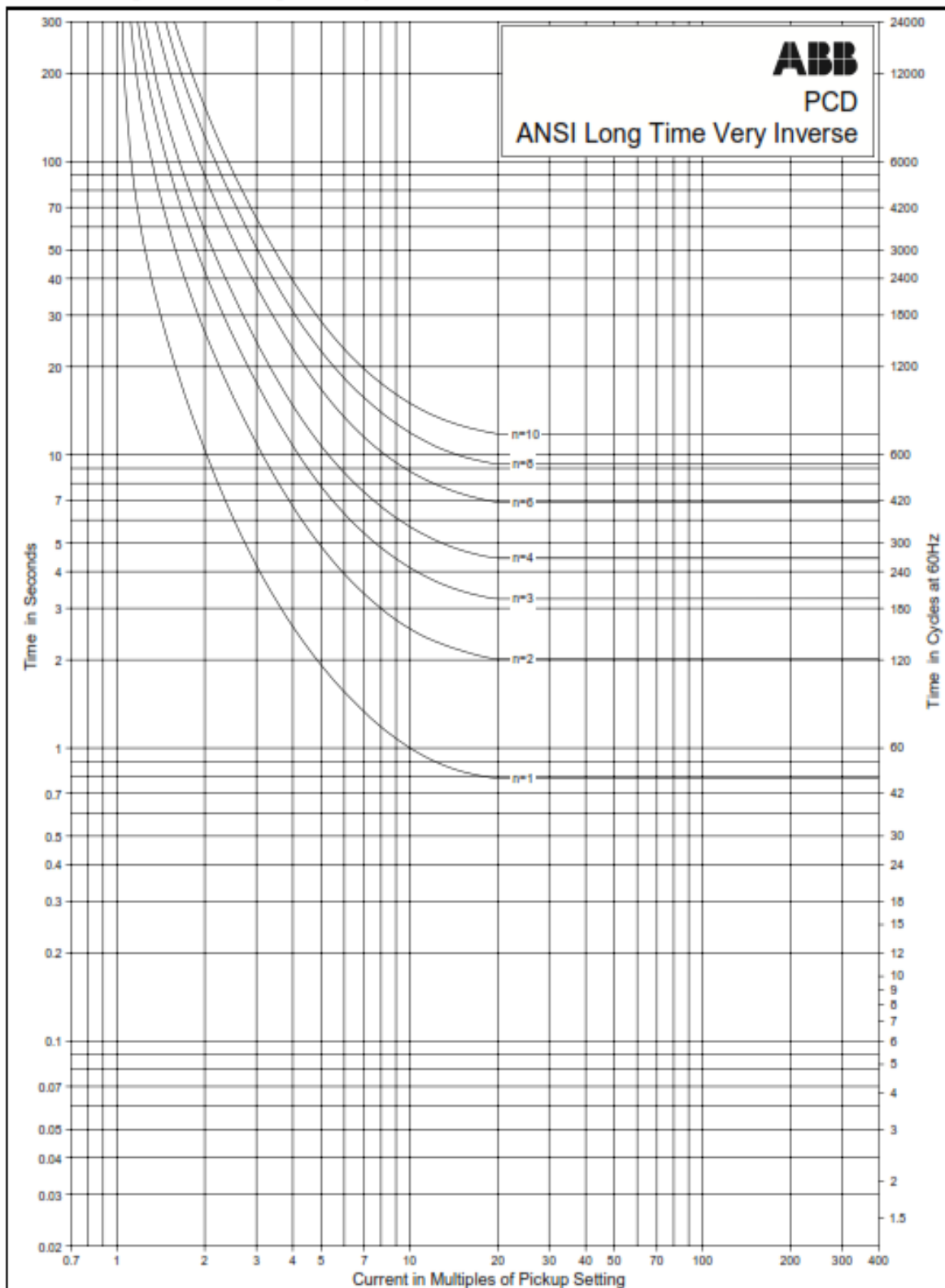


Figure 8. ANSI Short Time Extremely Inverse Curve

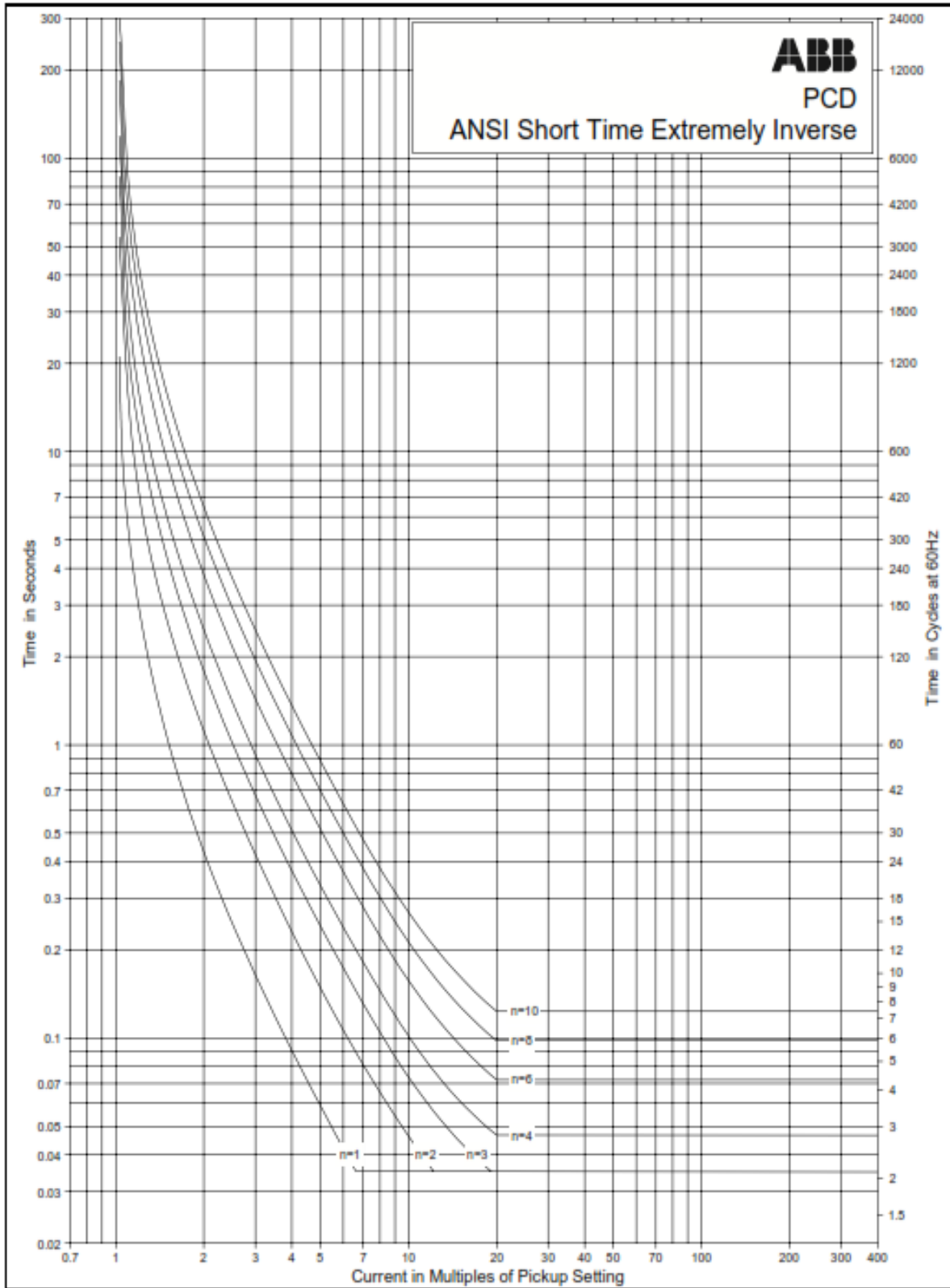


Figure 9. ANSI Short Time Inverse Curve

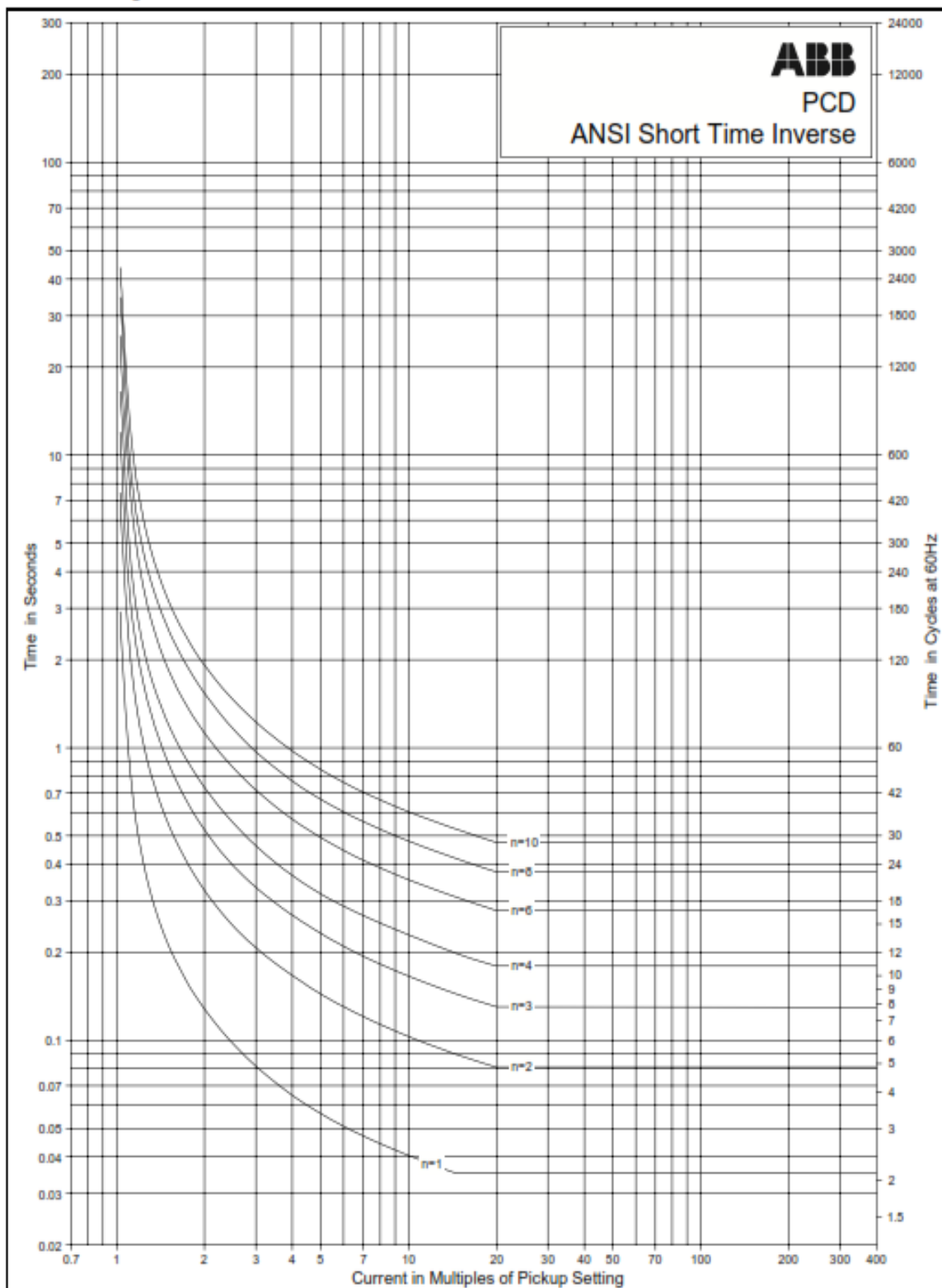


Figure 10. ANSI Standard Instantaneous Curve

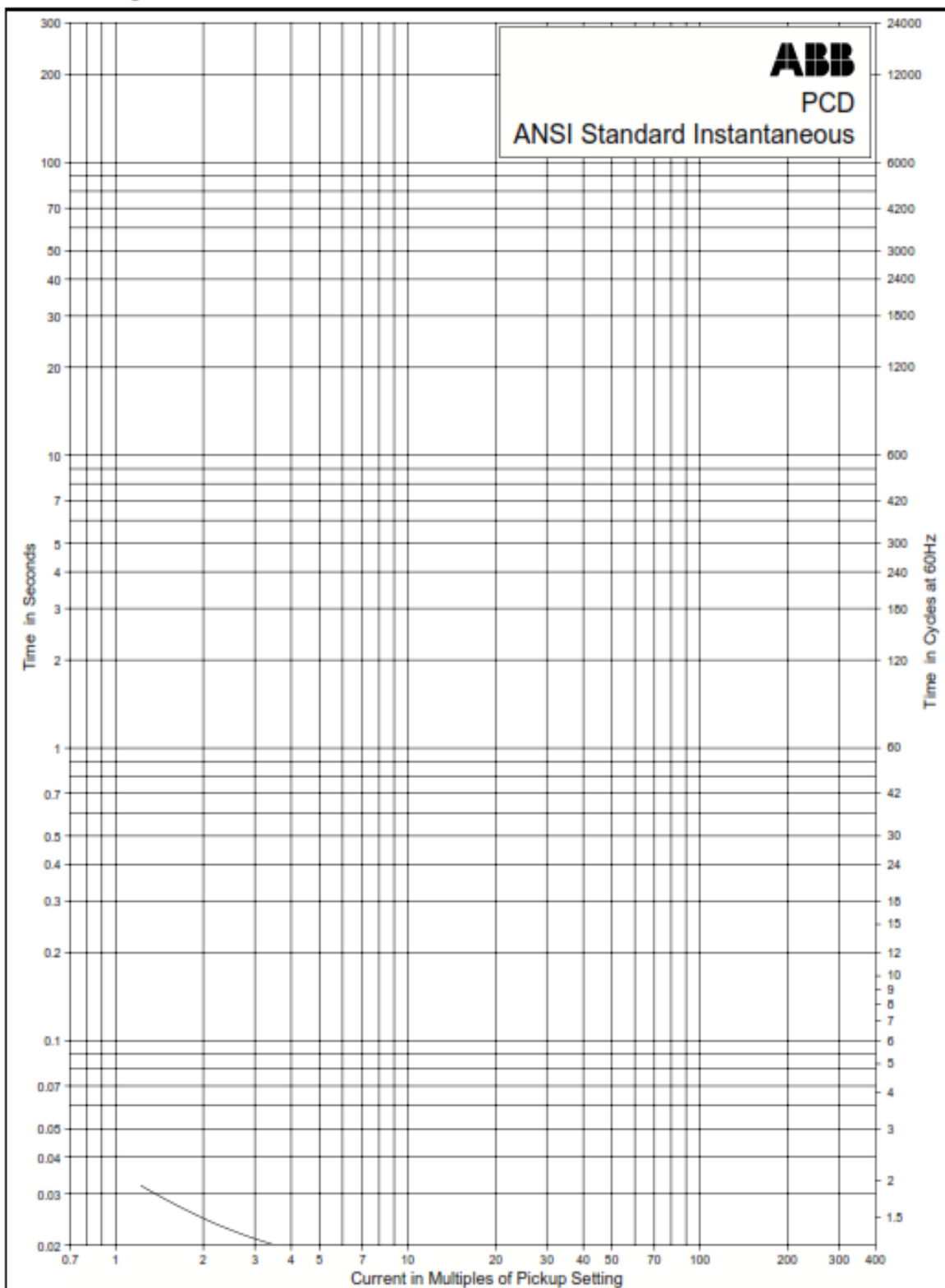
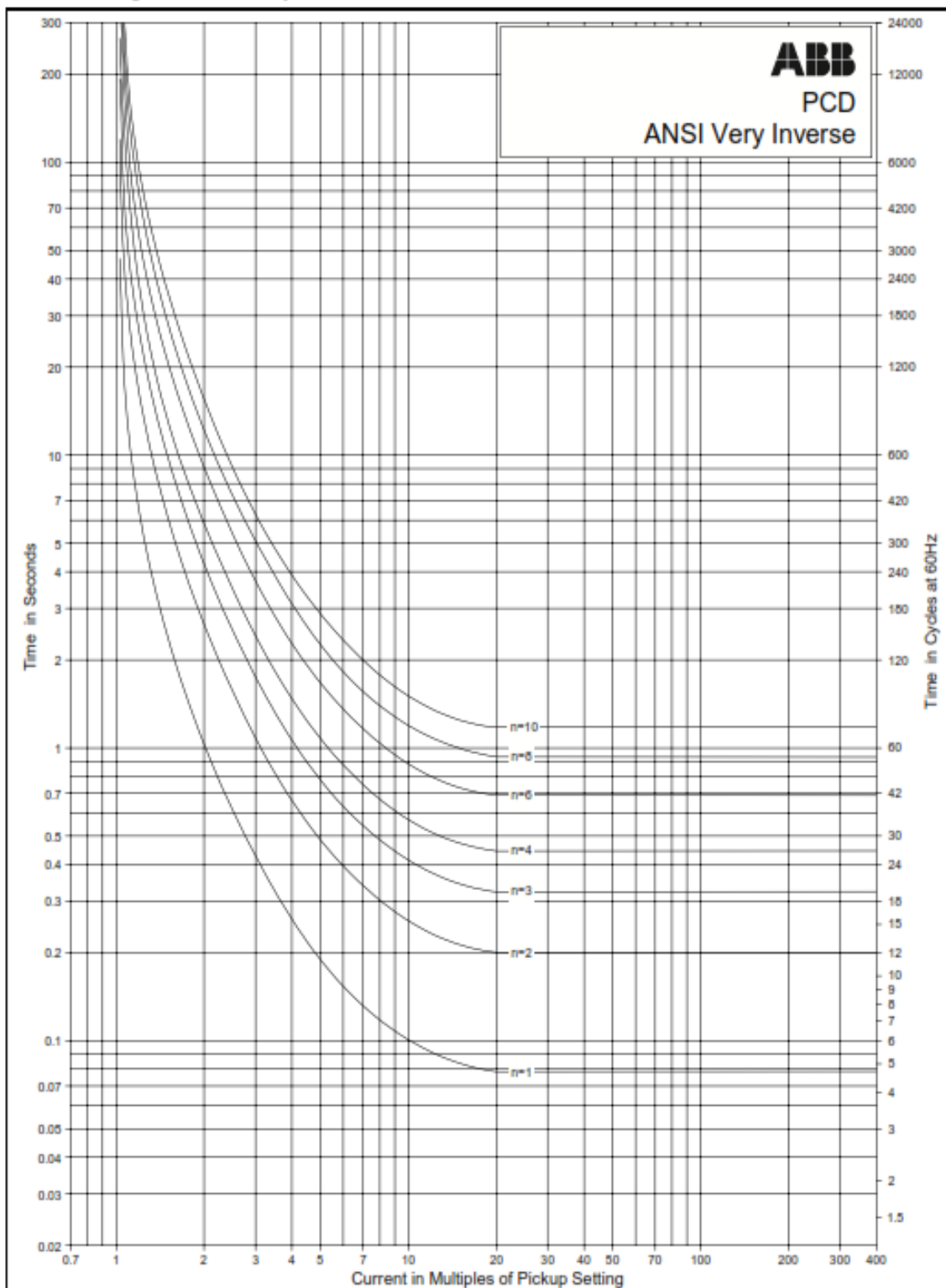


Figure 11. ANSI Very Inverse Curve





ANEXO IV.

TABLAS CON CURVAS DE ACTUACIÓN DE LOS FUSIBLES.

FUSIBLES TIPO K.

POERFUSE SMU-20²²

S&C Power Fuses - Type SMU-20 (7.2 and 14.4 kV)

"K" Speed (TCC 165-2-2)

Total Clearing Time-Current Characteristic Curves Dated August 29, 1998

Tolerance: Curves are plotted to maximum test points. All variations are minus.

3K		6K		8K		10K		12K	
Current	Time	Current	Time	Current	Time	Current	Time	Current	Time
17960.4	0.015968	17960.4	0.015968	17960.4	0.015968	17960.4	0.015968	17960.4	0.015968
5895.4	0.018682	3391.16	0.020057	5425.84	0.018833	5028.76	0.019877	4889.91	0.019917
2286.84	0.021234	1377.36	0.022614	1919.71	0.021749	3515.47	0.021022	2416.14	0.022367
1240.07	0.022933	1044.12	0.023561	1640.78	0.022345	2203.78	0.02266	1919.71	0.023514
1045.16	0.02349	894.201	0.02423	1280.4	0.023467	1699.23	0.023774	1724.91	0.024206
854	0.024278	784.409	0.025194	1067.34	0.024522	1504.07	0.024278	1540.6	0.024868
758.188	0.024893	710.473	0.026091	926.979	0.025523	1285.53	0.025244	1333.99	0.025987
700.596	0.025295	647.378	0.026939	825.452	0.026565	1083.47	0.026432	1189.07	0.026886
661.779	0.025651	570.738	0.028123	726.277	0.027788	960.958	0.027511	1056.72	0.028067
609.678	0.026327	498.663	0.029654	630.133	0.029359	859.139	0.028662	947.598	0.029212
552.764	0.027047	446.273	0.030864	545.079	0.031112	765.042	0.029922	855.709	0.030404
497.17	0.027927	396.601	0.032382	483.442	0.032707	669.768	0.03174	778.159	0.031772
448.51	0.028922	328.958	0.035325	422.391	0.035149	590.477	0.033737	704.812	0.033334
403.401	0.029952	292.636	0.037697	379.529	0.037472	518.495	0.036547	646.731	0.034904
366.475	0.030864	256.706	0.040512	331.932	0.040674	462.169	0.03963	585.187	0.037062
339.655	0.03174	227.45	0.043798	290.015	0.045042	408.679	0.043449	534.286	0.039393
309.801	0.03297	199.324	0.048259	262.679	0.049087	366.842	0.047731	479.59	0.042546
287.129	0.034008	180.356	0.052331	229.966	0.055511	331.269	0.052018	437.436	0.04609
262.416	0.035431	165.163	0.05652	204.165	0.063281	297.356	0.057431	396.601	0.050632
243.211	0.036877	147.368	0.062777	183.999	0.071421	270.678	0.063471	358.86	0.055623
222.946	0.03869	131.096	0.07071	162.379	0.083646	244.43	0.071065	331.932	0.060618
203.961	0.040633	116.738	0.080527	143.585	0.098553	218.095	0.081989	307.026	0.066592
164.998	0.046274	105.84	0.089353	126.208	0.117871	195.572	0.094216	284.272	0.073302
149.296	0.049432	94.5316	0.103398	110.27	0.146144	173.111	0.111452	257.477	0.083981
133.344	0.053335	82.0997	0.125913	95.5771	0.184121	152.008	0.134773	231.35	0.097767
121.017	0.057317	74.3612	0.146436	79.9126	0.249035	130.182	0.171845	206.63	0.115653
111.489	0.061596	66.0845	0.176548	71.7318	0.302352	111.044	0.221981	178.561	0.146144
101.385	0.066993	59.8555	0.208428	60.6387	0.406504	94.4371	0.292245	158.528	0.177433
93.591	0.071923	54.54	0.246557	52.2445	0.533572	78.9594	0.400852	134.819	0.235237

²² POverfuse. Fusibles de media tensión para distribución eléctrica. Tomado de www.powerfuse.com/smu20-fuses



85.6213	0.079011	49.0546	0.298447	43.3772	0.771699	65.1006	0.568269	117.206	0.301447
77.7839	0.087846	42.2217	0.395675	40.2832	0.910137	56.6524	0.745902	103.33	0.378643
72.3079	0.095927	36.9636	0.514705	37.5222	1.06698	53.034	0.856278	91.1889	0.480868
66.7486	0.106547	33.1796	0.64716	35.6566	1.21755	48.9077	1.018	80.0726	0.618065
60.8818	0.120613	29.8425	0.812077	33.2792	1.46938	44.6089	1.26218	72.1635	0.764785
54.54	0.141117	26.0739	1.12394	31.6562	1.69357	41.1381	1.54935	67.2848	0.891223
46.1979	0.182106	23.8297	1.42026	29.7531	2.03163	38.1274	1.88295	62.7359	1.04377
41.1381	0.220433	21.866	1.8273	27.825	2.49638	35.8712	2.22074	58.4946	1.23348
36.051	0.277714	20.3674	2.33693	26.1522	3.03388	33.8498	2.61128	53.9973	1.50507
30.7514	0.371516	19.4906	2.707	24.58	3.65042	32.2957	3.04299	49.9956	1.81274
27.1651	0.471818	18.5401	3.33623	23.0562	4.55326	30.7514	3.62133	46.6155	2.18112
23.8059	0.617448	17.3733	4.44083	21.9537	5.56693	29.3395	4.38786	44.2978	2.49638
21.1139	0.798388	16.4765	5.7537	20.9457	6.82671	28.1046	5.23749	42.5608	2.81184
18.7451	1.04064	15.8146	7.1338	20.2455	8.26347	26.8411	6.61833	40.892	3.21826
16.5922	1.37004	15.3779	8.66112	19.5687	10.4734	25.532	8.57494	39.4461	3.65407
13.9703	2.05822	15.0584	10.3796	19.1621	12.7667	24.6539	10.547	37.8994	4.32254
12.1939	2.86292	14.7602	13.5156	18.8014	17.0448	23.9971	12.703	36.2679	5.29542
11.1221	3.59967	14.6426	16.7742	18.6516	22.7336	23.5219	15.6715	34.6721	6.63158
10.548	4.16969	14.5987	24.2847	18.633	35.6891	23.2646	19.1987	33.3125	8.3132
10.0939	4.65919	14.5841	39.839	18.5586	58.4896	22.9641	25.7091	32.1025	10.685
9.70787	5.38083	14.5841	76.8495	18.5401	99.868	22.8954	37.707	31.1537	13.7748
9.33655	6.18943	14.5695	140.169	18.4291	176.24	22.8954	60.7549	30.5063	18.135
8.89009	7.77446	14.5114	245.882	18.3923	292.613	22.8954	128.489	30.1123	23.5434
8.6015	9.49575	14.5114	431.321	18.3189	467.712	22.8268	247.609	30.0822	32.8465
8.38913	11.2441	14.5114	543.948	18.264	562.197	22.804	453.889	30.0822	52.6069
8.12493	14.3801	14.4246	605.984	18.264	607.197	22.7812	566.147	30.0822	104.047
7.94813	18.0988					22.6902	607.197	30.0822	203.741
7.75189	24.0912							30.0822	378.362
7.58321	32.0997							30.0822	543.948
7.46285	45.5972							30.0822	604.773
7.36646	73.1015								
7.27859	125.568								
7.22059	227.659								
7.22059	351.374								
7.22059	506.16								
7.22059	605.378								

S&C Power Fuses - Type SMU-20 (7.2 and 14.4 kV)

"K" Speed (TCC 165-2-2)

Total Clearing Time-Current Characteristic Curves Dated August 29, 1998

Tolerance: Curves are plotted to maximum test points. All variations are minus.

15K	20K	25K	30K	40K					
Current	Time	Current	Time	Current	Time	Current	Time	Current	Time
17960.4	0.015968	17960.4	0.016145	17960.4	0.016145	17960.4	0.016145	17960.4	0.016145
6038.6	0.019406	6620.51	0.020117	5239.22	0.021771	7179.09	0.019977	8901.08	0.019562
4656.08	0.020689	4527.51	0.022167	4150.27	0.02342	5709.74	0.021404	7676.57	0.020544
3597.26	0.022056	3823.53	0.023141	3515.47	0.024794	4797.87	0.022637	6876.93	0.021276



2892.65	0.02321	3165.06	0.024206	3139.84	0.025625	4092.57	0.023893	5996.48	0.022367
2307.52	0.024303	2959.95	0.02467	2809.97	0.026618	3611.68	0.024918	5302.47	0.02335
2081.67	0.024893	2689.01	0.02532	2557.86	0.027621	3235.47	0.025961	4582.17	0.024621
1879.81	0.025549	2404.09	0.02638	2319.09	0.028605	2915.88	0.027183	3971.62	0.026143
1667.24	0.026512	2119.48	0.027539	2104.7	0.029892	2573.26	0.028749	3470.06	0.027732
1498.06	0.027429	1822.43	0.029067	1851.83	0.031487	2347.08	0.030012	3022.77	0.029594
1358.22	0.028491	1582.76	0.03071	1662.25	0.033102	2119.48	0.031362	2702.49	0.031237
1222.83	0.029683	1408	0.032382	1510.09	0.034834	1958.49	0.032642	2399.29	0.033168
1091.08	0.031205	1232.66	0.034522	1374.61	0.036693	1781	0.034418	2058.9	0.036474
958.08	0.033201	1100.95	0.036767	1250.04	0.03869	1616.35	0.036255	1846.28	0.039236
857.423	0.03536	994.192	0.038962	1134.48	0.041001	1432.14	0.03904	1678.96	0.041829
747.647	0.038459	894.201	0.041704	1022.42	0.043974	1301.05	0.041537	1552.97	0.044638
662.441	0.041413	814.79	0.044594	934.424	0.046927	1192.64	0.044282	1433.58	0.047875
598.204	0.044594	740.948	0.047875	863.446	0.050128	1001.17	0.051192	1335.32	0.051192
540.736	0.048598	675.147	0.051759	777.381	0.054358	902.285	0.056069	1241.32	0.054959
485.38	0.053335	624.487	0.055401	716.18	0.058768	789.919	0.064302	1091.08	0.063535
433.951	0.059715	571.881	0.060922	662.441	0.064045	712.608	0.072139	988.245	0.071207
393.441	0.066326	523.706	0.066859	604.216	0.070569	646.085	0.082071	898.683	0.081011
362.104	0.073596	483.926	0.07367	541.277	0.081174	586.358	0.09384	824.627	0.090431
320.516	0.085849	450.758	0.080688	490.748	0.092443	515.909	0.114045	737.991	0.106228
287.129	0.099842	405.829	0.092721	427.49	0.113362	459.864	0.138461	667.094	0.122681
257.477	0.116349	367.576	0.107618	373.879	0.140554	398.191	0.176019	603.612	0.143968
234.611	0.134773	326.011	0.129618	307.64	0.196683	354.579	0.215852	557.761	0.1633
207.458	0.162486	295.873	0.150595	263.731	0.257647	301.247	0.289337	486.351	0.206147
184.737	0.198461	257.477	0.188216	217.224	0.366718	258.251	0.388228	441.391	0.244348
164.998	0.241433	234.143	0.221759	178.383	0.530911	206.424	0.5986	384.111	0.318172
138.508	0.328847	203.758	0.282193	147.073	0.780235	178.919	0.808026	342.383	0.398454
118.147	0.439481	179.995	0.351283	122.6	1.1547	159.482	1.0396	305.189	0.499993
101.792	0.587922	160.924	0.431641	115.115	1.33487	149.894	1.19822	273.672	0.630551
88.1406	0.788865	138.924	0.571688	109.282	1.52019	141.873	1.38519	238.634	0.842686
78.7229	0.996845	123.215	0.733329	103.848	1.73818	134.549	1.59017	214.419	1.07126
72.8887	1.19105	109.501	0.939732	99.3783	1.98742	127.222	1.8905	196.946	1.29672
66.6153	1.49756	101.183	1.11498	95.1004	2.2543	120.654	2.18549	181.079	1.57907
61.3708	1.86981	94.6261	1.30713	93.0311	2.43474	116.155	2.50889	167.157	1.95197
55.6418	2.45675	88.7598	1.54009	89.2047	2.76168	109.282	3.10446	155.389	2.40089
52.7168	2.89458	82.8419	1.87168	85.2795	3.18305	103.124	3.807	149.147	2.6935
50.5991	3.31296	77.1641	2.30445	81.8537	3.72789	98.0947	4.62207	139.342	3.27999
48.9077	3.74283	71.1602	3.0097	78.6442	4.40986	94.9104	5.43491	133.21	3.77289
47.1311	4.38348	67.4869	3.57099	75.9393	5.25848	92.1976	6.31447	127.094	4.41427
44.3864	5.77099	63.7478	4.42311	73.4742	6.28926	89.4727	7.73568	121.745	5.1184
42.6034	7.14808	61.4322	5.25848	70.9471	7.72023	87.5258	9.18751	117.675	5.8465
41.0559	9.22433	58.8466	6.55903	68.9881	9.62963	85.6213	10.9445	113.514	7.01355
39.5646	12.0353	56.3698	8.51513	66.4157	13.5969	83.4238	13.9551	109.173	8.43883
38.5106	15.2235	54.1595	11.0214	64.1956	20.3452	81.8537	18.1169	106.584	9.82416
37.8615	19.0648	52.5063	14.3944	62.7359	28.958	80.474	22.9391	104.16	11.5634
37.3725	25.2252	51.1588	19.1221	61.8637	43.1571	79.2759	29.6614	101.487	14.1518
37.0747	36.5926	50.0956	26.8656	61.3708	71.083	78.3302	41.7562	99.5772	16.8583
37.0747	65.095	49.2512	46.7516	60.8818	129.004	77.3185	60.5124	97.3131	20.9858
37.0747	118.019	48.9077	78.1671	60.5176	240.051	76.7792	90.5452	95.3862	25.9675



37.0747	222.483	48.6151	139.749	60.2158	409.056	76.1674	137.393	93.9661	32.2929
37.0006	381.02	48.3243	270.657	59.8555	550.514	75.7118	204.149	92.6597	42.3449
37.0006	551.065	47.8913	451.174	59.6166	613.299	74.9584	332.238	91.3715	59.7906
36.8529	609.021	47.7001	558.276			74.3612	493.663	90.7341	91.9136
		47.6048	607.805			73.9903	573.555	90.3719	131.348
						73.9903	611.462	89.8313	196.93
								89.4727	280.017
								89.0265	402.563
								88.7598	526.817
								88.6711	602.961

S&C Power Fuses - Type SMU-20 (7.2 and 14.4 kV)

"K" Speed (TCC 165-2-2)

Total Clearing Time-Current Characteristic Curves Dated August 29, 1998

Tolerance: Curves are plotted to maximum test points. All variations are minus.

50K Current	Time	65K Current	Time	80K Current	Time	100K Current	Time	140K Current	Time
17960.4	0.016145	17960.4	0.016307	17960.4	0.016307	17960.4	0.016307	17960.4	0.017229
10828.4	0.018889	13318.7	0.018221	12938	0.018552	13973.6	0.018294	16662.6	0.017789
8981.55	0.020299	11636.8	0.019309	10785.1	0.020158	11036.1	0.020462	15198.1	0.018664
7287.59	0.022034	10290	0.020442	8672.64	0.022322	9329.42	0.022322	13959.6	0.019601
6105.4	0.023608	8552.06	0.022322	7539.63	0.024109	8224.95	0.023941	12732.6	0.020938
4953.89	0.02578	7390.33	0.023917	6640.4	0.026065	7302.18	0.025805	11636.8	0.022412
4272.39	0.027566	6502.41	0.0256	5854.28	0.028377	6633.77	0.027732	10435	0.024376
3586.49	0.030072	5624.73	0.027566	5084.38	0.03133	5871.87	0.030435	9546.48	0.026459
3077.67	0.032414	4688.78	0.030649	4389.31	0.035114	5187.09	0.033737	8534.98	0.029594
2596.52	0.035751	4080.31	0.033368	3796.85	0.039709	4541.12	0.038038	7738.23	0.032642
2252.8	0.039157	3497.94	0.037099	3235.47	0.045585	3924.24	0.043492	6911.4	0.037062
2002.05	0.042334	3040.96	0.041083	2815.59	0.052122	3466.6	0.049283	6253.7	0.041454
1800.69	0.045998	2654.28	0.045722	2447.76	0.060497	3093.1	0.055901	5535.45	0.048067
1663.91	0.04958	2335.38	0.051346	2157.98	0.069867	2746.08	0.064302	5043.87	0.053871
1513.12	0.054304	2058.9	0.058183	1806.1	0.087059	2484.75	0.072864	4411.32	0.064302
1369.13	0.061166	1770.34	0.068346	1552.97	0.106654	2237.08	0.084402	3916.4	0.075761
1256.3	0.067599	1535.99	0.080446	1350.09	0.129748	1998.05	0.098651	3401.35	0.093092
1178.42	0.07367	1301.05	0.098849	1199.82	0.155647	1761.51	0.119294	2995.69	0.11291
1091.08	0.082813	1137.89	0.118343	1048.3	0.193174	1504.07	0.153023	2664.92	0.135991
1000.17	0.09431	996.183	0.14527	938.17	0.235237	1293.27	0.196879	2323.73	0.170135
915.922	0.108917	855.709	0.185785	809.107	0.306002	1169.03	0.234063	2077.52	0.205325
822.979	0.128843	744.662	0.235472	691.547	0.406504	1046.21	0.28446	1813.34	0.262065
696.405	0.168105	628.874	0.315953	582.851	0.564305	929.764	0.351635	1630.97	0.317854
602.406	0.21349	536.427	0.421826	509.755	0.744412	832.082	0.434238	1472.81	0.38552
531.621	0.263115	455.288	0.578012	446.273	0.990882	756.673	0.524578	1343.36	0.465259
451.209	0.353044	393.441	0.786502	396.601	1.29154	673.798	0.669542	1208.25	0.578012
392.655	0.459709	341.699	1.08419	363.555	1.59494	607.244	0.838483	1117.59	0.686492
345.479	0.59146	300.946	1.45913	337.623	1.94807	572.453	0.958716	1013.26	0.85286
308.256	0.75945	272.852	1.85863	318.917	2.27923	534.286	1.1307	925.127	1.0532
268.253	1.05426	255.937	2.19206	307.333	2.56213	486.351	1.4231	852.293	1.28767



236.733	1.41317	246.64	2.42988	293.809	2.98274	453.018	1.69696	793.879	1.56649
210.804	1.91332	235.081	2.76998	280.881	3.44472	424.933	2.01948	739.468	1.95783
197.736	2.25656	222.056	3.36303	266.915	4.16552	403.401	2.31831	699.196	2.33227
190.363	2.52651	213.349	3.8684	254.66	5.0523	388.359	2.59047	663.767	2.75341
182.35	2.90038	204.984	4.56694	242.968	6.34612	372.759	2.95897	631.395	3.30634
174.327	3.34625	196.749	5.52809	234.611	7.78224	355.644	3.41044	602.406	3.98621
165.163	4.15305	187.528	7.09112	226.542	9.79473	339.655	4.05862	575.323	4.82033
159.322	4.82515	181.079	8.84493	220.287	12.1441	324.061	4.89808	547.264	6.09728
152.922	5.91117	175.903	11.2666	213.563	15.2998	307.948	6.0851	526.858	7.33637
147.663	7.30708	170.363	14.4666	208.082	19.3336	294.692	7.50706	508.737	8.91597
142.157	9.53381	165.825	18.7998	203.758	25.2252	285.126	9.33569	491.731	11.0435
137.955	12.5014	162.054	24.4308	197.933	37.22	274.22	12.2049	468.217	15.6089
133.744	16.7575	159.163	32.1639	194.792	48.8057	263.468	16.2948	453.471	19.7044
130.703	22.5525	155.7	45.6429	190.744	75.0271	257.735	20.0423	431.786	29.6614
127.859	34.9824	153.535	61.7348	188.468	103.736	251.623	25.8121	419.025	39.2067
125.453	56.2524	151.401	85.5285	186.034	146.181	245.165	35.3694	405.829	55.5814
123.832	95.4736	150.345	123.205	184.737	216.99	238.395	53.8848	395.413	77.933
122.6	197.127	149.147	183.616	183.631	312.265	232.742	98.6768	386.036	110.702
121.259	345.451	147.81	287.681	182.35	457.992	229.506	163.342	376.505	158.356
120.654	543.948	146.779	424.05	181.804	562.76	226.769	268.232	367.944	225.394
120.293	605.378	145.901	549.414	180.898	601.757	225.864	390.666	362.104	316.667
		145.174	605.984			224.512	542.861	357.427	420.671
						222.723	602.961	353.164	558.276
								352.106	605.378