

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL USO DE LIMITADORES DE CORRIENTES DE FALLA PARA LA
EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN LA
INDUSTRIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DAVID ESTUARDO FARFÁN COLINDRES

ASESORADO POR ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paíz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR	Ing. Mauro Fernando Oroxom Popa
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Cabrera Morales
EXAMINADOR	Ing. Luis Arturo González López
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

DEDICATORIA:

A DIOS

Ser supremo creador de todo y a Quien debo mi vida.

A MI PADRE

José Dionisio Farfán (Q.E.P.D)

Gracias por su ejemplo de hombre trabajador, dedicado y responsable quien con su trabajo me dio la oportunidad de culminar mi carrera. Que Dios lo tenga en su gloria y lo bendiga siempre.

A MI MADRE

Concepción Colindres Ruano

Madre y esposa abnegada quien siempre confió en la capacidad de su esposo y la de sus hijos.

Que Dios la bendiga siempre.

A MI ESPOSA

Rocío Acevedo de Farfán

Gracias por su amor y por acompañarme con gran entusiasmo en los momentos buenos y en los difíciles así como darme dos angelitos lindos.

A MIS HIJOS

Carlos David Farfán Acevedo

Diego Alejandro Farfán Acevedo

Que Dios los bendiga y los gué siempre por un buen camino.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	
1.1 Naturaleza de las corrientes de cortocircuito en corriente alterna	1
1.1.1 Cortocircuito	1
1.1.2 Fuentes de las corrientes de cortocircuito	6
1.1.3 Corrientes de cortocircuito simétricas	11
1.1.4 Corrientes de cortocircuito asimétricas	13
1.2 Cálculo de las corrientes de cortocircuito	19
1.2.1 Diagrama unifilar	19
1.2.2 Recopilación de información eléctrica	20
1.2.3 Determinar condiciones para el cortocircuito	23
1.2.4 Normalizar valores	25
1.2.5 Diagramas de impedancias	27
1.2.6 Circuito equivalente	29
1.2.7 Cálculo de la corriente de cortocircuito	29
1.3 Ejemplo de cálculo de las corrientes de cortocircuito	31
1.3.1 Diagrama unifilar, recopilación de información y determinación de los puntos de cortocircuito	31
1.3.2 Normalización de valores	32
1.3.3 Diagrama de impedancias	40
1.3.4 Circuito equivalente y cálculo de la corriente de falla	41

2. TEORÍA DE OPERACIÓN DE INTERRUPTORES Y LIMITADORES

2.1	Fusibles	58
2.1.1	Forma constructiva	58
2.1.2	Característica tiempo-corriente	59
2.1.3	Característica de limitación de corriente	63
2.1.4	Selección de fusible	67
2.1.5	Corriente nominal	67
2.1.6	Voltaje nominal	68
2.1.7	Frecuencia nominal	69
2.1.8	Capacidad interruptiva	69
2.1.9	Localización	70
2.1.10	Montaje	70
2.1.11	Coordinación	71
2.1.12	Selectividad	72
2.2	Interruptores	72
2.2.1	Forma constructiva	73
2.2.2	Selección	76
2.2.3	Voltaje	77
2.2.4	Frecuencia	78
2.2.5	Corriente de carga continua requerida	79
2.2.6	Corriente de cortocircuito	79
2.2.7	Máxima corriente asimétrica del primer ciclo de la falla	81
2.2.8	Tiempo nominal de separación o apertura de contactos	82
2.2.9	Capacidad térmica de corta duración	87
2.3	Limitadores de corriente	88
2.3.1	Forma constructiva	88
2.3.2	Principio de operación	91
2.3.3	Características de disparo	94

3. APLICACIÓN DE LIMITADORES A REDES INDUSTRIALES

3.1	Información básica de la red	101
3.1.1	Información básica de la red	101
3.1.2	Máxima corriente eficaz asimétrica de falla del primer ciclo	101
3.1.3	Máxima corriente de cortocircuito permitida	102
3.1.4	Cargas transitorias	102
3.2	Selección de la ubicación y de los valores de disparo de los limitadores	103
3.2.1	Posibles puntos de falla	103
3.2.2	Operabilidad	104
3.2.3	Valores de disparo	105
3.2.4	Selectividad	118
3.3	Ventajas y desventajas del uso de limitadores	120
3.3.1	Ventajas	120
3.3.2	Desventajas	121

4. CASO REAL DE UNA APLICACIÓN DE LIMITADORES EN INDUSTRIA A

4.1	Breve descripción de la Industria A y de la necesidad de interconexión	129
4.1.1	Descripción de la industria	129
4.1.2	Distribución eléctrica	132
4.1.3	Interconexión	135
4.2	Estudio de cortocircuito	136
4.2.1	Diagrama unifilar	136
4.2.2	Datos del sistema	140
4.2.3	Diagrama de impedancias	144
4.2.4	Cálculos	156
4.3	Selección de las posibles ubicaciones y valores de disparo.	169
4.3.1	Ubicación y valores de disparo	169
4.3.2	Consideraciones a tomar en cuenta en los cálculos	178

4.4	Ventajas y desventajas	182
4.4.1	Ventajas	182
4.4.2	Desventajas	184
	CONCLUSIONES	187
	RECOMENDACIONES	189
	BIBLIOGRAFÍA	191
	APÉNDICES	193

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Cortocircuito simétrico y metálico de tres fases	2
2	Cortocircuito asimétrico línea a línea	3
3	Cortocircuito asimétrico línea a tierra	4
4	Secuencia cero	5
5	Secuencia positiva	5
6	Secuencia negativa	5
7	Sistema desbalanceado	6
8	Corriente de cortocircuito de una acometida o alimentación externa	7
9	Corriente de cortocircuito de un generador	7
10	Corriente de cortocircuito de un motor síncrono	8
11	Corriente de cortocircuito de un motor de inducción	8
12	Corriente de cortocircuito simétrica	12
13	Composición de una corriente de cortocircuito simétrica	13
14	Corriente de cortocircuito asimétrica	14
15	Ejemplo de una corriente de cortocircuito usando un circuito RL	15
16	Diagrama unifilar del sistema industrial para ejemplo	32
17	Diagrama de impedancias para ejemplo	41
18	Diagrama de impedancias de primer ciclo para ejemplo	42
19	Diagrama de impedancias de la red interruptiva para ejemplo	45
20	Diagrama de impedancias de primer ciclo con barras	49
21	Tiempos de operación de un fusible	60
22	Tiempo mínimo de fusión de un fusible	61
23	Tiempo total de interrupción o limpieza de la falla	62
24	Curva característica de un fusible limitador de corriente (corriente asimétrica de cortocircuito máxima disponible)	65

25	Curva característica de un fusible limitador de corriente (corriente simétrica de cortocircuito máxima disponible)	66
26	Vista frontal de un interruptor de potencia al vacío	75
27	Factores de asimetría para generación cercana al punto de falla	84
28	Factores de asimetría para generación lejana al punto de falla	85
29	Elementos de soporte de un FCL	89
30	Elementos de interrupción de un FCL	90
31	Secuencia de apertura del conductor principal de un FCL	92
32	Esquema de conexión del sistema de detección y disparo de un FCL	94
33	Relación entre la amplitud de una corriente y su derivada	95
34	Pérdidas por efecto Joule en un reactor	98
35	Esquema de conexión para un FCL en paralelo a un reactor	99
36	Interconexión de tres sistemas eléctricos por medio de un FCL	100
37	Secuencia de tiempos de operación de un FCL	106
38	Ejemplo de ampliación de un sistema usando FCL's	107
39	Correcta aplicación de los FCL's	109
40	Incorrecta aplicación de los FCL's	110
41	Red simplificada de interconexión de dos sistemas de distribución	114
42	Selectividad en limitadores de corriente de falla	119
43	Ejemplo de la coordinación entre un limitador y otros equipos	123
44	Diagrama de flujo de proceso simplificado de industria A	129
45	Subprocesos de cantera y trituración	131
46	Subproceso de molinos de minerales y hornos	131
47	Subproceso de molienda de producto final y envasado	131
48	Distribución eléctrica de la industria A	134
49	Diagrama unifilar de las líneas 1 y 2	137
50	Diagrama unifilar de la línea 3	138
51	Diagrama unifilar de las plantas de generación	139
52	Diagrama de impedancias líneas 1 y 2	145
53	Diagrama de impedancias línea 3	146
54	Diagrama de impedancias de generadores	147

55	Diagrama de impedancias para el caso No. 1	157
56	Diagrama de impedancias para el caso No. 2	162
57	Diagrama de impedancias para el caso No. 3	166
58	Fasores de un sistema desbalanceado	195
59	Relaciones en los sistemas estrella y delta	200
60	Diagramas simplificados para secuencia positiva, negativa y cero	200
61	Diagrama de impedancias de una línea de transmisión	201
62	Sistema equivalente para una línea de transmisión	202
63	Circuitos de secuencia cero, positiva y negativa de una línea	203
64	Diagrama de una máquina síncrona	204
65	Diagramas y redes de secuencia para una máquina síncrona	205
66	Circuitos de secuencia cero para algunas conexiones estrella-delta	206
67	Corriente de falla asimétrica en una máquina síncrona	207
68	Representación de una reactancia síncrona o régimen estable	209
69	Representación de una reactancia transitoria	210
70	Representación de una reactancia subtransitoria	210

TABLAS

I	Estimación de los KVA de los motores de inducción	11
II	Multiplicadores para reactancias de máquinas rotativas	28
III	Multiplicadores para reactancias de redes combinadas de máquinas rotativas	28
IV	Factores de asimetría	30
V	Resumen valores base para ejemplo ilustrativo	34
VI	Suma de motores de 480 V para ejemplo ilustrativo	38
VII	Cálculo de las impedancias de primer ciclo para ejemplo	42
VIII	Reducción del circuito punto de falla 1 ejemplo	43
IX	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 1 ejemplo	43
X	Reducción del circuito punto de falla 2 ejemplo	43
XI	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 2 ejemplo	43
XII	Reducción del circuito punto de falla 3 ejemplo	43
XIII	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 3 ejemplo	44
XIV	Reducción del circuito punto de falla 4 ejemplo	44
XV	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 4 ejemplo	44
XVI	Reducción del circuito punto de falla 5 ejemplo	44
XVII	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 5 ejemplo	44
XVIII	Cálculo de las impedancias red interruptiva para ejemplo	45
XIX	Reducción del circuito punto de falla 1 ejemplo	46
XX	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 1 ejemplo	46
XXI	Reducción del circuito punto de falla 2 ejemplo	46
XXII	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 2 ejemplo	46
XXIII	Reducción del circuito punto de falla 3 ejemplo	46
XXIV	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 3 ejemplo	47
XXV	Reducción del circuito punto de falla 4 ejemplo	47
XXVI	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 4 ejemplo	47
XXVII	Reducción del circuito punto de falla 5 ejemplo	47

XXVIII	Cálculo de corriente simétrica punto de falla 5 ejemplo	47
XIX	Impedancias reducidas primer ciclo ejemplo con barras	49
XXX	Matriz primitiva de impedancias ejemplo con barras	50
XXXI	Matriz primitiva de admitancias ejemplo con barras	50
XXXII	Matriz de admitancias YBUS ejemplo con barras	51
XXXIII	Matriz de impedancias ZBUS ejemplo con barras	52
XXXIV	Corrientes de falla valor complejo pu ejemplo con barras	53
XXXV	Corrientes de falla valor absoluto pu ejemplo con barras	54
XXXVI	Sobrevoltajes máximos permitidos para fusibles limitadores de corriente	68
XXXVII	Valores nominales simétricos para interruptores de potencia según ANSI	78
XXXVIII	Valores típicos de I^2t para distintos órganos de protección para fallas a 40 kA simétricos	125
XXXIX	I^2t en un ejemplo real con un FCL interconectando dos sistemas	126
XL	Características de los equipos de la líneas 1	140
XLI	Características de los equipos de la línea 2	141
XLII	Características de los equipos de la línea 3	142
XLIII	Características de los equipos de generación	143
XLIV	Características de los interruptores de potencia	143
XLV	Reducción de impedancias primer ciclo para línea 1	149
XLVI	Reducción impedancias red interruptiva para línea 1	150
XLVII	Reducción de impedancias de primer ciclo para línea 2	151
XLVIII	Reducción impedancias red interruptiva línea 2	152
XLIX	Reducción impedancias primer ciclo línea 3	153
L	Reducción impedancias red interruptiva línea 3	154
LI	Reducción impedancias primer ciclo e interruptiva generadores	155
LII	Matriz de impedancias primitiva (zprim	158
LIII	Matriz de admitancias de barra (YBUS)	158
LIV	Matriz de impedancias de barra (ZBUS)	158
LV	Matriz de corrientes y contribuciones de cortocircuito compleja	158

	y por unidad (Ipu)	158
LVI	Matriz de corrientes y contribuciones de cortocircuito absoluta y por unidad(Iccpu)	159 159
LVII	Matriz de relaciones X/R para cada corriente de Ipu ó Iccpu	159
LVIII	Corrientes y contribuciones del primer ciclo (PC) caso 1	160
LIX	Corrientes máximas vrs. capacidades interruptores caso 1 PC	160
LX	Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 1	161
LXI	Corrientes vrs. capacidades interruptores caso 1 RI	161
LXII	Corrientes y contribuciones del primer ciclo (PC) caso 2	163
LXIII	Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 2 PC	163
LXIV	Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 2	164
LXV	Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 2 RI	165
LXVI	Corrientes y contribuciones red primer ciclo (PC) caso 3	167
LXVII	Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 3 PC	167
LXVIII	Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 3	168
LXIX	Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 3 RI	169
LXX	Corrientes y contribuciones red primer ciclo (PC) para comprobar ubicación de limitador	170
LXXI	Corrientes y contribuciones red primer ciclo (PC) para comprobar ubicación de limitador	171
LXXII	Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) para comprobar ubicación de limitador	171
LXXIII	Corrientes vrs. capacidades de interruptores RI para comprobar ubicación de limitador	172

RESUMEN

En este documento, se realiza un análisis del uso de los FCL's para la expansión de los sistemas de distribución eléctrica de media tensión en la industria, ya que dicho análisis proveerá al lector con los elementos necesarios para realizar una mejor aplicación de este dispositivo.

En el capítulo uno, se revisará la técnica del análisis de cortocircuito, base fundamental para conocer el comportamiento de una red bajo este tipo de falla. Para realizar una mejor comprensión del comportamiento de la red durante un cortocircuito, se estudiará la naturaleza de la corriente de cortocircuito en corriente alterna ya que los valores y comportamiento de estas corrientes dependen de la configuración del sistema así como de los valores eléctricos dinámicos que presentan los equipos eléctricos en el momento de la falla. Se repasan los cálculos exactos de las corrientes de cortocircuito, para lo cual, será necesario conocer la forma en que están conectados los distintos equipos eléctricos así como sus valores eléctricos dinámicos durante la falla. Se dará un ejemplo sencillo de dicho cálculo para que el lector pueda entender mejor como se aplica en una situación real.

Cuando se estudia el cortocircuito, el objetivo es la protección de la red. Los fusibles, interruptores de potencia llamados en Inglés "*brakers*" y los limitadores de corrientes de falla se convierten en los elementos que interrumpen directamente las corrientes de falla por lo que el estudio de la teoría de operación y parámetros de diseño de dichos elementos es fundamental para este trabajo. Estos aspectos se desarrollan en el capítulo 2 y se da un especial énfasis en los limitadores de corriente ya que son estos los que originan este análisis.

Después de ver la teoría de operación y formas constructiva de los limitadores de corrientes de falla; se describen, en el capítulo 3, las aplicaciones de éstos en las redes de distribución industrial. La información de la red, desde su topología hasta sus valores característicos en condiciones de falla son importantes para poder escoger bien los limitadores. Con toda esta información, es posible seleccionar la ubicación y los valores de disparo de los limitadores de acuerdo a los posibles escenarios que se pueden presentar durante una falla. Se analizan las ventajas y desventajas, en general, del uso de limitadores.

Finalmente, en el último capítulo, se realiza una aplicación real de limitadores a una Industria que se le ha llamado “A”. Inicialmente se hace una descripción breve de la industria, de su proceso y de la necesidad de interconexión de sus sistemas. Luego, se hace un estudio de cortocircuito y se seleccionan las posibles ubicaciones y valores de disparo de los limitadores de acuerdo a los distintos escenarios que se pueden presentar durante una falla. Por último, se analizan las ventajas y desventajas del uso de limitadores en esta red específica poniendo especial énfasis en el problema de coordinación que presentan los limitadores con relación a otros dispositivos de protección del sistema.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, muchas industrias han incrementado su capacidad productiva por medio de expansiones en sus instalaciones de producción. Al expandir las instalaciones de producción, también es necesario expandir las instalaciones eléctricas ya que a través de ésta se proporciona la energía necesaria para el funcionamiento de la mayor parte de los equipos utilizados en la producción. Muchas de estas ampliaciones consisten en la instalación de una o mas líneas de producción. Por razones de costos, la mayor parte de estas industrias tienen transformadores de alimentación de una capacidad adecuada a la demanda de los equipos, es decir, no existe sobrecapacidad instalada.

De esta forma, no es posible la instalación de más equipos sin que existan instalaciones nuevas de transformadores de alimentación y sistemas de distribución de media tensión. Luego, surge la necesidad de interconectar los sistemas de distribución de media tensión ya que presenta grandes ventajas operativas tales como: un voltaje más estable, posibilidades de alimentar un sistema de distribución desde el otro y una mejor estabilidad de los sistemas de distribución durante los arranques de motores eléctricos de potencias elevadas. Esta interconexión también tiene inconvenientes ya que las contribuciones de las corrientes de cortocircuito también se incrementan. Si las corrientes de cortocircuito se incrementan más de lo que los interruptores de potencia de alimentación pueden soportar, entonces la industria se enfrenta a un grave problema ya que tiene que decidir entre cambiar los interruptores a una capacidad interruptiva más alta o abandonar la idea de interconectar los sistemas de distribución de media tensión. El incremento de la capacidad de los interruptores se traduce en una inversión económica alta que no siempre se puede realizar.

Por otro lado, el no interconectar los sistemas de distribución de media tensión reduce la flexibilidad de todo el sistema eléctrico desperdiciando así una gran oportunidad de tener un sistema eléctrico estable y con distintas posibilidades de maniobra, especialmente si la industria cuenta con generación propia de energía eléctrica. El dispositivo llamado “Limitador de corrientes de falla” que se conocen en Inglés por las siglas FCL (*Fault Current Limiter*) está diseñado para poder realizar la interconexión de los sistemas de distribución de media tensión cuando las contribuciones de las corrientes de cortocircuito superan la capacidad de uno o mas interruptores de potencia.

Este dispositivo, permite el flujo de carga entre los sistemas durante la operación normal y a la vez provee una adecuada protección a los sistemas de distribución cuando se presenta una condición de cortocircuito en cualquier punto de la red. En teoría, estos dispositivos deben de actuar mas rápido de lo que lo hacen los interruptores de potencia en la red aislando de esta forma el sistema de distribución permitiendo a los interruptores de potencia actuar dentro de sus límites de capacidad de diseño. Sin embargo, antes de instalar estos dispositivos es necesario realizar un estudio de cortocircuito para evitar que cualquier otro elemento de la red actúe antes que el FCL ya que debido a las corrientes de cortocircuito elevadas por la interconexión de los sistemas, estos dispositivos podrían explotar causando un grave daño a la propiedad, a la producción y posiblemente al personal.

OBJETIVOS

General

Analizar el uso de limitadores de corrientes de falla para la expansión de los sistemas de distribución eléctrica en la industria.

Específicos

1. Revisar la técnica de análisis de cortocircuito para utilizarla en el estudio de la interconexión de sistemas de distribución eléctrica en la industria.
2. Describir los principios de operación y parámetros de diseño de los interruptores de alimentación y protección (brakers) así como los limitadores de corrientes de falla.
3. Analizar las ventajas y desventajas del uso de limitadores en los sistemas de distribución eléctrica industrial.
4. Analizar un ejemplo real de la aplicación de los limitadores de corriente en una empresa denominada A.

1. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Los sistemas eléctricos de potencia en la industria están diseñados para proveer de energía eléctrica a los equipos de producción en una forma segura y confiable. Desde el diseño de la red hasta su mantenimiento están orientados a evitar cortos circuitos, sin embargo, por mucho esfuerzo que se realice, la posibilidad de que ocurran siempre existe. Debido a esto es necesario controlar las corrientes de cortocircuito en forma segura ya que estas pueden ocasionar serios problemas a la propiedad, a la producción y dependiendo del momento en que ocurra la falla también pueden dañar a las personas. El análisis de cortocircuito es la herramienta mas importante para que el ingeniero diseñador pueda elaborar un diseño adecuado. En este capítulo, se estudiará la naturaleza de las corrientes de cortocircuito y el método de cálculo. También se dará un ejemplo sencillo para que el lector comprenda como aplicar la teoría. Es importante señalar que en este trabajo se consideran cortocircuitos de sistemas trifásicos.

1.1 Naturaleza de las corrientes de cortocircuito en corriente alterna

1.1.1 Cortocircuito

Existen distintas definiciones de cortocircuito pero básicamente se puede definir como la condición transitoria de un circuito eléctrico que consiste en que la corriente eléctrica toma un camino de baja impedancia no deseado y que ocasiona un incremento descontrolado de la corriente eléctrica.

En los circuitos de distribución eléctrica de media tensión, los cortocircuitos se generan principalmente por un rompimiento del aislamiento dieléctrico debido a deterioro, sobrevoltajes, falsos contactos, humedad, polvo, contaminantes, golpes mecánicos, o accidentes por malas prácticas de trabajo.

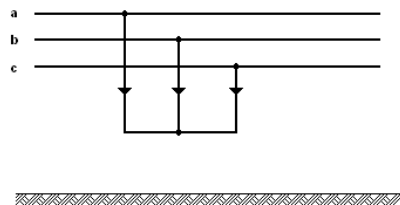
Las implicaciones de un cortocircuito son variadas, entre las más importantes están los flameos que se producen en el lugar del cortocircuito, el flujo de distintas corrientes desde varios puntos hacia el lugar del cortocircuito, los esfuerzos térmicos y mecánicos I^2t a los cuales son sometidos todos los componentes eléctricos (interruptores, cables, transformadores, etc.) así como también las caídas de voltaje que dependen de la magnitud del cortocircuito. Este último fenómeno, la caída de voltaje, puede ser tan severo que puede llegar a cero en el punto del cortocircuito.

Básicamente existen tres tipos de cortocircuitos de acuerdo a su naturaleza. Estos son:

- Cortocircuito simétrico y metálico de las tres fases.

Este se presenta cuando las tres fases de un circuito se unen directamente (por eso el término metálico) con cero impedancia entre ellos. Este tipo de cortocircuito no es el más común pero sí el más severo por lo que conforma la base para el estudio de cortocircuito. En la figura 1 se puede apreciar un ejemplo de este tipo de cortocircuito.

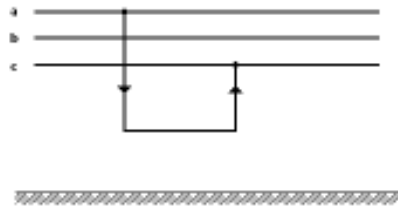
Figura 1. Cortocircuito simétrico y metálico de tres fases



- Cortocircuito asimétrico entre dos fases o de línea a línea.

En este tipo de cortocircuito, solamente dos fases entran en contacto entre ellas y la tercera se mantiene normal. Cuando la impedancia entre los cables en cortocircuito es cero, la corriente es aproximadamente 87% de la corriente que se presenta en un cortocircuito trifásico, descrito anteriormente. Debido a que el valor alcanzado por la corriente es menor que el cortocircuito trifásico, no se considera para estudio de cortocircuito. En la figura 2 se puede apreciar un ejemplo de este tipo de cortocircuito.

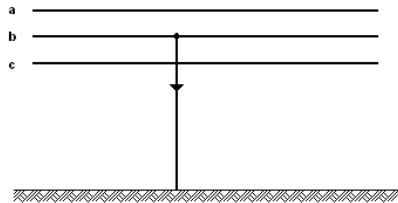
Figura 2. Cortocircuito asimétrico línea a línea



- Cortocircuito asimétrico de fase a tierra o de línea a tierra.

Este ocurre cuando una fase se conecta solidamente a tierra por accidente. En este tipo de cortocircuito el valor alcanzado por la corriente es igual o menos que el cortocircuito trifásico. En la realidad, el valor de esta corriente es bastante mas baja que la del cortocircuito trifásico debido a la alta impedancia a tierra que existe en el retorno de algunos circuitos. En algunos circuitos, es posible utilizar un resistor para limitar la corriente de falla a tierra. Normalmente se selecciona el resistor para que limite la corriente entre 400 y 2000 amperios. En la figura 3 se puede apreciar un ejemplo de este tipo de cortocircuito.

Figura 3. Cortocircuito asimétrico línea a tierra



Cuando el cortocircuito es asimétrico, como en el caso de los cortocircuitos de fases a fase o de fase a tierra, se pueden analizar por fase. Para esto, se utiliza el método de componentes simétricas el cual se basa en el hecho de que un conjunto de fasores desequilibrados trifásicos se pueden separar en tres conjuntos de componentes simétricos. Estos conjuntos se denominan de secuencia positiva, negativa y cero. Los de secuencia positiva son fasores que rotan contrarios a la manecilla del reloj (secuencia de fase abc o rst). Los de secuencia negativa son fasores que rotan a favor de las manecillas del reloj (secuencia de fase acb o rts). Los de secuencia cero, están todos en fase. La suma vectorial de estos fasores reproducen los fasores desbalanceados bajo estudio.

Un estudio mas detallado del método de componentes simétricas se puede hallar en el apéndice 1. Estos fasores se pueden observar gráficamente en las figuras 4, 5, 6 y 7.

Figura 4. Secuencia cero

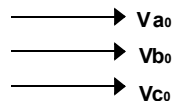


Figura 5. Secuencia positiva

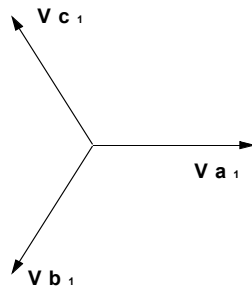


Figura 6. Secuencia negativa

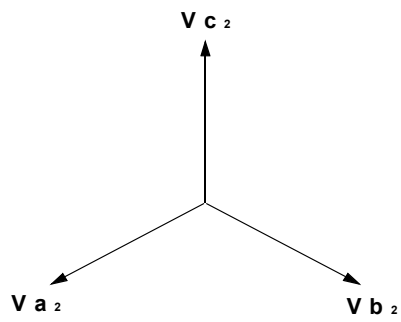
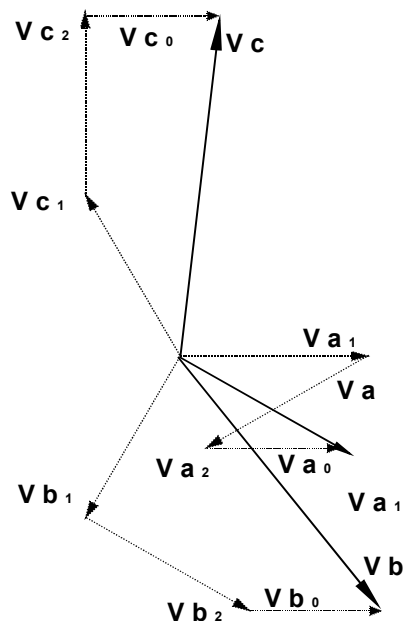


Figura 7. Sistema desbalanceado



1.1.2 Fuentes de las corrientes de cortocircuito

Cuando se realizan estudios de cortocircuito, es importante conocer y tomar en cuenta todas las fuentes que contribuirán al cortocircuito. También es necesario conocer las características de las impedancias de estas fuentes durante un cortocircuito. Básicamente, existen cuatro tipos de fuentes que pueden alimentar un cortocircuito en una instalación industrial, esta son:

- a. Acometida o alimentación externa (energía que suple la compañía distribuidora de electricidad)
- b. Generadores.
- c. Motores sincrónicos.
- d. Motores de inducción

El comportamiento de las corrientes de estas fuentes al momento de una falla (cortocircuito) se muestran en las figuras 8, 9, 10 y 11.

Figura 8. Corriente de cortocircuito de una acometida o alimentación externa

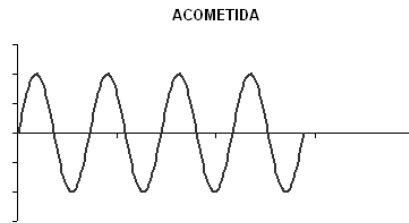


Figura 9. Corriente de cortocircuito de un generador

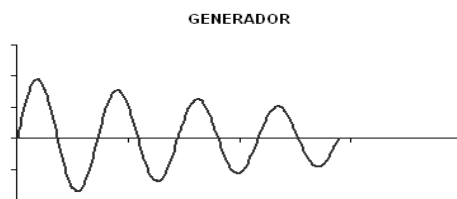


Figura 10. Corriente de cortocircuito de un motor sincrónico



Figura 11. Corriente de cortocircuito de un motor de inducción



La alimentación externa es, por lo regular, una de las mas grandes fuentes de energía para el cortocircuito. El transformador de entrada no es la fuente de energía ya que este solamente transmite la energía desde la fuente externa. En algún lugar remoto los generadores proveen la energía al sistema externo. Es importante, por lo tanto, conocer la cantidad de energía que puede proveer este sistema externo. En este caso, el transformador actúa como una impedancia en serie con la fuente externa.

Los generadores, cuando existen, también se convierten en una fuente de energía para el cortocircuito. Esto es así, debido a que los generadores son accionados externamente por primotores, es decir una fuente de energía rotativa que mueve el generador para que este provea energía eléctrica al sistema. Este primotor puede ser un motor de combustión interna, una turbina de agua, etc. Cuando sucede el cortocircuito, la fuente de movimiento rotativo externo y la inercia del rotor, continua dando energía cinética al generador y este a la vez genera voltaje en sus terminales ya que por un algunos ciclos también la excitación de DC continua presente. Este voltaje produce una corriente de cortocircuito limitado únicamente por la impedancia interna del generador y por cualquier impedancia que se encuentre entre el generador y el punto en el cual sucede el cortocircuito.

Esta impedancia, que en su mayor parte esta constituida por la reactancia, es compleja y varia con el tiempo. La envolvente de la forma de onda de la corriente de cortocircuito decae con el tiempo debido a la variación de estas reactancias como función del tiempo. Este decaimiento tiene un comportamiento exponencial. Debido a la dificultad de establecer esta impedancia como función del tiempo, se ha simplificado el trabajo para el cálculo del cortocircuito introduciendo tres reactancias que aproximan el comportamiento de la corriente de cortocircuito después de ocurrido el corto. Estas reactancias son:

- a. Reactancia subtransitoria: (X''_d). Es la reactancia aparente del devandado del estator en el instante del cortocircuito y poco después de que este ocurre. Esta reactancia desaparece pocos ciclos después de que ocurrió el cortocircuito.
- b. Reactancia transitoria (X'_d). Es la reactancia que presenta la máquina después del período subtransitorio. Este valor puede durar medio segundo o mas dependiendo del diseño de la máquina.
- c. Reactancia sincrónica (X_d). Es la reactancia que presenta la máquina en régimen estable, es decir después de que ha pasado el período transitorio y por lo tanto cuando la corriente de cortocircuito es estable. Debido a que esto sucede muchos segundos después de que el cortocircuito ocurre, no es usado en el cálculo del cortocircuito ya que el objetivo es liberar la falla antes de que se alcance este valor.

Un análisis más detallado de estas reactancias se puede encontrar en el apéndice 2.

Los motores sincrónicos que son usados para mover cargas rotatorias son otra fuente de energía para el cortocircuito ya que al igual que los generadores, los motores sincrónicos son excitados por una fuente de DC. En el caso de los generadores, la fuente del movimiento rotativo y la inercia del rotor del generador mantienen a este en movimiento durante algunos segundos después de la falla. En cambio, en los motores sincrónicos, la inercia de la carga y del rotor provee de movimiento al propio motor. Este movimiento mas la excitación de DC hacen que el motor actúe como generador contribuyendo a la corriente de cortocircuito. Los motores, al igual que los generadores, presentan las mismas reactancias, es decir subtransitoria, transitoria y sincrónica solamente que de valores distintos.

La última fuente de energía que contribuye al cortocircuito son los motores de inducción. El comportamiento durante un cortocircuito es similar al comportamiento de los motores sincrónicos con la diferencia que los motores de inducción no tienen excitación ni bobinas en el rotor. Sin embargo, si tienen devanados de amortiguamiento y por lo tanto presentan solamente reactancias subtransitorias.

Todas estas reactancias se expresan normalmente en porcentaje o por unidad basadas en la potencia aparente del equipo (S) expresada en KVA. Para cambiar de base es necesario conocer la potencia aparente del motor expresada en KVA. Normalmente los motores se caracterizan por su potencia real expresada en HP o KW. En el caso de los motores, la potencia aparente (S) puede ser calculada a partir de la potencia real (P) del motor usando la siguiente tabla I.

Tabla I. Estimación de los KVA de los motores de inducción

TIPO DE MOTOR	KVA NOMINALES
Cálculo exacto de la potencia S para todo motor	$\frac{(V_{no\ min\ al})(I_{no\ min\ al})}{1000}$
Aproximación para motores de inducción de 100HP o menos	HP nominales
Aproximación para motores de inducción 100 HP < P < 1000 HP	$0.95 * P$ P expresado en HP
Aproximación para motores de inducción mayores de 1000 HP	$0.90 * P$ P expresado en HP
Aproximación para motores sincrónicos con Factor de Potencia de 0.8	HP nominales
Aproximación para motores sincrónicos con Factor de Potencia de 1.0	$0.80 * P$ P expresado en HP

Fuente: Short-circuit current calculation. GET-3550F-04989 BLC. Pág. 18

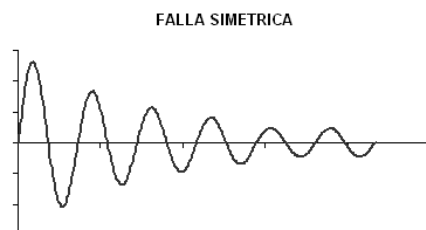
1.1.3 Corrientes de cortocircuito simétricas

Anteriormente se explicaron los distintos tipos de falla de acuerdo a las fases involucradas en el cortocircuito. Se vieron como pueden existir fallas simétricas (tres fases en cortocircuito) y asimétricas (dos fases entre si o una fase a tierra). En estos casos la simetría es respecto al valor alcanzado en una corriente de una fase respecto a la otra. En el cortocircuito asimétrico si todas las fases están unidas, las corrientes de cortocircuito en cada fase tendrán que ser iguales (para fines prácticos ya que esto dependerá de las impedancias internas o externas que se encuentren entre fases). En el cortocircuito asimétrico las corrientes entre fases no son iguales debido a que se involucra uno o dos fases solamente y se vio que el método de análisis de componentes simétricas puede ayudar a resolver el problema.

Adicionalmente a la clasificación sobre la base de la simetría de la falla, también existe simetría en la misma corriente de falla. Esto no tiene nada que ver con la simetría expuestas anteriormente. La simetría en la corriente de cortocircuito se refiere a la forma de la onda respecto al eje cero. Si la parte superior de la onda es igual a la inferior respecto al eje cero, entonces la corriente es simétrica. Por el contrario, si no son iguales, eso significa que la onda esta desviada respecto al eje cero (hacia arriba o hacia abajo) y entonces la corriente es asimétrica.

El comportamiento de la corriente simétrica después de un cortocircuito se puede observar en la figura 12.

Figura 12. Corriente de cortocircuito simétrica

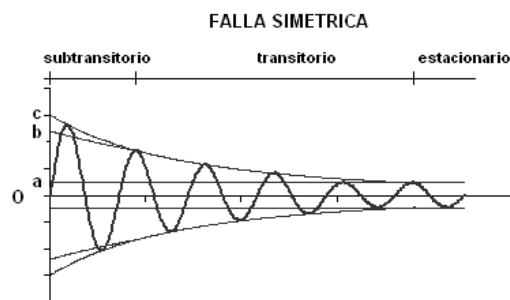


La simetría de la corriente de cortocircuito depende básicamente del punto en el que se encuentra la onda de voltaje en el instante en el que sucede el cortocircuito y del ángulo de desfase entre la corriente de cortocircuito y el voltaje. Este ángulo de desfase depende de las características de impedancia (relación entre la resistencia y la reactancia que conforman la impedancia) de los circuitos bajo falla, es decir su factor de potencia. Por ejemplo, en un circuito puramente inductivo el ángulo de desfase es de 90 grados y disminuye a medida que aumenta la componente resistiva. Si el cortocircuito ocurre en un punto de la onda de voltaje de tal forma que la corriente de cortocircuito inicia en cero (debido al desfase existente entre voltaje y corriente) entonces, dicha corriente mostrará un comportamiento simétrico respecto al eje cero.

La simetría de la onda se hace mas evidente cuando se usa el concepto de envolvente, que no es mas que una línea imaginaria que pasa a través de los picos de la onda senoidal de la corriente de cortocircuito.

En la figura 13 se puede observar la forma de una onda de corriente de cortocircuito inmediatamente después del cortocircuito. Usando el concepto de envolvente, es posible observar los períodos en los cuales se divide esta onda. El primero que sucede inmediatamente después del cortocircuito se le llama período subtransitorio y es cuando la reactancia subtransitoria (vista arriba) tiene efecto. El siguiente es llamado período transitorio y corresponde a la reactancia transitoria. Finalmente, aparece el período de régimen estable o estacionario que corresponde a la reactancia sincrónica.

Figura 13. Composición de una corriente de cortocircuito simétrica



1.1.4 Corrientes de cortocircuito asimétricas

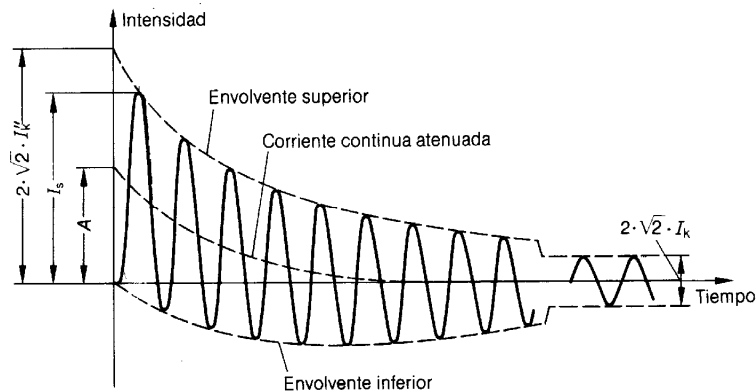
Como se vio anteriormente, la forma de onda de las corrientes de cortocircuito son simétricas si el cortocircuito ocurre en un punto de la onda de voltaje de tal forma que la corriente de cortocircuito pasa por cero exactamente cuando sucede el cortocircuito (esto dependerá del factor de potencia del circuito asociado a la falla, es decir la relación entre X y R).

El hecho de que la corriente pase exactamente por cero cuando sucede el cortocircuito, es muy poco probable que suceda, por lo que la mayor parte de cortocircuitos suceden en un punto de la onda de voltaje de tal forma que la corriente de cortocircuito (debido al factor de potencia) no comienza en cero. Sin embargo, debido a que la corriente si debe de comenzar en cero, esta aparece desplazada lo cual da origen a la asimetría de la corriente de cortocircuito. En la práctica, las reactancias que aparecen en un cortocircuito son mucho más altas que las resistencias, por lo que los circuitos son casi inductivos. En los circuitos puramente inductivos la mayor asimetría se presenta cuando el cortocircuito ocurre cuando el voltaje es cero, es decir, la corriente de cortocircuito será máxima con voltaje mínimo y viceversa. Un ejemplo de una corriente de cortocircuito asimétrica se puede observar en la figura 14.

Como se puede observar en la figura 14, existe una componente de corriente directa que aparece en el circuito debido a la asimetría de la onda. También se puede observar como esta componente decae con el tiempo.

Este decaimiento es debido a la disipación de energía en forma de I^2R . Generalmente la componente de DC decae hasta cero en aproximadamente de uno a seis ciclos.

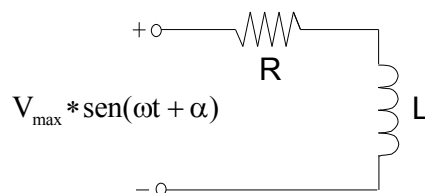
Figura 14. Corriente de cortocircuito asimétrica



Fuente: Gunter G. Seip. Instalaciones Eléctricas. Siemens. Tomo 1. Pág. 24

También se puede observar el comportamiento de la corriente de cortocircuito en forma analítica por medio un sencillo cálculo de la corriente en un circuito RL (resistivo-inductivo) en el cual se ilustra como aparece la componente de corriente continua. El comportamiento de un circuito RL no es exactamente igual al de un circuito bajo falla, ya que en el circuito RL tanto la resistencia como la inductancia son constantes, mientras que estos mismo valores en un circuito trifásico bajo falla están variando continuamente en el tiempo lo cual genera un comportamiento de la corriente de régimen permanente distinto al ilustrado en este ejemplo. Se representa el circuito eléctrico después de la falla como un circuito RL (asumiendo que estos valores no varían) tal como en la figura 15.

Figura 15. Ejemplo de una corriente de cortocircuito usando un circuito RL



Si t es igual a cero en el momento de aplicar la tensión entonces α determina el módulo de la tensión cuando se cierra el circuito. Si la tensión instantánea es cero y aumenta en sentido positivo cuando se aplica, entonces α vale cero ya que como t es cero en el instante de aplicar la tensión y esta comienza de cero, el argumento del seno es cero y también la función se hace cero. Si cuando se aplica la tensión (t igual a cero), α tiene un valor de 90° ($\pi/2$ radianes), entonces la tensión instantánea será positiva máxima. La ecuación diferencial que describe al circuito RL es la siguiente:

$$V_{\max} * \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt}$$

La solución a esta ecuación diferencial es:

$$i = [V_{\max} / |Z|] * [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} * \text{sen}(\alpha - \theta)]$$

en la que:

$$|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \quad \text{y} \quad \theta = \tan^{-1}(\omega L / R)$$

Como se puede observar, el primer término de la solución varía sinusoidalmente con el tiempo y por lo tanto es el valor de régimen permanente de la corriente de cortocircuito para el circuito RL. El segundo término es aperiódico y disminuye exponencialmente con una constante de tiempo L/R y es por lo tanto la componente continua de la corriente. Si el valor del término de régimen permanente no es cero cuando $t = 0$, aparece la componente continua en la solución para satisfacer la condición física de que la corriente sea cero en el instante de aplicar la tensión. También se puede notar que el término continuo no existe si el circuito se cierra en un punto de la onda de tensión tal que $\alpha - \theta = 0$ ó $\alpha - \theta = \pi$. Si el circuito se alimenta en un punto de la onda de tensión tal que $\alpha - \theta = \pm \pi/2$, la componente continua tiene un valor inicial máximo que es igual a la amplitud máxima de la componente sinusoidal. La componente continua puede entonces tener un valor desde 0 hasta $|V_{\max}|/|Z|$, según el valor instantáneo de la tensión al momento de aplicarla y del factor de potencia

(relación entre X y R) del circuito. Esto es totalmente congruente con lo dicho al inicio. Otro punto interesante, es observar que en el instante de aplicar la tensión, las componentes continua y permanente tienen siempre el mismo valor absoluto, pero son de signo opuesto, para expresar el valor cero de la corriente en ese instante aunque un instante después ya se encuentra la suma de la componente continua más la permanente.

Tanto en una corriente de cortocircuito simétrica como en una asimétrica, el valor más alto de la corriente se encuentra un instante después del cortocircuito ya que después la corriente decae en ambos casos. El valor de esta corriente se ve incrementada por el efecto de la componente de DC.

La corriente de cortocircuito, como se vio en el inciso 1.1.2, es la suma de todas las fuentes que contribuyen al cortocircuito. Estas fuentes fueron descritas con anterioridad y se puede observar el comportamiento independiente de cada una de ellas en las figuras 8, 9, 10 y 11. También se puede observar en la figura 12, el comportamiento combinado de todas lo cual da como resultado la corriente de cortocircuito simétrica. En la figura 14, se puede observar la misma corriente simétrica pero con una componente de DC. Es interesante observar que la aportación de los generadores, los motores sincrónicos y los motores de inducción decae con el tiempo. Esto se debe a que los flujos de las máquinas también decaen en el tiempo. La corriente que más rápido decae es la que proviene de los motores de inducción ya que estos no cuentan con excitación de DC externa.

Como se vio en el ejemplo sencillo de un circuito RL, la componente continua tiene una constante de tiempo determinada por la relación L/R . También se conoce que la reactancia inductiva (denominada X) está dada por:

$$X = \omega L \quad \text{ó} \quad X = (2\pi f)L$$

despejando L

$$L = \frac{X}{2\pi f}$$

lo que significa que la constante de tiempo del circuito RL y por lo tanto de la componente continua se puede expresar como:

$$\tau = L/R \quad \text{ó} \quad \tau = \frac{X}{(2\pi f)R} \quad \text{ó} \quad \tau = k \frac{X}{R}$$

Siendo $k = \frac{1}{2\pi f}$ una constante para f constante.

Debido a lo anterior se toma la relación o X/R (se puede usar Z/R) que determina la relación entre la impedancia o reactancia y la resistencia pura del circuito y por lo tanto es una buena medida de la constante de tiempo del decaimiento exponencial de la componente continua. En el caso de las máquinas, este valor depende de los valores dinámicos de L y R. Como se mencionó anteriormente, entre mas inductivo se presenta el circuito en condiciones de falla, mayor es este valor y por lo tanto la corriente de cortocircuito podría ser mas asimétrica. Es recomendable que se obtengan los valores de impedancia, reactancia y resistencia directamente del fabricante para poder calcular el factor X/R. Algunos fabricantes proporcionan directamente este factor. Si no se pueden obtener estos valores directamente del fabricante, es posible obtener valores aproximados de tablas o gráficas. También es posible consultar la sección 5.4.2 de la ANSI/IEEE C37.010-1979 “*IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*”.

El grado de asimetría de la corriente de cortocircuito es muy importante pues servirá para el dimensionado de los equipos de protección ya que se vio, un instante después del cortocircuito, la corriente puede tomar valores que pueden duplicar el valor de la corriente de régimen permanente. Se habla del régimen permanente como la corriente calculada con los valores L y R de ese instante, en el caso de máquinas eléctricas, estos valores cambian (en realidad decaen) y por lo tanto la corriente de régimen permanente también decae tal como se puede observar en la figura 14. Sin embargo, en ese instante después del cortocircuito, los

equipos se podrían ver sometidos a esfuerzos eléctricos y mecánicos muy grandes y es preciso tomarlos en cuenta para los cálculos.

4.5 Cálculo de las corrientes de cortocircuito

El objetivo del estudio de las corrientes de cortocircuito es conocer el comportamiento de las corrientes durante un cortocircuito para así diseñar la protección adecuada que interrumpa las fuentes de energía hacia el cortocircuito y evitar daños posteriores. Debido a esto, es importante conocer el método de cálculo de las corrientes de cortocircuito. A continuación se detalla el método exacto para el cálculo de dichas corrientes de cortocircuito y el cual esta de acuerdo, en concepto, al método propuesto en la norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

4.5.1 Diagrama unifilar

El primer paso para el cálculo de la corriente de cortocircuito consiste en determinar el diagrama unifilar del sistema eléctrico bajo estudio. En este caso, este sistema eléctrico es el de una industria. Todas las industrias deberían de contar con un diagrama actualizado de su sistema eléctrico. Si el diagrama no esta actualizado, es necesario realizar la tarea de actualización ya que no se puede hacer un estudio de cortocircuito sin tomar en cuenta todos los elementos eléctricos que puedan afectar la magnitud de la corriente de cortocircuito. En muchos lugares se realizan ampliaciones y luego no se actualizan dichas ampliaciones en los diagramas eléctricos. Si este fuera el caso, es necesario contactar a las personas de mas experiencia y de preferencia que tengan conocimiento de los cambios que se han efectuado. Luego de recopilar la información, es necesario actualizar el diagrama unifilar.

En caso de que no exista un diagrama unifilar, es necesario levantar uno tomando en cuenta lo siguiente:

- a.** Fuentes de alimentación o acometida (considerar la entrada de energía eléctrica externa así como la generación propia).

- b. Transformadores de alta tensión a media tensión.
- c. Transformadores de media tensión a baja tensión.
- d. Motores de media tensión sincrónicos
- e. Motores de media tensión asincrónicos o de inducción.
- f. Motores de baja tensión que por su cantidad y capacidad puedan contribuir al cortocircuito. Descartar los mas pequeños (menores a 25 HP).
- g. Reactancias limitadoras de cortocircuitos.
- h. Cables de media tensión que por sus impedancias y longitudes puedan afectar el cortocircuito.

4.5.2 Recopilación de información eléctrica

Es importante conocer los parámetros eléctricos de los equipos que se encuentran en el diagrama unifilar pues esto servirá para los cálculos de las corrientes de cortocircuito. La determinación de estos valores puede hacerse de una, varias o todas las formas siguientes:

- a. Datos de los diagramas unificables existentes y que se puedan considerar válidos.
- b. Recolectar datos de campo, lo cual debe de incluir: datos de placa de equipo, marca y tipos de conductores usados, configuración de líneas aéreas, etc.
- c. Consultas con la compañía que suministra la energía eléctrica.
- d. Consulta en los manuales que los fabricantes de los equipos.
- e. Consulta directa a los fabricantes de los equipos.
- f. Estimación de dichos valores tomando como base tablas o gráficas estándar que dan una aproximación de estos valores.
- g. Modelación de las máquinas eléctricas de acuerdo a su naturaleza para determinar sus valores eléctricos característicos.

Los valores más importantes a considerar para el estudio de cortocircuito son:

- a. Fuentes de energía.
 - Voltaje
 - Contribución al cortocircuito en MVA.
 - Relación X/R.

- b.** Transformadores de alta a media tensión.
 - Potencia nominal en MVA o KVA.
 - Impedancia porcentual o por unidad a potencia nominal.
 - Relación X/R
 - Relación de voltajes.
- c.** Transformadores de media a baja tensión.
 - Potencia nominal en MVA o KVA.
 - Impedancia porcentual o por unidad a potencia nominal.
 - Relación X/R
 - Relación de voltajes.
- d.** Motores de media tensión sincrónicos o generadores.
 - Potencia nominal en HP's o KVA
 - Reactancia subtransitoria X''
 - Relación X/R
 - Voltaje nominal
 - Factor de potencia
 - Corriente nominal
 - Rendimiento
 - Velocidad en RPM
- e.** Motores de media tensión asincrónicos o inductivos.
 - Potencia nominal en HP o KVA
 - Reactancia subtransitoria X''
 - Relación X/R
 - Voltaje nominal
 - Factor de potencia
 - Corriente nominal
 - Rendimiento
 - Velocidad nominal.
- f.** Motores de baja tensión.
 - Potencia nominal
 - Reactancia subtransitoria aproximada.

- g.** Cables de media tensión.
 - Tipo de conductor usado y usar impedancia de fabricante o encontrar en tablas.
 - Cantidad de conductores por fase para encontrar la impedancia equivalente.
 - Material del conductor, cobre o aluminio. De acuerdo al tipo de conductor se busca impedancia en tablas.
 - Tipo de ducto que se usa para el conductor. Magnético o no magnético. Importante para encontrar impedancia equivalente en tablas.
 - Longitud aproximada.
- h.** Reactancias limitadoras.
 - Reactancia subtransitoria.

1.2.3 Determinar condiciones para el cortocircuito

Es necesario determinar las condiciones bajo las cuales vamos a realizar el estudio de cortocircuito. Específicamente, se tiene que elegir los puntos en los cuales se considera que pueda existir un cortocircuito y aplicar la herramienta de análisis para calcular la corriente de cortocircuito en ese punto. Esto servirá para conocer la magnitud de esta corriente y poder determinar si la protección es adecuada o no.

Estos puntos se escogerán de acuerdo a los siguiente:

- a.** Máxima probabilidad de falla.

Se puede considerar cuales son los puntos que tiene la máxima probabilidad de falla. Por ejemplo, equipos que trabajan a la intemperie, baja cargas muy severas que puedan ocasionar fallas, cables antiguos cuyo aislamiento ya este deteriorado, etc.
- b.** Equipos de protección subdimensionados.

Muchas veces se han realizado ampliaciones sin considerar como estas afecta la capacidad de los equipos instalados. Si el estudio se hace para interconectar dos sistemas de distribución eléctrica, con mayor razón es necesario considerar los puntos en donde se considera que los circuitos estarán subdimensionados después de la conexión.
- c.** Tipo de equipos de protección usados.

En muchas instalaciones, existen sistemas de protección antiguos y cuyas capacidades de interrupción se pudieron ver afectadas. También se puede revisar si las marcas usadas son suficientemente confiables o si es necesario aplicar factores que reduzcan las capacidades nominales (*derating*) para adecuarlos a las condiciones actuales.

d. Incremento de la corriente de falla.

Es posible que como resultado de una interconexión de dos sistemas distintos, se considere que, en un punto específico la corriente de cortocircuito se incrementará y por lo tanto es necesario conocer el comportamiento de dicha corriente en ese punto.

Existen otras razones que pueden ayudar a escoger los puntos que se van a estudiar. La única limitante es que entre mas puntos se escojan, mas cálculos es necesario realizar.

Luego de escoger los puntos, es necesario considerar que tipo de cálculo vamos a realizar. Básicamente, existen dos tipos de cálculos que se realizan en un estudio de cortocircuito. Estos son:

a. Primer ciclo.

Este es el valor RMS de la corriente simétrica del primer ciclo después de la falla. Esta corriente se calcula para dimensionar los fusible. También se utiliza para dimensionar interruptores en cuanto a la capacidad de soportar esta corriente.

b. Interruptiva (1.5-5 ciclos).

Este es el valor RMS de la corriente simétrica entre 1.5 y 5 ciclos. Sirve principalmente para dimensionar interruptores en cuanto a la capacidad de apertura de los contactos de estos interruptores (*contact parting*). Un interruptor para que pueda ser capaz de abrir con esta corriente debe de tener un capacidad mayor que este valor.

1.2.4 Normalizar valores

Para simplificar los cálculos, especialmente con distintos niveles de voltajes, es conveniente normalizar los datos. Esto consiste en escoger una base de potencia y de voltaje y luego convertir todos los valores del sistema a valores por unidad. Estos valores por unidad no son más que valores referidos a los valores bases de potencia y voltaje escogidos. Un estudio más detallado del cálculo de valores por unidad se puede encontrar en el apéndice 3.

Las principales ventajas de utilizar valores por unidad son:

- a. Cantidades más significativas debido a que son magnitudes relativas.
- b. La impedancia por unidad en un transformador es la misma sin importar si se está trabajando en el primario o en el secundario.
- c. La impedancia por unidad en un transformador es independiente de la conexión.
- d. Los cálculos por unidad son independientes de los cambios de voltaje o de ángulo de fase debido a los transformadores.
- e. Los fabricantes de los equipos expresan impedancias en unidad o por ciento (valor en por unidad multiplicada por 100).
- f. La impedancia en distintos equipos varía significativamente cuando se expresa en ohmios mientras que cuando se expresa en por unidad estos valores varían poco. Esto permite usar valores típicos y chequear rápidamente si los valores son correctos.
- g. Menos confusión con potencias trifásicas o monofásicas y voltajes de fases o de fase a tierra.
- h. El voltaje de las fuentes siempre es cercano a 1.

Los pasos recomendados son:

a. Potencia base.

Escoger una sola potencia adecuada de tal forma que los valores por unidad sean números fáciles de manipular. Esta base se utilizará en cualquier parte del circuito y debido a esto es importante escoger un valor adecuado.

b. Voltaje base.

Es posible escoger el voltaje mas alto del sistema y luego encontrar los otros voltajes bases a partir de las relaciones de transformación o escoger el valor nominal en cada parte del sistema .

c. Calcular las corrientes e impedancias base para cada nivel de tensión o voltaje y resumirlo en una tabla en donde aparezca la base de potencia (el mismo valor para todos los niveles de voltaje), el voltaje base en cada nivel de tensión, la corriente e impedancia base calculada para cada nivel de tensión.

d. Convertir todas las impedancias bases de los equipos del sistema a sus respectivos valores por unidad. Las bases utilizadas serán las establecidas o calculadas para cada nivel de tensión o voltaje.

1.2.5 Diagramas de impedancias

Este paso es muy importante pues de acuerdo a este diagrama se calcularán los equivalentes de Thevenin que servirán para realizar los cálculos de las corrientes de cortocircuito. Es necesario construir dos redes, la de primer ciclo y la interruptiva.

a. Red de primer ciclo.

Esta red se calcula a partir de las impedancias subtransitorias del sistema y usando factores adecuados (ver tabla II para redes de media tensión y tabla III para redes combinadas de media y baja tensión) que reflejen el comportamiento de las impedancias durante el primer ciclo después de la falla. A partir de esta red se calcula el valor RMS de la corriente simétrica durante el primer ciclo después de la falla. Esta corriente sirve principalmente para dimensionar aquellos equipos que estén diseñados para actuar durante el primer ciclo o que tenga que soportar dicha corriente. El fusible es un ejemplo de un elemento que se espera actúe durante el

primer ciclo y el interruptor de potencia debe de soportar esta corriente que aunque no será la que tenga que interrumpir, si pudiese pasar por él. En los interruptores de potencia, esta característica se denomina “*Close and Latching Capability*”, es decir capacidad de cerrar y sellar durante una falla.

b. Red interruptiva.

Esta red se calcula a partir de las impedancias subtransitorias del sistema y usando factores que reflejan el comportamiento de las impedancias entre el 1.5 – 5 ciclos después de la falla. Las tablas de reactancias son las mismas que se indican en el inciso anterior (tabla II y III). A partir de esta red se calcula el valor RMS de la corriente simétrica entre el 1.5 – 5 ciclos. Esta red sirve para dimensionar los interruptores ya que estos no abren inmediatamente después de la falla sino que tardan algunos ciclos en abrir sus contactos. Esta corriente se compara con la capacidad de interrupción del interruptor después de cierta cantidad de ciclos (tiempo) después de la falla.

Los interruptores se caracterizan por este tiempo, medido en ciclos, por medio de los que se llama “*Contact parting time*” o tiempo de separación de contactos.

Tabla II. Multiplicadores para reactancias de máquinas rotativas

Tipo de Máquina Rotativa	Red de primer Ciclo	Red Interruptiva
Todos los generadores de turbina; todos Los hidrogeneradores con devanados de Amortiguamiento, todos los condensadores.	1.0 X”d	1.0 X”d
Hidrogeneradores sin devanado de amortiguamiento.	0.75 X”d	0.75 X”d
Todos los motores sincrónicos	1.0 X”d	1.5 X”d
Motores de inducción Mayores de 1000 hp a 1800 rpm o menos	1.0 X”d	1.5 X”d
Motores de inducción Mayores a 250 hp a 3600 rpm	1.0 X”d	1.0 X”d
Motores de inducción Todos los demás, 50 hp y mayores	1.2 X”d	3.0 X”d
Motores de inducción Todos los menores a 50 hp.	Despreciar	Despreciar

Fuente: ANSI/IEEE C37.010-1979 y ANSI/IEEE C37.5-1979

Tabla III. Multiplicadores para reactancias de redes combinadas de máquinas rotativas (usar para cálculo adecuado de sistemas de voltajes múltiples)

Tipo de Máquina Rotativa	Red de primer Ciclo	Red Interruptiva
Motores de inducción Todos los demás, 50 hp y mayores	1.2 X''d*	3.0 X''d++
Motores de inducción Todos los menores a 50 hp.	1.67 X''d+	Despreciar

* o estimar, red de primer ciclo $X''d=0.20$ pu basado en valor nominal del motor.

+ o estimar, red de primer ciclo $X''d=0.28$ pu basado en valor nominal del motor.

++ o estimar, red interruptiva $X''d=0.50$ pu basado en valor nominal del motor.

Fuente: ANSI/IEEE C37.010-1979 y ANSI/IEEE C37.5-1979

Los diagramas de impedancias descritos anteriormente, deben de ser construidos de tal forma que la ubicación física de los elementos en el diagrama correspondan a las ubicaciones físicas de los mismos componentes en el diagrama unifilar. Esto es necesario para que los puntos de falla y los componentes a bajo análisis sean fácilmente ubicados, identificados y relacionados.

1.2.6 Circuito equivalente

A partir de los diagramas de impedancias descritos anteriormente, se procede al cálculo de los circuitos equivalentes de Thevenin para cada diagrama de impedancias. Se debe de construir un equivalente de Thevenin por cada punto de falla y por cada red de primer ciclo o red interruptiva. Esto no es más que una reducción de los diagramas a un diagrama formado por una fuente y una impedancia equivalentes a las fuentes e impedancias del circuito de impedancias encontrado en el punto 1.2.5.

1.2.7 Cálculo de la corriente de cortocircuito

Después de haber calculado el equivalente de Thevenin por cada punto de falla y para cada tipo de red de primer ciclo o interruptora, es necesario calcular la corriente de cortocircuito en por unidad. Esto es una aplicación sencilla de la ley de Ohm para un circuito

con impedancias ya que el equivalente de Thevenin consiste de una fuente y una impedancia en serie. Si la fuente de voltaje es igual a la unidad en valores por unidad, entonces el cálculo de la corriente de cortocircuito para ese punto consiste en encontrar el inverso de la impedancia.

Es importante enfatizar que el cálculo debe de realizarse por cada punto de falla. Para cada punto de falla, el equivalente de Thevenin será distinto y por lo tanto también la corriente de falla será distinta.

Para poder usar los valores de las corrientes de fallas en los análisis para el dimensionamiento de equipos o para revisar las capacidades actuales, es necesario convertir los valores por unidad en valores de corriente. Para realizar esto, se debe de multiplicar la corriente calculada en por unidad por el valor de la corriente base en el punto de falla en donde se calculo la corriente. Esto se puede obtener de la tabla que se sugiere en el inciso 1.2.4.

Para el caso de la corriente calculada para el primer ciclo, los valores obtenidos son RMS simétricos. Sin embargo, en la realidad, después de un cortocircuito los valores obtenidos son asimétricos (ver explicación en inciso 1.1.4). Para esto se utiliza la tabla IV, la cual resume algunos factores multiplicadores para encontrar el valor máximo RMS de la corriente Asimétrica del primer $\frac{1}{2}$ ciclo, a partir de la corriente RMS simétrica encontrada con el análisis de cortocircuito del primer ciclo.

Tabla IV. Factores de asimetría

Factor de potencia del cortocircuito en porcentaje	Relación X/R para el cortocircuito	Relación al valor RMS de los amperios simétricos		
		Pico máximo de amperios instantáneos para 1 fase Mp	Amperios RMS máximos para 1 fase en ½ ciclo Mm (factor de asimetría)	Promedio del valor RMS de los amperios a ½ ciclo Me.
0	-	2.828	1.732	1.394
2	49.993	2.743	1.682	1.354
4	24.979	2.663	1.599	1.318
6	16.623	2.589	1.540	1.286
8	13.460	2.520	1.486	1.256
10	9.9301	2.455	1.437	1.229
12	8.2733	2.394	1.386	1.204
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
16	6.1695	2.282	1.312	1.162
18	5.4649	2.231	1.278	1.144
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
22	4.4341	2.138	1.219	1.112
24	4.0450	2.095	1.193	1.099
26	3.7138	2.054	1.170	1.087
28	3.4286	2.015	1.149	1.076
30	3.1798	1.978	1.130	1.064
32	2.9608	1.943	1.113	1.057
34	2.7660	1.910	1.098	1.050
36	2.5916	1.878	1.085	1.043
38	2.4341	1.848	1.073	1.037
40	2.2913	1.819	1.062	1.031
46	1.9303	1.740	1.038	1.019
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.5185	1.641	1.016	1.008
60	1.333	1.594	1.009	1.004
65	1.1691	1.547	1.006	1.001
70	1.0202	1.517	1.002	1.001
75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
80	0.7500	1.460	1.0002	1.0001
85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
100	0.0000	1.414	1.00000	1.00000

Finalmente, los valores RMS de las corrientes de cortocircuito de primer ciclo, interruptiva (1.5-5 ciclos) y las corrientes asimétricas se comparan con las características de los equipos de protección para poder dimensionar adecuadamente o para poder concluir si la protección es la adecuada. Estos aspectos se desarrollarán en los próximos capítulos.

1.3 Ejemplo de cálculo de las corrientes de cortocircuito

Se tomará de ejemplo el sistema industrial de distribución mostrado en la figura 16 el cual tiene las siguientes características:

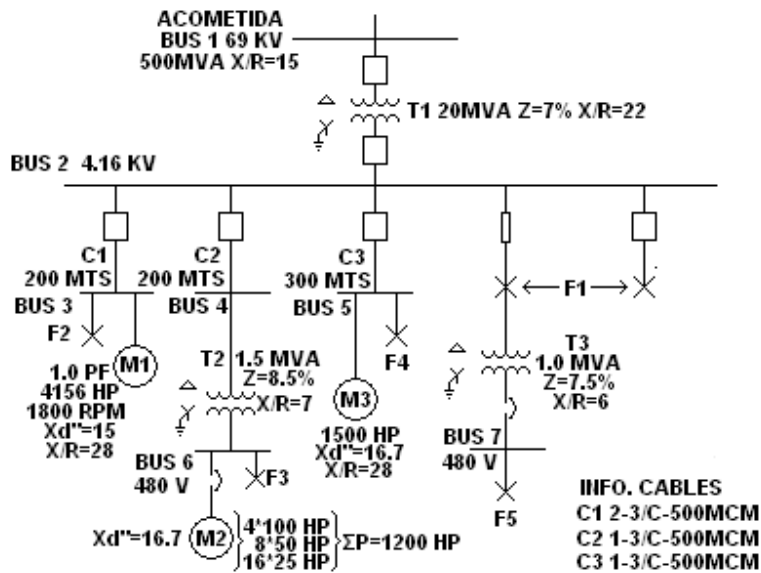
- a. Acometida de alta tensión en 69 Kv.
- b. Distribución de media tensión en 4.16 Kv.
- c. Distribución de baja tensión en 480 voltios.
- d. 1 motor sincrónico en media tensión.
- e. 1 motor asincrónico o de inducción en media tensión.
- f. 28 motores asincrónico o de inducción en baja tensión.
- g. Interruptores de potencia (*breakers*).
- h. Fusibles.

Siguiendo los pasos descritos en el inciso 1.2, se desarrolla el siguiente ejemplo:

1.3.1 Diagrama unifilar, recopilación de información y determinación de los puntos de cortocircuito

Estos tres puntos se resumen en el diagrama unifilar. Para la determinación de los puntos de cortocircuito se consideran puntos en media tensión (4.16 Kv) y baja tensión de tal forma que involucra a los interruptores de potencia y fusibles de media tensión y el secundario de transformadores (baja tensión). En este caso, el diagrama unifilar se puede observar en la figura 16.

Figura 16. Diagrama unifilar de sistema industrial para ejemplo



1.3.2 Normalización de valores

a. Potencia base

Debido a que la potencia de la acometida es de 500 MVA, se escoge una potencia base de 100 MVA (100,000 KVA). Esta base es la misma para todos los niveles de voltaje.

b. Voltaje base

Se escogen los siguientes valores bases para los voltajes:

- Alta tensión: 69 Kilovoltios.
- Media tensión: 4.16 kilovoltios.
- Baja tensión: 480 voltios.

c. Corriente base.

Esta corriente es calculada y se hace de la siguiente forma:

$$I_{base} = \frac{KV_{Abase}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

De donde:

KV_{Abase} = Potencia base en Kilovoltamperios, escogida en el inciso a.

KV = Voltaje base en Kilovoltios.

I_{base} = Corriente base en amperios.

Para 69 Kv.

$$I_{base} = \frac{100,000}{\sqrt{3} * (69)} = 837A$$

Para 4.16 Kv.

$$I_{base} = \frac{100,000}{\sqrt{3} * (4.16)} = 13879A$$

Para 480 voltios.

$$I_{base} = \frac{100,000}{\sqrt{3} * (0.480)} = 120,281A$$

Para ver más detalle de este cálculo se puede referir al apéndice 3.

d. Impedancia base

Este es también un valor calculado al igual que la corriente base. El cálculo es como sigue:

$$Z_{base} = \frac{(KV_{base})^2 * (1000)}{KVA_{base}}$$

Las variables son las mismas definidas en el inciso anterior.

Para 69 Kv.

$$Z_{base} = \frac{(69)^2 * (1000)}{100,000} = 47.61\Omega$$

Para 4.16 Kv.

$$Z_{base} = \frac{(4.16)^2 * (1000)}{100,000} = 0.173\Omega$$

Para 480 voltios.

$$Z_{base} = \frac{(0.480)^2 * (1000)}{100,000} = 0.0023\Omega$$

e. Tabla de resumen

Tabla V. Resumen valores base para ejemplo ilustrativo

VALOR BASE		VALOR BASE DERIVADO	
KVA	KV	I	Z
100,000	69	837	47.61
100,000	4.16	13,879	0.173
100,000	0.48	120,281	0.0023

f. Conversión de valores eléctricos a por unidad

El último paso consiste en convertir el resto de valores a por unidad utilizando como base la tabla anterior.

Punto A: Acometida

$$V = 69 \text{ Kv.} \quad S = 500 \text{ MVA} \quad X/R = 15$$

Para encontrar la impedancia por unidad, se puede utilizar las siguientes ecuaciones:

$$Z = R + jX \quad (1.8)$$

$$R = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(X/R)] * Z_{vb} * [\text{KVAnb} / \text{KVAvb}] \quad (1.9)$$

$$X = \text{Sen}[\text{Tan}^{-1}(X/R)] * Z_{vb} * [\text{KVAnb} / \text{KVAvb}] \quad (1.10)$$

De donde:

Z = Impedancia

R = Resistencia

X = Reactancia

Z_{vb} = Impedancia por unidad en base vieja.

KVAnb = Kilovoltamperios de la nueva base.

KVAvb = Kilovoltamperios de la vieja base.

Para el caso de la acometida:

$$R = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(15)] * \left[\frac{100,000}{500,000} \right] = 0.0132896\Omega$$

$$X = \text{Sen}[\text{Tan}^{-1}(15)] * \left[\frac{100,000}{500,000} \right] = 0.1995579\Omega$$

Y la impedancia será:

$$\mathbf{Z = 0.0132896 + j0.1995579 @ 100MVA.}$$

Punto B: Transformador T1, 69Kv/4.16 Kv

$$S = 20 \text{ MVA} \quad Z_{\%20\text{MVA}} = 7 \% @ 20\text{MVA} \quad X/R = 22$$

Cambio de base usando eq. 1.9 y 1.10.

$$R = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(22)] * 0.07 * \left[\frac{100,000}{20,000} \right] = 0.015890\Omega$$

$$X = \text{Sen}[\text{Tan}^{-1}(22)] * 0.07 * \left[\frac{100,000}{20,000} \right] = 0.34960\Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.015890 + j0.34960 @ 100MVA}$$

Punto C: Cable C1 que alimenta a M1

$$L = 200 \text{ Mts.} \quad Z_{1000\text{Mts}} = 0.04576 + j0.4346 \Omega / 1000\text{Mts}$$

Para encontrar la impedancia por unidad se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{(Z_{1000\text{Mts}} * L)}{Z_{\text{base}}}$$

De donde:

Z = Impedancia del cable por unidad.

L = Longitud del cable.

Z_{base} = Impedancia base para la parte de la red en la que se encuentra el cable.

Calculando para C1:

$$Z = \frac{[(0.04576 + j0.4346) * 200]}{0.173 * 1,000} = 0.0529 + j0.05024\Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.0529 + j0.05024 @ 100MVA.}$$

Punto D: Motor sincrónico M1

$$V = 4.16 \text{ Kv.} \quad P = 4156 \text{ HP} \quad X_d'' = 15\% @ 4156 \text{ HP} \quad X/R = 28$$

Aproximando potencia S en KVA de acuerdo a Tabla I

$$S_{\text{KVA}} = 0.8 * P_{\text{HP}} = 0.8 * 4156 = 3224.8 \text{ KVA}$$

$$X_d'' = 0.15 @ 3224.8 \text{ KVA.}$$

$$\frac{X}{R} = 28 \quad \rightarrow \quad R = \frac{X}{28} = \frac{0.15}{28} = 0.005357 @ 3224.8 \text{ KVA}$$

Cambio de base

$$X = 0.15 * \left(\frac{100,000}{3224.8} \right) = 4.56 \Omega$$

$$R = 0.005357 * \left(\frac{100,000}{3224.8} \right) = 0.1661 \Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.1661 + j4.56 @ 100 \text{ MVA}}$$

Punto E: Cable C2 que alimenta a T2

$$L = 200 \text{ Mts.} \quad Z_{1000 \text{ Mts}} = 0.0915 + j0.08692 \frac{\Omega}{1000 \text{ Mts}}$$

Para encontrar la impedancia por unidad se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{(Z_{1000 \text{ Mts}} * L)}{Z_{\text{base}}}$$

De donde:

Z = Impedancia del cable por unidad.

L = Longitud del cable.

Z_{base} = Impedancia base para la parte de la red en la que se encuentra el cable.

Calculando para C1:

$$Z = \frac{[(0.0915 + j0.08692) * 200]}{0.173 * 1,000} = 0.10578 + j0.10046 \Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.10578 + j0.10046 @ 100 \text{ MVA}}$$

Punto F: Transformador T2, 4.16 Kv/480V

$$S = 1.5 \text{ MVA} \quad Z_{\%20\text{MVA}} = 8.5 \% @ 1.5\text{MVA} \quad X/R = 7$$

Cambio de base usando eq. 1.9 y 1.10.

$$R = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(7)] * 0.085 * \left[\frac{100,000}{1,500} \right] = 0.8013\Omega$$

$$X = \text{Sen}[\text{Tan}^{-1}(7)] * 0.085 * \left[\frac{100,000}{1,500} \right] = 5.603\Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.8013 + j5.603 @ 100MVA}$$

Punto G: Sumatoria de motores M2

Tabla VI. Suma de motores de 480 V para ejemplo ilustrativo

Potencia de cada motor en HP	Cantidad de motores	Potencia aprox. en KVA según tabla I	Potencia total en KVA	X/R	Xd'' en %
100	4	100	400	8.3	16.7
50	8	50	400	5.5	16.7
25	16	25	400	3.8	16.7
$\Sigma=28$	-	-	$\Sigma=1200$		-

Se procede al cambio de bases.

Motores de 100 HP

$$X = 0.167 * \left(\frac{100,000}{4 * 100} \right) = 41.75\Omega$$

$$\frac{X}{R} = 8.3 \rightarrow R = \frac{X}{8.3} = \frac{41.75}{8.3} = 5.03 @ 100\text{MVA}$$

$$\mathbf{Z = 5.03 + j41.75 @ 100MVA}$$

Motores de 50 HP

$$X = 0.167 * \left(\frac{100,000}{8 * 50} \right) = 41.75 \Omega$$

$$\frac{X}{R} = 5.5 \rightarrow R = \frac{X}{5.5} = \frac{41.75}{5.5} = 7.59 @ 100 \text{MVA}$$

$$\mathbf{Z = 7.59 + j41.75 @ 100 \text{MVA}}$$

Motores de 25 HP

$$X = 0.167 * \left(\frac{100,000}{16 * 25} \right) = 41.75 \Omega$$

$$\frac{X}{R} = 3.8 \rightarrow R = \frac{X}{3.8} = \frac{41.75}{3.8} = 10.986 @ 100 \text{MVA}$$

$$\mathbf{Z = 10.986 + j41.75 @ 100 \text{MVA}}$$

Punto H: Cable C3 que alimenta a motor M3

$$L = 300 \text{ Mts.} \quad Z_{1000 \text{Mts}} = 0.0915 + j0.08692 \frac{\Omega}{1000 \text{Mts}}$$

Para encontrar la impedancia por unidad se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{(Z_{1000 \text{Mts}} * L)}{Z_{\text{base}}}$$

De donde:

Z = Impedancia del cable por unidad.

L = Longitud del cable.

Z_{base} = Impedancia base para la parte de la red en la que se encuentra el cable.

Calculando para C1:

$$Z = \frac{[(0.0915 + j0.08692) * 300]}{0.173 * 1,000} = 0.15867 + j0.15029 \Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.10578 + j0.10046 @ 100 \text{MVA}}$$

Punto I: Motor de inducción o asíncrono M3

$$V = 4.16 \text{ Kv.} \quad P = 1,500\text{HP} \quad X_d'' = 16.7\% @ 1,500\text{HP} \quad X/R = 28.5$$

Aproximando potencia S en KVA de acuerdo a Tabla I

$$S_{\text{KVA}} = 0.8 * P_{\text{HP}} = 0.9 * 1,500 = 1,350\text{KVA}$$

$$X_d'' = 0.167 @ 1,350\text{KVA.}$$

$$\frac{X}{R} = 28.5 \rightarrow R = \frac{X}{28.5} = \frac{0.167}{28.5} = 0.0058596 @ 1,350\text{KVA}$$

Cambio de base

$$X = 0.167 * \left(\frac{100,000}{1,350} \right) = 12.37\Omega$$

$$R = 0.0058596 * \left(\frac{100,000}{1,350} \right) = 0.434\Omega$$

$$\mathbf{Z = 0.434 + j12.37 @ 100\text{MVA}}$$

Punto J: Transformador T3, 4.16 Kv/480V

$$S = 1.0 \text{ MVA} \quad Z_{\%20\text{MVA}} = 7.5 \% @ 1.0\text{MVA} \quad X/R = 6$$

Cambio de base:

$$R = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(6)] * 0.075 * \left[\frac{100,000}{1,000} \right] = 1.233\Omega$$

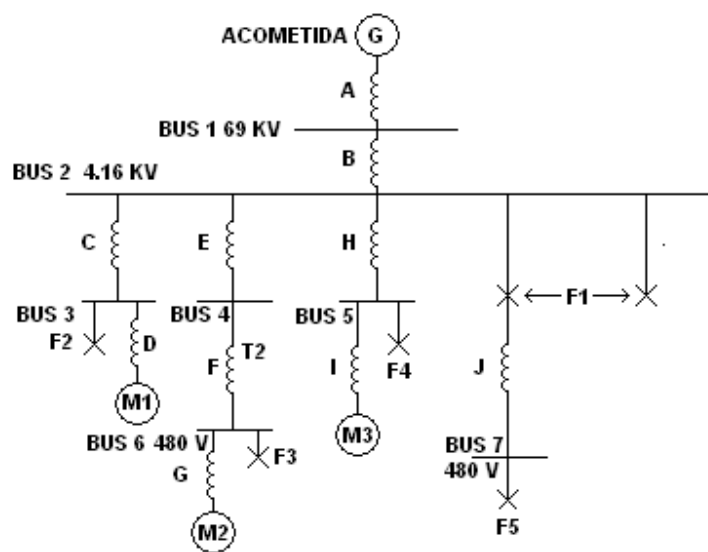
$$X = \text{Sen}[\text{Tan}^{-1}(6)] * 0.075 * \left[\frac{100,000}{1,000} \right] = 7.3979\Omega$$

$$\mathbf{Z = 1.233 + j7.3979 @ 100\text{MVA}}$$

1.3.3 Diagrama de impedancias

Con los cálculos anteriores, es posible construir el diagrama de impedancias. Este diagrama se puede apreciar en la figura 17.

Figura 17. Diagrama de impedancias para ejemplo



1.3.4 Circuito equivalente y cálculo de la corriente de falla

A partir del diagrama de impedancias de la figura 17, se procede a calcular las impedancias de primer ciclo y de la red interruptiva. Luego se calcula el circuito equivalente de Thevenin. Esto consiste en reducir el diagrama de impedancias a un solo circuito formado por una impedancia y una fuente. Los circuitos equivalentes no se mostraran por facilidad. Solamente se mostraran las tablas que muestran las reducciones y el cálculo de la corriente de cortocircuito.

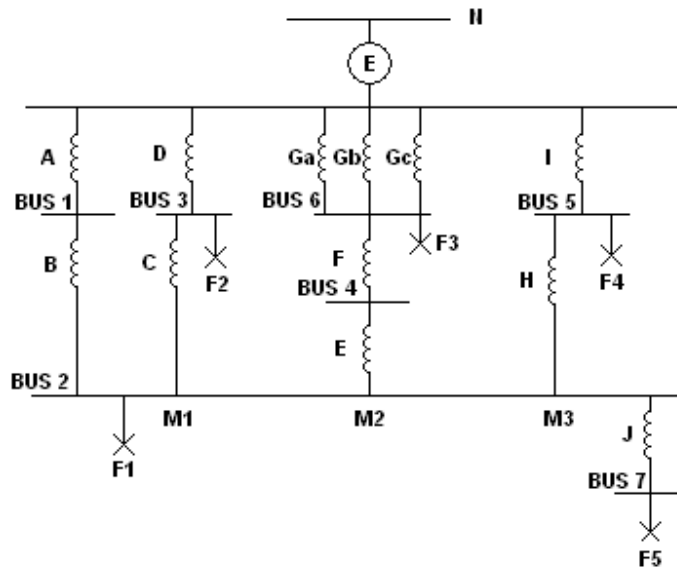
Red de primer ciclo

Tabla VII. Cálculo de las impedancias de primer ciclo para ejemplo

NOMBRE	PUNTO	IMPEDANCIA CALCULADA		FACTOR PRIMER CICLO	IMPEDANCIA PRIMER CICLO	
		R	X		R	X
FUENTE	A	0.013289	0.199558	1.00	0.013289	0.199558
T1	B	0.015890	0.349600	1.00	0.015890	0.349600
C1	C	0.052900	0.050240	1.00	0.052900	0.050240
M1	D	0.166100	4.650000	1.00	0.166100	4.650000
C2	E	0.105780	0.100460	1.00	0.105780	0.100460
T2	F	0.801300	5.603000	1.00	0.801300	5.603000
SUMA M100	Ga	5.030000	41.750000	1.20	6.036000	50.100000
SUMA M50	Gb	7.590000	41.750000	1.20	9.108000	50.100000
SUMA M25	Gc	10.986000	41.750000	1.67	18.346620	69.722500
C3	H	0.158670	0.150290	1.00	0.158670	0.150290
M3	I	0.434000	12.370000	1.00	0.434000	12.370000
T3	J	1.233000	7.397900	1.00	1.233000	7.397900

Con estos valores se puede construir el diagrama de impedancias de primer ciclo tal como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Diagramas de impedancias de primer ciclo para ejemplo



Equivalentes de thevenin y cálculo de corriente de falla

Punto de falla No. 1

Tabla VIII. Reducción del circuito punto de falla 1 ejemplo

PUNTO F1	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
A+B	1	0.029179	0.549158	0.549933	86.958481
C+D	2	0.219000	4.700240	4.705339	87.332326
(Ga Gb Gc)+F+E	3	4.226778	24.187659	24.554195	80.087688
H+I	4	0.592670	12.520290	12.534310	87.289826
1 2 3 4	Zth	0.025318	0.464180	0.464870	86.877935

Tabla IX. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 1 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
13879	29855.7

Punto de falla No. 2

Tabla X. Reducción del circuito punto de falla 2 ejemplo

PUNTO F2	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 3 4	6	0.028542	0.515040	0.515830	86.828122
6+C	7	0.081442	0.565280	0.571116	81.801632
7 D	Zth	0.066668	0.504580	0.508965	82.473359

Tabla XI. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 2 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
13879	27269.0

Punto de falla No. 3

Tabla XII. Reducción del circuito punto de falla 3 ejemplo

PUNTO F3	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 2 4	8	0.024724	0.473130	0.473775	87.008647
8+F+E	9	0.931804	6.176590	6.246481	81.421016
9 Ga Gb Gc	Zth	0.731630	4.630839	4.688278	81.021999

Tabla XIII. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 3 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
120281	25655.7

Punto de falla No. 4

Tabla XIV. Reducción del circuito punto de falla 4 ejemplo

PUNTO F4	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 2 3	10	0.027058	0.480864	0.481625	86.779341
10+H	11	0.185728	0.631154	0.657914	73.602538
11 1	Zth	0.169068	0.602373	0.625650	74.322209

Tabla XV. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 4 ejemplo

I SIMETRICA (ifs=Ib(E/Z))	
Ib	ifs
13879	22183.3

Punto de falla No. 5

Tabla XVI. Reducción del circuito punto de falla 5 ejemplo

PUNTO F5	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
(1 2 3 4)+J	Zth	1.258318	7.862080	7.962139	80.906983

Tabla XVII. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 5 ejemplo

I SIMETRICA (ifs=Ib(E/Z))	
Ib	ifs
120281	15106.6

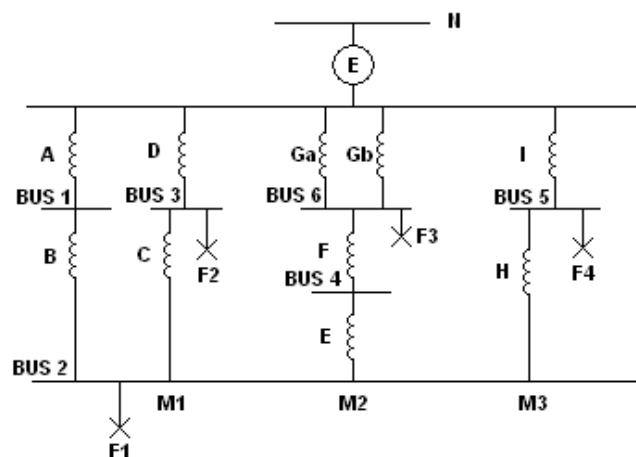
Red interruptiva

Tabla XVIII. Cálculo de las impedancias red interruptiva para ejemplo

NOMBRE	PUNTO	IMPEDANCIA CALCULADA		FACTOR 1.5-4 CICLOS	IMPEDANCIA RED INTERRUPTIVA 1.5-4 CICLOS	
		R	X		R	X
FUENTE	A	0.013289	0.199558	1.00	0.013289	0.199558
T1	B	0.015890	0.349600	1.00	0.015890	0.349600
C1	C	0.052900	0.050240	1.00	0.052900	0.050240
M1	D	0.166100	4.650000	1.50	0.249150	6.975000
C2	E	0.105780	0.100460	1.00	0.105780	0.100460
T2	F	0.801300	5.603000	1.00	0.801300	5.603000
SUMA M100	Ga	5.030000	41.750000	3.00	15.090000	125.250000
SUMA M50	Gb	7.590000	41.750000	3.00	22.770000	125.250000
SUMA M25	Gc	10.986000	41.750000	X	X	X
C3	H	0.158670	0.150290	1.00	0.158670	0.150290
M3	I	0.434000	12.370000	1.50	0.651000	18.555000
T3	J	1.233000	7.397900	1.50	1.233000	7.397900

Con estos datos, se puede construir el diagrama de impedancias de la red interruptiva como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Diagrama de impedancias de la red interruptiva para ejemplo



Equivalente de Thevenin y cálculo de corriente de falla

Punto de falla No. 1

Tabla XIX. Reducción del circuito punto de falla 1 ejemplo

PUNTO F1	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
A+B	1	0.029179	0.549158	0.549933	86.958481
C+D	2	0.302050	7.025240	7.031730	87.538086
(Ga Gb Gc)+F+E	3	10.363382	68.386010	69.166799	81.382824
H+I	4	0.809670	18.705290	18.722805	87.521464
1 2 3 4	Zth	0.026023	0.492310	0.492998	86.974262

Tabla XX. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 1 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
13879	28152.3

Punto de falla No. 2

Tabla XXI. Reducción del circuito punto de falla 2 ejemplo

PUNTO F2	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 3 4	6	0.028439	0.529110	0.529873	86.923402
6+C	7	0.081339	0.579350	0.585032	82.008096
7 D	Zth	0.070789	0.535333	0.539993	82.467323

Tabla XXII. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 2 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
13879	25702.2

Punto de falla No. 3

Tabla XXIII. Reducción del circuito punto de falla 3 ejemplo

PUNTO F3	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 2 4	8	0.025862	0.495846	0.496520	87.014337
8+F+E	9	0.932942	6.199306	6.269112	81.441705
9 Ga Gb Gc	Zth	0.849165	5.641374	5.704926	81.439845

Tabla XXIV. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 3 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
120281	21083.7

Punto de falla No. 4

Tabla XXV. Reducción del circuito punto de falla 4 ejemplo

PUNTO F4	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
1 2 3	10	0.026857	0.505616	0.506329	86.959464
10+H	11	0.185527	0.655906	0.681640	74.206137
11 I	Zth	0.173778	0.634792	0.658149	74.690079

Tabla XXVI. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 4 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
13879	21087.9

Punto de falla No. 5

Tabla XXVII. Reducción del circuito punto de falla 5 ejemplo

PUNTO F5	OPERACION	R	X	Z	ANGULO
(1 2 3 4)+J	Zth	1.259023	7.890210	7.990029	80.933876

Tabla XXVIII. Cálculo de corriente simétrica punto de falla 5 ejemplo

I SIMETRICA (I _{fs} =I _b (E/Z))	
I _b	I _{fs}
120281	15053.9

En este ejemplo, se utilizó un cálculo paso a paso sin utilizar demasiadas herramientas matemáticas. Este tipo de cálculo se puede aplicar cuando los sistemas son pequeños y los cálculos son puntuales, es decir, que no se analizan muchos escenarios. Cuando los sistemas son grandes y/o se analizan distintos escenarios, la cantidad de cálculos a realizar vuelven a este método impracticable. Sin embargo, el método anterior sirve para entender en qué consiste el cálculo de cortocircuito de cualquier sistema. Otro método que requiere más nivel matemático pero que facilita los cálculos (especialmente cuando se utilizan herramientas computacionales) es el que utiliza matrices para la resolución de las ecuaciones matemáticas. Este método utiliza las matrices de impedancias de barra y admitancias de barra. Conceptualmente, es el mismo método anterior pero utilizando más herramientas matemáticas ya que la matriz de impedancias de barra no es más que las impedancias de

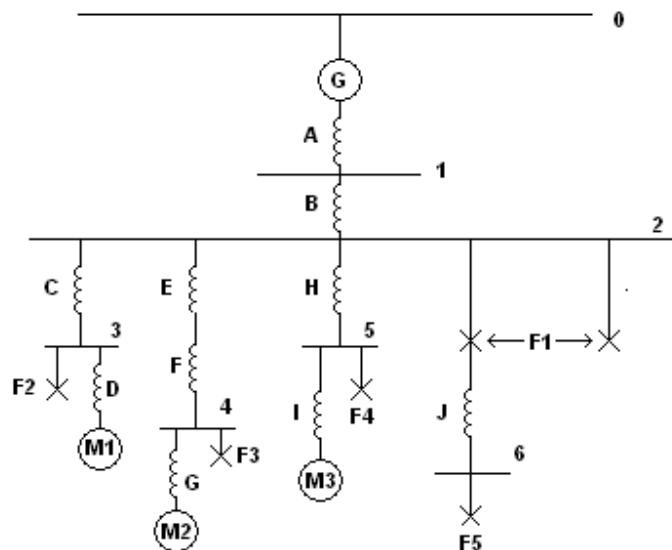
Thevenin encontradas anteriormente vistas desde el punto de la falla. Luego, como el voltaje antes de la falla se supone que es igual a uno por unidad, entonces las corrientes en las barras falladas no son más que el inverso de dicha impedancia. En el apéndice 4 se puede encontrar una explicación más detallada de este sistema.

También es posible encontrar las contribuciones de cada rama al cortocircuito en la barra. Para esto, se utiliza la ecuación dada en el apéndice 4.

Como ejemplo, se resuelve nuevamente el ejemplo anterior para el caso del primer ciclo y se podrá ver como se arriban a las mismas soluciones.

El primer paso es definir las barras, incluyendo una de referencia (llamada barra 0). En la figura 20, se puede observar el diagrama del sistema similar al de la figura 17 pero un poco modificado para poder asignar el número de barra conveniente para el cálculo matricial.

Figura 20. Diagrama de impedancias de primer ciclo con barras



Las impedancias reducidas para el primer ciclo son:

Tabla XIX. Impedancias reducidas primer ciclo ejemplo con barras

NOMBRE	PUNTO	IMPEDANCIA CALCULADA PRIMER CICLO	
		R	X
FUENTE	A	0.013289	0.199558
T1	B	0.015890	0.349600
C1	C	0.052900	0.050240
M1	D	0.166100	4.650000
C2+T2	E+F	0.907080	5.703460
COMBINACIÓN G	G	3.320000	18.480000
C3	H	0.158670	0.150290
M3	I	0.434000	12.370000
T3	J	1.233000	7.397900

Sobre la base de la información anterior, se puede armar la matriz de impedancias entre barras. Esta matriz se le llama “Matriz primitiva de impedancias” (z_{prim}) y no es mas que una matriz con tantas filas y columnas como barras existen en el sistema, incluyendo la de referencia. La impedancia que une determinada barra, se coloca en la matriz en la columna y fila cuyos índice corresponde a las barras que une. Para este caso, la matriz queda como sigue:

Tabla XXX. Matriz primitiva de impedancias ejemplo con barras

F/C	0	1	2	3	4	5	6
0	0	0.0133+j0.1996	0	0.1661+j4.6500	3.3200+j18.480	0.4340+j12.370	0
1	0.0133+j0.1996	0	0.0159+j0.3496	0	0	0	0
2	0	0.0159+j0.3496	0	0.0529+j0.0502	0.9071+j5.7035	0.1587+j0.1503	1.2330+j7.3979
3	0.1661+j4.6500	0	0.0529+j0.0502	0	0	0	0
4	3.3200+j18.480	0	0.9071+j5.7035	0	0	0	0
5	0.4340+j12.370	0	0.1587+j0.1503	0	0	0	0
6	0	0	1.2330+j7.3979	0	0	0	0

Después, se calcula la “Matriz primitiva de admitancias” (y_{prim}) que es la que se forma a partir del reciproco de cada impedancia de la matriz anterior (no confundir con la inversa de la matriz, que es otra operación muy distinta).

Tabla XXXI. Matriz primitiva de admitancias ejemplo con barras

F/C	0	1	2	3	4	5	6
0	0	0.3322-j4.9890	0	0.0077-j0.2148	0.0094-j0.0524	0.0028-j0.0807	0
1	0.3322-j4.9890	0	0.1297-j2.8545	0	0	0	0
2	0	0.1297-j2.8545	0	9.9390-j9.4392	0.0272-j0.1710	3.3220-j3.1466	0.0219-j0.1315
3	0.0077-j0.2148	0	9.9390-j9.4392	0	0	0	0
4	0.0094-j0.0524	0	0.0272-j0.1710	0	0	0	0
5	0.0028-j0.0807	0	3.3220-j3.1466	0	0	0	0
6	0	0	0.0219-j0.1315	0	0	0	0

A partir de estas admitancias, se forma la “Matriz de admitancias de bus o de barra” ó YBUS. Esta matriz se forma por inspección, es decir, que se tiene que hacer manualmente inspeccionando el diagrama o la matriz primitiva de admitancias y colocando el valor que corresponde en el lugar correcto. El algoritmo (o regla) a seguir es la siguiente:

- Se suman todas las admitancias que llegan a una misma barra y la suma se coloca como elemento con el índice $i = j$ de la matriz de admitancias de barra de tal forma que i y j correspondan a la barra a la que las admitancias llegan.
- Se suman todas las admintancias que unen las barras, se le cambia el signo a la suma (o lo que es lo mismo, se multiplica la suma por -1) y se coloca este valor como elemento (i,j) de la diagonal superior de la matriz en la cual i corresponde a una barra y j a la otra barra a la que conectan las admitancias que se calculan. El elemento (j,i) correspondiente de la diagonal superior debe de ser colocado para formar la matriz completa.
- La matriz de admitancias de barra no incluye a la barra de referencia (cero) aunque si se toman en cuenta las admitancias que vienen de esta barra a cualquier otra para la formación de la matriz.

Para el ejemplo mostrado, la matriz de admitancias de bus o YBUS correspondiente es:

Tabla XXXII. Matriz de admitancias YBUS ejemplo con barras

F/C	1	2	3	4	5	6
1	-0.462+j7.8435	0.1297-j2.8545	0	0	0	0
2	0.1297-j2.8545	-13.44+j15.743	9.9390-j9.4392	0.0272-j0.1710	3.3220-j3.1466	0.0219-j0.1315
3	0	9.9390-j9.4392	-9.9467+j9.6540	0	0	0
4	0	0.0272-j0.1710	0	-0.0366+j0.2234	0	0
5	0	3.3220-j3.1466	0	0	-3.3248+j3.2273	0
6	0	0.0219-j0.1315	0	0	0	-0.0219+j0.1315

Las impedancias de barra se encuentran aplicando la operación matricial de inversión a la matriz de admitancias de barra. El resultado es la “Matriz de impedancias de bus o de barra” o ZBUS. Al invertir la matriz anterior, se obtiene:

Tabla XXXIII. Matriz de impedancias ZBUS ejemplo con barras

F/C	1	2	3	4	5	6
1	-0.0125-j0.1883	-0.0115-j0.1687	-0.0095-j0.1669	-0.0094-j0.1290	-0.0093-j0.1667	-0.0115-j0.1687
2	-0.0115-j0.1687	-0.0253-j0.4642	-0.0201-j0.4593	-0.0210-j0.3549	-0.0194-j0.4586	-0.0253-j0.4642
3	-0.0095-j0.1669	-0.0201-j0.4593	-0.0667-j0.5046	-0.0170-j0.3512	-0.0143-j0.4537	-0.0201-j0.4593
4	-0.0094-j0.1290	-0.0210-j0.3549	-0.0170-j0.3512	-0.7317-j4.6300	-0.0165-j0.3507	-0.0210-j0.3549
5	-0.0093-j0.1667	-0.0194-j0.4586	-0.0143-j0.4537	-0.0165-j0.3507	-0.1685-j0.6034	-0.0194-j0.4586
6	-0.0115-j0.1687	-0.0253-j0.4642	-0.0201-j0.4593	-0.0210-j0.3549	-0.0194-j0.4586	-1.2583-j7.8621

La diagonal principal representa la impedancia de Thevenin de las barras. Al comparar dichas impedancias de la matriz anterior, se puede observar que los valores son similares a los obtenidos por el otro método. Las pequeñas diferencias se deben principalmente a la exactitud de los decimales.

Al dividir el voltaje prefalla por unidad (que se asumió de 1) entre estas impedancias, se obtienen las corrientes de falla para cada barra. En forma de ecuación esto es:

$$I_f = I_{(b,b)} = \frac{E}{Z_{BUS(b,b)}}$$

De donde:

- $I_f = I_{(b,b)}$ Corriente de falla de la barra b
 E Voltaje de prefalla, en nuestro caso igual a uno.
 $Z_{BUS(b,b)}$ Impedancia de la barra b.

Con las otras impedancias, se puede encontrar las contribuciones de corriente desde la barra i a la barra j y viceversa. Para esto se aplica la siguiente ecuación:

$$I_{(i,j)} = \left(\frac{Z_{BUS(i,b)} - Z_{BUS(j,b)}}{Z_{BUS(b,b)} * z_{prim(i,j)}} \right)$$

De donde:

- $I_{(i,j)}$ Contribución de la barra i hacia la barra j fallada (también llamado b).
 $Z_{BUS(i,b)}$
 $Z_{BUS(j,b)}$ Impedancias obtenidas de la matriz Zbarra, siendo b la barra fallada.
 $Z_{BUS(b,b)}$
 $z_{prim(i,j)}$ Impedancia primitiva entre las barras i – j. Se obtiene de zprim.

Para el ejemplo anterior, al aplicar estas ecuaciones, colocar los resultados en forma matricial en valores por unidad y en forma compleja se obtiene:

Tabla XXXIV. Corrientes de falla valor complejo pu ejemplo con barras

F/C	1	2	3	4	5	6
0	0.3322-j4.989	0	0.077-j0.2148	0.0094-j0.0524	0.0028-j0.0807	0
1	-0.3502+j5.2865	0.0965-j1.8158	0	0	0	0
2	0.0180-j0.2975	-0.1172+j2.1480	0.2497-j1.7331	0.0239-j0.1583	0.4264-j1.4566	0.0198-j0.1240
3	0	0.0099-j0.2123	-0.2574+j1.9478	0	0	0
4	0	0.0070-j0.0401	0	-0.0333+j0.2107	0	0
5	0	0.0038-j0.0797	0	0	-0.4292+j1.5374	0
6	0	0	0	0	0	-0.0198+j0.124

Es importante observar de que se incluye en las filas la barra cero para poder incluir la contribución de esta barra hacia cada barra fallada. La contribución se toma de la barra representada en la fila hacia la barra representada en la columna. Por ejemplo, la contribución de la barra cero o de referencia a la barra uno es de 0.3322-j4.989 pu.

De igual forma, se puede calcular la contribución en valor absoluto y en por unidad. Los valores quedan de la siguiente forma:

Tabla XXXV. Corrientes de falla valor absoluto pu ejemplo con barras

F/C	1	2	3	4	5	6
0	5.0000	0.0000	0.2149	0.0533	0.0808	0.0000
1	5.2980	1.8184	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.2981	2.1511	1.7510	0.1601	1.5177	0.1256
3	0.0000	0.2125	1.9648	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0407	0.0000	0.2133	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0798	0.0000	0.0000	1.5962	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1256

Para comprobar los cálculos con el método anterior, se puede calcular las corrientes absolutas en amperios utilizando las bases para cada punto de las fallas.

Punto de falla No. 1

Corresponde a la barra No 2 en la figura No. 20, entonces:

$$I_{f1} = I_{pu(2,2)} * I_b = 2.1511 * 13,879 = 29,856A$$

Punto de falla No. 2

Corresponde a la barra No. 3 de la figura No. 20, entonces:

$$I_{f2} = I_{pu(3,3)} * I_b = 1.9648 * 13,879 = 27,269A$$

Punto de falla No. 3

Corresponde a la barra No. 4 de la figura No. 20, entonces:

$$I_{f3} = I_{pu(4,4)} * I_b = 0.2133 * 120,281 = 25,656A$$

Punto de falla No. 4

Corresponde a la barra No. 5 de la figura No. 20, entonces:

$$I_{f4} = I_{pu(5,5)} * I_b = 1.5962 * 13,879 = 22,154A$$

Punto de falla No. 5

Corresponde a la barra No. 6 de la figura No. 20, entonces:

$$I_{f5} = I_{pu(6,6)} * I_b = 0.1256 * 120,281 = 15,107A$$

Como se puede observar en los resultados, los valores son bastante cercanos a los encontrados usando el primer método y por lo tanto es posible usar los dos dependiendo de la complejidad del sistema. El sistema matricial también puede ser usado para la red interruptiva para lo cual se tiene que usar las impedancias calculadas

2. TEORÍA DE OPERACIÓN DE INTERRUPTORES Y LIMITADORES

Al estudiar los sistemas de protección de redes eléctricas, no se puede dejar de mencionar los dispositivos que realizan la función de interrumpir el suministro de energía hacia los puntos de falla. Muchas veces estos dispositivos tienen también la función de interrumpir la energía bajo condiciones normales y no solamente bajo falla. Sin embargo, debido a que su principal función es interrumpir la energía hacia los puntos de una falla, entonces están diseñados para soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos que se generan cuando se interrumpen corrientes eléctricas de gran magnitud.

Los principales dispositivos que realizan esta función son los fusibles, los interruptores de potencia (llamados en Inglés "*brakers*") y los limitadores de corrientes de falla (llamados FCL por sus siglas en Inglés). Estos últimos no son mas que fusibles con funciones especiales. En este capítulo, se describe brevemente la teoría de operación de estos tres dispositivos que son fundamentales en cualquier sistema de protección de redes eléctricas.

2.1 Fusible

Se puede definir a un fusible como aquel dispositivo básico de protección eléctrica que consiste en un elemento conductor cuya aleación y dimensiones específicas están calculados en forma precisa para fundirse cuando la corriente que pasa por él en un cierto período de tiempo alcanza un límite determinado. Este límite de corriente no es un valor fijo, mas bien es un rango de valores de corriente. Esto se debe a que el fusible se funde por el calor generado (efecto Joule, I^2t) generado por la corriente que pasa por él. Podemos concluir entonces, que el fusible es un dispositivo cuya apertura se realiza por energía, es decir potencia disipada en determinado tiempo.

2.1.1 Forma constructiva

Existen distintos tipos de fusibles en cuanto a su forma constructiva. Principalmente existen los fusibles tipo tapón y tipo cartucho. Los primeros se utilizan en baja tensión y los segundos en baja y en alta tensión. Cualquiera que sea su forma física, el fusible es un elemento conductor soportado por dos terminales las que a su vez encajan en bases conductoras soportadas por aisladores adecuados al voltaje de operación. El elemento conductor puede estar formado por un solo conductor de una aleación o por distintos conductores de distintas aleaciones unidos por soldadura. El elemento conductor se puede encontrar rodeado de aire, arena de cuarzo o cualquier otro material que sirva para extinguir el arco generado durante la apertura y enfriar los gases que se generan por dicho arco. Tanto el elemento conductor como el medio extintor del arco, se encuentran encapsulados para evitar cualquier contacto con el exterior. Los fusibles pueden ser utilizados en configuraciones especiales que permiten abrir y cerrar circuitos eléctricos por medio de una pértiga. Estas configuraciones especiales se les llama cortacircuitos o en Inglés se les denomina “*cutouts*”.

2.1.2 Característica tiempo-corriente

Como se vio anteriormente, el fusible es un dispositivo que opera por energía. El elemento conductor del fusible se funde cuando la energía disipada por él alcanza determinado valor. La energía no es más que la potencia en el tiempo y la energía eléctrica está relacionada a la corriente a través de la relación I^2R . Realizando algunos cálculos es posible establecer la relación corriente-tiempo por medio de la relación I^2t . Debido a lo anterior, la energía a la cual se funde un fusible se puede expresar también como I^2t . Al graficar $I^2t = \text{constante}$ (la energía a la cual se funde el fusible) para los distintos valores de corriente y tiempo, entonces se obtiene la curva característica del fusible. Esta curva se grafica usando escalas logarítmicas en ambos ejes y sirven para encontrar cuánto tiempo tarda en operar el fusible cuando la corriente ha alcanzado un valor arriba del nominal. Cuando la corriente es igual o menor al valor nominal del fusible este no opera, es decir su elemento conductor no se funde.

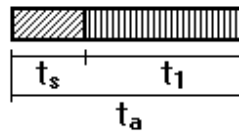
Existen tres tiempos importantes en la operación de un fusible.

Estos tiempos son:

- a. Tiempo de fusión o "*Melting time*" (t_s): Es el que transcurre desde que comienza a circular una corriente que provoque la fusión del elemento conductor del fusible hasta que comienza a establecerse el arco.
- b. Tiempo del arco, de extinción o "*Arcing Time*" (t_1): Es el que transcurre desde que se establece el arco hasta que deja de circular corriente.
- c. Tiempo de desconexión, interrupción, limpieza de falla o *Clearing Time* (t_a): Es la suma de tiempo de fusión y el tiempo de extinción.

Estos tiempos se pueden observar en la figura 21.

Figura 21. Tiempos de operación de un fusible



A partir de estos tiempos, para distintas corrientes, se originan las curvas características de los fusibles siempre tomando como base la relación I^2t . Estas curvas son inversas, es decir, a mayor corriente el tiempo que tarda el fusible en operar (o fundirse el elemento conductor) es menor.

Existen dos curvas tiempo-corriente que caracterizan a los fusibles y que sirven para seleccionar el fusible adecuado para cada aplicación. La primera, llamada “curva de tiempo mínimo de fusión” o en Inglés “*Minimum melting time-current curve*”, nos da el valor del tiempo de fusión (t_s) para cada valor de corriente a voltaje nominal. En la figura 22 se puede observar una gráfica de este tipo para distintos tipos de fusibles a 4.8 Kv.

A480R-1, A480R-1HE, 4800 Volts

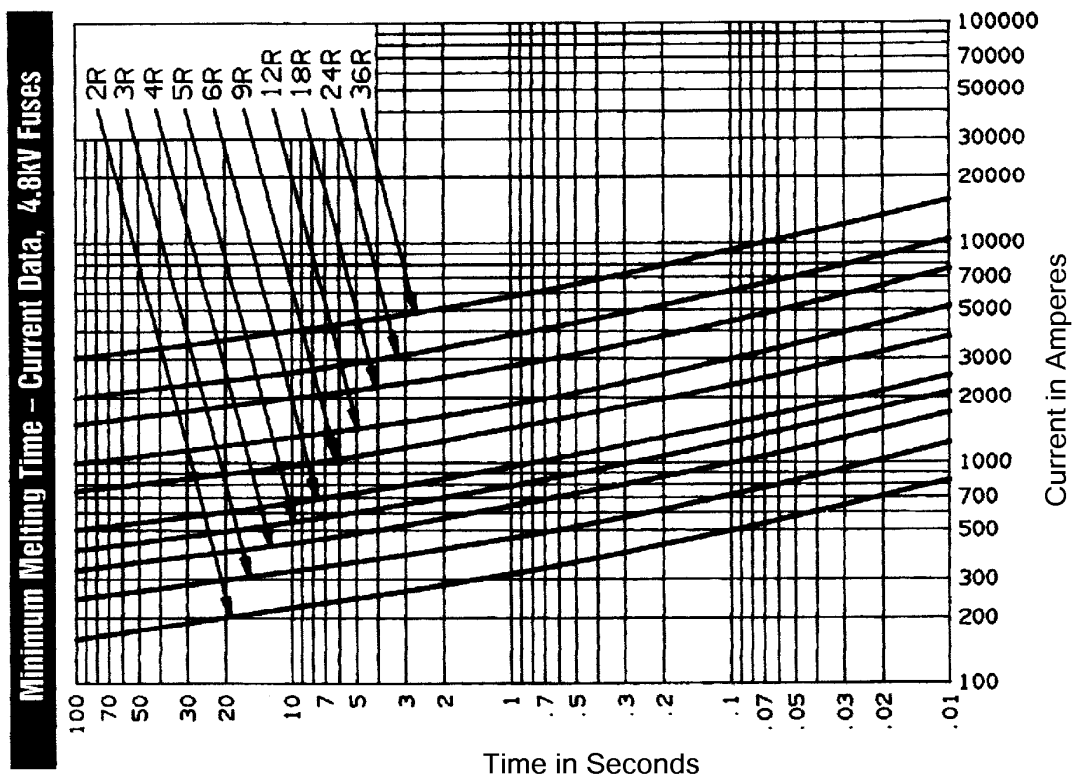
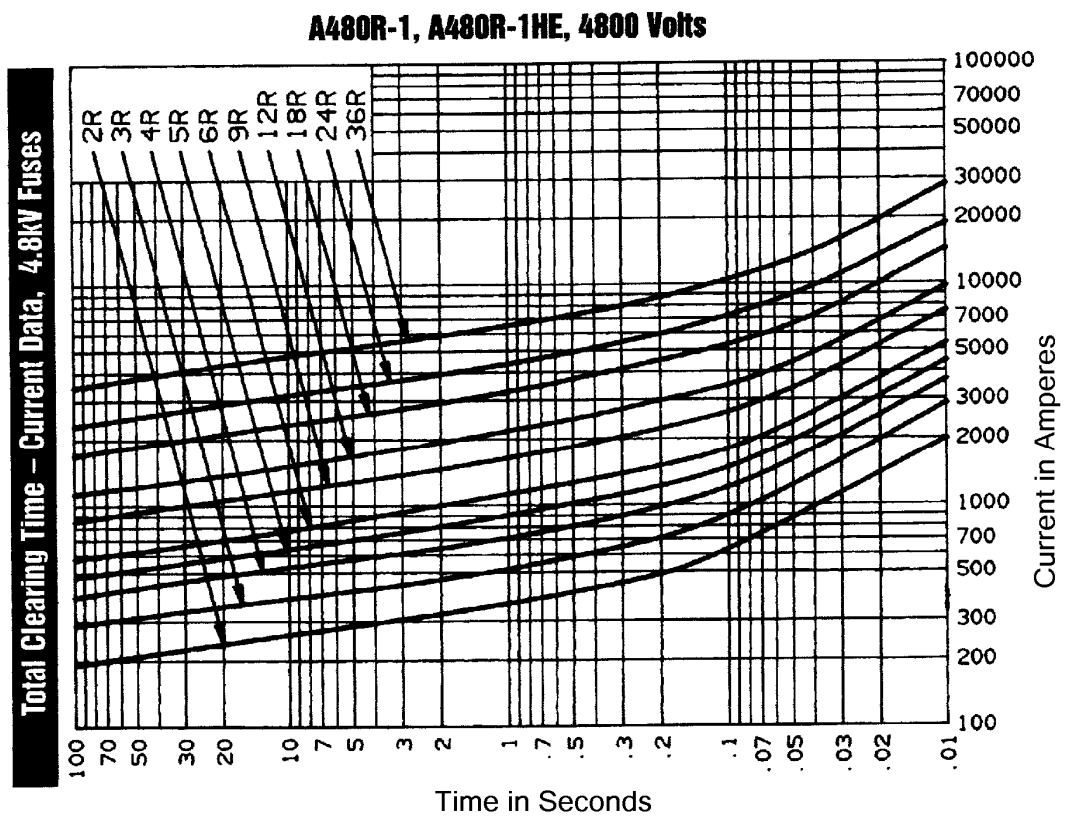


Figura 22. Tiempo mínimo de fusión de un fusible

Fuente: Feraz-Shawmut. Médium voltage fuses/R-Rated. Pag. E-30

La segunda gráfica es la del tiempo total de interrupción o limpieza de la falla llamada en Inglés “*Total Clearing Time-Current curve*” la cual da el valor del tiempo de interrupción (ta) para cada valor de corriente a voltaje nominal. Un ejemplo de esta gráfica se puede ver en la figura 23.

Figura 23. Tiempo total de interrupción o limpieza de la falla



Fuente: Feraz-Shawmut. Médium voltage fuses/R-Rated. Pag. E-30

2.1.3 Característica de limitación de corriente.

Cuando se usan fusibles en media y alta tensión, es necesario utilizar fusibles cuyas características eviten que las corrientes de cortocircuito alcancen valores demasiado elevados. Las corrientes de cortocircuito elevadas en media y alta tensión pueden generar grandes daños no solamente a los equipos sino que también a las personas. Actualmente se pueden encontrar en el mercado fusibles con características de limitación de corriente. De hecho, los limitadores de corrientes de cortocircuitos (FCL) son un tipo especial de fusibles limitadores. En el caso de estos limitadores de corriente de cortocircuito se utilizan técnicas especiales para lograr limitar los valores de cortocircuito y por eso se les dedica un apartado especial en este trabajo. Los fusibles limitadores de corriente (en Inglés “*Current-Limiting Fuses*”) están diseñados de tal forma que interrumpan la corriente de cortocircuito durante el primer ciclo para evitar de esta forma que se alcance el pico natural máximo de corriente de cortocircuito disponible en el punto de falla.

El principio de funcionamiento de estos fusibles se basa en la producción de un arco que genere un voltaje el cual exceda el voltaje del sistema para así forzar a la corriente a un valor de cero en el siguiente paso por cero del voltaje. El voltaje del arco se genera como consecuencia de la fundición del elemento conductor y del medio de extinción que rodea a este, generando un camino de alta impedancia. Como sabemos, una falla de cortocircuito genera una corriente mas inductiva que resistiva por lo que al fundirse el fusible y generar un camino resistivo, la corriente y el voltaje son forzados a estar en fase y por lo tanto el próximo paso por cero del voltaje corresponde también al próximo paso por cero de la corriente (están en fase el voltaje y la corriente como debe de ser en un circuito resistivo). Es importante notar que cuando se inicia el arco la corriente es inductiva (no resistiva), sin embargo, esta corriente es limitada a un valor mucho mas bajo conforme el arco se va volviendo mas resistivo. La interrupción total sucede cuando la corriente (y por lo tanto el voltaje) pasan por cero.

. El grado de limitación de corriente dependerá de la corriente de cortocircuito disponible en el punto de falla y del momento específico de la onda de voltaje en el que se produce el cortocircuito (ver punto 1.1.4, Corrientes de cortocircuito asimétricas). A mas corriente disponible en el punto de la falla, mas será la corriente que circula inicialmente por el fusible y menos la acción limitadora de este. Cuando la falla es completamente asimétrica, el punto máximo de la corriente de cortocircuito sucede aproximadamente a medio ciclo (corriente mas inductiva) y cuando es simétrica, el punto máximo de la corriente de cortocircuito sucede exactamente a un cuarto de ciclo (menos inductiva). Debido a esto, la acción limitadora de los fusibles cambia con el grado de asimetría de la falla, entre mas asimétrica (inductiva) mayor será la corriente de falla y menos la acción limitadora del fusible.

Los fabricantes de estos fusibles proporcionan las curvas características de limitación de corriente en la cual relacionan el valor eficaz (RMS) inicial de la corriente asimétrica disponible en el punto de la falla (corriente de cortocircuito máxima disponible) con el pico de corriente máximo permitido por el fusible en amperios instantáneos durante el tiempo de desconexión (también llamada corriente de paso).

Algunos fabricantes proporcionan las curvas en función de la corriente máxima inicial disponible en el punto de falla en valores eficaces (RMS) simétricos en lugar de valores asimétricos. Generalmente se utiliza un valor de asimetría de 1.6 para convertir un valor simétrico a un valor asimétrico. En la figura 24 podemos observar una gráfica en la cual se expresa la corriente máxima disponible en valores asimétricos y en la figura 25 una en la cual se expresa en valores simétricos.

Estos fusibles son los mas utilizados en la industria y son utilizados por los FCL's por lo que será el objeto de estudio en los puntos siguientes.

Figura 24. Curva característica de un fusible limitador de corriente (corriente asimétrica de cortocircuito máxima disponible)

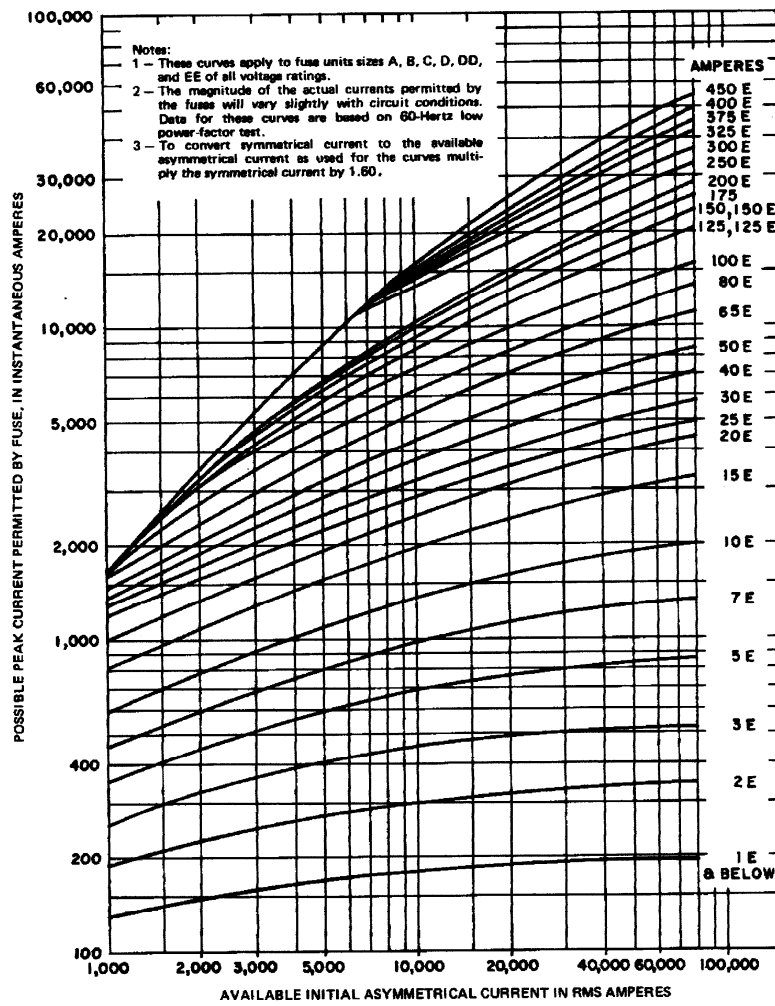
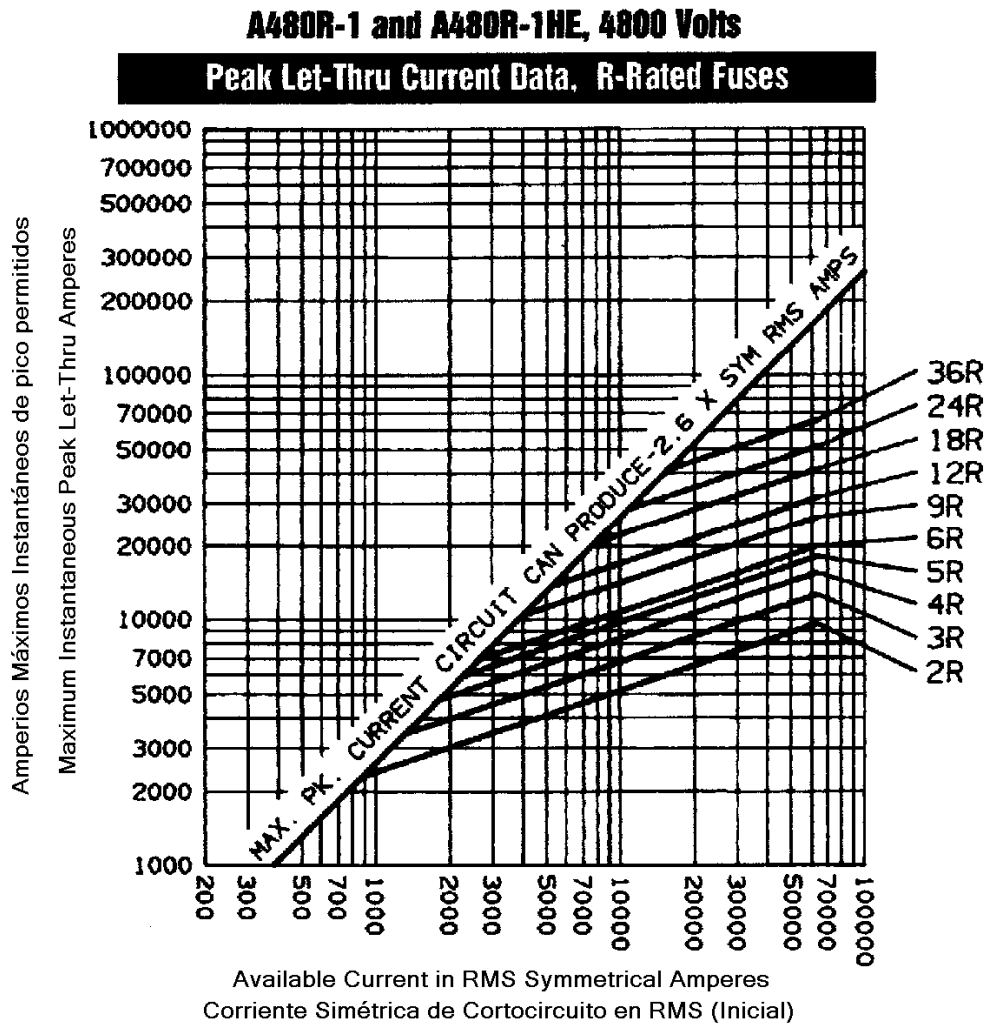


Fig. 1. Current-limiting characteristics of Types EJ-1 and EJO-1 fuses.

Figura 25. Curva característica de un fusible limitador de corriente (corriente simétrica de cortocircuito máxima disponible)



Fuente: Feraz-Shawmut. Médium voltage fuses/R-Rated. Fig. E-31

2.1.4. Selección de fusibles

Para realizar una buena selección de los fusibles es importante considerar todos los factores que afectan la instalación. Adicional a los parámetros básicos de los fusibles, es necesario conocer las condiciones de falla bajo las cuales tiene que operar. Estas condiciones se pueden conocer a través del estudio de cortocircuito. Los factores mas importantes para escoger un fusible los podemos resumir en los siguiente:

- a. Corriente nominal.
- b. Voltaje nominal.
- c. Frecuencia nominal.
- d. Capacidad interruptiva.
- e. Localización.
- f. Montaje.
- g. Coordinación.

2.1.5 Corriente nominal

Cada fusible esta capacitado para manejar en forma continua la corriente nominal para la que fue diseñado sin que exceda el límite térmico establecido. En algunas aplicaciones, sin embargo, no es aconsejable que el valor nominal de corriente del fusible coincida con el valor nominal de la carga que protege. Esto es así, ya que la capacidad térmica del fusible, por lo general, es menor que la de la carga por lo que no será capaz de manejar las sobrecargas de los motores o transformadores. El someter al fusible a sobrecargas puede ocasionar cambios en las características de fundición del elemento conductor. También es posible que por razones de coordinación con otros equipos de protección o cuando se requiera carga adicional por períodos cortos de tiempo, sea necesario colocar fusibles de mayor capacidad que los calculados. Por lo general, los fusibles se utilizan como elementos que protegen contra cortocircuitos y no contra sobrecargas.

Cuando se selecciona un fusible, se debe de considerar las corrientes transitorias generadas principalmente por las corrientes de magnetización de los transformadores y los arranques de los motores.

2.1.6 Voltaje nominal

Cuando las cargas trifásicas están conectadas en delta, se recomienda que el voltaje máximo de línea a línea se encuentre entre el 70 al 100 por ciento del voltaje nominal de operación del fusible. Cuando las cargas trifásicas están conectadas en estrella aterrizado, se recomienda utilizar fusibles con un voltaje nominal igual al voltaje de línea a tierra del sistema. Por el contrario, el voltaje nominal del fusible puede exceder por cualquier valor el voltaje nominal del sistema a excepción de aquellos casos en los que existen limitaciones al los transientes de voltaje generado como producto de la extinción del arco (ver punto 2.1.3).

Para fusibles limitadores de corriente (ver inciso 2.1.3), las normas ANSI (tabla 5, ANSI Standard C37.46) reglamentan los picos máximos de voltaje permitidos para los fusibles. Esto lo podemos observar en la tabla XXXVI.

Tabla XXXVI. Sobrevoltajes máximos permitidos para fusibles limitadores de corriente

Voltaje Nominal del Sistema (KV)	Voltaje Máximo (KV)	Pico Máximo de Sobrevoltaje (KV)
2.4	2.75	9
4.8	5.50	17
1.2	8.25	25
13.8	15.00	45
14.4	15.50	45
23.0	25.30	75
34.5	38.00	109

Fuente: GET-3039G. GE Current-Limiting Power Fuses. Pág. 4

2.1.7 Frecuencia nominal

En América, los fusibles están diseñados para 60 hertz. En Europa se diseñan para 50 hertz. Sin embargo, es posible usar fusibles americanos o europeos en ambas frecuencias sin reducir sus capacidades (*derating*). Para frecuencias menores a 50 hertz si es necesario reducir las capacidades de los fusibles (*derating*).

2.1.8 Capacidad interruptiva

La capacidad interruptiva del fusible debe de igualar o exceder el valor de la corriente disponible de cortocircuito en el punto en el que se instalará el fusible. La capacidad interruptiva de un fusible se expresa en términos de la potencia de cortocircuito simétrica, sin embargo, la capacidad real del fusible esta dada en términos de la corriente asimétrica. Es una práctica común expresar la corriente asimétrica como 1.6 veces la corriente simétrica, sin embargo, este factor de asimetría viene de la relación X/R (ver punto 1.2.7), por lo que podría ser mayor. Debido a los valores típicos de la relación X/R encontrados en la realidad, se ha tomado 1.6 para determinar la capacidad interruptiva de los fusibles.

La relación entre la capacidad interruptiva expresada en MVA y la capacidad interruptiva expresada en Amperios asimétricos esta dado por la siguiente relación:

$$MVA_{3\phi} = \sqrt{3} * \left(\frac{KV_{\text{No min ales-fusible}}}{1000} \right) * \left(\frac{I_{\text{capacidad-int erruptiva-fusible}}}{1.6} \right)$$

De donde:

$MVA_{3\phi}$ = Capacidad interruptiva (simétrica) trifásica.

$KV_{\text{No min ales-fusible}}$ = Kilovoltios línea a línea nominales del fusible.

$I_{\text{capacidad-int erruptiva-fusible}}$ = Capacidad interruptiva (asimétrica) del fusible.

Finalmente, es muy importante notar que si la corriente de cortocircuito en el punto en el que se encuentra el fusible supera la capacidad interruptiva del fusible, al momento de

presentarse una falla existe la posibilidad de explosión ya que el fusible no es capaz de manejar la energía asociada al cortocircuito. El fusible es un elemento que trabaja sobre la base de la energía térmica generada por la corriente eléctrica.

2.1.9 Localización

De acuerdo a la aplicación, los fusibles se pueden colocar en exteriores o interiores. En el caso de los fusibles para exteriores, estos deben de estar diseñados para este uso y deben de adecuarse a las bases y soportes que se usaran. Se deben de tomar todas las medidas necesarias para evitar contactos accidentales. Los espacios requeridos por las normas de acuerdo al nivel de voltaje usado deben respetarse. Normalmente, los fusibles para interiores se colocan dentro de armarios.

2.1.10 Montaje

Básicamente existen dos tipos de soportes para fusibles, los que sirven para desconectar y los que son fijos. Los primeros se usan principalmente en transformadores en donde existe otro medio de desconexión para aislamiento. Los segundos se usan en interruptores especiales que pueden aislar los circuitos que protegen, sin embargo, no están diseñados para desconectar circuitos bajo carga o corrientes magnetizantes.

2.1.11 Coordinación

Coordinar los órganos protectores (protecciones) de un sistema eléctrico significa, escoger las intensidades y tiempos de respuesta de cada órgano de tal forma que sean menores cuanto más próximos están al receptor de energía eléctrica.

Cuando se habla de coordinación generalmente se hace referencia a un órgano protector y a un órgano protegido. Cuando la coordinación es correcta, el primero tiene que actuar antes que el segundo. Para lograr esto, se recurre a las curvas características de

tiempo-corriente para “escalonar” dichas curvas y coordinar adecuadamente los órganos de protección. Esto implica que el órgano protegido debe de ser capaz de llevar la corriente de plena carga del sistema que protege y tener una curva cuyo tiempo de reacción sea mayor que la del órgano protector para así garantizar que el segundo actuará primero. Normalmente se utiliza un factor de 1.25 (25%) para escalar, en tiempo, las curvas apropiadas de ambos órganos de protección. Este 25% toma en cuenta la dispersión de las corrientes de respuesta de los órganos de protección. En el caso de los fusibles, por ejemplo, el tiempo mínimo de fusión (*Minimum melting time*) del fusible protegido debe de ser al menos 25% mayor que el tiempo máximo de limpieza de la falla (*Maximum clearing time*) del fusible protector asegurando de esta forma que el segundo actuará antes que el primero.

La coordinación del órgano de protección situado justo antes del equipo que protege (transformador, motor, cables, etc.) se hace sobre la base de la curva de daño de este equipo que esta siendo protegido. La curva de daño del equipo es, al igual que las curvas vistas anteriormente para fusibles, graficada en papel con escalas logarítmicas y relaciona el tiempo con la corriente que dañarían al equipo a causa de la energía asociada a la corriente (efecto Joule, I^2t). Al igual que las curvas de los fusibles, las de daño son inversas.

2.1.12 Selectividad

La selectividad se refiere a la coordinación de aparatos de maniobra y órganos de protección en serie de tal forma que desconecte el mas próximo a la falla o cortocircuito. Existen distintos tipos de selectividad, designados según los criterios de tiempo, intensidad, tensión y sentido de flujo de potencia. Como se puede ver, la coordinación descrita en el punto 2.1.11 es la forma de lograr selectividad en cuanto a tiempo y corriente.

2.2 Interruptor de potencia

Se puede definir como un aparato mecánico capaz de conectar, conducir y desconectar las corrientes que se establecen en un circuito eléctrico en condiciones normales y de conectar, conducir por un tiempo determinado y desconectar las corrientes que se establecen

en el circuito eléctrico bajo determinadas condiciones anormales, como por ejemplo, en caso de cortocircuito. Para cortocircuitos, los interruptores no cuentan con una protección intrínseca en la naturaleza del equipo, contrario a los fusibles que operan por energía y se destruyen liberando así la falla. Los interruptores necesitan algún medio externo que detecte las condiciones del circuito bajo falla y le envíe la orden de apertura al interruptor. Para conexiones y desconexiones normales, pueden ser accionados manualmente o en forma motorizada. Sin embargo, al contrario de los fusibles que al actuar debido a un cortocircuito se destruyen y es necesario reemplazarlos, los interruptores pueden abrir (dentro de sus límites de diseño) fallas y pueden ser usados nuevamente dentro del circuito. Esto impone una gran versatilidad para el manejo de los circuitos eléctricos, especialmente los de media tensión que es el enfoque de este estudio.

2.2.1 Forma constructiva

Existen distintos tipos de interruptores de potencia en cuanto a su forma constructiva, sin embargo, el enfoque será en los interruptores de potencia trifásicos de media tensión utilizados en la industria. En estos interruptores se pueden encontrar básicamente las siguientes partes:

- Polos: Son los elementos conductores constituidos por contactos que al unirse establecen la corriente a través del interruptor. Un polo está formado por un par de contactos eléctricos. Estos contactos se colocan comúnmente en recipientes al vacío, en aceite o con bajo contenido o con algún tipo de gas (SF₆, por ejemplo).
- Cámara extintora del arco: Como se mencionó anteriormente, los contactos se encuentran en recipientes (cámaras de extinción) al vacío, en aceite o con algún medio que sirva para extinguir el arco eléctrico. La tarea de la cámara de extinción consiste en desionizar el tramo utilizado por el arco durante la desconexión cuando la corriente pasa por cero y de esta forma reestablecer la resistencia dieléctrica entre los contactos de un mismo polo evitando de esta forma que el arco se reestablezca. Cuando se interrumpen cargas inductivas, se pueden

producir sobre tensiones excesivas cuando la corriente se interrumpe antes de su paso por 0 (ver punto 1.1.4). Esto se evita manteniendo la potencia y la energía del arco lo más bajo posible. En el caso los interruptores de potencia al vacío, al abrir los contactos del polo, la corriente a desconectar induce una descarga de arco en vapor metálico. A través del plasma (estado en el cual se han acelerado tanto los electrones del gas que se han separado de sus átomos) de vapor metálico generado por el arco, fluye la corriente hasta su siguiente paso por 0. El arco se extingue cuando la corriente se hace 0, condensándose el vapor metálico conductor de nuevo sobre las superficies metálicas de los contactos.

Todo esto sucede en microsegundos, de tal forma que después de extinguido el arco, se establece nuevamente la resistencia dieléctrica entre contactos. Estos interruptores son los mas adecuados para la maniobra de motores, transformadores, capacitores y en general los equipos de media tensión usados en la industria. En el caso de los interruptores de potencia en aceite, las cámaras internas y los contactos están diseñados de tal forma que al momento de la apertura, se impulsa aceite hacia los puntos en los que se forma el arco. En el caso de corrientes altas, el gas generado por el arco genera presiones adicionales que impulsan el aceite por las cámaras internas de tal forma que ayudan a extinguir el arco. Los gases y vapores de aceite generados durante este proceso regresan a su fase líquida al finalizar el proceso de extinción.

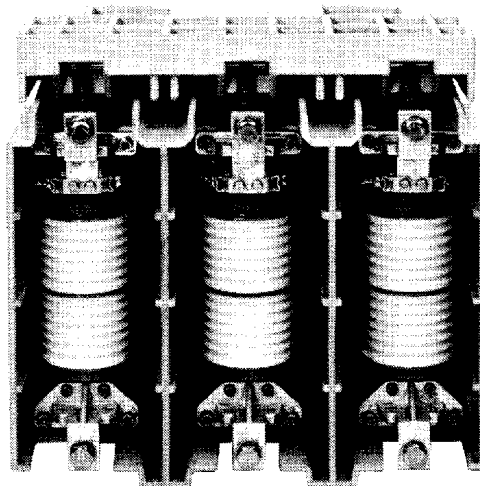
Para los interruptores en gas (como el de SF₆), se aprovecha la sobre presión generada por el gas debido al arco para interrumpir la corriente durante su paso por cero. Estos interruptores no son comunes en media tensión. Se utilizan principalmente para alta tensión.

- Acumulador de energía: La energía necesaria para la conexión y desconexión del interruptor, se acumula en resortes. Existe un resorte para acumular energía para la conexión y resortes que acumulan energía para la desconexión. Esto permite velocidades altas de conexión y desconexión así como energía suficiente para las maniobras aun en caso de falla en la energía eléctrica de mando. En el caso de accionamientos manuales, estos resortes se cargan de energía utilizando una

manecilla. En el caso de sistemas motorizados, la carga se realiza por medio de un motor eléctrico. Actualmente, los interruptores motorizados cuentan también con un sistema manual para cubrir las emergencias.

- Bobina de cierre: Los interruptores pueden ser accionados localmente (sea manualmente o con motor) o en forma remota. Para facilitar esta operación, los interruptores se fabrican con una bobina de cierre que libera (por medio de un mecanismo) el resorte de conexión.
- Bobina de apertura: Al igual que la bobina de conexión, esta bobina libera el resorte de desconexión permitiendo así la apertura del interruptor. En este caso, la señal eléctrica de apertura puede provenir de una maniobra normal de apertura o de un relevador de protección el cual actúa en caso de falla (cortocircuito por ejemplo).
- Aisladores: Los polos están aislados de tierra por medio de aisladores de resina. Todo el conjunto se coloca en cajas o armarios apropiados al tamaño del interruptor. En la figura 26 podemos observar un interruptor de potencia de media tensión.

Figura 26. Vista frontal de un interruptor de potencia al vacío



2.2.2 Selección

La selección de los interruptores de potencia consiste básicamente en determinar los requerimientos de trabajo para el interruptor requeridos por el sistema y compararlo con los valores nominales de los interruptores dados por los fabricantes. Los valores nominales del interruptor seleccionado deben de ser iguales o exceder los requerimientos de trabajos requeridos por el sistema en el cual se va a colocar.

Los requerimientos de trabajo dependen de las características del circuito en el punto en donde se colocará el interruptor. Las características mas importantes son:

- Voltaje del circuito.
- Frecuencia del sistema.
- Corriente carga continua requerida.
- Corriente de cortocircuito.
- Máxima corriente asimétrica de falla de primer ciclo.
- Tiempo nominal de separación o apertura de contactos.

Adicionalmente, se deben considerar ciertas condiciones especiales que dependen de la aplicación. Estas condiciones son:

- Trabajo repetitivo de conexión / desconexión.
- Recierre automático.
- Conexión / desconexión de hornos de arco eléctrico.
- Conexión / desconexión de reactores.
- Conexión / desconexión de capacitores.
- Transferencias rápidas.
- Cualquier condición inusual.

2.2.3 Voltaje

Según las normas ANSI , los voltajes estandarizados para interruptores de medio voltaje son 4.16 Kv, 7.2 Kv y 13.8 Kv. Sin embargo, todos los fabricantes de interruptores diseñan sus equipos para soportar voltajes mayores. La corriente de cortocircuito que el interruptor puede interrumpir (capacidad interruptiva) esta dada a voltaje máximo (nota 1, tabla XXXVII). Esta capacidad interruptiva varia en forma inversamente proporcional al voltaje de operación dentro de cierto rango. La capacidad interruptiva nominal corresponde al voltaje máximo (que es el voltaje máximo del interruptor) y el límite superior de la corriente corresponde al voltaje mínimo del rango en el cual la corriente varia inversamente proporcional al voltaje. La relación entre el voltaje máximo permitido y el voltaje mínimo de este rango, esta dado por el factor K (nota 2, tabla XXXVII), de la siguiente forma:

$$K = \frac{V_{MAX}}{V_{MIN}}$$

De donde:

V_{MAX} = Voltaje máximo del interruptor dado por el fabricante

V_{MIN} = Voltaje mínimo del rango en el cual la capacidad interruptiva varia inversamente proporcional al voltaje de operación.

Por ejemplo:

Para un interruptor con de 250 MVA con un voltaje nominal de 4.16 kV, voltaje máximo de 4.76 kV, capacidad interruptiva (simétrica) nominal de 29 kA y un factor K de 1.25, el voltaje mínimo de operación esta dado por:

$$V_{MIN} = \frac{V_{MAX}}{K} = \frac{4.76kV}{1.24} = 3.838kV$$

En la tabla XXXVII se puede observar los valores nominales recomendados por ANSI C37.06 (1987) para los interruptores de media tensión.

**Tabla XXXVII. Valores nominales simétricos para interruptores de potencia
según ANSI**

Symmetrical Rating Basis ANSI C37.06 (1987*)

Identification (6) & (7)*		Rated Values								Related Required Capabilities			
Normal rms Voltage Class (kV)	Normal 3-phase Class (MVA)	Voltage		Insulation Level Rated Withstand Test Voltage		Current		Rated Interrupting Time (Cycles)	Rated Permissible Tripping Delay, Y (Seconds)	Rated Maximum rms Voltage Divided by K (kV)	Current Values		Closing and Latching Capability rms Current (kA)
		Rated Maximum rms Voltage (kV) (1)	Rated Voltage Range Factor, K (2)	Low Frequency rms Voltage (kV)	Crest Impulse Voltage (kV)	Continuous rms Current Rating at 60 Hz (amperes)	Short circuit rms Current Rating (at Rated Max kV) (kA) (3) (4)				Maximum Symmetrical Interrupting Capability (5)	3 Sec Short time Current Carrying Capability	
4.16	250	4.76	1.24	19	60	1200	29	5	2	3.85	36	36	58
4.16	250	4.76	1.24	19	60	2000	29	5	2	3.85	36	36	58
4.16	250	4.76	1.24	19	60	3000	29	5	2	3.85	36	36	58
4.16	350	4.76	1.19	19	60	1200	41	5	2	4.0	49	49	78
4.16	350	4.76	1.19	19	60	2000	41	5	2	4.0	49	49	78
4.16	350	4.76	1.19	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	78
4.16	350	4.76	1.19	19	60	3500	41	5	2	4.0	49	49	78
4.16	350	4.76	1.19	19	60	4000*	41	5	2	4.0	49	49	78
7.2	500	8.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66
7.2	500	8.25	1.25	36	95	2000	33	5	2	6.6	41	41	66
7.2	500	8.25	1.25	36	95	3000	33	5	2	6.6	41	41	66
7.2	500	8.25	1.25	36	95	3500	33	5	2	6.6	41	41	66
7.2	500	8.25	1.25	36	95	4000*	33	5	2	6.6	41	41	66
13.8	500	15	1.30	36	95	1200	18	5	2	11.5	23	23	37
13.8	500	15	1.30	36	95	2000	18	5	2	11.5	23	23	37
13.8	500	15	1.30	36	95	3000	18	5	2	11.5	23	23	37
13.8	750	15	1.30	36	95	1200	28	5	2	11.5	36	36	58
13.8	750	15	1.30	36	95	2000	28	5	2	11.5	36	36	58
13.8	750	15	1.30	36	95	3000	28	5	2	11.5	36	36	58
13.8	750	15	1.30	36	95	3500	28	5	2	11.5	36	36	58
13.8	750	15	1.30	36	95	4000*	28	5	2	11.5	36	36	58
13.8	1000	15	1.30	36	95	1200	37	5	2	11.5	48	48	77
13.8	1000	15	1.30	36	95	2000	37	5	2	11.5	48	48	77
13.8	1000	15	1.30	36	95	3000	37	5	2	11.5	48	48	77
13.8	1000	15	1.30	36	95	3500	37	5	2	11.5	48	48	77
13.8	1000	15	1.30	36	95	4000*	37	5	2	11.5	48	48	77
13.8 (6)	1500	15	1.00	36	95	1200	63	5	2	15.0	63	63	101
13.8 (6)	1500	15	1.00	36	95	2000	63	5	2	15.0	63	63	101
13.8 (6)	1500	15	1.00	36	95	3000	63	5	2	15.0	63	63	101
13.8 (6)	1500	15	1.00	36	95	3500	63	5	2	15.0	63	63	101
13.8 (6)	1500	15	1.00	36	95	4000*	63	5	2	15.0	63	63	101

Fuente: GET 6600E. GE Medium Voltage Switchgear. Pag. 3-3

2.2.4 Frecuencia

La frecuencia nominal del interruptor debe de coincidir con la frecuencia nominal del sistema en el cual se instalará dicho interruptor. En América, la frecuencia nominal de los sistemas es de 60 Hertz mientras que en Europa es de 50 Hertz. Casi todos los fabricantes pueden proveer interruptores con estas frecuencias nominales. Es importante que la frecuencia sea la adecuada ya que la corriente nominal del interruptor es valida para este valor de frecuencia.

2.2.5 Corriente de carga continua requerida

Esta es la corriente de carga que será requerida en forma continua por el sistema en el cual se encuentra el interruptor. La capacidad de conducción de corriente del interruptor (corriente nominal) debe de ser igual o exceder la corriente de carga continua que será requerida por el sistema eléctrico. La mayor parte de interruptores de media tensión no tienen capacidad para sobrecargas continuas. Cuando el interruptor va a ser usado en equipos que tendrán sobrecargas por largos períodos de tiempo, el interruptor debe de tener una capacidad de carga continua al menos igual al valor de la sobrecarga del equipo al cual alimenta. Cuando se utiliza interruptores en transformadores con aire forzado, es necesario que el interruptor tenga una capacidad de carga continua al menos igual al valor máximo de la corriente que el transformador entrega con aire forzado (capacidad máxima del transformador). Los interruptores pueden soportar sobrecargas pero solamente por períodos cortos de tiempo. Todas estas características son dadas por el fabricante.

2.2.6 Corriente de cortocircuito

La correcta interrupción de las corrientes de cortocircuito es considerada la principal función de un interruptor de potencia. Los interruptores se pueden utilizar para abrir y cerrar circuitos a voluntad pero es necesario considerar que no es esta la principal función para la que se diseña el interruptor por lo que no debe de utilizarse frecuentemente para esta función. La capacidad interruptiva de los interruptores indica la corriente de cortocircuito que puede interrumpir y está dada en un valor de corriente eficaz simétrica trifásica. Debido a esto, es necesario calcular la corriente de cortocircuito del sistema eléctrico asumiendo una falla simétrica y metálica de tres fases (ver figura 1 en punto 1.1.1).

Como se explicó anteriormente (ver punto 2.2.3) el voltaje de operación determina la corriente máxima que el interruptor puede interrumpir en forma segura y se calcula sobre la base de la corriente nominal dada para el interruptor a voltaje máximo (nota 3, tabla XXXVII). Esta relación es inversamente proporcional, es decir que a menor voltaje de operación (hasta el límite inferior de voltaje determinado por el factor $1/K$) la corriente de cortocircuito que el interruptor puede interrumpir es mayor que la corriente nominal a voltaje

máximo permitido para el interruptor (límite superior de voltaje dado por el fabricante). Esta relación esta dada por:

$$I_{CC-MAX} = I_{CC-NOM} * \left(\frac{V_{MAX}}{V_O} \right)$$

De donde:

I_{CC-MAX} = Capacidad interruptiva simétrica máxima a voltaje de operación.

I_{CC-NOM} = Capacidad interruptiva simétrica nominal a voltaje máximo.

V_{MAX} = Voltaje máximo permitido para el interruptor.

V_O = Voltaje de operación del sistema eléctrico.

Para el ejemplo dado en el punto 2.2.3, se puede calcular la máxima capacidad (corriente) interruptiva simétrica para un voltaje de operación de 4.16 kV, es decir, igual al voltaje nominal del interruptor:

$$I_{CC-MAX} = I_{CC-NOM} * \left(\frac{V_{MAX}}{V_O} \right) = 29\text{kA} * \left(\frac{4.76\text{kV}}{4.16\text{kV}} \right) = 33.18\text{kA}$$

Repitiendo el mismo cálculo para un voltaje nominal de 3.838 kV, que según el ejemplo del punto 2.2.3 es el mínimo voltaje (dado por 1/K del voltaje máximo) dentro del cual la capacidad interruptiva simétrica varía inversamente proporcional respecto al voltaje de operación, obtendremos:

$$I_{CC-MAX} = I_{CC-NOM} * \left(\frac{V_{MAX}}{V_O} \right) = 29\text{kA} * \left(\frac{4.76\text{kV}}{3.838\text{kV}} \right) = 35.97\text{kA} \approx 36\text{kA}$$

Este valor corresponde a la capacidad interruptiva simétrica máxima dada en la tabla XXXVII (nota 5) y los cuales no deben de ser excedidos. Para voltajes de operación menores al límite inferior (dado por 1/K del voltaje máximo), la capacidad interruptiva simétrica tiene que estar dada por el valor de la capacidad interruptiva simétrica nominal (a voltaje máximo) por K, es decir el valor dado en la tabla XXXVII.

2.2.7 Máxima corriente asimétrica del primer ciclo de la falla

Esta corriente asimétrica determina la capacidad del interruptor para abrir (*open*), cerrar (*close*) o permanecer cerrado (*latch*). La norma ANSI establece esta capacidad como *Closing and Latching Capability*, es decir la capacidad del interruptor de permanecer cerrado (sellar) o de cerrar y permanecer cerrado (sellar) con una corriente eficaz (rms) asimétrica máxima de primer ciclo de una falla o cortocircuito (ver puntos 1.1.4, 1.2.5 y 1.2.7). Esta capacidad esta probada para factores de asimetría de 1.6, es decir, se multiplica la capacidad interruptiva eficaz (rms) simétrica máxima de primer ciclo por el factor de asimetría de 1.6 que corresponde a un X/R de aproximadamente 25 ó un factor de potencia de 0.04 ó 4% (ver punto 1.2.7). Esto corresponde a un ángulo entre R y X de aproximadamente 87.7 grados, es decir, inductivo.

Para escoger el interruptor de potencia adecuado, sobre la base de la corriente eficaz asimétrica inicial (llamada a veces momentánea) se siguen los siguientes pasos:

- Calcular la red de primer ciclo tal como se describe en el punto 1.2.5.
- Calcular el circuito equivalente de Thevenin a partir de la red de primer ciclo. Ver punto 1.26.
- Calcular la corriente eficaz (rms) simétrica de cortocircuito a partir del circuito equivalente.
- Encontrar la relación X/R del circuito equivalente o de Thevenin.
- Encontrar el factor de asimetría correspondiente a este valor de X/R para ½ ciclo, una fase usando la tabla IV. Si el valor de X/R no esta en la tabla, se puede calcular a partir de los dos valores adyacentes al valor, es decir el superior y el inferior.
- Multiplicar la corriente eficaz simétrica de cortocircuito encontrada por el factor de asimetría encontrado usando la tabla IV.
- Comparar el valor obtenido de corriente eficaz asimétrica de cortocircuito con las características dadas por el fabricante del interruptor de potencia con el nombre de *Closing and Latching Capability*. La corriente calculada debe de ser igual o menor a la capacidad del interruptor de cerrar y sellar (*Closing and Latching Capability*) para que sea segura la aplicación.

2.2.8 Tiempo de nominal de separación o apertura de contactos

Es el tiempo, medido en ciclos, que tarda el interruptor de potencia en abrir o separar sus contactos y se inicia el arco para reestablecer el medio dieléctrico que evita que la corriente de cortocircuito siga fluyendo al punto de la falla. Ningún interruptor abre sus contactos inmediatamente al suceder una falla, por lo que los fabricantes especifican el tiempo que tardan sus interruptores en abrir. En Inglés, esta característica es llamada *Contact parting time*. El tiempo en ciclos se puede convertir a tiempo en segundos si así se desea. Por ejemplo, para 60 Hertz un ciclo tarda 16.6 milisegundos.

Debido a que la corriente de cortocircuito es alta después de la falla y comienza a decrecer conforme el tiempo transcurre (ver puntos 1.1.3 y 1.1.4), no podemos usar la corriente asimétrica de primer ciclo explicada en el punto 2.2.7 ya que esta es válida únicamente durante el primer ciclo después ocurrida la falla. Por lo tanto, es necesario realizar un nuevo cálculo de la corriente eficaz simétrica que será válido para 1.5 a 5 ciclos (24.9 a 83 milisegundos en una red de 60 ciclos) después de ocurrida la falla.

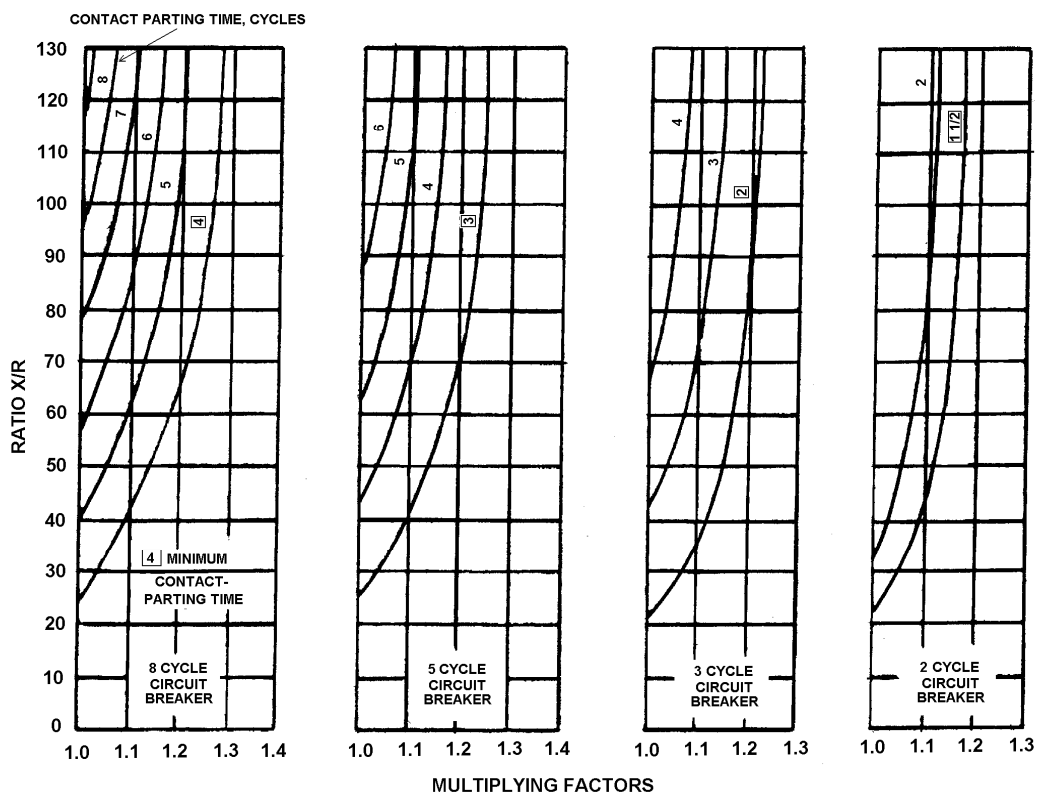
Este nuevo cálculo se hace en base ya no a una red de impedancias de primer ciclo, sino que en base una red de impedancias llamada red interruptiva. El cálculo de esta red se explica detalladamente en el punto 1.2.5 y se utilizan las tablas II y III para su cálculo. El cálculo a partir de una red interruptiva de 1.5 a 5 ciclos es suficiente ya que los fabricantes normalmente diseñan sus equipos para abrir entre 3 a 5 ciclos. Además de calcular la corriente eficaz simétrica de cortocircuito es necesario calcular la corriente eficaz asimétrica de cortocircuito para esta nueva red interruptiva (1.5-5 ciclos) Para esto, los multiplicadores a usar son distintos a los usados en la red de primer ciclo. Esto se debe a que la asimetría cambia después de 1.5 –5 ciclos después de la falla. La constante de tiempo que determina el decaimiento o decremento de la corriente de cortocircuito después de la falla, depende de las características de las máquinas sincrónicas y asincrónicas que conforman el sistema en donde sucede la falla pero principalmente, la constante de tiempo, depende los generadores que alimentan el sistema. Debido a esto, se consideran dos casos, uno cuando la generación es cercana y el otro cuando la generación es lejana al sistema eléctrico. Cuando la generación

es cercana, el decaimiento es tanto por la componente de DC (que proviene del instante en la onda de voltaje en el que sucede la falla) como por el decaimiento natural de la corriente de AC de las máquinas sincrónicas y asíncronas. Cuando la generación es lejana, el decaimiento de la componente de AC es mas largo y por lo tanto dicho decremento proviene principalmente de la componente de DC (ver punto 1.1.2). Ya que los factores de asimetría ya no son los de la tabla IV, la norma ANSI C37.010-19179 establece curvas para la determinación de estos factores.

Las curvas para los casos en los que la generación es cercana se pueden observar en la figura 27 y para generación lejana la podemos ver en la figura 28.

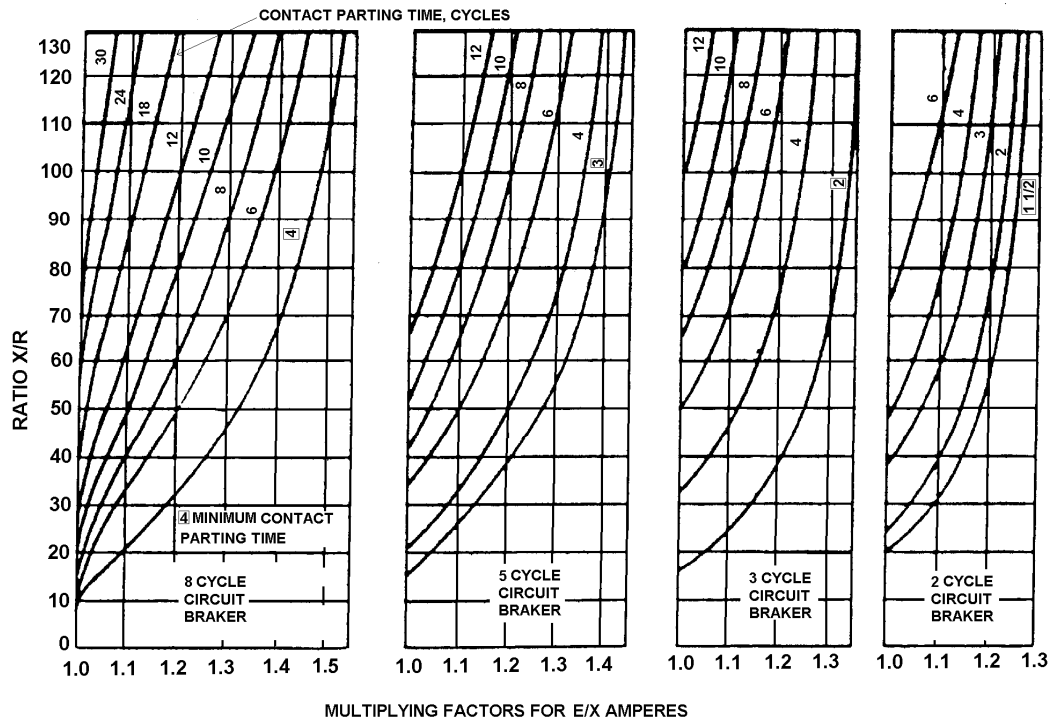
Figura 27. Factores de asimetría para generación cercana al punto de falla

Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators



NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979[2])

Figura 28. Factores de asimetría para generación lejana al punto de falla



NOTE: Through two or more transformation or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979)

Para escoger el interruptor, que además de cumplir con todo lo requerido (voltaje, frecuencia, corriente de carga continua, corriente de cortocircuito asimétrica de primer ciclo, etc) tenga el tiempo nominal de separación de contactos o *Contact Parting Time* adecuado, se procede de la siguiente forma:

- Escoger un interruptor que cumpla con las características ya descritas y de acuerdo al tiempo de interrupción nominal deseado (en ciclos) de acuerdo a lo que ofrece el fabricante (2, 3, 5 u 8 ciclos).
- Calcular la red interruptiva de acuerdo a lo descrito en el punto 1.2.5b. Esta red contempla el decremento de la corriente de falla entre 1.5-5 ciclos.
- Reducir el diagrama de impedancias de la red interruptiva encontrada a un diagrama equivalente de Thevenin y calcular su impedancia.
- Calcular la corriente simétrica de falla dividiendo el voltaje antes de la falla entre la impedancia de Thevenin encontrada.
- Calcular la relación X/R usando la impedancia de Thevenin.
- Si la generación es local o cercana, usar la figura 27. Escoger la gráfica que corresponda al número de ciclos nominales de apertura del interruptor seleccionado. Con el factor X/R encontrado y con el tiempo en ciclos que esperamos tarde el interruptor en abrir (de acuerdo a la respuesta de la protección, por ejemplo), encontramos el factor de asimetría a usar.
- Si la generación es lejana (este es el caso de la acometida, por ejemplo), usar la figura 28. Escoger la gráfica que corresponda al número de ciclos nominales de apertura del interruptor seleccionado. Con el factor X/R encontrado y con el tiempo en ciclos que esperamos tarde el interruptor en abrir (de acuerdo a la respuesta de la protección, por ejemplo), encontramos el factor de asimetría a usar.
- Multiplicar la corriente simétrica de falla encontrada a partir de la red interruptiva por el factor de asimetría encontrado a partir del tiempo de separación de contactos (*Contact Parting Time*). El resultado será la corriente asimétrica de falla.
- La corriente asimétrica de falla encontrada se compara con la capacidad simétrica máxima interruptiva dada por el fabricante para el interruptor seleccionado. La corriente de falla encontrada tiene que ser menor que la capacidad interruptiva. De esta forma se asegura que cuando el interruptor libere la falla (después del tiempo

calculado) la corriente asimétrica de falla se ha reducido lo suficiente para que la apertura sea segura para el interruptor. Es importante recordar que la capacidad simétrica máxima interruptiva dada por los fabricantes esta sobre la base del voltaje mínimo de operación tal como se muestra en la tabla XXXVII (según ANSI). Esta corriente esta calculada usando la relación dada en el punto 2.2.6. Para otro valor de voltaje, se debe de encontrar la capacidad simétrica interruptiva usando la relación dada en 2.2.6 y así asegurar una selección adecuada del interruptor.

2.2.9 Capacidad térmica de corta duración

Es la corriente que el interruptor puede soportar sin sufrir daño por un período determinado de tiempo. Este tiempo puede ser de 1 ó 3 segundos. Este dato es proporcionado por los fabricantes y es importante tomarlo en cuenta para la correcta aplicación del interruptor. Algunos fabricantes diseñan sus interruptores con una capacidad térmica de corta duración igual a la capacidad simétrica máxima interruptiva.

2.3 Limitadores de corrientes de falla (FCL)

Los limitadores de corriente de falla ó FCL por sus siglas en Ingles (*Fault Current Limiter*) es también llamado Protectores limitadores de corriente ó CliP (*Current Limiting Protectors*) por la compañía G&W ya que es una marca registrada. Por facilidad y por ser un término genérico, se le llamará limitador de corriente de falla o FCL. Los fusibles limitadores de corriente logran buenos resultados en los rangos bajos de corriente de carga (hasta 400 amperios) ya que se logra limitación de corriente a un precio bajo. En los rangos de 200 a 3,000 amperios, se usan comúnmente interruptores de potencia. Como se vio en el punto 2.2, los interruptores de potencia pueden soportar grandes corrientes de carga continua, sin embargo, no tienen características de limitación de corriente suficiente y son relativamente lentos al actuar (3 – 5 ciclos normalmente). Debido a esto, cuando se requiere aperturas rápidas en los rangos de altas corrientes o cuando los interruptores de potencia han

quedado subdimensionados para los niveles de corriente de cortocircuito del sistema, los FCL's podrían ser una buena opción.

2.3.1 Forma constructiva

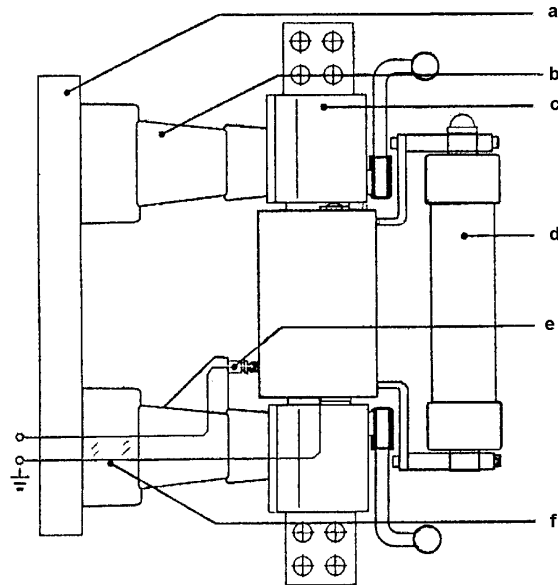
En el punto 2.1.3 se explicó que el FCL es un tipo especial de fusible limitador. En realidad, el FCL es un limitador para corrientes nominales de carga altas, normalmente entre 1,200 a 5,000 amperios; mientras que los fusibles limitadores trabajan hasta aproximadamente los 400 amperios. Debido a esto, la operación y forma constructiva de los FCL's difieren de los fusibles limitadores. Un FCL esta formado por un elemento conductor (que es interrumpido por medio de un explosivo) en paralelo con un fusible limitador. Los voltajes de operación de un FCL puede variar desde 0.750 kV hasta 38 kV. Los FCL's se fabrican, al igual que los fusibles limitadores, para exteriores y para interiores.

Cuando la aplicación es en media tensión, los FCL's a usar son para interiores. Un FCL esta formado básicamente por los elementos de soporte y por los elementos de interrupción.

Los elementos de soporte se muestran en la figura 29 y están conformados por:

- a. Base.
- b. Aislador.
- c. Elemento conductor con explosivo y bases de sujeción.
- d. Fusible limitador (elemento de interrupción).
- e. Contacto telescópico (transmite la señal al explosivo).
- f. Aislador con transformador de pulso (transmite el pulso para la explosión enviado por un sistema de disparo el cual ha detectado una corriente de cortocircuito).

Figura 29. Elementos de soporte de un FCL

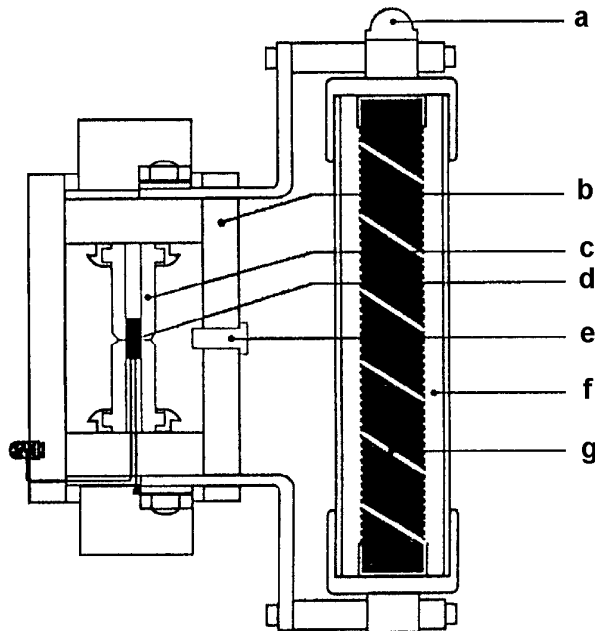


Fuente: Is-limiter. ABB Calor Emag. Pág. 9

Los elementos de interrupción, que también se mostraron en la figura 28 sin detalle, se pueden observar en detalle en la figura 30 y están conformados por:

- a. Fusible limitador (mostrado también en la figura 29).
- b. Indicador del estado del fusible.
- c. Tubo aislador.
- d. Elemento conductor que se abre al explotar la carga.
- e. Carga explosiva.
- f. Indicador del estado del elemento conductor.
- g. Elemento del fusible limitador.

Figura 30. Elementos de interrupción de un FCL



Fuente: Is-limiter. ABB Calor Emag. Pag. 9

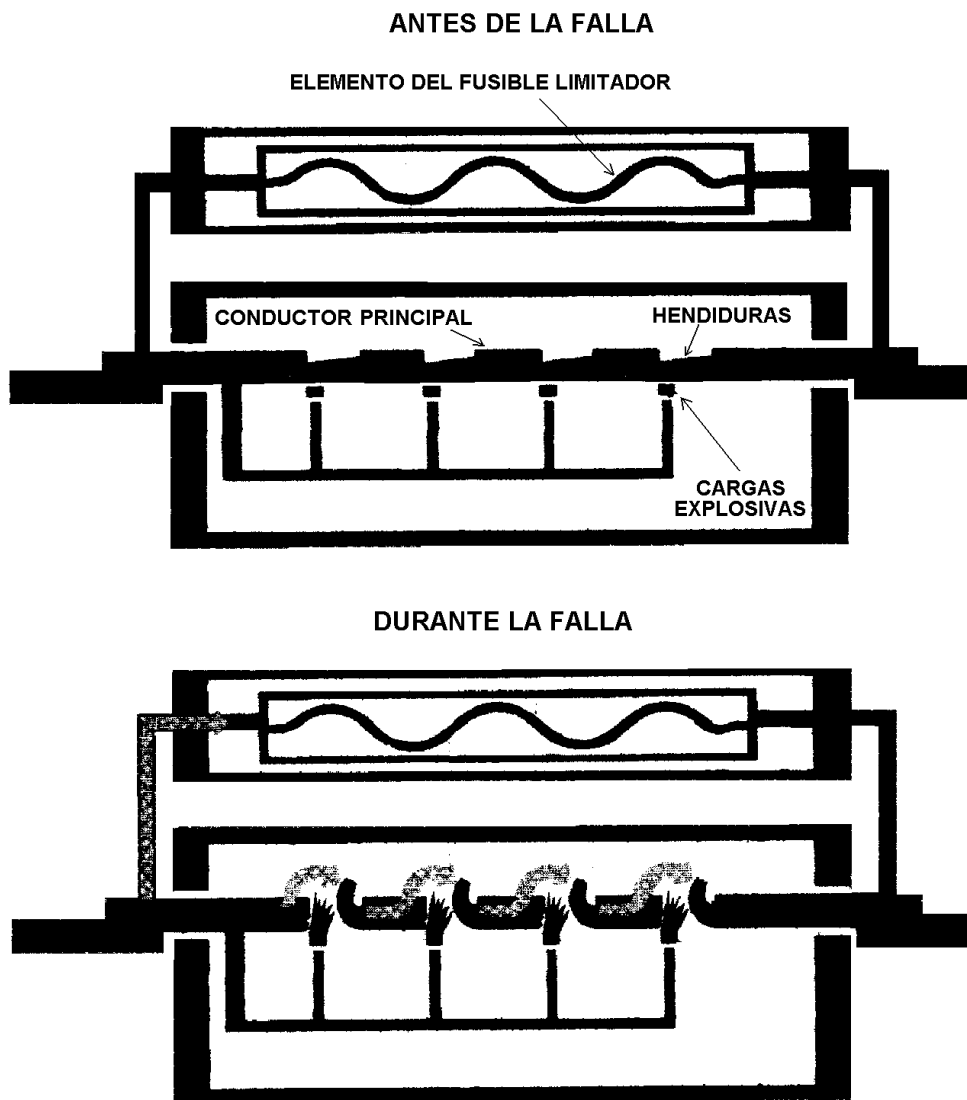
2.3.2 Principio de operación

Un FCL está formado básicamente por un elemento conductor principal de una sección transversal grande (d en figura 30), un fusible limitador (g en figura 30) y un sistema de detección y disparo.

El elemento conductor es el que transporta la corriente de carga continua la cual puede ser desde 1,200 hasta 5,000 amperios dependiendo de la capacidad del limitador. Este conductor es un elemento de alta capacidad de conducción pero muy baja capacidad interruptiva. Generalmente esta formado por un conductor de cobre de gran sección transversal la cual esta calculada para la corriente de carga continua para la cual fue diseñado el FCL. Este conductor no es uniforme, mas bien tiene algunas hendiduras transversales e igualmente espaciadas a lo largo del conductor y que se convierten en los puntos de ruptura

del conductor al momento de actuar. Debajo de cada hendidura, se encuentran las cargas explosivas que se encargan de romper el conductor principal cuando se requiere una apertura debido a una corriente de falla. Cuando las cargas explotan, provocan un corte lineal en el conductor justo en los puntos en donde se encuentran la hendiduras provocando de esta forma que las dos mitades del conductor cortado se doblen. Al doblarse estas partes, forma múltiples espacios. Como es normal al interrumpir cualquier corriente eléctrica, se forma arcos entre las partes que son separadas en forma abrupta. Los voltajes de arco generados se utilizan para transferir la corriente al fusible limitador que se encuentra conectado en paralelo al conductor principal. Mientras el fusible actúa el conductor principal reestablece la rigidez dieléctrica en las aberturas dejadas por la separación de las partes conductoras. El número de hendiduras depende de la capacidad del FCL, a mayor capacidad, mayor número de hendiduras y por lo tanto mayor número de cargas explosivas. En la figura 31, se puede observar la secuencia de apertura del conductor principal por medio de los explosivos.

Figura 31. Secuencia de apertura del conductor principal de un FCL

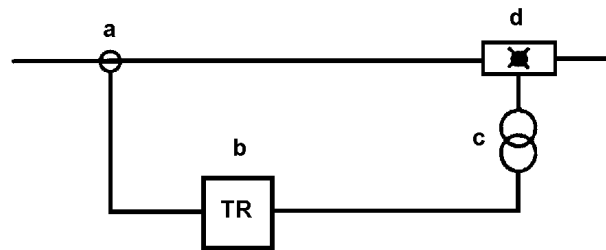


El fusible limitador, como se mencionó anteriormente, toma la corriente de carga cuando el conductor principal se abre abruptamente debido a la carga explosiva. Debido a que este es un fusible limitador, su sección transversal es mucho menor a la sección transversal del conductor principal y por lo tanto es un elemento de baja capacidad de conducción pero de una alta capacidad de interrupción (normalmente alcanzan los 40 kA o en casos especiales los 120 kA simétricos eficaces) . Como se explicó en el punto 2.1.3, el fusible limitador no permite que la corriente de cortocircuito alcance el valor máximo, mas bien lo limita mucho antes de que dicha corriente alcance su punto máximo (característica de limitación de corriente). Esto lo logra por medio del arco que se forma durante la apertura. Este arco genera un voltaje que se opone al voltaje aplicado y limita la corriente de falla. La interrupción total se logra en el próximo paso por cero del voltaje pero la corriente ya ha sido limitada.

Un sistema de detección de corriente formado por un transformador de corriente y un aparato electrónico de medición y disparo se encargan de detectar las corrientes de cortocircuito y enviar la señal de disparo al transformador de pulsos (f en figura 29). Este transformador transmite el pulso de disparo al contacto telescópico (e en figura 29) el cual a su vez transmite el pulso a la carga explosiva que se encuentra en el conductor principal. Esto ocasiona una explosión que separa el conductor principal interrumpiendo de esta forma la corriente (ver arriba la explicación detallada del conductor principal). Un esquema de este sistema de detección y disparo se puede observar en la figura 32 y el cual consta de:

- a. Transformador de corriente para la detección de la corriente de falla.
- b. Aparato electrónico de medición y disparo.
- c. Transformador de pulsos para adaptación de potenciales. Convierte el pulso de disparo de bajo voltaje a un pulso de un potencial elevado.
- d. Conjunto de conductor principal, fusible limitador y soportes (FCL).

Figura 32. Esquema de conexión del sistema de detección y disparo de un FCL

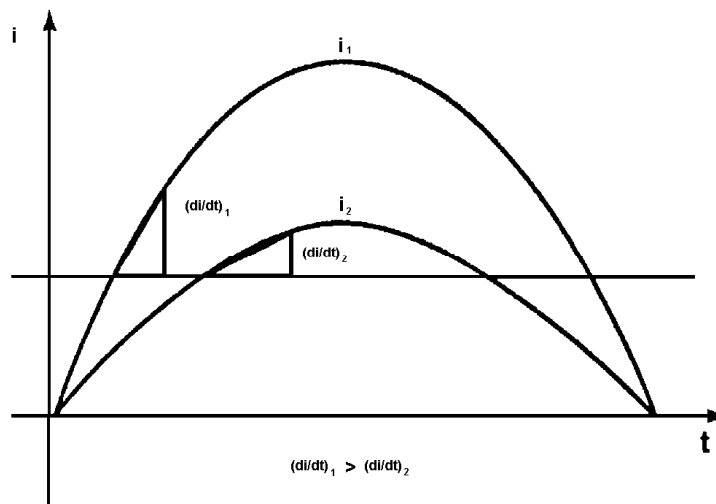


Fuente: Is-limiter. ABB Calor Emag. Pág. 6

2.3.3. Características de disparo

Debido a que el FCL es un dispositivo híbrido formado por un elemento de alta capacidad de conducción pero baja capacidad interruptiva (conductor principal) y por un elemento de baja capacidad de conducción pero alta capacidad interruptiva (fusible limitador), es necesario analizar las características de disparo principalmente en lo relativo al tiempo de respuesta. El sistema de detección de corriente, detecta no solamente el nivel de la corriente instantánea de falla sino que también detecta la rapidez de cambio del valor de dicha corriente. La rapidez de cambio del valor de la corriente no es más que la derivada de la corriente respecto al tiempo es decir di/dt . El nivel de la corriente instantánea es medido para tomar una decisión sobre la base de la corriente que ya está pasando por el FCL y la derivada de la corriente nos indica la tendencia de la corriente también de acuerdo a la severidad de la falla. Para un mismo valor de corriente instantánea en un punto para ondas de un mismo período, la rapidez de cambio nos indica que tan severa es la falla y cual sería su punto máximo si no se interrumpiera. Esta corriente de falla que es interrumpida y que no llega a existir se le llama corriente posible, esperada o inminente (en Inglés "*Prospective Current*"). Esto se puede observar en la figura 33 la cual muestra que entre más grande es la corriente esperada o posible, más grande es la derivada de la corriente respecto al tiempo.

Figura 33. Relación entre la amplitud de una corriente y su derivada



Se estima que los siguientes tiempos se pueden tomar de referencia para calcular el tiempo en el que un FCL limpia una falla.

Sensado:	0.080 mS.
Apertura conductor principal	0.013 mS.
Apertura fusible	0.500 mS.
Total	0.593 mS.

En un sistema de 60 Hertz, un ciclo tiene 16 mS y si estimamos la apertura del FCL dentro de 1 mS, entonces este estaría operando dentro del primer cuarto de ciclo (4mS).

Cuando se diseña un sistema usando FCL's, es útil determinar el parámetro de energía I^2t de dicho FCL para poder coordinarlo con los fus

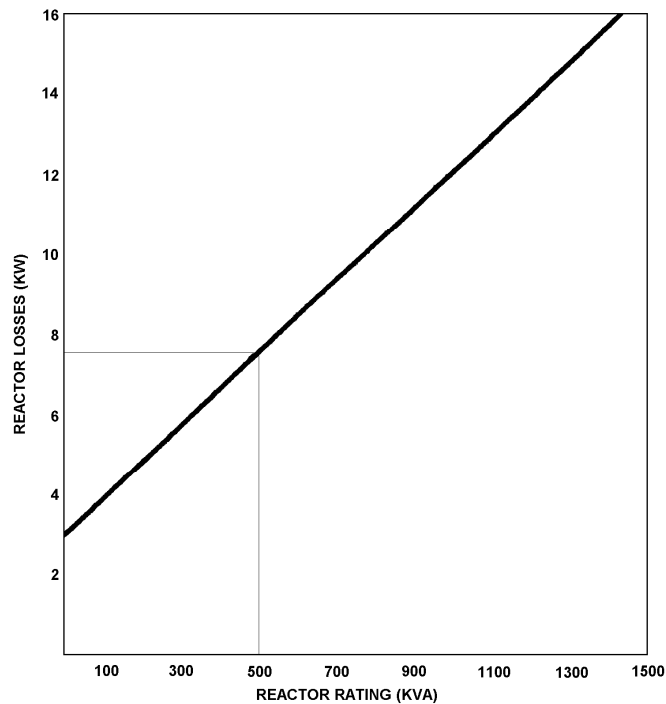
3. APLICACIÓN DE LIMITADORES A REDES INDUSTRIALES

Debido a que los FCL's son dispositivos con una alta capacidad de conducción y alta capacidad de interrupción, estos tienen distintas aplicaciones en las redes industriales, especialmente cuando la aplicación requiere un elemento que, en condiciones normales conduzca altas corrientes y que durante condiciones de cortocircuito sea capaz de operar en forma segura.

Una aplicación muy común de los FCL's consiste en conectarlos en paralelo a los reactores para así evitar las pérdidas por efecto Joule (calor) que son generadas por el paso de la corriente de operación a través del cobre de las bobinas de estos reactores. Sin los FCL's, los reactores están continuamente disipando energía lo cual se traduce en dinero el cual no genera ninguna ganancia. Sin embargo, al conectar en paralelo un FCL, este conduce la corriente evitando pérdidas de energía y las variaciones de voltaje generadas por las caídas de tensión en los reactores. Cuando sucede una falla (como un cortocircuito), entonces el FCL actúa primero abriendo su conductor principal debido a la detonación de su carga explosiva y luego por medio del fusible limitador (ver punto 2.3.2).

Como se explicó anteriormente, esto sucede dentro del primer cuarto de ciclo de la onda. Al abrirse completamente el FCL, la corriente es forzada a pasar por el reactor y éste efectúa su acción limitadora permitiendo así la continuidad en la operación del sistema. En la figura 34 se puede observar una gráfica en la que se muestra las pérdidas que genera un reactor de acuerdo a la potencia que está pasando a través de él. Si esto se cuantifica de acuerdo al costo de la energía eléctrica, sería posible a cuanto ascienden las pérdidas de dinero debido al uso de reactores sin limitadores en paralelo. En la figura 35, es posible observar la forma de conectar un FCL en paralelo a un reactor.

Figura 34. Pérdidas por efecto Joule en un reactor



Fuente: Current Limiting Protector. GW5-CLIP-14. G&W Electric Co. Pág. 1

Ejemplo: Si se tiene un reactor cuya corriente nominal es de 1000 Amperios y con una resistencia interna de 0.5 Ohmios, las pérdidas generadas por efecto Joules serían:

$$KVA = \frac{(In)^2 * R_{\Omega}}{1000}$$

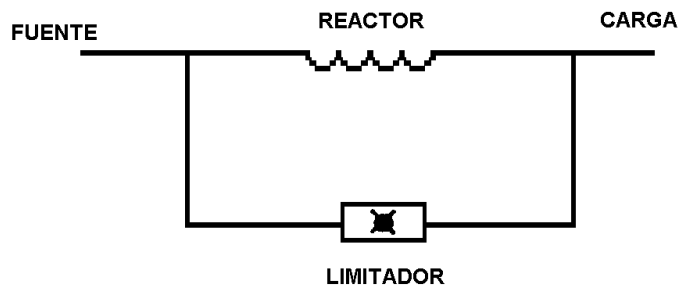
De donde: I_n = Corriente nominal del reactor

R_{Ω} = Resistencia interna del reactor

Entonces:
$$KVA = \frac{(1000Amps)^2 * 5\Omega}{1000} = 500KVA$$

De la gráfica 34 se puede obtener las pérdidas por efecto Joule en el reactor, estas son 7.6 KW. En términos de energía, en 340 días de operación promedio a corriente nominal tendríamos 62,016 KW ó 62.016 MW al año.

Figura 35. Esquema de conexión para un FCL en paralelo a un reactor

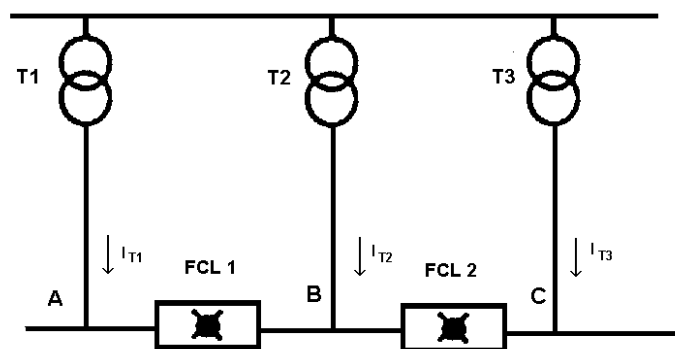


La segunda aplicación consiste en utilizar los FCL's para proteger aquellos órganos de protección que por alguna razón han quedado subdimensionados, es decir, cuya capacidad de cortocircuito ha sido superada. Un ejemplo de esto, podría ser algún sistema eléctrico que ha crecido y las contribuciones de cortocircuito han superado el límite de diseño de uno o varios equipos de protección. Normalmente estos equipos de protección son los interruptores de potencia cuya capacidad de soportar los transitorios debidos al cortocircuito (máxima corriente asimétrica de falla del primer ciclo ó *Closing and Latching Capability*) o la capacidad interruptiva quedan abajo del valor real de las contribuciones de cortocircuito (ver punto 2.2.7). Las características de alta conducción nominal de corriente y apertura de valores altos de corrientes de cortocircuito en menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo hace que los FCL's puedan liberar la falla antes de que esta alcance el valor máximo para el cual fue diseñado el interruptor de potencia. Adicionalmente, debido a que el tiempo nominal de separación de contactos (*Contact Parting Time*) de un interruptor no es menor a 2 ciclos, el FCL actuará antes de la apertura (ver punto 2.2.8). Con este mismo concepto, también se puede aplicar un FCL para poder escoger interruptores de potencia con una capacidad interruptiva mas baja que la requerida por el sistema eléctrico con el fin de ahorrar en el precio del interruptor. Entre mas capacidad interruptiva tiene un interruptor de potencia, el precio es mayor.

La tercera aplicación, que posiblemente es la mas importante y la cual es el objeto de estudio de este trabajo, esta basada en el mismo concepto de la aplicación anterior. Esta consiste en usar el FCL para proteger sistemas eléctricos que se interconectan y que aumentan las contribuciones de cortocircuito en los distintos puntos de la red. Al aumentar

las contribuciones de cortocircuito (debido a la interconexión de dos o más sistemas que no fueron diseñados para operar en paralelo) muchos de los equipos de protección quedan subdimensionados en el sistema interconectado. Esto coloca a dichos equipos en una situación de riesgo al momento de que ocurra una falla pues no serían capaces de liberarla apropiadamente. Al colocar un FCL entre cada interconexión, estos protegen a los sistemas individuales ya que el valor de disparo se escoge de tal forma de que cuando las contribuciones superen el límite establecido por la red individual (que normalmente será el límite de los equipos de protección) este actuará abriendo la interconexión y evitando que las contribuciones de los otros sistemas contribuyan al cortocircuito. Al igual que en la aplicación anterior, estos equipos de protección normalmente son los interruptores de potencia. En la figura 36 se puede observar, en forma simplificada, un esquema de una conexión de tres sistemas de distribución eléctrica por medio de un FCL.

Figura 36. Interconexión de tres sistemas eléctricos por medio de un FCL



Fuente: Is-limiter. Brain Power. ABB. Pág. 20

3.1 Información básica de la red

En el presente trabajo se estudiará la tercera aplicación mencionada con anterioridad, es decir, sistemas con interruptores que están subdimensionados después de realizar una interconexión de sistemas eléctricos de distribución. Debido a que este caso aplica a sistemas eléctricos existentes, es muy importante verificar que las características de las redes cumplan con algunas características. Se mencionan a continuación las más importantes.

3.1.1 Voltaje y frecuencia

Como en toda aplicación eléctrica, es necesario conocer el voltaje y la frecuencia nominal de los sistemas eléctricos no solamente para escoger el FCL adecuado a este voltaje y frecuencia, sino que también para estar seguros que los sistemas se pueden interconectar sin problemas. Dos sistemas con voltajes o frecuencias distintos no pueden ser interconectados ya que provocarían desbalances o cortocircuitos. Normalmente los fabricantes de FCL's fabrican sus equipos hasta 38 Kv. Es posible conseguir voltajes mas altos bajo pedido.

3.1.2 Máxima corriente eficaz asimétrica de falla del primer ciclo

Esta corriente puede ser calculada, para cada sistema eléctrico de distribución, usando la herramienta analítica del cálculo de la corriente de cortocircuito descrita en el capítulo uno del presente trabajo. Conociendo esta corriente para cada sistema independiente, es posible calcular la máxima corriente eficaz asimétrica posible, esperada o inminente (*Prospective*) de la interconexión. Se le llama posible esperada ya que se pretende que nunca se alcance esta corriente. Esta corriente es la que se tiene que comparar con las capacidades de cerrar y permanecer cerrado (*Close and Latching Capability*) y con el máximo pico instantáneo permitido por los interruptores.

Si esta corriente del primer ciclo es mas grande que la capacidad mencionadas de alguno de los interruptores, entonces este no soportará la corriente de falla en caso de un cortocircuito. Cuando se instalan FCL's, el objetivo es que el FCL que interconecta los sistemas actúe antes de que la corriente de falla sobrepase el límite del o los interruptores que están subdimensionados.

3.1.3 Máxima corriente de cortocircuito permitida

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, el objetivo de colocar FCL's en una interconexión es evitar que las contribuciones para el cortocircuito excedan las capacidades

máximas de uno o mas interruptores de cada sistema eléctrico de distribución que esta siendo interconectado. Estas capacidades máximas del o los interruptores que están subdimensionados para la interconexión (pero no necesariamente subdimensionados para el sistema en el que se encuentra), son lo que determina la máxima corriente de cortocircuito permitida en ese sistema eléctrico de distribución que esta siendo interconectado. Para cada sistema se determina, de esta forma, la máxima corriente de cortocircuito permitida para la red individual (no para la interconexión). Como se mencionó en el punto 3.1.2, el objetivo del FCL es que este opere antes de que la corriente de cortocircuito alcance este valor en el sistema eléctrico de distribución en el cual ocurre la falla. Sobre la base de esta máxima corriente de cortocircuito permitida, se puede calcular el valor al cual debe de operar el FCL.

3.1.4 Cargas transitorias

Es necesario considerar aquellas cargas que por su naturaleza presentan corrientes transitorias elevadas. Esta consideración es la misma que se toma para la selección de cualquier dispositivo de protección ya que estas corrientes, por ser altas, podrían ocasionar una operación en falso del dispositivo.

Por lo regular, se consideran aquellos motores con potencias nominales superiores a los 2 MW que estén conectados al mismo nivel de voltaje y principalmente si son de arranque directo ya que se consideran las corrientes de arranque. En el mismo orden de ideas, es necesario considerar el transformador mas grande conectado a la misma red que el FCL. En este caso se considera la corriente magnetizante (*inrush*) que aparece en todos los transformadores al ser energizados.

3.2 Selección de la ubicación y de los valores de disparo de los limitadores

La selección de la ubicación de un FCL es muy importante ya que esto determinará no solamente la protección sino que también la operabilidad del sistema después de una falla. Hay que recordar que el objetivo de colocar FCL, para efectos de este trabajo, es la interconexión de sistemas industriales de distribución de energía eléctrica, por lo que la

ubicación de un FCL será (por lo regular) en punto conexión de las redes. Sin embargo, esto no significa que por razones de protección o de operabilidad del sistema, no se justifique la colocación en otro punto. La protección siempre será el factor determinante para la selección de la ubicación para no colocar en riesgo a las personas, a la propiedad y a la producción. Sin embargo, siempre serán útil aquellas ubicaciones que también brinden ventajas de operación al momento que un FCL actúe asilando el punto de cortocircuito. En muchas industrias existen equipos que no pueden estar mucho tiempo sin energía eléctrica por lo que es importante que cuando exista una falla, exista la posibilidad de reestablecer rápidamente el servicio eléctrico en esa red.

3.2.1 Posibles puntos de falla

Es importante analizar las posibles interconexiones de las distintas redes ya que esto determinará las contribuciones al cortocircuito. Muchas veces, es posible establecer estrategias de operación de tal forma que no contribuyan mas allá de cierto límite a un cortocircuito.

La determinación de los posible puntos de falla es muy importante. Estos se deben determinar siguiendo los criterios que nos den la máxima probabilidad de falla. Estos criterios podrían ser:

- Condiciones ambientales en las cuales funcionan ciertos equipos. Por ejemplo, intemperie, suciedad, calor, etc.
- Severidad del uso de ciertos equipos, por ejemplo, arranque frecuente de motores grandes, arranques con carga, recierres, etc. Estas condiciones causan estrés sobre los aislamientos por lo que son puntos con alta probabilidad de falla.
- Equipos envejecidos, por ejemplo, motores, transformadores, cables, etc. Estos pueden presentar fallas debido al envejecimiento del aislamiento.
- Ubicación de los equipos. Si los equipos están ubicados en puntos de alto riesgo de accidentes tales como caída de árboles, rayos, animales, choques de vehículos, etc. También se pueden considerar ubicaciones en las que el peligro de explosión de un equipo puede causar daños graves a personas o puede causar una explosión mas grande (por ejemplo en lugares cerca de combustibles).

3.2.2 Operabilidad

Cuando se escoge el punto en el cual se colocará un FCL, es importante tomar en cuenta la operabilidad del sistema, es decir, la forma mas conveniente de operar el sistema después de una falla. En algunas ocasiones, es necesario suministrar energía eléctrica a ciertos puntos que no pueden estar sin energía eléctrica por mucho tiempo. Ejemplo de esto equipos podrían ser:

- Equipos que trabajan a temperaturas altas y cuyo enfriamiento repentino puede causar daños mecánicos irreversibles.
- Equipos que funcionan con baterías que pueden descargarse después de un cierto período de tiempo y causen problemas de operación.
- Equipos que cumplen una función de seguridad y por lo tanto no pueden estar sin energía por mucho tiempo.
- Equipos que por razones estratégicas de la industria, es conveniente arrancar antes que otros.

Para escoger el mejor punto de colocación de un FCL, hay que conocer si existen los requerimientos especiales mencionados anteriormente para así poder estudiar las redes que se interconectarán. Esto permitirá decidir cual será el mejor punto de acuerdo a la forma de operación deseada.

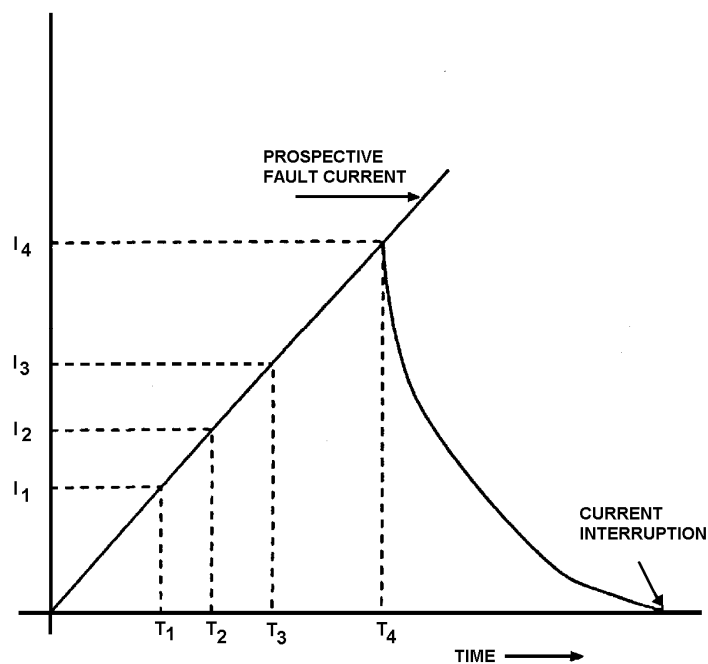
3.2.3 Valores de disparo

En el punto 2.3.3 se vio que un limitador de corriente dispara tanto por el nivel de corriente así como por la rapidez de cambio (di/dt) de la corriente posible o esperada de falla (*Prospective Current*). La secuencia de tiempo de la operación de un limitador de corriente se puede observar en la figura 37, en la cual se muestra aumentada la porción inicial de la corriente de falla la cual ha sido limitada. Las secuencias de tiempo son de la siguiente forma:

I₁ Nivel de corriente de sensado igual al nivel de disparo del FCL.

T_1	Retardo del sentido.
I_2	Corriente en el momento de inicio del disparo del FCL .
$T_2 - T_1$	Retardo para el inicio del disparo.
I_3	Corriente cuando se realiza la conmutación al fusible después de explotar la carga pirotécnica.
$T_3 - T_2$	Tiempo de retardo para la conmutación al fusible después de explotar la carga pirotécnica.
$T_4 - T_3$	Tiempo de fusión del fusible.
I_4	Pico máximo de corriente instantánea permitida o corriente de paso del fusible (ver punto 2.1.3).

Figura 37. Secuencia de tiempos de operación de un FCL



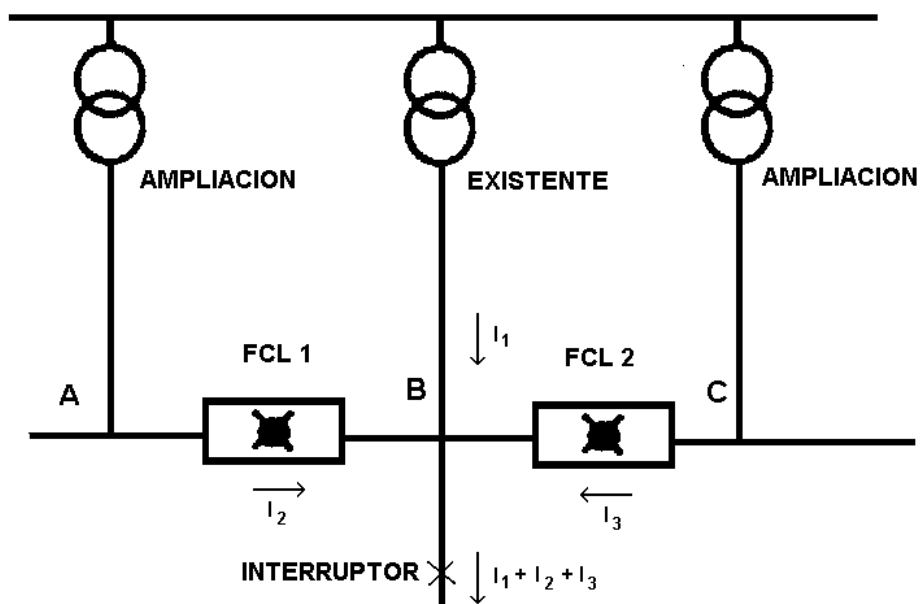
Fuente: Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems. J.C. Das. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997. Pág. 1073

Los valores de disparo del limitador de corriente de falla (FCL) se tienen que escoger de tal forma que los límites de cada red o sistema individual no sean superados en ningún momento. Estos límites están dados, generalmente, por los límites de las capacidades máximas de los interruptores de potencia colocados en cada red o sistema de distribución. Estas capacidades máximas son tanto la capacidad de interrupción de corrientes de cortocircuitos simétricas así como la capacidad de abrir, cerrar y permanecer cerrado durante la falla (*Closing and Latching Capability*).

Debido a esto, es necesario considerar las condiciones del primer ciclo así como las de interrupción. Estas corresponden a las redes del primer ciclo e interruptivas descritas en el capítulo 1.

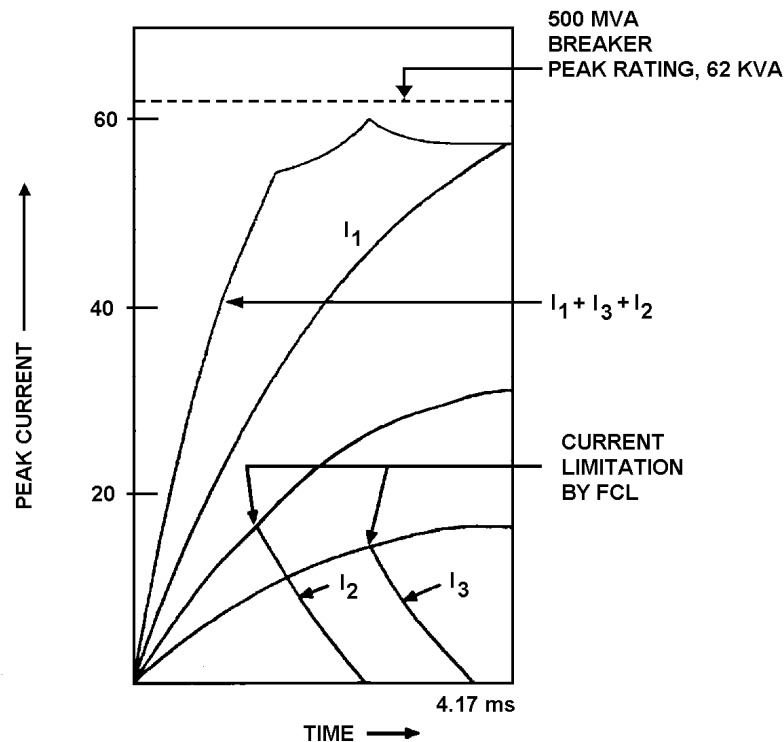
Tomando un ejemplo de una interconexión en la cual se usan FCL's tal como se muestra en la figura 38, servirá entender mejor los valores de disparo de los FCL's. Se supondrá que en el punto B está conectado un interruptor de potencia de 500 MVA de capacidad interruptiva y 62 kA de corriente instantánea máxima (pico) el cual queda subdimensionado después de realizar la interconexión y se analiza una falla en este punto.

Figura 38. Ejemplo de ampliación de un sistema usando FCL's



- a. **Capacidad de primer ciclo o momentáneo:** Se considera que las corrientes I_1 es la corriente asimétrica instantánea de cortocircuito del primer ciclo y que las corrientes I_2 e I_3 son las corrientes asimétricas de paso (máxima corriente asimétrica instantánea permitida por el fusible limitador de acuerdo a la máxima corriente de cortocircuito disponible en el punto, ver punto 2.1.3) de los FCL's 1 y 2 respectivamente. Se asume que el cruce por cero sucede en las tres corrientes al mismo tiempo (lo cual no es cierto del todo). Con esta definición, se puede ver, en la figura 39, el comportamiento individual de I_1 y el comportamiento combinado de I_1 y la suma de las corrientes I_2 e I_3 ($I_2 + I_3$) así como el límite máximo del interruptor de 500 MVA (con un pico máximo de 62 kA). Hay que recordar que el pico máximo asimétrico permitido por el interruptor es $\sqrt{2}$ veces la capacidad de abrir, cerrar y permanecer cerrado bajo falla (*Closing and Latching Capability*) ya que esta última es una capacidad expresada en valor eficaz. Se puede observar que la rapidez del incremento de la corriente de falla I_1 es menor que el incremento de las corrientes combinadas. Es necesario verificar que el pico instantáneo máximo asimétrico de la corriente de falla no supere el pico instantáneo máximo permitido por el interruptor. Este pico máximo del interruptor es aproximadamente $2.7K$ veces la corriente de cortocircuito nominal del interruptor en donde K es el factor de voltaje visto en el punto 2.2.3. En el ejemplo mostrado en la figura 39, se puede observar que las corrientes de paso de los limitadores están en un valor que impide que el pico máximo de la corriente combinada supere el límite de 62 kA permitido por el interruptor.

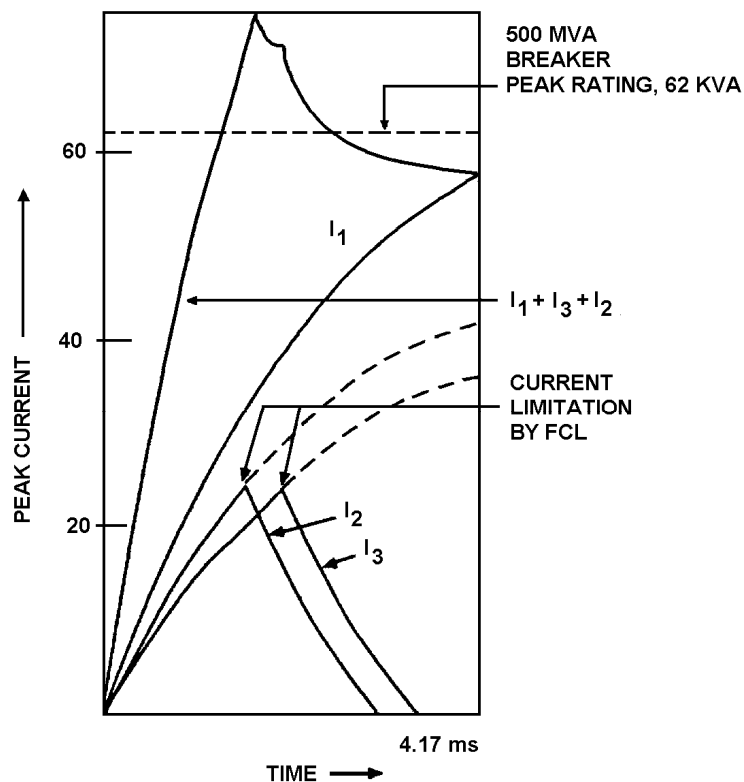
Figura 39. Correcta aplicación de los FCL's



Fuente: Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems. J.C. Das. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997. Pág. 1076

En la figura 40, se muestra el comportamiento de las corrientes del mismo sistema pero con valores de las corrientes de paso de los FCL's mas altos. Se puede observar como el límite máximo de pico del interruptor de potencia (62 kA) es superado por los picos máximos de las corrientes combinadas. En este caso las corrientes de disparo de los FCL's están en un valor que no es adecuado al sistema. De este ejemplo se puede concluir que si la suma de las corrientes de paso de los limitadores mas la corriente de cortocircuito de la sección no superan el límite máximo permitido para este sistema, entonces la aplicación será segura.

Figura 40. Incorrecta aplicación de los FCL's



Fuente: Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems.

J.C. Das. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997.

Pág. 1076

- b. **Capacidad interruptiva:** De lo visto en el capítulo 1, la capacidad interruptiva indica la capacidad de los interruptores de potencia en cuanto a su apertura de contactos. Es posible que durante una falla en un sistema con FCL's se obtengan corrientes de falla iniciales menores a las calculadas para el primer ciclo y del mismo orden que las corrientes interruptivas. Estos valores no serán suficientes para que los FCL's operen.

Esta reducción de las corrientes de falla puede deberse a que en el momento de la falla algunos equipos se encuentren fuera de uso y por lo tanto no contribuyen al cortocircuito. Esto significa que la corriente que fluye a través de los FCL's

contribuye al cortocircuito y por lo tanto debe de considerarse como parte de la corriente que el interruptor debe de poder manejar dentro de sus límites de capacidad interruptiva. Esto es similar a lo visto en el punto anterior en el cual se suman las corrientes instantánea asimétrica de paso de los FCL's a la corriente asimétrica instantánea del propio sistema para evaluar la capacidad del interruptor (momentánea) solamente que en este caso se evalúa o considera la capacidad interruptiva en lugar de la momentánea.

De lo anterior se puede deducir que para calcular la corriente de operación de un FCL, es necesario conocer las características de los sistemas que se interconecta incluyendo las limitaciones impuestas, generalmente, por las capacidades máximas de los interruptores de potencia. Calculando las corrientes de cortocircuito tanto del primer ciclo así como las interruptivas y conociendo los límites de los sistemas es posible entonces calcular las corrientes de operación de los limitadores. Este valor de operación puede ser el valor pico instantáneo de la corriente de paso (*Let through current*) del fusible limitador del FCL o su valor eficaz los cuales están relacionados de la siguiente forma:

$$I_{Drms} = \frac{I_D}{\sqrt{2}}$$

De donde: I_{Drms} = Corriente de paso en valor eficaz
 I_D = Corriente de paso en valor pico.

El valor de operación del FCL también se puede expresar como el valor eficaz de la corriente que pasa por el conductor principal al momento de la falla y que causa la operación de la carga pirotécnica o explosiva. Para esto, es necesario conocer la corriente de paso tal como se describió arriba y luego con las características propias del FCL se puede encontrar esta corriente de operación.

En general, el cálculo de la corriente de operación de un FCL consiste en encontrar el valor de corriente que sumado al valor de las otras contribuciones al cortocircuito no exceda el valor límite dado para el sistema en donde ocurre la falla.

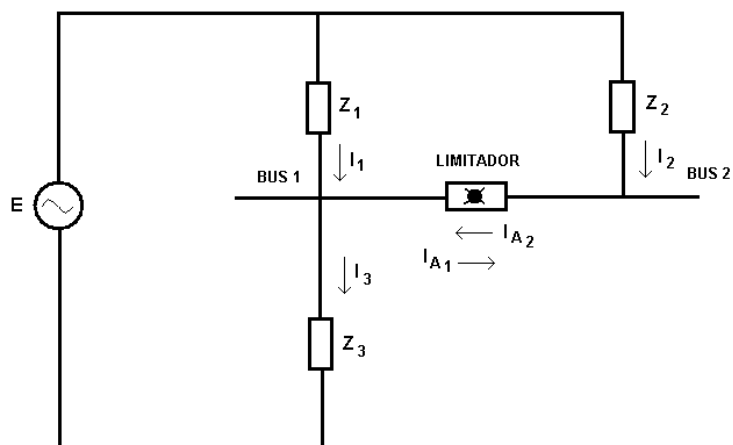
Se puede resumir el método de cálculo en forma sencilla de la siguiente forma:

- Elaborar un estudio de cortocircuito para cada sistema de distribución independiente. El objetivo es determinar las corrientes de cortocircuito en los puntos seleccionados (ver punto 3.2.1). La guía para elaborar este estudio se puede encontrar en el capítulo 1.
- Investigar el valor de la capacidad máxima de abrir, cerrar y permanecer cerrado durante la falla (*Closing and Latching Capability*) del interruptor. El interruptor con los valores mas bajos determinará el máximo valor de corriente de cortocircuito que el sistema o red de distribución puede permitir (eficaz asimétrica o pico). Si el valor anterior es superado durante una falla existe peligro de daños ya que el interruptor no sería capaz de manejar estas corrientes de cortocircuito. Al fijar los valores máximos que soporta la red usando el interruptor con menor capacidad, se asegura que los otros interruptores sean capaces de soportar un cortocircuito que genere una corriente dentro de los límites propuestos para la red. Las capacidades de los interruptores se encuentran, normalmente, en las placas de características o en los manuales del fabricante.
- Calcular la corriente de operación de los FCL's siguiendo el criterio de que la suma (vectorial si es posible) de las contribuciones al cortocircuito, incluyendo la corriente de operación del FCL, no debe superar el límite máximo de corriente de cortocircuito establecido para el sistema interconectado en el cual sucede la falla. Como se mencionó anteriormente, la corriente de operación se puede calcular como el pico máximo de la corriente de paso del fusible limitador y después se puede encontrar el valor de inicio de operación del FCL usando las características dadas por el fabricante. Es importante recordar que si se encuentran los valores picos de las corrientes de paso de los limitadores, las contribuciones deben también de ser valores pico para que el cálculo se realice utilizando valores pico. El cálculo se

puede también realizar con valores eficaces y luego convertirlos a valores pico o viceversa.

Para ilustrar la forma de cálculo del valor de disparo de un limitador, se utilizará un ejemplo. Se supone que existen dos redes o sistemas de distribución de energía eléctrica y que cada sistema alimenta una línea de producción. Por conveniencia de estabilidad, operabilidad y respaldo, se piensa interconectar ambos sistemas usando un limitador de corriente. Se pide calcular el valor de disparo de dicho limitador de tal forma que un cortocircuito en cualquiera de las dos redes o sistemas de distribución no sobrepase los límites máximos de cada red. En la figura 41, se puede observar el diagrama unifilar de la red simplificada.

Figura 41. Red simplificada de interconexión de dos sistemas de distribución



Fuente: Theodore Keders. Aspect concerning the determination of the operating value in applications of Is-limiters. ABB. Pág. 2

Para el ejemplo, se define lo siguiente:

- Z_1 = Impedancia equivalente de la red de distribución correspondiente al bus 1
- Z_2 = Impedancia equivalente de la red de distribución correspondiente al bus 2
- Z_3 = Impedancia equivalente entre el bus y el punto de la falla.
- I_1 = Corriente de falla suministrada por la red No. 1.
- I_2 = Corriente de falla suministrada por la red No. 2.
- I_3 = Corriente de falla suministrada por el sistema al punto de falla.
- I_{A1} = Corriente de operación del limitador suministrada por el bus 1
- I_{A2} = Corriente de operación del limitador suministrada por el bus 2
- I_{k1}'' = Corriente eficaz máxima asimétrica del primer ciclo de la red No. 1
- I_{k2}'' = Corriente eficaz máxima asimétrica del primer ciclo de la red No. 2
- I_{k1-P} = Corriente eficaz máxima asimétrica permitida por la red No. 1
- I_{k2-P} = Corriente eficaz máxima asimétrica permitida por la red No. 2

Como ya se vio anteriormente, tanto I_{k1-P} así como I_{k2-P} son determinada por el interruptor con menor capacidad de interrupción.

Para las condiciones del ejemplo, es decir, si la falla se presenta en el bus 1, entonces el limitador debe de operar si la corriente suministrada al punto de falla supera el límite establecido a la red (la del interruptor de menor capacidad), en forma de expresión matemática se obtiene:

$$I_3 = I_1 + I_2 \geq I_{k1-P}$$

También es posible establecer la relación entre I_1 e I_2 ya que se puede asumir que los voltajes en ambas impedancias son iguales (recordemos que el limitador presenta una impedancia de cero). Si se asume este voltaje como V , entonces tenemos:

$$V = I_1 * Z_1 = I_2 * Z_2 \quad \& \quad V = I_{k_1} * Z_1 = I_{k_2} * Z_2$$

y por lo tanto:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{I_{k_1}}{I_{k_2}}$$

Se puede colocar la suma $I_1 + I_2$ en función de I_2 de la siguiente forma:

$$I_3 = I_2 * \left(1 + \frac{I_{k_1}}{I_{k_2}} \right) \geq I_{k_{1-P}}$$

En el límite, la desigualdad se convierte en igualdad, y por lo tanto I_2 se convierte en la componente de la corriente de falla suministrada por el bus No. 2. Este valor, sería, por lo tanto; el valor de operación del limitador. Para distinguirlo (ya que el valor de operación del limitador debe ser un valor fijo) se le llamará I_{A2} . La expresión, entonces queda de la siguiente forma:

$$I_{A2} * \left(1 + \frac{I_{k_1}}{I_{k_2}} \right) = I_{k_{1-P}}$$

Al despejara para obtener I_{A2} , se obtiene:

$$I_{A2} = I_{k_{1-P}} * \left(\frac{I_{k_2}}{I_{k_1} + I_{k_2}} \right) \quad \text{ó} \quad I_{A2} = I_{k_{1-P}} * \left(\frac{I_{k_2}}{I_{k_1}} + 1 \right)$$

Como se puede observar en la anterior expresión matemática, el valor de corriente permitido en la red No. 1 ($I_{k_{1-P}}$) es un valor conocido para la red y determinado por la

capacidad de los equipos de protección. El valor de la corriente eficaz máxima asimétrica del primer ciclo de la red No. 1 (I_{k1}'') y el valor de la corriente eficaz máxima asimétrica del primer ciclo de la red No. 2 (I_{k2}'') son valores que se pueden calcular usando la herramienta analítica dada en el capítulo 1 para el cálculo de la corriente de cortocircuito. Por lo tanto, el valor de operación del limitador I_{A2} se puede calcular también. Como se vio anteriormente, el cálculo se puede realizar con valores pico.

Si el cortocircuito sucediera en el bus No. 2 en lugar del bus No. 1 (tal como se calculó anteriormente) se podría calcular de forma similar la corriente de operación del limitador I_{A1} . La expresión matemática quedaría de la siguiente forma:

$$I_{A1} = I_{k_{2-P}} * \left(\frac{I_{k_1}''}{I_{k_1}'' + I_{k_2}''} \right) \quad \text{ó} \quad I_{A1} = I_{k_{2-P}} * \left(1 + \frac{I_{k_1}''}{I_{k_2}''} \right)$$

En forma similar al caso de cortocircuito en el bus 1, los valores de $I_{k_{2-P}}$, I_{k1}'' e I_{k2}'' se pueden conocer.

También se puede observar que el limitador debe de funcionar para ambos casos (cortocircuito en el bus 1 o en el bus 2) y por lo tanto es necesario realizar ambos cálculos y escoger el menor de ambos valores. Debido a que los valores $I_{k_{1-P}}$ e $I_{k_{2-P}}$ son fijos para las redes, los valores de operación dependen de la relación I_{k1}''/ I_{k2}'' . Cuando esta relación alcanza su máximo valor, entonces I_{A2} alcanzará el valor mínimo e I_{A1} alcanzará el valor máximo. Por el contrario, cuando la relación alcanza su valor mínimo, I_{A2} alcanzará el valor máximo e I_{A1} alcanzará el valor mínimo. Esto indica que para calcular el valor de disparo, es necesario conocer el mayor desbalance debido al cortocircuito en ambos lados del limitador deben de ser conocidos. Esto indica que no solamente se deben conocer los valores máximos esperados durante un cortocircuito, sino que también los valores mínimos esperados. Si se estiman valores demasiado bajos para una de las corrientes de cortocircuito, es posible que se estimen un valor de operación demasiado bajo para el limitador lo que podría ocasionar disparos falsos. Debido a esto, es necesario calcular la corriente mínima de cortocircuito sobre la base de las condiciones de operación. Si las condiciones normales de operación son

tales que se tiene una probabilidad alta de que siempre obtenemos una sola corriente de falla, entonces no se calcula ningún valor mínimo de la corriente de cortocircuito.

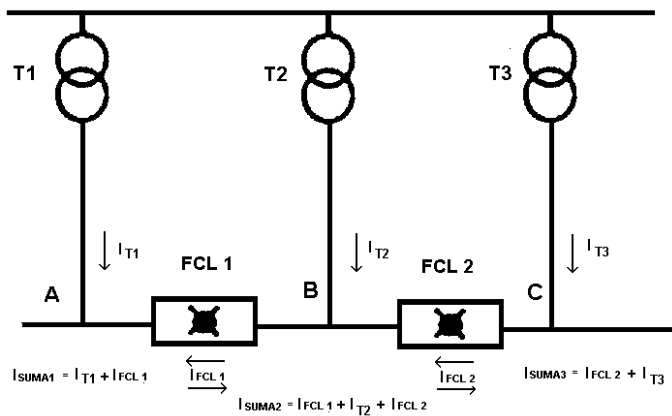
3.2.4 Selectividad

Cuando se utiliza mas de un limitador, es posible lograr selectividad entre limitadores ya que la apertura inicial (explosión de la carga que abre el conductor principal, ver punto 2.3.2) se realiza por medio de la medición, por medio instrumentos, de la corriente máxima posible o esperada por lo que se puede colocar dichos instrumentos en distintas posiciones de la red para así monitorear las corrientes en los puntos de interés y así disparar el limitador que mas convenga.

Lo anterior significa que no es necesario disparar el limitador sobre la base de la corriente que pasa por el, sino que también es posible escoger la corriente o la suma de corrientes en puntos remotos que disparen el limitador cuando se alcanza el valor determinado y antes que suceda el disparo de otro limitador. También se pueden escoger criterios tales como diferencias de corriente, comparación de la dirección de corrientes, comparaciones lógicas como “Y” (*AND*) u “O” (*OR*) de dos condiciones determinadas pueden ser utilizadas para disparar los limitadores. Es necesario recordar todo esto es posible ya que la corriente medida por los transformadores de corriente en distintos puntos son evaluadas por un circuito electrónico programable y el cual manda la señal para la detonación del explosivo.

Con un ejemplo, podemos observar mejor la selectividad. En la figura 41, podemos observar la misma interconexión de la figura 36, pero indicando las corrientes a través de los limitadores de corriente de falla. También se muestran las sumas de las corrientes en las distintas barras de distribución.

Figura 42. Selectividad en limitadores de corriente de falla



Fuente: Is-limiter. Brain Power. ABB. Pág. 20

Como se puede observar en la figura 42, para lograr selectividad es necesario medir las corrientes totales en cada punto. Se puede definir que el limitador de corriente disparará de la siguiente forma:

- Cortocircuito en la sección A: Dispara FCL1
- Cortocircuito en la sección B: Dispara FCL1 y FCL2.
- Cortocircuito en la sección C: Dispara FCL2

El criterio de disparo de los limitadores de corriente de falla corresponde a una combinación lógica Y (*AND*). Por ejemplo, en el caso de la sección A, el FCL1 disparará cuando la corriente total (I_{SUMA1}) y la corriente que pasa por el FCL1 (I_{FCL1}) superan ambas sus valores límites al mismo tiempo. La misma lógica aplica a las otras condiciones descritas.

3.3 Ventajas y desventajas del uso de limitadores

3.3.1 Ventajas

El uso de limitadores de corriente presenta grandes ventajas que han sido mencionadas a lo largo del presente trabajo. En general se puede resumir las ventajas de la siguiente forma:

- Es posible interconectar sistemas de distribución de energía eléctrica industrial que de otra forma no sería posible interconectar debido a las elevadas corrientes de cortocircuito que se presentarían al momento de una falla y que superarían las capacidades máximas de los órganos de protección, especialmente, los interruptores de potencia en instalaciones industriales.
- Si las condiciones lo permiten, es posible lograr una selectividad que es imposible lograr con otros órganos de protección. Esto se debe a la posibilidad de sensar la corriente en distintos puntos y evaluar dichas corrientes con equipo electrónico. Esto permite hacer combinaciones lógicas y no solamente el comportamiento de la corriente de falla.
- Es un equipo con una alta capacidad de conducción debido al conductor principal y a la vez un equipo con alta capacidad interruptiva en un período muy corto de tiempo. Esta característica se debe a la explosión pirotécnica del conductor principal, desvío de la corriente al fusible limitador y posterior interrupción de la corriente de falla. No existe otro equipo de protección con estas características.

3.3.2 Desventajas

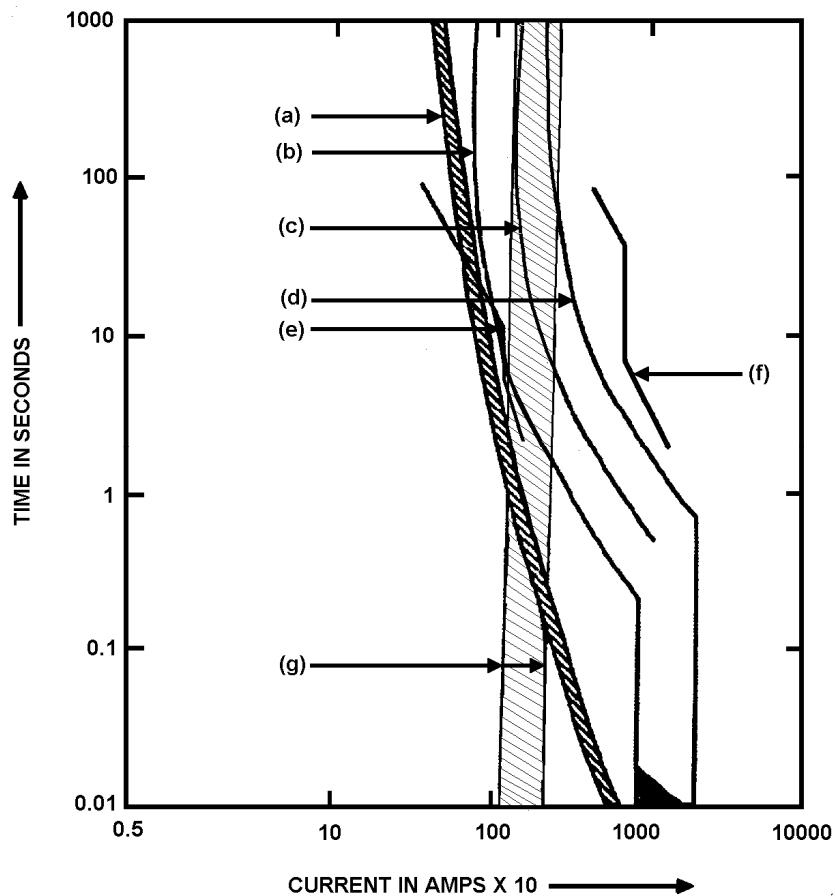
Las ventajas de usar limitadores de corriente de falla dependen de la correcta aplicación que se realice. Por otro lado, para realizar una correcta aplicación es necesario conocer las desventajas de los limitadores de corriente. Entre las desventajas más importantes se puede mencionar:

- El aislamiento de las secciones unidas por el limitador que opere en caso de una falla es un problema inherente a los FCL's. Dependiendo de la configuración de cada sistema interconectado, así será el efecto del aislamiento de cada sección. Si cada sistema o sección cuenta con su propia fuente de energía y es capaz de suplir la energía suficiente para seguir operando, entonces el efecto será pequeño. Sin embargo, si alguno de los sistemas o secciones se interconecta a otra y no cuenta con su propia fuente de energía, entonces esta sección quedará completamente aislada. También puede suceder que la interconexión se realiza para que una sección supla energía a otra en la que se han ejecutado ampliaciones y que han superado la capacidad de su propia fuente de energía. Sin embargo, esta sección de menor capacidad puede tener suficiente capacidad para provocar la operación o disparo del FCL aunque no tenga suficiente capacidad para suplir la demanda de sus propias cargas. Esto ocasionaría un aislamiento de la sección que no es capaz de suplir la energía suficiente para sus propios equipos causando de esta forma serios contratiempos.
- La falta de coordinación de los FCL's con otros órganos de protección es, posiblemente, la mayor desventaja de los limitadores de corriente de falla (ver punto 2.1.11 para recordar el concepto de coordinación). Esto se debe a la naturaleza del FCL el cual opera a un valor específico. En la figura 43, se puede observar las curvas tiempo corriente de dos sistemas interconectados por medio de un FCL. El primer sistema consta de un transformador principal (protegido en el primario y secundario por interruptores de potencia) que alimenta una barra

principal, la cual alimenta varias cargas. De esta barra principal se alimenta un transformador secundario (protegido por un interruptor y un fusible) que alimenta, a su vez, varias cargas. Se puede observar la falta de coordinación entre el FCL y los órganos de protección (fusibles e interruptores). El FCL operará protegiendo los órganos de protección de aquellas corrientes cuyos valores superen límites de dichos órganos, pero no existe coordinación entre sus curvas. Las curvas que se muestran son:

- a. Fusible protector de un transformador secundario alimentado de la barra principal.
- b. Relé de sobre corriente del interruptor que alimenta al mismo transformador anterior.
- c. Relé de sobre corriente del interruptor del secundario del transformador principal y que alimenta la barra principal.
- d. Relé de sobre corriente del interruptor del primario del transformador principal.
- e. Curva (según ANSI) de la capacidad de soportar fallas del transformador secundario alimentado de la barra principal.
- f. Curva (según ANSI) de la capacidad de soportar fallas del transformador principal.
- g. Banda aproximada de operación del limitador (FCL) escogido para la interconexión para la corriente simétrica y asimétrica.

Figura 43. Ejemplo de la coordinación entre un limitador y otros equipos



Fuente: J.C. Das. Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997. Pág. 1078

- Ya se consideró la posibilidad de usar FCL's en conjunto con los reactores limitadores de corrientes de falla (ver figura 34) para evitar las pérdidas por efecto Joule las cuales son intrínsecas en la operación de un reactor. Esta configuración de conexión también presenta desventajas ya que al momento de que un FCL opere, este dejará al reactor en línea limitando de esta forma la corriente de falla. Sin embargo, dependiendo de los sistemas interconectados, las fluctuaciones de voltaje generadas por la inserción repentina del reactor pueden originar inestabilidades

incontrolables en el voltaje. Es necesario, por lo tanto, considerar los flujos de carga para poder estimar dichas fluctuaciones y sus efectos sobre la operación del sistema.

- Otro aspecto muy importante es lo relativo a la capacidad máxima de energía que el limitador puede limitar al momento de una falla. Como ya se vio, esta energía se expresa como una característica limitadora I^2t . Esta característica, en un limitador (FCL), esta dada por el fusible limitador que es el que limita la corriente de falla después de que la carga pirotécnica abre el conductor principal. Debido a que el valor de esta característica limitadora (I^2t) determina el tiempo de apertura del órgano protector, es de suma importancia verificar de que ninguno de los equipos que están en el sistema tengan una característica limitadora I^2t (para el cortocircuito) mas baja que la del FCL ya que de ser así, existe el peligro que si la falla ocurriera después de este órgano protector (mas cerca de la carga), este actúe antes que el FCL causando serios daños. Si un órgano protector es sometido a una corriente de cortocircuito tan alta durante un tiempo establecido de tal forma que supere la característica limitadora I^2t , este órgano protector puede estallar debido a su incapacidad de maneja tanta energía en tan corto tiempo. En la tabla XXXVIII, se puede observar algunos valores típicos de I^2t para distintos órganos de protección para fallas simétricas de 40 kA y los cuales son usados en la distribución de energía eléctrica en sistemas industriales.

Tabla XXXVIII. Valores típicos de I^2t para distintos órganos de protección para fallas a 40 kA simétricos

ORGANO PROTECTOR	CARACTERÍSTICA I^2t
Interruptor de potencia operando a 5 ciclos y con relé de disparo a 2 ciclos (7 en total).	$1.87 \cdot 10^8 \text{ A}^2\text{s}$
Fusible de expulsión operando a 1 ciclo.	$92.67 \cdot 10^7 \text{ A}^2\text{s}$
Fusible limitador de corriente	$10 \cdot 10^5 \text{ A}^2\text{s}$
Limitador de corriente de falla o FCL	$1 \cdot 10^5 \text{ A}^2\text{s}$

Fuente: J.C. Das. Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997. Pág. 1080

La tabla anterior es válida únicamente si todos estos elementos están sometidos a los 40 kA simétricos de falla, sin embargo, como ya se vio anteriormente, el FCL se aplica únicamente en una parte del sistema por lo que no estará sometido al mismo valor de falla que los otros órganos de protección. Esto ocasiona que el porcentaje de la característica I^2t del limitador respecto a los otros órganos de protección cambie. En la tabla XXXVIII el I^2t del limitador es 1/1870 (0.053%) de la del interruptor de potencia. En un circuito real puede llegar a ser de 43%. Esto lo podemos observar en la tabla XXXIX, en la cual se muestran los resultados de un caso real.

Tabla XXXIX. I^2t en un ejemplo real con un FCL interconectando dos sistemas

DESCRIPCION	RESULTADOS
Tiempo base de operación del interruptor de potencia.	5 ciclos simétricos.
Corriente de falla trifásica	21.95 kA simétricos sin FCL y 14.37 kA con FCL
Tiempo de operación del relé	2 ciclos (relé instantáneo de sobrecorriente)
Tiempo total de limpieza de la falla	7 ciclos
I^2t del interruptor de potencia con FCL	$24.09 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{s}$
I^2t del interruptor de potencia sin FCL	$56.21 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{s}$
I^2t permitido por el FCL	$1.3 \cdot 10^5 \text{ A}^2\text{s}$

Fuente: J.C. Das. Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems. IEEE Transaction on Industry Applications. Vol. 33. No. 4. July/August 1997. Pág. 1080

- Los disparos en falso es otra desventaja en los FCL's. Entre mas bajo es el nivel de sensado de un FCL, mas sensible al ruido y viceversa. Las corrientes transitorias generadas por las conexiones y desconexiones de los bancos de capacitores de media tensión pueden ser de 6 a 10 veces el valor de la corriente de carga normal y sus frecuencias pueden ser entre 500 a 2000 Hz. Las corrientes transitorias generadas por las corrientes magnetizantes de los transformadores grandes son ricas en armónicas (segunda, tercera, cuarta, quinta, etc.). Otra fuente de disturbios son las sincronizaciones de generadores. Todos estos disturbios pueden generar ruidos que disparen a los FCL's.

- Como ya vio anteriormente, los FCL's son dispositivos de fase sencilla, es decir, en un sistema trifásico se utilizan 3 FCL's (uno por fase). Esto significa que, cuando opere un FCL en una fase, los otros dos pueden permanecer alimentando las cargas. Esto puede ocasionar problemas de ferro resonancia. También es necesario reemplazar el juego completo de FCL's (tres, uno por cada fase) ya que estos están acoplados electrónicamente y no se puede cambiar solamente uno.

- El sistema de control y disparo de la carga pirotécnica que interrumpe el conductor principal, es alimentada en baja tensión (normalmente 120 VAC). Como ya sabemos, es importante que este sistema de control este todo el tiempo alimentado para evitar que el sistema se quede desprotegido debido a fallas en la alimentación de voltaje del control. Una fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) podría utilizarse para garantizar la fuente de bajo voltaje al control.

- Debido a que es necesario reemplazar el juego de 3 FCL aunque la falla haya sido en una sola fase, es necesario desechar el resto. Esto trae alguna complicación ya que estos dispositivos todavía contienen la carga explosiva la cual no se ha activado y por lo tanto es necesario contar con algún método para desecharlos.

- El reemplazo de los FCL's, es costoso debido a que hay que cambiar el juego completo. Adicionalmente, es necesario proveer al los FCL's con interruptores en ambos extremos para poder aislar las bases en las cuales se colocan los limitadores del voltaje que todavía existe en los sistemas que fueron separados por la acción de los FCL's. Esto incrementa el costo de instalación.

- La operación de los limitadores de corriente de falla (FCL's) no se puede comparar con la operación de los interruptores ya que alguna falla en la operación de los interruptores solamente puede ocasionar atraso en la apertura y liberación de la falla, mientras que una falla en la operación de un FCL puede ocasionar serios daños tales como explosión de órganos de protección que no están capacitados para soportar las corrientes altas de falla generadas por la interconexión de sistemas.

Todas estas desventajas mencionadas no se mencionan para dejar de usar los FCL's, sino mas bien para que se tomen en cuenta al momento de aplicarlos.

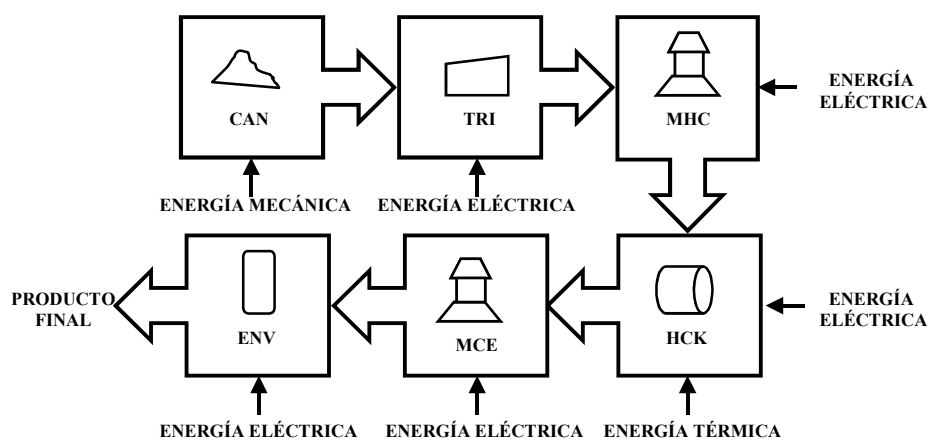
4. CASO REAL DE UNA APLICACIÓN DE LIMITADORES EN INDUSTRIA A

4.1 Breve descripción de la industria A y de la necesidad de interconexión

4.1.1 Descripción de la industria

La industria A (como se ha decidido llamarle a la industria real en la que se aplicaran los FCL's) se dedica a la producción de un producto a partir de componentes minerales. Se usan principalmente dos componentes y en menor cantidad otros dos componentes. También se utilizan cuatro componentes como aditivos. La fuente de energía es principalmente mecánica (para extraer los minerales), térmica (combustibles) y eléctrica. En figura 44, se puede observar un diagrama de flujo del proceso en forma simplificada.

Figura 44. Diagrama de flujo de proceso simplificado de industria A



El proceso está compuesto de las siguientes partes:

CAN: Cantera de la cual se extrae los minerales (materias primas). En esta parte del proceso se utiliza energía mecánica por medio de maquinaria pesada.

TRI: Subproceso de trituración en la cual se trituran los minerales a un tamaño determinado.

MHC: Subproceso de molinos para convertir los minerales en polvo.

HCK: Subproceso de hornos para convertir el polvo mineral en un componente intermedio. Los minerales sufren una transformación química por medio de energía térmica.

MCE: Subproceso de molinos de producto final. En estos molinos se muele el componente intermedio y se convierte en el producto final.

ENV: Subproceso de envasado. En esta área se envasa el producto final para su despacho.

Como se puede observar en todos los subprocesos, a excepción del primero, se utiliza electricidad como fuente de energía para las máquinas que transforman las materias primas (minerales) en producto final. En el subproceso de hornos (HCK) se utiliza, además de la energía eléctrica, energía térmica ya que en esta parte del proceso los minerales sufren una transformación química.

Debido a la naturaleza del proceso no es posible definir claramente líneas de producción totalmente independientes desde el primer subproceso hasta el último. Es más fácil definir áreas de producción en cada subproceso. En las figuras 45 a la 47 se puede observar a grandes rasgos las áreas de producción que se pueden definir en cada subproceso. La nomenclatura usada sigue la mostrada en la figura 44 e indicando cada línea con un número correlativo. Aunque no se puede definir líneas de producción independientes, se verá más adelante que si es posible distinguir tres líneas principales de producción.

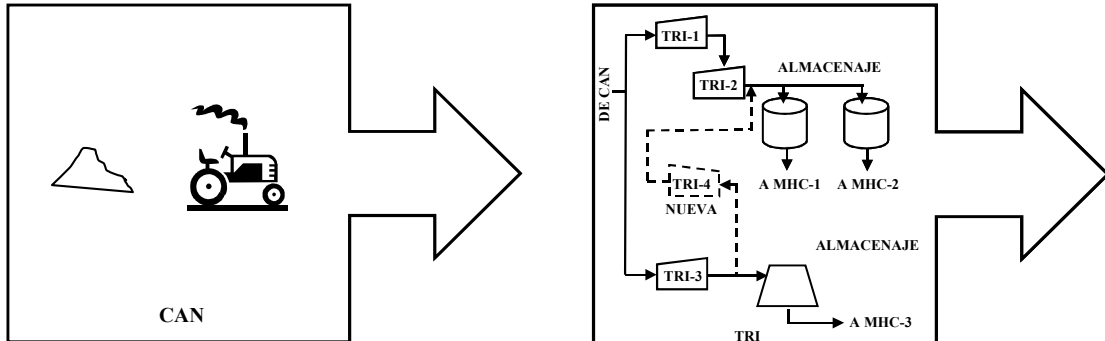


Figura 45. Subprocesos de cantera y trituración

Figura 46. Subproceso de molinos de minerales y hornos

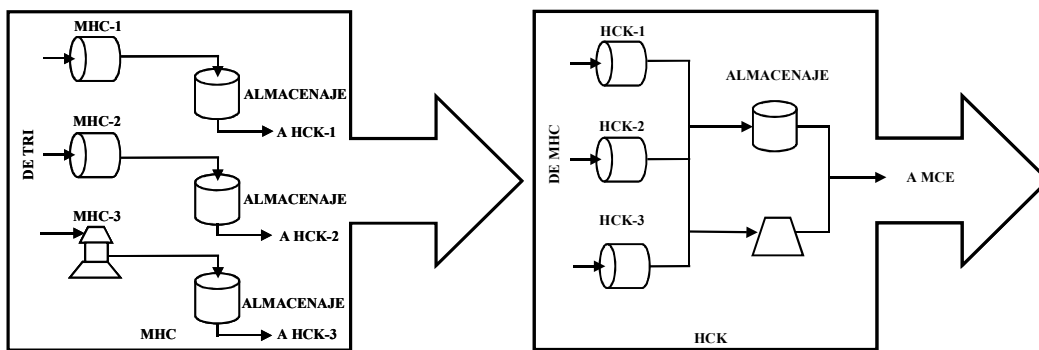
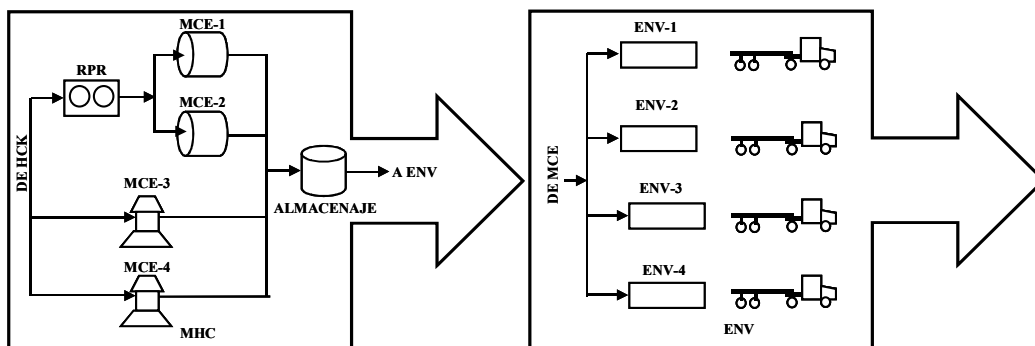


Figura 47. Subproceso de molienda de producto final y envasado



4.1.2 Distribución eléctrica

En las figuras anteriores se muestra solamente las áreas de producción de cada subproceso. Cada una de las áreas mostradas consta de varios equipos accionados por equipos eléctricos (motores de inducción y sincrónicos). Los equipos mas grandes, motor principal y ventilador de succión o tiro, están alimentados en media tensión (4160 voltios). La media tensión se obtiene de transformadores principales que reducen la tensión de 69 kV a 4.16 kV. Los equipos pequeños están alimentados en baja tensión (480 voltios). La baja tensión se obtiene de transformadores (llamados departamentales) que reducen la media tensión a baja tensión.

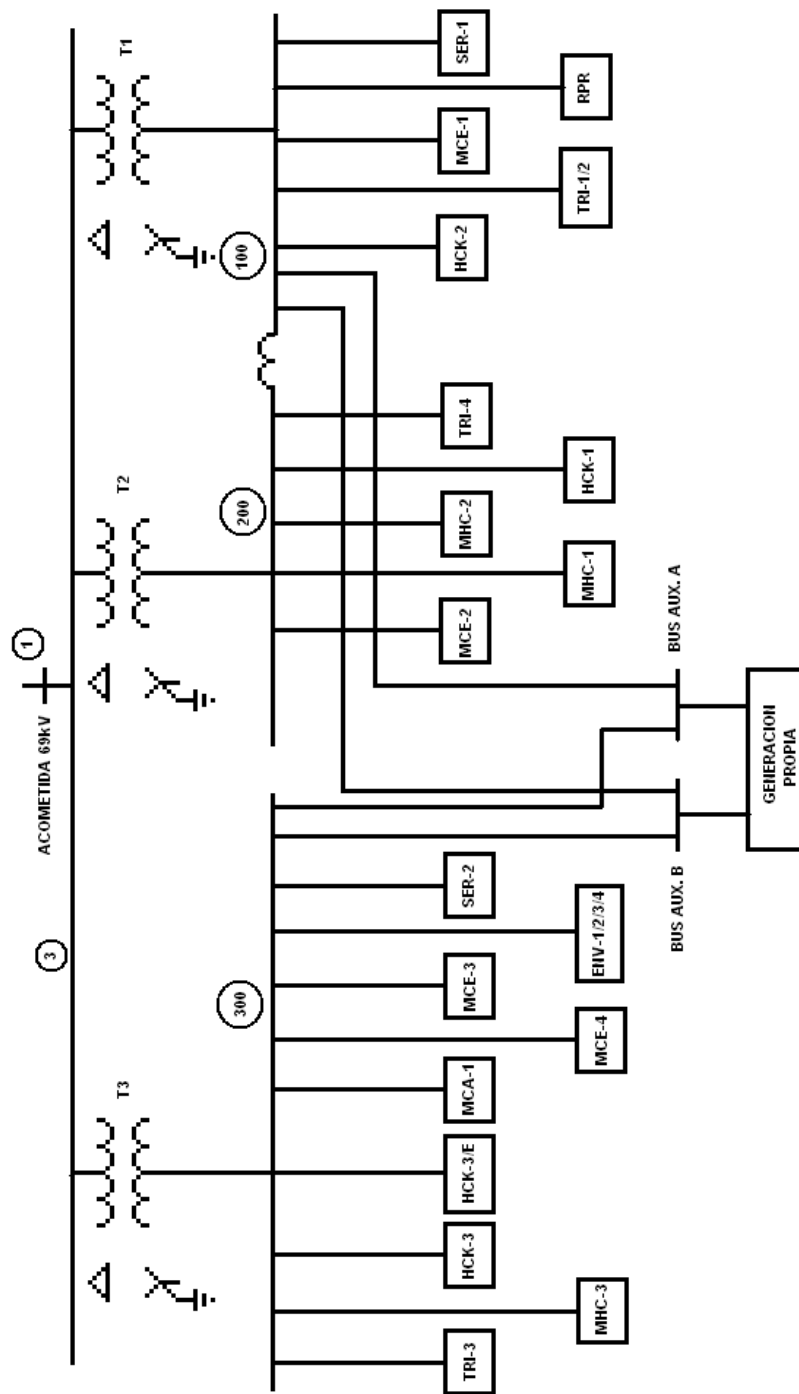
En la figura 48 se puede observar como se realiza la distribución eléctrica en esta industria. Esta distribución eléctrica muestra los sistemas de distribución eléctrica que se desea interconectar y que es el objeto de estudio de este trabajo. En esta figura no se muestran detalles ya que eso se mostrará mas adelante. Solamente sirve para poder entender como se alimentan eléctricamente las distintas áreas mostradas anteriormente. Se identifican las barras principales ya que estas servirán de referencia para el diagrama unifilar que se mostrarán por partes.

En los diagramas de flujo anteriores se mostraron solamente los subprocesos productivos. Sin embargo, la industria A, también cuenta con generación eléctrica propia. Esta generación se realiza por medio de generadores accionados por motores de combustión interna y utilizan bunker como combustible. En la figura 48 también se muestran las áreas de servicios. Estas áreas sirven para proveer de energía eléctrica a ciertos equipos comunes a los subprocesos productivos y para oficinas.

La distribución eléctrica de la industria A tiene las siguientes características:

- Es alimentada en 69 kV.
- Existen tres transformadores que reducen el voltaje de la acometida de 69 kV a 4.16 kV (media tensión). Estos transformadores se designan como T1, T2 y T3; sin embargo, solo se utilizan T2 y T3.
- Los buses 100 y 200 están interconectados por un reactor. También cuentan con un interruptor que une ambas barras. Sin embargo, este interruptor no se abre nunca por lo que las dos barras funcionan como una sola alimentando a las dos líneas más antiguas de la industria. Estas líneas se les llama, línea 1 (L1) y línea 2 (L2).
- El transformador T2 alimenta los buses 100 y 200 por lo que se hará referencia siempre a T2 sabiendo que este alimenta a las líneas 1 y 2.
- El bus 300 alimenta a la línea de producción más reciente y la cual es llamada línea 3, siguiendo de esta forma el orden.
- La industria, como se mencionó anteriormente, cuenta con generación propia la cual puede suplir la demanda de los buses 100 y 200 o el bus 300 pero no todas al mismo tiempo.
- Existen dos buses auxiliares, el A y el B. Estos buses sirven para poder conectar los generadores a los buses 100 y 200 (L1 y L2) o hacia el bus 300 (L3).
- En la figura 48, se muestran el equipo TRI-4 que no existe todavía, pero será instalada en el futuro.
- En la misma figura se muestran alimentaciones eléctricas hacia áreas que no se muestran en los diagramas anteriores. Cada área tiene alimentación independiente pero pertenecen a alguno de los subprocesos ya mencionados. Estos equipos son HCK-3/E que es parte de HCK. MCA-1 que eléctricamente está en el bus 300 pero sirve a las áreas HCK-1 y HCK-2. SER-1 y SER-2 son las áreas de servicio descritas anteriormente.

Figura 48. Distribución eléctrica de la industria A



4.1.3 Interconexión

Aunque el proceso no es posible descomponerlo en líneas de producción totalmente independientes, si es posible dividirla en las tres líneas de producción mencionadas anteriormente. Desde el punto de vista de la alimentación eléctrica, las líneas 1 y 2 son alimentadas por los mismos buses (100 y 200 unidas) y el mismo transformador (T2). La línea 3 es alimentada por el bus 300 y por medio del transformador T3. La industria cuenta también con plantas de generación que nos son capaces de suministrar totalmente la energía a toda la industria pero si pueden suministrar energía conjuntamente con el transformador T2 y/o T3. Desde el punto de vista operativo, es importante contar con flexibilidad en el suministro de energía eléctrica (interconexión). Algunas de las razones para esto son:

- El suministro de energía eléctrica externa no es estable al 100% durante el año. Existen cortes de energía eléctrica principalmente en la época lluviosa.
- Equipos del subproceso de hornos (HCK) que trabajan a altas temperaturas y por lo tanto, necesitan energía eléctrica mientras están calientes para evitar contracciones térmicas bruscas. Cuando existen cortes de energía eléctrica externa, es importante poder suministrar energía desde la plantas de generación local. Esto significa el tener interconexiones entre todos los sistemas.
- Durante operación normal con energía externa, es conveniente suministrar energía a los procesos productivos desde las plantas de generación ya que los costos pueden ser menores a los pagados a la compañía externa. El contar con las plantas de generación interna en paralelo con la fuente externa, también tiene la ventaja de suministrar energía eléctrica a los equipos mas importantes aunque exista un corte de energía externo. Este suministro puede ser de tal forma que el equipo no pare debido al corte de energía externo. Esto trae beneficios principalmente en el subproceso de hornos en el cual los paros continuos afectan la vida útil de algunos elementos de desgaste.

4.2 Estudio de cortocircuito

En los capítulos anteriores se ha visto la importancia que tiene el estudio de cortocircuito para poder determinar la correcta aplicación de los órganos de protección, especialmente los interruptores de potencia y fusibles. Debido a la necesidad de interconexión descrita anteriormente, es necesario realizar este estudio para poder determinar las condiciones actuales de los órganos de protección así como de la situación del sistema en caso de realizar la interconexión. También sirve para poder determinar las ubicaciones y valores de disparo apropiados para los limitadores de corriente de falla (FCL) en caso de que esta sea una solución para las excesivas corrientes de cortocircuito que se pueden generar al momento de una falla en un sistema interconectado.

Los principios para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se dieron en el capítulo 1 y se presentó un ejemplo. Para el caso de la industria A, debido a los distintos cálculos que hay que realizar y a la complejidad del sistema, no se mostraran los cálculos sino que solamente los resultados de los cálculos.

4.2.1 Diagrama unifilar

Como se puede observar en la figura 48, el sistema eléctrico de distribución interconectado es bastante grande como para mostrarlo en una hoja, por lo que para poder mostrar el diagrama unifilar se dividirá en los principales sistemas de distribución. Estos sistemas corresponden básicamente al formado por las líneas 1 y 2 juntos, línea 3 y plantas de generación. En la figura 49 se puede ver el diagrama unifilar del sistema de distribución de energía eléctrica para las líneas 1 y 2. En la figura 50, se puede observar el correspondiente a la línea 3. En la figura 51 se puede observar el diagrama unifilar de las plantas de generación y sus barras auxiliares las cuales permiten conectar las plantas a cualquiera de la líneas anteriores.

Figura 49. Diagrama unifilar de las líneas 1 y 2

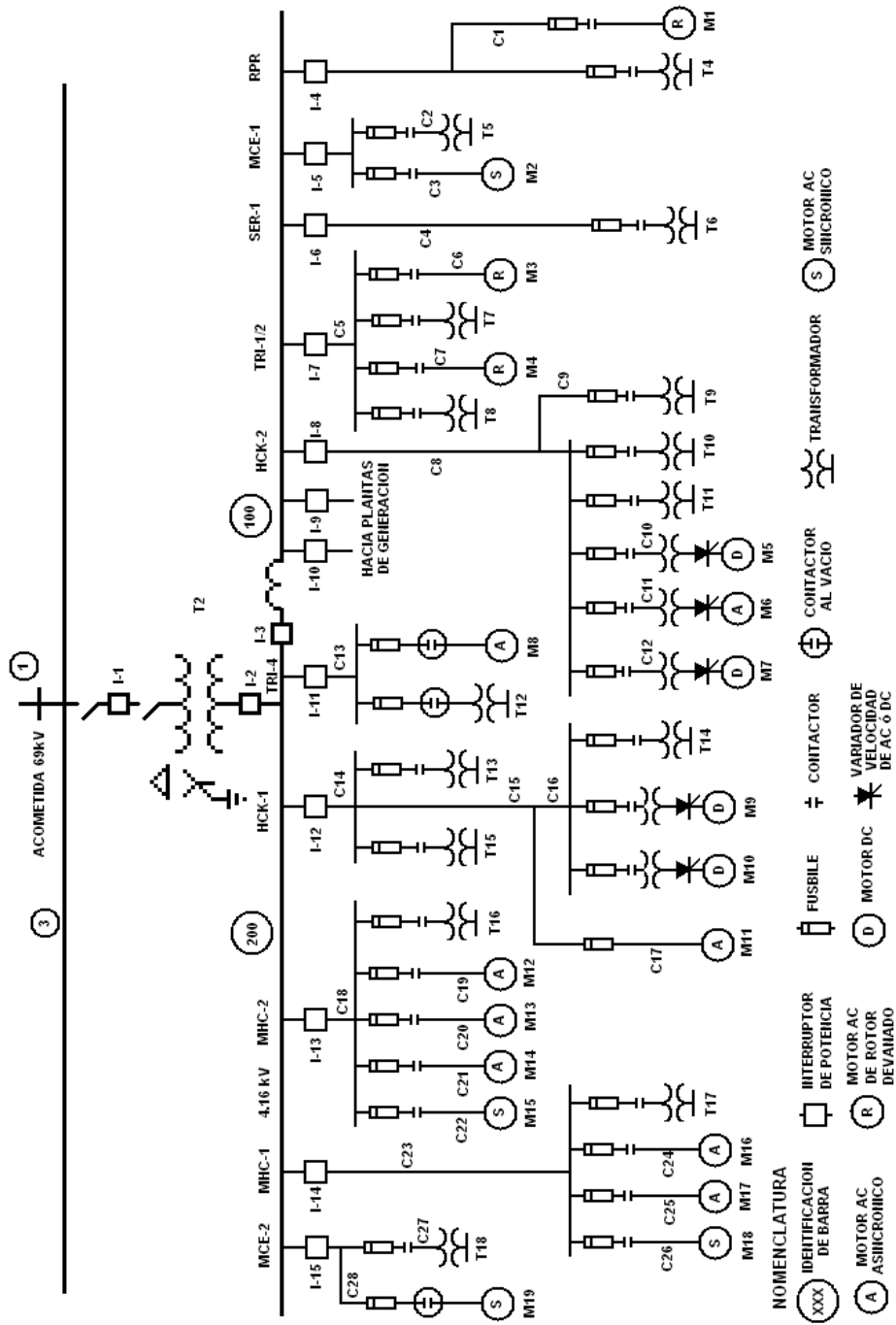


Figura 50. Diagrama unifilar de la línea 3

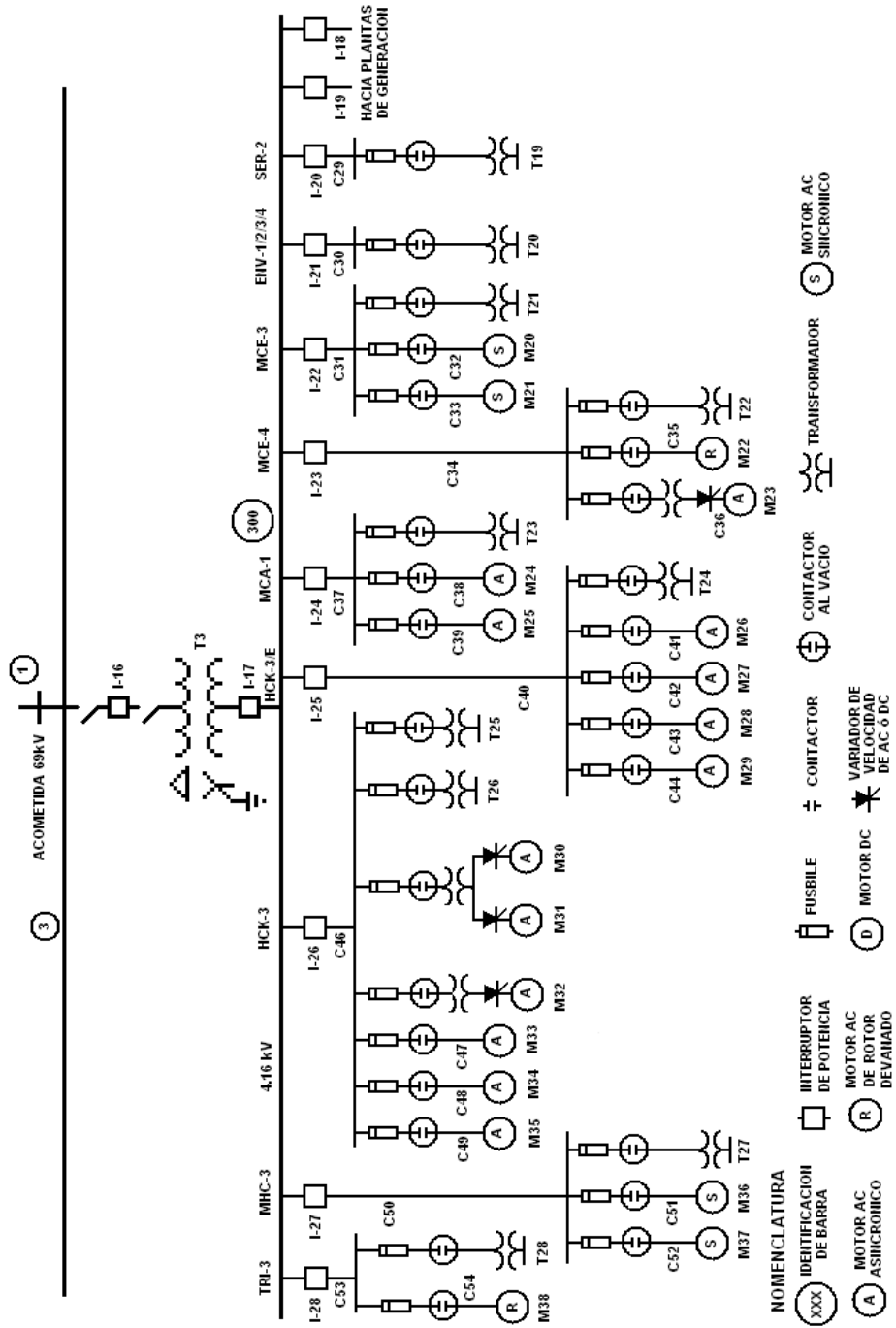
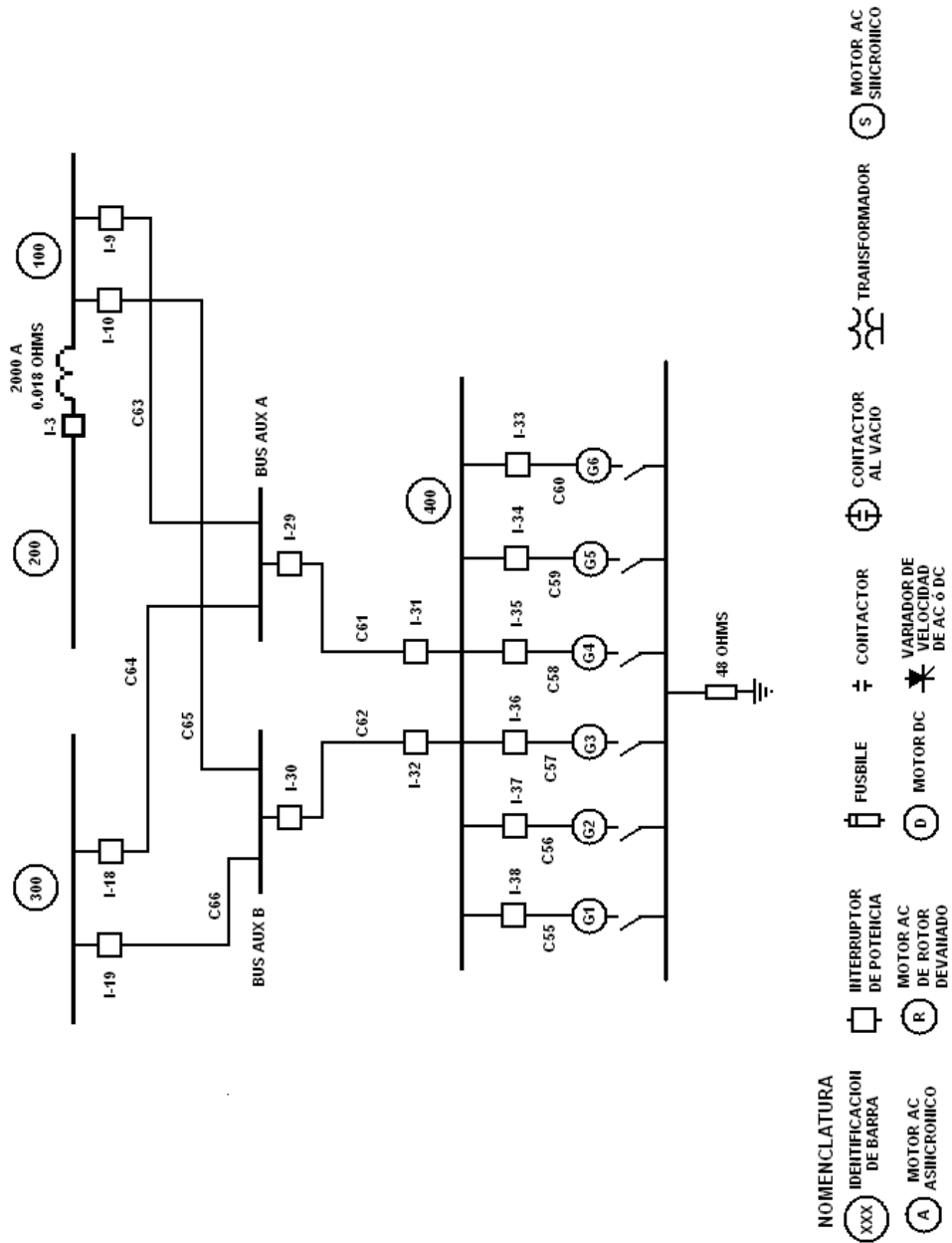


Figura 51. Diagrama unifilar de las plantas de generación



4.2.2 Datos del sistema

En las tablas XL, XLI, XLII , XLIII y XLIV se puede observar la descripción de los componentes mostrados en las figuras 49, 50 y 51.

Tabla XL. Características de los equipos de la línea 1

U AREA	EQUIPO	ID	CARACTERISTICAS			Z	X/R	CONTRIBUYE	
			POTENCIA	VOLTAJE	TIPO				
U	ACOMETIDA ENTRADA	U	405 MVA	69KV	N/A	N/A	15	SI	
T2	TRANSFORMADOR PRINCIPAL	T2	20.0 MVA	69/4.16 Kv	N/A	0.0768	18	SI	
RPR	MOTOR PRINCIPAL	M1	780 KVA / 630 KW	4.16 Kv	AC ROTOR DEVANADO	0.1700	22	SI	
	CABLE ALIMENTACION M1	C1	N/A	5KV	124 M. 2-3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T4	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0624	6	SI	
	CARGA CONECTADA A T4	L4	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
MCE-1	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T5	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0538	7	SI	
	CARGA CONECTADA A T5	L5	1500 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	CABLE ALIMENTACION T5	C2	N/A	5KV	19 M. 3/C-350 MCM	0.0386+j0.0274	X	N/A	
	MOTOR PRINCIPAL	M2	1296 KVA / 1650 HP	4.16 Kv	ASINCRONICO	0.2000	24	SI	
	CABLE ALIMENTACION M2	C3	N/A	5KV	19 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A	
SER-1	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS	T6	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0800	6	SI	
	CARGA CONECTADA A SERVICIOS	L6	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	CABLE DE ALIMENTACION T6	C4	N/A	5KV	351 M. 3/C-350 MCM	0.0386+j0.0274	X	N/A	
TRI-1/2	CABLE ALIMENTACION TRI-1/2	C5	N/A	5KV	307 M. 3/C-350 MCM	0.0386+j0.0274	X	N/A	
	MOTOR PRINCIPAL TRI-1	M3	416 KVA	4.16 Kv	AC ROTOR DEVANADO	0.1700	18	SI	
	CABLE ALIMENTACION M3	C6	N/A	5KV	310 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T7	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0592	6	SI	
	CARGA CONECTADA A T7	L7	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	MOTOR PRINCIPAL TRI-2	M4	323 KVA / 350 HP	4.16 Kv	AC ROTOR DEVANADO	0.1700	16	SI	
	CABLE ALIMENTACION M4	C7	N/A	5KV	25 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T8	300 KVA	4160/480 V	N/A	0.0487	4	SI	
	CARGA CONECTADA A T8	L8	300 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	CABLE ALIMENTACION AREA HCK-2	C8	N/A	5KV	365 M. 2-3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X	N/A	
HCK-2	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T9	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0800	6	SI	
	CARGA CONECTADA A T9	L9	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	CABLE ALIMENTACION T9	C9	N/A	5KV	165 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T10	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0548	7	SI	
	CARGA CONECTADA A T10	L10	1500 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T11	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	7	SI	
	CARGA CONECTADA A T11	L11	1500 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	MOTOR	M5	413 KVA / 400 HP	480 V	DC CON VARIADOR		X	X	NO
	CABLE ALIMENTACION M5	C10	N/A	5KV	45 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	X	NO
	MOTOR	M6	436 KVA / 315 KW	480 V	ASINCRONICO		X	X	NO
	CABLE ALIMENTACION M6	C11	N/A	5KV	55 M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	X	NO
	MOTOR	M7	1808 KVA / 1750 HP	480 V	DC CON VARIADOR		X	X	NO
	CABLE ALIMENTACION M7	C12	N/A	5KV	28 M. 3/C-350 MCM	0.0386+j0.0274	X	X	NO
	R	UNION BARRAS 100-200	R	8335 KVA	5KV	N/A	0.0150	X	SI

Tabla XLI. Características de los equipos de la línea 2

AREA	EQUIPO	ID	CARACTERISTICAS			Z	X/R	CONT RIBUY E
			POTENCIA	VOLTAJE	TIPO			
TRI-4	CABLE ALIMENTACION TRI-4	C13	N/A	5KV	1800 M. 4-1/C-350MCM	0.0386+j0.0375	X	N/A
	MOTOR PRINCIPAL TRI-4	M8	1238 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	25	SI
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T12	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0500	6	SI
	CARGA CONECTADA A T12	L12	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
HCK-1	CABLE ALIMENTACION HCK-1	C14	N/A	5KV	135 M. 2-3/C750 MCM	0.0199+j0.0260	X	N/A
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T13	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0592	6	SI
	CARGA CONECTADA A T13	L13	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
	CABLE ALIMENTACION	C15	N/A	5KV	120M. 2-3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X	N/A
	CABLE ALIMENTACION	C16	N/A	5KV	92M. 2-3/C-750MCM	0.0199+j0.0260	X	N/A
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T14	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0568	7	SI
	CARGA CONECTADA A T14	L14	1500 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
	MOTOR	M9	346 KVA /335 HP	4.16 KV	DC CON VARIADOR		X	NO
	MOTOR	M10	1178 KVA / 1140 HP	4.16 KV	DC CON VARIADOR		X	NO
	MOTOR	M11	277 KVA /300 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	15	SI
	CABLE ALIMENTACION M11	C17	N/A	5KV	92M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T15	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0589	6	SI
	CARGA CONECTADA A T15	L15	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
	MHC-2	CABLE ALIMENTACION MHC-2	C18	N/A	5KV	365M. 3-3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X
TRANSFORMADOR DEPTO.		T16	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0800	6	SI
CARGA CONECTADA A T16		L16	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
MOTOR		M12	277 KVA /300 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	15	SI
CABLE ALIMENTACION M12		C19	N/A	5KV	50M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
MOTOR		M13	462 KVA / 500 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.0614+j0.0290	19	SI
CABLE ALIMENTACION M13		C20	N/A	5KV	85M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
MOTOR		M14	462 KVA / 500 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.0614+j0.0290	19	SI
CABLE ALIMENTACION M13		C21	N/A	5KV	85M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
MOTOR		M15	2356 KVA / 3000 HP	4.16 KV	SINCRONICO	0.0614+j0.0290	19	SI
CABLE ALIMENTACION M14		C22	N/A	5KV	25M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
MHC-1		CABLE ALIMENTACION MHC-1	C23	N/A	5KV	360M. 2-3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T17	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0800	6	SI
	CARGA CONECTADA A T17	L17	1000 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
	MOTOR	M16	416 KVA / 450 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	18	SI
	CABLE ALIMENTACION M16	C24	N/A	5KV	65M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
	MOTOR	M17	323 KVA / 350 HP	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	16	SI
	CABLE ALIMENTACION M17	C25	N/A	5KV	65M. 3/C-#4/0	0.0614+j0.0290	X	N/A
	MOTOR	M18	1718 KVA / 1750 HP	4.16 KV	SINCRONICO	0.2000	24	SI
	CABLE ALIMENTACION M18	C26	N/A	5KV	30M. 3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X	N/A
	TRANSFORMADOR DEPTO.	T18	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0590	7	SI
MCE-2	CARGA CONECTADA A T18	L18	1500 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI
	CABLE ALIMENTACION T18	C27	N/A	5KV	20M. 3/C-350MCM	0.0386+j0.0274	X	N/A
	MOTOR	M19	1718 KVA / 1750 HP	4.16 KV	SINCRONICO	0.2000	24	SI
	CABLE ALIMENTACION M19	C28	N/A	5KV	16M. 3/C-500MCM	0.0279+j0.0265	X	N/A

Tabla XLII. Características de los equipos de la línea 3

AREA	EQUIPO	ID	CARACTERISTICAS			Z	X/R	CONTRIBUYE	
			POTENCIA	VOLTAJE	TIPO				
3	TRANSFORMADOR PRINCIPAL	T3	20 MVA	69/4.16 KV	N/A	0.0780	18	SI	
SER-2	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T19	1000 KVA	4160/480 V	ASINCRONICAS	0.0575	6	SI	
	CARGA CONECTADA A T19	L19	900 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
SER-4	CABLE ALIMENTACION T19	C28	N/A	5KV	480M. 3-1/C-250MCM	0.02787+0.02057	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T20	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	7	SI	
SER-4	CARGA CONECTADA A T20	G1	2380 W	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	126	SI	
	CABLE ALIMENTACION T20	G2	2380 W	480V	480M. 3-1/C-250MCM	0.0261+0.00169	X	N/A	
SER-4	CABLE ALIMENTACION MCE	G3	2331 W	480V	480M. 3-1/C-250MCM	0.01048+0.01362	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T21	1000 KVA	4160/480 V	ASINCRONICAS	0.0575	6	SI	
SER-4	CARGA CONECTADA A T21	G4	2331 W	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	126	SI	
	CABLE ALIMENTACION T21	G5	2331 W	480V	480M. 3-1/C-250MCM	0.02588	X	N/A	
SER-4	CABLE ALIMENTACION M20	G6	2392 W	480V	480M. 3-1/C-250MCM	0.00458+0.00458	X	N/A	
	MOTOR BARRA 400	C55	M21	380 KVA	516KV	50M. 3-3/C-350MCM	0.00084+0.00000	X	N/A
SER-4	CABLE BARRA 400 N M21	C56	C33	N/A	5KV	20 M. 2-3/C-350MCM	0.00028+0.00000	X	N/A
	CABLE ALIMENTACION MCE	C57	C34	N/A	5KV	250M. 3-3/C-350MCM	0.00084+0.00000	X	N/A
SER-4	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T22	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.00084+0.00000	X	N/A	
	CABLE BARRA 400 A T22	C59	L22	900 KVA	480V	480M. 3-1/C-250MCM	0.00211+0.00119	X	N/A
SER-4	MOTOR BARRA 400	C60	M22	380 KVA	516KV	50M. 3-3/C-350MCM	0.00211+0.00119	X	N/A
	CABLE ALIMENTACION M22	C65	M23	N/A	5KV	250M. 3-3/C-350MCM	0.00226+0.00217	X	N/A
SER-4	MOTOR BARRA 400 BUS AUX. A	C61	M23	380 KVA	516KV	50M. 3-3/C-350MCM	0.00302+0.00129	X	N/A
	CABLE ALIMENTACION M23	C62	C36	N/A	5KV	50M. 3-3/C-350MCM	0.00458+0.00458	X	N/A
SER-4	CABLE ALIMENTACION M24	C63	C37	N/A	5KV	480M. 15-3/C-500MCM	0.00973+0.00300	X	N/A
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T23	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.00039+0.00100	X	N/A	
SER-4	CABLE ALIMENTACION M24	C66	L23	900 KVA	480V	480M. 15-3/C-500MCM	0.00039+0.00100	X	N/A
	MOTOR	C38	M25	591 KVA	4.16 KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A
SER-4	CABLE ALIMENTACION M25	C39	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
	CABLE DE ALIMENTACION HCK-3/E	C40	N/A	5KV	380M. 6-1/C-250MCM	0.03309+0.02443	X	N/A	
SER-4	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T24	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	7	SI	
	CARGA CONECTADA A T24	L24	900 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
SER-4	MOTOR	M26	235 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	13	SI	
	CABLE ALIMENTACION M26	C41	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	MOTOR	M27	235 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	13	SI	
	CABLE ALIMENTACION M27	C42	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	MOTOR	M28	235 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	13	SI	
	CABLE ALIMENTACION M28	C43	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	MOTOR	M29	581 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	18	SI	
	CABLE ALIMENTACION M29	C44	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	CABLE DE ALIMENTACION HCK-3	C46	N/A	5KV	480M. 6-1/C-500MCM	0.02196+0.02834	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T25	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	5	SI	
SER-4	CARGA CONECTADA A T25	L25	900 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T26	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	6	SI	
SER-4	CARGA CONECTADA A T26	L26	900 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	MOTOR	M30	277 KVA	4.16 KV	AC CON VARIADOR	X	X	NO	
SER-4	MOTOR	M31	277 KVA	4.16 KV	AC CON VARIADOR	X	X	NO	
	MOTOR	M32	1914 KVA	4.16 KV	AC CON VARIADOR	X	X	NO	
SER-4	MOTOR	M33	349 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	17	SI	
	CABLE ALIMENTACION M33	C47	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	MOTOR	M34	452 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	17	SI	
	CABLE ALIMENTACION M34	C48	N/A	5KV	50M. 3/C-#2/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	MOTOR	M35	802 KVA	4.16 KV	ASINCRONICO	0.1700	22	SI	
	CABLE ALIMENTACION M35	C49	N/A	5KV	50M. 3/C-#4/0	0.01602+0.00500	X	N/A	
SER-4	CABLE DE ALIMENTACION MHC-3	C50	N/A	5KV	480M. 6-1/C-500MCM	0.02196+0.02834	X	N/A	
	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T27	1500 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	7	SI	
SER-4	CARGA CONECTADA A T27	L27	900 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
	MOTOR	M36	3097 KVA	4.16 KV	SINCRONICO	0.2000	27	SI	
SER-4	CABLE ALIMENTACION M36	C51	N/A	5KV	50M. 2-3/C-350MCM	0.00317+0.00225	X	N/A	
	MOTOR	M37	2716 KVA	4.16 KV	SINCRONICO	0.2000	27	SI	
SER-4	CABLE ALIMENTACION M37	C52	N/A	5KV	50M. 2-3/C-350MCM	0.00317+0.00225	X	N/A	
	CABLE DE ALIMENTACION TRI-3	C53	N/A	5KV	1700M. 6-1/C-250MCM	0.14804+0.10929	X	N/A	
SER-4	TRANSFORMADOR DEPARTAMENTAL	T28	1000 KVA	4160/480 V	N/A	0.0575	6	SI	
	CARGA CONECTADA A T28	L28	600 KVA	480V	MOT. ASINCRONOS	0.2500	15	SI	
SER-4	MOTOR	M38	1905 KVA	4.16 KV	AC ROTOR DEVANADO	0.1700	28	SI	
	CABLE ALIMENTACION M38	C54	N/A	5KV	50M. 3/C-500MCM	0.00458+0.00435	X	N/A	

Tabla XLIII. Características de los equipos de generación

Tabla XLIV. Características de los interruptores de potencia

LOCALIZACION	FUNCION	IDENTIFICACION EQUIPO	CAPACIDADES INTERRUPTIVAS A 4.16 Kv	
			INTERRUPTIVA (kA)	MOMENTANEA (kA)
BARRA 100 (LINEA 1)	ALIMENTADORES DE CIRCUITOS DE AREA	I-4 HASTA I-8	33.2	58
BARRA 100 Y BUS AUX A	ALIMENTADORES ENTRE LINEA 1 Y GENERADORES	I-9, I-10	31.5	50
BARRA 200 (LINEA 2)	UNION BARRAS ENTRE BARRAS 100 Y 200. ALIMENTADORES DE CIRCUITOS DE AREA	I-3 I-11 HASTA I-15	33.2	78
BARRA 200 (ENTRADA DESDE T2)	ALIMENTADOR DESDE T2 A BARRA 200	I-2	46.9	78
BARRA 300 (LINEA 3)	TODOS LOS INTERRUPTORES	I-17 HASTA I-28	46.9	78
BUS AUX. A Y BUS AUX B	UNION ENTRE GENERADORES Y BUSES AUXILIARES.	I-29, I-30	46.9	78
BARRA 400 (GENERADORES)	UNION BARRA 400 (GENERADORES) Y BUSES AUXILIARES A Y B	I-31, I-32	31.5	50
BARRA 400 (GENERADORES)	UNION ENTRE GENERADORES Y BARRA 400	I-33 HASTA I-38	31.5	47

4.2.3 Diagrama de impedancias

En las figuras 52, 53 y 54, se pueden observar los mismos diagramas de impedancias correspondientes a las figuras 49, 50 y 51. En estos diagramas se muestran las reactancias asociadas a cada elemento del sistema. A partir de estos diagramas se elaboran los diagramas de impedancias reducidos que servirán para el cálculo final. La reducción consiste, tal como se explicó en el capítulo uno, en calcular las impedancias de Thevenin vistas desde cada punto de interés. En el capítulo uno, se explicó que era posible realizar esta reducción paso a paso o utilizar la forma matricial para calcular no solamente las impedancias de las barras principales, sino que también para poder calcular las contribuciones de cada ramal hacia la barra fallada. En este caso, utilizaremos el sistema matricial ya que se realizará mas de un cálculo. Sin embargo, para plantear la matriz primitiva de impedancias y luego la matriz de admitancias de barra, es necesario reducir la red lo mas que sea posible. Esta reducción

consiste en lograr que cada barra principal cuente con una sola impedancia asociada por cada área de interés. En este caso, se reducirán las impedancias de tal forma que cada línea de producción cuente con una sola impedancia asociada. Las fuentes que alimentan el sistema se reducirán a la fuente de energía externa (acometida) y los generadores se reducirán a un solo generador equivalente. Estas fuentes contarán con sus respectivas impedancias y la de los cables que sirven para conectarlas a las barras principales. Debido a que los escenarios pueden cambiar, los generadores y cables que conectan dichos generadores a la barra principal se designarán como G y C respectivamente. Todas estas reducciones consisten en combinar en forma serial y/o paralelo las distintas impedancias asociadas.

Los valores base son los mismos que se utilizaron en el ejemplo del capítulo uno.

Figura 52. Diagrama de impedancias líneas 1 y 2

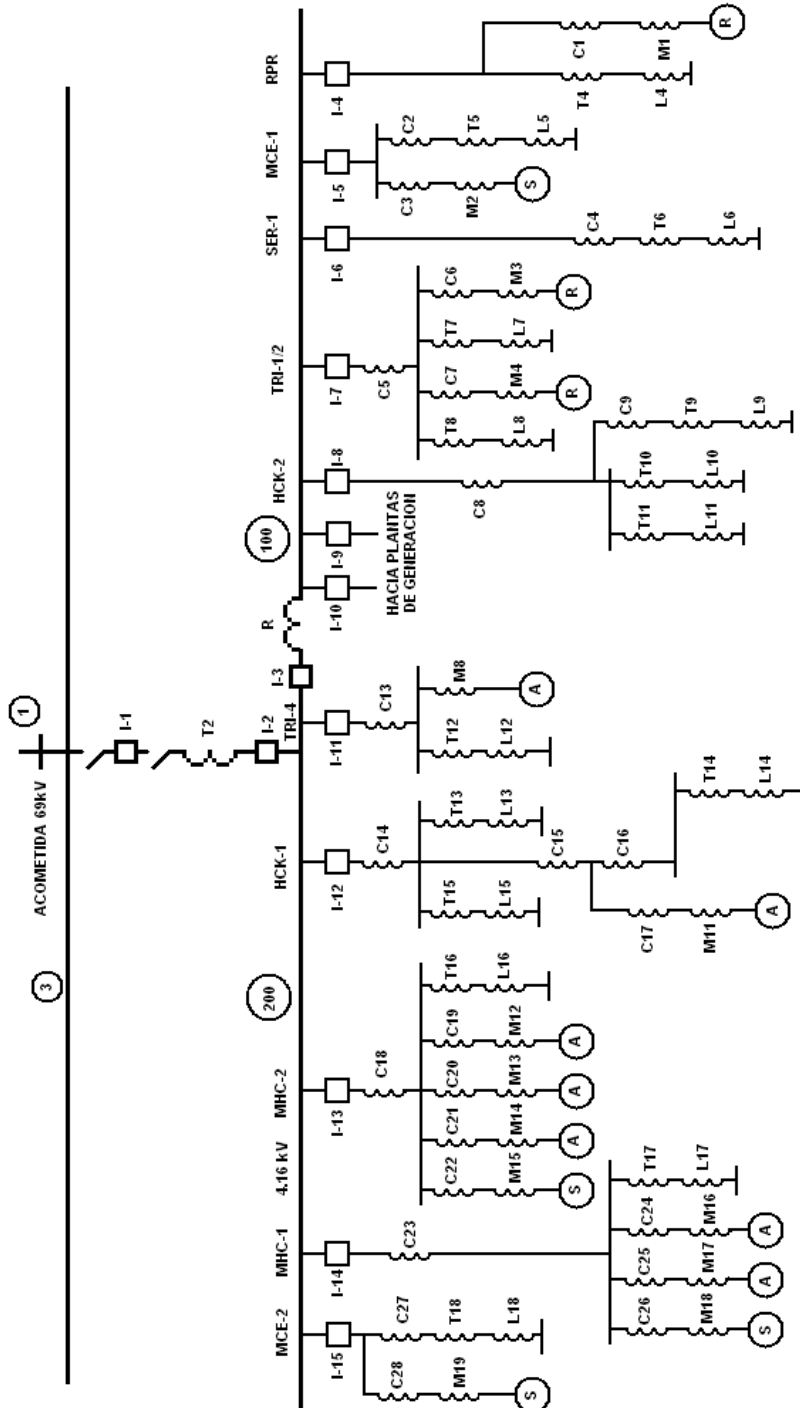


Figura 53. Diagrama de impedancias línea 3

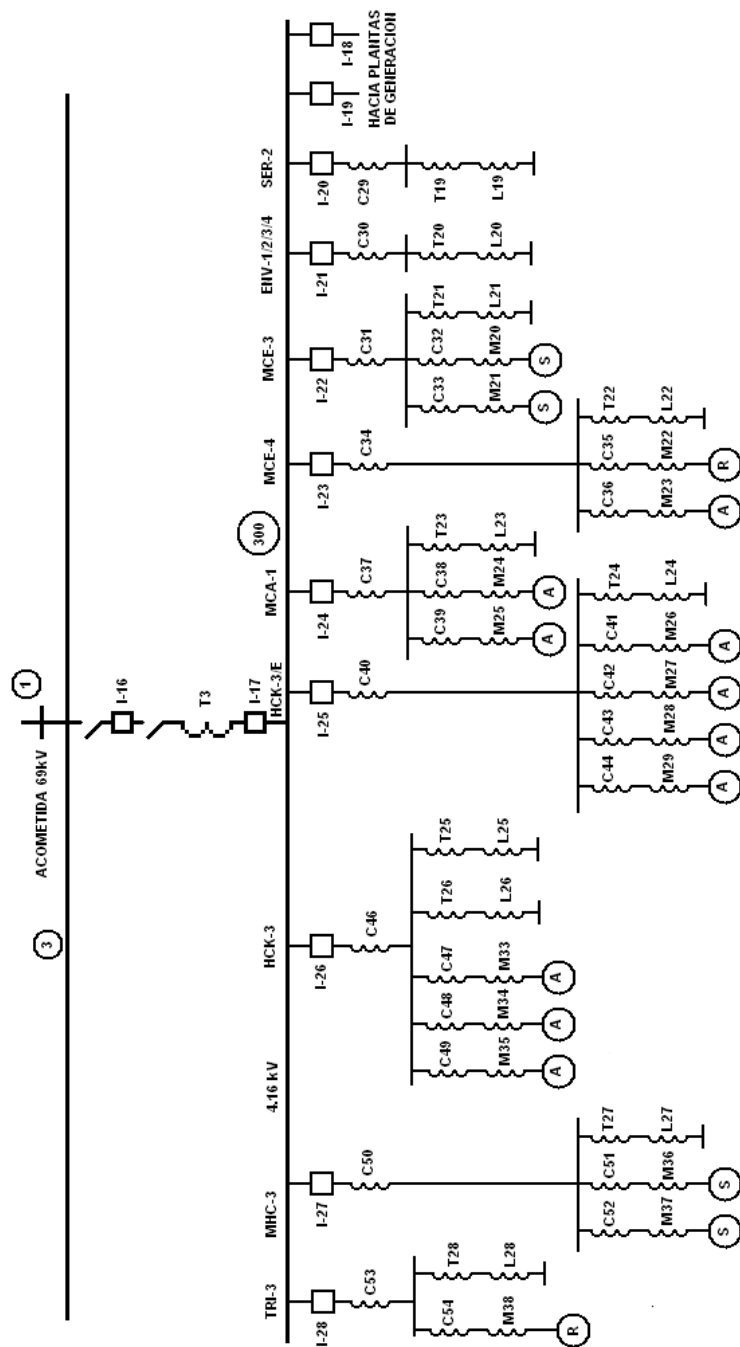
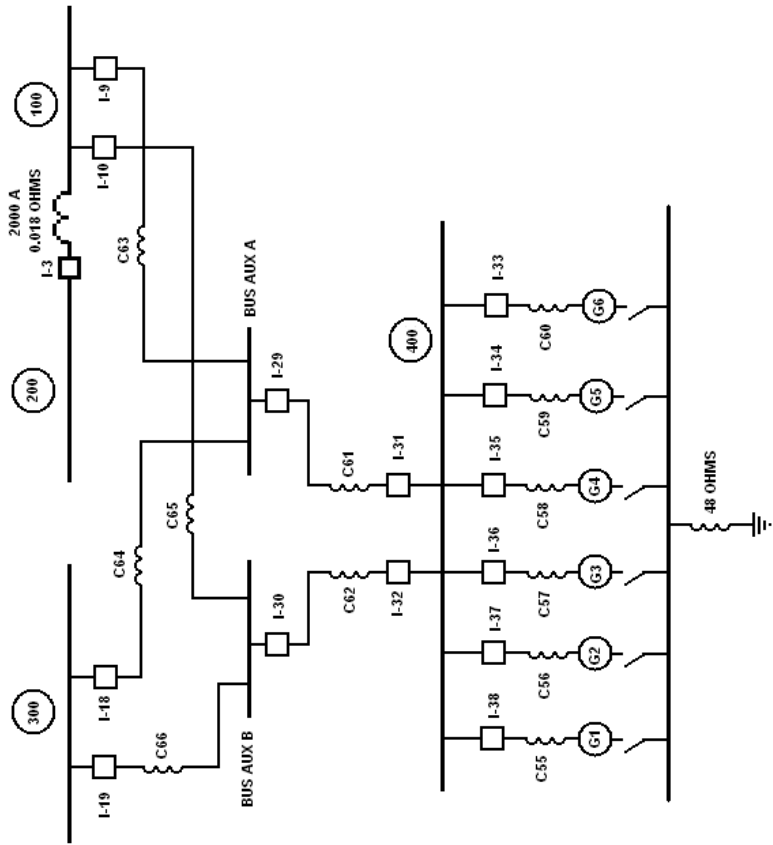


Figura 54. Diagrama de impedancias de generadores



En las tablas XLV a la LI se muestran los valores de las impedancias de los diagramas anteriores y de las reducciones de las impedancias. Estas reducciones tienen como base los valores de las tablas XL a XLIV y se reducen de acuerdo a sus relaciones serie o paralelo que se muestran en los diagramas de impedancias. Se toman las siguientes consideraciones:

- Las impedancias son las equivalentes en las nuevas bases (100 MVA) utilizada para los cálculos, es decir, se convirtieron los valores de sus propias bases a las bases nuevas. Las reducciones se realizan hasta que se obtiene la cantidad mínima de impedancias requeridas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en las barras principales.
- A partir de las impedancias calculadas en las nuevas bases se calculan las impedancias del primer ciclo y las de la red interruptiva (ver capítulo 1). El respectivo factor se indica como FCP (primer ciclo) ó FRI (red interruptiva).
- No se toman en cuenta los equipos que no contribuyen. Estos equipos son aquellos que tienen variador de velocidad electrónico.
- La carga de los transformadores de 4.16kV/480V esta conformada principalmente por motores de inducción. Se asume que se utiliza el 80% de la capacidad de cada transformador para alimentar motores de inducción. Se asume una relación X/R de 15 y una impedancia de 25%.
- Las impedancias mostradas para los cables están dadas en ohmios por cada 1000 pies, por lo que para calcular la impedancia total se tomó en cuenta la distancia de los cables. Luego se cambia de base.
- La generación interna se realiza con los generadores G1, G2, G3 y G4. Los generadores G5 y G6 se utilizan para energizar el sistema en caso de emergencia cuando no existe la posibilidad de utilizar energía externa o de los generadores G1, G2, G3 ó G4. Por lo tanto, para los cálculos, solamente se consideran estos cuatro generadores.
- El transformador T1 no se utiliza. Solamente se utilizan T2 y T3.

Tabla XLV. Reducción de impedancias primer ciclo para línea 1

ID	IMPEDANCIA CALCULADA BASE 100 MVA			FPC	IMPEDANCIA PRIMER CICLO			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X
U	0.0164	0.2464	0.2469	1.00	0.0164	0.2464	0.2469	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464
T2	0.0213	0.3834	0.3840	1.00	0.0213	0.3834	0.3840	0.0213	0.3834	0.0213	0.3834	0.0213	0.3834
M1	0.9907	21.7949	21.8174	1.20	1.1888	26.1538	26.1809	1.2610	26.1879	0.9632	15.4081		
C1	0.0722	0.0341	0.0798	1.00	0.0722	0.0341	0.0798						
T4	1.0258	6.1551	6.2400	1.00	1.0258	6.1551	6.2400	3.1092	37.4051				
L4	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194						
T5	0.5072	3.5506	3.5867	1.00	0.5072	3.5506	3.5867	1.9100	24.3938	0.5984	10.9337		
L5	1.3889	20.8333	20.8796	1.00	1.3889	20.8333	20.8796						
C2	0.0139	0.0099	0.0171	1.00	0.0139	0.0099	0.0171	0.6651	15.4425				
M2	0.6430	15.4321	15.4455	1.00	0.6430	15.4321	15.4455						
C3	0.0221	0.0104	0.0245	1.00	0.0221	0.0104	0.0245	3.6553	40.9643	3.6553	40.9643		
T6	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000						
L6	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	0.2246	0.1594				
C4	0.2568	1.8231	1.8411	1.00	0.2568	1.8231	1.8411						
C5	0.2246	0.1594	0.2754	1.00	0.2246	0.1594	0.2754	3.0851	49.2089			0.2126	2.7872
M3	2.2703	40.8654	40.9284	1.20	2.7244	49.0385	49.1141						
C6	0.3608	0.1704	0.3990	1.00	0.3608	0.1704	0.3990	3.0566	37.0895	1.2526	14.0246		
T7	0.9732	5.8395	5.9200	1.00	0.9732	5.8395	5.9200						
L7	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	3.9764	63.1716				
M4	3.2895	52.6316	52.7343	1.20	3.9474	63.1579	63.2811						
C7	0.0291	0.0138	0.0322	1.00	0.0291	0.0138	0.0322	10.8816	119.9153				
T8	3.9372	15.7486	16.2333	1.00	3.9372	15.7486	16.2333						
L8	6.9444	104.1667	104.3979	1.00	6.9444	104.1667	104.3979	0.0965	0.0916				
C8	0.0965	0.0916	0.1331	1.00	0.0965	0.0916	0.1331						
T9	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000	3.5905	39.2318	0.8568	9.3626		
L9	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194						
C9	0.1920	0.0907	0.2123	1.00	0.1920	0.0907	0.2123	1.9055	24.4499				
T10	0.5167	3.6166	3.6533	1.00	0.5167	3.6166	3.6533						
L10	1.3889	20.8333	20.8796	1.00	1.3889	20.8333	20.8796	1.9310	24.6281				
T11	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333						
L11	1.3889	20.8333	20.8796	1.00	1.3889	20.8333	20.8796						
R	0.0720	0.1800	0.1938	1.00	0.0720	0.1800	0.1938	0.0720	0.1800	0.0720	0.1800	0.0720	0.1800

Tabla XLVI. Reducción impedancias red interruptiva para línea 1

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FRI	IMPEDANCIA RED INTERRUPTIVA			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X
U	0.0164	0.2464	0.2469	1.00	0.0164	0.2464	0.2469	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464
T2	0.0213	0.3834	0.3840	1.00	0.0213	0.3834	0.3840	0.0213	0.3834	0.0213	0.3834	0.0213	0.3834
M1	0.9907	21.7949	21.8174	3.00	2.9720	65.3846	65.4521	3.0442	65.4187	1.8759	29.2955	0.3020	4.2088
C1	0.0722	0.0341	0.0798	1.00	0.0722	0.0341	0.0798						
T4	1.0258	6.1551	6.2400	1.00	1.0258	6.1551	6.2400	4.1508	53.0301				
L4	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
T5	0.5072	3.5506	3.5867	1.00	0.5072	3.5506	3.5867						
L5	1.3889	20.8333	20.8796	1.50	2.0833	31.2500	31.3194	2.6045	34.8105	0.7712	13.9102		
C2	0.0139	0.0099	0.0171	1.00	0.0139	0.0099	0.0171						
M2	0.6430	15.4321	15.4455	1.50	0.9645	23.1481	23.1682	0.9866	23.1586				
C3	0.0221	0.0104	0.0245	1.00	0.0221	0.0104	0.0245						
T6	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000						
L6	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791	4.6970	56.5893	4.6970	56.5893		
C4	0.2568	1.8231	1.8411	1.00	0.2568	1.8231	1.8411						
C5	0.2246	0.1594	0.2754	1.00	0.2246	0.1594	0.2754	0.2246	0.1594				
M3	2.2703	40.8654	40.9284	3.00	6.8109	122.5962	122.7852	7.1716	122.7666				
C6	0.3608	0.1704	0.3990	1.00	0.3608	0.1704	0.3990	4.0982	52.7145	2.0621	25.6313		
T7	0.9732	5.8395	5.9200	1.00	0.9732	5.8395	5.9200						
L7	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
M4	3.2895	52.6316	52.7343	3.00	9.8684	157.8947	158.2028	9.8975	157.9085				
C7	0.0291	0.0138	0.0322	1.00	0.0291	0.0138	0.0322						
T8	3.9372	15.7486	16.2333	1.00	3.9372	15.7486	16.2333	14.3538	171.9986				
L8	6.9444	104.1667	104.3979	1.50	10.4167	156.2500	156.5968						
C8	0.0965	0.0916	0.1331	1.00	0.0965	0.0916	0.1331	0.0965	0.0916				
T9	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000						
L9	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791	4.6322	54.8568	1.1182	13.3465		
C9	0.1920	0.0907	0.2123	1.00	0.1920	0.0907	0.2123						
T10	0.5167	3.6166	3.6533	1.00	0.5167	3.6166	3.6533	2.6000	34.8666				
L10	1.3889	20.8333	20.8796	1.50	2.0833	31.2500	31.3194						
T11	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333	2.6254	35.0448				
L11	1.3889	20.8333	20.8796	1.50	2.0833	31.2500	31.3194						
R	0.0720	0.1800	0.1938	1.00	0.0720	0.1800	0.1938	0.0720	0.1800	0.0720	0.1800	0.0720	0.1800

Tabla XLVII. Reducción de impedancias de primer ciclo para línea 2

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FPC	IMPEDANCIA PRIMER CICLO			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X
C13	1.3169	1.2794	1.8360	1.00	1.3169	1.2794	1.8360	1.3169	1.2794	1.8252	11.2366		
M8	0.5493	13.7318	13.7428	1.00	0.5493	13.7318	13.7428	0.5493	13.7318				
T12	0.8220	4.9320	5.0000	1.00	0.8220	4.9320	5.0000	2.9053	36.1820	0.7741	9.2792		
L12	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	0.0255	0.0333				
C14	0.0255	0.0333	0.0419	1.00	0.0255	0.0333	0.0419	0.0255	0.0333	0.7741	9.2792		
T13	0.9732	5.8395	5.9200	1.00	0.9732	5.8395	5.9200	3.0566	37.0895				
L13	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	0.0317	0.0301	0.7741	9.2792		
C15	0.0317	0.0301	0.0438	1.00	0.0317	0.0301	0.0438	0.0317	0.0301				
C16	0.0173	0.0227	0.0285	1.00	0.0173	0.0227	0.0285	1.9418	24.6046	0.7741	9.2792		
T14	0.5355	3.7486	3.7867	1.00	0.5355	3.7486	3.7867	5.0168	73.6968				
L14	1.3889	20.8333	20.8796	1.00	1.3889	20.8333	20.8796	3.0516	37.0599	0.7741	9.2792		
M11	4.0915	61.3718	61.5081	1.20	4.9097	73.6462	73.8097	0.0643	0.0611				
C17	0.1071	0.0506	0.1184	1.00	0.1071	0.0506	0.1184	3.0516	37.0599	0.7741	9.2792		
T15	0.9683	5.8099	5.8900	1.00	0.9683	5.8099	5.8900	0.0643	0.0611				
L15	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	0.0643	0.0611	0.7741	9.2792		
C18	0.0643	0.0611	0.0887	1.00	0.0643	0.0611	0.0887	3.3985	39.1412				
T16	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000	3.3985	39.1412	0.3632	5.0127	0.1228	1.5083
L16	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	4.9679	73.6737				
M12	4.0915	61.3718	61.5081	1.20	4.9097	73.6462	73.8097	2.4229	44.2026	0.3632	5.0127	0.1228	1.5083
C19	0.0582	0.0275	0.0644	1.00	0.0582	0.0275	0.0644	2.4229	44.2026				
M13	1.9367	36.7965	36.8475	1.20	2.3240	44.1558	44.2170	2.4229	44.2026	0.3632	5.0127	0.1228	1.5083
C20	0.0989	0.0467	0.1094	1.00	0.0989	0.0467	0.1094	0.4759	8.5027				
M14	1.9367	36.7965	36.8475	1.20	2.3240	44.1558	44.2170	0.4759	8.5027	0.3632	5.0127	0.1228	1.5083
C21	0.0989	0.0467	0.1094	1.00	0.0989	0.0467	0.1094	0.0952	0.0904				
M15	0.4468	8.4890	8.5007	1.00	0.4468	8.4890	8.5007	0.0952	0.0904	0.3632	5.0127	0.1228	1.5083
C22	0.0291	0.0137	0.0322	1.00	0.0291	0.0137	0.0322	0.0952	0.0904				
C23	0.0952	0.0904	0.1313	1.00	0.0952	0.0904	0.1313	3.3985	39.1412	0.4755	7.0813		
T17	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000	2.8000	49.0742				
L17	2.0833	31.2500	31.3194	1.00	2.0833	31.2500	31.3194	5.5713	87.9668	0.4755	7.0813		
M16	2.2703	40.8654	40.9284	1.20	2.7244	49.0385	49.1141	0.5010	11.6565				
C24	0.0756	0.0357	0.0837	1.00	0.0756	0.0357	0.0837	0.5010	11.6565	0.4755	7.0813		
M17	4.5797	73.2759	73.4188	1.20	5.4957	87.9310	88.1026	0.0159	0.0151				
C25	0.0756	0.0357	0.0837	1.00	0.0756	0.0357	0.0837	0.0159	0.0151	0.4755	7.0813		
M18	0.4851	11.6414	11.6515	1.00	0.4851	11.6414	11.6515	0.5563	3.8933				
C26	0.0159	0.0151	0.0219	1.00	0.0159	0.0151	0.0219	1.9598	24.7375	0.4288	7.9222		
T18	0.5563	3.8933	3.9333	1.00	0.5563	3.8933	3.9333	0.0146	0.0104				
L18	1.3889	20.8333	20.8796	1.00	1.3889	20.8333	20.8796	0.0146	0.0104	0.4288	7.9222		
C27	0.0146	0.0104	0.0179	1.00	0.0146	0.0104	0.0179	0.4851	11.6414				
M19	0.4851	11.6414	11.6515	1.00	0.4851	11.6414	11.6515	0.4935	11.6495	0.4288	7.9222		
C28	0.0084	0.0080	0.0117	1.00	0.0084	0.0080	0.0117						

Tabla XLVIII. Reducción impedancias red interruptiva línea 2

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FRI	IMPEDANCIA RED INTERRUPTIVA			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X
C13	1.3169	1.2794	1.8360	1.00	1.3169	1.2794	1.8360	1.3169	1.2794	2.0579	16.0214		
M8	0.5493	13.7318	13.7428	1.50	0.8239	20.5977	20.6142	0.8239	20.5977				
T12	0.8220	4.9320	5.0000	1.00	0.8220	4.9320	5.0000	3.9470	51.8070				
L12	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791			1.0885	13.9416		
C14	0.0255	0.0333	0.0419	1.00	0.0255	0.0333	0.0419	0.0255	0.0333				
T13	0.9732	5.8395	5.9200	1.00	0.9732	5.8395	5.9200	4.0982	52.7145				
L13	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
C15	0.0317	0.0301	0.0438	1.00	0.0317	0.0301	0.0438	0.0317	0.0301				
C16	0.0173	0.0227	0.0285	1.00	0.0173	0.0227	0.0285						
T14	0.5355	3.7486	3.7867	1.00	0.5355	3.7486	3.7867	2.6362	35.0213				
L14	1.3889	20.8333	20.8796	1.50	2.0833	31.2500	31.3194						
M11	4.0915	61.3718	61.5081	3.00	12.2744	184.1155	184.5242	12.3814	184.1661				
C17	0.1071	0.0506	0.1184	1.00	0.1071	0.0506	0.1184						
T15	0.9683	5.8099	5.8900	1.00	0.9683	5.8099	5.8900	4.0933	52.6849	0.5564	8.3780	0.1724	2.3453
L15	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
C18	0.0643	0.0611	0.0887	1.00	0.0643	0.0611	0.0887	0.0643	0.0611				
T16	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000	4.4402	54.7662				
L16	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
M12	4.0915	61.3718	61.5081	3.00	12.2744	184.1155	184.5242	12.3326	184.1430				
C19	0.0582	0.0275	0.0644	1.00	0.0582	0.0275	0.0644						
M13	1.9367	36.7965	36.8475	3.00	5.8100	110.3896	110.5424	5.9089	110.4363				
C20	0.0989	0.0467	0.1094	1.00	0.0989	0.0467	0.1094						
M14	1.9367	36.7965	36.8475	3.00	5.8100	110.3896	110.5424	5.9089	110.4363				
C21	0.0989	0.0467	0.1094	1.00	0.0989	0.0467	0.1094						
M15	0.4468	8.4890	8.5007	1.50	0.6702	12.7334	12.7511	0.6992	12.7472				
C22	0.0291	0.0137	0.0322	1.00	0.0291	0.0137	0.0322						
C23	0.0952	0.0904	0.1313	1.00	0.0952	0.0904	0.1313	0.0952	0.0904	0.6941	11.4336		
T17	1.3152	7.8912	8.0000	1.00	1.3152	7.8912	8.0000	4.4402	54.7662				
L17	2.0833	31.2500	31.3194	1.50	3.1250	46.8750	46.9791						
M16	2.2703	40.8654	40.9284	3.00	6.8109	122.5962	122.7852	6.8865	122.6319				
C24	0.0756	0.0357	0.0837	1.00	0.0756	0.0357	0.0837						
M17	4.5797	73.2759	73.4188	3.00	13.7392	219.8276	220.2565	13.8149	219.8633				
C25	0.0756	0.0357	0.0837	1.00	0.0756	0.0357	0.0837						
M18	0.4851	11.6414	11.6515	1.50	0.7276	17.4622	17.4773	0.7435	17.4772				
C26	0.0159	0.0151	0.0219	1.00	0.0159	0.0151	0.0219						
T18	0.5563	3.8938	3.9333	1.00	0.5563	3.8938	3.9333						
L18	1.3889	20.8333	20.8796	1.50	2.0833	31.2500	31.3194	2.6542	35.1542	0.6208	11.6733		
C27	0.0146	0.0104	0.0179	1.00	0.0146	0.0104	0.0179						
M19	0.4851	11.6414	11.6515	1.50	0.7276	17.4622	17.4773	0.7360	17.4702				
C28	0.0084	0.0080	0.0117	1.00	0.0084	0.0080	0.0117						

Tabla XLIX. Reducción impedancias primer ciclo línea 3

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FPC	IMPEDANCIA PRIMER CICLO			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X
U	0.0164	0.2464	0.2469	1.00	0.0164	0.2464	0.2469	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464
T3	0.0216	0.3894	0.3900	1.00	0.0216	0.3894	0.3900	0.0216	0.3894	0.0216	0.3894	0.0216	0.3894
T19	0.9453	5.6718	5.7500	1.00	0.9453	5.6718	5.7500	3.0286	36.9218	3.1897	37.0406		
L19	2.0833	31.2500	25.0555	1.00	2.0833	31.2500	25.0555						
C29	0.1610	0.1189	0.2002	1.00	0.1610	0.1189	0.2002	0.1610	0.1189				
T20	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333	1.9310	24.6281	2.0818	24.6393		
L20	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
C30	0.1508	0.0111	0.1512	1.00	0.1508	0.0111	0.1512	0.1508	0.0111				
C31	0.0606	0.0781	0.0988	1.00	0.0606	0.0781	0.0988	0.0606	0.0781				
T21	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333	1.9310	24.6281				
L21	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
M20	0.4454	10.6895	10.6987	1.00	0.4454	10.6895	10.6987	0.4719	10.7146	0.1975	3.1324		
C32	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365						
M21	0.1841	5.1546	5.1579	1.00	0.1841	5.1546	5.1579	0.1973	5.1672				
C33	0.0132	0.0126	0.0182	1.00	0.0132	0.0126	0.0182						
C34	0.0661	0.0853	0.1079	1.00	0.0661	0.0853	0.1079	0.0661	0.0853				
T22	0.3566	2.8528	2.8750	1.00	0.3566	2.8528	2.8750	1.3983	18.4778				
L22	1.0417	15.6250	12.5277	1.00	1.0417	15.6250	12.5277						
M22	0.1596	4.4690	4.4718	1.00	0.1596	4.4690	4.4718	0.1728	4.4815	0.1833	2.6670		
C35	0.0132	0.0126	0.0182	1.00	0.0132	0.0126	0.0182						
M23	0.3773	9.0543	9.0622	1.00	0.3773	9.0543	9.0622	0.4037	9.0794				
C36	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365						
C37	0.0793	0.0753	0.1094	1.00	0.0793	0.0753	0.1094	0.0793	0.0753				
T23	0.8220	4.9320	5.0000	1.00	0.8220	4.9320	5.0000	2.9053	36.1820				
L23	2.0833	31.2500	25.0555	1.00	2.0833	31.2500	25.0555						
M24	3.8031	57.0470	57.1736	1.20	4.5638	68.4564	68.6083	4.6563	68.4853	1.0454	14.1244		
C38	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M25	1.5980	28.7648	28.8092	1.20	1.9177	34.5178	34.5710	2.0102	34.5467				
C39	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
C40	0.1912	0.1412	0.2377	1.00	0.1912	0.1412	0.2377	0.1912	0.1412				
T24	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333	1.9310	24.6281				
L24	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
M26	5.5646	72.3404	72.5541	1.20	6.6776	86.8085	87.0650	6.7701	86.8374			0.0532	0.6523
C41	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M27	5.5646	72.3404	72.5541	1.20	6.6776	86.8085	87.0650	6.7701	86.8374	0.8928	9.7937		
C42	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M28	5.5646	72.3404	72.5541	1.20	6.6776	86.8085	87.0650	6.7701	86.8374				
C43	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M29	1.6255	29.2599	29.3050	1.20	1.9507	35.1119	35.1660	2.0432	35.1408				
C44	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
C46	0.1269	0.1638	0.2072	1.00	0.1269	0.1638	0.2072	0.1269	0.1638				
T25	0.7518	3.7589	3.8333	1.00	0.7518	3.7589	3.8333	2.1407	24.5922				
L25	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
T26	0.6302	3.7812	3.8333	1.00	0.6302	3.7812	3.8333	2.0191	24.6145				
L26	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
M33	2.5381	43.1472	43.2218	1.20	3.0457	51.7766	51.8662	3.1383	51.8056	0.5579	6.3379		
C47	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M34	2.2124	37.6106	37.6756	1.20	2.6549	45.1327	45.2108	2.7474	45.1616				
C48	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
M35	0.9635	21.1970	21.2189	1.20	1.1562	25.4364	25.4627	1.2488	25.4653				
C49	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970						
C50	0.1269	0.1638	0.2072	1.00	0.1269	0.1638	0.2072	0.1269	0.1638				
T27	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333	1.9310	24.6281				
L27	1.3889	20.8333	16.7037	1.00	1.3889	20.8333	16.7037						
M36	0.2392	6.4579	6.4623	1.00	0.2392	6.4579	6.4623	0.2575	6.4708	0.2611	3.1881		
C51	0.0183	0.0130	0.0225	1.00	0.0183	0.0130	0.0225						
M37	0.2727	7.3638	7.3688	1.00	0.2727	7.3638	7.3688	0.2911	7.3768				
C52	0.0183	0.0130	0.0225	1.00	0.0183	0.0130	0.0225						
C53	0.8554	0.6315	1.0633	1.00	0.8554	0.6315	1.0633	0.8554	0.6315				
T28	0.9453	5.6718	5.7500	1.00	0.9453	5.6718	5.7500	3.0286	36.9218	1.1942	7.8368		
L28	2.0833	31.2500	25.0555	1.00	2.0833	31.2500	25.0555						
M38	0.3187	8.9239	8.9296	1.00	0.3187	8.9239	8.9296	0.3452	8.9490				
C54	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365						

Tabla L. Reducción impedancias red interruptiva línea 3

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FRI	IMPEDANCIA RED INTERRUPTIVA			PRIMERA REDUCCION		DUCCION INTERME		SEGUNDA REDUCCION		TERCERA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X	R	X	R	X
U	0.0184	0.2464	0.2469	1.00	0.0164	0.2464	0.2469	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464	0.0164	0.2464
T3	0.0216	0.3894	0.3900	1.00	0.0216	0.3894	0.3900	0.0193	0.3477	0.0193	0.3477	0.0193	0.3477	0.0216	0.3894
T19	0.9453	5.6718	5.7500	1.00	0.9453	5.6718	5.7500	4.0703	52.5468	4.0703	52.5468	4.2313	52.6857		
L19	2.0833	31.2500	25.0555	1.50	3.1250	46.8750	37.5832								
C29	0.1610	0.1189	0.2002	1.00	0.1610	0.1189	0.2002	0.1610	0.1389	0.1610	0.1389				
L20	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333								
L20	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555	2.6254	35.0448	2.6254	35.0448	2.7763	35.0578		
C30	0.1508	0.0111	0.1512	1.00	0.1508	0.0111	0.1512	0.1508	0.0130	0.1508	0.0130				
C31	0.0606	0.0781	0.0988	1.00	0.0606	0.0781	0.0988	0.0606	0.0899	0.0606	0.0899				
T21	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333								
L21	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555	2.6254	35.0448						
M20	0.4454	10.6895	10.6987	1.50	0.6681	16.0342	16.0481					0.2602	4.6375		
C32	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365	0.6946	16.0593	0.1996	4.5476				
M21	0.1841	5.1546	5.1579	1.00	0.2761	7.7320	7.7369								
C33	0.0132	0.0126	0.0182	1.00	0.0132	0.0126	0.0182	0.2894	7.7445						
C34	0.0661	0.0853	0.1079	1.00	0.0661	0.0853	0.1079	0.0661	0.0981	0.0661	0.0981				
T22	0.3566	2.8528	2.8750	1.00	0.3566	2.8528	2.8750								
L22	1.0417	15.6250	12.5277	1.50	1.5625	23.4375	18.7916	1.9191	26.2903						
M22	0.1596	4.4690	4.4718	1.50	0.2394	6.7035	6.7077								
C35	0.0132	0.0126	0.0182	1.00	0.0132	0.0126	0.0182	0.2526	6.7160	0.1707	3.8404	0.2368	3.9385		
M23	0.3773	9.0543	9.0622	1.50	0.5659	13.5815	13.5933								
C36	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365	0.5924	13.6066						
C37	0.0793	0.0753	0.1094	1.00	0.0793	0.0753	0.1094	0.0793	0.0901	0.0793	0.0901				
T23	0.8220	4.9320	5.0000	1.00	0.8220	4.9320	5.0000								
L23	2.0833	31.2500	25.0555	1.50	3.1250	46.8750	37.5832	3.9470	51.8070						
M24	3.8031	57.0470	57.1736	3.00	11.4094	171.1409	171.5208	11.5020	171.1698	1.8671	27.2286	1.9464	27.3187		
C38	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
M25	1.5980	28.7648	28.8092	3.00	4.7941	86.2944	86.4275	4.8867	86.3233						
C39	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
C40	0.1912	0.1412	0.2377	1.00	0.1912	0.1412	0.2377	0.1912	0.1649	0.1912	0.1649				
T24	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333								
L24	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555	2.6254	35.0448						
M26	5.5646	72.3404	72.5541	3.00	16.6939	217.0213	217.6624	16.7865	217.0502						
C41	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
M27	5.5646	72.3404	72.5541	3.00	16.6939	217.0213	217.6624			1.3332	18.6075	1.5244	18.7724		
C42	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970	16.7865	217.0502						
M28	5.5646	72.3404	72.5541	3.00	16.6939	217.0213	217.6624	16.7865	217.0502						
C43	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
M29	1.6255	29.2599	29.3050	3.00	4.8766	87.7797	87.9150	4.9692	87.8086						
C44	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
C46	0.1269	0.1638	0.2072	1.00	0.1269	0.1638	0.2072	0.1269	0.1883	0.1269	0.1883				
T25	0.7518	3.7589	3.8333	1.00	0.7518	3.7589	3.8333	2.8351	35.0089						
L25	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555								
T26	0.6302	3.7812	3.8333	1.00	0.6302	3.7812	3.8333								
L26	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555	2.7135	35.0312						
M33	2.5381	43.1472	43.2218	3.00	7.6142	129.4416	129.6654	7.7068	129.4705	0.7816	11.1860	0.9085	11.3743		
C47	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
M34	2.2124	37.6106	37.6756	3.00	6.6372	112.8319	113.0269	6.7297	112.8608						
C48	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
M35	0.9635	21.1970	21.2189	3.00	2.8905	63.5910	63.6567	2.9831	63.6199						
C49	0.0926	0.0289	0.0970	1.00	0.0926	0.0289	0.0970								
C50	0.1269	0.1638	0.2072	1.00	0.1269	0.1638	0.2072	0.1269	0.1883	0.1269	0.1883				
T27	0.5421	3.7948	3.8333	1.00	0.5421	3.7948	3.8333								
L27	1.3889	20.8333	16.7037	1.50	2.0833	31.2500	25.0555	2.6254	35.0448						
M36	0.2392	6.4579	6.4623	1.50	0.3588	9.6868	9.6934	0.3771	9.6998	0.1955	4.5040	0.3224	4.6923		
C51	0.0183	0.0130	0.0225	1.00	0.0183	0.0130	0.0225								
M37	0.2727	7.3638	7.3688	1.50	0.4091	11.0457	11.0532	0.4274	11.0586						
C52	0.0183	0.0130	0.0225	1.00	0.0183	0.0130	0.0225								
C53	0.8554	0.6315	1.0633	1.00	0.8554	0.6315	1.0633	0.8554	0.7379	0.8554	0.7379				
T28	0.9453	5.6718	5.7500	1.00	0.9453	5.6718	5.7500	4.0703	52.5468						
L28	2.0833	31.2500	25.0555	1.50	3.1250	46.8750	37.5832			0.4883	10.6869	1.3437	11.4248		
M38	0.3187	8.9239	8.9296	1.50	0.4781	13.3858	13.3944	0.5045	13.4109						
C54	0.0265	0.0251	0.0365	1.00	0.0265	0.0251	0.0365								

Tabla LI. Reducción impedancias primer ciclo e interruptiva generadores

ID	IMPEDANCIA CALCULADA EN BASE 100 MVA			FPC ó FRI	IMPEDANCIA PRIMER CICLO ó DE RED INTERRUPTIVA			PRIMERA REDUCCION		SEGUNDA REDUCCION	
	R	X	Z		R	X	Z	R	X	R	X
G1	0.1429	4.0000	4.0026	1.00	0.1429	4.0000	4.0026	0.14771	4.00346	0.03693	1.00087
G2	0.1429	4.0000	4.0026	1.00	0.1429	4.0000	4.0026	0.14771	4.00346		
G3	0.1429	4.0000	4.0026	1.00	0.1429	4.0000	4.0026	0.14771	4.00346		
G4	0.1429	4.0000	4.0026	1.00	0.1429	4.0000	4.0026	0.14771	4.00346		
G5	0.3474	9.0333	9.0400	1.00	0.3474	9.0333	9.0400	-	-	0.01736	0.02592
G6	0.3474	9.0333	9.0400	1.00	0.3474	9.0333	9.0400	-	-		
C55	0.0049	0.0035	0.0060	1.00	0.0049	0.0035	0.0060	-	-		
C56	0.0049	0.0035	0.0060	1.00	0.0049	0.0035	0.0060	-	-		
C57	0.0049	0.0035	0.0060	1.00	0.0049	0.0035	0.0060	-	-		
C58	0.0049	0.0035	0.0060	1.00	0.0049	0.0035	0.0060	-	-		
C59	0.0122	0.0087	0.0150	1.00	0.0122	0.0087	0.0150	-	-		
C60	0.0122	0.0087	0.0150	1.00	0.0122	0.0087	0.0150	-	-		
C61	0.0325	0.0479	0.0579	1.00	0.0325	0.0479	0.0579	0.01736	0.02592		
C62	0.0325	0.0479	0.0579	1.00	0.0325	0.0479	0.0579	-	-		
C63	0.0023	0.0039	0.0045	1.00	0.0023	0.0039	0.0045	-	-		
C64	0.0023	0.0039	0.0045	1.00	0.0023	0.0039	0.0045	-	-		
C65	0.0023	0.0039	0.0045	1.00	0.0023	0.0039	0.0045	-	-		
C66	0.0023	0.0039	0.0045	1.00	0.0023	0.0039	0.0045	-	-		

4.2.4 Cálculos

Después de esta reducción de impedancias, el sistema equivalente es más sencillo. Debido a esto, es importante renombrar las impedancias de la siguientes forma:

- La impedancia de la línea No. 1 se le llamará L1.
- La impedancia de la línea No. 2 se le llamará L2.
- La impedancia de la línea No. 3 se le llamará L3.
- La impedancia de los cuatro generadores que se consideran en el estudio se les llamará G.
- La impedancia del cable que conecta los generadores a cualquier barra se le llamará C, que en este caso estará formada por la impedancia del equivalente en paralelo de la combinación C61 en serie con C63 y la combinación C62 en serie con C65 . Esta ruta de conexión es hacia la línea No. 1, sin embargo, la ruta de conexión hacia la línea No. 3 tiene la misma impedancia por lo que este valor será el mismo en ambos casos.
- Las impedancias de los transformadores, reactor y acometida sigue siendo la misma, es decir: T1, T2, R y U.

Se estudian distintos casos de interconexión de acuerdo a las necesidades de la industria A. Para cada caso es necesario calcular las corrientes de cortocircuito para determinar si los órganos de protección no son superados en sus valores máximos por las corrientes de cortocircuito del sistema interconectado.

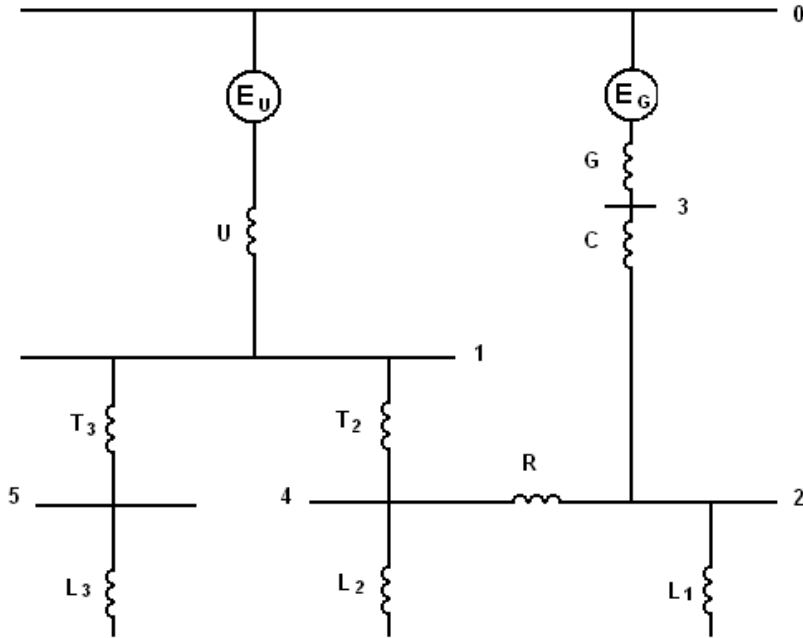
Caso No. 1

La industria A amplió su capacidad de producción por medio de la instalación de una nueva línea de producción llamada línea 3. Anteriormente, la industria A contaba solamente con las líneas 1 y 2 y los generadores G1 al G6. La forma normal de operación ha sido la siguiente:

- Línea 3 independiente y alimentada externamente por medio de T3.
- Líneas 1 y 2 interconectadas por medio del reactor R, alimentadas externamente por medio de T2 (T1 ha estado fuera de operación) y los generadores G1 al G4 operando todo el tiempo y alimentando la barra 100 (línea 1).

Debido a que esta es la forma en la que se ha operado normalmente, se estudia primero este caso. En la figura 55 podemos observar el diagrama de impedancias reducidas correspondiente a este tipo de interconexión.

Figura 55. Diagrama de impedancias para el caso No. 1



Por simplicidad, se mostraran solamente los resultados de los cálculos que han sido obtenidos por medio de métodos matriciales tal y como se indicó anteriormente.

Tabla LII. Matriz de impedancias primitiva (zprim)

F/C	0	1	2	3	4	5
0	0	0.0164+j0.2464	0.2126+j2.7872	0.0369+j1.0009	0.1228+j1.5083	0.0532+j0.6230
1	0.0164+j0.2464	0	0	0	0.0213+j0.3834	0.0216+j0.3894
2	0.2126+j2.7872	0	0	0.0174+j0.0259	0.0720+j0.1800	0
3	0.0369+j1.0009	0	0.0174+j0.0259	0	0	0
4	0.1228+j1.5083	0.0213+j0.3834	0.0720+j0.1800	0	0	0
5	0.0532+j0.6230	0.0216+j0.3894	0	0	0	0

Tabla LIII. Matriz de admitancias de barra (YBUS)

F/C	1	2	3	4	5
1	0.5554-j9.2009	0	0	-0.1445+j2.6002	-0.1420+j2.5602
2	0	19.781-j31.779	-17.838+j26.633	-1.9157+j4.7893	0
3	0	-17.838+j26.633	17.875-j27.631	0	0
4	-0.1445+j2.6002	-1.9157+j4.7893	0	2.1138-j8.0481	0
5	-0.1420+j2.5602	0	0	0	0.2781-j4.1537

Tabla LIV. Matriz de impedancias de barra (ZBUS)

F/C	1	2	3	4	5
1	0.0117+j0.1642	0.0021+j0.0794	0.0008+j0.0773	0.0091+j0.0986	0.0084+j0.1011
2	0.0021+j0.0794	0.0394+j0.3343	0.0332+j0.3262	0.0043+j0.2329	0.0019+j0.0489
3	0.0008+j0.0773	0.0332+j0.3262	0.0438+j0.3437	0.0006+j0.2269	0.0011+j0.0476
4	0.0091+j0.0986	0.0043+j0.2329	0.0006+j0.2269	0.0243+j0.2895	0.0063+j0.0607
5	0.0084+j0.1011	0.0019+j0.0489	0.0011+j0.0476	0.0063+j0.0607	0.0219+j0.3019

Tabla LV. Matriz de corrientes y contribuciones de cortocircuito compleja y por unidad (Ipu)

F/C	0	1	2	3	4	5
0	0	0.2689-j4.0405	0.0272-j0.3567	0.0368-j0.9978	0.0536-j0.6586	0.1361-j1.5935
1	0	0.4318-j6.0576	0	0	0.1024-j1.7134	0.1031-j1.7018
2	0	0	0.3480-j2.9504	0.3279-j1.8652	0.1324-j1.0582	0
3	0	0	0.0513-j0.9712	0.3647-j2.8630	0	0
4	0	0.0902-j1.0348	0.2695-j1.6225	0	0.2884-j3.4302	0
5	0	0.0726-j0.9824	0	0	0	0.2392-j3.2953

Tabla LVI. Matriz de corrientes y contribuciones de cortocircuito absoluta y por unidad(Iccpu)

F/C	0	1	2	3	4	5
0	0	4.0495	0.3577	0.9985	0.6608	1.5993
1	0	6.0730	0	0	1.7164	1.7049
2	0	0	2.9709	1.8938	1.0665	0
3	0	0	0.9726	2.8861	0	0
4	0	1.0387	1.6447	0	3.4423	0
5	0	0.9851	0	0	0	3.3040

Tabla LVII. Matriz de relaciones X/R para cada corriente de Ipu ó Iccpu

F/C	0	1	2	3	4	5
0	0	1.5043	1.4947	1.5339	1.4896	1.4856
1	0	1.4996	0	0	1.5111	1.5103
2	0	0	1.4534	1.3968	1.4464	0
3	0	0	1.5180	1.4441	0	0
4	0	1.4838	1.4062	0	1.4869	0
5	0	1.4970	0	0	0	1.4983

Del anterior cálculo, los valores mas importantes son las corrientes de falla de las barras y las contribuciones en por unidad (Iccpu), así como los valores de las relaciones para cada corriente anterior. La forma correcta de interpretar la matriz de corrientes de cortocircuito es que tanto las columnas como las filas representan las mismas barras de la

figura 55 que se usaron para el cálculo. También se incluye la barra de referencia cero. La intersección de las barras con el mismo número o índice representa la corriente de cortocircuito de dicha barra. Por ejemplo, en la intersección de la fila 1 y la columna 1 de la matriz Iccpu tenemos el valor 6.0730. Este es el valor de la corriente de cortocircuito en la barra 1 en por unidad. Al multiplicar este valor por la corriente base correspondiente a este punto (de acuerdo al nivel de voltaje en ese punto), se obtiene la corriente de cortocircuito en amperios. Este es el valor simétrico de cortocircuito del primer ciclo. Si se desea encontrar el valor asimétrico para efectos de dimensionamiento de algún órgano de protección, es práctica común el multiplicar este valor por 1.6. Si es para verificar la capacidad de un órgano de protección ya existente, se puede usar el factor de asimetría correspondiente al valor de X/R de esta corriente (ver tabla IV, factores de asimetría, capítulo 1) aunque se podría también utilizar el factor de 1.6.

Tomando en cuenta la observación anterior, se puede concluir que la corriente de cortocircuito de primer ciclo para este caso y utilizando los valores bases correspondientes, es como sigue:

Tabla LVIII. Corrientes y contribuciones del primer ciclo (PC) caso 1

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		I _{pucc}	I _{base}	CORRIENTE SIMETRICA (A)	X/R	FACTOR ASIMETRIA REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	FACTOR ASIMETRIA DE 1.6	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6
DE BARRA	A BARRA								
0	1	4.0495	837	3389	15.03	1.5198	5151	1.6000	5423
4	1	1.0387	837	869	11.47	1.4652	1274	1.6000	1391
5	1	0.9851	837	825	13.53	1.4882	1227	1.6000	1319
1		6.0730	837	5083	14.03	1.5033	7641	1.6000	8133
0	2	0.3577	13879	4965	13.11	1.4824	7359	1.6000	7943
3	2	0.9726	13879	13499	18.93	1.5600	21058	1.6000	21598
4	2	1.6447	13879	22827	6.02	1.3052	29794	1.6000	36523
2		2.9709	13879	41233	8.48	1.4200	58551	1.6000	65973
0	3	0.9985	13879	13858	27.11	1.6069	22269	1.6000	22173
2	3	1.8938	13879	26284	5.69	1.2895	33893	1.6000	42054
3		2.8861	13879	40056	7.85	1.4000	56079	1.6000	64090
0	4	0.6608	13879	9171	12.29	1.4738	13517	1.6000	14674
1	4	1.7164	13879	23822	16.73	1.5409	36707	1.6000	38115
2	4	1.0665	13879	14802	7.99	1.4000	20723	1.6000	23683
4		3.4423	13879	47776	11.89	1.4696	70211	1.6000	76441
0	5	1.5993	13879	22197	11.71	1.4677	32578	1.6000	35515
1	5	1.7049	13879	23662	16.51	1.5300	36203	1.6000	37860
5		3.3040	13879	45856	13.78	1.4900	68326	1.6000	73370

Tomando en cuenta la correspondencia entre las barras usadas para el cálculo y las del diagrama unifilar, se puede resumir los valores de cortocircuito asimétrico y compararlos con las capacidades de los interruptores que se encuentran en cada barra para ver si las capacidades de los interruptores es superada.

Tabla LIX. Corrientes máximas vrs. capacidades interruptores caso 1 PC

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE SIMETRICA (A)	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2,100,L1	41233	58551	65973	58000	SI
3,400,G	40056	56079	64090	50000	SI
4,200,L2	47776	70211	76441	78000	NO
5,300,L3	45856	68326	73370	78000	NO

De la tabla anterior, se puede observar que los interruptores de la línea 1 y de los generadores son superados por ambas corrientes asimétricas (la real y la calculada a partir de un factor de 1.6). Debido a esto, es posible considerar el uso de FCL's en este caso. El resumen de las corrientes para la red interruptiva queda como sigue:

Tabla LX. Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 1

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	Ibase	CORRIENTE SIMETRICA INTERRUPTIVA (A)
DE BARRA	A BARRA			
0	1	4.0495	837	3389
4	1	0.9161	837	767
5	1	0.7157	837	599
1		5.6811	837	4755
0	2	0.2370	13879	3289
3	2	0.9726	13879	13499
4	2	1.5128	13879	20996
2		2.7191	13879	37738
0	3	0.9985	13879	13858
2	3	1.6666	13879	23131
3		2.6600	13879	36918
0	4	0.4252	13879	5901
1	4	1.6840	13879	23372
2	4	0.9877	13879	13708
4		3.0959	13879	42968
0	5	0.9928	13879	13779
1	5	1.6910	13879	23469
5		2.6837	13879	37247

Se comparan los valores obtenidos de la red interruptiva con las capacidades interruptivas de los interruptores. Se aplican los conceptos de tiempo de separación de contactos (punto 2.2.8). Se utiliza la gráfica de la figura 26 para encontrar los factores de asimetría para el caso de generación cercana. Debido a que las relaciones X/R en las barras no superan el valor de 25, entonces el factor siempre será de 1.

Tabla LXI. Corrientes vrs. capacidades interruptores caso 1 RI

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE INTERRUPTIVA SIMETRICA (A)	X/R	CICLOS INT.	FACTOR ASIMETRIA GENERACION CERCANA	CORRIENTE INTERRUPTIVA ASIMETRICA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2 ,100,L1	37738	9.00	5	1.0000	37738	33200	SI
3 ,400,G	36918	8.49	5	1.0000	36918	31500	SI
4,200,L2	42968	12.50	5	1.0000	42968	46900	NO
5,300,L3	37247	15.58	5	1.0000	37247	46900	NO

Se puede observar que los mismos interruptores son superados por la corriente interruptiva y por lo tanto es necesario tomar alguna acción.

Caso No. 2

En este caso se considera la conexión de los generadores no solamente a la línea 1 sino que también a la línea 3. Por lo visto en el caso anterior, se puede adelantar que se superaran los valores de los interruptores de algunas partes del sistema. Esta sería la forma ideal de operación para la industria A ya que tendría la flexibilidad de poder alimentar todas las líneas desde los generadores. Por facilidad, solamente se mostrarán los resúmenes de los resultados finales.

Figura 56. Diagrama de impedancias para el caso No. 2

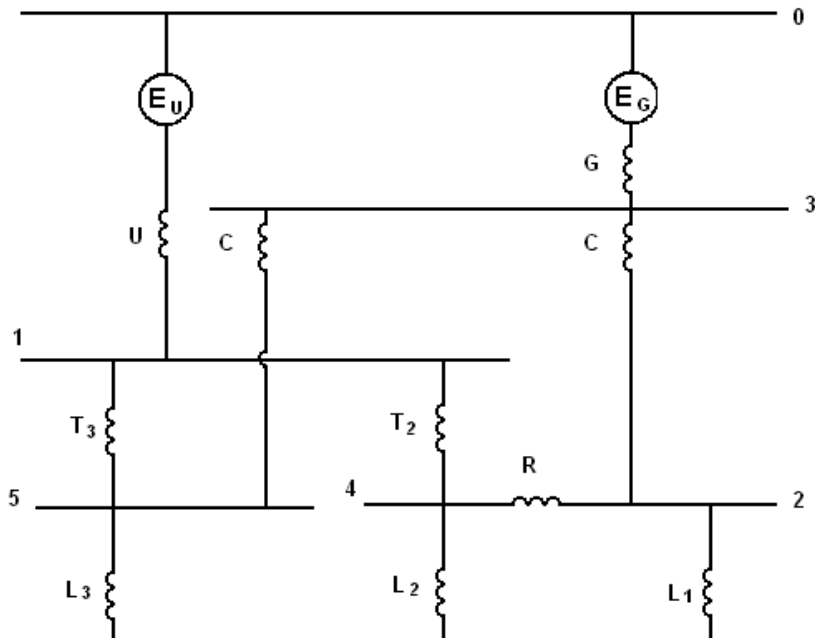


Tabla LXII. Corrientes y contribuciones del primer ciclo (PC) caso 2

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	ibase	CORRIENTE SIMETRICA (A)	X/R	FACTOR ASIMETRIA REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	FACTOR ASIMETRIA DE 1.6	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6
DE BARRA	A BARRA								
0	1	4.0495	837	3389	15.03	1.5198	5151	1.6000	5423
4	1	0.9170	837	768	9.60	1.4281	1096	1.6000	1228
5	1	1.1438	837	957	20.86	1.5743	1507	1.6000	1532
1		6.1094	837	5114	14.56	1.5139	7741	1.6000	8182
0	2	0.3577	13879	4965	13.11	1.4824	7359	1.6000	7943
3	2	3.2697	13879	45380	6.94	1.3446	61018	1.6000	72608
4	2	1.3026	13879	18079	6.92	1.3440	24298	1.6000	28926
2		4.9294	13879	68415	7.18	1.3539	92627	1.6000	109464
0	3	0.9985	13879	13858	27.11	1.6069	22269	1.6000	22173
2	3	1.5274	13879	21199	6.00	1.3292	28177	1.6000	33918
5	3	2.6671	13879	37017	9.34	1.4211	52604	1.6000	59227
3		5.1881	13879	72006	9.02	1.4130	101744	1.6000	115209
0	4	0.6608	13879	9171	12.29	1.4738	13517	1.6000	14674
1	4	1.4797	13879	20537	46.87	1.6560	34009	1.6000	32859
2	4	1.9579	13879	27174	3.94	1.1853	32209	1.6000	43478
4		4.0752	13879	56560	7.11	1.3514	76435	1.6000	90496
0	5	1.5993	13879	22197	11.71	1.4677	32578	1.6000	35515
1	5	1.3488	13879	18720	47.70	1.6576	31030	1.6000	29952
3	5	2.2948	13879	31850	6.26	1.3161	41917	1.6000	50959
5		5.2346	13879	72651	9.89	1.4360	104327	1.6000	116242

Se puede observar que los valores en las barras se incrementa considerablemente debido a que todas las fuentes están interconectadas.

A continuación se presentan la comparación de los valores de las corrientes de cortocircuito en las barras con las capacidades momentáneas de los interruptores.

Tabla LXIII. Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 2 PC

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE SIMETRICA (A)	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2,100,L1	68415	92627	109464	58000	SI
3,400,G	72006	101744	115209	50000	SI
4,200,L2	56560	76435	90496	78000	NO (AL LIMITE)
5,300,L3	72651	104327	116242	78000	SI

Al comparar los valores de cortocircuito del primer ciclo de las barras con las capacidades momentáneas de los interruptores conectados a ellas, se puede observar que los interruptores de los buses 100 (línea 1), 300 (generadores) y 400 (línea 3) son superados por dichas corrientes. Los interruptores del bus 200 (línea 2) están en el límite. Si se utiliza el factor de asimetría real el interruptor no es superado por escaso margen. Si se utiliza el factor estándar de 1.6, entonces si es superado. Por lo tanto, es mejor asumir que si es superado por estar muy al límite.

Las corrientes para la red interruptiva quedan de la siguiente forma:

Tabla LXIV. Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 2

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	Ibase	CORRIENTE SIMETRICA INTERRUPTIVA (A)
DE BARRA	A BARRA			
0	1	4.0495	837	3389
4	1	0.7478	837	626
5	1	0.9505	837	796
1		5.7470	837	4810
0	2	0.2370	13879	3289
3	2	2.8269	13879	39235
4	2	1.1653	13879	16173
2		4.2289	13879	58693
0	3	0.9985	13879	13858
2	3	1.2964	13879	17993
5	3	2.1275	13879	29528
3		4.4181	13879	61319
0	4	0.4252	13879	5901
1	4	1.4426	13879	20022
2	4	1.7502	13879	24291
4		3.6001	13879	49966
0	5	0.9928	13879	13779
1	5	1.3265	13879	18410
3	5	2.1000	13879	29146
5		4.4126	13879	61242

En forma similar al caso 1, para el tiempo de separación de contactos de los interruptores se toma en cuenta la generación cercana. Sin embargo, debido a que la relación X/R de las corrientes de la red interruptiva de las barras no es mayor a 25, entonces se toma un factor de asimetría de 1. Esto significa que las corrientes asimétricas tienen el mismo valor que las corrientes simétricas en la red interruptiva. Estos valores se comparan con las capacidades interruptivas de los interruptores que se alimentan de las barras principales. Los resultados de la comparación se muestra a continuación:

Tabla LXV. Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 2 RI

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE INTERRUPTIVA SIMETRICA (A)	X/R	CICLOS INT.	FACTOR ASIMETRIA GENERACION CERCANA	CORRIENTE INTERRUPTIVA ASIMETRICA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2 ,100,L1	58693	8.14	5	1.0000	58693	33200	SI
3 ,400,G	61319	10.32	5	1.0000	61319	31500	SI
4,200,L2	49966	7.76	5	1.0000	49966	46900	SI
5,300,L3	61242	10.78	5	1.0000	61242	46900	SI

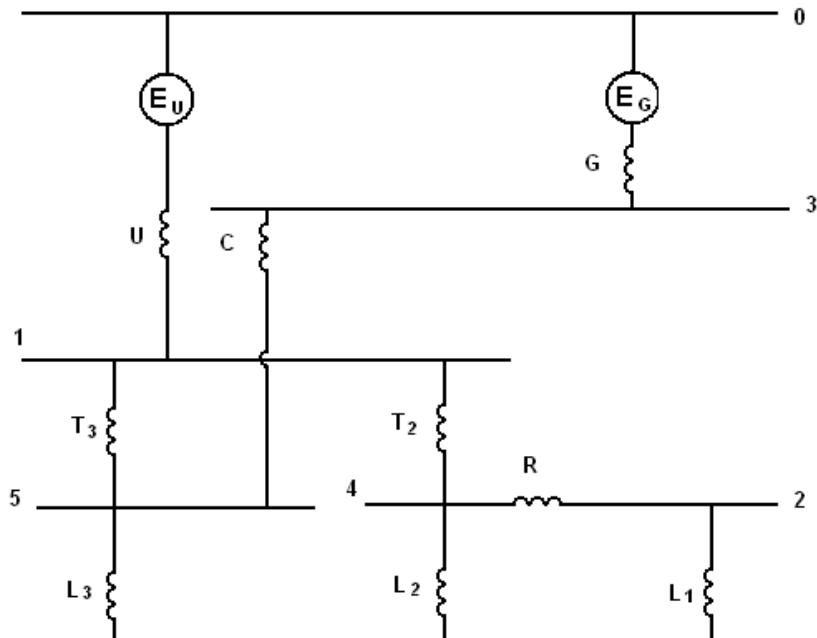
Se puede observar que todas las corrientes de falla de la red interruptiva superan las capacidades interruptivas de los interruptores. En la red del primer ciclo, la corriente asimétrica real (calculada a partir del factor de asimetría real) casi superaba la capacidad del interruptor y con el factor de asimetría estándar de 1.6 si lo superaba.

Finalmente, se decidió asumir que si lo superaba y como se ve en la red interruptiva, la decisión es correcta ya que también para esta red el interruptor es superado en sus capacidades.

Caso 3

Este caso considera la interconexión de los generadores solamente a la línea 3. Las líneas 1 y 2 quedan alimentadas por medio del transformador T2 desde la acometida principal. Esta conexión es también preferida por la industria A ya que la línea 3 es la más reciente y por lo tanto la más eficiente. Esto genera la necesidad de evitar paros en esta línea por fallas en la alimentación externa. Adicionalmente, existe un equipo en los hornos que necesita energía eléctrica todo el tiempo para evitar daños mecánicos en el mismo debido a choques térmicos provocados por paros prolongados.

Figura 57. Diagrama de impedancias para el caso 3



Para la red del primer ciclo, los resultados son:

Tabla LXVI. Corrientes y contribuciones red primer ciclo (PC) caso 3

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		I _{pucc}	I _{base}	CORRIENTE SIMETRICA (A)	X/R	FACTOR ASIMETRIA REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	FACTOR ASIMETRIA DE 1.6	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6
DE BARRA	A BARRA								
0	1	4.0495	837	3389	15.03	1.5198	5151	1.6000	5423
4	1	0.7206	837	603	12.86	1.4798	893	1.6000	965
5	1	1.2840	837	1075	15.56	1.5266	1641	1.6000	1720
1		6.0540	837	5067	14.84	1.5174	7689	1.6000	8108
0	2	0.3577	13879	4965	13.11	1.4824	7359	1.6000	7943
4	2	1.6607	13879	23049	6.00	1.3077	30141	1.6000	36878
2		2.0173	13879	27998	6.65	1.3332	37327	1.6000	44797
0	3	0.9985	13879	13858	27.11	1.6069	22269	1.6000	22173
5	3	2.9978	13879	41606	8.39	1.4000	58249	1.6000	66570
3		3.9938	13879	55430	10.15	1.4417	79913	1.6000	88688
0	4	0.6608	13879	9171	12.29	1.4738	13517	1.6000	14674
1	4	1.7498	13879	24285	16.96	1.4501	35216	1.6000	38857
2	4	0.3355	13879	4656	10.43	1.4475	6740	1.6000	7450
4		2.7458	13879	38109	14.52	1.5134	57674	1.6000	60974
0	5	1.5993	13879	22197	11.71	1.4677	32578	1.6000	35515
1	5	1.6677	13879	23146	16.68	1.4394	33316	1.6000	37034
3	5	0.9726	13879	13499	18.92	1.5275	20619	1.6000	21598
5		4.2392	13879	58836	14.73	1.5160	89195	1.6000	94137

Los valores de las barras principales se incrementan tanto que en algunos casos superan las capacidades momentáneas de los interruptores. Esto lo podemos ver en el siguiente resumen:

Tabla LXVII. Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 3 PC

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE SIMETRICA (A)	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2 ,100,L1	27998	37327	44797	58000	NO
3 ,400,G	55430	79913	88688	50000	SI
4,200,L2	38109	57674	60974	78000	NO
5,300,L3	58836	89195	94137	78000	SI

Se puede observar que las corrientes de cortocircuito en los buses 400 (generadores) y 300 (línea 3) superan las capacidades de los interruptores conectados a esos buses.

Para la red interruptiva, los resultados son como siguen:

Tabla LXVIII. Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) caso 3

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	lbase	CORRIENTE SIMETRICA INTERRUPTIVA (A)
DE BARRA	A BARRA			
0	1	4.0495	837	3389
4	1	0.5216	837	437
5	1	1.1125	837	931
1		5.6836	837	4757
0	2	0.2370	13879	3289
4	2	1.5368	13879	21329
2		1.7731	13879	24609
0	3	0.9985	13879	13858
5	3	2.4587	13879	34124
3		3.4557	13879	47962
0	4	0.4252	13879	5901
1	4	1.7310	13879	24025
2	4	0.2270	13879	3151
4		2.3832	13879	33076
0	5	0.9928	13879	13779
1	5	1.6427	13879	22799
3	5	0.9726	13879	13499
5		3.6080	13879	50075

En forma similar a los dos casos anteriores, se considera la generación cercana y debido a que la relación X/R en todos los casos no supera el valor de 25, entonces el factor de asimetría sigue siendo 1. La comparación entre los valores de corriente asimétrica de cortocircuito y las capacidades interruptivas de los interruptores conectados a estas barras se puede observar en la siguiente comparación:

Tabla LXIX. Corrientes vrs. capacidades de interruptores caso 3 RI

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE INTERRUPTIVA SIMETRICA (A)	X/R	CICLOS INT.	FACTOR ASIMETRIA GENERACION CERCANA	CORRIENTE INTERRUPTIVA ASIMETRICA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2,100,L1	24609	6.90	5	1.0000	24609	33200	NO
3,400,G	47962	11.97	5	1.0000	47962	31500	SI
4,200,L2	33076	15.66	5	1.0000	33076	46900	NO
5,300,L3	50075	16.45	5	1.0000	50075	46900	SI

Se puede observar que al igual que en la red del primer ciclo, los mismos interruptores están subdimensionados para los valores de las corrientes de cortocircuito en las barras.

Existen muchas otras combinaciones que se podrían analizar, pero las tres mostradas anteriormente son las preferidas para la operación del sistema eléctrico de la industria A. Debido a esto, se analizan solamente estos casos y se procede a encontrar las posibles soluciones utilizando FCL's.

4.3 Selección de las posibles ubicaciones y valores de disparo

Tal como se describió en el capítulo 3, la aplicación de los FCL's es precisamente lograr la interconexión de sistemas eléctricos de distribución que superan los valores de los órganos de protección. Este es el caso visto en la industria A y por lo tanto se intentará proponer una solución basada en los limitadores de corriente.

4.3.1 Ubicación y valores de disparo

La ubicación depende de las interconexiones que se escojan. En este caso, se escogieron tres casos de interconexión que son las preferidas por la industria A. Por lo tanto, las ubicaciones se escogen de acuerdo a cada caso. Adicionalmente, se calcularán los valores de disparo para cada caso.

Caso 1

Para este caso, debido a que los interruptores que son superados en sus capacidades son los que están colocados en la barra 2 (bus 100, línea 1) y en la barra 3 (bus 400, generadores) es conveniente colocar el limitador entre la barra 2 (bus 200, línea 1) y la barra 4 (bus 200, línea 2); es decir antes o después del reactor que une ambas barras. Esto asegura de que al momento de existir una apertura del limitador todas las barras continúen con suministro de energía. Sin embargo, hay que asegurar de que las capacidades de los interruptores no sean superados cuando el limitador se abra. Para estar seguros, se realiza el cálculo de cortocircuito con la unión entre las barras 2 y 4 abierto y los generadores alimentando la barra 2. Los resultados para el primer ciclo son:

Tabla LXX. Corrientes y contribuciones red primer ciclo (PC) para comprobar ubicación de limitador

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	Ibase	CORRIENTE SIMETRICA (A)	X/R	FACTOR ASIMETRIA REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	FACTOR ASIMETRIA DE 1.6	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6
DE BARRA	A BARRA								
0	1	4.0495	837	3389	15.03	1.5198	5151	1.6000	5423
4	1	0.5271	837	441	13.13	1.4826	654	1.6000	706
5	1	0.9851	837	825	13.53	1.4882	1227	1.6000	1319
1		5.5615	837	4655	14.54	1.5137	7046	1.6000	7448
0	2	0.3577	13879	4965	13.11	1.4824	7359	1.6000	7943
3	2	0.9726	13879	13499	18.92	1.5599	21057	1.6000	21598
2		1.3303	13879	18463	16.91	1.5425	28480	1.6000	29541
0	3	0.9985	13879	13858	27.11	1.6069	22269	1.6000	22173
2	3	0.3544	13879	4919	12.24	1.4733	7247	1.6000	7870
3		1.3526	13879	18773	20.58	1.5627	29336	1.6000	30036
0	4	0.6608	13879	9171	12.29	1.4738	13517	1.6000	14674
1	4	1.7164	13879	23822	16.73	1.5409	36707	1.6000	38115
4		2.3771	13879	32992	15.20	1.5220	50213	1.6000	52787
0	5	1.5993	13879	22197	11.71	1.4677	32578	1.6000	35515
1	5	1.6434	13879	22809	16.71	1.5407	35141	1.6000	36494
5		3.2424	13879	45001	13.80	1.4965	67344	1.6000	72002

La comparación entre las capacidades momentáneas de los interruptores y las corrientes asimétricas de cortocircuito para esta configuración quedan así:

Tabla LXXI. Corrientes vrs. capacidades de interruptores PC para comprobar ubicación de limitador

PUNTO DE FALLA	Ipucc	lbase	CORRIENTE SIMETRICA (A)	CORRIENTE ASIMETRICA (A) REAL	CORRIENTE ASIMETRICA (A) CON 1.6	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2,100,L1	1.3303	13879	18463	28480	29541	58000	NO
3,400,G	1.3526	13879	18773	29336	30036	50000	NO
4,200,L2	2.3771	13879	32992	50213	52787	78000	NO
5,300,L3	3.2424	13879	45001	67344	72002	78000	NO

De la comparación anterior se puede concluir que efectivamente los límites de los interruptores no son superados y por lo tanto es una buena ubicación para la corriente asimétrica del primer ciclo.

Para la red interruptiva, los valores son como se muestran a continuación:

Tabla LXXII. Corrientes y contribuciones red interruptiva (RI) para comprobar ubicación de limitador

CONTRIBUCIONES O CORRIENTES DE FALLA		Ipucc	lbase	CORRIENTE SIMETRICA INTERRUPTIVA (A)
DE BARRA	A BARRA			
0	1	4.0495	837	3389
4	1	0.3656	837	306
5	1	0.7157	837	599
1		4.0495	837	3389
0	2	0.2370	13879	3289
3	2	0.9726	13879	13499
2		1.2095	13879	16787
0	3	0.9985	13879	13858
2	3	0.2355	13879	3269
3		1.2338	13879	17124
0	4	0.4252	13879	5901
1	4	1.6840	13879	23372
4		2.1092	13879	29274
0	5	0.9928	13879	13779
1	5	1.6221	13879	22513
5		2.6148	13879	36291

Una vez mas, las relaciones X/R superan el valor de 25 y por lo tanto se utiliza un factor de asimetría de 1 para la generación cercana. Por lo tanto, la comparación entre las capacidades interruptivas y los valores de las corrientes para la red interruptiva son:

Tabla LXXIII. Corrientes vrs. capacidades de interruptores RI para comprobar ubicación de limitador

PUNTO DE FALLA	CORRIENTE INTERRUPTIVA SIMETRICA (A)	X/R	CICLOS INT.	FACTOR ASIMETRIA GENERACION CERCANA	CORRIENTE INTERRUPTIVA ASIMETRICA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTORES	ES SUPERADO EL INTERRUPTOR?
2,100,L1	16787	17.70	5	1.0000	16787	33200	NO
3,400,G	17124	22.64	5	1.0000	17124	31500	NO
4,200,L2	29274	16.07	5	1.0000	29274	46900	NO
5,300,L3	36291	15.69	5	1.0000	36291	46900	NO

Se observa que las corrientes no superan las capacidades de los interruptores, por lo tanto se concluye que la configuración es segura para los interruptores.

Para los valores de disparo, se utiliza el método mostrado en el punto 3.2.3 (valores de disparo). La deducción matemática utilizada para dos redes, se puede generalizar cuando existen mas de una fuente que contribuye con la corriente de cortocircuito. Se observa que lo que se encuentra con estas fórmulas es la proporción entre la corriente (contribución al punto de la falla) que pasa por el punto en el cual se piensa colocar el limitador y las corrientes totales que contribuyen (incluyendo la corriente mencionada anteriormente) a la falla. Esta proporción se multiplica por la capacidad del interruptor de menos capacidad en el punto de la falla y este es el valor de disparo del limitador. En todos los cálculos, se utilizan las corrientes asimétricas del primer ciclo ya que se espera que el limitador abra en el primer ciclo. El valor de disparo obtenido estará expresado como una corriente eficaz (rms) asimétrica del primer ciclo. Este valor, tal como se indicó en el capítulo 3, será la corriente de paso del fusible limitador del FCL. Este valor esta expresado como valor eficaz (rms).

Para encontrar el valor de la corriente de paso en valor pico (que es lo que normalmente aparece en las curvas de los fusibles limitadores) se divide el valor eficaz por raíz de 2. A partir de este valor y utilizando las características de cada fabricante, es posible encontrar los valores de disparo de la carga detonante que abre el conductor principal. Esta característica

esta indicada en forma general en la figura 37. Estos tiempos pueden variar de fabricante a fabricante y hacen la diferencia entre distintos limitadores. Es importante recordar lo importante de calcular las corrientes de disparo para el limitador en ambas direcciones y escoger la menor de ellas.

Cuando se tiene el estudio de cortocircuito con todas las contribuciones determinadas, el cálculo del valor de disparo del limitador consiste en encontrar la proporción entre la contribución que pasa por el punto en el cual se colocará el limitador hacia el punto de falla y la suma de todas las corrientes que contribuyen al punto de falla incluyendo la que va a pasar por el punto en el cual se colocará el limitador. Esta proporción se multiplica por el valor límite del sistema en el cual ocurre la falla (determinado por las capacidades de los interruptores). Para el caso 1, se establecen las fórmulas de cálculo de la siguiente forma:

Valor de disparo del limitador para la corriente desde la barra 4 a la barra 2.

$$I_{A4-2} = I_{k2-P} * \left[\frac{I_{k4-2}}{I_{k4-2} * I_{k3-2} * I_{k0-2}} \right]$$

De donde:

- IA4-2 Valor de la corriente de disparo del limitador entre barras 4 y 2.
- Ik2-P Limite máximo permitido para la barra 2 dado por los interruptores.
- Ik4-2'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 4 a la barra 2.
- Ik3-2'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 3 a la barra 2.
- Ik0-2'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 0 a la barra 2.

Valor de disparo del limitador para la corriente desde la barra 2 a la barra 4

$$I_{A2-4} = I_{k2-P} * \left[\frac{I_{k2-4}}{I_{k2-4} * I_{k1-4} * I_{k0-4}} \right]$$

De donde:

- IA2-4 Valor de la corriente de disparo del limitador entre barras 2 y 4.
- Ik4-P Límite máximo permitido para la barra 4 dado por los interruptores.
- Ik2-4'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 2 a la barra 4.
- Ik1-4'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 1 a la barra 4.
- Ik0-4'' Contribución de corriente de cortocircuito de la barra 0 a la barra 4.

Debido a que el cálculo de la corriente mínima es para un equipo nuevo, se usa la corriente asimétrica de cortocircuito del primer ciclo que se obtiene usando el factor 1.6 (no el valor real con el factor calculado a partir del X/R). Al calcular el valor numérico para ambos casos se obtiene:

$$I_{A4-2} = 58,000 * \left[\frac{36,523}{36,523 + 21,598 + 7,943} \right] = 32,064.87 \text{ A}$$

$$I_{A2-4} = 78,000 * \left[\frac{23,683}{23,683 + 38,115 + 14,674} \right] = 24,156.21 \text{ A}$$

Debido a que IA2-4 es menor a IA4-2, entonces se escoge IA2-4 (24,156.21). El valor pico instantáneo sería 34,162 A. El valor de la corriente para explotar la carga en el conductor principal es mucho menor y como se explicó antes, esto depende de las características específicas del limitador y las cuales cambian de acuerdo al fabricante.

Caso 2

Para este caso, existen dos puntos estratégicos. El primero es la unión de las barras 2 y 4. El primer punto es en la unión entre la barra 3 (generadores) y la barra 5 (línea 3). El primer punto permite reducir la corriente de cortocircuito en las barras 3 y 2 a valores adecuados. El segundo punto permite reducir la corriente en la barra 5 (línea 3) y permite que la línea 3 continúe con energía eléctrica a través del de T3, la línea 2 por T2 y línea 1 por los generadores.

Si guiendo la misma nomenclatura usada anteriormente, el valor de disparo para el primer punto (entre barra 2 y 4) es igual que antes, es decir:

$$I_{A4-2} = I_{k2-P} * \left[\frac{I_{k4-2}''}{I_{k4-2}'' * I_{k3-2}'' * I_{k0-2}''} \right]$$

y

$$I_{A2-4} = I_{k2-P} * \left[\frac{I_{k2-4}''}{I_{k2-4}'' * I_{k1-4}'' * I_{k0-4}''} \right]$$

Los valores cambian ya que la topología de la red es distinta al caso anterior y por lo tanto las contribuciones no son iguales. Encontrando los valores numéricos se tiene:

$$I_{A4-2} = 58,000 * \left[\frac{28,926}{28,926 + 72,608 + 7,943} \right] = 15,324.75 \text{ A}$$

y

$$I_{A2-4} = 78,000 * \left[\frac{43,478}{43,478 + 32,859 + 14,674} \right] = 32,262.35 \text{ A}$$

Para este caso, el valor mas pequeño es el IA4-2 es menor que el valor IA2-4 y por lo tanto se escoge el IA4-2 como valor de referencia para el disparo.

Para el segundo punto (entre barra 3 y 5), se calculan los valores de disparo de la siguiente forma:

$$I_{A3-5} = I_{k5-P} * \left[\frac{I_{k3-5}''}{I_{k3-5}'' * I_{k1-5}'' * I_{k0-5}''} \right]$$

y

$$I_{A5-3} = I_{k3-P} * \left[\frac{I_{k5-3}''}{I_{k5-3}'' * I_{k2-3}'' * I_{k0-3}''} \right]$$

En forma numérica se tiene los siguientes valores:

$$I_{A3-5} = 78,000 * \left[\frac{50,959}{50,959 + 29,952 + 35,515} \right] = 34,140.15 \text{ A}$$

y

$$I_{A5-3} = 50,000 * \left[\frac{59,227}{59,227 + 33,918 + 22,173} \right] = 25,679.86 \text{ A}$$

Se puede observar que la corriente IA5-3 es menor que la corriente IA3-5 y por lo tanto se escoge este como el valor de referencia para el disparo del limitador.

Caso 3

En este caso, los generadores están conectados solamente a la línea 3 y por lo tanto, lo recomendable sería colocar el limitador entre la conexión de la barra 3 (generadores) y la barra 5 (línea 3). Al activarse el limitador, el transformador T3 toma la carga de la línea 3, mientras que el transformador T2 continua alimentando a las líneas 1 y 2. De esta forma se protege a los interruptores de potencia de la línea 3 y de los generadores. En las líneas 1 y 2 los interruptores están dentro de los límites tal y como se mostró en el estudio de cortocircuito.

Siguiendo la misma nomenclatura usada en los dos casos anteriores, los valores de disparo se calculan de la siguiente forma:

$$I_{A3-5} = I_{k5-P} * \left[\frac{I_{k3-5}''}{I_{k3-5}'' * I_{k1-5}'' * I_{k0-5}''} \right]$$

$$I_{A5-3} = I_{k3-P} * \left[\frac{I_{k5-3}''}{I_{k5-3}'' * I_{k0-3}''} \right]$$

Estas fórmulas son similares a las utilizadas para el segundo punto del caso 2. Si se comparan ambos puntos (caso 2 y caso 3) ambos son el mismo punto, así que las fórmulas son similares (excepto por la contribución de la barra 2). El valor numérico que obtiene es el siguiente:

$$I_{A3-5} = 78,000 * \left[\frac{21,598}{21,598 + 37,034 + 35,515} \right] = 17,893.76 \text{ A}$$

$$I_{A5-3} = 50,000 * \left[\frac{66,570}{66,570 + 22,173} \right] = 35,507.18 \text{ A}$$

Debido a que la corriente de disparo IA3-5 es menor que la corriente IA5-3, la corriente que se toma como referencia para el cálculo final de disparo es la IA3-5.

4.3.2 Consideraciones a tomar en cuenta en los cálculos

Es muy importante tomar las siguientes consideraciones en los cálculos anteriores.

- Tal como se mencionó anteriormente, los valores encontrados son valores eficaces (rms) asimétricos que se esperan sean los máximos que el limitador permitirá conducir antes de interrumpir totalmente el flujo de corriente. Como el cálculo se hace en proporción al total de contribuciones al punto de falla de tal forma que el límite del sistema no sea superado, la apertura del limitador sucede antes de que se alcancen los valores que destruirían a los órganos de protección (interruptores en este caso).
- Las proporciones se encontraron con relación a la suma total de las corrientes de contribución al cortocircuito. El total se encontró, en los casos anteriores, usando la suma aritmética. Esto no es del todo correcto ya que se debería de usar la suma vectorial o compleja. Sin embargo, los cálculos para las corrientes de disparo de los limitadores siempre son aproximados y por lo tanto no afecta demasiado ya que las diferencias entre las sumas aritméticas y las vectoriales o complejas son pequeñas.

- Los valores encontrados anteriormente en realidad no son los valores de disparo para iniciar el accionamiento del limitador pero si constituyen las corrientes máximas que sea alcanzaran antes de que el fusible limitador abra totalmente (corriente de paso en rms). Sin embargo, esta corriente constituye el punto de partida para calcular, a partir de las características de los limitadores, los tiempos de apertura de cada sección; hasta bajar al cálculo de la corriente de disparo para explotar la carga que abrirá el conductor principal y la relación di/dt (ver capítulo 3).
- En el punto 3.2.3, inciso b del presente trabajo, se menciona que es necesario verificar la capacidad interruptiva (no la momentánea que se le llama capacidad de abrir, cerrar y permanecer cerrado durante la falla) para asegurar que en caso de que los valores del cortocircuito no alcancen los valores de disparo del FCL (debido a que no toda la carga esta conectada al momento de la falla) la capacidad interruptiva (1.5-5 ciclos) del interruptor no sea superada. Esta verificación no se hace en este caso ya que se considera que la carga siempre estará al máximo. Esto se debe a que esta industria nunca detiene su producción. Se considera que todos los equipos operan mas del 90% del tiempo total y por lo tanto la probabilidad de que ocurra una falla cuando algún equipo grande no este operando es muy baja.
- En el mismo punto 3.2.3, para el cálculo de la corriente de disparo del limitador, se advierte de que el cálculo debe de hacerse para el mayor desbalance entre las redes que se interconectan ya que dicho valor de disparo depende de la relación entre las corrientes en ambas direcciones en el limitador. Esto significa que si el cálculo se hace usando los valores máximos de cortocircuito en ambas redes que se interconectan, es necesario calcular nuevamente para el valor máximo en una red y el mínimo esperado en la otra y viceversa. Esto afecta la relación entre las corrientes que pasan por el limitador (desbalance) y por lo tanto la corriente de disparo. Esto implicaría la realización de mas cálculos de cortocircuito. En el caso de la industria A, esto no se considera y se utilizan los valores máximos de cortocircuito de las redes que se interconectan ya que se considera que las condiciones de baja carga no se dan, es decir, todas las cargas están conectadas la mayor parte del tiempo (mas del 90% del tiempo).

- En cualquiera de los casos en los que se coloquen limitadores, es necesario colocar interruptores aisladores para poder reemplazar los limitadores en caso de que operen y un interruptor de bypass para poder suministrar energía de emergencia con las limitantes que impone el estudio de cortocircuito.
- Aun cuando se considera que ningún otro órgano de protección es superado por las corrientes de cortocircuito después de haber calculado el limitador, es necesario revisar si algún órgano de protección queda subdimensionado para dicha corriente. Debido a lo expuesto en el punto 3.3.2, los fusibles son los elementos que tienen la probabilidad más alta de ser superado en cuanto a su límite de energía I^2t . Se supone que si el limitador está bien calculado, entonces el límite de corriente del interruptor de menor capacidad no es superado y por lo tanto si ningún fusible limitador es superado cuando no existe interconexión tampoco debería de ser superado cuando existe interconexión (debido al efecto del limitador bien calculado). Es probable que si con el limitador, algún fusible queda subdimensionado, entonces también lo estaría sin limitador cuando la red alcance el límite del interruptor cuando no exista interconexión (lo cual es permitido por la red ya que se ha establecido como límite máximo el límite del interruptor más pequeño). Sin embargo, es bueno comprobar que ningún fusible no tenga la capacidad de manejar la corriente de cortocircuito en un momento dado. Si este fuera el caso, es necesario revisar los cálculos para ver si el limitador está muy grande o si el criterio tiene que ser el límite del fusible y no el del interruptor. En el caso de la industria A, el fusible limitador más pequeño es un fusible para motor de media tensión tipo GE 2R con un I^2t de limpieza de la falla (*Maximum Clear*) de 44,000 A²-seg. Otra opción sería incrementar el valor I^2t de los fusibles, aunque esto no es tan fácil ya que las bases cambian también de tamaño y no siempre se cuenta con el espacio para realizar esto. Desafortunadamente, esta comparación se puede realizar únicamente cuando ya se tienen las características del limitador y estas características no son dadas por el fabricante a menos que exista un proyecto formal.

- La selectividad es otro problema inherente a los limitadores (ver punto 3.3.2). Si sucede el cortocircuito en las terminales de un motor de media tensión y dependiendo de las condiciones de carga del sistema, es posible que actúe primero el limitador que el fusible del motor. Debido a que los limitadores utilizan sistemas electrónicos para su operación, sería posible lograr selectividad por medio de la detección de aquellas condiciones bajo las cuales el limitador no debe disparar antes que un fusible, sin embargo, no siempre se logrará la selectividad natural lograda con la forma natural de operar de los órganos de protección.

4.4 Ventajas y desventajas

En los casos de interconexión de sistemas eléctricos de distribución siempre se tendrán ventajas y desventajas ya que se trata de conectar sistemas que no fueron diseñados para ser interconectados. En capítulos anteriores se han mencionado las ventajas y desventajas en forma general. En este punto se intentará definir las ventajas y desventajas específicamente para la industria A.

4.4.1 Ventajas

Las ventajas de la interconexión y del uso de limitadores para la industria A se pueden resumir de la siguiente forma:

- El caso 1, es como actualmente se está operando. La ventaja de esta configuración es que los cambios son mínimos ya que los generadores fueron instalados para este tipo de operación. El control de los interruptores, monitoreo de puntos, etc. están ya instalados y operando de esta forma. Los interruptores de la línea 1 y generadores quedarían dentro de sus límites.
- El caso 2, tiene la ventaja de que se puede alimentar todas las líneas de producción con los generadores. La sistema que provee la energía externa es un sistema bastante inestable generando cortes frecuentes de energía eléctrica. Si estos cortes

son por mucho tiempo, pueden generar daños severos en la línea 3. Aun cuando los generadores no son capaces de proveer toda la energía a todas las líneas, si puede suministrar energía a aquellos equipos críticos durante los cortes de energía externa. Las limitaciones serían en cuanto a la carga pero no en relación a si hay o no hay suministro externo de energía ya que el sistema estaría protegido por los limitadores de corriente.

- El caso 3, presenta la ventaja de que los generadores estarían respaldando a la línea 3 todo el tiempo. Esta es la línea mas moderna y por lo tanto la mas eficiente y de mayor producción. Debido a esto tiene prioridad sobre las otras líneas de producción. Adicionalmente, en esta línea se encuentran los equipos que necesitan energía eléctrica inmediatamente para evitar daños en equipos térmicamente sensible. Si el limitador actúa y tampoco es posible suministrar energía por el transformador T3 (por cualquier razón) el bypass podría hacerlo en lo que se garantiza la energía por T3 o se reemplaza el limitador que ha operado.
- En todos los casos, los limitadores permitirían modos de operación que no son permitidos de otra forma ya que se arriesgaría el sistema a daños cuantiosos en caso de ocurrir un cortocircuito. Esto es una gran ventaja que permite operar sin tener que invertir en un cambio de interruptores que estarían subdimensionados después de una interconexión.
- En el futuro la compañía externa que provee la energía eléctrica podría cambiar los niveles de cortocircuito. Al usar limitadores, se podría prever que estos cambios solamente signifiquen ajustes en los limitadores o cambios de limitadores. Si se cambian interruptores, se corre el riesgo de que queden subdimensionados al momento de que suba nuevamente los niveles de cortocircuito.

4.4.2 Desventajas

Aun cuando parece que todo es ventaja, las interconexiones tienen sus desventajas.

Se resumen las mas importantes:

- Para el caso 1, se tiene la desventaja de no poder alimentar a la línea 3 sin que exista riesgo potencial. Esta conexión a plena carga supera el límite de los interruptores

de la línea 3 y los generadores ya que para el caso 1 no existen limitadores entre los generadores y la línea 3. Debido a que los generadores están conectados a las líneas 1 y 2, al suministrar energía de emergencia a los equipos críticos en la línea 3, se podría superar el límite del sistema debido a el aumento de las cargas. Lo mas seguro en este caso sería quitar cargas en las líneas 1 y 2 para proporcionar energía a los equipos críticos de la línea 3. Otra opción sería desconectar los generadores de las líneas 1 y 2 y proporcionar energía solamente a los equipos críticos de la línea 3. Es necesario recordar que los generadores conectados a la línea 3 se convierte en el caso 3 y en este caso también se superan los límites del sistema. Esto implica es tener clara la operación en caso de emergencia pero esto depende de operadores (seres humanos) que pueden cometer errores.

- Para el caso 2, el cual parece tener grandes ventajas, tiene la desventaja que se tienen que habilitar los controles que deben de existir entre los generadores y los interruptores de la línea 3 (como monitoreos, aperturas, etc.). Adicionalmente, existe el problema de que si la energía externa falla, los generadores no son capaces de suplir toda la energía demandada. Es necesario programar el control en los generadores para que, al momento de fallar la energía externa, el suministro a equipos no críticos sea cortado y quede el suministro a los equipos críticos. La potencia demandada por estos equipos críticos no debe de superar el límite máximo de los generadores.
- Para el caso 3, la desventaja es (al contrario que el caso 1) el tener que alimentar las líneas 1 y 2 en caso de que T2 no pueda hacerlo colocando nuevamente al sistema en una situación de gran riesgo si las cargas son plenas. Al igual que para el caso 1, la solución sería desconectar cargas en la línea 3 para poder suplir las críticas de las líneas 1 y 2. Otra forma sería desconectar completamente los generadores de la línea 3 (esta quedaría alimentado desde T3) y conectarlos a las líneas 1 y 2 mientras se obtiene energía desde T2. Una vez mas, esto queda sujeto a procedimientos que los operadores deben de seguir al pie de la letra para evitar riesgos.
- Tal como se mencionó anteriormente, existe una falta de coordinación entre los limitadores y los fusibles lo cual es intrínscico a los limitadores. Todavía es posible lograr selectividad con la electrónica del sistema hasta cierto punto.

- Al usar limitadores como solución al problema, el sistema no queda totalmente flexible ya que al haber un accionamiento de dichos limitadores, el reemplazo no es tan sencillo como cerrar un interruptor.
- Para que los limitadores accionados puedan ser substituidos lo antes posible, es necesario contar con interruptores de cuchillas antes y después de cada limitador. Si se requiere suplir energía de emergencia también se puede colocar un interruptor de cuchillas colocado de tal forma que salte (*bypass*) a las cuchillas que sirven para el reemplazo del limitador y al limitador mismo. Esto conlleva la responsabilidad de operar con limitaciones mientras exista esta condición para evitar poner en riesgo el sistema en caso de otra falla. Esto incrementa substancialmente los costos iniciales de instalación.

Para el caso 1 y 3, sería necesario contar solamente con un juego de repuestos (3 limitadores, uno por fase) para reemplazo. En el caso 2 (que es el que da mas flexibilidad) es necesario contar con dos juegos (2 juegos de 3 limitadores cada uno) para reemplazo ya que los valores son distintos en cada punto y por lo tanto los fusibles limitadores tendrían que ser di

CONCLUSIONES

1. Cuando se planea realizar expansiones en los sistemas de distribución eléctrica o interconexión de dichos sistemas en las industrias, es necesario realizar estudios de cortocircuito para determinar cuanto se incrementan las contribuciones de corriente al cortocircuito. Esto sirve para determinar si existen órganos de protección que, bajo condiciones normales operen sin problema, pero, bajo condiciones de falla presenten subdimensionamiento debido al incremento de los niveles de las corrientes de cortocircuito.
2. El conocimiento de la operación de los limitadores de corrientes de falla y de los otros órganos de protección es crucial para el ingeniero a cargo del sistema y poder realizar una aplicación correcta. Es de suma importancia conocer el principio antes del método de cálculo de las corrientes de disparo de los limitadores ya que este es uno de los mayores obstáculos para que sean correctamente aplicados. Muchas veces se desecha la aplicación de los limitadores por no tener claro el método de cálculo y pensar que la aplicación no será segura
3. Si al realizar los estudios de cortocircuito, uno o varios órganos de protección (como por ejemplo los interruptores de potencia) son superados en sus límites máximos por las corrientes de cortocircuito, entonces es necesario tomar una decisión para evitar riesgos de explosión de dichos órganos en caso de falla. Una decisión podría ser no interconectar, lo cual no es conveniente para la industria. Otra decisión podría ser la de cambiar aquellos órganos de protección que están subdimensionados, sin embargo, esta es una decisión muy costosa y posiblemente el espacio actual no lo permita. La última

decisión podría ser colocar limitadores de corriente de falla a un costo mas bajo pero con ciertas limitaciones.

4. Los limitadores de corriente de falla (FCL por sus siglas en Inglés) son una buena solución para sistemas eléctricos de distribución, en donde, la expansión o interconexión con otros sistemas es algo inevitable y el costo de cambiar órganos de protección es prohibitivo, no solamente por los costos, sino por razones prácticas de espacio, por ejemplo. Sin embargo, en este trabajo se vieron las consideraciones que hay que tener al momento de aplicarlos y saber de antemano las desventajas y limitaciones que ellos presentan.
5. A pesar de ser una buena solución, la falta de coordinación con otros órganos de protección del sistema es una de las mayores desventajas de los limitadores. El mayor problema de coordinación se presenta con los fusibles, tal como se muestra en el trabajo, y por lo tanto, es importante verificar que al menos la aplicación se realiza de tal forma que ningún fusible quede desprotegido. La selectividad se puede manejar de una mejor forma, ya que, por contar con electrónica para realizar los disparos de los limitadores, esto permite lograr mejores resultados que con la coordinación.
6. La industria A es un ejemplo de esas empresas que necesitan la interconexión de los sistemas eléctricos de distribución. Se presentan las tres posibilidades de interconexión y ésta son las más importantes. El estudio de cortocircuito, demuestra como se superan los límites de los interruptores de potencia en cada caso. Se muestra como se seleccionan las posible ubicaciones teniendo en cuenta la operabilidad y reestablecimiento del sistema después del fallo. Se muestra también, el método de cálculo de la corriente máxima que el limitador permitirá para evitar daños en el sistema. A partir del cálculo de esta corriente, es posible calcular la corriente de disparo del limitador a partir de las características específicas de cada limitador. Estas características dependen de cada fabricante.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio de cortocircuito, siempre que exista el plan de expandir un sistema eléctrico de distribución así como, cuando se planea interconectar sistemas de distribución eléctrica, especialmente si se piensa utilizar limitadores de corriente.
2. Los fabricantes de los limitadores son los que se encargan de calcular los tamaños de los limitadores, por lo que, este trabajo, cobra importancia para el ingeniero de la industria encargado de negociar la aplicación. Es importante tener clara la herramienta analítica para el cálculo de la corriente de cortocircuito, el principio de funcionamiento de interruptores de potencia, fusibles no limitadores, fusibles limitadores y limitadores de corriente de falla para poder asegurar que los fabricantes están haciendo una aplicación correcta. Es importante recordar, que un limitador puede ser que nunca opere, pero si llega a operar tiene que hacerlo efectivamente.
3. Es importante considerar las ventajas y desventajas de la aplicación de los limitadores de corriente de falla en sistemas eléctricos. La mayor ventaja, es el poder conectar en forma segura, si se realiza un buen cálculo, distintos sistemas de distribución que solamente podrían interconectarse cambiando interruptores de potencia a un costo demasiado alto. La mayor desventaja es la falta de coordinación, especialmente con fusibles de motores de media tensión.

4. En la industria A y en cualquier aplicación, es importante considerar en la instalación interruptores de cuchillas que permitan aislar el limitador para poder reemplazarlo. Es posible considerar otro interruptor que pueda conectar directamente los sistemas mientras que se reemplaza el limitador (*bypass*). Mucho cuidado se debe tener en asegurar que los operadores conozcan qué equipos pueden operar en esta configuración (limitaciones), para evitar el riesgo de tener una capacidad de cortocircuito que supere a los interruptores o fusibles ya que esto es lo que se intenta evitar con los limitadores de corriente de falla.
5. Es importante contar con un juego (tres limitadores, uno por fase) de limitadores para reemplazo en caso de falla. El juego de tres tiene que ser reemplazado, pues vienen ajustados para el disparo exacto requerido.
6. Alimentar con una fuente de poder ininterrumpida (UPS) la fuente de alimentación de la electrónica de los limitadores para evitar problemas con sobre voltajes o cortes de energía.
7. Si se realiza la aplicación de limitadores, es importante asegurar que todas las personas, desde la gerencia hasta los operadores, estén consientes de las limitaciones que existen al momento de que un limitador opere ya que los fenómenos de cortocircuito no se pueden percibir bajo condiciones normales. Estos solo pueden ser inferidos a través de cálculos y se manifiestan al momento de una falla lo cual puede ser muy tarde si no se respetan las limitaciones de operación.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 A.H. James. **The Curve for Double Protection.** USA: A.B. CHANCE, 1967. 7 pp.
- 2 “Application of Primary Fuses” Bulletin 10-770. (EEUU): 2. 1982.
- 3 “Calculating Reactor Losses ” Folleto Current Limiting Protector G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1988
- 4 Clark, T.F. y Mackevich, J .P . **Current limiting protector for industrial applications.** Se. USA, 1981.
- 5 **GE Current-Limiting Power Fuses.** Se. USA : GENERAL ELECTRIC, 2002. 15 pp.
- 6 Gunter G. Seip. **Instalaciones eléctricas.** 2a. ed. (Tomo 1). Alemania : Siemens Aktiengesellschaft, 1989. 560pp.
- 7 **IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Brakers Rated on a Symetrical Current Basis.** ANSI/IEEE C37.010-1979.
- 8 **IEEE RED BOOK. Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.** Std. 141-1993.
- 9 **IEEE Standard for Emergency Load Current-Carrying Capability.** ANSI/IEEE C37.010b.1985.
- 10 “It COMPARISON” Folleto Current Limiting Protector GW5-CLiP-1, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1986.
- 11 J.C. Das. “ Limitation of Fault-Current Limiters for Expansion of Electrical Distribution Systems ” Revista IEEE Transaction on Industry Applications (EEUU) (33) :1073.1997.
- 12 John J. Grainger y William D. Stevenson Jr. **Análisis de sistemas de potencia.** 1a. ed. México : Editorial McGraw-Hill, 1996. 740pp.
- 13 John S. Schaffer. **Commutating Current Limiters.** USA: G&W ELECTRIC CO., 2002. 16 pp.
- 14 Karl Heinz Hartung. “Is-limiter- the solution for high short-circuit current applications”. Sl. Calor-Emag Journal (Alemania). 3pp.
- 15 Keders, Theodor. “Aspect concerning the determination of the operating value in Applications of Is-limiters”. sl. Calor-Emag Journal. (Alemania). 4pp.

- 16 “Limitation of Fault Currents” Folleto Current Limiting Protector GW5-CLiP-3, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1986.
- 17 Mason C. Russell. **The art and science of protective relaying**. USA: John Wiley & Sons, Inc., 1956. 409pp.
- 18 “Metal Switchgear”. Application Guide GET 6600E (EEUU): 3-1. 2002.
- 19 “Operation Sequence” Folleto Current Limiting Protector GW5-CLiP-5, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1988.
- 20 “Power Assisted Fuse” Application Guide for the PAF GW5-PAF-18 (EEUU). 1993.
- 21 “Power Assisted Fuse” Catalog SG4-41B, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1993.
- 22 “Power Assisted Fuse” Catalog SG4-93, G&W ELECTRIC CO. (EEUU): 3. 1998.
- 23 “Requirement for the Application of Triggered Fault Current Limiters” Folleto del PJM Relay Subcommittee, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 2002.
- 24 **Short-Circuit Current Calculation for Industrial and Comercial Power Systems**. Plainville, CT, USA. General Electric Company. Se. Sa. 59pp.
- 25 **Specifications for Distribution Fuse Disconnect Switches, Fuses Supports, and Current Limiting Fuses**. ANSI Std. C37.47-1981.
- 26 “Substation Retrofit Application” Folleto Current Limiting Protector GW5-CLiP-7, G&W ELECTRIC CO. (EEUU). 1987.
- 27 Syed A. Nasar. **Sistemas eléctricos de potencia**. sl. McGraw-Hill. Sa. 142 pp.
- 28 “The world’s fastest switching device” Folleto Is-limiter ABB Calor Emag. (Alemania). 2002.

APÉNDICES

1. Componentes simétricas

Es posible representar un sistema trifásico desbalanceado por medio de tres sistemas balanceados llamados componentes simétricas del sistema original. Cada sistema de componentes simétricas se representan por fasores que son iguales en longitud y con ángulos iguales entre fasores adyacentes. A partir de las componentes simétricas, es posible desarrollar circuitos equivalentes individuales llamados circuitos de secuencia. Aun cuando un sistema trifásico se encuentre balanceado en condiciones de régimen permanente, este se puede desbalancear al momento de una falla. Debido a esto, es importante considerar las componentes simétricas cuando se realizan estudios de cortocircuito. En un sistema trifásico, se acostumbra designar las tres fases con las letras a, b y c. La designación se hace en el sentido de las agujas del reloj o lo que equivale a tomar un punto fijo, los fasores roten en el sentido contrario a las agujas del reloj y el orden en que pasarían los fasores este punto fijo sería a, b, c. La secuencia positiva de los fasores desbalanceados con secuencia abc también será abc. Siguiendo el mismo razonamiento, podemos encontrar que la secuencia negativa para los mismo fasores desbalanceados será acb. La secuencia positiva tienen fasores desplazados 120° entre sí. La secuencia negativa también tiene sus fasores desplazados 120° entre sí, pero como ya se vio la secuencia es contraria a la secuencia positiva. Los fasores de secuencia cero, son aquellos cuyo desfase entre sí es 0° . Ya sea que se analicen voltajes o corrientes, es posible realizar las siguientes designaciones para realizar los cálculos:

Fasores desbalanceados:	\vec{V}_a	\vec{V}_b	\vec{V}_c	\vec{I}_a	\vec{I}_b	\vec{I}_c
Secuencia cero:	\vec{V}_{a_0}	\vec{V}_{b_0}	\vec{V}_{c_0}	\vec{I}_{a_0}	\vec{I}_{b_0}	\vec{I}_{c_0}
Secuencia positiva:	\vec{V}_{a_1}	\vec{V}_{b_1}	\vec{V}_{c_1}	\vec{I}_{a_1}	\vec{I}_{b_1}	\vec{I}_{c_1}
Secuencia negativa:	\vec{V}_{a_2}	\vec{V}_{b_2}	\vec{V}_{c_2}	\vec{I}_{a_2}	\vec{I}_{b_2}	\vec{I}_{c_2}

El sistema desbalanceado, se puede expresar, en forma vectorial, de la siguiente forma:

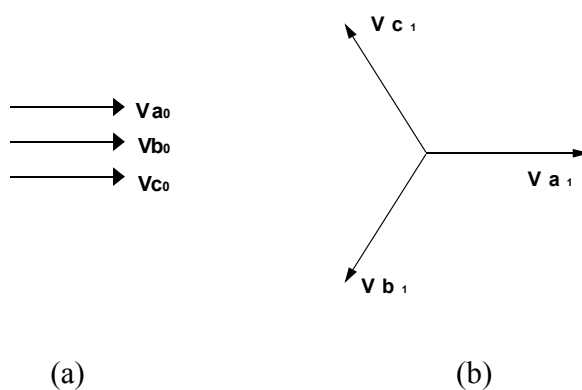
$$\vec{V}_a = \vec{V}_{a_0} + \vec{V}_{a_1} + \vec{V}_{a_2} \quad (1)$$

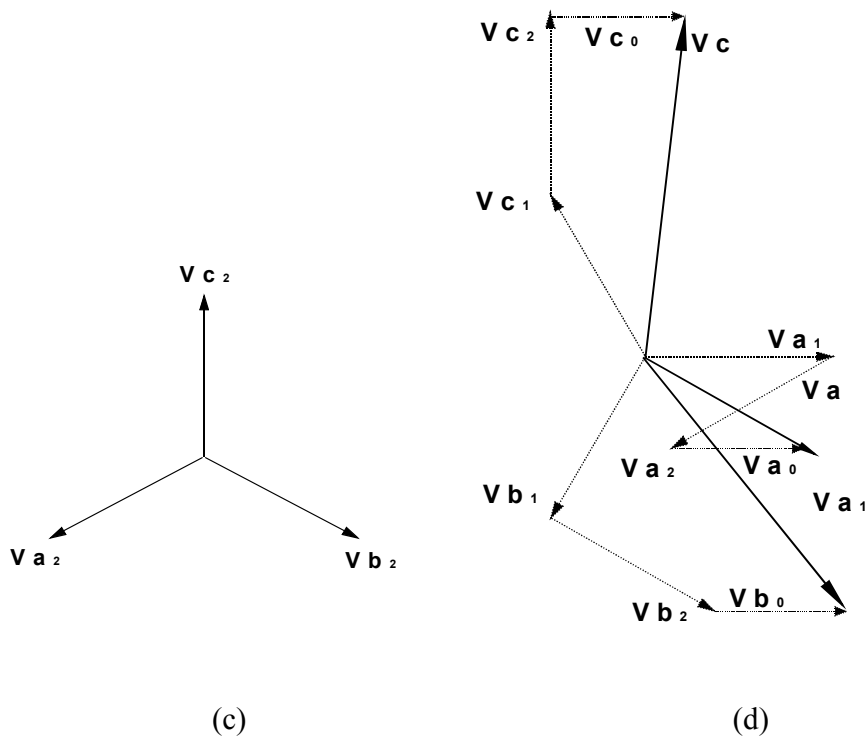
$$\vec{V}_b = \vec{V}_{b_0} + \vec{V}_{b_1} + \vec{V}_{b_2} \quad (2)$$

$$\vec{V}_c = \vec{V}_{c_0} + \vec{V}_{c_1} + \vec{V}_{c_2} \quad (3)$$

En la figura 58, se puede observar un sistema trifásico desbalanceado y luego sus componentes simétricas positiva, negativa y de secuencia cero. Por último es posible observar como la suma vectorial de las componentes simétricas dan por resultado el sistema de fasores del sistema desbalanceado.

Figura 58. Fasores de un sistema desbalanceado





1.1 Cálculos con componentes simétricas

Para calcular las componentes simétricas a partir de los fasores del sistema desbalanceado, se debe de introducir el operador a , que se define de la siguiente forma:

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (4)$$

Con este operador y observando la figura 58, se pueden establecer las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 \vec{V}_{b_0} &= \vec{V}_{a_0} & \vec{V}_{c_0} &= \vec{V}_{a_0} & (5) \\
 \vec{V}_{b_1} &= a^2 \vec{V}_{a_1} & \vec{V}_{c_1} &= a \vec{V}_{a_1} \\
 \vec{V}_{b_2} &= a \vec{V}_{a_2} & \vec{V}_{c_2} &= a^2 \vec{V}_{a_2}
 \end{aligned}$$

Substituyendo 5 en 1, 2 y 3 obtenemos:

$$\vec{V}_a = \vec{V}_{a_0} + \vec{V}_{a_1} + \vec{V}_{a_2} \quad (6)$$

$$\vec{V}_b = \vec{V}_{a_0} + a^2 \vec{V}_{a_1} + a \vec{V}_{a_2} \quad (7)$$

$$\vec{V}_c = \vec{V}_{a_0} + a \vec{V}_{a_1} + a^2 \vec{V}_{a_2} \quad (8)$$

Lo que también se puede escribir en forma matricial de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \quad (9)$$

De donde:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Se puede encontrar lo siguiente:

$$A^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (11)$$

Al multiplicar ambos lados de 9 por 11 se puede encontrar la siguiente solución:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{a_0} \\ \mathbf{V}_{a_1} \\ \mathbf{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} = \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} \quad (12)$$

Escribiendo lo mismo pero con ecuaciones separadas se tienen, para la fase a:

$$\vec{\mathbf{V}}_{a_0} = \frac{1}{3} (\vec{\mathbf{V}}_a + \vec{\mathbf{V}}_b + \vec{\mathbf{V}}_c) \quad (6)$$

$$\vec{\mathbf{V}}_{a_1} = \frac{1}{3} (\vec{\mathbf{V}}_a + \mathbf{a} \vec{\mathbf{V}}_b + \mathbf{a}^2 \vec{\mathbf{V}}_c) \quad (7)$$

$$\vec{\mathbf{V}}_{a_2} = \frac{1}{3} (\vec{\mathbf{V}}_a + \mathbf{a}^2 \vec{\mathbf{V}}_b + \mathbf{a} \vec{\mathbf{V}}_c) \quad (8)$$

Se pueden encontrar las componentes simétricas de las fases b y c usando las ecuaciones dadas en 5. En la ecuación 6 también se puede observar que como se usaron voltajes de línea a línea, la suma de estos voltajes en un sistema trifásico será cero y por lo tanto los voltajes de secuencia cero serán siempre cero. Sin embargo, si pueden existir componentes de secuencia cero para los voltajes de línea a neutro.

Para las corrientes se pueden hallar en forma similar las siguientes relaciones:

$$\vec{\mathbf{I}}_a = \vec{\mathbf{I}}_{a_0} + \vec{\mathbf{I}}_{a_1} + \vec{\mathbf{I}}_{a_2} \quad (9)$$

$$\vec{\mathbf{I}}_b = \vec{\mathbf{I}}_{a_0} + \mathbf{a}^2 \vec{\mathbf{I}}_{a_1} + \mathbf{a} \vec{\mathbf{I}}_{a_2} \quad (10)$$

$$\vec{\mathbf{I}}_c = \vec{\mathbf{I}}_{a_0} + \mathbf{a} \vec{\mathbf{I}}_{a_1} + \mathbf{a}^2 \vec{\mathbf{I}}_{a_2} \quad (11)$$

$$\vec{I}_{a_0} = \frac{1}{3}(\vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c) \quad (12)$$

$$\vec{I}_{a_1} = \frac{1}{3}(\vec{I}_a + a \vec{I}_b + a^2 \vec{I}_c) \quad (13)$$

$$\vec{I}_{a_2} = \frac{1}{3}(\vec{I}_a + a^2 \vec{I}_b + a \vec{I}_c) \quad (14)$$

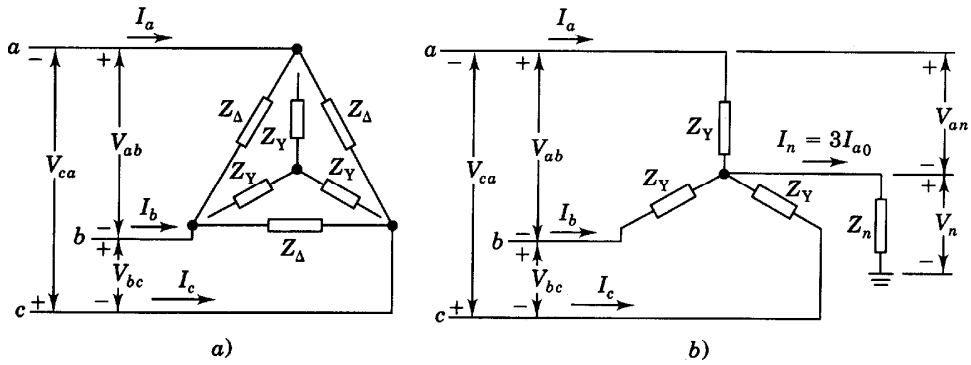
1.2 Circuitos de secuencia

Si las corrientes y voltajes del circuito desbalanceado bajo estudio están relacionadas entre si por impedancias constantes, entonces se dice que el sistema es lineal y se puede aplicar el principio de superposición. Aun cuando en un sistema real bajo falla, las impedancias nos son del todo constantes, se pueden considerar constantes en el intervalo de análisis. Las componentes simétricas se utilizan para forma circuitos equivalentes que se pueden analizar por separado para encontrar la respuesta de los elementos del circuito a las componentes de corriente. Estos circuitos equivalentes se llaman circuitos de secuencia. Debido a que se tienen tres componentes simétricas, entonces se obtienen tres circuitos de secuencia. Al interconectar los circuitos de secuencia de acuerdo a la interconexión de los elementos, se forman redes de secuencia que también serán tres, es decir positiva, negativa y de secuencia cero.

1.2.1 Circuitos de secuencia para impedancias Estrella y Delta

Aplicando los conceptos de componentes simétricas, se puede encontrar los circuitos de secuencia positiva, negativa y de secuencia cero para impedancias conectadas en estrella y en delta. Para mayor facilidad se pueden usar la figura 59, para establecer dichas relaciones.

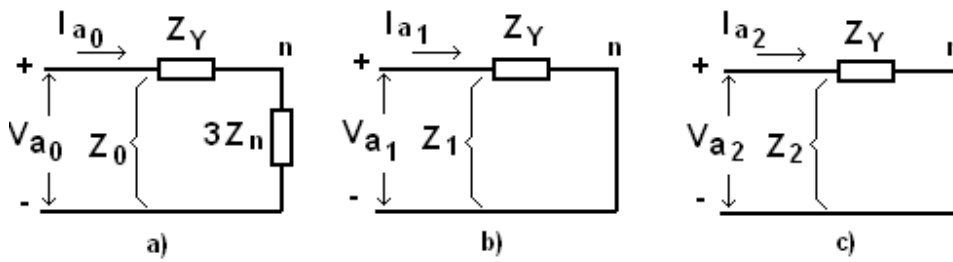
Figura 59. Relaciones en los sistemas estrella y delta



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 400

Para deducir las ecuaciones para el sistema estrella, se pueden utilizar los diagramas equivalentes monofásicos de la figura 60.

Figura 60. Diagramas simplificados para secuencia positiva, negativa y cero



Las relaciones son:

$$\vec{V}_{a_0} = (Z_Y + 3Z_n) * I_{a_0} = Z_0 * I_{a_0}$$

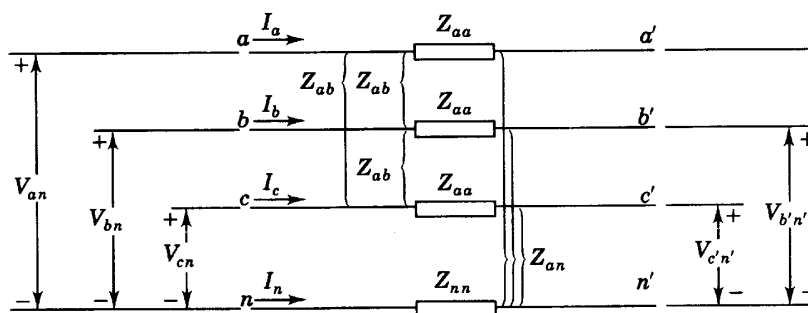
$$\vec{V}_{a_1} = Z_Y * I_{a_1} = Z_1 * I_{a_1}$$

$$\vec{V}_{a_2} = Z_Y * I_{a_2} = Z_2 * I_{a_2}$$

1.2.2 Circuitos de secuencia para una línea de transmisión simétrica

Aun cuando en la práctica las líneas de transmisión no son totalmente simétricas, la asimetría es muy pequeña como para ser considerada. Tomando como referencia una línea de transmisión trifásica simétrica con conductor neutro y la cual se muestra en la figura 61, es posible encontrar las relaciones deseadas.

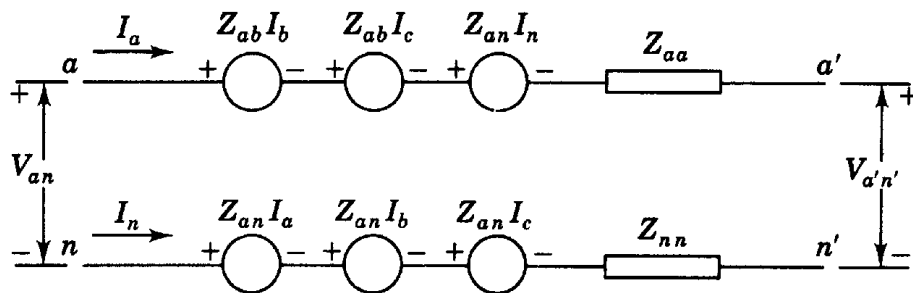
Figura 61. Diagrama de impedancias de una línea de transmisión



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 409

Al aplicar la ley de voltajes de Kirchhoff a la malla del circuito formada por la línea a y neutro, se obtiene el equivalente de este circuito tal como se muestra en la figura 62.

Figura 62. Sistema equivalente para una línea de transmisión



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 410

Las caídas de voltaje y corrientes a-b-c en la línea se pueden escribir en términos de sus componentes simétricas, tomando como referencia la fase a, de la siguiente forma:

$$V_{aa'_0} = V_{an_0} - V_{a'n'_0} = Z_0 * I_{a_0}$$

$$V_{aa'_1} = V_{an_1} - V_{a'n'_1} = Z_1 * I_{a_1}$$

$$V_{aa'_2} = V_{an_2} - V_{a'n'_2} = Z_2 * I_{a_2}$$

De donde:

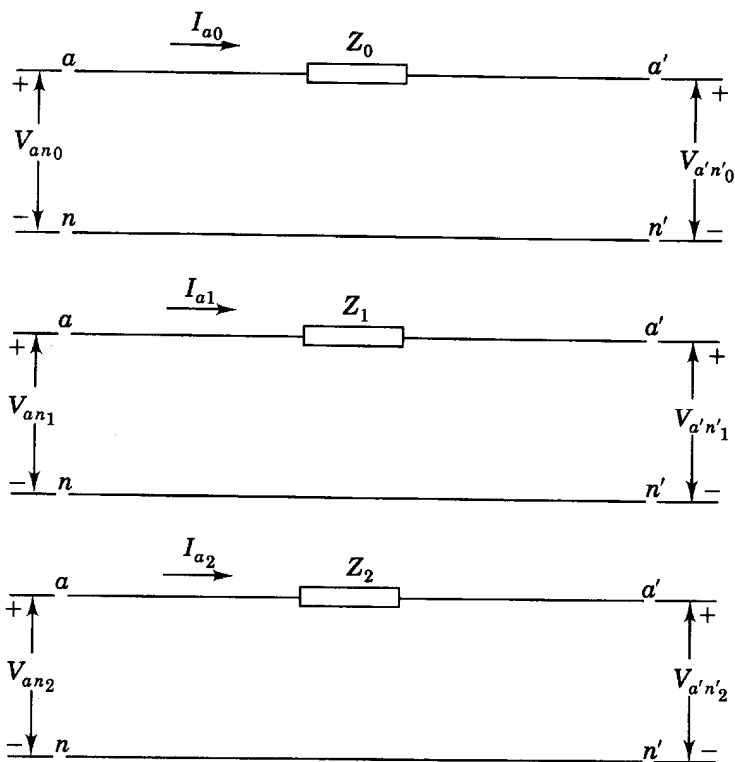
$$Z_0 = Z_{aa} + 2Z_{ab} + 3Z_{nn} - 6Z_{an}$$

$$Z_1 = Z_{aa} - Z_{ab}$$

$$Z_2 = Z_{aa} - Z_{ab}$$

Los circuitos de secuencia, entonces pueden ser representados de la siguiente forma:

Figura 63. Circuitos de secuencia cero, positiva y negativa de un línea

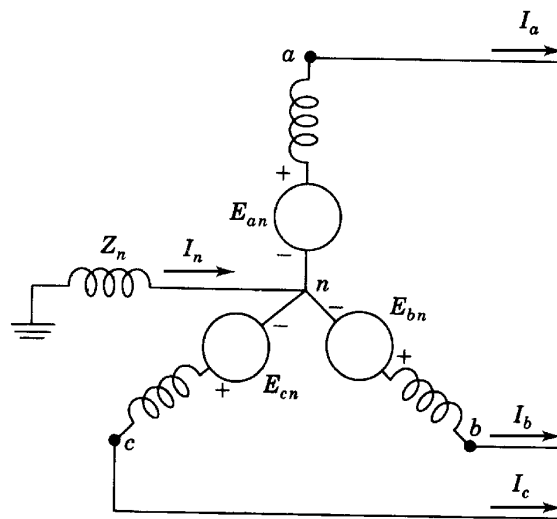


Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 412

1.2.3 Circuitos de secuencia de la máquina síncrona

Usando el método de las componentes simétricas, también es posible encontrar los circuitos de secuencia para las máquinas síncronas. En la figura 64 se puede observar el diagrama de un circuito de un generador que puede servir de base para el cálculo.

Figura 64. Diagrama de una máquina síncrona



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 415

Las relaciones matemáticas para las máquinas síncronas son:

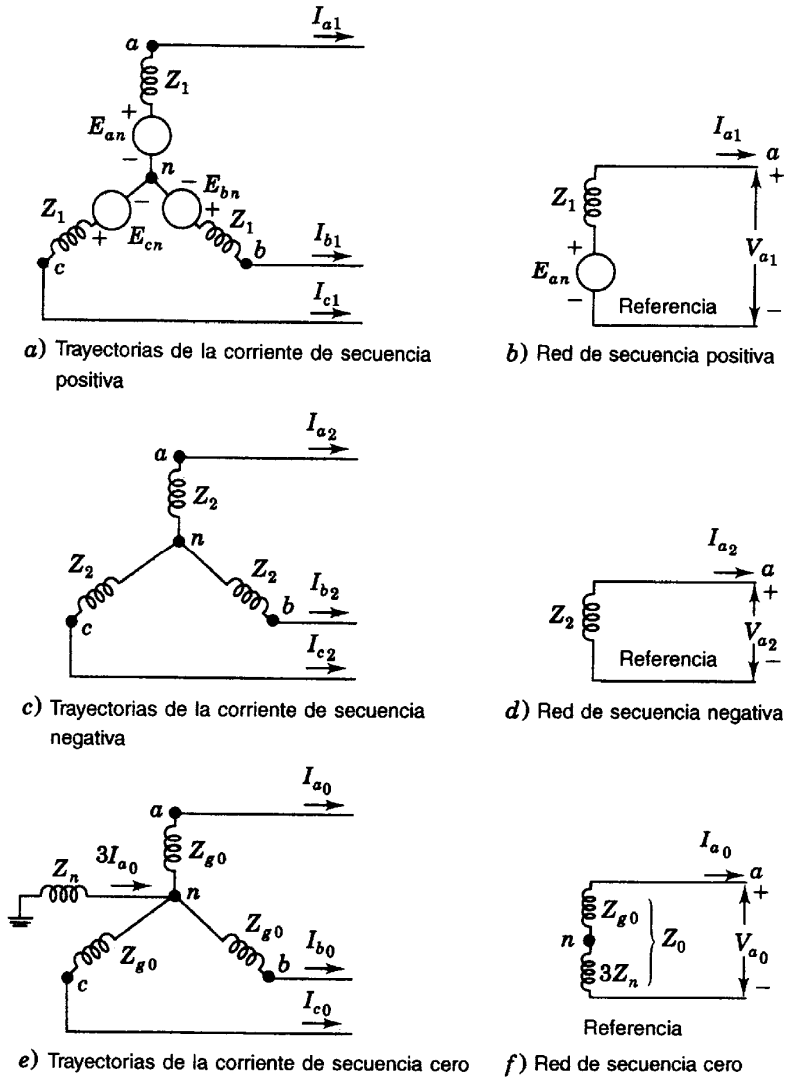
$$\vec{V}_{a_0} = (Z_{g0} + 3Z_n) * I_{a_0} = Z_0 * I_{a_0}$$

$$\vec{V}_{a_1} = E_{an} - Z_1 * I_{a_1}$$

$$\vec{V}_{a_2} = Z_2 * I_{a_2} = Z_2 * I_{a_2}$$

Los diagramas y las redes de secuencia positiva, negativa y cero son como se muestra en la figura 65.

Figura 65. Diagramas y redes de secuencia para una máquina sincrónica



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 418

1.2.4 Circuitos de secuencia de transformadores estrella-delta

Para los transformadores estrella-delta, los circuitos de secuencia mas dificiles de entender y construir son los de secuencia cero. Por esta razón se exponen algunos casos comunes en la figura 65 para que sirvan de referencia.

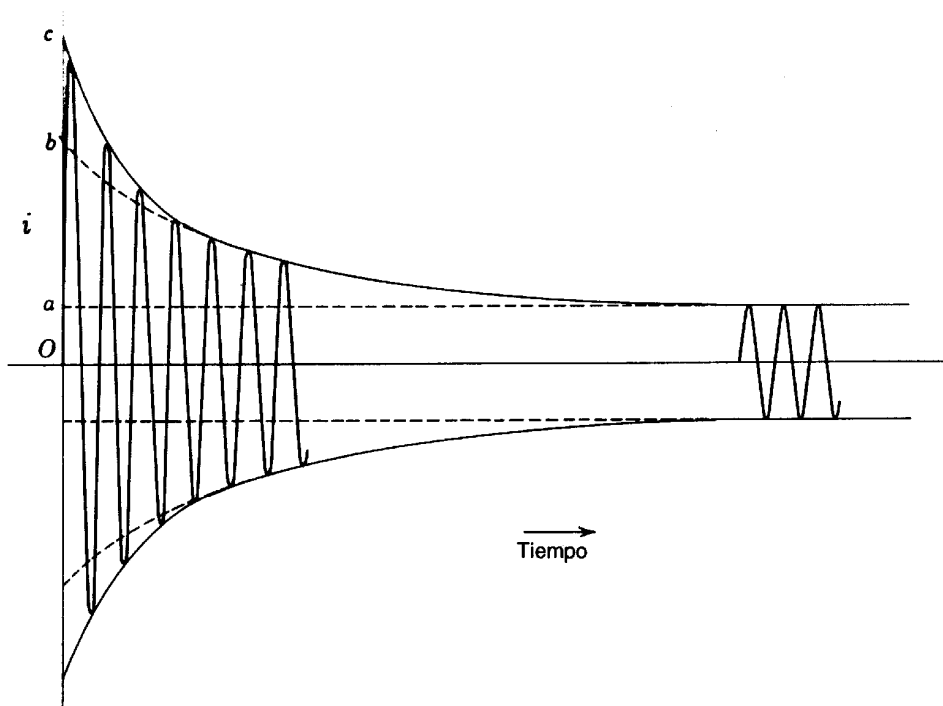
Figura 66. Circuitos de secuencia cero para algunas conexiones estrella-delta

CASO	SÍMBOLOS	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	CIRCUITOS EQUIV DE SECUENCIA CERO
1			
2			
3			
4			
5			

2. Reactancias en máquinas sincrónicas

Las reactancias en las máquinas sincrónicas durante una falla, muestran características especiales que las distinguen de otras reactancias. En la figura 66 se puede observar el comportamiento de la corriente en una máquina sincrónica después de una falla en sus terminales sin considerar el efecto de asimetría debido a la componente de corriente unidireccional transitoria o componente de DC.

Figura 67. Corriente de falla asimétrica en una máquina sincrónica



Fuente: John J. Grainger. William D. Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill. Pág. 123

La corriente (sin la componente de DC), se puede aproximar de la siguiente forma:

$$I(t) = |E_i| * \frac{1}{X_d} + |E_i| * \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + |E_i| * \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) * e^{-t/T_d''}$$

donde:

$$e_i = \sqrt{2} * |E_i| * \cos(\omega t)$$

que es el voltaje sincrónico interno de la máquina sin carga.

Se puede observar que la corriente consta de tres componentes:

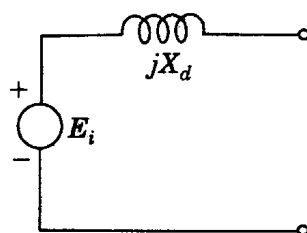
- Corriente de régimen permanente estable después de la falla:
Esta corriente es la que permanece estable después de la falla y después de que han decaído las corrientes transitorias y subtransitorias. De la figura 67, se puede observar que el valor máximo de la corriente esta dado por la distancia o-a con un valor rms $|I|$ que se puede calcular de la siguiente forma:

$$|I| = \frac{o-a}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d}$$

La reactancia X_d es llamada sincrónica o de régimen estable.

También es posible representar el circuito equivalente de la siguiente forma:

Figura 68. Representación de una reactancia sincrónica o régimen estable



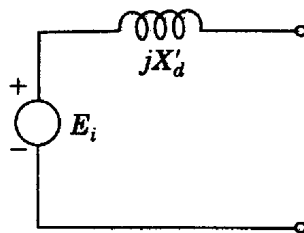
- Corriente transitoria:

Esta corriente es la que precede a la de régimen permanente y son unos ciclos de inestabilidad que desaparecen rápidamente. De la misma figura 67, se puede observar que si la envolvente de la onda de corriente se extiende hacia atrás al tiempo cero sin tomar en cuenta los primeros ciclos, que pertenecen al período subtransitorio, la intersección es la distancia o-b. El valor rms de la corriente representada por esta intersección es lo que se conoce como corriente transitoria $|I'|$ y se puede calcular de la siguiente forma:

$$|I'| = \frac{o-b}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d'}$$

La reactancia X_d' es llamada reactancia transitoria y es posible representar el circuito equivalente de la siguiente forma:

Figura 69. Representación de una reactancia transitoria



- Corriente subtransitoria:

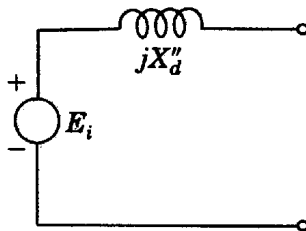
Esta corriente es la que precede a la transitoria y es la primera que aparece después de la falla. Son unos cuantos ciclos que desaparecen rápidamente. Usando la

misma figura 67 y siguiendo el método descrito anteriormente, es decir, proyectando la envolvente de estos ciclos hasta el tiempo cero, la distancia o-c representa el valor de la corriente subtransitoria $|I''|$ y se puede calcular de la siguiente forma:

$$|I''| = \frac{o-c}{\sqrt{2}} = \frac{|E_i|}{X_d''}$$

La reactancia X_d'' se llama reactancia subtransitoria y se puede representar de la siguiente forma:

Figura 70. Representación de una reactancia subtransitoria



3. Valores por unidad

Es posible obtener un sistema simplificado de cálculo de las corrientes de cortocircuito usando el sistema por unidad.

3.1 Sistema por unidad

Este sistema está basado en expresar los valores en forma de razones para su fácil manipulación.

Un valor por unidad se calcula de la siguiente forma:

$$PU = \frac{A}{B}$$

donde:

PU = Valor por unidad

A = Número que se quiere expresar en por unidad.

B = Número base o unitario.

Como se puede observar, el número base puede ser llamado unitario ya que este valor expresado en por unidad tendrá un valor de 1.

3.2 Valores base en los sistemas eléctricos

Como ya se vio anteriormente, es necesario definir una base para un sistema por unidad. Esta base puede ser cualquiera ya que se puede escoger en forma arbitraria. En los sistemas de potencia, sin embargo, se debe escoger en forma arbitraria pero con cierto criterio. Por ejemplo, si se define como base un valor de voltaje y un valor de amperios, entonces el valor de impedancia queda automáticamente definidos por la ley de ohm.

$$Z_{\text{BASE}} = \frac{V_{\text{BASE}}}{I_{\text{BASE}}}$$

Es posible seleccionar cualquier valor base, sin embargo, en la práctica es mas conveniente utilizar el voltaje y la potencia aparente como base. Los otros valores quedan automáticamente fijados por los valores base. Las relaciones para un sistema trifásico quedan así:

Valores base: V_{BASE} expresado en voltios o en kilovoltios línea a línea.

S_{BASE} expresado normalmente en kilovoltamperios trifásico.

Si los valores se expresan en kilovoltios y kilovoltamperios, entonces se puede usar la siguiente nomenclatura:

KV_{BASE}

KVA_{BASE}

Las otras cantidades quedan fijas y con las siguientes relaciones:

$$I_{\text{BASE}} = \frac{S_{\text{BASE}} * 1000}{\sqrt{3} * V_{\text{BASE}}} = \frac{KVA_{\text{BASE}} * 1000}{\sqrt{3} * V_{\text{BASE}}}$$

o si el voltaje se expresa en kilovoltios y la potencia en kilovoltamperios:

$$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} * KV_{BASE}} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} * KV_{BASE}}$$

Para las impedancias, en ohmios de línea a neutro, las relaciones son:

Si el voltaje se expresa en voltios y la corriente en amperios,

$$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}}{\sqrt{3} * I_{BASE}}$$

Si el voltaje se expresa en kilovoltios y la potencia en kilovoltamperios.

$$Z_{BASE} = \frac{(V_{BASE})^2 * 1000}{S_{BASE}} = \frac{(KV_{BASE})^2 * 1000}{KVA_{BASE}}$$

Otra forma de expresar los valores por unidad son los valores en porcentaje. La única diferencia con los valores por unidad es que para obtener los valores por porcentaje son los mismos valores por unidad multiplicados por 100 para obtener porcentajes. Para obtener los valores por unidad a partir de los valores en porcentaje, solamente se tienen que dividir estos entre 100.

3.3 Impedancia en por unidad

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente las impedancias directamente a valores por unidad sin estar primero calculando la impedancia base. Para esto se puede usar la siguiente relación:

$$Z_{\text{PU}} = \frac{Z * \text{KVA}_{\text{BASE}}}{(\text{KV}_{\text{BASE}})^2 * 1000}$$

donde:

Z_{PU} Impedancia línea a neutro en por unidad.

Z Impedancia línea a neutro en ohms.

3.3 Cambio de base

Debido a que la elección de la base es arbitraria y solamente sujeta a un buen criterio de selección, es posible cambiar la base de la impedancia cuando sea necesario. Un ejemplo de esto son los transformadores que indican en la placa de características la impedancia en porcentaje o en por unidad. Este valor tiene como base la potencia en KVA del transformador y en los estudios de los sistemas de potencia se toma como base un valor distinto.

Para este cambio de base, se utiliza la siguiente ecuación cuando se va a cambiar la base de potencia:

$$Z_{\text{PU-BASE-NUEVA}} = Z_{\text{PU-BASE-ANTERIOR}} * \left(\frac{\text{KVA}_{\text{BASE-NUEVA}}}{\text{KVA}_{\text{BASE-ANTERIOR}}} \right)$$

Cuando se va a cambiar la base de voltaje, entonces se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{\text{PU-BASE-NUEVA}} = Z_{\text{PU-BASE-ANTERIOR}} * \left(\frac{(\text{KV}_{\text{BASE-NUEVA}})^2}{(\text{KV}_{\text{BASE-ANTERIOR}})^2} \right)$$

4. Método matricial para estudio de cortocircuito

Cuando los estudios de cortocircuito involucran redes muy grandes o es necesario realizar varios cálculos para diferentes escenarios para estudiar distintas posibilidades de cortocircuito, el método de solución paso a paso es demasiado largo y la probabilidad de cometer errores es grande. En estos casos, es mejor usar un método que pueda usarse en computadoras para evitar que los cálculos se realicen a mano. Uno de estos métodos es el matricial. Este consiste en establecer las matrices necesarias para la resolución del cortocircuito y luego resolverlas. La resolución puede ser en forma manual o por medios computacionales. En los estudios de cortocircuito, los pasos a seguir son:

- a.** A partir del diagrama unifilar y con los datos de los elementos eléctricos del sistema, se construyen los diagramas o redes de secuencia positiva, negativa o cero. Normalmente en los estudios de cortocircuito, los más utilizados son los de secuencia positiva y los de secuencia cero. De estos, el que normalmente proporciona las corrientes de cortocircuito más altas son los de secuencia positiva por lo que son los más usados para los estudios de cortocircuito. Al formar las redes de secuencia, esta se hace substituyendo cada bus por un nodo o barra al cual se le da un número (por esto a este método se le llama muchas veces método nodal). La barra de referencia es siempre la que toma el número cero.

- b.** Con los diagramas de secuencia (positiva por lo regular), se construye la matriz de impedancias primitivas, llamada z_{prim} . Esta matriz, no es mas que la matriz que se forma al colocar las impedancias que unen los nodos o barras de tal forma que las filas y columnas de la matriz representen los nodos o barras. Esto significa que la matriz tendrá tantas filas y columnas como nodos existan (incluyendo el nodo cero). Entonces los subíndices i de las filas y los j de las columnas, corresponden también a los nodos o barras. Entre cada subíndice se coloca el valor de la impedancia que une los nodos o barras que representan los subíndices. Por ejemplo, si entre el nodo cero y tres tenemos la impedancia $0.0369 + j 1.0009$, el elemento $z_{prim}(0,3)$ tendrá este valor al igual que el elemento $z_{prim}(3,0)$.
- c.** Después de haber formado la matriz z_{prim} , se procede a formar la matriz de admitancias primitiva llamada y_{prim} . La admitancia es el reciproco de la impedancia y por lo tanto y_{prim} se encuentra simplemente encontrando el reciproco de cada elemento de la matriz z_{prim} . Es necesario recordar que el reciproco de un número complejo no es igual al reciproco de un número real.
- d.** Con la matriz y_{prim} , se procede a encontrar la matriz de admitancias de bus, llamada Y_{BUS} . Esta matriz, se forma solamente con los nodos en los cuales se van a encontrar las corrientes de falla. Por lo regular, se resuelven todos los nodos, excepto el de referencia. Por lo tanto, esta matriz tiene un tamaño menor al de las matrices anteriores ($n-1$, si n era el tamaño de z_{prim} y y_{prim}) e igual al número de nodos del diagrama unifilar (no el de secuencia que incluye al nodo de referencia cero). La técnica para formar Y_{BUS} se le llama por inspección ya que consiste en inspeccionar la red y formarla.
- Se llena la matriz con ceros.
 - Se suman las admitancias que llegan a los nodos y se colocan en los elementos en los cuales $i = j$ (diagonal de la matriz).
 - Se suman las admitancias que unen los nodos i y j ; se multiplican por menos uno (-1) y se colocan en los elementos $Y_{BUS}(i, j)$ y $Y_{BUS}(j, i)$.
- e.** Con la matriz Y_{BUS} se calcula la matriz Z_{BUS} . La matriz Z_{BUS} , no es mas que la matriz de impedancias de Thevenin vista desde cada punto. La matriz es el resultado

de calcular la inversa de Y_{BUS} . La operación inversa es una operación matricial que se puede encontrar por varios métodos. Un método sencillo y que se puede resolver con computadoras es el método de Gauss-Jordan. Esto lo podemos ejemplificar usando una matriz de 3×3 :

- Se expande la matriz de $N \times N$ con una matriz de $N \times 2N$. La expansión no es más que la matriz con ceros y con una diagonal con unos.

$$\left[\begin{array}{ccc|ccc} Y_{BUS(1,1)} & Y_{BUS(1,2)} & Y_{BUS(1,3)} & 1 & 0 & 0 \\ Y_{BUS(2,1)} & Y_{BUS(2,2)} & Y_{BUS(2,3)} & 0 & 1 & 0 \\ Y_{BUS(3,1)} & Y_{BUS(3,2)} & Y_{BUS(3,3)} & 0 & 0 & 1 \end{array} \right]$$

- El algoritmo consiste en tomar una fila k y un elemento de esta fila como pivote, es decir:

-

$$Y_{BUS(k,k)}$$

Donde $k=1, \dots, N$

- Luego se divide toda la fila entre este elemento (normalizar) y el resto se modifica usando el siguiente algoritmo:

$$Y_{BUS(i,j)\text{nuevo}} = Y_{BUS(i,j)\text{viejo}} - Y_{BUS(i,k)} * Y_{BUS(k,j)}$$

- Finalmente, el proceso se repite para cada fila llegando a obtener la siguiente matriz:

$$\left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & Z_{\text{BUS}(1,4)} & Z_{\text{BUS}(1,5)} & Z_{\text{BUS}(1,6)} \\ 0 & 1 & 0 & Z_{\text{BUS}(2,4)} & Z_{\text{BUS}(2,5)} & Z_{\text{BUS}(2,6)} \\ 0 & 0 & 1 & Z_{\text{BUS}(3,4)} & Z_{\text{BUS}(3,5)} & Z_{\text{BUS}(3,6)} \end{array} \right]$$

La extensión de la matriz que tenía su diagonal con 1 pasó al lado izquierdo y en la parte derecha aparece la matriz invertida de YBUS. Para una mayor comprensión se le llamó ZBUS o matriz de admitancias. Los subíndices usados en la matriz anterior corresponden a la matriz que sirvió para hallar la inversa, sin embargo, al usar solamente la matriz ZBUS, los subíndices toman los valores correspondientes a los nodos correspondientes, es decir:

$$Z_{\text{BUS}} = \begin{bmatrix} Z_{\text{BUS}(1,1)} & Z_{\text{BUS}(1,2)} & Z_{\text{BUS}(1,3)} \\ Z_{\text{BUS}(2,1)} & Z_{\text{BUS}(2,2)} & Z_{\text{BUS}(2,3)} \\ Z_{\text{BUS}(3,1)} & Z_{\text{BUS}(3,2)} & Z_{\text{BUS}(3,3)} \end{bmatrix}$$

- f. Después de haber obtenido las impedancias de buses o ZBUS (impedancias de Thevenin vistas desde cada punto), entonces se procede a calcular las corrientes de cortocircuito de las barras (b). Las corrientes de cortocircuito totales de las barras, llamadas $I_{(b,b)}$, se pueden calcular fácilmente utilizando la siguiente expresión matemática:

$$I_{(b,b)} = \frac{E_{\text{pu}}}{Z_{\text{BUS}(b,b)}} = \frac{1}{Z_{\text{BUS}(b,b)}}$$

De donde $i = j = b$, es decir la diagonal de ZBUS y $E_{\text{pu}} = 1$.

- g. La matriz de impedancias primitiva (zprim) nos indica entre que barras existen impedancias. Al momento de un cortocircuito en una barra (b), todas las otras barras (cualquiera i,j) que tienen conexión hacia la barra fallada por medio de una

impedancia, contribuyen al cortocircuito. En el inciso f, se mostró como calcular la corriente total de falla en cualquier barra, sin embargo, no se mostró como calcular las contribuciones desde esas otras barras hacia la barra fallada (b). Esto se logra utilizando los otros elementos de ZBUS que no están en la diagonal principal y los valores de las impedancias de la matriz de impedancias primitivas que unen la barra fallada y la barra que contribuye al cortocircuito (la barra en cuestión), a excepción de la contribución desde la barra de referencia cero. Para esto se usa la siguiente expresión matemática:

$$I_{(i,j)} = \left[\frac{Z_{BUS(i,b)} - Z_{BUS(j,b)}}{Z_{BUS(b,b)} * z_{prim(i,j)}} \right]$$

De donde:

$I_{(i,j)}$	Contribución de la barra i hacia la j fallada (llamada b)
$Z_{BUS(i,b)}$	Impedancias obtenidas de la matriz ZBUS, siendo b la barra fallada
$Z_{BUS(j,b)}$	
$Z_{BUS(b,b)}$	
$z_{prim(i,j)}$	Impedancia primitiva entre las barras i – j, se obtiene de zprim.

- h.** Para las contribuciones desde la barra cero o de referencia hacia cualquier barra fallada (b), se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$I_{(0,b)} = \frac{1}{z_{prim(0,b)}}$$

De donde:

$I_{(0,b)}$	Contribución de la barra de referencia cero hacia barra fallada b.
$z_{prim(0,b)}$	Impedancia entre barra de referencia cero y barra fallada b.

Todos los cálculos anteriores permiten conocer las corrientes de cortocircuito en cada barra y las contribuciones individuales de cada ramal hacia el punto de la falla. Una forma de comprobar los cálculos es sumar las contribuciones de todos los ramales hacia el punto de la falla y luego compararlo con el valor obtenido directamente usando la impedancia de Thevenin en el punto fallado. Es necesario recordar que la suma tiene que ser vectorial para que los valores coincidan.