

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS A NIVEL DE 230 kV Y 138
kV CON LA SEGUNDA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN ENTRE
ECUADOR Y COLOMBIA Y NUEVA GENERACIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

ANA VALERIA VILLACÍS LARCO

DIRECTOR: ING. MEDARDO CADENA M.

Quito, Noviembre 2007

DECLARACIÓN

Yo, Ana Valeria Villacís Larco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Ana Valeria Villacís Larco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la señorita Ana Valeria Villacís Larco, bajo mi supervisión.

**ING. MEDARDO CADENA M.
DIRECTOR DEL PROYECTO**

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haber hecho tan especial mi vida, por brindarme el amor y ejemplo de mis padres y hermana.

A mis padres, por su inmenso amor y comprensión, porque siempre han estado a mi lado apoyándome incondicionalmente, dándome ánimos para que no desmaye para que en sus hombros me apoye y siga adelante, por buscar siempre lo mejor para sus hijas, por hacernos mujeres de bien con su ejemplo y entrega. Por ser mis compañeros en el camino para llegar a cumplir una de mis metas tan anheladas. Gracias papis por ser mi motor, mi fuerza, por ser mis grandes amigos que nunca me han fallado.

A Lily, gracias hermana por quererme tanto y estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por tus palabras y tu constante afán de que yo sea feliz.

Al Ing. Luis Taco por brindarme su amistad sincera, por el apoyo y sus enseñanzas, por creer en mí, porque con sus palabras me animó a seguir adelante.

Al Ing. Medardo Cadena por haber aceptado acompañarme en la realización de este proyecto y llegar a la culminación de una etapa muy importante en mi vida, por su valiosa amistad, sus sabios consejos, su confianza, por ser una mano amiga durante el tiempo que lo conozco porque no solo ha sido mi director de tesis sino también un gran amigo al que le debo mucho, de todo corazón, mil gracias.

Al Ing. Edgar Castro por haber confiado en mí y por brindarme su apoyo, consejos y amistad.

A los funcionarios de la Dirección de Planificación del CONELEC por haberme permitido formar parte de su grupo humano, por compartir conmigo su experiencia

tanto en el campo profesional como personal, gracias por su amistad, cariño, ayuda incondicional. Mi eterna gratitud al Doctor Miguel Calahorrano, director de Planificación del CONELEC y al Ingeniero Iván Velástegui.

A una persona muy importante para mí que aportó con sus palabras de aliento, apoyo incondicional y principalmente su amistad.

Eternamente agradecida

DEDICATORIA

A mis padres Celso y Teresita con todo mi amor.

A mi hermana Lily por todo lo que ha hecho por mí.

A mi sobrino Juan Pablo porque es una bendición de Dios que llena de ternura y alegría nuestras vidas.

CONTENIDO

CAPÍTULO I

1. SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL S.N.I.	1
1.1.1. POTENCIA EN CENTRALES DE GENERACIÓN	1
1.1.2. POTENCIA DE INTERCONEXIONES	2
1.1.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	3
1.2. GENERACIÓN	4
1.2.1. EMPRESAS GENERADORAS	6
1.2.2. UNIDADES GENERADORAS DEL S.N.I., DESAGREGADAS POR EMPRESAS GENERADORAS	6
1.3. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN	12
1.3.1. CONFIGURACIÓN DE BARRAS	17
1.3.2. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN	17
1.3.3. TRANSFORMADORES CON LTC	20
1.4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	20
1.5. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	25
1.6. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO AL AÑO 2011	26
1.6.1. GENERACIÓN	27
1.6.2. TRANSMISIÓN	28

CAPÍTULO II

2. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO DEL S.N.I.

2.1. INTERRUPTORES	30
2.2. ARCO ELÉCTRICO	30
2.2.1. FORMAS DE EXTINGUIR EL ARCO	31
2.3. TIPOS DE INTERRUPTORES Y CARACTERÍSTICAS	31

2.3.1.	INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE	31
2.3.2.	INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE	32
2.3.3.	INTERRUPTORES NEUMÁTICOS	33
2.3.4.	INTERRUPTORES EN VACÍO	33
2.3.5.	INTERRUPTORES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE	34
2.4.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS INTERRUPTORES	35
2.4.1.	VOLTAJE NOMINAL	35
2.4.2.	FRECUENCIA NOMINAL	35
2.4.3.	CORRIENTE NOMINAL	36
2.4.4.	RIGIDEZ DIELECTRICA	36
2.4.5.	CICLO DE TRABAJO	36
2.4.6.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MOMENTÁNEAS	36
2.4.7.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE INTERRUPCIÓN	37
2.4.8.	INTERRUPTORES PARA RECONEXIÓN AUTOMÁTICA	37
2.4.9.	DESCONECTADORES O SECCIONADORES	38
2.5.	SOBRECORRIENTES ADMISIBLES DURANTE UN CORTOCIRCUITO	38
2.6.	COMPONENTES	40
2.6.1.	PRINCIPIO DE INTERRUPCIÓN	40
2.6.2.	ACCIÓN DEL DISPARO CON RELÉ	41
2.7.	DISYUNTORES DEL S.N.I.	42

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

3.1.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	49
3.1.1.	CORRIENTE MOMENTÁNEA	50
3.1.2.	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN	50
3.1.3.	CORRIENTE PERMANENTE	50
3.2.	COMPONENTES SIMÉTRICAS	50
3.3.	TIPOS DE CORTOCIRCUITOS	56
3.3.1.	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	58
3.3.2.	CORTOCIRCUITO ENTRE DOS FASES	60

3.3.3.	CORTOCIRCUITO BIFÁSICO CON CONTACTO A TIERRA	61
3.3.4.	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ENTRE UNA FASE Y NEUTRO	61
3.3.5.	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ENTRE UNA FASE Y TIERRA	61
3.4.	FUENTES QUE CONTRIBUYEN A LA FALLA	63
3.4.1.	RED DE DISTRIBUCIÓN	63
3.4.2.	MÁQUINAS SINCRÓNICAS	64
3.4.3.	MÁQUINAS ASINCRÓNICAS	67
3.4.4.	MOTORES Y CONDENSADORES SINCRÓNICOS	68
3.4.5.	MOTORES DE INDUCCIÓN	68
3.5.	CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITOS SEGÚN NORMAS	
	ANSI/IEEE (AMERICANAS)	69
3.5.1.	INTRODUCCIÓN	
3.5.1.1.	Corrientes Simétricas	69
3.5.1.2.	Corrientes Asimétricas	69
3.5.1.3.	Corriente de Retardo vs. Corriente de Estado Permanente	70
3.5.1.4.	Corriente Pico	70
3.5.1.5.	Corriente Inicial de Cortocircuito	70
3.5.1.6.	Voltaje de Prefalla	70
3.5.2.	NORMA C37.010 – 1979	71
3.6.	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS SEGÚN LA NORMA IEC 60909	74
3.6.1.	DEFINICIONES DE LAS DIFERENTES CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	74
3.6.1.1.	Corriente de cortocircuito simétrica inicial	74
3.6.1.2.	Valor de cresta de la corriente de cortocircuito	74
3.6.1.3.	Corriente de cortocircuito simétrica de corte	75
3.6.1.4.	Corriente de cortocircuito permanente	76
3.7.	PROCEDIMIENTO	78
3.8.	DIFERENCIAS ENTRE LOS ESTÁNDARES IEC 60909 Y ANSI/IEEE	81

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE NEPLAN EN EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

4.1. INTRODUCCIÓN	84
4.1.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO	85
4.1.2. CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA	85
4.1.3. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO	86
4.1.4. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA	87
4.2. MÉTODOS DE CÁLCULO	87
4.2.1. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS	90
4.3. RESULTADOS DEL NEPLAN PARA LA NORMA IEC 60909	91
4.3.1. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO INICIAL	91
4.3.2. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO INICIAL	91
4.3.3. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	92
4.3.4. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN DE CORTOCIRCUITO	92
4.3.4.1. CC en una Red Enmallada	93
4.3.4.2. CC alimentado desde Fuentes no Enmalladas	93
4.3.4.3. CC con Alimentación Simple	94
4.3.5. CORRIENTE DE ESTADO ESTACIONARIO	94
4.3.5.1. CC en una Red Enmallada	94
4.3.5.2. CC alimentado desde Fuentes no Enmalladas	94
4.3.5.3. CC con Alimentación Simple	95
4.3.6. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TÉRMICA	95
4.3.7. COMPONENTE DC DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	96
4.3.8. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN ASIMÉTRICA	96
4.4. NORMA ANSI C37.013	96
4.4.1. NORMAS ANSI/IEEE	97
4.4.1.1. Corriente Simétrica de 0,5 Ciclos	97
4.4.1.2. Corriente Asimétrica de 0,5 Ciclos	98
4.4.1.3. Corriente de Interrupción Simétrica (Corriente de x ciclos)	98
4.4.1.4. Corriente Simétrica de Estado Estacionario (30 Ciclos)	99
4.5. MODELO DE ENTRADA DE ELEMENTOS EN EL PROGRAMA NEPLAN	99
4.5.1. MÁQUINA SINCRÓNICA	99
4.5.2. TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS	102

4.5.3. TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS	103
4.5.4. LÍNEAS	105
4.5.4.1. Descripción del Modelo (Línea)	106
4.5.5. EQUIVALENTE DE RED	108

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICAS Y TRIFÁSICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

5.1. GENERALIDADES	111
5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CASOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS DEL S.N.I.	113
5.3. CRITERIOS Y METODOLOGÍA	115
5.3.1. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO INICIAL S_k	116
5.3.2. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO INICIAL I_k	117
5.4. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO – AÑO 2007	118
5.4.1. DEMANDA MÁXIMA – PERÍODO LLUVIOSO, AÑO 2007	118
5.4.2. DEMANDA MÍNIMA – PERÍODO LLUVIOSO, AÑO 2007	127
5.4.3. DEMANDA MÁXIMA – PERÍODO SECO, AÑO 2007	131
5.4.4. DEMANDA MÍNIMA – PERÍODO SECO, AÑO 2007	136
5.5. RESUMEN GENERAL AÑO 2007	140
5.6. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE FALLA A MEDIANO PLAZO (AÑO 2011)	155
5.6.1. DEMANDA MÁXIMA PERÍODO LLUVIOSO	155
5.6.2. DEMANDA MÍNIMA PERÍODO LLUVIOSO	160
5.6.3. DEMANDA MÁXIMA PERÍODO SECO	164
5.6.4. DEMANDA MÍNIMA PERÍODO SECO	168
5.7. ANÁLISIS DE LA FALLA MONOFÁSICA DE ACUERDO AL NIVEL DE INTERRUPCIÓN DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO EXISTENTE	172
5.8. ANÁLISIS DE LA FALLA TRIFÁSICA DE ACUERDO AL NIVEL DE INTERRUPCIÓN DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO EXISTENTE	175

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES 183

6.2. RECOMENDACIONES 186

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 187

INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la demanda eléctrica en el Ecuador ha determinado la necesidad de incorporar al Sistema Nacional Interconectado, nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, mediante la instalación de nuevas centrales de generación a nivel local, como también la puesta en operación de interconexiones con los países vecinos, las que, además de brindar un importante aporte para el abastecimiento de la demanda, contribuyen al mejoramiento de las condiciones operativas del sistema.

Por su parte la empresa de transmisión TRANSELECTRIC, contempla en su plan de expansión 2007-2016, la ejecución de varios proyectos que permiten garantizar la operación de la red de transmisión en función de los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidas en la regulación vigente.

Por lo señalado, el Sistema Nacional Interconectado poseerá en el futuro mediato una nueva topología y nuevas características eléctricas, situación que exige un nivel adecuado de estudios, entre ellos el de cortocircuitos, cuyos resultados permitirán tomar las medidas preventivas y correctivas para precautelar la seguridad del sistema y sus equipos.

Para el efecto, haciendo uso del programa de estudios eléctricos NEPLAN, se realiza el estudio de cortocircuitos trifásico y monofásico en las barras de 230 kV y 138 kV del S.N.I., para los escenarios de máxima y mínima generación en los períodos lluvioso y seco.

Los resultados permitirán conocer las nuevas condiciones de cortocircuito del sistema, para, sobre esta, base verificar si el dimensionamiento de los equipos de seccionamiento puede enfrentar estas nuevas condiciones.

OBJETIVOS

- OBJETIVO GENERAL

Evaluar los efectos de la entrada en operación de los nuevos proyectos de generación previstos en el plan de expansión de generación, y de la segunda línea de interconexión con Colombia, en las condiciones de cortocircuito del sistema, para contrastar estos resultados con la capacidad de interrupción de los elementos de seccionamiento del S.N.I.

- OBJETIVOS ESPECIFICOS

Implementar la base de datos para el módulo de corto circuitos del software NEPLAN como parte de la realización de estudios eléctricos que lleva adelante el CONELEC.

Realizar un estudio de cortocircuitos para falla trifásica y monofásica, a nivel de 230 kV y 138 kV del Sistema Nacional Interconectado, para la condición actual del sistema (año 2007) y un escenario futuro (año 2011).

Analizar la influencia de la entrada de la nueva capacidad de generación y de la segunda línea de interconexión con Colombia, en las características de cortocircuito del sistema.

Contrastar estos resultados con las características de los equipos de seccionamiento del S.N.I.

Identificar los cambios de equipo que sean necesarios y los límites para la instalación de nueva capacidad de generación en áreas especialmente sensibles del S.N.I.

ALCANCE

Se realizará la simulación del Sistema Nacional Interconectado para dos alternativas: con el ingreso de la segunda línea de interconexión con Colombia (250 MW) en el año 2007, y para el año 2011 con la incorporación de la nueva capacidad de generación que está prevista en el Plan de Expansión vigente.

Para cada uno de los años seleccionados, el estudio se realiza para los escenarios de demanda mínima y máxima en los períodos lluvioso y seco, obteniéndose para cada caso, las corrientes de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC.

En el módulo de cortocircuitos del software NEPLAN se simularán fallas monofásicas y trifásicas en las barras de 230 kV y 138 kV del S.N.I. para los casos citados. Los resultados obtenidos de la simulación se utilizarán para evaluar la capacidad del equipo de seccionamiento disponible en las subestaciones del S.N.I.

JUSTIFICACIÓN

El crecimiento de la demanda hace necesaria la expansión del Sistema Nacional Interconectado, tanto en la capacidad de generación, cuanto en la de transporte. Como consecuencia, la topología y las condiciones de operación del sistema cambian, por lo que es necesario verificar entre otros aspectos, si las características del equipo de seccionamiento existente, están acordes con esta nueva realidad.

En el marco del proyecto de “Estudios Eléctricos y Energéticos del Sistema Nacional Interconectado” que se encuentra ejecutando el CONELEC, es necesario contar con una sólida base de datos de la red eléctrica, que permita realizar estudios de cortocircuitos para el S.N.I., para continuar en una siguiente

etapa (que no considera el presente trabajo), con el estudio del sistema de protecciones.

JUSTIFICACION TEORICA

Los planes de expansión de transmisión y generación para el año 2007 consideran entre los de mayor tamaño e influencia, la incorporación de la segunda Interconexión con Colombia a 230 kV, con una capacidad de 250 MW, y la entrada en operación de la central San Francisco de 230 MW. El ingreso de nuevos proyectos al Sistema Nacional Interconectado, cambia la topología de la red ocasionando nuevas condiciones operativas en el sistema, por lo que es necesario realizar varios estudios eléctricos entre ellos el de cortocircuitos, para tener una idea clara sobre los efectos y los problemas que pueden presentarse, y poder identificar las soluciones para estos problemas.

JUSTIFICACION METODOLOGICA

En el estudio, se considera la topología de los diagramas presentados en el Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016 para los años 2007 y 2011, la demanda máxima y mínima de acuerdo a las proyecciones realizadas por el CONELEC, así como también el despacho de generación para realizar corridas de flujos de potencia y cortocircuitos en el software NEPLAN. Las corridas de flujos de potencia se las realiza para dos períodos, seco (octubre – marzo) y lluvioso (abril – septiembre).

La entrada en operación de los nuevos proyectos origina cambios en los niveles de cortocircuito, por lo que es necesario realizar corridas para los siguientes casos de estudio:

Caso base, corresponde a la topología y condiciones para el año 2007 de acuerdo con el plan de expansión 2007 – 2016, para los períodos y escenarios planteados.

Variaciones al caso base:

- Sin la segunda interconexión entre Ecuador y Colombia (250 MW).

- Sin la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico San Francisco (230 MW).

El estudio considera un segundo escenario que incluye los proyectos de generación y transmisión que entrarán en operación en el año 2011.

Para el estudio de cortocircuitos, se aplican las normas IEC 60909 2001 y ANSI C37.010 del software NEPLAN.

JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

La incorporación de nuevos proyectos influye en el sistema produciendo cambios en la topología y cargabilidad de la red, lo que hace que los niveles de las corrientes de cortocircuito también cambien.

Las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas que se obtengan tanto del caso base como de las variaciones del mismo, son necesarias para conocer el crecimiento o decremento en los niveles de cortocircuito para las barras de 230 kV y 138 kV del S.N.I., con el objeto de realizar la validación de los elementos de corte (disyuntores) en las subestaciones.

La obtención de los resultados de cortocircuito, considera la metodología de cálculo de las normas IEC 60909 y ANSI C37.010 las cuales se emplean principalmente para encontrar la corriente máxima de cortocircuito y para determinar la corriente de apertura de los interruptores respectivamente, según su tiempo de operación.

PRESENTACIÓN

En el capítulo 1 se realiza una introducción del trabajo, detallando básicamente la situación actual y futura del Sistema Nacional Interconectado en lo referente a Generación, Transmisión y Distribución, así como también la descripción de los nuevos proyectos que ingresarán a operar hasta el 2011.

En el capítulo 2 se describen las características de interrupción del equipo de seccionamiento del Sistema Nacional Interconectado necesarias para el dimensionamiento de los interruptores, así como también se detallan las especificaciones técnicas.

En el capítulo 3 se presenta un resumen de las metodologías de cálculo de las corrientes de cortocircuito, los tipos y las normas utilizadas en el estudio para determinar las corrientes de falla.

En el capítulo 4 se desarrolla la metodología utilizada por el software NEPLAN para determinar las corrientes de cortocircuito del sistema simulado, con el fin de definir las características técnicas necesarias que los interruptores deben cumplir para proteger al sistema.

En el capítulo 5 se presenta el análisis de las corrientes monofásicas y trifásicas de cortocircuito, resultado de las simulaciones realizadas con el módulo de cortocircuitos que emplea el software NEPLAN.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones que se determinaron en función de los resultados del estudio de cortocircuitos realizados para el Sistema Nacional Interconectado, con la topología y características del 2007 y las previstas para el 2011.

CAPÍTULO I

1. SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Se denomina Sistema Nacional Interconectado al sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

En el Ecuador, existe un Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y otros sistemas no incorporados. Cada sistema comprende sus propias plantas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución. Si bien el cambio tecnológico disminuye el costo de desarrollo y la demanda en cada sistema se expande, existe una tendencia hacia la conexión de ambos sistemas.

En la actualidad, el S.N.I. está conformado por 17 empresas eléctricas Generadoras, 1 Transmisora, 20 Autoproductoras y 20 Distribuidoras; de estas últimas 13 cuentan con generación y 7 de las empresas Distribuidoras operan sistemas no incorporados; asimismo, se han calificado 111 Grandes Consumidores.

1.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL S.N.I. [1]

1.1.1. POTENCIA EN CENTRALES DE GENERACIÓN [1]

A diciembre de 2006, sin considerar la potencia contratada por las Interconexiones con Colombia y Perú, Ecuador poseía una potencia instalada de 3 997,79 MW, con una potencia efectiva de 3 682,91 MW, debido especialmente a la entrada al sistema de las Generadoras Generoca, Hidrosibimbe y

Termoguayas; el incremento de una unidad de generación en Termopichincha, aumento de potencia de Agip, el ingreso al mercado de las Autoproductoras Enermax y Manageneración, Consorcio Bloque 7 y 21, Ecoelectric, Lafarge y Repsol YPF.

1.1.2. POTENCIA DE INTERCONEXIONES [1]

La interconexión con Colombia se la realiza hasta el momento a través de las líneas de transmisión Tulcán – Ipiales a 138 kV y Pomasqui – Jamondino a 230 kV, cuya potencia instalada total es 290 MW y la efectiva 240 MW. Además, se dispone de la interconexión con Perú a través de la línea de transmisión Machala – Zorritos, con una potencia de 110 MW.

La potencia efectiva de generación e interconexión en el país a diciembre de 2006 fue de 3 922,91 MW, de los cuales 3 625,75 MW (92,43%) están incorporados al S.N.I. y 297,16 MW (7,57%) en sistemas aislados.

Según se puede apreciar en el gráfico de la **Figura 1.1**, la disponibilidad de potencia efectiva en el año 2006, fue en su mayoría de origen térmico, debido especialmente a la inclusión de las centrales de varias Autoproductoras cuyas centrales son tipo térmicas.

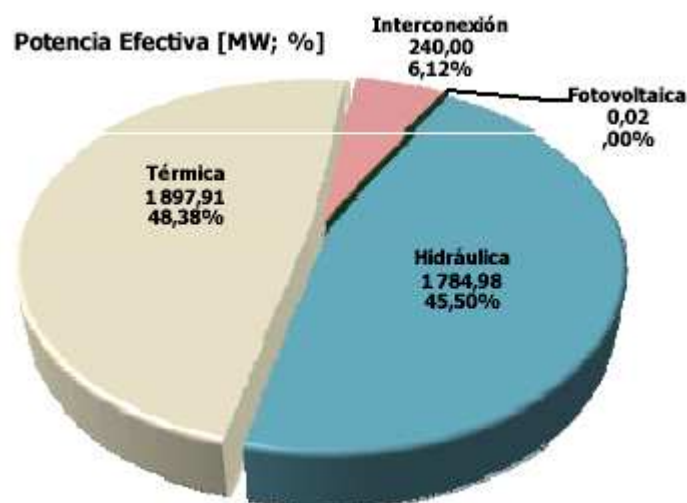


Figura 1.1. Potencia efectiva por tipo de central e importación

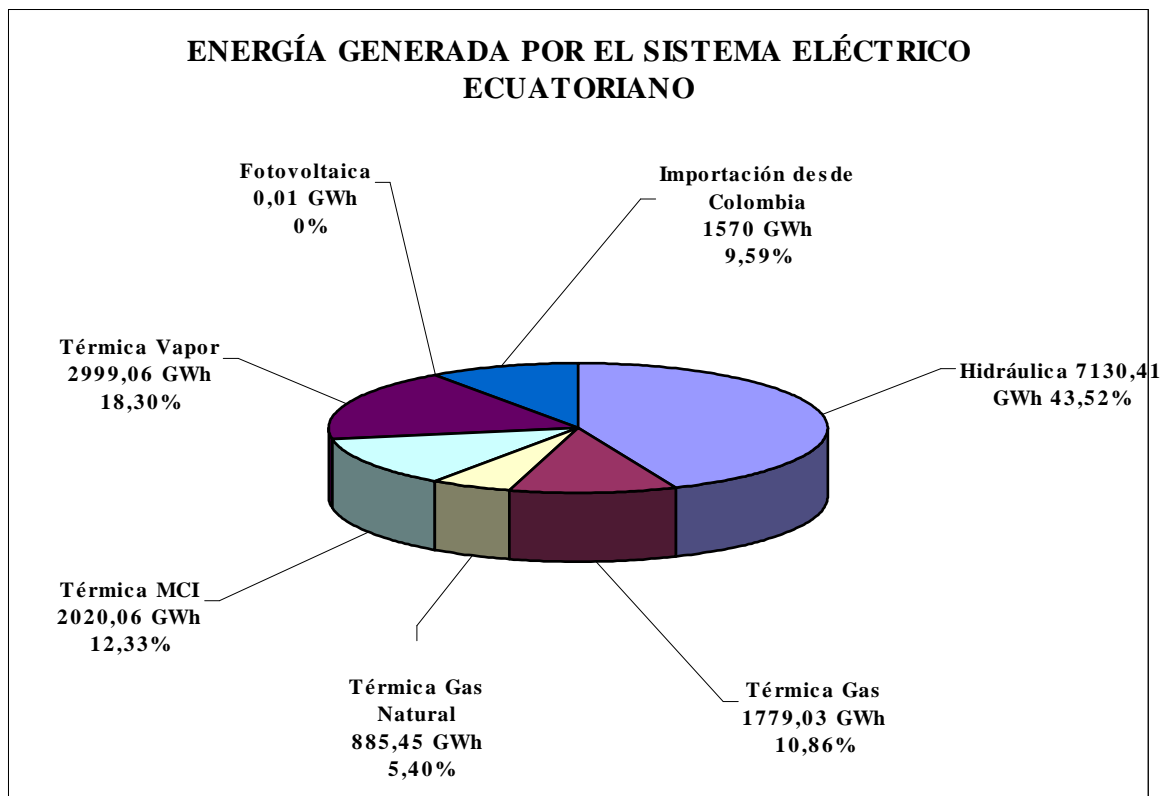
SISTEMA	TIPO DE EMPRESA	TIPO DE CENTRAL	CENTRALES (#)	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
No Inc.	Distribuidora	Hidráulica	12	4,41	3,25
		Térmica	30	47,96	29,96
		Fotovoltaica	1	0,02	0,02
	Autoprodutora	Hidráulica	1	2,70	2,46
		Térmica	32	307,64	261,47
Total No Inc.			76	362,72	297,16
S.N.I	Generadora	Hidráulica	11	1591,03	1579,33
		Térmica	18	1531,40	1422,32
	Distribuidora	Hidráulica	17	140,30	138,18
		Térmica	18	215,27	104,26
	Autoprodutora	Hidráulica	15	63,05	61,76
		Térmica	5	94,03	79,9
	Interconexión	Importación	3	400,00	240,00
	Total S.N.I.			87	4035,07
Total general			163	4397,79	3922,91

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.1. Potencia por tipo de central e importación

1.1.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA [1]

En el Año 2006, se obtuvo una generación bruta de 16 384,50 GWh; la energía producida por centrales Hidráulicas fue de 7 130,41 GWh (43,52%), Térmicas Gas 1 779,03 GWh (10,86%), Térmicas Gas Natural 885,45 GWh (5,4%), Térmicas MCI 2 020,06 GWh (12,33%), Térmicas Vapor 2 999,06 GWh (18,3%), Fotovoltaicas 0,01 GWh (menor al 0,00%); además se dispuso de energía producto de la Importación desde Colombia, la cual se ubicó en 1 570 GWh (9,59%). (Figura 1.2).



Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Figura 1.2. Energía generada por las diferentes centrales

1.2.GENERACIÓN [1] [5]

El Ecuador posee una riqueza en lo que a recursos hídricos se refiere, dada por la existencia de un gran número de ríos que nacen en la Cordillera de los Andes y que desembocan en el Océano Pacífico o en ríos afluentes del Río Amazonas; además, importantes fuentes energéticas, entre las cuales se destacan el petróleo, el gas natural, y la geotermia, consideradas ambientalmente sostenibles.

A diciembre de 2006, en el país tenían la calificación de Generadoras 17 empresas, dos empresas que tienen doble calificación, tanto como Generadoras y como Autoproductoras, éstas son: EMAAP-Q que tiene las centrales El Carmen y Noroccidente calificadas como Generadora y la central Recuperadora calificada como Autoproductora; y Ecoluz con su central Loreto calificada como Generadora y la central Papallacta calificada como Autoproductora.

EMPRESA	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
CATEG	236,07	205,5
ECOLUZ	2,3	2,11
ELECAUSTRO	69,82	64,83
ELECTROGUAYAS	407,27	295
ELECTROQUIL	181	181
EMAAP-Q	8,4	8,2
GENEROCA	34,32	34,32
HIDROAGOYAN	233	224
HIDRONACION	213	213
HIDROPAUTE	1075	1075
HIDROSIBIMBE	16	14,5
INTERVISA TRADE	105	102
MACHALA POWER	140	130
TERMOESMERALDAS	132,5	131
TERMOGUAYAS	150	106
TERMOPICHINCHA	84,42	83,6
ULYSSEAS	30	27,5

Tabla 1.2.- Empresas Generadoras y sus principales datos técnicos

Los principales desarrollos en cuanto a generación en Ecuador se centran en los proyectos hidroeléctricos de San Francisco y Mazar. Es de mencionar que el proyecto San Francisco consiste en el aprovechamiento de las aguas turbinadas de la central de Agoyán las cuales serán conducidas a través de un túnel de conducción y de presión a una casa de máquinas en donde se dispondrá de un grupo turbogenerador compuesto de dos unidades generadoras de 106 MW cada una.

En la **Tabla 1.3** se presentan las fechas de entrada en operación comercial de los proyectos considerados en los análisis de expansión de Ecuador para la obtención de los flujos de potencia y cortocircuitos del Sistema Nacional Interconectado dentro de los años de análisis 2007 y 2011 (**ANEXO 6:** Diagramas Unifilares del Sistema Nacional Interconectado, demanda máxima y mínima, períodos lluvioso y seco en NEPLAN).

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
SIBIMBE	HIDRO	15	Mar-06
LA ESPERANZA	HIDRO	6	Mar-06
POZA HONDA	HIDRO	3	Abr-06
CALOPE	HIDRO	15	Abr-06
SAN FRANCISCO	HIDRO	230	Jun-07
TOTAL - MW		269	

FUENTE: CONELEC

TABLA 1.3. Proyectos considerados en la expansión de la Generación del S.N.I.

1.2.1. EMPRESAS GENERADORAS [1]

El **Anexo 1 (A, B, C, D)** muestra en detalle las características de las subestaciones, transformadores instalados en las empresas generadoras de la **Tabla 1.2.**, así como también las características de las líneas de transmisión y subtransmisión, energía bruta generada, potencia efectiva y factores de planta de unidades de centrales de empresas generadoras.

1.2.2. UNIDADES GENERADORAS DEL S.N.I., DESAGREGADAS POR EMPRESAS GENERADORAS [1]

- Centrales de Generación de CATEG-G

Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Álvaro Tinajero	Térmica Gas	S.N.I.	Chongón	Guayaquil	Guayas	94,80	81,50
Aníbal Santos (G)					Guayas	106,77	91,00
Aníbal Santos (V)	Térmica Vapor				Guayas	34,50	33,00
Total general						236,07	205,50

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.4.- Generación CATEG-G

- Empresa Generadora del Austro (ELECAUSTRO)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Elecaustro	El Descanso	Térmica MCI	S.N.I.	Llacao	Cuenca	Azuay	19,20	19,20
	Monay			Monay		Azuay	11,63	7,20
	Saucay	Hidráulica		Checa		Azuay	24,00	24,00
	Saymirín			Chiquintad		Azuay	14,43	14,43
Total general							69,26	64,83

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.5.- Generadoras ELECASTRO

- Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A. (ELECTROGUAYAS)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Electroguayas	Enrique García	Térmica Gas	S.N.I.	Pascuales	Guayaquil	Guayas	102,00	96,00
	Gonzalo Zevallos (G)			Tarqui		Guayas	26,27	20,00
	Gonzalo Zevallos (V)	Térmica Vapor		Ximena		Guayas	146,00	146,00
	Trinitaria					Guayas	133,00	133,00
Total general							407,27	395,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.6.- Generación ELECTROGUAYAS

- ELECTROQUIL S.A.

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Electroquil	Electroquil	Térmica Gas	S.N.I.	Chongón	Guayaquil	Guayas	181,00	181,00
Total general							181,00	181,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.7.- Generación ELECTROQUIL

- Empresa Metropolitana de Agua Potable y Alcantarillado de Quito (EMAAP-Q)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
EMAAP-Q	El Carmen	Hidráulica	S.N.I.	Pintag	Quito	Pichincha	8,40	8,20
Total general							8,40	8,20

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.8.- Generación EMAAP-Q

- **Generadora Rocafuerte S.A. (GENEROCA)**

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generoca	Generoca	Térmica MCI	S.N.I.	Guayas	34,32	34,32
Total general					34,32	34,32

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.9.- Generación GENEROCA

- **Compañía de Generación Hidroeléctrica Agoyán S.A. (HIDROAGOYÁN)**

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidroagoyán	Agoyán	Hidráulica	S.N.I.	Ulba	Baños	Tungurahua	160,00	156,00
	Pucará			San José de Poaló	Píllaro	Tungurahua	73,00	68,00
Total general							233,00	224,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.10.- Generación HIDROAGOYÁN

- **Hidroeléctrica Nacional S.A. (HIDRONACIÓN)**

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidronación	Marcel Laniado	Hidráulica	S.N.I.	Carlos Julio	Empalme	Guayas	213,00	213,00
Total general							213,00	213,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.11.- Generación HIDRONACIÓN

- **Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A. (HIDROPAUTE)**

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidropaute	Paute	Hidráulica	S.N.I.	Amaluza	Sevilla de Oro	Azuay	1 075,00	1 075,00
Total general							1 075,00	1 075,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.12.- Generación HIDROPAUTE

- Hidalgo e Hidalgo S.A. (HIDROSIBIMBE)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidrosibimbe	Sibimbe	Hidráulica	S.N.I.	Ventanas	Los Ríos	16,00	14,50
Total general						16,00	14,50

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.13.- Generación HIDROSIBIMBE

- Intervisa Trade S.A. (INTERVISA)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Intervisa Trade	Victoria II	Térmica Gas	S.N.I.	Ximena	Guayaquil	Guayas	105,00	102,00
Total general							105,00	102,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.14.- Generación INTERVISA

- Machala Power Cia. Ltda. (MACHALA POWER)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Machala Power	Machala Power	Térmica Gas Natural	S.N.I.	Tendales	El Guabo	El Oro	140,00	130,00
Total general							140,00	130,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.15.- Generación MACHALA POWER

- Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A. (TERMOESMERALDAS)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Termoesmeraldas	Termoesmeraldas	Térmica Vapor	S.N.I.	Vuelta Larga	Esmeraldas	Esmeraldas	132,50	131,00
Total general							132,50	131,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.16.- Generación TERMOESMERALDAS

- Termoguayas Generation S.A. (TERMOGUAYAS)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Termoguayas	Termoguayas	Térmica MCI	S.N.I.	Guayas	150,00	106,00
Total general					150,00	106,00

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.17.- Generación TERMOGUAYAS

- Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A. (TERMOPICHINCHA)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Termopichincha	Guangopolo	Térmica MCI	S.N.I.	Guangopolo	Quito	Pichincha	33,12	32,60
	Santa Rosa	Térmica Gas		Cutuqlahua	Mejía	Pichincha	51,30	51,00
Total general							84,42	83,60

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.18 Generación TERMOPICHINCHA

- Ulysseas Inc. (ULYSSEAS)

Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Parroquia	Cantón	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Ulysseas	Power Barge I	Térmica MCI	S.N.I.	Trinitaria	Guayaquil	Guayas	30,00	27,50
Total general							30,00	27,50

Fuente: CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2006"

Tabla 1.19 Generación ULYSSEAS

La **Figura 1.3.**, muestra la ubicación geográfica de las centrales de generación del S.N.I.

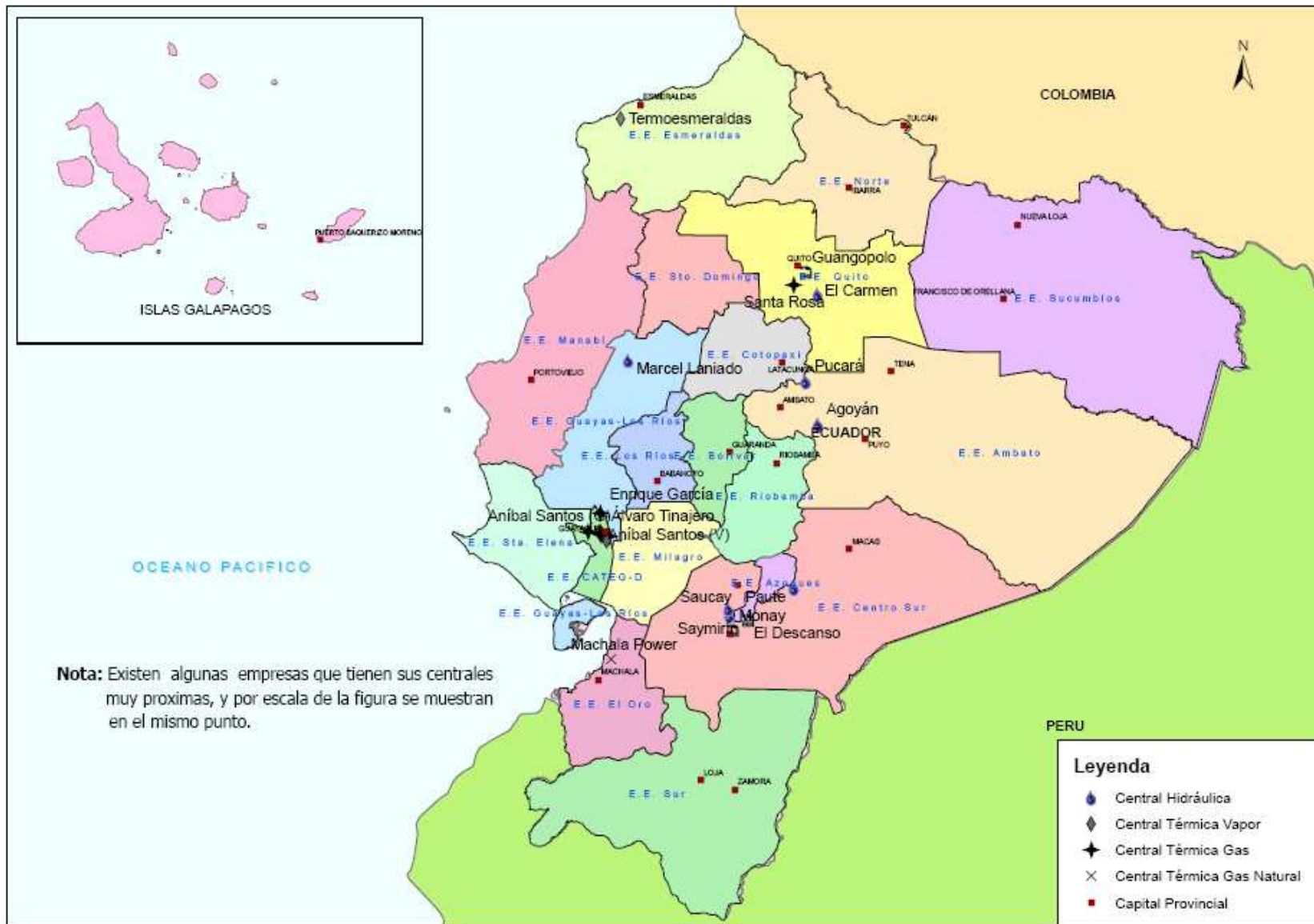


Figura 1.3.- Ubicación Geográfica de las Centrales de las Empresas de Generación [1]

1.3. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN [2] [3]

La transmisión de energía está a cargo de la empresa Nacional de Transmisión Transelectric S.A., que a diciembre de 2006 dispuso de 33 subestaciones.

Para el transporte de la energía dentro del Sistema Nacional de Transmisión SNT, Transelectric utilizó 3 182,62 km de líneas de transmisión funcionando; a 230 kV (1 532,20 km), a 138 kV (1 435,92 km) y a 69 kV (214,50 km). Dentro de estos valores se consideran los enlaces de interconexión, con Colombia mediante una línea de transmisión de doble circuito a 230 kV que parte desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriano-colombiana (Rumichaca), con una longitud de 163,70 km, y; a través de un circuito a 138 kV de tipo radial de 7,50 km de longitud, que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca (a partir de la frontera con Colombia hacia las subestaciones Jamondino e Ipiales, respectivamente, las líneas son propiedad de la empresa ISA de Colombia) y el otro enlace con Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, la cual recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú. (Desde esta frontera hasta la subestación Zorritos, la correspondiente línea de transmisión es propiedad de la empresa Red de Energía del Perú REP)

El sistema Nacional de Transmisión tiene como base un anillo troncal a un nivel de tensión de 230 kV dispuesto de una red principal de doble circuito entre las subestaciones: Santa Rosa, Santo Domingo, Quevedo, Pascuales, Dos Cerritos, Milagro, Molino y las líneas de transmisión que enlazan las S/E Molino con Riobamba, Riobamba con Totoras y Molino con Totoras por medio de circuitos simples. En la red de 230 kV se dispone de dos enlaces radiales adicionales que permiten la conexión entre las S/Es Pascuales – Trinitaria y otro entre las S/Es Santa Rosa – Pomasqui. A este nivel de tensión se suman las redes que involucran la interconexión entre el Ecuador y Colombia por medio del enlace Pomasqui - Jamondino y entre el Ecuador y Perú por medio del enlace Machala – Zorritos.

La topología del Sistema Nacional de Transmisión a mayo del 2007, se indica en la **Figura 1.4.** a nivel de 230 kV. Además, en los **Anexos 2 y 3**, se indican las características principales de las subestaciones y líneas de transmisión, respectivamente, que conforman el Sistema Nacional de Transmisión a la presente fecha.

Las obras de transmisión que durante el período 2007 - 2016 (**ANEXO 4**; A, B, C, D, E, F, G, H). Específicamente al año 2007, entraron ó entrarán en operación las siguientes obras:

- Subestación Totoras
Para permitir la conexión del proyecto hidroeléctrico San Francisco al SNT.
- Subestación Pomasqui
Ampliación de 4 bahías de línea de 138 kV que permitirán seccionar la L/T Vicentina-Ibarra.
- Línea Salitral – Trinitaria de 138 kV
Para dar una adecuada utilización a la capacidad instalada de las subestaciones Salitral 138/69 kV y Pascuales 230/138 kV.
- L/T Salitral - Trinitaria, 138 kV, 2 circuitos, 12 km
- Subestación Ibarra
Entra en operación un autotransformador trifásico, 40/53/66 MVA, 138/69 kV, con ULTC, incluyendo un patio de 69 kV con sistema de barras principal y transferencia, liberando la subestación móvil.
- Subestación Tena
Se tiene previsto la entrada en operación de dos bahías de 138 kV para completar el esquema de barra simple en la subestación Tena, que luego permitirá la energización a 138 kV de la línea Puyo-Tena.

- Subestación Puyo
Se realiza la construcción de esta subestación, con la finalidad de lograr atender parte de los requerimientos de energía de las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana.

- Sala de Control de la subestación Esmeraldas

- Interconexión con Colombia, segunda línea de 230 kV

- Subestación Cuenca
Instalación de una bahía de línea de 138 kV en la subestación Cuenca, con la cual se energizará a 138 kV la línea Cuenca-Gualaceo-Limón-Méndez-Macas que se encuentra operando a nivel de 69 kV. Esta obra permitirá la evacuación de la energía producida por la central hidroeléctrica Abanico (37.5 MW).

Transelectric, dispone de transformadores y autotransformadores, con una capacidad de transformación disponible total para el SNT, de 3 966,86 MVA con enfriamiento de Aceite y Aire, 5 474,40 MVA con Aire Forzado y 6 530,64 con enfriamiento por Aceite y Aire Forzados cuyo detalle se lo presenta en el **ANEXO 2.** [4]

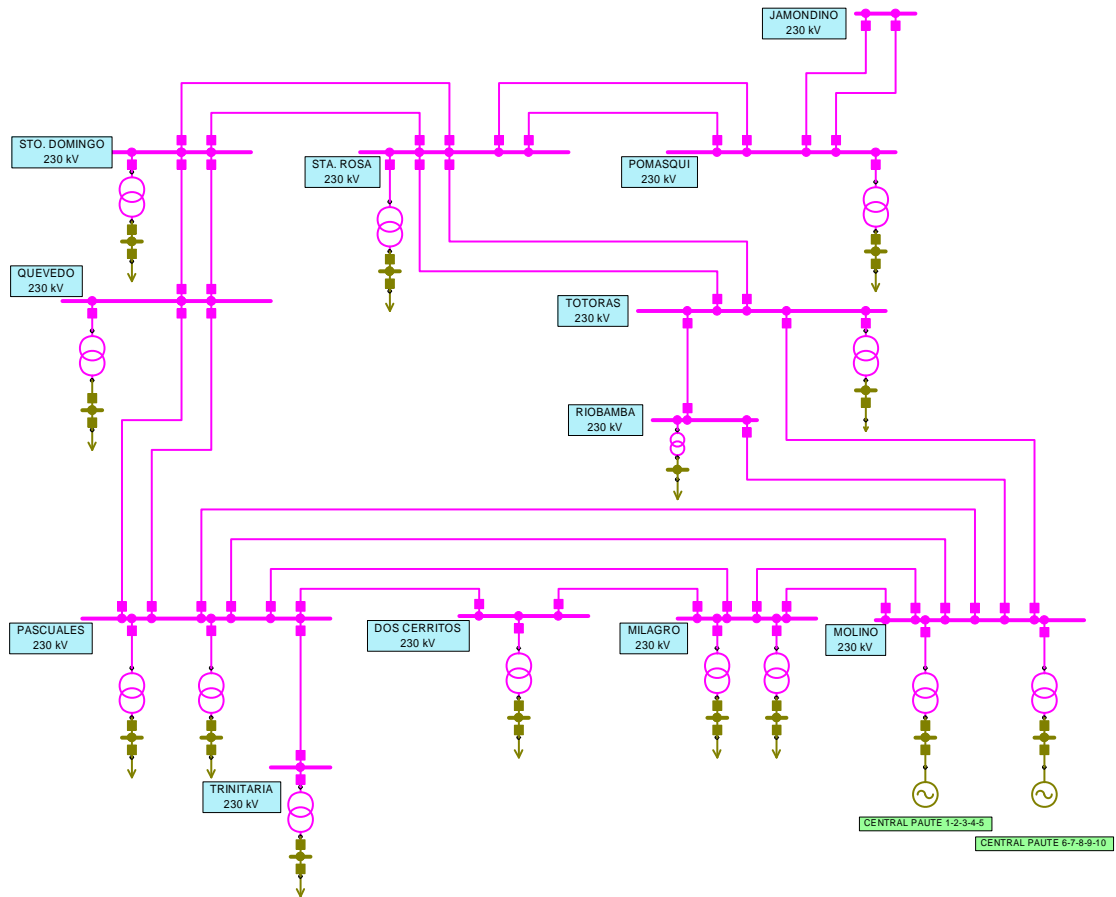


Figura 1.4. Anillo de 230 kV del S.N.I.

NOMBRE DE LA LINEA	VOLTAJE (kV)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISION (MVA)	NUMERO DE CIRCUITOS
Jamondino – Pomasqui	230	213,00	332,0	2
Paute – Totoras	230	200,2	342	1
Paute – Pascuales	230	188,43	342,0	2
Paute - Riobamba	230	157,30	342,0	1
Quevedo – Pascuales	230	145,25	353,0	2
Paute – Milagro	230	135,74	342,0	2
Sta. Rosa – Totoras	230	110,09	342,0	2
Sto. Domingo – Quevedo	230	104,00	353,0	2
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	78,34	342,0	2
Milagro – Pascuales	230	52,70	353,0	2
Santa Rosa – Pomasqui	230	45,90	340,0	2
Milagro - Dos Cerritos	230	45,00	353,0	1
Totoras - Riobamba	230	42,88	342,0	1
Pascuales – Trinitaria	230	28,28	353,0	2
Dos Cerritos - Pascuales	230	10,00	353,0	1

Tabla 1.20.- Líneas de Transmisión que conforman el anillo de 230 kV (ANEXO 3) [3]

Del anillo troncal de 230 kV (**Figura 1.4**), se deriva una red a nivel de voltaje de 138 kV y de esta red en forma radial se deriva la red a 69 kV, que prácticamente constituye la conexión a los puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión.

NOMBRE DE LA LINEA	VOLTAJE (kV)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISION (MVA)	NUMERO DE CIRCUITOS
Cuenca – Loja	138	134,20	99,5	1
Daule Peripa – Chone	138	63,20	113,2	1
Electroquil - Pascuales	138	38,03	113,5	1
Electroquil – Posorja	138	83,34	113,5	1
Ibarra – Tulcán	138	74,48	115,5	1
Milagro – Babahoyo	138	47,30	113,5	1
Milagro - San Idelfonso	138	112,70	113,5	2
Mulaló - Vicentina	138	74,00	112,0	1
Pascuales – Salitral	138	17,40	126,0	2
Pascuales - Sta. Elena	138	105,48	113,5	1
Paute – Cuenca	138	67,08	99,5	2
Pascuales - Policentro	138	15,10	126,0	2
Pucará – Ambato	138	27,74	112,0	1
Pucará – Mulaló	138	35,00	112,0	1
Quevedo - Daule Peripa	138	43,20	113,2	2
San Idelfonso – Machala	138	35,00	113,5	2
Sta.Rosa – Vicentina	138	18,50	112,0	1
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	154,80	113,2	2
Totoras – Agoyán	138	33,00	133,0	2
Totoras – Ambato	138	7,00	99,5	1
Trinitaria – Salitral	138	12,00	126,0	2
Tulcán –Frontera	138	7,00	115,5	1
Vicentina – Guangopolo	138	7,00	112,0	1
Vicentina – Ibarra	138	80,00	112,0	2
Tena - Coca	138	140,00	90,0	1
Puyo - Tena	138	66,10	88,8	1

Tabla 1.21.- Líneas de Transmisión que conforman la red de 138 kV del S.N.I. (ANEXO 3)[3]

1.3.1. CONFIGURACIÓN DE BARRAS [2]

La configuración de Barras en el S.N.I., según la Regulación No. CONELEC – 006/00, es la siguiente:

Las Subestaciones de 230 kV tienen 2 barras, las mismas que están debidamente energizadas por medio del acoplador de 230 kV. La nomenclatura es B1 y B2. Las Subestaciones de 138 kV y 69 kV, normalmente operan con la barra principal (BP) que opera normalmente energizada y la barra de transferencia (BT) que esta normalmente desenergizada y opera para fines de transferencia.

1.3.2. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN [2]

Los elementos de compensación son aquellos equipos conectados a la red de transmisión que permiten realizar un aporte de potencia reactiva con el fin de lograr un incremento o decremento del nivel de tensión.

En el Sistema Nacional Interconectado se dispone de estos elementos según el siguiente detalle:

SUBESTACIÓN	ELEMENTO	CAPACIDAD (MVAR)
Ibarra	CAPACITOR	C1 = 6 C2 = 6
Machala	CAPACITOR	C1 = 6 C2 = 6
Milagro	CAPACITOR	C1 = 18
Policentro	CAPACITOR	C1 = 6 C2 = 6
Tulcán	CAPACITOR	C1 = 3
Molino	REACTOR	R1 = -10 R2 = -10
Pascuales	REACTOR	RCX = -10 RCW = -10
Quevedo	REACTOR	RCW = -20
Riobamba	REACTOR	RCQ = -10
Santo Domingo	REACTOR	RCW = -10

Santa Rosa	REACTOR	RCX = -10 RCW = -10
Totoras	REACTOR	RCQ = -10

Tabla 1.22. Elementos de Compensación del S.N.I. [3]



Figura 1.5. Elementos de compensación – Reactores [2]

Además, las unidades térmicas TG1 y TG2 de Central Santa Rosa de propiedad de Termopichincha y la unidad TG4 de la Central térmica G. Zevallos de Electroguayas tienen la capacidad de operar como compensadores sincrónicos.

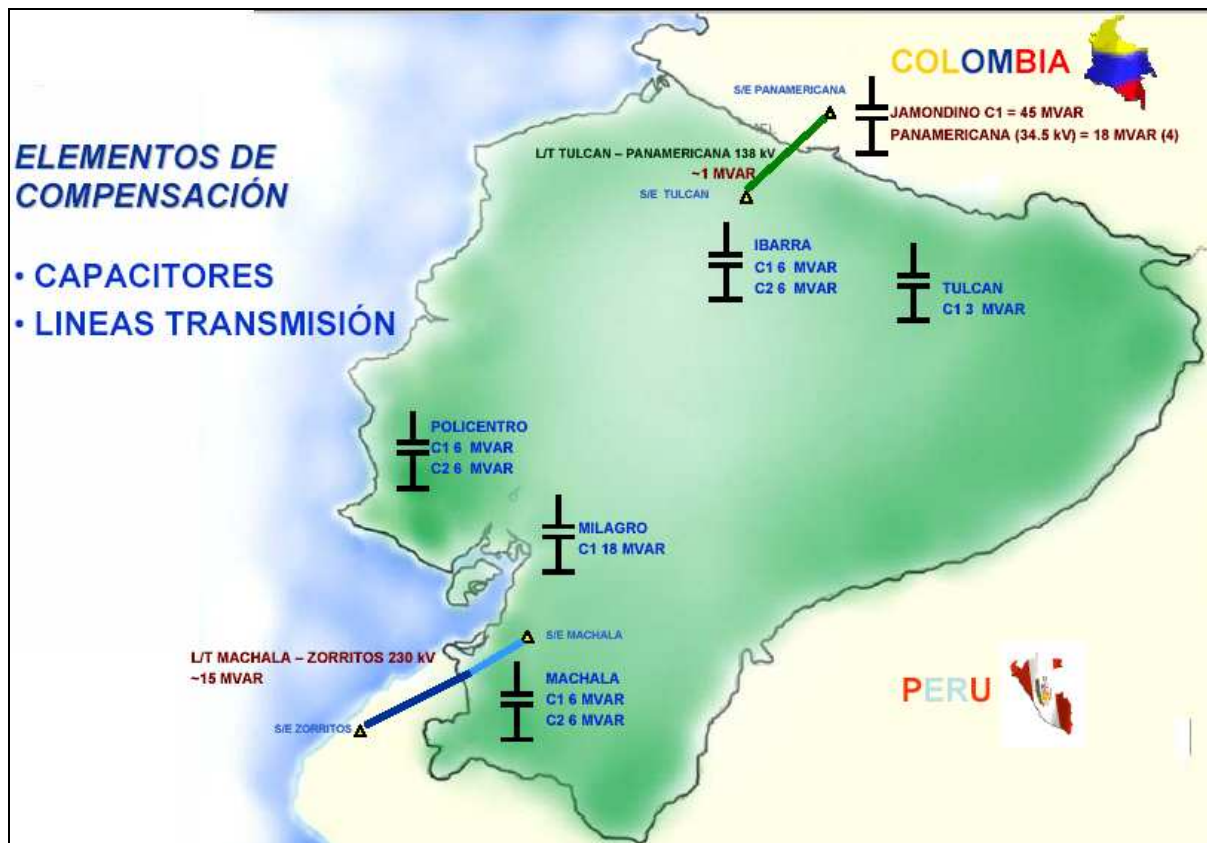


Figura 1.6. Elementos de compensación – Capacitores [2]

El Sistema Nacional Interconectado opera con las líneas de transmisión Tulcán – Panamericana 138 kV y el tramo ecuatoriano de la L/T Machala – Zorritos 230 kV, para obtener el aporte de potencia reactiva que las líneas presentan al ser energizadas desde un extremo para el aprovechamiento del efecto capacitivo.

Considerando la continua operación de los sistemas interconectados entre el Ecuador y Colombia es necesario tener conocimiento de la disponibilidad de reactores y capacitores para el control de voltaje, en la zona norte se dispone de un capacitor de 45 MVAR y 2 bancos de reactores con capacidad de 100 MVAR en total, en la Zona de Jamondino y de 4 capacitores en un total de 18 MVAR en la Zona de Panamericana (34.5 kV). [2]

En las **Figuras 1.5. y 1.6.**, se observa la ubicación de los elementos de compensación reactores y capacitores respectivamente, en las diferentes subestaciones del Sistema Nacional Interconectado.

1.3.3. TRANSFORMADORES CON LTC [2]

En la **Tabla 1.23.**, se muestra una lista de los transformadores del sistema nacional interconectado que disponen de LTC, los cuales permiten realizar operativamente un control de voltaje según la operación del mismo.

S/E	TRANSFORMADOR
Babahoyo	ATQ
Chone	ATQ
Dos Cerritos	ATK
Esmeraldas	AA1
Ibarra	ATQ
Ibarra	T1
Loja	ATQ
Machala	ATQ
Mulaló	ATQ
Pascuales	ATR (OHIO)
Policentro	ATQ
Portoviejo	AA1
Portoviejo	AA2
Posorja	ATQ
Quevedo	ATR
Riobamba	TRK
Santa Elena	ATQ
Santa Rosa	TRN
Santa Rosa	TRP
Trinitaria	ATQ
Tulcán	ATQ
Vicentina	T2

Tabla 1.23. Transformadores del S.N.I. con LTC [2]

1.4. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES [2] [3]

Al momento el S.N.I. dispone de tres enlaces utilizados para las Interconexiones Internacionales, dos hacia el sistema Colombiano, uno a 138 kV por medio de la L/T Tulcán – Panamericana y el otro a 230 kV por medio de la L/T Pomasqui – Jamondino, y el tercer enlace hacia el Perú, por medio de la L/T Machala – Zorritos a 230 kV.

En la **Figura 1.7.** se observan los diagramas unifilares eléctrico y geográfico de la Interconexión con Colombia.

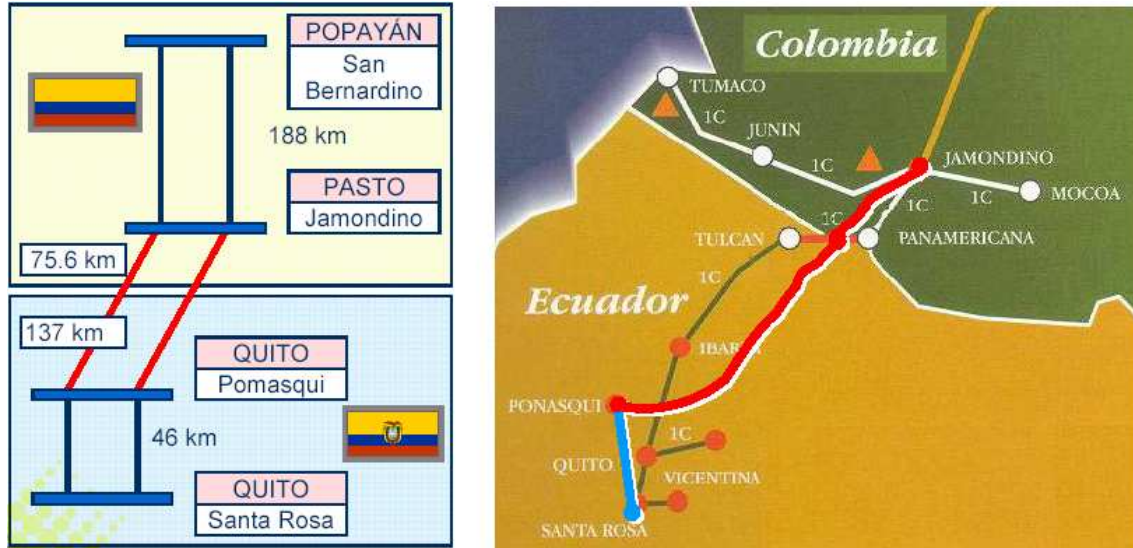


Figura 1.7.- Esquema de la Interconexión Ecuador – Colombia [2]

LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 138 kV Ecuador – Colombia: comprende un circuito de 15,5 km de longitud (8,0 km en Colombia y 7,5 km en Ecuador), a las subestaciones Panamericana en Colombia y Tulcán e Ibarra en Ecuador; la capacidad de transmisión térmica por circuito es 112 MVA y hasta 120 MVA por 20 minutos.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV Ecuador – Colombia: está compuesta por dos circuitos de 213,5 km de longitud (78,0 km en Colombia y 135,5 km en Ecuador), la ampliación de las subestaciones Jamondino (Pasto) y Pomasqui (Quito); la capacidad de transmisión térmica por circuito es 332 MW hasta 428 MW por 20 minutos.

En la **Figura 1.8.** se observan los diagramas unifilares eléctrico y geográfico de la Interconexión con Perú.

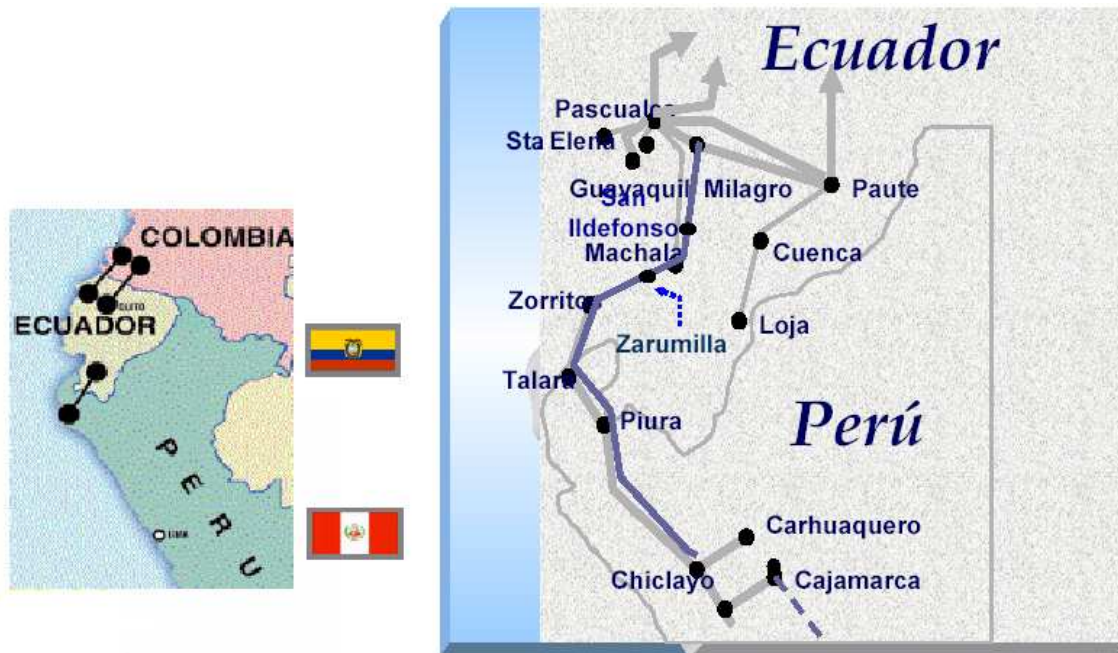


Figura 1.8.- Interconexión Ecuador – Perú [2]

LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV Ecuador – Perú: comprende un circuito de 110 km de longitud (55 km en Perú y 55 km en Ecuador), la ampliación de las subestaciones Machala y Zorritos; la capacidad de transmisión máxima es de 110 MW y la capacidad de transmisión máxima back to back es de 125 MW.

- Condiciones Operativas para la Interconexión Ecuador – Perú 230 kV [2]

- La interconexión sincrónica entre los sistemas eléctricos de Colombia – Ecuador con el Perú no es viable técnicamente, debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, fundamentalmente en el sistema peruano. Utilizando un enlace “Back to Back”, se puede concluir que es viable esta modalidad de interconexión.
- Con respecto a la conexión radial, el Perú puede alimentar la carga de la subestación Machala, en toda condición de demanda, siempre que esté operando el grupo TGN4 de la C.T. Talara con 80 MW y que el factor de potencia de la carga de Machala esté entre 0,98 y 1,0.

En la **Figura 1.9.**, se puede apreciar el anillo troncal a 230 kV con sus respectivas subestaciones y centrales de generación hidráulica y térmica, el enlace radial a 230 kV y el enlace interconexiones a 230 kV, así como también las líneas de transmisión a 138 kV y 69 kV.



Figura 1.9. Sistema Nacional de Transmisión [

1.5. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA [1]

En el país existen 20 empresas eléctricas dedicadas a la distribución de energía eléctrica, de las cuales 19 están conformadas como sociedades o compañías anónimas, con participación mayoritaria del Fondo de Solidaridad.

La Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. maneja un sistema de distribución, que no tenía conexión con el Sistema Nacional de Transmisión hasta julio de 2003, fecha en la que entró en servicio la nueva línea Tena – Coca, aislada para 138 kV, permitiendo la transferencia de hasta 10 MW, por lo cual se debe seguir operando localmente en el sistema de la Empresa Eléctrica Sucumbíos para cubrir toda su demanda, razón por la cual se la considera que opera como un sistema aislado (no incorporado).

La función principal de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, es suministrar energía a los clientes dentro de su área de concesión, para la cual deben proveerse de energía por medio de la compra en el MEM utilizando las subestaciones y líneas de transmisión y subtransmisión de Transelectric, o con generación propia principalmente para los sistemas de distribución que no están conectados al Sistema Nacional de Transmisión.



Figura 1.10. Áreas de Concesión de las Empresas de Distribución de Energía [1]

1.6. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO AL AÑO 2011 [3]

El crecimiento sostenido de la demanda, crea la necesidad de expandir el Sistema Nacional Interconectado incorporando nuevos proyectos de generación y transmisión, procurando mantener niveles adecuados de calidad, seguridad y confiabilidad. La expansión del sistema se realiza considerando las mejores alternativas dentro de los horizontes de corto, mediano y largo plazo.

La expansión de la generación tiene por objetivo satisfacer estos requerimientos, partiendo de la disponibilidad de recursos energéticos, la posibilidad de construir interconexiones eléctricas con otros países, a más de consideraciones de tipo económico, social, tecnológico y ambiental.

La incorporación de nueva generación y los cambios en la topología de la red debido a la entrada de nuevos componentes (transformadores, líneas, etc.) producen variaciones en los parámetros de operación del sistema. Por tal razón es necesario realizar estudios eléctricos de detalle, uno de cuyos componentes importantes, es el estudio de cortocircuitos.

1.6.1. GENERACIÓN [3] [4] [5]

El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación a largo plazo es establecer las necesidades de capacidad basados en los análisis del comportamiento del S.N.I. de acuerdo a la conducta de diversas variables como: demanda de energía, recursos energéticos, interconexiones eléctricas, entre otros.

El Ecuador tiene un amplio potencial energético: dispone de un enorme potencial de recursos hídricos, a más de recursos hidrocarbúricos como residuo de petróleo, crudos pesados y gas natural que en conjunto representan un aporte significativo para la producción de electricidad. La energía eólica, solar, biomasa y otras constituyen un recurso importante, que ayudará a satisfacer las necesidades energéticas futuras.

Se consideró al año 2011 como un hito temporal referencial para el análisis en el mediano plazo, que servirá para verificar si la demanda del país cuenta con oferta suficiente de generación que garantice su abastecimiento, y para analizar los efectos de las nuevas inyecciones de energía, nuevas subestaciones, componentes de transmisión y de transformación.

A continuación se muestra un listado de los proyectos que se irán incorporando a mediano plazo hasta el año 2011 y se establece un plan de obras en el que se presentan los costos de inversión en el año correspondiente a su entrada en operación.

Las fechas programadas para la entrada en operación de la referida generación, podrán variar en función del avance en la construcción y montaje del equipamiento en dichos proyectos.

CENTRAL DE GENERACION	POTENCIA INSTALADA (MW)	POSIBLE PUNTO CONEXIÓN	FECHA INICIO OPERACIÓN
OCAÑA	26	Cuenca	Feb-2009
MAZAR	95	Zhoray	Feb-2009
	95		Mar-2009
MACHALA POWER II y III	95	San Idelfonso	Jul-2008
	87		Mar-2011
JOSÉ DE TAMBO	8		Feb-2008

Fuente: TRANSELECTRIC, "Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016"

Tabla 1.24.- Centrales de Generación ha ser incorporadas en el sistema [2]

1.6.2. TRANSMISIÓN [2] [3] [4]

El objetivo del Plan de Expansión presentado por Transelectric, es establecer el equipamiento requerido por el sistema para el decenio 2007 – 2016, que garantice la operación de la red de transmisión en función de las exigencias establecidas, en las regulaciones vigentes se contempla la ejecución de varios proyectos cuyas características permitirían obtener beneficios ambientales (locales y globales) y socioeconómicos.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	FECHA INICIO OPERACIÓN
Milagro - Machala, 230 Kv	2011
Salitral - Trinitaria, 138 kV	2008
Limón - Méndez - Macas, 138 kV	2009
Milagro - Esclusas - Trinitaria, 230 kV	2008
Totoras - Quevedo, 230 kV	2009

Fuente: TRANSELECTRIC, "Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016"

Tabla 1.25.- Ampliación de Sistemas de Transmisión [2]

En la **Tabla 1.26.**, se presentan las subestaciones del sistema que necesitarán ser ampliadas y su respectiva fecha de entrada en operación. Esta ampliación es necesaria para cubrir los requerimientos de la demanda en puntos específicos del sistema.

AMPLIACIÓN	FECHA INICIO OPERACIÓN
S/E Babahoyo, 138/69 kV	2008
S/E Milagro, 230/69 kV	2011
S/E Mulaló, 138/69 kV	2009
S/E Loja, 138/69 kV	2008
S/E Chone, 138/69 kV	2008
S/E Pomasqui, 230/138 kV	2009
S/E Tena, 138/69 kV	2009
S/E Posorja, 138/69 kV	2009
S/E Tulcán, 138/69 kV	2010
S/E Ibarra, 138/69 kV	2010
S/E Vicentina, 138/46 kV	2010
S/E Perimetral, 230/69 kV	2010
S/E Sinincay, 230/69 kV	2010
S/E Ambato, 138/69 kV	2011

Fuente: TRANSELECTRIC, "Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016"

Tabla 1.26.- Ampliación de Subestaciones [2]

CAPÍTULO II

2 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO DEL S.N.I.

2.1. INTERRUPTORES [9] [13]

El interruptor es un aparato destinado a cortar o establecer la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga.

El interruptor separa sus contactos en el instante en que la corriente pasa por cero y en el que no se produce un arco eléctrico. Los contactos del interruptor pueden empezar a separarse cuando la corriente tiene un valor cualquiera. Entre los contactos se forma un arco eléctrico que mantiene la continuidad del circuito y el cual se extingue al pasar la corriente por cero.

La corriente a interrumpirse puede ser la corriente normal del circuito o una corriente mucho mayor producto de una situación anormal producida por un cortocircuito, o una corriente mucho menor que la normal, por ejemplo al desconectar una línea de transmisión o un transformador en vacío.

Los interruptores son esenciales para el funcionamiento seguro de una red eléctrica.

2.2. ARCO ELÉCTRICO [9] [13]

La presencia del arco eléctrico se vuelve inevitable cuando un interruptor abre un circuito con carga o por despejar una falla. Las características del arco dependen de:

- La naturaleza y presión del medio ambiente donde se induce.
- La presencia de agentes ionizantes o desionizantes
- El voltaje entre los contactos y su variación en el tiempo.
- La forma, separación y estructura química de los contactos.
- La forma y composición de la cámara de extinción de la chispa.
- Sistema de extinción del arco.

El arco es producido por la ionización del medio entre los contactos, haciéndolo conductor y permitiendo la circulación de corriente.

2.2.1. FORMAS DE EXTINGUIR EL ARCO [9]

Una de las formas de extinguir el arco es aumentar la resistencia que ofrece el medio a la circulación de corriente mediante el enfriamiento del arco, alargándolo o dividiéndolo.

2.3. TIPOS DE INTERRUPTORES Y CARACTERÍSTICAS [13]

Los interruptores se clasifican de acuerdo a las características constructivas, por la forma de extinción del arco y la habilidad mostrada para establecer la rigidez dieléctrica entre los contactos para soportar sin reencendido del arco los voltajes de reignición.

2.3.1. INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE [13]

Ventajas:

- Construcción sencilla.
- Alta capacidad de ruptura.

- Puede usarse en operación manual y automática.
- Pueden conectarse transformadores de corriente en los bushings de entrada.

Desventajas:

- Posibilidades de incendio o explosión.
- Necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en el estanque.
- Ocupan una gran cantidad de aceite mineral de alto costo.
- No pueden ser usados en instalaciones interiores.
- No son empleados en conexión automática.
- Los contactos son grandes y pesados y requieren de frecuentes cambios.
- Son grandes y pesados.

2.3.2. INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE [13]

Ventajas:

- Comparativamente usan una menor cantidad de aceite.
- Menor tamaño y peso en comparación a los interruptores de gran volumen de aceite.
- Menor costo.
- Se los puede emplear tanto en forma manual como automática.
- Fácil acceso a los contactos.

Desventajas:

- Peligro de incendio y explosión aunque en menor grado comparados a los interruptores de gran volumen de aceite.
- No se los puede usar con reconexión automática.
- Requieren mantenimiento frecuente y el aceite debe ser reemplazado periódicamente.
- Los contactos principales sufren mayor daño.

2.3.3. INTERRUPTORES NEUMÁTICOS [13]

Usados básicamente en alta tensión y poseen las siguientes características:

Ventajas:

- No hay riesgos de incendio o explosión.
- Operación muy rápida.
- Pueden ser empleados en sistemas con reconexión automática.
- Poseen alta capacidad de ruptura.
- Comparativamente menor peso.

Desventajas:

- Poseen una compleja instalación debido a la red de aire comprimido, que incluye motor, compresor, cañerías, etc.
- Construcción más compleja.
- Mayor costo.

2.3.4. INTERRUPTORES EN VACÍO [13]

El vacío presenta alta rigidez dieléctrica siendo el aislante perfecto que ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco.

Ventajas:

- Tiempos de operación muy rápidos.
- Rigidez dieléctrica entre los contactos se reestablece rápidamente impidiendo la reignición del arco.
- Son menos pesados y más baratos.
- No requieren de mantenimiento y la vida útil es mayor a los interruptores convencionales.
- Es usado básicamente en sistemas de baja y media tensión.

Desventajas:

- Dificultad para mantener la condición de vacío.
- Tienen capacidad de interrupción limitada.

2.3.5. INTERRUPTORES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE [7] [8] [9]

El SF6 es un gas muy pesado, altamente estable, inerte, inodoro e inflamable que se lo usa como material aislante y también para apagar el arco.

En presencia del SF6 la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados. La rigidez dieléctrica del gas es 2,5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica). La rigidez dieléctrica depende de la forma del campo eléctrico entre los contactos, el que a su vez depende de la forma y composición de los electrodos. Si logra establecerse un campo magnético no uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF6 puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la rigidez del aire. Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantenimiento, debido a que prácticamente no se descompone, y no es abrasivo.

Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante. De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones. La reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF6 es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación. La presión a que se mantiene el SF6 en interruptores, es del orden de 14 atmósferas.

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es

por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en vacío y en hexafluoruro de azufre (SF₆).

2.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS INTERRUPTORES

[13] [20]

La selección de un interruptor para determinadas aplicaciones consiste en definir parámetros que limitan las condiciones de operación del interruptor, algunos de los cuales son:

- Voltaje nominal.
- Frecuencia nominal.
- Corriente nominal.
- Rigidez dieléctrica.
- Ciclo de trabajo.
- Corriente de cortocircuito momentánea.
- Corriente de cortocircuito de interrupción.

2.4.1. VOLTAJE NOMINAL [13]

Es el máximo valor efectivo de voltaje al cual el interruptor opera, es decir este voltaje es el mayor voltaje nominal del sistema.

2.4.2. FRECUENCIA NOMINAL [13]

Es el valor de frecuencia a la cual el interruptor por diseño opera. Este valor incide en los tiempos de apertura y cierre de los contactos además del tiempo de apagado del arco.

2.4.3. CORRIENTE NOMINAL [13]

Es el máximo valor de corriente que puede circular a través del interruptor a frecuencia nominal, sin exceder los límites máximos de temperatura de operación indicados para los contactos, esta temperatura depende: del material que están hechos los contactos, del medio en que están sumergidos y de la temperatura ambiente.

2.4.4. RIGIDEZ DIELECTRICA [13]

Define el máximo voltaje que un interruptor puede soportar sin dañar su aislamiento. La rigidez dieléctrica debe medirse en las partes aisladas y energizadas así como también entre los contactos cuando están abiertos. Estas pruebas se realizan entre contactos y tierra (contacto cerrado), a través de los contactos, entre fases (con contactos cerrados).

2.4.5. CICLO DE TRABAJO [13]

El ciclo de trabajo normal de un interruptor de potencia se define como dos operaciones "cerrar-abrir" con 15 segundos de intervalo. Para el ciclo de trabajo el interruptor debe ser capaz de cortar la corriente de cortocircuito especificada en sus características de placa.

2.4.6. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MOMENTÁNEAS [13]

Es el máximo valor que debe soportar el interruptor sin sufrir deterioro, debe ser capaz de soportar el paso de la corriente en los primeros ciclos cuando se produce la falla (1 a 3 ciclos). Entre estas corrientes deben especificarse los valores simétricos y asimétricos.

2.4.7. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE INTERRUPCIÓN [13]

Es el máximo valor medido en el instante en que los contactos empiezan a separarse. Entre estas corrientes deben especificarse los valores simétricos y asimétricos de interrupción.

a) Capacidad de Interrupción Simétrica

Es la máxima corriente RMS de cortocircuito sin considerar la componente continua que el interruptor debe ser capaz de cortar en condiciones de voltaje nominal y ciclo de trabajo normal. Para un voltaje de operación diferente al valor nominal, la corriente de interrupción está dada por la ecuación 2.1.

$$I \text{ interrupción simétrica} = I \text{ interrupción simétrica nominal} \times (V \text{ nom} / V \text{ op}) \quad (2.1)$$

b) Capacidad de interrupción asimétrica

Es el valor RMS de la corriente total (incluida la componente continua) que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones de voltaje y ciclo de trabajo nominal.

2.4.8. INTERRUPTORES PARA RECONEXIÓN AUTOMÁTICA [13]

La reconexión automática es usada específicamente para aumentar la continuidad de servicio en líneas de transmisión radiales y de difícil acceso. El tiempo de reconexión del interruptor se especifica de acuerdo a las características de operación del sistema eléctrico. Para calcular el tiempo de reconexión, es necesario considerar la desionización del arco de tal manera que sea eliminada la posibilidad de reencendido.

La capacidad de ruptura del interruptor se modifica de acuerdo al ciclo de trabajo con que se utilizará. El cálculo de la nueva capacidad de ruptura debe ser efectuado tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- El ciclo de trabajo no debe tener más de 5 aperturas.
- Toda operación dentro de un intervalo de 15 minutos se considera parte de un mismo ciclo de trabajo.
- El interruptor debe usarse en un sistema cuya corriente de cortocircuito no exceda el valor corregido de la corriente de interrupción para la tensión nominal y el ciclo de trabajo especificado.

Los interruptores diseñados para operar con reconexión automática se llaman “Restauradores” o “Reconectadores”.

2.4.9. DESCONECTADORES O SECCIONALIZADORES [13]

Un desconectador o seccionalizador es un dispositivo de apertura, que debe operar siempre con el circuito desenergizado. Debido a que este equipo no está diseñado para cortar corrientes de falla, es utilizado siempre aguas arriba de un interruptor para aislar sistemas, para poder realizar mantenimientos preventivos o programados.

2.5. SOBRECORRIENTES ADMISIBLES DURANTE UN CORTOCIRCUITO [13] [20] [27]

Durante un cortocircuito, las partes conductoras de un interruptor pueden ser recorridas, durante un tiempo limitado, por sobrecorrientes importantes, las cuales desaparecerán al operar la protección automática y desconectar la falla abriendo los interruptores correspondientes.

Las sobrecorrientes que un interruptor puede soportar, en la posición de cerrado, durante un cortocircuito, quedan definidas por dos valores:

- a) El valor eficaz I_e de la corriente de cortocircuito que el interruptor puede soportar durante un segundo, a la frecuencia nominal.

- b) La amplitud máxima I_m de la corriente de cortocircuito, que el interruptor puede soportar.

La amplitud máxima de la corriente que el interruptor puede soportar durante un cortocircuito es igual a su capacidad de cierre expresado en amperios (valor de cresta), correspondiente a un voltaje antes del cierre igual al voltaje nominal mínimo del interruptor.

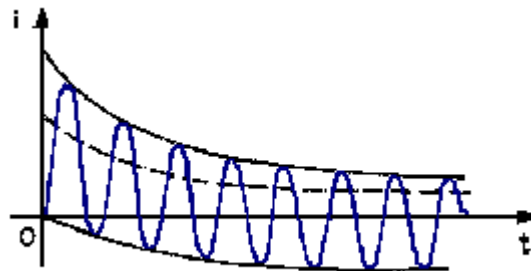


Figura 2.1. Oscilograma de una corriente de cortocircuito [27]

El oscilograma de la **Figura 2.1** muestra la forma de onda que puede presentar la corriente que circula por el interruptor durante un cortocircuito.

El valor eficaz de la corriente durante el tiempo T está dado por:

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt} \quad (2.2)$$

Las corrientes de cortocircuito pueden alcanzar valores tales que el corte de esas corrientes por disyuntores encargados de separar de la red al elemento defectuoso se vuelve muy difícil y puede causar la explosión del disyuntor si su poder de corte no es suficiente. Un accidente tal es de temer para aparatos ya antiguos, instalados en redes de media tensión conectados a redes de gran potencia, a causa del crecimiento que resulta para las corrientes de cortocircuito. La alimentación de las redes de media tensión por las grandes redes modernas

necesita precauciones especiales para evitar los accidentes de disyuntores; en ese aspecto, se tiene una de las mayores dificultades encontradas en la instalación de redes de gran potencia.

2.6. COMPONENTES [10]

Las partes fundamentales de los interruptores son:

- Partes conductoras de corriente
- Partes aisladoras
- Dispositivos de extinción de arco
- Mecanismos de operación
- Componentes auxiliares
- Dispositivos para ecualizar los voltajes.

2.6.1. PRINCIPIO DE INTERRUPCIÓN [15]

Cuando se abre un circuito eléctrico, entre los dos electrodos que se separan aparece un arco eléctrico que mantiene la continuidad del circuito y permite que siga circulando una corriente. Este arco está constituido por electrones y gas ionizado a temperaturas muy altas (2 500 °C a 10 000 °C); el arco es un conductor gaseoso. Al contrario de lo que sucede en los conductores metálicos ordinarios, la caída de tensión Δv a través del arco disminuye cuando aumenta la corriente i , porque el arco, más caliente y más ionizado, ofrece una resistencia R menor al paso de la corriente: $\Delta v = Ri$ disminuye con i porque la influencia de R (i) decreciente es más importante que el crecimiento con i .

Para atender a los requerimientos del sistema, los tiempos mínimos de operación para la interrupción de las corrientes de cortocircuito será según se indica en la **Tabla 2.1.**

Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempos de Interrupción
Muy Alta Tensión	550 kV - 362 kV	2 ciclos = 33 ms
Alta Tensión	245 kV - 145 kV	3 ciclos = 50 ms
Media y Alta Tensión	72.5 kV - 52 kV - 36 kV	4 ciclos = 67 ms

Tabla 2.1. Tiempos de interrupción de cortocircuitos [27]

2.6.2. ACCIÓN DEL DISPARO CON RELÉ [27]

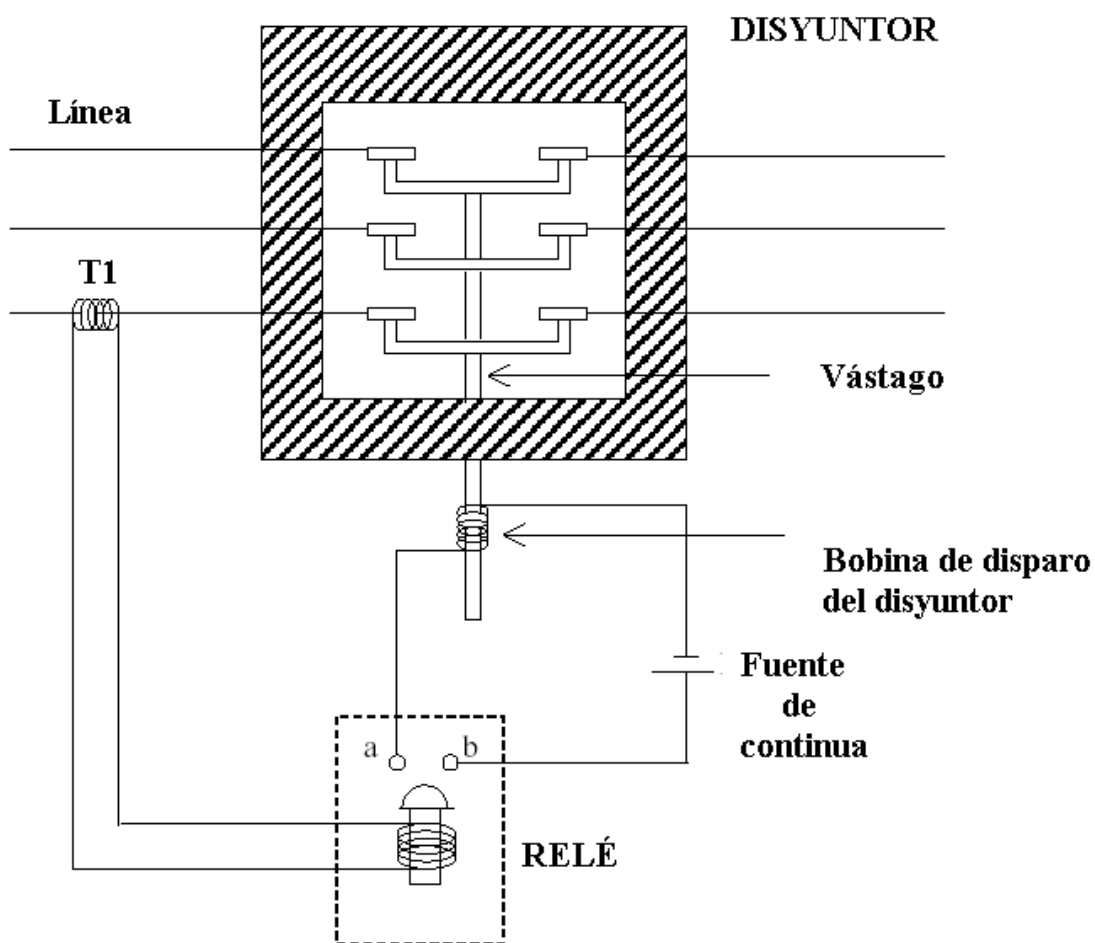


Figura 2.2. Esquema del principio de funcionamiento de un disyuntor accionado por un relé de sobrecorriente [27]

Cuando la corriente en la línea supera un valor preestablecido, esa corriente (a través del transformador de intensidad T1) hace cerrar los contactos a-b del relé,

lo cual establece una corriente en el circuito de la bobina de disparo del disyuntor. Se realiza entonces el movimiento del vástago del disyuntor, lo cual provoca la interrupción del circuito principal.

2.7. DISYUNTORES DEL S.N.I. [6] [26]

DATOS	230 kV	138 kV
Número de Polos	3	3
Frecuencia (Hz)	60	60
Neutro del sistema	Puesto a tierra	Puesto a tierra
Voltaje nominal (kV)	230	138
Voltaje máximo (kV)	242	145
Corriente nominal (kA)	1.6	1.6 – 2
Corriente de interrupción (kA)	31.5	40
Tiempo de interrupción, ciclos	2	3
Imáx interrupción simétrica (kA)	31.5	40
Capacidad de cierre (kA)	50	64
Ciclo de operación	CO + 20 Ciclos + CO	CO + 20 Ciclos + CO
Resistencia Dieléctrica (kV)	425	310
BIL (kV)	900	650

Tabla 2.4. Características generales de los disyuntores del S.N.I.

Debido a las excelentes propiedades dieléctricas, térmicas y de estabilidad química, los disyuntores en SF₆ (Hexafluoruro de azufre) están reemplazando en su mayoría a los equipos de seccionamiento del S.N.I. que son básicamente en aceite.

De entre los modelos de interruptores más utilizados en el Sistema Nacional Interconectado en aceite y SF₆, se pueden señalar a los siguientes y los mostrados en la **Figura 2.3.**:

- 120-SFMT-40A, (SF₆)
- HPL-145/2501, (SF₆)
- HLR-84/2001A2U, (Aceite)
- 70-SFMT-40A, (SF₆)
- LTB-170D1/B, (SF₆)

- ELF145N1BTV, (SF6)
- 200-SFMT-40A, (SF6)
- 70-GTE-20A, (Aceite)
- 20-GLC-25, (Aceite)
- HLD 195/1250 B, (Aceite)
- 200 MHMe – 2Y, (SF6)
- 245 MHMe – 2Y, (SF6)
- 3AP1FG, (SF6)

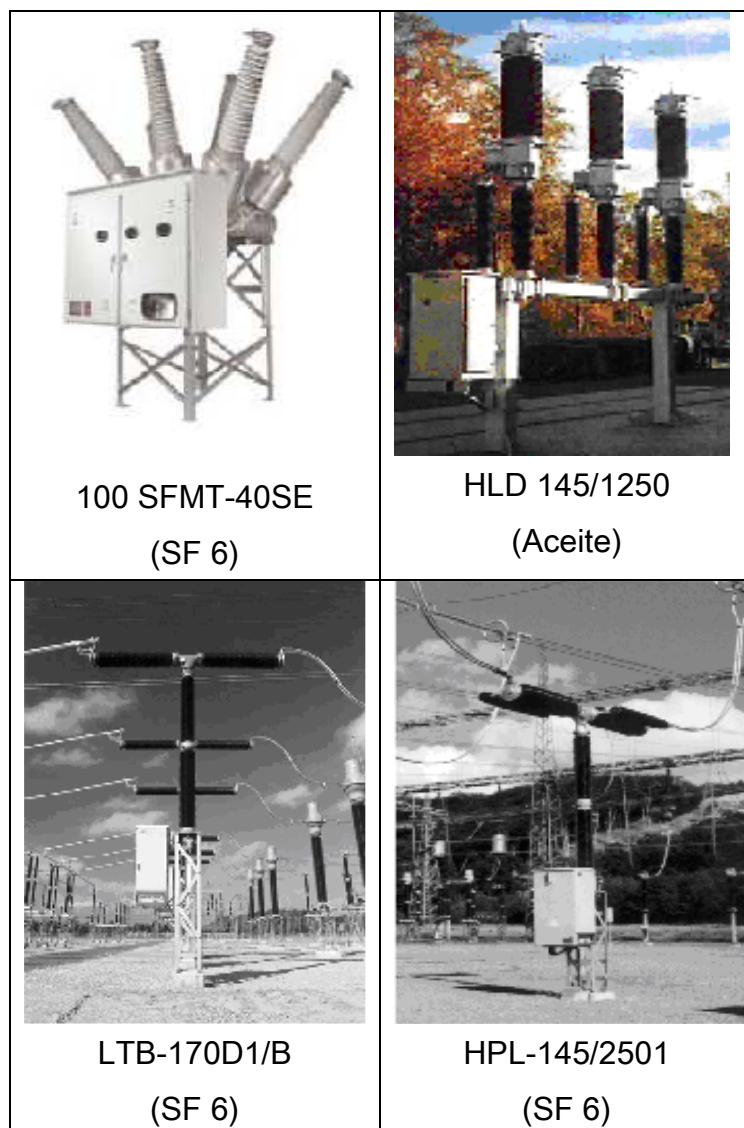


Figura 2.3. Interruptores más utilizados en el Sistema Nacional Interconectado

Para este tipo de interruptores, la resistencia dieléctrica de los mismos se encuentra en el orden de 650 kV hasta 1 125 kV dependiendo del tipo de interruptor, así como la capacidad de interrupción de los interruptores es aproximadamente 10 veces la capacidad nominal, por lo tanto, es de mucha utilidad conocer los valores de cortocircuito máximos en las barras del sistema para elegir el tipo de interruptor que se va a utilizar para proteger al equipo.

En la actualidad, Transelectric está incorporando al equipo de seccionamiento a nivel de 138 kV los interruptores en SF6 del tipo GL 312 que cumplen con las exigencias de fiabilidad y aseguran una óptima disponibilidad de las subestaciones.



Figura 2.4. Interruptores GL 312 [26]

La **Figura 2.4.**, muestra un ejemplo de interruptores tipo GL 312 que es un modelo de interruptor aislado en gas, tipo tanque, el voltaje máximo 145 kV, accionamiento para recierre trifásico, corriente de corte en cortocircuito para 40 kA, la intensidad de corriente de diseño 3 150 A.

Se utiliza este tipo de interruptor debido a que su capacidad de interrupción es alta comparada con las corrientes de cortocircuito presentadas en este estudio hasta el año 2011.

Las características técnicas de este tipo de interruptor se detallan en la **Tabla 2.5.**

DATOS TÉCNICOS		GL 312
Tensión nominal	kV	138
Frecuencia nominal	Hz	60
Tensión soportada a frecuencia industrial	kV	275
Tensión soportada al impulso tipo rayo	kV	650
Intensidad de corriente nominal	A	3150
Corriente nominal de corte en cortocircuito	kA	40
Corriente nominal de cierre en cortocircuito	kA	100
Duración nominal admisible del cortocircuito	s	3
Tiempo de apertura	ms	38
Tiempo de corte total	ms	60
Tiempo de cierre	ms	≤ 70

Tabla 2.5. Datos técnicos de los interruptores tipo GL 312 [26]

A nivel de 230 kV los interruptores que se están instalando en las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado son los del tipo GL 314, mostrado en la **Figura 2.5.**



Figura 2.5. Interruptores GL 314 [26]

Estos interruptores son del tipo aislado en gas, tanque, el voltaje máximo 245 kV.

En la **Tabla 2.6.**, se presentan los datos técnicos del interruptor GL 314 utilizado a nivel de 230 kV en el Sistema Nacional Interconectado.

DATOS TÉCNICOS		GL 314
Tensión nominal	kV	230
Corriente nominal	A	4000
Capacidad de interrupción	kA	50
Corriente pico de cortocircuito	kA	150
Tiempo de operación	ciclos	2

Tabla 2.6. Datos técnicos de los interruptores tipo GL 314 [26]

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO [11]

El análisis de cortocircuito se fundamenta en el cálculo o determinación de las magnitudes de las corrientes de falla y los aportes de cada uno de los elementos a esta falla, características que permiten el diseño de interruptores, calibración y ajuste de los mecanismos de protección.

La corriente de cortocircuito del sistema, permite establecer las características de los elementos de protección que deberán soportar o cortar la corriente de falla, por lo que es necesario realizar el cálculo para cada uno de los niveles de tensión del sistema. Estas corrientes pueden producir daños térmicos o mecánicos, por lo que es necesario aislar lo más pronto posible la falla, mediante la apertura de los interruptores correspondientes.

Desde el punto de vista eléctrico, un cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito que está operando en condiciones normales a voltajes diferentes. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes que circulan por el sistema, ocasionando daños al equipamiento existente. Algunos de los incidentes más graves por cortocircuitos en la red eléctrica son debidos a la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.

Los valores de corriente de cortocircuito a considerar son:

- La corriente máxima de cortocircuito, que determina:
 - El dimensionamiento del equipo de protección.
 - El cálculo de ajuste de protecciones.
 - El dimensionamiento de puestas a tierra.

La corriente máxima de cortocircuito se obtiene cuando en el sistema se tiene el mayor número de fuentes de generación operando.

- La corriente mínima de cortocircuito, se utiliza para realizar verificaciones del ajuste de protecciones y se obtiene cuando en el sistema se encuentra operando el menor número de fuentes de generación.

Los resultados obtenidos del cálculo de cortocircuito son:

- La corriente de las diferentes componentes de falla.
- Los voltajes después de la falla en todas las barras del sistema eléctrico.

Para el cálculo de cortocircuito es conveniente efectuar las siguientes aproximaciones:

- El generador se modela como una fuente de tensión de valor 1.0 p.u., en serie con su impedancia.
- Todos los cálculos se deben realizar en por unidad.
- Las cargas se representan por su impedancia equivalente, independiente del nivel de voltaje.
- Todas las barras del sistema tienen un voltaje nominal de 1.0 p.u., respecto a tierra, de forma que no fluyen corrientes de prefalla en la red, pero respecto a la red nodal es cero.
- El sistema eléctrico se analiza como si estuviera en régimen estable.
- Se pueden despreciar todas las conexiones en paralelo desde las barras del sistema al nodo de referencia (neutro) en los circuitos equivalentes que representan a las líneas de transmisión y a los transformadores.

Dentro de los resultados de cortocircuito que se obtienen del programa NEPLAN se considera a la potencia de cortocircuito como un dato básico para la caracterización de la red, debido a que se relaciona directamente con su comportamiento ante maniobras de equipos y estabilidad del sistema; su valor viene dado por la ubicación de las plantas generadoras, de manera que un valor

elevado de potencia de cortocircuito en un nodo representa de alguna forma la proximidad eléctrica de un grupo de generación considerable.

Por estas razones, resulta necesario conocer los valores de corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (S_{cc}) en las barras de la red. Dichos valores son la base del diseño de las características de los elementos de protección.

Al producirse un cortocircuito:

- Los voltajes caen. Los generadores se aceleran porque dejan de transmitir potencia activa y existe elevación del flujo de potencia.
- La corriente que fluye inmediatamente ocurrida la falla en un sistema eléctrico de potencia, se determina mediante las impedancias de los elementos de la red y de las máquinas sincrónicas.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO [13]

El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico consta de los siguientes pasos:

- *Dibujar* el diagrama unifilar con todas las fuentes y todas las impedancias del circuito.
- *Convertir impedancias*, del diagrama en estudio, en valores en base común (sistema por unidad).
- *Combinar impedancias*, reducción del diagrama de impedancias para calcular la impedancia equivalente.
- *Calcular la corriente de cortocircuito*; el paso final es el cálculo de la corriente de cortocircuito, las impedancias de las máquinas rotatorias usadas en el circuito dependen del estudio en cuestión.
- *Calcular las corrientes en los componentes del sistema.*

Debido a la asimetría existente en la corriente de cortocircuito, y al hecho de que la contribución de los motores depende del tiempo transcurrido desde el instante en que se produce la falla, se diferencian las siguientes corrientes de cortocircuito:

- Corrientes momentáneas.
- Corrientes de interrupción.
- Corrientes permanentes.

CORRIENTE MOMENTÁNEA [13]

La corriente momentánea corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito generada en el primer ciclo después que ocurrió la falla.

CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN [13]

La corriente de interrupción, corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito en el intervalo comprendido entre los 1,5 y los 8 ciclos, después de ocurrida la falla.

CORRIENTE PERMANENTE [13]

La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k , depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores.

COMPONENTES SIMÉTRICAS [15] [20] [22]

Este análisis es usado en sistemas desbalanceados de “n” fasores relacionados, se resuelve con n sistemas de fasores balanceados llamados componentes simétricos, estos fasores son iguales en magnitud y los ángulos entre fasores adyacentes de un conjunto.

El cálculo con la ayuda de las componentes simétricas resulta de gran utilidad para el caso en el que se producen fallas en redes trifásicas desequilibradas, Por lo tanto, es necesario este tipo de cálculo:

- Si se trata de un sistema no simétrico de voltajes y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y desfasados 120° eléctricos); es el caso de un cortocircuito monofásico (fase – tierra), bifásico o bifásico a tierra.
- Si la red tiene máquinas sincrónicas y transformadores especiales (conexión estrella-estrella neutro, por ejemplo).

Este tipo de red es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial y para cualquier nivel de voltaje.

Empleando los tres sistemas de componentes, es posible representar cualquier sistema trifásico asimétrico en el plano de Gauss (**Figura 3.1**).

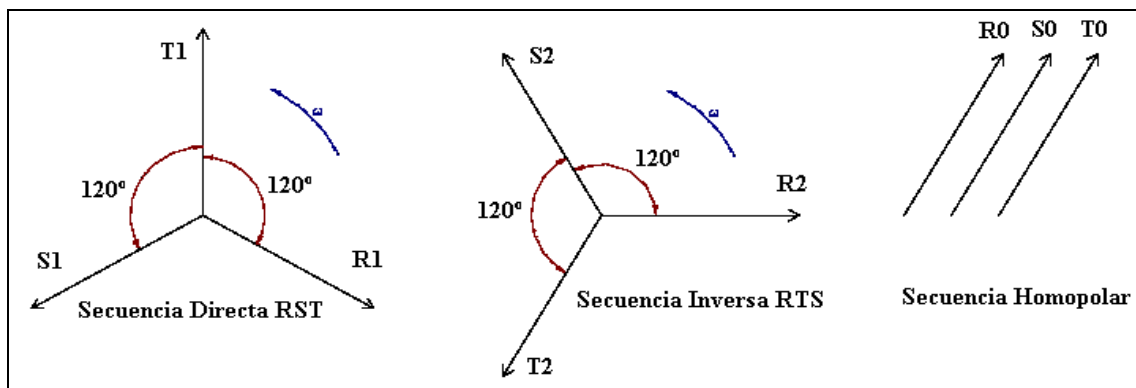


Figura 3.1. Componentes simétricas en el plano de Gauss [15]

Una vez definidos los sistemas de componentes simétricas, de forma análoga, es necesario definir las impedancias que los forman. De esta forma, se habla de impedancias directas o positivas, inversas o negativas y homopolares o cero para designar las impedancias correspondientes a cada uno de estos sistemas. La representación de los circuitos equivalentes se muestra en la **Figura 3.3**.

Se define como impedancia directa o positiva (Z_1) de un dispositivo o componente eléctrico al cociente entre la tensión entre fase y neutro y la intensidad, cuando el

sistema está alimentado con un generador sincrónico trifásico de secuencia directa (la secuencia de fases será: RST).

Se define como impedancia indirecta o negativa (Z_2) de un dispositivo o componente eléctrico al cociente entre la tensión entre fase y neutro y la intensidad, cuando el sistema está alimentado con un generador sincrónico trifásico de secuencia indirecta (la secuencia de fases será: RTS).

La impedancia homopolar o cero (Z_0) de un dispositivo o componente eléctrico es el cociente de la tensión de fase y la intensidad, cuando el sistema está alimentado mediante una fuente de tensión alterna monofásica. Si las tres líneas (R,S,T) dispuestas en paralelo constituyen el camino de ida de la corriente, debe de existir un cuarto conductor que actúe como retorno común. Por este retorno común circulará una corriente tres veces mayor que la componente homopolar correspondiente a una fase.

La definición de componentes simétricas, se basa en la equivalencia entre un sistema trifásico desbalanceado y la suma de tres sistemas trifásicos balanceados o equilibrados: directo o positivo, inverso o negativo y homopolar o cero (**Figura 3.2**).

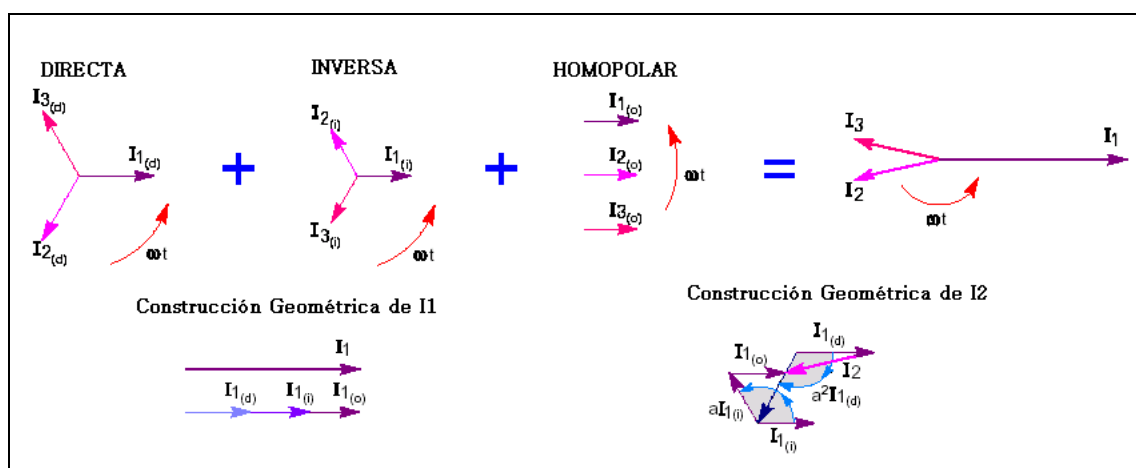


Figura 3.2. Construcción gráfica de la suma de tres sistemas trifásicos: directo, inverso y homopolar [11]

Cada uno de estos sistemas de vectores representa un circuito eléctrico. Las secuencias positiva y negativa están representadas por sistemas trifásicos simétricos y equilibrados, por lo que la resultante es nula. Mientras que para representar la secuencia cero, es necesario incorporar un generador monofásico, siendo la resultante el triple del valor de una de las componentes. La **Figura 3.3.** muestra los circuitos eléctricos equivalentes que simulan a estos tres sistemas de vectores. [15]

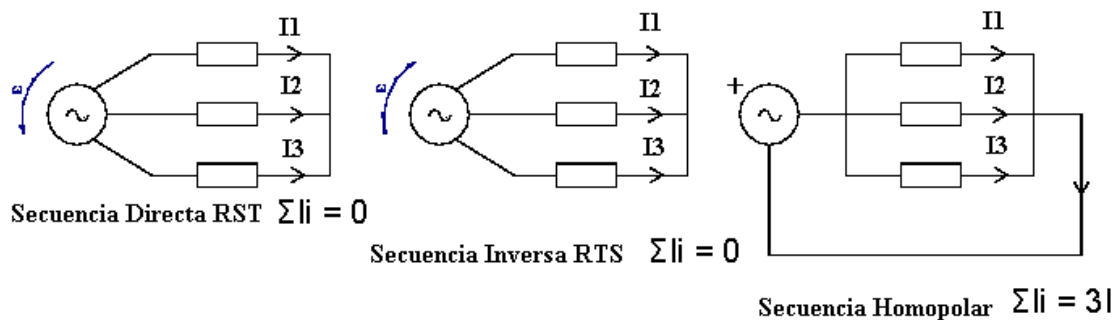


Figura 3.3. Sistemas eléctricos equivalentes de las tres redes de secuencia

El operador:

$$a = a^4 = (-0.5 + j0.87) = 1\angle 120^\circ \quad \text{equivale a un giro del vector de } +120^\circ$$

$$a^2 = (-0.5 - j0.87) = 1\angle 240^\circ \quad \text{equivale a un giro del vector de } +240^\circ \quad (3.1)$$

Las ecuaciones 3.1., muestran las definiciones del operador a , útil para realizar los giros de 120° a los vectores situados en el plano de Gauss. [15]

Unas primeras relaciones se obtienen de forma directa de la **Figura 3.2.** Así por ejemplo, si se tiene la magnitud intensidad (podría haber sido la tensión), las siguientes relaciones, a las cuales se les denomina, Ecuaciones A (3.2).

Ecuaciones A:

$$\begin{aligned}\vec{I}_R &= \vec{I}_{R1} + \vec{I}_{R2} + \vec{I}_{R0} \\ \vec{I}_S &= \vec{I}_{S1} + \vec{I}_{S2} + \vec{I}_{S0} = \vec{I}_{R1} \vec{a}^2 + \vec{I}_{R2} \vec{a} + \vec{I}_{R0} \\ \vec{I}_T &= \vec{I}_{T1} + \vec{I}_{T2} + \vec{I}_{T0} = \vec{I}_{R1} \vec{a} + \vec{I}_{R2} \vec{a}^2 + \vec{I}_{R0}\end{aligned}\tag{3.2}$$

Las ecuaciones "A", permiten hallar el valor de una magnitud, si son conocidas sus componentes simétricas. Pero ésta no es la situación más normal, sino al contrario, es más frecuente conocer alguna de las magnitudes reales y desconocer los valores de sus componentes simétricas; en tal caso, las fórmulas que resultarán útiles serán las siguientes:

$$\begin{aligned}\Rightarrow (\vec{I}_R + \vec{I}_S \vec{a} + \vec{I}_T \vec{a}^2) &= \vec{I}_{R1} (1 + \vec{a}^3 + \vec{a}^3) + \vec{I}_{R2} (1 + \vec{a}^2 + \vec{a}^4) + \vec{I}_{R0} (1 + \vec{a} + \vec{a}^2) = 3\vec{I}_{R1} \\ \Rightarrow (\vec{I}_R + \vec{I}_S \vec{a}^2 + \vec{I}_T \vec{a}) &= \vec{I}_{R1} (1 + \vec{a}^4 + \vec{a}^2) + \vec{I}_{R2} (1 + \vec{a}^3 + \vec{a}^3) + \vec{I}_{R0} (1 + \vec{a}^2 + \vec{a}) = 3\vec{I}_{R2} \\ \Rightarrow (\vec{I}_R + \vec{I}_S + \vec{I}_T) &= \vec{I}_{R1} (1 + \vec{a}^2 + \vec{a}) + \vec{I}_{R2} (1 + \vec{a} + \vec{a}^2) + \vec{I}_{R0} (1 + 1 + 1) = 3\vec{I}_{R0}\end{aligned}\tag{3.3}$$

De estas expresiones, se pueden aislar las componentes simétricas, por ejemplo de la intensidad, con lo que se obtienen las llamadas Ecuaciones B (3.4).

Ecuaciones B:

$$\begin{aligned}\vec{I}_{R1} &= \frac{1}{3} (\vec{I}_R + \vec{I}_S \vec{a} + \vec{I}_T \vec{a}^2) \\ \vec{I}_{R2} &= \frac{1}{3} (\vec{I}_R + \vec{I}_S \vec{a}^2 + \vec{I}_T \vec{a}) \\ \vec{I}_{R0} &= \frac{1}{3} (\vec{I}_R + \vec{I}_S + \vec{I}_T)\end{aligned}\tag{3.4}$$

El método de las componentes simétricas, permite descomponer cualquier sistema trifásico asimétrico en tres sistemas de componentes simétricas.

$$\begin{aligned}
 \vec{I}_R &= \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_0 \\
 \vec{I}_S &= a^2 \vec{I}_1 + a \vec{I}_2 + \vec{I}_0 \\
 \vec{I}_T &= a \vec{I}_1 + a^2 \vec{I}_2 + \vec{I}_0 \\
 \vec{U}_R &= \vec{U}_1 + \vec{U}_2 + \vec{U}_0 \\
 \vec{U}_S &= a^2 \vec{U}_1 + a \vec{U}_2 + \vec{U}_0 \\
 \vec{U}_T &= a \vec{U}_1 + a^2 \vec{U}_2 + \vec{U}_0
 \end{aligned}
 \quad
 \begin{aligned}
 \vec{I}_1 &= \frac{1}{3}(\vec{I}_R + a \vec{I}_S + a^2 \vec{I}_T) \\
 \vec{I}_2 &= \frac{1}{3}(\vec{I}_R + a^2 \vec{I}_S + a \vec{I}_T) \\
 \vec{I}_0 &= \frac{1}{3}(\vec{I}_R + \vec{I}_S + \vec{I}_T) \\
 \vec{U}_1 &= \frac{1}{3}(\vec{U}_R + a \vec{U}_S + a^2 \vec{U}_T) \\
 \vec{U}_2 &= \frac{1}{3}(\vec{U}_R + a^2 \vec{U}_S + a \vec{U}_T) \\
 \vec{U}_0 &= \frac{1}{3}(\vec{U}_R + \vec{U}_S + \vec{U}_T)
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

Las componentes de corriente (I_1 , I_2 y I_0) o de voltaje (U_1 , U_2 y U_0) se refieren siempre a la fase (R). Normalmente, esta fase de referencia no se indica como subíndice. Finalmente, antes de iniciar el cálculo las corrientes de cortocircuito, debemos deducir un último grupo de ecuaciones, llamadas "Ecuaciones C" (3.6), que representan a las tres redes de secuencia equivalentes.

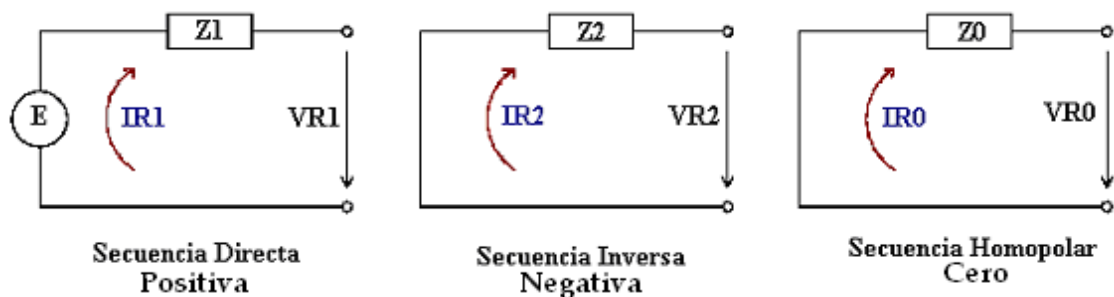


Figura 3.4. Circuitos equivalentes para la obtención de las ecuaciones (C) de los sistemas simétricos

Estos circuitos equivalentes se obtienen de la teoría de las componentes simétricas, la cual indica que una red de secuencia está formada por una fuente de tensión más una impedancia en serie. Esta impedancia es el equivalente de Thevenin de la red buscada, vista desde el punto de cortocircuito (**Figura 3.4**).

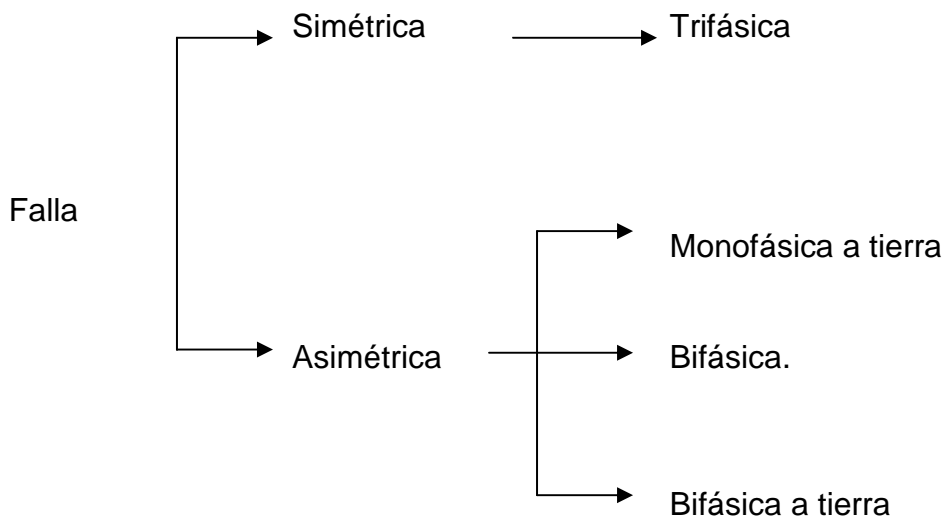
Así, y aplicando las leyes de Kirchoff, se tienen:

Ecuaciones C:

$$\begin{aligned} \vec{V}_{R1} &= \vec{E} - \vec{I}_{R1} \vec{Z}_1 \\ \vec{V}_{R2} &= -\vec{I}_{R2} \vec{Z}_2 \\ \vec{V}_{R0} &= -\vec{I}_{R0} \vec{Z}_0 \end{aligned} \tag{3.6}$$

TIPOS DE CORTOCIRCUITOS [9][15]

Un cortocircuito se presenta ante la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:



Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características específicas. La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados. En el estudio de estas corrientes, se utiliza generalmente el método de componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados o desbalanceados.

Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puede superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Es poco frecuente que la corriente de falla monofásica supere en amplitud la corriente generada por una falla trifásica. La magnitud de la falla monofásica puede superar a la generada por una falla trifásica en el mismo punto, en el caso de que la falla no involucre la malla de tierra.

En general, la falla trifásica es la que impone las condiciones más severas a los componentes del sistema, y por lo tanto, los estudios de cortocircuitos enfocan con más atención este tipo de fallas.

De los cuatro tipos de cortocircuito descritos, solo el trifásico produce un sistema de intensidades simétricas en las tres fases. A fin de calcularse las corrientes circulantes por las fases en cortocircuitos bifásicos, bifásicos con contacto a tierra y monofásicos se usará el método de las componentes simétricas.

El término corto-circuito puede ser usado para describir un shunt que puede tener alguna de las siguientes características:

- Involucra las tres fases y un cortocircuito simétrico con impedancia
- Cortocircuito asimétrico, que implica menos de 3 fases y la tierra

Los análisis de cortocircuito se necesitan para el diseño de sistemas de potencia, por ejemplo para especificar las dimensiones de los equipos. La selección de los equipos que conforman la red no sólo depende de los requerimientos en voltaje y corriente en estado estable, sino de los requerimientos en voltaje y corriente durante eventos de cortocircuito. Las aplicaciones donde se requiere el análisis de cortocircuito son:

- Estudiar fallas comparadas con la interrupción o suicheo de los equipos

- Verificación de la soportabilidad térmica de los componentes del sistema de potencia
- Selección y ajuste de los equipos de protección
- Dimensionamiento de los equipos de puesta a tierra y a neutro y diseño de la malla de tierra de subestaciones.

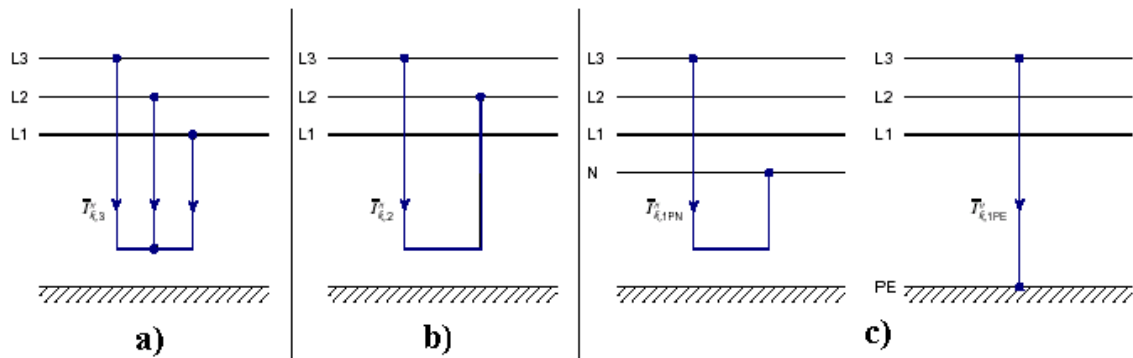


Figura 3.5. Tipos de Cortocircuito

En la **Figura 3.5.**, se indican la representación gráfica de los tipos de cortocircuitos que pueden darse en el sistema eléctrico de potencia.

Los porcentajes promedios de ocurrencia de cada tipo de cortocircuito en un sistema, se indica en la **Tabla 3.1.**

TIPOS DE CORTOCIRCUITOS	INCIDENCIA (%)
Monofásicos	80
Bifásicos	15
Trifásicos	5

Tabla 3.1. Porcentajes de ocurrencia de cortocircuitos

CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO [15]

Los cortocircuitos trifásicos son las fallas que producen las mayores exigencias de corriente en el sistema y consisten en el contacto de las tres fases directamente o a través de una impedancia de valor bajo. Un cortocircuito trifásico que se

prolongue en el tiempo puede producir daños físicos en el equipamiento de la red (quema de transformadores, generadores, etc.), que impidan reestablecer la entrega de electricidad en un corto plazo. Este tipo de cortocircuito debe ser detectado y eliminado en el menor tiempo posible. Cuando se produce un cortocircuito, los equipos del sistema tienden a comportarse en una forma distinta a cuando están en operación normal. Desde el punto de vista de análisis, es el más simple de ser calculado, porque al estar involucradas las tres fases en la misma forma las corrientes de cortocircuito son iguales en las tres fases, siendo representado por un sistema de corrientes simétrico.

Los voltajes en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo pero con argumentos desfasados 120°. Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa o positiva.

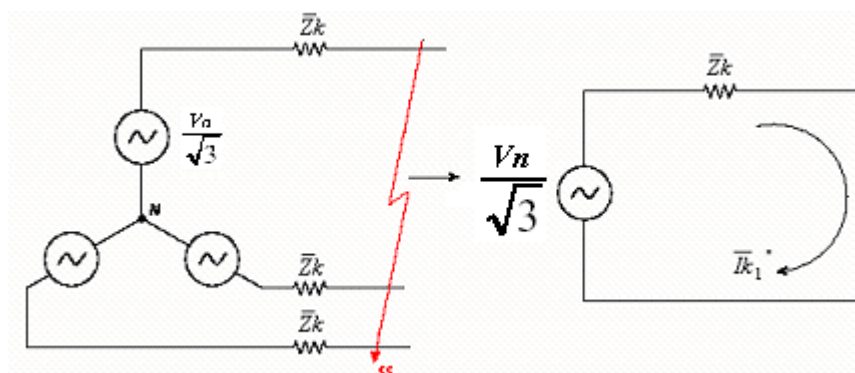


Figura 3.6. Representación de un Cortocircuito Trifásico

$$\overline{I''k_3} = \frac{\overline{V_n}}{\sqrt{3} \cdot \overline{Z_k}} \quad (3.7)$$

$\overline{I''k_3}$: Corriente trifásica inicial de cortocircuito

$\overline{Z_k}$: Impedancia equivalente del circuito de falla

CORTOCIRCUITO ENTRE DOS FASES [15]

Los cortocircuitos bifásicos consisten en el contacto de dos fases entre sí. Como ejemplos de cortocircuito bifásico puede citarse: el roce de dos fases en líneas aéreas y la falla del aislamiento puntual en cables aislados. Este tipo de cortocircuito produce un sistema desequilibrado de corrientes, con intensidades diferentes en las tres fases, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa.

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las de la falla trifásica, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas sincrónicas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.

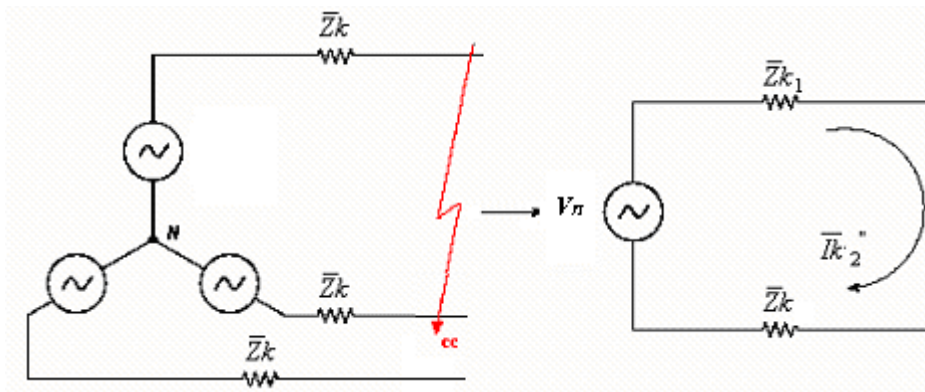


Figura 3.7. Representación de un Cortocircuito Bifásico

$$\overline{I''k_2} = \frac{\overline{Vn}}{2 \cdot \overline{Zk}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \overline{I''k_3} \quad (3.8)$$

$I''k_2$: Corriente de cortocircuito bifásico aislado de tierra.

CORTOCIRCUITO BIFÁSICO CON CONTACTO A TIERRA [15]

En este tipo de cortocircuitos, dos de las fases toman contacto entre sí y con la tierra en el punto de falla. Es este el tipo de cortocircuito con menor probabilidad de ocurrencia.

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ENTRE UNA FASE Y NEUTRO [15]

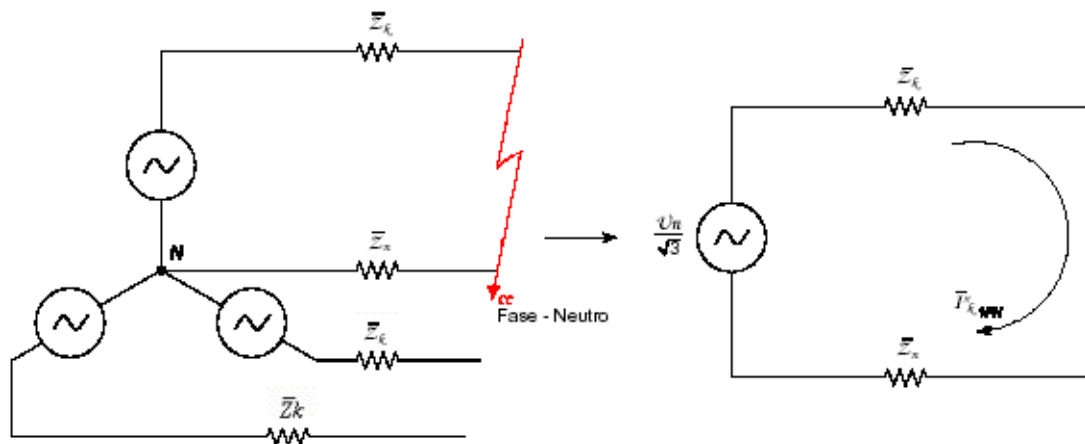


Figura 3.8. Representación de un Cortocircuito Monofásico (Fase-Neutro)

$$\bar{I}'' k_{1N} = \frac{\bar{V}_n}{\sqrt{3}(\bar{Z}_k + \bar{Z}_n)} \quad (3.9)$$

$\bar{I}'' k_{1N}$ Corriente de cortocircuito entre una fase y neutro.

Z_n Impedancia equivalente del conductor neutro de retorno

CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO ENTRE UNA FASE Y TIERRA [15]

El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema (en líneas aéreas, 80% de los cortocircuitos son monofásicos). Las corrientes de cortocircuito que provoca

dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor.

Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar.

Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (directa o positiva, inversa o negativa y homopolar o cero).

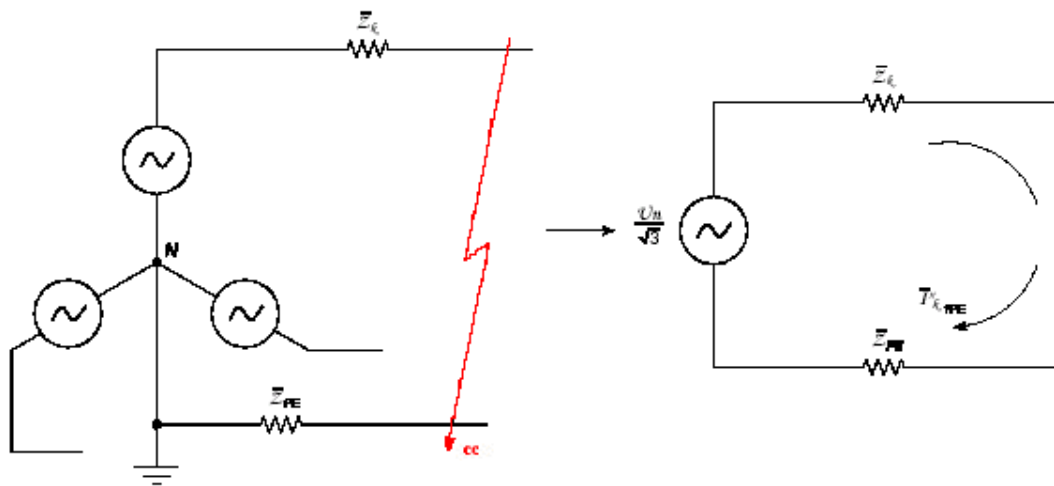


Figura 3.9. Representación de un Cortocircuito Monofásico (Fase-Tierra)

$$\bar{I}'' k_{1PE} = \frac{\bar{V}_n}{\sqrt{3}(\bar{Z}_k + \bar{Z}_{PE})} \quad (3.10)$$

$\bar{I}'' k_{1PE}$ Corriente de cortocircuito entre una fase y tierra.

Z_{PE} Impedancia equivalente de retorno por tierra

FUENTES QUE CONTRIBUYEN A LA FALLA [13]

Para evaluar la corriente de cortocircuito de un sistema de potencia es necesario identificar los diferentes equipos que van a contribuir a la corriente de falla.

Las principales fuentes que contribuyen a aumentar las corrientes de cortocircuito son las siguientes:

- Red de suministro de energía eléctrica de la distribuidora.
- Máquinas eléctricas sincrónicas (generadores y motores).
- Máquinas eléctricas asincrónicas (motores).

RED DE DISTRIBUCIÓN [13]

Se representa a través de una impedancia de valor constante referida al punto de conexión. Usualmente la empresa distribuidora indica la potencia de cortocircuito o la corriente de cortocircuito simétrica inicial, en el punto de conexión.

I''_{kQ}	Corriente de cortocircuito simétrica inicial
Un_Q	Voltaje nominal eficaz de línea de la red
$S''_{kQ} = \sqrt{3} \cdot Un_Q \cdot I''_{kQ}$	Potencia de cortocircuito simétrica inicial
$Z_Q = \frac{Un_Q}{\sqrt{3} \cdot I''_{kQ}} = \frac{Un_Q^2}{S''_{kQ}}$	Valor absoluto de la impedancia de cortocircuito

El modelo equivalente a utilizar para la Red de Distribución es el mostrado en la **Figura 3.10**.

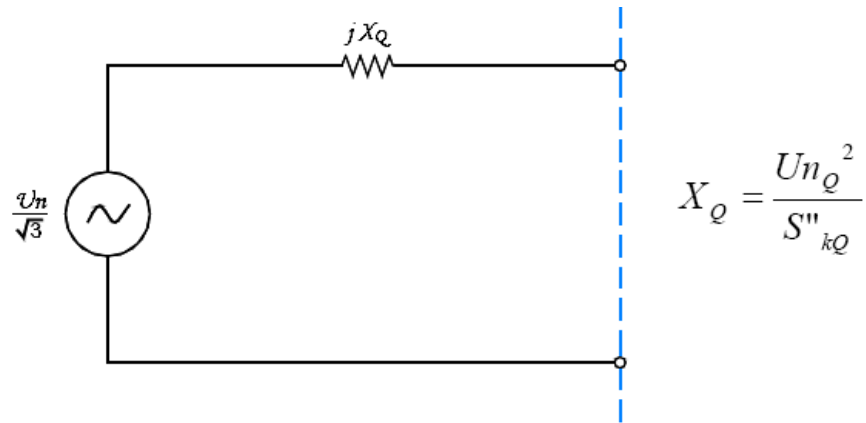


Figura 3.10. Circuito equivalente para la red de distribución

MÁQUINAS SINCRÓNICAS [13]

Al producirse un cortocircuito en los bornes del estator, el eje de una máquina síncrona continua girando, accionado por su máquina motriz (funcionando como generador) o debido a la inercia de la carga (funcionando como motor), y el campo del rotor excitado por la fuente externa de corriente continua, por lo que en ambos casos la máquina se comporta como una fuente aportando al cortocircuito.

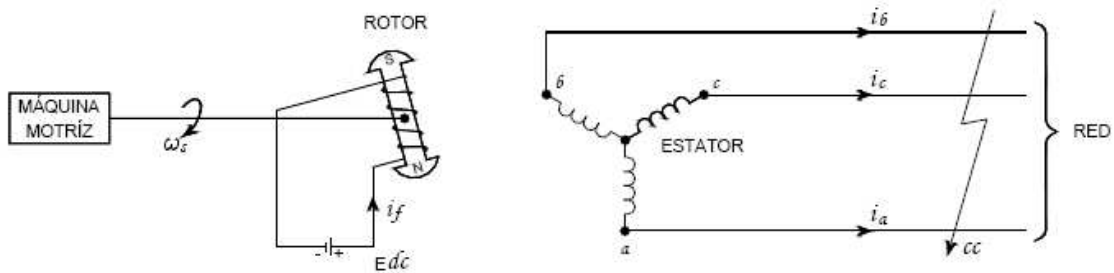


Figura 3.11. Máquina síncrona funcionando como generador

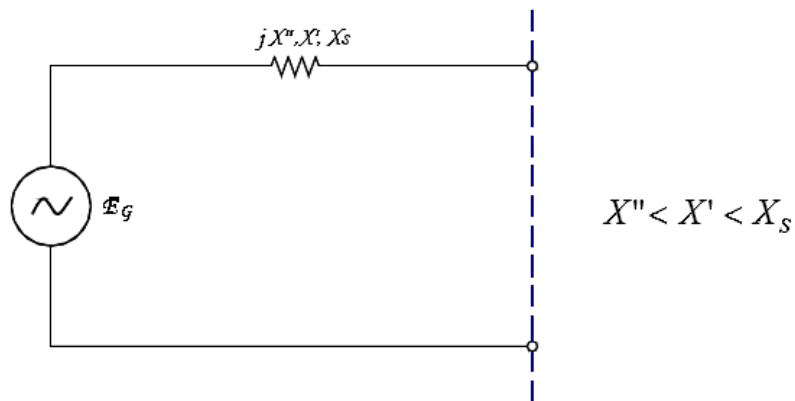


Figura 3.12. Circuito equivalente para modelar una máquina síncrona

3.4.2.1. Reactancias a considerar en máquinas síncronas delante de un cortocircuito [15]

Al producirse un cortocircuito, la fuerza electromotriz de las máquinas síncronas no varía, considerándose que el aumento de la intensidad es debido a la disminución que presentan los valores instantáneos de las diversas reactancias que intervienen en el mismo. Se consideran dos tipos de reactancias:

- Reactancias de eje directo: estas reactancias están referidas a la posición del rotor en el cual coinciden los ejes de los bobinados del rotor y del estator.
- Reactancias en cuadratura: estas reactancias aparecen cuando el rotor ocupa una posición tal que los ejes de los bobinados del rotor y del estator forman un ángulo de 90° (están en cuadratura).

Las reactancias directas son:

- Reactancia subtransitoria (X''_d): Es la denominada reactancia inicial saturada. Incluye las reactancias de dispersión de los bobinados del estator y del rotor del generador, incluyéndose también en el flujo de dispersión del

rotor, la influencia de las barras de amortiguación y de las piezas macizas anexas.

- Reactancia transitoria ($X'd$): Es mayor que la reactancia subtransitoria (entre 1,2 y 1,5 veces), siendo también una reactancia saturada. Incluye las reactancias de dispersión de los bobinados del estator y de excitación del generador.
- Reactancia sincrónica (X_d): Es la mayor de las tres reactancias directas. Es una reactancia semisaturada, comprendiendo la reactancia de dispersión del estator y la reactancia de las pérdidas por reacción de inducido.

Las reactancias inversas son:

- La reactancia inversa, (X_2) es la reactancia que aparece en el generador cuando se le aplica una secuencia inversa de tensiones (RTS). Lo que representa que, durante unos instantes, la velocidad relativa entre el rotor (que aún gira) y el campo magnético giratorio (campo inverso) es el doble de la velocidad de sincronismo.
- Máquinas con rotor de polos salientes: En los generadores hidroeléctricos con bobinado de amortiguación, la posición del rotor influye notablemente en el entrehierro del mismo cumpliéndose:

$$X_2 = \frac{X''_d + X''_q}{2} = 1.2 \cdot X''_d \quad (3.11)$$

- Máquinas con rotor liso: En los turbogeneradores con bobinado de amortiguamiento se cumple (al no variar el entrehierro con la posición del rotor):

$$X_2 = \frac{X''_d + X''_q}{2} = X''_d \quad (3.12)$$

La reactancia homopolar (X_0) depende en los generadores únicamente de los flujos de dispersión, ya que los sistemas homopolares no generan campos magnéticos giratorios. Las reactancias homopolares son siempre menores que las subtransitorias ($X_0 = 1/4 X''_d$). La reactancia homopolar sólo influye en los cortocircuitos entre los bornes y el punto neutro de un generador, o en los cortocircuitos a tierra cuando los sistemas están conectados en estrella, no apareciendo esta componente en sistemas conectados en triángulo.

El **Anexo 8**, muestra una tabla con los valores a ser considerados al momento de realizar los cálculos de las impedancias de los diversos dispositivos eléctricos. Es necesario recordar que las impedancias homopolares deben ser halladas en forma experimental si se desean calcular con exactitud.

MÁQUINAS ASINCRÓNICAS [13] [15]

La principal aplicación de este tipo de máquinas eléctricas es como motor en la industria.

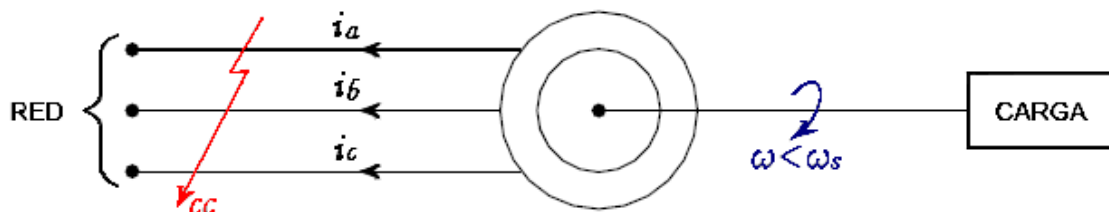


Figura 3.13. Máquina asincrónica

En el caso de un cortocircuito la tensión de alimentación del campo del estator deja de existir, y por lo tanto también la excitación del campo del rotor. El transitorio en este caso sólo se debe al campo magnético residual existente en el rotor y a la inercia de la carga, y la corriente de cortocircuito tenderá a cero rápidamente en un período de 2 a 3 ciclos.

MOTORES Y CONDENSADORES SINCRÓNICOS [13] [15]

La corriente de cortocircuito generada por un motor sincrónico puede llegar a tener la misma amplitud que la aportada por un generador sincrónico. Al producirse un cortocircuito en la barra de alimentación de un motor sincrónico, la tensión del sistema disminuye reduciendo el flujo de potencia activa entregada al motor. Al mismo tiempo, la tensión inducida hace que se invierta el sentido de giro de la corriente de estator, circulando por lo tanto desde el motor hacia el punto de falla. La inercia tanto del motor como de la carga, hace que el motor se comporte como un generador aportando corriente al cortocircuito. La corriente de cortocircuito aportada por el motor disminuye su amplitud conforme el campo magnético en el entrehierro de la máquina se reduce, debido a la desaceleración del motor.

El circuito equivalente es similar al del generador, y la corriente de falla queda definida por las reactancias subtransitorias, transitorias, y sincrónicas para los diferentes instantes de tiempo.

MOTORES DE INDUCCIÓN [15]

Tanto los motores de inducción pueden contribuir a la corriente de falla. Esta corriente es generada debido a la existencia de energía cinética almacenada en el rotor y la carga, más la presencia de la tensión inducida producto del campo magnético giratorio presente en el entrehierro. Debido a que el campo magnético inducido en el motor de inducción no es mantenido en forma externa, este se hace nulo rápidamente, razón por la cual la corriente aportada a la falla sólo dura algunos ciclos. La corriente de cortocircuito aportada por un motor de inducción en régimen estacionario es cero. En la **Figura 3.14.**, se muestra el circuito equivalente del motor de inducción. La corriente de cortocircuito aportada por un motor de inducción, está limitada solamente por su reactancia subtransitoria, X''_d .

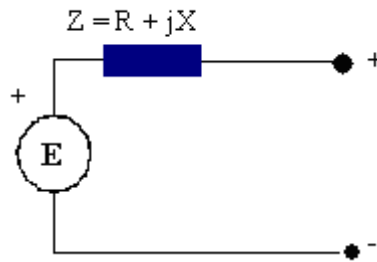


Figura 3.14 Circuito equivalente del motor de inducción

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS SEGÚN NORMAS ANSI/IEE (AMERICANAS) [14]

INTRODUCCIÓN [14]

Hoy en día existen normas relativas al cálculo de cortocircuitos con el fin de especificar interruptores.

3.5.1.1. Corrientes Simétricas [22]

El ajuste de su reactancia dependiendo del tipo de máquina establece la norma.

3.5.1.2. Corrientes Asimétricas [22]

La norma recomienda que para obtener las corrientes de falla asimétricas se utilice multiplicadores aplicados a las corrientes de fallas simétricas, obtenidas de curvas parametrizadas relacionando el tiempo de apertura de los contactos del interruptor con la relación entre la reactancia y la resistencia de la red en el punto de falla.

3.5.1.3. Corriente de Retardo vs. Corriente de Estado Permanente [22]

Durante el estado de retardo la corriente de falla recibe el nombre de corriente de retardo, se recomienda modelar los generadores de la red en función de su reactancia transitoria o de su reactancia de estado permanente.

3.5.1.4. Corriente Pico [22]

Para la obtención de esta corriente la norma recomienda la aplicación de la relación entre su reactancia y resistencia (X/R).

La relación X/R se obtiene a partir de la ecuación 3.13., así:

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \times \frac{f}{f_c} \quad (3.13)$$

Donde:

- f Frecuencia del sistema
- f_c Frecuencia de la fuente equivalente
- X_c Reactancia equivalente de falla
- R_c Resistencia equivalente de falla

Con esta relación se obtiene la corriente pico a través de la corriente inicial de cortocircuito.

3.5.1.5. Corriente Inicial de Cortocircuito [22]

Es aquella corriente que se presenta luego de iniciado el cortocircuito.

3.5.1.6. Voltaje de Prefalla [22]

La norma establece que el valor a considerar como voltaje de prefalla sea de 1 p.u. en las barras del sistema.

Las normas C37.010 – 1979 y C37.5 – 1979 establecen métodos de cálculo de corrientes de cortocircuito en base a valores simétricos y asimétricos

respectivamente, para la especificación de interruptores de alto voltaje. Para interruptores de bajo voltaje se utiliza la norma C37.13 – 1981.

NORMA C37.010 – 1979 [14]

Esta norma es una guía para la selección y aplicación de interruptores a nivel de alto voltaje.

Presenta dos métodos de cálculo: método simplificado E/X y el método corregido de E/X. El segundo método presenta resultados más exactos por lo tanto se enfatizará únicamente en éste.

El Método corregido de E/X llamado también “Método corregido de E/X con Decrementos CA y CC” provee un planteamiento preciso para la aplicación de interruptores de alto voltaje en base a valores simétricos.

Este método determina un procedimiento para la aplicación de factores de multiplicación a los cálculos de E/X. E es el voltaje típico de prefalla (1 p.u.) y X es la reactancia equivalente vista desde el punto de falla.

La norma recomienda seguir una serie de pasos que se pueden resumir en lo siguiente:

- 1) Construcción del diagrama de impedancias en base a parámetros y datos del sistema, dados por los fabricantes ó en tablas.
- 2) Determinación del voltaje de pretalla. En general se asume $E = 1$ p.u.
- 3) Determinación de la red de reactancias dentro de los regímenes momentáneos y de interrupción. Las reactancias de interrupción se corrigen aplicando factores de multiplicación adecuados dadas por la norma y permiten construir la red de secuencia positiva, negativa y cero.
- 4) Determinación de la red de resistencias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, a partir del diagrama unifilar. Las resistencias son

modificadas por los mismos factores de multiplicación aplicados a las reactancias.

- 5) Reducción de las redes de secuencia a reactancias y resistencias equivalentes vistas desde el punto de vista de la falla.
- 6) Cálculo de corrientes de cortocircuito para las redes de interrupción y momentánea, en la barra bajo falla, de la siguiente manera:

FALLA TRIFASICA:

Régimen momentáneo: $I_{CC30M} = 1.6 * E / X_{M1}$ **(3.14)**

Régimen de interrupción: $I_{CC30I} = E / X_{I1}$ **(3.15)**

FALLA MONOFASICA:

Régimen momentáneo: $I_{CC10M} = 1.6 \times \frac{3 \times E}{(X_{M1} + X_{M2} + X_{M0})}$ **(3.16)**

Régimen de interrupción: $I_{CC10I} = \frac{3 \times E}{(X_{I1} + X_{I2} + X_{I0})}$ **(3.17)**

donde:

I_{CC30I} , I_{CC30M} : Corriente de cortocircuito trifásica de interrupción y momentánea.

I_{CC10I} , I_{CC10M} : Corriente de cortocircuito monofásica de interrupción y momentánea.

X_{M1} , X_{M2} , X_{M0} : Reactancias momentáneas de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

X_{I1} , X_{I2} , X_{I0} : Reactancias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

La norma indica que la selección del interruptor será apropiada si la corriente de cortocircuito calculada multiplicada por el factor de 1.6 no excede la corriente momentánea del interruptor, es decir, se compara con la corriente de cortocircuito asimétrica.

- 7) Determinación de la razón X/R equivalente en el punto de falla para la red de interrupción como sigue:

FALLA TRIFASICA:

$$X/R = X_{I1} / R_{I1} \quad (3.18)$$

FALLA MONOFASICA:

$$X / R = \frac{2 \times X_{I1} + X_{I0}}{2 \times R_{I1} + R_{I0}} \quad (3.19)$$

donde:

R_{I1} , R_{M1} : Resistencia de interrupción y momentánea de secuencia positiva respectivamente, reducidas al punto de falla.

- 8) Selección del factor de multiplicación (FM) para la corrección de E/X, obtenida en 6) correspondiente a la red de interrupción.
- 9) Obtenido el factor FM, se multiplica a la relación E/X para tener la corriente de interrupción impuesta al interruptor.
- 10) Finalmente se determina la capacidad de interrupción simétrica del interruptor en base a las características de especificación dadas.

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS SEGÚN LA NORMA IEC 60909 [11] [18]

La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thevenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar).

DEFINICIONES DE LAS DIFERENTES CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO [11]

3.6.1.1. Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k'') [11]

Valor eficaz de la componente simétrica alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de la aparición del cortocircuito, si la impedancia conserva su valor inicial.

El cálculo de las diferentes corrientes de cortocircuito iniciales se efectúa por aplicación de las fórmulas de la tabla 3.3.

Esta norma no recomienda un ajuste inicial de la reactancia de las máquinas rotativas para el cálculo de las corrientes iniciales.

3.6.1.2. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito (I_p) [11]

Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista. Para el cálculo de la corriente de cresta o pico I_p , se considera la máxima asimetría posible de la corriente debido a la componente de continua, esta asimetría dependen de la relación R/X del circuito en falla y del valor de la tensión en el instante del cortocircuito.

En el diseño se trabaja con el valor máximo posible y se calcula cualquiera sea la naturaleza de la falla a partir de la siguiente fórmula:

$$I_p = k\sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (3.20)$$

donde:

I_k'' : corriente de cortocircuito inicial

k : factor, función de la relación R/X del circuito

El factor k se puede obtener del gráfico de la **Figura 3.15** o calcular con la fórmula 3.31:

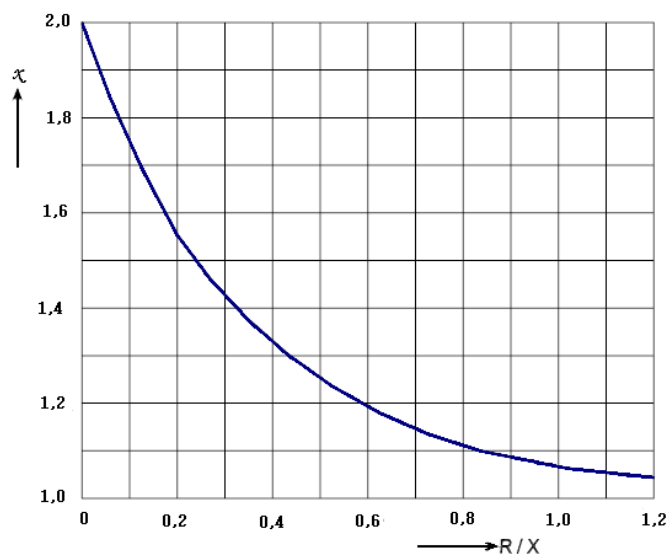


Figura 3.15. Curva para calcular el factor k

$$k \cong 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\left(\frac{3R}{X}\right)} \quad (3.21)$$

3.6.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b) [11]

El cálculo de la corriente de cortocircuito de corte sólo es necesaria en el caso de una falla cercana a los generadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados.

Esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos.

Esta corriente puede calcularse, con una buena aproximación, con la ayuda de la fórmula 3.32.

$$I_b = \mu \cdot I_k'' \quad (3.22)$$

μ : factor función del tiempo de retardo mínimo del interruptor t_{\min} y de la razón k''/I_r (**Figura 3.16**) que relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria con I_r (corriente asignada al generador).

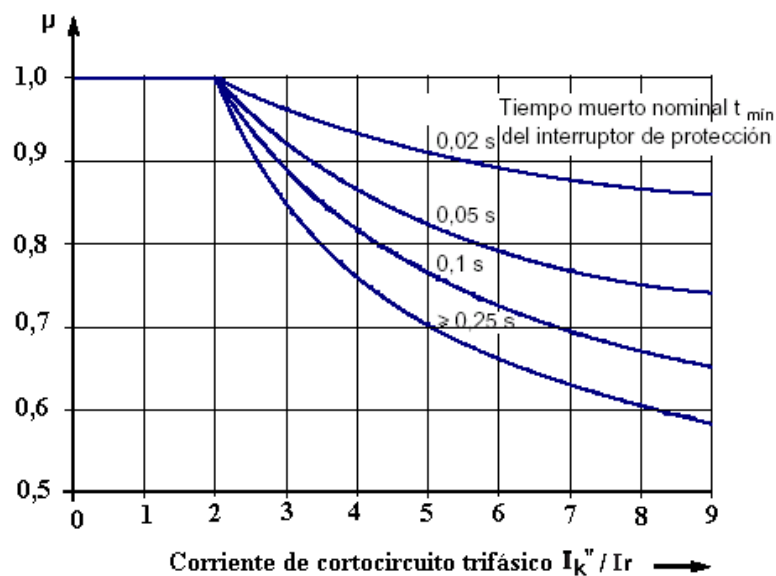


Figura 3.16. Factor μ para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte I_b

3.6.1.4. Corriente de cortocircuito permanente (I_k) [11]

Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se mantiene tras la extinción de los fenómenos transitorios.

La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores, por lo tanto, su cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial I_k'' .

En el caso en el que el cortocircuito es alimentado por un generador o máquina sincrónica, la corriente máxima de cortocircuito permanente, bajo la máxima excitación del generador sincrónico, viene dada por:

$$Ik_{m\acute{a}x} = \lambda_{m\acute{a}x} \cdot I_r \quad (3.23)$$

La corriente de cortocircuito mínima permanente se obtiene para una excitación constante (mínima) en vacío de la máquina sıncronica, viene dada por:

$$Ik_{mín} = \lambda_{mín} \cdot I_r \quad (3.24)$$

donde:

I_r : valor asignado a la corriente en bornes del generador

λ : factor dependiente de la inductancia de saturación X_{dsat} .

Los valores de $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{mín}$ se obtienen mediante la **Figura 3.17** para los generadores.

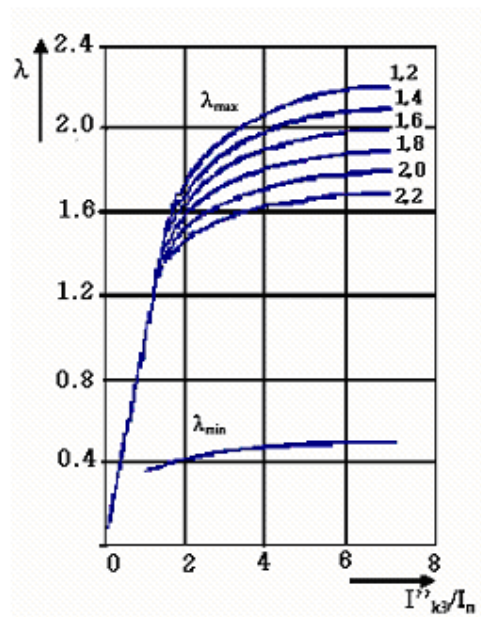


Figura 3.17. Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{mín}$ para generadores

La norma IEC 60909 define y presenta un procedimiento, que utiliza las componentes simétricas. Desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas.

Esta norma no cuenta con curvas para el cálculo de corrientes asimétricas, existen varios procedimientos para determinar el valor de la corriente pico que son utilizados para el cálculo de la componente DC de la corriente de falla.

Además, esta norma considera a la corriente de falla como la corriente de estado permanente, recomienda usar las reactancias de los generadores utilizados para el cálculo de las corrientes iniciales de falla y considera que la corriente de falla en estado permanente es la corriente inicial de falla calculada sin considerar los motores, para este cálculo se establece la representación del sistema de excitación del generador.

Para el cálculo del voltaje de prefalla se recomienda el uso de multiplicadores debido básicamente a que se tienen taps en los transformadores, cargas del sistema, shunts en transformadores, comportamiento subtransitorio de máquinas rotativas.

Los multiplicadores de voltaje prefalla utilizados el cálculo de las corrientes máxima y mínima de falla son 1.1 y 1 respectivamente.

PROCEDIMIENTO [11] [18]

1. Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla, igual a:

$$V_{eq} = cV_n/\sqrt{3}.$$

Se introduce un factor “c” de la tensión porque es necesario para tener en cuenta:

- Las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo.
- Los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores.
- El comportamiento subtransitorio de los generadores y de los motores.

Según los cálculos a efectuar y los márgenes de tensión considerados, los valores normativos de este factor de tensión están indicados en la **Tabla 3.2.**

TENSIÓN NOMINAL Vn	FACTOR DE TENSIÓN "c" PARA EL CÁLCULO DE	
	Icc máx.	Icc mín.
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

Tabla 3.2.- Valores del factor de tensión "c" (IEC 60909)

1. Determinación y suma de las impedancias equivalentes: directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de falla.
1. Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. Las fórmulas a emplear para el cálculo de Icc están indicadas en la **Tabla 3.3.**

Tipo de Cortocircuito	I _k " Caso General	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Z_t cualquiera)	$= \frac{c.Vn}{\sqrt{3} Z_d }$	$= \frac{c.Vn}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto de falla con $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$</p> <p>donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie</p>		
Bifásico aislado (Z_t = ∞)	$= \frac{c.Vn}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{c.Vn}{2 Z_d }$
Monofásico	$= \frac{c.Vn.\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$= \frac{c.Vn\sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$

Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0)	$= \frac{c.Vn.\sqrt{3}. Z_i }{ Z_d.Z_i + Z_i.Z_0 + Z_d.Z_0 }$	$= \frac{c.Vn.\sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$
---	---	--

Datos de la tabla:

V:	tensión eficaz compuesta de la red trifásica.
I _k '':	corriente de cortocircuito en módulo
Z _d , Z _i , Z ₀ :	impedancias simétricas
Z _{cc} :	impedancia de cortocircuito
Z _t :	impedancia de tierra

Tabla 3.3.- Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red (IEC 60909)

1. A partir del valor de I_{cc} (I_k''), se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o, incluso, I_{cc} permanente máxima.

- Influencia de la distancia de separación entre la falla y el generador

Con este método de cálculo es conveniente distinguir dos casos:

- Cortocircuitos alejados de los generadores, que corresponden a las redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada. Generalmente el caso de los circuitos de baja tensión.
- Cortocircuitos próximos a los generadores, que corresponden a las redes para las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas. Este caso se presenta generalmente en alta tensión.
- Para los cortocircuitos alejados de los generadores se presenta igualdad:
 - Entre los valores de corriente de cortocircuito inicial (I_k''), permanente (I_k) y de interrupción (I_b)

$$I_k'' = I_k = I_b.$$
 - Entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i)

$$Z_d = Z_i.$$

- Por otro lado, para los estudios de los cortocircuitos próximos a los generadores, se produce la siguiente desigualdad: $I_k < I_b < I_k''$; y adicionalmente Z_d no es igual a Z_i .

DIFERENCIAS ENTRE LOS ESTÁNDARES IEC 60909 Y ANSI/IEEE [18] [19]

Las diferencias entre estos dos estándares son numerosas y significativas pero básicamente la diferencia radica en los siguientes aspectos:

- La asociación conceptual entre los tipos de carga, el modelamiento del sistema y los procesamientos computacionales, los requerimientos para aplicar cada uno de los estándares difiere en los resultados calculados.
- El cálculo de la corriente de falla en estado estable de la norma IEC 60909 toma en cuenta la configuración de excitación de la máquina sincrónica.
- La norma ANSI no distingue entre los tipos de red, generaliza el cálculo y lo simplifica a una simple impedancia Thévenin.
- En los cálculos de la norma IEC, el primer parámetro que se obtiene es la corriente inicial de cortocircuito ya que las demás corrientes que se pueden obtener con esta norma están basadas en este valor de corriente para su cálculo, por consiguiente, todas las corrientes que se obtienen de la norma IEC dependen directamente de la corriente inicial de cortocircuito calculada.
- La norma ANSI no distingue si los motores o máquinas de inducción se encuentran alejados o cercanos al punto de falla para los cálculos

de cortocircuito. IEC considera generadores y motores como cerca o lejos desde la localización de la falla a interrumpir al estado estable de la corriente calculada.

- IEC requiere que la componente dc de corriente sea calculada al momento de la separación de los contactos para calcular la corriente asimétrica de ruptura. La componente dc no es requerida por el estándar ANSI.

$$i_{dc} = \sqrt{2} I''_k \varepsilon^{\frac{\omega t}{X} - \frac{R}{R}}$$

- ANSI utiliza un voltaje de prefalla igual del sistema. IEC considera un voltaje multiplicado por un factor c.

$$cV_n = V \left(1 + \frac{I \cdot \sqrt{3} X''_d \text{sen} \phi}{V} \right) \approx 1.1$$

- Los cálculos de la corriente de estado estable están más relacionados con el estándar IEC.
- Los cálculos a realizarse en computadora para el estándar IEC requiere de una larga base de datos.

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los requerimientos de datos según las normas ANSI e IEC. **[22]**

DATOS REQUERIDOS	RECOMENDACIÓN NORMA	
	IEC	ANSI
Red de secuencia positiva	Omitir las cargas estáticas y los ramales en derivación de los elementos del sistema, solo se deben considerar las impedancias serie.	Omitir las cargas estáticas y los ramales en derivación de los elementos del sistema, solo se deben considerar las impedancias serie.
Red de secuencia negativa	Se debe modelar la impedancia de secuencia negativa para fallas desbalanceadas.	Rara vez esta norma modela la impedancia de secuencia negativa para fallas desbalanceadas.
Red de secuencia cero	Requiere impedancia serie de secuencia cero para líneas y transformadores, además se omite la impedancia de secuencia cero de los ramales en derivación de las líneas.	Requiere impedancia serie de secuencia cero para líneas y transformadores, además se omite la impedancia de secuencia cero de los ramales en derivación de las líneas.
Generadores	Los generadores requieren datos comunes como: Impedancias subtransitorias, número de polos, voltaje nominal, MVA nominales. La corriente de falla de estado permanente requiere de la reactancia del generador y del factor de potencia pretalla.	Requiere reactancias transitorias de los generadores para emplear en el cálculo de las corrientes de retardo.
Motores	Los datos requeridos para motores son: Impedancia de rotor bloqueado, kilovoltios nominales, MVA nominales, factor de potencia, número de polos, frecuencia del sistema.	Los datos requeridos para motores son: Impedancia de rotor bloqueado, kilovoltios nominales, MVA nominales, factor de potencia, número de polos, frecuencia del sistema.

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE NEPLAN EN EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

4.1. INTRODUCCIÓN [17]

NEPLAN es un software de análisis de sistemas de potencia amigable para el usuario e integrado para Redes Eléctricas de Transmisión, Distribución e Industriales, incluye Flujo de Potencia Óptimo, Estabilidad Transitoria (RMS y EMT), Análisis de Confiabilidad, Mantenimiento Centralizado en la Confiabilidad (RCM), Cortocircuitos y muchos más.

NEPLAN se lo utiliza para el análisis, planeamiento, optimización y administración de redes de potencia. De manera rápida y eficiente pueden ser ingresadas, calculadas y evaluadas redes eléctricas para todos los niveles de voltaje con cualquier número de nodos.

Puesto que la finalidad de este trabajo es el análisis de cortocircuitos para el Sistema Nacional Interconectado, se considera necesario en forma previa describir la metodología que emplea el módulo de cortocircuitos de NEPLAN para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

El comportamiento de un sistema de potencia durante un cortocircuito se puede representar por medio de una red equivalente, formada por una fuente de voltaje de pre falla V_{0k} y la impedancia de la red Z_{kkj} , para las componentes de secuencia positiva, negativa y cero, en el nodo bajo falla. Los elementos que alimentan las fallas, tales como equivalentes de red, generadores y motores asíncronos, se modelan mediante una impedancia Z_e y su fuente de voltaje (EMF). Durante los

cálculos, estos elementos se representan mediante fuentes equivalentes de corriente.

Al asumir una estructura y una alimentación simétricas del sistema de potencia, las componentes simétricas solamente se interconectan en el punto de falla. La interconexión se define por medio de las ecuaciones de falla, las cuales dependen del tipo de cortocircuito:

4.1.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO [17]

Corresponde a un cortocircuito entre las tres fases en forma simultánea.

$$\begin{aligned} I_{k_1}'' &= \frac{V_{0k}}{Z_k} \\ I_{k_2}'' &= 0 \\ I_{k_0}'' &= 0 \end{aligned} \tag{4.1}$$

donde:

V_{0k} , Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

I_{k_1} , corriente de secuencia positiva

I_{k_2} , corriente de secuencia negativa

I_{k_0} , corriente de secuencia cero

Z_k , impedancia de red en el nodo bajo falla

El conjunto de ecuaciones 4.1., indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla trifásica.

4.1.2. CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA [17]

Corresponde a un cortocircuito entre una fase y tierra.

$$Ik_1'' = \frac{V0_k}{Zk_1 + Zk_2 + Zk_0}$$

$$Ik_2'' = Ik_1'' \quad (4.2)$$

$$Ik_0'' = Ik_1''$$

donde:

V_{0k} , Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Ik_1 , corriente de secuencia positiva

Ik_2 , corriente de secuencia negativa

Ik_0 , corriente de secuencia cero

Zk , impedancia de red en el nodo bajo falla

El conjunto de ecuaciones **4.2.**, indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla monofásica a tierra.

4.2.2. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO [17]

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases sin contacto con tierra.

$$Ik_1'' = \frac{V0_k}{Zk_1 + Zk_2}$$

$$Ik_2'' = -Ik_1'' \quad (4.3)$$

$$Ik_0'' = 0$$

donde:

V_{0k} , Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Ik_1 , corriente de secuencia positiva

Ik_2 , corriente de secuencia negativa

Ik_0 , corriente de secuencia cero

Zk , impedancia de red en el nodo bajo falla

El conjunto de ecuaciones **4.3.**, indican las fórmulas para el cálculo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero ante una falla bifásica.

4.3.2. CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA [17]

Las ecuaciones **4.4.**, muestran las fórmulas utilizadas para determinar las corrientes de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero ante un cortocircuito bifásico a tierra.

$$I_{k_1}'' = \frac{V_{0k} \cdot (Z_{k_2} + Z_{k_0})}{Z_{k_1} \cdot (Z_{k_2} + Z_{k_0}) + Z_{k_2} \cdot Z_{k_0}}$$
$$I_{k_2}'' = -I_{k_1}'' \cdot \frac{Z_{k_0}}{Z_{k_2} + Z_{k_0}} \quad (4.4)$$
$$I_{k_0}'' = -I_{k_1}'' \cdot \frac{Z_{k_2}}{Z_{k_2} + Z_{k_0}}$$

donde:

V_{0k} : Voltaje de operación o voltaje de pre falla en el nodo bajo falla k.

Z_{kkj} : Impedancia de la red en el nodo bajo falla de secuencia positiva (i=1), negativa (i=2) y cero (i=0).

4.2. MÉTODOS DE CÁLCULO [17]

El módulo de cortocircuitos de NEPLAN dispone de los siguientes métodos de cálculo:

- **IEC60909 2001**

Cálculo de I_k'' según IEC 60909.

- **IEC909 1988**

Cálculo de I_k según IEC 909, norma que ya no es utilizada.

- **Superposición Sin Flujo de Carga**

Cálculo según el método de superposición sin los voltajes de pre-falla del Flujo de Carga. Los EMF son $1.1 \cdot V_n$.

- **Superposición Con Flujo de Carga**

Cálculo según el método de superposición con los voltajes de pre-falla del Flujo de Carga. Se realiza un cálculo de Flujo de Carga antes de hacer el cálculo de Cortocircuito.

Los métodos de superposición con y sin flujo de carga no son métodos que utilicen algoritmos de cálculo que provengan de estándares o normas.

- **ANSI C37.10**

Realiza el cálculo según la norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

- **ANSI C37.13**

Se realiza el cálculo según la norma ANSI/IEEE C37.013-1997.

Dependiendo del método de cálculo, el voltaje de pre falla V_{0k} será:

- Calculado con la ayuda de fuentes de corriente y las corrientes de los elementos de alimentación I_e (método de Superposición).
- Ajustado por definición (IEC909, ANSI/IEEE).

Las corrientes de los elementos de alimentación I_e , en el método de superposición, se calculan como $I_e = FEM / Z_e$. Donde Z_e es la impedancia interna

de los elementos de alimentación. Los voltajes de prefalla V_0 se pueden calcular a partir de la ecuación de red $V = Y^{-1} \cdot I_e$. El voltaje de prefalla del nodo k es V_{0k} .

El voltaje interno (FEM) de los elementos que alimentan la falla puede ser:

- El voltaje nominal de los nodos del sistema como valor de ajuste (Método de Superposición sin FC); ó
- Calculado a partir de los resultados de Flujo de Carga. El cálculo se hará con la ayuda de los voltajes y potencias complejas en los nodos. (Método de Superposición con FC).

El método IEC909 ajusta por definición los voltajes de prefalla en los nodos bajo falla a $V_{0k} = c \cdot V_n$, por lo cual las corrientes de alimentación I_e , se ajustan en cero. El factor de voltaje c depende del voltaje nominal del sistema en el punto de localización de la falla y está definido por norma. El factor c puede ser ajustado automáticamente por el programa.

El método ANSI/IEEE ajusta por definición el voltaje de prefalla en el nodo bajo falla a $V_{0k} = E_{oper}$, y las corrientes de alimentación, I_e , se ajustan en cero. El valor E_{oper} es un valor de entrada y es el mayor voltaje de operación, en pu, en el nodo bajo falla.

Para calcular la capacidad de interrupción de un interruptor, la corriente se debe multiplicar por un factor, el cual es función de la relación X/R en el punto de falla.

Las impedancias de red Z_{kk1} , Z_{kk2} y Z_{kk0} se pueden calcular a partir de las ecuaciones de red $V = Y^{-1} \cdot I$ del sistema de secuencia positiva, negativa y cero.

Dependiendo del método utilizado, la matriz Y toma diferentes valores:

- Según el método de Superposición, todos los elementos se toman en cuenta en los cálculos.

- El método IEC recomienda despreciar todas las admitancias en paralelo de secuencia positiva. Adicionalmente se corrigen las impedancias de los elementos de alimentación de las fallas.
- La norma ANSI/IEEE dice que se deben construir tres matrices-Y diferentes de secuencia positiva para poder calcular las corrientes I_k'' (0.5 ciclos), $I_k(x)$ (x ciclos) e I_k (30 ciclos). Las impedancias de los generadores y motores se deben corregir para las tres matrices. Las cargas se desprecian. Las impedancias de secuencia negativa y cero no se corrigen. Para obtener la relación X/R se construyen por separado dos matrices de admitancia nodal (de secuencia positiva y cero) considerando solamente la parte resistiva de la red.

Las corrientes típicas de cortocircuito son: la corriente pico, la corriente de interrupción, la corriente de estado estable y la corriente térmica. Las normas IEC y ANSI/IEEE indican el procedimiento para calcular estas corrientes a partir de la corriente de cortocircuito inicial.

4.2.1. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS [17]

El método de Superposición es el método más preciso si se conocen los voltajes de pre-falla. Es difícil conocer los voltajes antes del cortocircuito, especialmente en la etapa de planeamiento, donde los resultados de Flujo de Carga sólo pueden ser aproximados. Más aún, es difícil hallar los resultados de Flujo de Carga que producen las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los diferentes puntos del sistema.

Este módulo suministra un método de superposición simplificado. Las fuentes internas de voltaje (FEM) se ajustan al 110% del voltaje nominal del sistema para los elementos que alimentan la falla. Por lo tanto, se asume una caída de voltaje del 10% entre el voltaje terminal y el voltaje interno para operación normal. Para el

método de superposición exacto, se debe calcular un Flujo de Carga antes de realizar los cálculos de Cortocircuito.

Los métodos IEC y ANSI/IEEE son métodos simplificados que se pueden utilizar para calcular las corrientes de cortocircuito. Estos tienen la ventaja de que no se requieren conocer los voltajes de pre-falla para obtener resultados precisos. Las corrientes calculadas son conservadoras (están en el lado seguro). El cálculo se realiza de acuerdo a una norma internacional.

Se deben calcular las corrientes de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC o ANSI/IEEE, especialmente cuando se requieren obtener las corrientes pico, corrientes de interrupción y corrientes de estado estable de un sistema eléctrico de potencia. Para calcular los voltajes durante un cortocircuito (voltajes después de ocurrida la falla) se debe utilizar el método de Superposición.

4.3. RESULTADOS DEL NEPLAN PARA LA NORMA IEC 60909

4.3.1. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO INICIAL [17]

Esta corriente se puede calcular de acuerdo a la norma IEC o al método de superposición. Las corrientes de falla en las fases se calculan haciendo uso del método de componentes simétricas.

4.3.2. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO INICIAL [17]

La potencia de cortocircuito inicial se calcula dependiendo del tipo de falla:

Falla simétrica:

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot V_n \cdot |I_k''| \quad (4.5)$$

Falla asimétrica y especial:

$$S_k'' = V_n \cdot |I_k''| / \sqrt{3} \quad (4.6)$$

V_n es el voltaje nominal del sistema.

4.3.3. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [17]

La corriente pico I_p es el mayor valor instantáneo posible de la corriente de cortocircuito y depende de la relación R/X. Esta se puede calcular de acuerdo a la norma IEC, de la siguiente manera:

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k \quad (4.7)$$

Donde:

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3} \cdot \frac{R}{X}$$

Para calcular la relación R/X se utiliza el método de la frecuencia equivalente, lo que significa que se debe utilizar la siguiente expresión $R/X = R_c/X_c \cdot (f_c/f)$. R_c y X_c son la resistencia y reactancia equivalente en el punto de falla a la frecuencia equivalente f_c . $Z_c = R_c + j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_c \cdot L_c$, es la impedancia vista desde el punto de falla si se aplica una fuente de voltaje equivalente como el único voltaje activo a la frecuencia $f_c = 20\text{Hz}$ (para frecuencia del sistema $f = 50\text{Hz}$) o $f_c = 24\text{Hz}$ (para frecuencia del sistema $f = 60\text{Hz}$).

Para calcular las corrientes en las ramas se debe utilizar la relación R/X de las ramas o del punto de falla, dependiendo de la entrada de los parámetros de cálculo.

4.3.4. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN DE CORTOCIRCUITO [17]

La corriente de interrupción I_b para las máquinas sincrónicas se calcula como:

$$I_b = \mu \cdot I_k \quad (4.8)$$

El factor μ (mue) se calcula de acuerdo a la norma IEC y es una función de la relación I_k/I_rG y de la temporización mínima $t_{mín}$ de los interruptores (I_k : corriente de cortocircuito inicial; I_rG : corriente nominal).

Para motores, la corriente de interrupción I_b es

$$I_b = \mu \cdot q \cdot I_k'' \quad (4.9)$$

El factor μ se puede calcular de forma análoga a la anterior. El factor q es una función de la relación $m = P/p$ (P : potencia activa nominal; p : número de pares de polos) y de la temporización mínima de los interruptores.

Dependiendo del tipo de red, la corriente de interrupción en el punto de falla se calcula como:

4.3.4.1. CC en una Red Enmallada [17]

$$I_b = I_k'' - \frac{\sqrt{3}}{c \cdot V_n} \cdot \left(\sum_i \Delta V G_i'' \cdot (1 - \mu_i) \cdot I_k G_i'' - \sum_j \Delta V M_j'' \cdot (1 - \mu_j \cdot q_j) \cdot I_k M_j'' \right) \quad (4.10)$$

Donde:

$c \cdot V_n / \sqrt{3}$:	Fuente equivalente de voltaje en el punto de falla
I_k'' :	Corriente inicial de cortocircuito
$\Delta V G_i'', \Delta V M_j''$:	Diferencias en el voltaje inicial en el punto de conexión de la máquina sincrónica i y de la máquina asincrónica j
$I_k G_i'', I_k M_j''$:	Corriente de cortocircuito inicial de la máquina sincrónica i y de la máquina asincrónica j

4.3.4.2. CC alimentado desde Fuentes no Enmallada [17]

$$I_b = \sum_i I_{b_i} \quad (4.11)$$

I_{b_i} representa la corriente de interrupción del elemento activo i , el cual está conectado al nodo bajo falla.

4.3.4.3. CC con Alimentación Simple [17]

$$I_b = I_{b_i} \quad (4.12)$$

I_{b_i} representa la corriente de interrupción del elemento activo i , el cual está conectado al nodo bajo falla.

Cuando se calculan fallas especiales o asimétricas, se considera $I_b = I_k$.

Comentario: El programa determina el tipo de red.

4.3.5. CORRIENTE DE ESTADO ESTACIONARIO [17]

La corriente de estado estacionario se calcula dependiendo del tipo de red:

4.3.5.1. CC en una Red Enmallada [17]

I_k en el nodo bajo falla:

$$I_k = I_k''_{OM} \quad (4.13)$$

$I_k''_{OM}$ es la corriente de cortocircuito inicial sin considerar la contribución de los motores

4.3.5.2. CC Alimentado desde Fuentes no Enmalladas [17]

I_k en el nodo bajo falla:

$$I_k = \sum_i I_{k_i} \quad (4.14)$$

I_{k_i} es la corriente de estado estable del elemento i conectado al nodo bajo falla.

4.3.5.3. CC con Alimentación Simple [17]

I_k en el nodo bajo falla:

$$I_k = I_{k_i} \quad (4.15)$$

I_{k_i} es la corriente de estado estable del elemento i conectado al nodo bajo falla.

Cuando se calculan fallas especiales y asimétricas, se toma $I_b = I_k''$.

La corriente de estado estable de una máquina sincrónica, I_k , para una red con alimentación simple, se calcula como:

$$I_k = \lambda \cdot I_rG \quad (4.16)$$

El factor λ es una función de $X_{d_{saturada}}$, $V_{f_{máx}}/V_{fr}$, I_k''/I_rG y del tipo de máquina (de polos salientes o cilíndricos). Estos parámetros son valores de entrada excepto la corriente de cortocircuito inicial I_k'' . I_rG es la corriente nominal de la máquina. Se puede calcular un factor $\lambda_{mínimo}$ o máximo, I_k'' mínima, I_k'' máxima e I_k'' de estado estacionario.

4.3.6. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TÉRMICA [17]

La corriente de cortocircuito térmica se calcula como:

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m+n} \quad (4.17)$$

El factor m toma en cuenta la influencia térmica de la componente no periódica de la corriente de cortocircuito, y el factor n la influencia térmica de la componente alterna de la corriente de cortocircuito. El factor m es una función de "kappa" y de la duración de la corriente de cortocircuito T_{ks} . El factor n es una función de la relación I_k''/I_k , el factor kappa y de la duración de la corriente de cortocircuito.

4.3.7. COMPONENTE DC DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [17]

La componente D.C. de la potencia de cortocircuito se calcula como:

$$i_{DC} = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot e^{-2\pi f \cdot t \cdot R/X} \quad (4.18)$$

donde f es la frecuencia, t es la duración del cortocircuito y R/X es la relación entre la parte real y la imaginaria de la impedancia. La relación R/X se calcula de acuerdo al método de frecuencia equivalente.

4.3.8. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN ASIMÉTRICA [17]

La corriente de interrupción asimétrica se calcula como:

$$I_{asi} = \sqrt{Ib^2 + i_{DC}^2} \quad (4.19)$$

Donde Ib es la corriente de interrupción e i_{DC} la componente D.C. de la corriente de cortocircuito.

4.4. NORMA ANSI C37.013 [17]

En esta norma, el cálculo de cortocircuito se lleva a cabo considerando los generadores en la red con sus corrientes. Estas corrientes se calculan mediante las siguientes fórmulas:

Corriente de cortocircuito simétrica de la fuente de generación

$$I_{fuente_gen_sim_rms} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + \frac{1}{X_d} \right] \quad (4.20)$$

Corriente de cortocircuito asimétrica de la fuente de generación

$$I_{fuente_gen_asim} = \frac{P \cdot \sqrt{2}}{V \cdot \sqrt{3}} \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + \frac{1}{X_d} \right] \cdot \cos \omega t - \frac{1}{X_d''} e^{-t/T_d''} \quad (4.21)$$

Donde P es potencia nominal, V es máximo voltaje nominal y Xd son los valores de reactancia del generador en p.u.

4.4.1. CORRIENTES ANSI/IEEE [17]

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE, las corrientes se calculan con el fin de seleccionar interruptores.

- Corriente simétrica de 0,5 ciclos $I_{k''}$
- Corriente asimétrica de 0,5 ciclos I_{k1}
- Corriente simétrica de interrupción de x ciclos I_{kx} (x: valor de entrada, p.e. 3, 4, 5, 8)
- Corriente de estado estacionario I_k (30 ciclos)

Para los tres tiempos (0,5, x, 30 ciclos) se debe construir una red separada.

Todos los voltajes de falla se presentan para la red de 0,5 ciclos.

4.4.1.1. Corriente Simétrica de 0.5 Ciclos [17]

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$I_{k_1}'' = \frac{E_{oper}}{Z_{k_1}} \quad (4.22)$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla Zk1 se puede hallar a partir de la matriz compleja Y del sistema de secuencia positiva. La matriz Y es diferente a la utilizada en la norma IEC909.

4.4.1.2. Corriente Asimétrica de 0,5 Ciclos [17]

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$Iasi_1'' = \frac{E_{oper}}{Zk_1} * \sqrt{1.0 + 2 \cdot e^{-4\pi \cdot f \cdot t \cdot R / X}} = \frac{E_{oper}}{Zk_1} * \sqrt{1.0 + 2 \cdot e^{-2\pi \cdot R / X}} \quad (4.23)$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla, Zk1, se puede hallar a partir de la matriz compleja Y del sistema de secuencia positiva, en forma similar a Ik".

La relación X/R también se puede hallar de la matriz Y. f es la frecuencia de la red, t = 0.5 / f, el tiempo.

4.4.1.3. Corriente de Interrupción Simétrica (Corriente de x ciclos) [17]

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$Ia = fcc \cdot \frac{E_{oper}}{Zki_1} \quad (4.24)$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla, Zk1, se puede hallar a partir de la matriz compleja Y del sistema de secuencia positiva, la cual es diferente a la utilizada para el cálculo de Ik". El factor fcc se puede calcular con la ayuda de X/R y de la relación Zki1/R, del tipo de red (generador cercano o lejano) y del tipo de cortocircuito (falla simétrica o asimétrica). El valor de la resistencia R se halla a partir de una matriz Y aparte que contiene solamente la parte resistiva de la red.

El programa presenta el valor E/Z como:

$$Ia = \frac{E_{oper}}{Zki_1} \quad (4.25)$$

4.4.1.4. Corriente Simétrica de Estado Estacionario (30 Ciclos) [17]

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$I_k = \frac{E_{oper}}{Z_{kk_1}} \quad (4.26)$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla, Z_{k_1} , se puede hallar a partir de la matriz compleja Y del sistema de secuencia positiva, la cual es diferente a la utilizada para el cálculo de I_k e I_a .

4.5. MODELO DE ENTRADA DE ELEMENTOS EN EL PROGRAMA NEPLAN [17]

Uno de los objetivos específicos de este estudio, constituye la implementación de la base de datos para el módulo de corto circuitos del software NEPLAN, a fin de que este estudio contribuya adicionalmente, con la información suficiente para que el CONELEC pueda hacer uso de esta herramienta en sus análisis y proyectos específicos.

4.5.1. MÁQUINA SINCRÓNICA [17]

Los parámetros necesarios para ingresar al sistema una máquina síncrona o generador requeridos para el cálculo de cortocircuito en NEPLAN son:

V_r : Voltaje nominal en kV

S_r : Potencia nominal en MVA

P_r : Potencia activa en MW

$\cos(\phi)$: factor de potencia

V_{fmax}/V_{fr} : Relación del voltaje de excitación máximo posible a la excitación nominal a factor de potencia y carga nominales.

$X_{d\ sat.}$: Reactancia síncrona en % con respecto a S_r y V_r (valor saturado).

$X_{d' \ sat.}$: Reactancia transitoria saturada en % con respecto a S_r y V_r .

X_d'' sat. : Reactancia subtransitoria saturada en % con respecto a S_r y V_r .

RG: Resistencia equivalente del generador en Ohm. RG se toma en cuenta en el cálculo de todas las corrientes excepto para el de la corriente pico i_p .

$X(2)$: Reactancia de secuencia negativa, la cual está dada por $x(2) = 0.5(x_d'' + x_q'')$ en % con respecto a V_r y S_r . Valor recomendado: $x(2) = x_d''$.

$X(0)$: Reactancia de secuencia cero de la máquina síncrona en % con respecto a S_r y V_r . Valor típico: $x(0) = (0.4 \dots 0.8) x_d''$.

La **Figura 4.1.** presenta el cuadro de diálogo que utiliza NEPLAN para el ingreso de los parámetros de las máquinas síncronas.

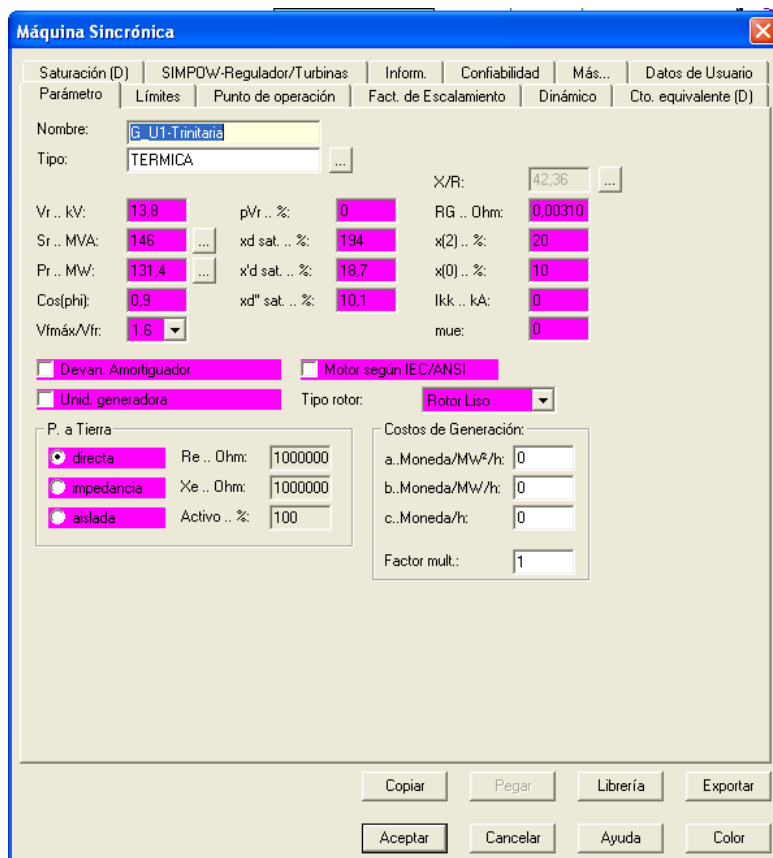


Figura 4.1. Cuadro de diálogo de una máquina síncrona en NEPLAN

NEPLAN considera a la máquina síncrona para su modelación como una resistencia conectada a una reactancia. La **Figura 4.2.** muestra el modelo de una máquina síncrona para cálculos de cortocircuito.

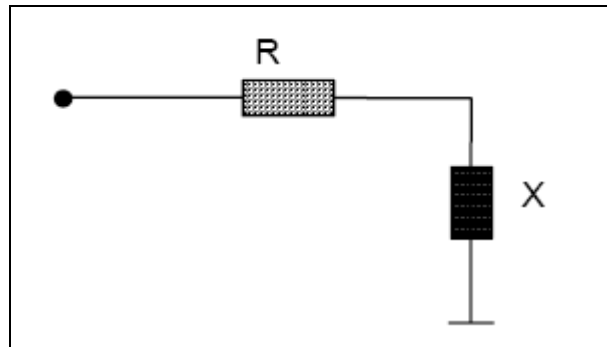


Figura 4.2. Modelo de una máquina sincrónica para cálculos de cortocircuito en NEPLAN

Internamente el módulo de cortocircuitos de NEPLAN, realiza los cálculos de los parámetros del modelo de secuencia positiva, negativa y cero, que se calculan como se indica a continuación:

Secuencia Positiva

$$R = R_f \quad R = R_f$$

$$X = x_d'' \cdot V_r^2 / (100 \cdot S_r)$$

Secuencia Negativa

$$R = R_f$$

$$X = x(2) \cdot V_r^2 / (100 \cdot S_r)$$

Secuencia Cero

$$R = R_f + 3 \cdot R_E$$

$$X(0) = x(0) \cdot V_r^2 / (100 \cdot S_r)$$

$$X = X(0) + 3 \cdot X_E$$

La siguiente figura muestra el modelo de secuencia positiva del transformador para los cálculos de cortocircuito.

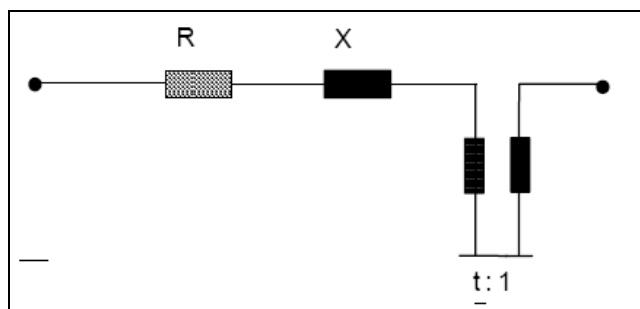


Figura 4.3. Modelo de Secuencia Positiva del Transformador para cálculos de cortocircuito en NEPLAN

4.5.2. TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS [17]

El modelo de secuencia cero del transformador depende del grupo vectorial. Los parámetros necesarios para realizar los cálculos de cortocircuito son los mostrados en la **Figura 4.4**.

Vn1 : Voltaje nominal del nodo del devanado primario

Vn2 : Voltaje nominal del nodo del devanado secundario

Vr1, Vr2: Voltaje nominal de los devanados primario y secundario, con base en la relación de transformación.

Sr: Potencia nominal en MVA

R(1): Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en los devanados 1 y 2 en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nominal.

Zcc(1): Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia positiva en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nominal.

R(0): Pérdidas nominales en el cobre de secuencia cero en los devanados 1 y 2 en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nominal.

Zcc(0): Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia cero en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nominal.

I0: Corriente de circuito abierto en % con respecto a Sr y Vr1.

Unidad Transformadora: indica si el transformador forma parte o no de una unidad generadora.

Grupo Vectorial: Conexiones de los devanados en los nodos 1 y 2. El valor por defecto es YD.05. Los grupos vectoriales típicos se pueden seleccionar de una lista.

Figura 4.4. Cuadro de diálogo de un transformador de dos devanados en NEPLAN

4.5.3. TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS [17]

Los parámetros a considerar en los transformadores de tres devanados para el cálculo de cortocircuitos en NEPLAN, son:

Vn1: Voltaje nominal del nodo del devanado primario

Vn2: Voltaje nominal del nodo del devanado secundario

Vn3: Voltaje nominal del nodo del devanado terciario

Vr1, Vr2: Voltaje nominal de los devanados primario, secundario y terciario, con base en la relación de transformación.

Sr12, Sr23, Sr31: Potencia nominal en MVA

12: primario – secundario

23: secundario – terciario

31: terciario – primario

Rr(1)12, 23, 31: Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en % con respecto a Sr12, Sr23, Sr31 y Vr1, Vr2 y Vr3.

Zcc(1)12, 23, 31: Voltaje nominal de cortocircuito de secuencia positiva con respecto a Sr12, Sr23, Sr31 y Vr1, Vr2 y Vr3.

Zcc(0)12, 23, 31: Voltaje nominal de cortocircuito de secuencia cero con respecto a Sr12, Sr23, Sr31 y Vr1, Vr2 y Vr3.

La **Figura 4.5** muestra el cuadro de diálogo con los parámetros necesarios a ingresar en el cálculo de cortocircuitos que utiliza NEPLAN para transformadores de tres devanados.

Transformador 3 Dev.

Parámetro	Límites	Regulación	Más...	Datos de Usuario	
Nombre	T. ATQ. Trinitaria				
Tipo:	TRES DEVANADOS				
Grupo vectorial:	YNyn0d1				
Vn1 .. kV	138	Vn2 .. kV	69	Vn3 .. kV	13,8
Vr1 .. kV:	138	Vr2 .. kV:	69	Vr3 .. kV:	13,8
Sk12 .. MVA:	150	Sk23 .. MVA:	150	Sk31 .. MVA:	50
R(1) 12 .. %:	0,18786	R(1) 23 .. %:	0,24642	R(1) 31 .. %:	0,20082
Zcc(1) 12 .. %:	7,815	Zcc(1) 23 .. %:	17,85	Zcc(1) 31 .. %:	9,89
Zcc(0) 12 .. %:	7,815	Zcc(0) 23 .. %:	17,9266	Zcc(0) 31 .. %:	9,93
I0 .. %:	0,09	<input type="checkbox"/> Unid. Transformadora	<input type="checkbox"/> Devanado compens.		
P fe .. kW:	14,38	<input checked="" type="checkbox"/> Camb. Tap bajo carga			

Botones: Copiar, Pegar, Librería, Exportar, Aceptar, Cancelar, Ayuda, Color

Figura 4.5. Cuadro de diálogo de un transformador de tres devanados en NEPLAN

4.5.4. LÍNEAS [17]

Los parámetros a considerar en las líneas para el cálculo de cortocircuitos en NEPLAN, son:

Longitud: Longitud de la línea en km.

Unidades: Unidades para los valores de entrada siguientes. Las unidades utilizadas para este estudio son:

- Ohm/km

R(1) : Resistencia de secuencia positiva en Ohm/km

R(0): Resistencia de secuencia cero en Ohm/km

X(1): Reactancia de secuencia positiva en Ohm/km

X(0): Reactancia de secuencia cero en Ohm/km

C(1): Capacitancia de secuencia positiva en $\mu\text{F}/\text{km}$

- C(0): Capacitancia de secuencia cero en $\mu\text{F}/\text{km}$
- G(1): Conductancia de secuencia positiva en $\mu\text{S}/\text{km}$
- B(0): Susceptancia de secuencia cero en $\mu\text{S}/\text{km}$
- B(1): Susceptancia de secuencia positiva en $\mu\text{S}/\text{km}$

4.5.4.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO (LÍNEA) [17]

La **Figura 4.6.** muestra el modelo de una línea que utiliza NEPLAN para el cálculo interno que este paquete computacional realiza con el módulo de cortocircuitos.

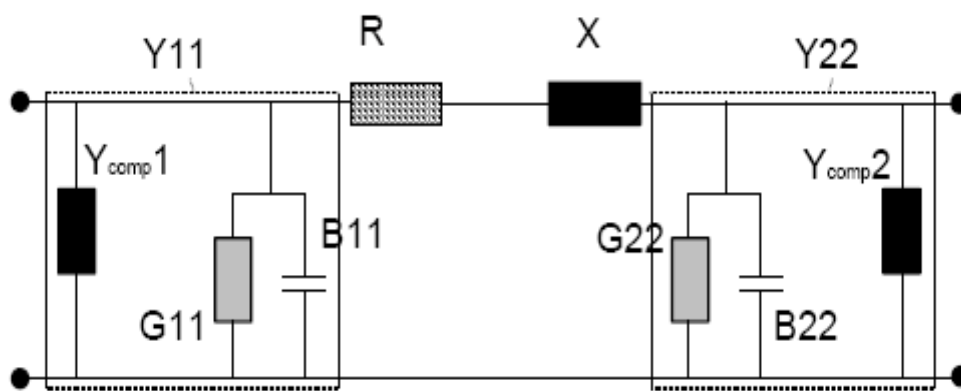


Figura 4.6. Modelo de una línea en NEPLAN

Parámetro	Secciones de Línea	Cargas Línea	Torres	Compensación	Inform.
Nombre:	L. Molino Riobamba 230				
Tipo:	LINEA				
Longit ... km:	157,3	Unidades	Ohm/km		
R(1) .. Ohm/km:	0,05937	R(0) .. Ohm/km:	0,36567		
X(1) .. Ohm/km:	0,49071	X(0) .. Ohm/km:	1,56356		
C(1) .. uF/km:	0,00903	C(0) .. uF/km:	0,00600		
B(1) .. uS/km:	3,408	B(0) .. uS/km:	2,263		
G(1) .. uS/km:	1,68e-00	Temp. de oper. ... °:	40		
Ir máx .. A:	858,49	Temp. Máx. Oper.:	80		
Ir mín .. A:	0	Temp. Final CC.:	80		
Fact. de Reducción:	1	Número de líneas:	1		
IEr máx .. A:	0	Q .. mm2:	564		
<input type="checkbox"/> Cable	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	Material:	Cu		
<input checked="" type="checkbox"/> Aérea		Costo Instalación			

Figura 4.7. Cuadro de diálogo de una línea en NEPLAN

La **Figura 4.7.** muestra el cuadro de diálogo para el ingreso de una línea con los parámetros utilizados en el cálculo de cortocircuitos.

Después de realizados los cálculos, los resultados se presentan automáticamente en el diagrama unifilar.

Los resultados que se obtienen luego de realizar las simulaciones en NEPLAN son:

- Ik'': Corriente inicial de cortocircuito, en el sistema de fases
- Ang Ik'': Angulo de Ik'', en el sistema de fases.
- ip: Corriente pico en magnitud (kA), en el sistema de fases.
- Ib: Corriente de interrupción.
- Ik: Corriente de estado estable.
- Ith: Corriente de cortocircuito térmico (kA).

iDC: Componente D.C. de la corriente de cortocircuito en (kA), en el sistema de fases.

Sk": Potencia de cortocircuito, en el sistema de fases.

Cuando se realizan los cálculos de acuerdo a la norma ANSI/IEEE, solamente se presentan los voltajes de la red de 0.5 ciclo, es por este motivo que para el estudio de cortocircuitos a nivel de 138 kV y 230 kV se opta más bien por el método IEC 60909, que provee de los resultados adecuados para determinar el equipo de seccionamiento asociado con los nodos bajo falla a proteger.

El tipo de falla y el método por el cual se desea realizar el cálculo, están disponibles a elección del usuario.

4.5.5. EQUIVALENTE DE RED [17]

Para la simulación del Sistema Nacional Interconectado en NEPLAN, es necesario considerar al sistema colombiano como un equivalente de red en la subestación Jamondino 230 kV. Los parámetros de este equivalente de red se resumen en la **Tabla 4.1.**, las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, las corrientes y potencias de cortocircuito, corrientes pico de cortocircuito para máxima y mínima generación del sistema eléctrico colombiano.

La **Figura 4.8.**, muestra la representación en NEPLAN del equivalente de red del sistema eléctrico colombiano en la subestación Jamondino 230 kV.

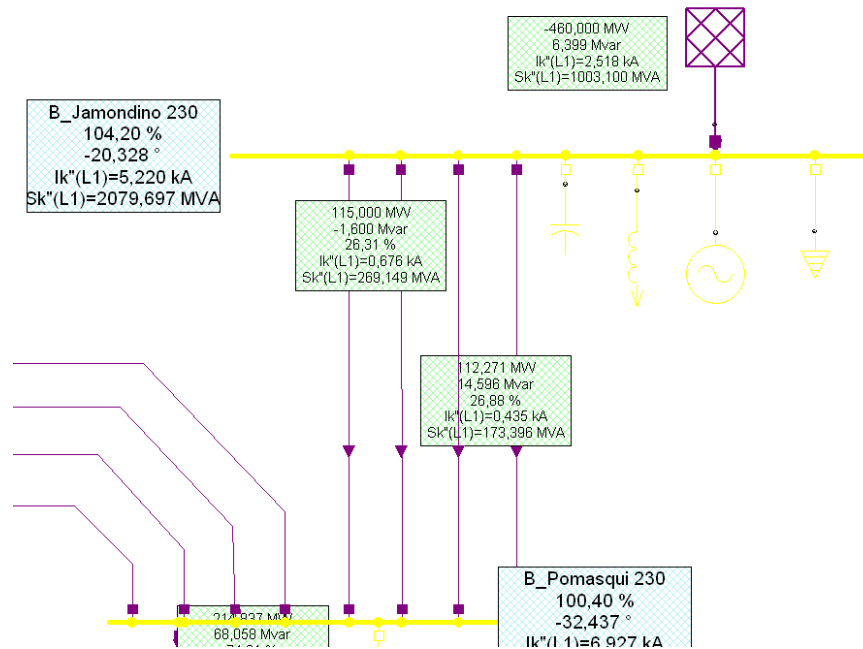


Figura 4.8. Representación en NEPLAN del equivalente de red del sistema colombiano

Este equivalente de red y sus parámetros consideran las condiciones normales de disponibilidad y maniobra de los elementos de compensación asociados a esta subestación.

		$I''k$ kA	Sk'' MVA	i_p kA	Rk_0 Ohm	Xk_0 Ohm	Rk_1 Ohm	Xk_1 Ohm	Rk_2 Ohm	Xk_2 Ohm
Máxima Generación	Año 2011	3,174	1209,486	7,805	7,68	52,107	4,477	43,628	4,164	44,174
	Año 2007	2,518	959,374	6,175	8,851	70,929	5,748	54,964	5,38	55,606
Mínima Generación	Año 2011	3,083	1174,703	7,852	7,557	43,573	4,307	44,955	4,054	44,759
	Año 2007	2,143	816,595	5,291	8,177	68,656	6,421	64,609	6,109	53,912

Tabla 4.1. Parámetros del equivalente de red para máxima y mínima generación del sistema eléctrico colombiano en la barra Jamondino 230 kV.

La **Figura 4.9.**, muestra el cuadro de diálogo de los parámetros que requiere el equivalente de red en NEPLAN para el cálculo de cortocircuitos.

Alimentador

Parámetro | Inform. | Confiabilidad | Más... | Datos de Usuario

Nombre:

Tipo: ...

Sk"máx .. MVA:	<input type="text" value="1003,1"/>	Sk"mín .. MVA:	<input type="text" value="0"/>
Ik"máx .. kA:	<input type="text" value="2,518"/>	Ik"mín .. kA:	<input type="text" value="0"/>
R(1)/X(1) máx:	<input type="text" value="0,10457"/>	R(1)/X(1) mín:	<input type="text" value="0"/>
Z(0)/Z(1) máx:	<input type="text" value="1,2934"/>	Z(0)/Z(1) mín:	<input type="text" value="0"/>
R(0)/X(0) máx:	<input type="text" value="0,12478"/>	R(0)/X(0) mín:	<input type="text" value="0"/>
C .. uF:	<input type="text" value="0"/>		

Figura 4.9. Cuadro de diálogo del equivalente de red en NEPLAN para demanda mínima

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICAS Y TRIFÁSICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

5.1. GENERALIDADES [17]

Un cortocircuito es una perturbación que se produce en el sistema eléctrico como consecuencia de un defecto del aislamiento, por agentes atmosféricos (rayos, viento, niebla, lluvia, entre otros), agentes externos (árboles, animales, contaminación, fuego), fallo de equipos (líneas, subestaciones, transformadores) y otras causas (fallo operación, trabajos).

El cálculo de cortocircuitos, implica conocer el comportamiento del estado transitorio del sistema, mediante el cálculo de fallas simétricas y asimétricas, efectuado con simulaciones de cortocircuito, utilizando programas computacionales.

El análisis de cortocircuitos, se realiza para calcular los niveles de corriente de falla del sistema, también para determinar las características de interrupción del equipo del sistema eléctrico de potencia y los mecanismos de protección asociados a dicho sistema.

Este estudio, pretende determinar las condiciones del Sistema Nacional Interconectado, en la situación actual y con una visión más amplia proyectada al año 2011 con la entrada en operación de nuevas unidades de generación, mediante el cálculo de los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico en barras a 138 kV y 230 kV utilizando los criterios de estudio de las Normas estándar ANSI e IEC, dichos niveles permitirán verificar si la capacidad de interrupción del equipo de seccionamiento (disyuntores) existente en la red, tiene el dimensionamiento

necesario para brindar la protección adecuada ante posibles futuras fallas o si es preciso cambiarlas debido al ingreso de nuevos elementos (centrales de generación, líneas, subestaciones, transformadores , etc.) por expansiones en los próximos años.

Para el cálculo del nivel de cortocircuito se inició con la formación de una base de datos, la cual contiene modelos de los sistemas de control de generadores, modelos de líneas de transmisión, transformadores, etc., con sus respectivas características y parámetros eléctricos que nos represente lo más cercano posible a lo que nos muestra la realidad. Con esta base de datos y la plataforma de simulación del programa NEPLAN, se realizó las corridas de los flujos de potencia y cortocircuitos, los cuales se simularon en los respectivos módulos de dicho programa.

Se realizó el estudio de cortocircuitos en las barras del S.N.I. para los escenarios de demanda máxima (para poder obtener el aporte de corto circuito máximo, estos cálculos se realizaron para el caso de demanda máxima - escenario seco, en el cual se encuentra en línea la mayor cantidad posible de generación en el Ecuador) y en demanda mínima (para poder obtener el aporte de corto circuito mínimo, estos cálculos se realizan para el caso de demanda mínima escenario lluvioso, en el cual se encuentran la menor cantidad posible de generación en el Ecuador, con bajo número de unidades en línea y aportes de las plantas de generación), correspondientes a los años 2007(corto plazo), 2011(mediano plazo).

Para el efecto, se consideró dos tipos de despachos de generación acordes con los dos escenarios hidrológicos que se presentan en el país, un despacho predominantemente térmico correspondiente al período entre octubre y marzo, y un despacho predominantemente hidráulico que se presenta en los meses de abril a septiembre.

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CASOS UTILIZADOS PARA EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS DEL S.N.I.

El análisis se realizó para diferentes condiciones de demanda. En todos los casos se partió de la topología actual del sistema, para posteriormente con la incorporación de nueva generación, poder verificar el aumento o disminución de la corriente de cortocircuito en las barras cercanas a las fallas para, sobre esta base determinar la necesidad o no, de un ajuste en los equipos de seccionamiento del sistema.

Para la realización de este análisis se hicieron las siguientes consideraciones:

- Como caso base se consideró al Sistema Nacional Interconectado modelado con una demanda máxima de 2791,2 MW y una demanda mínima de 1560,4 MW. El diagrama unifilar al año 2007, con el ingreso de la segunda línea de interconexión con Colombia y la entrada en operación de la Central San Francisco (212 MW).
- Se consideraron en el estudio los períodos estacionales lluvioso y seco.
- Se consideró para cada caso, demanda Máxima y Mínima.
- Se estructuró el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado considerando las obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016, que se encuentra vigente. Y se consideró que todas las obras especificadas en este Plan de Expansión entrarán en operación en la fecha prevista,
- Con el fin de correr el flujo de potencia del caso base, sin incurrir en errores que distorsionen con la realidad, se respetó las bandas de voltaje en las barras de 230 kV en un $\pm 5\%$, en 138 kV en $+5\%/-7\%$ y en los puntos de entrega a nivel de 69 kV en $\pm 3\%$, también se respetaron los límites de potencia activa y reactiva de las máquinas, así como la transferencia por la interconexión.

- La primera variación al caso base en el estudio para el año 2007, se la realizó dejando fuera de línea la influencia de la entrada en operación de la segunda línea de interconexión con Colombia, se realiza desconectando el mencionado proyecto y permitiendo un redespacho de las unidades de generación térmica para cubrir la ausencia de generación de este proyecto y de esta manera obtener las corrientes de cortocircuito.
- La segunda variación al caso base se la realizó desconectando las unidades de la Central hidroeléctrica San Francisco y redespachando unidades térmicas que permitirán cubrir la deficiencia de MW que deja esta desconexión y así obtener las corrientes de cortocircuito.
- El análisis de flujo de potencia y cortocircuitos para los casos anteriormente citados, se realizó en las barras cercanas a los puntos de falla y a las barras a las que se conectó las unidades redespachadas.
- Para correr todos los casos expuestos y obtener los valores de las corrientes de cortocircuito, se utilizó las normas ANSI C37.010 e IEC60909 que el paquete computacional NEPLAN contiene en su módulo de cortocircuitos.
- Para el Año 2011, se simuló al sistema con todas las obras previstas hasta ese año en el Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016 y se realizó un análisis que nos ayudó a estructurar y establecer las causas de la operación del equipo de protección ante las diferentes fallas y condiciones operativas del S.N.I.

Para la simulación en NEPLAN del Sistema Nacional Interconectado se consideró al sistema colombiano como un equivalente de red con sus definiciones de potencia activa y reactiva y parámetros para los análisis de cortocircuito, en la subestación Jamondino 230 kV. Este equivalente de red y sus parámetros consideran las condiciones normales de disponibilidad y maniobra de los elementos de compensación asociados a esta subestación.

5.3. CRITERIOS Y METODOLOGÍA

Para el análisis de cortocircuito se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La configuración de la red y las condiciones para máxima y mínima generación con y sin la operación de la central San Francisco y la segunda línea de interconexión con Colombia para los períodos estacionales seco y lluvioso del año 2007.
- Para el año 2011 se consideró la entrada en operación de los proyectos de generación Ocaña (26 MW), Mazar (190 MW), dos unidades adicionales de Machala Power (182 MW) y Sopladora (300 MW) y se realizaron las corridas de cortocircuito en NEPLAN para las condiciones de demanda máxima y mínima para los períodos estacionales lluvioso y seco, utilizando la norma IEC 60909.
- Para cada configuración se realizaron cuatro corridas de cortocircuitos obedeciendo a los lineamientos de los estándares ANSI para el año 2007 e IEC como norma que define las corrientes de cortocircuito para este estudio, se establecieron fallas monofásicas y trifásicas en las barras a 138 kV y 230 kV con el fin de determinar la mejor alternativa de cálculo de la corriente de cortocircuito en relación a parámetros requeridos y resultados obtenidos de las dos propuestas de cálculo que el módulo de Cortocircuitos de NEPLAN establece.
- Los cálculos de cortocircuito se efectuaron mediante el método de la Norma Técnica Internacional IEC60909, en la cual se establece que se desprecian todas las admitancias de los elementos de alimentación de las fallas, la fuente de voltaje equivalente en la posición de la falla, es el voltaje activo para los cálculos. Todos los alimentadores, como máquinas sincrónicas y asincrónicas son reemplazados por sus impedancias internas. Además, las capacitancias de todas las líneas, son consideradas. A estas características técnicas se suman las facilidades mostradas por esta norma general permitiendo utilizarla para la obtención de los valores

máximos de cortocircuito que se presentan en el sistema debido a las diferentes fallas.

- La corriente de cortocircuito inicial I''_k se puede calcular de acuerdo a la norma IEC. Las corrientes de falla en las fases se calculan haciendo uso del método de componentes simétricas. Con el módulo de Cortocircuito, se pueden calcular las corrientes iniciales de cortocircuito mínima y máxima $I''_{k\text{mín}}$ e $I''_{k\text{máx}}$. Para este estudio se obtuvieron los valores máximos de la corriente inicial de cortocircuito debido a que con estos valores y relacionando con la capacidad de interrupción de los interruptores asociados a las barras se determina si es necesario o no revisar o cambiar el equipo de seccionamiento del sistema eléctrico.
- Los métodos IEC y ANSI/IEEE son métodos simplificados que se pueden utilizar para calcular las corrientes de cortocircuito. La ventaja de estos métodos es que no se requieren conocer los voltajes de pre-falla para obtener resultados precisos. Las corrientes calculadas son conservadoras (están en el lado seguro). El cálculo se realiza de acuerdo a una norma internacional.
- De acuerdo con la bibliografía consultada, es aconsejable calcular las corrientes de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC o ANSI/IEEE, especialmente cuando se requieren calcular corrientes pico, corrientes de interrupción y corrientes de estado estable.

5.3.1. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO INICIAL S''_K [17]

La potencia de cortocircuito inicial trifásica y monofásica se calcula como:

$$\sqrt{3} * V_n * |I''_k| \quad \text{y} \quad V_n * |I''_k| / \sqrt{3}$$

Siendo V_n el voltaje nominal del sistema.

5.3.2. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO INICIAL I'K [17]

Es la corriente de cortocircuito trifásica o monofásica que se presenta, luego de pasar los períodos subtransitorio y transitorio.

Para obtener los resultados de las corrientes monofásicas y trifásicas de cortocircuito, se tienen las siguientes características de demanda:

DEMANDA ANUAL DE POTENCIA AÑO 2007	BANDAS HORARIAS	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE MW
	DEMANDA MÁXIMA	2791,2
	DEMANDA MÍNIMA	1560,4

Figura 5.1. Demandas de potencia para el año 2007

La **Figura 5.1.**, muestra los valores de potencia a demanda máxima y mínima con los cuales se simularon los respectivos períodos estacionales para el año 2007.

En el **Anexo 7**, se presentan cuadros con la Proyección de la Demanda Anual de Potencia para el decenio 2007 – 2016 a nivel de barras de subestación principal para los escenarios de crecimiento medio, demanda máxima (punta) y demanda mínima (base).

DEMANDA ANUAL DE POTENCIA AÑO 2011	BANDAS HORARIAS	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE MW
	DEMANDA MÁXIMA	3325,3
	DEMANDA MÍNIMA	1856,5

Figura 5.2. Demandas de potencia para el año 2011

El análisis que emplea los resultados de los estudios de cortocircuito, relacionan varios aspectos que tienen que ver con el diseño de las instalaciones, es decir, estos valores son útiles para definir el poder de corte de los interruptores, que intervendrán en el sistema de protección, así como para establecer un cronograma de renovación y recalibración de aquellos equipos cuya capacidad de corte, se vea superada por el desarrollo de la red o la conexión de nueva generación.

En la **Figura 5.2.**, se presentan los valores de potencia a demanda máxima y mínima simulados para obtener las corrientes de cortocircuito al año 2011.

5.4. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO – AÑO 2007

El objetivo del análisis a corto plazo (Año 2007), es determinar los niveles de cortocircuito, tanto para fallas monofásicas como trifásicas en las barras a nivel de 230 kV y 138 kV, en condiciones de máxima y mínima generación, determinando el incremento en la corriente de falla por el ingreso en operación de la Segunda Línea de Interconexión con Colombia y la central de generación San Francisco.

En una falla monofásica a tierra, la corriente puede ser mayor que la corriente trifásica, esta condición existe cuando la impedancia de secuencia cero en el punto de falla es menor que la impedancia de secuencia positiva.

5.4.1. DEMANDA MÁXIMA – PERÍODO LLUVIOSO, AÑO 2007

- CASO BASE: NORMA IEC

Demanda: 2 791,2 MW

La teoría de cortocircuitos considera normalmente, que la falla trifásica es la que provoca las corrientes más elevadas, pero de los estudios realizados para el año 2007, se encontró que existen niveles máximos de cortocircuito monofásico, esto se debe a la dependencia directa entre la corriente monofásica de cortocircuito y

la impedancia de la falla, además de las conexiones a tierra de los transformadores cercanos a la falla.

Para las barras a nivel de 138 kV, los niveles máximos de cortocircuito monofásico se presentan en las barras de: Agoyán, Baños, Daule Peripa, Electroquil, Esmeraldas, Guangopolo, Loja, Machala, Machala Power, Milagro, Molino, Pascuales, Pomasqui, Portoviejo, Posorja, Quevedo, Salitral, San Idelfonso, Selva Alegre, Santa Rosa, Santo Domingo, Totoras, Trinitaria y Vicentina, que son barras correspondientes a las zonas eléctricas de mayor generación tanto hidráulica como térmica, por tal razón las elevadas corrientes al ocurrir una falla monofásica. En la barra de Molino se tiene que la corriente monofásica supera en un 37% a la trifásica, a esta barra se conectan los generadores de la fase C de la central hidroeléctrica Paute con una capacidad instalada de 5x115 MW.

A nivel de 230 kV, las barras en donde los valores de las corrientes monofásicas de cortocircuito superan a los valores de sus respectivas corrientes trifásicas, son: Las Esclusas, Machala, Molino, Pascuales, Pomasqui, San Francisco, Sinincay, Santa Rosa y Trinitaria, debido a que estas barras que conforman el anillo de 230 kV constituyen un importante aporte de generación y consumo de la zona de Guayaquil y sus alrededores, por encontrarse de la zona con mayor concentración de generación. Las barras de Molino y San Francisco sobrepasan en un 35 % la corriente monofásica a la trifásica debido a que existen cinco unidades de 100 MW cada una conectadas a la barra de Molino 230 kV y a la barra de San Francisco se conectan dos unidades de 106 MW cada una.

Durante este período la máxima corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 138 kV fue de 30,96 kA y la trifásica igual a 22,65 kA en la barra de Molino.

A nivel de 230 kV la máxima corriente monofásica de cortocircuito fue de 21,55 kA y la corriente de falla trifásica 15,93 kA en la barra de Molino.

En el **Anexo 9**, se observan los resultados de las corridas realizadas en NEPLAN, específicamente las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas a nivel de 138 y 230 kV.

- **CASO ESPECIAL: SIN COLOMBIA NORMA IEC**

La **Figura 5.3.**, muestra una representación en NEPLAN cuando se prescinde de 250 MW de generación en Jamondino 230 kV y la desconexión de la segunda línea de interconexión con Colombia.

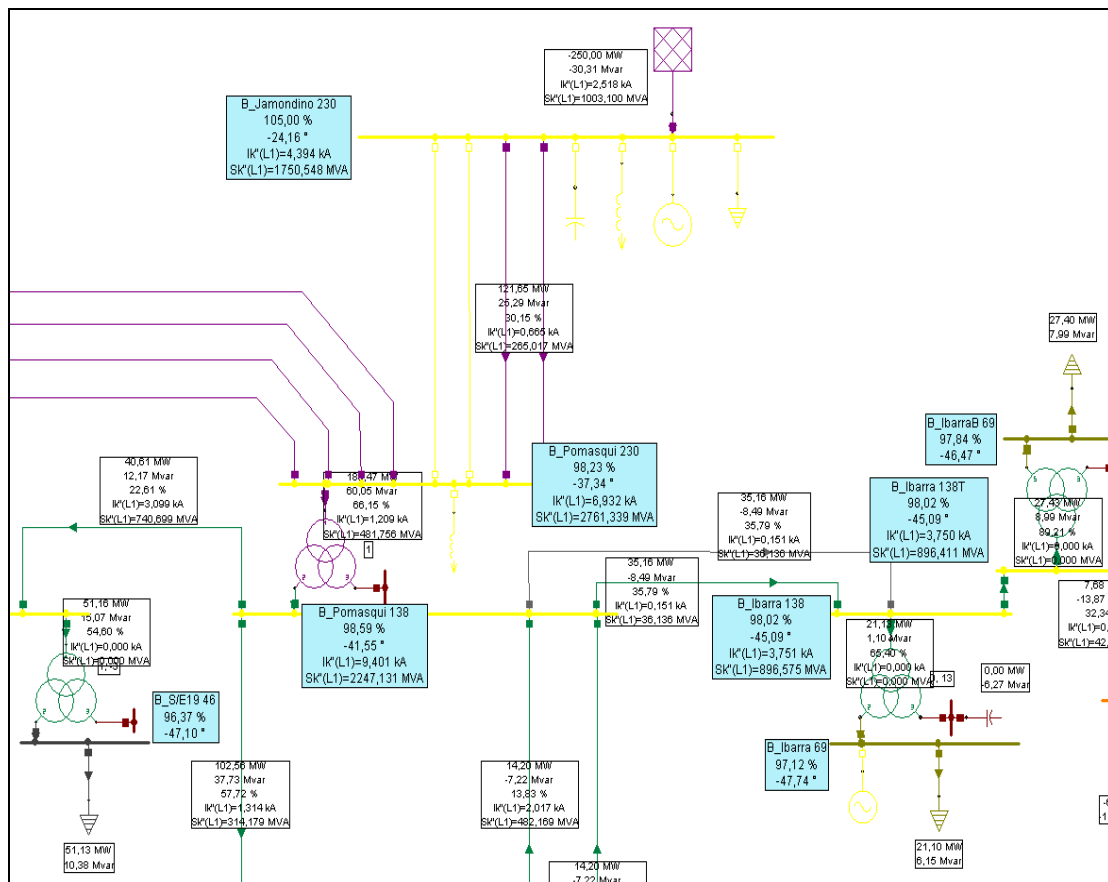


Figura 5.3. Visualización en NEPLAN de la salida de la segunda línea de interconexión con Colombia.

Se desconectan los dos circuitos de la segunda línea de Interconexión con Colombia de las barras de Jamondino 230 kV y Pomasqui 230 Kv, por lo que la transferencia de potencia activa desde Colombia hacia Ecuador en este caso de estudio es de 210 MW, los incrementos de voltaje en barras a nivel de 138 kV se presentan en: Esmeraldas, Milagro, Pascuales, Posorja, Puyo. Así como también se presentan disminuciones considerables de voltaje en las barras: Chone, Conocoto, Cuenca, Daule Peripa, E. Espejo, El Carmen, Gualaceo, Guangopolo,

Ibarra, Limón, Loja, Macas, Molino, Mulaló, Papallacta, Pomasqui, Portoviejo, Pucará, Quevedo, S/E 18, S/E 19, San Rafael, Selva Alegre, Severino, Sta. Rosa, Sta. Elena, Sto. Domingo, Totoras, Tulcán, Vicentina, básicamente comprenden las barras cercanas a la falla como era de esperarse. Y a nivel de 230 kV las barras Jamondino, Molino, Pomasqui, Sta. Rosa, Totoras.

En la barra de Jamondino 230 kV, las corrientes monofásica y trifásica de cortocircuito disminuyen en comparación al caso propuesto como base, la corriente de cortocircuito monofásica base en esta barra es 4,523 kA, ante la desconexión de la segunda línea de interconexión con Colombia en esta barra se visualiza una corriente de 3,669 kA y la corriente trifásica base igual a 5,239 kA disminuye 4,358 kA ante la contingencia, como se presenta en la **Figura 5.4**.

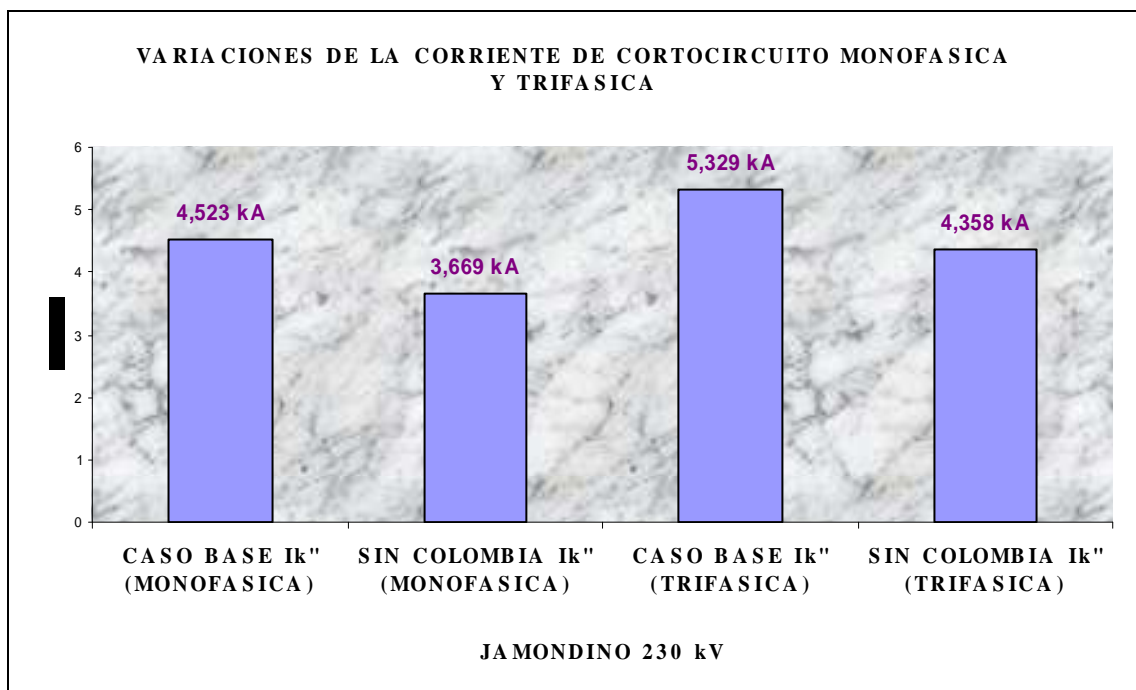


Figura 5.4. Comportamiento de la corriente monofásica y trifásica ante la desconexión de la segunda línea de interconexión con Colombia, período máximo lluvioso, año 2007.

La **Figura 5.5.** muestra las variaciones de voltaje en las barras a nivel de 138 kV que presenta el sistema considerado como caso base y comparado con las

eventuales salidas de operación de la segunda línea de interconexión con Colombia y la salida de operación de la central hidroeléctrica San Francisco.

Con el ingreso en operación de la segunda línea de Interconexión con Colombia (250 MW), se incrementa la corriente de falla trifásica en aproximadamente 0,4 kA en las barras a 138 kV de la S/E Santa Rosa, 0,3 kA en Pomasqui, 0,2 kA en Selva Alegre, Vicentina y Eugenio Espejo. A nivel de barras de 230 kV el incremento en la corriente de cortocircuito trifásico es aproximadamente 1 kA en la barra de la S/E Jamondino, 0,4 kA en la subestaciones Pomasqui y Selva Alegre; mientras que la corriente de falla monofásica se incrementa en 0,5 kA en la barra de 138 kV de la S/E Santa Rosa, 0,3 kA en subestación Pomasqui y en 0,2 kA en Selva Alegre y Vicentina, por encontrarse cercanas a la falla.

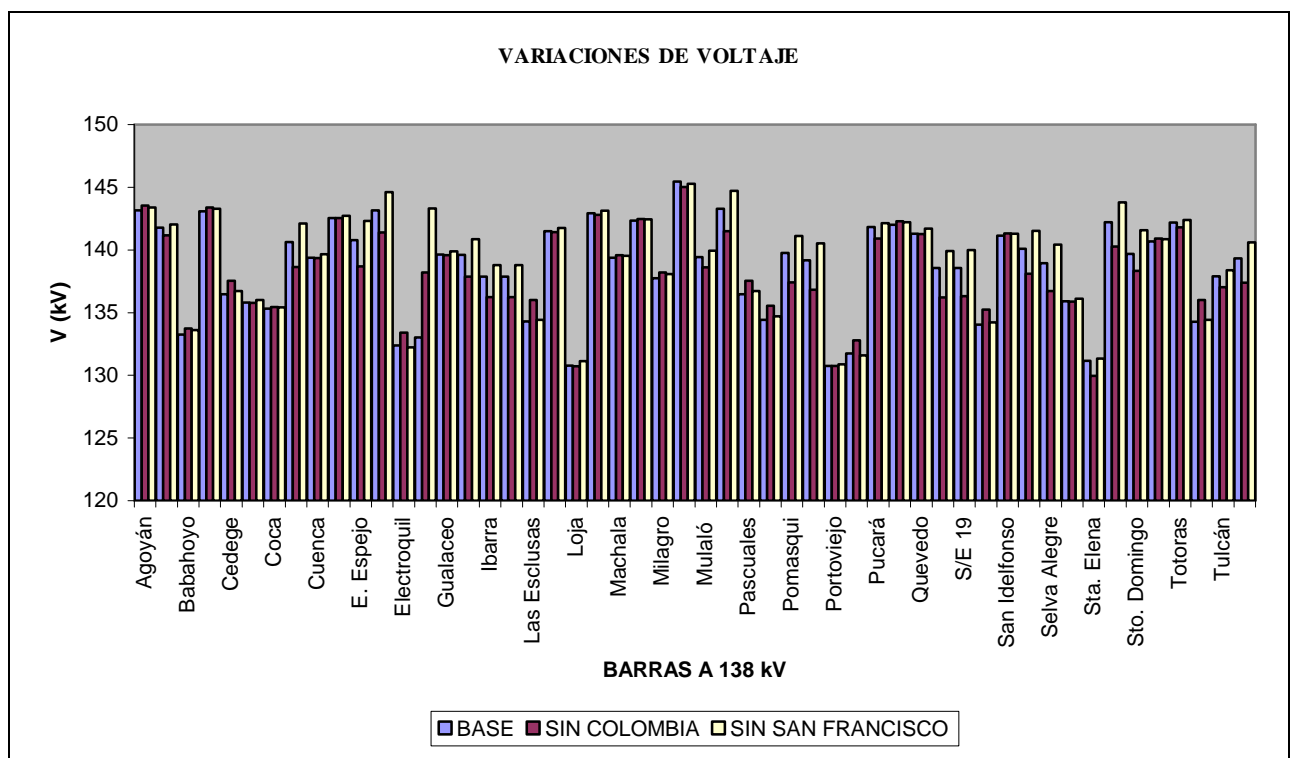


Figura 5.5. Variaciones de voltaje a nivel de 138 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

La máxima variación de la corriente de cortocircuito monofásica a nivel de 138 kV se da en la barra Esmeraldas 138 kV, cuyo valor de corriente para el caso base es de 2,23 kA y ante la salida de operación de la segunda línea de interconexión

con Colombia nos da 5,99 kA, debido a este incremento y ante la contingencia se puede observar que al correr el flujo de carga en NEPLAN, se incrementa el voltaje en la barra en un 4 %.

Las Esclusas 138 kV es otra barra que se vería seriamente afectada en su corriente monofásica de cortocircuito, por la salida del segundo enlace de la interconexión con Colombia, debido a que la corriente en el caso base es de 7,19 kA y se incrementa a 10,83 kA cuando se presenta la falla.

En la barra de Pascuales 138 kV también se observa un incremento en la corriente monofásica de cortocircuito ante la salida de operación de la segunda línea de interconexión con Colombia, del orden del 9 %, en la barra Pomasqui 138 kV, la corriente disminuye en 2 kA, en Posorja 138 kV, el incremento es de 9 %, Salitral 138 kV es de 4 kA de incremento, en Santo Domingo 138 kV, el incremento es de 23 % ante la falla, Trinitaria 138 kV, incrementa su corriente de 17,64 kA a 19,04 kA.

A nivel de 230 kV, se presentan incrementos en los valores de corriente monofásica de cortocircuito en las barras Dos Cerritos, Las Esclusas, Milagro, Molino, Pascuales, Prosperina, Quevedo, Santo Domingo, Trinitaria. Las disminuciones de corriente se observan en las barras Jamondino 230 kV, debido a que se retiró de esta barra 250 MW de generación y la corriente de cortocircuito aumenta si la concentración de generación es mayor, así como en la barra Pomasqui 230 kV, porque en esta barra se retiraron los dos circuitos de la segunda línea de interconexión que contribuyen al incremento en el valor de la corriente de falla en esa barra, en la **Figura 5.6** se presenta la variación de corriente monofásica en barras a nivel de 230 kV.

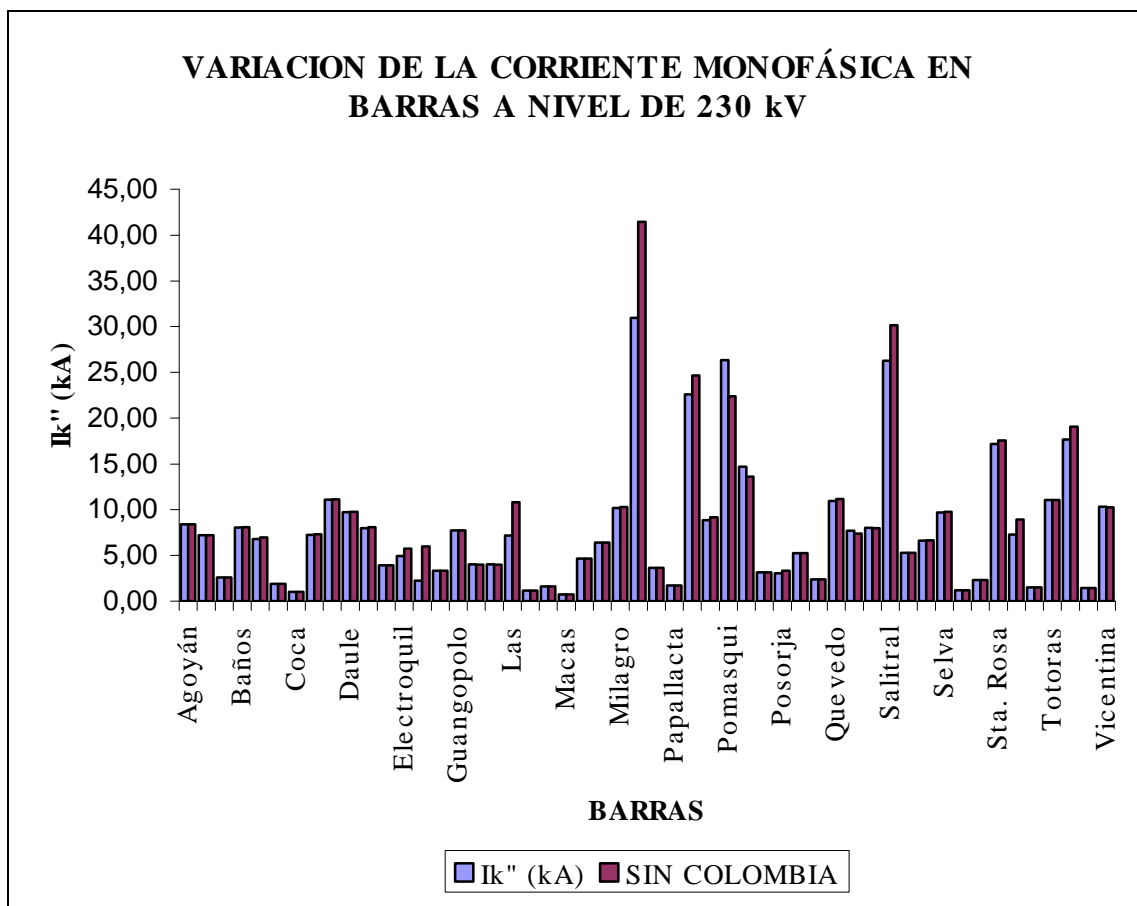


Figura 5.6. Variaciones de corriente monofásica de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

En el **Anexo 10**, se observan los resultados de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas a nivel de 138 kV y 230 kV, valores obtenidos de la simulación con el módulo de cortocircuitos de NEPLAN.

De la **Figura 5.7.**, se puede decir además que, al retirar la segunda línea de interconexión con Colombia del Sistema Nacional Interconectado necesariamente se tendría que cambiar de equipo de seccionamiento asociado a la barra Molino 138 kV debido a que la corriente de falla en esta barra sobrepasa los límites de interrupción establecidos.

- CASO ESPECIAL: SIN SAN FRANCISCO NORMA IEC

Este caso presenta el flujo de potencia correspondiente al período lluvioso en demanda máxima para el año 2007, sin la entrada en operación de la Central

Hidroeléctrica San Francisco, se omite el aporte de 212 MW, para realizar el análisis de cortocircuitos de este caso, es evidente el aumento en las corrientes trifásicas y monofásicas de cortocircuito, por lo tanto, esta situación repercute en las variaciones que las corrientes de cortocircuito experimentan con el transcurso del tiempo, la corriente instantánea inicial de cortocircuito en San Francisco presenta un valor muy elevado respecto al valor nominal.

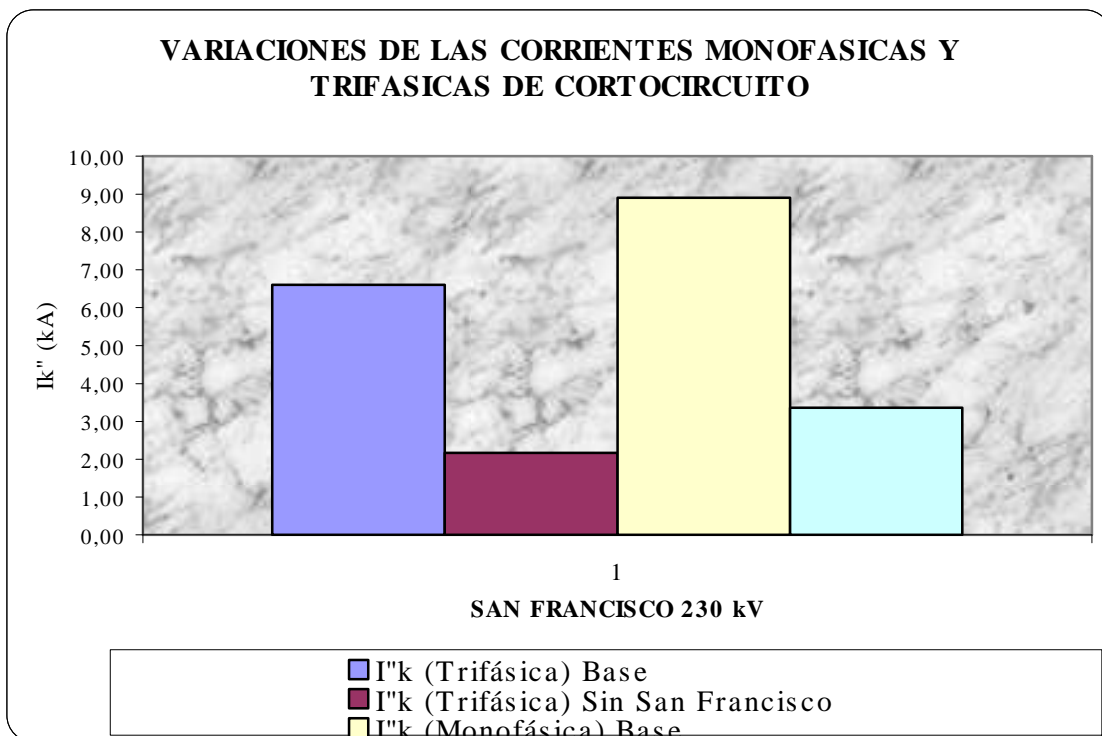


Figura 5.7. Variaciones de corriente monofásica y trifásica de cortocircuito ante la salida de operación de San Francisco, período máximo lluvioso, año 2007.

Al realizar el redespacho de las unidades térmicas para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado, se simuló una corrida de flujo de carga para determinar si los niveles de voltaje y cargabilidad de los elementos eran los adecuados.

Debido al retiro de fuentes de generación de la barra San Francisco, la corriente tanto monofásica como trifásica disminuyen y se lo puede observar claramente en la **Figura 5.7**.

Sin la central San Francisco, el incremento en las corrientes monofásicas de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV se da básicamente en las barras cercanas a la falla, es decir, en Electroquil, Esmeraldas, Las Esclusas, Pascuales, Posorja, Salitral, Sta. Elena, Santo Domingo, Totoras y Trinitaria.

En las barras Ambato, Agoyán, Baños, Molino, Mulaló, Pucará y Puyo a nivel de 138 kV, se observan disminuciones en los valores de las corrientes monofásicas de cortocircuito.

La **Figura 5.8.**, muestra una relación entre las corrientes de cortocircuito

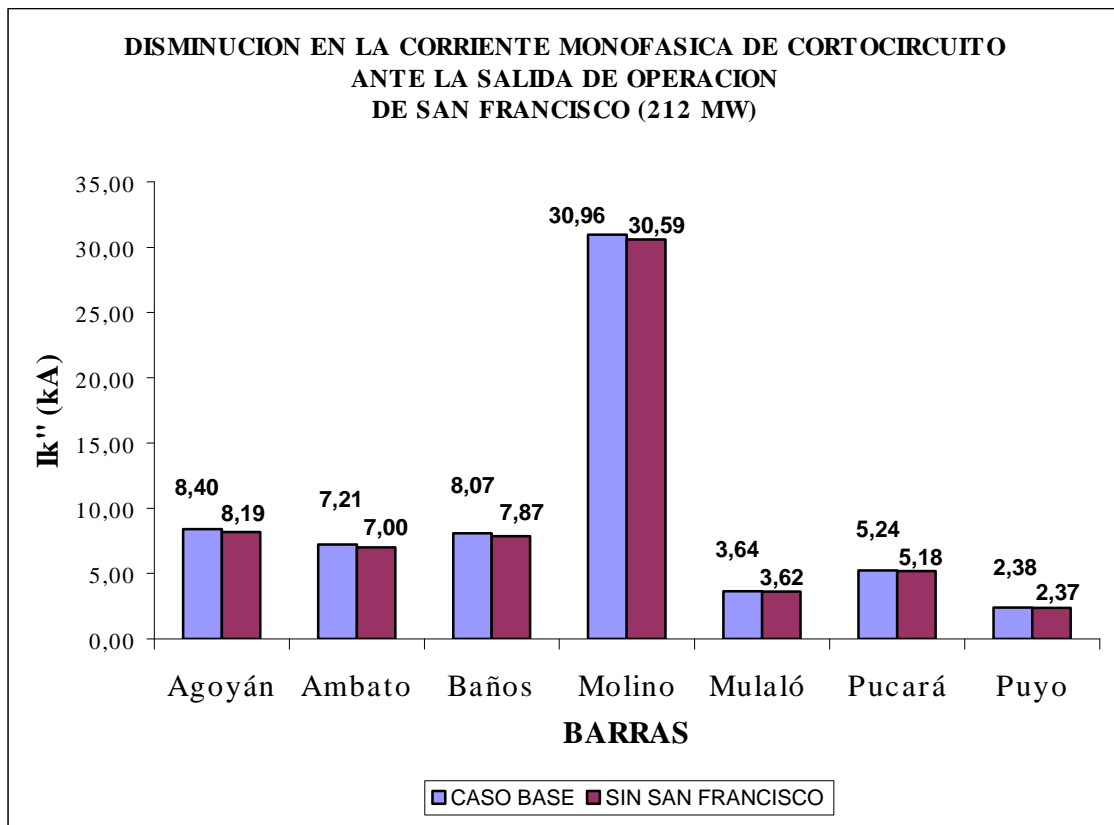


Figura 5.8. Corriente monofásica de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, sin San Francisco, período máximo lluvioso, año 2007.

Ante la falla, la barra San Francisco 230 kV presenta una disminución en su corriente monofásica de cortocircuito de 8,81 kA a 6,17 kA, Molino, Riobamba y Totoras 230 kV también disminuyen su corriente por encontrarse cercanas a la barra en la que se desconectó 212 MW de generación.

Prescindir del ingreso de San Francisco sin reemplazar esta generación, ocasiona sobrecargas en algunos elementos del sistema como son: el transformador de dos devanados de la Unidad 6 de Paute considerada como la barra Slack del sistema cuya cargabilidad asciende a 232,4%, por lo tanto esta Unidad generadora se ve forzada a trabajar con 310,35 MW y 81,03 MVA violando sus límites permitidos tanto de potencia activa como reactiva. Se presentan límites inferiores de voltaje violados en las barras: Dos Cerritos 230 kV (94,81 %), Pascuales 230 kV (94,72 %), Portoviejo 138 kV (94,69 %), Prosperina 230 kV (94,53 %), Loja 138 kV (93,87 %), Santa Elena 138 kV (94,71 %), Posorja 138 kV (94,92%).

La máxima corriente de cortocircuito monofásica para este caso de estudio a nivel de 138 kV, se presenta en la barra Molino igual a 30,59 kA, este valor se encuentra cercano al límite de interrupción del disyuntor asociado a esta barra por lo tanto, se deberá realizar un ajuste a las características del interruptor para estar preparados ante posibles contingencias y proteger al sistema de ocurrir fallas monofásicas.

San Francisco es la barra a nivel de 230 kV en la que se presenta mayor porcentaje de variación al caso base en cuanto al valor de la corriente de cortocircuito se refiere, debido a que en esta barra se desconectan 212 MW que aportan las unidades de generación de la Central San Francisco, es decir, se retira un importante fuente de generación que aporta a la falla.

En el **Anexo 11**, se observan los resultados de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas a nivel de 138 kV y 230 kV, valores obtenidos de la simulación con el módulo de cortocircuitos de NEPLAN.

5.4.2. DEMANDA MÍNIMA – PERÍODO LLUVIOSO, AÑO 2007

Demanda: 1 560,4 MW

En el **Anexo 6-B**, se presenta el flujo de potencia correspondiente al período lluvioso en demanda mínima para el año 2007.

En el **Anexo 12**, se presenta la tabla de resultados obtenidos luego de la simulación en NEPLAN de este período de estudio, correspondiente al período lluvioso en demanda mínima para el año 2007.

Para las barras a nivel de 138 kV, los máximos resultados de cortocircuito monofásico se presentan en las barras de: Agoyán, Baños, Daule Peripa, Electroquil, Esmeraldas, Guangopolo, Machala, Machala Power, Molino, Pascuales, San Idelfonso, Santa Elena, Trinitaria, que son barras correspondientes a las zonas eléctricas que representan la mayor concentración de generación térmica, por tal razón las elevadas corrientes al ocurrir una falla monofásica.

El máximo porcentaje en que una corriente monofásica supera a una corriente trifásica es del 46 % y se presenta en la barra de Esmeraldas 138 kV, siendo 1,48 kA la corriente trifásica y 2,16 kA la corriente monofásica medidas en la barra.

A nivel de 230 kV, las barras en donde los valores de las corrientes monofásicas de cortocircuito superan a los valores de sus respectivas corrientes trifásicas, son: Las Esclusas, Machala, Molino, Pascuales, San Francisco, Sinincay, Santa Rosa y Trinitaria. Las barras de Molino y San Francisco sobrepasan en aproximadamente un 36 % la corriente monofásica a la trifásica debido a que existen cinco unidades de 100 MW cada una de ellas conectadas a la barra Molino 230 kV y a la barra San Francisco se conectan 195 MW.

En este período de demanda mínima, las corrientes en la barra de Jamondino 230 kV, disminuyen a la mitad de sus correspondientes corrientes en el período de demanda máxima ya que, durante el mínimo lluvioso se deja de importar energía desde Colombia y se exporta desde Ecuador.

La máxima corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 138 kV obtenida de este caso de estudio, es 21,47 kV y la máxima corriente trifásica de cortocircuito es 29,23 kA en la barra de Molino 138 kV.

Además, de las corrientes obtenidas en Molino 138 kV, también se presentan valores representativos de corrientes en la barra Pascuales 138 kV y Zhoray 230 kV.

De acuerdo a la **Figura 5.9.**, donde se presentan las corrientes monofásicas de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV, durante el período mínimo lluvioso, las máximas corrientes de cortocircuito se producen ante la salida de operación de la Central hidroeléctrica San Francisco ya que durante este período no existe transferencia de potencia desde Colombia hacia Ecuador,

En las barras a nivel de 138 kV para las cuales se debería tener cuidado al momento de ocurrir una falla monofásica son Conocoto, E. Espejo, El Carmen, Guangopolo, Ibarra, Pascuales, Pomasqui, S/E 18, S/E 19, San Rafael, Sta. Rosa, Selva Alegre, Santo Domingo y Vicentina debido a que en estas barras se tienen incrementos considerables de corriente al prescindir de la operación de la Central San Francisco y realizar un redespacho de unidades para cubrir con la demanda requerida por el sistema.

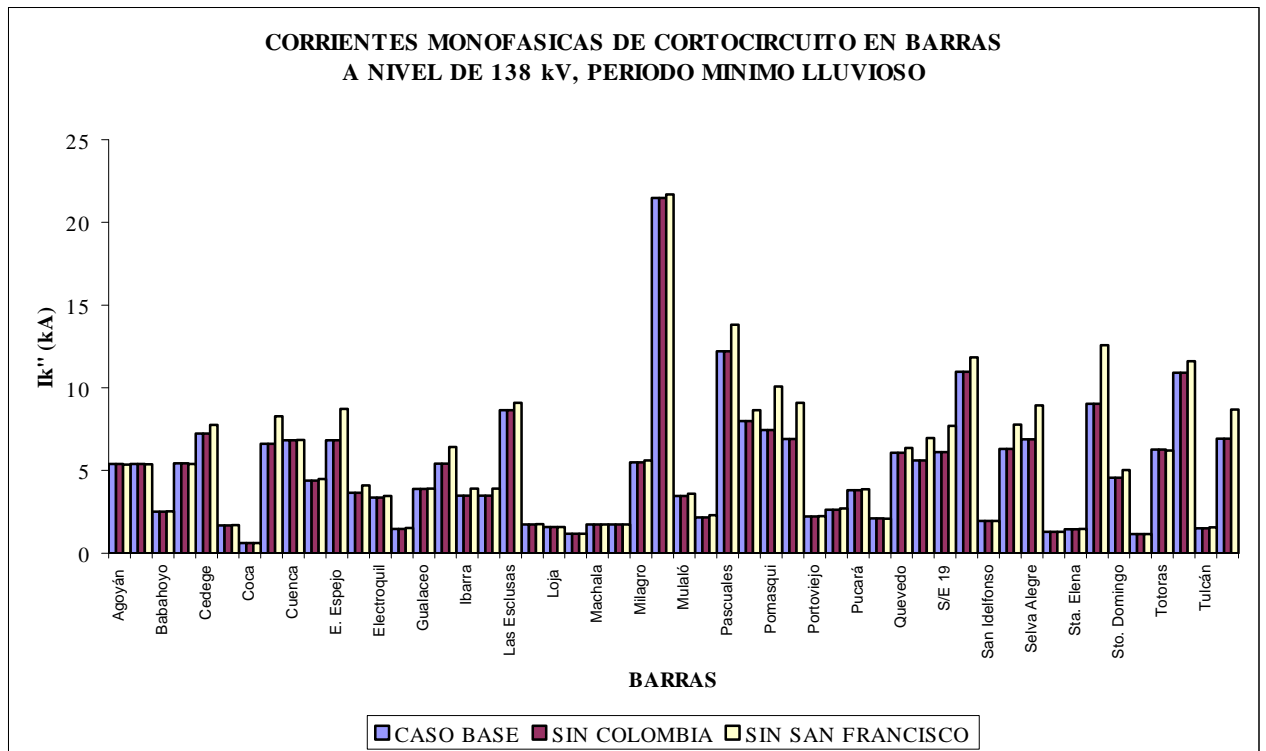


Figura 5.9. Corrientes monofásicas de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV, período mínimo lluvioso, año 2007.

La corriente trifásica en la barra San Francisco 230 kV, disminuye considerablemente con relación al caso base ya que son 212 MW que dejaron de contribuir a la falla, es decir al no intervenir fuentes de generación en esa barra, las corrientes que se calculen en ese punto o en las barras cercanas disminuirán, como se puede apreciar en la **Figura 5.10**.

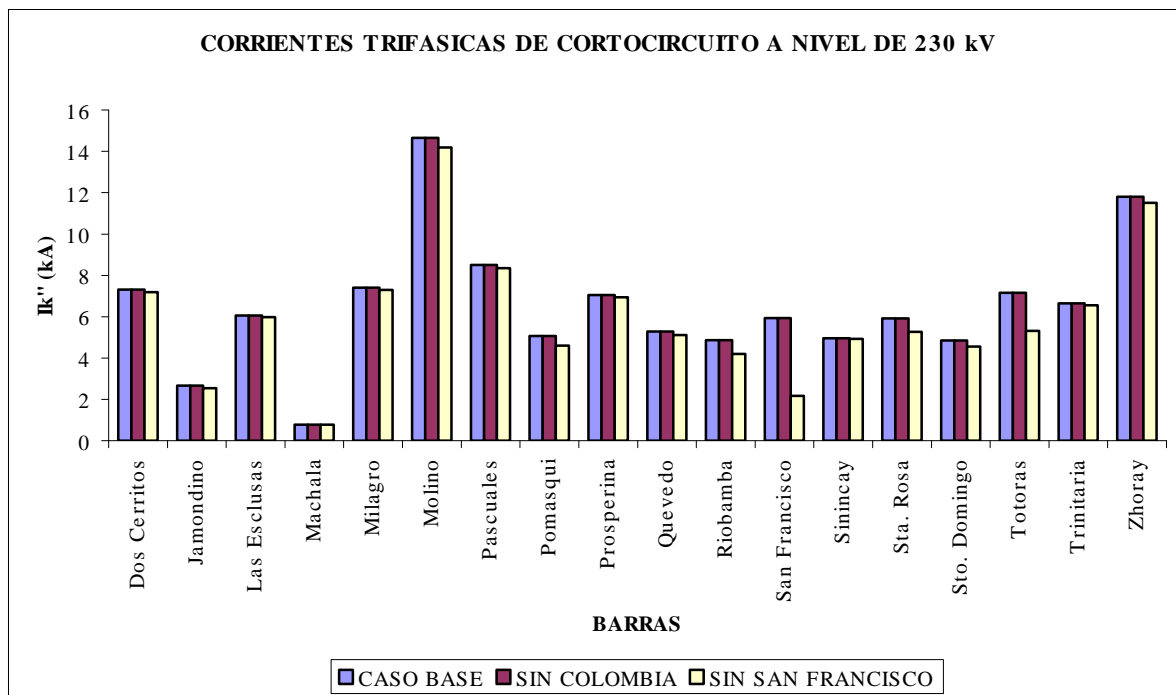


Figura 5.10. Corrientes de cortocircuito trifásicas en barras a nivel de 230 kV sin San Francisco, período mínimo lluvioso, año 2007.

De las corrientes monofásicas de cortocircuito para este caso, se puede decir que en las barras a 138 kV que mayor variación se presentan con la salida de San Francisco, son Santa Rosa de 12,37 kA a 16,80 kA, en Vicentina de 7,85 kA a 9,29 kA, de 15,34 kA a 17,19 kA en Pascuales.

En la barra San Francisco la corriente monofásica difiere del caso base en 5 kA debido a que en esta barra se desconecta generación que contribuye directamente a la falla.

5.4.3. DEMANDA MÁXIMA – PERÍODO SECO, AÑO 2007

Demanda: 2 791,2 MW

En el **Anexo 6-C**, se presenta el flujo de potencia utilizado para la simulación en NEPLAN correspondiente al período de estiaje o seco en demanda mínima para el año 2007.

Para este período de estudio los grandes centros de generación se concentran en las barras de Jamondino 230 kV con 460 MW que se importa desde Colombia, San Francisco 230 kV con 212 MW, Molino 138 kV con 400 MW correspondiente a la Fase AB de Paute, Molino 230 kV, la barra slack del sistema, durante el período máximo seco.

El valor máximo de corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 138 kV es 33,12 kA en la barra de Molino, y la corriente máxima trifásica que se presenta para este caso es 19,63 kA.

Además, de los resultados obtenidos se puede observar que en la barra de Pomasqui a 230 kV la corriente monofásica supera drásticamente al valor de la corriente trifásica de cortocircuito debido a que se encuentra cercana a la barra de Jamondino y la importación desde Colombia para este período es de 460 MW.

A nivel de 230 kV la máxima corriente monofásica de cortocircuito se ubica en 19,30 kA y la máxima corriente trifásica de cortocircuito es igual a 13,80 kA en la barra de Molino.

Un incremento considerable de la corriente monofásica de cortocircuito a se puede observar en las barras de San Francisco y las Esclusas.

De la **Figura 5.11.**, se observa el comportamiento de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas para este período de demanda en barras a nivel de 138 kV, los casos más representativos en los que la corriente monofásica de cortocircuito supera a su respectiva trifásica son en las barras: Agoyán, Baños, Caraguay, Cuenca, Daule Peripa, Electroquil, Esmeraldas, Las Esclusas, Macas, Machala, Machala Power, Milagro, Molino, Pascuales, Pomasqui, Quevedo, Salitral, San Cayetano, Sta. Rosa, Santo Domingo, Totoras, Trinitaria, Vicentina.

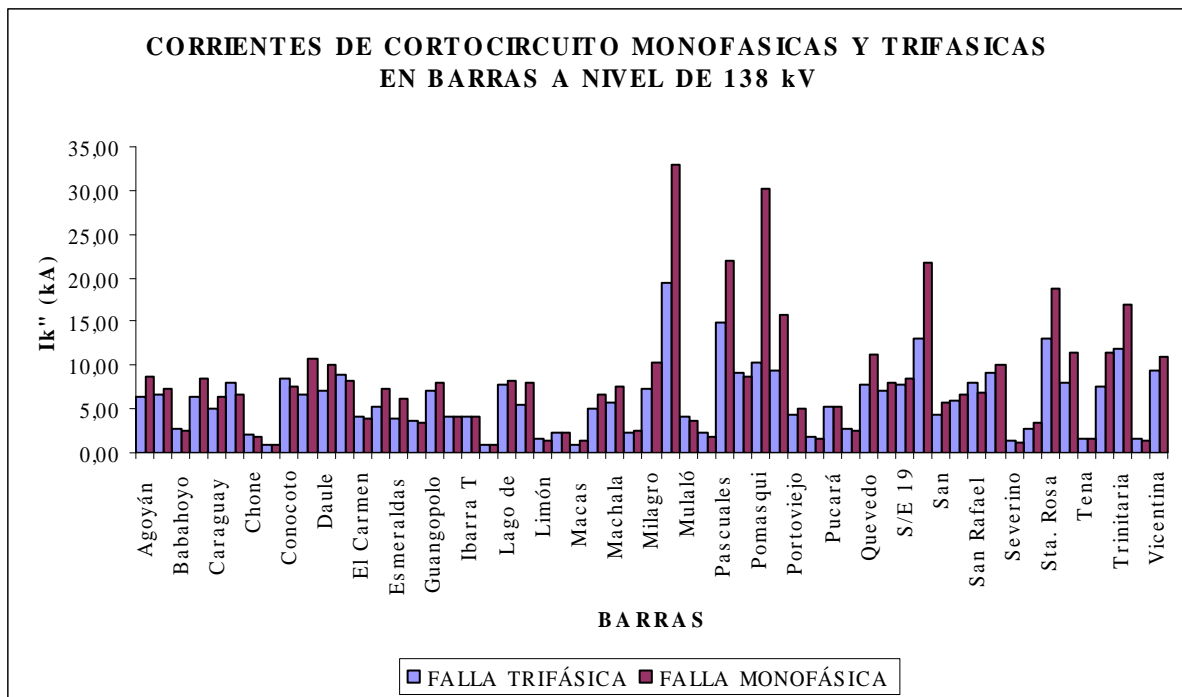


Figura 5.11. Corrientes monofásicas y trifásicas de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV, período máximo seco, año 2007.

La influencia de la entrada en operación de la central de generación San Francisco y la segunda línea de Interconexión con Colombia presenta importantes variaciones en las barras Electroquil, Lago de Chongón, Pascuales, Pomasqui, Santa Rosa, Totoras, Trinitaria, a nivel de 138 kV y a nivel de 230 kV, la influencia radica en las barras que se encuentran cercanas a los puntos de falla, Jamondino, Milagro, Molino, Pascuales, Pomasqui, Prosperina, Riobamba, San Francisco, Sta. Rosa, Totoras, Trinitaria, Zhoray.

La máxima corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 138 kV se presenta en la barra Molino cuyo valor es 32,98 kV.

Debido a la entrada en operación de centrales de generación térmica ante la salida de operación ya sea de la segunda línea de interconexión con Colombia o de la central de generación San Francisco, es necesario revisar las características de interrupción de el equipo de seccionamiento asociado a las barras a las que se conectará la generación necesaria para cubrir con los requerimientos del sistema básicamente las que se encuentran en la zona de Guayaquil ya que el mayor parque térmico se localiza en este sector.

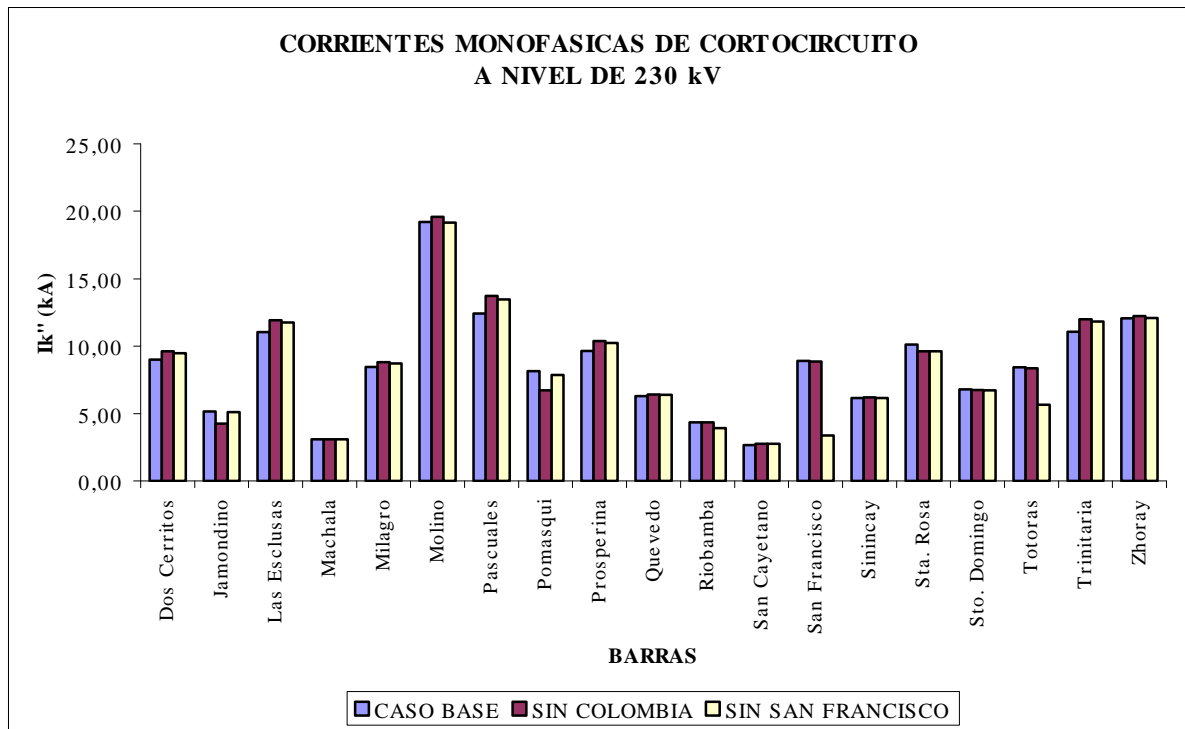


Figura 5.12. Corrientes monofásicas de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, período máximo seco, año 2007.

Sin San Francisco la corriente monofásica de cortocircuito disminuye de 8,91 kA a 3,36 kA en la barra del mismo nombre, este hecho se da debido a que, al retirar el aporte de los generadores a la barra, la corriente disminuye considerablemente.

En el **Anexo 13**, se presenta la tabla de resultados obtenidos luego de la simulación en NEPLAN de este período de estudio, correspondiente al período seco en demanda máxima para el año 2007.

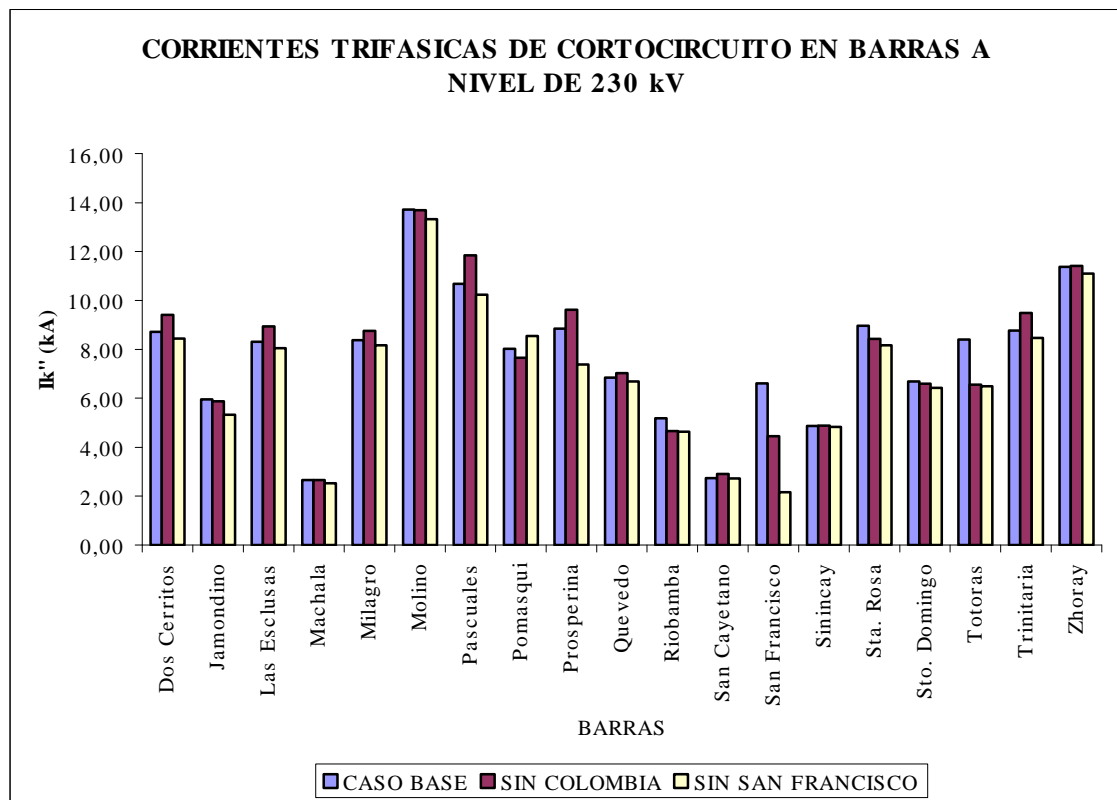


Figura 5.13. Corrientes trifásicas de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, período máximo seco, año 2007.

En la **Figura 5.13**, se observa el comportamiento de las corrientes trifásicas de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, en la mayoría de barras al salir de operación la segunda línea de interconexión con Colombia se tienen mayores valores de corriente así, en Dos Cerritos, Las Esclusas, Milagro, Pascuales, Prosperina, Trinitaria.

Si se analiza el caso en el que sale de operación la central San Francisco, en las barras a nivel de 230 kV, Dos Cerritos, Jamondino, Las Esclusas, Molino, Pascuales, Prosperina, Quevedo, Riobamba, San Francisco, Sta. Rosa, Totoras, Trinitaria y Zhoray las corrientes disminuyen y ante una contingencia de este tipo no habría mayor problema con la actuación del equipo de seccionamiento asociado a estas barras, actuarían en el tiempo previsto para cada interruptor y protegerían al sistema de posibles fallas sin complicaciones.

5.4.4. DEMANDA MÍNIMA – PERÍODO SECO, AÑO 2007

Demanda: 1 560,4 MW

En el **Anexo 6-D**, se puede observar el flujo de potencia correspondiente al período de estiaje o seco en demanda mínima para el año 2007.

Durante este período de análisis, se tiene la máxima transferencia de potencia por los circuitos de las líneas de Interconexión con Colombia, debido a que la central hidroeléctrica Paute que es la mayor fuente de generación del país, destina a mantenimiento a las unidades de la fase A-B y de la fase C alternadamente, permitiendo que para este período se genere 116 MW, San Francisco aporta con 110 MW de generación, Agoyán con una unidad de 78 MW al igual que Daule Peripa con una unidad de 40 MW, consideradas como las más representativas del parque hidráulico.

Dentro de los aportes que realizan las centrales térmicas se tiene principalmente a Keppel con 150 MW, la Central Térmica Esmeraldas con 125 MW y Trinitaria con 50 MW.

En el **Anexo 14** se puede observar los resultados de las corrientes monofásicas y trifásicas de cortocircuito obtenidos para este período de estudio. La máxima variación en que la corriente monofásica de cortocircuito sobrepasa a la corriente trifásica de cortocircuito se da en la barra Esmeraldas 138 kV, siendo 6,1 kA la corriente monofásica y 3,9 kA la corriente trifásica, seguida de la barra Macas 138 kV en donde la corriente monofásica supera a la corriente de cortocircuito trifásica en un 48 %, siendo sus valores 1,3 kA y 0,9 respectivamente.

Un caso representativo se da también en las barras Molino, Daule Peripa, Agoyán, Electroquil, Las Esclusas, Machala Power, Baños, Trinitaria, Santa Rosa, Santa Elena, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, que son barras que al

momento de realizar el ajuste del equipo de seccionamiento asociado deben ser consideradas.

A nivel de 230 kV la máxima corriente de cortocircuito monofásico es igual a 11,91 kA y la trifásica 9,93 kA en la barra de Pascuales.

La mayor variación que supera el nivel de corriente monofásica a la trifásica se da en la barra Molino siendo la corriente monofásica de cortocircuito igual a 11,73 kA y la corriente trifásica de cortocircuito 9,92 kA.

El aumento o disminución de las respectivas corrientes de cortocircuito se realizan en las mismas barras debido a que están asociadas a los centros de generación que son eliminados e incorporados en el redespacho.

De las **Figuras 5.14** y **5.15**, se tienen las variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito a nivel de 138 kV y 230 kV respectivamente, para cuando se retira de operación la segunda línea de interconexión con Colombia y San Francisco alternadamente realizando redespachos de las unidades generadoras para cubrir con los requerimientos del sistema. A más de conocer los valores y aportes de los proyectos de generación a incorporarse en el sistema, los valores de corriente obtenidos son de mucha utilidad ya que por medio de ellos se posibilita el determinar si el equipo de seccionamiento asociado se encuentra en óptimas condiciones para proteger al sistema de eventuales contingencias.

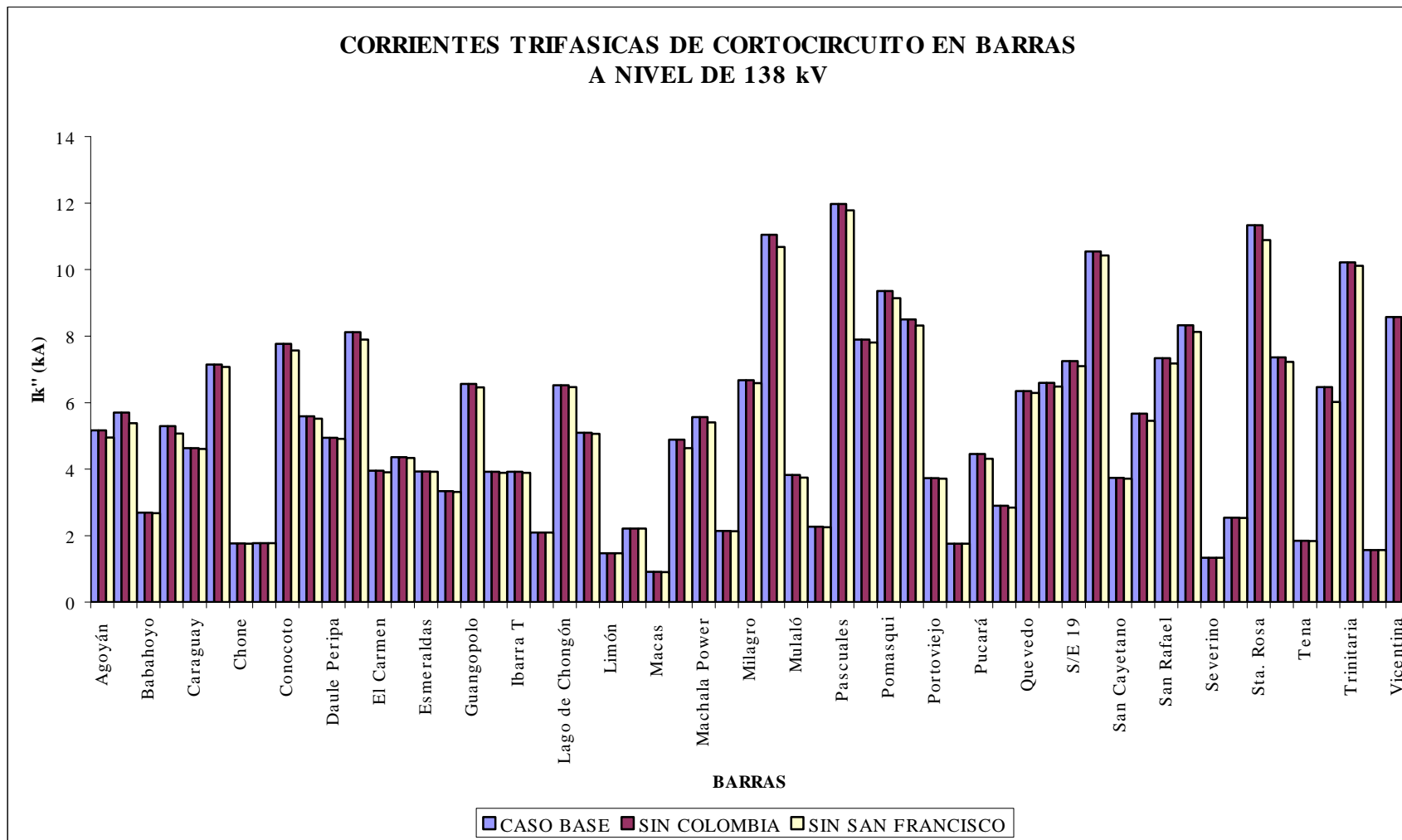


Figura 5.14. Corrientes trifásicas de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV, período mínimo seco, año 2007.

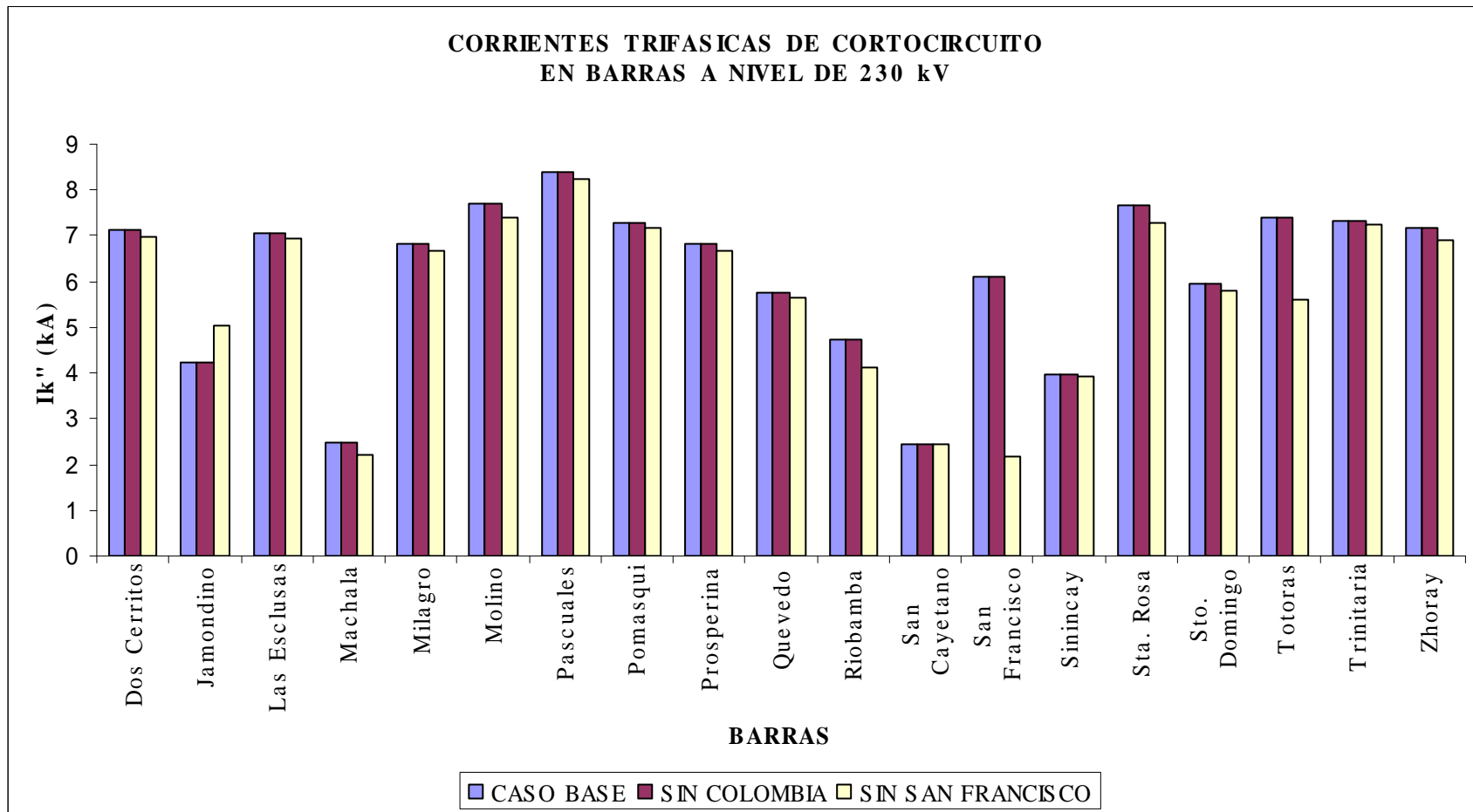


Figura 5.15. Corrientes trifásicas de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV, período mínimo seco, año 2007.

5.5. RESUMEN GENERAL AÑO 2007

- DEMANDA MÁXIMA - PERÍODO LLUVIOSO

La **Figura 5.15** presenta las variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito analizadas para el caso base, sin la segunda línea de Interconexión con Colombia y sin San Francisco alternadamente, para tener una idea del comportamiento del sistema ante el aporte que estos proyectos tienen en el Sistema Nacional Interconectado al año 2007, para el período de demanda máxima, en estación lluviosa.

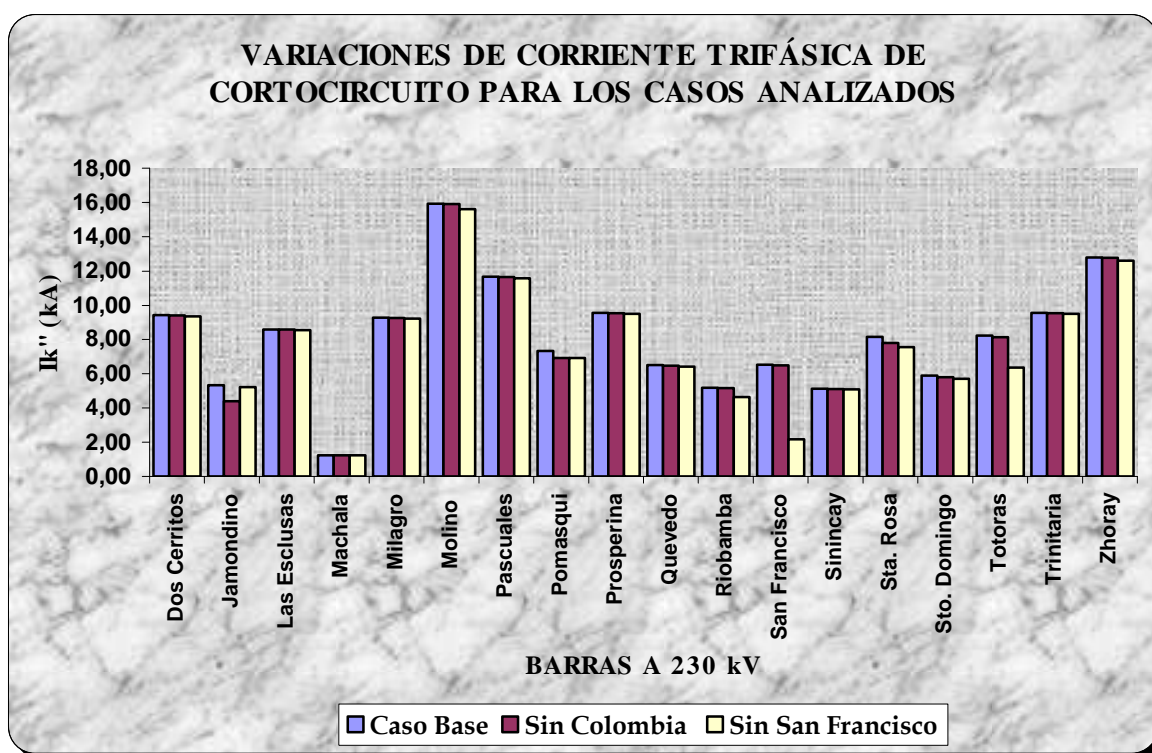


Figura 5.16. Variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito para los casos de estudio período Máximo Lluvioso, año 2007

Durante el período de demanda máxima, período lluvioso, para el año 2007, con el ingreso en operación de la Central San Francisco (212 MW), se tiene un incremento de corriente de cortocircuito trifásico en barras a 138 kV de 0,4 kA en las barras de las S/E Totoras y Pomasqui, un incremento de 0,3 kA en las barras de Ambato, Conocoto, Eugenio Espejo, Molino, S/E 19, San Rafael, Selva Alegre y Vicentina que se encuentran cercanas a la falla. En relación a las corrientes monofásicas de cortocircuito, se observa un

incremento de 0,8 kA en la S/E Santa Rosa, 0,6 kA en Totoras, 0,4 en Pomasqui y Molino, en las demás barras cercanas a la falla, un incremento aproximado de 0,2 kA.

Del estudio realizada en condiciones de demanda máxima, período lluvioso, a nivel de 230 kV, se observa un incremento en las corrientes de cortocircuito monofásico de 6 kA en San Francisco, 3 kA en Totoras, 0,6 kA en Santa Rosa, 0,5 kA en Riobamba, 0,4 kA en Molino y aproximadamente un incremento de 0,1 kA en las demás barras a nivel de 230 kV. En lo referente a las corrientes de cortocircuito trifásico, se tiene un incremento de 4 kA en San Francisco, 2 kA en Totoras, 0,6 kA en Santa Rosa y Riobamba al igual que su respectiva corriente de cortocircuito monofásica, 0,4 kA en Pomasqui y en las demás barras cercanas a la falla se presenta un incremento aproximado de 0,1 kA.

El ingreso de la central San Francisco, determina un incremento en las corrientes de cortocircuito trifásico de aproximadamente 4 kA y de 5 kA en cortocircuito monofásico.

- DEMANDA MÍNIMA - PERÍODO LLUVIOSO

En el período mínimo lluvioso no se requiere de generación desde Colombia, por lo que los resultados de corriente trifásica y monofásica no varían con respecto al caso base, para cuando se realiza el cálculo de las corrientes por el estándar IEC60909.

La **Figura 5.16.** muestra las variaciones de las corrientes monofásicas ante las corrientes trifásicas de cortocircuito a nivel de 230 kV, en esta gráfica se puede observar que las fallas trifásicas provocan corrientes más elevadas por ser la falla más severa en puntos del sistema, en los que la concentración de generación no es muy considerable y los transformadores asociados a dichas barras no tienen puestas a tierra, tal es el caso de Jamondino 230 kV, Pomasqui 230 kV y Riobamba 230 kV, en las otras barras que conforman el anillo de 230 kV la corriente monofásica supera a la corriente trifásica.

La **Figura 5.17.**, muestra las variaciones de corrientes trifásicas y monofásicas en barras a nivel de 230 kV para el período mínimo lluvioso para el año 2007.

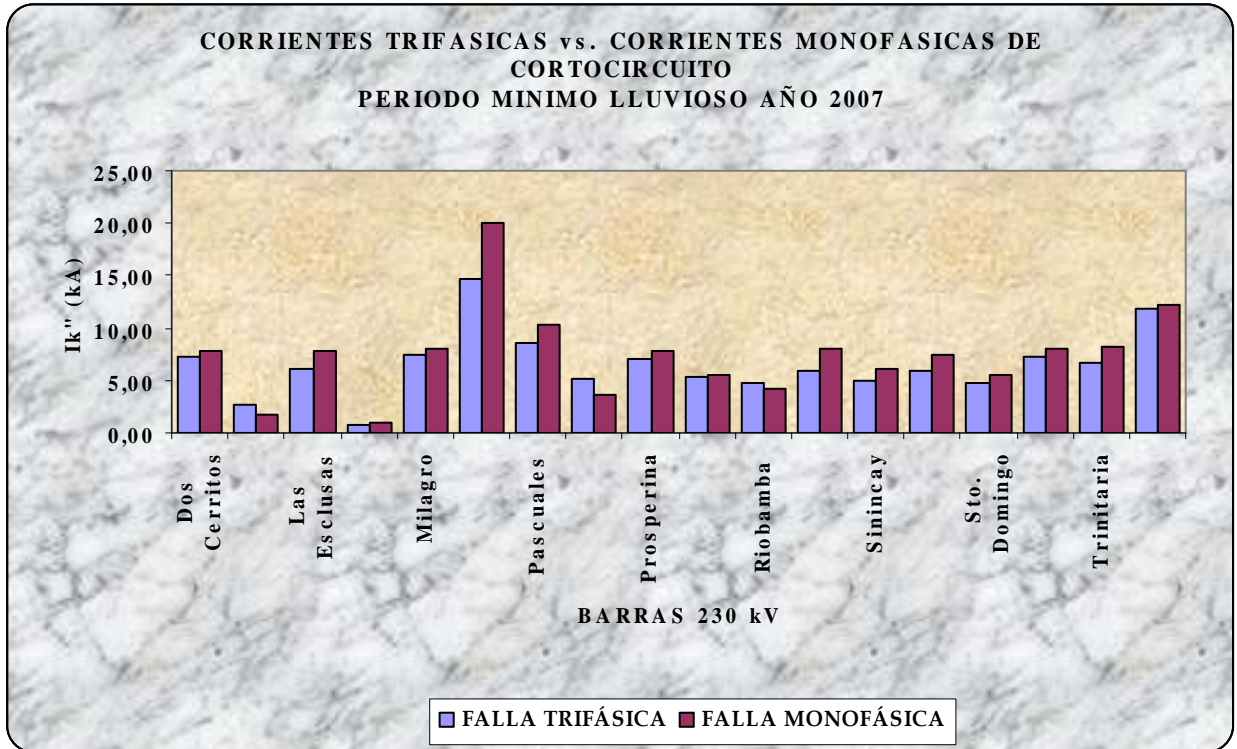


Figura 5.17. Variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito, período Mínimo Lluvioso, año 2007

- DEMANDA MÁXIMA - PERÍODO SECO

En la **Figura 5.18.** se observa el comportamiento de las corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en las barras que conforman el anillo de 230 kV.

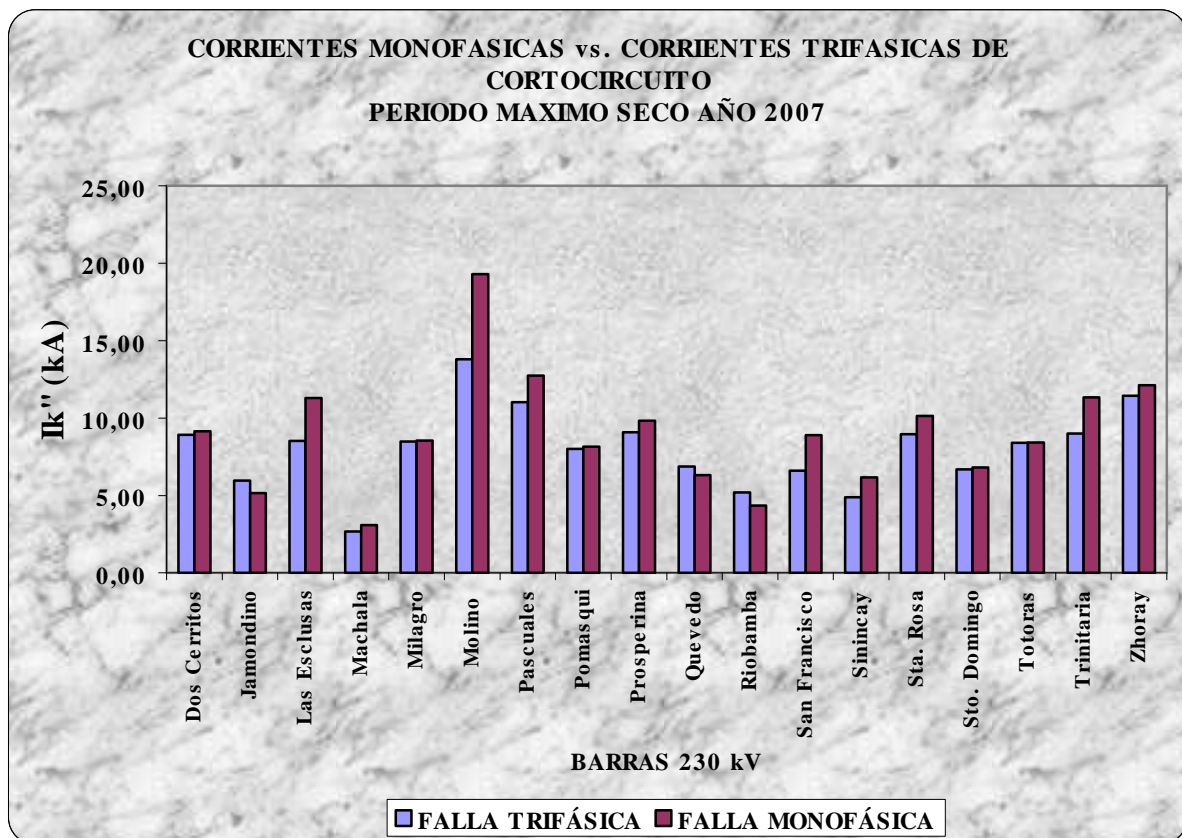


Figura 5.18. Variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito, período Máximo Seco, año 2007

- DEMANDA MÍNIMA - PERÍODO SECO

El incremento en las corrientes de cortocircuito se justifica si se considera el aporte de 250 MW debido al segundo enlace con Colombia y 110 MW que aporta San Francisco.

En la **Figura 5.19.** se observa que para el período Mínimo Seco, al año 2007 las corrientes de cortocircuito monofásicas superan a las corrientes de cortocircuito trifásica en las barras Dos Cerritos, Las Esclusas, Machala, Milagro, Molino, Pascuales, Pomasqui, Prosperina, San Francisco, Sinincay, Santa Rosa, Santo Domingo, Totoras, Trinitaria y Zhoray, que conforman el anillo de 230 kV, en tanto que las barras Jamondino y Riobamba se sujetan a la teoría del cálculo de cortocircuitos que establece que ante una falla trifásica, la corriente de cortocircuito es muchas veces mayor que la nominal y por lo tanto

al ser una falla severa provoca corrientes muy elevadas, superiores a las producidas por una falla ocasionada por el contacto de una fase cualquiera con tierra.

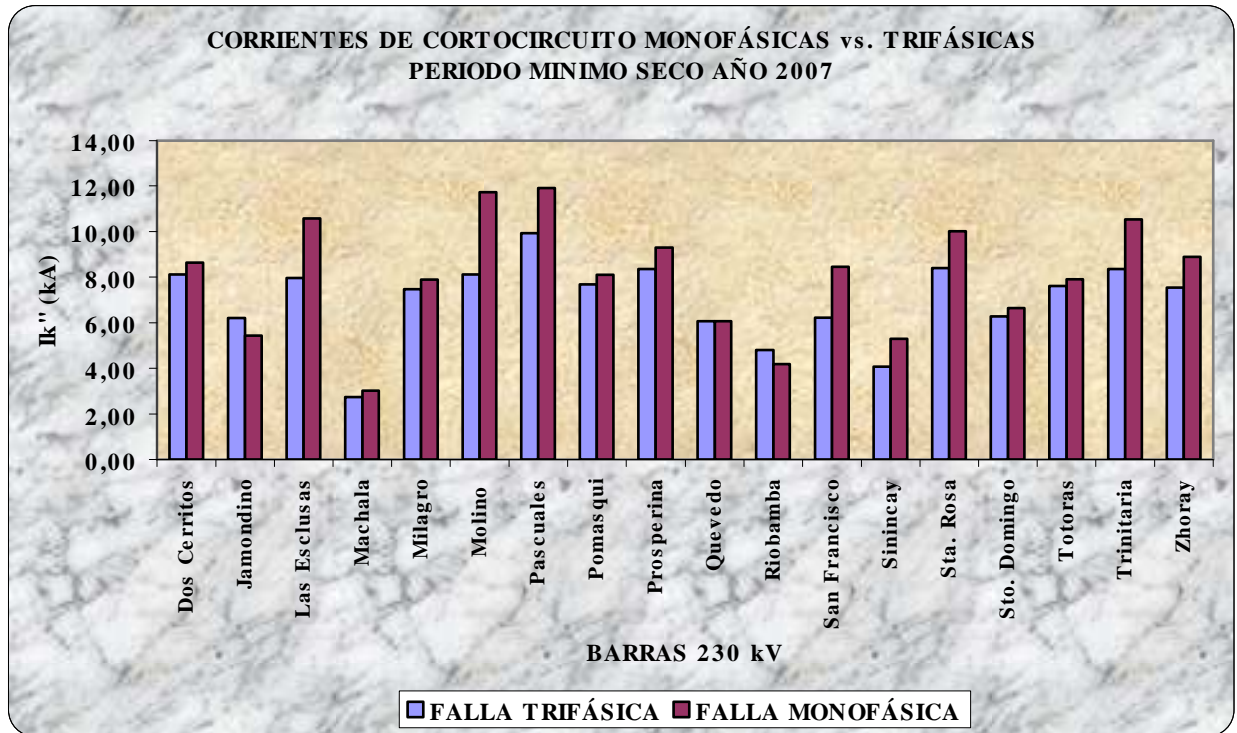


Figura 5.19. Variaciones de las corrientes trifásicas de cortocircuito, período Mínimo Seco, año 2007

El análisis de cortocircuito se lo realiza para establecer una secuencia de operación del equipo existente en una instalación eléctrica, la simulación de fallas se las realiza para establecer si las características de los equipos son las requeridas para protegerlos ante eventuales fallas por lo tanto, este estudio es una medida de prevención ante la posible ocurrencia de fallas sin que el sistema se vea afectado por la baja en sus equipos.

Como consecuencia, luego de producida una falla, se puede notar la degradación de los materiales aislantes, deformación de las barras, aumento de pérdidas en el sistema por efecto Joule, disminución de voltaje durante el tiempo en que se produzca la eliminación de la falla, desconexión de una parte considerable del sistema, pérdida de sincronismo de las máquinas,

perturbaciones en los circuitos de control, averías en bobinados de transformadores o máquinas sincrónicas.

De los métodos de cálculo, que el NEPLAN presenta en su módulo de cortocircuitos se eligieron dos, relacionados con el estudio de las corrientes de cortocircuito del Sistema Nacional Interconectado, el estándar IEC 60909 y el estándar ANSI C37.010, para los cuales si se observa la tabla del **Anexo 15**, se puede visualizar que los valores obtenidos de correr el flujo con el método IEC 60909 superan a los valores calculados con el otro método debido a que IEC es un estándar que calcula las corrientes iniciales máximas de cortocircuito y la norma ANSI C37.010 da como resultado la corriente simétrica de medio ciclo.

BARRA	VOLTAJE kV	IEC 60909		ANSI C37.010	
		Ik" trifásica (kA)	Ik" monofásica (kA)	Ik" trifásica (kA)	Ik" monofásica (kA)
Dos Cerritos	230	9,42	9,28	9,37	9,31
Jamondino	230	5,33	4,54	4,93	4,35
Las Esclusas	230	8,59	10,46	8,70	10,57
Machala	230	1,24	1,54	1,12	1,41
Milagro	230	9,28	9,04	9,11	9,00
Molino	230	15,93	21,55	14,67	20,20
Pascuales	230	11,68	12,89	11,66	12,98
Pomasqui	230	7,34	7,75	6,54	7,17
Prosperina	230	9,56	9,78	9,59	9,87
Quevedo	230	6,51	5,98	6,21	5,87
Riobamba	230	5,19	4,37	5,00	4,27
San Francisco	230	6,53	8,81	6,29	8,53
Sinincay	230	5,12	6,35	4,86	6,08
Sta. Rosa	230	8,15	9,69	7,24	8,81
Sto. Domingo	230	5,90	5,73	5,39	5,44
Totoras	230	8,24	8,35	7,76	8,04
Trinitaria	230	9,56	10,67	9,69	10,81
Zhoray	230	12,80	12,93	11,97	12,42

Tabla 5.1. Corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en barras a nivel de 230 kV según las normas ANSI e IEC

En la **Tabla 5.1.** se presenta un ejemplo del comportamiento de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas de acuerdo a los estándares ANSI C37.010 e IEC 60909, en barras a nivel de 230 kV, en donde se observa claramente que las corrientes IEC son mayores a las corrientes ANSI, siendo el principal motivo para realizar el presente estudio de cortocircuitos utilizando

únicamente la norma IEC 60909, debido a que, para establecer los niveles de interrupción del equipo de seccionamiento se requieren los valores máximos de las corrientes de cortocircuito que el equipo podría soportar para evitar daños en las instalaciones del sistema eléctrico.

En la **Tabla 5.2.**, se observa el comportamiento de las corrientes monofásicas y trifásicas de cortocircuito en las barras a nivel de 138 kV del Sistema Nacional Interconectado, durante los cuatro períodos estacionales considerados en este estudio, en donde los mayores valores de corrientes se presentan en el período de demanda máximo lluvioso.

En la **Tabla 5.3.**, se presentan los valores de las corrientes trifásicas y monofásicas de cortocircuito en las barras del anillo de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado, durante los períodos estacionales de estudio.

La **Figura 5.20.**, muestra el comportamiento de la corriente trifásica de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV con relación a la corriente de interrupción del equipo de seccionamiento asociado.

La **Figura 5.21.**, muestra el comportamiento de la corriente monofásica de cortocircuito en barras a nivel de 138 kV con relación a la corriente de interrupción del equipo de seccionamiento asociado.

La **Figura 5.22.**, muestra el comportamiento de la corriente trifásica de cortocircuito en barras del anillo de 230 kV con relación a la corriente de interrupción del equipo de seccionamiento asociado.

La **Figura 5.23.**, muestra el comportamiento de la corriente monofásica de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV con relación a la corriente de interrupción del equipo de seccionamiento asociado.

De las **Figuras 5.20, 5.21, 5.22 y 5.23**, se deduce que para el 2007 con la entrada en operación de la segunda línea de interconexión con Colombia y la Central hidráulica San Francisco, los niveles de interrupción del equipo

asociado a las barras a nivel de 138 kV y 230 kV, se encuentran dentro de los límites de interrupción de los disyuntores existentes en el sistema.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL kV	MAXIMO LLUVIOSO		MINIMO LLUVIOSO		MAXIMO SECO		MINIMO SECO	
		Ik" (Trifásica) (kA)	Ik" (Monofásica) (kA)	Ik" (Trifásica) (kA)	Ik" (Monofásica) (kA)	Ik" (Trifásica) (kA)	Ik" (Monofásica) (kA)	Ik" (Trifásica) (kA)	Ik" (Monofásica) (kA)
Agoyán	138	6,106	8,40	5,38	7,48	6,35	8,72	4,9	6,8
Ambato	138	6,481	7,21	5,39	5,54	6,62	7,33	5,6	5,8
Babahoyo	138	2,765	2,59	2,52	2,46	2,77	2,6	2,7	2,6
Baños	138	6,192	8,07	5,42	7,17	6,46	8,38	5	6,6
Cedege	138	8,45	6,79	7,23	5,85	8,27	6,81	8,1	6,3
Chone	138	1,967	1,88	1,69	1,69	1,99	1,89	1,8	1,8
Coca	138	1,103	1,01	0,61	0,62	0,92	0,95	0,6	0,7
Conocoto	138	8,037	7,23	6,62	6,23	8,49	7,49	8,2	7,1
Cuenca	138	7,018	11,11	6,82	7,3	6,62	10,67	5,7	6,3
Daule Peripa	138	6,945	9,72	4,37	6,1	7,2	10,03	5	7,2
E. Espejo	138	8,415	8,00	6,82	6,65	8,95	8,33	8,6	7,9
El Carmen	138	4,017	3,91	3,65	2,98	4,13	3,98	4,1	3,9
Electroquil	138	3,58	4,95	3,35	4,64	5,25	7,29	5,2	7,2
Esmeraldas	138	1,53	2,23	1,48	2,16	3,96	6,16	3,9	6,1
Gualaceo	138	3,972	3,32	3,88	2,89	3,66	3,35	3,4	2,8
Guangopolo	138	6,739	7,73	5,4	6,3	7	7,98	6,8	7,7
Ibarra	138	3,793	4,02	3,47	3,46	4,06	4,06	4	3,9
Ibarra_T	138	3,793	4,02	3,47	3,46	4,06	4,06	4	3,9
Las Esclusas	138	8,274	7,19	8,65	10,75	5,5	8,07	5,4	7,5
Limón	138	1,859	1,14	1,75	1,04	1,53	1,39	1,5	1,3
Loja	138	1,587	1,61	1,58	1,64	2,31	2,24	2,2	2,2
Macas	138	1,342	0,75	1,18	0,63	0,93	1,37	0,9	1,3
Machala	138	3,543	4,66	1,74	2,37	5,07	6,53	5,1	6
Machala Power	138	4,785	6,41	1,74	2,38	5,69	7,64	5,7	7,6
Milagro	138	7,205	10,19	5,49	5,72	7,26	10,38	6,9	7,8
Molino	138	22,645	41,06	21,47	29,23	19,63	33,12	11,5	16,7
Mulaló	138	4,122	3,64	3,46	3,16	4,17	3,67	3,8	3,5
Papallacta	138	2,295	1,71	2,17	1,5	2,33	1,72	2,3	1,7
Pascuales	138	16,194	22,60	12,21	14,71	15,54	22,83	14,8	18,3
Policentro	138	9,525	8,87	7,99	7,5	9,3	8,9	9	8,3

Pomasqui	138	9,707	26,35	7,44	6,55	10,41	30,18	10	11,3
Pomasqui Q	138	8,792	14,71	6,9	6,05	9,37	15,87	9	9,1
Portoviejo	138	3,014	3,15	2,23	2,65	4,3	5,06	3,8	4,4
Posorja	138	2,788	3,04	2,65	2,92	1,84	1,6	1,8	1,6
Pucará	138	5,264	5,24	3,8	3,08	5,33	5,28	4,4	4,1
Puyo	138	2,511	2,38	2,11	2,11	2,83	2,62	2,4	2,4
Quevedo	138	7,849	10,96	6,07	6,1	7,81	11,19	6,5	8
S/E 18	138	6,773	7,71	5,6	4,4	7,11	8,02	6,9	5,8
S/E 19	138	7,468	8,03	6,1	6,06	7,88	8,36	7,6	7,4
Salitral	138	14,181	26,28	10,97	13,24	13,95	23,33	12,7	15,1
San Idelfonso	138	4,53	5,28	1,95	2,54	5,86	6,53	5,9	6,4
San Rafael	138	7,578	6,62	6,3	5,81	7,96	6,83	7,7	6,6
Selva Alegre	138	8,625	9,71	6,88	7,5	9,18	10,18	8,8	9,3
Severino	138	1,453	1,18	1,3	1,1	1,46	1,19	1,3	1,1
Sta. Elena	138	2,316	2,31	1,45	2,03	2,72	3,41	2,7	3,4
Sta. Rosa	138	11,945	17,15	9,04	11,28	13,07	18,78	12,3	15,9
Sto. Domingo	138	5,068	7,27	4,56	4,89	7,94	11,41	7,6	9,3
Tena	138	1,537	1,52	1,16	1,25	1,52	1,52	1,2	1,3
Totoras	138	7,396	11,06	6,26	7,07	7,6	11,38	6,3	7,4
Trinitaria	138	13,503	17,64	10,92	13,65	12,59	17,78	11,8	15,4
Tulcán	138	1,553	1,43	1,5	1,42	1,59	1,45	1,6	1,5
Vicentina	138	8,881	10,32	6,93	7,46	9,35	10,9	9	9,8

Tabla 5.2. Corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica para los cuatro períodos estacionales en barras a nivel de 138 kV al año 2007.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL kV	MAXIMO LLUVIOSO		MINIMO LLUVIOSO		MAXIMO SECO		MINIMO SECO	
		Ik" (Trifásica)	Ik" (Monofásica)	Ik" (Trifásica)	Ik" (Monofásica)	Ik" (Trifásica)	Ik" (Monofásica)	Ik" (Trifásica)	Ik" (Monofásica)
		(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)	(kA)
Dos Cerritos	230	9,747	9,487	7,32	7,85	8,94	9,16	8,12	8,63
Jamondino	230	5,324	4,522	2,67	1,73	5,96	5,16	6,19	5,42
Las Esclusas	230	8,857	10,825	6,07	7,89	8,52	11,28	7,96	10,58
Machala	230	1,238	1,588	0,77	1,03	2,66	3,08	2,73	3,03
Milagro	230	9,452	9,063	7,41	8,1	8,5	8,55	7,46	7,9
Molino	230	15,792	22,193	14,65	20,05	13,8	19,3	8,12	11,73
Pascuales	230	12,246	13,291	8,51	10,28	11,03	12,73	9,92	11,91
Pomasqui	230	7,324	7,582	5,08	3,55	8,02	8,16	7,69	8,11
Prosperina	230	9,931	10,106	7,05	7,82	9,09	9,84	8,36	9,29
Quevedo	230	6,74	5,858	5,29	5,51	6,87	6,32	6,06	6,07
Riobamba	230	4,69	4,104	4,86	4,24	5,2	4,36	4,8	4,19
San Francisco	230	4,441	6,172	5,93	8,08	6,61	8,91	6,22	8,45
Sinincay	230	5,112	6,351	4,97	6,19	4,89	6,17	4,08	5,3
Sta. Rosa	230	8,123	9,332	5,92	7,51	8,97	10,14	8,41	10,02
Sto. Domingo	230	6,41	5,905	4,85	5,49	6,7	6,81	6,28	6,64
Totoras	230	6,522	7,044	7,17	7,95	8,4	8,43	7,6	7,92
Trinitaria	230	9,913	11,305	6,65	8,12	9,01	11,33	8,36	10,53
Zhoray	230	12,75	13,088	11,8	12,23	11,44	12,11	7,53	8,89

Tabla 5.3. Corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica para los cuatro períodos estacionales en barras a nivel de 230 kV al año 2007.

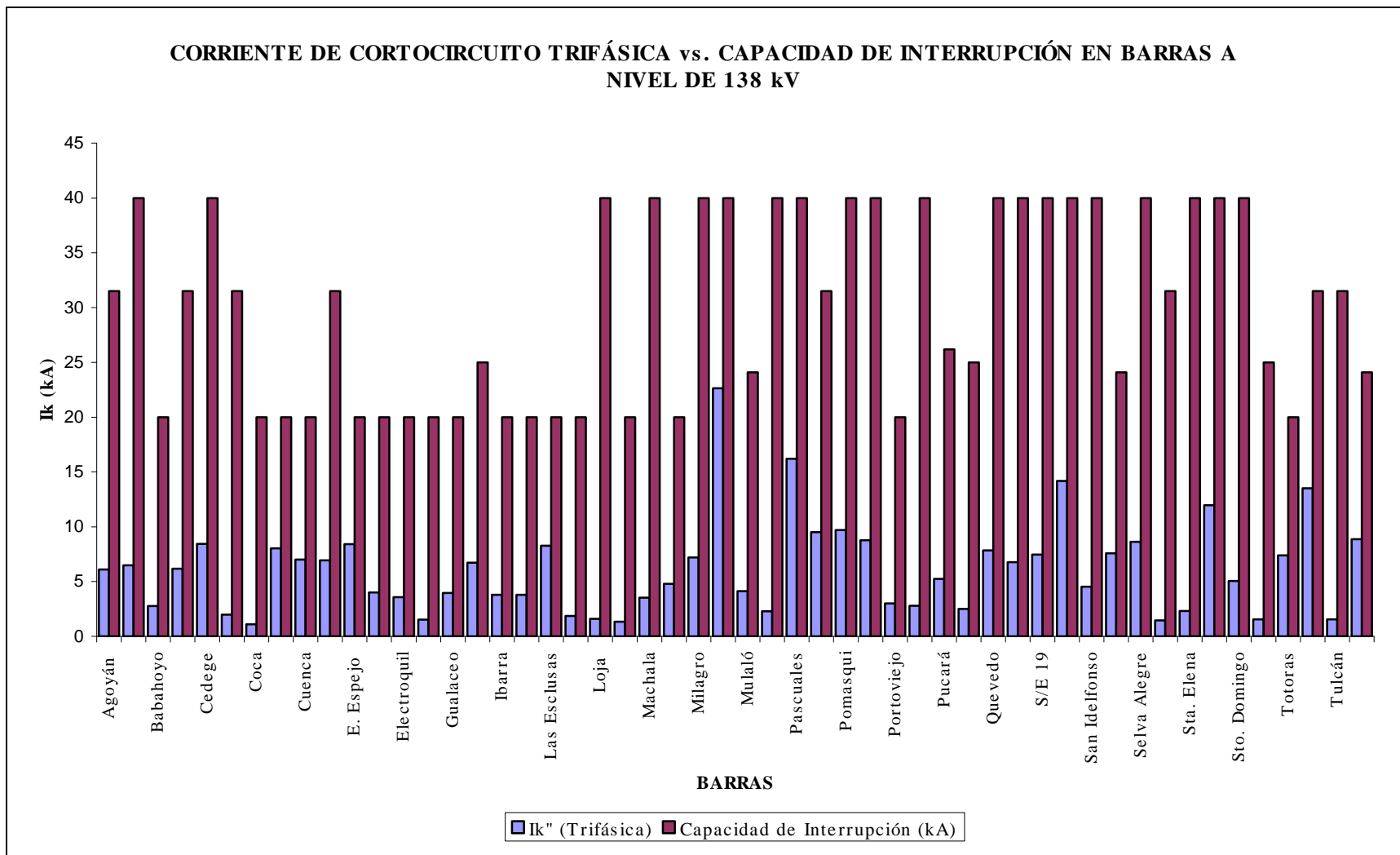


Figura 5.20. Corriente trifásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 138 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

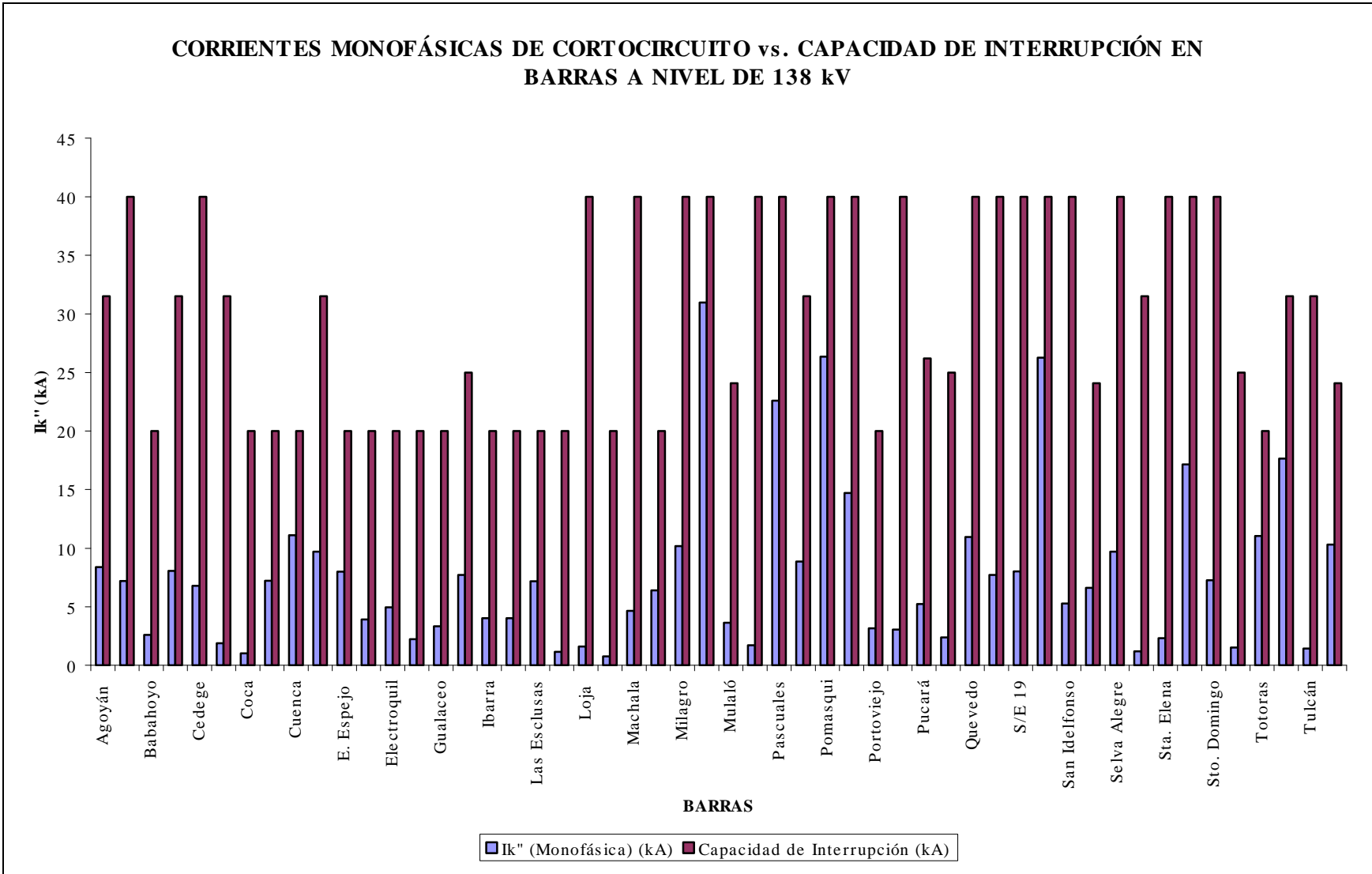


Figura 5.21. Corriente monofásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 138 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

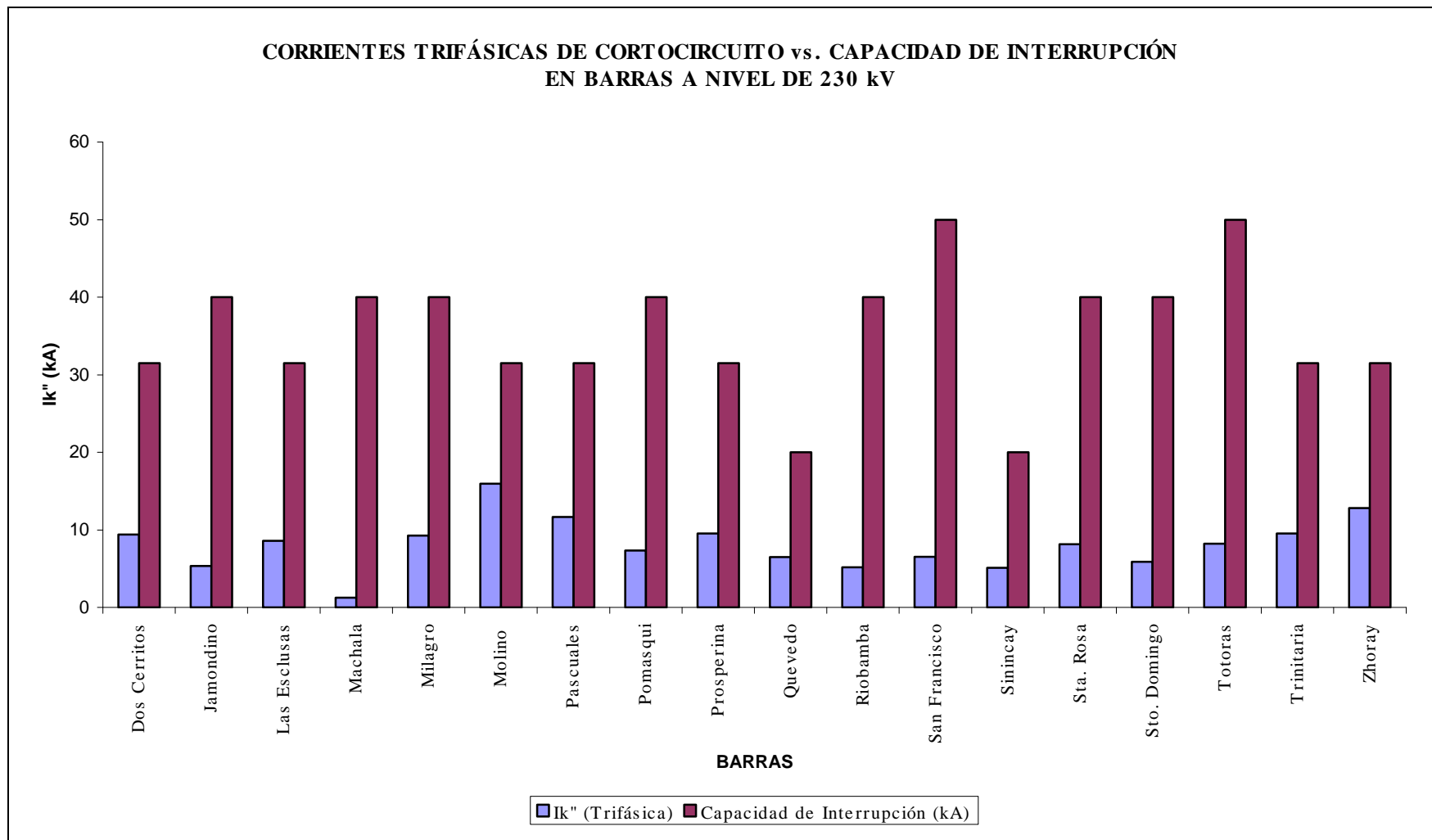


Figura 5.22. Corriente trifásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 138 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

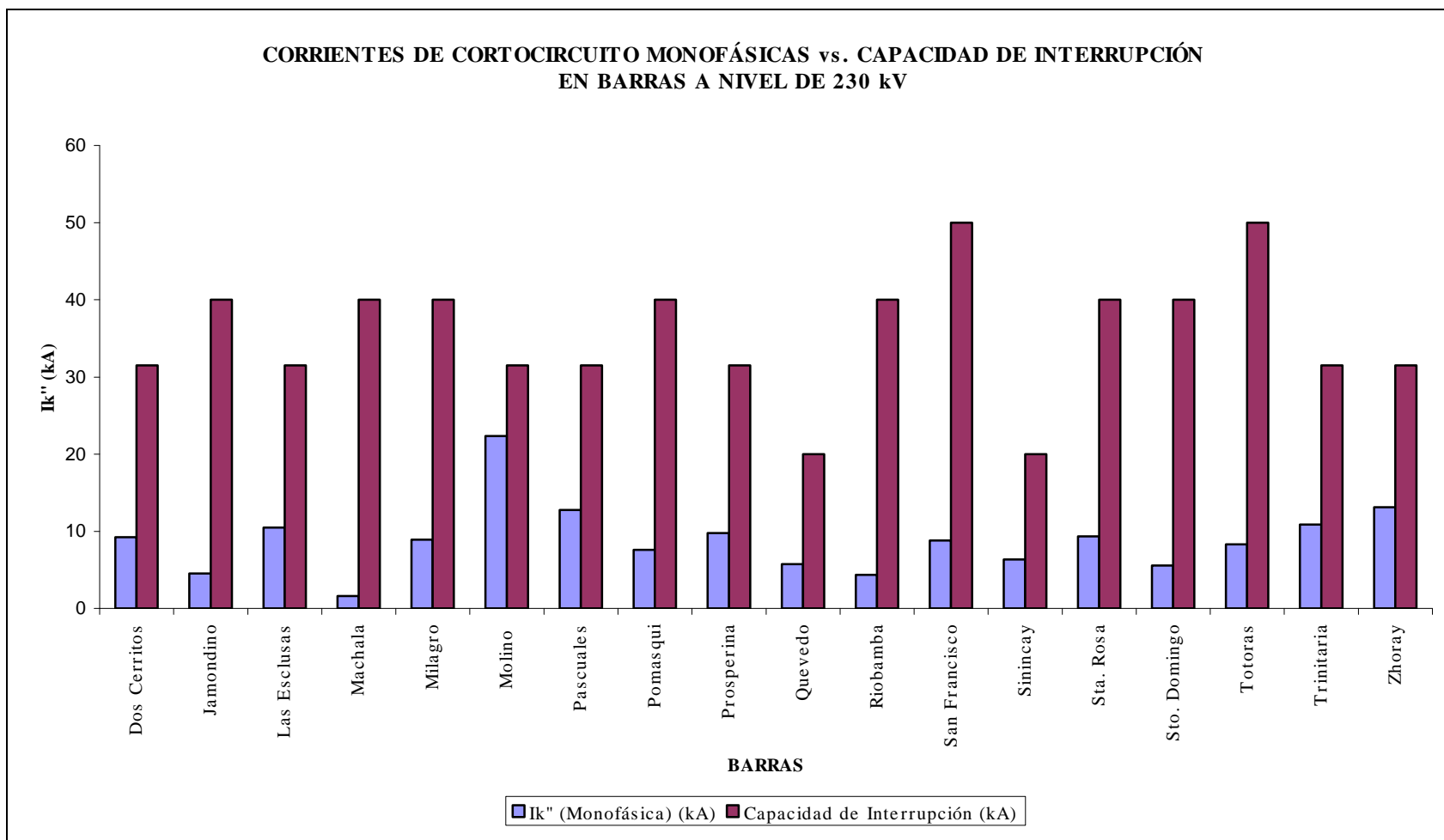


Figura 5.23. Corriente trifásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 230 kV, período máximo lluvioso, año 2007.

5.6. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE FALLA A MEDIANO PLAZO (AÑO 2011)

Para el análisis de cortocircuitos en este año, se considera una demanda promedio máxima de 3 325,3 MW y una demanda mínima de 1 856,5 MW lo que implica un aumento del 19% en máxima demanda y un 16% en mínima demanda con relación al año 2007.

En cuanto al ingreso en operación de nueva generación hasta esta fecha, de acuerdo a lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016 presentado por Transelectric, se consideran los siguientes aportes de generación para la simulación:

- Ocaña, 26 MW
- Mazar, 190 MW
- Machala Power U3, 95 MW
- Machala Power U4, 87 MW
- Sopladora, 300 MW

El incremento del parque hidrológico le permitirá al país tener autonomía en el abastecimiento de energía eléctrica. Se incluyó en la modelación al proyecto hidroeléctrico Sopladora, que se espera entre en operación en el año 2011, pudiendo de acuerdo con información de Hidropaute, tener una capacidad de hasta 400 MW, sin embargo, ante la incertidumbre sobre esta información, se asume la capacidad de 312 MW conforme consta en los estudios.

5.6.1. DEMANDA MÁXIMA PERÍODO LLUVIOSO

Para este período de estudio, se incorporan nueve barras a nivel de 138 kV: Aeropuerto, Caraguay, Chilibulo, Kennedy, Lago de Chongón, Machala Power B, Manta, Pifo, San Cayetano y seis barras a nivel de 230 kV: Machala Power, Mazar, Pifo, San Cayetano, San Idelfonso y Sopladora, debido a la incorporación de la entrada en operación de nuevos proyectos de generación planificados en el

Plan de Expansión de Transmisión y Generación para el decenio 2007- 2016.

En el **Anexo 16-B**, se observan las variaciones en porcentaje de las corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico calculadas por el programa NEPLAN en las barras a nivel de 138 kV y 230 kV que conforman el Sistema Nacional Interconectado.

La máxima corriente monofásica de cortocircuito para este período de estudio, a nivel de 138 kV, se da en la barra Molino y es 54,73 kA lo que representa un crecimiento del 77% con respecto al año 2007. La corriente trifásica de cortocircuito máxima es 26,85 kA, en Molino representando un crecimiento del 19% con respecto a la corriente calculada para el año 2007 es decir, la corriente al 2011 se incrementó en 23 kA que es un valor muy importante a ser considerado al momento de revisar si el equipo de seccionamiento cercano a la barra se encuentra en condiciones de soportar corrientes más elevadas a las calculadas para el año 2011 o tener la alternativa de cambiar este equipo con la finalidad de proteger las instalaciones eléctricas del sistema.

Es conveniente realizar este estudio a mediano plazo para seleccionar estratégicamente la inyección de generación a futuro y cubrir con las necesidades requeridas tanto del equipamiento a proteger como de demanda.

El equipo de seccionamiento que tiene prioridad para ser revisado es el que está asociado a las barras: Electroquil (crecimiento: 108 % en falla trifásica y 96 % en falla monofásica); Esmeraldas (crecimiento: 160 % falla trifásica, 178 % falla monofásica); Loja (crecimiento: 53 % falla trifásica, 62 % falla monofásica); Machala (crecimiento: 96 % falla trifásica, 99 % falla monofásica); Machala Power (crecimiento: 68 % falla trifásica, 61 % falla monofásica); Portoviejo (crecimiento: 62 % falla trifásica, 68 % falla monofásica); S/E 18 (crecimiento: 54 % falla trifásica, 94 % falla monofásica); San Idelfonso (crecimiento: 117 % falla trifásica, 176 % falla monofásica); Santa Elena (crecimiento: 81 % falla trifásica, 101 % falla monofásica); Santo Domingo (crecimiento: 67 % falla trifásica, 99 % falla monofásica).

En la barra Molino 138 kV, presenta un crecimiento aproximado del 77 %, del 2007 al 2011 por lo que se tiene que considerar al momento de revisar el equipo de seccionamiento asociado con esta barra. La corriente crece de 30,96 kA a 54,734 kA.

La **Figura 5.20** muestra el comportamiento de la corriente trifásica de cortocircuito, ante la incorporación de nuevos proyectos de generación que ingresan a operar en el Sistema Nacional Interconectado desde el año 2007 hasta el año 2011 en barras a nivel de 138 kV.

En la **Figura 5.21** se puede observar el crecimiento de la corriente monofásica de cortocircuito en barras a nivel de 230 kV.

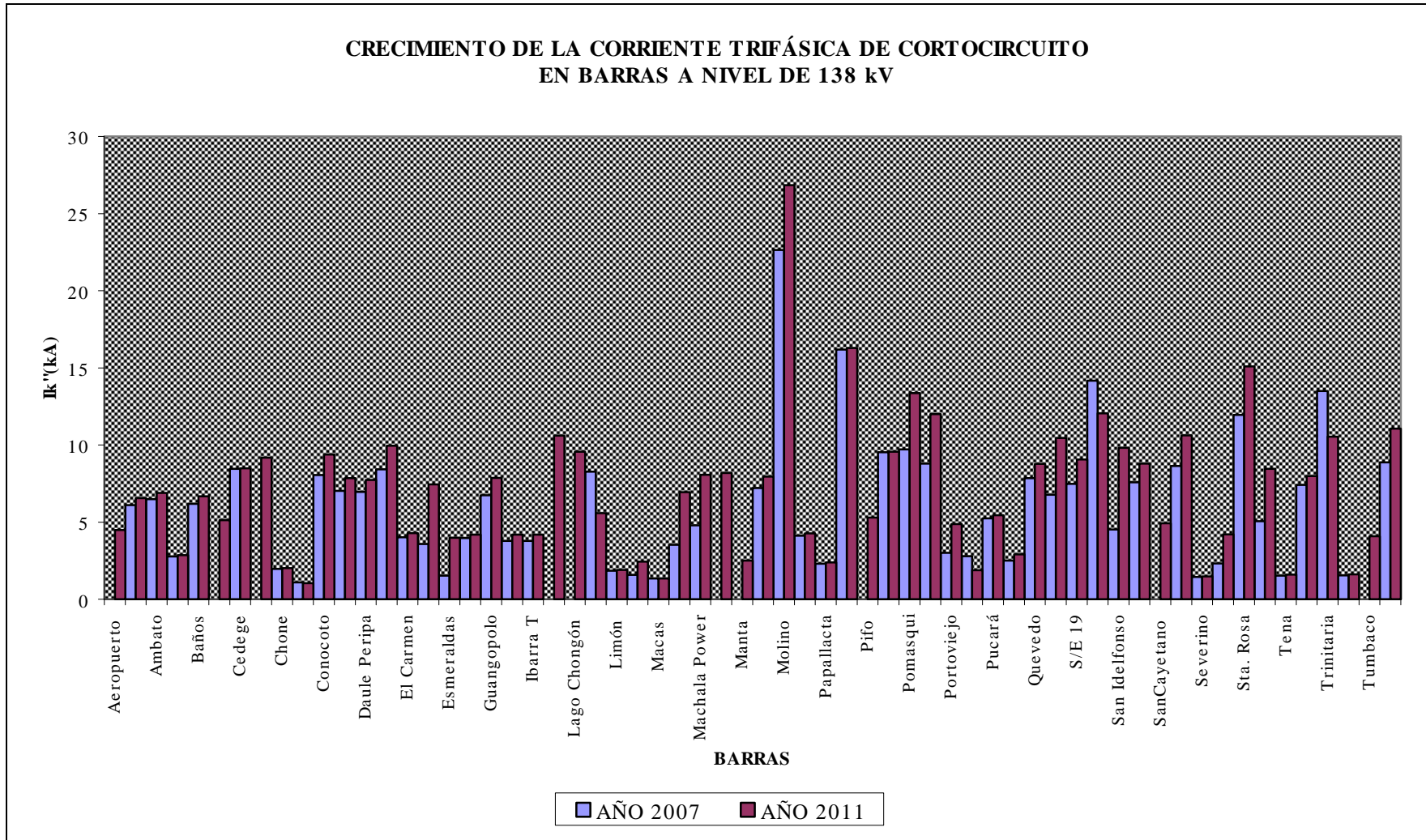


Figura 5.20 Variación de la corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV, años 2007 vs. 2011

**CRECIMIENTO DE LA CORRIENTE MONOFÁSICA DE CORTOCIRCUITO
EN BARRAS A NIVEL DE 230 kV**

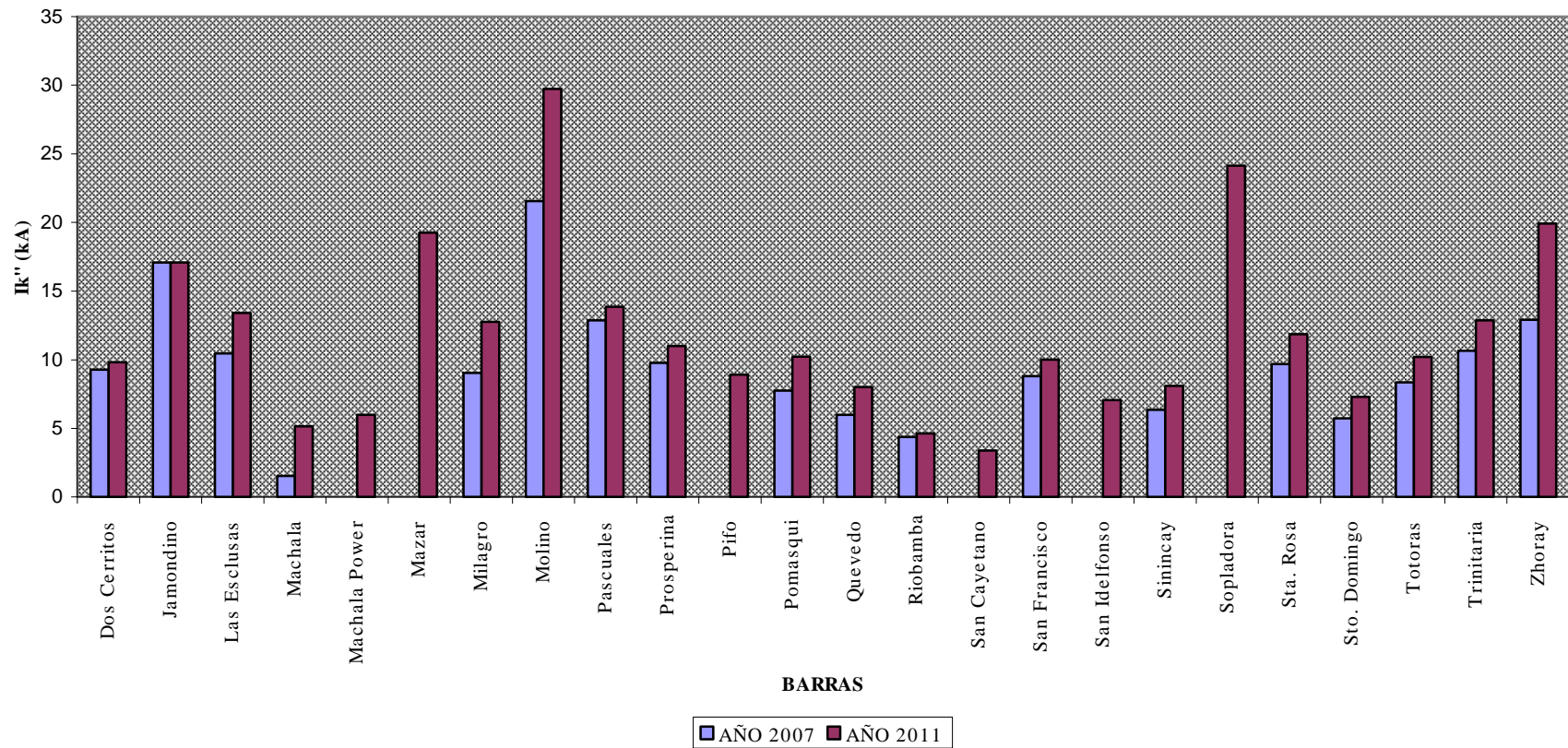


Figura 5.21 Variación de la corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 230 kV, años 2007 vs. 2011

5.6.2. DEMANDA MÍNIMA PERÍODO LLUVIOSO

En este período de estudio, no se considera importación de energía desde Colombia, Sopladora aporta al Sistema Nacional Interconectado 280 MW, la central Pucará sale a mantenimiento, San Francisco aporta 195 MW, Agoyán 145 MW, Mazar 180 MW, Paute 990 MW, Daule Peripa 40 MW, la generación hidráulica que aporta la Zona Norte equivale a 48,6 MW.

En el **Anexo 18**, se observan los resultados de las corrientes de cortocircuito, trifásica y monofásica, obtenidos luego de las simulaciones realizadas en NEPLAN utilizando como método de estudio el estándar IEC 60909, en las barras a nivel de 138 kV y 230 kV.

La máxima corriente de cortocircuito monofásica a nivel de 138 kV se presenta en la barra Molino, siendo igual a 51,37 kA y su potencia de cortocircuito es igual a 4 093,16 MVA.

La máxima corriente de cortocircuito trifásica es 25,60 kA en la barra Molino 130 kV y su respectiva potencia de cortocircuito es 6 118,83 MVA.

El comportamiento de la corriente monofásica de cortocircuito con respecto a la corriente trifásica de cortocircuito para este período de estudio, puede observarse claramente en la **Figura 5.22**, en donde las barras a 138 kV presentan que la falla trifásica parece ser más severa que la monofásica son: Cederé, Chilibulo, Chone, Conocoto, Eugenio Espejo, Gualaceo, Limón, Macas, Papallacta, Mulaló, Pucará, San Rafael, Severino, para este tipo de barras una falla trifásica provoca corrientes más elevadas que una falla monofásica, no así en las restantes barras a 138 kV.

La máxima corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV que se presenta en este período, es 25,60 kA en la barra Molino y su respectiva monofásica supera a esta en 25 kA, es más severa que la trifásica debido a que las cercanías de esta barra corresponden a zonas de gran concentración de

generación, por lo que existe un gran número de elementos que contribuyen a la falla y se podría decir que la falla se ubica cerca de la subestación por lo tanto al ocurrir una falla monofásica a tierra, se generan corrientes de falla cuya magnitud superan a la corriente de falla trifásica.

En la **Figura 5.22.** se observa el comportamiento de la corriente trifásica y monofásica a nivel de barras de 138 kV durante el período de demanda mínima lluvioso para el año 2011, enfatizando que en la barra Molino, la corriente monofásica supera a su respectiva trifásica y a la vez este valor supera los límites de interrupción del disyuntor asociado a esta barra, por lo tanto es necesario reemplazarlo para proteger al sistema.

En la **Figura 5.23,** se observa que la corriente monofásica es mayor que la trifásica en las barras Molino, Sopladora, Mazar, San Francisco y Zhoray a nivel de 230 kV, debido a que a estas barras se conectan una gran cantidad de generación y las corrientes van a aumentar considerablemente con relación a los valores obtenidos al año 2007.

**COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TRIFASICA vs. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MONOFASICA
PERIODO LLUVIOSO MINIMO AÑO 2011 A NIVEL DE BARRAS A 138 kV**

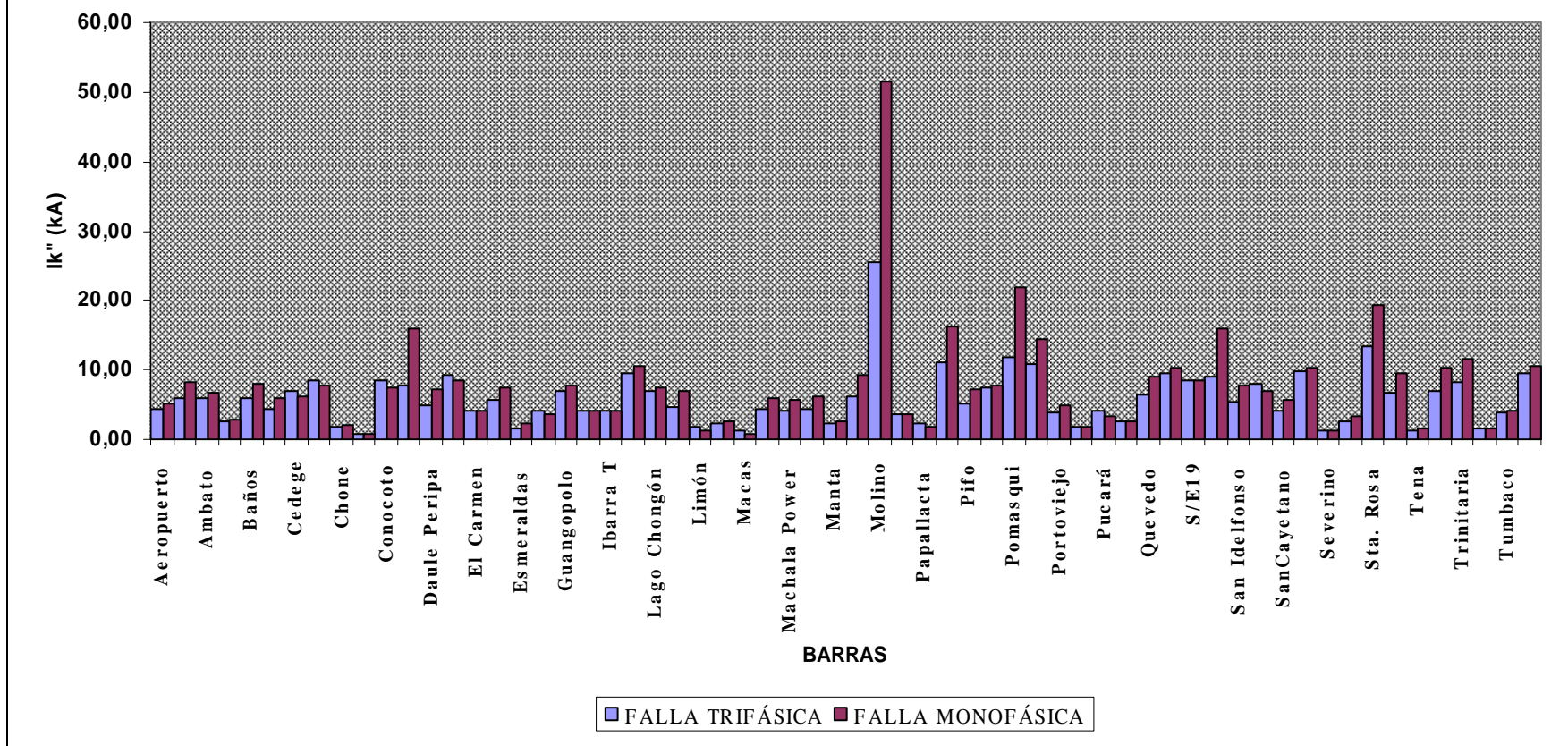


Figura 5.22 Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV, año 2011

**COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICA Y TRIFASICA EN
BARRAS A 230 kV
PERIODO DE DEMANDA MINIMA LLUVIOSO AÑO 2011**

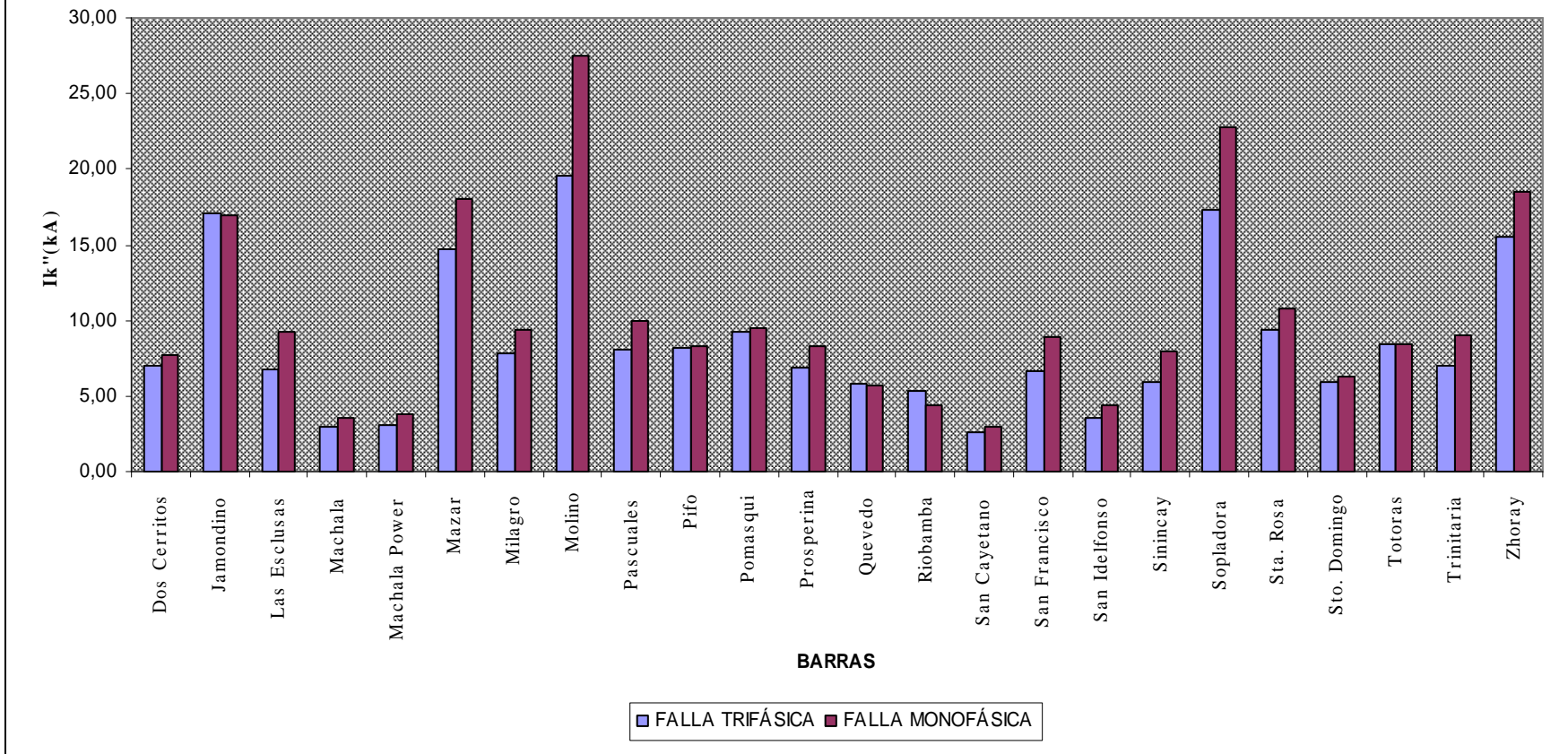


Figura 5.23 Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 230 kV, año 2011

5.6.3. DEMANDA MÁXIMA PERÍODO SECO

De acuerdo al despacho de generación del SNI presentado como dato adicional al Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016, se tiene que para este período, Sopladora está despachada con 300 MW, San Francisco aporta con 212 MW, Mazar con sus dos unidades de 95 MW cada una, Daule Peripa están despachada sus tres unidades en total con 160 MW, Agoyán con sus dos unidades de 78 MW cada una, Paute aporta con 800 MW, la Central Térmica Esmeraldas está despachada con 125 MW, Keppel con sus dos unidades de 75 MW cada una, Machala Power con sus cuatro unidades A, B, C y D despachadas, entre otras.

Colombia aporta con el máximo de MW permitidos por las líneas de Interconexión, durante este período.

En el **Anexo 19** se observan los resultados de las corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica obtenidos luego de las simulaciones realizadas en NEPLAN utilizando como método de estudio el estándar IEC 60909, en las barras a nivel de 138 kV y 230 kV.

La máxima corriente de cortocircuito monofásica a nivel de 138 kV se presenta en la barra Molino siendo igual a 49 kA y su potencia de cortocircuito es igual a 3 904,23 MVA.

La máxima corriente de cortocircuito trifásica es 19,67 kA en la barra Molino 130 kV y su respectiva potencia de cortocircuito es 7 835,4 MVA, seguida de la barra Sopladora con 17,47 kA y 6 958,4 MVA, Zhoray 16,21 kA y 6 458,06 MVA, Mazar 15,25 kA y 6 076,84 MVA, Pascuales 13,76 kA y 5 482,76 MVA, entre otras. La mínima corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 230 kV es 3,16 kA y su potencia 1 258,5 MVA, en la barra San Cayetano.

En la **Figura 5.24.** se observa el comportamiento de la corriente trifásica y monofásica a nivel de barras de 138 kV durante el período de demanda

máxima estiaje o seco para el año 2011. En esta figura se observa en que barras la corriente monofásica supera a la corriente trifásica de cortocircuito.

En la **Figura 5.25.** se observa el comportamiento de la corriente trifásica y monofásica a nivel de barras de 230 kV durante el período de demanda máxima estiaje o seco para el año 2011.

Las barras a nivel de 230 kV en donde las corrientes monofásicas superan a sus respectivas corrientes trifásicas son: Las Esclusas 2,78 kA, Mazar 3,29 kA, Molino 8,02 kA, San Francisco 2,46 kA, Sopladora 5,36 kA, Trinitaria 2 kA, Zhoray 3 kA.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA A NIVEL DE 138 kV PERIODO DE DEMANDA MÁXIMA ESTIAJE AÑO 2011

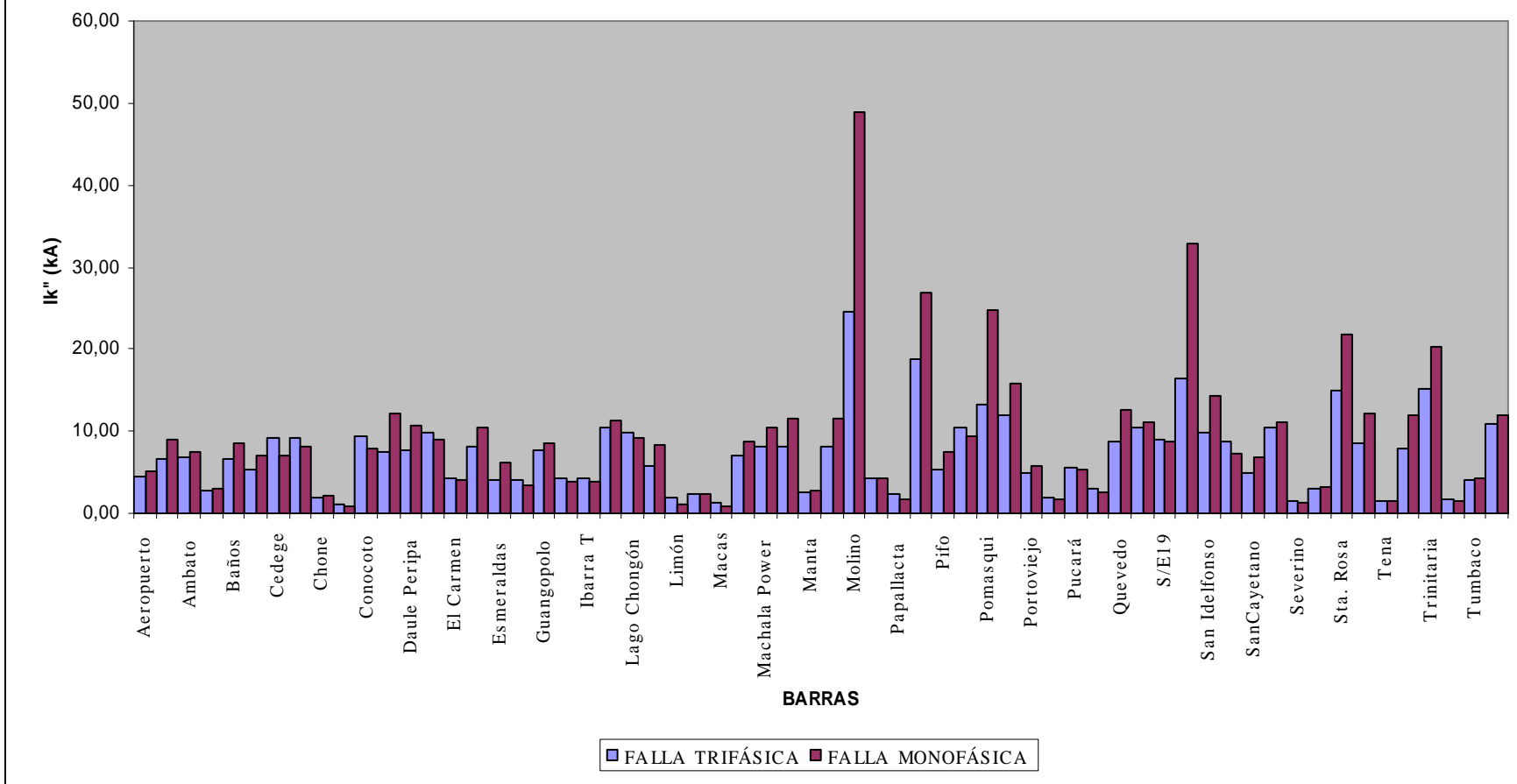


Figura 5.24 Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV, año 2011

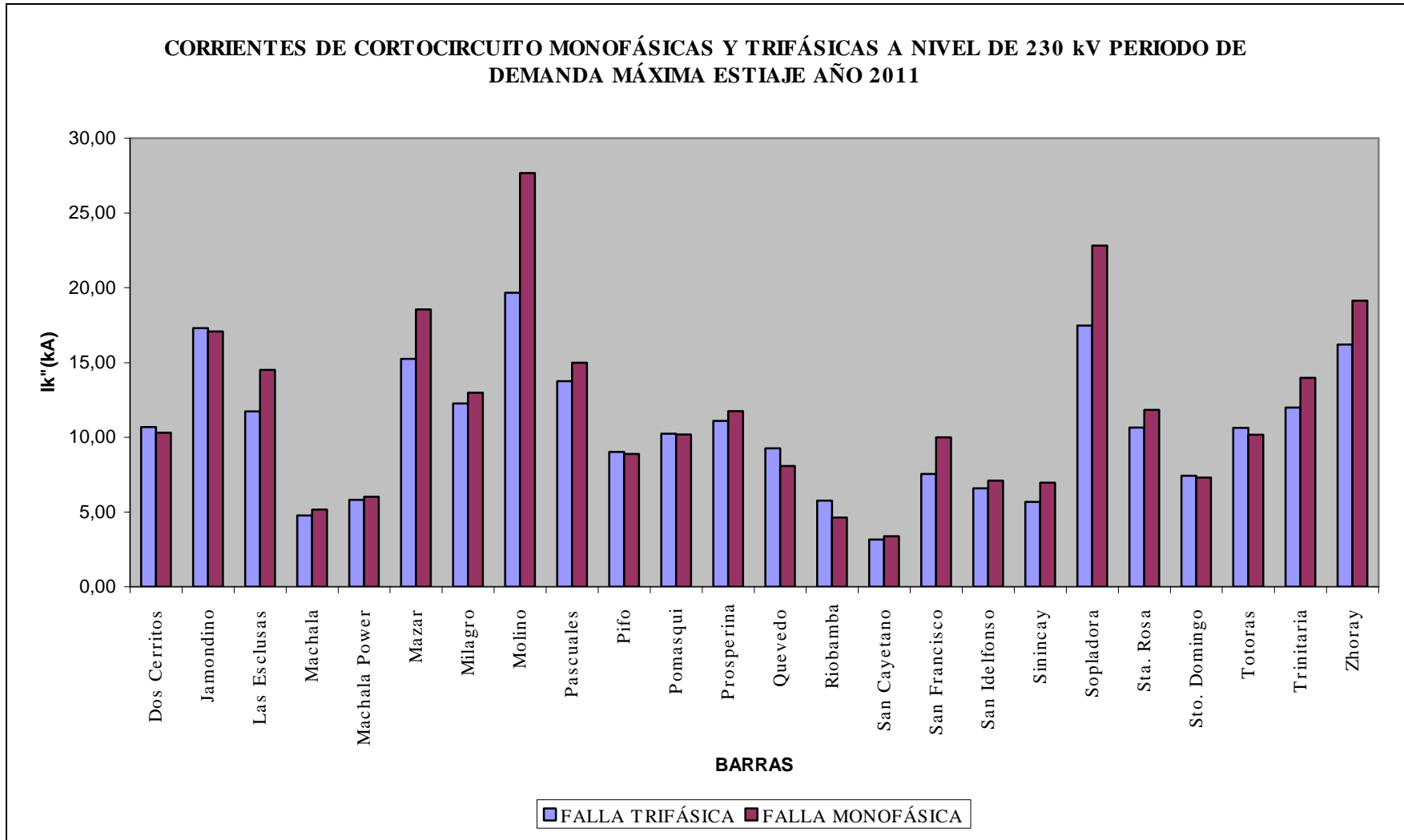


Figura 5.25 Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 230 kV, año 2011

5.6.4. DEMANDA MÍNIMA PERÍODO SECO

De acuerdo al despacho de generación del SNI presentado como anexo al Plan de Expansión de Transmisión 2007-2016, se tiene que para este período, Sopladora está despachada con 300 MW, San Francisco aporta con 212 MW, Mazar con sus dos unidades de 95 MW cada una, Daule Peripa están despachada sus tres unidades en total con 160 MW, Agoyán con sus dos unidades de 78 MW cada una, Paute aporta con 800 MW, la Central Térmica Esmeraldas está despachada con 125 MW, Keppel con sus dos unidades de 75 MW cada una, Machala Power con sus cuatro unidades A, B, C y D despachadas, entre otras.

Colombia aporta con 250 MW transmitidos por las líneas de Interconexión.

En el **Anexo 20** se observan los resultados de las corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica obtenidos luego de las simulaciones realizadas en NEPLAN utilizando como método de estudio el estándar IEC 60909, en las barras a nivel de 138 kV y 230 kV.

La máxima corriente de cortocircuito monofásica a nivel de 138 kV se presenta en la barra Molino siendo igual a 16,11 kA y su potencia de cortocircuito es igual a 3 850,65 MVA, seguida de Pascuales 15,29 kA, Santa Rosa 12,63 kA, Trinitaria 12,28 kA, Salitral 12,06 kA, hasta 0,64 kA en la barra Coca 138 kV.

Las barras a nivel de 138 kV en las que la corriente monofásica es mayor que la corriente trifásica son: Aeropuerto, Agoyán, Ambato, Babahoyo, Baños, Chone, Cuenca, Daule Peripa, Electroquil, Guangopolo, Kennedy, Las Esclusas, Machala, Machala Power, Milagro, Molino, Pascuales, Pifo, Pomasqui, Portoviejo, Quevedo, S/E 18, Salitral, San Idelfonso, San Cayetano, Selva Alegre, Santa Elena, Santa Rosa, Santo Domingo, Totoras, Trinitaria y Vicentina.

De la **Figura 5.26.**, se tiene el comportamiento de las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en las barras a nivel de 138 kV, en donde se observa que en las barras a las que están conectados transformadores con terciarios tienden a superar las corrientes monofásicas a sus respectivas trifásicas.

En la **Figura 5.27**, puede observarse el comportamiento de las corrientes trifásicas y monofásicas en las barras a nivel de 230 kV, la máxima corriente de cortocircuito trifásica que se presenta en este grupo de barras es 12,68 kA en Molino y su potencia de cortocircuito 5 051,87 MVA, seguida de Sopladora 11,74 kA y 4 674,88 MVA, Pascuales 11,17 kA y 4 450,91 MVA, Mazar 10,86 kA y 4 325,61 MVA, Milagro 10,37 kA y 4 130,32 MVA, Trinitaria 10,11 kA y 4 029,20 MVA, la mínima corriente de cortocircuito trifásica de este grupo de barras es 2,86 kA en San Cayetano y su potencia de cortocircuito 1 139,31 MVA.

**COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA
PERIODO DE DEMANDA MÍNIMA ESTIAJE O SECO AÑO 2011**

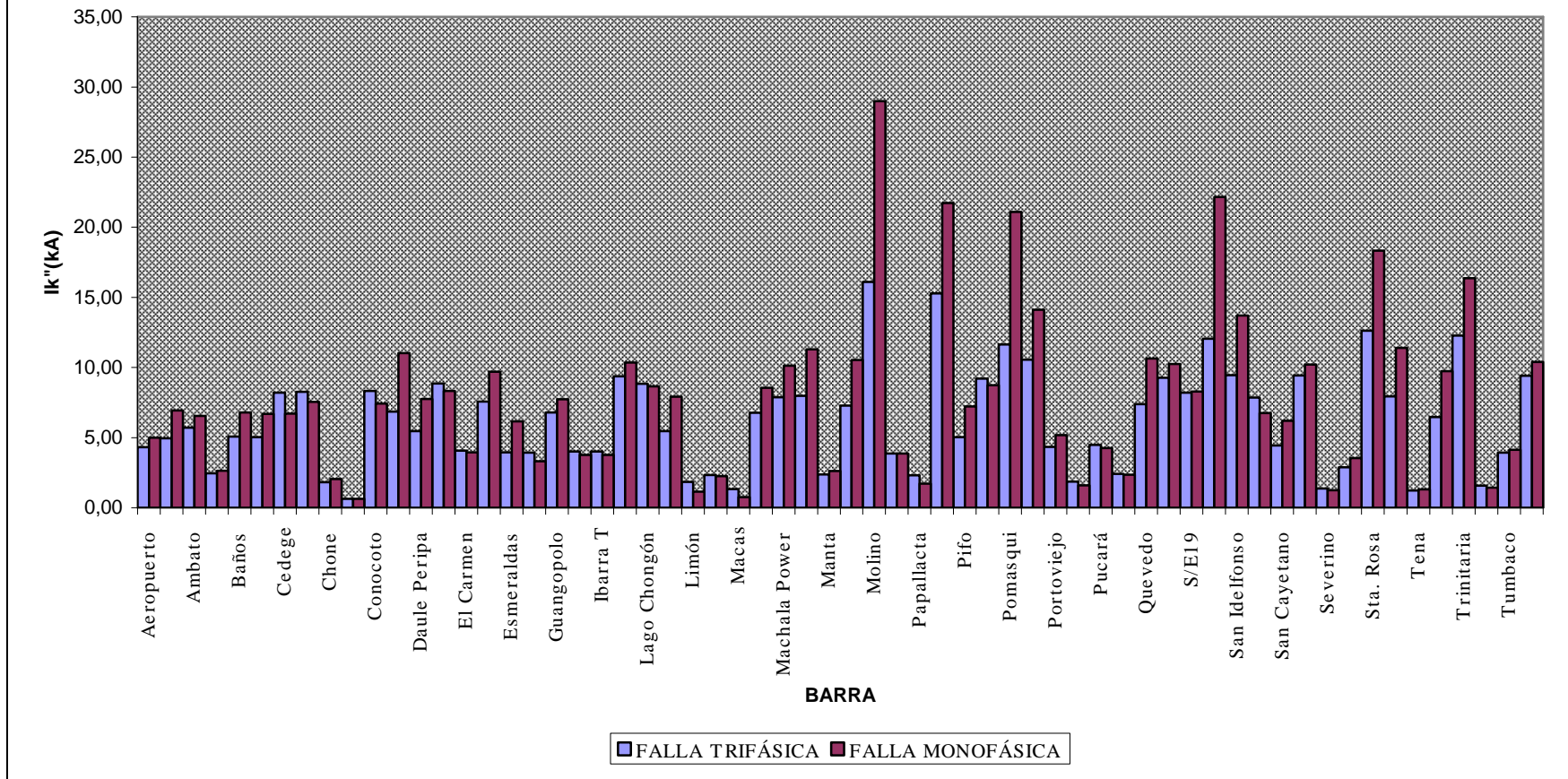


Figura 5.26 .Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV, año 2011

CORRIENTES TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA DE CORTOCIRCUITO A NIVEL DE 230 kV PERIODO DE DEMANDA MINIMA ESTIAJE AÑO 2011

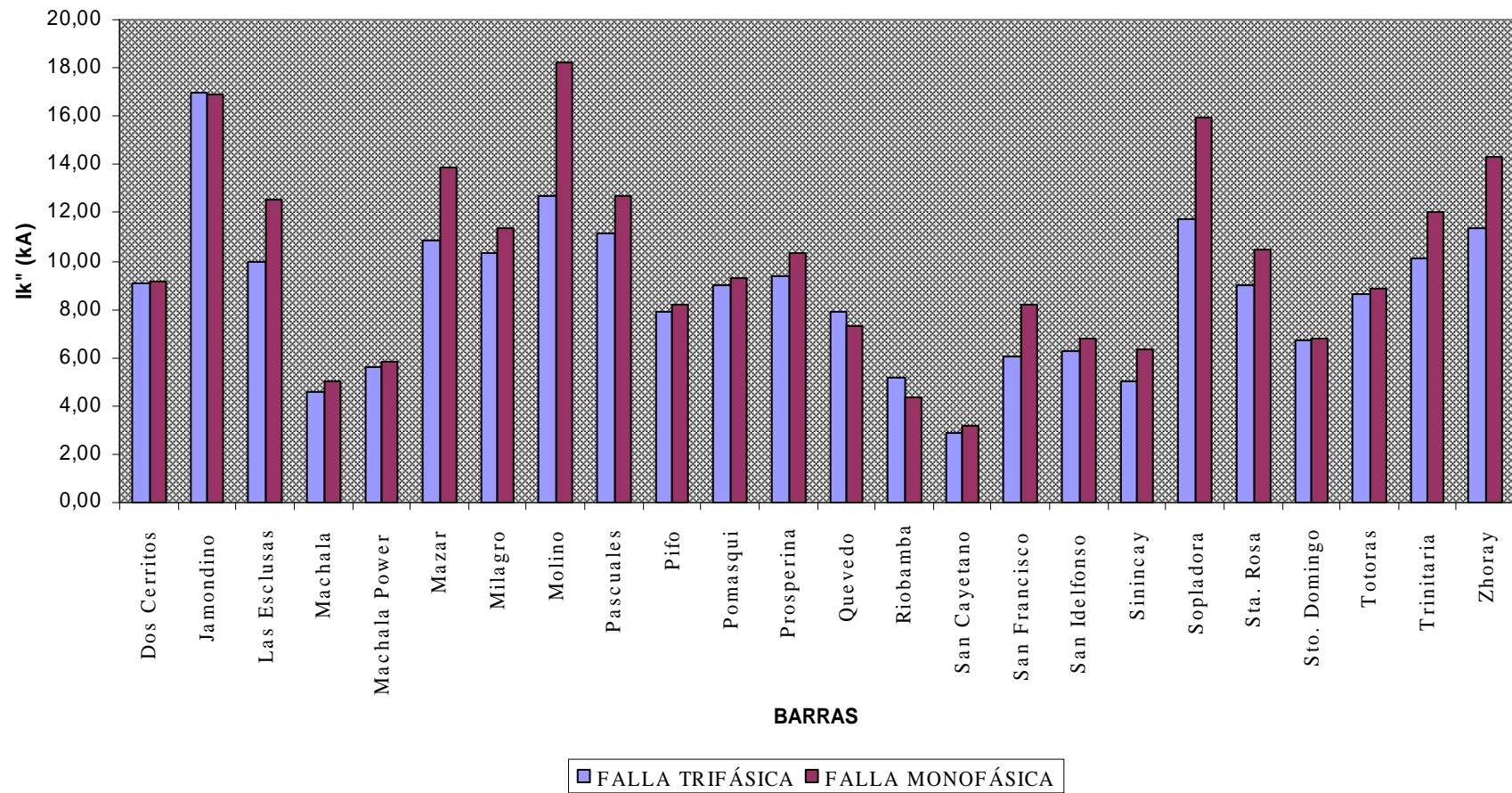


Figura 5.27. Corriente monofásica de cortocircuito vs. Corriente trifásica de cortocircuito a nivel de 138 kV, año 2011

5.7. ANÁLISIS DE LA FALLA MONOFÁSICA DE ACUERDO AL NIVEL DE INTERRUPCIÓN DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO EXISTENTE

Este análisis se lo realiza para verificar si la incorporación de nuevos elementos al sistema, permitirán operar adecuadamente y bajo los límites de interrupción al equipo de seccionamiento existente en la red y además sugerir las principales características de los interruptores que se deberían utilizar para proteger a los nuevos elementos a incorporarse a la operación del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo a los resultados de cortocircuito obtenidos posterior a las simulaciones realizadas con NEPLAN.

Al producirse una falla monofásica en barras a nivel de 138 kV, debido a los resultados de la corriente de cortocircuito y a los disyuntores asociados a estas barras, es conveniente enfatizar la revisión de los siguientes interruptores ya que los valores de las corrientes de falla están cercanos a la capacidad de interrupción del equipo de seccionamiento:

- SUBESTACIÓN CUENCA, las características del equipo de seccionamiento instalado en esta subestación se muestra en la **Tabla 5.4.**:

SUBESTACIÓN / CENTRAL	VOLTAJE kV	Disyuntor	Capacidad del Disyuntor (A)	Tipo	Tiempo de Interrupción de Falla (ciclos)	Capacidad de Interrupción (kA)	Voltaje Máximo kV	Resistencia Dieléctrica kV
S/E Cuenca	138/69	52-112	1200	120-SFMT-40A	3	20	145,00	650

Tabla 5.4. Características del disyuntor asociado a la barra Cuenca 138 kV

El valor de la corriente monofásica de cortocircuito obtenida como resultado de correr los flujos de potencia en NEPLAN para la barra Cuenca 138 kV es 16,36 kA por lo que se tendría que reemplazar el disyuntor asociado, debido a que ante un crecimiento del orden del 22 % en la corriente de falla y el interruptor no sería apto para brindar las condiciones óptimas de protección.

- SUBESTACIÓN MOLINO, la barra Molino 138 kV presenta una corriente monofásica de cortocircuito igual a 54,73 kA convirtiéndose en la máxima presentada en el período de estudio, las características del equipo de seccionamiento instalado (**Tabla 5.5**), no le permiten manejar este nivel de corriente, que lo supera en un 37 %. Si ocurriera una falla de este tipo el sistema estaría obligado a desconectar gran parte de su generación y abastecimiento de energía eléctrica, por lo tanto se sugiere cambiar este interruptor por uno cuya capacidad de interrupción sea mayor a la actual, como por ejemplo del tipo AREVA GL314.

SUBESTACIÓN / CENTRAL	VOLTAJE	Disyuntor	Capacidad del Disyuntor	Tipo	Tiempo de Interrupción de Falla	Capacidad de Interrupción	Voltaje Máximo	Resistencia Dieléctrica
	kV		(A)		(ciclos)	(kA)		
Paute	138	152-2AT2	1600	120-SFMT-40A	3	40	145	650

Tabla 5.5. Características del disyuntor asociado a la barra Molino 138 kV

- SUBESTACIÓN TOTORAS, la corriente monofásica de cortocircuito en la barra Totoras 138 kV es igual a 12,02 kA y la capacidad de interrupción del disyuntor es 20 kA, debería considerarse el reemplazo de este equipo en un período de cinco años.

Las características del interruptor asociado a la barra Totoras 138 kV, se observa en la **Tabla 5.6**.

SUBESTACIÓN / CENTRAL	VOLTAJE	Disyuntor	Capacidad del Disyuntor	Tipo	Tiempo de Interrupción de Falla	Capacidad de Interrupción	Voltaje Máximo	Resistencia Dieléctrica
	kV		(A)		(ciclos)	(kA)		
S/E Totoras	138	52-1T2	1250	145MHD-1P	1,8	20	145,00	780

Tabla 5.6. Características del disyuntor asociado a la barra Totoras 138 kV

Los elementos de interrupción de las barras a 138 kV del Sistema Nacional Interconectado que deberían ser revisados ante una posible falla monofásica

porque se encuentran cercanas a los límites de interrupción son: Machala Power, Machala Power_B, Pascuales, Pomasqui, Salitral, Trinitaria (**Tabla 5.7**).

BARRA	Capacidad del Disyuntor	Tipo	Tiempo de Interrupción de Falla	Capacidad de Interrupción	Voltaje Máximo	Resistencia Dieléctrica	Ik" calculada
	(A)		(ciclos)	(kA)	kV	kV	kA
Machala	1250	LTB 145D1-B	2,4	31,5	145,00	650	23,51
Machala Power_B	2500	LTB 145D1-B	2,4	31,5	145,00	650	23,51
Pascuales	3150	FX11	3,3	31,5	145,00	650	24,98
Salitral	1600	120-SFMT-40	3	40	145,00	650	22,66
Trinitaria	1250	145MHD-1P	1,8	20	145,00	780	14,85

Tabla 5.7. Características de los disyuntores a ser revisados

El análisis a nivel de 230 kV, la barra Molino 230 kV presenta una corriente de cortocircuito cercana al límite de interrupción del disyuntor asociado a esta barra, la corriente monofásica de cortocircuito es igual a 29,75 kA y la capacidad de interrupción se encuentra en 31,5 kA, apenas los separa un 6%.

La **Tabla 5.8.**, muestra las características del disyuntor asociado a la barra Molino 138 kV, debido a que el límite de interrupción de este interruptor se encuentra cercano al valor de la corriente obtenida en la barra, se concluye que es necesario realizar un ajuste tomando como base la corriente de cortocircuito obtenida de este estudio. Al producirse una falla, este interruptor no podría actuar como barrera de protección debido a que la corriente monofásica de cortocircuito sobrepasa el límite, por lo tanto debe reemplazarse el equipo para cubrir con los requerimientos de corriente durante este período ante posibles fallas.

SUBESTACIÓN / CENTRAL	VOLTAJE	Disyuntor	Capacidad del Disyuntor	Tipo	Tiempo de Interrupción de Falla	Capacidad de Interrupción	Voltaje Máximo	Resistencia Dieléctrica
	kV		(A)		(ciclos)	(kA)	kV	kV
Paute	230	252-2L4	1600	200-SFMT-40A	1,998	31,5	242,00	900

Tabla 5.8. Características del disyuntor asociado a la barra Molino 230 kV

Este disyuntor debería cambiarse para proteger a los elementos cercanos a estas barras y por constituir la mayor concentración de generación del Sistema Nacional en las mismas.

5.8. ANÁLISIS DE LA FALLA TRIFÁSICA DE ACUERDO AL NIVEL DE INTERRUPCIÓN DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO EXISTENTE

La ocurrencia de producirse una falla trifásica en un sistema eléctrico de potencia es del orden del 5%.

Este estudio resulta de mucha utilidad como medida de prevención ante la entrada en operación de nueva generación, sus elementos asociados, la protección y comportamiento del sistema a mediano plazo.

En la **Figura 5.28.** se tiene gráficamente el comportamiento de la corriente monofásica de cortocircuito a nivel de 230 kV ante la ocurrencia de una falla y el límite de interrupción que presentan los disyuntores asociados a las barras.

En las **Figuras 5.29. y 5.30.** se puede observar el comportamiento de la corriente de cortocircuito a nivel de 138 kV y 230 kV respectivamente ante la ocurrencia de una falla trifásica comparadas con la capacidad de interrupción de los disyuntores asociados a las respectivas barras.

BARRA	VOLTAJE kV	AÑO 2011		Capacidad de Interrupción (kA)
		Ik" trifásica (kA)	Ik" monofásica (kA)	
Aeropuerto	138	4,5	5,16	40,0
Agoyán	138	6,55	8,939	31,5
Ambato	138	6,88	7,723	40,0
Babahoyo	138	2,86	3,004	20,0
Baños	138	6,67	8,591	31,5
Caraguay	138	5,14	6,819	40,0
Cedege	138	8,48	6,866	40,0

Chilibulo	138	9,18	8,04	40,0
Chone	138	2,02	2,205	31,5
Coca	138	1,04	0,961	20,0
Conocoto	138	9,38	7,966	20,0
Cuenca	138	7,84	16,355	20,0
Daule Peripa	138	7,72	10,718	31,5
Dos Cerritos	230	9,907	9,828	31,5
E. Espejo	138	9,96	8,947	20,0
El Carmen	138	4,3	4,088	20,0
Electroquil	138	7,45	9,7	20,0
Esmeraldas	138	3,98	6,2	20,0
Gualaceo	138	4,2	3,635	20,0
Guangopolo	138	7,87	8,689	25,0
Ibarra	138	4,19	3,865	20,0
Ibarra T	138	4,19	3,864	20,0
Jamondino	230	17,302	17,086	40,0
Kennedy	138	10,61	11,347	40,0
Lago Chongón	138	9,57	9,202	20,0
Las Esclusas	138	5,59	8,118	20,0
Las Esclusas	230	10,662	13,427	31,5
Limón	138	1,89	1,171	20,0
Loja	138	2,44	2,654	40,0
Macas	138	1,35	0,759	20,0
Machala	138	6,94	8,76	40,0
Machala	230	4,753	5,143	40,0
Machala Power	138	8,06	10,328	20,0
Machala Power	230	5,778	5,991	40,0
Machala Power_B	138	8,18	11,591	20,0
Manta	138	2,51	2,719	20,0
Mazar	230	15,973	19,261	31,5
Milagro	138	7,95	11,525	40,0
Milagro	230	11,959	12,766	40,0
Molino	138	26,85	54,734	40,0
Molino	230	21,247	29,749	31,5
Mulaló	138	4,28	4,188	24,1
Papallacta	138	2,38	1,739	40,0
Pascuales	138	16,29	23,511	40,0
Pascuales	230	12,328	13,855	31,5
Pifo	138	5,3	7,542	40,0
Pifo	230	9,054	8,913	40,0
Policentro	138	9,56	8,999	31,5
Pomasqui	138	13,36	24,983	40,0
Pomasqui	230	10,291	10,224	40,0
Pomasqui Q	138	12,01	15,814	40,0
Portoviejo	138	4,88	5,691	20,0
Posorja	138	1,89	1,873	40,0

Prosperina	230	10,107	11,012	31,5
Pucará	138	5,45	5,429	26,2
Puyo	138	2,91	2,695	25,0
Quevedo	138	8,78	12,594	40,0
Quevedo	230	9,144	8,018	20,0
Riobamba	230	5,77	4,641	40,0
S/E 18	138	10,45	11,19	40,0
S/E 19	138	9,06	8,853	40,0
Salitral	138	12,06	22,66	40,0
San Cayetano	230	3,15	3,381	31,5
San Francisco	230	7,545	10,011	50,0
San Idelfonso	138	9,81	14,275	40,0
San Idelfonso	230	6,538	7,064	50,0
San Rafael	138	8,8	7,238	24,1
SanCayetano	138	4,94	6,839	20,0
Selva Alegre	138	10,62	11,109	40,0
Severino	138	1,48	1,302	31,5
Sinincay	230	6,03	8,094	20,0
Sopladora	230	18,623	24,143	40,0
Sta. Elena	138	4,2	4,781	40,0
Sta. Rosa	138	15,11	21,81	40,0
Sta. Rosa	230	10,699	11,876	40,0
Sto. Domingo	138	8,46	12,108	40,0
Sto. Domingo	230	7,408	7,3	40,0
Tena	138	1,6	1,752	25,0
Totoras	138	7,98	12,017	20,0
Totoras	230	10,653	10,219	50,0
Trinitaria	138	10,54	14,852	20,0
Trinitaria	230	10,757	12,872	31,5
Tulcán	138	1,61	1,449	31,5
Tumbaco	138	4,08	4,26	40,0
Vicentina	138	11,05	12,084	24,1
Zhoray	230	17,042	19,929	31,5

Tabla 5.9. Capacidad de interrupción de los interruptores y corrientes al año 2011

La **Tabla 5.9.**, presenta los valores máximos de las corrientes de cortocircuito ocurridas ante fallas monofásicas o trifásicas, en las barras del sistema a nivel de 230 kV y 138 kV para el año 2011 con su respectiva capacidad de interrupción, en donde se puede observar que es necesario revisar el equipo de seccionamiento en diferentes barras por seguridad y protección del equipo, ya que los niveles de interrupción se encuentran cercanos a los valores de las corrientes que se presentarían al ocurrir una falla y por lo tanto el sistema se vería afectado en:

Cuenca, Machala Power, Machala Power_B, Pascuales, Pomasqui, Salitral, Sta. Rosa, Totoras, Trinitaria, Vicentina y Zhoray.

En la barra Molino es necesario reemplazar el interruptor asociado a esta barra porque la corriente de cortocircuito supera los límites de interrupción y debido a que al año 2011 se tiene mayor concentración de generación en esta barra por la entrada en operación de Mazar y Sopladora, las fuentes que aportan a la falla aumentan y por ende la corriente ante cualquier falla.

RESUMEN GENERAL

DISYUNTOR		CAPACIDAD	CORRIENTE DE	CAPACIDAD
S/E	TIPO	ACTUAL	CORTOCIRCUITO	NUEVA
		kA	kA	kA
Cuenca_ 138 kV	52-112	20	16,36	31,5
Molino_ 138 kV	152-2AT2	40	54,73	
Totoras_ 138 kV	52-1T2	20	12,02	31,5
Machala_ 138 kV	LTB 145D1-B	31,5	23,51	40
Machala Power_B_ 138 kV	LTB 145D1-B	31,5	23,51	40
Pascuales_ 138 kV	FX11	31,5	24,98	40
Salitral_ 138 kV	120-SFMT-40	40	22,66	50
Trinitaria_ 138 kV	145MHD-1P	20	14,85	31,5
Vicentina_ 138 kV	HLD-145/1250B	21,4	12,084	31,5
Sta. Rosa_ 138 kV	140 - SFMT -40A	40	21,81	50
Molino_ 230 kV	200-SFMT-40A	31,5	29,75	50
Zhoray_ 230 kV	200-SFMT-40B	31,5	19,929	40

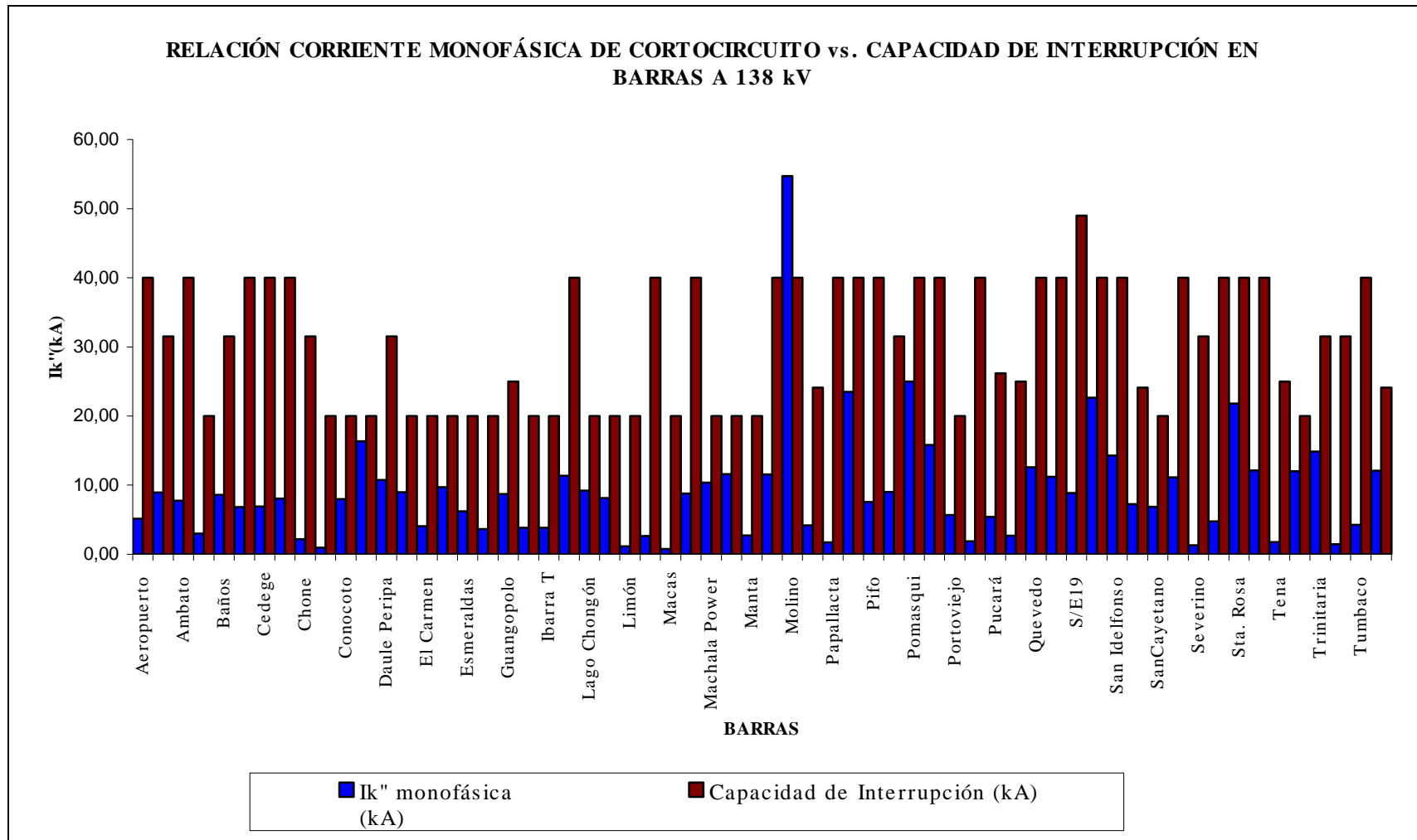


Figura 5.27 .Corriente monofásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 138 kV, año 2011.

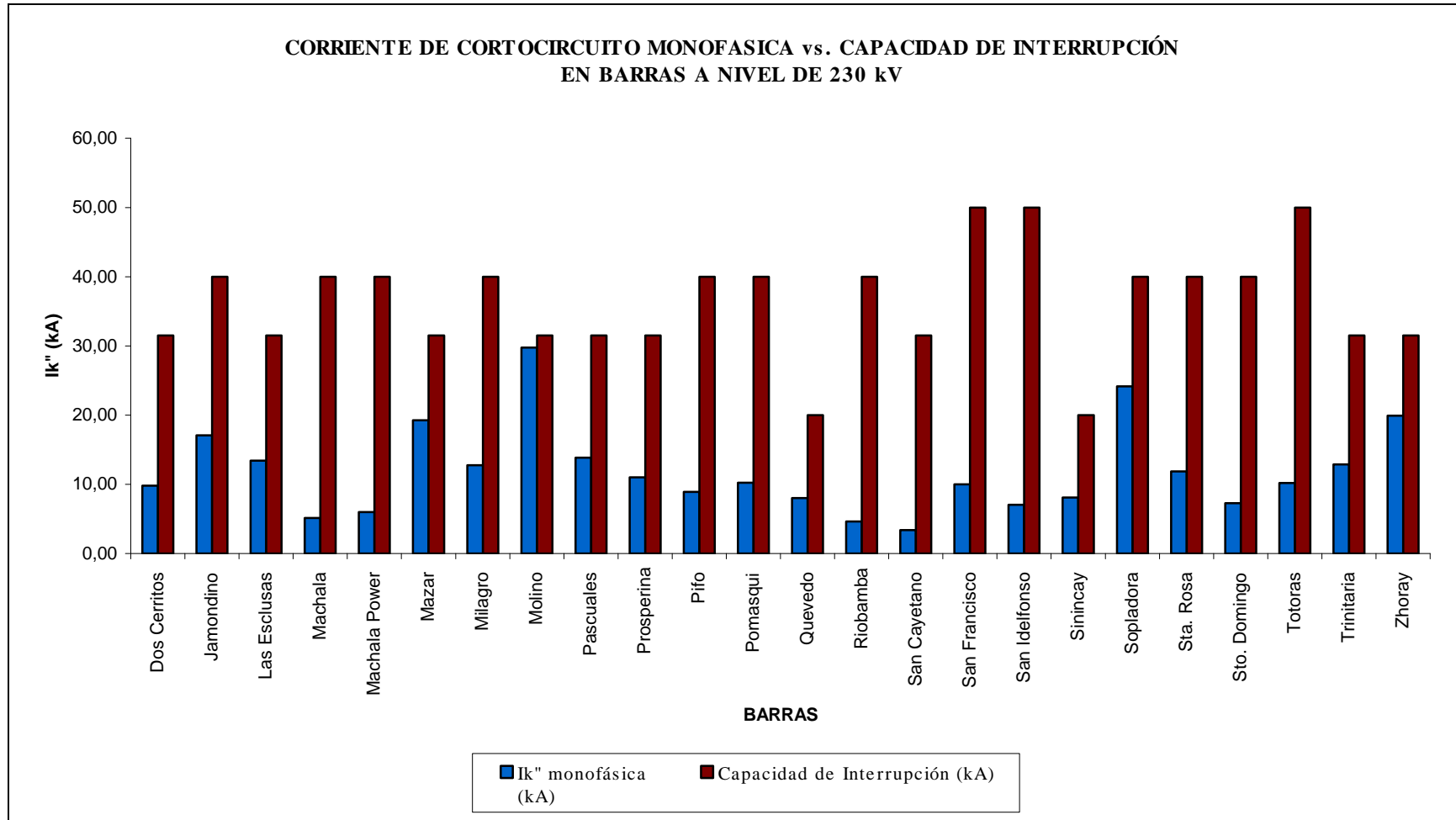


Figura 5.28 .Corriente monofásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 230 kV, año 2011.

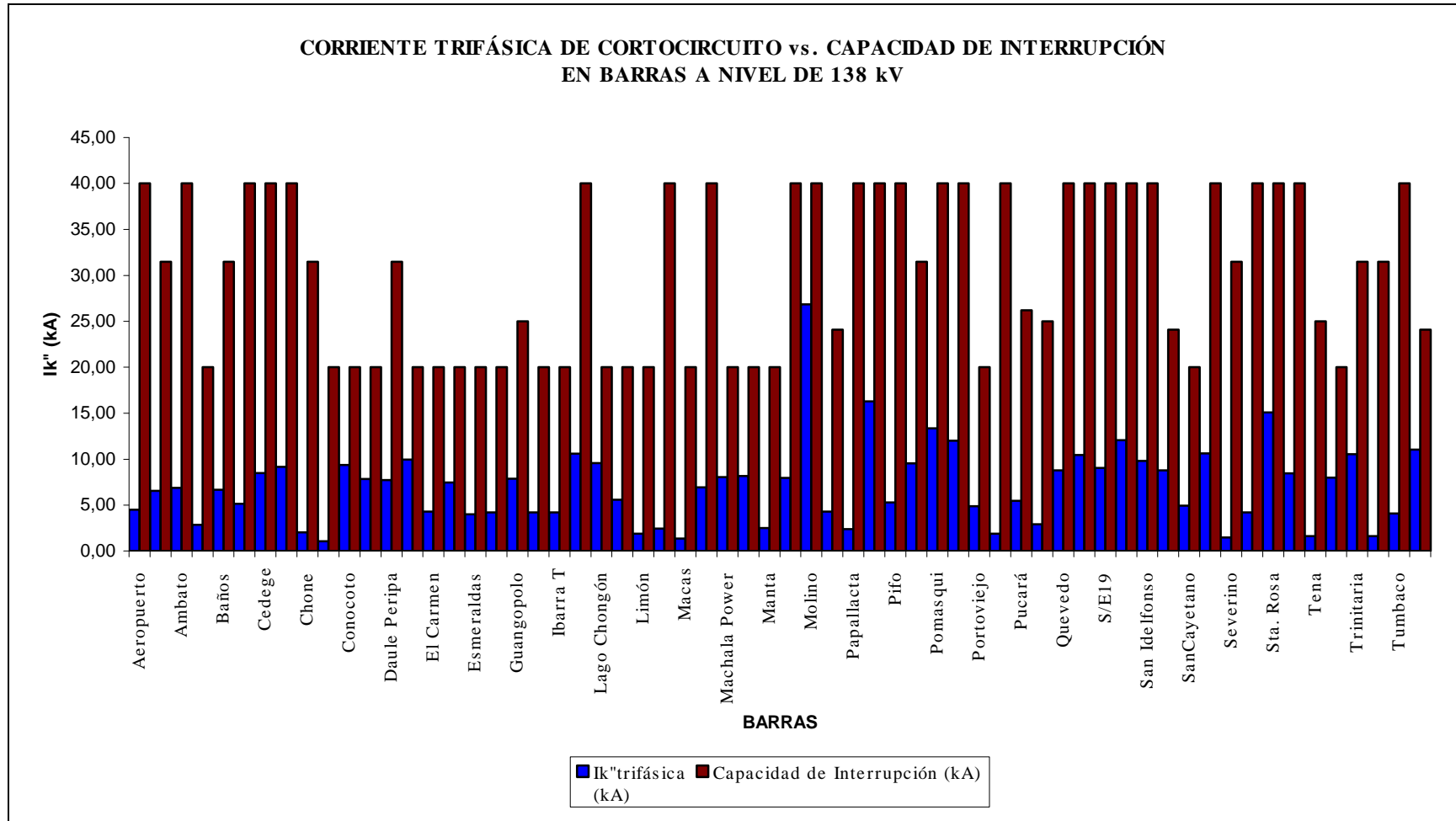


Figura 5.29 .Corriente trifásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 138 kV, año 2011.

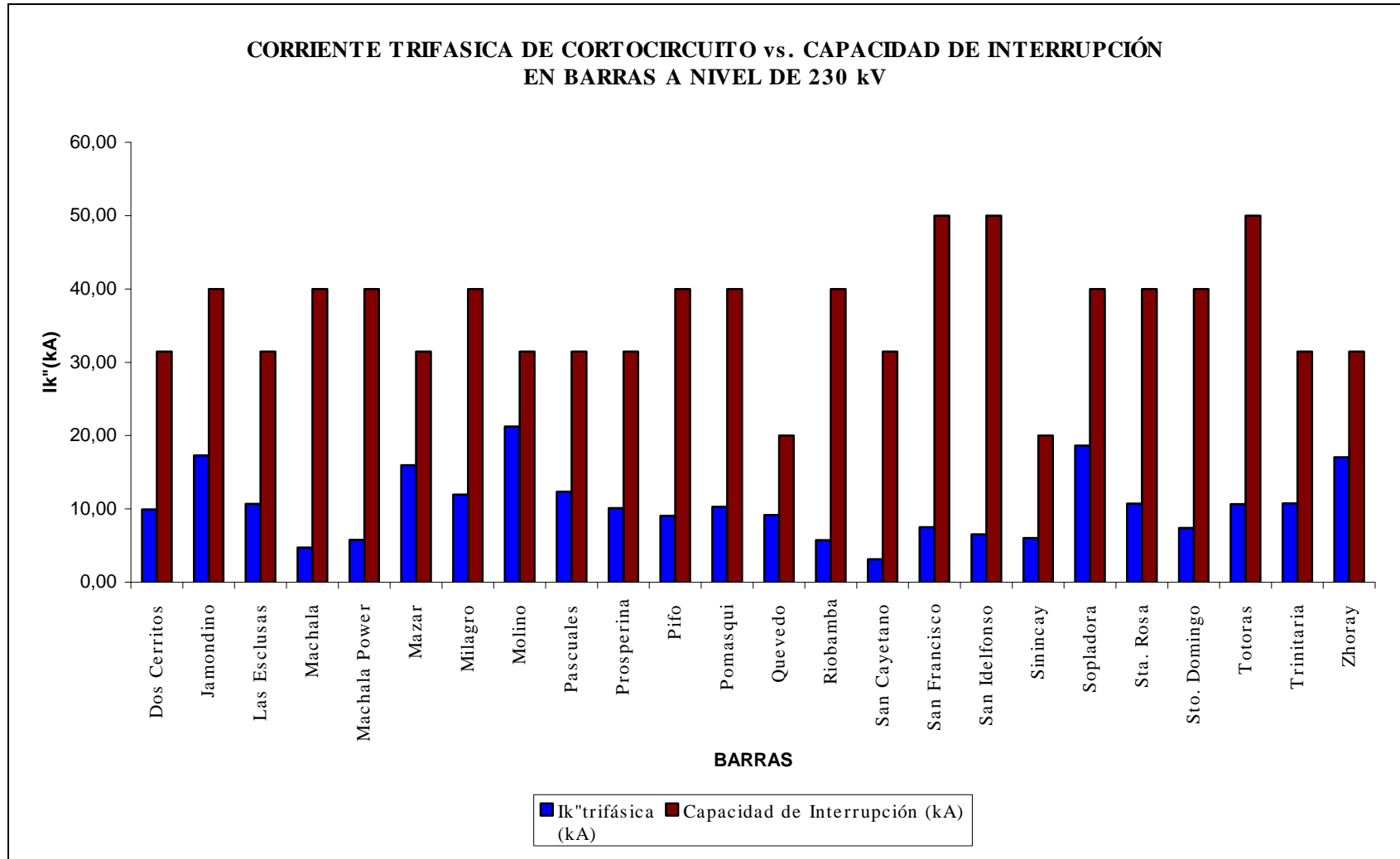


Figura 5.30. Corriente trifásica de cortocircuito vs. Capacidad de Interrupción en barras a nivel de 230 kV, año 2011.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones y recomendaciones que a continuación se presentan, se han determinado en función de los resultados del estudio de cortocircuitos realizados para el Sistema Nacional Interconectado, con la topología y características del 2007 y las previstas para el 2011.

6.1. CONCLUSIONES

- 1 Al producirse un cortocircuito se presentan cambios en las condiciones de operación del sistema, acompañados de algunos fenómenos de los que dependen la magnitud y las variaciones temporales de la corriente de cortocircuito. Estos fenómenos dependen del tipo de cortocircuito (monofásico o trifásico), del instante en que se produce, de las fuentes de energía implicadas, del estado previo de carga, de la duración del cortocircuito y de la estructura de la red.
- 2 El valor de la corriente de cortocircuito depende del número de fuentes que aporten a la falla, es decir, si la corriente se analiza en una barra cercana a una concentración de generación alta, la corriente de cortocircuito será mayor.
- 3 Los valores máximos de las corrientes de cortocircuito se obtienen para el caso de demanda máxima y escenario de hidrología lluvioso, esto ocurre debido a que, durante este periodo se tiene al sistema operando con la mayor capacidad de generación.
- 4 A nivel de 138 kV, el equipo de seccionamiento que debe ser revisado, luego de realizados los cálculos para obtener los valores de las corrientes

de cortocircuito se encuentran cercanos a las barras Molino, Electroquil, Esmeraldas, Loja, Machala, Machala Power, Portoviejo, S/E 18, San Idelfonso, Santa Elena y Santo Domingo.

- 5 A nivel de 230 kV, el equipo de seccionamiento asociado a las barras Machala, Pomasqui, Quevedo, Molino, Milagro, Las Esclusas, Santa Rosa, Totoras, Zhoray, debe ser revisado debido a que, los valores de las corrientes de cortocircuito obtenidos en este estudio se encuentran cercanos a los límites de interrupción del equipo de seccionamiento.
- 6 Los valores mínimos de corrientes de cortocircuito se obtienen con la menor cantidad posible de generación en el sistema, durante el periodo de demanda mínima en el escenario de hidrología seca.
- 7 El aumento en los valores de las corrientes de cortocircuito del sistema se deben principalmente a la entrada en operación de nuevas centrales de generación.
- 8 La simulación de fallas en el sistema se realiza básicamente para establecer si las características de los equipos existentes son adecuadas para proteger al sistema ante eventuales fallas, por lo tanto, este estudio es una medida de prevención ante la posible ocurrencia de fallas sin que el sistema se vea afectado por daños en sus equipos.
- 9 El módulo de cortocircuitos del software NEPLAN permite al usuario establecer la metodología de cálculo para determinar las corrientes de cortocircuito, en este estudio se eligió como método de cálculo el estándar basado en la norma IEC 60909 debido a que, de esta manera se obtienen los valores máximos de las corrientes de cortocircuito, mismos que son utilizados para evaluar la capacidad de interrupción del equipo de seccionamiento disponible en el SNI.

- 10 Para el año 2011, se observa un incremento en los valores de las corrientes de cortocircuito debido a la incorporación de los nuevos proyectos de generación, necesarios para atender el crecimiento de la demanda, convirtiéndose en importantes fuentes que contribuyen a incrementar los valores de las corrientes de falla.
- 11 Luego de obtener los valores de las corrientes de cortocircuito para el escenario lluvioso de demanda máxima para los años 2007 y 2011, se comparan estos valores con la finalidad de observar el incremento en el valor de la corriente y determinar el equipo de seccionamiento existente en el sistema que debe ser revisado o reemplazado.
- 12 Molino es la barra que presenta el mayor valor de corriente de cortocircuito, ya sea que ocurra una falla monofásica o trifásica debido a que, a esta barra se conecta la mayor fuente de generación del país que es Paute, además, al año 2011 se contempla la entrada en operación de los proyectos Mazar y Sopladora que contribuyen notablemente a aumentar el valor de la corriente de cortocircuito, por lo tanto, las características del equipo de seccionamiento instalado no cubren ese valor de corriente, si ocurriera una falla, el sistema estaría obligado a desconectar gran parte de su generación y abastecimiento de energía eléctrica, es por eso que, debido a la importancia de esta barra en el parque generador del Sistema Nacional Interconectado es necesario reemplazar el equipo de seccionamiento existente por uno de mayor capacidad de interrupción.
- 13 Los valores de las corrientes de cortocircuito más altos se presentan en el escenario de hidrología lluvioso, esto es debido a la ubicación de las fuentes de generación y al aporte de las fuentes que contribuyen a la falla, por lo tanto se debe prestar mucha atención al momento de realizar el dimensionamiento del equipo de seccionamiento.

6.2. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar revisiones periódicas de este estudio, para ir evaluando las condiciones variantes del sistema, de acuerdo a cómo se vayan cumpliendo los planes de expansión, con la entrada en servicio de nuevos proyectos de generación y de transmisión. Sobre la base de estos resultados, se deberán ir tomando decisiones respecto del equipo de seccionamiento del Sistema Nacional de Transmisión, con la debida anticipación.
2. En la zona que abastece al sector de Guayaquil y la zona norte del país, se observó mayor incremento en las corrientes de cortocircuito del año 2007 al año 2011 por lo tanto, su equipo de seccionamiento debe ser revisado para evitar posibles daños en los elementos del sistema .
3. Se recomienda como trabajo complementario a este estudio de cortocircuitos, un análisis del esquema de protecciones del Sistema Nacional Interconectado ya que como se pudo observar en el desarrollo de este trabajo, las corrientes tanto trifásicas como monofásicas calculadas para el año 2011 se incrementan en porcentajes importantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano”, Año 2006.
- [2] CENACE, “Operación del S.N.I. – Interconexiones Internacionales”, Año 2006.
- [3] TRANSELECTRIC, “Plan de Expansión de Transmisión 2007 – 2016”.
- [4] CONELEC, “Plan de Electrificación del Ecuador 2005 – 2014”.
- [5] CONELEC, “Catálogo Resumen de la Generación Eléctrica en el Ecuador, Año 2006”.
- [6] TRANSELECTRIC, “Lista de Interruptores del SNT”, Febrero 2007.
- [7] ABB, “Revista Siempre Pioneros”, Año 2007.
- [8] MITSUBISHI ELECTRIC POWER PRODUCTS, Inc. “SF6 Circuit Breaker”.
- [9] SCHNEIDER ELECTRIC, “Curso de Redes Eléctricas”, Año 2003.
- [10] TAPIA, Luis “Operación de Subestaciones”, Año 2005.
- [11] SCHNEIDER ELECTRIC, Cuaderno Técnico No. 158 “Cálculo de Corrientes de Cortocircuito”, Año 2000.
- [12] NETWORK MANAGEMENT PLAN 2007 – 2011, Año 2007.
- [13] UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA DE URUGUAY, “Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito”, Año 2007.

- [14] GARCIA A. Gervasio “Análisis de Fallas en Sistemas Industriales”, Año 2003.
- [15] PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, Ramón M. Mujal Rosas, Ediciones UPC, Septiembre 2002.
- [16] CENACE, “Informe Anual de Operación del Centro Nacional de Control de Energía”, Año 2007.
- [17] MANUAL SOFTWARE NETWORK PLANNING NEPLAN.
- [18] J.C.DAS, Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics. Marcel Dekker, Inc. 2002.
- [19] IEEE, Short-circuit studies, Año 1998.
- [20] GRAINGER John J., STEVENSON William D., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill, México 1996.
- [21] Apuntes de Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [22] AUZ, Cléber / MUYULEMA, Luis., Validación del Sistema de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente de la Zona Norte del Sistema Nacional de Transmisión, Año 2006.
- [23] CONELEC (2007), <http://www.conelec.gov.ec>.
- [24] CENACE (2007), <http://www.cenace.org.ec>.
- [25] TRANSELECTRIC S.A. (2007), <http://www.transelectric.com.ec>.
- [26] AREVA (2007), Manuales de Seccionadores e Interruptores, <http://www.areva-td.com>.

[27] VIQUEIRA LANDA, Jacinto, "Redes Eléctricas", Segunda Parte, Representaciones y Servicios de Ingeniería S.