



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la “ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL” bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DETERMINACIÓN DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO PARA EL
ANÁLISIS DE SATURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
CORRIENTE Y OBTENCIÓN DE AJUSTES ÓPTIMOS DE LA
FUNCIÓN DE FALLA DISYUNTOR (50BF) EN LA ZONA NORTE
DEL SNT, CON PROYECCIÓN HASTA EL AÑO 2015.**

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

WILMA JACQUELINE MONTATIXE CHICAIZA

wilmys_008qwe@hotmail.com

DIRECTOR: ING. LUIS TAPIA CALVOPIÑA.

luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, Enero 2013.

DECLARACIÓN

Yo, Wilma Jacqueline Montatixe Chicaiza, 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.

Wilma Jacqueline Montatixe Chicaiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilma Jacqueline Montatixe Chicaiza, bajo mi supervisión.

ING. LUIS TAPIA CALVOPIÑA
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mi papi y mami por toda su confianza, comprensión, cariño y apoyo incondicional. A mi hermanita, por su compañía y aguante. A mis abulit@s y ti@s por toda su cariño.

A la mis profesores por brindarme todos los conocimientos y experiencias para hacer de mi una profesional.

A mi director, el Ingeniero Luis Tapia por el apoyo brindado en todo momento para la culminación del proyecto.

Al Ingeniero Christian Ortega, por su ayuda desinteresada para la elaboración del proyecto.

A mis amig@s, por haber hecho de la etapa “politécnica” una de las mejores de mi vida.

DEDICATORIA

*A las personas más importantes de mi vida,
Papi, Mami y Naña
por todo el apoyo y amor incondicional.*

Los amo.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN.....	XVIII
CAPÍTULO 1.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	1
1.3. OBJETIVOS.	2
1.4. ALCANCE.....	3
CAPÍTULO 2.....	4
2.1. ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE BARRA.....	4
2.1.1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.....	4
2.1.2. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE SECCIONADA.....	5
2.1.3. ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.....	5
2.1.4. ESQUEMA DOBLE BARRA.	6
2.1.5. ESQUEMA DE BARRA TIPO ANILLO.....	7
2.1.6. ESQUEMA DE BARRA DISYUNTOR Y MEDIO.	8
2.2. EQUIPO ASOCIADO AL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	9
2.2.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y POTENCIAL.	9
2.2.2. RELÉS.....	9
2.2.3. DISYUNTORES.....	10
2.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC'S).....	11
2.3.1.1 Circuito equivalente.	11
2.3.1.2 Saturación de los transformadores de corriente.....	12

2.3.1.3	Saturación por efectos de la corriente AC.....	12
2.3.1.4	Saturación por efectos de la corriente DC.....	13
2.3.1.5	Especificaciones de transformadores de corriente según norma IEC. [4].....	14
2.3.1.5.1.	Clase de precisión.	14
2.3.1.5.2.	Corriente nominal primaria.	15
2.3.1.5.3.	Corriente nominal secundaria.....	15
2.3.1.5.4.	Potencia de salida o Burden.	15
2.3.1.6	Especificaciones de transformadores de corriente según norma ANSI/IEEE. [5]	15
2.3.1.6.1.	Clase de precisión.	16
2.3.1.6.2.	Corriente Nominal Primaria	16
2.3.1.6.3.	Carga nominal o Burden.	17
2.4.	PROTECCIÓN FALLA DISYUNTOR (50BF).	18
2.4.1.	CONSIDERACIONES GENERALES.	18
2.4.2.	ESQUEMA LÓGICO BÁSICO. [6].....	19
2.4.3.	DIAGRAMA DE TIEMPO.....	20
2.4.4.	CRITERIOS DE AJUSTES BÁSICOS DE NIVEL DE CORRIENTE. [1].....	20
2.4.5.	IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES INTEGRADAS DE FALLA DISYUNTOR. [6]	21
2.4.6.	ESQUEMA FUNCIONAL DE LA PROTECCIÓN FALLA DISYUNTOR (50BF) PARA LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE BARRA DEL SISTEMA.	24
2.4.6.1	Esquema de barra simple.	25
2.4.6.2	Esquema de barra simple seccionada.	26
2.4.6.3	Esquema de barra principal y transferencia.	29
2.4.6.4	Esquema doble barra.	31
2.4.6.5	Esquema en anillo.	32
2.4.6.6	Esquema doble barra con disyuntor y medio.	34
2.5.	MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE.	36
2.5.1.	TIPOS DE BARRAS.	36
2.5.2.	ECUACIONES DE LA RED.....	36
2.5.3.	NO LINEALIDAD DE LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA. [8].....	37
2.5.4.	MÉTODO NEWTON – RAPHSON (N – R). [7].....	38
2.5.4.1	Aplicación del método N – R en la solución de flujos de potencia. [7]	40
2.5.5.	EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY.	41
2.6.	MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES DE FALLA.....	45
2.6.1.	ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITOS.....	45
2.6.2.	TIPOS DE FALLAS.	45

2.6.3.	EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITOS EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY.	46
CAPÍTULO 3		50
3.1.	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT).	50
3.2.	SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONA NORTE DEL SNT.	53
3.2.1.	COMPONENTES.	53
3.2.1.1	GENERADORAS.	53
3.2.1.2	SUBESTACIONES.	54
3.2.1.3	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	55
3.2.1.4	TRANSFORMADORES.	57
3.3.	PLAN DE EXPANSIÓN DE LA ZONA NORTE DE S.N.T. [8]	58
3.3.1.	PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN MARCHA.	59
3.3.1.1	Zona Norte.	59
3.3.1.2	Zona Nororiental.	60
3.3.1.3	Zona Noroccidental.	60
3.3.2.	PROYECTOS DE EXPANSIÓN A FUTURO.	61
3.3.2.1	Zona Norte.	61
3.3.2.2	Zona Nororiental.	62
3.3.2.3	Zona Noroccidental.	62
3.3.3.	PROYECTOS REQUERIDOS PARA LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.	62
3.4.	CASOS DE ESTUDIO	66
3.4.1.	FLUJOS DE POTENCIA.	66
3.4.1.1	CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO.	66
3.4.1.2	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2012.	68
3.4.1.3	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2013.	70
3.4.1.4	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2014.	72
3.4.1.5	SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2015.	74
3.4.2.	CORTO CIRCUITOS.	76
3.4.2.1	CONSIDERACIONES DE ESTUDIO.	76
CAPÍTULO 4		77
4.1.	CRITERIOS DE AJUSTE.	77
4.1.1.	CRITERIOS DE CORRIENTE Y TIEMPO PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50BF.	77
4.1.2.	CRITERIO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA LA SATURACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	79

4.2. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE AJUSTE DE LOS NIVELES DE	
CORRIENTE PARA LA ZONA NORTE DEL S.N.T.....	80
4.2.1. AJUSTE ZONA NORTE.....	80
4.2.1.1 Subestación Tulcán.....	81
4.2.1.2 Subestación Ibarra.....	82
4.2.1.3 Subestación Tabacundo.....	84
4.2.1.3.1. Tabacundo 230 kV.....	84
4.2.1.3.2. Tabacundo 138 kV.....	84
4.2.1.4 Subestación Pomasqui.....	86
4.2.1.4.1. Pomasqui 230 kV.....	86
4.2.1.4.2. Pomasqui 138 kV.....	87
4.2.1.5 Subestación Vicentina.....	89
4.2.1.6 Subestación Santa Rosa.....	90
4.2.1.6.1. Santa Rosa 230 kV.....	90
4.2.1.6.2. Santa Rosa 138 kV.....	92
4.2.1.7 Subestación Mulaló.....	93
4.2.1.8 Subestación Pucará.....	95
4.2.1.9 Subestación Ambato.....	96
4.2.1.10 Subestación Totoras.....	97
4.2.1.10.1. Totoras 230 kV.....	97
4.2.1.10.2. Totoras 138 kV.....	98
4.2.1.11 Subestación El Inga.....	99
4.2.1.11.1. El Inga 230 kV.....	100
4.2.1.11.2. El Inga 138 kV.....	101
4.2.1.12 Subestación Coca Codo Sinclair.....	102
4.2.1.13 Subestación Riobamba.....	102
4.2.2. AJUSTE ZONA NORORIENTAL.....	103
4.2.2.1 Subestación Baños.....	104
4.2.2.2 Subestación Topo.....	105
4.2.2.3 Subestación Puyo.....	106
4.2.2.4 Subestación Tena.....	107
4.2.2.5 Subestación Francisco de Orellana.....	108
4.2.2.6 Subestación Lago Agrio.....	109
4.2.3. AJUSTE ZONA NOROCCIDENTAL.....	110
4.2.3.1 Subestación Santo Domingo.....	110
4.2.3.1.1. Santo Domingo 230 kV.....	110
4.2.3.1.2. Santo Domingo 138 kV.....	112
4.2.3.2 Subestación Esmeraldas.....	113
4.2.3.2.1. Esmeraldas 138 kV.....	113

4.2.3.2.2.	Esmeraldas 230 kV.	114
4.2.3.3	Subestación Quinindé.	115
4.2.3.4	Subestación Chone.	116
4.2.3.5	Subestación Baba.	117
4.2.3.6	Subestación Quevedo.	118
4.2.3.6.1.	Quevedo 230 kV.	118
4.2.3.6.2.	Quevedo 138 kV.	119
4.2.3.7	Subestación Portoviejo.	120
4.2.3.8	Subestación San Gregorio.	121
4.2.3.8.1.	San Gregorio 230 kV.	121
4.2.3.8.2.	San Gregorio 138 kV.	122
4.2.3.9	Subestación Montecristi.	123
4.2.3.10	Subestación San Juan De Manta.	124
4.2.3.11	Subestación Refinería Del Pacífico.	125
4.2.3.12	Subestación Toachi Pilatón.	126
4.3.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN	
	50BF. 127	
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE	
	SATURACIÓN DE LOS TC'S.....	129
	CAPÍTULO 5.....	130
5.1.	CONCLUSIONES.	130
5.2.	RECOMENDACIONES.	131
	REFERENCIAS.....	133
	ANEXO 2.....	i

ÍNDICE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Esquema de Barra simple.....	4
Figura 2.2 Esquema barra simple seccionada.....	5
Figura 2.3 Esquema barra principal y barra de transferencia.....	5
Figura 2.4 Esquema doble barra.....	6
Figura 2.5 Esquema tipo anillo.....	7
Figura 2. 6 Esquema doble barra con disyuntor y medio.....	8
Figura 2.7 Equipos que intervienen en una falla.....	9
Figura 2.8 Circuito equivalente de un TC. [2].....	12
Figura 2.9 Curva de saturación de un TC. [3].....	13
Figura 2.10 Efectos de saturación por DC sobre la corriente secundaria. [3].....	14
Figura 2.11 Esquema lógico básico de protección Falla Disyuntor. [6].....	19
Figura 2.12 Diagrama de tiempo para la protección falla disyuntor.....	20
Figura 2.13 Esquema barra simple, implementado en cada relé una función falla disyuntor.[6].....	22
Figura 2.14 Esquema barra simple, implementada la función falla disyuntor en un solo relé de barra.[6].....	22
Figura 2.15 Esquema barra simple, implementada la función falla disyuntor en un solo relé del Sistema A.[6].....	23
Figura 2.16 Esquema barra simple, sin contar con la función falla disyuntor en el relé de barra.[6].....	24
Figura 2 17Falla en la línea de un esquema de barra simple, actuación de la protección 50BF.....	25
Figura 2.18 Falla en la Barra de un esquema de barra simple, actuación de la protección 50BF.....	26
Figura 2.19 Falla en una línea de un esquema de barra simple seccionada, actuación de la protección 50BF.....	27
Figura 2.20 Falla en la Barra A un esquema de barra simple seccionada, actuación de la protección 50BF.....	28

Figura 2.21 Falla en una línea de un esquema de barra principal y transferencia, actuación de la protección 50BF.....	29
Figura 2.22 Falla en la Barra Principal de un esquema de barra principal y transferencia, actuación de la protección 50BF.	30
Figura 2.23 Falla en una Línea de un esquema de doble, actuación de la protección 50BF.	31
Figura 2.24 Falla en la Barra 2 de un esquema de doble barra, actuación de la protección 50BF.	32
Figura 2.25 Esquema de barra en anillo, actuación de la protección 50BF.	33
Figura 2. 26 Falla en una línea de un esquema de barra disyuntor y medio, actuación de la protección 50BF.	34
Figura 2. 27 Falla en la Barra 1 de un esquema de barra disyuntor y medio, actuación de la protección 50BF.	35
Figura 2.28 Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	36
Figura 2.29 Módulo Flujo de Carga de DigSILENT Power Factory.	42
Figura 2.30 Módulo Flujo de Carga, Opciones Básicas de DigSILENT Power Factory....	42
Figura 2.31 Módulo Flujo de Carga, Opciones, Opciones Avanzadas de DigSILENT Power Factory.....	44
Figura 2.32 Módulo Flujo de Carga, Control de Iteraciones de DigSILENT Power Factory.	44
Figura 2.33 Ejecución de Módulo de Corto circuito de DigSILENT Power Factory.	47
Figura 2.34 Módulo de Corto circuito de DigSILENT Power Factory.	47
Figura 2.35 Módulo de Corto circuito, Opciones Básicas de DigSILENT Power Factory. 48	

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Topología del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) [8].....	52
Figura 3.2 Zonas operativas del S.N.T. [8]	53
<i>Figura 3.3 Diagrama unifilar del S.N.T. al año 2012 [10].....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 3.4 Diagrama unifilar del S.N.T. al año 2021[8]</i>	<i>65</i>
<i>Figura 3.5 Sistema Nacional de Transmisión año 2012, escenario lluvioso demanda máxima. [10]</i>	<i>68</i>
<i>Figura 3.6 Sistema Nacional de Transmisión año 2012, escenario lluvioso demanda mínima. [10]</i>	<i>69</i>

<i>Figura 3.7 Sistema Nacional de Transmisión año 2013, escenario lluvioso demanda máxima. [10]</i>	70
<i>Figura 3.8 Sistema Nacional de Transmisión año 2013, escenario lluvioso demanda mínima. [10]</i>	71
<i>Figura 3.9 Sistema Nacional de Transmisión año 2014, escenario lluvioso demanda máxima. [10]</i>	72
<i>Figura 3.10 Sistema Nacional de Transmisión año 2014, escenario lluvioso demanda mínima. [10]</i>	73
<i>Figura 3.11 Sistema Nacional de Transmisión año 2015, escenario lluvioso demanda máxima. [10]</i>	74
<i>Figura 3.12 Sistema Nacional de Transmisión año 2015, escenario lluvioso demanda mínima. [10]</i>	75

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Proceso de selección del rango de corriente para el ajuste para la protección 50BF.	77
Figura 4.2 Diagrama de tiempo para la protección falla disyuntor.	78
Figura 4.3 Proceso para la determinación posibles saturaciones en los TC's	80

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2. 1 Tiempo de operación de disyuntores.[1]	10
Tabla 2. 2 Clases de precisión para transformadores de corriente según la Norma IEC[4].14	
Tabla 2. 3 Relación de transformación para transformadores de corriente según la Norma ANSI/IEEE[5]	17
Tabla 2. 4 Carga normalizada para transformadores de corriente con corriente secundaria de 5A. [5].....	17
Tabla 2.5 Tipos de barras.	36
Tabla 2.6 Tipos de fallas.....	45

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Generadoras de la Zona Norte del S.N.T.	54
Tabla 3.2 Subestaciones pertenecientes a la Zona Norte del S.N.T.	55
Tabla 3.3 Líneas de Transmisión de la Zona Norte del S.N.T. [9].....	56
Tabla 3.4 Transformadores de la Zona Norte del S.N.T. [9].....	57
Tabla 3.5 Compensación capacitiva	58
Tabla 3.6 Compensación inductiva	58

CAPÍTULO 4

Tabla 4. 1 Corrientes máxima carga, mínima de cortocircuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tulcán 138 kV.	81
Tabla 4.2 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Ibarra 138 kV.	83
Tabla 4.3 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tabacundo 230 kV.....	84
Tabla 4.4 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tabacundo 138 kV.....	85
Tabla 4.5 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pomasqui 230 kV.....	87

Tabla 4.6 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pomasqui 138 kV.....	88
Tabla 4.7 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Vicentina 138 kV.....	90
Tabla 4.8 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sta. Rosa 230 kV.....	91
Tabla 4.9 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito la S/E Sta. Rosa 138 kV.....	93
Tabla 4.10 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Mulaló 138 kV.....	94
Tabla 4.11 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pucará 138 kV.....	95
Tabla 4.12 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Ambato 138 kV.....	96
Tabla 4.13 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Totoras 230 kV.....	98
Tabla 4.14 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Totoras 138 kV.....	99
Tabla 4.15 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E El Inga 230 kV.....	100
Tabla 4.16 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E El Inga 138 kV.....	101
Tabla 4.17 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Coca Codo Sinclair 230 kV.....	102
Tabla 4.18 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Riobamba 230 kV.....	103
Tabla 4.19 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Baños 138 kV.....	105
Tabla 4.20 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Topo 138 kV.....	106
Tabla 4.21 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Puyo 138 kV.....	107

Tabla 4.22 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tena 138 kV.....	108
Tabla 4.23 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Coca 138 kV.....	109
Tabla 4.24 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Lago Agrio 230 kV.	110
Tabla 4.25 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sto. Domingo 230 kV.	111
Tabla 4.26 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sto. Domingo 138 kV.	112
Tabla 4.27 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Esmeraldas 138 kV.	114
Tabla 4.28 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Esmeraldas 230 kV.	115
Tabla 4.29 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quinindé 138 kV.....	115
Tabla 4.30 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Chone 138 kV.	116
Tabla 4.31 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Baba 230 kV.....	117
Tabla 4.32 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quevedo 230 kV.	119
Tabla 4.33 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quevedo 138 kV.	120
Tabla 4.34 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Portoviejo 138 kV.	121
Tabla 4.35 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Gregorio 230 kV.	122
Tabla 4.36 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Gregorio 138 kV.	123
Tabla 4.37 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Montecristi 138 kV.	124

Tabla 4.38 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Juan de Manta 230 kV.....	125
Tabla 4.39 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Refinería del Pacífico 230 kV.....	126
Tabla 4.40 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Toachi Pilatón 230 kV.	127
Tabla 4. 41 Niveles de corriente para la 50BF de las bahías que requieren reajuste.	128
Tabla 4.42 Corriente de cortocircuito máxima en la barra 230 kV de la S/E Santa Rosa.	129

RESUMEN

El presente documento muestra un análisis que determina los niveles de corriente a los que estarán sometidos los transformadores de corriente – TC's y las protecciones falla disyuntor – 50BF presentes en la zona norte del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. en el período 2012 – 2015.

Para obtener la información necesaria para el estudio, se utiliza el plan de Expansión de Transmisión 2012 – 2021 proporcionado por CELEC – EP TRANSELECTRIC, en el software Power Factory de DigSILENT en el que se realiza flujos de potencia y cortocircuitos.

Las simulaciones de flujos de potencia y cortocircuitos se efectúan en las barras y líneas de transmisión que se presentan en la zona de estudio. Los flujos de potencia se los realiza con el método de Newton Raphson y los cortocircuitos mediante la norma IEC.

Para obtener los niveles de corriente de cortocircuito se simulan cortocircuitos monofásicos y trifásicos, para el caso de las barras se considera una resistencia de falla de 50 ohmios mientras que para las líneas de transmisión se las ejecuta a un 90% de distancia.

Con los datos de corrientes obtenidas se establece una comparación de los niveles de corriente que se presentarían en el período de estudio.

Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

PRESENTACIÓN

El proyecto de titulación “Determinación de niveles de cortocircuito para el análisis de saturación de Transformadores de Corriente y obtención de ajustes óptimos de la función de Falla Disyuntor (50BF) en la Zona Norte del SNT, con proyección hasta el año 2015.”, consta de cinco capítulos que se describen a continuación:

En el primer capítulo se describe una breve introducción y justificación del proyecto de titulación, se establecen los objetivos generales y específicos al igual que su justificación.

En el segundo capítulo, se realiza una descripción teórica de los conceptos y elementos relacionados al proyecto para obtener una visión general de las características del equipo a ser analizado.

En el tercer capítulo, se presenta una síntesis de los elementos que se encuentran presentes en el Sistema Nacional de Transmisión, también se describen los proyectos del plan de expansión de transmisión desde el año 2012 hasta el año 2015. En los diferentes casos de estudio del S.N.T., se simulan flujos de potencia y corto circuitos en la zona norte del S.N.T.

En el cuarto capítulo, basándose en los resultados de corrientes en las barras, líneas de transmisión y transformadores de potencia, se realiza una comparación con los diferentes años sobre los niveles de corriente que se presentarán y podrían influenciar en los equipos a estudiar.

En el quinto capítulo, se presentan conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 1

1.1. INTRODUCCIÓN.

Mejorar y garantizar las condiciones operativas del sistema de transmisión es el objetivo fundamental de CELEC – EP Transelectric, para llevar a cabo dicho objetivo se crean proyectos de transmisión (subestaciones y líneas de transmisión) que están sujetas a un Plan de Expansión por un período de diez años.

Cada proyecto de transmisión que ingresa a operar en el sistema, cambia la topología del mismo y por ende cambian las características eléctricas. Para pronosticar la influencia de entrada de un proyecto al sistema se requieren realizar estudios eléctricos tales como cortocircuitos, flujos de potencia con los que se podrá evitar y corregir diferentes eventualidades en los elementos del sistema.

Entre los múltiples elementos que requieren un estudio de los niveles de corriente debido al cambio topológico del sistema están los transformadores de corriente y la protección de respaldo local 50BF.

Para llevar a cabo los mencionados estudios, se realizan simulaciones de cortocircuitos tanto en líneas y barras para obtener los rangos de ajuste de corriente necesarios para evitar complicaciones en la protección 50BF y transformadores de corriente.

1.2. JUSTIFICACIÓN.

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como finalidad principal detectar condiciones anormales en la operación de un sistema eléctrico

de potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal del sistema.

Debido a que se requiere que un sistema de protecciones opere bajo altos requerimientos de confiabilidad se incluye el sistema de protecciones de respaldo, en algunos casos estos equipos son requeridos muy pocas veces, pero aún en estas condiciones deberán operar en forma correcta.

La incorporación de nuevos proyectos de generación al Sistema Nacional de Transmisión, el notable crecimiento del suministro de energía, el aumento de interconexión, produce un cambio en los flujos de potencia y niveles en las corrientes de cortocircuito; el deterioro de algunos equipos de protección; el alto costo del sistema de protecciones. Es debido a esto, que en este proyecto se verificará que los valores de ajustes presentes en la protección Falla Disyuntor (50 BF) sean los adecuados para poder asegurar la confiabilidad del sistema.

Mencionados los puntos anteriores para la Unidad de Negocio Transelectric CELEP –EP, se vuelve necesario predecir los niveles de corrientes que se presentarán progresivamente en el sistema, para así cumplir con normas de confiabilidad, calidad y seguridad.

1.3. OBJETIVOS.

Objetivo General

Identificar posibles saturaciones en los Transformadores de Corriente mediante eventos de cortocircuito para la determinación de ajustes óptimos del esquema de protección Falla Disyuntor (50BF) en la Zona Norte del SNT.

Objetivos Específicos

- Efectuar los estudios de flujos de carga y corto circuito para condiciones de máxima demanda para los periodos actual y con una proyección al año 2015.
- Simular y analizar eventos de cortocircuito para la determinación de las variaciones de corriente de falla.
- Análisis de posibles saturaciones en los transformadores de corriente.
- Aplicar los resultados para realizar ajustes adecuados de la protección Falla Disyuntor (50 BF) para la Zona Norte del SNT.

1.4. ALCANCE

El análisis indicado se realizará con el modelo dinámico del SNT en el Software DigSILENT Power Factory de propiedad de CELEC EP UN Transelectric, determinándose los niveles de corto circuito en la Zona Norte en demanda máxima.

CAPÍTULO 2

2.1. ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE BARRA.

Un esquema de barras, es la disposición que presentan las barras o juegos de barras por niveles de voltaje y que ofrecen mayor o menor nivel de flexibilidad en una subestación eléctrica, además sirven como puntos de conexión para elementos del sistema (líneas, generadores, transformadores, etc.)

2.1.1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.

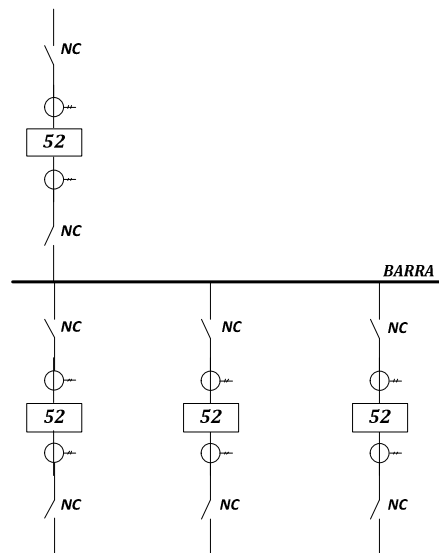


Figura 2.1 Esquema de Barra simple.

Es el esquema más simple y más económico, se utiliza en pequeñas subestaciones de mediano o bajo voltaje. Las desventajas que presenta ante eventos de falla o mantenimiento son baja confiabilidad y baja continuidad de servicio, debido a la dependencia de una sola barra en la que se conectan directamente los equipos.

2.1.2. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE SECCIONADA.

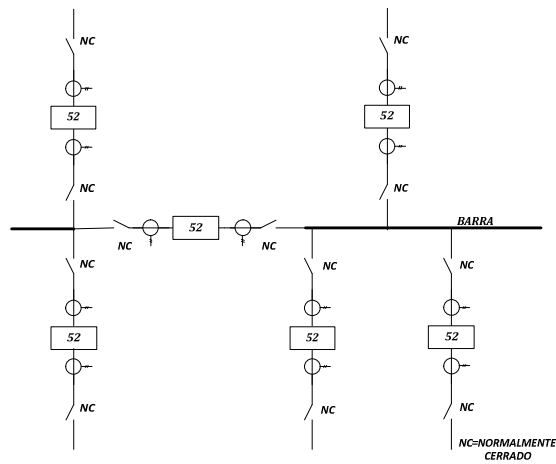


Figura 2.2 Esquema barra simple seccionada.

Este arreglo es una extensión del esquema de barra simple, salvo que este presenta un interruptor de acople que divide a la barra en dos sectores. Tiene mayor confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio ante eventos de falla o mantenimiento que la mencionada anteriormente.

2.1.3. ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.

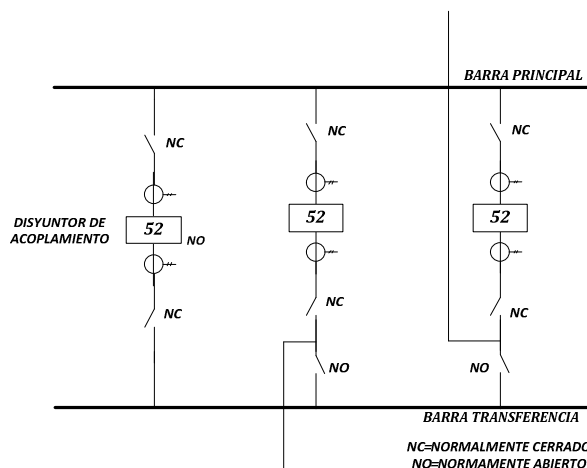


Figura 2.3 Esquema barra principal y barra de transferencia.

Está compuesto por dos barras independientes una barra principal que permanece energizada y una barra de transferencia a la que se puede trasladar las posiciones deseadas, una a la vez mediante un interruptor de transferencia que opera normalmente abierto.

Presenta una mayor confiabilidad, continuidad de servicio, facilita el mantenimiento de los equipos afectando únicamente al tramo asociado. En caso de mantenimiento o un evento de falla en la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra.

2.1.4. ESQUEMA DOBLE BARRA.

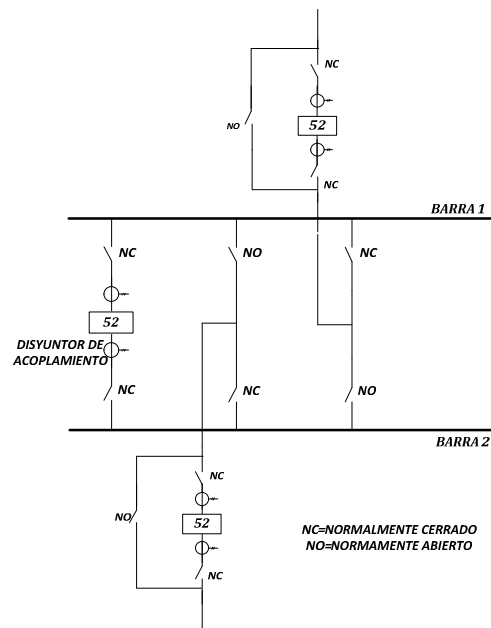


Figura 2.4 Esquema doble barra.

Este esquema presenta dos barras principales, las cuales pueden funcionar cada barra aislada o acopladas entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados. Cualquier línea puede alimentarse desde cualquier barra.

La continuidad de servicio es alta debido a que se puede hacer transferencia de circuitos desde una barra a la otra, el costo de implementar este esquema es

elevado debido al disyuntor adicional, el nivel de confiabilidad es alto cuando ambas barras están alimentando a todos los circuitos de la subestación, presenta complicadas maniobras para el mantenimiento. Una falla en una de las barras no afecta la otra barra, sin embargo una falla en el disyuntor de acoplamiento determina la salida de la subestación.

2.1.5. ESQUEMA DE BARRA TIPO ANILLO.

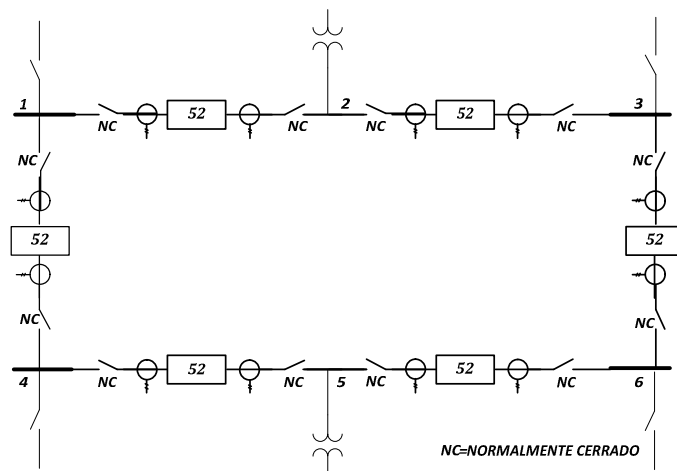


Figura 2.5 Esquema tipo anillo.

En este esquema, como lo indica su nombre, todos los interruptores están dispuestos en un anillo, proporciona una flexibilidad elevada con un mínimo de interruptores.

El espacio físico requerido para este esquema, es mayor que el de barra simple, razón por la que no es común en subestaciones de voltajes muy elevados. Suelen construirse subestaciones con esquemas en anillo cuando es muy probable la expansión.

En el caso de falla en una de las líneas o en la sección de barra asociada con ella se abren los dos interruptores adyacentes sin afectar el servicio en el resto del esquema. Una falla en un disyuntor determina la salida de sólo dos circuitos.

2.1.6. ESQUEMA DE BARRA DISYUNTOR Y MEDIO.

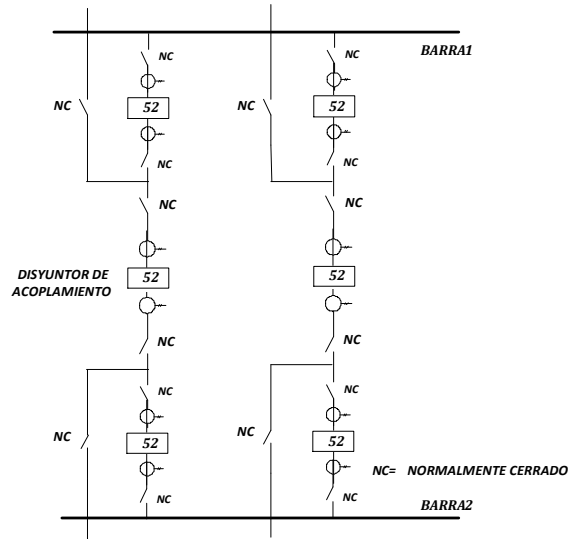


Figura 2. 6 Esquema doble barra con disyuntor y medio.

Este esquema de barra presenta dos barras principales y cada circuito de línea está conectada mediante dos disyuntores a ambas barras debido a que el interruptor central es compartido por las dos líneas lleva el nombre de disyuntor y medio.

En caso de una falla en una bahía (línea, transformador, generación), se abren los dos disyuntores adyacentes manteniendo en servicio el resto del esquema, en el caso de una falla en una de las barras los circuitos de línea no dejarán de operar y la barra deja de operar; sin embargo si ocurre una falla en el disyuntor de acoplamiento (central), salen de servicio los dos circuitos de línea a los que está conectado.

El arreglo es uno de los más confiables, costosos y que requieren mayor espacio físico.

2.2. EQUIPO ASOCIADO AL SISTEMA DE PROTECCIÓN.

El sistema de protección es un conjunto interconectado de equipos de protección tales como relés, transformadores de corriente y voltaje, disyuntores, baterías, etc.

Este sistema tiene como objetivo detectar y aislar fallas o condiciones anormales ocurridas en el sistema para proteger a las personas, el equipo fallado y equipos adyacentes.

El proceso que sigue el sistema de protección para lograr su cometido se muestra a continuación:

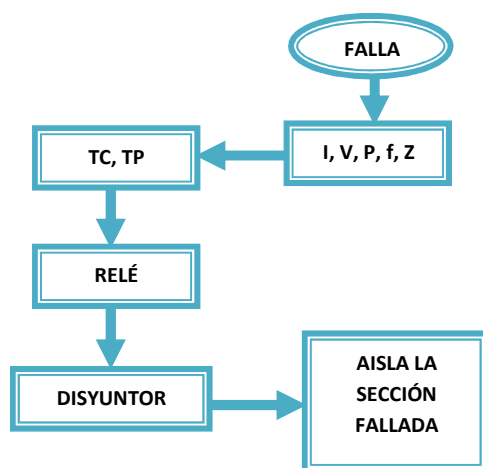


Figura 2.7 Equipos que intervienen en una falla

2.2.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y POTENCIAL.

Los transformadores de corriente y potencial son elementos esenciales, destinados a transformar los altos valores corriente y voltaje que se presentan en el Sistema Eléctrico de Potencia a valores proporcionales y en fase; para abastecer mediante estas señales a equipos de medición y protección.

2.2.2. RELÉS.

Los relés captan las señales en forma continua provenientes de los transformadores de corrientes y potencial en condiciones normales y anormales

del sistema. Estos dispositivos en caso de una falla inicializa acciones correctivas (accionamiento de disyuntores) procurando desconectar la menor cantidad áreas del sistema en el proceso de aislamiento del equipo fallado.

2.2.3. DISYUNTORES.

Los disyuntores son los encargados de interrumpir corrientes de falla, para limitar a un mínimo los posibles daños que pueden causar los cortocircuitos, para ello debe ser capaz de interrumpir corrientes de: carga, magnetización de transformadores y reactores, capacitivas de bancos de condensadores, capacitivas de líneas en vacío. Los disyuntores cierran circuitos en condiciones normales de carga y durante cortocircuitos.

Las funciones fundamentales de los disyuntores son:

- Conducir corriente en posición cerrada.
- Aislar en dos partes al circuito eléctrico.
- Cambiar de cerrado a abierto o viceversa
- Aislar fallas.

Un aspecto relevante en los disyuntores a tratar es tiempo de operación, este varía en función de la tecnología utilizada para la extinción del arco.

Nivel de voltaje	Rango de voltaje	Tiempo de interrupción
Muy alto voltaje	550 kV – 362 kV	2 ciclos ≈ 33 ms
Alto voltaje	245 kV – 145 kV	3 ciclos ≈ 50 ms
Medio y alto voltaje	72,5 kV – 52 kV – 36 kV	4 ciclos ≈ 83 ms

Tabla 2. 1 Tiempo de operación de disyuntores.[1]

2.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC'S).

El transformador de corriente es un elemento básico en el sistema eléctrico de potencia, tiene como función escalar los valores de corriente que circula por el sistema a valores proporcionales y tolerables por los instrumentos de medición o protección.

En el caso de los transformadores de corriente para protección, estos transformadores son destinados a alimentar relés de protección. Deben, por tanto, asegurar una precisión suficiente para corrientes de valor igual a varias veces la corriente nominal.

2.3.1.1 Circuito equivalente.

En el circuito equivalente del TC, Z_p representa la impedancia primaria reflejada en el circuito secundario afectada por n^2 , la impedancia secundaria está representada por Z_s y Z_B . R_m y X_m representan las pérdidas en el núcleo y la componente de excitación respectivamente.

El circuito equivalente puede ser reducido, como se muestra en la Figura 2.8 b), donde Z_p puede despreciarse, ya que no afecta a la corriente primaria o el voltaje alrededor de X_m . La corriente que circula por X_m , es la corriente de excitación (I_e). La reactancia secundaria es muy pequeña, lo que quiere decir que Z_s es resistiva, I_e está atrasada con respecto a V_{cd} en 90° y es la primera fuente de error. El efecto neto de I_e es causar I_{BURDEN} en adelanto y además de un valor menor a la corriente transformada I_s .

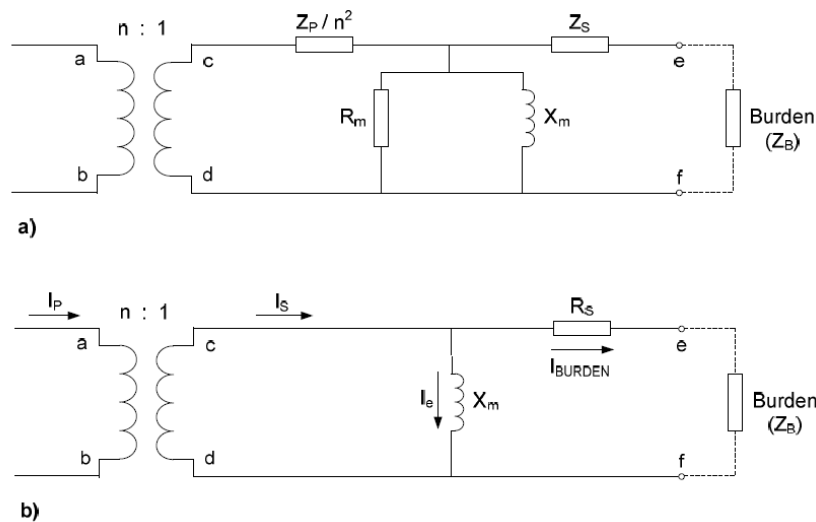


Figura 2.8 Circuito equivalente de un TC. [2]

2.3.1.2 Saturación de los transformadores de corriente.

La saturación de los TC'S puede ocurrir debido a grandes corrientes de falla, una mala selección de los TC'S, las propias características del núcleo o flujo remanente posible de operaciones de conmutación. A pesar de que los TC'S pudieron haber sido correctamente seleccionados inicialmente en el diseño del sistema, los cambios en la red pueden como ampliaciones influir negativamente en los parámetros del sistema.

2.3.1.2.1. Saturación por efectos de la corriente AC.

Los errores de los TC resultan de la corriente de excitación. Con el fin de comprobar si un TC funciona correctamente, es esencial medir o calcular la curva de excitación.

La corriente de magnetización de un TC depende de la sección y longitud del circuito magnético, del número de vueltas en el devanado y de las características magnéticas del material. Del circuito equivalente del TC puede concluirse que, cuando la corriente primaria se incrementa al igual que la corriente secundaria, estas corrientes alcanzan un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización llega a ser lo suficientemente alta para producir un error excesivo.

La Figura 2.9 muestra la relación típica entre el voltaje secundario y la corriente de excitación determinada en esta forma. En las normas europeas el punto de inflexión K_p es llamado punto de saturación y se define como el punto en el cual un incremento del 10% en el voltaje de excitación produce un incremento del 50% en la corriente de excitación.

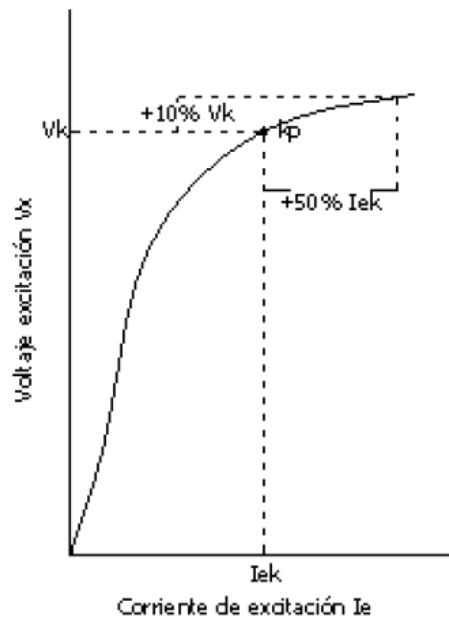


Figura 2.9 Curva de saturación de un TC. [3]

2.3.1.2.2. Saturación por efectos de la corriente DC.

La componente continua de la corriente de falla tiene una mayor influencia en el efecto de saturación del transformador.

Si el TC va a saturarse debido a la componente continua de la corriente de falla lo hará en los primeros ciclos. Hasta que este efecto se lleve a cabo, la fidelidad de la transformación es razonablemente buena y los relés de sobrecorriente y distancia deben realizar su tarea antes que el TC colapse.

En la Figura 2.10 ilustra un ejemplo de la distorsión y reducción en la corriente secundaria que se produce como resultado de la saturación de corriente continua. También se puede notar el mejoramiento de la corriente mientras la componente continua disminuye.

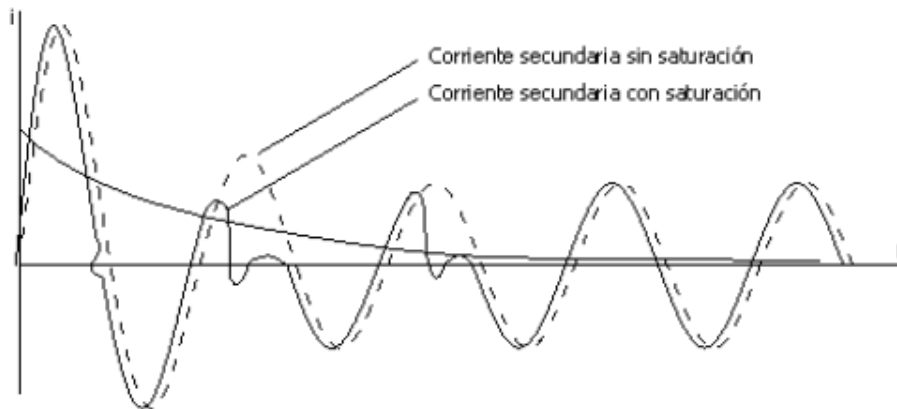


Figura 2.10 Efectos de saturación por DC sobre la corriente secundaria. [3]

2.3.1.3 Especificaciones de transformadores de corriente según norma IEC. [4]

La norma IEC 60044-1 1996. "Instrument transformers-Part 1: Current Transformers" es aplicable a los transformadores de corriente que usan instrumentos de medición y protección eléctrica a frecuencias entre 15 y 100 Hz.

2.3.1.3.1. Clase de precisión.

Según la norma la clase de precisión de los transformadores de corriente para protección se especifica mediante el porcentaje de exactitud seguido por una letra y por el número de veces la corriente nominal del transformador.

El porcentaje de exactitud puede tener valores de error máximo de 5%,10%.

El código de la letra para un transformador de protección es: P

Clase	Carga o Burden	Límites de errores		
		Corriente clasificada en %	Error de relación en %	Error de fase en minutos
5P	100 %	100	1	-
10P	100%	100	3	-

Tabla 2. 2 Clases de precisión para transformadores de corriente según la Norma IEC[4].

2.3.1.3.2. *Corriente nominal primaria.*

Los valores normalizados de corriente nominal primaria para transformadores con relación de transformación única son:

10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75 A y sus múltiplos o fracciones decimales. Los valores preferidos son los subrayados.

La corriente nominal primaria puede ser seleccionada aproximadamente del 10% - 40% de la corriente de operación estimada.

2.3.1.3.3. *Corriente nominal secundaria.*

Los valores normalizados son: 1, 2, 5 A

El valor preferido es 5 A.

Nota: Para los transformadores conectados en delta, estos valores divididos para $\sqrt{3}$, también son normalizados.

2.3.1.3.4. *Potencia de salida o Burden.*

Valor de potencia aparente que el transformador destina a la alimentación del circuito secundario con corriente nominal secundaria y la carga nominal conectados a él.

Los valores normalizados son: 2.5, 5, 10, 15, 30 VA

Valores por encima de 30 VA pueden ser seleccionados para adaptarse a la aplicación.

2.3.1.4 Especificaciones de transformadores de corriente según norma ANSI/IEEE. [5]

La norma ANSI/IEEE C57.13-1993 "Requirements for Instrument Transformers", se aplica a los transformadores de corriente de protección.

2.3.1.4.1. *Clase de precisión.*

Según la norma la clase de precisión de los transformadores de corriente para protección se definen mediante dos símbolos: una letra y un número; estos definen la capacidad del TC.

El código de designación de letra comprende:

C: la relación de transformación puede ser calculada

T: la relación de transformación puede ser determinada mediante pruebas.

Clasificación C.- comprende los transformadores de corriente tipo bushing con devanados uniformemente distribuidos y cualquier otro transformador con un flujo de dispersión que tiene un efecto despreciable en la relación de transformación dentro de los límites establecidos.

Clasificación T.- comprende la mayoría de los transformadores de tipo devanado y cualquier otro con un flujo de dispersión que afecta considerablemente la relación de transformación.

La letra es seguida por un número que corresponde al máximo voltaje terminal secundario que el transformador de corriente producirá a 20 veces la corriente nominal secundaria con un error no mayor al 10%.

Las clases típicas de relés son: C 100 – 800

2.3.1.4.2. *Corriente Nominal Primaria*

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE, la Tabla 2.3 muestra los valores nominales de relación de transformación de corriente.

Relación sencilla		Relación doble con devanados primarios en serie paralelo	Relación doble con taps en el devanado secundario
10:5	800:5		25/50:5
25:5	1200:5	25X50:5	50/100:5
40:5	1500:5	50X100:5	100/200:5
50:5	2000:5	100X200:5	200/400:5
75:5	3000:5	200X400:5	300/600:5
100:5	4000:5	400X800:5	400/800:5
200:5	5000:5	600X1200:5	600/1200:5
300:5	6000:5	1000X2000:5	1000/3000:5
400:5	8000:5	2000X4000:5	1500/3000:5
600:5	12000:5		2000/4000:5

Tabla 2. 3 Relación de transformación para transformadores de corriente según la Norma ANSI/IEEE[5]

2.3.1.4.3. Carga nominal o Burden.

La carga normalizada para transformadores de corriente para protección con una corriente nominal secundaria de 5A deberá tener una resistencia e inductancia de acuerdo con la Tabla 2.4

Clase	Designación de carga	Resistencia Ω	Inductancia mH	Impedancia Ω	Voltamperios a 5A	Factor de potencia
C100 T100	B-1	0,50	23	1	25	0,5
C200 T200	B-2	1	4,6	2	50	0,5
C400 T400	B-4	2	9,2	4	100	0,5
C800 T800	B-8	4	18,4	8	200	0,5

Tabla 2. 4 Carga normalizada para transformadores de corriente con corriente secundaria de 5A. [5]

2.4. PROTECCIÓN FALLA DISYUNTOR (50BF).

2.4.1. CONSIDERACIONES GENERALES.

La protección falla disyuntor es utilizada como una función de respaldo local que permite efectuar un despeje de falla exitoso cuando exista una falla en la apertura de los contactos en la protección principal. En esta situación, dada la condición de falla, la protección falla disyuntor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad de disparo.

La protección principal puede fallar por varias razones:

- El circuito de disparo puede estar abierto (cable roto, fusible fundido, bobina de disparo abierta).
- El mecanismo de interrupción puede adherirse dejando una sola fase de un circuito trifásico conectado.
- La extinción del arco dentro del disyuntor puede fallar debido a la pérdida de rigidez dieléctrica por contaminación o daño.
- El mecanismo de operación puede fallar al operar.

La protección falla disyuntor detecta estas condiciones e inicializa el proceso de contingencia o respaldo.

Típicamente la protección es aplicada en sistemas de transmisión y subtransmisión, sin embargo la protección puede ser aplicada en cualquier parte del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) donde la falla de una protección principal puede provocar daños severos o inestabilidad en el sistema.

2.4.2. ESQUEMA LÓGICO BÁSICO. [6]

La protección falla disyuntor opera cuando dos condiciones son verdaderas:

- Existe una señal de disparo de la protección principal.
- Existe un flujo de corriente a través del disyuntor (50BF).

Teóricamente la medición de corriente que circula por el disyuntor debe ser cero al haberse efectuado la apertura exitosa del circuito.

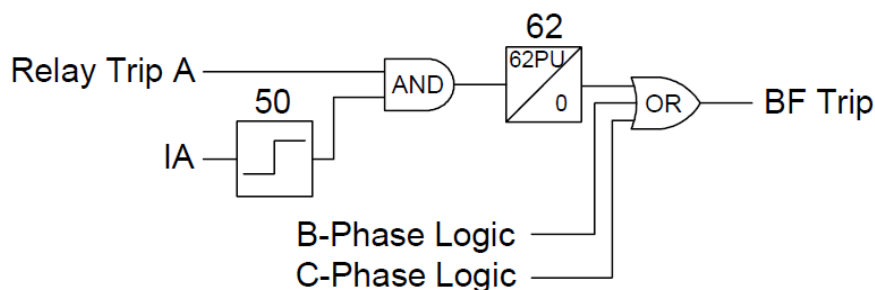


Figura 2.11 Esquema lógico básico de protección Falla Disyuntor. [6]

Durante una falla las entradas de la compuerta AND captan la señal de disparo de la protección principal y el flujo de corriente presente en la protección falla disyuntor para activar el conteo del temporizador (62).

Si los disparos de entrada de la compuerta AND permanecen activados hasta que el conteo del temporizador (62) expire, el esquema activará la protección falla disyuntor e inicializará el disparo hacia un relé de bloqueo (86) que posteriormente activará los disyuntores adyacentes requeridos para aislar la falla. Este esquema se restablece cuando una de las condiciones de entrada hacia la compuerta AND se desactiva.

2.4.3. DIAGRAMA DE TIEMPO.

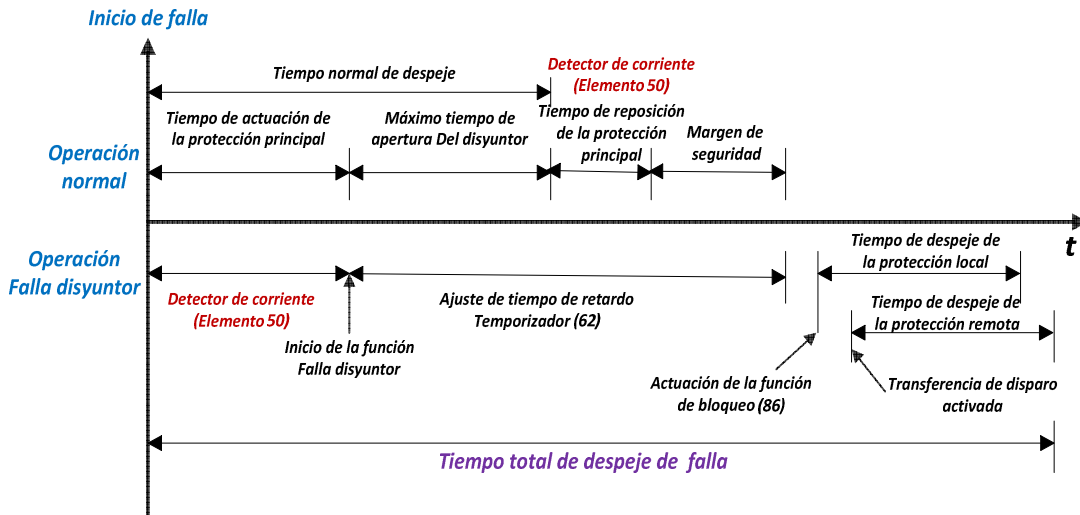


Figura 2.12 Diagrama de tiempo para la protección falla disyuntor.

La Figura 2.12 muestra la función básica de la protección falla disyuntor, una vez ocurrida la falla, simultáneamente se activan el timer de la protección principal y de una las entradas de la protección falla disyuntor, si el elemento detector de corriente de la 50BF se activa, éste provoca la inicialización de conteo del temporizador (62).

Una vez que el tiempo normal de despeje del disyuntor termina, es necesario establecer un margen de tiempo para adaptarlo al tiempo de reseteo del detector de corriente y además adicionar un margen de seguridad.

2.4.4. CRITERIOS DE AJUSTES BÁSICOS DE NIVEL DE CORRIENTE. [1]

El nivel de corriente a ajustar deberá permitir alcanzar el domino de la protección que la activa. Esta situación puede llevar a la protección falla disyuntor a una situación de constante predisposición por corriente, en situación de carga.

Entre los diferentes criterios de ajuste se presentan las siguientes posibilidades de arranque:

En líneas de Transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{\text{máx carga}} < I_{50BF} < I_{\text{mín falla}}$$

En transformadores, reactores el ajuste del relé 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

2.4.5. IMPLEMENTACIÓN DE PROTECCIONES INTEGRADAS DE FALLA DISYUNTOR. [6]

Como ejemplo de aplicación, se tiene un esquema de barra simple donde se supone que cada disyuntor tiene dos relés que cubren su circuito de derivación y un relé único que comprende la zona de barra.

En la Figura 2.13, se describe un esquema donde cada relé se encarga de la sincronización de todos los disparos de falla que se inicializan. No existe un enrutador de señales a la 50BF. En esta configuración, cuando un relé es aislado del sistema para pruebas, no existen señales de la 50BF que preocupen. Cuando un relé individual esta fuera de servicio o ha fallado, no existe la pérdida de la protección falla disyuntor.

Esta configuración es simétrica, independiente y simple. Sin señales externas del 50BF, la probabilidad de un falso disparo debido a errores humanos se reduce grandemente. La probabilidad de una falla interna en el relé causada por la detección de una falla esporádica y la detección de un disyuntor fallado es muy baja.

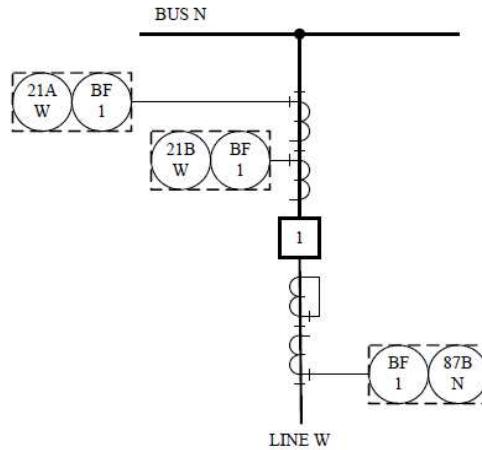


Figura 2.13 Esquema barra simple, implementado en cada relé una función falla disyuntor.[6]

Las Figura 2.14 y 2.15 presentan variaciones de la Figura 2.13, los tres relés que detectan las fallas y disparan el disyuntor son capaces de proporcionar protección falla disyuntor, pero en este caso la función es activada en uno de los relés.

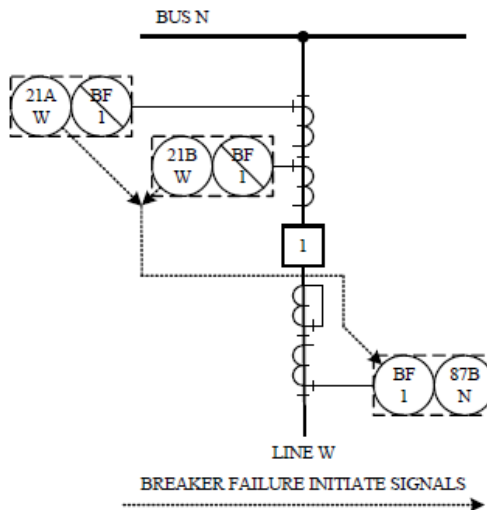


Figura 2.14 Esquema barra simple, implementada la función falla disyuntor en un solo relé de barra.[6]

La configuración ilustrada en la Figura 2.14 puede ser preferible debido a que los requisitos de disparo para una falla en la barra y para una falla disyuntor son los mismos.

Pero el Disparo de Transferencia Directa (DTT) está activado, es decir existe la generación y emisión de una señal de disparo a los disyuntores del extremo opuesto de una línea, a través de los equipos de comunicaciones, la configuración de la Figura 2.15 pudiera ser preferible, en esta configuración existe un ruteador externo para las señales de BFI. Si el único relé que provee la protección falla disyuntor está fuera de servicio o ha fallado no existe protección falla disyuntor.

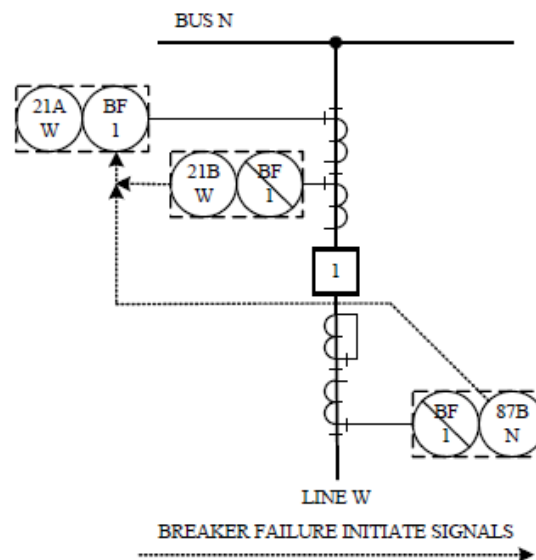


Figura 2.15 Esquema barra simple, implementada la función falla disyuntor en un solo relé del Sistema A.[6]

En el esquema de la Figura 2.16 el relé de barra no posee protección falla disyuntor. En este caso si se desea una protección 50BF para la barra ésta será inicializada en uno de los relés de línea.

En esta configuración si el arreglo formado por el relé 21A está fuera de servicio no existe protección falla disyuntor para la barra.

Alternativamente la señal de la protección 50BF podría estar conectada en los dos relés de línea para eliminar la falta de cobertura o en casos donde DTT no está

disponible, se podrá simplificar el sistema y no proporcionar la protección 50BF para fallas en las barras debido a que esta falla previamente ya ha causado un disparo en todos los relés adyacentes. Sin embargo la protección 50BF para una falla en la barra proporciona una indicación directa de la falla y simplifica la solución de problemas.

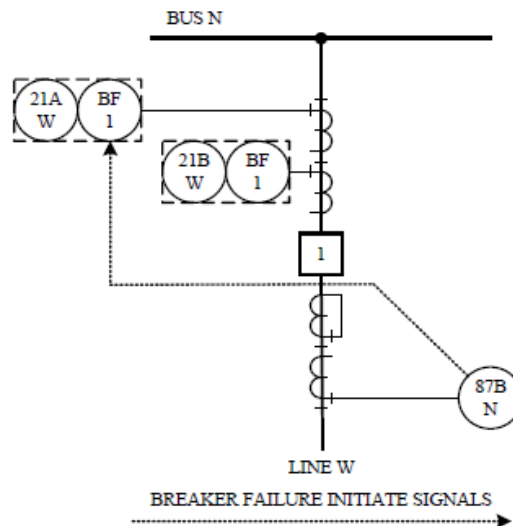


Figura 2.16 Esquema barra simple, sin contar con la función falla disyuntor en el relé de barra.[6]

2.4.6. ESQUEMA FUNCIONAL DE LA PROTECCIÓN FALLA DISYUNTOR (50BF) PARA LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE BARRA DEL SISTEMA.

Independientemente del esquema de barra utilizado, las salidas de la protección 50BF deben estar dispuestas en primera instancia a disparar sobre el disyuntor fallado (no abierto), en segunda instancia se deberá iniciar el disparo de todos disyuntores adyacentes necesarios para aislar la falla en el caso que la protección principal deje de funcionar. En la mayoría de los casos también es necesario disparar al menos un disyuntor de control remoto para aislar completamente la sección fallada.

Si un disyuntor fallado está asociado a un transformador, se debe dar orden de apertura al interruptor del otro extremo del transformador con la finalidad de eliminar la posible alimentación a la falla a través del transformador.

2.4.6.1 Esquema de barra simple.

A continuación, en la Figura 2.17, se presenta una falla en una línea, esta falla debe ser aislada mediante la apertura del disyuntor para evitar el aporte de corrientes hacia la falla por parte de los circuitos asociados a la barra.

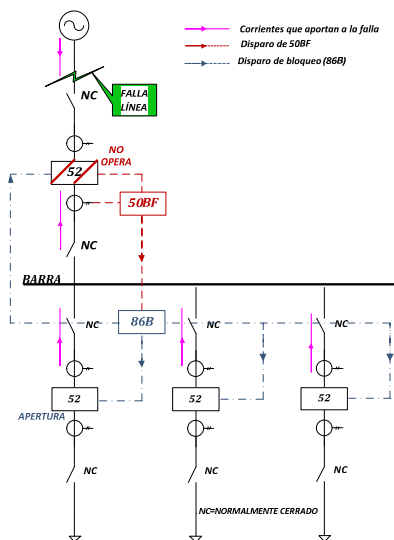


Figura 2 17 Falla en la línea de un esquema de barra simple, actuación de la protección 50BF.

Se asume que el disyuntor, que debe aislar la falla, no abre sus contactos por cualquier motivo antes mencionado, una vez pasado un tiempo establecido se activa la protección falla disyuntor (50BF). Para lograr aislar la falla se procede a realizar la apertura de cada uno de los disyuntores de la barra asociada a la falla, y del disyuntor fallado mediante un disparo del 50BF hacia el relé de bloqueo (86). De esta manera, el esquema de barra simple queda totalmente fuera de servicio.

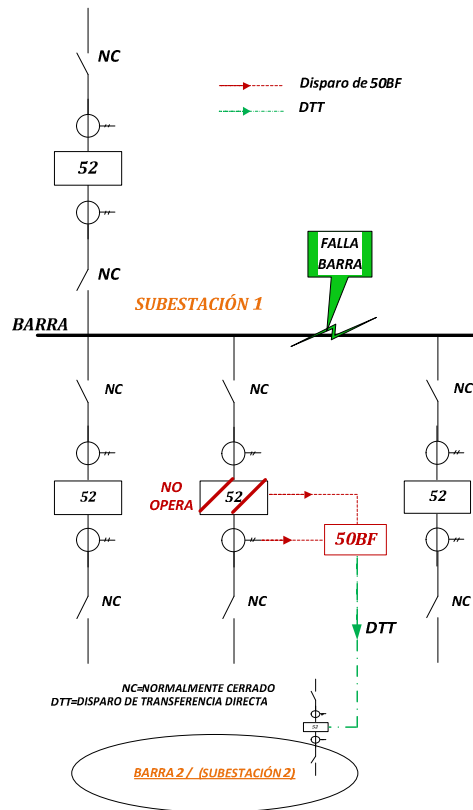


Figura 2.18 Falla en la Barra de un esquema de barra simple, actuación de la protección 50BF.

En un evento de falla en la barra, para lograr aislar la falla la protección principal (87B) procede a realizar la apertura de todas las bahías asociadas a la barra, pero en el caso de que uno o varios de los disyuntores no lograse abrir sus contactos, se activa el disparo de la protección 50BF, pero en este caso la apertura se da en el otro extremo de la bahía a través de un DTT.

2.4.6.2 Esquema de barra simple seccionada.

Este esquema es similar al esquema de protección de barra simple la diferencia radica en un disyuntor de acoplamiento, disyuntor por el cual existe un flujo de corriente que en caso de una falla esta corriente circulante aporta a la falla.

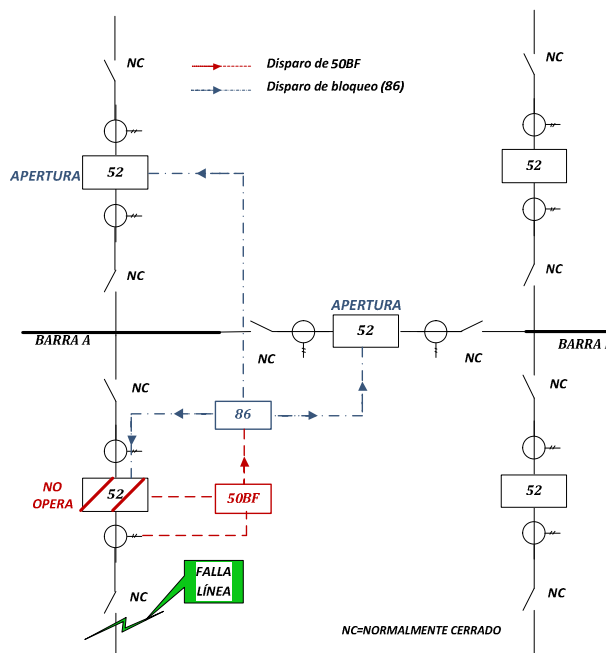


Figura 2.19 Falla en una línea de un esquema de barra simple seccionada, actuación de la protección 50BF.

Al igual que el esquema de barra simple al producirse una falla en una línea el proceso de aislamiento de la falla por parte de la protección principal es el mismo.

Como se muestra en la Figura 2.19, el disyuntor al no realizar una apertura exitosa provoca la actuación del esquema de protección 50BF en el cual los disparos son dirigidos hacia las bahías asociadas a la barra afectada por la falla de línea y hacia el disyuntor de acoplamiento.

En una falla en la barra en el esquema de barra simple seccionada, la protección principal debe realizar la apertura de todas las bahías correspondientes a la barra fallada incluyendo el disyuntor de acoplamiento del esquema.

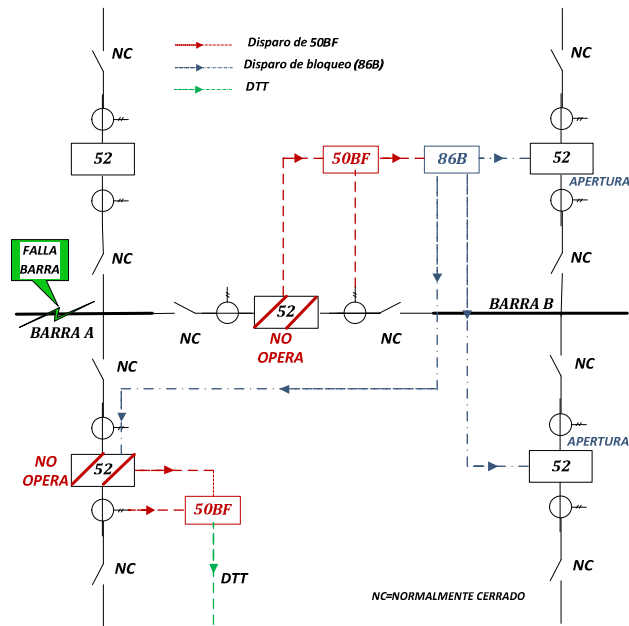


Figura 2.20 Falla en la Barra A un esquema de barra simple seccionada, actuación de la protección 50BF.

En el proceso de apertura de los disyuntores tanto en fallas de línea o barra, caben las posibilidades que el disyuntor de una bahía de la barra asociada a la fallada o el disyuntor de acoplamiento no logren desconectarse como se muestra en la Figura 2.20. En el caso del disyuntor de acoplamiento el esquema de protección 50BF actúa disparando a las bahías de la barra no fallada (Barra B), para el caso del disyuntor de la bahía de la barra fallada (Barra A) actúa de la misma manera que en un esquema de barra simple.

2.4.6.3 Esquema de barra principal y transferencia.

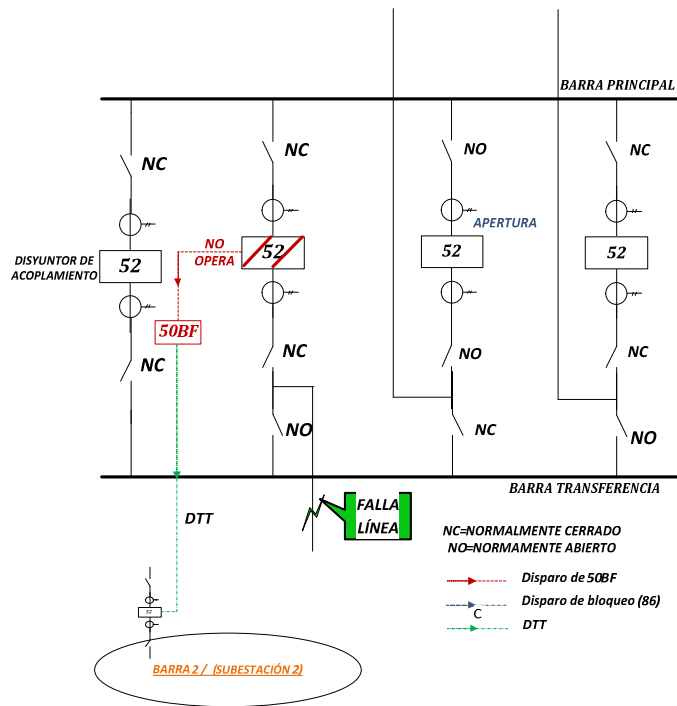


Figura 2.21 Falla en una línea de un esquema de barra principal y transferencia, actuación de la protección 50BF.

En la Figura 2.21 se presenta una falla en una línea que se encuentra conectada a la barra principal, para lograr aislar esta falla la protección principal debe abrir los disyuntores de acoplamiento y los asociados a la barra.

Si se presenta el caso que un disyuntor no lograra abrir sus contactos como se ejemplifica en la Figura 2.21 la protección 50BF actúa emitiendo disparos al otro extremo de la bahía que ha fallado.

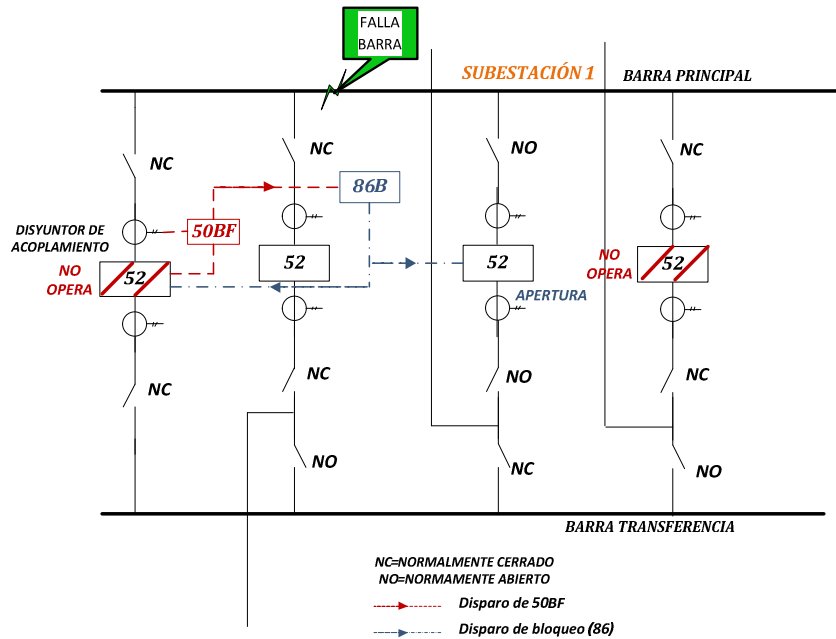


Figura 2.22 Falla en la Barra Principal de un esquema de barra principal y transferencia, actuación de la protección 50BF.

Para una falla en la barra principal como se presenta en la Figura 2.22 la protección principal debe emitir disparos que abran a los disyuntores de todas las bahías asociadas a la barra que ha fallado (BP), además del disyuntor de acoplamiento, para evitar el aporte de corrientes de todas las bahías asociadas a la falla.

En el desarrollo de estas acciones como se observa en el ejemplo, caben las posibilidades que el disyuntor de acoplamiento o de bahía (líneas, generadores, transformadores) no logre su función. Como primer caso se tiene una falla en el disyuntor de acoplamiento, el esquema de protección 50BF se activa para lograr la apertura de las bahías que se encuentran conectadas a la barra de transferencia. En el segundo caso, para aislar la falla presente en el disyuntor de bahía el esquema de protección 50BF, dirige su disparo hacia el disyuntor ubicado en el otro extremo de la bahía. Cabe señalar que este esquema presenta un único relé de bloqueo (86B) para el aislamiento de la falla.

2.4.6.4 Esquema doble barra.

En este esquema cada una de las barras posee su propio relé de bloqueo (86B), es decir 86B1 y 86B2

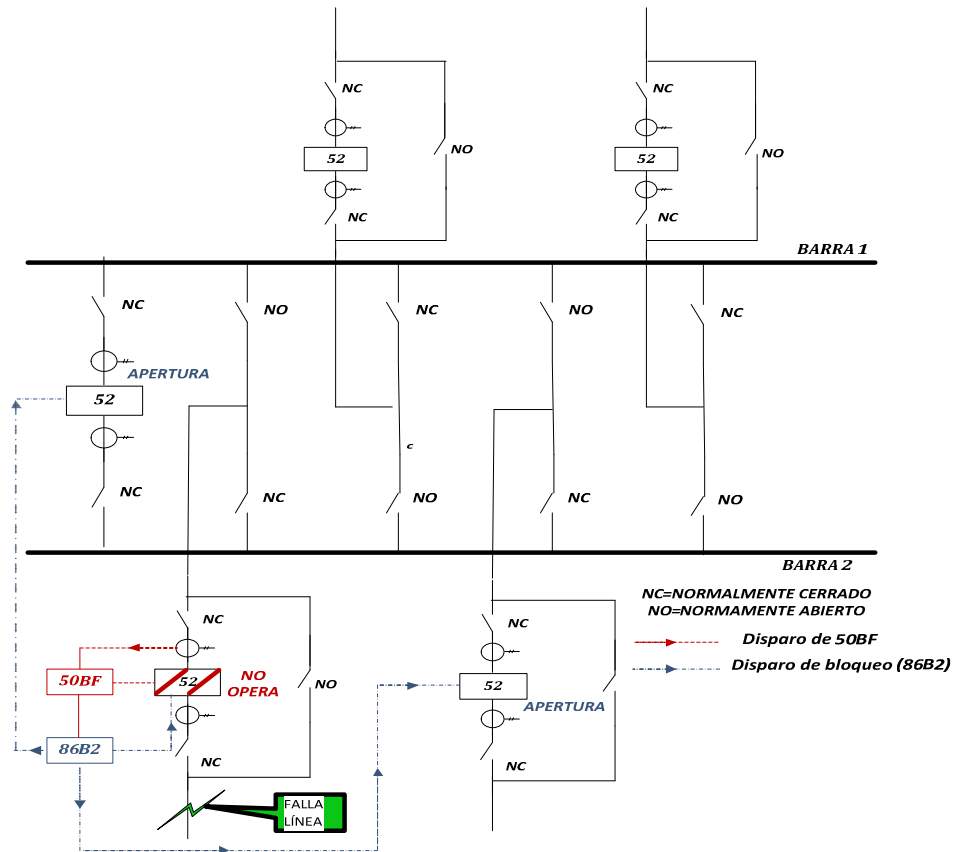


Figura 2.23 Falla en una Línea de un esquema de doble, actuación de la protección 50BF.

En la Figura 2.23 se ejemplifica una falla en una línea que se encuentra conectada a la Barra 2 donde la protección principal no ha actuado. Ante esta falla del disyuntor, la protección 50BF inicializa su disparo dirigiéndolo hacia el relé 86B2 que logra la apertura de los disyuntores de acoplamiento y de todas las bahías asociadas a la barra que se encuentra conectada a la línea que ha fallado.

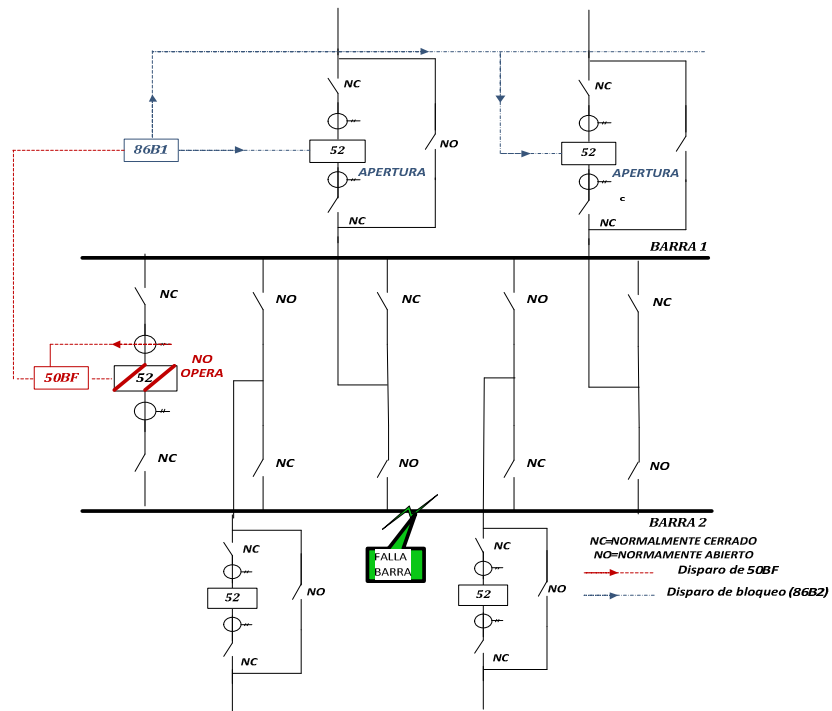


Figura 2.24 Falla en la Barra 2 de un esquema de doble barra, actuación de la protección 50BF.

Para despejar una falla en una de las barras (Barra 2) la protección principal dispara a todas las bahías asociadas a la barra incluyendo al disyuntor de acoplamiento. Pero si el disyuntor de acoplamiento no logra aislar las dos barras, el esquema de protección 50BF activa el disparo para lograr la apertura de las bahías de la barra no fallada (Barra 1), produciendo la salida de toda la subestación.

2.4.6.5 Esquema en anillo.

En la Figura 2.25 se tiene un esquema en anillo en el que se analiza fallas en una línea y en una de las barras.

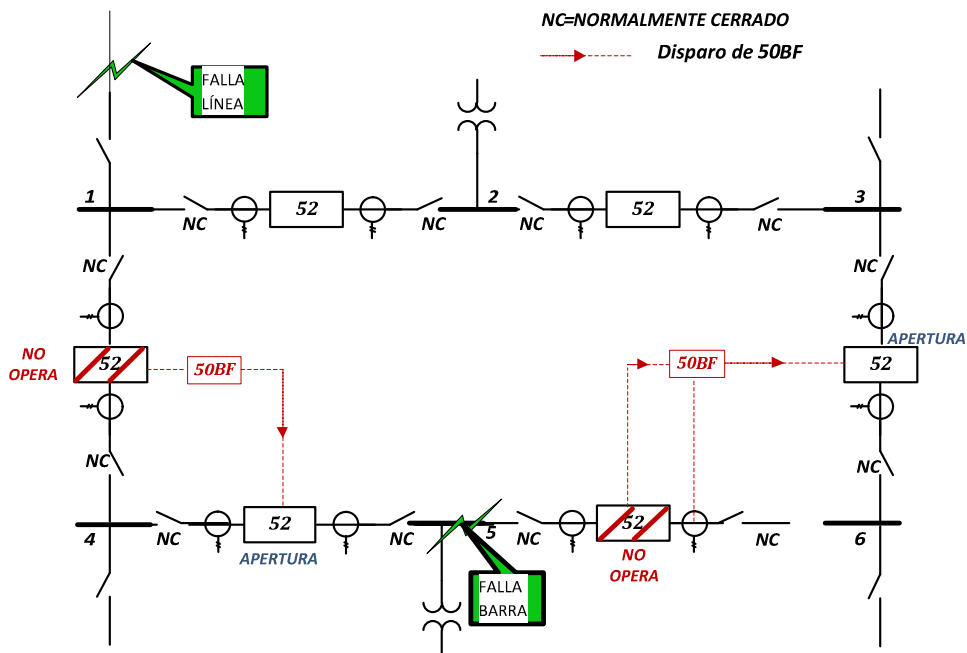


Figura 2.25 Esquema de barra en anillo, actuación de la protección 50BF.

Para fallas en líneas o barras la protección principal emite disparos de apertura a los disyuntores adyacentes de la zona fallada aislando de esta manera la bahía comprometida. Asumiendo que uno de los disyuntores que debe aislar la falla no opera, el esquema 50BF dispara al disyuntor adyacente más próximo al disyuntor fallado, por ejemplo en la Figura 2.25 un disyuntor fallado es el que se encuentra entre la barra 5 y 6, al pasar el tiempo de ajuste la protección 50BF se activa emitiendo un disparo de apertura al disyuntor más próximo que resulta ser el que se encuentra entre las barras 3 y 6, con esta acción salen de servicio dos bahías. Cabe destacar que este esquema no posee un relé de bloqueo (86).

2.4.6.6 Esquema doble barra con disyuntor y medio.

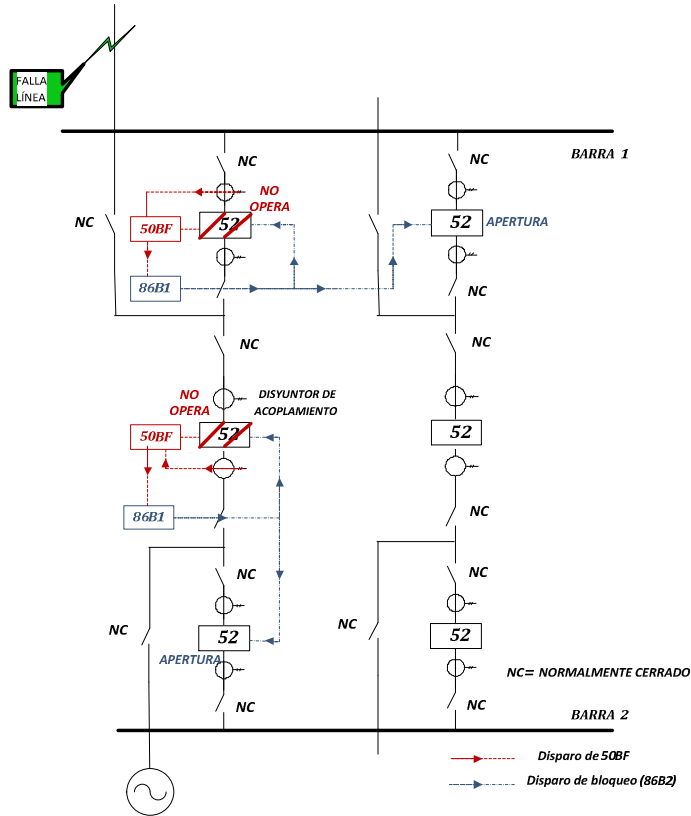


Figura 2. 26 Falla en una línea de un esquema de barra disyuntor y medio, actuación de la protección 50BF.

La Figura 2.26 presenta una falla en una de las líneas del esquema la cual se encuentra conectada a la Barra 1, para lograr aislar esta falla la protección principal debe abrir los disyuntores de acoplamiento y el asociado a la barra.

Podría presentarse el caso, que el disyuntor asociado a la barra no abriera sus contactos para aislar la falla como se ejemplifica en la Figura 2.26, ante esta ocurrencia la protección 50BF actúa emitiendo disparos a las bahías asociadas a la barra de la línea que ha sufrido una falla. También existe la posibilidad que el disyuntor de acoplamiento no abra sus contactos en dicho caso para impedir que existan aportes de corriente a la falla, el disyuntor de la Barra 2 abrirá sus contactos al igual que el extremo remoto de la línea asociada a la bahía.

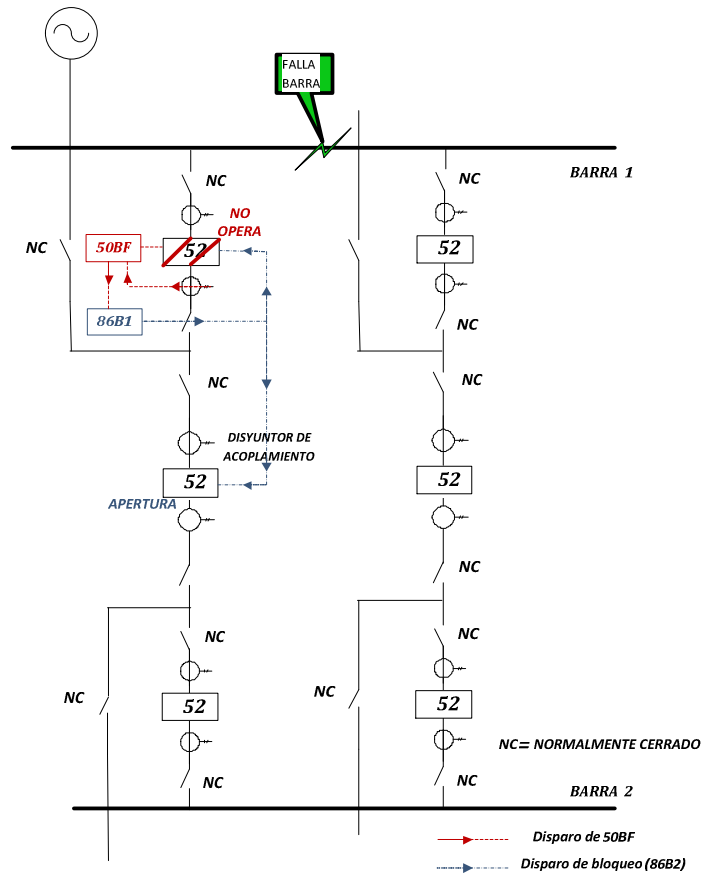


Figura 2. 27 Falla en la Barra 1 de un esquema de barra disyuntor y medio, actuación de la protección 50BF.

Para una falla en la Barra 1 como se presenta en la Figura 2.27 la protección principal debe emitir disparos que abran a los disyuntores de todas las bahías asociadas a la barra que ha fallado (B1). Al llevar a cabo dicho proceso existe la posibilidad que los disyuntores asociados a la barra no logren su funcionamiento, para evitar aportes de corrientes a la falla deben existir disparos a los disyuntores de acoplamiento que realizan la conexión hacia la Barra 2 y a los disyuntores del extremo remoto de las bahías de a las q se encuentran conectadas.

2.5. MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE.

2.5.1. TIPOS DE BARRAS.

En general las barras en el sistema están representadas mediante la especificación de dos de las cuatro cantidades de interés: del flujo de carga es decir potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y voltaje en la barra (V) con sus respectivos ángulos (θ). Dependiendo de las cantidades especificadas, las barras pueden ser clasificadas como:

TIPO DE BARRA	DATOS	INCÓGNITAS
Barra de carga	P, Q	V, θ
Barra de generación y Voltaje controlado	P, V	Q, θ
Barra flotante	V, θ	P, Q

Tabla 2.5 Tipos de barras.

2.5.2. ECUACIONES DE LA RED.

En la Figura 2.28 se muestra un pequeño sistema que servirá para la obtención de las ecuaciones para la resolución del problema de flujo de potencia.

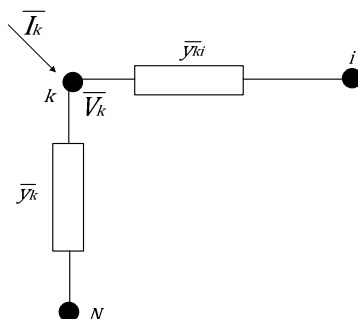


Figura 2.28 Diagrama Unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Siendo:

$$k = 1, 2, \dots, n$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

$$i \neq k$$

$\vec{I}_k =$ corriente entrante al nodo k

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{y}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n (\vec{V}_k - \vec{V}_i) \vec{y}_{ki} \quad \text{Ec. 1}$$

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{y}_k + \vec{V}_k \sum_{i=1, i \neq k}^n (\vec{y}_{ki}) - \sum_{i=1, i \neq k}^n \vec{V}_i (\vec{y}_{ki}) \quad \text{Ec. 2}$$

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k (\vec{y}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n (\vec{y}_{ki})) - \sum_{i=1, i \neq k}^n \vec{V}_i (\vec{y}_{ki}) \quad \text{Ec. 3}$$

Se define:

$$\vec{y}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n (\vec{y}_{ki}) = \vec{y}_{kk} \quad \text{Ec. 4}$$

$$-\vec{y}_{ki} = \vec{Y}_{ki} \quad \text{Ec. 5}$$

Y entonces:

$$\vec{I}_k = \vec{V}_k \vec{Y}_{kk} + \sum_{i=1, i \neq k}^n (\vec{V}_i \vec{Y}_{ki}) = \sum_{i=1}^n \vec{V}_i (\vec{Y}_{ki}) \quad \text{Ec. 6}$$

$$\vec{I}_k = \sum_{i=1}^n \vec{V}_i (\vec{Y}_{ki}) \quad \text{Ec. 7}$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

2.5.3. NO LINEALIDAD DE LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA. [8]

La ecuación 7 podría ser lineal si las inyecciones de I fuesen conocidas.

En la práctica las inyecciones de corriente son desconocidas para la mayoría de barras. La corriente en cualquier nodo k es relacionado con P , Q , y V , así:

$$\vec{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\vec{V}_k^*} \quad \text{Ec. 8}$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

Se deduce que, las condiciones límites impuestas por los diferentes tipos de barras hacen el problema NO LINEAL y su solución es a través de técnicas iterativas: métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson.

Para aplicación del análisis de flujos de potencia las ecuaciones 6 y 8 pueden ser escritas como se muestra:

$$\frac{P_k - jQ_k}{\vec{V}_k^*} = \vec{Y}_{kk} \vec{V}_k + \sum_{i=1, i \neq k}^n \vec{V}_i \vec{Y}_{ki} \quad \text{Ec. 9}$$

2.5.4. MÉTODO NEWTON – RAPHSON (N – R). [7]

Técnica iterativa para resolver un conjunto de ecuaciones no lineales. Representa n ecuaciones en n incógnitas:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ \dots & \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \quad \text{Ec. 10}$$

Si las iteraciones comienzan con condiciones iniciales de $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ para las n incógnitas y si $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ son las correcciones necesarias de estimación, las ecuaciones son exactamente satisfechas,

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_2 \\ \dots & \dots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_n \end{aligned} \quad \text{Ec. 11}$$

Cada una de estas ecuaciones puede expandirse usando el teorema de Taylor.

La forma expandida para la i-ésima ecuación es:

$$\begin{aligned}
& f_i(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) \\
= & f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1}\right)_0 \Delta x_1 + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_2}\right)_0 \Delta x_2 + \dots + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n}\right)_0 \Delta x_n \\
& + \text{términos con exponentes superiores de } \Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n \\
& = b_i
\end{aligned}$$

Los términos con exponentes superiores pueden ser despreciados si la estimación inicial es cercana a la solución verdadera.

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \dots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 12}$$

o

$$\Delta f = J \Delta x \quad \text{Ec. 13}$$

donde J es el Jacobiano. Si la estimación de $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ fuera exacta, entonces Δf y Δx deberían ser cero. Sin embargo, como $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ son solo estimaciones, los errores Δf son finitos. La ecuación 12 proporciona relaciones linealizadas entre los errores Δf y las correcciones Δx a través del Jacobiano. Una solución para Δx puede ser obtenida por aplicación de cualquier método de solución de un conjunto de ecuaciones lineales. Los valores actuales de x a calcular de

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i$$

El proceso se repite hasta que los errores Δf_i son tan pequeños como una tolerancia especificada. Las iteraciones tienen convergencia cuadrática. El Jacobiano se recalcula en cada paso.

2.5.4.1 Aplicación del método N – R en la solución de flujos de potencia. [7]

Para aplicar el método Newton – Raphson, cada ecuación compleja representada por 9 tiene que ser escrita como dos ecuaciones reales en términos de dos variables reales en lugar de una variable compleja.

Para cada barra k,

$$\vec{S}_k = P_k + jQ_k = \vec{V}_k \vec{I}_k^* \quad \text{Ec. 14}$$

De Ec. 7

$$\vec{I}_k = \sum_{i=1}^n (\vec{Y}_{ki}) \vec{V}_i \quad \text{Ec. 15}$$

$$P_k + jQ_k = \vec{V}_k \sum_{i=1}^n (G_{ki} - jB_{ki}) \vec{V}_i^* \quad \text{Ec. 16}$$

$$\begin{aligned} \vec{V}_k \vec{V}_i^* &= (V_k e^{j\theta_k})(V_i e^{-j\theta_i}) = V_k V_i e^{j(\theta_k - \theta_i)} \\ &= V_k V_i (\cos(\theta_{ki}) + j \text{sen}(\theta_{ki})), \quad (\theta_{ki} = \theta_k - \theta_i) \end{aligned} \quad \text{Ec. 17}$$

Así que, las expresiones de P_k y Q_k pueden ser escritas en forma real como sigue,

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{i=1}^n (G_{ki} V_i \cos(\theta_{ki}) + B_{ki} V_i \text{sen}(\theta_{ki})) \\ Q_k &= V_k \sum_{i=1}^n (G_{ki} V_i \text{sen}(\theta_{ki}) - B_{ki} V_i \cos(\theta_{ki})) \end{aligned} \quad \text{Ec. 18}$$

Por lo tanto, P y Q en cada barra son funciones de la magnitud V y del ángulo θ del voltaje de todas las barras.

Si las potencias activa y reactiva en cada barra son especificadas, y usando superíndices sp para denotar valores especificados se tiene:

$$\begin{aligned} P_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_1^{sp} \\ \dots & \dots \\ P_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_n^{sp} \\ Q_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_1^{sp} \\ \dots & \dots \\ Q_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_n^{sp} \end{aligned} \quad \text{Ec. 19}$$

A continuación del procedimiento general descrito anteriormente para la aplicación del método N-R, se tiene

$$\begin{bmatrix} P_1^{sp} - P_1(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ P_n^{sp} - P_n(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ Q_1^{sp} - Q_1(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \dots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \dots \\ \Delta\theta_n \\ \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$


o

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 20}$$

La dispersión de cada submatriz del Jacobiano es la misma que la matriz admitancia de nodo. En 20 se asume que todas las barras son PQ. Para barras PV, P es especificada y V es fijado así que DQ y DV podrían ausentarse para cada barra PV. Por lo tanto el Jacobiano podría tener solo una fila y una columna para cada barra PV.

2.5.5. EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY.

En DigSILENT un flujo de potencia puede ser inicializado:

Presionando el icono de Flujo de Carga  ubicado en barra de herramientas. Seleccionando las opciones: Cálculo / Flujo de Carga, ubicadas en el menú principal.

Cualquiera que sea el método seleccionado, seguido aparece la ventana de diálogo del comando flujo de carga presentada en la Figura 2.29.

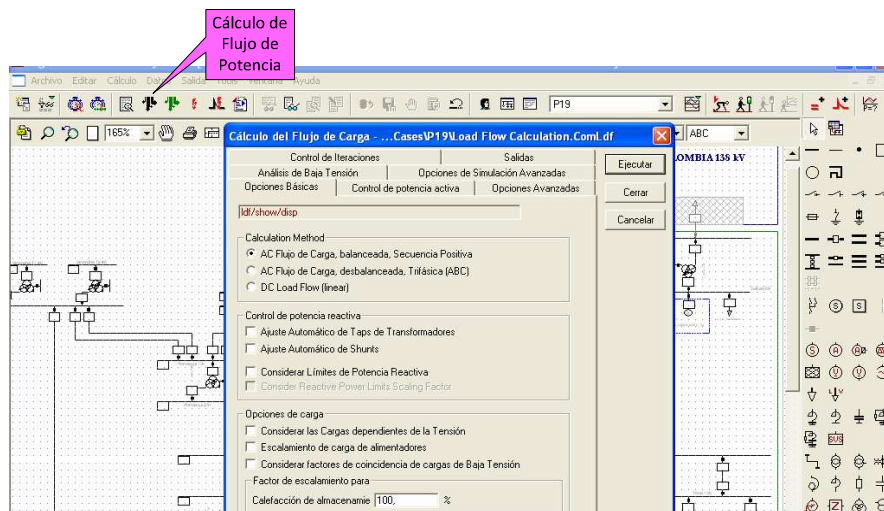


Figura 2.29 Módulo Flujo de Carga de DigSILENT Power Factory.

A continuación se da una breve explicación de las opciones que se presentan para el cálculo del Flujo de Carga.

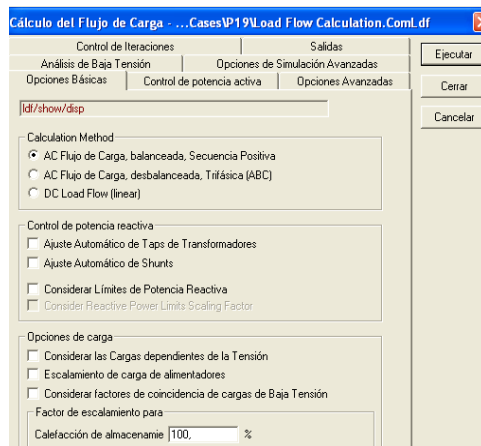


Figura 2.30 Módulo Flujo de Carga, Opciones Básicas de DigSILENT Power Factory.

Opciones básicas.

Se presentan tres consideraciones para ejecutar el flujo de potencia: Método de cálculo, Control de potencia reactiva y Opciones de carga.

- **Método de cálculo.**

Puede ser usado un Flujo de carga AC balanceado, desbalanceado o un Flujo de Carga DC. Para el presente estudio se utiliza el primer método mencionado.

- **Control de potencia reactiva.**

Ajuste Automático de Taps de Transformador.- Esta opción habilita o deshabilita los taps, el ajuste es realizado acorde a los ajustes predefinidos en el cuadro de diálogo del transformador.

Considerar Límites de Potencia Reactiva.- Al habilitar esta opción los límites de potencia son definidos por los generadores. Si el flujo de carga no puede ser resuelto sin exceder los límites específicos se genera un error de convergencia

- **Opciones de carga.**

Considerar las Cargas Dependientes de la Tensión.- Al habilitar esta opción el flujo de carga considera la dependencia de la carga con el voltaje, de acuerdo con los ajustes individuales especificados en la carga.

Opciones avanzadas.

Para el Sistema de estudio el método utilizado es Newton Raphson clásico ya que este método proporciona una mejor convergencia en sistemas grandes, para la inicialización del flujo de carga se considera la relación de transformación

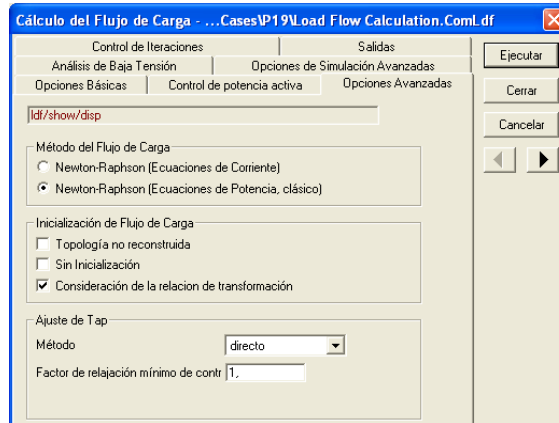


Figura 2.31 Módulo Flujo de Carga, Opciones, Opciones Avanzadas de DigSILENT Power Factory.

Control de Iteraciones.

La función del Flujo de Carga utiliza el método iterativo de Newton Raphson, para el cual el número de iteraciones puede ser ajustado.

El máximo error aceptable en el Flujo de Carga para cada barra es de 1 kVA y para los modelos de ecuación es de 0.1%.

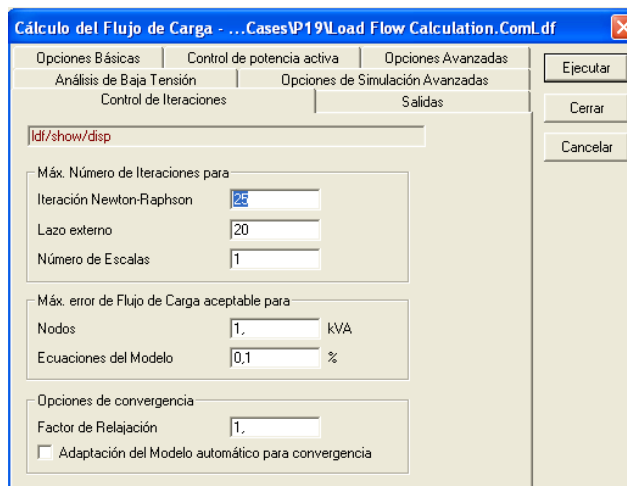


Figura 2.32 Módulo Flujo de Carga, Control de Iteraciones de DigSILENT Power Factory.

2.6. MARCO TEÓRICO PARA EL ANÁLISIS EN CONDICIONES DE FALLA.

2.6.1. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITOS.

El análisis de corto circuito 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. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes que circulan por el sistema, ocasionando daños al equipamiento existente.

Los valores de corriente de corto circuito a considerar son:

- La corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$) de corto circuito permite establecer:
El dimensionamiento del equipo de protección.
El cálculo de ajuste de protecciones.
- La corriente mínima ($I_{m\acute{i}n}$) de corto circuito permite establecer:
Verificaciones del ajuste de protecciones.

2.6.2. TIPOS DE FALLAS.

Los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a los siguientes tipos de fallas:

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE OCURRENCIA
<i>Fallas Simétricas</i>	
Trifásica	< 5%
<i>Fallas Asimétricas</i>	
Monofásica a tierra	60 - 75%
Bifásica a tierra	15 - 25%
Falla línea – línea	5 - 15%

Tabla 2.6 Tipos de fallas.


Fallas permanentes: son causadas debido a perforación o ruptura del aislamiento, ruptura de conductores u objetos en contacto permanente con los conductores de fase. Estas fallas son detectadas por el relé que envía la señal de apertura al interruptor.

Fallas transitorias: son de corta duración y son ocasionadas por sobrevoltajes transitorios, generalmente ocasionadas por descargas en los aisladores. El relé detecta la falla y es despejada por disparo del interruptor. Luego de un tiempo la ruta de la falla es desionizada y el interruptor puede cerrarse manual o automáticamente para restaurar el suministro.

Fallas semitransitorias: son creadas por objetos externos al sistema, tales como ramas, árboles o animales. En líneas de media tensión se puede superar la falla a través de interruptores con recierre automático.

2.6.3. EJECUCIÓN DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITOS EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY.

En DlgSILENT el cálculo de cortocircuito puede ser realizado mediante varias formas:

Presionando el botón  de cálculo de corto circuito en la barra de herramientas. Seleccionando las opciones: Cálculo / Corto Circuito ubicada en el menú principal.

Si se requiere realizar el análisis de un corto circuito en una barra o línea, se selecciona en el diagrama unifilar la barra o línea y haciendo clic derecho sobre ella, se selecciona la opción Calcular / Evento de Corto Circuito.

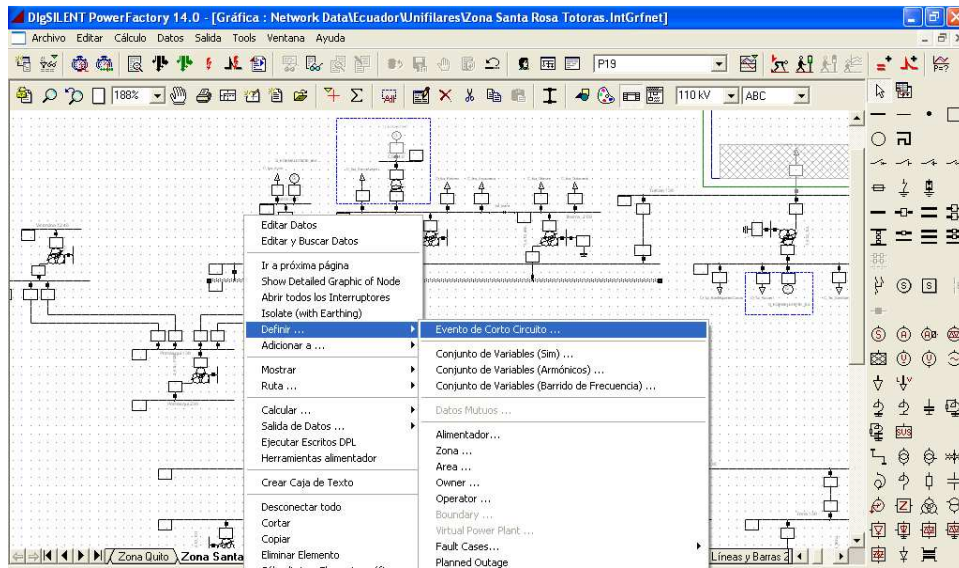


Figura 2.33 Ejecución de Módulo de Corto circuito de DigSILENT Power Factory.

Cualquiera que haya sido la opción para el análisis de corto circuito el software mostrará la ventana de diálogo de cálculo de corto circuito.

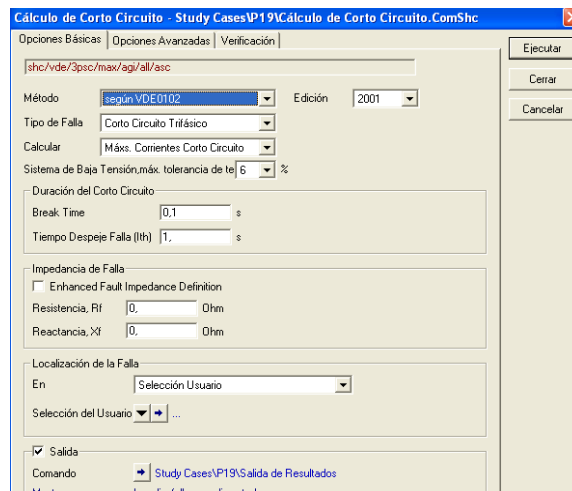


Figura 2.34 Módulo de Corto circuito de DigSILENT Power Factory.

A continuación se da una breve explicación de las opciones que se presentan para el cálculo de Corto Circuito.

Opciones Básicas.

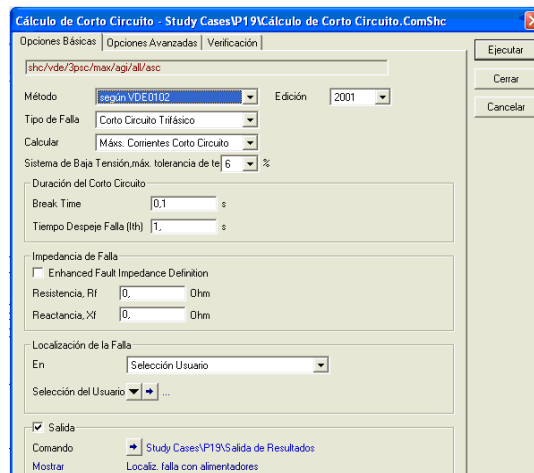


Figura 2.35 Módulo de Corto circuito, Opciones Básicas de DigSILENT Power Factory.

Método.

Power Factory ofrece los siguientes métodos para el análisis:

Según norma VDE,

Según norma IEC,

Según norma ANSI,

Completo (Para cálculo de fallas múltiples)

Tipo de Falla.

Los siguientes tipos de falla están disponibles:

Trifásica,

Bifásica,

Monofásica a tierra,

Bifásica a tierra,

Calcular.

Aquí se puede escoger entre:

Corriente máxima de corto circuito,

Corriente mínima de corto circuito. Esta opción no está habilitada en el caso de método completo de corto circuito.

Duración del Corto Circuito.

Se pueden ajustar los tiempos de despeje de la falla (retardo de la protección) y el de interrupción de la falla (retardo de switcheo).

Salida.

Esta opción nos permite guardar los resultados del último cálculo de corto circuito que hayamos hecho y poderlos obtener como un reporte en la ventana de salida, tal y como se hace en el programa de flujo de carga descrito anteriormente.

Localización de la Falla.

Con esta opción se selecciona el lugar de la falla o definir que se hagan fallas en todas las terminales del sistema en consideración.

CAPÍTULO 3

3.1. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT).

La Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP a través de su Unidad de Negocio Transelectric, es responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión, su objetivo fundamental es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, compuesto por generadores, distribuidores y grandes consumidores.

El Sistema Nacional de Transmisión está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión, a lo largo de todo el territorio nacional, a diciembre de 2011 dispone de:

- 39 subestaciones a nivel nacional
 - 15 subestaciones a 230/138/69 kV
 - 20 subestaciones 138/69 kV
 - 1 subestación de seccionamiento 230 kV
 - 1 subestación de seccionamiento 138 kV
 - 1 subestación móvil 138/69 kV
 - 1 subestación móvil 69/13.8 kV
- 1.841 km de líneas de transmisión de 230 kV
 - Doble circuito 1.285 km.
 - Simple circuito 556 km.
- 1.718 km de líneas de transmisión de 138 kV
 - Doble circuito 625 km.
 - Simple circuito 1.093 km.
- Capacidad instalada de transformación 8521 MVA

El Sistema Nacional de Transmisión se encuentra conformado, con un anillo troncal a 230 kV que une las subestaciones de: Paute, Zhoray, Milagro, Dos

Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba que vincula a los principales centros de consumo: Quito y Guayaquil.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 kV y 69 kV, que permiten enlazar los principales centros de generación y de consumo del país y que no incluyen algunas zonas del Oriente y las islas Galápagos que operan como sistemas aislados.

Adicionalmente el sistema cuenta con las interconexiones internacionales entre Colombia y Perú.

La interconexión con Colombia se dio a partir del año 2003 a través de una línea de transmisión a 230 kV de 212 km de longitud en doble circuito Pomasqui – Frontera, en el lado colombiano Frontera – Jamondino. En el año 2008 se incrementó la capacidad de transferencia con el ingreso de una nueva línea de doble circuito duplicando así la capacidad de transferencia a 500 MW.

La interconexión con Perú se llevo a cabo en el año 2004 con la línea Machala – Frontera, en el lado peruano Frontera – Dos Zorritos, con 107 km de longitud a 230 kV y una capacidad de transferencia de 100 MW.

La topología del sistema de transmisión a diciembre de 2011, se indica en la Figura 3.1, en el que se identifica las subestaciones, líneas de transmisión y centrales de generación que conforman el Sistema Nacional de Transmisión.

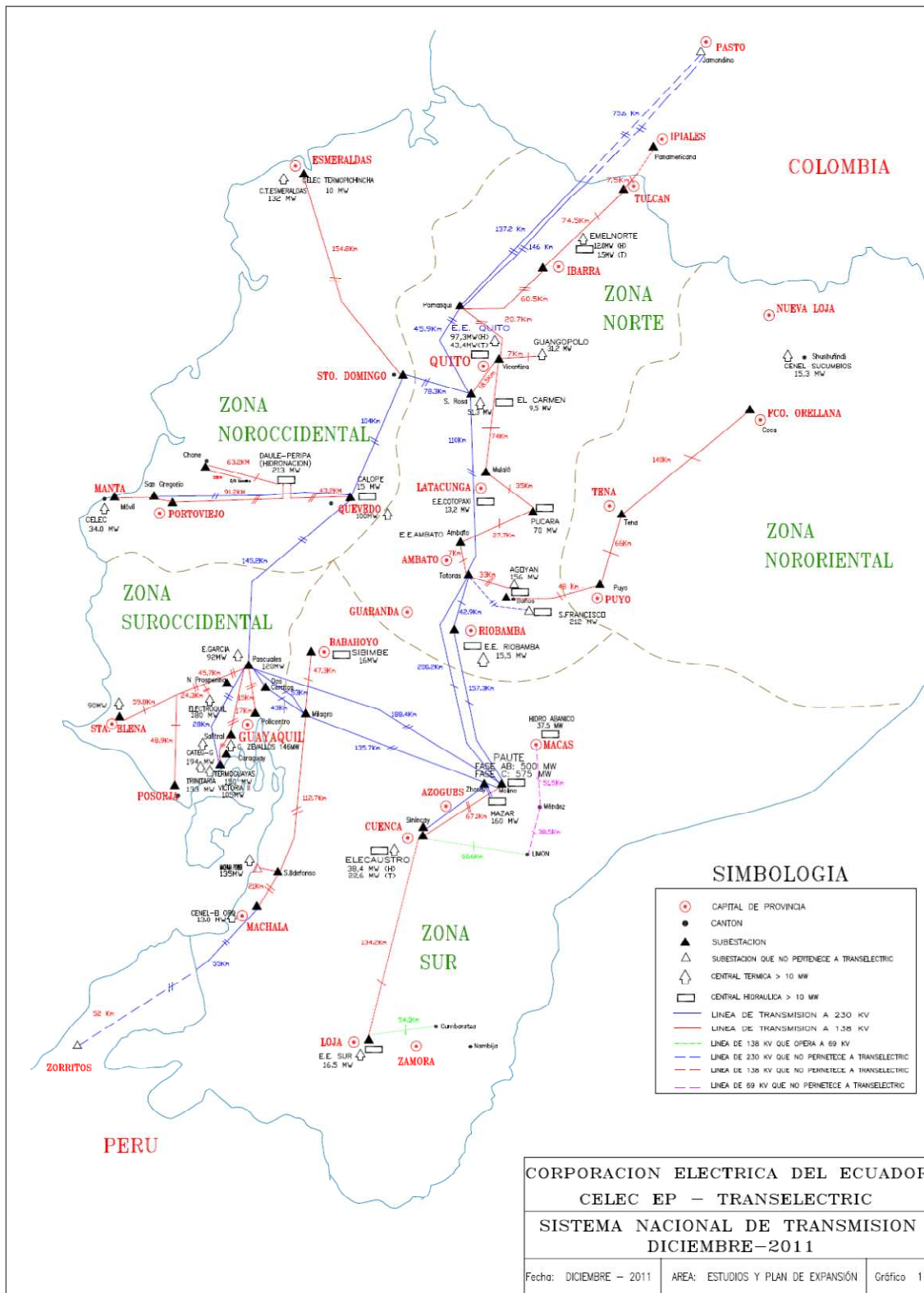


Figura 3.1 Topología del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) [8]

Como se aprecia en la Figura 3.1 el S.N.T. cuenta con un amplio número de subestaciones eléctricas, con la finalidad de realizar un estudio más detallado el sistema está dividido en zonas operativas: Zona Norte, Zona Nororiental, Zona Noroccidental, Zona Sur y Zona Suroccidental mostradas a continuación:

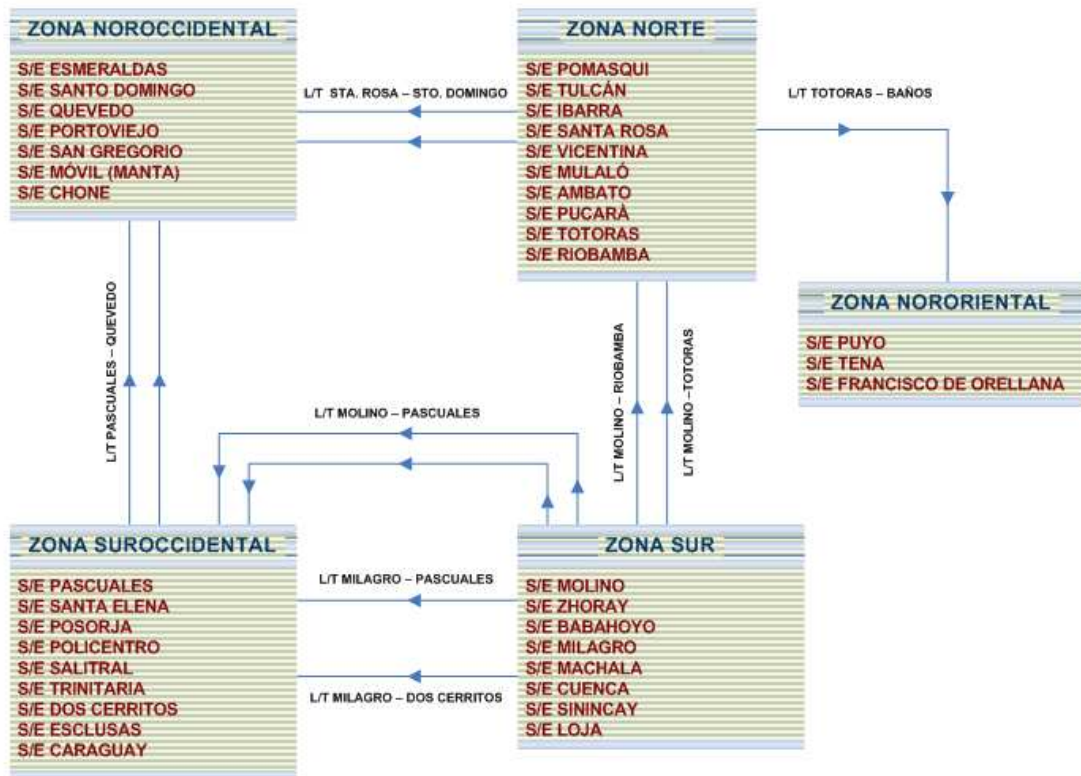


Figura 3.2 Zonas operativas del S.N.T. [8]

3.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONA NORTE DEL SNT.

3.2.1. COMPONENTES.

3.2.1.1 GENERADORAS.

Las generadoras que se encuentran abasteciendo a la Zona Norte del Sistema Nacional de Transmisión, está compuesta por:

GENERACIÓN
CENTRAL AGOYÁN
CENTRAL PUCARÁ
SAN FRANCISCO
SANTA ROSA
GUANGOPOLO
JIVINO
QUEVEDO
TERMOESMERALDAS
E.E. QUITO
E.E. AMBATO
E.E. RIOBAMBA
EMELNORTE

Tabla 3.1 Generadoras de la Zona Norte del S.N.T.

3.2.1.2 SUBESTACIONES.

Las subestaciones representan los principales componentes de un sistema de transmisión y se caracterizan por poseer diferentes niveles de voltaje de operación para realizar los intercambios de energía (generadores y consumidores).

En cuanto a las subestaciones presentes en el S.N.T, la configuración predominante en subestaciones de 230 kV es de doble barra con un disyuntor, mientras que a nivel de 138 kV la de barra principal y transferencia; con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF6.

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TRANSFORMACIÓN
POMASQUI	230/138 kV
SANTA ROSA	230/138 kV
RIOBAMBA	230/69 kV
TOTORAS	230/138/69 kV
VICENTINA	138/46 kV
IBARRA	138/69/34,5 kV
TULCÁN	138/69 kV
MULALÓ	138/69 kV
PUCARÁ	138kV
AMBATO	138/69 kV
PUYO	138/69 kV
TENA	138/69 kV
FRANCISCO DE ORELLANA	138/69 kV
ESMERALDAS	138/69 kV
SANTO DOMINGO	230/138 kV
QUEVEDO	230/138 kV
PORTOVIEJO	138/69 kV
SAN GREGORIO	230/138 kV
MANTA	138/69 kV
CHONE	138/69 kV

Tabla 3.2 Subestaciones pertenecientes a la Zona Norte del S.N.T.

3.2.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Las líneas de transmisión son las encargadas de transmitir la potencia eléctrica desde los puntos de generación hasta los usuarios finales.

A continuación se lista las líneas de transmisión presentes en la Zona Norte del S.N.T. las mismas que se encuentran a niveles de 230 kV y 138 kV en su mayoría.

VOLTAJE	LÍNEA		NÚMERO DE CIRCUITOS	LÍMITE	LONGITUD
	[kV]	DESDE			
230	SANTA ROSA	STO. DOMINGO	2	342	77,7
230	STO. DOMINGO	QUEVEDO	2	353	104
230	QUEVEDO	PASCUALES	2	353	145,25
230	QUEVEDO	SAN GREGORIO	1	332	113
230	TOTORAS	MOLINO	1	342	200,2
230	TOTORAS	RIOBAMBA	1	342	42,88
230	SANTA ROSA	TOTORAS	2	353	110,09
230	POMASQUI	SANTA ROSA	2	332	45,91
230	POMASQUI	COLOMBIA	4	332	212,2
138	TOTORAS	AGOYAN	2	165	33
138	AGOYAN	PUYO	2	133	48,63
138	TOTORAS	AMBATO	1	153	7
138	AMBATO	PUCARA	1	112	27,74
138	STO. DOMINGO	ESMERALDAS	2	113,2	154,8
138	POMASQUI	IBARRA	2	112	60
138	IBARRA	TULCAN	1	115,5	74,48
138	MULALO	VICENTINA	1	112	74
138	MULALO	PUCARA	1	112	35
138	PORTOVIEJO	D-PERIPA	2	113,2	91,2
138	SAN GREGORIO	PORTOVIEJO	1	110	8
138	SAN GREGORIO	MANTA	1	110	33
138	QUEVEDO	D-PERIPA	2	113,2	43,2
138	SANTA ROSA	CONOCOTO	1	112	10,71
138	VICENTINA	CONOCOTO	1	112	7,81
138	SANTA ROSA	EL CARMEN	1	100	29,3
138	SANTA ROSA	EUGENIO ESPEJO	1	133	9,28
138	SANTA ROSA	SELVA ALEGRE	1	133	24,17
138	CHONE	D-PERIPA	1	113,5	63,75
138	CHONE	SEVERINO	1	36	30,25
138	TENA	ORELLANA	1	90	139
138	POMASQUI	VICENTINA	2	112	20,392
138	TENA	PUYO	1	133	52,17

Tabla 3.3 Líneas de Transmisión de la Zona Norte del S.N.T. [9]

3.2.1.4 TRANSFORMADORES.

El Sistema Nacional de Transmisión cuenta con transformadores trifásicos, autotransformadores tridevanados y banco de transformadores monofásicos.

La Tabla 3.5 lista los transformadores existentes en la Zona Norte de SNT.

SUBESTACION	DESIGNACIÓN	NIVEL [kV]	LIMITE [MVA]
AMBATO	AT1	138/69	43
CHONE	ATQ	138/69	60
ESMERALDAS	AA1	138/69	75
ESMERALDAS	AA2	138/69	75
IBARRA	T1	138/34.5	50
IBARRA	ATQ	138/69	66,6
IBARRA	ATR	138/69	66,6
MULALO	ATQ	138/69	60
ORELLANA	ATQ	138/69	33
POMASQUI	ATU	230/138	300
PORTOVIEJO	AA1	138/69	75
PORTOVIEJO	AA2	138/69	75
QUEVEDO	ATT	230/138	166,6
QUEVEDO	ATR	138/69	120
RIOBAMBA	TRK	230/69	89,7
SANTO DOMINGO	ATU	230/138	166,6
SANTO DOMINGO	ATR	138/69	100
SANTA ROSA	ATT	230/138	375
SANTA ROSA	ATU	230/138	375
SANTA ROSA	TRN	138/46	75
SANTA ROSA	TRP	138/46	75
TENA	TRQ	138/69	33
TOTORAS	ATT	230/138	112
TOTORAS	ATQ	138/69	99,99
TULCAN	ATQ	138/69	33,3
VICENTINA	T1	138/46	48
VICENTINA	T2	138/46	100
SAN GREGORIO	ATT	230/138	225
PUYO	ATQ	138/69	33,5

Tabla 3.4 Transformadores de la Zona Norte del S.N.T. [9]

COMPENSADORES.

El equipamiento para la compensación capacitiva e inductiva utilizado para mantener los perfiles de voltaje en las barras del S.N.T. de acuerdo a las bandas de variación establecidas en la normativa vigente, en las diferentes condiciones de demanda e hidrológicas del Sistema Nacional Interconectado - S.N.I., tanto en estado estacionario como en condiciones de contingencia, se lista a continuación.

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [KV]	Nº BANCOS	CAPACIDAD UNITARIA [MVAR]	CAPACIDAD TOTAL [MVAR]
SANTA ROSA	138	3	27	81
TULCÁN	13.8	1	3	3
IBARRA	13.8	2	6	12
PORTOVIEJO	69	3	12	36

Tabla 3.5 Compensación capacitiva

UBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [KV]	Nº BANCOS	CAPACIDAD UNITARIA [MVAR]	CAPACIDAD TOTAL [MVAR]
SANTA ROSA	138	2	10	20
TOTORAS	13.8	1	10	10
RIOBAMBA	13.8	1	10	10
SANTO DOMINGO	13.8	1	10	10
QUEVEDO	13.8	1	10	10

Tabla 3.6 Compensación inductiva

3.3. PLAN DE EXPANSIÓN DE LA ZONA NORTE DE S.N.T. [8]

El sistema eléctrico de potencia presenta un incremento progresivo en la demanda por parte de los consumidores, para lograr satisfacer dicha demanda el

sistema debe expandirse. La expansión se logra desarrollando nuevos proyectos como son subestaciones, líneas de transmisión y centrales de generación en zonas donde se cubra la demanda del consumidor y se garantice un adecuado funcionamiento del sistema es decir con calidad, seguridad, confiabilidad y economía en función de las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes.

3.3.1. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN MARCHA.

Los proyectos de Transmisión que entrarán en operación para el período 2012 – 2015 y que formarán parte de la Zona Norte del sistema se detallan a continuación.

3.3.1.1 Zona Norte.

- **Subestación Pomasqui 230 kV.**

Se prevé la instalación de un reactor de 25 MVAR al año 2012, para controlar los niveles de voltaje de la Zona Norte del S.N.I.

- **Subestación Ambato 138/69 kV.**

En la subestación Ambato para el año 2013 se tiene previsto la ampliación con el ingreso de un segundo transformador 33/44 MVA para atender el crecimiento de la demanda.

- **Subestación Mulaló 138/69 kV.**

Para el año 2013 la subestación Ambato se ampliará con el ingreso de un segundo transformador 40/53/66 MVA para atender el crecimiento de la demanda.

- **Sistema de transmisión Santa Rosa – Pomasqui II, 230 kV.**

Para completar la configuración e incrementar la confiabilidad del sistema de transmisión Ecuador – Colombia de 230 kV se ha programado el ingreso a la red de la línea de doble circuito para el año 2013.

- **Subestación El Inga 230/138 kV**

La puesta en operación de la subestación El Inga a 230/138 kV con 300 MVA de capacidad será en el año 2013, para la ubicación de esta subestación se realizará el seccionamiento de la línea Santa Rosa - Pomasqui II.

3.3.1.2 Zona Nororiental.

– Subestación Baños 138/69 kV.

El ingreso de la subestación se ha programado para el año 2012 contará con una capacidad de 33 MVA a 138/69 kV. La ubicación de la subestación se dará por el seccionamiento de la línea Totoras – Agoyán.

3.3.1.3 Zona Noroccidental.

– Subestación Santo Domingo 138/69 Kv.

La ampliación de la subestación Santo Domingo se llevará a cabo en el año 2013 con el ingreso del segundo banco de auto transformadores de 60/80/100 MVA.

– Subestación Santo Domingo 230/138 kV.

La subestación Santo Domingo garantizará el suministro de energía con un segundo transformador de 167 MVA en el año 2013.

– Subestación Chone 138/69 kV.

La subestación Chone se ampliará con el ingreso de un transformador de 60/80/100 MVA en el año 2012, de esta manera atenderá la demanda de energía.

– Subestación Quinindé 138/69 kV.

La subestación Quinindé formará parte del sistema en el año 2014, tiene como objetivo garantizar el abastecimiento de energía de la zona de Quinindé poseerá un nivel de voltaje de 138/69 kV con una capacidad de 60 MVA.

– **Sistema de transmisión Quevedo – Portoviejo, 138/69 kV.**

Se prevé el ingreso de la subestación Montecristi para el año 2012, la alimentación de la subestación se llevará a cabo mediante el seccionamiento de la línea San Gregorio – Manta a 138 kV, la capacidad de la subestación será de 100 MVA a 138/69 kV.

3.3.2. PROYECTOS DE EXPANSIÓN A FUTURO.

3.3.2.1 Zona Norte.

– **Subestación Pomasqui 230/138 kV.**

Para el año 2013 se prevé la instalación de un segundo transformador en la subestación Pomasqui de 180/240/300 MVA a 230/138 kV.

– **Subestación Tabacundo 230/138 kV.**

La alimentación de la subestación Tabacundo 138 kV se dará mediante el seccionamiento de la línea Pomasqui – Ibarra mientras que a nivel de 230 kV se realizará a través del seccionamiento de un circuito de línea Pomasqui – Jamondino en el año 2015, la subestación contará con una capacidad de 100 MVA.

– **Subestación Santa Rosa 138 kV 2012.**

En el año 2014 se realizará el seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina a 138 kV en la subestación Santa Rosa con lo cual se mejorará la confiabilidad y seguridad del suministro de energía.

– **Subestación Totoras 230/138 kV.**

Para el año 2013 se estima la instalación de un transformador 90/120/150 MVA a 230/138 kV para limitar los niveles de cargabilidad del transformador ya instalado.

3.3.2.2 Zona Nororiental.

- **Sistema de transmisión CCSinclair – Sucumbíos 230 kV.**

El sistema de transmisión cuenta con una línea de doble circuito que ingresará temporalmente al año 2015 para viabilizar la conexión del sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – Sucumbíos de 230 kV.

3.3.2.3 Zona Noroccidental.

- **Sistema de transmisión Quevedo – San Gregorio, 230 kV II etapa.**

Como parte fundamental del sistema Quevedo – San Gregorio se requiere ampliar la bahía de 230 kV en la subestación Quevedo y completar el esquema de barras de 230 kV en la subestación San Gregorio, este equipamiento se prevé hacia el año 2012.

- **Sistema de transmisión San Gregorio – San Juan de Manta, 230 kV.**

Para satisfacer la demanda se plantea la construcción de la subestación San Juan de Manta que será alimentada por una línea de doble circuito desde la subestación San Gregorio a 230 kV, poseerá una capacidad de 225 MVA a 230/69 kV. Esta subestación a su vez permitirá la conexión con la Refinería del Pacífico con una línea de doble circuito a 230 kV.

3.3.3. PROYECTOS REQUERIDOS PARA LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.

En cuanto a las Centrales de Generación, consideradas en los estudios de expansión del S.N.T. que entrarán en operación para satisfacer la demanda y que están directamente relacionadas con la Zona Norte del S.N.T. en el período 2012 – 2015, se tienen las siguientes.

– **Subestación Topo 138 kV.**

La subestación Topo es un proyecto necesario para el ingreso de la generación Hidráulica Topo, el ingreso se llevará a cabo en el año 2014 con el seccionamiento de la línea Baños – Puyo.

– **Subestación Baba 230 kV.**

Con el ingreso del proyecto de generación hidroeléctrico Baba planteado para el año 2013 se construirá la subestación Baba a 230 kV, para esto se llevará a cabo el seccionamiento de una línea del circuito Santo Domingo – Quevedo 230 kV.

– **Subestación Toachi Pilatón 230 kV.**

Para el año 2015 se ha planteado el ingreso de las centrales Toachi Pilatón y Sarapullo para ello se cuenta contará con el seccionamiento de la línea de doble circuito Santo Domingo – Santa Rosa y la construcción de la subestación Toachi Pilatón a 230 kV.

– **Sistema de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 230 kV.**

La central CELEC EP – TERMOESMERALDAS presenta una ampliación de generación de 96 MW hacia el año 2015, para llevar a cabo este proyecto se vuelve necesario implementar una línea de doble circuito a 230 kV entre Santo Domingo y Esmeraldas conjuntamente con la implementación de un esquema de barra a 230/138 kV con una capacidad de 167 MVA..

En diagrama unifilar del S.N.I., a junio de 2012, se indica en la Figura 3.3, en el que se identifica los diferentes componentes del Sistema.

En contraste al la Figura 3.3 se muestra la Figura 3.4, en el que se identifica los proyectos en marcha y a futuro citados anteriormente en el plan de expansión del S.N.T.

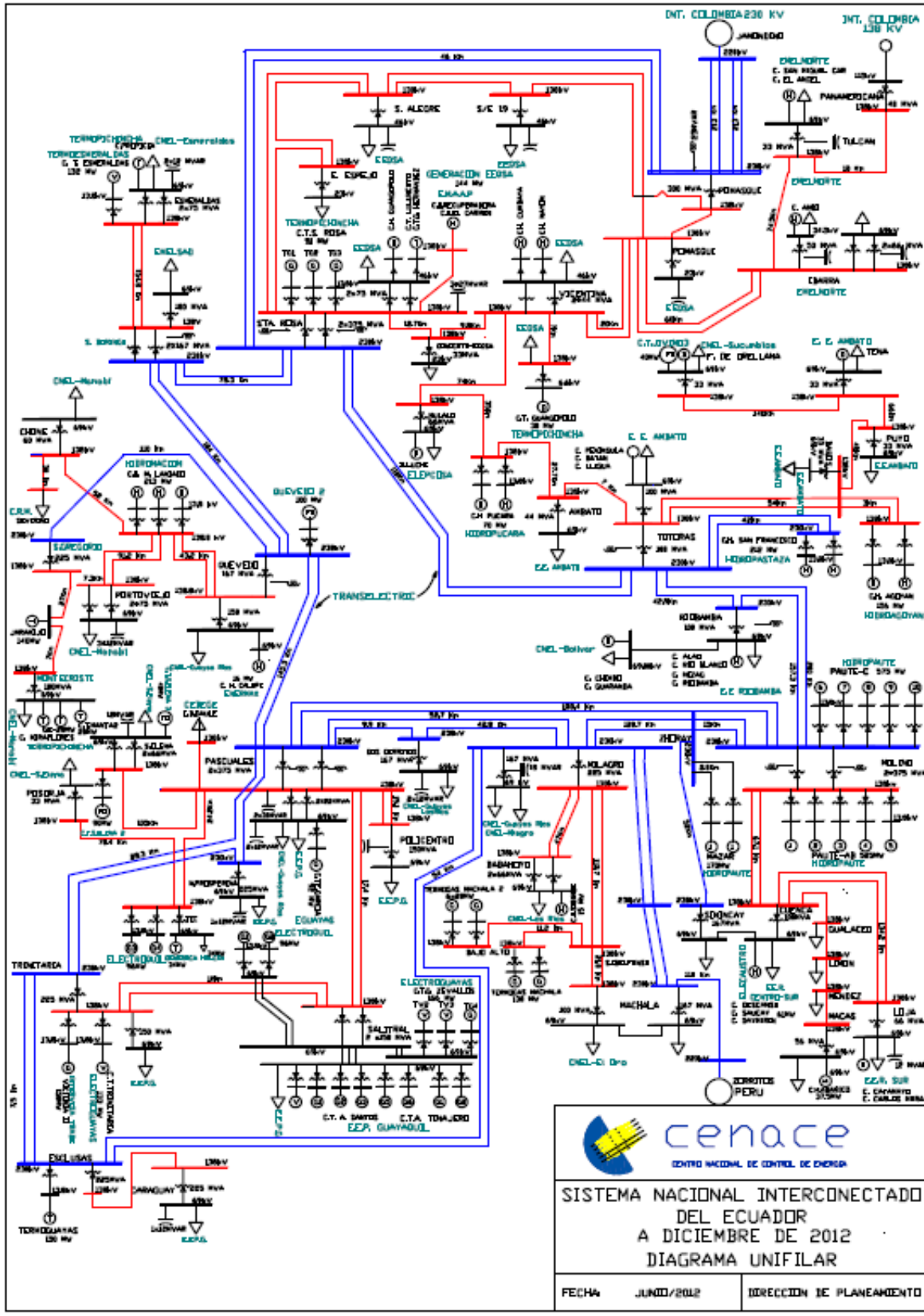


Figura 3.3 Diagrama unifilar del S.N.T. al año 2012 [10]

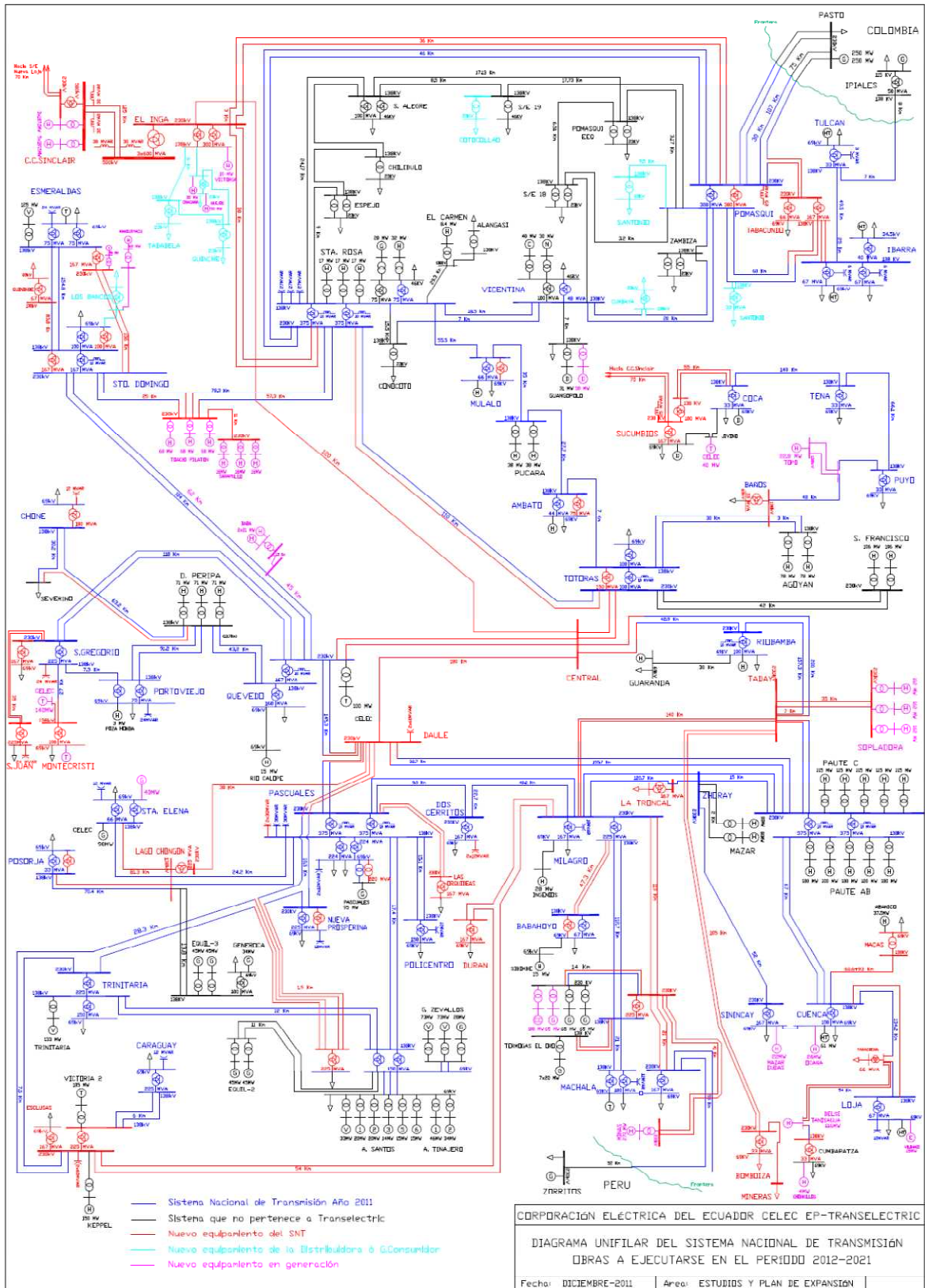


Figura 3.4 Diagrama unifilar del S.N.T. al año 2021[8]

3.4. CASOS DE ESTUDIO.

Para llevar a cabo cada uno de los proyectos de expansión planteados, Transelectric implementa casos de estudio para cada año en el software DigSilent Power Factory. En cada año se encuentran los escenarios lluvioso y seco para las demandas mínima media y máxima. De estos casos de estudio se escoge el escenario adecuado para el análisis correspondiente.

3.4.1. FLUJOS DE POTENCIA.

La incorporación de nueva generación y los cambios en la topología del sistema producen variaciones en los parámetros de la red. Por tal razón es necesario realizar estudios eléctricos como flujos de carga y cortocircuitos, que determinen variaciones en los niveles de corriente, voltaje y potencia que pueden influir en el equipamiento que se encuentra o será instalado en el sistema.

3.4.1.1 CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO

- El análisis se realiza en la época lluviosa del año que comprende los meses de abril a septiembre. Este período se caracteriza por el despacho a máxima capacidad de las centrales hidroeléctricas especialmente la Central Hidroeléctrica Paute mientras que las centrales Termoeléctricas operan a capacidad mínima.
- Uno de los escenarios escogidos para el estudio es demanda máxima, debido a que en esta condición se presenta la mayor cargabilidad de los elementos en el S.N.T.
- Finalmente el escenario en mínima demanda es escogido por que presenta la menor cargabilidad de los elementos y por lo tanto se obtendrán las mínimas corrientes en el S.N.T.

La base de datos utilizada para efectuar la simulación fue concedida por parte de CELEC – EP TRANSELECTRIC en formato DigSilent (*.dz), debido a que se requiere un estudio a futuro la base de datos requerida fue la del Plan de Expansión de Transmisión, en la cual no se ha considerado al equivalente de red del sistema colombiano.

La determinación de los flujos de potencia se los desarrolló utilizando el software Power Factory de DigSilent versión 13.2., según el Método de Newton – Raphson, con el cual se logra identificar los niveles de corriente requeridos en el presente estudio. En los diferentes escenarios utilizados se ha verificado los proyectos a ingresar al sistema según el plan de expansión.

3.4.1.2 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2012.

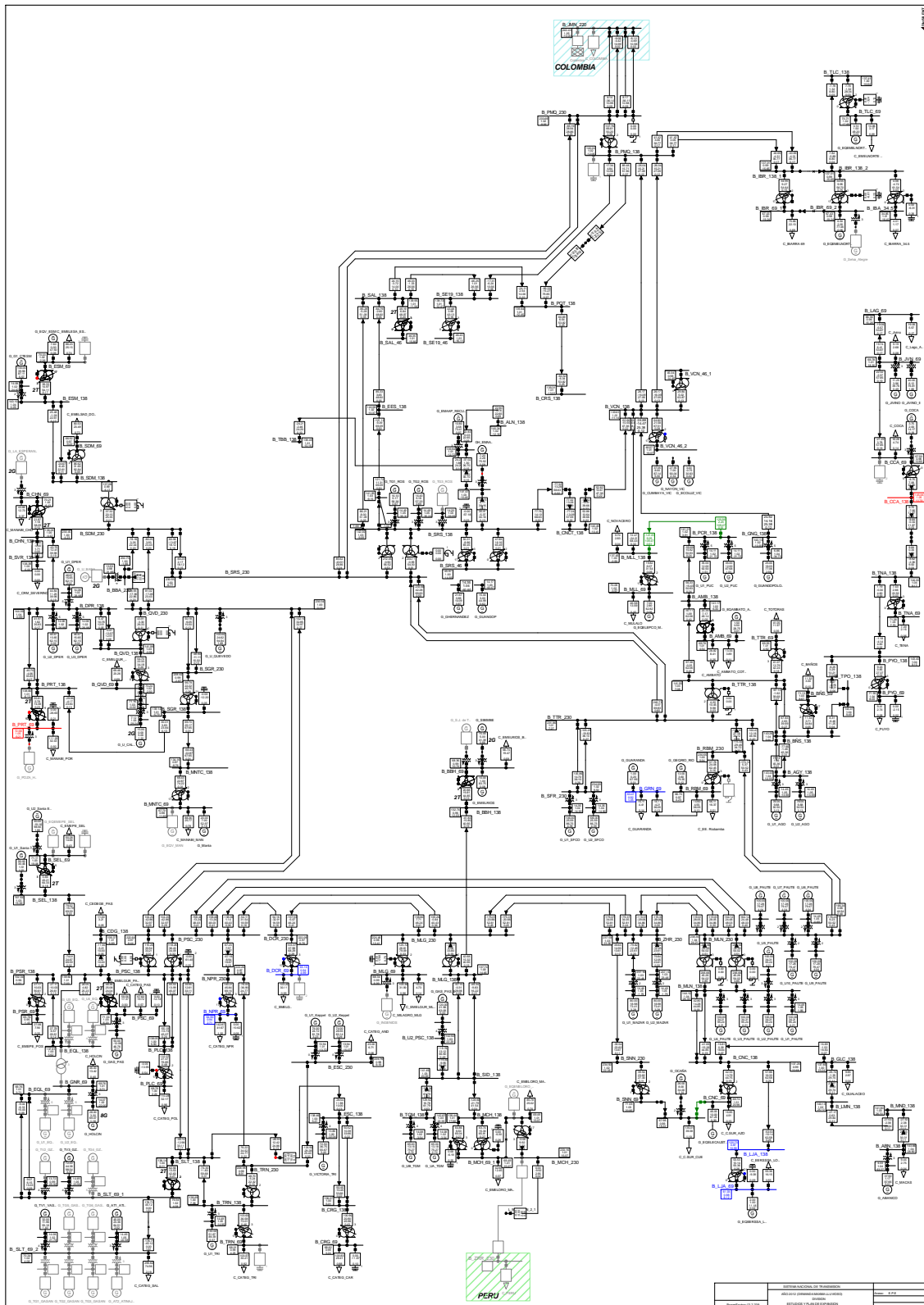


Figura 3.5 Sistema Nacional de Transmisión año 2012, escenario lluvioso demanda máxima. [10]

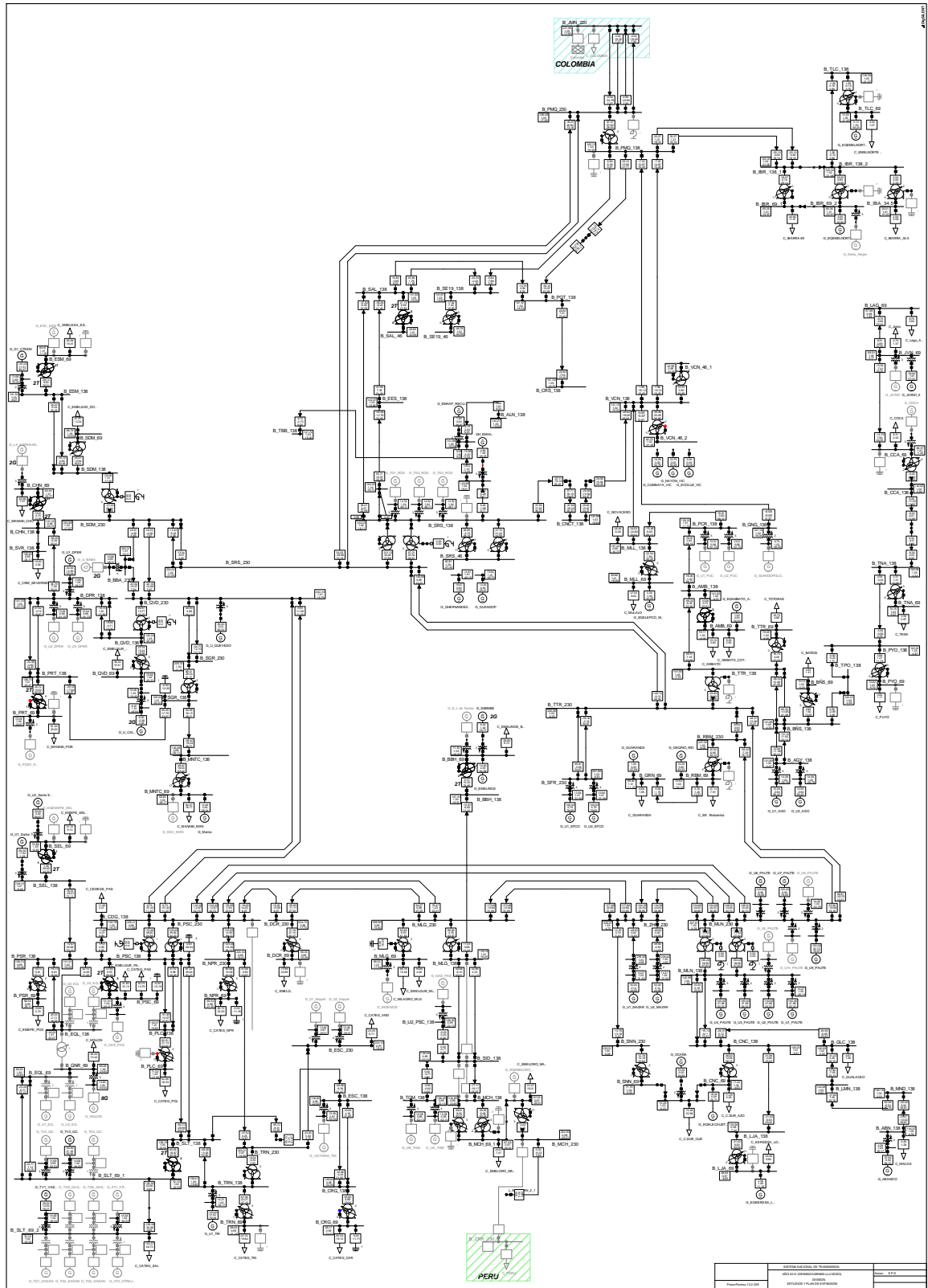


Figura 3.6 Sistema Nacional de Transmisión año 2012, escenario lluvioso demanda mínima. [10]

3.4.1.3 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2013.

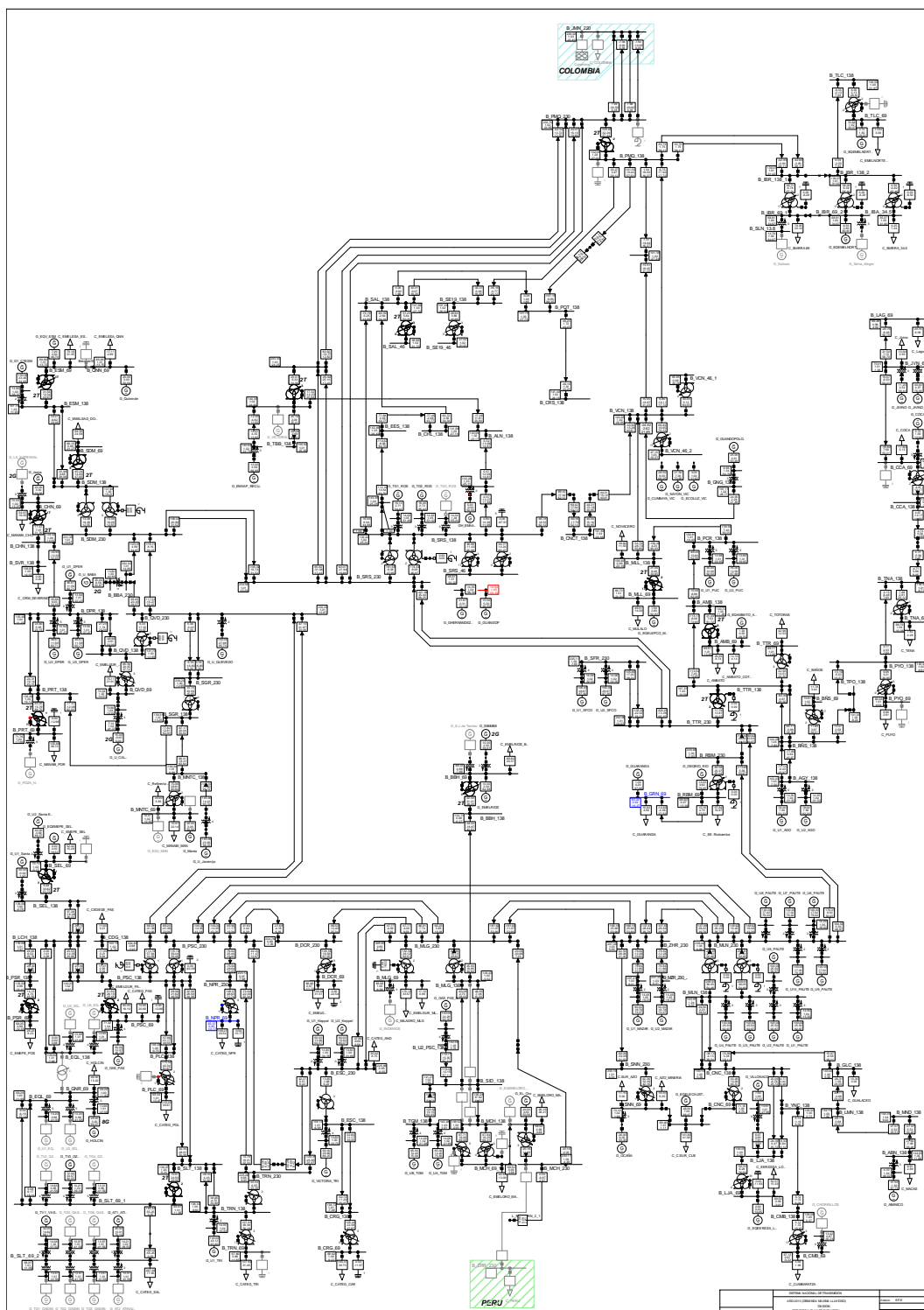


Figura 3.7 Sistema Nacional de Transmisión año 2013, escenario lluvioso demanda máxima. [10]

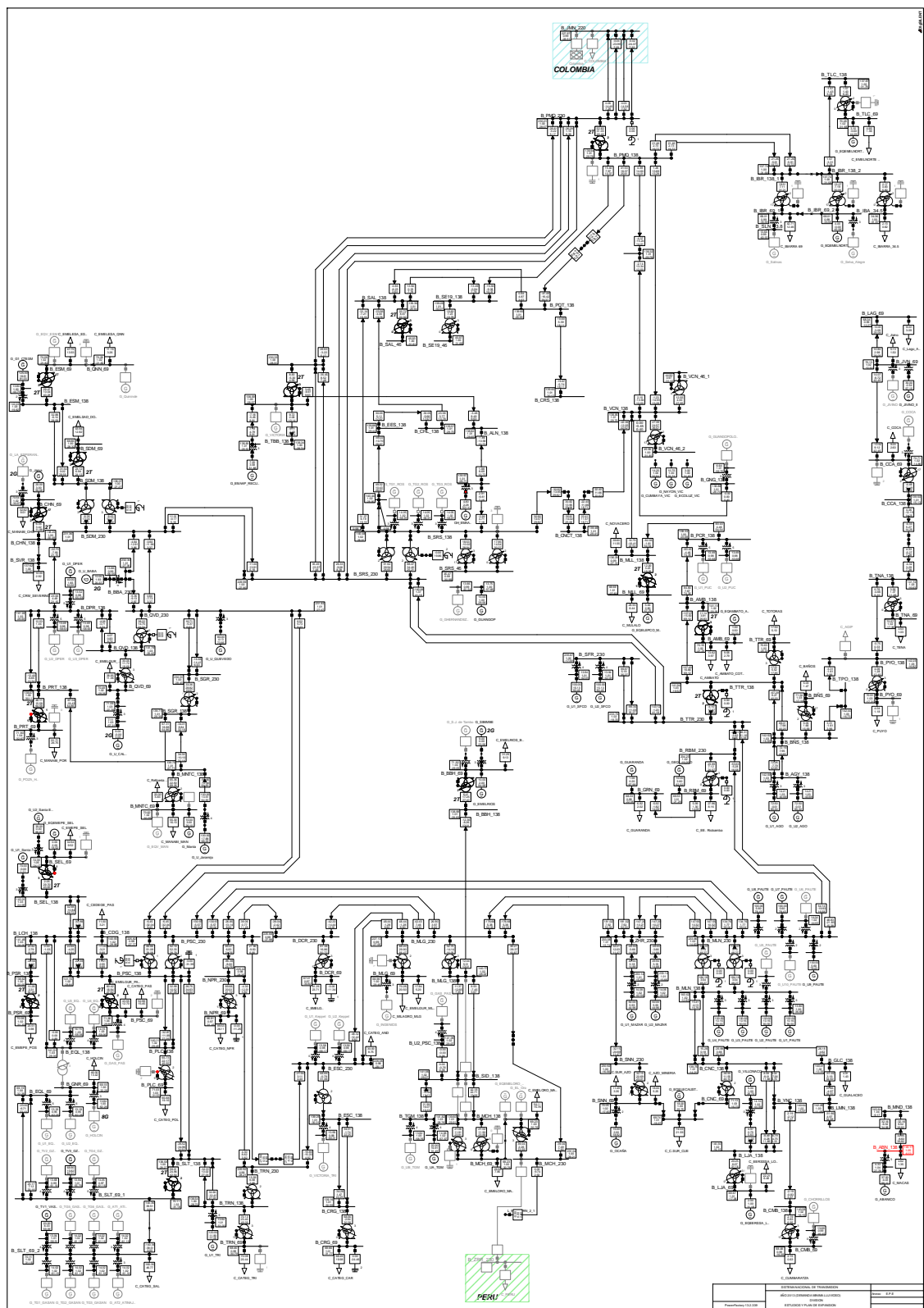
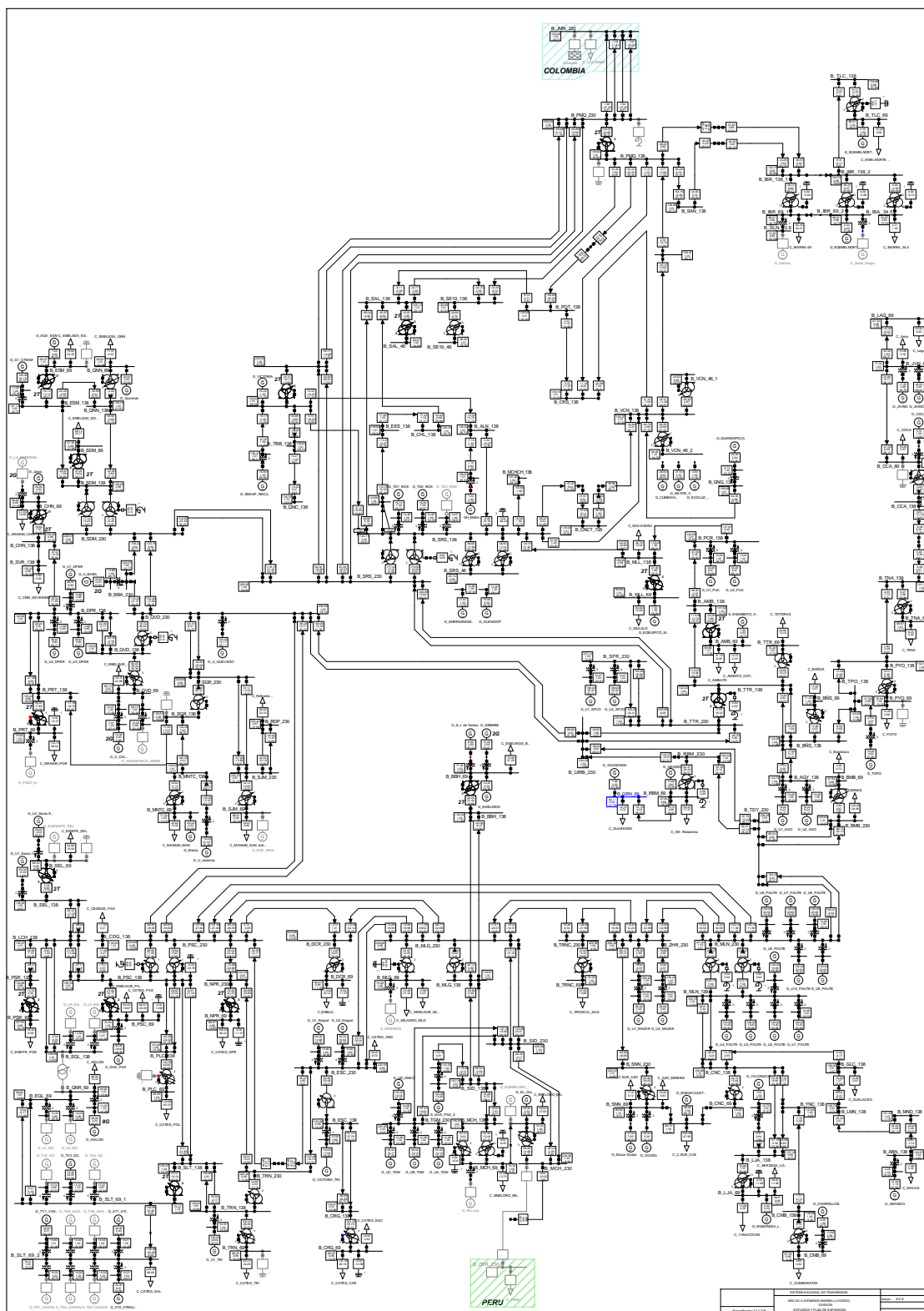


Figura 3.8 Sistema Nacional de Transmisión año 2013, escenario lluvioso demanda mínima. [10]

3.4.1.4 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2014.



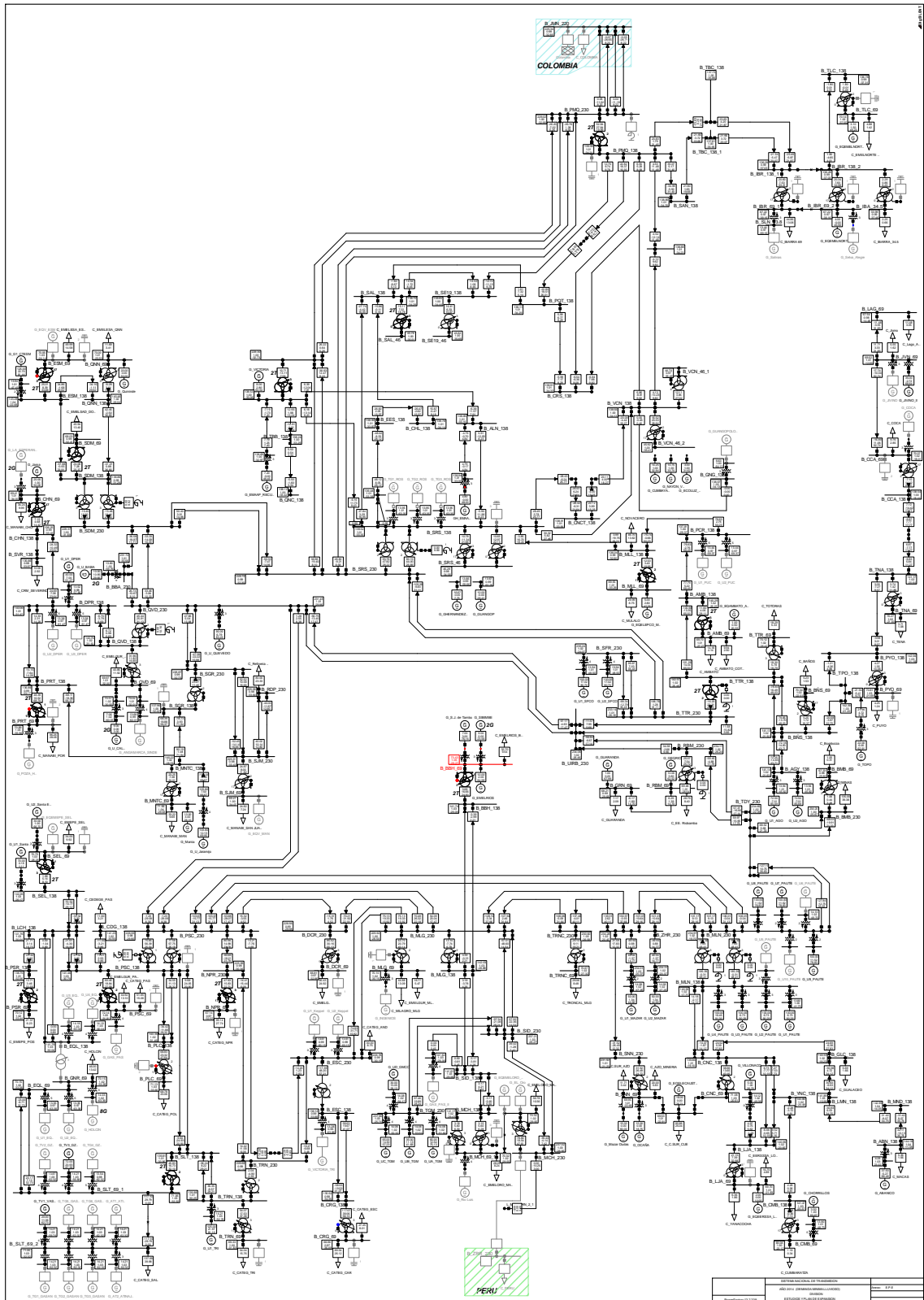


Figura 3.10 Sistema Nacional de Transmisión año 2014, escenario lluvioso demanda mínima. [10]

3.4.1.5 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2015.

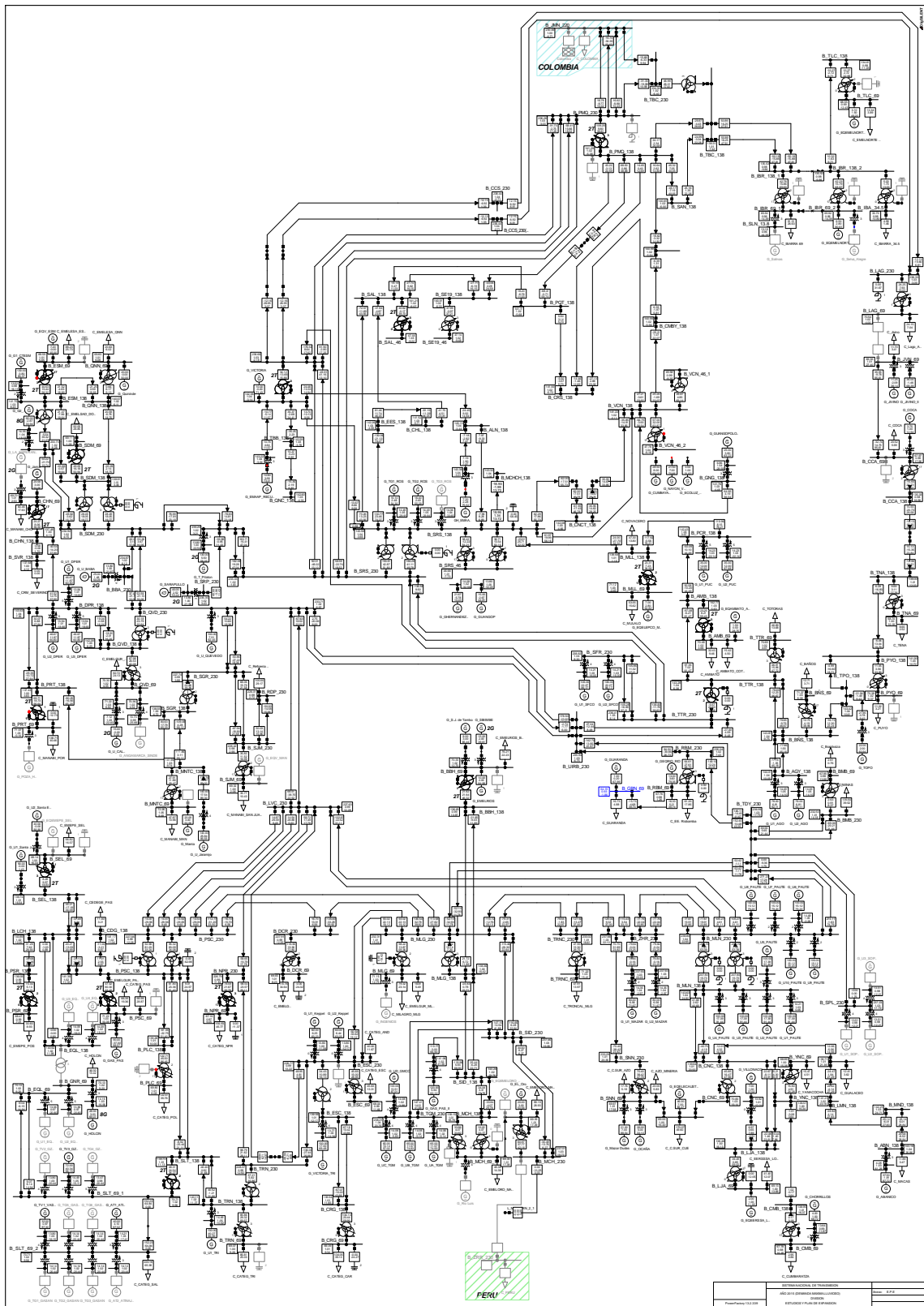


Figura 3.11 Sistema Nacional de Transmisión año 2015, escenario lluvioso demanda máxima. [10]

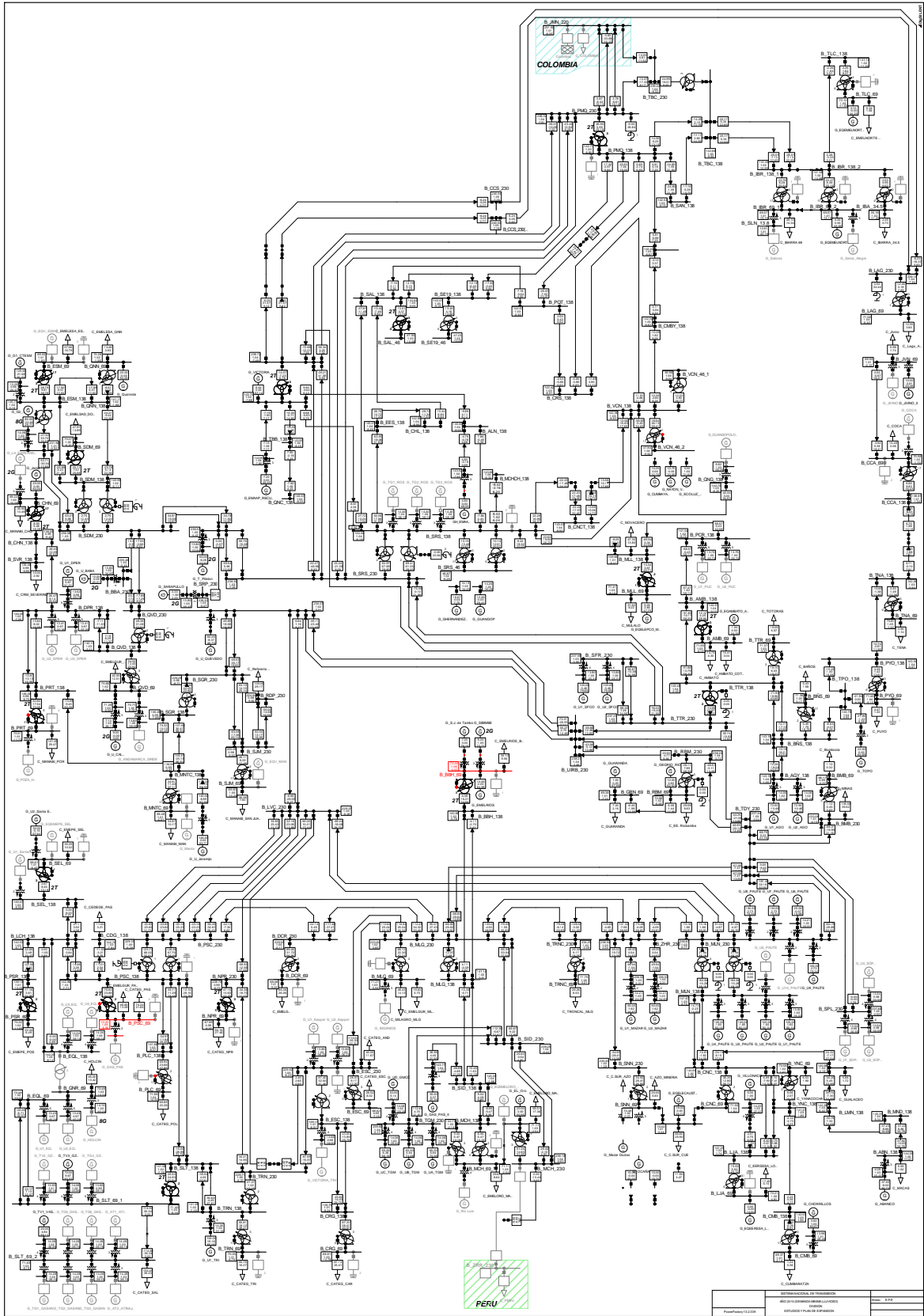


Figura 3.12 Sistema Nacional de Transmisión año 2015, escenario lluvioso demanda mínima. [10]

3.4.2. CORTO CIRCUITOS.

El objetivo del estudio es determinar los niveles máximos y mínimos de corriente que afectarán al equipamiento a nivel de 138 kV y 230 kV del S.N.T.

Las diferentes simulaciones se las realizará según la Norma IEC, en las líneas de transmisión y barras que forman la Zona Norte del S.N.T., para condiciones de mínima y máxima demanda.

Los resultados del estudio de cortocircuito se los presenta tabulados en el Anexo 1 (digital) al final del estudio.

3.4.2.1 CONSIDERACIONES DE ESTUDIO

- Las máximas corrientes de falla se hallan mediante la simulación de dos tipos de cortocircuitos monofásicos y trifásicos. Estas fallas se las realizará en las barras presentes en el Sistema de Transmisión en el período establecido.
- Según el COES la resistencia típica de falla está alrededor de 50 ohmios [1], por lo tanto en el presente estudio para determinar las mínimas corrientes de falla en las barras se realizará cortocircuitos monofásicos y trifásicos considerando tal resistencia de falla, para así asegurarse de obtener la menor corriente posible.
- En cuanto a las líneas de transmisión los aportes de mínima corriente de falla se encuentran mediante la simulación de cortocircuitos monofásicos y trifásicos a una distancia del 10% de cada línea sin considerar una resistencia de falla.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITOS PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50BF Y TC'S PRESENTES EN LA ZONA NORTE DEL S.N.T.

En el presente capítulo se utiliza los valores de corrientes obtenidos en las simulaciones de flujos de potencia y cortocircuitos (Anexo 1 (digital)), presentes en los diferentes años de estudio, para la determinación del rango de ajuste de la protección 50BF y el nivel de corriente máxima para los transformadores de corriente.

4.1. CRITERIOS DE AJUSTE.

4.1.1. CRITERIOS DE CORRIENTE Y TIEMPO PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50BF.

- El rango de ajuste de corriente para la 50BF, se establece obteniendo mediante simulaciones el valor mínimo de corriente de corto circuito y la corriente máxima de carga, para ello se realizan flujos de carga y cortocircuitos.

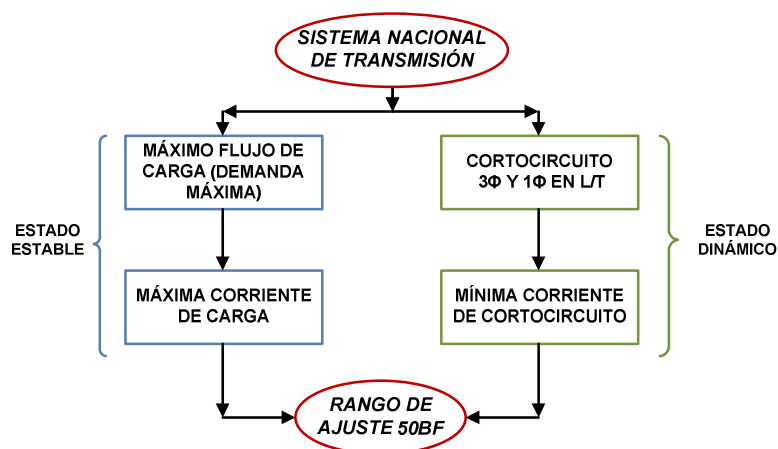


Figura 4.1 Proceso de selección del rango de corriente para el ajuste para la protección 50BF.

El tiempo total de despeje para la protección 50BF se basa en:

- Tiempo de operación de la protección principal: el tiempo requerido para inicializar la detección del cortocircuito en el sistema de potencia.
- Inicialización de la protección 50BF: tiempo requerido para enviar la señal de inicialización desde la protección principal hacia la 50BF.
- Tiempo de retardo de la 50BF: tiempo requerido para despejar la falla por el disyuntor y la detección de fases abiertas, además de un margen de seguridad.
- Distribución del disparo de la 50BF: tiempo de envío de la señal de disparo de la 50BF para disyuntores locales y remotos.
- Tiempo de despeje del disyuntor: tiempo requerido para que el disyuntor local o remoto aíslen la falla.

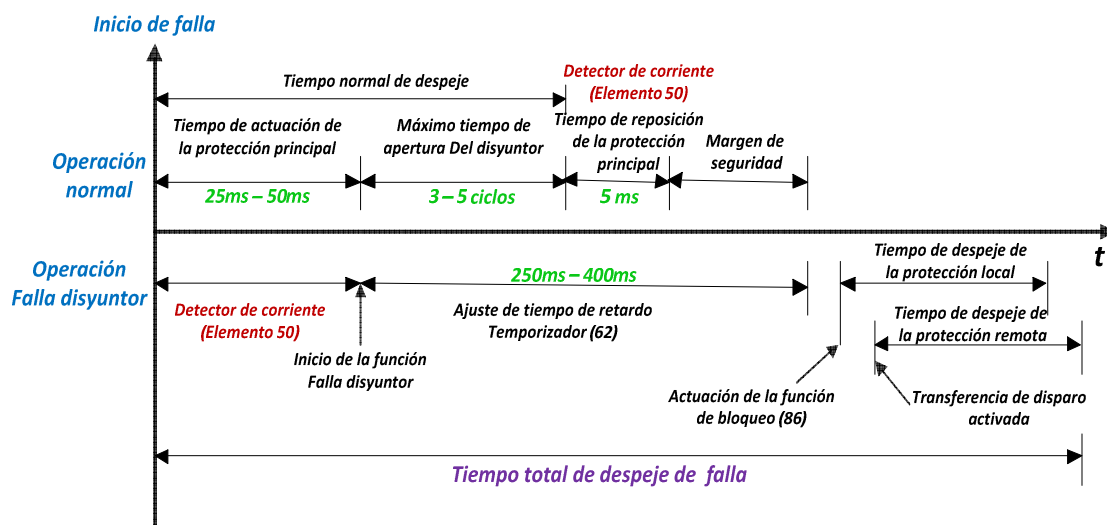


Figura 4.2 Diagrama de tiempo para la protección falla disyuntor.

De acuerdo a la Figura 4.2 los tiempos característicos son:

- Los máximos tiempos de actuación para la protección principal varían entre 25 ms en el caso de la protección de sobrecorriente y 50 ms para una protección de distancia (21).
- La apertura del disyuntor esta en un rango de 3 ciclos a 5 ciclos.

- Como reposición de la protección principal se considera un tiempo de alrededor 5 ms.
- El margen de seguridad podría incluir provisiones para lo siguiente: [6]
 - Excesivo tiempo de falla – despeje del disyuntor (no menor que un ciclo).
 - Variaciones en el tiempo de inicialización en la protección falla disyuntor (2 a 50 ms dependiendo de la inicialización del elemento).
 - Caída lenta y errores en el temporizador 62 (depende del tipo de temporizador, no menor a 1 ms).
 - Un factor de seguridad (2 a 3 ciclos).
- Ajuste de tiempo de retardo característico del temporizador (62) varía entre los 250 ms a 400 ms.

El tiempo total de despeje de la falla también incluye el tiempo de operación del relé de bloqueo (86) y el tiempo de despeje de los disyuntores de respaldo. También se puede necesitar una transferencia de disparo remota a los disyuntores para despejar la falla.

4.1.2. CRITERIO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA LA SATURACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- Para evitar saturaciones en los transformadores de corriente, se utiliza el criterio de corriente de cortocircuito. Dicho criterio compara la capacidad nominal de cortocircuito de los equipos con el nivel de cortocircuito en la subestación donde está instalado el equipo.

Se considera que el equipo no entrará en saturación si:

$$I_{\text{nominal de cortocircuito}} > I_{\text{cortocircuito}}$$

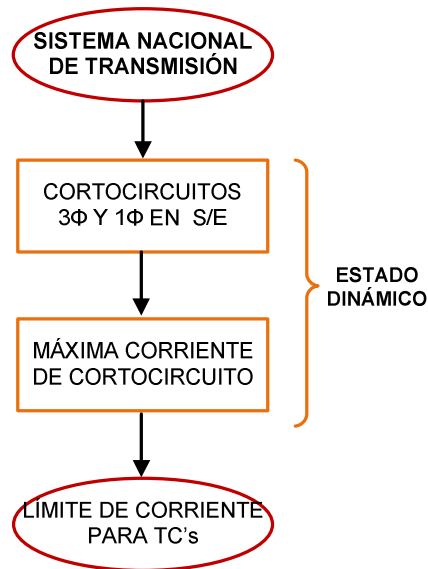


Figura 4.3 Proceso para la determinación posibles saturaciones en los TC's

4.2. APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE AJUSTE DE LOS NIVELES DE CORRIENTE PARA LA ZONA NORTE DEL S.N.T.

En base a los criterios expuestos se determinan los valores mínimos y máximos de corrientes expuestas en el Anexo 1 (digital) al final del estudio, para cada una de las bahías presentes en las subestaciones de la Zona Norte del Sistema Nacional de Transmisión en el Plan de Expansión de Transmisión desde el año 2012 al año 2015.

4.2.1. AJUSTE ZONA NORTE.

La Zona Norte del sistema de transmisión a lo largo del período de estudio constará de las siguientes subestaciones:

- Subestación Tulcán.
- Subestación Ibarra.
- Subestación Tabacundo.
- Subestación Pomasqui.

- Subestación Vicentina.
- Subestación Santa Rosa.
- Subestación Mulaló.
- Subestación Pucará.
- Subestación Ambato.
- Subestación Totoras.
- Subestación El Inga.
- Subestación Coca Codo Sinclair.
- Subestación Riobamba.

4.2.1.1 Subestación Tulcán.

La subestación Tulcán a 138 kV presenta la configuración barra principal y transferencia, en el período de estudio dispondrá de:

- 1 bahía de línea Ibarra – Tulcán.
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.1 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_TLC_1																
38	0,03	0,92	1,57	0,04	0,93	1,59	0,04	0,90	1,49	0,05	0,93	1,61				
L_IBR_TL																
C_1_1	0,03	0,13		0,04	0,13		0,04	0,13		0,05	0,13					
1 Transf.																
138/69	0,03			0,04			0,04			0,05						

Tabla 4. 1 Corrientes máxima carga, mínima de cortocircuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tulcán 138 kV.

La Tabla 4.1 muestra los niveles de corriente alcanzados para la protección 50BF y para los transformadores de corriente, dichos valores no presentan variaciones considerables para su ajuste en el tiempo de estudio.

4.2.1.2 Subestación Ibarra.

La subestación Ibarra se encuentra a un nivel de voltaje de 138 kV, posee un esquema barra principal y transferencia. De acuerdo al plan de expansión de transmisión en el año 2014 las dos bahías de línea Pomasqui – Ibarra será, seccionadas y se convertirán en Pomasqui – Tabacundo.

Las bahías que se presentan en los años 2012 a 2015 son:

- 3 bahías de transformadores
- 1 bahía de línea Ibarra – Tulcán
- 2 bahías de línea Pomasqui – Ibarra
- 2 bahías de línea Tabacundo – Ibarra
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.2 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_IBR_138	0,33	1,48	4,15	0,33	1,49	4,57	0,37	1,42	4,88	0,32	1,51	4,74
L_IBR_TLC_1_1	0,04	1,05		0,04	1,07		0,05	1,01		0,04	1,09	
L_PMQ_IBR_1_1	0,17	0,46		0,18	0,49							
L_PMQ_IBR_1_2	0,17	0,46		0,18	0,49							
L_TBC_IBR_1_1							0,20	1,10		0,22	0,41	
L_TBC_IBR_1_2							0,19	1,10		0,22	0,41	
1 TRAF. 138/69	0,15			0,15			0,17			0,15		
1 TRAF. 138/69	0,15			0,15			0,17			0,15		
1 TRAF. 138/34,5	0,03			0,03			0,03			0,02		

Tabla 4.2 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Ibarra 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.2 no presentan variaciones a ser examinadas, a excepción de las bahías de línea Tabacundo – Ibarra en la cual para el año 2015 la mínima corriente de cortocircuito se reduce alrededor del 60% esto debido al ingreso del nivel 230 kV en la subestación Tabacundo.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.2 muestran un crecimiento de alrededor del 17% hasta el año 2015.

Las variaciones en los niveles de corriente que se presentarían en la Zona Norte del S.N.T., en los diferentes años deberán ser considerados por parte de CELEC - EP TRANSELECTRIC, para prevenir un mal funcionamiento en los equipos que se encuentran operando en el sistema. Observando las variaciones en los niveles de corriente, como ejemplo de acciones a ser analizadas es el cambio de los tap's en los TC's con lo cual se prevendrían saturaciones en los mismos.

4.2.1.3 Subestación Tabacundo.

De acuerdo al plan de expansión de transmisión, la subestación Tabacundo ingresará en el año 2015 con niveles de voltaje de 230/138 kV.

4.2.1.3.1. Tabacundo 230 kV.

El patio de 230 kV de la subestación Tabacundo presentará un esquema de doble barra con un disyuntor a la que se conectarán las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea Tabacundo – Jamondino
- 1 bahía de línea Tabacundo – Pomasqui
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.3 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito utilizada para el análisis de los transformadores de corriente.

	2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]
B_TBC_230	0,13	1,89	4,01
L_JMN_TBC	0,04	0,60	
L_PMQ_TBC	0,09	0,47	
1 Transf. 230/138	0,13		

Tabla 4.3 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tabacundo 230 kV.

4.2.1.3.2. Tabacundo 138 kV.

La subestación Tabacundo a 138 kV presentará un esquema de barra principal y transferencia contará con:

- 2 bahías de línea Tabacundo – Ibarra

- 1 bahía de línea Pomasqui – Tabacundo
- 1 bahía de línea Tabacundo – San Antonio
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.4 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2014		2014	2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_TBC_138	0,78	1,22	3,81	0,22	1,46	7,10
L_TBC_IBR_1_1	0,20	1,17		0,22	1,65	
L_TBC_IBR_1_2	0,19	1,17		0,22	1,65	
L_PMQ_TBC_1_1	0,20	0,36		0,13	0,95	
L_SAN_TBC_1_1	0,19	0,58		0,10	1,30	
1 Transf. 230/138				0,22		

Tabla 4.4 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tabacundo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.4 presentan incrementos de corriente mínima de cortocircuito en las bahías de línea Pomasqui - Tabacundo y San Antonio – Tabacundo, las cuales alcanzan valores del 164% y 124% respectivamente.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.4 muestran un crecimiento importante del 86%.

4.2.1.4 Subestación Pomasqui.

4.2.1.4.1. Pomasqui 230 kV.

De acuerdo al plan de expansión al esquema de barra de 230 kV ingresarán, dos bahías de línea El Inga – Pomasqui en el año 2013 y hacia el 2015 una bahía de línea Pomasqui – Tabacundo.

La subestación Pomasqui a 230 kV presenta un arreglo de doble barra con un disyuntor, las bahías que se presentarán hasta el año 2015 son:

- 2 bahías de línea Santa Rosa – Pomasqui
- 4 bahías de línea Pomasqui – Jamondino
- 2 bahías de línea Inga – Pomasqui
- 1 bahía de línea Pomasqui - Tabacundo
- 2 bahías de transformador (año 2013)
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.5 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_PMQ_230	0,38	2,31	7,80	0,56	2,37	10,14	0,56	2,42	11,23	0,54	2,47	11,98				
L_SRS_P MQ_2_1	0,23	1,18		0,16	1,03		0,16	1,12		0,15	1,31					
L_SRS_P MQ_2_2	0,23	1,18		0,16	1,03		0,16	1,12		0,15	1,31					
L_JMN_PMQ	0,09	0,63		0,08	0,69		0,07	0,71		0,05	0,75					
L_ING_P MQ_2_1				0,16	1,90		0,15	2,01		0,22	2,08					
L_ING_P MQ_2_2				0,16	1,90		0,15	2,01		0,22	2,08					
L_PMQ_TBC										0,09	0,75					
1 Transf. 230/138	0,38															
2 Transf. 230/138				0,56			0,56			0,54						

Tabla 4.5 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pomasqui 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.5 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.5 muestran un crecimiento a ser analizado de alrededor del 50% hasta el año 2015.

4.2.1.4.2. Pomasqui 138 kV.

La subestación Pomasqui a 138 kV es una de las subestaciones que presenta mayores variaciones en la topología de la barra. A 138 kV presenta un esquema barra principal y transferencia, las bahías que se presentarán son:

- 1 bahía de línea Pomasqui – Puerto Quito
- 1 bahía de línea S/E 19 – Pomasqui
- 2 bahías de línea Pomasqui – Ibarra
- 2 bahías de línea Vicentina – Pomasqui
- 1 bahía de línea Pomasqui – Zambiza

- 1 bahía de línea Pomasqui – Tabacundo
- 1 bahía de línea Pomasqui – San Antonio
- 1 bahía de línea CRS – Pomasqui
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.6 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_PMQ_138	0,62	1,52	11,93	0,92	1,53	14,72	0,90	1,53	16,11	0,90	1,54	17,01				
L_PMQ_PQT_1_1	0,38	6,30		0,41	7,35		0,24	7,12		0,28	8,15					
L_SE19_PMQ_1_1	0,07	2,70		0,14	3,04		0,14	3,19		0,18	3,42					
L_PMQ_I_BR_1_1	0,17	1,39		0,18	1,48											
L_PMQ_I_BR_1_2	0,17	1,39		0,18	1,48											
L_VCN_PMQ_1_1	0,13	2,05		0,08	2,31											
L_VCN_PMQ_1_2	0,13	2,05														
L_PMQ_ZMB_1_1				0,08	4,19		0,05	4,32		0,07	4,66					
L_PMQ_TBC_1_1							0,20	1,75		0,12	1,68					
L_PMQ_SAN_1_1							0,27	5,40		0,19	5,49					
L_CRS_PMQ_1_1							0,06	2,47		0,06	2,64					
1 Transf. 230/138	0,62															
2 Transf. 230/138				0,92			0,90			0,90						

Tabla 4.6 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pomasqui 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.6 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.6 muestran un crecimiento de alrededor del 40% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.1.5 Subestación Vicentina.

De acuerdo al plan de expansión esta subestación presenta varios cambios en su topología para el período establecido. La subestación Vicentina tiene un nivel de voltaje de 138 kV con un esquema de barra principal y transferencia. Las bahías que se presentan durante los años de estudio 2012 – 2015 son:

- 1 bahía de línea Conocoto - Vicentina
- 1 bahía de línea Vicentina - Guangopolo
- 2 bahías de línea Vicentina - Pomasqui
- 1 bahía de línea Mulaló – Vicentina
- 1 bahía de línea Vicentina – Zambiza
- 1 bahía de línea Vicentina – Cumbaya
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Vicentina
- 1 bahía de línea Vicentina – CRS
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.7 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012	2013		2013	2014		2014	2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_VCN_1 38	0,41	1,50	10,38	0,42	1,50	11,07	0,38	1,52	13,66	0,39	1,53	13,75
L_CNCT_VCN_1_1	0,22	3,61		0,19	3,79		0,14	4,34		0,16	4,69	
L_VCN_GNG_1_1	0,12	5,25		0,10	5,42		0,27	5,98		0,27	6,18	
L_VCN_P MQ_1_1	0,12	1,56		0,08	1,44							
L_MLL_V CN_1_1	0,31	1,23		0,25	1,27							
L_VCN_P MQ_1_2	0,12	1,56										
L_VCN_Z MB_1_1				0,10	3,39		0,11	3,88				
L_SRS_V CN_1_1							0,24	1,39		0,26	1,74	
L_VCN_CRS_1_1							0,13	2,77		0,11	3,04	
L_VCN_CMBY_1_1										0,10	4,08	
1 Transf. 138/46	0,28			0,13			0,26			0,27		
1 Transf. 138/46	0,13			0,29			0,12			0,12		

Tabla 4.7 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Vicentina 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.7 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.7 muestran un crecimiento de alrededor del 30% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.1.6 Subestación Santa Rosa.

4.2.1.6.1. Santa Rosa 230 kV.

La subestación a nivel de 230 kV presenta un esquema de doble barra con un disyuntor las bahías que presenta son:

- 2 bahías de línea Santa Rosa - Pomasqui

- 2 bahías de línea Santa Rosa – El Inga
- 2 bahías de línea Santa Rosa – Totoras
- 2 bahías de línea Santo Domingo – Santa Rosa
- 2 bahías de línea Santa Rosa – Toachi Pilatón
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.8 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_SRS_230	1,04	2,39	10,37	0,88	2,40	11,86	0,86	2,45	14,16	0,49	2,50	14,96				
L_SRS_P MQ_2_1	0,24	1,75		0,16	1,34		0,16	1,59		0,15	1,72					
L_SRS_P MQ_2_2	0,24	1,75		0,16	1,34		0,16	1,59		0,15	1,72					
L_SRS_T TR_2_1	0,59	1,11		0,56	1,16		0,51	1,18		0,34	1,20					
L_SRS_T TR_2_2	0,59	1,11		0,56	1,16		0,51	1,18		0,34	1,20					
L_SDM_SRS_2_1	0,15	1,41		0,26	1,50		0,30	2,75								
L_SDM_SRS_2_2	0,15	1,41		0,26	1,50		0,30	2,75								
L_SRS_I NG_2_1				0,23	2,24		0,23	2,48		0,17	2,57					
L_SRS_I NG_2_2				0,23	2,24		0,23	2,48		0,17	2,57					
L_SRS_T PL_2_1										0,40	1,96					
L_SRS_T PL_2_2										0,40	1,96					
1 Transf. 230/138	0,53			0,45			0,43			0,49						
1 Transf. 230/138	0,51			0,43			0,43			0,47						

Tabla 4.8 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sta. Rosa 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.8 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.8 muestran un crecimiento de alrededor del 40% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.1.6.2. *Santa Rosa 138 kV.*

La subestación a nivel de 138 kV presenta un esquema barra principal y transferencia las bahías que se presentarán son:

- 1 bahía de línea Santa Rosa – SAL
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Conocoto
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Adelca
- 1 bahía de línea Santa Rosa – ECR
- 1 bahía de línea Santa Rosa – El Inga
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Vicentina
- 1 bahía de línea Mulaló – Santa Rosa
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Alangasi
- 1 bahía de línea Santa Rosa – EQS
- 1 bahía de línea Santa Rosa – Machachi
- bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.9 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SRS_138	2,11	1,54	16,71	1,84	1,53	18,16	1,78	1,55	22,36	1,90	1,56	23,57				
L_SRS_SAL_1_1	0,35	2,22		0,31	2,24		0,29	2,44		0,30	2,52					
L_SRS_CNCT_1_1	0,32	4,75		0,29	4,87		0,24	5,21		0,26	5,50					
L_SRS_ADL_1_1	0,64	9,76		0,61	10,01		0,62	12,24								
L_SRS_ECR_1_1	0,13	2,67		0,04	2,44											
L_SRS_ING_1_1							0,07	2,65		0,07	2,85					
L_SRS_VCN_1_1							0,24	2,99		0,26	3,19					
L_MLL_SRS_1_1							0,23	1,76		0,14	1,80					
L_SRS_ALN_1_1							0,07	4,14		0,05	4,44					
L_SRS_MCH_1_1							0,08	6,31		0,08	6,58					
L_SRS_ES_1_1										0,53	6,56					
1 Transf. 230/138	0,86			0,73			0,73			0,79						
1 Transf. 230/138	0,83			0,73			0,73			0,79						
1 Transf. 138/46	0,21			0,19			0,16			0,16						
1 Transf. 138/46	0,21			0,19			0,16			0,16						

Tabla 4.9 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito la S/E Sta. Rosa 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.9 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.9 muestran un crecimiento de alrededor del 40% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.1.7 Subestación Mulaló.

La subestación Mulaló con un nivel de voltaje de 138 kV, presenta un esquema de barra principal y transferencia, la única variación en su topología es la bahía

Mulaló – Vicentina por la bahía Mulaló – Sta. Rosa, a continuación las bahías que se presentan en el esquema son:

- 1 bahía de línea Mulaló – Pucara
- 1 bahía de línea Mulaló – Vicentina
- 1 bahía de línea Mulaló – Santa Rosa
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.10 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012	2013		2013	2014		2014	2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_MLL_138	0,09	1,30	4,24	0,18	1,33	4,60	0,20	1,37	5,36	0,20	1,38	5,36
L_MLL_PCR_1_1	0,51	1,12		0,58	1,23		0,57	1,60		0,49	1,48	
L_MLL_VCN_1_1	0,32	0,74		0,26	0,79							
L_MLL_SRS_1_1							0,22	0,89		0,15	0,89	
1 Transf. 138/69	0,09											
2Transf. 138/69				0,18			0,20			0,20		

Tabla 4.10 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Mulaló 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.10 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.10 muestran un crecimiento de alrededor del 25% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento manteniendose constante hasta el año 2015.

4.2.1.8 Subestación Pucará.

La subestación Pucará posee un nivel de voltaje de 138 kV, un esquema de barra principal y transferencia esta subestación no poseerá cambios en su topología en el período de estudio, las bahías con las que cuenta son:

- 1 bahía de línea Mulaló – Pucara
- 1 bahía de línea Pucará – Ambato
- 1 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.11 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012	2013		2013	2014		2014	2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_PCR_138	0,75	1,35	5,90	0,87	1,38	6,30	0,85	1,39	6,68	0,70	1,40	6,66
L_MLL_PCR_1_1	0,51	1,42		0,58	1,67		0,57	1,67		0,49	1,68	
L_PCR_AMB_1_1	0,24	0,94		0,29	0,95		0,28	1,13		0,21	1,16	

Tabla 4.11 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Pucará 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.11 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.11 muestran un crecimiento de alrededor del 13% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.1.9 Subestación Ambato.

La subestación Ambato a nivel de voltaje de 138 kV presenta un esquema de barra principal y transferencia; en el período de estudio 2012 - 2015 conserva su topología, las bahías que se posee son:

- 1 bahía de línea Mulaló – Pucara
- 1 bahía de línea Pucará – Ambato
- 1 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.12 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_AMB_138	0,09	1,48	7,22	0,18	1,50	8,74	0,20	1,51	9,73	0,20	1,51	9,56				
L_PCR_AMB_1_1	0,24	2,24		0,29	2,51		0,28	2,55		0,21	2,58					
L_TTR_AMB_1_1	0,40	0,97		0,46	0,94		0,47	1,09		0,39	1,12					
1 Transf. 138/69	0,09															
2 Transf. 138/69				0,18			0,20			0,20			0,20			

Tabla 4.12 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Ambato 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.12 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.11 muestran un crecimiento de alrededor del 30% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.1.10 Subestación Totoras.

4.2.1.10.1. Totoras 230 kV.

La subestación Totoras a 230 kV presenta un arreglo de doble barra con un disyuntor, su topología se modifica en el año 2014 con el ingreso de dos bahías de línea desde la subestación Central, las bahías que se presentan la etapa de estudio son:

- 2 bahías de línea Santa Rosa – Totoras
- 2 bahías de línea San Francisco – Totoras
- 1 bahía de línea Molino – Totoras hasta el año 2013
- 2 bahías de línea Totoras – Urbina a partir del año 2014
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.13 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012	2013		2013	2014		2014	2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_TTR_230	0,03	2,38	8,76	0,10	2,41	9,30	0,14	2,45	12,12	0,10	2,46	11,36
L_SRS_T TR_2_1	0,60	1,11		0,57	1,14		0,51	1,16		0,34	1,14	
L_SRS_T TR_2_2	0,60	1,11		0,57	1,14		0,51	1,16		0,34	1,14	
L_SFR_T TR_2_1	0,26	1,86		0,27	1,44		0,27	2,16		0,26	2,25	
L_SFR_T TR_2_2	0,26	1,86		0,27	1,44		0,27	2,16		0,26	2,25	
L_MLN_T TR_2_1	0,40	0,74		0,40	0,76							
L_TTR_R BM_2_1	0,29	2,41		0,29	2,51							
L_TTR_U RB_2_1							0,12	1,79		0,07	1,78	
L_TTR_U RB_2_2							0,12	1,79		0,07	1,78	
1 Transf. 230/138	0,03											
2Transf. 230/138				0,10			0,14			0,10		

Tabla 4.13 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Totoras 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.13 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.13 muestran un crecimiento de alrededor del 30% hasta el año 2014 y para el año 2015 el nivel de corriente presentado en el año 2014 disminuye en un 6%; valores que deberían ser analizados.

4.2.1.10.2. Totoras 138 kV.

El patio de 138 kV presenta un esquema de barra es barra principal y transferencia, al igual que el nivel de 230 kV no sufre variaciones en su topología, las bahías que se posee son:

- 1 bahía de línea Mulaló – Pucara
- 1 bahía de línea Pucará – Ambato
- 1 bahías de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.14 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012		2012		2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_TTR_138	0,22	1,51	8,88	0,33	1,53	11,91	0,14	1,54	13,35	0,32	1,54	13,09				
L_TTR_A MB_1_1	0,40	4,38		0,46	5,64		0,47	5,98		0,39	6,10					
L_TTR_B ÑS_1_1	0,27	1,63		0,26	1,99		0,30	2,07		0,32	1,37					
L_TTR_B ÑS_1_2	0,27	1,63		0,26	1,99		0,30	2,07		0,32	1,37					
1 Transf. 138/69	0,18			0,19			.19			0,20						
1Transf. 230/138	0,04															
2Transf. 230/138				0,14			0,14			0,12						

Tabla 4.14 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Totoras 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.14 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.14 muestran un crecimiento de alrededor del 47% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.1.11 Subestación El Inga.

La subestación El Inga ingresará a operar en el año 2013, los niveles de voltaje de la subestación serán de 230 kV y 138 kV hasta el año 2015, la subestación se alimentará por el seccionamiento de la línea Pomasqui – Santa Rosa.

4.2.1.11.1. *El Inga 230 kV.*

El nivel de voltaje 230 kV operará con un esquema de doble barra con un disyuntor, las bahías que se conectarán son:

- 2 bahías de línea El Inga – Pomasqui
- 2 bahías de línea Santa Rosa – El Inga
- 1 bahía de línea El Inga – Urbina
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.15 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2013		2013		2014		2014		2015		2015
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. C.C	
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	
B_ING_230	0,12	2,36	9,95	0,14	2,41	15,67	0,18	2,48	12,67		
L_ING_PM											
Q_2_1	0,16	1,51		0,15	1,84		0,22	2,36			
L_ING_PM											
Q_2_2	0,16	1,51		0,15	1,84		0,22	2,36			
L_SRS_IN											
G_2_1	0,22	1,10		0,22	1,22		0,16	1,69			
L_SRS_IN											
G_2_2	0,22	1,10		0,22	1,22		0,16	1,69			
L_ING_UR											
B_3_1							0,43	1,26			
2Transf. 230/138	0,12			0,14			0,18				

Tabla 4.15 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E El Inga 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.15 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.15 muestran un crecimiento de alrededor del

57% hasta el año 2014 y un descenso en los niveles de corriente del 20% para el año 2015; valores que deberían ser analizados.

4.2.1.11.2. El Inga 138 kV.

El Inga a 138 kV servirá para satisfacer la demanda de la zona noroccidente de la EEQ. Este patio presentará un esquema de barra principal y transferencia al que se conectarán las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea Santa Rosa – El Inga
- 1 bahía de línea Alangasí – El Inga
- 1 bahía de línea El Inga – Recuperadora
- 1 bahía de línea El Inga – Tababela
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.16 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2013		2013		2014		2014		2015		2015	
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_ING_138	0,20	1,51	11,71	0,24	1,53	12,72	0,30	1,54	16,64			
L_ALN_IN G_1_1	0,09	4,69		0,08	4,90		0,11	5,45				
L_ING_RC P_1_1	0,06	5,35		0,05	6,24		0,05	6,58				
L_ING_TB B_1_1	0,10	4,23		0,14	4,71		0,14	4,81				
L_SRS_IN G_1_1				0,08	1,52		0,07	1,75				
2Transf. 230/138	0,20			0,24			0,30					

Tabla 4.16 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E El Inga 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.16 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.16 muestran un crecimiento de alrededor del 40% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.1.12 Subestación Coca Codo Sinclair.

La subestación Coca Codo Sinclair a 230 kV que será utilizada de manera provisional hasta que ingrese a operar el nivel de voltaje 500 kV, bahías que poseerá esta subestación serán:

- 2 bahías de línea Coca Codo Sinclair – Lago Agrio
- 2 bahías de línea Coca Codo Sinclair – El Inga
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.17 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito utilizada para el análisis de los transformadores de corriente.

	2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]
B_CCS_230	0,06	1,62	3,47
L_CCS_LAG_2_1	0,03	1,04	
L_CCS_LAG_2_2	0,03	1,04	

Tabla 4.17 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Coca Codo Sinclair 230 kV.

4.2.1.13 Subestación Riobamba.

La subestación Riobamba posee niveles de voltaje de 230 kV y 69 kV, en cuanto al nivel de 230 kV la subestación presenta un esquema de doble barra con un disyuntor las bahías que se presentarán a lo largo del período son:

- 1 bahía de línea Totoras – Riobamba

- 1 bahía de línea Molino – Riobamba
- 1 bahía de línea Urbina – Riobamba
- 1 bahía de línea Taday – Riobamba
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.18 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_RBM_230	0,16	2,04	5,35	0,16	2,06	5,49	0,17	2,68	9,02	0,17	2,28	8,55
L_TTR_RBM_2_1	0,30	1,08		0,29	1,10							
L_MLN_RBM_2_1	0,43	0,77		0,43	0,79							
L_URB_RBM_2_1							0,36	1,24		0,23	1,32	
L_TDY_RBM_2_1							0,23	0,90		0,37	0,97	
1 Transf. 230/69	0,16			0,16			0,17			0,17		

Tabla 4.18 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Riobamba 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.18 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.16 muestran un crecimiento de alrededor del 60% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2. AJUSTE ZONA NORORIENTAL.

La Zona Nororiental del sistema de transmisión constará a lo largo del período de estudio 2012 – 2015 de las siguientes subestaciones:

- Subestación Baños.
- Subestación Topo.
- Subestación Puyo.
- Subestación Tena.
- Subestación Francisco De Orellana.
- Subestación Lago Agrio.

4.2.2.1 Subestación Baños.

La subestación Baños operará a 138 kV con un esquema de barra principal y transferencia, su alimentación se realizará por el seccionamiento de la línea Agoyán – Totoras. La subestación no cambiará su topología en el período de estudio estará compuesta por las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea Baños – Topo
- 2 bahías de línea Agoyán – Baños
- 2 bahías de línea Totoras – Baños
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.19 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_BNS_138	0,05	1,48	7,19	0,05	1,49	8,06	0,05	1,51	8,99	0,05	1,51	8,92
L_TTR_BÑS_1_1	0,27	1,13		0,26	1,21		0,30	1,37		0,32	2,11	
L_TTR_BÑS_1_2	0,27	1,13		0,26	1,21		0,30	1,37		0,32	2,11	
L_AGY_BÑS_1_2	0,31	1,83		0,32	2,20		0,31	2,54		0,31	2,58	
L_AGY_BÑS_1_1	0,31	1,83		0,32	2,20		0,31	2,54		0,31	2,58	
L_BNS_TPO_1_1	0,04	2,23		0,05	2,33		0,03	2,50		0,09	2,52	
1 Transf. 138/69	0,05			0,05			0,05			0,05		

Tabla 4.19 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Baños 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.19 no presentan variaciones a ser examinadas.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.19 muestran un crecimiento de alrededor del 25% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2.2 Subestación Topo.

La subestación Topo poseerá un nivel de voltaje de 138 kV, se ubicará en el seccionamiento de la línea Baños – Puyo. Para el año 2015 poseerá una bahía de generación Hidráulica que lleva el mismo nombre la cual permitirá satisfacer la demanda de energía de la zona nororiental con una generación de 22.8 MW. Las bahías que pertenecen a esta subestación son:

- 1 bahía de línea Baños – Topo
- 2 bahías de línea Topo – Puyo
- 2 bahías de línea Topo – Topo
- 1 bahía de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.20 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_TPO_138	0,08	1,17	3,41	0,12	1,18	3,71	0,27	1,33	4,58	0,33	1,33	4,57
L_BNS_TPO_1_1	0,04	0,20		0,06	0,23		0,03	0,76		0,08	0,76	
L_TPO_PYO_1_1	0,04	1,44		0,06	1,48		0,06	1,87		0,07	1,87	
L_TPO_TPO_1_1							0,09	2,59		0,09	2,6	

Tabla 4.20 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Topo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.20 presenta un incremento a ser examinado de la mínima corriente de cortocircuito en la línea Baños – Topo de alrededor del 280% para el año 2015.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.20 muestran un crecimiento de alrededor del 35% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2.3 Subestación Puyo.

La subestación Puyo no varía las bahías de su esquema de barras a lo largo del período de estudio, posee un esquema de barra principal y transferencia a 138 kV las bahías que comprenden esta subestación son las siguientes:

- 1 bahía de línea Puyo – Tena
- 1 bahía de línea Topo – Puyo
- 1 bahía de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.21 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_PYO_138	0,04	1,02	2,47	0,04	1,03	2,66	0,04	1,11	3,03	0,05	1,12	3,02
L_TPO_PYO_1_1	0,04	0,21		0,06	0,24		0,06	0,24		0,06	0,24	
L_PYO_TNA_1_1	0,02	0,82		0,02	0,83		0,02	0,90		0,07	0,90	
1 Transf. 138/69	0,04			0,04			0,04			0,05		

Tabla 4.21 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Puyo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.21 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.21 muestran un crecimiento de alrededor del 20% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2.4 Subestación Tena.

La subestación Tena no presenta variaciones en su topología, posee un nivel de voltaje de 138 kV, un esquema de barra simple las bahías que comprenden esta subestación son:

- 1 bahía de línea Tena – La Merced de Jondachi
- 1 bahía de línea Puyo – Tena
- 1 bahía de transformador

La Tabla 4.22 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_TNA_138	0,03	0,80	1,54	0,03	0,82	1,70	0,04	0,85	1,79	0,04	0,85	1,79
L_PYO_TNA_1_1	0,02	0,22		0,03	0,25		0,03	0,25		0,06	0,90	
L_TNA_LMJ_1_1	0,04	0,78		0,02	0,79		0,03	0,83		0,08	0,83	
1 Transf. 138/69	0,03			0,03			0,04			0,04		

Tabla 4.22 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Tena 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.22 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.22 muestran un crecimiento de alrededor del 16% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2.5 Subestación Francisco de Orellana.

La subestación Francisco de Orellana presenta un esquema de barra simple a 138 kV en el lapso de los años 2012- 2015 presenta las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea La Merced de Jondachi – Coca
- 1 bahía de transformador

La Tabla 4.23 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_CCA_138	0,04	0,62	1,20	0,06	0,66	1,71	0,06	0,67	1,73	0,11	0,67	1,73
L_LMJ_C CA_1_1	0,03	0,25		0,06	0,30		0,06	0,30		0,09	0,50	
1 Transf. 138/69	0,04			0,06			0,06			0,11		

Tabla 4.23 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Coca 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.23 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.23 muestran un crecimiento de alrededor del 40% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2013 se produce su mayor crecimiento.

4.2.2.6 Subestación Lago Agrio.

Hacia el año 2015 se contará con la subestación Lago Agrio con 230 kV y un esquema de barra doble con un disyuntor, las bahías que se presentarán básicamente son:

- 2 bahía de línea Coca Codo Sinclair – Lago Agrio

La Tabla 4.24 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito utilizada para el análisis de los transformadores de corriente.

	2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]
B_LAG_230	0,12	1,69	2,92
L_CCS_LAG_2_1	0,06	0,86	
L_CCS_LAG_2_2	0,06	0,86	

Tabla 4.24 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Lago Agrío 230 kV.

4.2.3. AJUSTE ZONA NOROCCIDENTAL.

La Zona Noroccidental del sistema de transmisión constará a lo largo del período de estudio 2012 – 2015 de las siguientes subestaciones:

- Subestación Santo Domingo.
- Subestación Esmeraldas.
- Subestación Quininde.
- Subestación Chone.
- Subestación Baba.
- Subestación Quevedo.
- Subestación Portoviejo.
- Subestación San Gregorio.
- Subestación Montecristi.
- Subestación San Juan De Manta.
- Subestación Refinería Del Pacífico.
- Subestación Toachi Pilatón.

4.2.3.1 Subestación Santo Domingo.

4.2.3.1.1. Santo Domingo 230 kV.

La subestación Santo Domingo a 230 kV presenta cambios en el esquema de barra debido a la expansión de generación, el patio de 230 kV presenta un esquema de doble barra con un disyuntor, las bahías que lo componen son:

- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Quevedo
- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Baba
- 2 bahías de línea Sto. Domingo – Sta. Rosa
- 2 bahías de línea Toachi Pilatón – Sto. Domingo
- 2 bahías de línea Sto. Domingo – Esmeraldas
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.25 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SDM_230	0,11	2,28	7,19	0,10	2,33	7,98	0,12	2,42	11,04	0,12	2,48	11,56
L_SDM_QVD_2_1	0,20	1,05		0,29	1,11		0,33	1,20		0,14	1,29	
L_SDM_BBA_2_1	0,19	1,66		0,31	1,72		0,35	1,94		0,16	2,05	
L_SDM_SRS_2_1	0,15	1,13		0,27	1,24		0,30	1,96				
L_SDM_SRS_2_2	0,15	1,13		0,27	1,24		0,30	1,96				
L_TPL_SDM_2_1										0,20	2,34	
L_TPL_SDM_2_2										0,20	2,34	
L_SDM_ESM_2_1										0,12	1,01	
L_SDM_ESM_2_2										0,12	1,01	
1 Transf. 230/138	0,11			0,05			0,06			0,06		
1 Transf. 230/138				0,05			0,06			0,06		

Tabla 4.25 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sto. Domingo 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.25 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.25 muestran un crecimiento de alrededor del 60% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.3.1.2. Santo Domingo 138 kV.

El patio de 138 kV en el lapso de estudio establecido presenta variaciones en la topología de barra debido al cambio de una bahía de línea, las bahías que dispondrá serán:

- 2 bahías de línea Sto. Domingo – Esmeraldas
- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Quinindé
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.26 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SDM_138	1,07	1,49	7,50	0,58	1,52	10,64	0,60	1,53	12,76	0,70	1,54	13,08
L_SDM_ESM_1_1	0,11	0,60		0,13	0,64		0,13	0,66		0,09	0,57	
L_SDM_ESM_1_2	0,11	0,60		0,13	0,64							
L_SDM_QNN_1_1							0,13	1,14		0,09	1,13	
1 Transf. 138/69	0,18											
2Transf. 138/69	0,78			0,40			0,42			0,42		
1 Transf. 230/138	0,11			0,09			0,09			0,14		
1 Transf. 230/138				0,09			0,09			0,14		

Tabla 4.26 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Sto. Domingo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.26 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.26 muestran un crecimiento de alrededor del 70% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.2 Subestación Esmeraldas.

4.2.3.2.1. Esmeraldas 138 kV.

La subestación presenta un esquema de barra principal y transferencia existe un cambio en su topología debido al ingreso en operación de la subestación Quinindé, las bahías que se conectarán serán:

- 2 bahías de línea Sto. Domingo – Esmeraldas
- 1 bahía de línea Quinindé – Esmeraldas
- 1 bahía de generación
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.27 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_ESM_138	0,34	1,45	5,66	0,28	1,36	6,75	0,30	1,38	6,12	0,50	1,53	11,36
L_SDM_ESM_1_1	0,10	0,51		0,14	0,51		0,13	0,53		0,09	0,60	
L_SDM_ESM_1_2	0,10	0,51		0,14	0,51							
L_QNN_ESM_1_1							0,12	1,01		0,09	1,23	
2 Transf. 138/69	0,34			0,28			0,30			0,36		
1 Transf. 230/138										0,14		

Tabla 4.27 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Esmeraldas 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.27 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.27 muestran un crecimiento de alrededor del 100% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados.

4.2.3.2.2. Esmeraldas 230 kV.

La subestación Esmeraldas incrementa un patio de 230 kV debido al aumento en la capacidad de la Central Esmeraldas, poseerá un esquema de doble barra con un disyuntor y las bahías que se encuentran en el patio de 230 kV son:

- 2 bahías de línea Sto. Domingo – Esmeraldas
- 1 bahía de generación
- 1 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.28 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito utilizada para el análisis de los transformadores de corriente.

	2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]
B_ESM_230	0,09	2,31	7,52
L_SDM_ESM_2_1	0,14	0,80	
L_SDM_ESM_2_2	0,14	0,80	
1 Transf. 230/138	0,09		

Tabla 4.28 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Esmeraldas 230 kV.

4.2.3.3 Subestación Quinindé.

La subestación Quinindé entrará en operación en el año 2014 contará con un esquema de barra principal y transferencia las bahías con las que contará esta subestación serán:

- 1 bahía de línea Quinindé – Esmeraldas
- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Quinindé
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.29 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_QNN_138	0,01	1,31	3,68	0,03	1,33	4,02
L_QNN_ESM_1_1	0,12	0,87		0,09	0,80	
L_SDM_QNN_1_1	0,13	0,71		0,08	0,73	
1 Transf. 138/69	0,01			0,03		

Tabla 4.29 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quinindé 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.29 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.29 muestran un crecimiento de alrededor del 9% hasta el año 2015.

4.2.3.4 Subestación Chone.

La subestación Chone en el patio de 138 kV presenta un arreglo de doble barra con un disyuntor no existen variaciones en su topología, cuenta con las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea Chone – San Severino
- 1 bahía de línea Chone – Daule Peripa
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.30 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_CHN_138	0,20	0,99	2,27	0,16	1,20	3,05	0,18	1,20	3,06	0,18	1,20	3,07
L_CHN_SVR_1_1	0,01	1,17		0,01	1,43		0,01	1,43		0,01	1,44	
L_CHN_DPR_1_1	0,19	0,17		0,15	0,58		0,17	0,58		0,18	0,58	
2 Transf. 138/69	0,20			0,16			0,18			0,18		

Tabla 4.30 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Chone 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.30 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.30 muestran un crecimiento de alrededor del 35% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2013 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.5 Subestación Baba.

La subestación Baba se prevé que ingresará a operar en el año 2012, la generación de Hidroeléctrica de Baba se estima será de 42 MW, esta nueva subestación contará con un nivel de voltaje de 230 kV y un esquema de doble barra con un disyuntor, las bahías que formarán esta subestación serán:

- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Baba
- 1 bahía de línea Baba – Quevedo
- 1 bahía de generación
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.31 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_BBA_230	0,39	2,16	5,48	0,56	2,21	6,29	0,64	2,26	7,27	0,26	2,28	7,45
L_SDM_BBA_2_1	0,19	1,18		0,31	1,36		0,35	1,43		0,15	1,44	
L_BBA_QVD_2_1	0,20	1,10		0,25	1,32		0,29	1,40		0,11	1,49	

Tabla 4.31 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Baba 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.31 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.21 muestran un crecimiento de alrededor del 35% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.6 Subestación Quevedo.

4.2.3.6.1. Quevedo 230 kV.

La subestación Quevedo a 230 kV presenta un esquema de doble barra con un disyuntor, se prevé cambios en su topología, las bahías con las que contará hasta el año 2015 son:

- 1 bahía de línea Baba – Quevedo
- 2 bahías de línea Quevedo – San Gregorio
- 1 bahía de línea Sto. Domingo – Quevedo
- 2 bahías de línea Quevedo – Pascuales
- 2 bahías de línea Urbina – Quevedo
- 2 bahías de línea Quevedo – Central
- 1 bahía de generación
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.22 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_QVD_230	0,11	2,35	9,12	0,05	2,41	9,96	0,08	2,48	12,60	0,09	2,50	12,87
L_BBA_QVD_2_1	0,20	2,38		0,25	2,49		0,30	2,77		0,10	2,81	
L_QVD_SGR_2_1	0,13	1,24		0,04	0,66		0,13	1,45		0,14	1,47	
L_QVD_SGR_2_2	0,13	1,40		0,04	1,28		0,13	1,45		0,14	1,47	
L_SDM_QVD_2_1	0,20	1,15		0,29	1,26		0,34	1,33		0,13	1,34	
L_QVD_PSC_2_1	0,27	0,95		0,17	1,00		0,15	1,07				
L_QVD_PSC_2_2	0,26	0,95		0,17	1,00		0,15	1,07				
L_URB_QVD_2_1							0,17	1,23		0,05	1,25	
L_URB_QVD_2_2							0,17	1,23		0,05	1,25	
L_QVD_CHR_2_1										0,17	1,07	
L_QVD_CHR_2_2										0,17	1,07	
1 Transf. 230/138	0,11			0,05			0,08			0,09		

Tabla 4.32 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quevedo 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.32 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.32 muestran un crecimiento de alrededor del 41% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.6.2. Quevedo 138 kV.

El patio de 138 kV de la subestación Quevedo no presenta variaciones en cuanto a su topología, las bahías que se encuentran son:

- 2 bahías de línea Quevedo – Daule Peripa
- 2 bahías de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.33 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_QVD_138	0,42	1,51	10,39	0,34	1,52	11,06	0,41	1,53	11,94	0,45	1,53	12,01
L_QVD_DPR_1_1	0,05	1,47		0,11	1,52		0,09	1,60		0,08	1,62	
L_QVD_DPR_1_2	0,05	1,47		0,11	1,16		0,09	1,60		0,08	1,62	
1 Transf. 230/138	0,18			0,07			0,13			0,15		
1 Transf. 138/69	0,24			0,27			0,28			0,30		

Tabla 4.33 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Quevedo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.33 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.33 muestran un crecimiento de alrededor del 15% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.7 Subestación Portoviejo.

La subestación Portoviejo posee un esquema de barra principal y transferencia a 138 kV, su topología no varía en el tiempo estimado de estudio a continuación las bahías que se conectan a esta barra son:

- 1 bahía de línea San Gregorio – Portoviejo
- 2 bahías de línea Daule Peripa – Portoviejo
- 2 bahías de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.34 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_PRT_1 38	0,46	1,41	5,86	0,54	1,45	6,78	0,58	1,46	7,07	0,60	1,45	7,09
L_DPR_P RT_1_1	0,17	0,70		0,11	0,78		0,12	0,80		0,12	0,80	
L_DPR_P RT_1_2	0,17	0,70		0,11	0,78		0,12	0,80		0,12	0,80	
L_SGR_PRT_1_1	0,13	1,33		0,33	1,47		0,34	1,55		0,34	1,57	
2 Transf. 138/69	0,46			0,54			0,58			0,60		

Tabla 4.34 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Portoviejo 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.34 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.34 muestran un crecimiento de alrededor del 21% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.8 Subestación San Gregorio.

4.2.3.8.1. San Gregorio 230 kV.

La subestación a nivel de 230 kV posee un esquema de doble barra con un disyuntor las bahías con las que contará hasta el año 2015 son:

- 2 bahías de línea Quevedo – San Gregorio
- 2 bahías de línea San Gregorio – San Juan de Manta
- 1 bahía de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.35 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SGR_230	0,26	1,99	4,12	0,09	2,08	4,72	0,10	2,14	5,62	0,09	2,14	5,65
L_QVD_SGR_2_1	0,13	0,47		0,02	1,28		0,11	1,45		0,15	0,70	
L_QVD_SGR_2_2	0,13	0,47		0,02	0,66		0,11	0,72		0,15	0,70	
L_SGR_SJM_2_1							0,15	1,90		0,18	1,89	
L_SGR_SJM_2_2							0,15	1,90		0,18	1,89	
1 Transf. 230/138	0,26			0,09			0,10			0,09		

Tabla 4.35 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Gregorio 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.35 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.35 muestran un crecimiento de alrededor del 37% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.8.2. San Gregorio 138 kV.

La subestación a nivel de 138 kV posee un esquema de barra principal y transferencia las bahías con las que contará hasta el año 2015 son:

- 2 bahías de línea Quevedo – San Gregorio
- 2 bahías de línea San Gregorio – San Juan de Manta
- 1 bahía de transformador

- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.36 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SGR_138	0,42	1,44	6,52	0,14	1,48	7,95	0,16	1,49	8,64	0,15	1,49	8,67
L_SGR_PRT_1_1	0,13	2,79		0,33	3,61		0,34	3,85		0,34	3,67	
L_SGR_MNTC_1_1	0,31	1,96		0,29	2,01		0,45	2,09		0,45	2,12	
1 Transf. 230/138	0,42			0,14			0,16			0,15		

Tabla 4.36 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Gregorio 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.36 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.36 muestran un crecimiento de alrededor del 33% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2014 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.9 Subestación Montecristi.

La subestación Montecristi posee un esquema de barra principal y transferencia a 138 kV, contará con las siguientes bahías:

- 1 bahía de línea San Gregorio – Montecristi
- 1 bahía de línea Jaramijó – Montecristi
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.37 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2012			2013			2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_MNTC_138	0,31	1,30	3,45	0,34	1,46	6,78	1,13	1,47	6,85	1,14	1,43	6,86
L_SGR_MNTC_1_1	0,31	0,64		0,29	1,74		0,45	1,75		0,45	1,45	
L_JRM_MNTC_1_1				0,60	2,58		0,56	2,64		0,57	2,11	
1 Transf. 138/69	0,31			0,34			0,12			0,12		

Tabla 4.37 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Montecristi 138 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.37 presenta un incremento de alrededor del 172% en la mínima corriente de cortocircuito de la línea San Gregorio – Montecristi.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.37 muestran un crecimiento de alrededor del 98% hasta el año 2015, valores que deberían ser analizados; cabe mencionar en el año 2013 se produce su mayor crecimiento.

4.2.3.10 Subestación San Juan De Manta.

La subestación San Juan de Manta operará a 230 kV con un esquema de doble barra con un disyuntor en el año 2014 con las siguientes bahías:

- 2 bahías de línea San Juan de Manta – Refinería del Pacífico
- 2 bahías de línea San Gregorio – San Juan de Manta
- 1 bahía de transformador
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.38 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_SJM_230	0,09	2,01	4,29	0,10	2,01	4,81
L_SGR_SJM_2_1	0,15	0,21		0,18	0,21	
L_SGR_SJM_2_2	0,15	0,21		0,18	0,21	
L_SJM_RDP_2_1	0,11	1,85		0,13	1,85	
L_SJM_RDP_2_2	0,11	1,85		0,13	1,85	
1 Transf. 230/69	0,09			0,10		

Tabla 4.38 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E San Juan de Manta 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.38 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.38 muestran un crecimiento de alrededor del 12% hasta el año 2015.

4.2.3.11 Subestación Refinería Del Pacífico.

La Refinería del Pacífico ingresará a operar con un esquema de barra principal y transferencia a 230 kV en el año 2014 con las siguientes bahías:

- 2 bahías de línea San Juan de Manta – Refinería del Pacífico
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.39 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito.

	2014			2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
B_RDP_230	0,22	1,96	4,79	0,26	1,96	4,31
L_SJM_RDP_2_1	0,11	0,18		0,13	0,18	
L_SJM_RDP_2_2	0,11	0,18		0,13	0,18	

Tabla 4.39 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Refinería del Pacífico 230 kV.

Los rangos de ajuste para la protección 50BF mostrados en la Tabla 4.39 no presenta una incremento a ser examinado.

Las corrientes máximas de cortocircuito utilizadas para los transformadores de corriente presentadas en la Tabla 4.39 muestran una disminución de alrededor del 10% hasta el año 2015.

4.2.3.12 Subestación Toachi Pilatón.

La subestación Toachi Pilatón se forma del seccionamiento de la línea Santo Domingo – Santa Rosa en el año 2015 debido al ingreso de nueva generación de energía proveniente de la Hidráulica Sarapullo y Toachi Pilatón con una potencia de aproximadamente 253 MW. La subestación Toachi Pilatón contará con 230 kV en un esquema de doble barra con un disyuntor las bahías a las que está conectado son:

- 2 bahías de línea Sta. Rosa – Toachi Pilatón
- 2 bahías de línea Toachi Pilatón – Sto. Domingo
- 1 bahía de línea Sarapullo – Toachi Pilatón
- 1bahía de generación Toachi Pilatón
- 1 bahía de acoplamiento

La Tabla 4.40 muestra el rango de corriente para el ajuste de la protección 50BF y la corriente máxima de cortocircuito utilizada para el análisis de los transformadores de corriente.

	2015		
	I. Máx. carga	I. Mín. C.C	I. Máx. C.C
	[kA]	[kA]	[kA]
B_TPL_230	1,30	2,49	12,32
L_SRS_TPL_2_1	0,40	1,83	
L_SRS_TPL_2_2	0,40	1,83	
L_SRP_TPL_2_1	0,10	6,09	
L_TPL_SDM_2_1	0,20	2,53	
L_TPL_SDM_2_2	0,20	2,53	

Tabla 4.40 Corrientes máxima carga, mínima de corto circuito y máxima de cortocircuito en la S/E Toachi Pilatón 230 kV.

4.3. ANALISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50BF.

Para la determinación del ajuste óptimo de la protección 50BF, se escoge el punto medio del rango de variación de la corriente establecida. En base al criterio se realiza el ajuste de la 50BF en el período establecido en la Zona Norte del sistema y cuyos resultados se presentan en el Anexo 2 al final del estudio.

En la actualidad los relés que se encuentran en las diferentes subestaciones de sistema son multifuncionales, es por esto que para calibrar la protección 50BF se utiliza la función específica es decir la función 50BF, en la cual se determinan las entradas y salidas a ser ajustadas. En resumen, se utiliza el software requerido por cada relé para su programación en el que se identifican las entradas, salidas y con el cual se simulan diferentes fallas. En las entradas se especifica el nivel de corriente obtenida en el estudio y en las salidas el disyuntor o disyuntores que deben operar para aislar la falla, para la verificación de mencionado ajuste se utilizan equipos adecuados que simulan corrientes que se encuentran dentro y fuera del rango de ajuste para provocar el disparo del relé, el mismo procedimiento se realiza con el temporizador de la 50BF.

De los resultados presentados en el Anexo 2 al final del estudio, se muestra que en la mayoría de casos el rango de ajuste de la protección 50BF se cumple; en la

Tabla 4.41, se destacan las bahías las cuales requerirían un ajuste del nivel de corriente en el período de estudio, debido a que los niveles de corriente no se encuentran dentro de los límites del rango establecido.

		RANGO / AJUSTE DE CORRIENTE PARA LA 50BF			
		2012	2013	2014	2015
		I	I	I	I
		[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
SUBESTACIÓN	BAHÍA				
IBARRA 138 kV	L_TBC_IBR_1_1	-	-	0,2 – 1,10	0,22 - 0,41
				0,65	0,32
	L_TBC_IBR_1_2	-	-	0,2 – 1,10	0,22 - 0,41
				0,65	0,32
CHONE 138 kV	L_CHN_DPR_1_1	0,19 – 0,17	0,15 - 0,58	0,17 - 0,58	0,18 - 0,58
		0,18	0,37	0,38	0,38
MONTECRISTI 138 kV	B_MNTC_138	0,31 – 1,30	0,34 - 1,46	1,13 - 1,47	1,14 - 1,43
		0,81	0,90	1,30	1,29
	L_SGR_MNTC_1_1	0,31 – 0,64	0,29 - 1,74	0,45 - 1,75	0,45 - 1,45
		0,48	1,02	1,10	0,95

Tabla 4. 41 Niveles de corriente para la 50BF de las bahías que requieren reajuste.

Como se muestra en la Tabla 4.41, la bahía de línea Tabacundo – Ibarra de la subestación Ibarra requerirá un ajuste (0,65 kA) en el año 2014 ya que el nivel de corriente se reduce (0,32 kA) debido al ingreso del patio de 230 kV de la subestación Tabacundo.

En el caso particular de la bahía de línea Chone - Daule Peripa, de la simulación se obtiene que el nivel de corriente de flujo de carga resulta ser mayor que la mínima corriente de cortocircuito debido a que en el año 2012 no se tiene generación en la barra de Chone, por lo tanto se escoge 0,18 kA para poder cumplir con el criterio de ajuste de líneas. Mientras que para el año 2013 los niveles de corriente crecen, obligando a realizar un reajuste (0,37 kA) que permanecerá constante hasta el año 2015.

Los niveles de corriente de la barra Montecristi presentan un incremento que afectan el ajuste de la 50BF a 1,30 kA para el año 2014. En cuanto a la línea San Gregorio - Montecristi se sugiere un ajuste ya que el límite inferior del rango de ajuste (0,45 kA) está muy cerca al ajuste establecido (0,48 kA) en el año 2012.

En cuanto a la determinación del tiempo de ajuste para la protección 50BF, se establece que el rango de tiempo para el temporizador (62) está entre los [250ms a 400ms], el valor escogido dependerá del tipo de equipo que posea la subestación como por ejemplo tipos de disyuntores, relés.

4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN DE LOS TC'S

Para definir posibles saturaciones en los transformadores de corriente, se realiza una comparación de los niveles de corriente nominal del TC con las máximas corrientes de cortocircuito obtenidas en las simulaciones hasta el año 2015. Para el efecto, se establece que los transformadores de corriente tanto en 138 kV y 230 kV del sistema presentan una corriente nominal de 1200 A, además que presentan una clase de precisión de 5P20[9]; esto implica que la máxima corriente que soportarían los transformadores de corriente sin que se produzca saturación en los mismos es de 24000 [A].

Los resultados obtenidos de la comparación establecen que en ninguna de las barras simuladas se obtiene una corriente que supere los 24 kA, sin embargo se observa que la barra de 230 kV de la subestación Santa Rosa es la única que presenta un nivel de corriente superior a 23 kA y que se aproximaría a el límite establecido de saturación.

		2012	2013	2014	2015
		I. Máx. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. C.C	I. Máx. C.C
		[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
STA. ROSA 230 kV					
	B_SRS_230	16,71	18,16	22,36	23,57

Tabla 4.42 Corriente de cortocircuito máxima en la barra 230 kV de la S/E Santa Rosa

CAPÍTULO 5

5.1. CONCLUSIONES.

- De acuerdo a los cambios topológicos simulados en la red tales como por ejemplo: ingreso de nuevas bahías de línea o generación, seccionamiento de líneas influye directamente en los niveles de corriente.
- Las variaciones en la corriente máxima de carga se dan debido al ingreso de centrales de generación al sistema de potencia debido a la demanda de carga.
- De acuerdo a los datos obtenidos a lo largo del período de estudio en la mayoría de subestaciones con sus respectivas bahías, el rango de ajuste de corriente para la protección falla disyuntor (50BF) no muestra variaciones a ser consideradas, por lo tanto no se requieren modificar el ajuste inicial dado en el año 2012 o el año de puesta en servicio.
- Las bahías que requerirían el ajuste de corriente para el disparo de la protección 50BF son: Tabacundo – Ibarra, Chone – Daule Peripa, San Gregorio – Montecristi y en la barra Montecristi.
- Los niveles de corriente máxima de cortocircuito durante el período de estudio presentan incrementos en casi todas las barras de la Zona Norte del S.N.T.; las barras que muestran un crecimiento mayor al cincuenta por ciento son: Tabacundo 138 kV, Pomasqui 230 kV, Riobamba 230 kV, Santo Domingo 230 kV/138 KV, Esmeraldas 138 kV, Montecristi 138 kV, a pesar de presentar dicho nivel de crecimiento en la corriente éstas no exceden el límite para que los tc's entren a la región de saturación.

- Durante el período de estudio, las subestaciones que no sufren un crecimiento mayor al diez por ciento en los niveles de corriente de cortocircuito máximos son las subestaciones Tulcán y Quinindé a 138 kV y las subestaciones que presentan hasta un quince por ciento de crecimiento son: Ibarra, Pucará y San Juan de Manta a 138 kV.
- De acuerdo a las simulaciones de cortocircuito máximo no se presentan saturaciones en los transformadores de corriente de la Zona Norte del S.N.T., sin embargo se observa que la única subestación que podría requerir un estudio de saturación de transformadores de corriente podría ser la Subestación Santa Rosa a 230 kV.
- La única subestación que sufre una disminución en los niveles de corriente de cortocircuito es la subestación Refinería de Pacífico.
- La mayoría de incrementos en los niveles de corriente de cortocircuito se presentan en el año 2014 como se muestran en las diferentes tablas del capítulo cuatro.

5.2. RECOMENDACIONES.

- En el presente estudio se han obtenido los ajustes de la protección 50BF, se recomienda verificar los ajustes de actuación de las protecciones principales ya que el sistema de protecciones debe estar correctamente coordinado; de tal manera que las protecciones de respaldo tengan un retraso en el tiempo y obtenganla segunda instancia de actuación y permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.
- Debido al ingreso del proyecto Coca Codo Sinclair programado para el año 2016 se recomienda realizar un estudio de los niveles de corriente que se

presentarían a partir de dicho año, ya que los flujos de potencia cambiarían.

- Aplicando el criterio de cortocircuito para examinar la saturación de los TC's, se obtienen las corrientes máximas que en la mayoría de simulaciones presentan incrementos de las mismas, por lo tanto se recomienda analizar el equipamiento relacionado a la influencia de mencionadas corrientes en las diferentes subestaciones por parte de CELEC – EP TRANSELECTRIC.
- A pesar de que los transformadores de corriente no tienen peligro de estar en la región de saturación se recomienda verificar el ajuste de los taps de los TC's de acuerdo a los niveles de corriente que se presentan en los diferentes años de estudio.

REFERENCIAS

- [1] C. O. E. S., Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistema de Protección del SEIN., 2008.
- [2] ELMORE. W., “Protective Relaying Theory and Applications”.
- [3] RAMÍREZ. S., “Protección de Sistemas Eléctricos”., Primera Edición ed., Universidad Nacional de Colombia Manizales..
- [4] NORMA 60044-1, ” Instrument transformers-Part 1.
- [5] NORMA C57.13-1993, “Requirements for Instrument Transformers”.
- [6] THOMPSON M., ALTUVE H., “Advances in Breaker – Failure Protection”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
- [7] KUNDUR P., “Power System Stability and Control”., EPRI POWER System Engineering Series., McGraw-Hill., 1993.
- [8] TRANSELECTRIC, “Plan de Expansión de Transmisión 2012-2021”.
- [9] TRANSELECTRIC, “Declaraciones de Parámetros y Límites Operativos.”, Diciembre 2011.
- [10] CENACE, Diagramas Unifilares del S.N.I., 2012.
- [11] TRANSELECTRIC, “Casos de Estudio Plan de Expansión de Transmisión 2012-2021”, Febrero 2012.

ANEXO 2

NIVEL DE CORRIENTE PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50BF.

		AJUSTE DE CORRIENTE PARA LA 50BF			
		2012	2013	2014	2015
		I	I	I	I
		[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
ZONA NORTE					
TULCAN 138 Kv					
	B_TLC_138	0,48	0,49	0,47	0,49
	L_IBR_TLC_1_1	0,08	0,09	0,09	0,09
IBARRA 138 kV		-	-	-	-
	B_IBR_138	0,83	0,83	0,82	0,84
	L_IBR_TLC_1_1	0,55	0,56	0,53	0,57
	L_PMQ_IBR_1_1	0,32	0,34	-	-
	L_PMQ_IBR_1_2	0,32	0,34	-	-
	L_TBC_IBR_1_1	-	-	0,65	0,32
	L_TBC_IBR_1_2	-	-	0,65	0,32
TABACUNDO 138 kV		-	-	-	-
	B_TBC_138	-	-	1,00	0,84
	L_TBC_IBR_1_1	-	-	0,69	0,94
	L_TBC_IBR_1_2	-	-	0,68	0,94
	L_PMQ_TBC_1_1	-	-	0,28	0,54
	L_SAN_TBC_1_1	-	-	0,39	0,70
TABACUNDO 230 kV		-	-	-	-
	B_TBC_230	-	-	-	1,01
	L_JMN_TBC	-	-	-	0,32
	L_PMQ_TBC	-	-	-	0,28
POMASQUI 138 kV		-	-	-	-
	B_PMQ_138	1,07	1,23	1,22	1,22
	L_PMQ_PQT_1_1	3,34	3,88	3,68	4,22
	L_SE19_PMQ_1_1	1,39	1,59	1,67	1,80
	L_PMQ_IBR_1_1	0,78	0,83	-	-
	L_PMQ_IBR_1_2	0,78	0,83	-	-
	L_VCN_PMQ_1_1	1,09	1,20	-	-

	L_VCN_PMQ_1_2	1,09	-	-	-
	L_PMQ_ZMB_1_1	-	2,14	2,19	2,37
	L_PMQ_TBC_1_1	-	-	0,98	0,90
	L_PMQ_SAN_1_1	-	-	2,84	2,84
	L_CRS_PMQ_1_1	-	-	1,27	1,35
POMASQUI 230 kV		-	-	-	-
	B_PMQ_230	1,35	1,47	1,49	1,51
	L_SRS_PMQ_2_1	0,71	0,60	0,64	0,73
	L_SRS_PMQ_2_2	0,71	0,60	0,64	0,73
	L_JMN_PMQ	0,36	0,39	0,39	0,40
	L_ING_PMQ_2_1	-	1,03	1,08	1,15
	L_ING_PMQ_2_2	-	1,03	1,08	1,15
	L_PMQ_TBC	-	-	-	0,42
VICENTINA 138 kV		-	-	-	-
	B_VCN_138	0,96	0,96	0,95	0,96
	L_CNCT_VCN_1_1	1,92	1,99	2,24	2,43
	L_VCN_GNG_1_1	2,69	2,76	3,13	3,23
	L_VCN_PMQ_1_1	0,84	0,76	-	-
	L_MLL_VCN_1_1	0,77	0,76	-	-
	L_VCN_PMQ_1_2	0,84	-	-	-
	L_VCN_ZMB_1_1	-	1,75	2,00	-
	L_SRS_VCN_1_1	-	-	0,82	1,00
	L_VCN_CRS_1_1	-	-	1,45	1,58
	L_VCN_CMBY_1_1	-	-	-	2,09
STA. ROSA 230 kV		-	-	-	-
	B_SRS_230	1,72	1,64	1,66	1,50
	L_SRS_PMQ_2_1	1,00	0,75	0,88	0,94
	L_SRS_PMQ_2_2	1,00	0,75	0,88	0,94
	L_SRS_TTR_2_1	0,85	0,86	0,85	0,77
	L_SRS_TTR_2_2	0,85	0,86	0,85	0,77
	L_SDM_SRS_2_1	0,78	0,88	1,53	-
	L_SDM_SRS_2_2	0,78	0,88	1,53	-
	L_SRS_ING_2_1	-	1,24	1,36	1,37
	L_SRS_ING_2_2	-	1,24	1,36	1,37
	L_SRS_TPL_2_1	-	-	-	1,18
	L_SRS_TPL_2_2	-	-	-	1,18

STA. ROSA 138 kV		-	-	-	-
	B_SRS_138	1,83	1,69	1,67	1,73
	L_SRS_SAL_1_1	1,29	1,28	1,37	1,41
	L_SRS_CNCT_1_1	2,54	2,58	2,73	2,88
	L_SRS_ADL_1_1	5,20	5,31	6,43	-
	L_SRS_ECR_1_1	1,40	1,24	-	-
	L_SRS_ING_1_1	-	-	1,36	1,46
	L_SRS_VCN_1_1	-	-	1,62	1,73
	L_MLL_SRS_1_1	-	-	1,00	0,97
	L_SRS_ALN_1_1	-	-	2,11	2,25
	L_SRS_MCH_1_1	-	-	3,20	3,33
	L_SRS_EES_1_1	-	-	-	3,55
MULALO 138 kV					
	B_MLL_138	0,70	0,76	0,79	0,79
	L_MLL_PCR_1_1	0,82	0,91	1,09	0,99
	L_MLL_VCN_1_1	0,53	0,53	-	-
	L_MLL_SRS_1_1	-	-	0,56	0,52
PUCARA 138 kV					
	B_PCR_138	1,05	1,13	1,12	1,05
	L_MLL_PCR_1_1	0,97	1,13	1,12	1,09
	L_PCR_AMB_1_1	0,59	0,62	0,71	0,69
AMBATO 138 kV					
	B_AMB_138	0,79	0,84	0,86	0,86
	L_PCR_AMB_1_1	1,24	1,40	1,42	1,40
	L_TTR_AMB_1_1	0,69	0,70	0,78	0,76
TOTORAS 230 kV					
	B_TTR_230	1,21	1,26	1,30	1,28
	L_SRS_TTR_2_1	0,86	0,86	0,84	0,74
	L_SRS_TTR_2_2	0,86	0,86	0,84	0,74
	L_SFR_TTR_2_1	1,06	0,86	1,22	1,26
	L_SFR_TTR_2_2	1,06	0,86	1,22	1,26
	L_MLN_TTR_2_1	0,57	0,58	-	-
	L_TTR_RBM_2_1	1,35	1,40	-	-
	L_TTR_URB_2_1	-	-	0,96	0,93
	L_TTR_URB_2_2	-	-	0,96	0,93
TOTORAS 138 kV		-	-	-	-
	B_TTR_138	0,87	0,93	0,94	0,93

	L_TTR_AMB_1_1	2,39	3,05	3,23	3,25
	L_TTR_BÑS_1_1	0,95	1,13	1,19	0,85
	L_TTR_BÑS_1_2	0,95	1,13	1,19	0,85
EL INGA 230 kV		-	-	-	-
	B_ING_230	-	1,24	1,28	1,33
	L_ING_PMQ_2_1	-	0,84	1,00	1,29
	L_ING_PMQ_2_2	-	0,84	1,00	1,29
	L_SRS_ING_2_1	-	0,66	0,72	0,93
	L_SRS_ING_2_2	-	0,66	0,72	0,93
	L_ING_URB_3_1	-	-	-	0,85
EL INGA 138 kV		-	-	-	-
	B_ING_138	-	0,86	0,89	0,92
	L_ALN_ING_1_1	-	2,39	2,49	2,78
	L_ING_RCP_1_1	-	2,71	3,15	3,32
	L_ING_TBB_1_1	-	2,17	2,43	2,48
	L_SRS_ING_1_1	-	-	0,80	0,91
COCA CODO S 230 kV		-	-	-	-
	B_CCS_230	-	-	-	0,84
	L_CCS_LAG_2_1	-	-	-	0,54
	L_CCS_LAG_2_2	-	-	-	0,54
RIOBAMBA 230 kV		-	-	-	-
	B_RBM_230	1,10	1,11	1,43	1,23
	L_TTR_RBM_2_1	0,69	0,70	-	-
	L_MLN_RBM_2_1	0,60	0,61	-	-
	L_URB_RBM_2_1	-	-	0,80	0,78
	L_TDY_RBM_2_1	-	-	0,57	0,67
ZONA NORORIENTE.		-	-	-	-
BAÑOS 138 kV		-	-	-	-
	B_BÑS_138	0,77	0,77	0,78	0,78
	L_TTR_BÑS_1_1	0,70	0,74	0,84	1,22
	L_TTR_BÑS_1_2	0,70	0,74	0,84	1,22
	L_AGY_BÑS_1_2	1,07	1,26	1,43	1,45
	L_AGY_BÑS_1_1	1,07	1,26	1,43	1,45
	L_BÑS_TPO_1_1	1,14	1,19	1,27	1,31
TOPO 138 kV		-	-	-	-
	B_TPO_138	0,63	0,65	0,80	0,83

	L_BÑS_TPO_1_1	0,12	0,15	0,40	0,42
	L_TPO_PYO_1_1	0,74	0,77	0,97	0,97
	L_TPO_TPO_1_1	-	-	1,34	0,37
PUYO 138 kV		-	-	-	-
	B_PYO_138	0,53	0,54	0,58	0,59
	L_TPO_PYO_1_1	0,13	0,15	0,15	0,16
	L_PYO_TNA_1_1	0,42	0,43	0,46	0,48
TENA 138 kV		-	-	-	-
	B_TNA_138	0,42	0,43	0,45	0,45
	L_PYO_TNA_1_1	0,12	0,14	0,14	0,16
	L_TNA_LMJ_1_1	0,41	0,41	0,43	0,46
FRC. ORELLANA 138 kV		-	-	-	-
	B_CCA_138	0,33	0,36	0,37	0,39
	L_LMJ_CCA_1_1	0,14	0,18	0,18	0,30
LAGO AGRIO 230 kV		-	-	-	-
	B_LAG_230	-	-	-	0,91
	L_CCS_LAG_2_1	-	-	-	0,46
	L_CCS_LAG_2_2	-	-	-	0,46
ZONA NOROCCIDENTE		-	-	-	-
STO. DOMINGO 230 kV		-	-	-	-
	B_SDM_230	1,20	1,22	1,27	1,30
	L_SDM_QVD_2_1	0,63	0,70	0,77	0,72
	L_SDM_BBA_2_1	0,93	1,02	1,15	1,11
	L_SDM_SRS_2_1	0,64	0,76	1,13	-
	L_SDM_SRS_2_2	0,64	0,76	1,13	-
	L_TPL_SDM_2_1	-	-	-	1,27
	L_TPL_SDM_2_2	-	-	-	1,27
	L_SDM_ESM_2_1	-	-	-	0,57
	L_SDM_ESM_2_2	-	-	-	0,57
STO. DOMINGO 138 kV		-	-	-	-
	B_SDM_138	1,28	1,05	1,07	1,12
	L_SDM_ESM_1_1	0,36	0,39	0,40	0,33
	L_SDM_ESM_1_2	0,36	0,39	-	-
	L_SDM_QNN_1_1	-	-	0,64	0,61
ESMERALDAS 138 kV		-	-	-	-
	B_ESM_138	0,90	0,82	0,84	1,02

	L_SDM_ESM_1_1	0,31	0,33	0,33	0,35
	L_SDM_ESM_1_2	0,31	0,33	-	-
	L_QNN_ESM_1_1	-	-	0,57	0,66
ESMERALDAS 230 kV		-	-	-	-
	B_ESM_230	-	-	-	1,20
	L_SDM_ESM_2_1	-	-	-	0,47
	L_SDM_ESM_2_2	-	-	-	0,47
QUININDE 138 kV		-	-	-	-
	B_QNN_138	-	-	0,66	0,68
	L_QNN_ESM_1_1	-	-	0,50	0,45
	L_SDM_QNN_1_1	-	-	0,42	0,41
CHONE 138 kV		-	-	-	-
	B_CHN_138	0,60	0,68	0,69	0,69
	L_CHN_SVR_1_1	0,59	0,72	0,72	0,73
	L_CHN_DPR_1_1	0,18	0,37	0,38	0,38
BABA 230 kV		-	-	-	-
	B_BBA_230	1,28	1,39	1,45	1,27
	L_SDM_BBA_2_1	0,69	0,84	0,89	0,80
	L_BBA_QVD_2_1	0,65	0,79	0,85	0,80
QUEVEDO 230 kV		-	-	-	-
	B_QVD_230	1,23	1,23	1,28	1,30
	L_BBA_QVD_2_1	1,29	1,37	1,54	1,46
	L_QVD_SGR_2_1	0,69	0,35	0,79	0,81
	L_QVD_SGR_2_2	0,77	0,66	0,79	0,81
	L_SDM_QVD_2_1	0,68	0,78	0,84	0,74
	L_QVD_PSC_2_1	0,61	0,59	0,61	-
	L_QVD_PSC_2_2	0,61	0,59	0,61	-
	L_URB_QVD_2_1	-	-	0,70	0,65
	L_URB_QVD_2_2	-	-	0,70	0,65
	L_QVD_CHR_2_1	-	-	-	0,62
	L_QVD_CHR_2_2	-	-	-	0,62
QUEVEDO 138 kV		-	-	-	-
	B_QVD_138	0,97	0,93	0,97	0,99
	L_QVD_DPR_1_1	0,76	0,82	0,85	0,85
	L_QVD_DPR_1_2	0,76	0,64	0,85	0,85
PORTOVIEJO 138 kV		-	-	-	-

	B_PRT_138	0,94	1,00	1,02	1,03
	L_DPR_PRT_1_1	0,44	0,45	0,46	0,46
	L_DPR_PRT_1_2	0,44	0,45	0,46	0,46
	L_SGR_PRT_1_1	0,73	0,90	0,95	0,96
SAN GREGORIO 230 kV		-	-	-	-
	B_SGR_230	1,13	1,09	1,12	1,12
	L_QVD_SGR_2_1	0,30	0,65	0,78	0,43
	L_QVD_SGR_2_2	0,30	0,34	0,42	0,43
	L_SGR_SJM_2_1	-	-	1,03	1,04
	L_SGR_SJM_2_2	-	-	1,03	1,04
SAN GREGORIO 138 kV		-	-	-	-
	B_SGR_138	0,93	0,81	0,83	0,82
	L_SGR_PRT_1_1	1,46	1,97	2,10	2,01
	L_SGR_MNTC_1_1	1,14	1,15	1,27	1,29
MONTECRISTI 138 kV		-	-	-	-
	B_MNTC_138	0,81	0,90	1,30	1,29
	L_SGR_MNTC_1_1	0,48	1,02	1,10	0,95
	L_JRM_MNTC_1_1	-	1,59	1,60	1,34
SAN JUAN DE MANTA 230 kV		-	-	-	-
	B_SJM_230	-	-	1,05	1,06
	L_SGR_SJM_2_1	-	-	0,18	0,20
	L_SGR_SJM_2_2	-	-	0,18	0,20
	L_SJM_RDP_2_1	-	-	0,98	0,99
	L_SJM_RDP_2_2	-	-	0,98	0,99
REFINERÍA DEL PACIFICO 230 kV		-	-	-	-
	B_RDP_230	-	-	1,09	1,11
	L_SJM_RDP_2_1	-	-	0,15	0,16
	L_SJM_RDP_2_2	-	-	0,15	0,16
TOACHI PILATON 230 kV		-	-	-	-
	B_TPL_230	-	-	-	1,90
	L_SRS_TPL_2_1	-	-	-	1,12
	L_SRS_TPL_2_2	-	-	-	1,12
	L_SRP_TPL_2_1	-	-	-	3,10
	L_TPL_SDM_2_1	-	-	-	1,37
	L_TPL_SDM_2_2	-	-	-	1,37