

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**VALIDACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES
DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE DE LA
ZONA NORTE DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSMISIÓN**

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

KLEBER ABELARDO AUZ TORRES

LUIS ENRIQUE MUYULEMA MACHADO

DIRECTOR: ING. LUIS RUALES CORRALES

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres Miguel y Lupita quienes me han brindado su apoyo, desde el comienzo de mi vida, por su esfuerzo y comprensión.

A mi hermano Luigi por su apoyo incondicional sin el cual no habría podido culminar esta carrera.

**Al departamento de Explotación de
TRANSELECTRIC, por el apoyo brindado para la
culminación de la Tesis, y un agradecimiento especial
para el Ing. Luis Ruales por su dirección tan
acertada**

Kleber Auz Torres

DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado a mis padres y a mi hermano, por su apoyo moral y por todos sus sacrificios y a todos mis amigos que me han apoyado para la culminación de este Proyecto

Kleber Auz Torres

DECLARACIÓN

Yo, Kleber Abelardo Auz Torres y Luis Enrique Muyulema Machado declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que se han consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo según lo establecido por la ley de propiedad intelectual por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Kleber Auz Torres

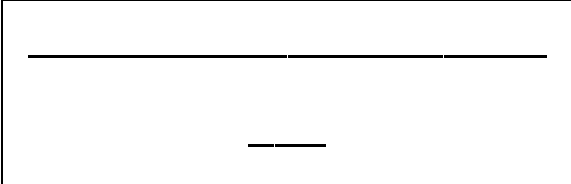
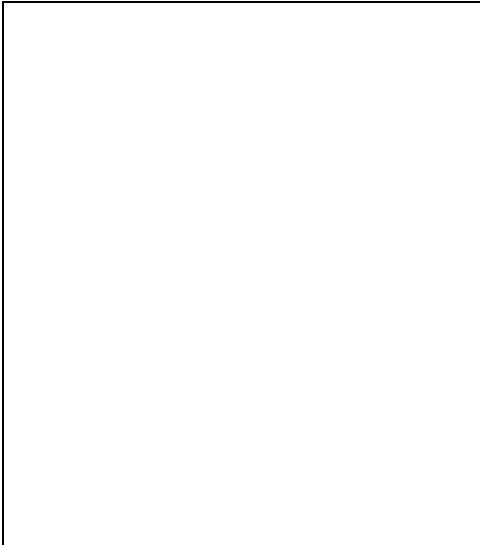
Luis

Muyulema Machado

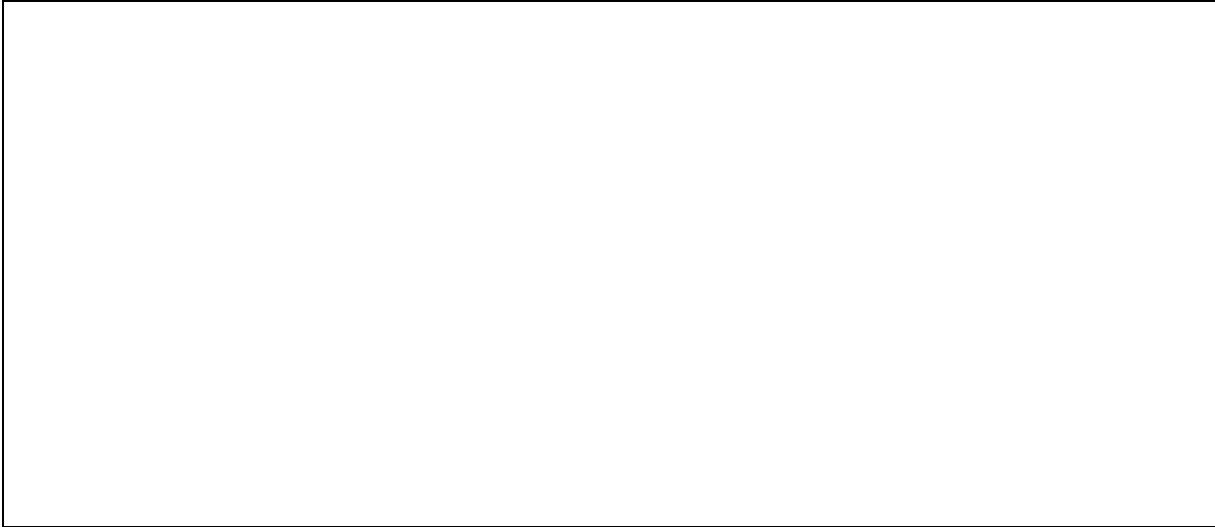
CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado en su totalidad por los señores Kleber Abelardo Auz Torres y Luis Enrique Muyulema Machado, bajo mi supervisión.

--



Ing. Luis Ruales
Corrales
DIRECTOR DEL
PROYECTO



AGRADECIMIENTO

En primer lugar quiero agradecer a Dios por la vida y salud necesaria para seguir hacia adelante.

Agradezco a mis padres por el esfuerzo, comprensión y apoyo incondicional ya que gracias a sus acertados consejos he logrado culminar una etapa más de mi vida.

A mis hermanos por su confianza y apoyo, ya que en los momentos difíciles siempre supieron darme su apoyo.

Un reconocimiento especial al departamento de Explotación de TRANSELECTRIC por la oportunidad brindada para el desarrollo y culminación de la Tesis así como también al Ing. Luis Ruales por su acertada dirección.

Luis Muyulema Machado

DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado a mis padres José y Juana así como a mis hermanos Nikole, Virginia, Edisón y Milton, por su apoyo moral y por todos sus sacrificios.

A todos mis amigos con quienes he pasado momentos agradables así como también a una persona muy especial Sylvia.

Luis Muyulema Machado

CONTENIDO

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN		1
1.1.1 LOCALIZACIÓN DE LA LÍNEA A SECCIONARSE	4	
1.2 OBJETIVO GENERAL		4 1.3
OBJETIVO ESPECÍFICO		4
1.4 JUSTIFICACIÓN		5
1.5 ALCANCE		6

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 CONCEPTOS GENERALES		7
2.1.1 GENERALIDADES DE LOS CORTOCIRCUITOS	7	
2.1.1.1 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO		8
2.1.1.2 CORTOCIRCUITO BIPOLAR SIN Y CON CONTACTO A TIERRA		8
2.1.1.3 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO		8
2.1.1.4 COMPONENTES SIMÉTRICAS		9
2.1.2 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN		10
2.1.3 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN		11
2.1.3.1 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN	12	
2.1.3.1.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	12	
2.1.3.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	13	
2.1.3.2 RELÉS	13	
2.1.3.3 DISYUNTOR		14
2.2.3.4 CIRCUITO DE CONTROL	14	
2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES EXISTENTES EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (S.N.T.)		14
2.2.1 PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE 230 kV y 138 kV DEL S.N.T	14	

2.2.1.1 IMPEDANCIA VISTA POR EL RELÉ DE DISTANCIA	15	
2.2.1.1.1 UNIDADES DE FASE	15	
2.2.1.1.2 UNIDADES DE FALLA A TIERRA	16	
2.2.1.2 PROTECCIÓN PRIMARIA	17	
2.2.1.3 PROTECCIÓN SECUNDARIA	18	
2.2.1.4 TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA		22
2.2.1.5 TIPOS DE RELÉS DE DISTANCIA	23	
2.2.1.6 PROTECCIÓN DE L/T CON RELÉS DE SOBRECORRIENTE		29
2.2.1.6.1 AJUSTES DE LAS UNIDADES INSTANTÁNEAS	29	
2.2.1.7 EFECTO DE FUENTES INTERMEDIAS EN RELÉS DE DISTANCIA (INFEED)		30
2.2.1.8 EFECTO DE LA RESISTENCIA DE ARCO	31	
2.2.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	32	
2.2.2.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL	33	
2.2.2.2 RELÉ DE PRESIÓN	33	
2.2.2.3 RELÉ DE TEMPERATURA O TÉRMICO	33	
2.2.2.4 RELÉ BUCHHOLZ	33	
2.2.2.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	34	

CAPITULO III

VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

3.1 INFORMACIÓN PRELIMINAR	36
3.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA Y GENERACIÓN	36
3.2 PROPUESTA DE CALIBRACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PÓMASQUI IBARRA Y POMASQUI VICENTINA	37
3.2.1 DETERMINACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL	38
3.2.1.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL VALOR DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	38
3.2.2 CALIBRACIONES DE LOS RELÉS DE DISTANCIA	40
3.2.2.1 ALCANCE RESISTIVO	40
3.2.2.1.1 CÁLCULO DEL ALCANCE RESISTIVO	41
3.2.2.2 ALCANCE DE LAS ZONAS (REACTANCIA)	42
3.2.2.2.1 CALIBRACIÓN DEL RELÉ UBICADO EN LA	

SUBESTACIÓN VICENTINA QUE MIRA FALLAS HACIA POMASQUI	42
3.3 VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE MEDIANTE EL PROGRAMA POWER_FACTORY DE DIGSILENT	44
3.3.1. PROCEDIMIENTO PARA LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE UBICADAS EN LOS TRANSFORMADORES, CON LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA UBICADAS EN LAS L/T	45
3.3.1.1 METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA Y DE SOBRECORRIENTE	46
3.3.1.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA	48
3.3.1.3 SIMULACIÓN DE CALIBRACIONES RECOMENDADAS	60
3.3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ENTRE PROTECCIONES DE DISTANCIA INSTALADAS EN LAS L/T .	62
3.3.2.1 FALLA TRIFÁSICA EN LA LÍNEA STA ROSA POMASQUI AL 3.5 % DESDE SANTA ROSA CON UNA RESISTENCIA DE FALLA A TIERRA DE 4.5 OHM PARA A.H. Y DEMANDA MÁXIMA	64

RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA FASE FASE.

PROTECCIONES PRIMARIAS A 230 kV	80
PROTECCIONES PRIMARIAS A 138 kV	83
PROTECCIONES SECUNDARIAS A 230 kV	85
PROTECCIONES SECUNDARIA A 138 kV	87
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE FASE FASE PARA LA LÍNEA AMBATO TOTORAS	92
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE FASE TIERRA PARA LA LINEA AMBATO TOTORAS	93

RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA FASE TIERRA

PROTECCIONES PRIMARIAS A 230 kV	94
PROTECCIONES PRIMARIAS A 138 kV	97
PROTECCIONES SECUNDARIAS A 230 kV	99
PROTECCIONES SECUNDARIA A 138 kV	101

CAPITULO IV

PLAN DE CONTINGENCIAS ANTE EL DISPARO DE ELEMENTOS PERTENECIENTES A LA PARTE NORTE DEL S.N.T

4.1 ANTECEDENTES	106
4.2 OBJETIVO	106
4.3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL SISTEMA	107
4.4 TIPOS DE CONTINGENCIAS.	109
4.5 COORDINACIÓN DEL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA	110
4.6 CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA	112
4.7.4 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	121
4.7.1 EJEMPLO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	122
4.8 ANÁLISIS DE FLUJOS PARA ALTA HIDROLOGÍA	131
4.8.1 RECOMENDACIONES PARA ESTA CONTINGENCIA	132
RECOMENDACIONES PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS PARA ALTA HIDROLOGÍA	133
RECOMENDACIONES PARA DISTINTAS CONTINGENCIAS PARA BAJA HIDROLOGÍA	139

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	144
--------------------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	151
--------------	-----

RESUMEN

El presente estudio contempla el análisis, la verificación y la adecuada coordinación de las protecciones de distancia y las protecciones de sobrecorriente, ubicadas en las líneas de transmisión y en los transformadores respectivamente, así como también entre los relés de distancia, utilizando la modelación de las protecciones mediante el programa DigSilent de Power Factory (Versión 13.1) a través de las simulaciones obtenida, tanto en líneas de 230 kV y 138 kV que conforman el Sistema Nacional de Transmisión.

Todo este estudio se realiza con el seccionamiento de la línea de transmisión Vicentina - Ibarra en la subestación Pomasqui a nivel 138 kV, quedando una longitud para las líneas Vicentina - Pomasqui de 21 km y para la línea Pomasqui - Ibarra de 59 km.

A su vez se sugiere la calibración para los relés de distancia a instalarse en la subestación Pomasqui tanto hacia Ibarra como hacia Vicentina.

Además se realiza un análisis de contingencias ante la apertura de líneas y transformadoras, sugiriendo las posibles soluciones ante sobrecargas en transformadores, líneas, y generadores, además se controla que los niveles de voltaje se encuentren dentro de los parámetros de operación normal.

REGISTRO DE FALLA MONOFÁSICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE UBICADA EN POMASQUI CON LA PROTECCIONES DE DISTANCIA UBICADAS EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA CON RESISTENCIA DE FALLA DE CERO OHMS PARA A.H.N.

Tabla

3.7

FALLA MONOFÁSICA EN LA BARRA DE 138 kV DE LA S/E POMÁSQUÍ									
Condiciones De Falla	Demanda Máxima					Demanda Máxima			
	Localización	Protección de Distancia			Zona que Opera	Protección de sobrecorriente Pomasqui 52 - 2U2		Protección de Distancia Zapp	
		Zapp				I Falla (A)	T op (seg)	Zapp	
		Magnitud (ohm)	Ángulo(°)					Magnitud (ohm)	Ángulo (°)
Normales	Sta Rosa – Pom	60.316	80.82	3	2176.172	1.752	62.782	89.29	
	Tot - Sta Rosa	197.275	83.26	No opera	2176.172	1.752	186.878	83.28	
Abierto un Circuito Sta Rosa – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	44.535	88.07	3	1860.631	2.134	46.220	88.54	
	Tot - Sta Rosa	220.026	82.65	No opera	1860.631	2.134	206.673	82.66	
Abierto un Circuito Sta Rosa – Totoras	Sta Rosa – Pom	61.129	88.96	3	2094.413	1.818	63.861	89.47	
	Tot - Sta Rosa	150.370	83.14	No opera	2094.413	1.818	142.137	83.18	
Abierto un Circuito Pom – Sta Rosa y Tot - Sta Rosa	Sta Rosa – Pom	45.086	82.20	3	1802.643	2.255	46.958	88.72	
	Tot - Sta Rosa	164.535	82.61	No opera	1802.643	2.255	154.164	82.65	
Abierto un Circuito Jamondino – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	56.177	88.23	3	2029.351	1.879	48.273	86.97	
	Tot - Sta Rosa	190.345	83.16	No opera	2029.351	1.879	162.485	82.82	
Sin la interconexión Jamondino	Sta Rosa – Pom	48.320	87.00	3	1707.051	2.490	57.794	88.54	
	Tot - Sta Rosa	175.222	82.93	No opera	1707.051	2.490	179.220	83.14	

Zapp = Impedancia aparente que mira el relé de distancia ubicado en Santa Rosa expresado en ohmios primarios.

I de Falla = Magnitud de corriente que circula en el transformador de 138 kV de la subestación de Pomasqui expresada en amperios rms.

Top = Tiempo que se demora en operar el relé de sobrecorriente.

El tiempo de apertura de la zona tres del relé de distancia es de 1000 ms

REGISTRO DE FALLA MONOFÁSICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE UBICADA EN POMÁSQUÍ CON LA PROTECCIONES DE DISTANCIA UBICADAS EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA CON RESISTENCIA DE FALLA DE CERO PARA B.H.N.

Tabla

3.8

FALLA MONOFASICA EN LA BARRA DE 138 kV DE LA S/E POMÁSQUÍ			
	Demanda Máxima		
	Protección de Distancia	Protección	

Condiciones De Falla	Localización	Zapp		Zona que Opera	de sobrecorriente Pomasqui 52 - 2U2		Zapp	
		Magnitud (ohm)	Ángulo(°)		I Falla (A)	T op (seg)	Magnitud (ohm)	Ángulo (°)
Normales	Sta Rosa – Pom	60.803	88.89	3	2141.236	1.779	64.021	89.03
	Tot - Sta Rosa	162.289	83.71	No opera	2141.236	1.779	163.407	84.10
Abierto un Circuito Sta Rosa – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	44.861	88.13	3	1835.813	2.184	47.000	88.58
	Tot - Sta Rosa	185.111	82.98	No opera	1835.813	2.184	185.203	88.30
Abierto un Circuito Sta Rosa – Totoras	Sta Rosa – Pom	61.679	89.03	3	2591.283	1.849	65.074	89.47
	Tot - Sta Rosa	127.094	83.41	No opera	2591.283	1.849	127.162	83.71
Abierto un Circuito Pom – Sta Rosa y Tot - Sta Rosa	Sta Rosa – Pom	45.455	88.27	3	1777.585	2.302	47.709	88.73
	Tot - Sta Rosa	141.789	82.79	No opera	1777.585	2.302	141.028	83.12
Abierto un Circuito Jamondino – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	56.505	88.28	3	1992.551	1.920	58.715	88.56
	Tot - Sta Rosa	157.255	83.59	No opera	1992.551	1.920	157.741	83.85
Sin la interconexión Jamondino	Sta Rosa – Pom	48.350	87.01	3	1665.251	2.609	48.737	86.94
	Tot - Sta Rosa	146.532	83.31	No opera	1665.251	2.609	144.656	83.49

Zapp = Impedancia aparente que mira el relé de distancia ubicado en Santa Rosa expresado en ohmios primarios.

I de Falla = Magnitud de corriente que circula en el transformador de 138 kV de la subestación de Pomasqui expresada en amperios rms.

Top = Tiempo que se demora en operar el relé de sobrecorriente

El tiempo de apertura de la zona tres del relé de distancia es de 1000 ms

REGISTRO DE FALLA TRIFASICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE UBICADA EN POMASQUI CON LA PROTECCIONES DE DISTANCIA UBICADAS EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA CON RESISTENCIA DE FALLA DE CERO PARA A.H.N.

Tabla

3.9

FALLA TRIFASICA EN LA BARRA DE 138 kV DE LA S/E POMASQUI										
Condiciones De Falla	Demanda Máxima									
	Localización	Protección de Distancia			Zona que Opera	Protección de sobrecorriente Pomasqui 52 - 2U2		Protección de Distancia		
		Zapp		Magnitud (ohm)		Ángulo (°)	I Falla (A)	T op (seg)	Zapp	
		Magnitud (ohm)	Ángulo(°)						Magnitud (ohm)	Ángulo (°)
Normales	Sta Rosa – Pom	95.999	91.22	3	19	50.141	1.978	106.020	92.67	
	Tot - Sta Rosa	150.955	83.82	No opera	1950.141	1.978	143.478	83.79		
Abierto un Circuito Sta Rosa – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	64.635	90.37	3	1759.528	2.360	70.857	91.78		
	Tot - Sta Rosa	161.731	83.21	No opera	1759.528	2.360	152.186	83.16		
Abierto un Circuito Sta Rosa – Totoras	Sta Rosa – Pom	100.168	91.64	3	1861.086	2.134	112.350	93.36		
	Tot - Sta Rosa	116.577	83.58	No opera	1861.086	2.134	110.752	83.57		
Abierto un Circuito Pom – Sta Rosa y Tot - Sta Rosa	Sta Rosa – Pom	67.255	90.72	3	1690.145	2.537	74.788	92.46		
	Tot - Sta Rosa	123.215	83.07	No opera	1690.145	2.537	116.067	83.05		
Abierto un Circuito	Sta Rosa – Pom	84.037	90.00	3	1801.823	2.257	89.721	90.88		

Jamondino - Pomasqui	Tot - Sta Rosa	145.793	83.68	No opera	1801.823	2.257	137.648	83.61
Sin la interconexión	Sta Rosa – Pom	63.724	87.76	3	1464.215	3.398	63.724	87.76
	Tot - Sta Rosa	134.830	83.36	No opera	1464.215	3.398	125.726	83.18

Zapp = Impedancia aparente que mira el relé de distancia ubicado en Santa Rosa expresado en ohmios primarios.

I de Falla = Magnitud de corriente que circula en el transformador de 138 kV de la subestación de Pomasqui expresada en amperios rms.

Top = Tiempo que se demora en operar el relé de sobrecorriente.

El tiempo de apertura de la zona tres del relé de distancia es de 1000 ms

REGISTRO DE FALLA TRIFASICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE UBICADA EN POMASQUI CON LA PROTECCIONES DE DISTANCIA UBICADAS EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA CON RESISTENCIA DE FALLA DE CERO PARA B.H.N.

Tabla 3.10

FALLA TRIFASICA EN LA BARRA DE 138 kV DE LA S/E POMASQUÍ										
Condiciones De Falla	Demanda Máxima						Demanda			
	Localización	Protección de Distancia			Zona que Opera	Protección de sobrecorriente Pomasqui 52 - 2U2		Protección de Distancia		
		Zapp		Magnitud (ohm)		Ángulo(°)	I Falla (A)	T op (seg)	Zapp	
		Magnitud (ohm)	Ángulo(°)						Magnitud (ohm)	Ángulo (°)
Normales	Sta Rosa – Pom	97.703	91.36	3	1911.815	2.041	107.665	92.65		
	Tot - Sta Rosa	148.578	84.00	No opera	1911.815	2.041	150.625	84.36		
Abierto un Circuito Sta Rosa – Pomasqui	Sta Rosa – Pom	65.787	90.51	3	1728.035	2.434	71.911	91.77		
	Tot - Sta Rosa	158.819	83.40	No opera	1728.035	2.434	60.061	83.76		
Abierto un Circuito Sta Rosa – Totoras	Sta Rosa – Pom	102.245	91.79	3	1823.200	2.210	113.243	93.17		
	Tot - Sta Rosa	114.839	83.74	No opera	1823.200	2.210	115.518	84.06		
Abierto un Circuito Pom – Sta Rosa y Tot - Sta Rosa	Sta Rosa – Pom	68.537	90.95	3	1660.612	2.622	75.293	92.30		
	Tot - Sta Rosa	121.107	83.25	No opera	1660.612	2.622	121.206	83.50		
Abierto un Circuito Jamondino - Pomasqui	Sta Rosa – Pom	85.016	90.08	3	1761.700	2.350	90.599	90.85		
	Tot - Sta Rosa	143.412	83.86	No opera	1761.700	2.350	144.440	89.16		
Sin la interconexión Jamondino	Sta Rosa – Pom	63.724	87.76	3	1418.990	3.863	68.724	87.76		
	Tot - Sta Rosa	132.360	83.52	No opera	1418.990	3.863	131.354	83.70		

Zapp = Impedancia aparente que mira el relé de distancia ubicado en Santa Rosa expresado en ohmios primarios.

I de Falla = Magnitud de corriente que circula en el transformador de 138 kV de la subestación de Pomasqui expresada en amperios rms.

Top = Tiempo que se demora en operar el relé de sobrecorriente.

El tiempo de apertura de la zona tres del relé de distancia es de 1000 ms

De los resultados de las tablas presentadas anteriormente se observa que para el relé ubicado en Santa Rosa que mira fallas hacia Pomasqui esta operando en su tercera zona y a su vez el tiempo de operación de este relé es cercano al tiempo de operación del relé de sobrecorriente por lo que no existe una adecuada coordinación entre estos dos relés.

Para que exista una mejor coordinación entre estos dos relés se sugiere disminuir el alcance de la zona tres del relé de distancia ubicado en la subestación Santa Rosa quedando con una reactancia igual a 6.610 ohmios secundarios tanto para relés fases-fase como para fase- tierra, evitando una apertura innecesaria de la línea ante fallas en la barra de 138 kV del transformador ATU de la subestación Pomasqui.

En este caso no se recalibra el relé de sobrecorriente debido a que este se encuentra coordinado con las protecciones de sobrecorriente de la subestación Selva Alegre y la subestación 19, que no pertenecen a Transelectric.

De lo expuesto anteriormente se recomienda las siguientes calibraciones para el relé de distancia ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomasqui.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA SECUNDARIA				
ZONA	Ajuste Fase-Fase		Ajuste Fase-Tierra	
	Z (sec)	Tiempo (ms)	Z (sec)	Tiempo (ms)
Zona 1	10.89+j2.92	Instantáneo	10.89+j2.92	Instantáneo
Zona 2	10.89+j5.26	300	10.89+j5.26	300
Zona 3	10.89+j6.610	1000	10.89+j6.610	1000

Tabla 3.11

Con los cambios sugeridos se realiza las simulaciones para determinar si es o no factible los ajustes sugeridos.

3.3.1.3 Simulación de las Calibraciones Recomendadas

Condiciones Normales

a) Falla Monofásica

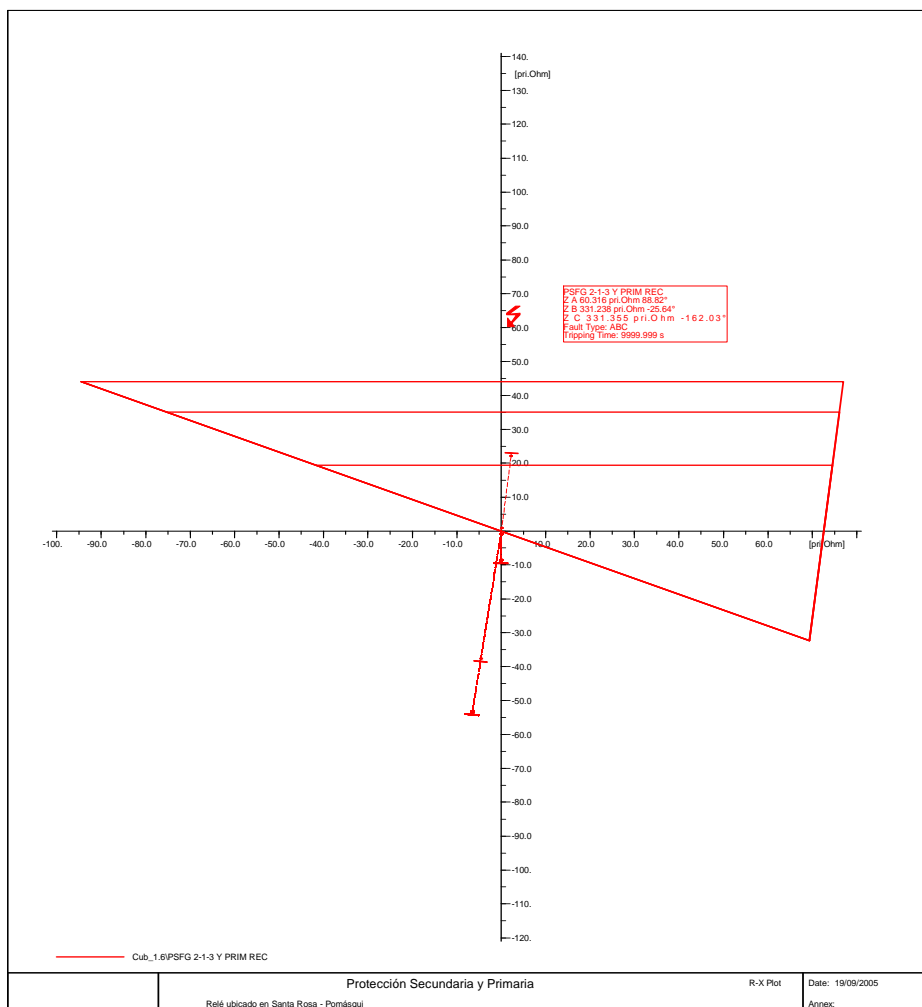


Figura 3.7 Relé de distancia fase tierra recalibrado ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui

b) Falla Trifásica

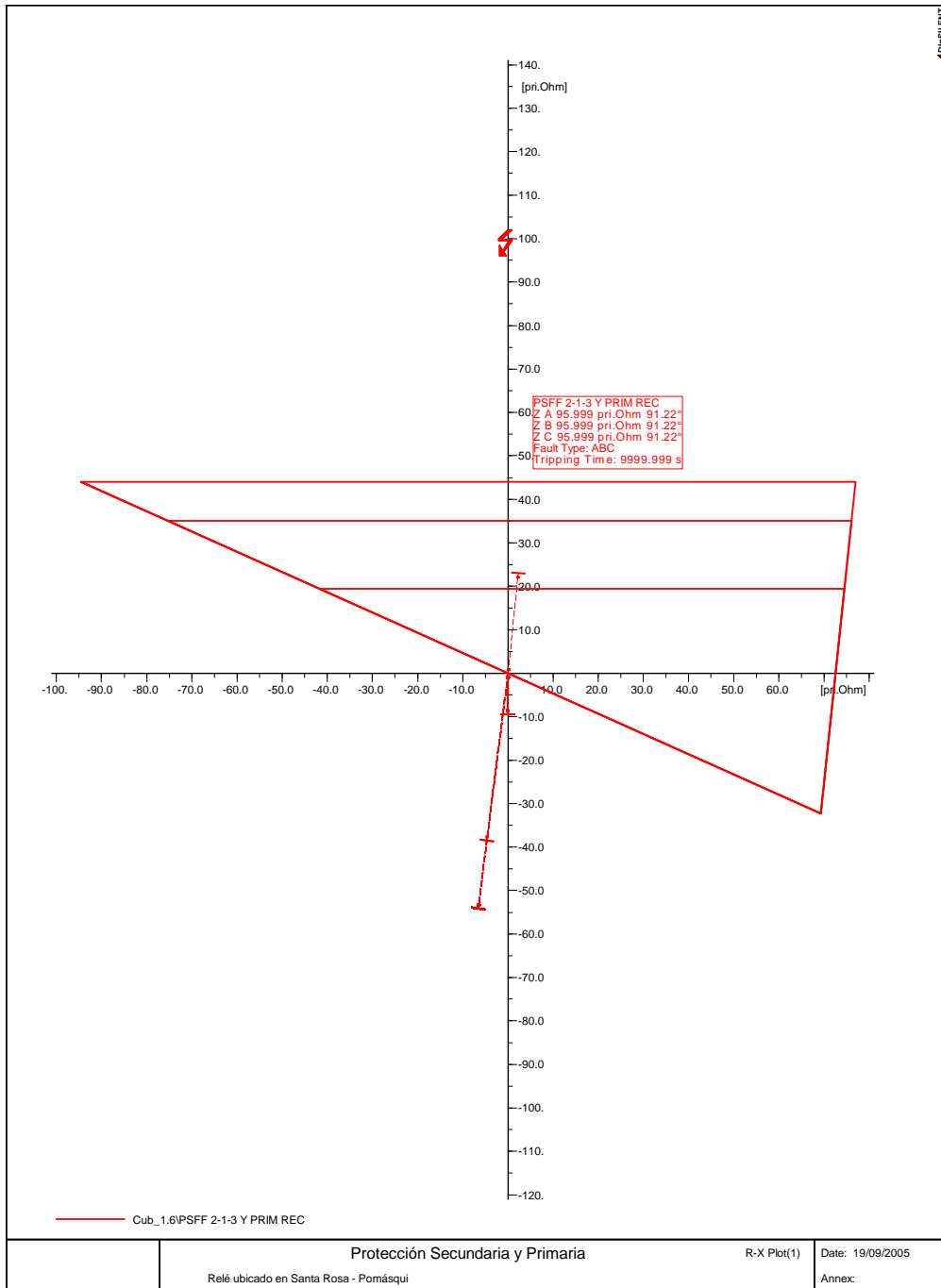


Figura 3.8 Relé de distancia fase-fase recalibrado ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui.

Del análisis de las simulaciones, con los ajustes recomendados se evita mirar fallas a otro nivel de voltaje, pero se observa que la disminución en los ajustes del relé ubicado en la subestación Santa Rosa hacia Pomasqui ocasiona disminuir el respaldo a la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino, por lo cual se sugiere como prioridad brindar mayor respaldo a la interconexión, razón por lo que se mantienen sus calibraciones actuales.

De igual manera se procede para simular fallas bifásicas.

3.3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN ENTRE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA INSTALADAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN.

Para la verificación y coordinación de los relés de distancia se analiza los posibles traslapes que se pueden presentar ante una falla en la línea con los relés que se encuentran ubicados en las líneas adyacentes.

Como ejemplo de la metodología empleada se determina los posibles traslapes entre los relés de la línea Santa Rosa hacia Pomasqui con el relé ubicado en Totoras hacia Santa Rosa y Riobamba hacia Totoras, ante una falla en la línea Santa Rosa - Pomasqui.

- a) Simular la falla trifásica en la línea Santa Rosa Pomasqui con valor de resistencia de falla y a un porcentaje determinado.**
- b) Con ayuda del programa se grafica los diagramas R – X del relé ubicado en la línea Santa Rosa hacia Pomasqui y de los relés que están ubicados en las líneas Totoras - Santa Rosa y Riobamba – Totoras.**

- c) Si la impedancia vista por cualquiera de estos relés se encuentra en igual zona de operación existe traslape, previa la verificación de los tiempos de operación de las zonas en traslape.**

- d) El traslape se soluciona coordinando los tiempos de operación o a su vez aumentando o disminuyendo el alcance de las zonas de operación.**

3.3.2.1 Fallas Trifásicas en la Línea Santa Rosa-Pomasqui al 3.5% desde Santa Rosa con una Resistencia de Falla a Tierra de 4.5 Ohmios para Alta Hidrología y en Condiciones de Demanda Máxima.

a) Condiciones Normales

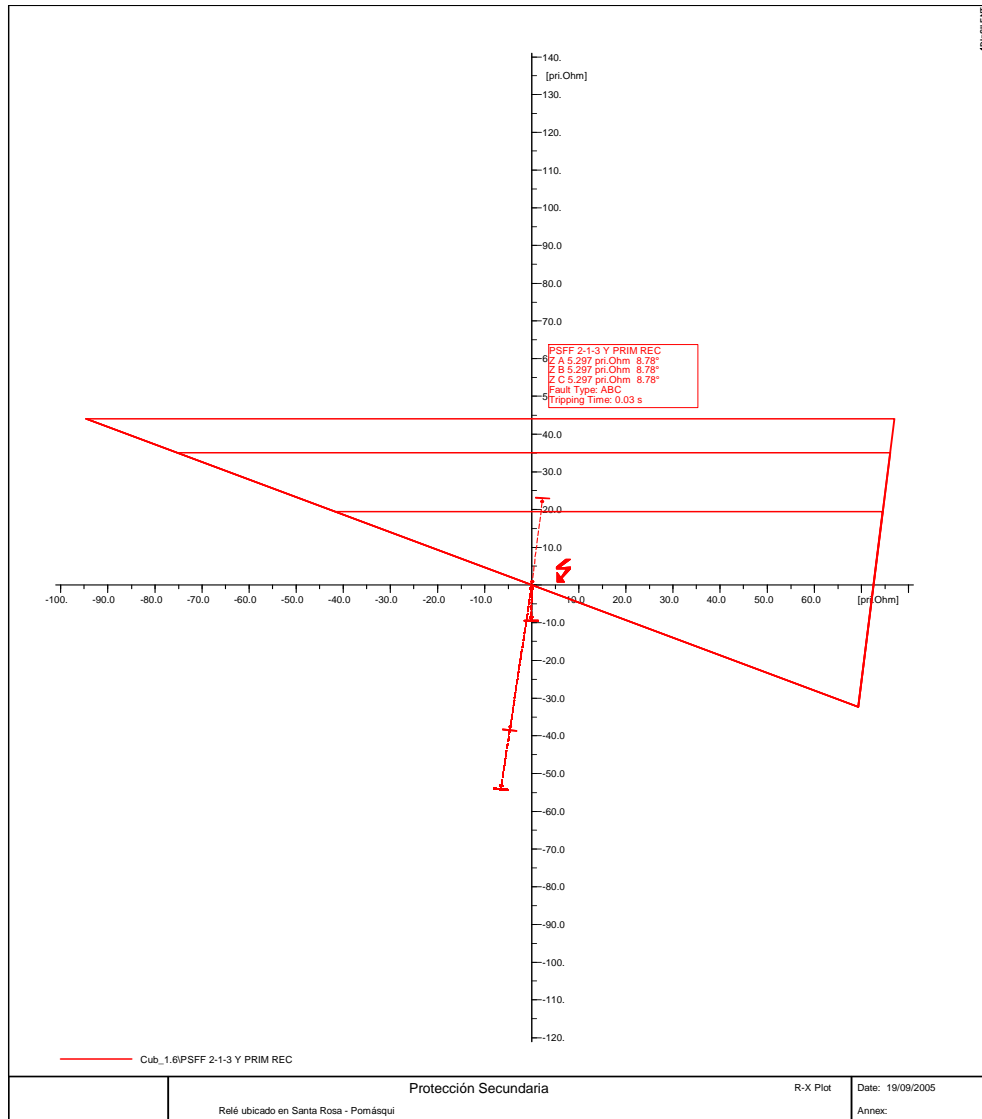


Figura 3.9 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui.

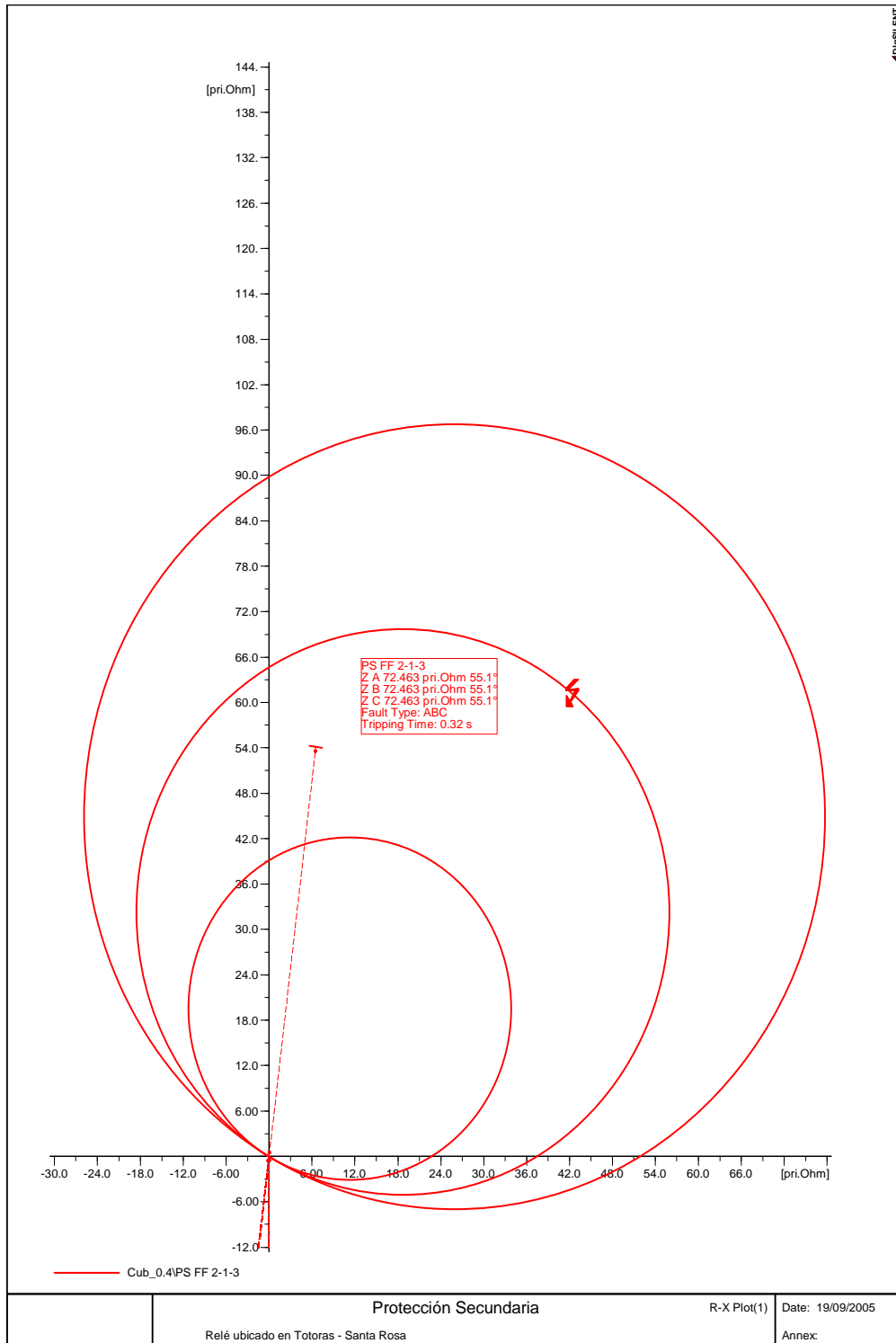
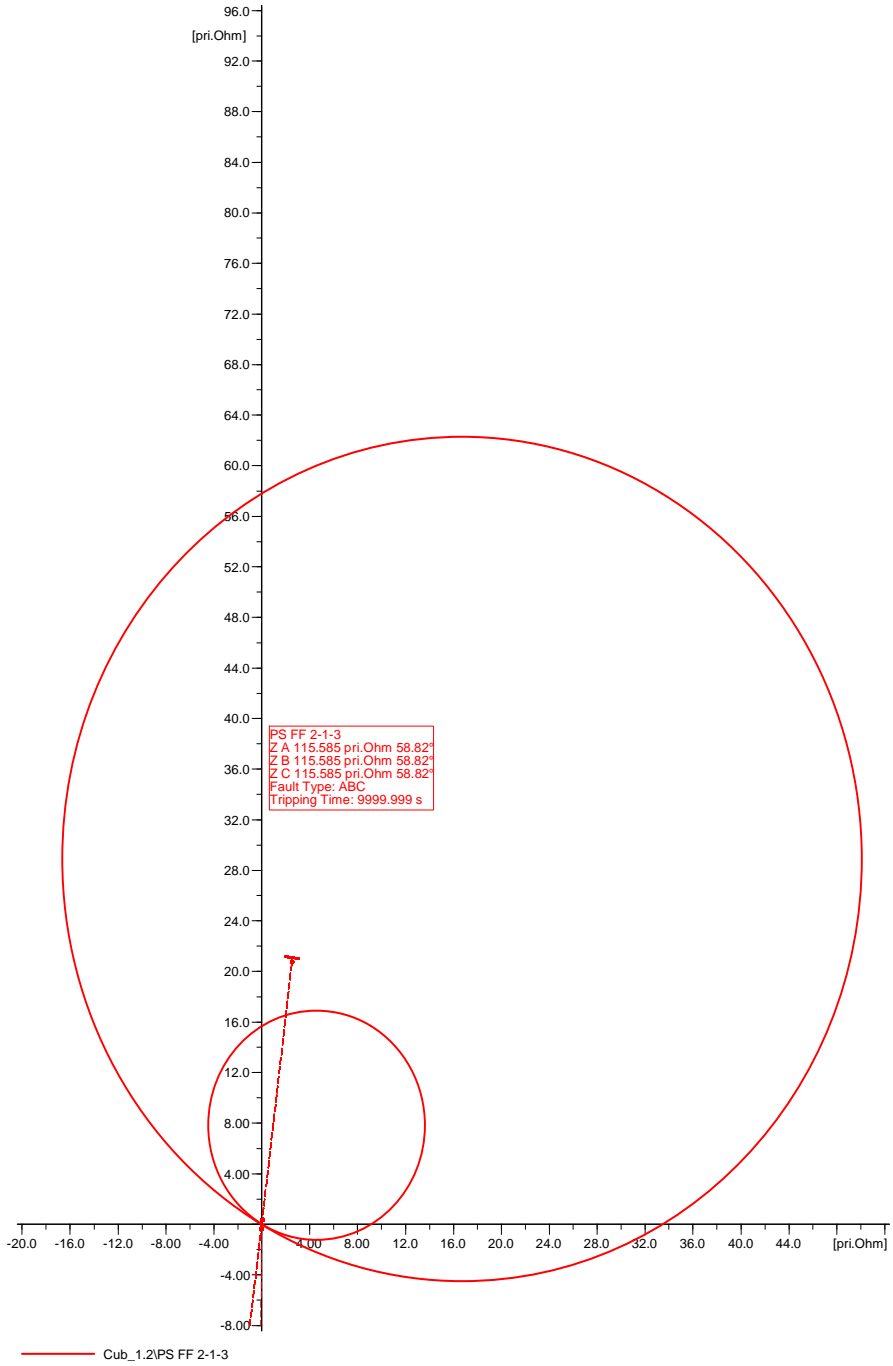


Figura 3.10 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Totoras que mira fallas hacia Santa Rosa.



Protección Secundaria

R-X Plot(2)

Date: 19/09/2005

Relé ubicado en Riobamba - Totoras

Annex:

Figura 3.11 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Riobamba que mira fallas hacia Totoras.

b) Abierto un Circuito Santa Rosa Totoras

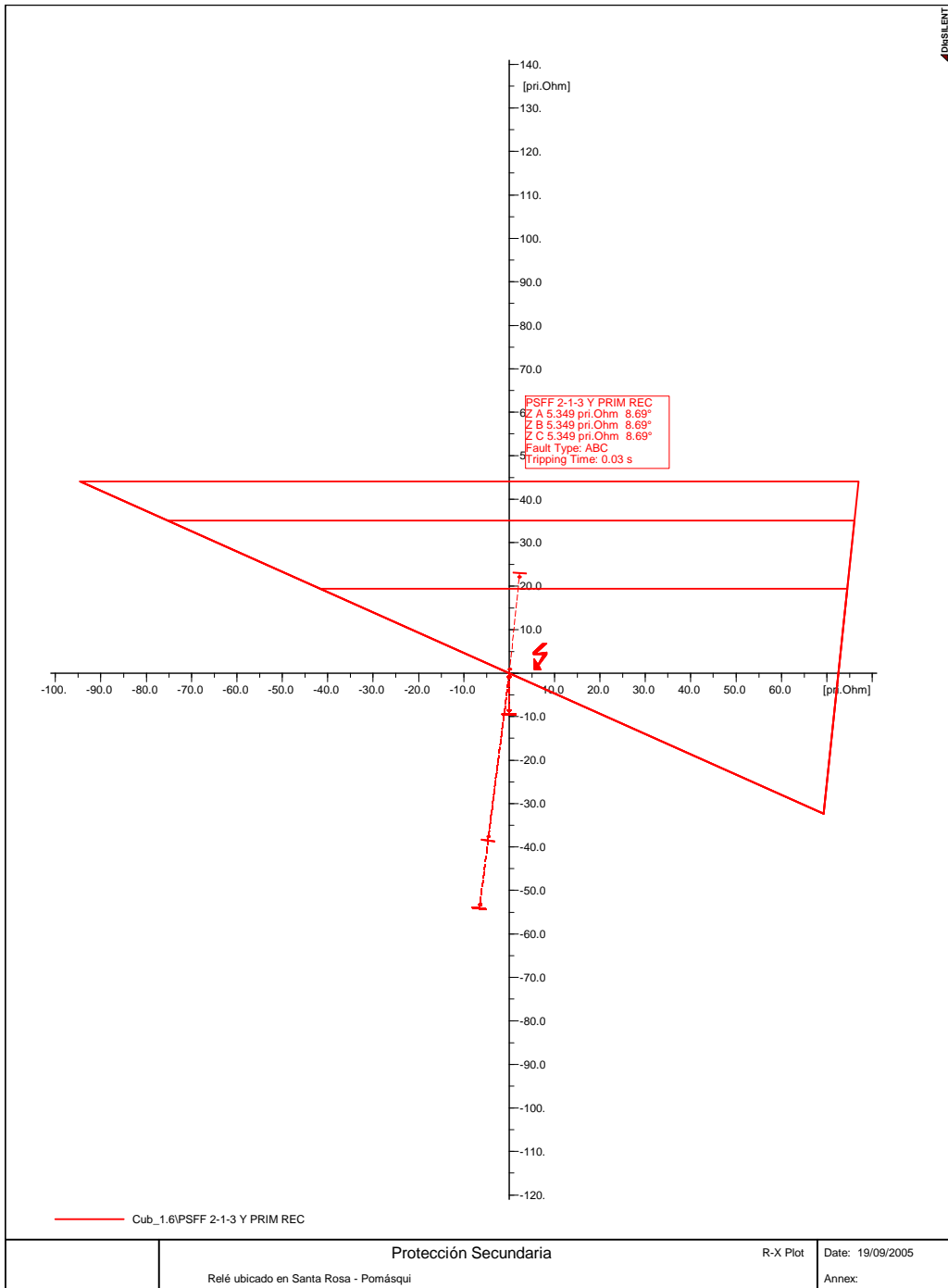
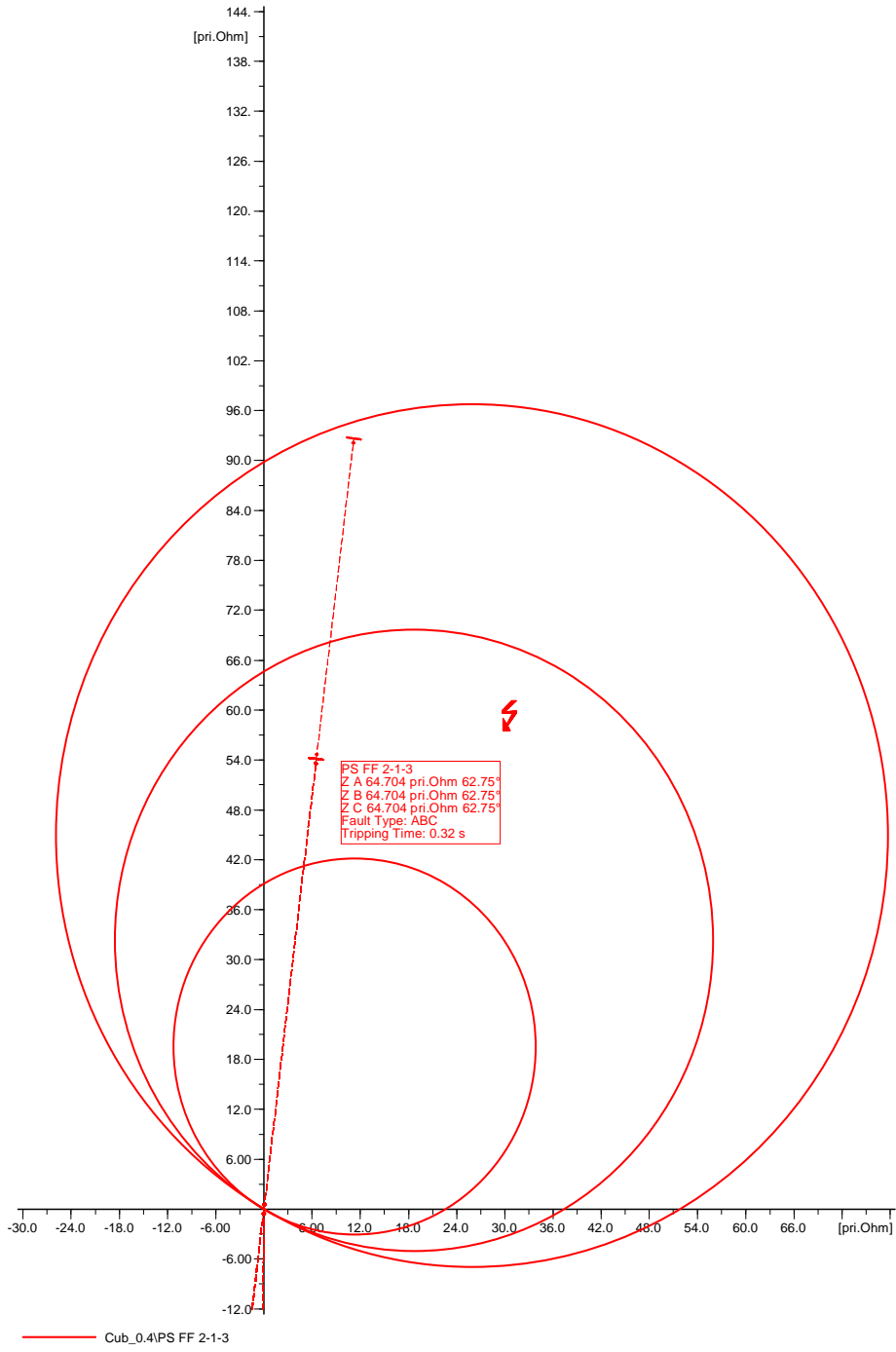


Figura 3.12 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui.



Protección Secundaria		R-X Plot(1)	Date: 19/09/2005
Relé ubicado en Totoras - Santa Rosa		Annex:	

Figura 3.13 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Totoras que mira fallas hacia Santa Rosa.

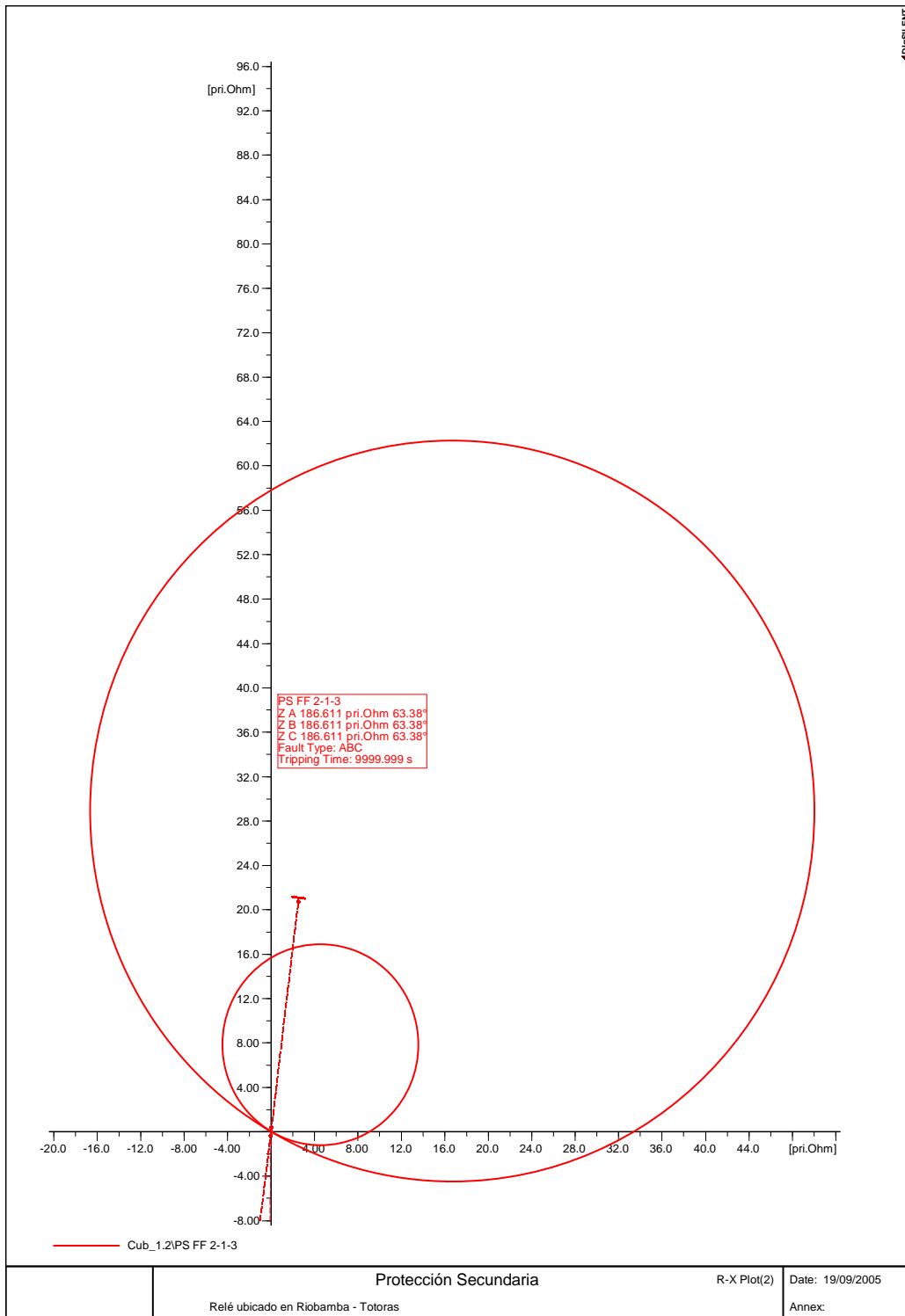


Figura 3.14 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Riobamba que mira fallas hacia Totoras.

c) Abierto el Circuito Totoras Molino

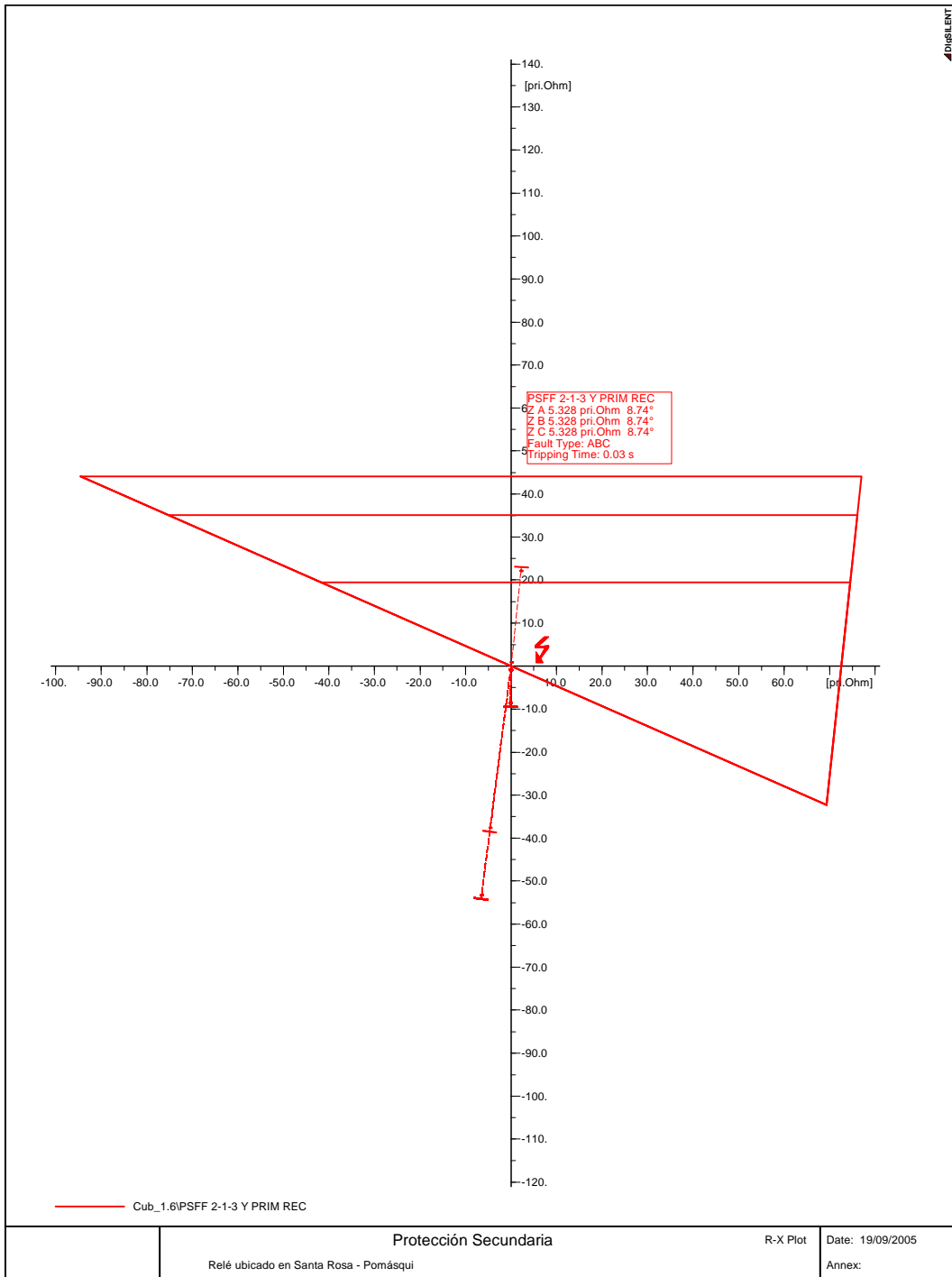
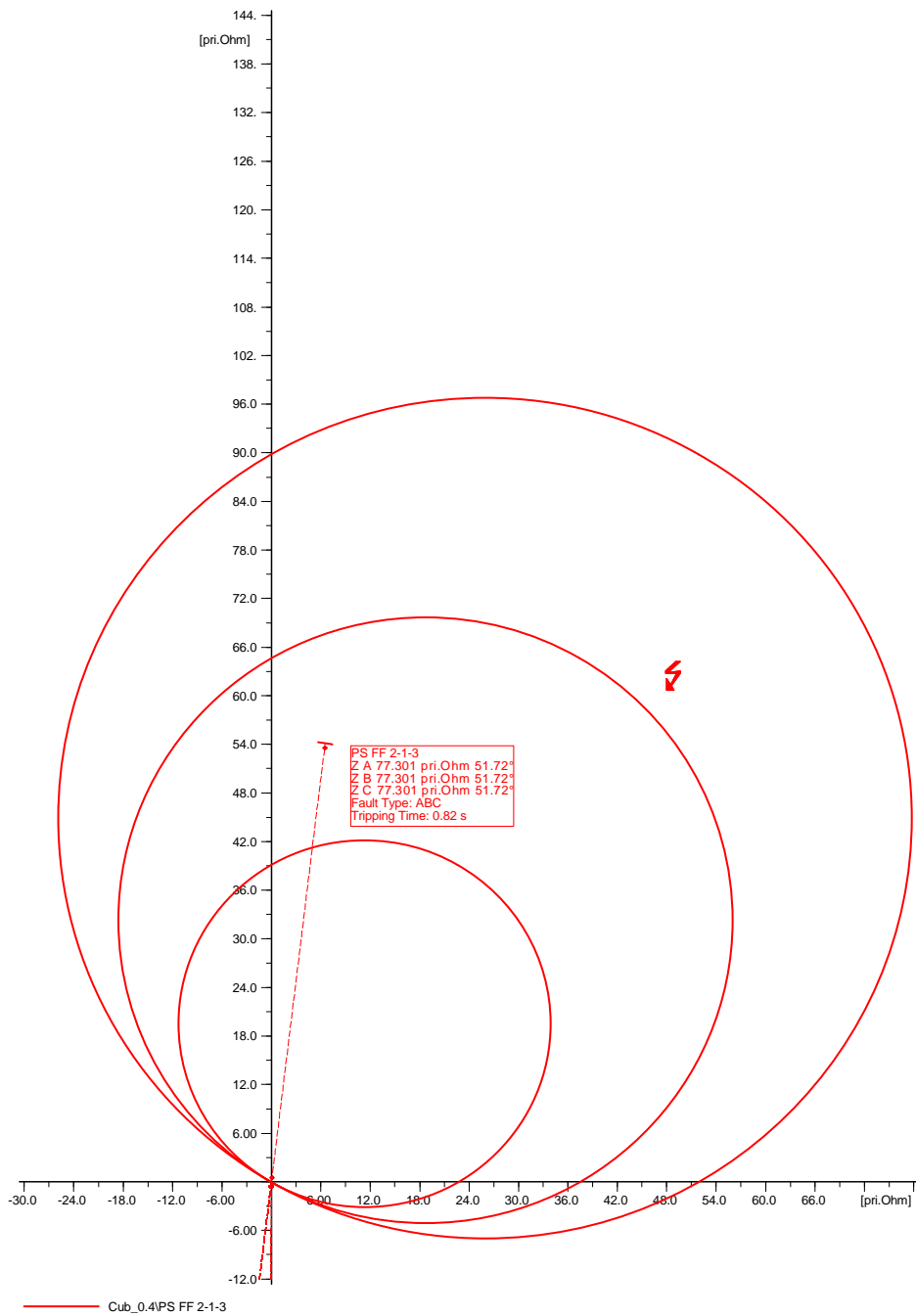


Figura 3.15 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui.



Protección Secundaria		R-X Plot(1)	Date: 19/09/2005
Relé ubicado en Totoras - Santa Rosa		Annex:	

Figura 3.16 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Totoras que mira fallas hacia Santa Rosa.

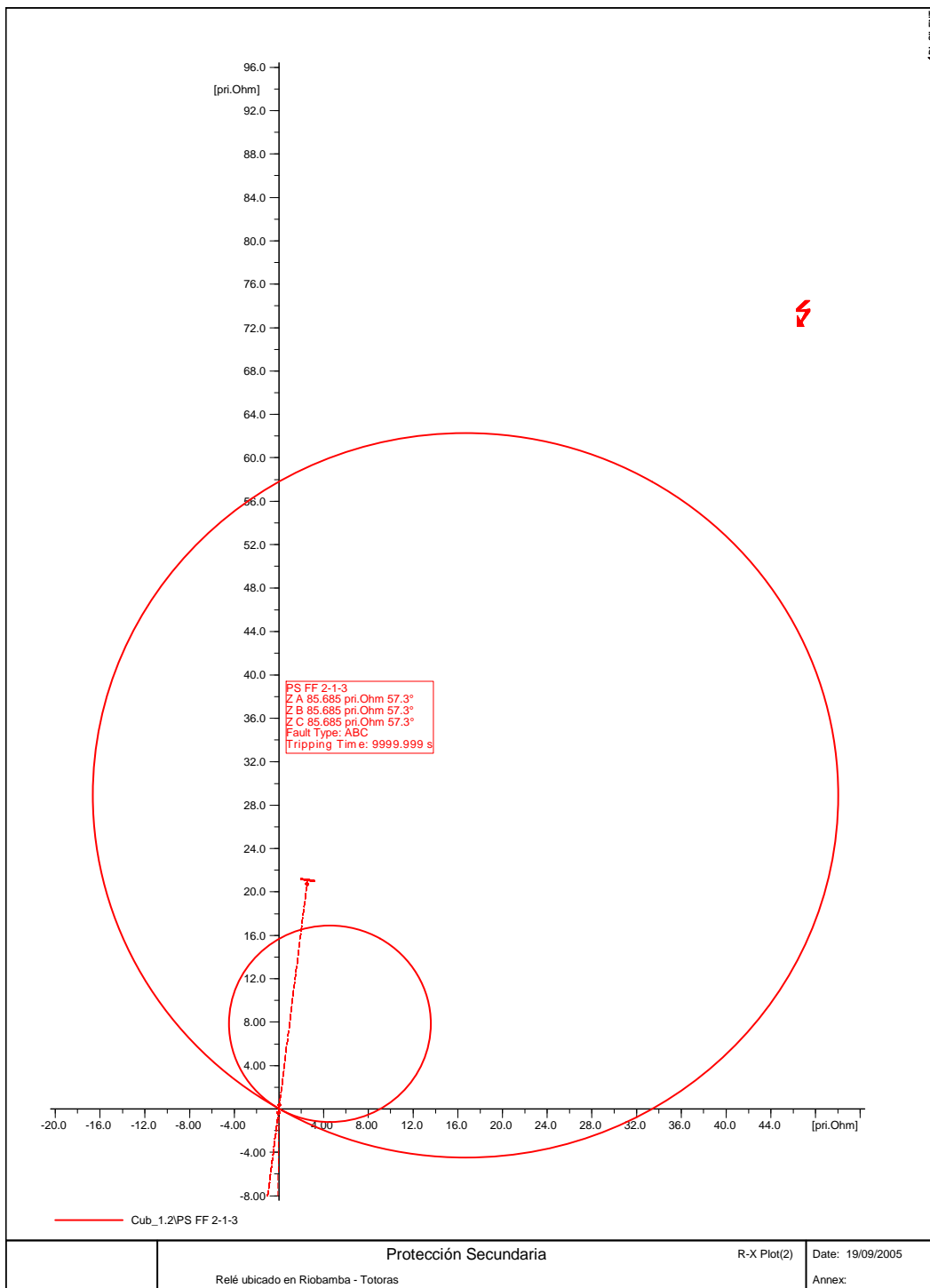


Figura 3.17 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Riobamba que mira fallas hacia Totoras.

d) Abierto el Circuito Riobamba Molino

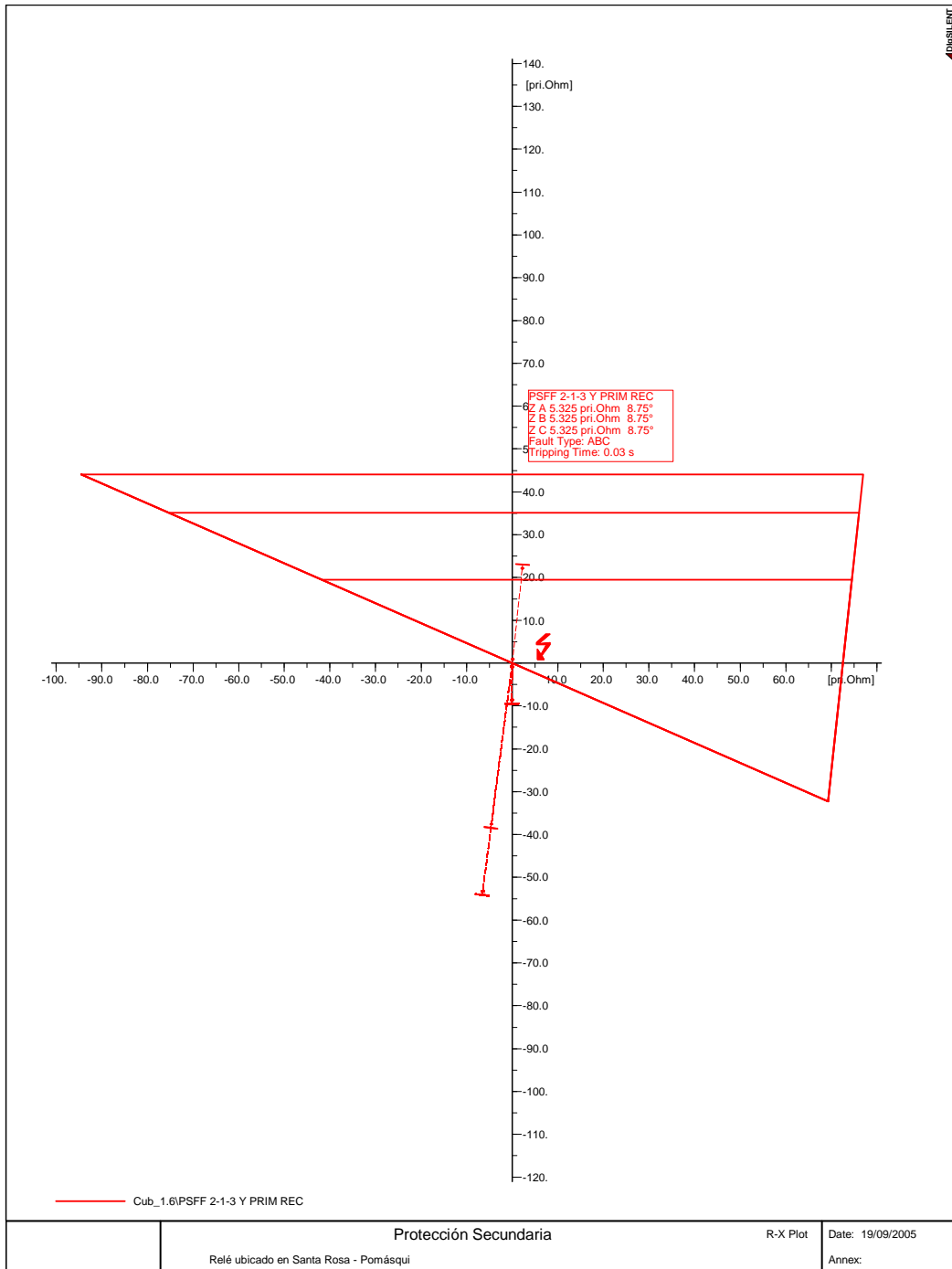


Figura 3.18 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomásqui.

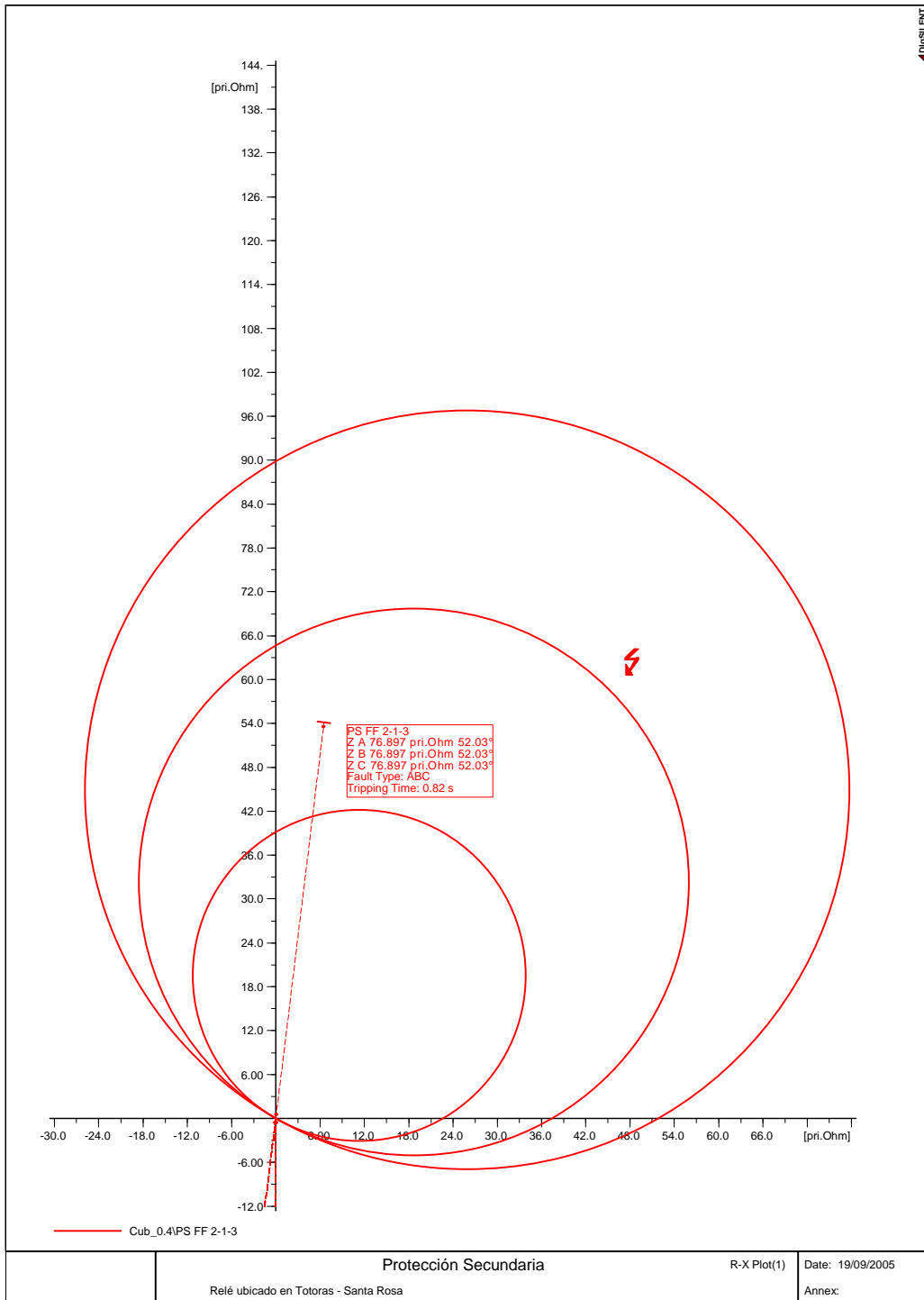


Figura 3.19 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Totoras que mira fallas hacia Santa Rosa.

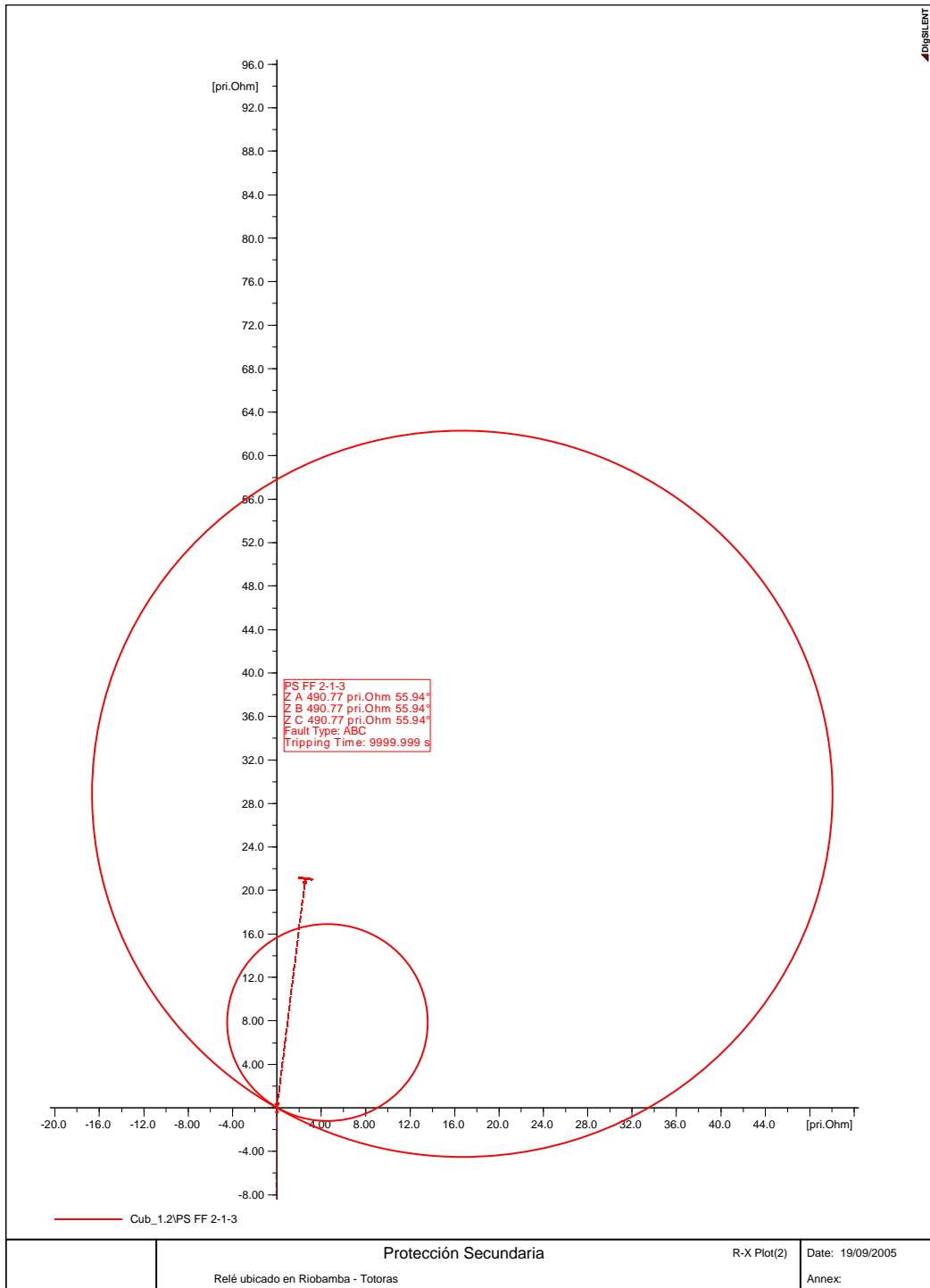


Figura 3.20 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Riobamba que mira fallas hacia Totoras.

e) Abierto un Circuito Santa Rosa Pomasqui.

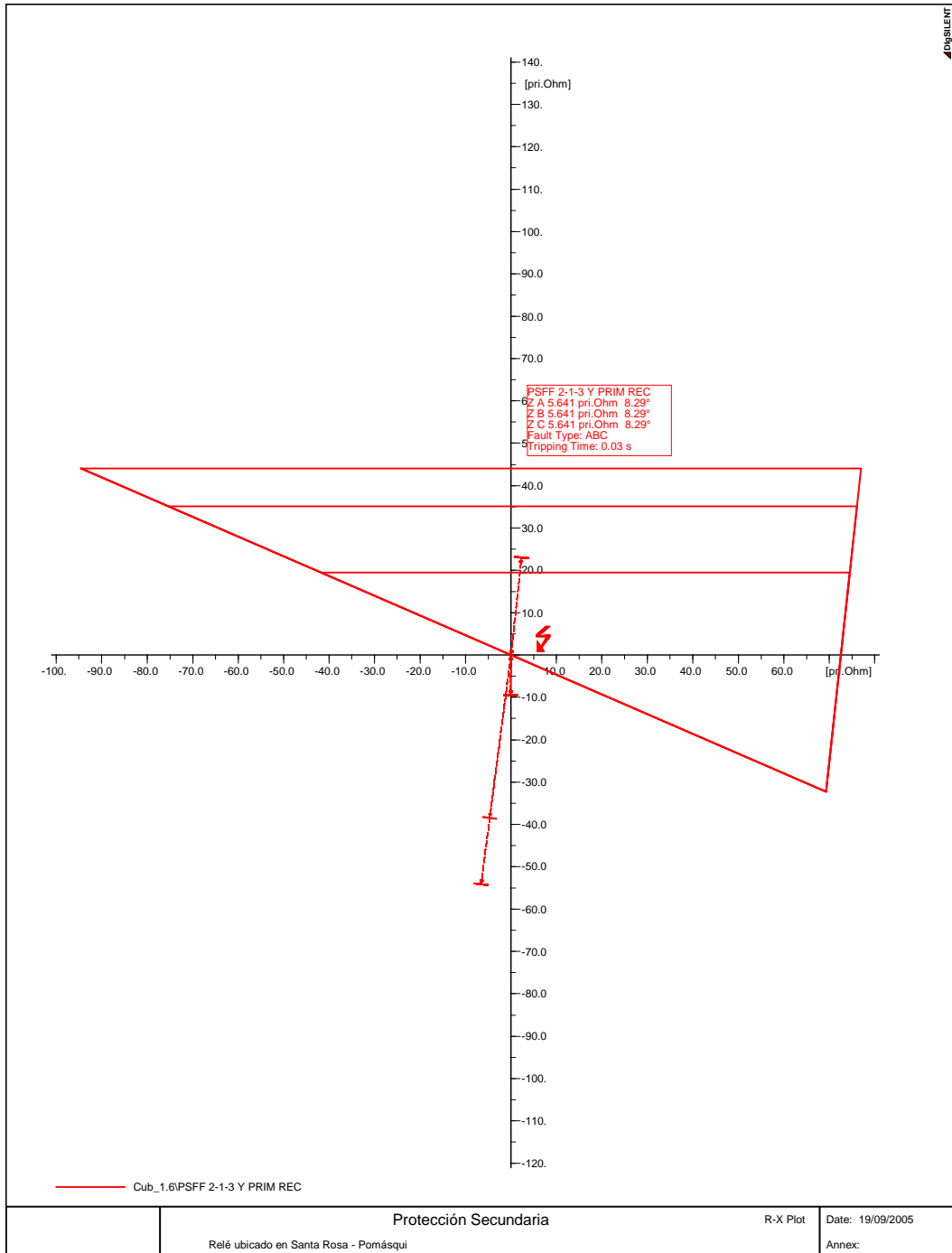


Figura 3.21 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomasqui.

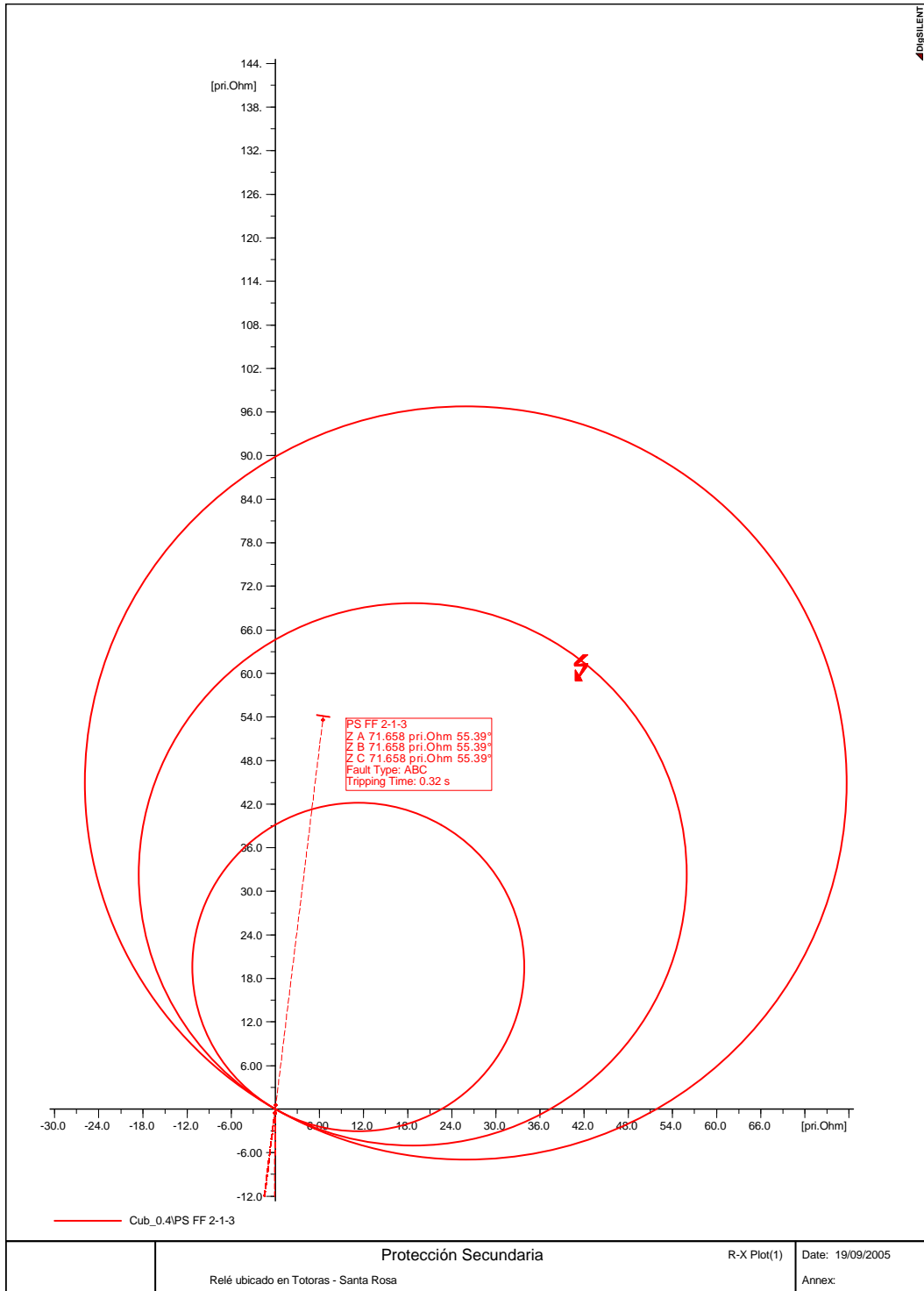


Figura 3.22 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Totoras que mira fallas hacia Santa Rosa.

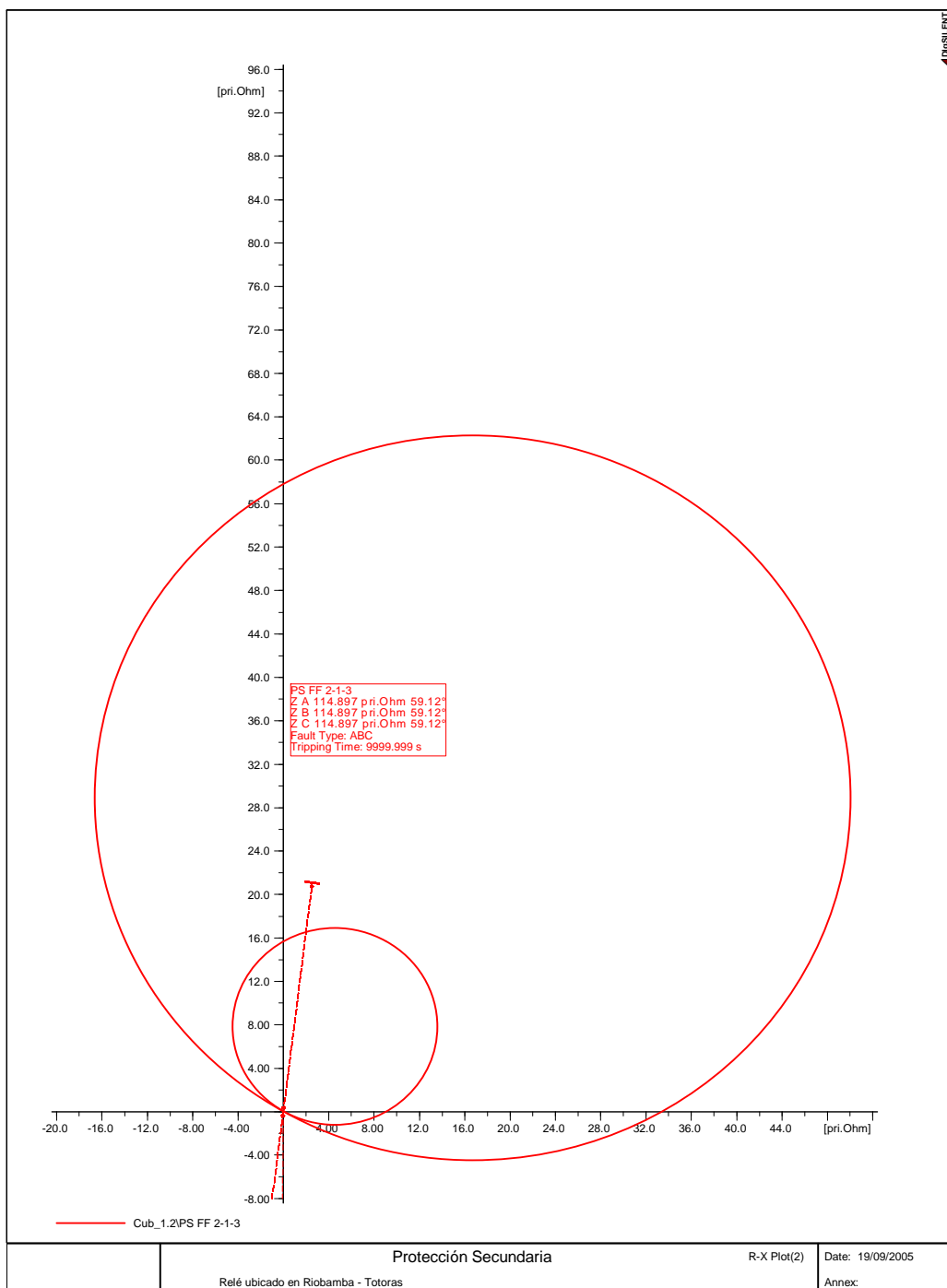


Figura 3.23 Relé de distancia fase-tierra ubicado en la subestación Riobamba que mira fallas hacia Totoras.

De los resultados de la simulación se observa:

- a) El relé ubicado en la línea Santa Rosa Pomasqui mira una impedancia aparente que entra a operar en primera zona.**
- b) La impedancia aparente vista por el relé ubicado en la subestación Totoras de la línea Totoras – Santa Rosa aumenta o disminuye dependiendo de la contingencia sin embargo se observa que la zona en la que opera no presenta problemas de coordinación con el relé de la línea Santa Rosa - Pomasqui aun ante la condición operativa más crítica que es la apertura de la línea Santa Rosa – Totoras.**
- c) El relé ubicado en la línea Riobamba – Totoras no opera debido a que la impedancia aparente vista por este relé es elevada, ya que la corriente que circula por la línea Riobamba-Totoras disminuye.**
- d) El comportamiento de esta simulación es similar para cualquier hidrología y condición de demanda y para cualquier contingencia.**

Para el resto de líneas de la parte norte del Sistema Nacional de Transmisión se procede de igual forma para simular fallas bifásicas y monofásicas tanto para protecciones primarias como secundarias.

Los resultados de la validación de las calibraciones de los relés de sobrecorriente y de distancia con sus respectivas sugerencias y justificaciones se presentan en las tablas 3.12 y 3.13.

RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA FASE – FASE OBTENIDAS A PARTIR DE LA SIMULACIÓN

PROTECCIONES PRIMARIAS 230 kV

LÍNEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
POMASQUI JAMONDINO 212,2 km	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	13.4		0						No prot obs dist
				ZONA 2		10.89	18.91		300						
				ZONA 3		10.89	18.91		1000						
	JAMONDINO												Est del		
STA. ROSA - POMASQUI 45,91 km	STA ROSA	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0						No prot obs dist
				ZONA 2		10.89	5.26		300						
				ZONA 3		10.89	19.12		1000						
	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0						Par falla Rosa reca con de a sob bar
				ZONA 2		10.89	5.17		300						
				ZONA 3		10.89	12.49		1000						

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		

MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO	BBC	MHO	ZONA 1	12			83	0					
				ZONA 2	12			83	300					
				ZONA 3	13.33			83	800					
	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	8.11			600	0					
				ZONA 2										
				ZONA 3										
TOTORAS - MOLINO 200,2 km	TOTORAS	EPAC 3000	CUADRILATERAL	ZONA 1		2.38	4.76		0					
				ZONA 2		4.46	8.92		300					
				ZONA 3		5.35	10.70		800					
	MOLINO	BBC	MHO	ZONA 1	9.79			75	0					
				ZONA 2	15			75	600					
				ZONA 3	18.46			75	800					
TOTORAS - RIOBAMBA 42,88 km	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	4			60	0					
				ZONA 2										
				ZONA 3										
	TOTORAS	EPAC 3000	CUADRILATERAL	ZONA 1		0.51	1.02		0		1.3			
				ZONA 2		0.95	1.91		300		1.83			
				ZONA 3		2.39	4.77		800					

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	TOTORAS	GEC	MHO	ZONA 1	5.18			60	0					
				ZONA 2										
				ZONA 3										
	STA ROSA	EPAC 3000	CUADRILATERAL	ZONA 1		1.8	3.60		0					
ZONA 2					2.71	5.42		300						

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO			
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)	
AGOYÁN - TOTORAS 33 km	AGOYÁN	G.E.C	MHO	ZONA 1	7.08			75	0				
				ZONA 2									
				ZONA 3									
	TOTORAS	G.E.C	MHO	ZONA 1	3.04			60	0				
				ZONA 2									
				ZONA 3									
INTERCONEXIÓN 15.8km	TULCÁN	ABB REL 512	MHO	ZONA 1	1.20			75	0				
				ZONA 2									
				ZONA 3									
	PANAMERICANA												

PROTECCIONES SECUNDARIAS 230 kV

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		
POMASQUI JAMONDINO 212,2 km	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	13.4		0					
				ZONA 2		10.89	18.91		300					
				ZONA 3		10.89	18.91		1000					
	JAMONDINO													
STA. ROSA - POMASQUI	STA. ROSA	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					
				ZONA 2		10.89	5.26		300					
				ZONA 3		10.89	19.12		1000					

45,91 km	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					
				ZONA 2		10.89	5.17		300					
				ZONA 3		10.89	12.49		1000					
MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO	BBC	CUADRILATERAL	ZONA 1		7.69	7.69		0					
				ZONA 2		11.76	11.76		300					
				ZONA 3		15.38	15.38		800					
	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	4.17				60	0				
				ZONA 2	6.38				60	300				
				ZONA 3										

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		
TOTORAS - MOLINO 200,2 km	TOTORAS	EPAC 3000	MHO	ZONA 1	5.24			60	0					
				ZONA 2	7.49			60	300					
				ZONA 3	10.48			60	800					
	MOLINO	BBC	CUADRILATERAL	ZONA 1		10	10		0					
				ZONA 2		14.28	14.28		300					
				ZONA 3		18.18	18.18		600					
TOTORAS - RIOBAMBA 42,88 km	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	1			60						
				ZONA 2	4			60	300					
				ZONA 3										
	TOTORAS	EPAC 3000	MHO	ZONA 1	1.10			60	0					
				ZONA 2	1.79			60	300					
				ZONA 3	5.10			60	800					
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	TOTORAS	GEC	MHO	ZONA 1	2.71			60	0					
				ZONA 2	4.48			60	300					
				ZONA 3	6.22			60	800					
	STA ROSA	EPAC 3000	MHO	ZONA 1	3.61			60	0					
				ZONA 2	5.74			60	300					
				ZONA 3	8.45			60	800					

PROTECCIONES SECUNDARIAS 138 kV

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO			
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)	
INTERCONEXIÓN 15.8 km	TULCÁN	ABB REL 512	MHO	ZONA 1	0.68			76.65	0				
				ZONA 2	1			76.65	250				
				ZONA 3	1.28			76.65	600				
	PANAMERICANA												
STA ROSA - VICENTINA 18.5 km	STA ROSA	G.E.	MHO	ZONA 1	1.06			75	0				
				ZONA 2	4.47			75	500				
				ZONA 3									
	VICENTINA	G.E.	MHO	ZONA 1	0.51			90	0				
				ZONA 2	0.85			90	300	1.048			60
				ZONA 3	3.03			60	800				
VICENTINA - POMASQUI 21 km	VICENTINA	G.E.	MHO	ZONA 1						2.27			60
				ZONA 2						3.41			60
				ZONA 3						2.073			60
	POMASQUI	ALSTHOM	CUADRILATERAL	ZONA 1							1.180	6.250	
				ZONA 2						1.390	6.250		
				ZONA 3						3.600	9.066		

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		
POMASQUI - IBARRA 59 km	POMASQUI	ALSTHOM	CUADRILATERAL	ZONA 1							3.320	9.06		0
				ZONA 2							4.692	9.06		300
				ZONA 3							9.0835	9.06		800
	IBARRA	G.E.	MHO	ZONA 1						3.67			60	0
				ZONA 2						6			60	300
				ZONA 3						8.307			60	800
				ZONA 1	3.61			60	0					

IBARRA – TULCÁN 74.48 km	IBARRA	G.E.	MHO	ZONA 2	5			60	300					
				ZONA 3										
	TULCÁN	G.E.	MHO	ZONA 1	3.17			60	0					
				ZONA 2	6.52			60	300	4.909			60	
				ZONA 3										
GUANGOPOLO – VICENTINA 7 km	GUANGOPOLO													
				VICENTINA	G.E.	MHO	ZONA 1	0.23			90	0		
	ZONA 2	0.4						90	300	1.20			60	
	ZONA 3	1						60	800					

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					JU	
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)		
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)				
MULALÓ – VICENTINA 74 km	MULALÓ	G.E.	MHO	ZONA 1	2.21			60	0							A través de la y para cualquier incrementando mayor respaldo zona dos a 2. ubicado en la
				ZONA 2	3.33			60	300	2.514				75		
				ZONA 3	4			75	800	5.082						
	VICENTINA	G.E.	MHO	ZONA 1	2.21			60	0							Se sugiere re evitar el trasla de la línea M Pucará esta c condición de que es la cont
				ZONA 2	3.33			60	300	2.795				60		
				ZONA 3	4			75	800							
PUCARÁ - AMBATO 27.74 km	PUCARÁ	G.E.	MHO	ZONA 1	0.68			90	0	0.886				60		Para cualquier sugerido el re la línea de tra subestación crítica que es en donde pr zonas.
				ZONA 2	1.03			90	300	2				60		
				ZONA 3	1.43			60	800	2.38				90		
	AMBATO	G.E.	MHO	ZONA 1	0.68			90	0							Se recomie con el relé u fallas en la lí crítica que es ajustes suger
				ZONA 2	1.67			90	300	1.648						
				ZONA 3	2.38			60	800	1.746						
PUCARÁ - MULALÓ 35 km	PUCARÁ	G.E.	MHO	ZONA 1	1			90	0					60		Se sugiere pa 60 grados y que existia u Mulaló-hacia ante la conti Vicentina - Sa
				ZONA 2	2			90	300					60		
				ZONA 3	3			75	800	2.788						
					ZONA 1	1			90	0	1.165				60	

	MULALÓ	G.E.	MHO	ZONA 2	2			90	300	1.803			60	500	la línea de tr subestación M crítica que es donde presen sin embargo tiempo de la z
				ZONA 3	2			75	800	2.043					

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					JUSTIFICACIÓN
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
TOTORAS – AGOYÁN 33 km	TOTORAS	GEC	MHO	ZONA 1	1.38			60	0						Con estas calibraciones el relé de sobre corrientes hacia Totoras presenta un tiempo de operación menor que el requerido.
				ZONA 2	2.41			60	300						
				ZONA 3	3.58			60	1000						
	AGOYÁN	GEC	MHO	ZONA 1	2.61			75	0						Con esta calibración el relé de sobre corrientes hacia Agoyán presenta una protección por falla de un transformador.
				ZONA 2	4.62			75	450						
				ZONA 3											
STA ROSA – EL CARMEN 29.3 km	STA. ROSA	GEC	MHO	ZONA 1	1.59			75	0						Con esta calibración se protegen las líneas adyacentes.
				ZONA 2	2.65			75	300						
				ZONA 3	3.79			75	800						
	CARMEN												Esta calibración se basó en el análisis.		
STA. ROSA S. ALEGRE 25 km	STA ROSA	MITSUBISHI	MHO	ZONA 1	1.15			75	0						Con esta calibración se protegen las líneas adyacentes y el transformador.
				ZONA 2	2.22			75	500						
				ZONA 3											
	S. ALEGRE												Esta calibración se basó en el análisis.		
STA ROSA- E. ESPEJO 9 km	STA ROSA	MITSUBISHI	MHO	ZONA 1	1.09			75	0					60	Con la calibración en la subestación se protegen las líneas adyacentes y se evita la falla en la línea.
				ZONA 2	2.41			75	500						
				ZONA 3											
	E. ESPEJO												Esta calibración se basó en el análisis.		

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					JUSTIFICACIÓN
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
POMASQUI DE TRASNSELECTRIC – S/E 19	POM TRANS	ALSTHOM	CUADRILATERAL	ZONA 1		12.500	1.226		0						Con las calibraciones se protegen las líneas adyacentes y el transformador.
				ZONA 2		12.500	1.924		300						
				ZONA 3		12.500	2.553		800						

	S/E 19																			Est aná			
POMASQUI DE TRASNELECTRIC - POM E.E.Q.	POM TRANS	ALSTHOM	CUADRILATERAL	ZONA 1		12.500	0.306		0											Cor las tran per			
				ZONA 2		12.500	0.775		300														
				ZONA 3		12.500	2.405		800														
	POM EEQ																			Est aná			

**PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE – FASE PARA LA LINEA DE TRANSMISIÓN
AMBATO TOTORAS**

LÍNEA	S / E	UBICACIÓN	RELÉ		CALIBRACIÓN ACTUAL			CALIBRACIÓN RECOMENDADA		
			PROTECCIÓN	TIPO	RTC	TAP	DIAL	TAP	DIAL	
AMBATO -TOTORAS 7 km	Totoras	Totoras 138 kV	67 – 132	CDD	600/5	5 (Int = 13)	0.3			No
	Ambato	Ambato 138 kV	67 – 132	CDD	600/5	5 (Int = 7)	0.5		0.8	Se de la en pri pro lín

**PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE FASE – TIERRA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
AMBATO TOTORAS**

LÍNEA	S / E	UBICACIÓN	RELÉ		CALIBRACIÓN ACTUAL			CALIBRACIÓN RECOMENDADA		JUSTIFICACIÓN DE LA CALIBRACIÓN RECOMENDADA
			PROTECCIÓN	TIPO	RTC	TAP	DIAL	TAP	DIAL	
AMBATO -TOTORAS 7 km	Totoras	Totoras 138 kV	67 – 132	CDD	600/5	2 (Int = 25)	0.5		0.8	Se ajusta su dial por causa de descoordinación con el relé de la línea Ambato hacia Pucará en esta línea el relé que opera era el de sobrecorriente por apertura innecesaria de la línea Totoras, aun ante la contingencia crítica que es sin la generación Agoyán ante fallas con resistencias mayores a 8 ohmios.
	Ambato	Ambato 138 kV	67 – 132	CDD	600/5	2 (Int = 35)	0.5		0.9	Se ajusta su dial por causa de descoordinación con el relé de la línea Agoyán hacia Totoras en esta línea el relé que opera era el de sobrecorriente por apertura innecesaria de la línea Totoras, aun ante la contingencia crítica que es sin la generación Agoyán ante fallas con resistencias mayores a 23 ohmios.

**RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE LOS
RELÉS DE DISTANCIA FASE – TIERRA OBTENIDAS A PARTIR DE
LA SIMULACIÓN**

PROTECCIONES PRIMARIAS 230 kV

LÍNEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					JUSTIFICACIÓN
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
POMASQUI - JAMONDINO 212,2 km	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	13.4		0						No es debido a coordinación adyacente
				ZONA 2		10.89	18.91		300						
				ZONA 3		10.89	18.91		1000						
	JAMONDINO												Esta c. análisis		
STA. ROSA - POMASQUI 45,91 km	SANTA ROSA	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					A través de condiciones de protección transformador para reducir el ajuste de protección existente	
				ZONA 2		10.89	5.26		300						
				ZONA 3		10.89	19.12		1000			6.610			
	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					No son condiciones de protección transformador siempre va a estar alto voltaje de tras	
				ZONA 2		10.89	5.17		300						
				ZONA 3		10.89	12.49		1000						

LÍNEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					JUSTIFICACIÓN
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO	BBC	MHO	ZONA 1	12			75	0					No es necesario de coordinación adyacentes, a lado alto voltaje barra de 69 kV	
				ZONA 2	12			75	300						
				ZONA 3	13.33			75	800						
	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	9.38			85	0					Para cualquier cambio en las simulaciones de protecciones	
				ZONA 2											
				ZONA 3											
				ZONA 1		2.38	4.76		0				No se sugiere protección de		

INTERCONEXION 15.8km	TULCAN	ABB REL 512	MHO	ZONA 1	1.2			75	0				
				ZONA 2									
				ZONA 3									
	PANAMERICANA												

PROTECCIONES SECUNDARIAS 230 kV

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		
POMASQUI - JAMONDINO 212,2 km	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	13.4		0					
				ZONA 2		10.89	18.91		300					
				ZONA 3		10.89	18.91		1000					
	JAMONDINO													
STA. ROSA - POMASQUI 45,91 km	STA. ROSA	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					
				ZONA 2		10.89	5.26		300					
				ZONA 3		10.89	19.12		1000			6.610		
	POMASQUI	ALSTOM	MHO	ZONA 1		10.89	2.92		0					
				ZONA 2		10.89	5.17		300					
				ZONA 3		10.89	12.49		1000					
MOLINO - RIOBAMBA 157,3 km	MOLINO	BBC	CUADRILATERAL	ZONA 1		7.69	7.69		0					
				ZONA 2		11.76	11.76		300					
				ZONA 3		15.38	15.38		800					
	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	4.41			85						

				ZONA 2	6.82			85	300					
--	--	--	--	--------	------	--	--	----	-----	--	--	--	--	--

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO						
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)		
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)				
TOTORAS - MOLINO 200,2 km	TOTORAS	EPAC 3000	Mho	ZONA 1												Par cali coo
				ZONA 2												
				ZONA 3	10.48			60	800							
	MOLINO	BBC	CUADRILATERAL	ZONA 1		10	10		0							No pres dist con tran
				ZONA 2		14.28	14.28		300							
				ZONA 3		18.18	18.18		600							
TOTORAS - RIOBAMBA 42,88 km	RIOBAMBA	G.E.	MHO	ZONA 1	1			85								Cor coo de sim prot de t
				ZONA 2	4			85	300							
				ZONA 3												
	TOTORAS	EPAC 3000	MHO	ZONA 1	1.08			60	0							Cor relé cua ana Ros
				ZONA 2	1.68			60	300							
				ZONA 3	5.10			60	800	5.10			75			
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	TOTORAS	GEC	MHO	ZONA 1	2.71			60	0							La los sob Sar m.s cua
				ZONA 2	4.48			60	300							
				ZONA 3	6.22			60	800							
	STA. ROSA	EPAC 3000	MHO	ZONA 1	3.86			60	0							Se falle mira la Riol ope zon Riol líne
				ZONA 2	6			60	300	5.05			60			
				ZONA 3	10.31			60	800	9.158			60			

PROTECCIONES SECUNDARIAS 138 kV

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO						
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)		
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)				
INTERCONEXIÓN 15.8 km	TULCÁN	ABB REL 512	MHO	ZONA 1	0.68			76.65	0							P ni
				ZONA 2	1			76.65	250							
				ZONA 3	1.28			76.65	600							

GUANGOPOLO – VICENTINA	VICENTINA	G.E	MHO	ZONA 1	0.22			90	0						Se seg una Vice líne que
				ZONA 2	0.40			90	300	1.202			60		
				ZONA 3	1			60	800						

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO					
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)	
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)			
MULALO- VICENTINA 74km	MULALÓ	G.E	MHO	ZONA 1	2.13			90	0						
				ZONA 2	3.33			90	300	3.33			75		
				ZONA 3	4			60	800	4.193			60		
	VICENTINA	G.E	MHO	ZONA 1	2.13			90	0	2.13			75		
				ZONA 2	3.33			90	300	3.138			75		
				ZONA 3	4			60	800	4			75		
PUCARÁ - AMBATO 27.74 km	PUCARÁ	G.E	MHO	ZONA 3	4			60	800	4			75		
				ZONA 2	1.03			90	300				60		
				ZONA 3	1.43			60	800						
	AMBATO	G.E	MHO	ZONA 1	0.79			90	0						
				ZONA 2	1.52			90	300						
				ZONA 3	2			60	800						
PUCARÁ - MULALÓ 35 km	PUCARÁ	G.E	MHO	ZONA 1	0.93			90	0	0.93			75		
				ZONA 2	2			90	300	1.382			60		
				ZONA 3	2.53			60	800	2.344			60		
	MULALÓ	G.E	MHO	ZONA 1	0.93			90	0	1.17			60		
				ZONA 2	2			90	300	1.99			60		
				ZONA 3	2.67			60	800	2.664			60		

LINEA	S/E	RELÉ DE DISTANCIA		ZONA	AJUSTE ACTUAL					AJUSTE RECOMENDADO				
		Fabricante	Tipo		Z	R	X	θ	T (s)	Z	R	X	θ	T (s)
					(Ω)	(Ω)	(Ω)			(Ω)	(Ω)	(Ω)		

CAPITULO IV

PLAN DE CONTINGENCIAS ANTE EL DISPARO DE ELEMENTOS PERTENECIENTES A LA PARTE NORTE DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

4.1 ANTECEDENTES.

Cuando se conecta o se desconecta una línea o transformador del sistema por medio de los interruptores, las corrientes de línea se distribuyen a través de la red y los voltajes de las barras cambian, estos nuevos voltajes de barra y corrientes de línea en estado estable se controlan a través del análisis de contingencias.

Siempre que se desconectan estos elementos se dice que ha ocurrido una salida, estas salidas pueden ser planeadas con propósitos de mantenimiento programado o pueden ser forzadas por condiciones ambientales, fallas u otras contingencias. Una línea o transformador se desenergizan y se aíslan de la red disparando los interruptores apropiados, de esta manera es importante tener la capacidad para evaluar los flujos de la línea y los voltajes de la barra que se alteran en el nuevo estado permanente, además puede surgir contingencias en las que se disparen dos o más líneas simultáneamente o donde haya ocurrido la salida de una línea y se tenga que considerar un cambio en la generación para determinar si se puede liberar una sobrecarga causada por la salida de la línea

4.2 OBJETIVO

- a) Analizar las condiciones operativas del sistema ante la salida de operación de líneas y transformadores de la parte Norte del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T) para 230 kV y 138 kV y determinación de las posibles soluciones ante contingencias.
- b) En este análisis se debe evitar sobrecargas debidas a las corrientes de línea excesivas y también que los voltajes en las barras estén fuera de las bandas establecidas en las normativas vigentes, por que esto hace que los sistemas sean más vulnerables a las salidas en cascada de los elementos.

- c) Reducir al mínimo posible el tiempo de restablecimiento ante cualquier tipo de contingencia considerando como prioridades la seguridad de las personas, la conservación de los equipos y la continuidad del abastecimiento del servicio.

4.3 CONSIDERACIONES GENERALES DEL SISTEMA.

- a) Se considera la operación normal del sistema incluyendo el seccionamiento de la línea Vicentina - Ibarra en Pomasqui a 138 kV.
- b) Tomar en cuenta los límites operativos en condiciones normales y en condiciones emergentes tanto para las líneas como para los transformadores. (Anexo 7)
- c) Si la sobrecarga en transformadores es igual o inferior al valor operativo emergente el equipo puede soportar en estas condiciones hasta 20 minutos.
- d) Para el caso de los transformadores se debe tomar en cuenta la potencia máxima aparente de ajuste de tal manera que la protección no sea disparada. (Anexo 8)
- e) Para sobrecargas mayores al valor emergente luego de 10 minutos de sobrecarga empieza a la apertura de los respectivos disyuntores de línea asociadas a dicha subestación.
- f) Para cada caso se considera un escenario de Alta Hidrología y de Baja Hidrología con sus respectivas demandas.
- g) Las centrales de generación y las cargas en cada demanda se establecen conforme al Plan de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista con sus respectivas proyecciones para tener el escenario más probable.
- h) Al presentarse condiciones operativas anormales y de emergencia en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) debido a la ocurrencia de contingencias severas, que puedan producir indisponibilidad momentánea o permanente de equipos importantes de la red, los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben regirse de acuerdo a sus derechos y obligaciones.
[13]
- i) Ante condiciones de emergencia se podrá delegar temporalmente la tarea de coordinación operativa correspondiente a los centros de operación, hasta cuando las condiciones

operativas lo permitan al CENACE retornar dicha responsabilidad, y los otros centros de operación aplicarán las instrucciones que al respecto él establezca.

- j) Los voltajes en las barras deben controlarse con desviaciones que no superen $\pm 10\%$ de su voltaje nominal ante una contingencia.

Para incrementar el voltaje:

- 1) Conexión de líneas de transmisión
- 2) Desconexión de reactores y conexión de capacitores
- 3) Incremento de potencia reactiva de unidades de generación
- 4) Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de transformadores
- 5) Ingreso de unidades, para control de voltaje

Para disminuir el voltaje:

- 1) Salida de unidades de generación ingresadas para control de voltaje
- 2) Disminución de potencia reactiva y unidades de generación
- 3) Desconexión de capacitores o conexión de reactores
- 4) Cambiador de Tap bajo carga (LTC) de transformadores
- 5) Desconexión de líneas de transmisión

- k) Para controlar sobrecargas en los transformadores se disminuye la generación más cercana de mayor influencia a esta sobrecarga. [13]

4.4 TIPOS DE CONTINGENCIA

- a) **Emergencia de potencia**

Es la existencia de un déficit momentáneo de generación

b) Emergencia en el Sistema de Transmisión

Afecta al normal cumplimiento del despacho de generación o al suministro de servicio.

c) Emergencia en una unidad generadora

Ante una falla propia de la unidad generadora el generador tendrá la máxima jerarquía durante tal emergencia.

d) Colapso parcial del S.N.I

Es el caso de pérdida parcial o total de generación y carga en una o más áreas vinculadas.

e) Reducción de la capacidad de transporte

Es la pérdida de uno o más elementos de transmisión lo que provoca restringir la capacidad de transporte en un sistema. La actuación de las protecciones puede llevar a la desconexión automática de generación y/o carga instantánea. De persistir la falla o que los elementos afectados por la falla queden fuera de servicio será necesario ingresar con generación disponible en el S.N.I

f) Generación forzada

Cuando se produce una falla, los generadores líneas de transmisión, o transformadores quedan sobrecargados, se ingresa con la generación más rápida existente en el subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales.

Para todos estos tipos de emergencia el único ente encargado de impartir instrucciones para superar cualquier emergencia es el CENACE. [13]

4.5 COORDINACIÓN DEL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ANTE CONTINGENCIAS COMO LA APERTURA DE LÍNEAS O TRANSFORMADORES

Previo a las recomendaciones presentadas en las tablas 4.1 y 4.2 se toman en cuenta las acciones a seguir en el restablecimiento del sistema de acuerdo con el documento:

- a) El CENACE, el Transmisor y los Distribuidores, determinarán con la información de los correspondientes equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento
- b) Los centros de operación deben establecer comunicación inmediata con el CENACE e informar acerca de la topología y el estado de la red.
- c) El tiempo que el sistema eléctrico permanecerá afectado por una contingencia dependerá de dos factores
 - 1) Un buen estado de los equipos.
 - 2) El personal implicado en la operación debe ser debidamente adiestrado y tendrá que conocer debidamente las maniobras que le corresponden desarrollar.
- d) El CENACE define el plan de restablecimiento con base en las consignas operativas acordadas con los centros de operación. El plan se desarrolla manteniendo una comunicación continua entre el CENACE y los centros de operación.
- e) Los centros de operación de distribuidores coordinarán las maniobras a su cargo según el plan definido e informarán al CENACE, a través del canal de comunicación que se haya establecido, sobre las maniobras que se realicen hasta concluir el restablecimiento.
- f) Los circuitos de distribución que pertenecen al Esquema de Alivio de Carga y al Esquema de Alivio de Carga por bajo voltaje tienen prioridad en el restablecimiento del subsistema.
- g) No se deberá exceder del 100% de la capacidad de generación de las unidades que se encuentren en operación durante el restablecimiento.
- h) No se deberá exceder la capacidad permitida de los equipos del sistema de transmisión (transformadores, circuitos, líneas de transmisión).
- i) Se considera que los circuitos número uno de las líneas de transmisión de 230 kV. poseen relés de sobretensión, razón por la cual, en el proceso inicial de conformación de las zonas eléctricas operan los circuitos número dos.

- j) Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse dentro del rango de 59.8 Hz a 60.2 Hz.

Los resultados de los análisis ante la salida de líneas o transformadores se presentan en las tablas 4.1 y 4.2.

4.6 CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA

Las condiciones iniciales al cual está el Sistema Nacional de Transmisión se presentan a continuación:

FLUJO DE POTENCIA PARA ALTA HIDROLOGÍA

DEMANDA MÁXIMA

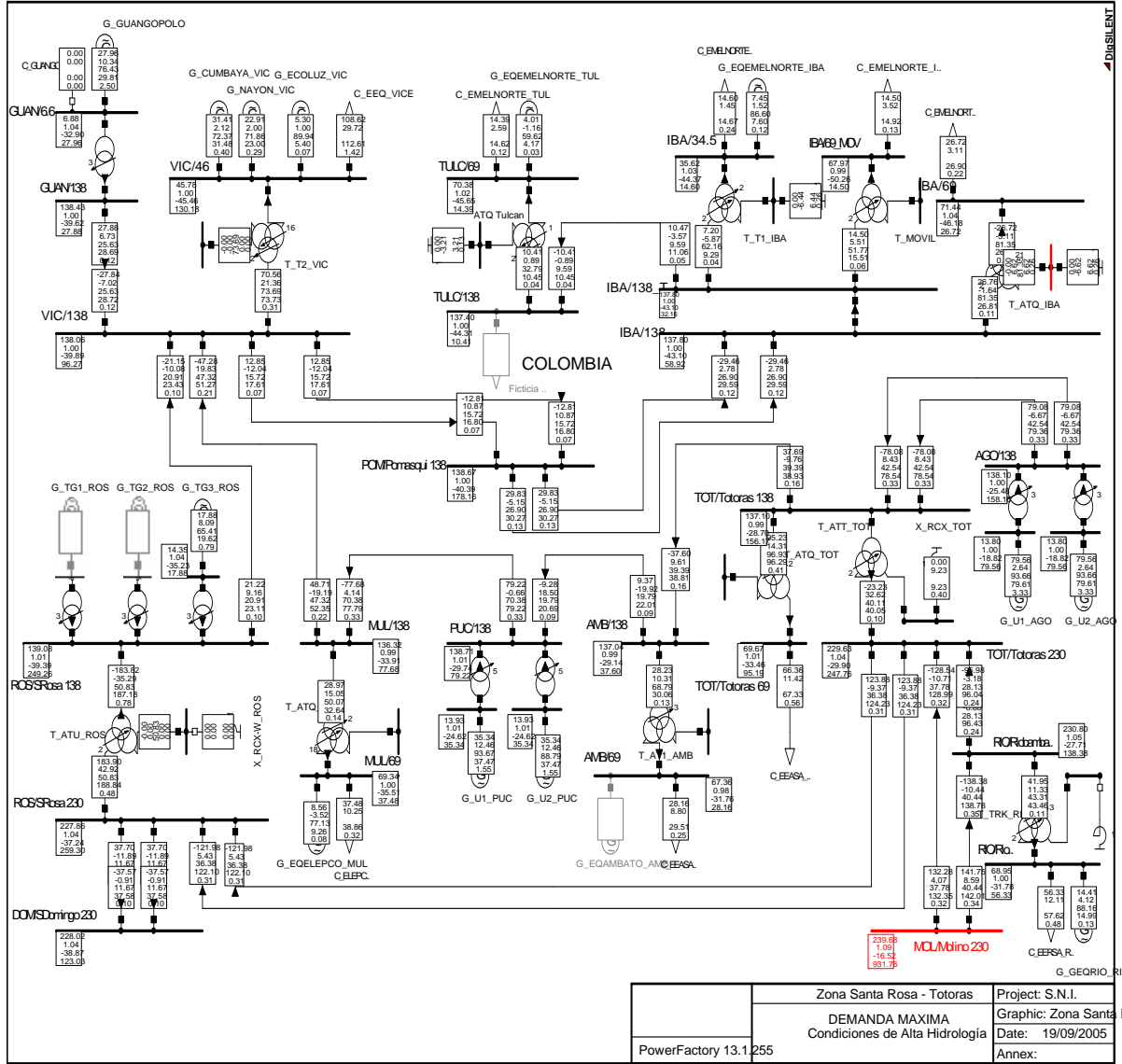


Figura 4.1

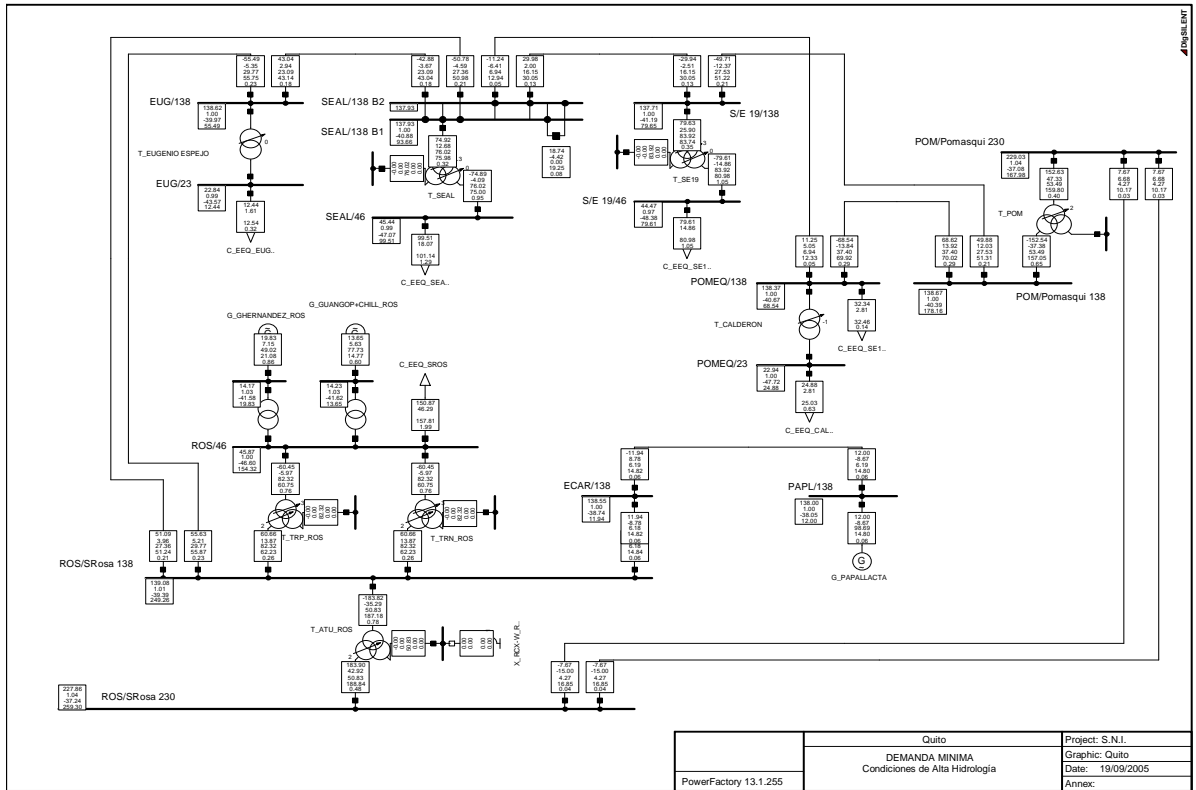
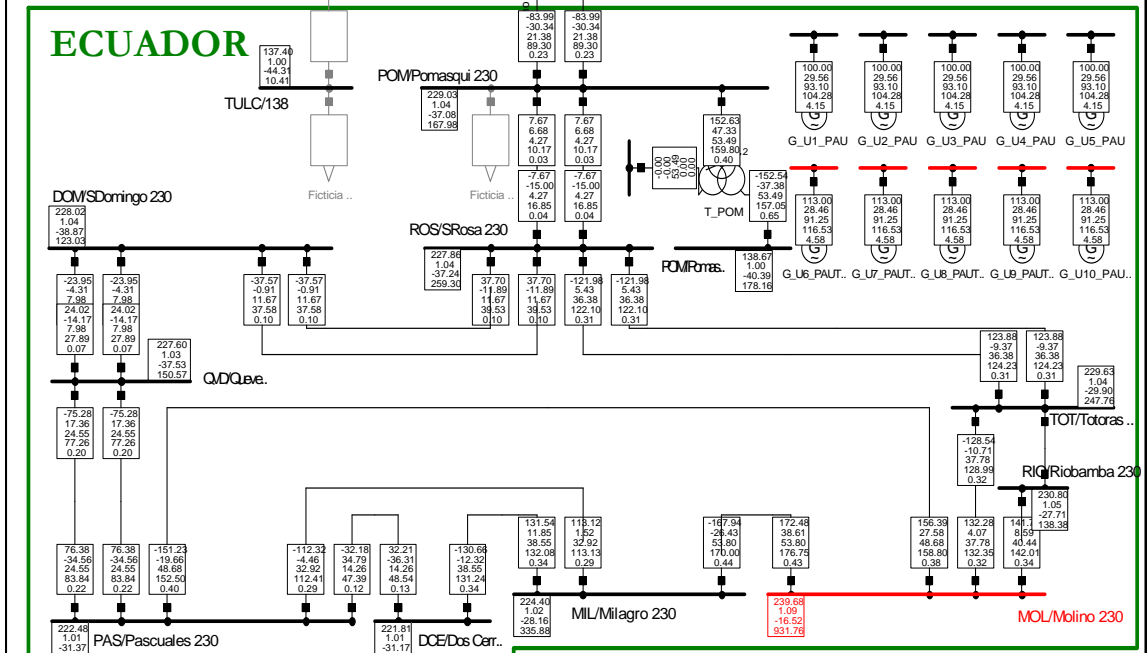
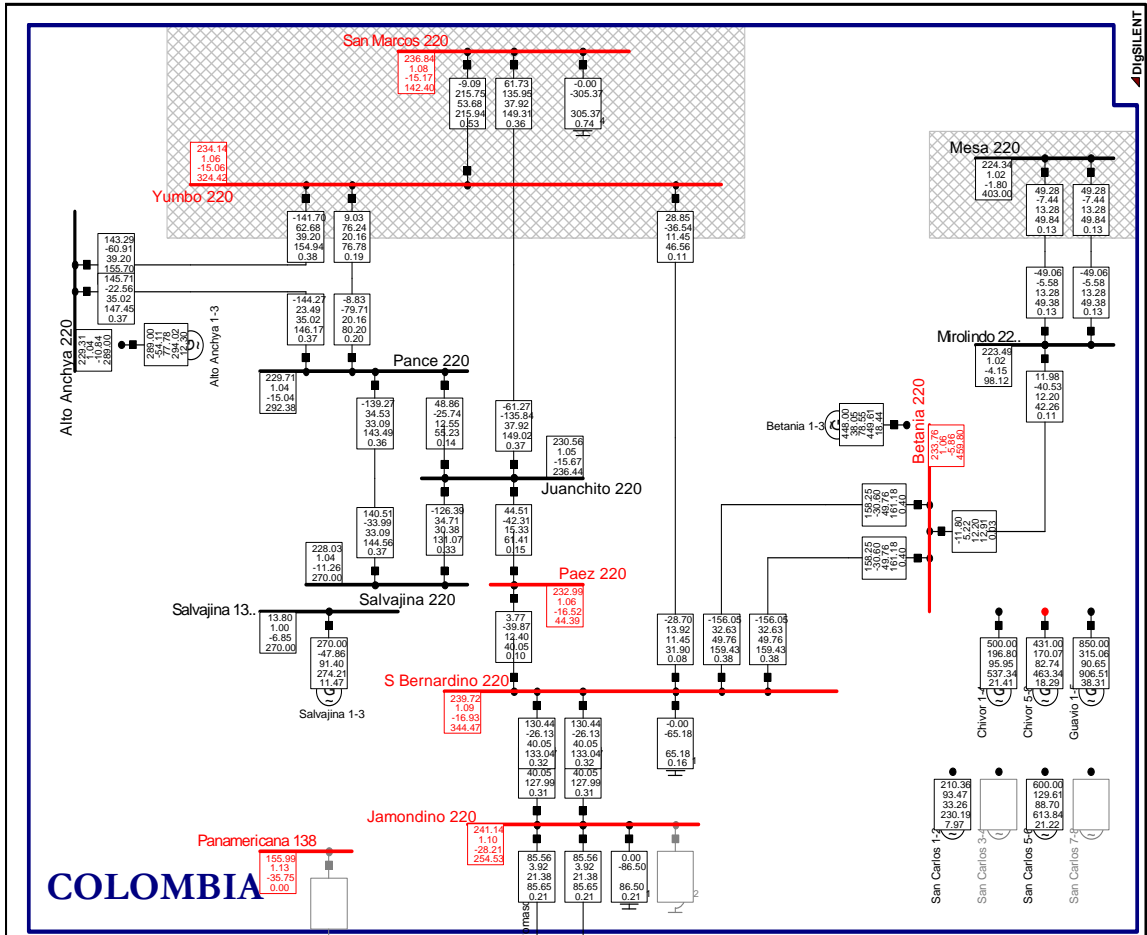


Figura 4.2



PowerFactory 13.1.255	INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR 220 kV	Project: S.N.I
	DEMANDA MINIMA	Graphic: Colombia-Ecuador
	Condiciones de Alta Hidrología	Date: 19/09/2005
		Anncx:

DigSILENT

DEMANDA MEDIA

Figura 4.4

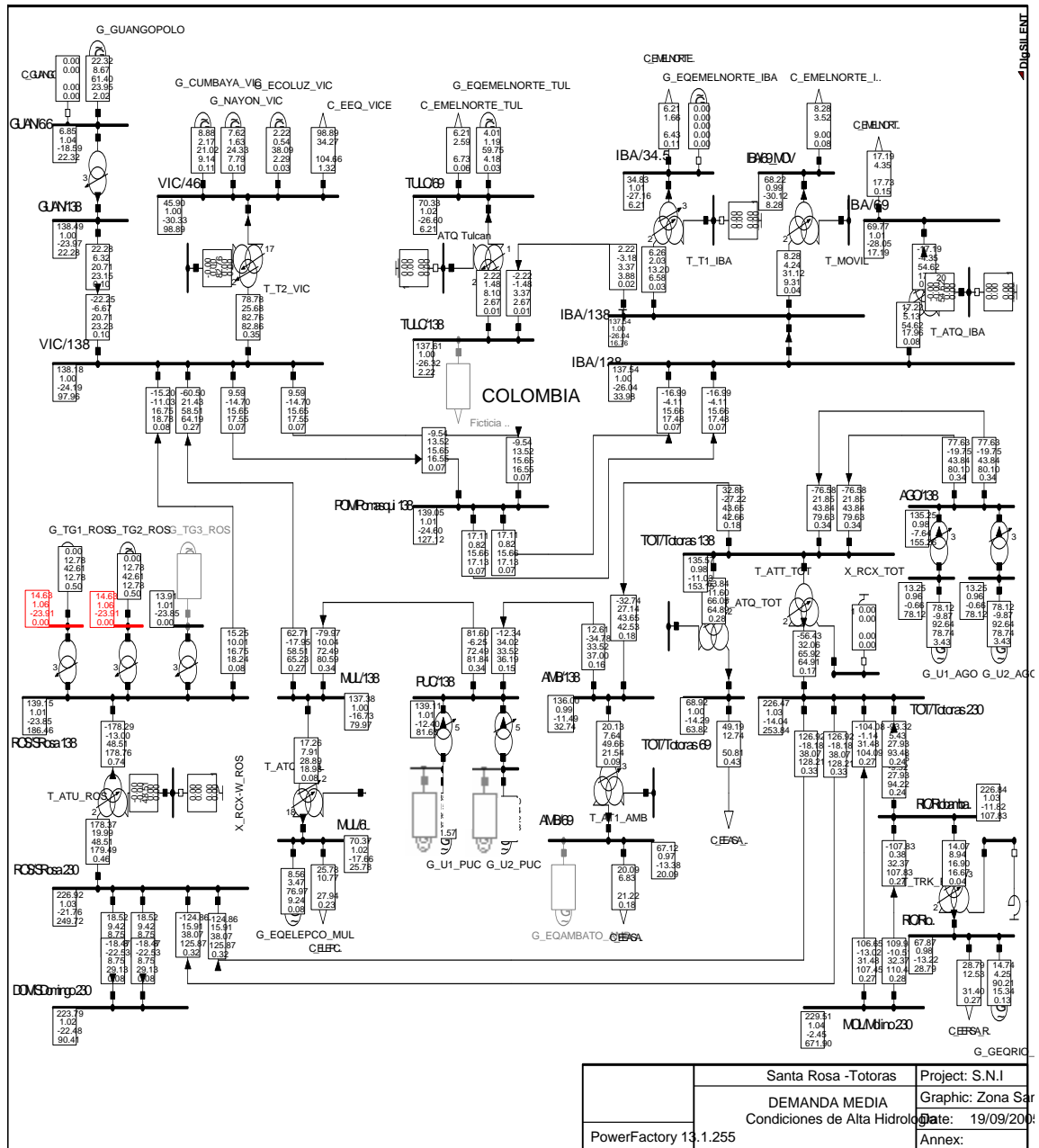


Figura 4.5

Figura 4.7

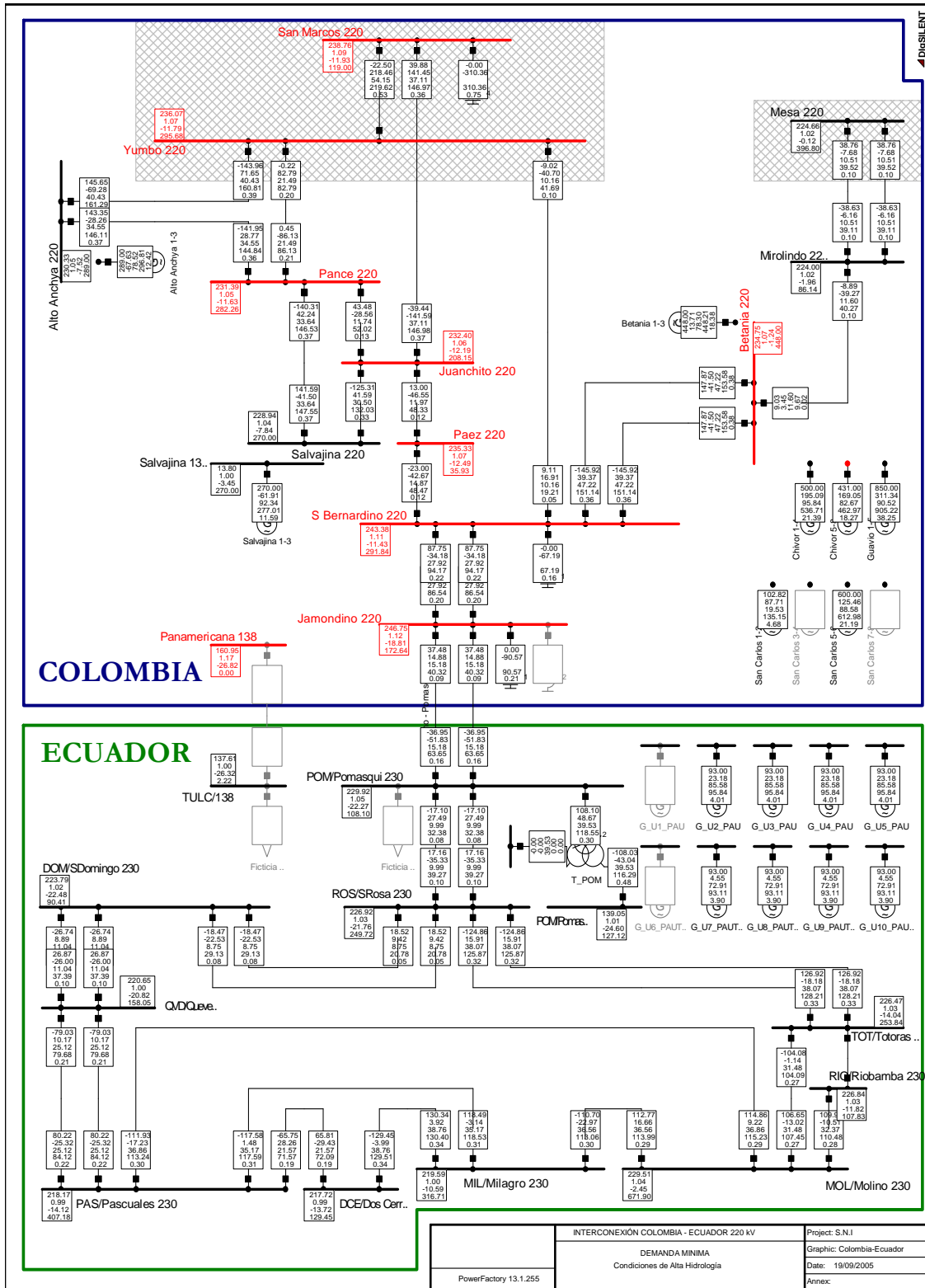


Figura 4.8

DEMANDA MÍNIMA

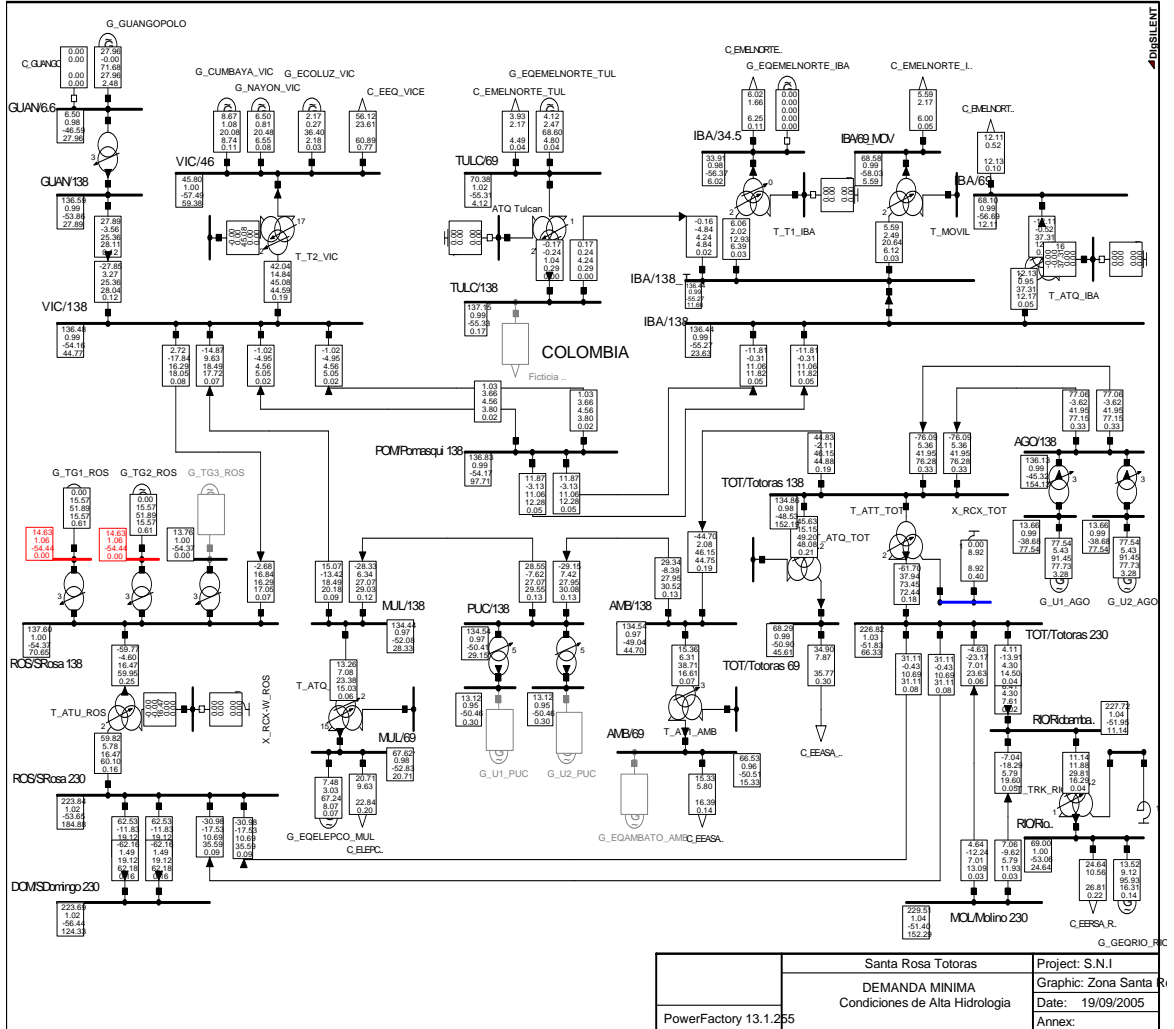


Figura 4.9

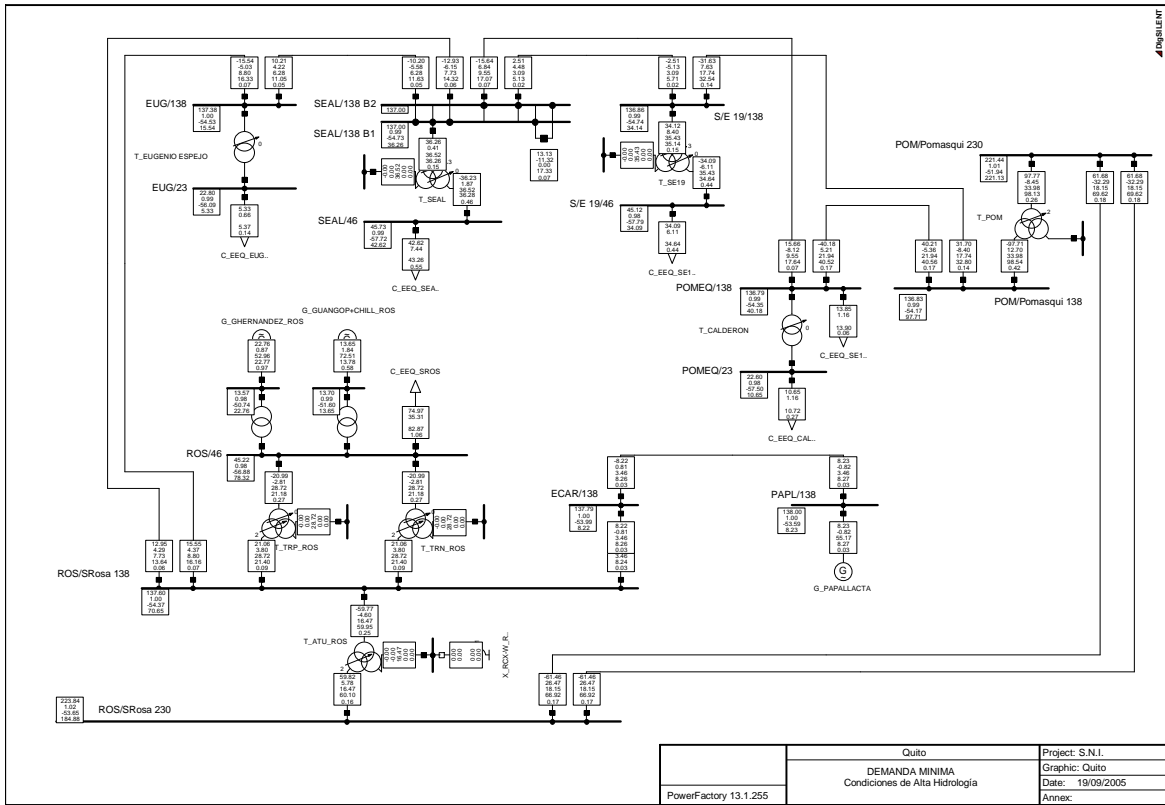


Figura 4.10

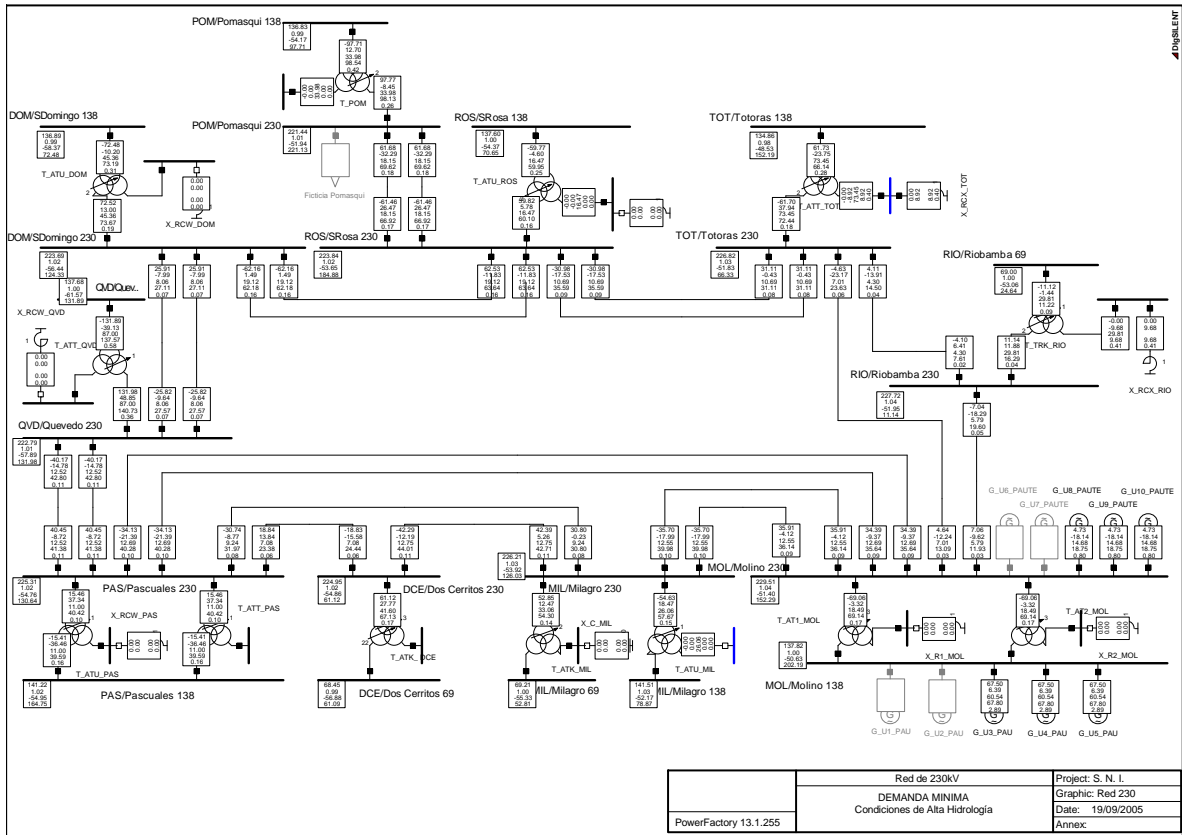
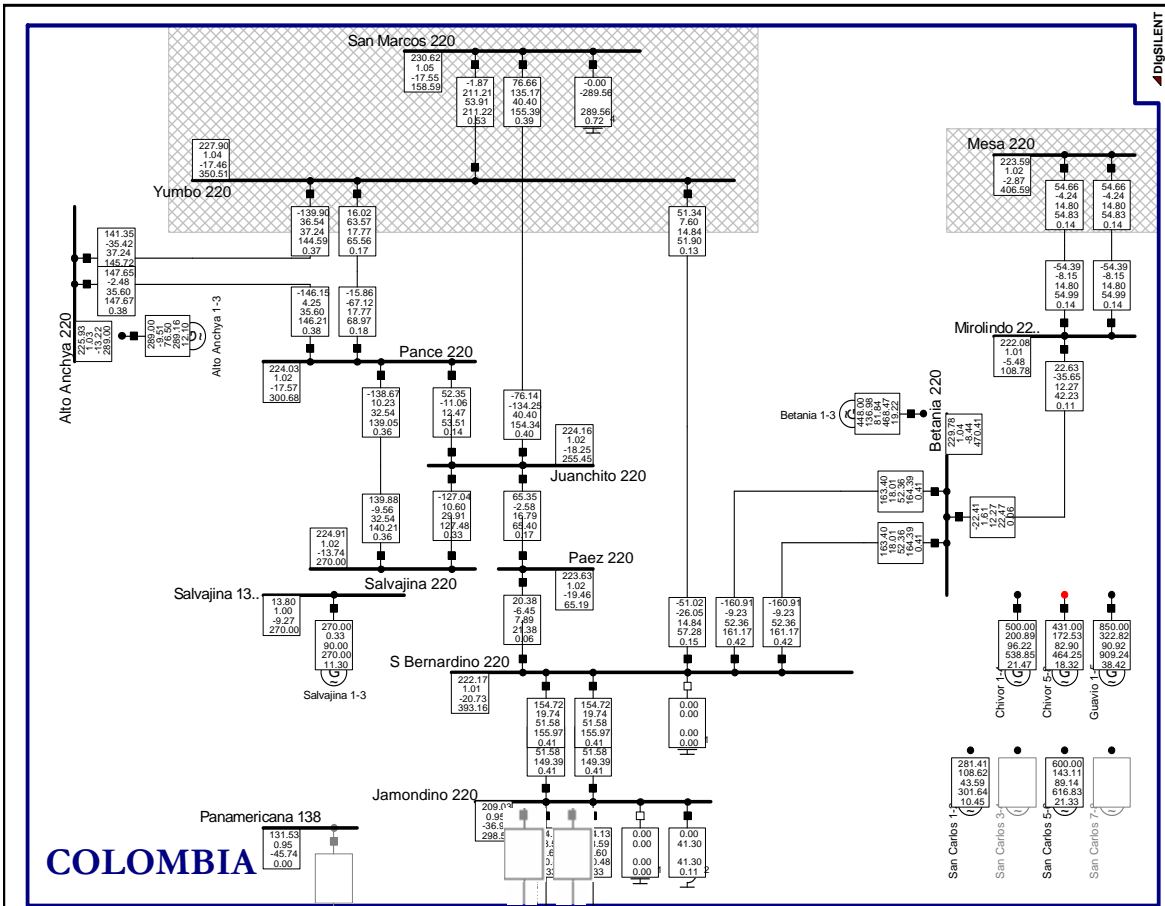
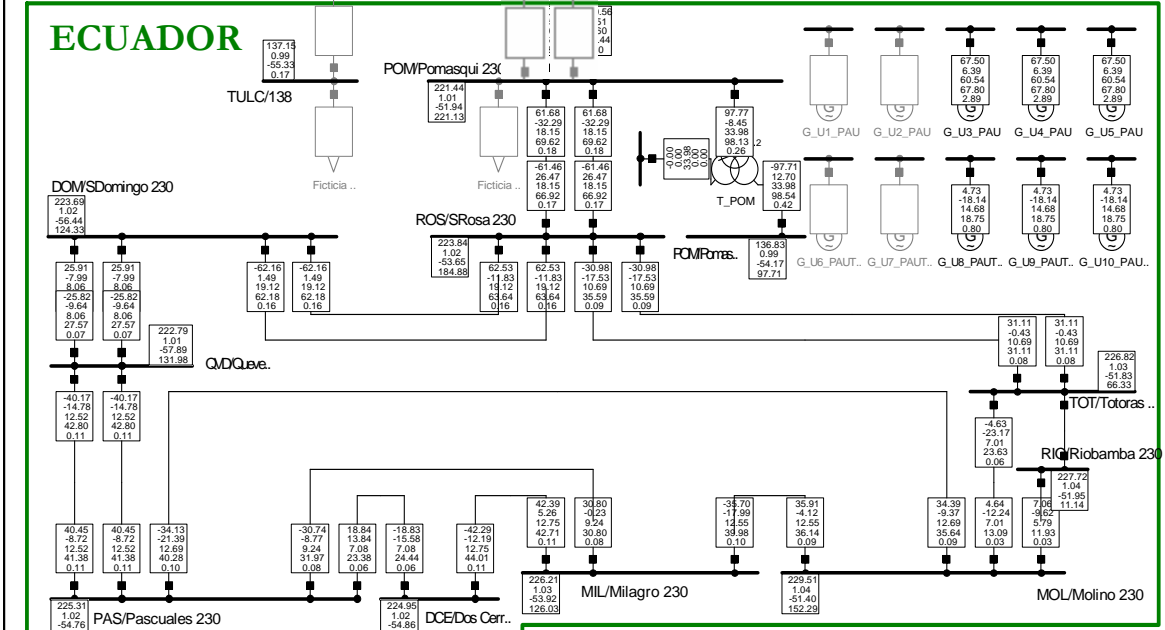


Figura 4.11



COLOMBIA



ECUADOR

PowerFactory 13.1.255	INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR 220 kV	Project: S.N.I
	DEMANDA MINIMA	Graphic: Colombia-Ecuador
	Condiciones de Alta Hidrología	Date: 19/09/2005
		Annex:

Figura 4.12

4.7 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.

El procedimiento a seguirse es:

- 1) Apertura del elemento considerado para la contingencia
- 2) Corrida de flujo de potencia
- 3) Análisis de los resultados obtenidos a partir del flujo de potencia

Para el análisis de contingencias se tomó en cuenta los límites operativos y de emergencia del sistema nacional de transmisión los cuales constan en los anexos 7, 8 y 9.

4.7.1 EJEMPLO PARA EL ANALISIS DE CONTINGENCIAS

Se analiza, como ejemplo de contingencia, la indisponibilidad de la línea Mulaló-Pucará con el seccionamiento de la línea Vicentina-Ibarra en Pomasqui.

FLUJOS PARA ALTA HIDROLOGÍA

DEMANDA MÁXIMA

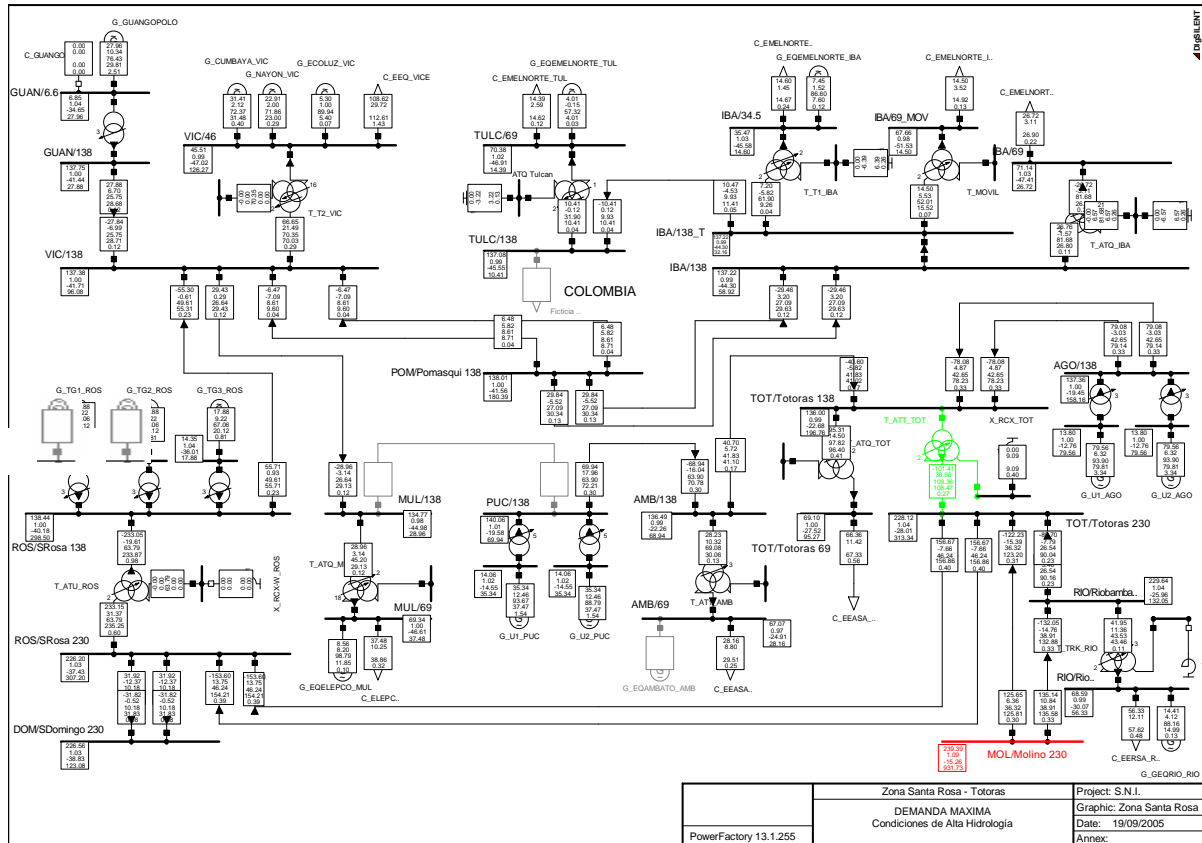


Figura 4.13

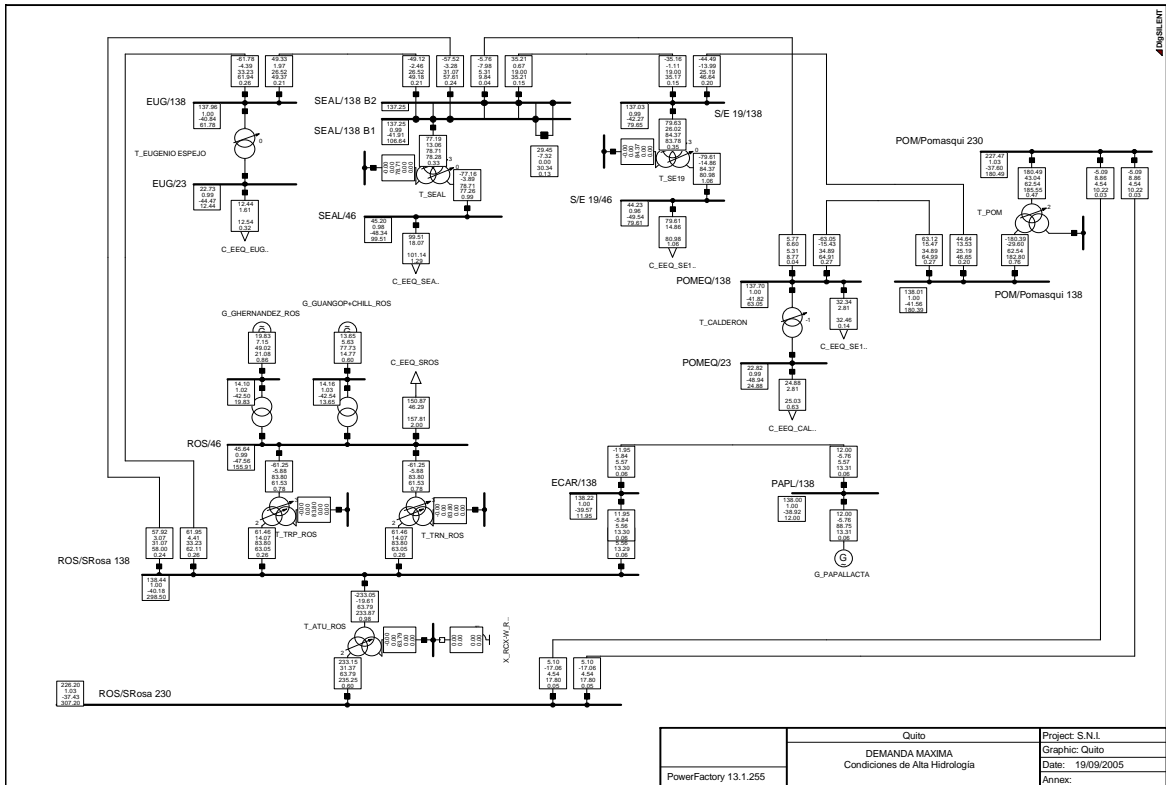


Figura 4.14

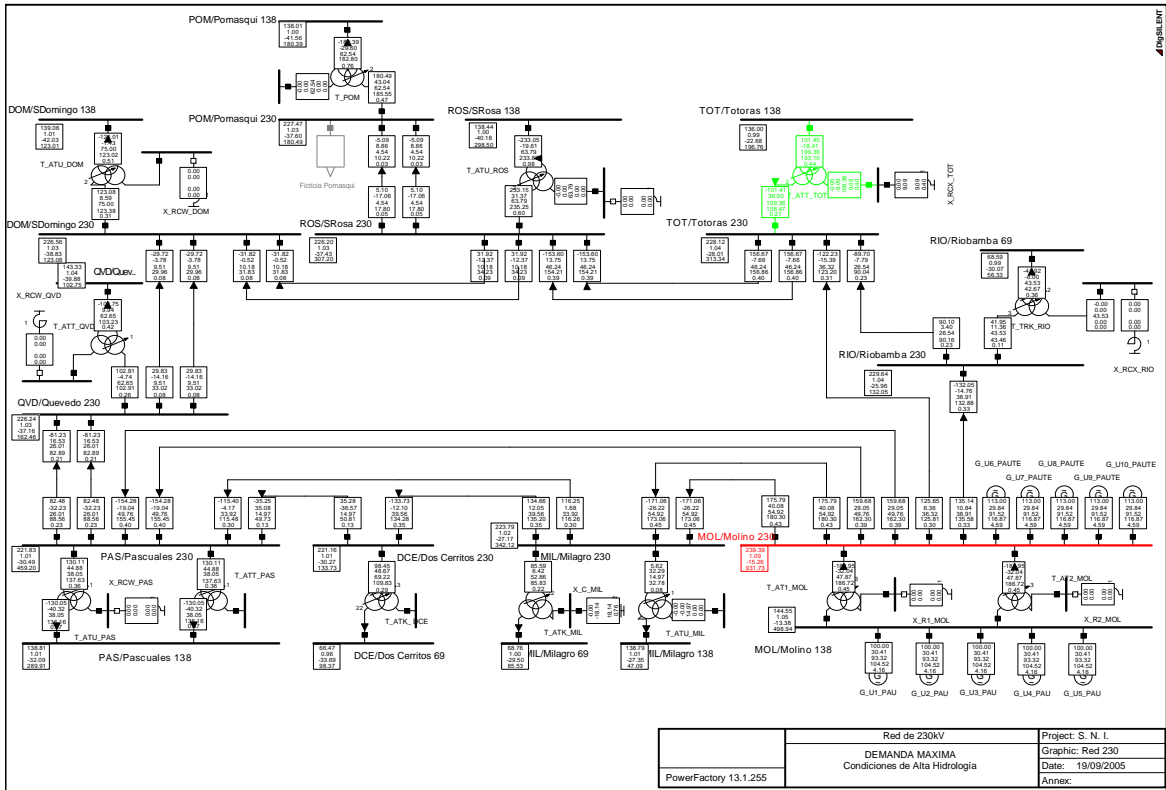
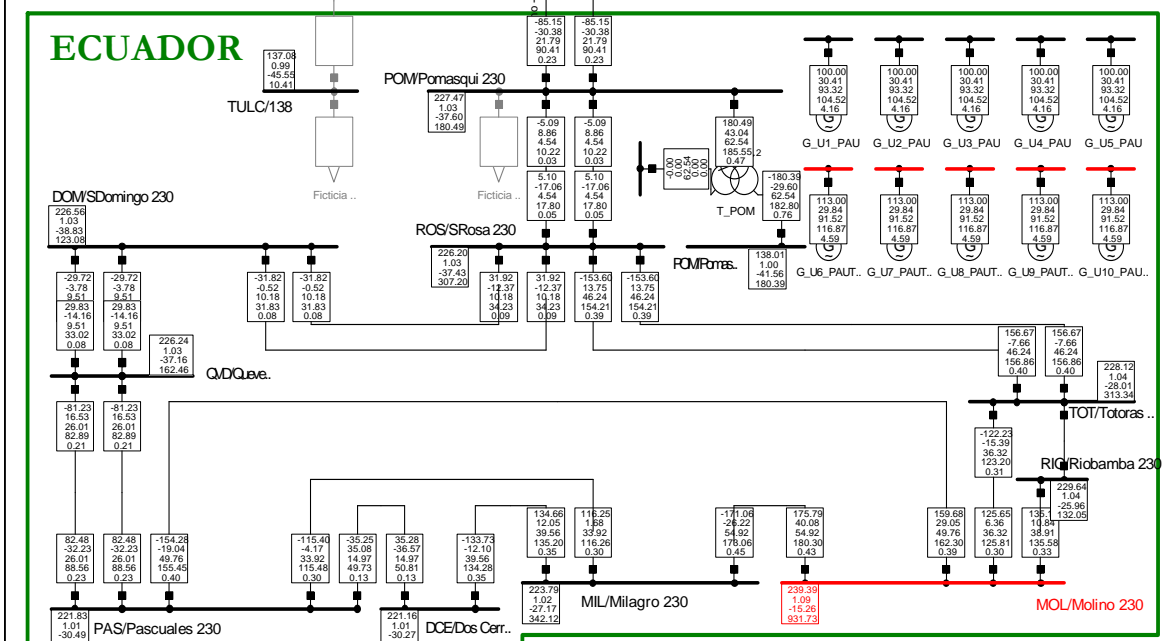
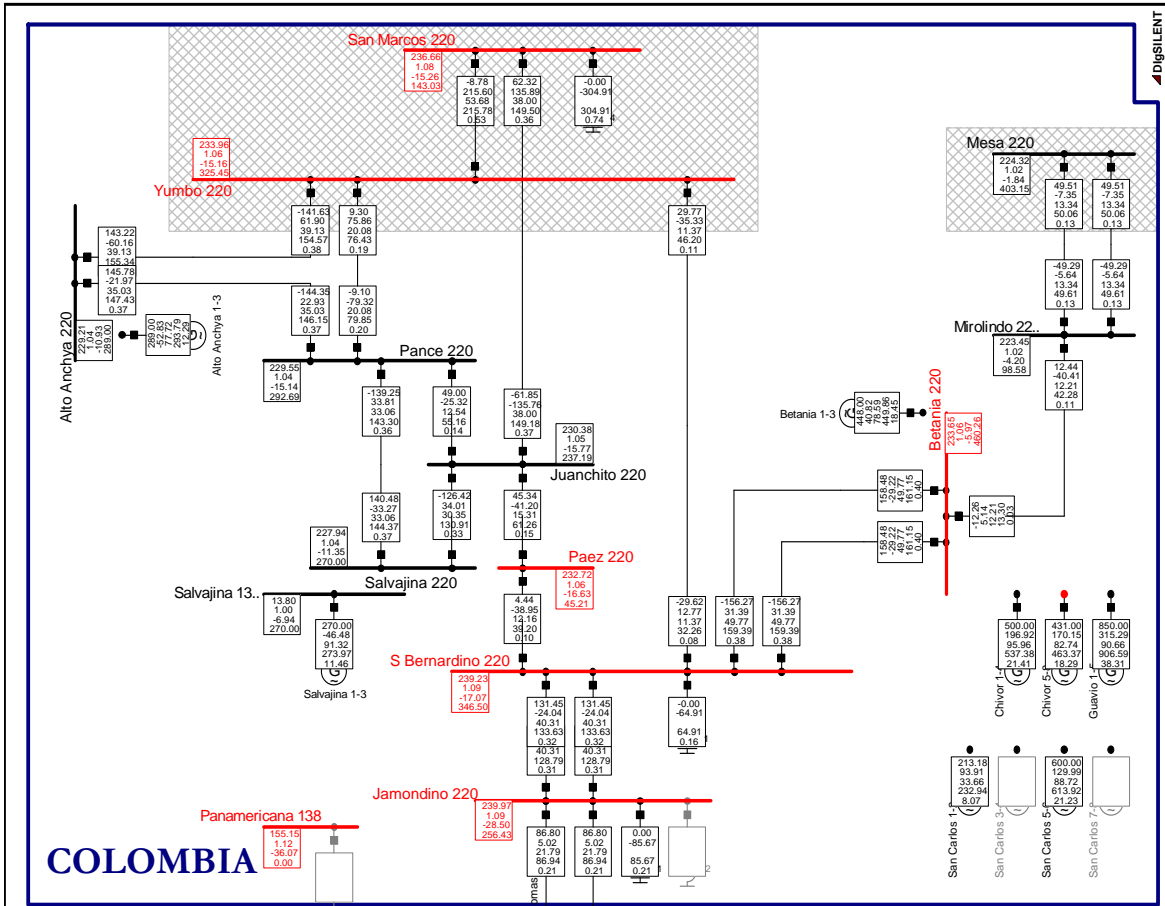


Figura 4.15



PowerFactory 13.1.255	INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR 220 kV	Project: S.N.I
	DEMANDA MAXIMA	Graphic: Colombia-Ecuador
	Condiciones de Alta Hidrología	Date: 19/09/2005
		Annex:

Figura 4.16

DEMANDA MEDIA

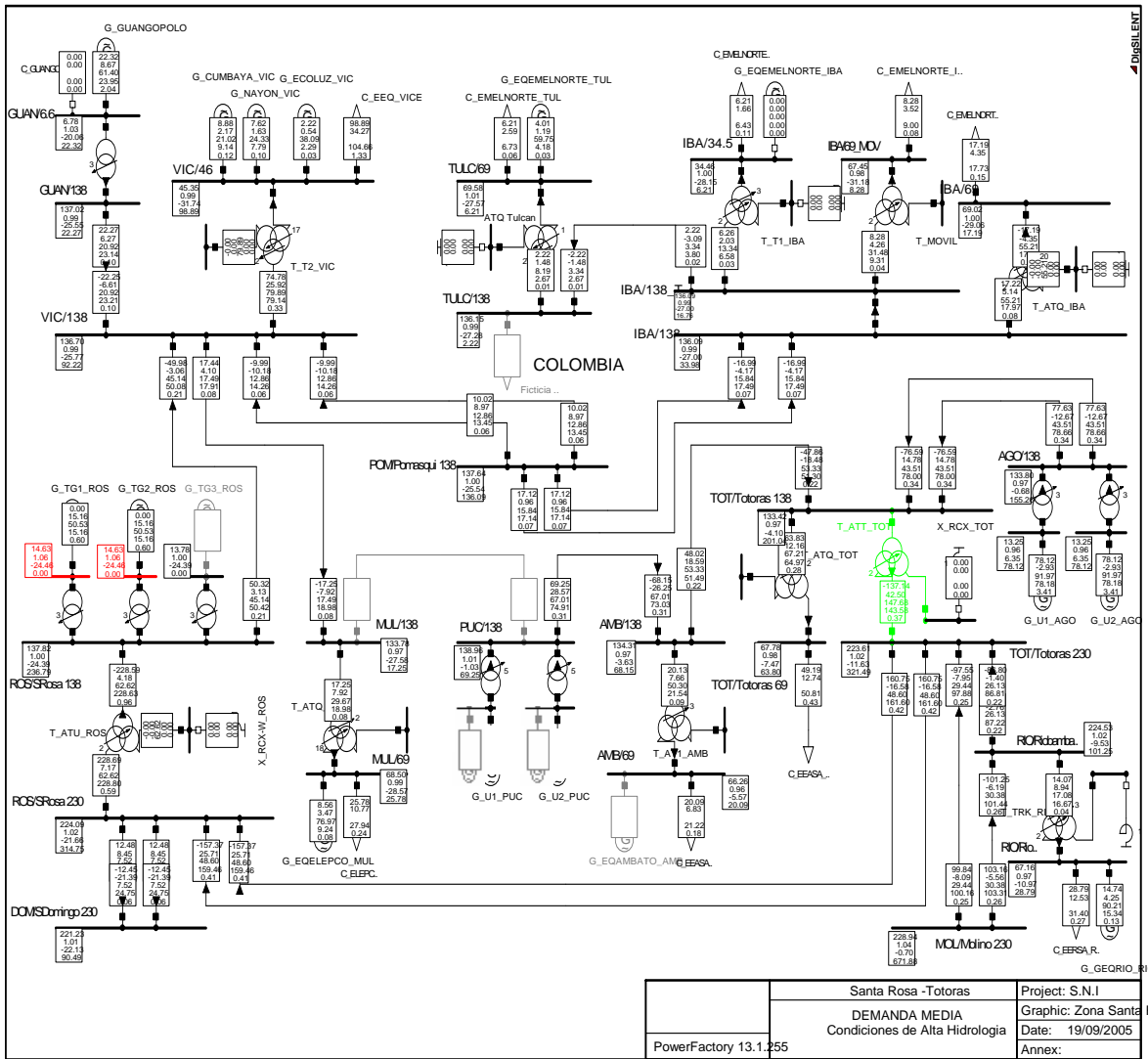


Figura 4.17

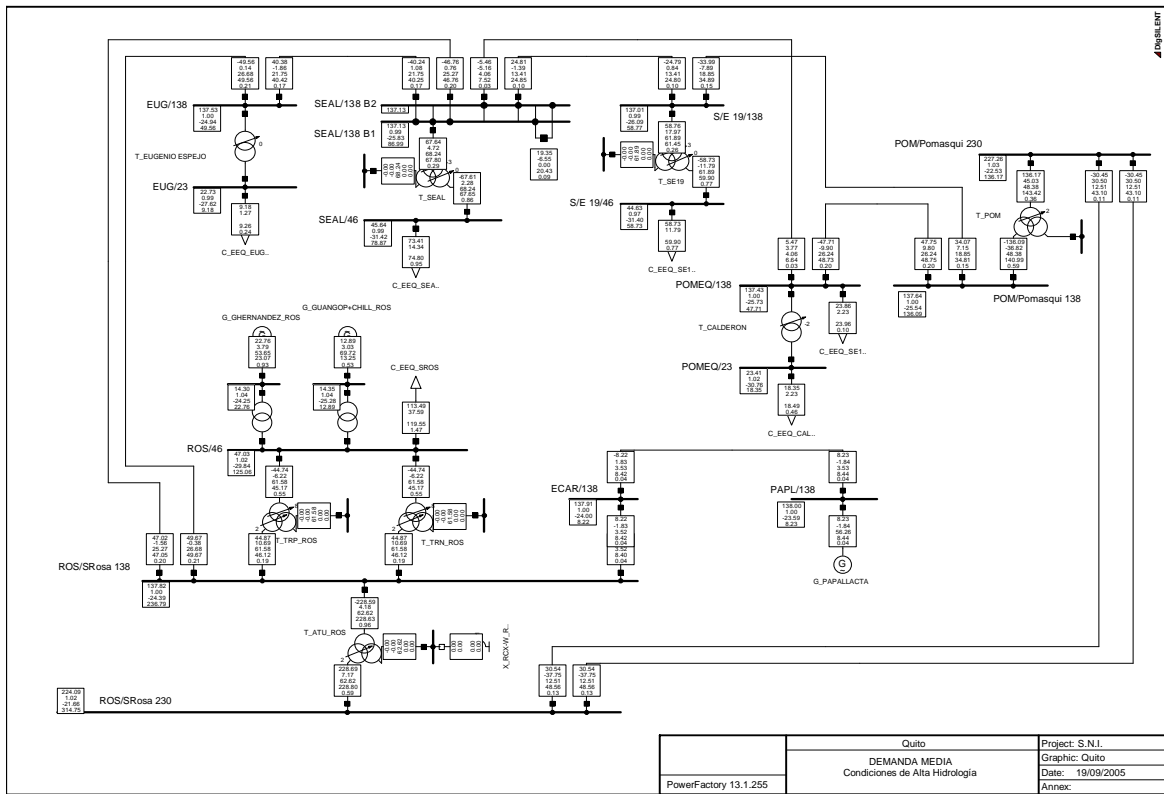


Figura 4.18

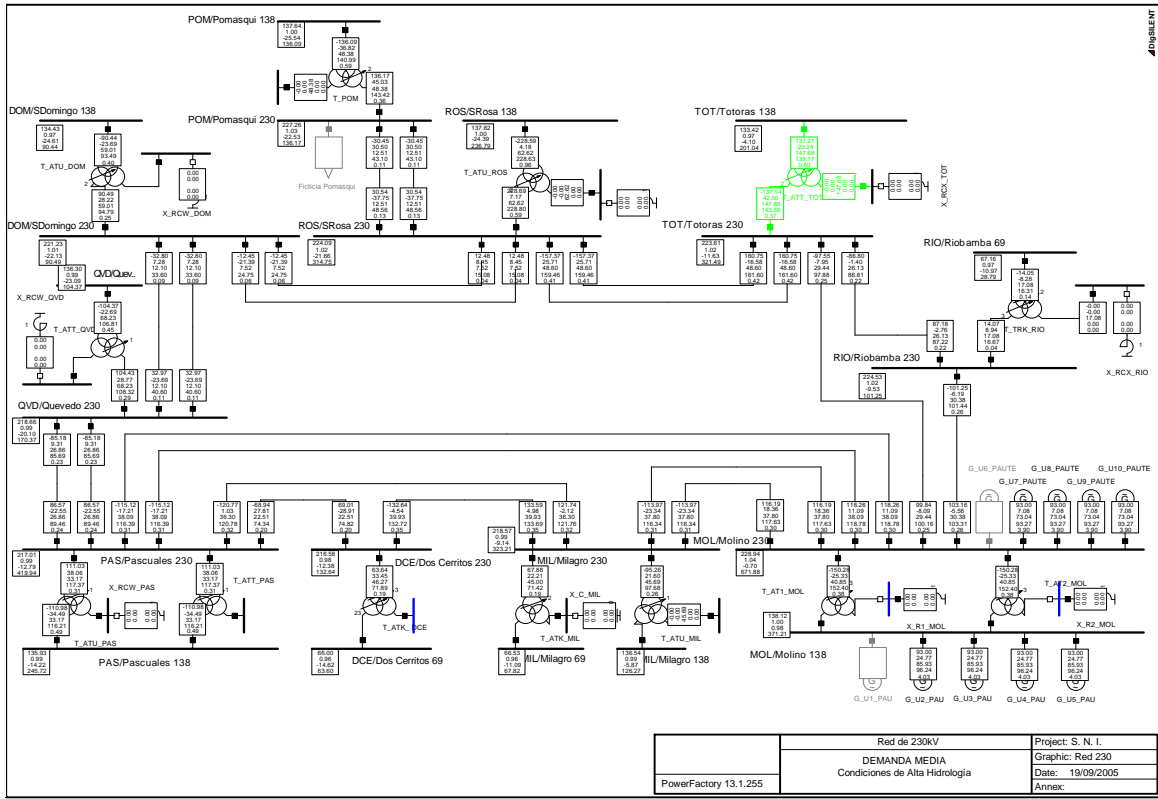


Figura 4.19

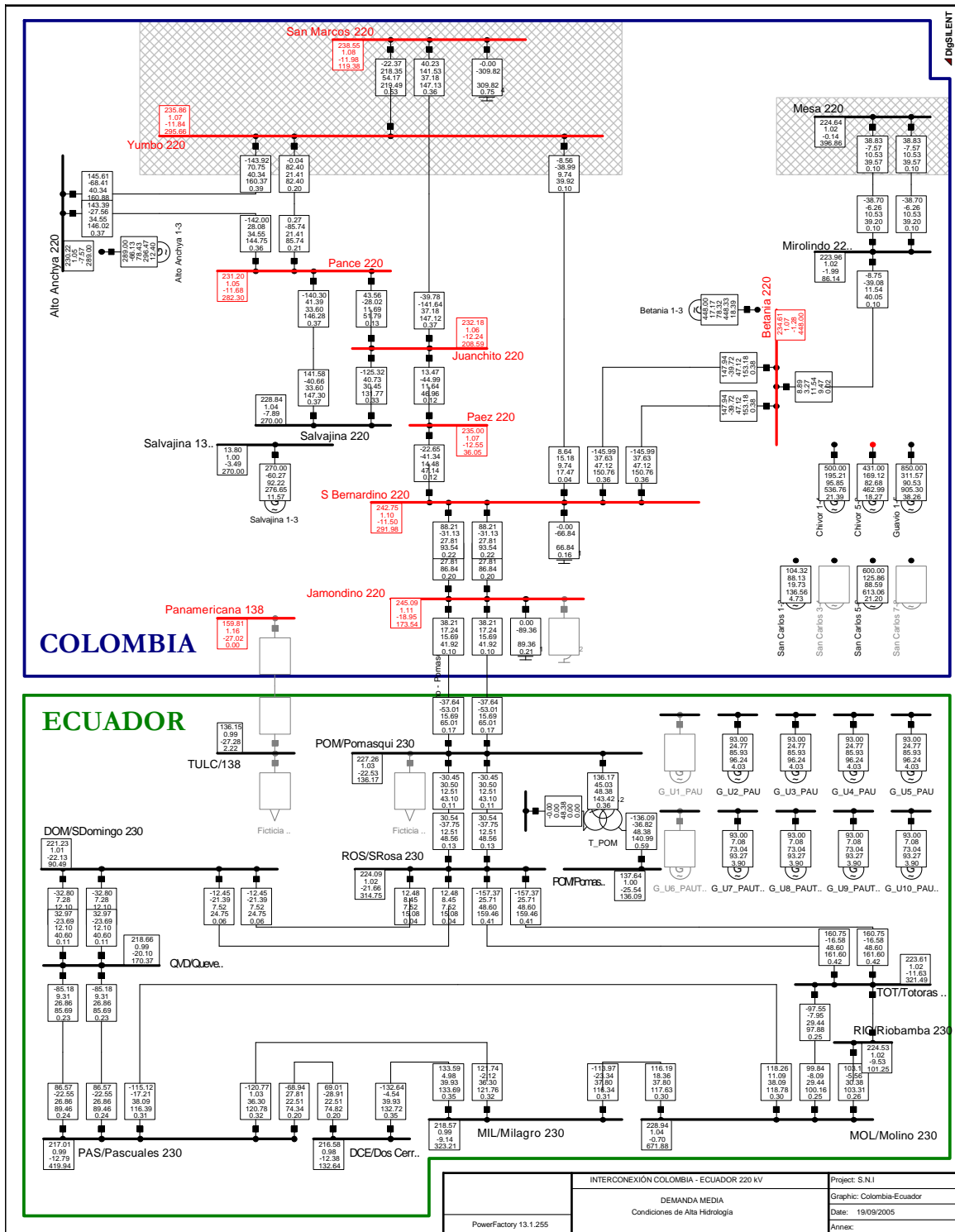
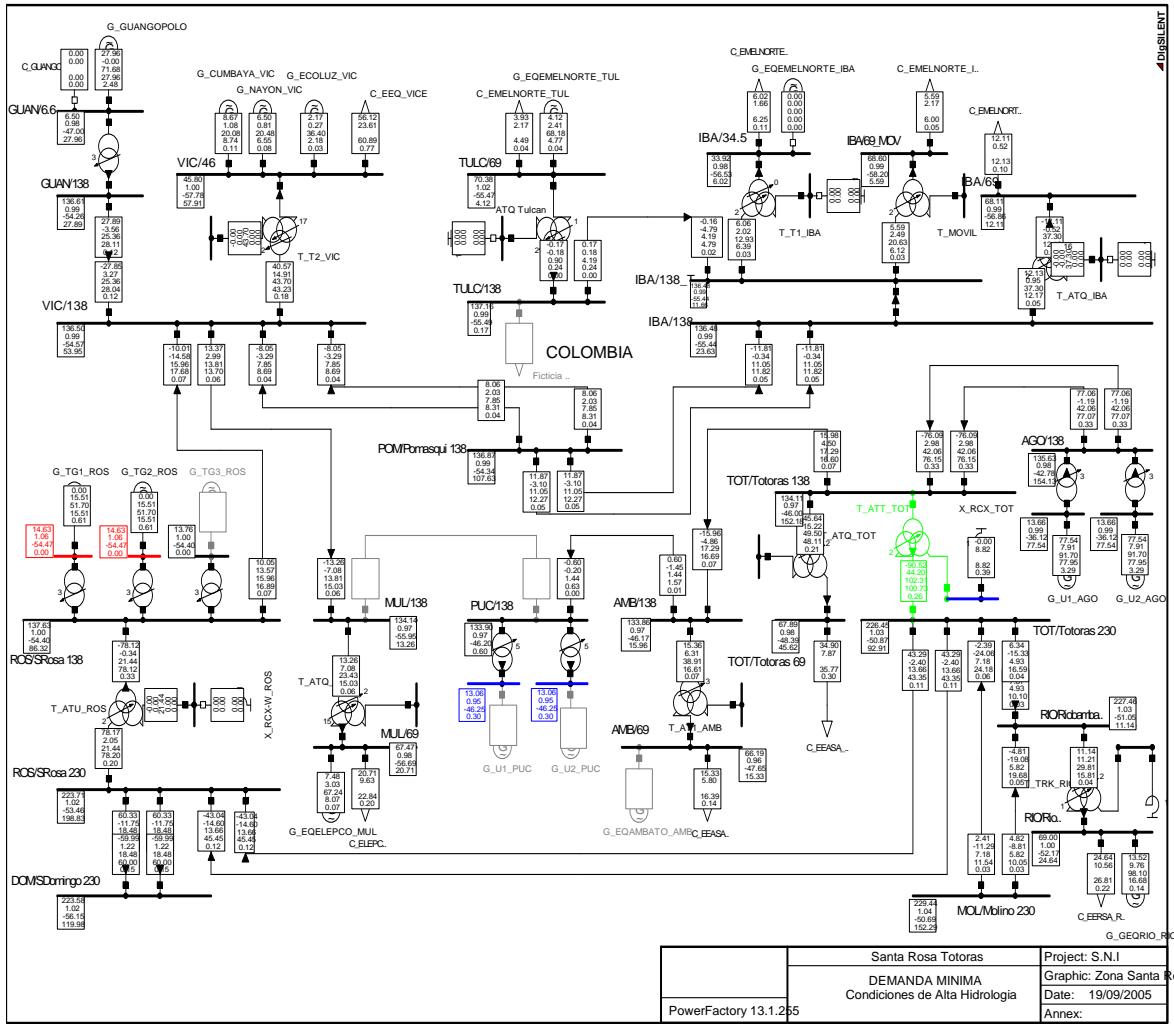


Figura 4.20

DEMANDA MÍNIMA



PowerFactory 13.1.2.65	Santa Rosa Totoras	Project: S.N.I
	DEMANDA MINIMA	Graphic: Zona Santa Rosa
	Condiciones de Alta Hidrologia	Date: 19/09/2005
		Annex:

Figura 4.21

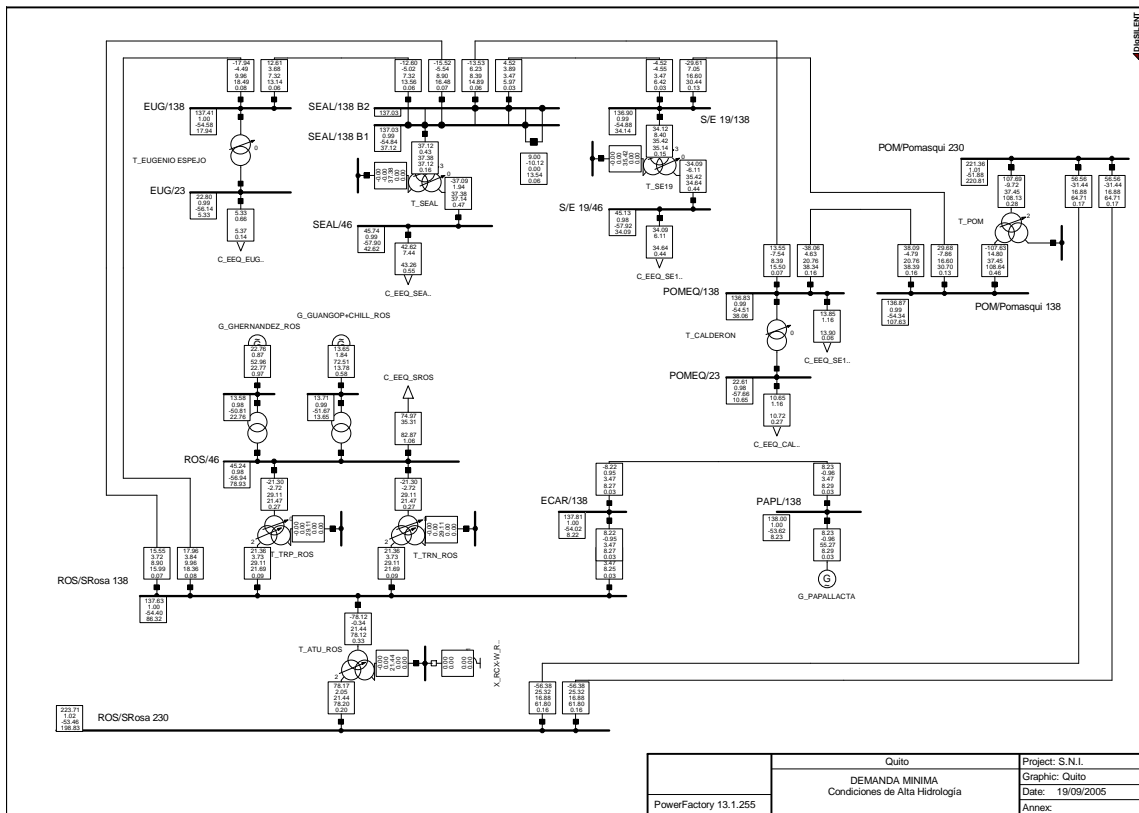


Figura 4.22

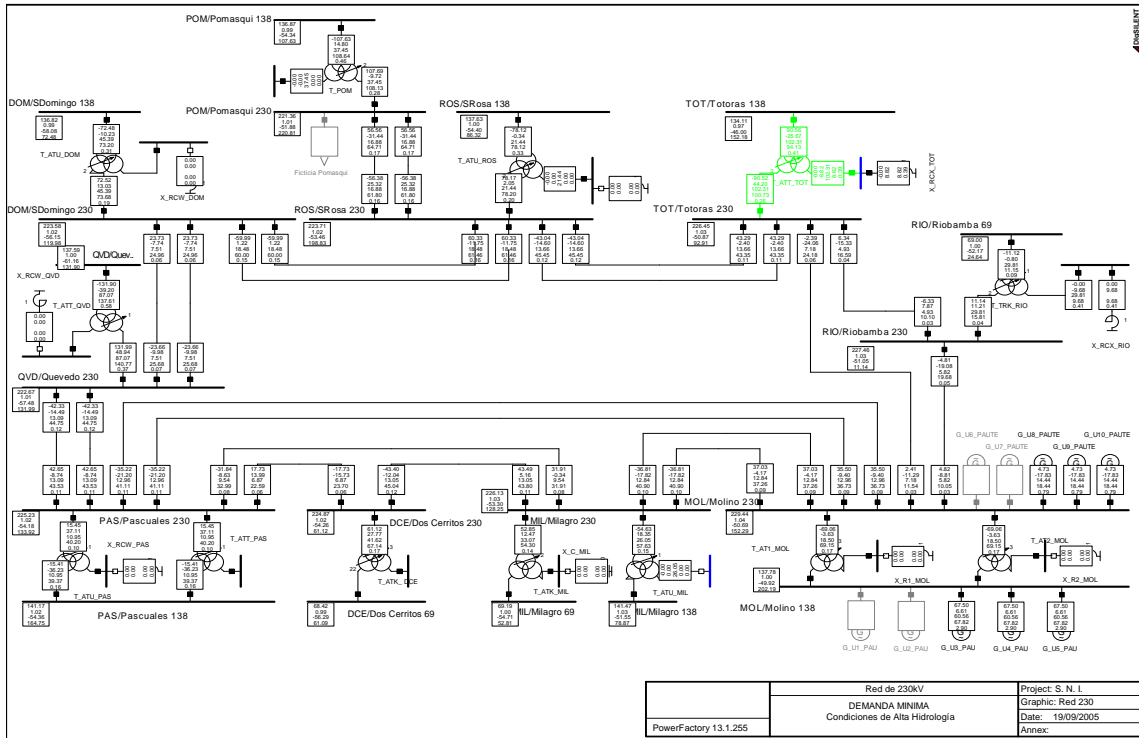
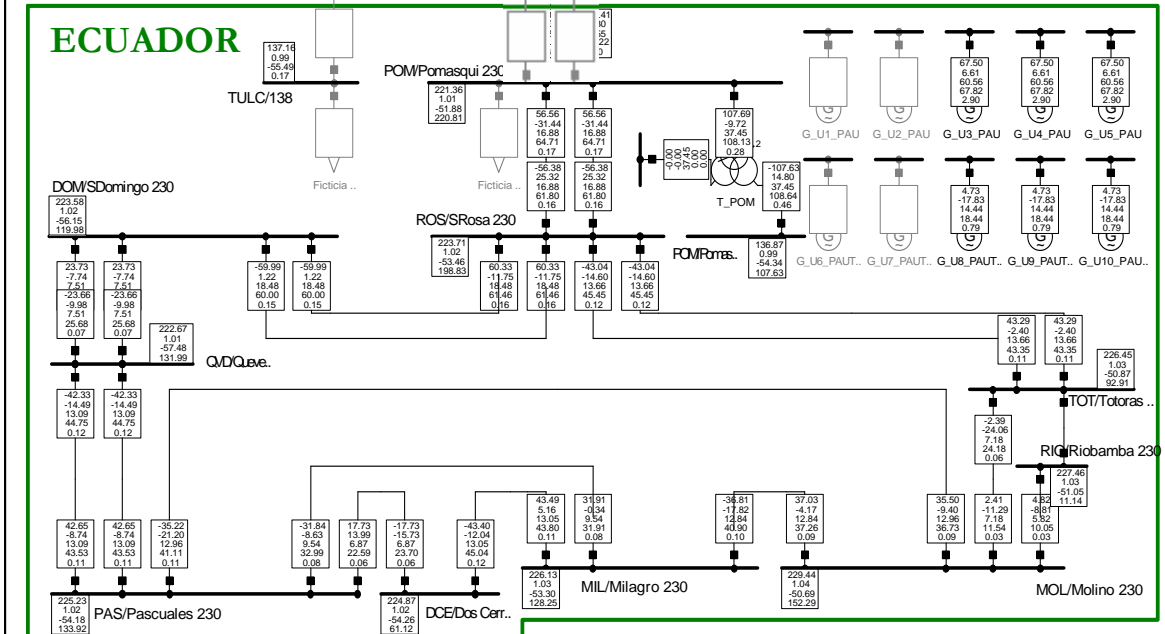
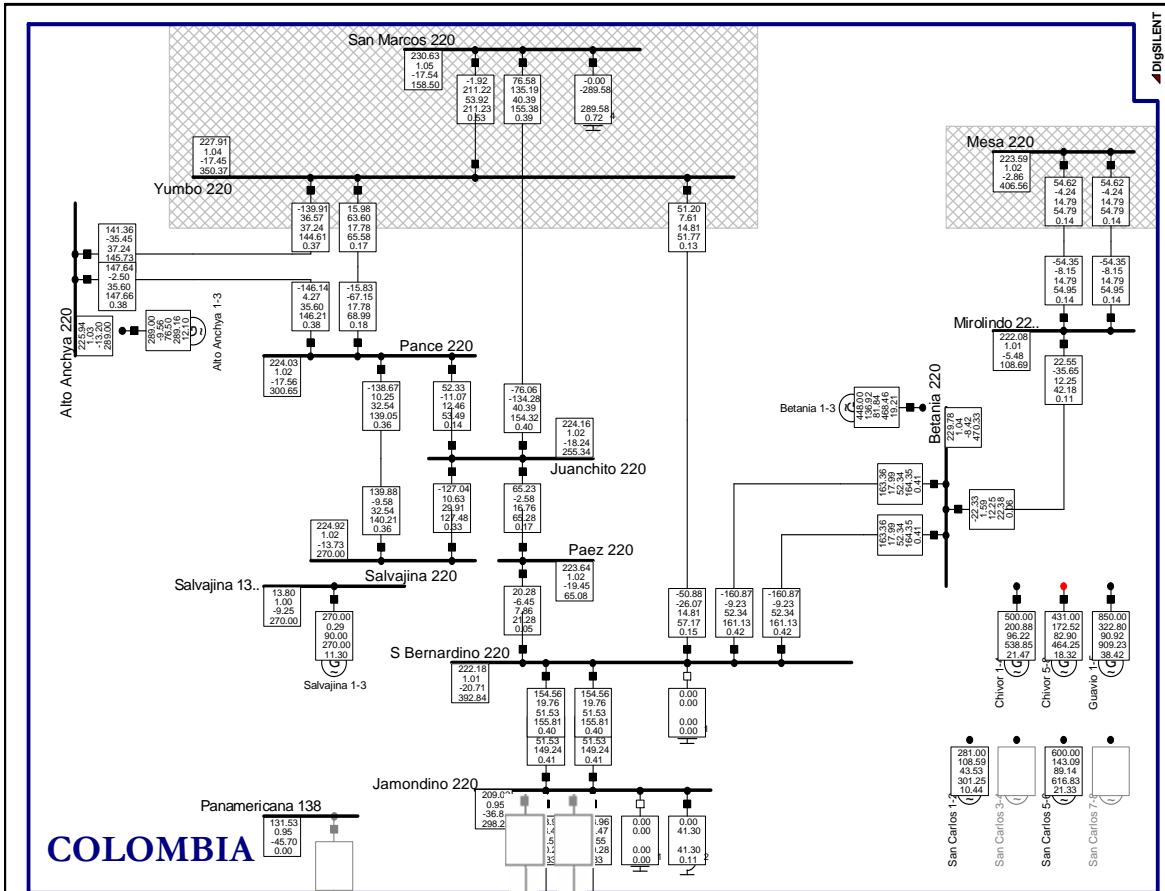


Figura 4.23



PowerFactory 13.1.255	INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR 220 kV	Project: S.N.I
	DEMANDA MINIMA	Graphic: Colombia-Ecuador
	Condiciones de Alta Hidrología	Date: 19/09/2005
		Annex:

Figura 4.24

4.8 ANÁLISIS DE FLUJOS PARA ALTA HIDROLOGÍA.

a) Demanda Máxima

En esta condición, debido a la apertura de las línea Mulaló-Pucará, se observa que existe una redistribución de los flujos que hacen que se sobrecargue el transformador ATT de Totoras (230/138) kV por el lado de 138 kV, causado por el aporte de la generación de la Central Agoyán y la Central Pucará, el porcentaje de sobrecarga es 9.36%

Para esta contingencia el flujo cambia de dirección dirigiéndose desde la barra de la subestación Pomasqui 138 kV hacia las subestación Vicentina esto se debe a que existe mayor aporte a través del lado de 230 kV del transformador ATT de Totoras por parte de la interconexión Pomasqui Jamondino.

b) Demanda Media.

El transformador ATT de Totoras (230/138) kV se encuentra sobrecargado al 47.68%, esto es produce por las aportaciones de la Central de Generación de Agoyán y la Central de Pucará.

Para esta contingencia el comportamiento del flujo es similar al de demanda máxima.

c) Demanda Mínima.

Se observa una redistribución del flujo de potencia desde la barra de Vicentina hacia Mulaló, además el flujo de potencia de la central de generación Agoyán se descarga a través del transformador ATT de Totoras (230/138) kV ocasionado una sobrecarga del 2.31%.

4.8.1 RECOMENDACIONES PARA ESTA CONTINGENCIA

En condiciones de demanda máxima, para evitar la sobrecarga del Transformador ATT Totoras se debe disminuir la generación de la central Agoyán o de la central Pucará del orden de 9 MW con lo cual el transformador funciona dentro de sus límites operativos.

Para evitar la sobrecarga del Transformador ATT Totoras en la condición de demanda media se debe disminuir la generación de la central Agoyán del orden de 26 MW con lo cual el transformador opera cargado al 96 % de su capacidad. Si se procede a disminuir el mismo valor de carga a la central de Pucará el transformador se encontrará cargado al 96 %.

Para evitar la sobrecarga del Transformador ATT Totoras en la condición de demanda mínima se debe disminuir la generación de la central Agoyán en 3 MW con lo cual se tiene el transformador funcionando dentro de sus límites operativos al 96% de cargabilidad.

De similar forma se procede para el análisis en Baja Hidrología y para cualquier condición de demanda ante una contingencia en líneas o transformadores.

ALTA HIDROLOGÍA

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS EN EL S-N-T	OBSERVACIONES
L/T Tulcán – Ibarra	Máxima	Colapso de la S/E Tulcán	Alimentar a través de la línea de transmisión Tulcán - Panamericana a 138 kV para abastecer la carga de la subestación Tulcán.
	Media		
	Mínima		
Circuito 1 de la L/T Pomasqui-Ibarra	Máxima	Ninguna	Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga, por lo cual el sistema reacciona en forma normal manteniéndose los voltajes dentro de los límites de operación.
	Media		
	Mínima		
Circuito 1 de la L/T Pomasqui-Vicentina	Máxima	Ninguna	Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga por lo cual el sistema reacciona en forma normal manteniéndose los voltajes dentro de los límites de operación.
	Media		
	Mínima		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUEN	OBSERVACIONES
--------------	---------	------------------	---------------

		CIAS DEL SNT	
L/T Vicentina -Sta Rosa	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media		
	Mínima		
L/T Vicentina-Mulaló	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media	Transformador ATT Totoras 230/138 kV	Se debe controlar la Generación de Agoyán bajando a 61 MW cada unidad o a su vez bajando la generación de Pucará a 18 MW cada unidad
	Mínima	Bajo nivel de voltaje en la barra de Mulaló 138 kV.	El voltaje es de 131 kV, debe regularse este voltaje con la central Pucará o Agoyán.
L/T Mulaló - Pucará	Máxima	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 kV	Se debe bajar la generación de Agoyán a 130 MW, o a su vez se puede bajar la generación de la central de Pucará a 50 MW.
	Media	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 kV	Bajar la generación de Agoyán a 100 MW, o a su vez bajar la generación de la central de Pucará a 50 MW
	Mínima	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 kV	Bajar la generación de Agoyán a 148 MW, o a su vez se puede bajar la generación de la central de Pucará en el mismo valor que la central de Agoyán.

		CONSECUENCIAS DEL SNT	
CONTINGENCIA	DEMANDA		OBSERVACIONES

	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
L/T Pucará - Ambato	Media	Bajo nivel de voltaje en la Barra de 69 kV de Ambato	Se controla el nivel de voltaje a través de las unidades de la central de generación Agoyán
	Mínima	Transformador ATT Totoras	Bajar la generación de Agoyán en 3 MW cada unidad.
L/T Ambato-Totoras	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 / kV	Bajar la generación de Agoyán en 4 MW cada unidad.
	Mínima	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 / kV, a su vez existen bajos voltajes en la barra de Pucará a 138 kV y Ambato a nivel de 138 kV.	Disminuir la generación de Agoyán a 136 MW y regular el voltaje
Circuito 1 Totoras-Agoyán	Máxima	Ninguna	El sistema se comporta en forma normal debido a que la línea paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta, manteniéndose el sistema dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS EN EL S-N-T	OBSERVACIONES
Circuito 1 Pomasqui – Jamondino	Máxima	Ninguna	Se observa disminución de voltaje en la barra de Santa Rosa se regula el voltaje con las unidades de generación disponibles como son: TG4_GZEV 25 MW, G.VICTORIA_TRIN 100 MW, G.TG5_GGASAN 23 MW, TG6 GAZAN 25 MW, de esta manera se logra mantener los niveles de voltaje dentro de los valores de operación normal.
	Media	Ninguna	Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga, por lo que el sistema se encuentra dentro de los límites de operacional normal
	Mínima	Ninguna	
L/T Molino - Riobamba	Máxima	Ninguna	Los voltajes en la barra de Riobamba disminuyen pero no son críticos
	Media		
	Mínima		

L/T Totoras-Molino	Máxima	Ninguna	Los voltajes en la barra de Totoras disminuyen pero no son críticos
	Media		
	Mínima		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS EN EL S-N-T	OBSERVACIONES
L/T Riobamba-Totoras	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Santa Rosa-Totoras	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Santa Rosa-Sto Domingo	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Pomasqui- Sta Rosa	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIA DEL S.N.T	OBSERVACIONES
--------------	---------	------------------------	---------------

Transformador ATU_ Pomasqui 230/138 kV	Máxima	NINGUNA	Se observa sobrecarga en el transformador ATU de la subestación Santa - Rosa y en el transformador ATT de Totoras, esta sobrecarga se supera con el esquema de alivio de carga de la E.E.Q lo que permite seccionar carga en las subestaciones E. Espejo, Selva Alegre y la subestación 19
	Media	NINGUNA	
	Mínima	NINGUNA	
ATU Sta Rosa 230/138 kV	Máxima	NINGUNA	Debido al esquema de alivio de carga de la E.E.Q. no se produce sobrecargas ya que al momento de la apertura del transformador ATU de Santa Rosa este esquema actúa en forma inmediata seccionando la carga conectada a las barras de Santa Rosa y Selva Alegre a nivel de 46 kV.
	Media	NINGUNA	
	Mínima	NINGUNA	
ATT Totoras 230/138 kV	Máxima	Colapso de la subestación Totoras	Los niveles de voltaje de las barras de la parte norte del S.N.T se encuentran bajos se sugiere controlarlos mediante la regulación de generación en las centrales de Agoyán y Pucará
	Media	Colapso de la subestación Totoras Sobrecarga en: L/T Totoras-Ambato 1.4% L/T Pucara-Mulaló 24% L/T Mulaló-Vicentina 9%	
	Mínima	Colapso de la subestación Totoras Sobrecarga de la L/T Totoras-Ambato 12%	

BAJA HIDROLOGÍA

TABLA 4.2

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS EN EL S-N-T	OBSERVACIONES
L/T Tulcán – Ibarra	Máxima	Colapso de la S/E Tulcán	Alimentar a través de la línea de transmisión Tulcán - Panamericana a 138 kV para abastecer la carga de la subestación Tulcán.
	Media		
	Mínima		
Circuito 1 de la L/T Pomasqui-Ibarra	Máxima	Ninguna	Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga, por lo cual el sistema reacciona en forma normal manteniéndose los voltajes dentro de los límites de operación.
	Media		
	Mínima		
Circuito 1 de la L/T Pomasqui-Vicentina	Máxima	Ninguna	Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga, por lo cual el sistema reacciona en forma normal manteniéndose los voltajes dentro de los límites de operación.
	Media		

Mínima

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS DEL SNT		OBSERVACIONES
L/T Vicentina-Sta Rosa	Máxima	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media			
	Mínima			
L/T Vicentina -Mulaló	Máxima	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media			
	Mínima			
L/T Mulaló - Pucará	Máxima	Transformador ATT de Totoras 230 / 138 kV		Se debe bajar la generación de Agoyán a 120 MW, o a su vez se puede bajar la generación de la central de Pucará a 40 MW.
	Media	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Mínima			

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS DEL SNT		OBSERVACIONES
L/T Pucará - Ambato	Máxima	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media			
	Mínima			
L/T Ambato-Totoras	Máxima	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media			
	Mínima			
Circuito 1 Totoras-Agoyán	Máxima	Ninguna		El sistema permanece estable dentro de los límites de operación normal
	Media			
	Mínima			
Circuito 1 Pomasqui – Jamondino	Máxima	Ninguna		Bajo esta contingencia la línea de transmisión paralela tiene la capacidad de tomar el flujo que se transmitía por la línea abierta sin producirse sobrecarga, por lo que el sistema se encuentra dentro de los límites de operacional normal
	Media	Ninguna		
	Mínima	Ninguna		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIAS EN EL S-N-T	OBSERVACIONES
L/T Molino - Riobamba	Máxima	Ninguna	Los voltajes en la barra de Riobamba disminuyen pero no son críticos
	Media		
	Mínima		
L/T Totoras-Molino	Máxima	Ninguna	Los voltajes en la barra de Totoras disminuyen pero no son críticos
	Media		
	Mínima		
L/T Riobamba-Totoras	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Santa Rosa-Totoras	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Santa Rosa-Sto Domingo	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		
L/T Pomasqui- Sta Rosa	Máxima	Ninguna	El sistema permanece estable dentro de los límites de operacional normal
	Media		
	Mínima		

CONTINGENCIA	DEMANDA	CONSECUENCIA DEL S.N.T	OBSERVACIONES
Transformador ATU Pomasqui 230/138 kV	Máxima	NINGUNA	Se observa sobrecarga en el transformador ATU de la subestación Santa - Rosa y en el transformador ATT de Totoras, esta sobrecarga se supera con el esquema de alivio de carga de la E.E.Q lo que permite seccionar carga en las subestaciones E. Espejo, Selva Alegre y la subestación 19
	Media	NINGUNA	
	Mínima	NINGUNA	
ATU Sta Rosa 230/138 kV	Máxima	NINGUNA	Debido al esquema de alivio de carga de la E.E.Q. no se produce sobrecargas ya que al momento de la apertura del transformador ATU de Santa Rosa este esquema actúa en forma inmediata seccionando la carga conectada a las barras de Santa Rosa y Selva alegre a nivel de 46 kV.
	Media	NINGUNA	

	Mínima	NINGUNA	
ATT Totoras 230/138 kV	Máxima	Ninguna	Los niveles de voltaje de las barras de la parte norte del S.N.T se encuentran bajos se sugiere controlarlos mediante la regulación de generación en las centrales de Agoyán y Pucará
	Media		
	Mínima		

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones y recomendaciones que se presentan a continuación son realizadas en función de la nueva topología que adquiere el sistema que es el seccionamiento de la línea Vicentina - Ibarra a 138 kV en Pomasqui, con escenarios de alta hidrología y baja hidrología para todas las condiciones de demanda.

El análisis para la coordinación de las protecciones se realiza primero en alta hidrología y con estas calibraciones se procede a comprobar su adecuada operación en baja hidrología, observando un comportamiento similar entre estas dos hidrologías.

Lo correspondiente a fallas cabe destacar que antes de las recomendaciones presentadas en las tablas 3.11 y 3.12 se realizó las simulaciones de fallas para distintos alcances, para fallas trifásicas a más de la variación en sus alcances su resistencia varia de cero a diez ohmios primarios, para bifásicas entre cero y veinte ohmios primarios, para monofásicas entre cero y un máximo de cincuenta ohmios primarios, para el caso de fallas en barras se simuló con resistencia de fallas de cero debido a que dentro de las subestaciones su resistencia se considera despreciable y para el análisis de contingencias se considera la apertura de elementos como líneas y transformadores.

- 1) En el presente estudio con las protecciones recomendadas al producirse un cambio en la generación, se garantiza su adecuada operación ante cualquier cambio de escenario.
- 2) De los resultados obtenidos en las simulaciones se observa que para los relés fase-fase y fase-tierra tanto en su protección primaria y secundaria ubicadas en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomasqui, existe descoordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de 230 kV del transformador ATU de Pomasqui, ya que ante fallas en la barra de 138 kV de Pomasqui la protección de distancia mira fallas a otro nivel de voltaje operando en un tiempo menor que el relé de sobrecorriente por lo cual se sugiere reducir el alcance de su tercera zona tanto para el relé fase-fase como para fase-tierra.
- 3) Para las protecciones primarias de los relés fase-fase y fase-tierra ubicados en la subestación Totoras que mira fallas hacia Riobamba no existe problemas de coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en la barra de 230 kV del transformador TRK de Riobamba, sin embargo se recomienda el aumento de su zona uno y zona dos para evitar el traslape con el

relé ubicado en la subestación Santa Rosa hacia Totoras. La calibración sugerida es del mismo valor para los relés fase –fase y fase- tierra para evitar traslapes en primera y segundas zonas cuando se produce fallas en la línea Riobamba-Totoras, garantizando una adecuada coordinación, aún ante la contingencia más grave que es la apertura de la línea Santa Rosa-Totoras y Totoras-Molino.

- 4) La protección primaria fase-fase del relé ubicado en la subestación Santa Rosa hacia Totoras no mira fallas a otro nivel de voltaje sin embargo presenta traslapes en tercera zona con el relé ubicado en Totoras hacia Riobamba ante fallas simuladas en la línea Riobamba- Molino con el ajuste recomendado se logra reducir el valor de la impedancia aparente vista por el relé evitando traslapes.
- 5) La protección secundaria fase- tierra del relé ubicado en la subestación Totoras hacia Riobamba presenta una adecuada coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de 230 kV del transformador TRK de Riobamba, pero se presenta problemas de traslapes entre terceras zonas con el relé ubicado en la línea Riobamba hacia Molino ante fallas en esta misma línea, con el ajuste de ángulo recomendado se logra evitar este problema de coordinación.
- 6) La protección secundaria fase-tierra ubicada en la línea Santa Rosa-Totoras presentaba problemas de coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado 138 kV del transformador ATT de Totoras por lo que se redujo su zona tres, además para evitar traslape entre zonas dos con el relé ubicado en la línea Totoras hacia Riobamba ante fallas en la línea Totoras - Riobamba se reduce su zona dos por lo cual la impedancia secundaria vista por el relé es menor evitando el sobrealcance y traslapes.
- 7) Con el seccionamiento de la línea Ibarra -Vicentina en Pomasqui las calibraciones de los relés de las líneas adyacentes presentan descoordinación provocando subrealcances y traslapes, por lo que la protección secundaria de los relés de la línea Vicentina-Santa Rosa tanto fase-fase como fase-tierra se recomienda reducir a dos zonas de operación, las calibraciones se presentan en las tablas antes mencionadas.
- 8) Las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la línea Vicentina-Pomasqui debido al seccionamiento de la línea Vicentina-Ibarra en Pomasqui, con las calibraciones recomendadas se observa una adecuada coordinación tanto con los relés de distancia ubicados en las líneas adyacentes así como con el relé de sobrecorriente ubicado en el transformador ATU de Pomasqui

- 9) De las simulaciones de los cortocircuitos realizados en la barra de Pomasqui 230 kV se observó que los relés fase-fase y fase-tierra debido al seccionamiento de la línea Vicentina-Ibarra en Pomasqui, con las calibraciones recomendadas se observa una adecuada coordinación tanto con los relés de distancia ubicados en las líneas adyacentes así como con el relé de sobrecorriente ubicado en el transformador ATU de Pomasqui
- 10) La protección secundaria fase-tierra del relé ubicado en la línea Ibarra hacia Tulcán se ajusta sus ángulos para brindar mayor alcance ante fallas en la línea Tulcán- Ibarra.
- 11) La protección secundaria fase-fase del relé ubicado en la línea Tulcán hacia Ibarra se reduce su zona dos debido a que presentaba problemas de traslape con el relé ubicado en la línea Ibarra-Pomasqui ante fallas en la línea Pomasqui-Ibarra.
La protección fase-Tierra de la misma línea no presenta problemas de coordinación con los relés de las líneas adyacentes, sin embargo se recomienda aumentar el alcance de sus zona tres para brindar mayor respaldo ante fallas en la línea Ibarra-Pomasqui.
- 12) Para todas las fallas simuladas en la línea Guangopolo-Vicentina se vio en la necesidad de reducir a dos zonas de operación los relés ubicados en la línea Vicentina hacia Guangopolo para las protecciones secundarias tanto fase-fase como fase-tierra, debido a que la línea es radial y corta por lo que es difícil su coordinación con los relés de distancia ubicados en las líneas adyacentes.
- 13) Para las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la subestación Mulaló hacia Vicentina se recomienda aumentar el alcance de sus terceras zonas para brindar mayor respaldo ante fallas en las líneas adyacentes, además de ajustar el ángulo de sus zonas dos para evitar traslapes con el relé ubicado en la subestación Pucará hacia Mulaló ante fallas en la línea Mulaló-Vicentina, para la protección fase-fase se reduce el alcance de su zona dos , este análisis contempla la correcta coordinación aún ante salida de las dos unidades de Pucará.
- 14) Para las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la subestación Vicentina hacia Mulaló se reducen el alcance de sus zonas dos para evitar traslapes con segundas zonas con el relé ubicado en la subestación Mulaló hacia Pucará para fallas en la línea Mulaló- Pucará. Además se sugiere ajustar el ángulo de la zona dos para el relé fase-fase, y de todas sus zonas de operación para la protección fase-tierra.

- 15) Con las calibraciones recomendadas para la protección secundaria fase-fase y fase-tierra del relé ubicado en la subestación Pucará hacia Ambato no se presentan problemas de coordinación, de las simulaciones se observa que existía problemas de sobrealcance provocando traslapes ante la salida de la generación de Pucará.
- 16) Para la protección secundaria fase-fase del relé ubicado en la subestación Ambato hacia Pucará se reduce los alcances de sus zonas dos y tres para evitar que se produzca descoordinación entre los relés de distancia.
- 17) De las simulaciones obtenidas y bajo las justificaciones presentadas en las tablas 3.11 y 3.12 los relés ubicados en la subestación Pucará y Mulaló para la protección secundaria tanto para fase-fase como para fase-tierra se recomienda ajustar sus calibraciones evitando de esta manera la apertura innecesaria de las líneas adyacentes que se da por problemas de traslapes.
- 18) Con los cortocircuitos simulados en la línea Santa Rosa –Eugenio Espejo tanto para la protección secundaria fase-fase como fase-tierra se observa problemas de traslapes con el relé ubicado en la subestación Vicentina hacia Santa Rosa por lo cual se procede a ajustar el ángulo y aumentar el alcance de la zona uno para el relé fase-tierra, estos cambios se sugieren debido a que ante la apertura del circuito Santa Rosa-Selva Alegre existía descoordinación.
- 19) Para el relé de sobrecorriente que protege la línea Ambato-Totoras ante fallas entre fases y fase tierra se aumenta el valor de su dial tanto en la subestación Totoras como en la subestación Ambato ya que ante fallas simuladas en sus líneas adyacentes la protección de sobrecorriente actuaba antes que los relés de distancia provocando la apertura innecesaria de la línea Totoras-Ambato, además para el relé fase tierra ubicados en la subestación Ambato y Totoras, se recomienda reducir su unidad instantánea debido a que ante fallas en la misma línea el valor de corriente censada no entraba en la zona operación de la unidad instantánea.
- 20) En general las protecciones correspondientes a al red de 230 kV presentan una correcta selectividad y una apropiada coordinación, sin embargo las redes de 138 kV ante la salida de unidades de generación los relés de distancia presentaban sobrealcances razón por la cual se sugiere realizar cambios en sus calibraciones, garantizando de esta manera una operación normal del sistema ante cualquier tipo de fallas.

- 21) Los ajustes recomendados en las redes de 138 kV tanto para fases como para tierra se dan en vista de la dificultad de coordinar los relés de características cuadrilaterales con los de características Mho
- 22) Con las calibraciones recomendadas para las líneas Pomasqui hacia Vicentina y Pomasqui hacia Ibarra se garantiza una correcta coordinación ante cualquier tipo de fallas brindando a su vez mayor respaldo a las líneas adyacentes, ya que la características de los relés cuadrilaterales es el de mirar fallas con alto valor de impedancia.
- 23) Se recomienda que para los ajustes presentados en las tablas 3.11 y 3.12 se deben aproximar a valores lo más cercano posibles
- 24) El análisis de contingencias permite determinar que elemento se sobrecarga ante la apertura de líneas y transformadores, así como también la redistribución del flujo, para controlar la sobrecargas en estos elementos se considera la posibilidad de aumentar o disminuir generación y seccionar carga dependiendo de las condiciones de demanda, tanto para Alta Hidrología como baja Hidrología, además para mantener los niveles de voltaje en barras de transmisión y distribución dentro de los niveles aceptables de operación normal se procedió a aumentar o disminuir reactivos para mejorar los niveles de voltaje, estas maniobras se realizan previa disposición del CENACE, solucionando de esta manera las sobrecargas en líneas, generadores y transformadores, tomando en cuenta los niveles nominales de potencia que pueden soportar estos elementos, las recomendaciones son presentadas en las tablas 4.1 y 4.2
- 25) Cabe destacar que con el seccionamiento de la línea se lograr mejorar la confiabilidad, ya que sin el seccionamiento la única línea de alimentación a la parte norte era a través de las líneas de transmisión Vicentina-Ibarra, con el seccionamiento se abastece de energía a la parte norte a través del transformador de Pomasqui ya que el flujo se distribuye desde Pomasqui hacia Vicentina e Ibarra respectivamente.
- 26) El software empleado en este estudio es una herramienta que facilita el estudio de varios campos una de ellas las protecciones por lo que se recomienda su utilización ante cambios topológicos en las redes eléctricas debido a que dichos cambios pueden provocar descoordinación entre las protecciones, además permite analizar contingencias brindando información de sobrecargas en elementos a más de niveles de voltajes máximos o mínimos

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones y recomendaciones que se presentan a continuación son realizadas en función de la nueva topología que adquiere el sistema que es el seccionamiento de la línea Vicentina - Ibarra a 138 kV en Pomasqui, con escenarios de alta hidrología y baja hidrología para todas las condiciones de demanda.

El análisis para la coordinación de las protecciones se realiza primero en alta hidrología y con estas calibraciones se procede a comprobar su adecuada operación en baja hidrología, observando un comportamiento similar entre estas dos hidrologías.

Lo correspondiente a fallas cabe destacar que antes de las recomendaciones presentadas en las tablas 3.11 y 3.12 se realizó las simulaciones de fallas para distintos alcances, para fallas trifásicas a más de la variación en sus alcances su resistencia varia de cero a diez ohmios primarios, para bifásicas entre cero y veinte ohmios primarios, para monofásicas entre cero y un máximo de cincuenta ohmios primarios, para el caso de fallas en barras se simuló con resistencia de fallas de cero debido a que dentro de las subestaciones su resistencia se considera despreciable y para el análisis de contingencias se considera la apertura de elementos como líneas y transformadores.

- 27) En el presente estudio con las protecciones recomendadas al producirse un cambio en la generación, se garantiza su adecuada operación ante cualquier cambio de escenario.
- 28) De los resultados obtenidos en las simulaciones se observa que para los relés fase-fase y fase-tierra tanto en su protección primaria y secundaria ubicadas en la subestación Santa Rosa que mira fallas hacia Pomasqui, existe descoordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de 230 kV del transformador ATU de Pomasqui, ya que ante fallas en la barra de 138 kV de Pomasqui la protección de distancia mira fallas a otro nivel de voltaje operando en un tiempo menor que el relé de sobrecorriente por lo cual se sugiere reducir el alcance de su tercera zona tanto para el relé fase-fase como para fase-tierra.
- 29) Para las protecciones primarias de los relés fase-fase y fase-tierra ubicados en la subestación Totoras que mira fallas hacia Riobamba no existe problemas de coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en la barra de 230 kV del transformador TRK de Riobamba, sin

embargo se recomienda el aumento de su zona uno y zona dos para evitar el traslape con el relé ubicado en la subestación Santa Rosa hacia Totoras. La calibración sugerida es del mismo valor para los relés fase -fase y fase- tierra para evitar traslapos en primera y segundas zonas cuando se produce fallas en la línea Riobamba-Totoras, garantizando una adecuada coordinación, aún ante la contingencia más grave que es la apertura de la línea Santa Rosa-Totoras y Totoras-Molino.

- 30) La protección primaria fase-fase del relé ubicado en la subestación Santa Rosa hacia Totoras no mira fallas a otro nivel de voltaje sin embargo presenta traslapos en tercera zona con el relé ubicado en Totoras hacia Riobamba ante fallas simuladas en la línea Riobamba- Molino con el ajuste recomendado se logra reducir el valor de la impedancia aparente vista por el relé evitando traslapos.
- 31) La protección secundaria fase- tierra del relé ubicado en la subestación Totoras hacia Riobamba presenta una adecuada coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de 230 kV del transformador TRK de Riobamba, pero se presenta problemas de traslapos entre terceras zonas con el relé ubicado en la línea Riobamba hacia Molino ante fallas en esta misma línea, con el ajuste de ángulo recomendado se logra evitar este problema de coordinación.
- 32) La protección secundaria fase-tierra ubicada en la línea Santa Rosa-Totoras presentaba problemas de coordinación con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado 138 kV del transformador ATT de Totoras por lo que se redujo su zona tres, además para evitar traslape entre zonas dos con el relé ubicado en la línea Totoras hacia Riobamba ante fallas en la línea Totoras - Riobamba se reduce su zona dos por lo cual la impedancia secundaria vista por el relé es menor evitando el sobrealcance y traslapos.
- 33) Con el seccionamiento de la línea Ibarra -Vicentina en Pomasqui las calibraciones de los relés de las líneas adyacentes presentan descoordinación provocando subrealcances y traslapos, por lo que la protección secundaria de los relés de la línea Vicentina-Santa Rosa tanto fase-fase como fase-tierra se recomienda reducir a dos zonas de operación, las calibraciones se presentan en las tablas antes mencionadas.
- 34) Las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la línea Vicentina-Pomasqui debido al seccionamiento de la línea Vicentina-Ibarra en Pomasqui, con las calibraciones recomendadas se observa una adecuada coordinación tanto con los relés de

distancia ubicados en las líneas adyacentes así como con el relé de sobrecorriente ubicado en el transformador ATU de Pomasqui

- 35) De las simulaciones de los cortocircuitos realizados en la barra de Pomasqui 230 kV se observó que los relés fase-fase y fase-tierra debido al seccionamiento de la línea Vicentina-Ibarra en Pomasqui, con las calibraciones recomendadas se observa una adecuada coordinación tanto con los relés de distancia ubicados en las líneas adyacentes así como con el relé de sobrecorriente ubicado en el transformador ATU de Pomasqui
- 36) La protección secundaria fase-tierra del relé ubicado en la línea Ibarra hacia Tulcán se ajusta sus ángulos para brindar mayor alcance ante fallas en la línea Tulcán- Ibarra.
- 37) La protección secundaria fase-fase del relé ubicado en la línea Tulcán hacia Ibarra se reduce su zona dos debido a que presentaba problemas de traslape con el relé ubicado en la línea Ibarra-Pomasqui ante fallas en la línea Pomasqui-Ibarra.
La protección fase-Tierra de la misma línea no presenta problemas de coordinación con los relés de las líneas adyacentes, sin embargo se recomienda aumentar el alcance de sus zona tres para brindar mayor respaldo ante fallas en la línea Ibarra-Pomasqui.
- 38) Para todas las fallas simuladas en la línea Guangopolo-Vicentina se vio en la necesidad de reducir a dos zonas de operación los relés ubicados en la línea Vicentina hacia Guangopolo para las protecciones secundarias tanto fase-fase como fase-tierra, debido a que la línea es radial y corta por lo que es difícil su coordinación con los relés de distancia ubicados en las líneas adyacentes.
- 39) Para las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la subestación Mulaló hacia Vicentina se recomienda aumentar el alcance de sus terceras zonas para brindar mayor respaldo ante fallas en las líneas adyacentes, además de ajustar el ángulo de sus zonas dos para evitar traslapes con el relé ubicado en la subestación Pucará hacia Mulaló ante fallas en la línea Mulaló-Vicentina, para la protección fase-fase se reduce el alcance de su zona dos , este análisis contempla la correcta coordinación aún ante salida de las dos unidades de Pucará.
- 40) Para las protecciones secundarias fase-fase y fase-tierra de los relés ubicados en la subestación Vicentina hacia Mulaló se reducen el alcance de sus zonas dos para evitar traslapes con segundas zonas con el relé ubicado en la subestación Mulaló hacia Pucará para

fallas en la línea Mulaló- Pucará. Además se sugiere ajustar el ángulo de la zona dos para el relé fase-fase, y de todas sus zonas de operación para la protección fase-tierra.

- 41) Con las calibraciones recomendadas para la protección secundaria fase-fase y fase-tierra del relé ubicado en la subestación Pucará hacia Ambato no se presentan problemas de coordinación, de las simulaciones se observa que existía problemas de sobrealcance provocando traslapes ante la salida de la generación de Pucará.
- 42) Para la protección secundaria fase-fase del relé ubicado en la subestación Ambato hacia Pucará se reduce los alcances de sus zonas dos y tres para evitar que se produzca descoordinación entre los relés de distancia.
- 43) De las simulaciones obtenidas y bajo las justificaciones presentadas en las tablas 3.11 y 3.12 los relés ubicados en la subestación Pucará y Mulaló para la protección secundaria tanto para fase-fase como para fase-tierra se recomienda ajustar sus calibraciones evitando de esta manera la apertura innecesaria de las líneas adyacentes que se da por problemas de traslapes.
- 44) Con los cortocircuitos simulados en la línea Santa Rosa –Eugenio Espejo tanto para la protección secundaria fase-fase como fase-tierra se observa problemas de traslapes con el relé ubicado en la subestación Vicentina hacia Santa Rosa por lo cual se procede a ajustar el ángulo y aumentar el alcance de la zona uno para el relé fase-tierra, estos cambios se sugieren debido a que ante la apertura del circuito Santa Rosa-Selva Alegre existía descoordinación.
- 45) Para el relé de sobrecorriente que protege la línea Ambato-Totoras ante fallas entre fases y fase tierra se aumenta el valor de su dial tanto en la subestación Totoras como en la subestación Ambato ya que ante fallas simuladas en sus líneas adyacentes la protección de sobrecorriente actuaba antes que los relés de distancia provocando la apertura innecesaria de la línea Totoras-Ambato, además para el relé fase tierra ubicados en la subestación Ambato y Totoras, se recomienda reducir su unidad instantánea debido a que ante fallas en la misma línea el valor de corriente censada no entraba en la zona operación de la unidad instantánea.
- 46) En general las protecciones correspondientes a al red de 230 kV presentan una correcta selectividad y una apropiada coordinación, sin embargo las redes de 138 kV ante la salida de unidades de generación los relés de distancia presentaban sobrealcances razón por la cual se

sugiere realizar cambios en sus calibraciones, garantizando de esta manera una operación normal del sistema ante cualquier tipo de fallas.

- 47) Los ajustes recomendados en las redes de 138 kV tanto para fases como para tierra se dan en vista de la dificultad de coordinar los relés de características cuadrilaterales con los de características Mho
- 48) Con las calibraciones recomendadas para las líneas Pomasqui hacia Vicentina y Pomasqui hacia Ibarra se garantiza una correcta coordinación ante cualquier tipo de fallas brindando a su vez mayor respaldo a las líneas adyacentes, ya que la características de los relés cuadrilaterales es el de mirar fallas con alto valor de impedancia.
- 49) Se recomienda que para los ajustes presentados en las tablas 3.11 y 3.12 se deben aproximar a valores lo más cercano posibles
- 50) El análisis de contingencias permite determinar que elemento se sobrecarga ante la apertura de líneas y transformadores, así como también la redistribución del flujo, para controlar la sobrecargas en estos elementos se considera la posibilidad de aumentar o disminuir generación y seccionar carga dependiendo de las condiciones de demanda, tanto para Alta Hidrología como baja Hidrología, además para mantener los niveles de voltaje en barras de transmisión y distribución dentro de los niveles aceptables de operación normal se procedió a aumentar o disminuir reactivos para mejorar los niveles de voltaje, estas maniobras se realizan previa disposición del CENACE, solucionando de esta manera las sobrecargas en líneas, generadores y transformadores, tomando en cuenta los niveles nominales de potencia que pueden soportar estos elementos, las recomendaciones son presentadas en las tablas 4.1 y 4.2
- 51) Cabe destacar que con el seccionamiento de la línea se lograr mejorar la confiabilidad, ya que sin el seccionamiento la única línea de alimentación a la parte norte era a través de las líneas de transmisión Vicentina-Ibarra, con el seccionamiento se abastece de energía a la parte norte a través del transformador de Pomasqui ya que el flujo se distribuye desde Pomasqui hacia Vicentina e Ibarra respectivamente.
- 52) El software empleado en este estudio es una herramienta que facilita el estudio de varios campos una de ellas las protecciones por lo que se recomienda su utilización ante cambios topológicos en las redes eléctricas debido a que dichos cambios pueden provocar

descoordinación entre las protecciones, además permite analizar contingencias brindando información de sobrecargas en elementos a más de niveles de voltajes máximos o mínimos

BIBLIOGRAFÍA

[1] NORMAS ANSI

["http://apuntes_universida/ingeniero_electronica/tratamiento_transmisi3n_se~ales"](http://apuntes_universida/ingeniero_electronica/tratamiento_transmisi3n_se~ales)

[2] UNIVERSIDAD DE SAN JUAN – INSTITUTO DE ENERGIA ELECTR3NICA MODULO II “Cálculo de Cortocircuitos”.

[3] ENRIQUEZ HARPER “Elementos de Dise~no de Subestaciones Eléctricas II Edici3n 2002 Méjico”

[4] UNIVERSIDAD DE SAN JUAN – INSTITUTO DE ENERGÍA ELECTR3NICA MODULO IV
“Protecci3n de Sistemas Eléctricos de Potencia y Automatismos”

[5] A.R.VAN C. WARRINGTON “Protective Relay the Theory and Practice”

[6] TORRES JOSE, PEREZ FABIAN “Validaci3n del Sistema de Protecci3n de las Líneas que Conforman el Anillo de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisi3n con el Programa Power Factory de la Empresa DigSilent”

[7] CHRISTIAN ORTEGA “Base de Datos de las Calibraciones”

[8] DOSNI – INECEL “Curso de Protecciones Edici3n Noviembre de 1983”

[9] SWITCHGEAR “Manual 8 th Edition Asea Brown Boveri 1998 ABB”

[10] LUIS A. BRAND C, JAUN A. MONCADA “Protecciones de Sistemas Eléctricos Chile 1976”

[11] PLAN DE OPERACI3N DEL MEM Abril 2005 – Marzo 2006

[12] TRANSELECTRIC “Estudio de Protecciones para la Interconexi3n Radial Ecuador – Perú a 230 kV ”

[13] REGULACI3N CONELEC 006/00 “Procedimiento de Despacho y Operaci3n Versi3n 2.0”

[14] DIGSILENT "Manual Básico y Avanzado Versión 13.1"

[15] GEC ALSTHOM "Protective Relays Application Guide Edition 1987"

[16] JHON J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON Jr "Análisis de Sistemas de Potencia Edición 1996"

[17] GE PROTECTIVE RELAYS – "Manual de Relés General Electric"

[18] INECEL DOSNI "Catálogos de Relés Mitsubishi Volumen I"

[19] GEC ALSTHOM "Protection and Control Equipment EPAC 3000"

[20] TESIS VATE A. LOPEZ S. "Coordinación Gráfica de Protecciones para Sistemas Eléctricos de Potencia año 1994"

ANEXOS

Anexo 1: Indisponibilidad por mantenimiento de las unidades de generación al 22 de Marzo del 2005	1
Anexo 2: Demanda y generación del S.N.I. para demanda máxima (06/04/2005)	2
Anexo 3: Demanda y generación del S.N.I. para demanda mínima (06/04/2005)	3
Anexo 4: Demanda y generación del S.N.I. para demanda máxima (31/12/2005)	4
Anexo 5: Demanda y generación del S.N.I. para demanda mínima (31/12/2005)	5
Anexo 6: Generación por empresas	6
Anexo 7: Datos técnicos de las líneas	7
Anexo 8: Datos técnicos de los transformadores	9
Anexo 9: Voltajes en barras y valores de LTC	10
Anexo 10: Relaciones de transformación de corriente y de potencial para líneas de transmisión y transformadores	16

..

APÉNDICES

Apéndice A: Diagrama de conexiones de secuencia cero para los transformadores trifásicos

1

Apéndice B: Breve descripción del programa Power – Factory DigSilent

2

Apéndice C: Normas ANSI e IEC

6

ANEXO 1

INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN AL 22 DE MARZO DEL 2005

UNIDAD DE GENERACION	INDISPONIBLE MW	DESDE	HASTA	
TERMOPICHINCHA GUANGOPOLO U5	5,2	03-Mar-05	13-Abr-05	Mantenimier
INGENIO S. CARLOS	15	08-Ene-05	30-Jun-05	Fuera de lín
ELECTROGUAYAS G. ZEVALLOS TG4	20	30-Oct-04	10-Abr-05	Mantenimier
E.E.R. SUR CATAMAYO U6	2,5	04-Feb-05	07-Abr-05	Mantenimier
CATEG G.A. SANTOS U3	14	29-Oct-04	20-Jun-05	Problemas c
HIDROPAUTE U8	115	13-Mar-05	23-Mar-05	Mantenimier
E.E RIOBAMBA CH. RIO BLANCO U1	3	14-Mar-05	31-Mar-05	Mantenimier
E.E QUITO CH. PASOCHOA U1	2,3	02-Mar-05	31-Mar-05	Trabajo grup
E.E AMBATO PENINSULA U4	1,5	14-Mar-05	28-Mar-05	Mantenimier
E.E AMBATO PENINSULA U3	0,4	14-Mar-05	28-Mar-05	cambio de v
E.E AMBATO PENINSULA U2	0,5	14-Mar-05	28-Mar-05	cambio de v
E.E AMBATO PENINSULA U1	0,5	14-Mar-05	28-Mar-05	cambio de v

SUBTOTAL	174,6
----------	-------

INDISPONIBILIDAD TEMPORAL NO DEFINIDA

SUBTOTAL	114,4
----------	-------

INDISPONIBILIDAD PERMANENTE

SUBTOTAL	65,6
----------	------

TOTAL	354,6
-------	-------

ANEXO 2

DEMANDA Y GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA DEMANDA MÁXIMA (06/04/2005)

EMPRESA	DEMANDAS		HIDRO		TERMICA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
	508,5	145,6	29,6	12,8	18,3	47,9	19,4	4,5
Vicentina	104,9	28,7	17	7,6				
S.Alegre	241,7	70,5						
EEQ S.Rosa TRN	56	14,9						

		229,7	83,5	28,6	3,7	21	0,8	49,6	4,5	
EEQ	Vicentina	54,2	22,8	16	2					
	S.Alegre	103,1	26,6							
	S.Rosa TRN	19	14,5							
	S Rosa TRP	53,4	19,6	12,6	1,7	21	0,8			
	Guangopolo	0	0							
	Papallacta									
Emelec		366,7	112,7	31	2	0	0	31	2	
	Policentro	72,7	23,5							
	Pascuales	44,5	12,8							
	Salitral	175,2	46,3	31	2	0	0			V. AS / G. AS
	Salitral			0	0	0	0			V. GQ/ G.AT
	Trinitaria	74,3	30,1							
EMELGUR		105,5	39,5							
	D+D	15,3	6,5							
	Quevedo	23	7							
	Milagro	8,2	2							
	Dos cerritos	59	24							
	Cedege Pas	0	0							
EE.S ELENA		38,8	12,5							
	S.Elena	25,5	10,4			0	0	0	0	
	Posorga	10,8	2,1							
	Cedege CH	2,5	0							
EE AMBATO		41,6	9,9	1	1	0	0	1	0,1	
	Ambato	7,9	2,3							
	Totoras	33,7	7,6							
EMELNORTE		30,1	6,3	3,8	0,7	0	0	3,8	0,7	
	Ibarra 34,5	9,2	1,6	0	0			0	0	
	Ibarra 69	11,7	0,5							
	Móvil 69	5,4	2,1							
	Tulcán	3,8	2,1							
	Int Colombia					0	0	0	0	
EMEL MANABI	Portoviejo	76,5	19,9							
	Chone	20,2	6,4							
CRM SEVERINO		0	0							
EE CEN. SUR+AZO		61,1	15,7	7	4,4	13,9	6,7	20,9	11,1	
EMELORO		51,8	13,5							
EE MILAGRO		42,8	8,4							
EMELRIOS		23,2	2,1							
EMELES		31,7	11							
EE S. DOMINGO		23,6	7	12,2	3,7	0	0	12,2	3,7	
EE RIOBAMBA		18,9	7,3	1,2	0	0	0	1,2	0	
EMELBO		4,9	2,9							
ELEPCOSA		26,9	12,6	6,9	2,8			6,9	2,8	
	Ambato	6,9	3,3							
	Mulaló	20	9,3	6,9	2,8			6,9	2,8	
EE SUR		16,3	3,4							
DEMANDA TOTAL		1213	374,6	91,7	17,4	34,9	7,5	123,6	24,9	

ANEXO 4

DEMANDA Y GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA DEMANDA MÁXIMA (31/12/2005)

EMPRESA		DEMANDAS		HIDRO		TERMICA		TOTAL		
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
EEQ		107,5	64,2	71,2	9,4	21,3	1,7	92,5	11,1	
	Vicentina	103,4	24	61,6	6,4					
	S.Alegre	179,5	9,7							
	S.RosaTRN	45,5	13,4							
	S Rosa TRP	79,3	17,1	12,6	1,7	21	0,8			
	Guangopolo	0	0							
	Papallacta									
Emelec		516,4	108,9	32,2	2	25	0	57,2	2	
	Policentro	106,1	20,1							
	Pascuales	77,8	13,5							
	Salitral	198,9	40,5	32,2	2	0	0			V. AS / G. AS
	Salitral Trinitaria	133,6	41,5	0	0	25	0			V. GQ/ G.AT
EMELGUR		151,8	51,5							
	D+D	45,7	17,5							
	Quevedo	49,8	14,6							
	Milagro	2	0							
	Dos cerritos	54,3	19,4							
	Cedege Pas	0	0							
EE.S ELENA		64,4	16,6							
	Sta.Elena	53,7	15,5			4	2,2	4	2,2	
	Posorga	10,7	1,1							
	Cedege CH	0	0							
EE AMBATO		71,7	9,6	0,5	0,1	0	0	11,6	1,6	
	Ambato	14,5	1,5							
	Totoras	57,2	8,1							
EMELNORTE		69,9	10,3	11,6	1,6	0	0	11,6	1,6	
	Ibarra 34,5	14,8	1,3	7,8	1,3			7,8	1,3	
	Ibarra 69	26,1	2,3							
	Móvil 69	14,3	3,4							
	Tulcán	14,7	3,3	3,8	0,3	0	0	3,8	0,3	
	Int Colombia					0	0	0	0	
EMEL MANABI	Portoviejo	125,3	30,1							
	Chone	42	109							
CRM SEVERINO		0	0							
EE CEN. SUR+AZO		118	30,7	38,4	16,4	9,5	4,4	47,9	20,8	
EMELORO		83,1	18,9							
EE MILAGRO		72,1	18,4							
EMELRIOS		48,8	13,8							
EMELESA		62,5	20,2							
EE S. DOMINGO		52	11							
EE RIOBAMBA		43,9	6,5	6,5	2,1	0	0	6,5	2,1	
EMELBO		13,2	4,3	0,3	0	0	0	0,3	0	
ELEPCOSA		36	8,7	7,2	2,6			7,2	2,6	
	Ambato	6	1,4							
	Mulaló	30	7,3	7,2	2,6			7,2	2,6	
EE SUR		40,2	8	2,1	0,5	5,7	2,8	7,8	3,3	
DEMANDA TOTAL		2018,9	442,6	170	34,7	65,5	11,1	235,5	45,8	

ANEXO 5

DEMANDA Y GENERACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA DEMANDA MINIMA (31/12/2005)

EMPRESA		DEMANDAS		HIDRO		TERMICA		TOTAL	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EEQ		198	44,4	9,4	0,8	21,2	30,6	0,8	11,1
	Vicentina	34,2	12,6	0	0				
	S.Alegre	98,5	12,6						
	S.Rosa TRN	16,7	10						
	S Rosa TRP	48,6	9,2	9,4	0,8	21,2	0		
	Guangopolo	0	0						
	Papallacta								
EMELEC		334,8	95,1	32,2	2	0	0	32,2	2
	Policentro	71,1	18,4						
	Pascuales	64,5	18,2						
	Salitral	126,6	33,9	32,2	2	0	0		V. AS / G. AS
	Salitral			0	0	0	0		V. GQ/ G.AT
	Trinitaria	72,6	37,1						
EMELGUR		103,7	14,1						
	D+D	34,7	7,7						
	Quevedo	25,5	0						
	Milagro	5,5	15,3						
	Dos cerritos	38	0						
	Cedege Pas	0	0						
EE.S ELENA		41	11,6						
	Sta.Elena	28,2	10,3			0	0	0	0
	Posorga	10,4	1,3						
	Cedege CH	2,4	0						
EE AMBATO		39	8,2	0,5	0,1	0	0	0,5	0,1
	Ambato	6,7	2,2						
	Totoras	32,3	6						
EMELNORTE		26,1	6,6	5	1,7	0	0	5	1,7
	Ibarra 34,5	3,6	2	2,2	0,7			2,2	0,7
	Ibarra 69	12	0						
	Móvil 69	5,7	2						
	Tulcán	4,8	2,6	2,8	1	0	0	2,8	1
	Int Colombia					0	0	0	0
EMEL MANABI	Portoviejo	74,3	19,16,5						
	Chone	22	0						
CRM SEVERINO		9	15,3						
EE CEN. SUR+AZO		61,5	16	14	9,1	8,4	4	22,4	13,1
EMELORO		50	9						
EE MILAGRO		33,4	4,4						
EMELRIOS		25,7	14,4						
EMELESA		38,1	7						
EE S. DOMINGO		26,5	5,4						
EE RIOBAMBA		19,9	2,6	6,4	2	0	0	6,4	2
EMELBO		5	9,3	0,3	0	0	0	0,3	0
ELEPCOSA		23,2	0,9	2,5	1,4			2,5	1,4
	Ambato	2,4	8,4						
	Mulaló	20,8	3,8	2,5	1,4			2,5	1,4
EE SUR		17,2	8	2,4	0,5	0	0	2,4	0,5
DEMANDA TOTAL		1148,4	315,8	72,7	17,6	29,6	4	102,3	21,6

ANEXO 6 GENERACIÓN POR EMPRESAS

EMPRESA	31/12/04				06/04/05			
	Demanda. max BHN		Demanda .min BHN		Demanda. max AHN		Demanda. min AHN	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
Paute	551,5	158	105	-6	1003,9	290	203,1	-4
Pucará	71,3	0	30,4	-6	48,9	23	0	0
Agoyan	151	-2	56,9	-3	156,6	32	154,9	1
G.Zevallos TV2	71,2	2	71,3	2	73,1	25	71,2	10
G.Zevallos TV3	71,2	2	70,5	2	73,4	23	71,7	10
G.Zevallos TG4	0	3	0	0	0	0	0	0
Esmeraldas	126,6	0	129,2	3	0	0	0	0
S.Rosa U1	0	9	0	-2	16,5	22	0	0
S.Rosa U2	0	-3	0	-2	16,5	16	0	0
S.Rosa U3	0	-3	0	0	16,8	22	0	0
Guangopolo	30,6	0	30,6	0	25,8	11	25,8	0
Gas Pascuales	0	0	0	0	49	12	0	0
Trinitaria	129,2	0	127,1	14	132,9	74	131,4	26
México	0	0	9	0	0	0	0	0
Electroquil-1	42,1	0	42,1	0	23	3	35	0
Electroquil-2	44,1	0	44,1	0	45,1	8	45,1	0
Electroquil-3	0	0	0	0	0	0	0	0
Electroquil-4	44,1	0	0	0	44,1	7	44,1	0
EnergyCorp Victoria	92,7	3	0	0	0	0	0	0
Hidronación	137	83	40	7	121	101	0	0
Mach-Power U1	61,9	4	63	0	64,3	11	63	2
Mach-Power U2	62,1	3	62,6	2	64,2	11	63	1
EMMAP-Q	6,2	1	9,7	4	11,1	7	7,6	6
Int Colombia 230 kv	175,3	30	228,2	9	195,8	41	221,3	4
Int Colombia 138 kv	0	0	0	1	10,2	0	1	1
Power Barge	0	0	0	0	0	0	0	0
G INECEL	1868,1	314	1119,7	25	2192,2	739	1138,2	57
G. Empresas	235,5	45	102,3	21,6	179,4	73,8	126,6	24,9
G total	2103,6	359,8	1222	46,6	2371,6	812,8	1264,8	81,9

ANEXO 7

DATOS TÉCNICOS DE LÍNEAS

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	No. DE CIRCUITOS	VOLTAJE DE DISEÑO	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA) POR CIRCUITO	
			*TÉRMINO DEL CONDUCTOR POR DISEÑO (Operac.Continua)	**TÉRMINO DEL CONDUCTOR
Sta. Rosa-Sto. Domingo	2	230	342	442
Sto. Domingo-Quevedo	2	230	353	442
Quevedo-Pascuales	2	230	353	442
Paute-Milagro	2	230	342	442
Milagro-Pascuales	1	230	353	442
Sta. Rosa-Totoras	2	230	342	442
Totoras-Riobamba	1	230	342	442
Paute-Riobamba	1	230	342	442
Paute-Pascuales	2	230	342	442
Pascuales-Trinitaria	1	230	353	442
Paute-Totoras	1	230	342	442
Pucará-Ambato	1	138	112	160
Pucará-Mulaló	1	138	112	160
Mulaló-Vicentina	1	138	112	160
Vicentina-Guangopolo	1	138	112	160
Vicentina-Ibarra	2	138	112	160
Pascuales-Salitral	2	138	190	225
Sta. Rosa-Vicentina	1	138	112	160
Quevedo-Daule Peripa	2	138	113,2	141
Daule Peripa-Portoviejo	2	138	113,2	141
Sto. Domingo-Esmeraldas	2	138	113,2	141
Paute-cuenca	2	138	99,5	141
Milagro-Babahoyo	1	138	113,5	141
Cuenca-Loja	1	138	33,5	141
Pascuales-Las Juntas	2	138	113,5	141
Las Juntas-Sta. Elena	1	138	113,5	141
Electroquil-Pascuales	1	138	113,5	141

--	--	--	--	--

DATOS TÉCNICOS DE LÍNEAS

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	No. DE CIRCUITOS	VOLTAJE DE DISEÑO	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA) POR CIRCUITO	
			*TÉRMICO DEL CONDUCTOR POR DISEÑO (Operac.Continua)	**TÉRMICO DEL CONDUCTOR
Electroquil-Posorja	1	138	113,5	141
Milagro-San Idelfonso	2	138	113,5	141
San Idelfonso-Machala	2	138	113,5	141
Totoras-Agoyán	2	138	133	186
Totoras-Ambato	1	138	99,5	141
Policentro-Pascuales	2	138	126	160
Ibarra-Tulcán	1	138	115,5	160
Pascuales-Salitral	1	138	190	225
Daule Peripa-Chone	1	138	113,5	141

Notas:

- * Los valores de transferencia de potencia en algunos casos serán menores a los indicados en esta tabla, debido a problemas de voltajes y oscilatorios, que deben ser establecidos por el CENACE; sobre la base de los despachos de generación y la demanda del sistema.
- ** Valores de esta columna aceptados por 20 minutos en contingencia por capacidad de conducción.

Los límites por estabilidad los debe determinar el CENACE.

ANEXO 8

DATOS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES

SUBESTACIÓN	DENOMINACIÓN	DATOS DE PLACA	VALOR OPERATIVO CONTINUO (MVA)	VALOR OPERATIVO EMER (20 min)* (MVA)	AJUSTES DE PROTECCIÓN Smax (MVA)
AMBATO	AT1	33/43	43	52	57
BABAHOYO	ATQ	40/53/66.7	55	66	71
CHONE	ATQ	40/50/60	60	62	76
CUENCA	ATQ	3(20/20.7/33.3)	100	120	143
ESMERALDAS	AA1	44.8/59.7/75	75	80	89
IBARRA	ATQ	20/26/33.3	33	40	86
	T1	30/40	40	47	48
LOJA	ATQ	40/53.3/66.67	66	79	86
MACHALA	ATQ	3(20/26.7/33.3)	100	110	114
MILAGRO	ATK	3(33.3/44.4/55.5)	165	198	239
	ATU	135/180/225	140	140	239
MOVIL	ATQ	30/32	30	35	38
MOLINO	AT1	3(75/100/125)	375	470	573
	AT2	3(75/100/125)	375	470	573
MULALO	ATQ	40/53.3/66.7	55	66	71
PASCUALES	ATR(OHIO)	200/220	175	210	286
	ATU	3(75/100/125)	375	400	597
	ATT	3(75/100/125)	375	400	573
POLICENTRO	ATQ	3(30/40/50)	150	160	191
POMASQUI	ATU	180/240/300	300	360	420
PORTOVIEJO	AA1	44.8/59.7/75	75	85	89
	AA2	44.8/59.7/75	75	85	89
POSORJA	ATQ	20/26.7/33.3	33	40	43
QUEVEDO	ATR	3(33.6/44.8/56)	100	115	191
	ATT	3(33.3/44.4/55.5)	165	198	239
RIOBAMBA	TRK	3(20/26.7/33.3)	75	90	95
SALITRAL	ATQ	3(30/40/50)	150	175	191
	ATR	3(30/40/50)	150	175	191
SANTA ELENA	ATQ	40/53.3/66.7	50	55	57
SANTA ROSA	ATU	3(75/100/125)	375	450	498
	TRN	45/60/75	75	90	114
	TRP**	45/60/75	75	90	114
SANTO DOMINGO	ATR	3(20/26.7/33.3)	100	105	107
	ATU	3(33.3/44.4/55.5)	165	170	179
TOTORAS	ATQ	3(20/26.7/33.3)	60	70	71

	ATT	3(20/26.7/33.3)	128	148	199
TRINITARIA	ATQ	3(30/40/50)	150	180	200
	ATT	135/180/225	225	270	334
TULCÁN	ATQ	20/26.7/33.3	33	40	86
VICENTINA	T1	37/48	48	49	50
	T2**	60/80/100	100	120	143

- El tiempo de emergencia depende de la temperatura que registre el transformador
- ** Transformador de propiedad de la EEQSA

ANEXO 9

VOLTAJES EN BARRAS Y VALORES DEL CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (LTC)

VIERNES 31 DE DICIEMBRE DEL 2004

SUBESTACIÓN	KV:	VALORES EN KV.			VALORES EN P.U.		
		3:00	11:00	19:30	3:00	11:00	19:30
G. ZEVALLOS	220	220,0	220,0	220,0	0,994	0,999	1,004
AMBATO	138	139,0	139,0	139,0	0,999	0,993	1,000
	46 (RRN)	69,0	68,0	68,4	1,022	0,997	1,009
SANTA ROSA	46 (RRP)	140,0	144,0	144,0	0,979	0,975	0,970
	LTC (RRN)	70,0	68,0	68,0	1,014	1,012	1,003
	LTC (FRP)	43,0	43,0	43,0			
CHONE	138W	136,0	137,4	138,0	0,978	0,996	1,013
	69X	-68,0	-68,0	70,0	0,996	1,009	1,014
SANTO DOMINGO	69F	226,0	226,0	226,0	0,985	0,993	0,997
	138	139,4	137,5	137,0	0,998	0,998	0,997
	69	68,6	67,6	68,4	0,994	0,994	0,994
	138 BUCU	139,0	137,0	138,0	1,009	0,995	1,002
QUEVEDO IBARRA	138 BINT	226,6	226,9	226,4	0,998	0,995	0,996
	69 (AJO)	100,0	100,0	100,0	1,000	0,991	0,997
	69 (MÓVIL)	69,0	67,5	67,8	1,003	0,978	0,994
	69F	34,6	34,0	34,4	1,000	0,986	0,997
	69W	20,0	20,0	20,0			
	69F	224,0	224,0	226,0	0,978	0,976	0,985
PASCUALES MULALÓ	138	139,0	139,0	139,0	0,996	0,993	0,999
	69	69,0	69,0	69,0	1,009	1,007	1,010
	138	138,0	137,0	138,4	1,007	0,999	1,010
	69X	69,4	68,0	68,0	1,006	0,996	1,010
	69W	20,0	20,0	20,0			
LOJA MILAGRO	138	226,6	226,9	226,4	0,998	0,998	0,999
	69	100,0	100,0	100,0	0,992	0,988	0,997
	69C	69,0	69,0	69,0	1,010	1,009	1,013
MACHALA MOLINO	138	139,0	140,0	140,0	1,007	1,022	1,016
	220	209,4	209,9	209,4	1,000	1,018	1,040
	436	136,0	140,0	144,0	1,007	1,019	0
	61	0,0	0,0	6,0			
BOBAMBA	62	0,0	0,0	6,0			
	138	239,0	237,9	238,4	1,008	0,999	1,003
	69	69,6	68,4	69,0	1,004	0,999	1,007
	LTC	15,0	15,0	17,0			
PORTO RIESO	69W	6,0	-10,0	0,0			
	220	230,0	230,0	230,0	1,019	1,019	1,027
	138	138,5	138,0	140,0	0,996	0,970	0,990
POSORJA TRINITARIA	69	69,8	68,5	68,5	1,020	0,990	0,998
	69W	-10,0	-10,0	10,0			
	138	228,3	228,3	228,0	0,992	0,996	0,984
	69	100,0	100,1	100,0	0,994	0,987	1,000
SAGUANA	LTC	69,0	69,0	69,0	1,006	1,004	1,000
	138	130,0	130,0	127,0	0,959	0,961	0,926
ESMERALDAS TULCÁN SALITRAL PUCARA	69	109,1	108,7	109,9	1,001	0,999	1,007
	LTC	138,0	134,0	138,0	1,006	1,006	1,000
	138	142,0	139,0	140,4	0,999	1,003	0,996
VICENTINA	LTC	69,0	68,0	69,0	1,010	0,994	1,001
	LTC	134,0	134,0	134,0	0,978	0,975	0,977
SAN IDELFONSO	61	0,0	0,0	3,0	1,007	0,999	1,012
	138	139,5	138,1	139,3	1,011	1,001	1,009
POMÁSQUI	46	47,0	46,3	46,9	1,022	1,007	1,020
	LTC	15,0	15,0	15,0			
DOS CERRITOS	138	136,9	140,3	140,3	0,992	1,017	1,017
	230	231,5	231,4	235,7	1,007	1,006	1,025
	138	141,7	141,4	143,8	1,027	1,025	1,042
DOS CERRITOS	230	226,6	226,9	228,5	0,985	0,987	0,993
	69	69,7	69,2	70,0	1,010	1,003	1,014

SUBESTACIÓN	kV.	VALORES EN kV.			VALORES EN P.U.		
		3:00	11:00	19:30	3:00	11:00	19:30
TENA	138	137,9	133.4	131.9	0,999	0.967	0.956
	69	67	65.7	65.1	0.971	0.952	0.943
	LTC	2	2	2			
ORELLANA	138	134.6	129.1	128.9	0.975	0.936	0.934
	69	69.6	66.9	67	1.009	0.970	0.971
	LTC	11	11	9			

**VOLTAJES EN BARRAS Y VALORES DEL CAMBIADOR DE
TAP BAJO CARGA (LTC)
MIERCOLES 06 DE ABRIL DEL 2005**

SUBESTACIÓN	KV.	VALORES EN KV.			VALORES EN P.U.		
		3:00	11:00	19:30	3:00	11:00	19:30
SANTA ROSA	230	228,5	227,1	223,8	0,993	0,987	0,973
	138	137,6	136,8	135,1	0,997	0,991	0,979
	46 (TRN)	46,1	45,8	44,9	1,002	0,996	0,976
	46 (TRP)	46,5	46,1	45,3	1,011	1,002	0,985
	LTC (TRN)	6,0	6,0	6,0			
	LTC (TRP)	11,0	11,0	11,0			
	RCW	0,0	0,0	0,0			
	RCX	0,0	0,0	0,0			
SANTO DOMINGO	230	228,8	226,9	221,6	0,995	0,987	0,963
	138	139,4	137,8	135,3	1,010	0,999	0,980
	69	69,7	68,7	67,4	1,010	0,996	0,977
	RCW	0,0	0,0	0,0			
QUEVEDO	230	225,5	224,1	223,3	0,980	0,974	0,971
	138	138,9	139,6	141,1	1,007	1,012	1,022
	69	68,9	69,1	69,6	0,999	1,001	1,009
	LTC	-2,0	-2,0	-3,0			
	RCW	0,0	0,0	0,0			
PASCUALES	230	223,3	222,2	222,5	0,971	0,966	0,967
	138	137,1	135,5	135,8	0,993	0,982	0,984
	69	69,2	68,1	69,1	1,003	0,987	1,001
	LTC	0,0	0,0	0,0			
	RCX	0,0	0,0	0,0			
	RCW	0,0	0,0	0,0			
MILAGRO	230	226,9	225,5	224,4	0,987	0,980	0,976
	138	139,3	138,6	138,9	1,009	1,004	1,007
	69	69,1	69,0	68,6	1,001	1,000	0,994
	C1	0,0	18,0	18,0			
MOLINO	230	232,7	239,8	241,5	1,012	1,043	1,05
	138	139,9	144,9	145,4	1,014	1,050	1,054
	R1	0,0	0,0	0,0			
	R2	0,0	0,0	0,0			
RIOBAMBA	230	232,9	234,6	229,9	1,013	1,020	1,000
	69	70,2	70,0	68,3	1,017	1,014	0,990
	LTC	2,0	2,0	2,0			
	RCQ	0,0	0,0	0,0			
TOTORAS	230	233,8	233,8	229,4	1,017	1,017	0,997
	138	138,9	139,6	140,9	1,007	1,012	1,021
	69	70,2	70,1	70,9	1,017	1,016	1,028
	RCQ	0,0	0,0	0,0			
TRINITARIA	230	224,6	223,2	223,0	0,977	0,970	0,970
	138	138,1	137,5	138,4	1,001	0,996	1,003
	69	69,2	68,5	68,7	1,003	0,993	0,996
	LTC	20,0	20,0	20,0			
AGOYÁN	138	140,2	142,0	143,5	1,016	1,029	1,040
ESMERALDAS	138	137,2	133,2	126,4	0,994	0,965	0,916
	69	70,3	68,3	67,3	1,019	0,990	0,975
	LTC	23,0	24,0	32,0			
SALITRAL	138	134,5	133,0	134,1	0,975	0,964	0,972

PUCARÁ	138	137,8	137,7	140,2	0,999	0,998	1,016
G. ZEVALLOS	69	69,8	68,6	70,0	1,012	0,994	1,014
AMBATO	138	138,4	138,9	140,3	1,003	1,007	1,017
	69	68,6	68,8	69,4	0,994	0,997	1,006

SUBESTACIÓN	kV.	VALORES EN kV.			VALORES EN P.U.		
		3:00	11:00	19:30	3:00	11:00	19:30
BABAHoyo	138	134,0	133,2	131,0	0,971	0,965	0,949
	69	69,2	68,2	68,2	1,003	0,988	0,988
	LTC	23,0	23,0	21,0			
CHONE	138	133,8	137,8	138,1	0,970	0,999	1,001
	69	68,1	69,7	69,2	0,987	1,010	1,003
	LTC	17,0	16,0	16,0			
CUENCA	138	135,6	137,0	135,1	0,983	0,993	0,979
	69	68,6	68,6	67,8	0,994	0,994	0,983
IBARRA	138 BECU	139,3	137,6	136,0	1,009	0,997	0,986
	138 BINT	137,9	136,2	134,9	0,999	0,987	0,978
	69 (ATQ)	69,5	67,7	68,3	1,007	0,981	0,990
	69 (MÓVIL)	68,8	68,2	66,5	0,997	0,988	0
	34,5	34,9	34,4	34,1	1,012	0,997	0,988
	LTC	20,0	20,0	19,0			
	LTC	-3,0	-3,0	-3,0			
	C1	6,0	6,0	6,0			
MULALÓ	138	138,4	137,1	137,8	1,003	0,993	0,999
	69	69,4	68,7	69,1	1,006	0,996	1,001
LOJA	LTC	19,0	19,0	19,0			
	138	135,0	133,5	130	0,978	0,967	0,942
	69	69,4	68,9	67,8	1,006	0,999	0,983
MACHALA	LTC	5,0	6,0	8,0			
	138	138,1	138,4	139,7	1,001	1,003	1,012
	69	68,5	68,6	69,7	0,993	0,994	1,010
	LTC	-8,0	-8,0	-7,0			
	C1	0,0	6,0	6,0			
POLICENTRO	C2	0,0	0,0	6,0			
	138	138,3	136,5	136,1	1,002	0,989	0,986
	69	69,4	67,7	68,6	1,006	0,981	0,994
	LTC	17,0	17,0	19,0			
	C1	6,0	6,0	6,0			
PORTOVIEJO	C2	6,0	6,0	6,0			
	138	130,03	130,6	130,1	0,944	0,946	0,943
	69	67,9	68,4	67,9	0,984	0,991	0,984
POSORJA	LTC	18,0	18,0	20,0			
	138	138,6	137,6	137,1	1,004	0,997	0,993
	69	68,9	68,0	69,7	0,999	0,986	1,010
STA. ELENA	LTC	-4,0	-5,0	0,0			
	138	132,3	129,8	126	0,959	0,941	0,913
	69	69,2	68,0	67,2	1,003	0,986	0,974
TULCÁN	LTC	6,0	6,0	10,0			
	138	139,4	138,1	134,2	1,010	1,001	0,972
	69	69,1	68,2	67,7	1,001	0,988	0,981
	LTC	-3,0	-3,0	0,0			
VICENTINA	C1	0,0	0,0	3,0			
	138	139,0	136,9	135,8	1,007	0,992	0,984
	46	47,8	45,8	45,8	1,039	0,996	0,996

	LTC	16,0	16,0	16,0			
SAN IDELFONSO	138	137,2	137,2	138,9		0,994	1,007
POMÁSQUI	230	230,3	229,1	227,5		1,001	0,989
	138	140,4	139,1	137,3		1,017	0,995
DOS CERRITOS	230	225,8	223,8	223,0		0,982	0,973
	69	70,1	69,1	70,1		1,016	1,001
	LTC	23,0	23,0	27,0			

SUBESTACIÓN	kV.	VALORES EN kV.			VALORES EN P.U.		
		3:00	11:00	19:30	3:00	11:00	19:30
TENA	138	131,2	125	131	0,951	0,906	0,949
	69	66	64,4	65,2	0,956	0,933	0,945
	LTC	5,0	5,0	5,0			
ORELLANA	138	126,5	124,3	127,7	0,917	0,901	0,926
	69	65,1	64,1	66,3	0,943	0,929	0,961
	LTC	8	8	8			

ANEXO 10
RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE CORRIENTE Y DE
POTENCIAL PARA LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA
PRIMARIAS Y SECUNDARIAS PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
DE 230 kV.

LINEA		S/E	RTC	RTP
STA ROSA - STO DOMINGO 77,7 km	1	STO DOMINGO	160	2000
	2	STA ROSA	160	2000
STO DOMINGO - QUEVEDO 104 km	1	STO DOMINGO	160	2000
	2	QUEVEDO	160	2000
QUEVEDO - PASCUALES 145,25 km	1	PASCUALES	160	2000
	2	QUEVEDO	160	2000
MOLINO - MILAGRO 135,74 km		MILAGRO	240	2000
	2	MOLINO	240	2000
MILAGRO - PASCUALES 52,7 km	1	MILAGRO	240	2000
	2	PASCUALES	160	2000
STA ROSA - TOTORAS 110,09 km	1	TOTORAS	120	2000
	2	STA ROSA	160	2000
TOTORAS - RIOBAMBA	1	RIOBAMBA	120	2000

42,88 km	2	TOTORAS	120	2000
MOLINO - PASCUALES	1	PASCUALES	160	2000
188,43 km	2	MOLINO	240	2000
MOLINO - RIOBAMBA	1	MOLINO	240	2000
157,3 km	2	RIOBAMBA	120	2000
TOTORAS - MOLINO	1	TOTORAS	120	2000
200,2 km	2	MOLINO	240	2000
PASCUALES - TRINITARIA	1	PASCUALES	160	2000
28,28 km	2	TRINITARIA	240	2000
STA ROSA - POMASQUI	1	ROSA	300	2000
45,91 km	2	POMASQUI	300	2000
POMASQUI JAMONDNO	1	POMASQUI	300	2000
212,2 km	2	JAMONDINO		
MILAGRO - DOS CERROS	1	MILAGRO	240	2000
42.8 km	2	DOS CERROS	160	2000
PASCUALES - DOS CERROS	1	PASCUALES	160	2000
9.9 km	2	DOS CERROS	160	2000

RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL PARA LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA PRIMARIAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV.

LINEA		S/E	RTC	RTP
IBARRA TULCAN 74.48 km	1 2	IBARRA TULCAN	80 120	1200 1200
TOTORAS – AGOYAN 33 Km	1 2	TOTORAS	120	1200
INTERCONEXION 15.8 km	1 2	TULCAN	240	1200
SANTA ROSA SELVA ALEGRE 25 km	1 2	STA ROSA SLVA ALEGRE	160	1200
SANTA ROSA VICENTINA 18.5 km	1 2	SANTA ROSA VICENTINA	160	1200
SANTA ROSA -E. ESPEJO 9 km	1 2	SANTA ROSA E. ESPEJO	400	1200

RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL PARA LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA SECUNDARIAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV.

LINEA	S/E		RTC	RTP
GUANGOPOLO - VICENTINA 7 Km	1 2	GUANGOPOLO VICENTINA	80 80	1200 1200
IBARRA - TULCAN 74,48 Km	1 2	IBARRA TULCAN	120 120	1200 1200
MULALO - VICENTINA 74 Km	1 2	MULALO VICENTINA	80 80	1200 1200
PUCARA - AMBATO 27.74 Km	1 2	PUCARA AMBATO	80 80	1200 1200
PUCARA - MULALO 35 Km	1 2	PUCARA MULALO	80 80	1200 1200
STA ROSA - VICENTINA 18,5 Km	1 2	STA ROSA VICENTINA	80 80	1200 1200
TOTORAS - AGOYAN 33 Km	1 2	TOTORAS AGOYAN	120 240	1200 1200
TOTORAS - AMBATO 7 Km	1 2	TOTORAS AMBATO	120 120	1200 1200
VICENTINA - POMASQUI 21 Km	1 2	VICENTINA POMASQUI	100 160	1200 1200
LINEA	S/E		RTC	RTP
POMASQUI - IBARRA 59 Km	1 2	POMASQUI IBARRA	160 80	1200 1200
INTERCONEXION 15.8 km	1 2	TULCAN	240	1200
STA ROSA- CARMEN 29.3 Km	1 2	STA ROSA CARMEN	160	1200
STA ROSA- SELVA ALEGRE 25 Km	1 2	STA ROSA SELVA ALEGRE	160	1200
SANTAROSA VICENTINA 18.5 Km	1 2	SANTA ROSA VICENTINA	160	1200
SANTAROSA -E. ESPEJO 9 Km	1 2	SANTA ROSA E. ESPEJO	400	1200

CALIBRACIONES ACTUALES DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE

SUBESTACIÓN	UBICACIÓN	MVA	RELÉ	CALIBRACIÓN
-------------	-----------	-----	------	-------------

			PROTECCIÓN	TIPO	RTC	TAP	DIAL
Ambato	T1 69 kV	57	51	IAC 53	400/5	6	3,5
Ibarra	ATQ 138kV	86	51	IAC 52	300/5	6	3
	ATQ 69 kV	57	51	CO 91	600/5	4	2,5
	T1 34.5 kV	47	51	ICM21P	400/5	10	0,1
Mulaló	ATQ 138kV	71	51 - 1Q2	IAC52A	300/5	5	2
Pomásqui	ATU 230kV	385	F51-2U2	P442	2200/5	2,2	0,2
	ATU 138 kV	387	F51-1U2	P126	1800/5	4,5	0,15
Riobamba	TRK 230kV	95	51	IFC51	600/5	2	2
Santa Rosa	ATU 230kV	498	51A-2U2	CDG 11(3s)	1000/5	6,25	0,05
	TRN 138kV	114	51-1N2-A	CO-8	400/5	6	0,5
	TRP 138kV	114	51-1P2	7SJ61	400/5	6	0,5
Totoras	ATT 230kV	199	51-2T2	CDG 31	500/5	5	0,3
	ATQ 138kV	106	51-1Q2	CDG31	60/5	3,75	0,55
Tulcán	ATQ 138kV	43	51-1Q2	IFC51	300/5	3	2,5
Vicentina	T1 46kV	50	51T1-138	IAC53	400/5	8	2
	T2 138kV	143	51T2-138	IAC53	600/5	5	0,75
Móvil (Ibarra)	Transf 138	38	50/51 /inst=30)	CO - 81	200/5	4	1,2
Totoras (*)	Totoras 138 kV		67 - 132(Int = 13)	CDD	600/5	5	0.3
Ambato (*)	Ambato 138 kV		67 - 132(Int = 7)	CDD	600/5	5	0.5

(*) Relés de sobrecorriente que protegen la línea Totoras Ambato

APÉNDICE A DIAGRAMA DE CONEXIONES DE SECUENCIA CERO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

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

4			
5			

APÉNDICE B

BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA POWER FACTORY DIGSILENT.

Este programa entre una de sus utilidades está la simulación de protecciones tanto de distancia como de sobrecorriente, presentando distintos tipos de modelos de relés, así como también permite determinar el flujo de carga mediante distintos métodos como: Iteración de corriente de Newton Raphson, Método de aproximación lineal, sin embargo el método empleado es el de Newton - Raphson clásico.

Mediante este software se puede simular cualquier tipo de fallas permitiendo determinar las corrientes máximas o mínimas de cortocircuito de acuerdo a distintas normas:

- a) Según la norma VDE 0102

b) Según la norma ANSI e IEEE C37

c) Según la norma IEC909

B.1 FLUJOS DE POTENCIA.

Los estudios de flujos de potencia son importantes en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

El programa permite simular el flujo de carga considerando a la red como:

a) Una red balanceada de secuencia positiva válido para redes simétricas equilibradas.

b) Una red desbalanceada trifásica

Al correr un flujo de carga la información principal que se obtiene de la simulación es:

a) La magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra

b) Potencia real, potencia reactiva, potencia aparente que fluyen por cada elemento del sistema.

c) Niveles de voltaje en las barras.

d) Corrientes y voltajes trifásico rms.

e) Porcentaje de cargabilidad de cada elemento.

El estudio de flujos de potencia para el sistema que trabaja bajo condiciones de operación normal se llama caso base. Los resultados del caso base son un medio para la comparación de los cambios en los flujos de la red y de los voltajes bajo condiciones anormales o de contingencia.

Toda esta información se la puede obtener a través de la salida impresa gracias al programa facilitando de esta manera su análisis.

De los resultados obtenidos en la simulación se obtienen voltajes bajos, voltajes altos, sobrecarga en líneas o condiciones de cargas excesivas, estas anomalías pueden ser cambiadas al hacer el estudio que incluyen cambios y/o adiciones al caso base del sistema logrando de esta manera que el modelo del sistema se sujete a una prueba de contingencia.

La interacción entre el usuario y el programa continúa hasta que el comportamiento satisface la planeación local y regional o el criterio de operación

El programa por defecto determina un máximo de error de 1 KVA en lo relacionado al flujo de carga.

B.2 CORTOCIRCUITOS

El análisis de cortocircuitos mediante el programa Power Factory – DigSilent se facilita por la velocidad de procesamiento de los datos permitiendo la simulación de fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas.

El software utiliza una metodología matemática de cálculo aplicada que se basa en algoritmos rápidos de inversión de la matriz de admitancias de barras $[Y]$, obteniéndose la matriz de impedancia de barras $[Z]$ cuyos elementos diagonales son las impedancias equivalentes en cada una de las barras del sistema (hay que formar una matriz $[Z]$ de secuencia positiva y otra de secuencia cero para el cálculo de fallas con contacto a tierra).

Para el análisis de los cortocircuitos en el presente estudio se utiliza la norma IEC 909 / VDE 0102. (Apéndice C).

En la simulación se puede especificar las variables que se desee conocer como: voltajes, corrientes, potencias, etc para cualquier tipo de falla.

Los dispositivos de protecciones son ingresados en el elemento a proteger sea este una línea de transmisión o transformador, mediante la selección del tipo de protección que se requiera, seleccionando de la base de datos, o a su vez se puede crear un nuevo dispositivo de protección en la base de datos.

B.3 INGRESO DE LAS PROTECCIONES LÍNEAS Y TRANSFORMADORES

Para el ingreso de las protecciones se debe seguir el siguiente proceso:

- a) Seleccionar el cubículo (unión entre la barra y el elemento a proteger), en donde se va a colocar la protección.
- b) Determinar el modelo del relé a implementarse, en caso de no existir en la base de datos, se debe crear un nuevo modelo que cumpla con nuestros requerimientos.
- c) Determinar el valor de los transformadores de corriente y de potencial a utilizarse.
- d) Para el caso de los relés de distancia se debe calibrar el valor del alcance de todas las zonas de protección así como también sus tiempos, en el caso de las protecciones fase tierra se debe asumir el valor de K_0 (Coeficiente de impedancia de tierra) que esta definido para cada línea.
- e) Para proteger a los transformadores se selecciona el modelo de relé de sobrecorriente a emplearse calibrando su tap, dial y en el caso de ser requerido también la unidad instantánea.

APÉNDICE C

NORMAS ANSI E IEC

Para el cálculo de cortocircuitos el software empleado utiliza distintos métodos, los mismos que cumplen con normas Americanas y Europeas.

La necesidad de estudios exactos en el análisis de fallas en sistemas de transmisión hizo necesario el desarrollo de guías específicas para el cálculo de los cortocircuitos tanto en Norte América como en Europa.

C.1 NORMAS ANSI (Americanas)

C.1.1 Corrientes Simétricas

La norma establece el ajuste de su reactancia dependiendo del tipo de máquina.

C.1.2 Corrientes Asimétricas:

Recomienda la obtención de las corrientes de falla asimétricas usando multiplicadores aplicados a las corrientes simétricas de falla, se obtiene de curvas parametrizadas relacionando el tiempo de apertura de los contactos del interruptor con la relación entre la reactancia y resistencia de la red en el punto de falla.

C.1.3 Corriente de Retardo Versus la Corriente de Estado Permanente.

En estado estacionario la corriente de falla es conocida como corriente de retardo, se recomienda modelar los generadores de la red en función de su reactancia transitoria o de su reactancia de estado permanente.

C.1.4 Corriente Pico

Para el cálculo de esta corriente la norma recomienda la utilización de la relación obtenida entre su reactancia y resistencia (X / R).

Entonces la relación X / R se calcula:

$$\frac{X}{R} = \frac{X_C}{R_C} * \frac{f}{f_c}$$

Donde:

f = Frecuencia del sistema.

f_c = Frecuencia de la fuente equivalente.

X_C = Reactancia equivalente de falla.

R_C = Resistencia equivalente de falla.

Con esta relación se obtiene la corriente pico a través de la corriente inicial de cortocircuito que es:

$$I_p = \sqrt{2} * K * I''_k$$

El valor de K se determina a partir de :

$$K = \sqrt{2} * (1.0 + \text{sen}(\varphi) * e^{-(\varphi+1.5708)*R/X})$$

Donde:

$$\varphi = \arctan (X / R)$$

C.1.5 Corriente Inicial de Cortocircuito.

Es aquella que se presenta después del inicio del cortocircuito.

C.1.6 Voltaje de Prefalla

Esta norma recomienda un voltaje de prefalla de uno por unidad en las barras del sistema.

C.2 NORMAS IEC (EUROPEAS)

C.2.1 Corrientes Simétricas

No recomienda un ajuste inicial de la reactancia de las máquinas rotativas para el cálculo de las corrientes de apertura.

Se tomar el valor de la corriente de apertura simétrica igual que la corriente inicial de falla.

C.2.2 Corrientes Asimétricas

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

C.2.3 Corriente de Retardo Versus la Corriente de Estado Permanente.

Esta norma determina a la corriente de falla como corriente de estado permanente, además se recomienda usar las reactancias de los generadores que se utilizaron para calcular las corrientes iniciales de falla y considerar que la corriente de falla en estado permanente es la corriente inicial de falla calculada sin considerar los motores, para este cálculo se establece la representación del sistema de excitación del generador.

Al modelar este sistema de excitación se discriminan entre generadores de polos salientes y de rotor cilíndrico calculando la corriente de estado permanente cuando la excitación es mínima, media y máxima.

C.2.4 Corriente Pico

Recomienda tres métodos para el cálculo de la relación X / R que son:

- a) Relación X / R : - Para este método esta relación transporta al menos el 80 % de corriente de falla.
- b) Relación equivalente X / R en el punto de falla.

- c) Frecuencia equivalente:- Utiliza una fuente equivalente de frecuencia (20 Hz para un sistema de 50 Hz y 24 Hz para uno de 60 Hz) para excitar la red en el punto de falla siendo la impedancia equivalente:

$$Z_c = R_c + jX_c$$

De donde la relación X / R es:

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} * \frac{f}{f_c}$$

Donde:

f = Frecuencia del sistema.

f_c = Frecuencia de la fuente equivalente.

X_c = Reactancia equivalente de falla.

R_c = Resistencia equivalente de falla.

Con esta relación se obtiene la corriente pico a través de la corriente inicial de cortocircuito que es:

$$I_p = \sqrt{2} * K * I''_k$$

Donde el valor de K se emplea para el primero y tercer método cuyo valor se determina por la siguiente expresión.

$$K = \sqrt{2} * (1.02 + 0.98 * e^{3R/X})$$

Donde:

$$\varphi = \arctan (X / R)$$

Para el segundo método el factor K se calcula por:

$$K = 1.15 * \sqrt{2} * (1.02 + 0.98 * e^{3R/X})$$

El factor 1.15 es un factor de seguridad utilizado para el cálculo de la corriente pico en sistemas mallados, el valor de K no excede los valores de 1.8 y 2 para redes de bajo y alto voltaje respectivamente.

C.2.5 Corriente Inicial de Cortocircuito.

Define a la corriente inicial de falla como la corriente de falla probable que aparece en el punto de falla al tiempo cero y con las impedancias subtransitorias de la red.

C.2.6 Voltaje de Prefalla

Recomienda el uso de multiplicadores para el cálculo del voltaje prefalla debido a que se tiene taps en los transformadores, cargas del sistema, shunts en transformadores, comportamiento subtransitorio de máquinas rotativas.

Estos multiplicadores de voltaje prefalla que se necesitan para el cálculo de corriente de falla máxima y mínima son 1.1 y 1 respectivamente.

C.3 REQUERIMIENTO DE DATOS SEGÚN LA NORMA ANSI E IEC.

DATOS REQUERIDOS	RECOMENDACIÓN NORMA	
	IEC	ANSI
Red de secuencia positiva	Omitir las cargas estáticas y los ramales en derivación de los elementos del sistema, solo se debe considerar las impedancias serie.	Omitir las cargas estáticas y los ramales en derivación de los elementos del sistema, solo se debe considerar la impedancia serie.
Red de secuencia negativa	Se debe modelar la impedancia de secuencia negativa para fallas desbalanceadas.	Rara vez esta norma modela la impedancia de secuencia negativa para fallas desbalanceadas
Red de secuencia cero	Requiere impedancia serie de secuencia cero para líneas y transformadores, además se omite la impedancia de secuencia cero de los ramales en derivación de las líneas	Requiere impedancia serie de secuencia cero para líneas y transformadores, además se omite la impedancia de secuencia cero de los ramales en derivación de las líneas.

Generadores.	Los generadores requieren datos comunes como: Impedancias subtransitorias, número de polos, voltaje nominal, MVAs nominales, la corriente de falla de estado permanente requiere de la reactancia del generador y del factor de potencia prefalla.	Requiere reactancias transitorias de los generadores para emplear en el cálculo de las corrientes de retardo.
Motores	Los datos requeridos para motores son: impedancia de rotor bloqueado, kilovoltios nominales, MVAs nominales, factor de potencia, número de polos, frecuencia del sistema.	Los datos requeridos para motores son: impedancia de rotor bloqueado, kilovoltios nominales, MVAs nominales, factor de potencia, número de polos, frecuencia del sistema.