



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

“Estudios de flujos de potencia y cortocircuitos para la implementación de los Registradores Automáticos de Perturbaciones en la subestación Pascuales 230/138/69 kV”

## **INFORME DE PROYECTO DE GRADUACION**

Previo a la obtención del Título de:

## **INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Pablo José Vulgarín Quiroga

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO: 2010

## AGRADECIMIENTO

*A Dios, por poner en mi camino personas muy valiosas.*

*A mi familia, que sin su apoyo me hubiese sido imposible crecer cada día más como ser humano, enseñándome valores como la humildad, perseverancia, amor por lo que hacemos y la honestidad.*

*A Patty Muñoz por estar a mi lado en las buenas y en las malas, y ser un pilar muy importante en mi vida.*

*Al Ing. José Torres y mis compañeros de la División de Operación de CELEC EP – TRANSELECTRIC.*

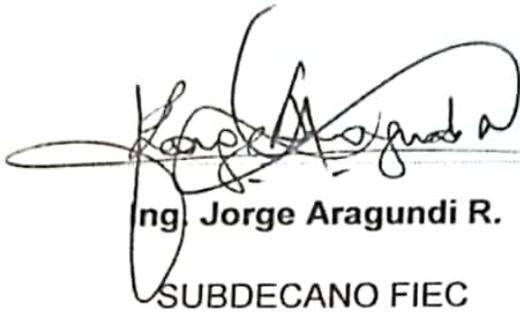
## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a Dios, a mis padres Pablo y Vilma por guiarme en todo momento por el camino de la verdad y la honestidad, a mi familia, a mi novia Patty, y a todos mis verdaderos amigos que siempre estuvieron a mi lado, disfrutando en las buenas, y ayudándome en las malas.*

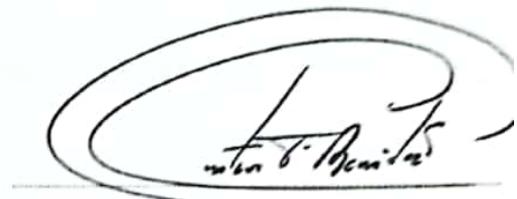
*A mis abuelitas Tuti y Marujita.*

*A mi ñaño Pepe.*

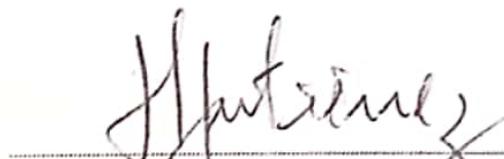
## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**Ing. Jorge Aragundi R.**  
SUBDECANO FIEC



**Ing. Gustavo Bermúdez F.**  
DIRECTOR DEL PROYECTO  
DE GRADUACION



**Ing. Hernán Gutiérrez V.**  
VOCAL

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis me corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Pablo José Vulgarín Quiroga

## RESUMEN

Este trabajo trata de la implementación de una red de “**Registradores Automáticos de Perturbaciones (RAP's)**” en una de las subestaciones más importantes del Sistema Nacional Interconectado. Se los conoce más comúnmente como registradores de fallas.

Actualmente, CELEC EP - TRANSELECTRIC tiene instalado registradores de fallas en las subestaciones Milagro, Molino, Machala, Zhoray, Santa Rosa, Pomasqui, Puyo, Totoras, San Gregorio y Salitral. Previo a la implementación de estos equipos es necesario realizar un análisis de flujos de carga y cortocircuitos que permitan parametrizar y configurar los mismos de tal forma que éstos operen únicamente cuando se presenten perturbaciones de gran impacto para el S.N.I.

Como parte de la modernización de la S/E Pascuales, se instalarán equipos registradores de fallas. Con este equipamiento se tendrá una amplia información de los diferentes tipos de perturbaciones que se pueden presentar en el Sistema Nacional Interconectado y especialmente de la zona de Guayaquil. Para el caso de cortocircuitos en la red se dispondrá de información básica como la ubicación de la falla, magnitudes de voltajes y corrientes monofásicos, variación de la frecuencia del sistema entre otros.

El registrador automático de fallas está diseñado para monitorear permanentemente las señales analógicas de voltajes y corrientes trifásicos de un transformador de potencia, líneas de transmisión, generadores y alimentadores. Al momento de presentarse una falla o perturbación, el RAP almacena toda la información de las perturbaciones con un tiempo pre-falla y post-falla configurables. Los registradores de fallas se encuentran sincronizados con las protecciones eléctricas del sistema de potencia de tal forma que la información sea utilizada para el desarrollo de análisis más exhaustivos de los eventos registrados.

Los ingenieros de la gestión de operación del S.N.T. utilizan la información proporcionada por los RAP's para tomar decisiones en tiempo real, si fuera del caso, y posteriormente para realizar análisis relacionados con la velocidad de operación de las protecciones, magnitudes de las corrientes de falla, velocidad de operación de los interruptores, e incluso permite evaluar la correcta calibración de las protecciones utilizadas actualmente en el S.N.I.

La red de registradores se configura mediante la utilización del software OSCOP P, el cual se encuentra instalado en un servidor principal ubicado en el centro de control de TRANSELECTRIC y en todos y cada uno de las

unidades de adquisición de datos DAKON's (PC Concentrador de datos) instaladas en las subestaciones que forman parte de la red.

Este trabajo tiene como objetivo fundamental explicar los criterios eléctricos que se utilizan para determinar las parametrizaciones que se requieren antes de poner en servicio los registradores de fallas. Cada registrador debe ser parametrizado con valores máximo y mínimo de voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, valores de secuencia positiva y negativa, factor de potencia y frecuencia. Además es necesario definir las señales binarias, provenientes de las protecciones, que se utilizarán para activar una orden de inicio de registro oscilográfico.

## INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	II
DEDICATORIA .....	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	IV
DECLARACIÓN EXPRESA .....	V
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS .....	XVI
ABREVIATURAS .....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XX
<b>CAPITULO 1</b>	
MARCO TEÓRICO .....	1
1.1. CONCEPTOS GENERALES .....	1
1.1.1. Línea de transmisión.....	2
1.1.2. Subestación .....	2
1.1.3. Generación.....	5
1.1.4. Transmisión.....	7
1.1.5. Distribución .....	8
1.1.6. Perturbaciones .....	9
1.1.7. Protecciones de sistemas de potencia.....	11
1.1.8. Oscilografías .....	12
1.2. PRINCIPALES INCONVENIENTES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO .	13
1.2.1. Sobrecargas .....	14
1.2.2. Sobrevoltajes .....	15
1.2.3. Cortocircuitos (Fallas) .....	16
1.3. COMPONENTES SIMETRICOS.....	17
1.3.1. Sistema de secuencia positiva .....	17
1.3.2. Sistema de secuencia negativa.....	18
1.3.3. Sistema de secuencia cero .....	19
1.3.4. Matriz de transformación A .....	20
1.3.5. Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero .....	25
1.4. FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA.....	32
1.4.1. Fallas simétricas.....	32
1.4.2. Fallas asimétricas.....	34
1.5. ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA .....	36

1.6.	FLUJOS DE POTENCIA DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	37
1.7.	NIVELES DE VOLTAJE PERMITIDOS Y CONSIDERACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION.....	39
1.7.1.	Estado Estacionario .....	39
1.7.2.	Estado transitorio .....	40
1.7.3.	Estado Dinámico .....	40
<b>CAPITULO 2</b>		
	DESCRIPCION DEL SOTWARE POWER FACTORY–DIgSILENT .....	42
2.1.	DESCRIPCION GENERAL .....	42
2.2.	FLUJO DE CARGA .....	46
2.3.	CALCULOS DE CORTOCIRCUITO.....	51
2.3.1.	Cálculo de Cortocircuito en una barra de una subestación. ....	51
2.3.2.	Cálculo de Cortocircuito en una línea de transmisión. ....	54
2.4.	ESTABILIDAD.....	55
2.4.1.	Definición de los Eventos .....	56
2.5.	CASO REAL.....	57
<b>CAPITULO 3</b>		
	REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES (RAP'S).....	59
3.1.	VISTA GENERAL DEL REGISTRADOR .....	60
3.2.	CONFIGURACION DEL SIMEAS R.....	61
3.2.1.	Memoria .....	61
3.2.2.	Posibilidades de comunicación .....	62
3.2.3.	Calculo de potencia.....	63
3.2.4.	Sincronización de varios SIMEAS R .....	64
3.3.	CAMPOS DE APLICACIÓN.....	65
3.4.	PROPIEDADES DEL REGISTRADOR .....	65
3.4.1.	Estructura del equipo .....	65
3.5.	PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN .....	68
3.5.1.	Muestreo y conversión analógica-/digital .....	68
3.5.2.	Cálculo de valores derivados .....	69
3.5.3.	Medición de potencia .....	70
3.5.4.	Cálculo de la componente de secuencia negativa de voltaje ....	71
3.5.5.	Compresión de datos .....	72
3.5.6.	Función de trigger .....	73
3.5.7.	Trigger de niveles Mín /Máx. ....	74
3.5.8.	Activación trigger para cambios bruscos dM/dT.....	75
3.5.9.	Trigger binario .....	75

3.6.	FUNCIONES .....	76
3.6.1.	Registrador de perturbaciones .....	76
3.6.2.	Registrador de potencia y frecuencia .....	77
3.6.3.	Control de proceso y bloqueo del trigger.....	77
3.6.4.	Registrador binario .....	78
3.6.5.	Avisos de sistema y de supervisión.....	80
3.7.	RED DE REGISTRADORES DE FALLA DE LA S/E PASCUALES. ...	81

#### **CAPITULO 4**

	PARAMETRIZACION DE LOS REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES PARA LA SUBESTACION PASCUALES.....	87
4.1.	SUBESTACION PASCUALES 230 / 138 / 69 kV .....	88
4.1.1.	Ubicación .....	88
4.1.2.	Descripción general.....	88
4.1.3.	Consideraciones futuras ampliaciones S/E Pascuales:.....	92
4.2.	FLUJO DE POTENCIA EN LA S/E PASCUALES .....	93
4.2.1.	Flujo de potencia en las L/T de la subestación Pascuales. ....	93
4.2.2.	Flujo de potencia en los transformadores de la subestacion Pascuales.....	95
4.2.3.	Flujo de potencia en los alimentadores de la subestación Pascuales.....	97
4.3.	METODOLOGIA PARA LA PARAMETRIZACION DE LOS RAP´S ....	98
4.3.1.	Metodología para determinar los ajustes de voltajes. ....	101
4.3.2.	Metodología para determinar los ajustes para los RAP's que monitorean alimentadores radiales. ....	103
4.3.3.	Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para generadores. ....	108
4.3.4.	Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para transformadores. ....	110
4.3.5.	Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para bancos de capacitores. ....	112
4.3.6.	Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para corrientes de desbalances de los bancos de capacitores. ....	115
4.3.7.	Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para líneas de transmisión. ....	122
4.3.8.	Metodología para determinar los ajustes de factor de potencia. 124	
4.3.9.	Metodología para determinar los ajustes de de frecuencia. ....	124
4.3.10.	Parametrización de las bahías de 69 kV. ....	125

4.3.11. Parametrización de las bahías de 138 kV. ....	149
4.3.12. Parametrización de las bahías de 230 kV. ....	167
4.4. PRESENTACION DE RESULTADOS OBTENIDOS.....	184
4.4.1. Ajustes de los RAP's para las bahías de 69 kV. ....	185
4.4.2. Ajustes de los RAP's para las bahías de 138 kV. ....	196
4.4.3. Ajustes de los RAP's para las bahías de 230 kV. ....	209

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Santa Rosa 230 / 138 / 46 kV, ubicada en la provincia Pichicha, Ecuador. ....	3
Figura 1. 2 Sistema eléctrico de potencia en todas sus etapas. ....	5
Figura 1. 3 Central hidroeléctrica. ....	6
Figura 1. 4 Sistema de transmisión de 500 kV. ....	8
Figura 1. 5 Sistema de distribución de 13.8 kV. ....	9
Figura 1. 6 Relé de protección de distancia 21. ....	12
Figura 1. 7 Valores R.M.S registrados por el RAP de la S/E Molino, bahía Pascuales 1 230 kV de una falla bifásica (B y C). ....	13
Figura 1. 8 Sistema de secuencia positiva. ....	18
Figura 1. 9 Sistema de secuencia negativa. ....	19
Figura 1. 10 Sistema de secuencia cero. ....	19
Figura 1. 11 Componentes simétricas de corrientes desbalanceadas. ....	21
Figura 1. 12 Componentes simétricas de corrientes desbalanceadas. ....	24
Figura 1. 13 Impedancias de fases propias y de acoplamiento desbalanceadas. ....	25
Figura 1. 14 Configuración de la línea de transmisión para la condición especial. ....	28
Figura 1. 15 Circuitos de secuencia independientes y desacoplados. ....	31
Figura 1. 16 Falla trifásica. ....	33
Figura 1. 17 Falla de una fase a tierra. ....	35
Figura 1. 18 Falla de dos fases a tierra (Fases B y C a tierra). ....	35
Figura 1. 19 Falla de fase a fase (Fases B y C). ....	36
Figura 2. 1 Ventana de simulación de flujos de cargas del software. ....	47
Figura 2. 2 Vista de la zona Pascuales después de correr el flujo de carga. ....	48
Figura 2. 3 Control de voltaje de una subestación. ....	49
Figura 2. 4 Cortocircuito en barra (Paso 1). ....	52
Figura 2. 5 Cortocircuito en barra (Paso 2). ....	53
Figura 2. 6 Cortocircuito en la barra T. Daule 69 kV de la subestación Pascuales. ....	54
Figura 2. 7 Cortocircuito monofásico en circuito 1 de la L/T Pascuales Policentro 138 kV. ....	55

Figura 2. 8 Comportamiento de la corriente de la alimentadora T. Daule 69 kV de la S/E Pascuales al ocurrir una falla monofásica al final del alimentador. 56

Figura 3. 1 Registrador Automático de Perturbaciones (R.A.P) Simeas R. ..	61
Figura 3. 2 Tarjetas VCDAU y CDAU respectivamente. ....	71
Figura 3. 3 Niveles máximos y mínimos del trigger.....	74
Figura 3. 4 Falla en la barra B2 de la S/E Molino 230 kV. Se puede observar la operación del interruptor de la bahía Pascuales 2 230 kV. Se observa también que el interruptor de la bahía Pascuales 1 no opera, y esto se debe a que ésta no se encuentra conectada a la barra fallada. ....	79
Figura 3. 5 Partes del Registrador Automático de Perturbaciones. ....	80
Figura 3. 6 Comunicación del registrador de fallas con el PC Servidor ubicado en el centro de control. ....	81
Figura 3. 7 Red de Registradores Automáticos de Perturbaciones de la S/E Pascuales 230 /138 / 69 kV. ....	82
Figura 3. 8 Centro de Control del S.N.T de CELEC EP - TRANSELECTRIC (C.O.T).....	84

Figura 4. 1 Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión conectadas a la S/E Pascuales en período de baja hidrología. ....	93
Figura 4. 2 Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión conectadas a la S/E Pascuales en período de alta hidrología. ....	94
Figura 4. 3 Flujo de potencia aparente en los transformadores la S/E Pascuales en período de baja hidrología. ....	95
Figura 4. 4 Flujo de potencia aparente en los transformadores de la S/E Pascuales en período de baja hidrología. ....	96
Figura 4. 5 Flujo de potencia activa en los alimentadores de la S/E Pascuales a nivel de voltaje de 69 kV en período de baja hidrología.....	97
Figura 4. 6 Flujo de potencia activa en los alimentadores de la S/E Pascuales a nivel de voltaje de 69 kV en período de alta hidrología.....	98
Figura 4. 7 Fase A de un banco de capacitores.....	117
Figura 4. 8 Circuito equivalente de la fase A de un banco de capacitores..	120
Figura 4. 9 Límite de corriente de sobrecarga de un alimentador.....	127
Figura 4. 10 Aporte de corriente hacia el alimentador T. Daule en la S/E Pascuales 69 kV. ....	127
Figura 4. 11 Cierre del banco de capacitores BC3 mientras opera BC4.....	136

Figura 4. 12 Bancos de capacitores BC3 y BC4 de la S/E Pascuales 69 kV. .....	144
Figura 4. 13 Circuito abierto en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV. ....	145
Figura 4. 14 Impedancia equivalente al realizar un análisis de circuito abierto al banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV. ....	146
Figura 4. 15 Cortocircuito en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV. ....	147
Figura 4. 16 Impedancia equivalente al realizar un análisis de cortocircuito al banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV. ....	147
Figura 4. 17 Línea de transmisión Pascuales – Electroquil 3 138 kV. ....	153
Figura 4. 18 Apertura de uno de los 2 circuitos de la línea de transmisión Pascuales – Salitral 138 kV. ....	162
Figura 4. 19 Cierre del banco de capacitores BC1 mientras opera BC2.....	164
Figura 4. 20 Bancos de capacitores BC1 y BC2 de la S/E Pascuales 138 kV. .....	166
Figura 4. 21 Cortocircuito en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC1 o BC2 de la S/E Pascuales 138 kV. ....	166
Figura 4. 22 Impedancia equivalente al realizar un análisis de cortocircuito al banco de capacitores BC1 o BC2 de la S/E Pascuales 138 kV. ....	167
Figura 4. 23 S/E Dos Cerritos 230 / 69 kV. ....	170
Figura 4. 24 Flujo máximo de potencia de la S/E Milagro 230 kV hacia la S/E Pascuales 230 kV con la L/T MIL – DCER 230 kV fuera de servicio. ....	177
Figura 4. 25 Se muestra la S/E Nueva Prosperina con la L/T TRIN – NPRO 230 kV abierta.....	178
Figura 4. 26 Flujo mínimo de potencia en la bahía Nueva Prosperina 230 kV de la S/E Pascuales.....	180

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Límites operativos permitidos en el S.N.T.....	39
Tabla 3. 1 Repartición de la memoria disponible del Simeas R.....	62
Tabla 3. 2 Posibles activadores del trigger. ....	74
Tabla 3. 3 Distribución de las Tarjetas RAP's para la S/E Pascuales 230 / 138 / 69 kV.....	85
Tabla 4. 1 Descripción de los Autotransformadores 230 / 138 / 13.8 kV de la S/E Pascuales.....	92
Tabla 4. 2 Descripción del Autotransformador ATR 138 / 69 / 13.8 kV de la S/E Pascuales.....	92
Tabla 4. 3 Datos de ajustes de protecciones de los alimentadores de la S/E Pascuales a 69 kV. ....	126
Tabla 4. 4 Aportes de corriente de las diferentes tipos de fallas de el alimentador T: Daule de la S/E Pascuales a 69 kV.....	128
Tabla 4. 5 Aportes de corriente de las diferentes tipos de fallas de los diferentes alimentadores de la S/E Pascuales a 69 kV.....	129
Tabla 4. 6 Ajustes de corrientes de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.....	130
Tabla 4. 7 Ajustes de corrientes máximos y mínimos de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.....	130
Tabla 4. 8 Ajustes de las variaciones dM/dT corrientes de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.....	131
Tabla 4. 9 Ajustes de las potencias activa máximas y mínimas de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV. ....	133
Tabla 4. 10 Ajustes de las potencias reactiva máximas y mínimas de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV. ....	133
Tabla 4. 11 Ajustes dM/dT de potencias activa y reactiva de las fases de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV. ....	134
Tabla 4. 12 Corrientes de falla por la bahía Dos Cerritos 230 kV de la S/E Pascuales. ....	171
Tabla 4. 13 Corrientes de falla por la bahía Milagro 230 kV de la S/E Pascuales. ....	175
Tabla 4. 14 Corrientes de falla por las bahías Quevedo 1 y 2 230 kV de la S/E Pascuales. ....	181

Tabla 4. 15 Ajustes del RAP de la bahía Vergeles 69 kV. ....	185
Tabla 4. 16 Ajustes del RAP de la bahía Gas Pascuales 2 69 kV. ....	186
Tabla 4. 17 Ajustes del RAP de la bahía Cervecería 69 kV. ....	187
Tabla 4. 18 Ajustes del RAP de la bahía La Toma 69 kV. ....	188
Tabla 4. 19 Ajustes del RAP de la bahía T. Daule 69 kV. ....	189
Tabla 4. 20 Ajustes del RAP de la bahía Gas Pascuales 69 kV. ....	190
Tabla 4. 21 Ajustes del RAP de las corrientes de desbalance de los bancos de capacitores BC3 y BC4 69 kV. ....	191
Tabla 4. 22 Ajustes del RAP de la bahía Transferencia 69 kV. ....	191
Tabla 4. 23 Ajustes del RAP de la bahía BC3 69 kV. ....	192
Tabla 4. 24 Ajustes del RAP de la bahía BC4 69 kV. ....	193
Tabla 4. 25 Ajustes del RAP de la bahía ATR 69 kV. ....	194
Tabla 4. 26 Ajustes del RAP de la bahía ATQ 69 kV. ....	195
Tabla 4. 27 Ajustes del RAP de la bahía CEDEGÉ 138 kV. ....	196
Tabla 4. 28 Ajustes del RAP de la bahía Santa Elena 138 kV. ....	197
Tabla 4. 29 Ajustes del RAP de la bahía Salitral 1 138 kV. ....	198
Tabla 4. 30 Ajustes del RAP de la bahía Salitral 2 138 kV. ....	199
Tabla 4. 31 Ajustes del RAP de la bahía Policentro 1 138 kV. ....	200
Tabla 4. 32 Ajustes del RAP de la bahía Policentro 2 138 kV. ....	201
Tabla 4. 33 Ajustes del RAP de la bahía Electroquil 3 138 kV. ....	202
Tabla 4. 34 Ajustes del RAP de las corrientes de desbalance de los bancos de capacitores BC1 y BC2 138 kV. ....	203
Tabla 4. 35 Ajustes del RAP de las corrientes de los transformadores ATR y ATQ 138 kV. ....	203
Tabla 4. 36 Ajustes del RAP de la bahía Transferencia 138 kV. ....	204
Tabla 4. 37 Ajustes del RAP de las bahía de los reactores RCX y RCW 138 kV. ....	204
Tabla 4. 38 Ajustes del RAP de la bahía BC1 138 kV. ....	205
Tabla 4. 39 Ajustes del RAP de la bahía BC2 138 kV. ....	206
Tabla 4. 40 Ajustes del RAP de la bahía ATU 138 kV. ....	207
Tabla 4. 41 Ajustes del RAP de la bahía ATT 138 kV. ....	208
Tabla 4. 42 Ajustes del RAP de la bahía Nueva Prosperina 230 kV. ....	209
Tabla 4. 43 Ajustes del RAP de la bahía Molino 1 230 kV. ....	210
Tabla 4. 44 Ajustes del RAP de la bahía Molino 2 230 kV. ....	211
Tabla 4. 45 Ajustes del RAP de la bahía Quevedo 1 230 kV. ....	212
Tabla 4. 46 Ajustes del RAP de la bahía Quevedo 2 230 kV. ....	213
Tabla 4. 47 Ajustes del RAP de la bahía Milagro 230 kV. ....	214
Tabla 4. 48 Ajustes del RAP de la bahía Dos Cerritos 230 kV. ....	215

Tabla 4. 49 Ajustes del RAP de las corrientes de los transformadores ATT y ATU 230 kV.....	216
Tabla 4. 50 Ajustes del RAP de la bahía Acoplador (B1/B2) 230 kV. ....	216

## ABREVIATURAS

<b>S/E</b>	Subestación
<b>L/T</b>	Línea de Transmisión
<b>RAP</b>	Registrador Automático de Perturbaciones
<b>COT</b>	Centro de Control de Transmisión
<b>SNT</b>	Sistema Nacional de Transmisión
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia
<b>CD</b>	Corriente Directa
<b>CA</b>	Corriente Alterna
<b>CT</b>	Transformador de corriente
<b>VT</b>	Transformador de voltaje
<b>DAU</b>	Data Acquisition Unit
<b>PAS</b>	Pascuales
<b>DCER</b>	Dos Cerritos
<b>MIL</b>	Milagro
<b>MOL</b>	Molino
<b>QVD</b>	Quevedo
<b>BC</b>	Banco de Capacitores

## INTRODUCCIÓN

En varias subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión se está implementando la modernización del sistema de control, lo cual consiste en pasar el antiguo sistema de control a un nuevo automatizado, lo cual como parte de esta modernización ha implementado una red de Registradores Automáticos de Perturbaciones (RAP's) en varias subestaciones modernizadas.

La subestación Pascuales es una subestación de transmisión, la cual cuenta con patios de 3 niveles de voltajes, 230 kV, 138 kV y 69 kV, la cual deberá entrar a operar con el nuevo sistema de control, y con ello se implementará la red de RAP's en esta subestación.

La subestación Pascuales es una de las subestaciones más importantes del país, al encontrarse en una zona de gran carga, por lo que la confiabilidad de la misma debe ser alta.

## **OBJETIVO GENERAL**

- Colocar en servicio los Registradores Automáticos de Perturbaciones (RAP's), de la Subestación Pascuales en los patios de 230 / 138/ 69 kV.

## **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Determinar las parametrizaciones de los Registradores Automáticos de Perturbaciones (RAP's), basándose en los criterios de ajustes y al comportamiento del sistema en sus diferentes estados.
- Permitir la adquisición remota desde el Centro de Operaciones de Transmisión de TRANSELECTRIC (C.O.T) correspondiente a los registradores automáticos de perturbaciones que en el futuro se encontrarán monitoreando todas y cada una de las bahías de 230, 138 y 69 kV de la S/E Pascuales.

## **ALCANCE**

Determinar las parametrizaciones de voltaje, corriente y potencia necesarios con los cuales se implementará la red de Registradores Automáticos de Perturbaciones de la S/E Pascuales.

## **ANTECEDENTES**

CELEC EP - TRANSELECTRIC actualmente tiene implementado una red de registradores automáticos de perturbaciones en ocho subestaciones que han sido modernizadas:

- Machala 230 / 138 / 69 kV
- Puyo 139 / 69 kV
- Milagro 230 / 138 / 69 kV
- Totoras 230 / 138 / 69 kV
- Pomasqui 230 / 138 kV
- Molino 230 / 138 kV
- Salitral 138 / 69 kV
- Santa Rosa 230 / 138 / 46 kV

Esta red le ha permitido a la empresa, y específicamente a la División de Operación realizar el análisis de los diferentes tipos de fallas que se presentan en el S.N.T para todo nivel de voltaje utilizado en el S.N.I.

La implementación de los registradores, como política de la empresa, es parte de la modernización de la S/E Pascuales.

Estos registradores proporcionan información, sincronizada en el tiempo con una precisión a nivel de milisegundos, con lo cual es posible reconstruir el evento, para luego determinar el origen de los mismos y plantear las soluciones que sean necesarias. Se puede verificar la operación de los relés de protección y otros dispositivos del sistema.

# **CAPITULO 1**

## **MARCO TEÓRICO**

En este capítulo se recordará los conceptos básicos y generales que todo ingeniero en electricidad debe conocer y dominar, como es el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, y los niveles permitidos de voltaje en el sistema eléctrico ecuatoriano en sus diferentes niveles de voltaje.

### **1.1. CONCEPTOS GENERALES**

En esta parte se enseñará los conceptos generales y fundamentales que todo ingeniero eléctrico debe tener en cuenta a la hora de realizar estudios de sistemas eléctricos.

### **1.1.1. Línea de transmisión**

Una línea de transmisión es una estructura que sirve para transmitir la potencia eléctrica de un lugar a otro. Las líneas de transmisión se las utiliza específicamente para cubrir distancias largas y transmitir grandes potencias.

Usualmente las líneas de transmisión emplean valores de voltaje de 220 kV o superiores, denominados alta tensión. Las líneas de transmisión sirven para transmitir la potencia eléctrica desde un punto de generación hasta los puntos de consumo (cargas), ya que muchas veces no es económicamente factible la construcción de centrales generadoras junto a los puntos de consumo.

### **1.1.2. Subestación**

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Tiene como finalidad aportar con el control del

voltaje de un sistema interconectado, brindando confiabilidad y estabilidad al sistema, y por ende, a la zona en la que se encuentra ubicada la misma.



Figura 1. 1 Santa Rosa 230 / 138 / 46 kV, ubicada en la provincia de Pichicha, Ecuador.

Existen varios tipos de subestaciones:

- **Subestaciones variadoras de tensión**

**Subestación Elevadora.-** Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una

tensión más alta que la potencia de entrada. Las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para aumentar la tensión de salida de sus generadores.

**Subestación Reductora.-** Estación de transformación en la cual la potencia que sale de los transformadores tiene una tensión más baja que la potencia de entrada. Estas subestaciones son por lo general las subestaciones de transmisión y de distribución.

- **Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito**

Es la destinada a la conexión entre dos o más circuitos y su maniobra. Estas subestaciones son en lo general de un solo nivel de voltaje.

- **Subestaciones mixtas**

Es una mezcla de las 2 subestaciones anteriores.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución:

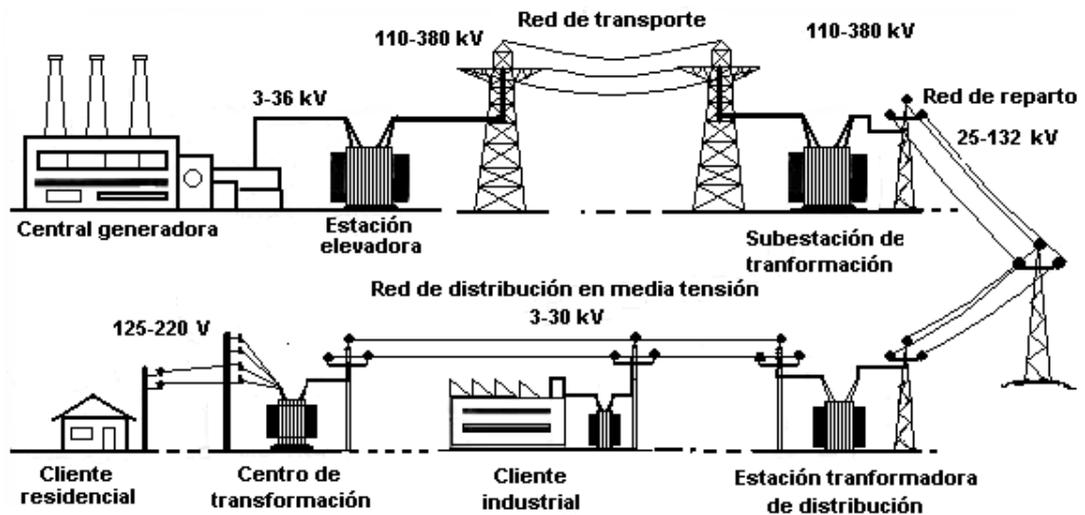


Figura 1. 2 Sistema eléctrico de potencia en todas sus etapas.

### 1.1.3. Generación

Es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- \* Centrales hidroeléctricas
- \* Centrales termoeléctricas
- \* Centrales geotermoeléctricas
- \* Centrales nucleoeeléctricas
- \* Centrales de ciclo combinado
- \* Centrales de turbo-gas
- \* Centrales eólicas

### \* Centrales solares

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en " sincronismo ", es decir, mantienen ángulos de cargas constantes. En este régimen, la frecuencia debe ser nominal (60 Hz) o muy cercana a ésta. Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 kV, siendo 13.8 kV la más común en el Ecuador.



**Figura 1. 3 Central hidroeléctrica.**

#### **1.1.4. Transmisión**

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

Los voltajes de transmisión utilizadas en el Ecuador son: 138 y 230 kV. Una de las formas de clasificar las líneas de transmisión, es de acuerdo a su longitud es:

- a) Línea corta de menos de 80 Km.
- b) Línea media de entre 80 y 240 Km.
- c) Línea larga de 240 Km. y más.



**Figura 1. 4 Sistema de transmisión de 500 kV.**

### **1.1.5. Distribución**

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (clientes).

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

Subestación de Distribución para casas: conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de

transmisión (o subtransmisión) hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.



**Figura 1. 5 Sistema de distribución de 13.8 kV.**

### **1.1.6. Perturbaciones**

Una perturbación es una pequeña modificación en las condiciones físicas de un sistema, es cuando existen cambios que alteran el orden de algo que se desarrolla normalmente.

- **Clasificación de las perturbaciones según IEC (International Electrotechnical Commission)**



- **Clasificación de las perturbaciones según las 7 categorías**
  - Transitorios (Impulsos y oscilaciones)
  - Variaciones de corta duración (Sags y Swells)
  - Variaciones de larga duración (interrupciones, sub y sobretensiones)
  - Desbalances de tensión (Simetría)
  - Distorsión en la forma de onda (Armónicos, ruidos, etc.)

- Fluctuaciones de tensión (Flicker)
- Variaciones en la frecuencia

### **1.1.7. Protecciones de sistemas de potencia**

Las Protecciones de los sistemas de potencia son una parte integral de los mismos, y tienen como tarea evitar la destrucción de un conjunto de equipos o dispositivos interconectados en una tarea común por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada.

El sistema de protecciones debe aislar la zona donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red.

El dispositivo que se encarga de dar la orden de apertura del interruptor de los elementos es el relé. Los relés están conectados a la red tomando señales de corriente y voltaje proporcionales al sistema en tiempo real por medio de transformadores de corriente y voltaje.

Existen varios tipos de relés, que cumplen funciones específicas, entre los principales se tiene:

21.- Relé de distancia

51.- Relé de sobrecorriente

87B.- Relé diferencial de barras

27.- Relé de bajo voltaje

50.- Relé instantáneo

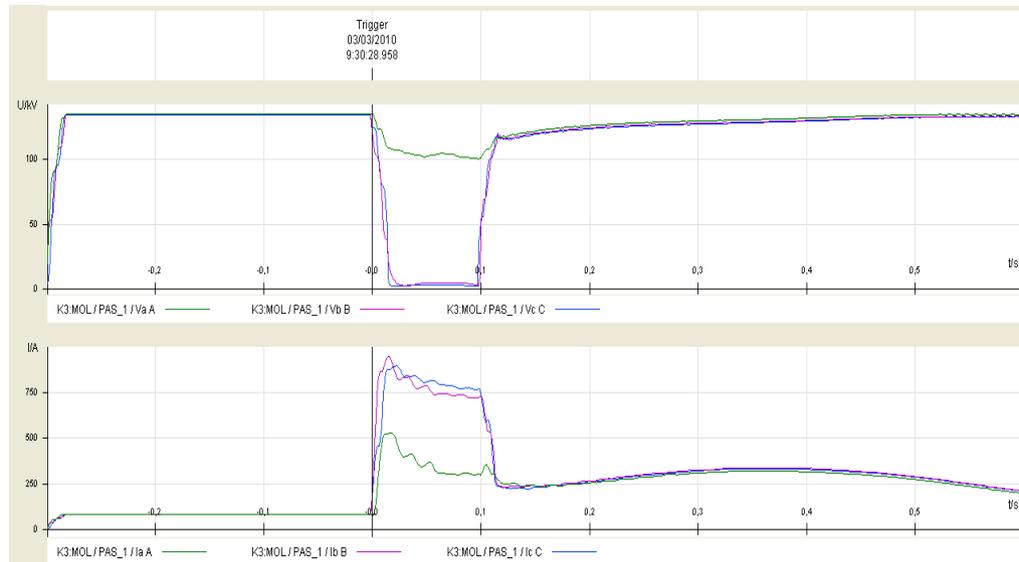


Figura 1. 6 Relé de protección de distancia 21.

### 1.1.8. Oscilografías

Las Oscilografías son gráficas en donde se muestra el comportamiento de las corrientes y voltajes de un sistema eléctrico, y por lo general se las utiliza para realizar análisis post falla del sistema. Estas curvas proporcionan la información como de la falla con un tiempo de prefalla, como son los valores

de corrientes y voltajes en todas y cada una de las fases y su comportamiento.



**Figura 1. 7 Valores R.M.S registrados por el RAP de la S/E Molino, bahía Pascuales 1 230 kV de una falla bifásica (B y C).**

## 1.2. PRINCIPALES INCONVENIENTES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

En el sistema nacional de transmisión del Ecuador se presentan varios problemas o inconvenientes, ya sea en las líneas de transmisión, en los equipos de patio de las subestaciones, en las centrales de generación o en los puntos de carga, como lo son las sobrecargas, los sobrevoltajes y los cortocircuitos.

Todo sistema interconectado tiene que tener un balance entre la generación total y la carga total para poder mantener el valor de la frecuencia en su valor fundamental (60 Hz en Ecuador).

$$\sum Generación = \sum Carga$$

### 1.2.1. Sobrecargas

Una sobrecarga es cuando la suma total de las potencias de los equipos o cargas conectadas a una red o circuito, es mayor a la potencia para la cual está diseñada dicha red.

En el Sistema Nacional Interconectado, muchas de las sobrecargas se dan en los puntos de carga durante el periodo de demanda máxima (aproximadamente a las 19:00).

Una sobrecarga produce bajos voltajes en el circuito al cual está conectada dicha carga, y además puede llegar a causar daños mayores cuando esta es muy prolongada. Son provocadas muchas veces, debido a las sobrecorrientes originadas por la

desconexión de circuitos en paralelo, que se pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado.

Las sobrecargas producen calentamiento excesivo en los conductores, lo que puede significar la destrucción de su aislación, incluso llegando a provocar incendios por inflamación.

### **1.2.2. Sobrevoltajes**

Los sobrevoltajes nunca son deseados en los sistemas eléctricos de potencia, debido a que con el paso del tiempo este puede traer daños en los equipos, tales como:

1. Pérdida del aislamiento, debido a que los aisladores se ven sometidos a altos voltajes que pueden deteriorarlos.
2. Daños internos en los equipos.
3. Con la pérdida de aislamiento se pueden producir cortocircuitos.
4. Los sobrevoltajes transitorios pueden originarse por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas. Los transitorios eléctricos más severos son los ocasionados por las descargas atmosféricas. Éstas pueden dañar el

aislamiento de transformadores, motores, capacitores, cables y ocasionar fallas en líneas de transmisión por la ionización del aire. La protección del aislamiento del equipo eléctrico se ha llevado a cabo tradicionalmente con pararrayos y capacitores.

### **1.2.3. Cortocircuitos (Fallas)**

Se originan por la unión fortuita de dos líneas eléctricas sin aislación, entre las que existe una diferencia de potencial eléctrico (fase-neutro, fase-fase). Durante un cortocircuito el valor de la intensidad de corriente se eleva de tal manera, que los conductores eléctricos pueden llegar a fundirse en los puntos de falla, generando excesivo calor, chispas e incluso flamas, con el respectivo riesgo de incendio.

Se producen también cortocircuitos cuando existe la ruptura del aislador, debido muchas veces, al deterioro del material dieléctrico. Debido a que un cortocircuito puede causar importantes daños en las instalaciones eléctricas e incluso incendios en subestaciones, estas instalaciones están normalmente dotadas de equipos de protección, como fusibles

o interruptores, con el fin de proteger a las personas y a los equipos.

### **1.3. COMPONENTES SIMETRICOS**

Las componentes simétricas es un artificio matemático mediante el cual se realiza una descomposición de valores de voltajes y corrientes desbalanceados con la finalidad de transformar un sistema de tres fases desbalanceado en tres sistemas balanceados.

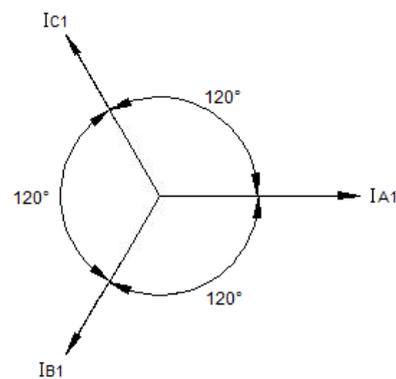
Esta descomposición es muy útil para analizar el sistema de potencia con fallas asimétricas que producen un desbalance en los voltajes y las corrientes. Cualquier sistema trifásico desbalanceado se puede descomponer en tres sistemas balanceados que son:

- a) Sistema de secuencia positiva.
- b) Sistema de secuencia negativa.
- c) Sistema de secuencia cero.

#### **1.3.1. Sistema de secuencia positiva**

El sistema de secuencia positiva es el común sistema trifásico balanceado, es de secuencia ABC y cuando los fasores de las

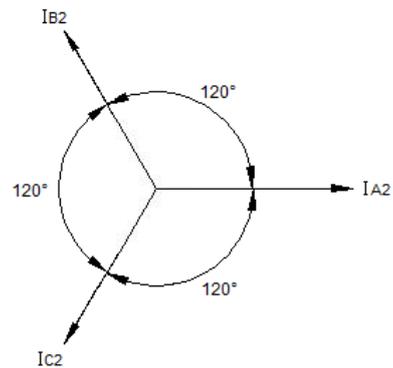
fases a, b y c rotan en el mismo igual sentido al de las manecillas del reloj se observa que pasan en secuencia ABC, tal como se indica en la figura 1.8. Los fasores de la secuencia positiva se los identifica con el subíndice 1.



**Figura 1. 8 Sistema de secuencia positiva.**

### 1.3.2. Sistema de secuencia negativa

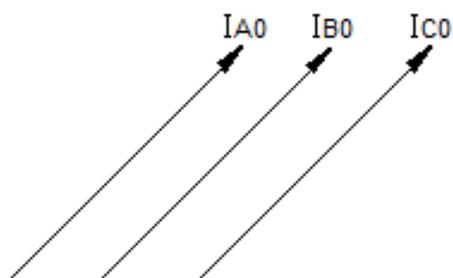
El sistema de secuencia negativa es un sistema trifásico balanceado en la secuencia ACB y cuando los fasores de las fases a, b y c rotan en sentido contrario al de las manecillas del reloj se observa que pasan en secuencia ACB, tal como se indica en la figura 1.9. Los fasores de la secuencia negativa se los identifica con el subíndice 2.



**Figura 1. 9 Sistema de secuencia negativa.**

### 1.3.3. Sistema de secuencia cero

El sistema de secuencia cero es un sistema formado por tres fasores de igual magnitud y en fase, tal como se muestran en la figura 1.10. Los fasores de la secuencia cero se los identifica con el subíndice 0.



**Figura 1. 10 Sistema de secuencia cero.**

Estos tres sistemas de las componentes simétricas tienen la particularidad que sumados fasorialmente en cada una de las

fases da como resultado el sistema desbalanceado original. De manera que las corrientes desbalanceadas son:

$$I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2}$$

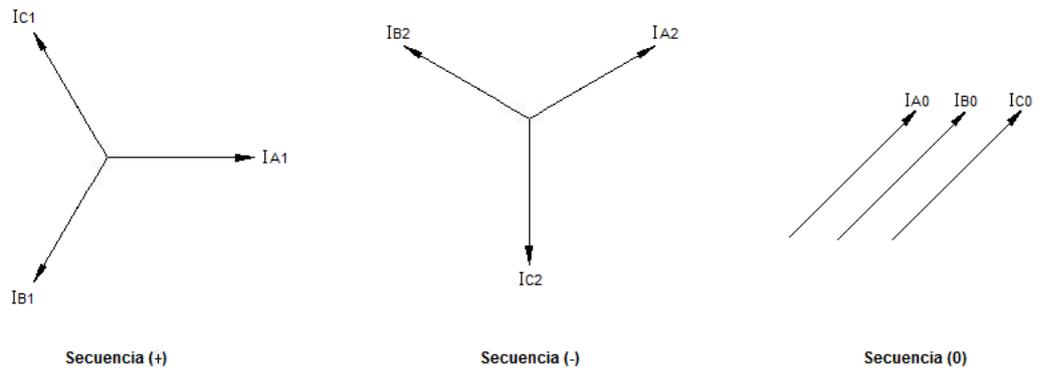
$$I_B = I_{B0} + I_{B1} + I_{B2}$$

$$I_C = I_{C0} + I_{C1} + I_{C2}$$

Las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, físicamente no están descompuestas en el sistema eléctrico de potencia, sino que es un artificio matemático que facilita el estudio de los sistemas eléctricos con fallas asimétricas. Realmente tenemos una sola corriente en cada fase, estas corrientes son  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  en cada una de ellas.

#### 1.3.4. Matriz de transformación A

Considere los componentes simétricas de corrientes desbalanceadas como las que se presentan en la figura 1.11, los mismos que sumados representan el sistema de trifásico desbalanceado. Nótese que no necesariamente si  $I_{A1}$  está a cero grados,  $I_{A2}$  también lo está.



**Figura 1. 11 Componentes simétricas de corrientes desbalanceadas.**

Si tomamos como referencia los fasores de secuencia positiva, negativa y cero de la fase A, podríamos obtener los fasores de las otras fases, únicamente desplazándolos a 120, 240 ó 360 grados.

Para facilitar la transformación se utilizará el fasor unitario  $a$ , que se lo define así:

$$a = 1\angle 120^\circ; \quad a^2 = 1\angle 240^\circ; \quad a^3 = 1\angle 0^\circ$$

Luego,

$$\begin{array}{lll}
 I_{A1} = I_{A1} & I_{A2} = I_{A2} & I_{A0} = I_{A0} \\
 I_{B1} = a^2 I_{A1} & I_{B2} = a I_{A2} & I_{B0} = I_{A0} \\
 I_{C1} = a I_{A1} & I_{C2} = a^2 I_{A2} & I_{C0} = I_{A0}
 \end{array}$$

Luego, las corrientes desbalanceadas quedan así:

$$\begin{array}{l}
 I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} \\
 I_B = I_{B0} + I_{B1} + I_{B2} = I_{A0} + a^2 I_{A1} + a I_{A2} \\
 I_C = I_{C0} + I_{C1} + I_{C2} = I_{A0} + a I_{A1} + a^2 I_{A2}
 \end{array}$$

Lo que se puede agrupar así:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix}$$

$$[I_\phi] = [A][I_{0,1,2}]$$

Luego, conociendo  $I_{A0}$ ,  $I_{A1}$  e  $I_{A2}$  se pueden encontrar todas las corrientes.

Además,

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Además, se puede sacar el subíndice “A” sabiendo que siempre nos referimos a la fase A. Así:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Por lo que las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero se pueden escribir así:

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C)$$

La ecuación matricial anterior es usada para determinar las corrientes de secuencias positiva, negativa y cero de la fase A, (a partir de las cuales se encuentran las de las fases B y C

desplazándolas  $120^\circ$  y  $240^\circ$  según la secuencia) en base a las corrientes desbalanceadas reales.

En un sistema con impedancias desbalanceadas como el que se presenta en la figura 1.12 circularán corrientes desbalanceadas y el voltaje en la carga también será desbalanceado.

Cuando la carga es desbalanceada y tiene un neutro conectado a tierra, la corriente en el neutro es solamente la suma de las componentes de secuencia cero de las tres fases, pues la suma de las corrientes de secuencia positiva y negativa son cero. Por lo indicado la corriente en el neutro es igual a tres veces la corriente de secuencia cero.

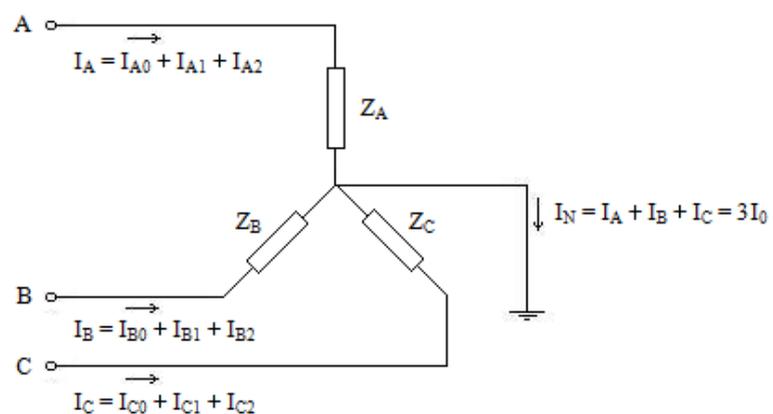


Figura 1. 12 Componentes simétricas de corrientes desbalanceadas.

Así mismo para los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}$$

### 1.3.5. Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero

Considere la línea de transmisión trifásica con impedancias de fase, propias y de acoplamiento, desbalanceadas como se muestra en la figura 1.13.

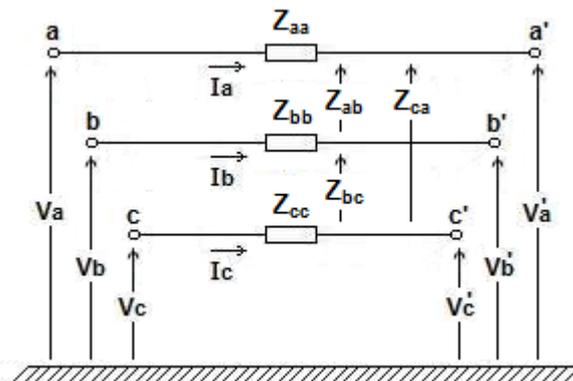


Figura 1. 13 Impedancias de fases propias y de acoplamiento desbalanceadas.

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de la línea son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 V_a &= I_a Z_{aa} + I_b Z_{ab} + I_c Z_{ca} + V'_a \\
 V_b &= I_b Z_{bb} + I_a Z_{ab} + I_c Z_{bc} + V'_b \\
 V_c &= I_c Z_{cc} + I_a Z_{ca} + I_b Z_{bc} + V'_c
 \end{aligned}$$

Reordenando, la caída de voltaje en cada fase es:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$[\Delta V_\phi] = [Z_\phi] [I_\phi]$$

Donde:

$[\Delta V_\phi]$  Es la matriz caída de voltajes por fase

$[Z_\phi]$  Es la matriz impedancia de fase

$[I_\phi]$  Es la matriz de las corrientes de fase

Usualmente las impedancias de las fases son iguales, por lo que se tiene que:

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}$$

Además, si se considera que  $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca}$  se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ab} \\ Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{ab} \\ Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Pero,

$$[\Delta V_\phi] = [A][\Delta V_{0,1,2}]$$

$$[I_\phi] = [A][I_{0,1,2}]$$

Reemplazando se pueden escribir las siguientes ecuaciones:

$$[A][\Delta V_{0,1,2}] = [Z_\phi][A][I_{0,1,2}]$$

$$[\Delta V_{0,1,2}] = [A]^{-1}[Z_\phi][A][I_{0,1,2}]$$

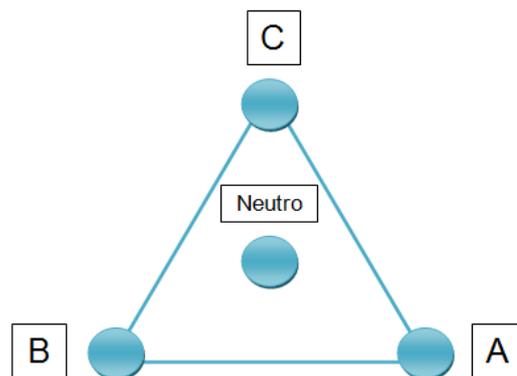
Agrupando matrices del segundo término de la ecuación se tiene:

$$[A]^{-1} [Z_{\phi}] [A] = [Z_{0,1,2}]$$

La ecuación anterior se la puede llamar como la matriz impedancia de secuencia ó de componentes simétricas.

$$[\Delta V_{0,1,2}] = [Z_{0,1,2}] [I_{0,1,2}]$$

Todo el desarrollo realizado se cumple para la situación de que las impedancias de los acoplamientos son iguales, esto es si  $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca}$ . Esta especial condición en los parámetros de las líneas de transmisión se cumple exclusivamente cuando la línea está dispuesta como se muestra en la figura 1.14.



**Figura 1. 14 Configuración de la línea de transmisión para la condición especial.**

Sin embargo, consideramos que  $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ca}$  para propósitos de simplificación ya que en la práctica no se tiene el neutro como en la figura anterior.

Con esta consideración, se procede a determinar que se obtienen como matriz de impedancias de secuencia, para lo cual se deberá resolver lo que sigue, así:

$$[Z_{0,1,2}] = [A]^{-1} [Z_{\phi}] [A] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ab} \\ Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{ab} \\ Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{0,1,2}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} + 2Z_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{aa} - Z_{ab} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{aa} - Z_{ab} \end{bmatrix}$$

De modo que:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_0 \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

Donde:

$Z_0 = Z_{aa} + 2Z_{ab}$ , es la impedancia de secuencia cero

$Z_1 = Z_{aa} - Z_{ab}$ , es la impedancia de secuencia positiva, y

$Z_2 = Z_{aa} - Z_{ab}$ , es la impedancia de secuencia negativa

Notar que la impedancia  $Z_0$  es la mayor que las impedancias  $Z_1 = Z_2$ . Esto ocurre para líneas de transmisión ya que en las máquinas rotativas la impedancia de secuencia cero es la menor que las impedancias de secuencia positiva y negativa.

De lo anterior se puede escribir que:

$$\Delta V_0 = Z_0 I_0$$

$$\Delta V_1 = Z_1 I_1$$

$$\Delta V_2 = Z_2 I_2$$

Este resultado es importante ya que indica que corrientes de una determinada secuencia sólo producen caídas de voltaje en las impedancias de su misma secuencia. Es decir, los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero, son totalmente independientes o están desacoplados.

El resultado logrado, esto es la completa independencia de los circuitos de secuencia, se debe a las diferentes simplificaciones que se realizaron, pero es una buena aproximación de ingeniería, la misma que se utilizará en el análisis de las fallas asimétricas de los sistemas eléctricos de potencia.

Según esto, los circuitos de secuencia totalmente independientes y desacoplados son como se muestra en la figura 1.15.

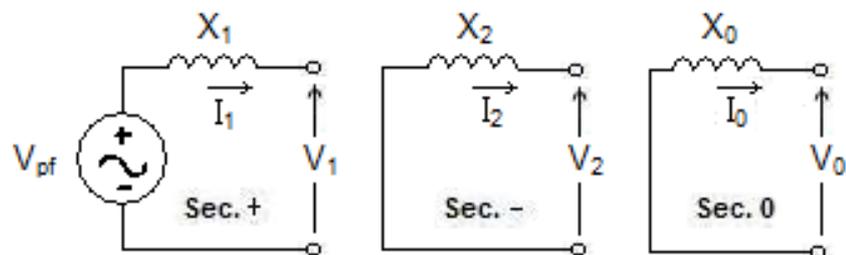


Figura 1. 15 Circuitos de secuencia independientes y desacoplados.

Donde,

$$V_1 = V_{pf} - jI_1 X_1$$

$$V_2 = -jI_2 X_2$$

$$V_0 = -jI_0 X_0$$

Nótese que sólo el circuito de secuencia positiva posee fuente de voltaje. Esto es debido a que se considera que sólo serán generados voltajes de secuencia positiva.

#### **1.4. FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA**

El análisis de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia se realiza con la finalidad de conocer los valores de voltaje en las barras, la corriente y la potencia que circula en las líneas durante este disturbio, conocer la afectación que estos disturbios producen en los elementos del sistema, y así proponer la protección más adecuada a los elementos que forman el sistema de potencia.

Las fallas se pueden clasificar en simétricas y asimétricas:

##### **1.4.1. Fallas simétricas**

Las fallas simétricas en los sistemas eléctricos existen solo de un tipo, la falla trifásica.

## Falla trifásica

La falla trifásica a tierra que se analizará, es una falla simultánea en las tres fases que se conectan sólidamente a tierra; por lo que el análisis que se debe realizar es de un sistema balanceado, tal como se realizó el análisis de flujo de carga en condiciones normales de operación.

La frecuencia de ocurrencia de esta falla es de alrededor del 4% del total de fallas. Tienen la misma impedancia entre cada línea y el punto común.

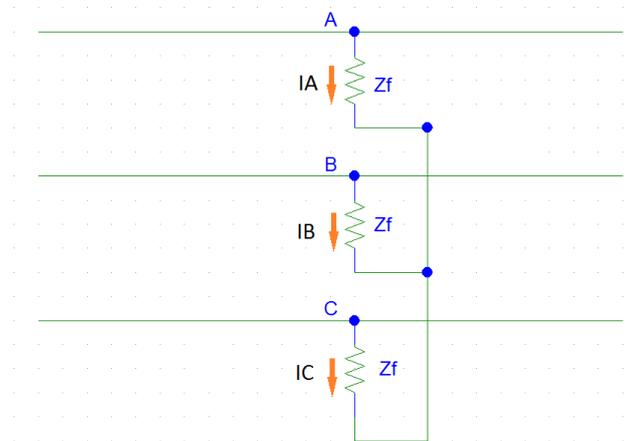


Figura 1. 16 Falla trifásica.

### **1.4.2. Fallas asimétricas**

Las fallas asimétricas en los sistemas eléctricos de potencia son más comunes que las fallas trifásicas simétricas. Dependiendo de la ubicación de la falla en el sistema de potencia, la falla de una fase a tierra podría ser mayor que la corriente de falla trifásica a tierra.

Se analizarán tres tipos de fallas asimétricas en paralelo con la tierra o la referencia, estas son:

- a) Falla de una fase tierra
- b) Falla de dos fases a tierra
- c) Falla de línea a línea

#### **Falla de una fase a tierra**

El análisis de las fallas en los sistemas de potencia, en este caso particular la falla de una fase a tierra, se inicia estableciendo cuales son los voltajes y las corrientes de las fases en la condición de la falla.

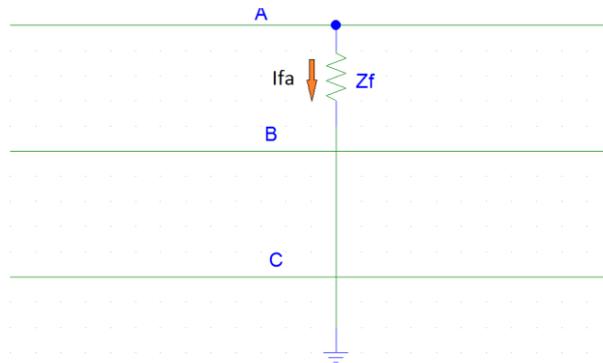


Figura 1. 17 Falla de una fase a tierra.

### Falla de dos fases a tierra

La falla de dos fases a tierra se la considera se presenta entre las fases b y c, tal como se presenta en la figura 1.18. Cuando la falla de dos fases a tierra se realiza a través de una impedancia de falla, como se presenta en la figura.

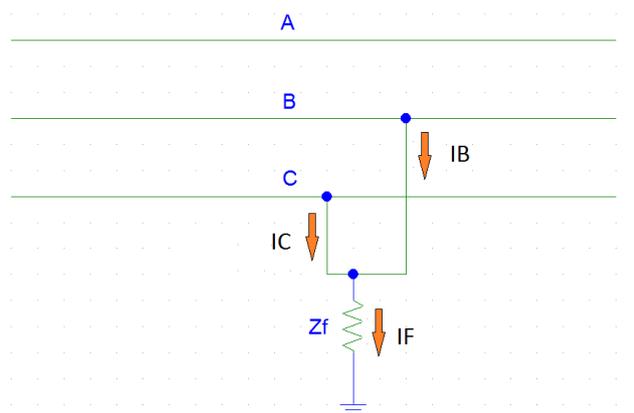


Figura 1. 18 Falla de dos fases a tierra (Fases B y C a tierra).

## Falla de fase a fase

La falla de línea a línea se la considera entre las fases b y c tal como se presenta en la figura 1.19. Las condiciones que se cumplen en los voltajes y corrientes de fase son:

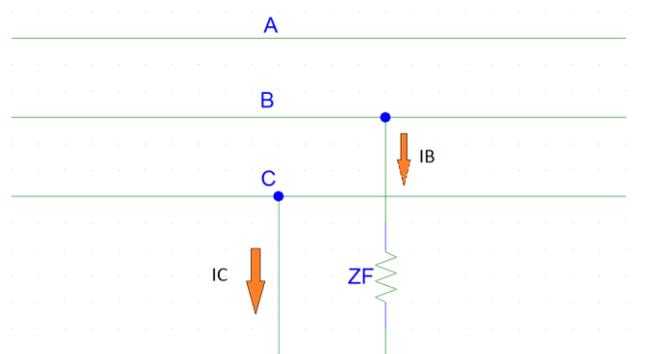


Figura 1. 19 Falla de fase a fase (Fases B y C).

## 1.5. ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas de potencia operan conectados entre ellos con una frecuencia común. Cuando se produce un disturbio, como lo es una falla de cualquier tipo o una desconexión de algún elemento del sistema de potencia, se produce un desbalance energético, cambia la velocidad de las maquinas y por lo tanto la frecuencia de operación de los elementos del sistema.

La situación indicada puede recuperarse en forma autónoma o por la acción de los equipos de control de velocidad y de voltaje que actúan automáticamente en los generadores sincrónicos conectados.

Cuando el sistema de potencia no puede recuperar la frecuencia nominal de operación se pierde la condición de operación de estado estable y se inicia un proceso de desconexión de los elementos del sistema con la consiguiente posibilidad de darse una desconexión total, en este caso se dice que el sistema de potencia ha perdido la estabilidad y se hizo inestable.

El análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia puede realizarse para problemas debido a grandes disturbios y en periodos cortos, en cuyo caso el análisis se llama de estabilidad transiente, y para el caso de pequeños disturbios y largos periodos, en cuyo caso el análisis se llama de estabilidad dinámica.

## **1.6. FLUJOS DE POTENCIA DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA**

El objetivo principal de un Sistema Eléctrico de Potencia es satisfacer la demanda. Como consecuencia se debe prever caídas de tensión, regulación de transformadores, inyección de potencia reactiva, etc.

Los estudios de flujo de potencia, más normalmente llamados estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras.

Los principios en los estudios del flujo de potencia son fáciles, pero un estudio relativo a un sistema de potencia real sólo se puede llevar a cabo con un ordenador digital. Entonces la necesidad sistemática de cálculos numéricos requiere que se ejecuten por medio de un procedimiento iterativo; dos de los normalmente más usados son el método Gauss-Seidel y el método Newton-Raphson.

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right)$$

Para  $k= 1, 2, \dots N$

Este sistema de N ecuaciones constituyen las ecuaciones del flujo de potencia.

## 1.7. NIVELES DE VOLTAJE PERMITIDOS Y CONSIDERACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION

En esta parte se hablará de los niveles de voltaje y consideraciones que se deben tener en cuenta en el sistema nacional de transmisión, ya sea en estado estacionario, estado transitorio y estado dinámico. La regulación CONELEC 006/00, establece lo siguiente:

### 1.7.1. Estado Estacionario

Para el estado estacionario, la regulación CONELEC 006/00, establece lo siguiente:

<b>Variaciones de voltaje en estado estacionario</b>			
<b>Límites</b>	<b>Nivel de voltaje</b>		
	<b>230 [kV]</b>	<b>138 [kV]</b>	<b>69 [kV]</b>
<b>Máximo</b>	+5% Vn	+5% Vn	+3% Vn
<b>Mínimo</b>	-5% Vn	-7% Vn	-3% Vn

**Tabla 1. 1 Límites operativos permitidos en el S.N.T para estado estacionario.**

### **1.7.2. Estado transitorio**

Las unidades de generación del SNI deben ser capaces de soportar una falla trifásica durante 100 ms registrada en bornes del lado de alto voltaje del transformador de la unidad sin perder estabilidad de ángulo con relación a las demás unidades del sistema. El tiempo de 100 ms corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

### **1.7.3. Estado Dinámico**

En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.

El cambio de voltaje al conectar o desconectar bancos de condensadores o reactores, deberá ser inferior al 5% del voltaje nominal de la barra donde se ubica la compensación.

- El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 p.u.
  
- El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 p.u.
  
- El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1)

## **CAPITULO 2**

# **DESCRIPCION DEL SOTWARE POWER FACTORY–DIgSILENT**

En este capítulo se describirá el software que se utilizará para realizar tanto los estudios de flujos de potencia, como los de cortocircuitos. Este software es el Power Factory, y que en este capítulo se describirá sus funciones principales, y todas las ventajas que el usuario tiene al utilizar este software como herramienta de trabajo.

### **2.1. DESCRIPCION GENERAL**

El análisis de los flujos de potencia y simulaciones de cortocircuitos se lo realizará a través del software POWER FACTORY – DIgSILENT, del cual CELEC EP – TRANSELECTRIC posee una

licencia para su uso. CELEC EP - TRANSELECTRIC dispone de una base de datos que contiene la información (datos eléctricos) de todos y cada uno de los elementos que forman parte del S.N.I.

Este estudio obliga al ingeniero tener un claro conocimiento del sistema, ya sea en condiciones normales, en condiciones de demanda mínima o demanda máxima, con el fin de tener en claro la operación del sistema en todos sus estados.

El software DlgSILENT PowerFactory es una herramienta para realizar análisis de sistemas eléctricos de potencia, el cual combina el modelamiento de sistemas confiables y flexibles con distintos tipos de algoritmos para encontrar soluciones dependiendo de lo que se necesite, además hace uso de una base de datos orientada al objeto (Object-Oriented). El usuario puede desarrollar modelos detallados de un sistema de potencia, utilizando una única base de datos, con un amplio rango de datos, datos de un sistema balanceado, de un sistema des balanceado, datos de frecuencia, de tiempo, y sistemas con características estocásticas. El programa soporta estudios para sistemas con un máximo de 100, 250 e infinitas barras, dependiendo del tipo de licencia que se adquiera. PowerFactory también realiza análisis de confiabilidad, proyección de demanda, análisis de

contingencias, modelamiento de elementos de electrónica de potencia.

Las funciones del PowerFactory son:

## **Flujos de Potencia**

### **Flujos de carga/Transmisión**

- Algoritmo de Flujos de carga, rápido y preciso. (Newton Raphson completo, Newton-Raphson iterativo).
- Redes de CD y CA.
- Control secundario de frecuencia.
- Control primario.
- Control secundario de potencia reactiva.
- Curvas P-V.
- Todo tipo de sensibilidades ( $dV/dQ$ ,  $d\phi/dP$ , etc.).
- Análisis Modal.

### **Despacho de Potencia Activa y Reactiva**

- Minimización de pérdidas.

- Minimización del costo de combustible.
- Límites de flujo en ramas.
- Límites de voltaje en barras.
- Límites de potencia Activa y Reactiva.
- Límites en la corriente de estator.
- Restricciones de reserva.

### **Corto Circuito**

- Cálculo de corto circuito de acuerdo a: ANSIC 37, IEC 60909 y al método completo de superposición.
- Implementación completa de la norma IEC 60909/2001.
- Análisis de fallas múltiples.
- Tipos de falla:
  - Trifásicas.
  - De dos fases.
  - Dos fases a tierra.
  - Falla a tierra.
- Fallas a lo largo de una línea.
- Muestra resultados en forma gráfica en diagrama unifilar, diagramas vectoriales, etc.

## Estabilidad

- Estabilidad transitoria y dinámica.
- Modelos detallados de generador y cargas.
- Amplia librería de modelos estándar.
- Permite modelos de usuario.
- Algoritmo de paso de integración variable.
- Gran facilidad para la creación de gráficas.
- Definición de eventos a simular de manera interactiva.
- Análisis a pequeños disturbios (Análisis modal).

### 2.2. FLUJO DE CARGA

El software PowerFactory es un programa especializado en todo tipo de análisis de los sistemas eléctricos de potencia, por lo tanto, el estudio de flujos de carga es uno de ellos.

El procedimiento que se debe seguir para determinar el flujo de potencia usando el sistema es el siguiente:

- Dar un clic en el icono  que se encuentra en la barra de funciones del software.
- A continuación se abre la siguiente ventana:

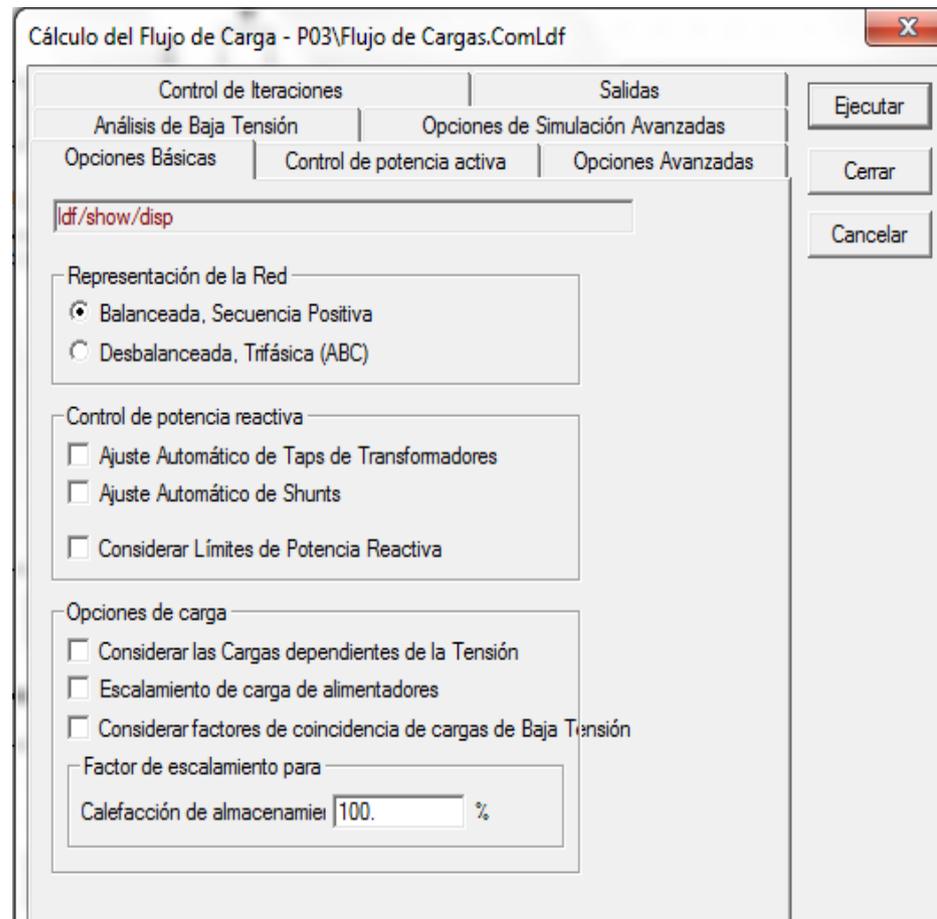


Figura 2. 1 Ventana de simulación de flujos de cargas del software.

- En esta ventana se puede especificar al programa qué tipo de flujo de carga se desea, por ejemplo, balanceada o desbalanceada, control de potencia activa, etc. Nos interesa la simulación de cargas balanceado, por lo tanto, simplemente se da clic en “Ejecutar” para empezar la simulación.

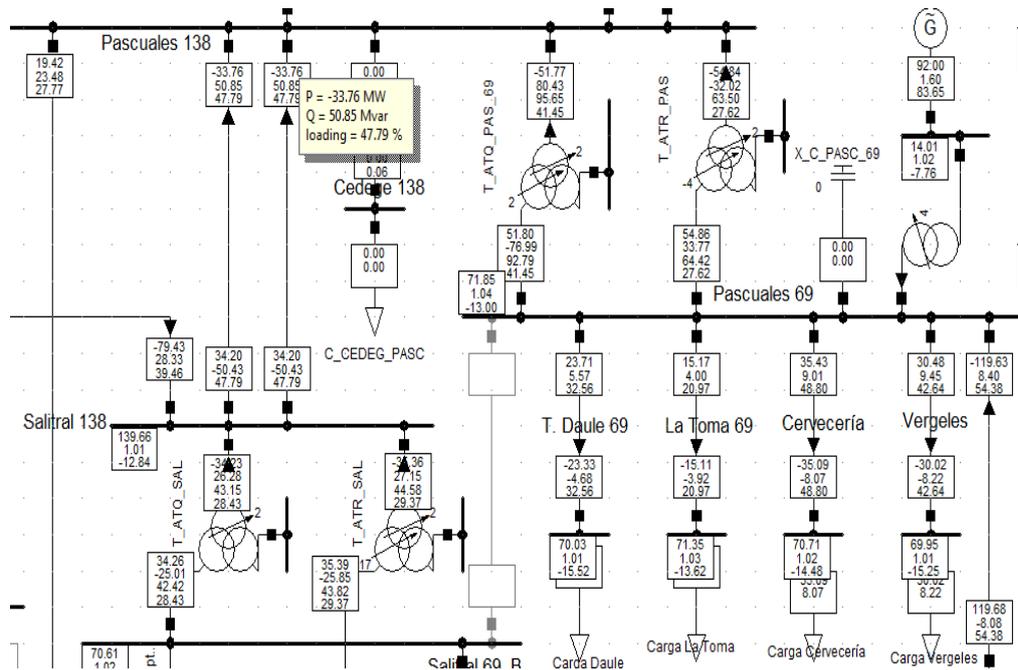


Figura 2. 2 Vista de la zona Pascuales después de correr el flujo de carga.

Se puede observar el flujo de las cargas en la zona Pascuales, específicamente los valores de las potencias transferidas a la S/E Pascuales 138 kV desde la S/E Salitral 138 kV que es:  $(-33.76 + 50.85)$  [MVA].

Para realizar estas corridas de flujo de cargas se debe tener en cuenta los despachos económicos de generación que entrega diariamente el CENACE, con el fin de tener siempre balanceado el Sistema Nacional Interconectado y mantener la frecuencia fundamental del sistema en 60 Hz.

### 2.2.1. Control de Subestación

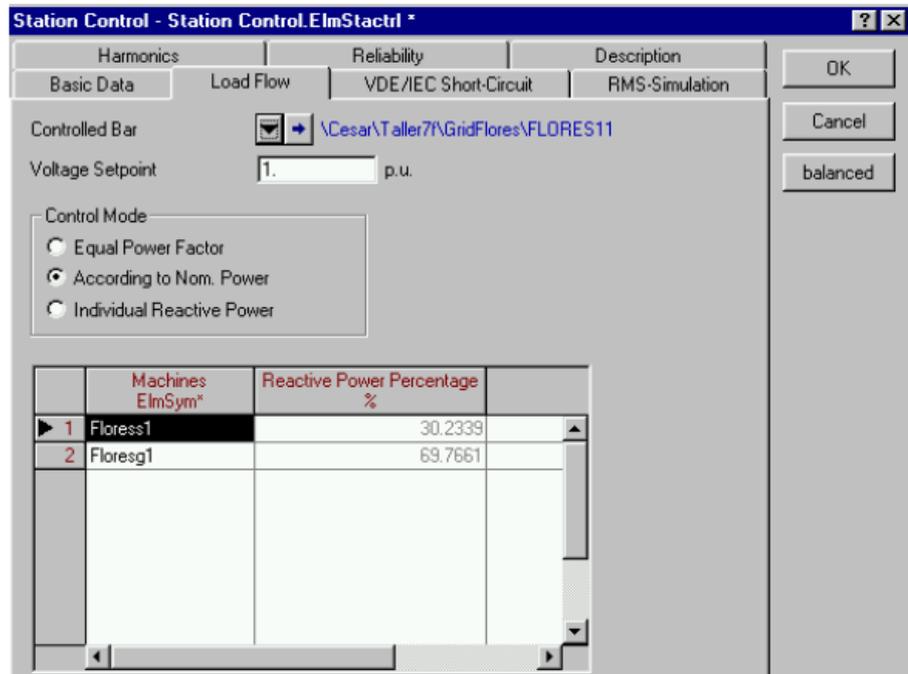


Figura 2. 3 Control de voltaje de una subestación.

El control de subestación hace posible controlar el voltaje de una subestación en particular controlando la potencia reactiva de un grupo de máquinas síncronas. El control de subestación trabaja como un “control maestro”, con el voltaje de la barra (remoto) por un lado y un grupo de máquinas síncronas en el otro. La cantidad de potencia reactiva necesaria para controlar el voltaje se distribuye entre los generadores que participan en dicho control. Esta función puede ser descrita como un “controlador de voltaje distribuido”.

El control de subestación maneja tres maneras diferentes de distribuir la potencia reactiva requerida entre los generadores participantes:

- **Con igual Factor de Potencia.** La potencia reactiva requerida se distribuye entre las máquinas síncronas de manera que todas queden operando con el mismo factor de potencia.
- **Según la Potencia Nominal.** La potencia reactiva requerida se distribuye entre las máquinas síncronas de acuerdo con su potencia nominal. Este método es apropiado cuando se trata de máquinas con tamaños muy diferentes.
- **Ajustes Individuales.** La potencia reactiva requerida se distribuye entre las máquinas síncronas de acuerdo con las participaciones que el usuario defina manualmente.

En estos controles, el número de máquinas asíncronas y las máquinas en sí son de libre elección.

## 2.3. CALCULOS DE CORTOCIRCUITO

Otro de los análisis completos y de vital importancia que cumple el Power Factory, es el análisis de cortocircuitos, que no es más que un análisis que se debe hacer a la red, en el caso de presentarse un cortocircuito.

Como se indicó en el capítulo anterior, un cortocircuito o falla, puede darse en cualquiera de los elementos que componen un sistema eléctrico de potencia, sea esta una barra, líneas de transmisión, generadores, transformadores, etc. Para este caso nos enfocaremos en el análisis de cortocircuito tanto en las barras de la subestación, como en las líneas de transmisión.

Para analizar cualquier tipo de cortocircuito, en cualquier elemento del sistema se debe dar clic en el icono  que se encuentra en la barra de funciones del programa.

### 2.3.1. Cálculo de Cortocircuito en una barra de una subestación.

Para realizar un cortocircuito en una barra de una subestación cualquiera se realiza lo siguiente: Se tomará como ejemplo la

barra de la posición T. Daule 69 kV de la subestación Pascuales:

- Dar clic derecho en la barra y seleccionar la opción calcular cortocircuito.

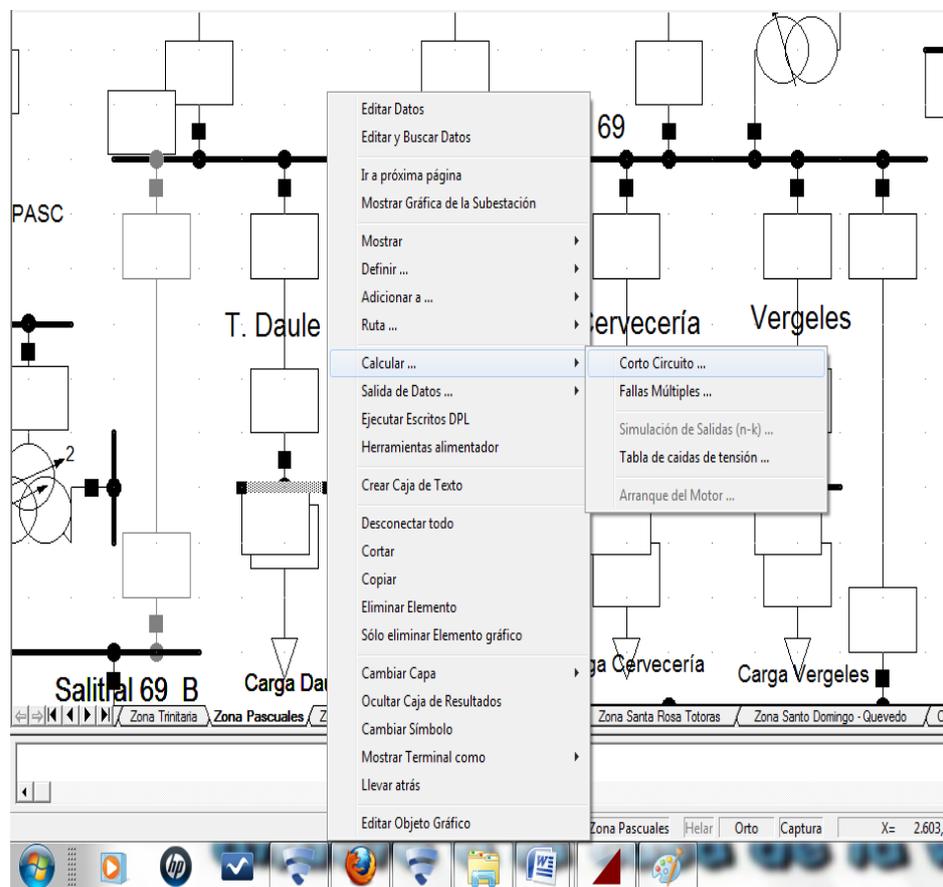


Figura 2. 4 Cortocircuito en barra (Paso 1).

- Se presenta la siguiente ventana:

Cálculo de Corto Circuito - P03\Cálculo de Corto Circuito.ComShc

Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Verificación

shc/vde/spgf/min/agi/all/asc

Método: según VDE Edición: 2001

Tipo de Falla: Corto Circuito Monofásico

Calcular: Míns. Corrientes Corto Circuito

Sistema de Baja Tensión, máx. tolerancia de te: 6 %

Impedancia de Falla

Resistencia, Rf: 0. Ohm

Reactancia, Xf: 0. Ohm

Duración del Corto Circuito

Tiempo del Interruptor: 0.1 s

Tiempo Despeje Falla (lth): 1. s

Salida

On

Comando: P03\Salida de Resultados

Mostrar: Localiz. falla con alimentadores

Localización de la Falla

En: Selección Usuario

Selección del Usuario: Zona Pascuales\...\NT. Daule 69

Ejecutar

Cerrar

Cancelar

Figura 2. 5 Cortocircuito en barra (Paso 2).

En donde se escoge el tipo de falla. Para nuestro caso se simulará una falla monofásica a tierra (Fase A). Dar clic en ejecutar, y la simulación empieza.

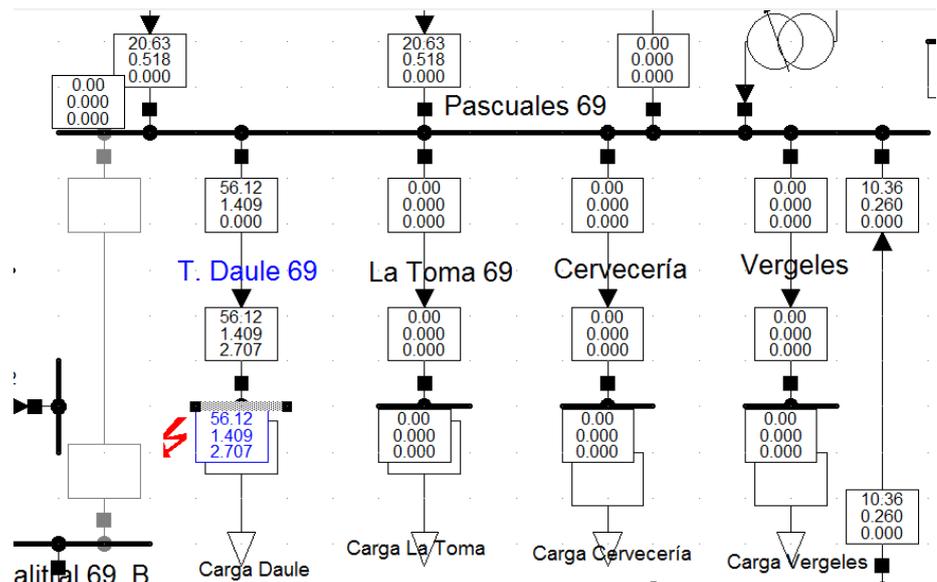
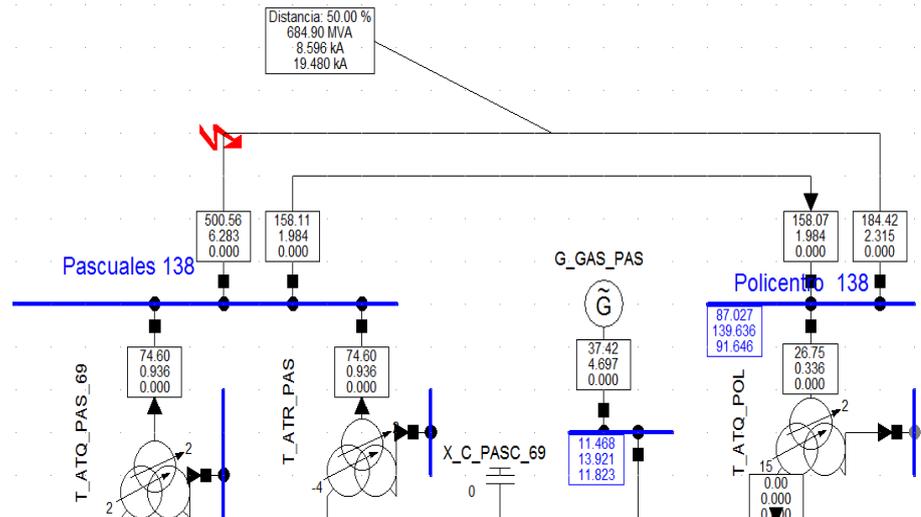


Figura 2. 6 Cortocircuito en la barra T. Daule 69 kV de la subestación Pascuales.

### 2.3.2. Cálculo de Cortocircuito en una línea de transmisión.

Para el cálculo de cortocircuitos en una línea de transmisión, se debe hacer seguir el mismo procedimiento que para una barra, con la diferencia de que se debe dar clic derecho en la línea de transmisión que se desea simular la falla, y no en barra como se realizó anteriormente.

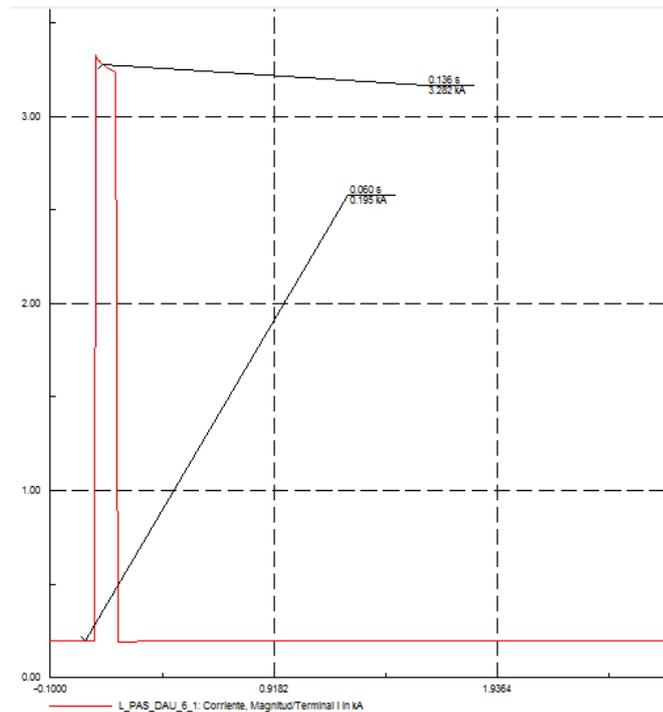


Se observa la falla (Fase A a tierra) con un aporte de corriente de 6.28 kA desde la barra de Pascuales, y 2.31 kA desde la barra de Policentro, dando como resultado final una corriente de falla de 8.51 kA en la línea de transmisión.

## 2.4. ESTABILIDAD

Los estudios de estabilidad son de vital importancia para todo sistema de potencia, y que nos ayuda a mantener los parámetros del sistema, dentro de sus valores permitidos, con el fin de evitar problemas en el presente y futuro del sistema eléctrico.

En el estudio de estabilidad se estudia las variaciones bruscas de corriente, voltaje, potencias o frecuencias, debido a la presencia de una falla en el sistema.



**Figura 2. 8 Comportamiento de la corriente de la alimentadora T. Daule 69 kV de la S/E Pascuales al ocurrir una falla monofásica al final del alimentador.**

### 2.4.1. Definición de los Eventos

Para realizar estudios de estabilidad usando el Power Factory se debe definir los eventos que se van a realizar.

- El primero es el evento de cortocircuito, donde se define el tipo de cortocircuito a simular, y además el tiempo de duración del mismo.
- El segundo es el evento cortocircuito, en donde se define el despeje de la falla, junto con el tiempo de cierre del interruptor.

## **2.5. CASO REAL**

El DIgSILENT Power Factory posee una ideología diferente en lo que se refiere a la forma de guardar los cambios y la información, toda vez que lo hace automáticamente y de manera inmediata cada que se hace una modificación en el directorio Db12. Una vez que se ejecuta una acción esta ya está guardada en la base de datos y generalmente no pueden deshacerse.

Sin embargo, es posible crear archivos de cada uno de los proyectos que se creen, los cuales permitirían guardar una memoria del sistema hasta ese momento o montar este sistema en otro equipo. La manera de hacerlo es exportando la base de datos con un formato DZ. Para exportar un proyecto, es necesario que éste esté desactivado.

1. Pulsando el botón derecho del ratón sobre la carpeta del proyecto se selecciona la opción **Export Data**. Esto abre una caja de diálogo **Guardar como** en la que se especificaría el nombre y ubicación del archivo en el cual se va a exportar la base de datos.

De la misma manera que puede guardarse la base de datos de un proyecto, es posible abrir un proyecto ya creado y previamente exportado con formato DZ.

2. En el menú **File** se selecciona la opción **Import**. Esto abre una caja de diálogo **Abrir** en la que se selecciona el archivo que contiene la base de datos a importar.

Este procedimiento crea un nuevo proyecto con el nombre que fue exportado y dentro de él todo el sistema definido antes de exportarse.

## **CAPITULO 3**

### **REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES (RAP'S)**

El registrador de perturbaciones clásico sirve para protocolizar eventos de fallas en un sistema eléctrico. Las perturbaciones, es decir, los fenómenos a registrar, empiezan y finalizan con un cambio abrupto de los valores de medida. El objetivo de este registrador de perturbaciones es la detección y protocolización de tales eventos con un período prefalla. El registro deberá terminar, tan pronto el estado transitorio haya finalizado.

Los campos de aplicación del registrador de perturbaciones son por ejemplo la protocolización y el análisis de la localización de la falla (sólo en combinación con OSCOP P), del transcurso de las corrientes y voltajes de cortocircuito, de las faltas a tierra con manifestaciones transitorias, de las fluctuaciones de tensión, etc.

Cortocircuitos en todos los equipos de patio, tales como dispositivos de compensación, equipos de protección e interruptores de potencia, transformadores o líneas de transmisión pueden ser analizados basándose en las oscilografías que un registrador automático de perturbaciones provee.

### **3.1. VISTA GENERAL DEL REGISTRADOR**

El dispositivo encargado de registrar las perturbaciones es el Simeas R, el cual es usado como registrador de fallas para la adquisición y análisis de eventos dentro de las redes. Debido a su flexibilidad el SIMEAS R puede ser usado como registrador de fallas y registrador de calidad del sistema. Este está instalado en la subestación, y se los instala para cada nivel de voltaje. El dispositivo tiene 4 tarjetas, y cada tarjeta puede almacenar la información de una bahía completa.

Para que el SIMEAS R pueda registrar y calcular valores confiables, es necesario que este sea proveído de la información necesaria, tales como corrientes y voltajes, y las señales binarias de la operación de los interruptores. Para esto cada bahía alimenta al registrador con sus señales de voltajes y corrientes (proporcionales a los valores reales del sistema) por medio de los CT's y VT's respectivamente.

El registrador automático de perturbaciones funciona de tal manera de que si existe alguna perturbación o falla en el sistema, arranca un registro de las señales de la perturbación de todas las bahías asociadas con el registrador, con un “tiempo prefalla”, que nos muestra las condiciones previas a la perturbación o falla.

El registrador esta calibrado de manera que empieza un registro ya sea para fallas, o para ciertas perturbaciones en el sistema, tales como corrientes o voltajes transitorios.



**Figura 3. 1 Registrador Automático de Perturbaciones (R.A.P) Simeas R.**

## **3.2. CONFIGURACION DEL SIMEAS R**

### **3.2.1. Memoria**

La capacidad de memoria depende del modo de funcionamiento.

La memoria disponible se divide en las particiones siguientes:

- Memoria de programa, memoria de trabajo e impresora aprox. 100 MByte
- Registrador de perturbaciones
- Registrador de potencia y frecuencia
- Registrador de la calidad de red y de valores medios
- Registrador binario

A continuación se presenta el ejemplo de una configuración:

Repartición de la memoria disponible; p.ej. 500 MByte de memoria Flash.

Registrador de Perturbaciones	180 Mbyte	256 muestreos por período
Registrador de potencia y frecuencia	60 Mbyte	Tiempo de memorización cada 1 s.
Registrador de valores medios	120 Mbyte	Tiempo de promediación cada 10 min.
Registrador binario	20 Mbyte	

**Tabla 3. 1 Repartición de la memoria disponible del Simeas R.**

### 3.2.2. Posibilidades de comunicación

Para la comunicación entre SIMEAS R y el PC/DAKON de evaluación se disponen de diferentes posibilidades:

- Conexión directa (en serie)

- Módem de conexión permanente
- Módem analógico externo
- Módem analógico
- Conexión de red Ethernet
- Adaptador de terminal ISDN
- Conexión de fibras ópticas por medio del convertidor RS232/Fibra opt.

### **3.2.3. Calculo de potencia**

Para efectuar el cálculo de la potencia activa y reactiva, se deben conectar la intensidad y la tensión a las entradas correspondientes. Se recomienda para cada campo la aplicación de un VCDAU.

Si no es disponible ningún transformador de tensión por cada campo, entonces se deberán comprobar las siguientes posibilidades:

1. Conexión paralelo de los transformadores de tensión a las entradas de los VCDAU (factible fácilmente con configuración central en un armario).

## 2. Conexión de la tensión de las barras colectoras a un VCDAU

Las tensiones del VCDAU se utilizan para todos los demás cálculos. Las tensiones se transmiten por el bus de 16 MByte al CDAU y son utilizadas para el cálculo de la potencia sin ningún error de medición.

Un CDAU dispone de 8 transformadores de intensidad y por lo tanto puede supervisar 2 campos. Con esto es posible supervisar, aplicando por ejemplo 1 x VCDAU y 3 x CDAU, la barra colectora y máximo 7 salidas de línea. Las tensiones del VCDAU se utilizan por interno para el cálculo de la potencia.

### 3.2.4. Sincronización de varios SIMEAS R

Para la sincronización múltiple de varios SIMEAS R, que se encuentran en el mismo lugar, sólo basta sincronizarlos todos con la misma fuente de referencia de tiempo real. De la manera más simple, esto se realiza p.ej. utilizando el mismo impulso de minutos. Con esto, todos los equipos adquieren la misma base de tiempo. Los equipos que se encuentran en diferentes lugares, requieren para la sincronización una información de tiempo real de un receptor GPS.

### **3.3. CAMPOS DE APLICACIÓN**

El registrador digital de perturbaciones SIMEAS R se utiliza para los siguientes campos de aplicación:

- Aseguramiento de la calidad en plantas eléctricas e instalaciones de muy alta, alta y media tensión.
- Protocolización de perturbaciones de red y de la calidad de red.
- Supervisión de los dispositivos técnicos secundarios y primarios.

### **3.4. PROPIEDADES DEL REGISTRADOR**

#### **3.4.1. Estructura del equipo**

El sistema SIMEAS R es de diseño modular. Futuras ampliaciones pueden incorporarse fácilmente al concepto general ya existente. Los transformadores (adaptación de señales) forman parte de los diferentes módulos de captación, lo que p.ej. ofrece la posibilidad de conexión directa de los canales de intensidad y tensión.

### **Alimentación**

La fuente de alimentación puede ser equipada con un bloque acumulador. Con esto se realiza el montaje directo de una fuente de alimentación libre de interrupción y se garantiza después de un fallo de la red una funcionalidad completa del equipo por aprox. 10 min.

### **Transformadores**

Los transformadores de intensidad y tensión son adecuados para la conexión directa a los circuitos del relé de protección. El nuevo concepto de transformadores combina las propiedades positivas de un transformador Hall con las de los transformadores inductivos, de manera que es posible una detección con frecuencias muy bajas y también altas.

### **Memoria de masas**

Todos los valores de medida se guardan y se mantienen a disposición para la elaboración posterior. Como memoria de datos interno se utiliza un disco flash de alta calidad.

### **Transmisión remota de datos**

Aparte de un interface de impresoras, el SIMEAS R dispone de un slot de PCCard para portar diferentes tarjetas de comunicación (tipo I-III). De esta forma se realiza la transmisión remota de datos por la red telefónica analógica. En la conexión a un LAN/WAN se utiliza el interface integrado.

### **Velocidad de transmisión**

Por causa de la reducción de datos, la transmisión remota puede ser efectuada por medio de las redes existentes con una velocidad de datos de 300 Bit/s con la misma efectividad que con las redes modernas LAN con 10 MBit/s.

### **Sincronización de tiempo**

La sincronización de tiempo a través de señal DCF77 ó alternativamente con GPS, sirve para marcar el tiempo real del inicio de la perturbación. El tiempo real es registrado junto con cada periodo de red respectivo. Esto permite la evaluación

común de aparatos instalados en lugares distintos. Por lo tanto queda asegurada la coincidencia del tiempo real, o sea el momento de la perturbación, entre varios aparatos incluso cuando están instalados a grandes distancias.

### **Alta calidad**

La alta velocidad de muestreo (con señales de 50 Hz 12,8 kHz por canal, con señales de 16 2/3 Hz 4,3 kHz, con señales de 60 Hz 15,36 kHz) y la resolución de valores de medida de 16 Bit posibilitan una alta calidad de registro.

## **3.5. PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN**

En esta parte se describirá el procedimiento que realiza el Simeas R para efectuar una medición.

### **3.5.1. Muestreo y conversión analógica-/digital**

Las magnitudes de medida analógicas son muestreadas y convertidas a valores digitales con una resolución de 16 bit, es decir con 65536 puntos.

Para cada polaridad se dispone por lo tanto de 32768 puntos. Esta alta resolución, un punto corresponde a  $15 \times 10^{-6}$ , proporciona al equipo una alta dinámica.

El convertidor analógico/digital funciona según el principio sigma-delta. Este procedimiento utiliza un convertidor de un bit. Su salida se regula de tal manera que el valor medio de los impulsos y pausas, es igual a la señal de entrada. Con esto se alcanza un alto grado de linealidad que es condición para una resolución de 16 bit. Determinante para la exactitud es una fuente de tensión de alta precisión. Estos son disponibles como elementos integrados. Para que todos los puestos de medida sean detectados al mismo tiempo, se dispone para cada entrada de un convertidor analógico/digital propio. Con esto se determina una relación fija de fases entre las diferentes entradas.

### **3.5.2. Cálculo de valores derivados**

De los valores de medida detectados se deben determinar por cálculo los valores derivados. Para las numerosas operaciones de cálculo que deben ser efectuadas en tiempo real, se dispone en cada módulo de entrada de un procesador analógico de alto

rendimiento que puede realizar aproximadamente 33 millones de operaciones de punto flotante por segundo.

### **3.5.3. Medición de potencia**

Para la medición de potencia no es necesario, que las entradas de tensión estén vinculadas con las entradas de intensidad del mismo DAU.

Más que todo se pueden combinar grupos de a cuatro de las entradas de tensión con grupos de a cuatro de las entradas de intensidad de manera voluntaria para determinar las potencias y también el factor de potencia.

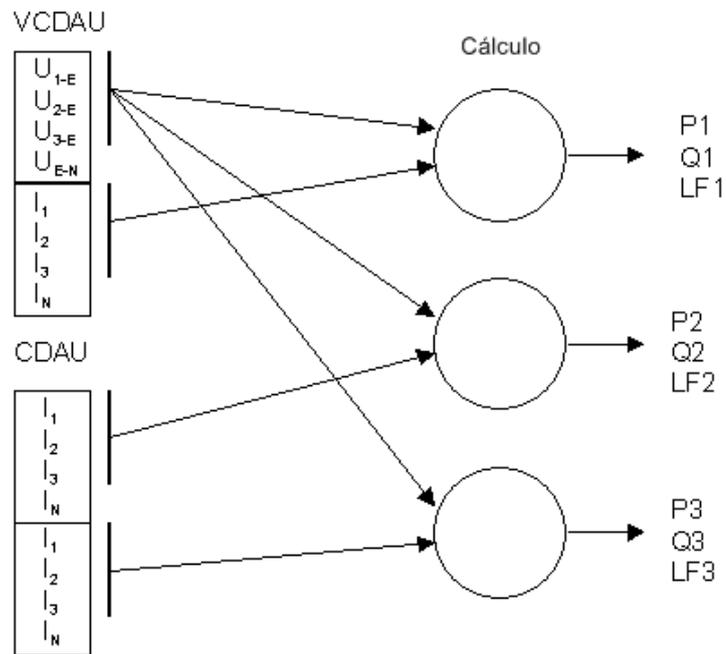


Figura 3. 2 Tarjetas VCDAU y CDAU respectivamente.

### 3.5.4. Cálculo de la componente de secuencia negativa de voltaje

El registrador puede calcular la componente de secuencia negativa del sistema, mediante un algoritmo el cual utiliza como datos los desbalances de voltajes en cada una de las fases. Este cálculo lo puede realizar ya sea utilizando los voltajes de fase-fase, o los voltajes de fase-tierra.

El sistema de secuencia negativa de las tensiones fase-fase:

$$V_2 = V_{nom} * \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

Donde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

El sistema de secuencia negativa de las tensiones fase-tierra:

$$V_2 = \sqrt{A^2 + B^2}$$

Donde:

$$A = V_a + V_b \cos\left(\varphi_{ab} - \frac{2}{3}\pi\right) + V_c \cos\left(\varphi_{ac} + \frac{2}{3}\pi\right)$$

$$B = V_b \sin\left(\varphi_{ab} + \frac{2}{3}\pi\right) + V_c \sin\left(\varphi_{ac} - \frac{2}{3}\pi\right)$$

### 3.5.5. Compresión de datos

Mediante la transformación Fourier rápida se reduce drásticamente el número de los datos. En lugar de 256 valores de medida por período sólo se utilizan dos para cada armónico significativo. Como significantes se denominan aquellos cuya

amplitud llega al menos a un tanto por mil del valor efectivo de la onda fundamental.

Por lo tanto, para una señal sinodal pura, se obtiene de 256 valores numéricos a 16 Bits cada uno, una reducción a dos valores numéricos de 32 Bits cada uno y adicionalmente una información de tiempo de 32 Bits necesaria por cada período. Esto corresponde a una compresión de aprox. 98%. Cada armónico existente adicionalmente presiona el resultado.

### **3.5.6. Función de trigger**

Las funciones trigger descritas a continuación están realizadas por parte del software de los DAUs o del CPU. Éstas se aplican en las magnitudes de medición y cálculo indicadas en las funcionalidades correspondientes. La tabla 4.5.5 contiene las magnitudes de medición y cálculo como también los posibles activadores trigger para éstas.

Magnitud	Máximo	Mínimo	DM/DT	Gradiente
Tensión alterna	X	X	X	
Intensidad alterna	X	X	X	
Potencia activa	X	X		X
Potencia reactiva	X	X		X
Frecuencia	X	X		X
Secuencia positiva	X	X		
Secuencia negativa	X	X		

Tabla 3. 2 Posibles activadores del trigger.

### 3.5.7. Trigger de niveles MÍN /MÁX.

Los trigger de niveles supervisan si el estado de las magnitudes de medida se mantiene dentro de los valores límite. La activación de trigger se produce, en cuanto la magnitud de medida abandona la zona admisible. Si la magnitud de medida alcanza la amplitud del valor límite, entonces pueden producirse repetidamente disparos innecesarios ya con mínimas fluctuaciones.

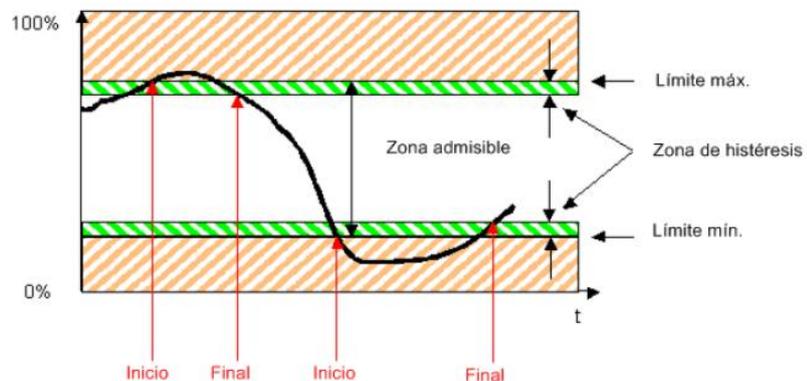


Figura 3. 3 Niveles máximos y mínimos del trigger.

### **3.5.8. Activación trigger para cambios bruscos $dM/dT$**

Diferente al activador trigger de niveles, la función de trigger  $dM/dt$  reacciona con cambios bruscos del valor efectivo de una magnitud alterna y puede ser ajustado libremente en forma sensible. Como con el activador de nivel, se miden los valores efectivos de los semiperíodos. Pero aquí se determina la diferencia al valor de medida del semiperíodo anterior con igual posición de fase, y esta diferencia se compara con el valor límite.

Si se produce un cambio brusco dentro de un semiperíodo, entonces éste será considerado en el valor efectivo del mismo con la mitad de su valor, la segunda mitad se considerará en el valor efectivo del siguiente semiperíodo.

### **3.5.9. Trigger binario**

En las señales binarias el cambio de estado de entrada sirve como criterio de trigger. Se puede utilizar la condición "entrante", "saliente" o ambos cambios de estado.

El control de proceso se encarga de mantener el registro cuando ocurre un sobrepaso de los límites mientras este estado perdure, pero, al menos durante un transcurso mínimo  $t_{mín}$  y a lo mucho el transcurso máximo  $t_{máx}$ . Ambos tiempos son parametrizables. Una activación trigger, que aun se mantiene después de transcurrir el tiempo máximo, se bloquea y es liberado nuevamente tan pronto la magnitud de medida haya regresado a la zona normal.

### **3.6. FUNCIONES**

El registrador tiene varias funciones, entre las principales tenemos:

#### **3.6.1. Registrador de perturbaciones**

En esta aplicación, el SIMEAS R sirve para registrar las perturbaciones de red, como por ejemplo cortocircuitos, contactos a tierra y contactos a tierra en dos fases. Se caracterizan porque aparecen y desaparecen bruscamente y sólo requieren un registro breve. Por ejemplo, de una falta a tierra monopolar cuya duración puede ser de varias horas, sólo interesa registrar su comienzo y su final.

### **3.6.2. Registrador de potencia y frecuencia**

Esta funcionalidad es aplicada, por ejemplo, para registrar las condiciones de carga antes, durante y después de una perturbación. Las fluctuaciones de potencia en la red se registran durante un período de tiempo prolongado.

De manera diferente que con el registrador de perturbaciones, aquí no se registra el transcurso de una curva de tensiones e intensidades mediante los puntos de muestreo, sino el período de red como la menor unidad.

La duración máxima del registro, por el contrario, puede durar hasta dos horas. El control de proceso del registrador de potencia/frecuencia es idéntico al del registrador de perturbaciones, con la excepción de que los tiempos de transcurso  $t_{mín}$ ,  $t_{máx}$  y  $t_{bloqueo}$  de ambos tipos de registradores son independientes uno del otro.

### **3.6.3. Control de proceso y bloqueo del trigger**

La función inteligente de control de proceso evita un desbordamiento de la memoria. Paralelamente, controla los

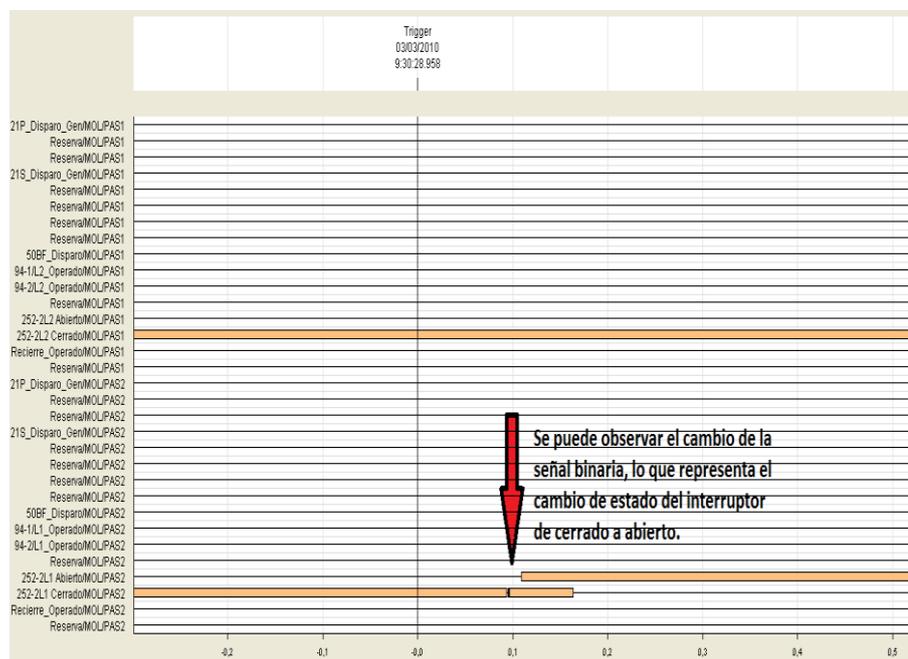
tiempos de registro variables. El tiempo máximo de registro  $t_{\text{máx}}$  se activa a partir del momento de trigger y limita el proceso de registro en caso de que el transcurso de la señal no regrese al estado normal durante este periodo.

El tiempo mínimo de registro  $t_{\text{mín}}$  se activa a partir del momento en que la señal de entrada alcanza el estado normal e impone una duración mínima del proceso de registro. Esto ocurre fundamentalmente, cuando se activa un trigger de acción rápida  $dM/dt$ . Este tiempo es igual al periodo posterior a la señal.

#### **3.6.4. Registrador binario**

El registrador binario (impresor de eventos) registra los cambios de los estados binarios. Por ejemplo, puede registrar posiciones de conmutadores, señales de protección, alarmas o posiciones de las tomas de transformadores. Cada evento se documenta con la hora de su aparición. Esto permite identificar la secuencia de eventos, incluso aunque éstos se sucedan muy rápidamente. El tiempo de ciclo de 0,5 ms satisface todas las expectativas en cuanto a resolución de tiempo para aplicaciones industriales y de las empresas de suministro de electricidad.

Hasta ahora la mayoría de eventos binarios son señalizados mediante contactos electromecánicos. Las aperturas y cierres no se realizan como en las señales electrónicas en forma de flancos continuos, sino los rebotes de contactos producen una gama de impulsos breves. No tiene sentido registrar todos los impulsos, ya que éstos producirían una sobrecarga de memorias y de los medios de reproducción como también una visualización confusa. En forma adicional, se edita el proceso de salida de informaciones dentro del programa OSCOP P como un archivo de datos cronológicos.

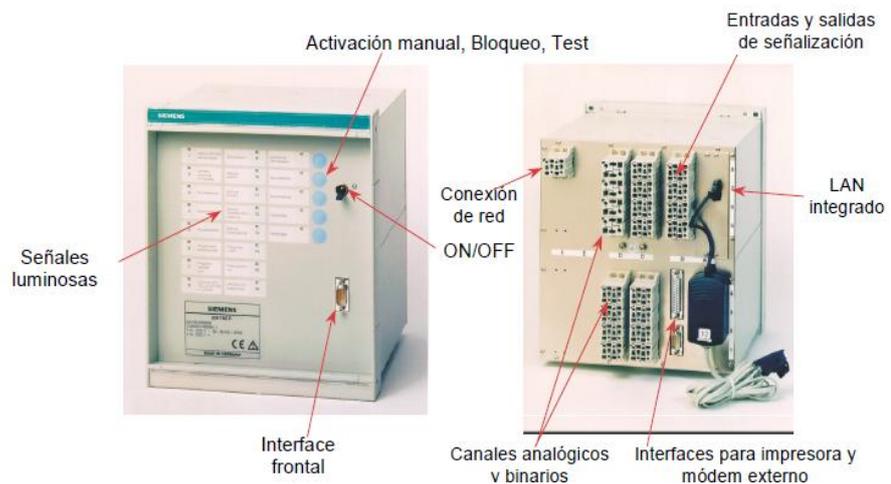


**Figura 3. 4** *Falla en la barra B2 de la S/E Molino 230 kV. Se puede observar la operación del interruptor de la bahía Pascuales 2 230 kV. Se observa también que el interruptor de la bahía Pascuales 1 no opera, y esto se debe a que ésta no se encuentra conectada a la barra fallada.*

### 3.6.5. Avisos de sistema y de supervisión

Los avisos son escritos por parte del módulo procesador de comunicaciones en un archivo de registro. Cada aviso de sistema se memoriza con identificación y hora. En los archivos de datos para valores medios y de perturbación se copian solamente los avisos de interrupción. Éstos indican que se trata de interrupciones del registro.

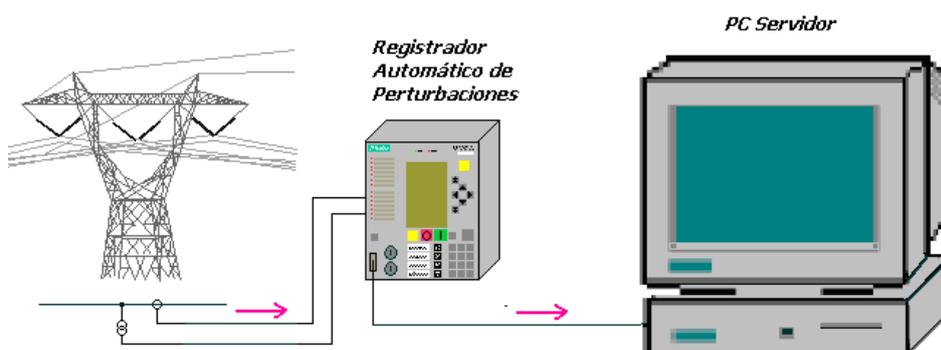
La identificación contenida en los archivos de datos comprende cuatro campos, es decir, estado, identificación de bloque, identificación de emplazamiento y longitud del bloque de datos.



**Figura 3. 5 Partes del Registrador Automático de Perturbaciones.**

### 3.7. RED DE REGISTRADORES DE FALLA DE LA S/E PASCUALES.

La perturbación es detectada por el registrador, y envía las señales hacia un computador servidor ubicado en el centro de operación (C.O.T), el cual nos permite exportar las oscilografías hacia otro computador llamado "PC de evaluación" y analizar las oscilografías utilizando el software SIGRA.



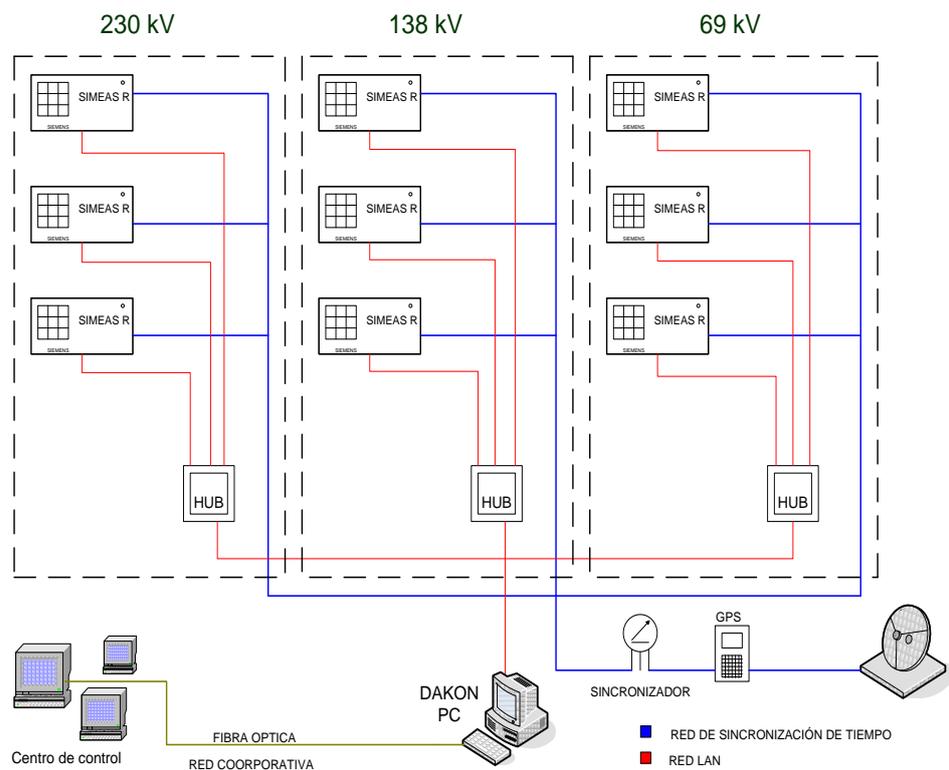
**Figura 3. 6 Comunicación del registrador de fallas con el PC Servidor ubicado en el centro de control.**

Todos los registradores automáticos de perturbaciones que se encuentren conectados en una misma subestación deben estar sincronizados entre sí, con el objetivo de que al producirse un cortocircuito en cualquiera de las bahías monitoreadas por cualquiera de los registradores de la subestación, se evite desfases entre oscilografías de diferentes registradores. Estos registradores están

alimentados por señales de voltaje y corrientes equivalentes al sistema, y lo hacen con la ayuda de CT's y VT's.

Todas las bahías de la subestación están conectadas a los registradores. Dentro del término "bahía" nos referimos a:

- Líneas de transmisión
- Transformadores
- Acopladores de barras
- Generadores



**Figura 3. 7 Red de Registradores Automáticos de Perturbaciones de la S/E Pascuales 230 /138 / 69 kV.**

Todos los registradores de fallas que se encuentren en la misma subestación deben de estar sincronizados entre sí, y para esto se deben conectar entre sí a una red denominada “Red de sincronización de tiempo”, la cual está conectada a un GPS y éste a su vez a una antena.

Por otra parte, los registradores están conectados a una red LAN, la cual conecta físicamente a los registradores con un HUB, es como un switch, que recibe los cables de red de varios registradores y se conecta con un computador concentrador de datos (DAKON PC), el cual almacena la información de todos los registradores operando en la subestación.

En toda subestación donde se instalan registradores de perturbaciones se debe colocar solamente un PC DAKON.

Todos los registradores tienen asignada una dirección IP diferente, con la finalidad de que el DAKON pueda consultar el estado de cada registrador automático de perturbaciones individualmente cada vez que se requiera.

Gracias a la asignación de direcciones IP para los registradores, el operador del centro de control puede tener acceso a la toda la información de todos y cada uno de los RAP's de todas las subestaciones desde el centro de control, y así tomar las debidas decisiones.



**Figura 3. 8 Centro de Control del S.N.T de CELEC EP - TRANSELECTRIC (C.O.T).**

Con el cual se puede conectar al registrador desde la sala de control, o desde el C.O.T para revisar las oscilografías de fallas.

La distribución de las tarjetas de los RAP's para la subestación Pascuales se encuentra de la siguiente manera:

VOLTAJE	RAP (No. Serie)	SLOT			TOTAL BAHIAS
		No.	TARJETA	BAHIA	
230 kV (D00)	F008 (BF0502056346)	1	VCDU	Trinitaria 1	4
		2	VCDU	Molino 1	
		3	VCDU	Molino 2	
		4	VCDU	Reserva	
	F018 (BF0502056344)	1	VCDU	Quevedo 1	4
		2	VCDU	Quevedo 2	
		3	VCDU	Milagro	
		4	VCDU	Dos Cerritos	
	F028 (BF0502056347)	1	CDAU	ATT/ATU	3
		2	VDAU	Acoplador (B1/B2)	
		3	Libre		
		4	Libre		
TABLERO 1 138 kV (E00)	F008 (BF0502056345)	1	VCDU	Cedegé	4
		2	VCDU	Santa Elena	
		3	VCDU	Salitral 1	
		4	VCDU	Salitral 2	
	F018 (BF0502060933)	1	VCDU	Policentro 1	3
		2	VCDU	Policentro 2	
		3	VCDU	Electroquil 3	
		4	Libre		
	F028 (BF0502060931)	1	CDAU	BC1/BC2	6
		2	CDAU	ATR/ATQ	
		3	VDAU	Transferencia	
		4	VDAU	RCX/RCW	
TABLERO 2 138 kV (E00)	F038 (BF0502060932)	1	VCDU	BC1	4
		2	VCDU	BC2	
		3	VCDU	ATU 138 KV	
		4	VCDU	ATT 138 KV	
69 kV (F00)	F008 (BF0502060932)	1	VCDU	Vergeles	4
		2	VCDU	Quinto Guayas	
		3	VCDU	Cervecería	
		4	VCDU	Interagua	
	F018 (BF0502060926)	1	VCDU	Daule	4
		2	VCDU	Gas Pascuales	
		3	CDAU	BC3/BC4	
		4	VDAU	Transferencia	
	F028 (BF0502060926)	1	VCDU	BC3	4
		2	VCDU	BC4	
		3	VCDU	ATR 69 KV	
		4	VCDU	ATQ 69 KV	

Tabla 3. 3 Distribución de las Tarjetas RAP's para la S/E Pascuales 230 / 138 / 69 kV.

Donde:

VCDAU: Voltage and Current Data Acquisition Unit.

CDAU: Current Data Acquisition Unit.

VDAU: Voltage Data Acquisition Unit.

## **CAPITULO 4**

# **PARAMETRIZACION DE LOS REGISTRADORES AUTOMÁTICOS DE PERTURBACIONES PARA LA SUBESTACION PASCUALES**

En este capítulo se tratará todo lo relacionado a la subestación de transmisión Pascuales, en todos sus niveles de voltaje, tanto como su ubicación geográfica, su configuración de barras, numero de bahías, como de su aporte al Sistema Nacional Interconectado.

También se realizará una descripción de las partes principales de la subestación, como los equipos de patio, servicios auxiliares y de control y protección.

#### **4.1. SUBESTACION PASCUALES 230 / 138 / 69 kV**

A continuación se presenta una breve descripción de la subestación Pascuales 230 / 138 / 69 kV, con la finalidad de conocer la importancia de la misma en el Sistema Nacional Interconectado, sus componentes, y su topología en todos los niveles de voltaje.

##### **4.1.1. Ubicación**

La subestación Pascuales forma parte del Sistema Nacional de Transmisión (Zona sur), se encuentra ubicado en la parroquia Pascuales de la ciudad de Guayaquil en el Km 16.5 de la vía Guayaquil – Daule.

##### **4.1.2. Descripción general**

A nivel de 69 kV, sirve a las empresas: Eléctrica de Guayaquil y CNEL Guayas Los Ríos.

A nivel de 138 kV, alimenta a las Subestaciones: Santa Elena – Policentro – Salitral – CEDEGE – ELECTROQUIL (éstas dos últimas no pertenecen a CELEC EP - TRANSELECTRIC).

A nivel de 230KV, está enlazada con las subestaciones Molino, Milagro, Quevedo, Dos Cerritos y Trinitaria. Próximamente se habilitará el circuito Pascuales - Nueva Prosperina 230 kV.

Para efectos de controlar en mejor forma el nivel de tensión y el nivel de cortocircuito en el Sistema Nacional de Transmisión, la subestación dispone de dos reactores trifásicos de 10 MVAR cada uno, a nivel de 13.8 kV. Están ubicados en el sistema de barras terciarias del banco de autotransformadores ATU 230/138/13.8 kV. También dispone de 2 bancos de capacitores ubicados a nivel de 138 kV de 30 MVAR cada uno, y 2 bancos de capacitores a nivel de 69 kV de 12 MVAR cada uno. Tanto los capacitores de 138 kV como los de 69 kV se encuentran conectados directamente a las barras.

La subestación cuenta con dos patios de transformadores y tres patios de maniobras, además cuenta con un esquema de Doble Barra principal para 230 kV y un esquema de Barra Principal y Transferencia para 138 kV y 69 kV respectivamente.

a.- **Patio de 230 kV.** Está formado por 10 bahías.

- Autotransformador ATT.
- Trinitaria 230 kV
- Molino 1 230 kV
- Molino 2 230 kV
- Quevedo 1 230 kV.
- Quevedo 2 230 kV.
- Acoplador.
- Autotransformador ATU.
- Milagro 230 kV.
- Dos Cerritos 230 kV.

b.- **Patio de 138 KV.** Formado por 13 bahías.

- Cedege.
- Santa Elena 138 kV.
- Autotransformador ATT 138 kV.
- Electroquil 3.
- Salitral 1 138 kV.
- Salitral 2 138 kV
- Transferencia

- Autotransformador ATU 138 kV.
- Policentro 1 138 kV.
- Policentro 2 138 kV.
- Autotransformador ATR 138 kV.
- Banco de capacitores C1.
- Banco de capacitores C2.

c.- **Patio de 69 kV.** Formado por 10 bahías.

- Transferencia.
- Central Gas Pascuales.
- Autotransformador ATR
- T. Daule.
- Interagua (La Toma)
- Cervecería.
- Quinto Guayas (Generación Pascuales 2).
- T. Vergeles.
- Banco de capacitores C1.
- Banco de capacitores C2.

d.- **Patio de transformadores** de 230 / 138 / 13.8 kV.

<b>Transformador</b>	<b>Potencia</b>
ATU 3 monofásicos	OA / FA / FOA 3 ( 75 / 100 / 125 ) MVA
ATT 3 monofásicos	OA / FA / FOA 3 ( 75 / 100 / 125 ) MVA

**Tabla 4. 1 Descripción de los Autotransformadores 230 / 138 / 13.8 kV de la S/E Pascuales.**

e.- **PATIO** de transformadores de 138 / 69 / 13.8 kV.

<b>Transformador</b>	<b>Potencia</b>
ATR 1 trifásico	OA / FA / FOA (134.4 / 168 / 224 ) MVA

**Tabla 4. 2 Descripción del Autotransformador ATR 138 / 69 / 13.8 kV de la S/E Pascuales.**

#### **4.1.3. Consideraciones futuras ampliaciones S/E Pascuales:**

- Bahía Nueva Prosperina 230 kV
- Transformador trifásico 224 MVA 138/69/13.8 kV

## 4.2. FLUJO DE POTENCIA EN LA S/E PASCUALES

A continuación se presenta el comportamiento de los flujos de potencia en los principales elementos de la S/E Pascuales, tanto en baja, como en alta hidrología. Tanto para periodos de alta hidrología, como para épocas de estiaje se presentan condiciones de operación diferentes en la subestación Pascuales, debido principalmente a los despachos de generación emitidos por el CENACE.

### 4.2.1. Flujo de potencia en las L/T de la subestación Pascuales.

#### ➤ Baja hidrología

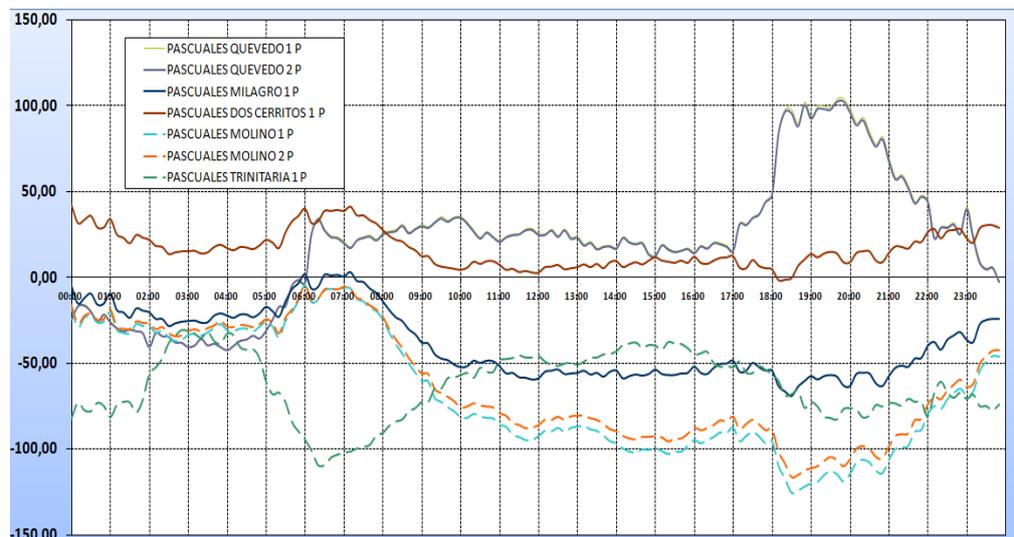
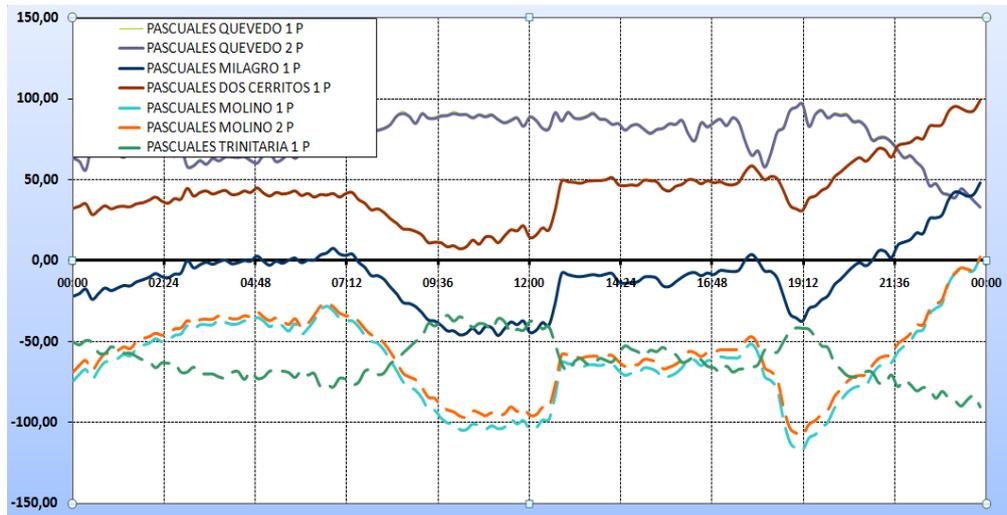


Figura 4. 1 Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión conectadas a la S/E Pascuales en período de baja hidrología.

➤ Alta hidrología



**Figura 4. 2 Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión conectadas a la S/E Pascuales en período de alta hidrología.**

#### 4.2.2. Flujo de potencia en los transformadores de la subestación

##### Pascuales.

➤ Baja hidrología

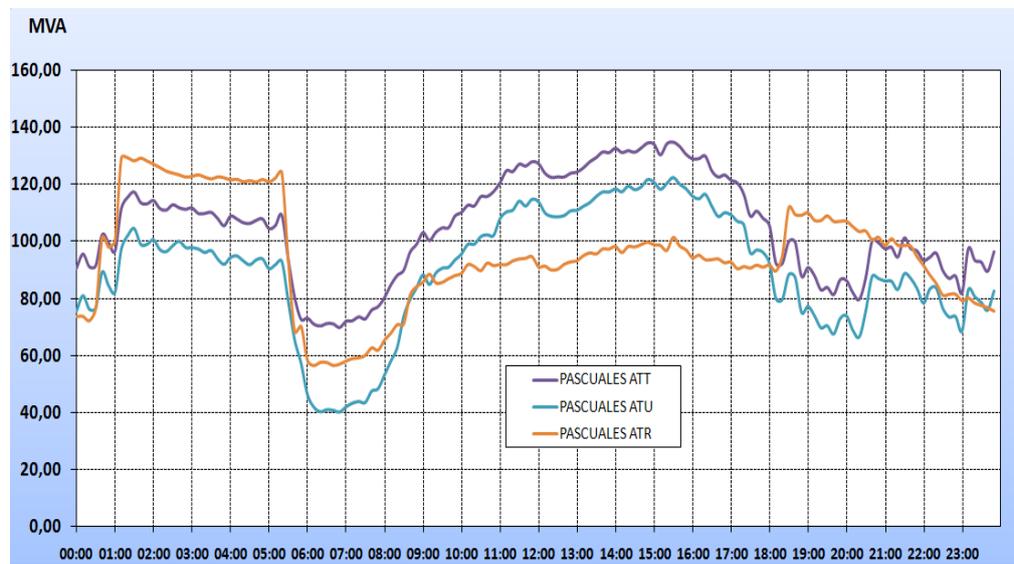


Figura 4. 3 Flujo de potencia aparente en los transformadores la S/E Pascuales en período de baja hidrología.

## ➤ Alta hidrología

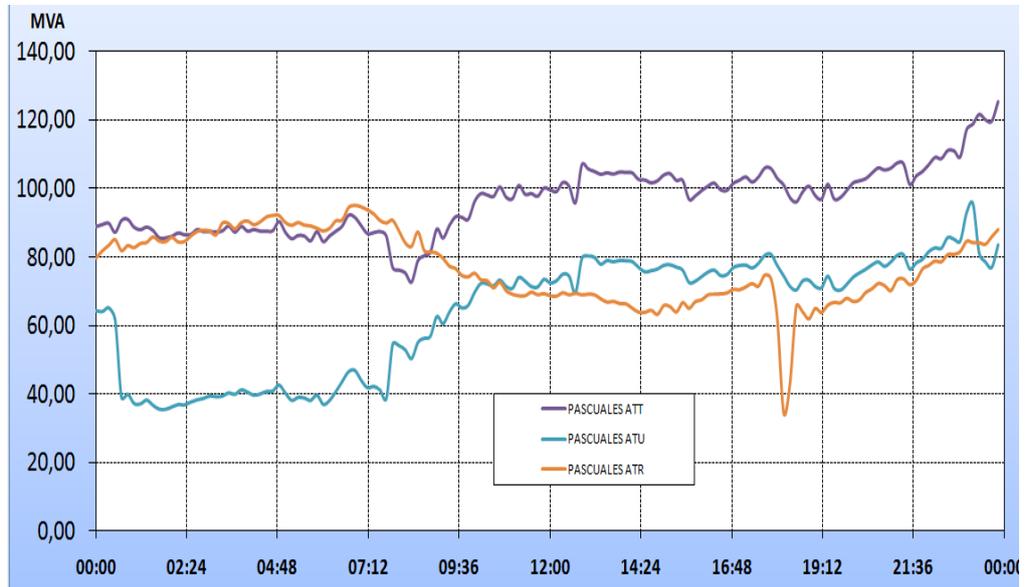


Figura 4. 4 Flujo de potencia aparente en los transformadores de la S/E Pascuales en período de baja hidrología.

### 4.2.3. Flujo de potencia en los alimentadores de la subestación

#### Pascuales.

➤ Baja hidrología

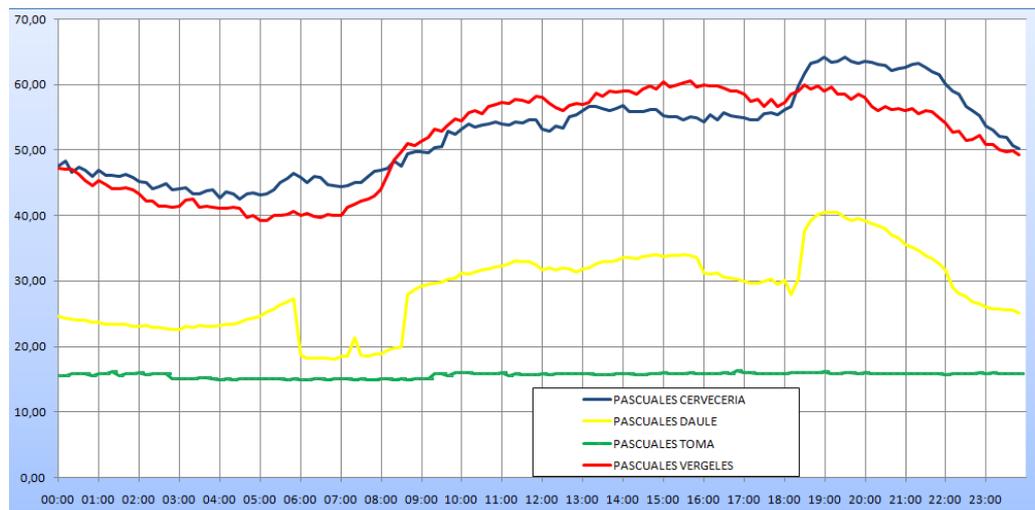


Figura 4. 5 Flujo de potencia activa en los alimentadores de la S/E Pascuales a nivel de voltaje de 69 kV en período de baja hidrología.

➤ Alta hidrología

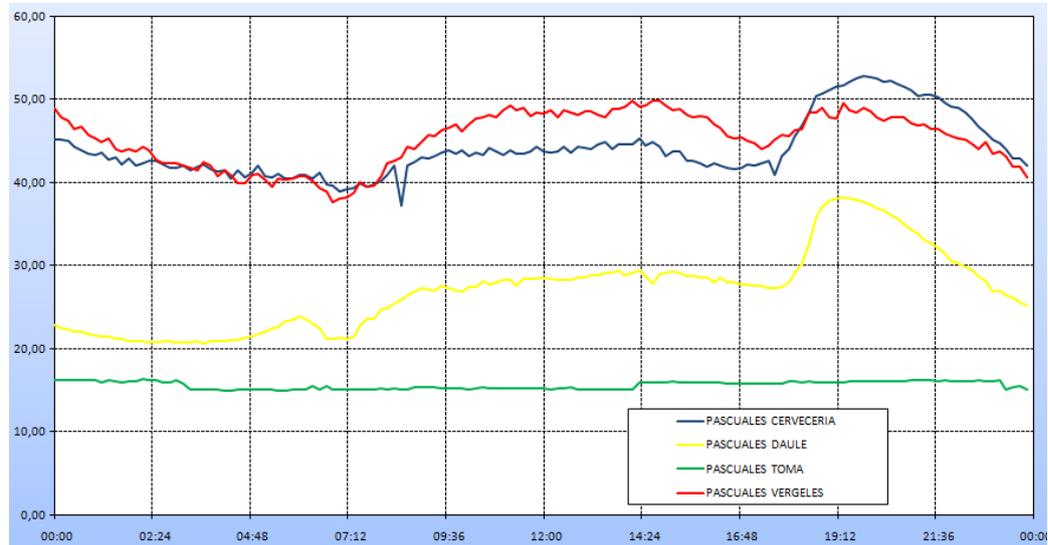


Figura 4. 6 Flujo de potencia activa en los alimentadores de la S/E Pascuales a nivel de voltaje de 69 kV en período de alta hidrología.

### 4.3. METODOLOGIA PARA LA PARAMETRIZACION DE LOS RAP'S

Para que el registro de un evento sea posible, es necesario realizar estudios de flujos de potencia, simulaciones de cortocircuitos en la red que permitan determinar los límites de operación para cada registrador de fallas.

La parametrización de cada registrador de fallas requiere de los siguientes ajustes:

- Voltajes: Valor máximo, mínimo y  $dm/dt$
- Corriente: Valor máximo, mínimo y  $dm/dt$
- Potencia activa: Valor máximo, mínimo y  $dm/dt$
- Potencia reactiva: Valor máximo, mínimo y  $dm/dt$
- Factor de potencia: en adelanto y atraso
- Frecuencia: valor máximo, mínimo y  $dm/dt$
- Señales binarias.

El análisis completo de la obtención de registros de las fallas y su estudio es posible gracias a la utilización de:

- POWER FACTORY – DIgSILENT.- Programa que ayuda para el análisis de flujos de carga y simulaciones de cortocircuitos.
- SIMEAS R.- Equipo registrador automático de perturbaciones.
- OSCOP P.- permite parametrizar los registradores automáticos de perturbaciones y también permite configurar la red de registradores de fallas.

- SIGRA.- Programa utilizado para el análisis de las oscilografías registradas por los registradores automáticos de perturbaciones.

Tanto para el análisis de cortocircuitos como de flujos de potencia se debe plantear dos escenarios:

- Alta hidrología
- Baja hidrología (estiaje)

El periodo de baja hidrología por lo general está comprendido entre los meses de octubre a marzo (6 meses).

En esta época de estiaje, debido a la baja hidrología, es cuando la central hidroeléctrica de Paute opera con pocas unidades, entregando al sistema poca energía hidroeléctrica, lo cual obliga a las centrales térmicas aledañas a la ciudad de Guayaquil operar a toda su capacidad.

El periodo de alta hidrología está comprendido entre los meses de abril y agosto.

#### 4.3.1. Metodología para determinar los ajustes de voltajes.

En los registradores automáticos de perturbaciones se debe parametrizar no solo los voltajes máximos y mínimos de cada fase, sino que también se debe tener presente la parametrización de los voltajes de secuencia positiva, negativa, y voltaje en el neutro.

Esta metodología de determinación de voltajes se cumple para todos los niveles de voltaje.

La parametrización de los voltajes máximos y mínimos de las fases se la realiza de la siguiente manera:

$$V_{M\acute{a}x\_ajuste} = (110\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

$$V_{M\acute{i}n\_ajuste} = (90\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

$$dM/dt_v = (20\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

Para determinar los ajustes del voltaje máximo y mínimo correspondientes al voltaje de neutro se realiza lo siguiente:

$$V_{M\acute{a}x\_neutro} = (20\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

$$V_{M\acute{i}n\_neutro} = 0$$

$$dM/dt_{V\_neutro} = (10\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

El valor de ajuste de voltaje mínimo es igual a cero debido a que se considera que se tiene un sistema trifásico balanceado.

La parametrización de los voltajes de secuencia positiva es exactamente igual a la que se realizó para las fases.

La parametrización del voltaje de secuencia negativa en los registradores automáticos de perturbaciones se los realiza considerando lo establecido en la Regulación CONELEC No 003/08, la cual establece lo siguiente:

$$FDV = \frac{V_2}{V_1} \approx 1.3\%$$

Donde:

FDV: Factor de distorsión de voltaje

V2= Voltaje de secuencia negativa

V1= Voltaje de secuencia positiva

Por lo tanto, el ajuste del valor máximo para el voltaje de secuencia negativa se calcula de la siguiente manera:

$$V_{2\_Máx} = (1.3\%)*V_{nom\_fase-tierra}$$

El ajuste correspondiente al valor mínimo de voltaje de secuencia negativa será cero, esto sin importar el perfil de voltaje.

$$V_{2\_Mín} = 0$$

#### **4.3.2. Metodología para determinar los ajustes para los RAP's que monitorean alimentadores radiales.**

Lo primero que se debe conocer es si la subestación se encuentra en servicio, o es una subestación nueva, ya que los criterios varían un poco.

- **S/E en servicio**

Cuando la subestación en la que se desea implementar la red de RAP's se encuentra ya en servicio, los ajustes de valores de corriente máximo y mínimo para los registradores se los puede determinar a partir de información conocida como son:

- Ajustes de las protecciones de sobrecorriente expresada en MVA.
- El límite térmico del conductor del alimentador.

En el caso de que se conozca los datos de protecciones de los alimentadores, los ajustes del registrador se los determina de la siguiente manera:

El valor de corriente máxima de ajuste de las fases se la puede calcular utilizando como dato los MVA de protecciones (o de máxima carga):

$$I_{Carga\_máxima} = \frac{MVA_{protección}}{(\sqrt{3}) * V_{nom\_fase-fase}} [A]$$

$$I_{Máx\_ajuste} = (120\%) * I_{Carga\_máxima} [A]$$

$$I_{Mín\_ajuste} = 0$$

Para la corriente del neutro los ajustes se determinan de la siguiente manera:

$$I_{Máx\_neutro} = (20\%) * I_{Carga\_máxima}$$

La corriente mínima en el neutro es igual a cero, debido a que se considera que se tiene un sistema trifásico balanceado.

$$I_{Mín\_neutro} = 0$$

El valor  $dm/dt$  para la corriente del neutro se determina de la siguiente manera:

$$dM/dt_{I\_neutro} = (20\%) * I_{máx\_neutro}$$

Los ajustes de potencias máximas y mínimas de las fases se las determinan de la siguiente manera:

$$P_{\text{máx\_ajuste}} = \frac{(120\%)* (MVA_{\text{protección}})* Fp}{3} [MW]$$

$$Q_{\text{máx\_ajuste}} = \frac{(120\%)* (MVA_{\text{protección}})* \text{Sen}(\varphi)}{3} [MVAR]$$

$$P_{\text{mín\_ajuste}} = 0$$

$$Q_{\text{mín\_ajuste}} = 0$$

Las parametrizaciones de potencias mínimas son iguales a cero debido a que los alimentadores son circuitos radiales, y el flujo de potencia fluye en una sola dirección (hacia la carga).

Las variaciones  $dM/dt$  se las obtiene considerando el caso que sale de manera imprevista la tercera parte de la carga del alimentador:

$$dM/dt_I = \frac{I_{\text{Carga\_máxima}}}{3}$$

$$dM/dt_P = \frac{P_{\text{Carga\_máxima\_1}\phi}}{3}$$

$$dM/dt_Q = \frac{Q_{\text{Carga\_máxima\_1}\phi}}{3}$$

La otra metodología propuesta es la utilización del límite térmico del conductor utilizado en la construcción del alimentador. Para esto se sigue exactamente el mismo procedimiento indicado en la metodología correspondiente al caso en que se conoce la información de las protecciones de sobrecorriente.

En el caso de que no se conozca los datos de protecciones, la parametrización de las corrientes del registrador se las obtiene encontrando la corriente mínima de cortocircuito que fluye por el alimentador.

Para esto se debe simular cortocircuitos de todos los tipos al final del alimentador. De todos los valores de corriente encontrados para los diferentes tipos de fallas, se escoge el menor valor como el límite máximo de ajuste para la corriente de fase del registrador de fallas.

A partir del límite máximo determinado anteriormente, se sigue el procedimiento establecido para los dos casos anteriores y se determina el resto de ajustes de los RAP's.

- **S/E próxima a ser puesta en servicio**

La parametrización de los RAP's en una S/E nueva se la obtiene de igual manera que se calculó cuando no se conocen los datos de protecciones.

#### 4.3.3. Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para generadores.

La corriente máxima de ajuste se la obtiene con la potencia nominal del generador:

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = \frac{S_{nominal}}{(\sqrt{3}) * V_{nom\_fase-fase}} [A]$$

$$I_{m\acute{i}n\_ajuste} = 0$$

Los ajustes de potencia tanto activa como reactiva de las fases se las obtienen también con la potencia nominal del generador.

Como esta potencia se encuentra ingresando a la barra, los ajustes de potencia llevan el signo negativo.

$$P_{m\acute{a}x\_ajuste} = -\frac{(S_{nomin al}) * Fp}{3} [MW]$$

$$Q_{m\acute{a}x\_ajuste} = P_{m\acute{a}x\_ajuste} * Tan(\phi) [MVAR]$$

La potencia activa mínima de ajuste del registrador se encuentra parametrizado al 5% del valor mímico (potencia activa mímico de ajuste). Este valor no es cero debido que se debe tener en cuenta la alimentaciın a los servicios auxiliares, por lo tanto:

$$P_{m\acute{ı}n\_ajuste} = (P_{m\acute{a}x\_ajuste}) * (0.05) [MW]$$

$$Q_{m\acute{ı}n\_ajuste} \neq 0$$

La potencia reactiva mímico de ajuste del registrador es diferente de cero, debido a que las unidades de generaciın pueden absorber reactivos del sistema, por lo que se debe simular flujos de potencia y cortocircuitos en la zona para poder determinar su ajuste.

Para determinar los dM/dt tanto de corrientes como de potencias, se debe simular contingencias en la zona, ya sea la

salida imprevista de generación, desconexiones de carga, cortocircuitos y la salida de elementos como líneas de transmisión o transformadores.

#### 4.3.4. Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para transformadores.

Conociendo la potencia nominal del transformador, se puede determinar los ajustes de la corriente máxima, potencia activa máxima y potencia reactiva máxima del registrador, considerando una sobrecarga del 120% del valor de la potencia nominal del transformador.

$$S_{nom} = (P_{nom} + jQ_{nom}) [MVA]$$

$$I_{nom} = \frac{S_{nominal}}{(\sqrt{3}) * V_{nom\_fase-fase}} [A]$$

$$S_{sobrecarga} = (120\%) * S_{nom} [MVA]$$

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = (120\%) * I_{nom} [A]$$

$$I_{m\acute{i}n\_ajuste} = 0$$

$$P_{m\acute{a}x\_ajuste} = \frac{(S_{sobrecarga}) * Fp}{3} [MW]$$

$$Q_{m\acute{a}x\_ajuste} = P_{m\acute{a}x\_ajuste} * \text{Tan}(\varphi) [\text{MVAR}]$$

Para obtener los valores de ajuste de las potencias mínimas del registrador se debe considerar que el circuito puede ser radial o no.

Si el circuito es radial:

$$P_{m\acute{a}x\_ajuste} = 0$$

$$Q_{m\acute{a}x\_ajuste} = 0$$

Debido a que no se necesita tener registros innecesarios (transformador fuera de servicio por mantenimiento).

En el caso de que el circuito no sea radial, el flujo de potencia puede ir en ambas direcciones del transformador, por lo que:

$$P_{m\acute{ı}n\_ajuste} = -P_{m\acute{a}x\_ajuste}$$

$$Q_{m\acute{ı}n\_ajuste} = -Q_{m\acute{a}x\_ajuste}$$

Para determinar los  $dM/dt$  tanto de corrientes como de potencias, se debe simular contingencias en la zona, ya sea la salida imprevista de generación, desconexiones de carga, cortocircuitos y la salida de elementos como líneas de transmisión o transformadores conectados en paralelo al mismo.

#### **4.3.5. Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para bancos de capacitores.**

Para determinar la corriente máxima de ajuste del banco de capacitores se debe tener en cuenta los límites de operación máximos y mínimos de voltaje.

Los límites de operación de voltaje a nivel de 69 kV son del 3%, ya sea por arriba o por debajo del voltaje nominal.

$$V_{m\acute{a}x\_operaci\acute{o}n} = 1.03 * V_{nominal}$$

$$V_{m\acute{i}n\_operaci\acute{o}n} = 0.97 * V_{nominal}$$

Se conoce que:

$$S = (\sqrt{3}) * V_{LL} * I_L$$

Pero como se trata de banco de capacitores,  $S = Q$ .

$$I_L = \frac{Q}{(\sqrt{3}) * V_{LL}}$$

$$V = V_{\text{máx\_operación}} [kV] \Rightarrow I_{\text{mín}} [A]$$

$$V = V_{\text{mín\_operación}} [kV] \Rightarrow I_{\text{máx}} [A]$$

Por lo tanto el valor máximo de corriente de fase para la bahía de los bancos de capacitores será igual a:

$$I_{\text{máx\_ajuste}} = I_{\text{máx}} [A]$$

Las variaciones  $dM/dt$  de corriente, para cada banco de capacitores se las determina realizando simulaciones en ATP (Analysis Transient Program) de la conexión de cada uno de ellos bajo la consideración operativa de que el otro banco de capacitores, conectado en paralelo, se encuentra energizado.

$$dM/dt_I = I'_{\text{después\_conexión}} - I_{\text{previo\_conexión}}$$

Pero este valor resulta de una operación normal, por lo que se desea que se registre valores mayores a éste, por lo que se recomienda que el valor de ajuste se lo aumente ligeramente.

Para determinar el ajuste de potencia reactiva máxima, se realiza lo siguiente:

Primero se calcula la reactancia capacitiva  $X_c$  correspondiente al capacitor, y se parte de la siguiente fórmula fundamental:

$$Q_c = \frac{V_n^2}{X_c} [MVAR] \quad \rightarrow \quad X_c = \frac{V_n^2}{Q_c} [\Omega]$$

Para fines de cálculo se considera que el valor de  $X_c$  permanece constante, es decir que no sufre alteraciones por el cambio de frecuencia.

Se toma en consideración los límites máximo y mínimo de operación de voltaje usando la fórmula fundamental de potencia reactiva:

$$Q_{cMAX} = \frac{(V_{\text{máx\_operación}} [kV])^2}{X_c [\Omega]} [MVAR]$$

Como esta potencia reactiva se encuentra ingresando a la barra, el valor de ajuste del registrador es negativo:

$$Q_{cMáx\_ajuste\_1\phi} = -Q_{c\_MAX} [MVAR]$$

El valor de potencia reactiva mínima se presenta en el momento en que los bancos de capacitores se encuentran fuera de servicio. Con esto se garantiza que no se marque ningún tipo de registro al momento de que los capacitores están fuera de servicio.

$$Q_{cMín1\phi} = 0 [MVAR]$$

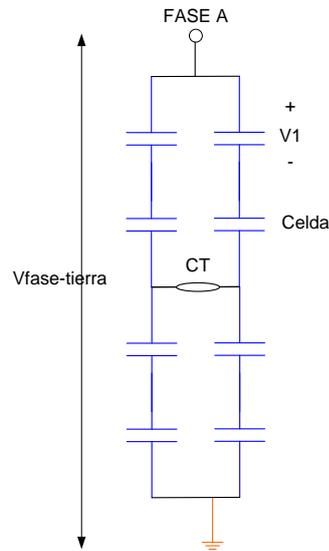
#### **4.3.6. Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para corrientes de desbalances de los bancos de capacitores.**

Cada banco de capacitores presenta una configuración H como se muestra en la figura 4.7. En cada banco trifásico, sea este de

138 o 69 kV, se contará con un transformador de corriente encargado de medir las corrientes de desbalance que se presenten en cada una de las fases. Estas corrientes de desbalance pueden presentarse por problemas internos de los capacitores como por ejemplo un cortocircuito en una de las celdas.

Para este caso, las corrientes de desbalance, para cada fase, serán monitoreadas permanentemente por medio de una tarjeta CDAU.

Teóricamente, bajo condiciones normales de operación de los bancos de capacitores, no existen corrientes de desbalance, sin embargo y con el fin de evitar cualquier arranque no deseado del registrador, el ajuste mínimo de la corriente de desbalance debe ser cero.



**Figura 4. 7 Fase A de un banco de capacitores.**

Para encontrar los valores de ajuste de corrientes de desbalance en los capacitores, se debe determinar la corriente mínima que pasa por el CT a la hora de presentarse algún problema interno del capacitor.

Se realizará 2 análisis:

- a) Circuito abierto en uno de los capacitores internos.
- b) Cortocircuito en uno de los capacitores internos.

Al momento de suceder cualquiera de estos problemas internos en el capacitor, una corriente no deseada de desbalance aparece y circula por el CT marcando un registro.

El menor valor de corriente de desbalance que se obtiene entre estos 2 análisis será nuestro valor de ajuste de máxima corriente.

**a) Circuito abierto en uno de los capacitores internos.**

Se calcula la impedancia total equivalente de la fase A del banco de capacitores.

$$Z = \frac{kV^2}{MVA} [\Omega]$$

El voltaje debe ser el voltaje de línea a tierra, mientras que la potencia de cada capacitor interno se la calcula conociendo la potencia nominal del banco de capacitores.

Cada capacitor está constituido por varias celdas internas.

$$Q_{celda\_interna} = \frac{Q_{nom\_fase} [MVAR]}{\#total\ de\ celdas}$$

Luego se debe calcular la impedancia individual de cada celda interna:

$$Z_{celda\_interno} = \frac{\left( \frac{V_{fase-tierra}}{\#de\ celdas\ en\ columna} \right)^2}{Q_{celda\_interna}} [\Omega]$$

$$I_{total} = \frac{V_{fase-fase} [kV]}{(\sqrt{3}) * Z_{total\_equivalente} [\Omega]} [A]$$

Pero según el diagrama se puede apreciar que:

$$I_d = \frac{I_{total}}{2}$$

Entonces, la corriente de desbalance será igual a:

$$I_d = dM/dt_l [A]$$

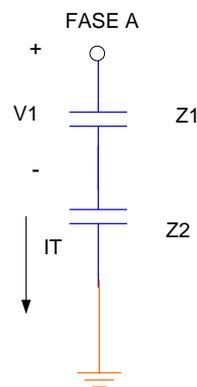
**b) Cortocircuito en uno de los capacitores internos.**

Se debe calcular una nueva impedancia total equivalente, debido a que el circuito cambia con respecto a la condición anterior.

Realizando el mismo procedimiento que para circuito abierto se tiene:

$$I_{total} = \frac{V_{fase-fase} [kV]}{(\sqrt{3}) * Z_{total\_equivalente} [\Omega]} [A]$$

Se halla el voltaje V1:



**Figura 4. 8 Circuito equivalente de la fase A de un banco de capacitores**

$$V_1 = Z_1 * I_T$$

Se halla la corriente  $I_1$ :

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_1} [A]$$

Observando la figura 4,6 se puede determinar que:

$$I_1' = \frac{I_{total}}{2} [A]$$

Pero:

$$I_d = I_1 - I_1'$$

Luego de hacer los 2 análisis, se descarta la mayor corriente de desbalance y se toma como valor de ajuste máximo al menor valor de corriente de desbalance encontrada.

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = I_{d\_menor}$$

$$I_{m\acute{i}n} = 0$$

La variación mínima de corriente que ocurrirá en el CT será la corriente mínima de desbalance, por lo que los  $dM/dt$  de corriente serán parametrizados con el mismo valor de la corriente máxima de ajuste.

$$dM/dt_I = I_{m\acute{a}x\_ajuste}$$

#### **4.3.7. Metodología para determinar los ajustes de los RAP's para líneas de transmisión.**

Para parametrizar los ajustes de corrientes máximas de un registrador se deben simular corridas de cortocircuito de todos los tipos en barras y líneas de transmisión adyacentes a la L/T que se desea parametrizar. Este procedimiento se lo realiza con la finalidad de que los registradores Automáticos de perturbaciones solamente marquen registros en eventos de cortocircuitos y no en condiciones de demanda máxima o sobrecargas.

Los ajustes de potencia se los obtiene usando el dato del límite térmico del conductor de la línea de transmisión a estudiar, es decir:

$$P_{3\phi\_m\acute{a}x\_carga} = (\sqrt{3}) * (V_{fase-fase}) * (I_{l\acute{i}m\_t\acute{e}rmino}) * (Fp) [MW]$$

$$P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = \frac{P_{3\phi\_m\acute{a}x\_carga}}{3} [MW]$$

$$Q_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = (P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste}) * Tan(\varphi) [MVAR]$$

La direcci3n de los flujos de potencia en las l\neas de transmisi3n no es fija, ya que dependen de los despachos econ3micos de generaci3n diaria y de los puntos de carga, por lo que los ajustes m\ınimos de potencia activa y reactiva quedan parametrizados de la siguiente manera:

$$P_{1\phi\_m\acute{i}n\_ajuste} = -P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} [MW]$$

$$Q_{1\phi\_m\acute{i}n\_ajuste} = -Q_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} [MW]$$

Para determinar los dM/dt tanto de corrientes como de potencias, se debe simular contingencias en la zona, ya sea la salida imprevista de generaci3n, desconexiones de carga, cortocircuitos y la salida de elementos como l\neas de transmisi3n o circuitos conectados en paralelo al mismo.

#### **4.3.8. Metodología para determinar los ajustes de factor de potencia.**

El rango de ajuste para el factor de potencia está determinado por el rango de 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Esto es aplicable plenamente para el caso de alimentadores y circuitos radiales sin importar el nivel de voltaje. Para el caso de capacitores y reactores se debe tener cuidado con estos límites ya que el factor de potencia para estos elementos es de 0. Para este caso lo más conveniente es deshabilitar el trigger por factor de potencia.

$$F_{pMáx} = 0.85$$

$$F_{pMín} = 0.85$$

#### **4.3.9. Metodología para determinar los ajustes de de frecuencia.**

Al igual que con el ajuste de factor de potencia, los valores de ajuste de frecuencia ya están fijados:

$$F_{máx} = 60.4 \text{ [Hz]}$$

$$F_{mín} = 59.6 \text{ [Hz]}$$

$$dM/dt = 0.1 \text{ [Hz]}$$

Estos ajustes son exactamente los mismos para los todos los equipos registradores de fallas, pues éstos valores dependen del comportamiento global del sistema eléctrico de potencia.

#### 4.3.10. Parametrización de las bahías de 69 kV.

A continuación se determinará los ajustes de las bahías de 69 kV, tomando como referencia las metodologías definidas anteriormente.

Los ajustes de voltaje son:

$$V_{MáxAjuste} = 44[kV]$$

$$V_{MínAjuste} = 36[kV]$$

$$dM / dT_{voltaje} = 8[kV]$$

$$V_{MáxNeutro} = 8[kV]$$

$$V_{Mín\_Neutro} = 0$$

$$dM / dT_{voltaje\_neutro} = 4[kV]$$

$$V_2 = 0.518[kV]$$

- **ALIMENTADORES**

En este caso se conoce los datos de protecciones de los alimentadores de la subestación Pascuales, los cuales se pueden apreciar en la tabla 4.

ALIMENTADOR	NIVEL DE TENSION [kV]	AJUSTES					
		RTC	TAP [A]	DIAL [s]	I SECUND. [A]	I PRIM. [A]	MVA
Daule	69	1200 / 5	2	7	28	6720	57
La Toma	69	1200 / 5	2	3.5	28	6720	57
Cervecería	69	1200 / 5	2.5	3	28	6720	72
Vergeles	69	1200 / 5	2.5	4	40	9600	72

Tabla 4. 3 Datos de ajustes de protecciones de los alimentadores de la S/E Pascuales a 69 kV.

Por lo tanto:

$$I_{\max \text{ carga}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} [A]$$

$$I_{\max \text{ carga}} = \frac{57MVA}{\sqrt{3} * 69kV} = 476.94[A]$$

Se calcula una corriente considerando una sobrecarga del 120% sobre el valor de corriente máxima de carga.

$$I_{Sobrecarga} = 476.94 * 1.2[A] \approx 572.33[A]$$

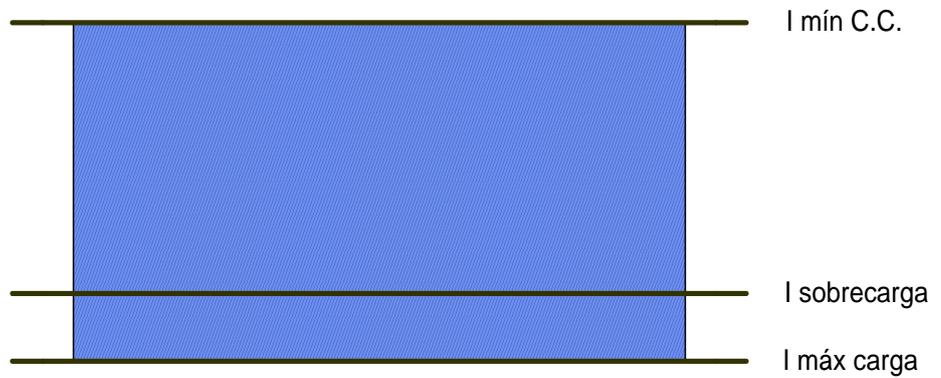


Figura 4. 9 Límite de corriente de sobrecarga de un alimentador.

Se debe encontrar la corriente mínima de cortocircuito que fluye a través del alimentador T. Daule, para lo cual se debe simular cortocircuitos al final de la alimentadora T. Daule.

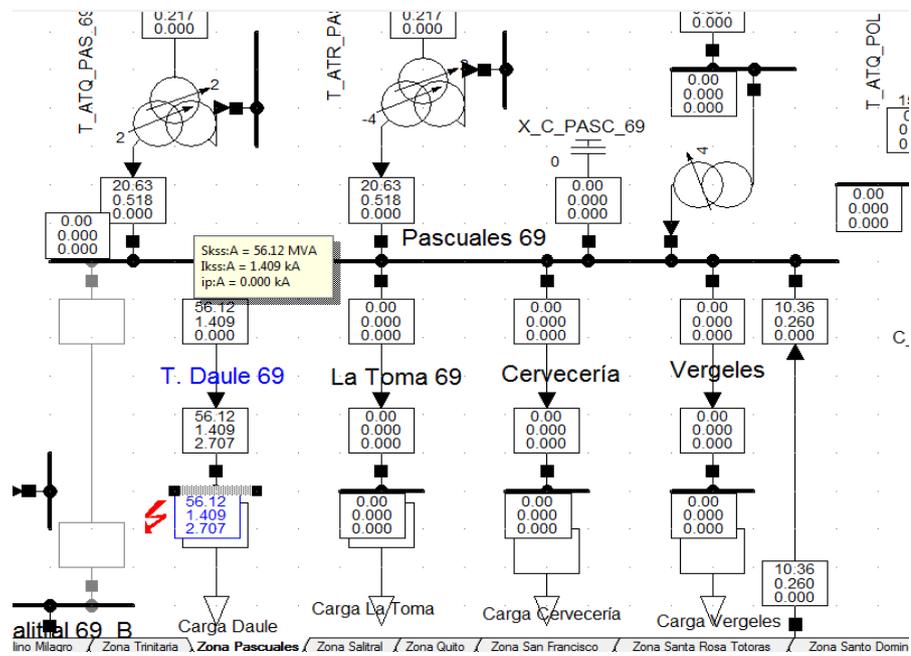


Figura 4. 10 Aporte de corriente hacia el alimentador T. Daule en la S/E Pascuales 69 kV.

Se puede observar que al realizar una falla monofásica al final de la alimentadora, se obtiene un valor de 1409 amperios.

De igual manera se simulan en el mismo punto todos los tipos de fallas, con el fin de encontrar la mínima corriente de falla que pasa por el alimentador, obteniéndose los siguientes resultados:

TIPO DE FALLA	T. DAULE
	Corriente [A]
<b>1Ø</b>	1409,00
<b>2Ø</b>	2689,00
<b>2Ø→T</b>	2658,00
<b>3Ø</b>	3121,00

Tabla 4. 4 Aportes de corriente de las diferentes tipos de fallas del alimentador T: Daule de la S/E Pascuales a 69 kV.

Se puede apreciar que la mínima corriente de falla se da cuando se produce una falla monofásica al final de la línea. El valor de ajuste de máxima corriente del registrador será el menor valor entre la corriente de sobrecarga y la corriente mínima de cortocircuito, por lo que:

$$I_{Máx\_Ajuste} = I_{sobrecarga} = 572[A]$$

De igual manera se realiza el mismo procedimiento para todos los alimentadores, obteniéndose los siguientes resultados:

TIPO DE FALLA	Corriente [A]			
	DAULE	LA TOMA	CERVECERIA	VERGELES
<b>1Ø</b>	1409,00	3235,00	3235,00	1922,00
<b>2Ø</b>	2689,00	5476,00	5476,00	3554,00
<b>2Ø→T</b>	2658,00	5472,00	5472,00	3523,00
<b>3Ø</b>	3121,00	6389,00	6389,00	4132,00

Tabla 4. 5 Aportes de corriente de las diferentes tipos de fallas de los diferentes alimentadores de la S/E Pascuales a 69 kV.

En la tabla anterior se encuentran las mínimas corrientes de falla encontradas pintadas de color amarillo.

Con este procedimiento se puede observar que las corrientes de sobrecarga en cada alimentador son menores a las corrientes mínimas de falla, por lo que el valor de corriente de sobrecarga será el valor de corriente máximo de ajuste del registrador para cada alimentador.

Alimentador	I sobrecarga [A]	I mín. C.C [A]	I máx ajuste [A]	I min ajuste [A]
Daule	572	1409	572	0
La Toma	572	3235	572	0
Cervecería	723	3235	723	0
Vergeles	723	1922	723	0

Tabla 4. 6 Ajustes de corrientes de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.

La corriente mínima de ajuste del registrador es igual a cero (0), debido a que se considera como un sistema trifásico balanceado.

$$I_{MáxNeutro} = (0.20) * I_{Máx\_carga} [A]$$

$$I_{MáxNeutro} = (0.20) * 476.94[A]$$

$$I_{MáxNeutro} = 95.4[A]$$

Los valores máximos y mínimos de corrientes del neutro:

Alimentador	Imáx neutro [A]	Imín neutro [A]
Daule	95.4	0
La Toma	95.4	0
Cervecería	120	0
Vergeles	120	0

Tabla 4. 7 Ajustes de corrientes máximos y mínimos de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.

El ajuste mínimo para la corriente del neutro se setea en cero debido a que se considera que no existe desbalance entre las corrientes de fase.

Un punto importante para poder parametrizar los registradores, es el ajuste de los  $dM/dt$ , que es la variación de corriente, voltaje, potencia activa, reactiva y la frecuencia en el tiempo, cuando existen cambios bruscos en cualquiera de estas variables en un tiempo menor a 16.66ms que corresponde a un período. El valor del  $dM/dt$  de corriente para el alimentador Daule 69 kV se lo determina de la siguiente manera:

$$dM / dT_{corriente} = \frac{I_{Máx\_Carga}}{3} [A]$$

$$dM / dT_{corriente} = 158 [A]$$

Alimentador	dM/dt corriente [A]
Daule	158
La Toma	158
Cervecería	200.82
Vergeles	200.82

Tabla 4. 8 Ajustes de las variaciones  $dM/dT$  corrientes de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.

Para calcular los ajustes de potencia

Se tomará como ejemplo el alimentador T. Daule 69 kV.

$$S_{Máx} = 57[MVA] = (51.3 + j24,85)[MVA]$$

$$S_{Máx\_sobrecarga} = 57 * 1.2[MVA]$$

$$S_{Máx\_sobrecarga} = 68.4[MVA]$$

Usando un factor de potencia igual a 0.9 se tiene que:

$$P_{3\phi} = 61.56[MW]$$

$$Q_{3\phi} = 29.81[MVAR]$$

Pero el ajuste de los registradores se lo realiza por fase, por lo que:

$$P_{1\phi} = 21[MW]$$

El ajuste de potencia activa mínima del registrador de las fases de la bahía es igual a cero.

Bahía	Pmáx [MW]	Pmín [MW]
T. Daule	21	0
La Toma	21	0
Cervecería	25	0
Vergeles	25	0

**Tabla 4. 9 Ajustes de las potencias activa máximas y mínimas de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.**

Usando un factor de potencia 0.9 se tiene:

$$Q_{1\phi} = 10[MVAR]$$

Por lo tanto:

Bahía	Qmáx [MVAR]	Qmín [MVAR]
T. Daule	10	0
La Toma	10	0
Cervecería	12	0
Vergeles	12	0

**Tabla 4. 10 Ajustes de las potencias reactiva máximas y mínimas de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.**

Los  $dM/dt$  de potencias se los obtiene tomando como ejemplo el alimentador T. Daule 69 kV de la subestación Pascuales.

$$dM / dT_p = \frac{P_{M\acute{a}xAjuste}}{3} = \frac{17.1[MW]}{3} = 5.7[MW]$$

$$dM / dT_Q = \frac{Q_{M\acute{a}xAjuste}}{3} = \frac{8.28[MVAR]}{3} = 2.76[MVAR]$$

De igual manera para las otras bahías se obtienen los siguientes datos:

Bahía	dM/dT P [MW]	dM/dT Q [MVAR]
T. Daule	5.7	2.76
La Toma	5.7	2.76
Cervecería	7.2	3.48
Vergeles	7.2	3.48

**Tabla 4. 11 Ajustes dM/dT de potencias activa y reactiva de las fases de los alimentadores de la S/E Pascuales 69 kV.**

La parametrización de los factores de potencia tanto como máximo como mínimo se los obtiene:

$$F_{pM\acute{a}x} = 0.85$$

$$F_{pM\acute{i}n} = 0.85$$

Los ajustes de frecuencia:

$$F_{m\acute{a}x} = 60.4 [Hz]$$

$$F_{\text{mín}} = 59.6 \text{ [Hz]}$$

$$dM/dt = 0.1 \text{ [Hz]}$$

- **PARAMETRIZACION DE BAHIAS BC3 Y BC4 69 KV.**

$$V_{\text{máx\_operación}} = 1.03 * 69 \text{ [kV]} = 71.07 \text{ [kV]}$$

$$V_{\text{mín\_operación}} = 0.97 * 69 \text{ [kV]} = 66.93 \text{ [kV]}$$

Como se trata de banco de capacitores,  $S = Q = 12 \text{ MVAR}$ .

$$I_L = \frac{Q}{(\sqrt{3}) * V_{LL}}$$

$$V = 71.07 \text{ [kV]} \Rightarrow I = 97.48 \text{ [A]}$$

$$V = 66.93 \text{ [kV]} \Rightarrow I = 103.51 \text{ [A]}$$

Por lo tanto el valor máximo de corriente de fase para la bahía de los bancos de capacitores:

$$I_{\text{máx\_ajuste}} = 104 \text{ [A]}$$

Las variaciones  $dM/dt$  de corriente, para cada banco de capacitores se las determina realizando simulaciones en ATP (Analysis transient program) de la conexión de cada uno de ellos bajo la consideración operativa de que el otro banco de capacitores, conectado en paralelo, se encuentra energizado.

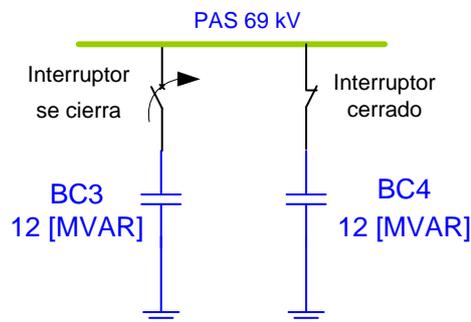


Figura 4. 11 Cierre del banco de capacitores BC3 mientras opera BC4.

$$I_{\text{previo\_a\_conexión}} = 104[A]$$

$$I'_{\text{después\_conexión}} = 212[A]$$

$$dM/dt_1 = I'_{\text{después\_conexión}} - I_{\text{previo\_conexión}}$$

$$dM/dt_1 = 108[A]$$

Pero este valor resulta de una operación normal, por lo que se desea que se registre valores mayores a éste, por lo que el valor de ajuste queda en:

$$\underline{dM/dt_1 = 150[A]}$$

Para determinar el ajuste de potencia reactiva máxima, se realiza lo siguiente:

$$Q_c = \frac{V_n^2}{X_c} [MVAR] \rightarrow X_c = \frac{V_n^2}{Q_c} [\Omega]$$

$$X_c = \frac{(69kV)^2}{12MVAR} = 396.75[\Omega]$$

$$Q_{cMAX} = \frac{(71.07kV)^2}{396.75[\Omega]} = 12.73[MVAR]$$

Como esta potencia reactiva se encuentra entrando a la barra de Pascuales 69 kV, el valor de ajuste del registrador es negativo:

$$\underline{Q_{cMáx\phi} = -4.24[MVAR]}$$

$$\underline{Q_{cMín\phi} = 0[MVAR]}$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHÍA GAS PASCUALES 2 69 kV.**

El ajuste de corriente máximo de corriente:

$$I_{nominal} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} * V_{LL}} [A]$$

$$I_{nominal} = \frac{193.41[MVA]}{\sqrt{3} * 69kV} [A]$$

$$I_{nominal} = 1618.34[A]$$

$$\underline{I_{m\acute{a}x\_ajuste} = 1618.34[A]}$$

Para el cálculo del ajuste de potencias activa y reactiva del registrador en la bahía Gas Pascuales 69 kV se toma como dato, la máxima corriente que podría entregar la central Gas Pascuales 69 kV.

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3}) V_{nom} * I_{M\acute{a}x\_Ajuste} * Fp$$

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3}) 69 * 1618.34 * 0.9$$

$$P_{3\phi} = 174[MW]$$

$$P_{1\phi M\acute{a}x} = 58[MW]$$

$$P_{1\phi Máx} = 58 * 0.05 = 2.9 [MW]$$

$$Q_{1\phi Máx} = 58 * Tg(25.842) = 28.1 [MVAR]$$

Las variaciones mínimas tanto de corriente como de potencia se obtienen para el caso en que salga de servicio de manera imprevista la generación de Gas Pascuales 69 kV.

$$dM/dt_I = 180 [A]$$

$$dM/dt_P = 7 [MW]$$

$$dM/dt_Q = 2 [MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHÍA GAS PASCUALES 69 kV.**

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima del registrador de la bahía Gas Pascuales, se realiza exactamente el mismo procedimiento que se realizó para la bahía Gas Pascuales 2 69 kV.

$$I_{nomin al} = \frac{S_{Nomin al}}{\sqrt{3} * V_{LL}} [A]$$

$$I_{nominal} = \frac{110MVA}{\sqrt{3} * 69kV} [A]$$

$$I_{nominal} = 920.41[A]$$

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = 920.41[A]$$

Para el cálculo del ajuste de potencias activa y reactiva del registrador en la bahía Gas Pascuales 69 kV se realiza el mismo procedimiento que para las Gas Pascuales 2.

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3})V_{nom} * I_{M\acute{a}x\_Ajuste} * Fp$$

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3})69 * 920.41 * 0.9$$

$$P_{3\phi} = 99[MW]$$

$$P_{1\phi} = P_{3\phi} / 3$$

$$P_{1\phi M\acute{a}x} = 33[MW]$$

$$P_{1\phi M\acute{a}x} = 33 * 0.05 = 1.65[MW]$$

$$Q_{1\phi M\acute{a}x} = 16[MVAR]$$

Las variaciones mínimas tanto de corriente como de potencia se obtienen para el caso en que salga de servicio de manera imprevista la generación de Gas Pascuales 2 69 kV.

$$dM/dt_I = 160[A]$$

$$dM/dt_P = 6[MW]$$

$$dM/dt_Q = 4[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHÍAS ATR y ATQ 69 kV.**

Para determinar el valor de ajuste de corriente máxima del registrador de las bahías de los transformadores ATR y ATQ, se debe calcular la corriente nominal para cada transformador en el bobinado de baja tensión (69 kV). Para esto se utiliza el dato de placa correspondiente a la potencia nominal del transformador. Así se tiene:

$$I_{nominal} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} * V_{LL}} [A]$$

$$I_{nominal} = \frac{224MVA}{\sqrt{3} * 69kV} [A]$$

$$I_{nominal} = 1874.3[A]$$

$$I_{max\_ajuste} = I_{nominal} * 1.2[A]$$

$$\underline{I_{max\_ajuste} = 2249,5[A]}$$

El valor de ajuste para la corriente mínima es cero.

Para el cálculo del ajuste de potencias activa y reactiva del registrador, se debe calcular las potencias monofásicas del transformador, considerando una sobrecarga del 120% del valor de potencia nominal.

$$S_{3\phi\_sobrecarga} = 224 * 1.2 [MVA]$$

$$\underline{P_{1\phi M\acute{a}x} = 80.64 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi M\acute{a}x} = 39.05 [MVAR]}$$

Para el caso de los transformadores se observa que el flujo de potencia activa y reactiva puede invertirse para determinado comportamiento de la carga. Por tanto los ajustes de los valores de potencia deben considerar un flujo positivo y negativo.

$$\underline{P_{1\phi M\grave{i}n} = -80.64 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi M\grave{i}n} = -39.05 [MVAR]}$$

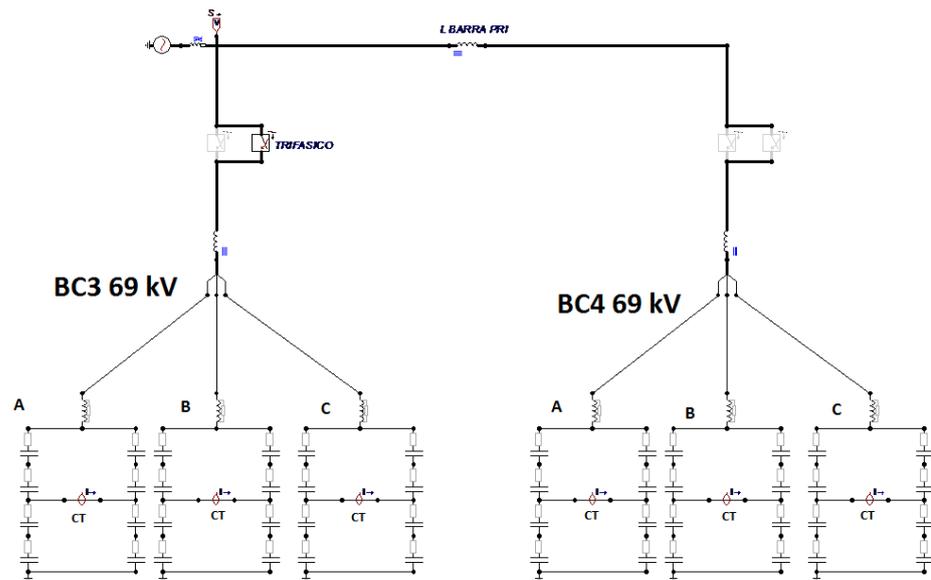
Las variaciones  $dM/dt$  tanto de corrientes como de potencias se obtienen en el caso de que salga de servicio de manera imprevista el transformador paralelo.

$$dM/dt_I = 475[A]$$

$$dM/dt_P = 48[MW]$$

$$dM/dt_Q = 44[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACION DE LAS CORRIENTES DE DESBALANCE DE LOS BANCOS DE CAPACITORES BC3 Y BC4 69 KV.**



**Figura 4. 12 Bancos de capacitores BC3 y BC4 de la S/E Pascuales 69 kV.**

Como se mencionó anteriormente, para encontrar las corrientes de desbalance se debe realizar los siguientes estudios:

- a) Circuito abierto en uno de los capacitores internos.
- b) Cortocircuito en uno de los capacitores internos.

a) Circuito abierto en uno de los capacitores internos.

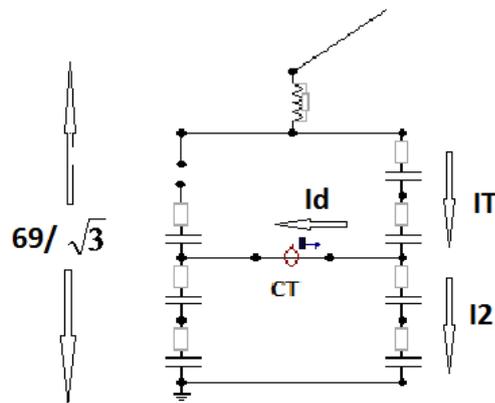


Figura 4. 13 Circuito abierto en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV.

La potencia nominal del banco de capacitores trifásicos es 12 MVAR, por lo que la potencia de una sola fase es de 4 MVAR, la cual está dividida en partes iguales en cada uno de los 8 capacitores internos, es decir:

$$Q_{\text{capac\_interno}} = \frac{4[\text{MVAR}]}{8}$$

$$Q_{\text{capac\_interno}} = 0.5[\text{MVAR}]$$

Por lo que:

$$Z_{capac\_interno} = \frac{\left(\frac{69}{\sqrt{3} * 4}\right)^2}{0.5} [\Omega]$$

$$Z_{capac\_interno} = 198.375 [\Omega]$$

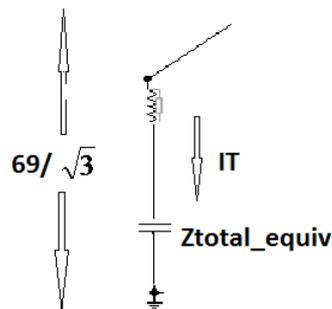


Figura 4. 14 Impedancia equivalente al realizar un análisis de circuito abierto al banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV.

$$Z_{total\_equivalente} = 595.125 [\Omega]$$

$$I_{total} = \frac{69 [kV]}{(\sqrt{3}) * 595.125 [\Omega]} = 66.939 [A]$$

Pero según el diagrama se puede apreciar que:

$$I_d = \frac{I_{total}}{2}$$

Entonces, la corriente de desbalance será igual a:

$$I_d = 33.4[A]$$

$$I_d = dM/dt_I = 33.4[A]$$

b) Cortocircuito en uno de los capacitores internos.

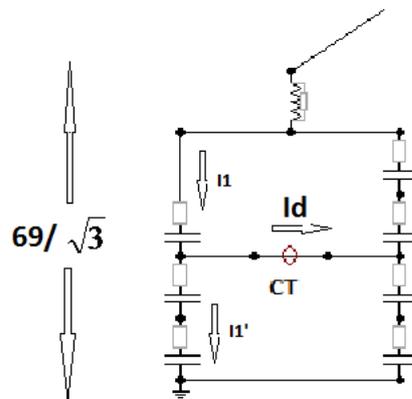


Figura 4. 15 Cortocircuito en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV.

Realizando el mismo procedimiento que para circuito abierto se tiene:

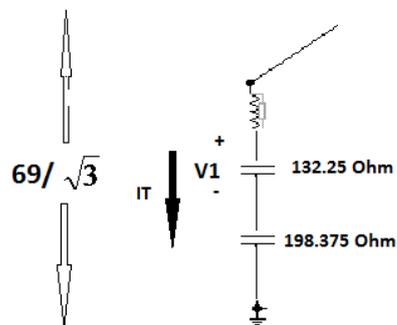


Figura 4. 16 Impedancia equivalente al realizar un análisis de cortocircuito al banco de capacitores BC3 o BC4 de la S/E Pascuales 69 kV.

$$I_{total} = \frac{69[kV]}{(\sqrt{3}) * 330.625[\Omega]} = 120.49[A]$$

Se halla el voltaje V1:

$$V_1 = (132.25\Omega) * (120.49A)$$

$$V_1 = 15934.87[V]$$

Se halla la corriente I1:

$$I_1 = \frac{15934.87V}{198.375\Omega} = 80.327[A]$$

Observando la figura 4,6 se puede determinar que:

$$I_1' = \frac{I_{total}}{2} = 60.245[A]$$

Pero:

$$I_d = I_1 - I_1'$$

$$I_d = 20.082[A]$$

$$\underline{I_{M\u00e1x\_ajuste} = dM/dt_I = 20.082[A]}$$

Luego de hacer los 2 análisis, se descarta la corriente de mayor valor y se toma como valor de ajuste el menor valor de corriente de desbalance encontrada.

Se puede observar que la menor corriente de desbalance se presenta cuando existe un cortocircuito en una de las celdas internas, por lo tanto el valor de ajuste del registrador es:

$$I_d = 20.082[A]$$

El valor de  $I_d$  encontrado corresponde al ajuste del valor máximo de corriente para el registrador, debido a que se desea que valores superiores a este sean registrados.

#### **4.3.11. Parametrización de las bahías de 138 kV.**

A continuación se determinará los ajustes de las bahías de 138 kV, tomando como referencia las metodologías definidas anteriormente.

Los ajustes de voltaje son:

$$V_{m\acute{a}x} = 1.10 * 79.67kV \Rightarrow V_{m\acute{a}x} = 87.64kV$$

$$V_{\min} = 0.9 * 79.67kV \Rightarrow V_{\min} = 71.7kV$$

$$dM/dT_V = 0.2 * 79.67kV = 15.9kV$$

$$V_{\max\_neutro} = 16kV$$

$$V_{\min\_neutro} = 0$$

$$dM/dT_{neutro} = 8kV$$

$$V_2\_ajuste = 1.03[kV]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHÍAS ATU y ATT 138 kV.**

Para la determinación de los ajustes de las bahías ATU y ATT se realiza exactamente el mismo procedimiento que se realizó para las bahías ATR y ATQ 69 kV.

$$I_{nominal} = 1568.89[A]$$

$$I_{\max\_ajuste} = 1882.66[A]$$

Redondeamos el valor de ajuste a 1900 A.

$$I_{\max\_ajuste} = 1900 [A]$$

Considerando el valor máximo de ajuste para la corriente (1900 A) y un factor de potencia de 0,9 se realiza el siguiente cálculo:

$$\underline{P_{3\phi} = 405 [MW]}$$

$$\underline{P_{1\phi M\acute{a}x} = 135 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi M\acute{a}x} = 65.39 [MVAR]}$$

$$\underline{P_{1\phi M\grave{i}n} = -135 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi M\grave{i}n} = -65.39 [MVAR]}$$

Los valores correspondientes a los dM/dt de la corriente se los obtiene a partir de simulaciones de perturbaciones en el sistema. Para este caso se consideraron los siguientes eventos:

- Pérdida de generación en la barra de 69 kV de la S/E Pascuales.
- Desconexión del transformador que se encuentra trabajando en paralelo.
- Pérdida de carga representativa en la barra de 138 kV de la S/E Pascuales.

De estos eventos, el que menor variación  $dM/dt$  presentó fue la desconexión del transformador que se encuentra trabajando en paralelo, presentando los siguientes resultados:

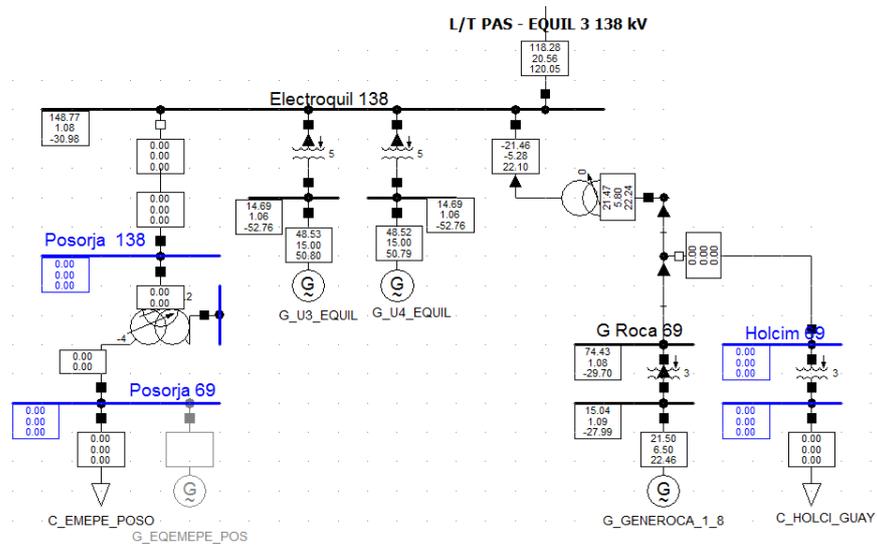
$$dM/dt_t = 260[A]$$

$$dM/dt_p = 27[MW]$$

$$dM/dt_Q = 13[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACION BAHIA ELECTROQUIL 3 138 KV.**

Por la topología de esta línea de transmisión, se puede apreciar que en estas condiciones la potencia máxima transferida de Pascuales a Electroquil 3, se presentará cuando las 2 unidades de Electroquil 3 138 kV y la unidad de Generoca estén operando a su máxima capacidad, y las cargas de Posorja y Holcim se encuentren fuera de servicio ya sea por mantenimiento o por fallas.



**Figura 4. 17 Línea de transmisión Pascuales – Electroquil 3 138 kV.**

Se puede observar que cada unidad de generación de Electroquil entrega una potencia de 48.5 MW, y la unidad de Generoca entrega 21.5 MW. El total de esta generación (114,25 MW) es transferida por la línea de transmisión Electroquil - Pascuales 138 kV hacia la barra de 138 kV de la S/E Pascuales.

De acuerdo a la convención de signos, en la bahía Electroquil se tendría un total de -114,25 MW. Este valor se utiliza para determinar el ajuste de potencia activa y reactiva mínima para el registrador de fallas.

$$P_{\text{mín}_\text{ajuste}} = -114.25 / 3 [\text{MW}] = -40 [\text{MW}]$$

$$Q_{\text{mín}_\text{ajuste}} = -10 / 3 [\text{M var}] = -3 [\text{MVAR}]$$

La corriente máxima que se tendría en esta bahía será de 530 [A], por lo que los ajustes de potencia y corriente de esta bahía son los siguientes:

$$I_{\text{max}_\text{ajuste}} = 530 [\text{A}]$$

El ajuste de corriente del neutro se lo obtiene a partir del 20% del valor de la corriente máxima de carga, es decir:

$$I_{\text{Máx}_\text{carga}} = 530 [\text{A}]$$

$$I_{\text{ajuste}_\text{neutro}} = 0.2 * 530 [\text{A}]$$

$$\underline{I_{\text{ajuste}_\text{neutro}} = 105 [\text{A}]}$$

Los valores máximos de ajuste para la potencia activa y reactiva se los determina a partir de la máxima transferencia que sale de la barra de la S/E Pascuales hacia la S/E Electroquil. La transferencia máxima se da cuando las unidades de Electroquil

se encuentran fuera de servicio, y toda la carga de la S/E Posorja es abastecida por el sistema.

La potencia nominal del transformador de la S/E Posorja es de 33 MVA. Con este valor de potencia nominal se obtiene el valor de ajuste de potencia máxima del registrador. Así se tiene:

$$P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = \frac{1.2*33*0.9}{3} [MW]$$

$$P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = 12 [MW]$$

$$Q_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = 6 [MVAR]$$

Para las variaciones  $dM/dt$  se toma en cuenta de que el registrador tiene que ser sensible a la salida de carga de la subestación Posorja 138 kV, por lo que se debe setear al registrador de forma que registre la salida imprevista de aproximadamente la tercera parte de la carga de Posorja, es decir:

$$I_{nominal} = 138.06 [A]$$

$$P_{1\phi\_nominal} = 9.9 [MW]$$

$$Q_{1\phi\_nominal} = 5 [MVAR]$$

$$\underline{dM/dt_I = 46 [A]}$$

$$\underline{dM/dt_p = 3.3[MW]}$$

$$\underline{dM/dt_Q = 2[MVAR]}$$

- **PARAMETRIZACION BAHIAS POLICENTRO 1 Y 2 138 KV.**

Los ajustes de esta bahía se los realiza tomando en cuenta la potencia nominal del transformador ATQ 150 MVA de la S/E Policentro 138 / 69 kV, ya que la configuración del sistema en esta subestación es radial, por lo que la potencia nominal de este transformador indica la corriente nominal que pasaría por las bahías Policentro 1 y 2 138 kV de la S/E Pascuales.

$$S_{nominal} = 150[MVA]$$

$$S_{Máx\_carga} = 180[MVA]$$

$$I_{bahía} = 753.07[A]$$

$$I_{máx\_ajuste} = 753.07[A]$$

$$P_{1\phi Máx} = \frac{180}{3} * 0.9 = 54[MW]$$

$$Q_{1\phi Máx} = 26.15[MVAR]$$

Para las variaciones  $dM/dt$  se toma en cuenta de que el registrador tiene que ser sensible a la salida de carga de la subestación Policentro 138 kV, por lo que se debe setear al registrador de forma que registre la salida improvisada de aproximadamente ella tercera parte de la carga de la S/E Policentro:

$$I_{salida\_de\_carga} = 753.07 / 3 = 250[A]$$

$$P_{salida\_de\_carga} = 54 / 3 = 18[MW]$$

$$Q_{salida\_de\_carga} = 26.15 / 3 = 9[MVAR]$$

A su vez, la salida de uno de los 2 circuitos paralelos de la L/T Pascuales – Policentro 138 kV, es decir:

$$I_{salida\_circuito\_paralelo} = 125[A]$$

$$P_{salida\_circuito\_paralelo} = 8[MW]$$

$$Q_{salida\_circuito\_paralelo} = 3[MVAR]$$

Por lo tanto, los valores de ajustes, serán los menores valores de variaciones encontrados, es decir:

$$dM/dt_i = 125[A]$$

$$dM/dt_p = 8[MW]$$

$$dM/dt = 3[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA SANTA ELENA 138 KV.**

El transformador de 66 MVA de la subestación Santa Elena es el que limita la corriente que pasará por la bahía Santa Elena 138 kV de la S/E Pascuales, por lo que el cálculo de los ajustes de corriente se los realizará considerando una sobrecarga del 20% de la potencia nominal de este transformador. Para determinar la mínima corriente, se necesita realizar el estudio en condiciones de demanda mínima del S.N.I, por lo que se encuentran fuera de servicio las unidades de APR ENERGY 1 y 2 y la generadora EQEMEPE de la S/E Santa Elena

$$I_{Máx\_Ajuste} = 331.35[A]$$

$$P_{1\phi Máx} = 24[MW]$$

$$Q_{1\phi Máx} = 12[MVAR]$$

$$P_{1\phi Mín} = -24[MW]$$

$$Q_{1\phi Min} = -12[MVAR]$$

$$\underline{\frac{dM}{dT_i} = 331.35/3 = 110[A]}$$

$$\underline{\frac{dM}{dT_p} = 24/3 = 8[MW]}$$

$$\underline{\frac{dM}{dT_Q} = 12/3 = 4[MVAR]}$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA CEDEGE 138 kV**

En esta bahía no se tiene carga conectada, por lo que para poder determinar sus ajustes, se debe tomar en cuenta el límite térmico del conductor de la línea Pascuales – CEDEGE 138 kV.

$$I_{\text{límite}_t\acute{e}rmico} = 474.85[A]$$

Lo cual da el valor de ajuste máximo de corriente del registrador. El ajuste de las potencias se lo determina con la expresión de potencia aparente, ya que se conoce el voltaje nominal del sistema (138 kV).

$$S_{3\phi} = (\sqrt{3})(138kV)(0.47485kA)[MVA]$$

$$S_{3\phi} = 113.5[MVA]$$

$$S_{1\phi} = 37.83[MVA]$$

Considerando un factor de potencia igual a 0.9:

$$P_{1\phi Máx} = 34[MW]$$

$$Q_{1\phi Máx} = 16[MVAR]$$

Las variaciones  $dM/dT$  se las determina teniendo en cuenta de que se desea que el registrador de perturbaciones sea sensible y registre las salidas improvisadas de carga (tercera parte de la carga total):

$$dM/dT_I = 158[A]$$

$$dM/dT_P = 11[MW]$$

$$dM/dT_Q = 5[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA SALITRAL 1 Y 2 138 KV**

Para la determinación de los valores de ajuste de esta bahía se modeló en el programa Power Factory las condiciones para las cuales se tendría el máximo flujo de potencia atravesando los 2 circuitos de la L/T Pascuales – Salitral 138 kV, lo cual se da en las condiciones de demanda máxima.

En condiciones de demanda mínima, al existir unidades generadoras termoeléctricas conectadas a la S/E Salitral, se tiene un pequeño aporte de generación desde la subestación Salitral hacia el sistema, por medio de la L/T Pascuales – Salitral 138 kV, debido a que no toda esta potencia generada se consume en las cargas de Guayaquil, por lo tanto, los flujos de potencia que circulan por la bahía Salitral serán mínimos.

En condiciones de demanda máxima las unidades generadoras que operan a su máxima capacidad son las hidroeléctricas, permitiendo que varias de las generadoras termoeléctricas puedan dejar de operar, o bien, entregando el mínimo de potencia. Debido a la topografía de la zona, en estas condiciones (Período de demanda máxima) se obtiene el

máximo flujo de potencia circulando por la L/T Pascuales – Salitral 138 kV, desde la S/E Pascuales hacia la S/E Salitral.

Además, al existir dos circuitos en paralelo, se abre un circuito paralelo con la finalidad de obtener el máximo flujo de potencia atravesando por el otro circuito, y las variaciones  $dM/dt$  de corriente y potencia.

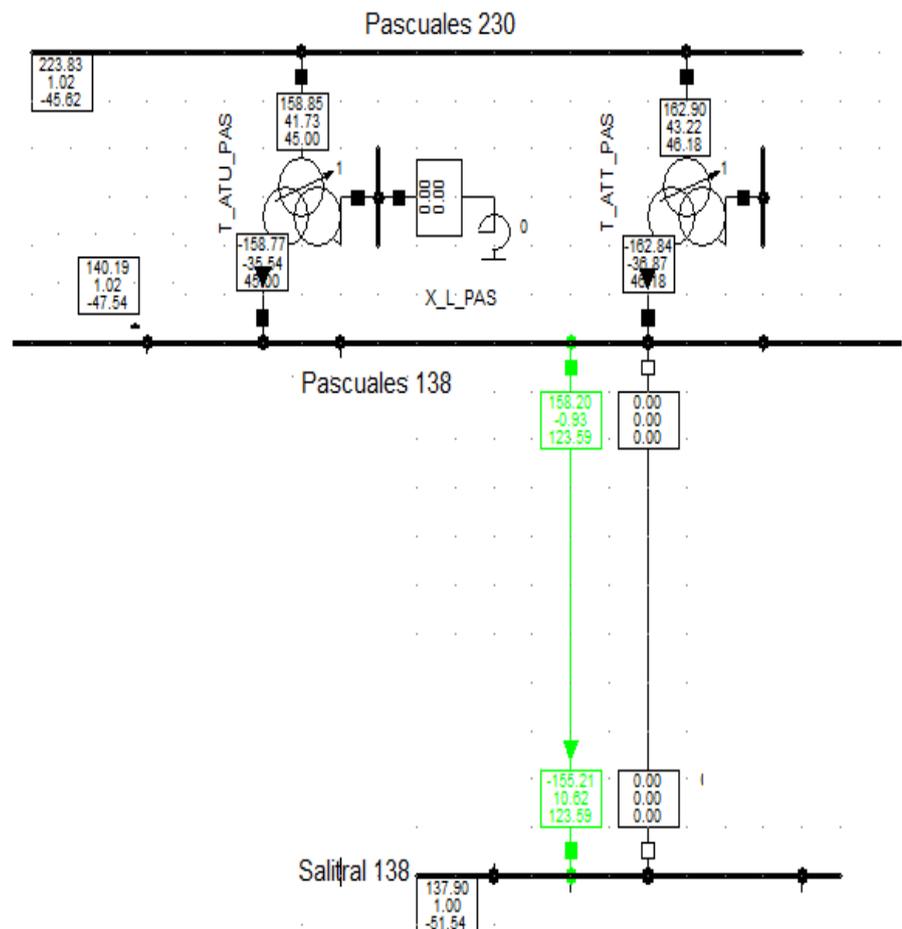


Figura 4. 18 Apertura de uno de los 2 circuitos de la línea de transmisión Pascuales – Salitral 138 kV.

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = 720[A]$$

$$P_{m\acute{a}x\_ajuste} = 50[MW]$$

$$Q_{m\acute{a}x\_ajuste} = 20[MVAR]$$

$$P_{m\acute{i}n\_ajuste} = -50[MW]$$

$$Q_{m\acute{i}n\_ajuste} = -20[MVAR]$$

El  $dM/dt$  de corriente y potencias activa y reactiva se lo obtiene en uno de los circuitos paralelos debido a la salida imprevista del otro.

$$dM/dt_I = 170[A]$$

$$dM/dt_P = 5[MW]$$

$$dM/dt_Q = 3[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIAS BC1 y BC2 138 kV.**

Para determinar los ajustes de estas bahías se debe realizar exactamente el mismo procedimiento que se realizo para las bahías BC3 y BC4 69 kV.

$$I_L = \frac{Q}{(\sqrt{3}) * V_{LL}}$$

$$V = 133.86[kV] \Rightarrow I = 129.39[A]$$

$$I_{m\acute{a}x\_ajuste} = 129.39[A]$$

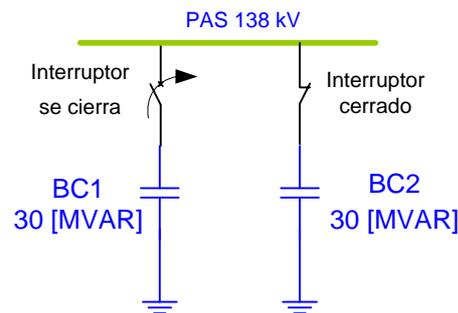


Figura 4. 19 Cierre del banco de capacitores BC1 mientras opera BC2.

Las variaciones  $dM/dt$  de corriente del BC1 se las determina realizando una simulación en la que se tiene fuera de servicio el BC2, y se observa el transitorio de corriente del BC1 al momento de la conexión del BC2.

$$I_{operaci\acute{o}n} = 129[A]$$

$$I'_{operaci\acute{o}n} = 354[A]$$

$$dM/dt_I = I'_{operaci\acute{o}n} - I_{operaci\acute{o}n}$$

$$dM/dt_I = 225[A]$$

Pero este valor resulta de una operación normal, por lo que se desea que se registre valores mayores a éste, por lo que el valor de ajuste queda ajustado en:

$$\underline{I_{m\acute{a}x\_ajuste} = dM / dt_I = 300[A]}$$

$$X_c = 634.8[\Omega]$$

$$Q_{cM\acute{a}x} = \frac{(142.14kV)^2}{634.8[\Omega]} = 31.83[MVAR]$$

Como esta potencia reactiva se encuentra entrando a la barra de Pascuales 138 kV, el valor de ajuste del registrador es negativo:

$$\underline{Q_{cM\acute{a}x\phi} = -10.61[MVAR]}$$

$$Q_{cM\acute{m}n} = \frac{(133.86kV)^2}{634.8[\Omega]} = 28.2[MVAR]$$

$$\underline{Q_{cM\acute{m}n\phi} = 0}$$

$$\underline{dM / dt_Q = Q_{cM\acute{a}x\phi} * 0.2 = 2.12[MVAR]}$$

- **PARAMETRIZACION DE LAS CORRIENTES DE DESBALANCE DE LOS BANCOS DE CAPACITORES BC1 Y BC2 138 KV.**

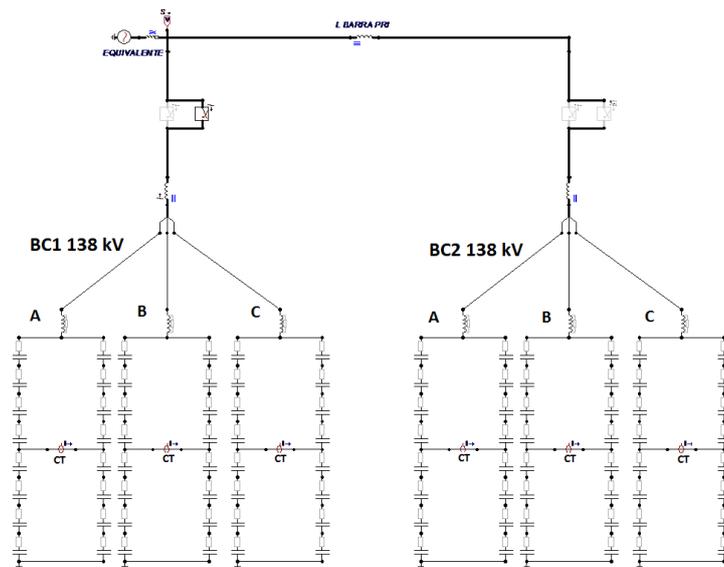


Figura 4. 20 Bancos de capacitores BC1 y BC2 de la S/E Pascuales 138 kV.

- a) **Circuito abierto en uno de los capacitores internos.**

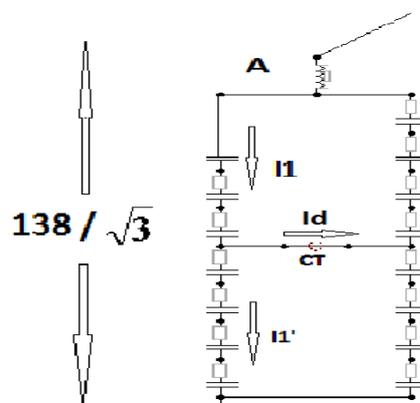


Figura 4. 21 Cortocircuito en uno de los capacitores internos de una fase del banco de capacitores BC1 o BC2 de la S/E Pascuales 138 kV.

Al reducir el circuito nos queda de la siguiente manera:

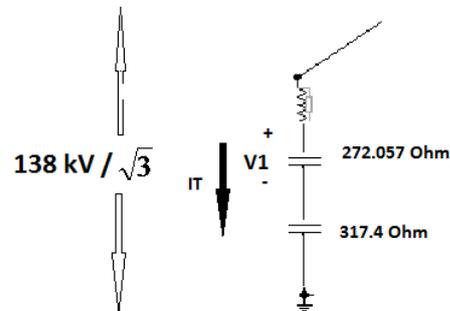


Figura 4. 22 Impedancia equivalente al realizar un análisis de cortocircuito al banco de capacitores BC1 o BC2 de la S/E Pascuales 138 kV.

$$I_{total} = 135.17[A]$$

$$I_1 = 77.2375[A]$$

$$I_1' = \frac{I_{total}}{2} = 67.583[A]$$

$$\underline{I_{m\acute{a}x\_ajuste} = dM/dT_{corriente} = 9.66[A]}$$

#### 4.3.12. Parametrización de las bahías de 230 kV.

A continuación se determinará los ajustes de las bahías de 230 kV, tomando como referencia las metodologías definidas anteriormente.

Los ajustes de voltaje son:

$$V_{MáxAjuste} = 132.79[kV] * 1.1 = 146[kV]$$

$$V_{MínAjuste} = 132.79[kV] * 0.9 = 120[kV]$$

$$dM/dt_v = 132.79[kV] * 0.2 = 27[kV]$$

$$V_{Máx\_neutro} = 132.79[kV] * 0.2 = 27[kV]$$

$$V_{Mín\_neutro} = 0$$

$$dM/dt_{neutro} = 132.79 [kV] * 0.1 = 13[kV]$$

$$V_2 - ajuste = 1.72[kV]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA ACOPLADOR (B1-B2) 230 KV**

Para el monitoreo de esta bahía el registrador dispone de una tarjeta VDAU, la cual tiene únicamente entradas de voltajes. Para este caso se requieren solamente los ajustes de voltaje, máximo y mínimo que fueron determinados en el literal anterior.

- **PARAMETRIZACIONES BAHIAS ATU y ATT 230 kV**

Para esta bahía el registrador dispone de una tarjeta CDAU, esta es una tarjeta donde solo tiene entradas de corriente, por lo que solo se debe realizar los ajustes de corriente.

Como ya se determinó el valor de ajuste de corriente para las bahías ATU y ATT 138 kV, la relación de transformación permite determinar fácilmente los valores de ajustes para la corriente reflejada en el lado de 230 kV del transformador y que correspondería a las bahías ATU y ATT 230 kV. Se tiene lo siguiente:

$$I_{nominal} = 941[A]$$

$$\underline{I_{Ajuste230kV} = 1130[A]}$$

$$I_{Ajuste\_neutro} = (0.2) * (941)[A]$$

$$\underline{I_{Ajuste\_neutro} = 190[A]}$$

Los valores correspondientes a las variaciones de corriente  $dM/dt$  para cada uno de los autotransformadores, conectados en paralelo se determinó a través de la simulación de la

desconexión de cualquiera de ellos y observando el efecto transitorio que se presenta en la corriente que circula por el transformador que permanece en servicio. El resultado obtenido es el siguiente:

$$dM/dt_1 = 160[A]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA DOS CERRITOS 230 KV**

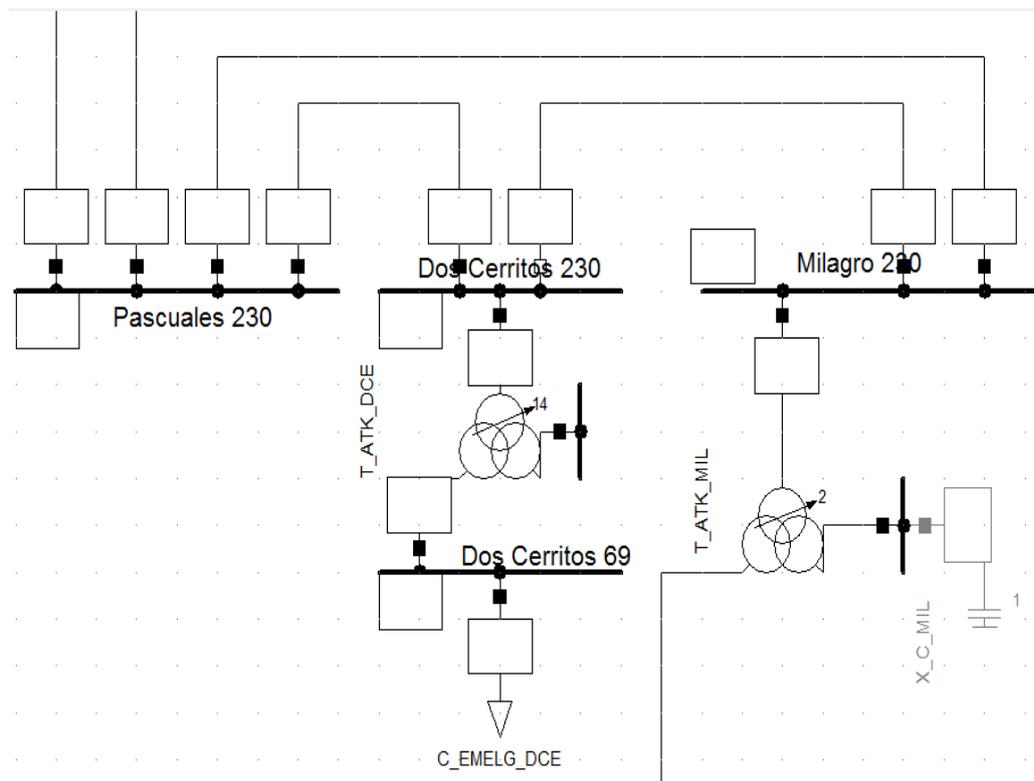


Figura 4. 23 S/E Dos Cerritos 230 / 69 kV.

Para encontrar el valor de ajuste de corriente máxima, es necesario encontrar la mínima corriente de cortocircuito que circula por la bahía Dos Cerritos 230 kV de la S/E Pascuales.

Para esto se debe realizar cortocircuitos de todos los tipos en la barra Dos Cerritos 230 kV, y determinar cuál es de todas es la mínima corriente de cortocircuitos, que a su vez sería el valor de ajuste máximo de corriente del registrador.

Este procedimiento se lo realiza siempre que se va a ajustar registradores, con el fin de evitar registros no deseados, como por ejemplo, la simple salida de un circuito en paralelo por mantenimiento.

TIPO DE FALLA	Bahía Dos Cerritos 230 kV
	Localización de la falla
	Barra Dos Cerritos 230 kV
	Corriente [A]
1Ø	5096
2Ø	4527
2ØT	5094
3Ø	5314

Tabla 4. 12 Corrientes de falla por la bahía Dos Cerritos 230 kV de la S/E Pascuales.

Se puede observar que la menor corriente se registra cuando se simula un cortocircuito bifásico (fases b y c) en la barra Dos Cerritos 230 kV, pero al correr un cortocircuito monofásico en la barra de Milagro 230 kV se obtiene una corriente de 1600 [A] circulando por la bahía Dos Cerritos 230 kV de la S/E Pascuales. Por lo tanto:

$$\underline{I_{Ajuste230kV} = 1600[A]}$$

El valor de ajuste de corriente del neutro es equivalente al 20 % de la corriente máxima de carga. La corriente máxima es determinada con la Potencia nominal del transformador de la S/E Dos Cerritos (165 MVA).

$$I_{nominal} = 562[A]$$

$$\underline{I_{Ajuste\_neutro} = 100[A]}$$

Para calcular las potencias máximas y mínimas de ajuste se considera la corriente nominal de los conductores de la líneas de transmisión, que para el caso de la L/T Pascuales – Dos

Cerritos 230 kV, es de 886.11 [A]. Se usa este valor de corriente para calcular la transferencia máxima de potencia:

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3}) * V_{línea} * I_{nominal} * FP$$

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3}) * (230 \text{ kV}) * (0.886 \text{ kA}) * (0.9)$$

$$P_{3\phi} = 317.7 [MW]$$

$$\underline{P_{1\phi\_máx\_ajuste} = 106 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_máx\_ajuste} = 21 [MVAR]}$$

Para el caso del circuito Pascuales – Dos Cerritos 230 kV, se observa que el flujo de potencia puede ser positivo o negativo, esto es, saliendo desde la barra de Pascuales 230 kV hacia el sistema o entrando desde el sistema hacia la barra de 230 kV de la S/E Pascuales respectivamente. Por tanto, los ajustes para los valores mínimos de potencia activa y reactiva serán los siguientes:

$$\underline{P_{1\phi\_mín\_ajuste} = -106 [MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_mín\_ajuste} = -21 [MVAR]}$$

Las variaciones mínimas  $dM/dt$  de corriente y potencias se producen cuando el circuito DCR – MIL 230 kV se encuentra fuera de servicio, y se produce la salida de la tercera parte de la carga de EMELGUR conectada a la barra de Dos Cerritos 69 kV, debido a desconexiones de carga en la red interna.

La carga de EMELGUR en periodos de demanda mínima es aproximadamente 45 MW con un factor de potencia aproximado de 0.98.

$$dM/dt_I = 130[A]$$

$$dM/dt_P = 15[MW]$$

$$dM/dt_Q = 3[MVAR]$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIA MILAGRO 230 KV**

Para encontrar el valor de ajuste de corrientes se realiza exactamente el mismo procedimiento que se realizó para la bahía Milagro 230 kV.

TIPO DE FALLA	Bahía Milagro 230 kV
	Localización de la falla
	Barra Milagro 230 kV
	Corriente [A]
1Ø	1633
2Ø	1533
2Ø-T	1760
3Ø	1819

Tabla 4. 13 Corrientes de falla por la bahía Milagro 230 kV de la S/E Pascuales.

Pero al correr un cortocircuito monofásico en la barra de Milagro 69 kV se obtiene una corriente de 1200 [A] circulando por la bahía Milagro 230 kV de la S/E Pascuales. Por lo tanto:

$$\underline{I_{Ajuste230kV} = 1200[A]}$$

El ajuste de corriente del neutro se lo hace con el 20% del valor de la corriente nominal del conductor de la línea PAS – MIL 230 kV.

$$\underline{I_{ajuste\_neutro} = 170[A]}$$

Las mínimas variaciones dM/dt de corriente se presentan cuando existe una contingencia en la L/T Milagro – Zhoray 230 kV, en la que se presentó el siguiente valor:

$$dM/dt_I = 120[A]$$

Generalmente el flujo de potencia activa va de la subestación Milagro hacia la subestación Pascuales, por lo que la potencia encontrada es negativa, que a su vez sería la potencia mínima de ajuste.

La mayor transferencia de potencia en esta línea de transmisión se presenta cuando la L/T MIL – DCER 230 kV se encuentra fuera de servicio. La corriente nominal del conductor de la L/T PAS – MIL 230 kV es 886.11 [A], por lo que los ajustes de potencia son:

$$\underline{P_{1\phi\_máx\_ajuste} = 106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_máx\_ajuste} = 21[MVAR]}$$

$$\underline{P_{1\phi\_mín\_ajuste} = -106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_mín\_ajuste} = -21[MVAR]}$$

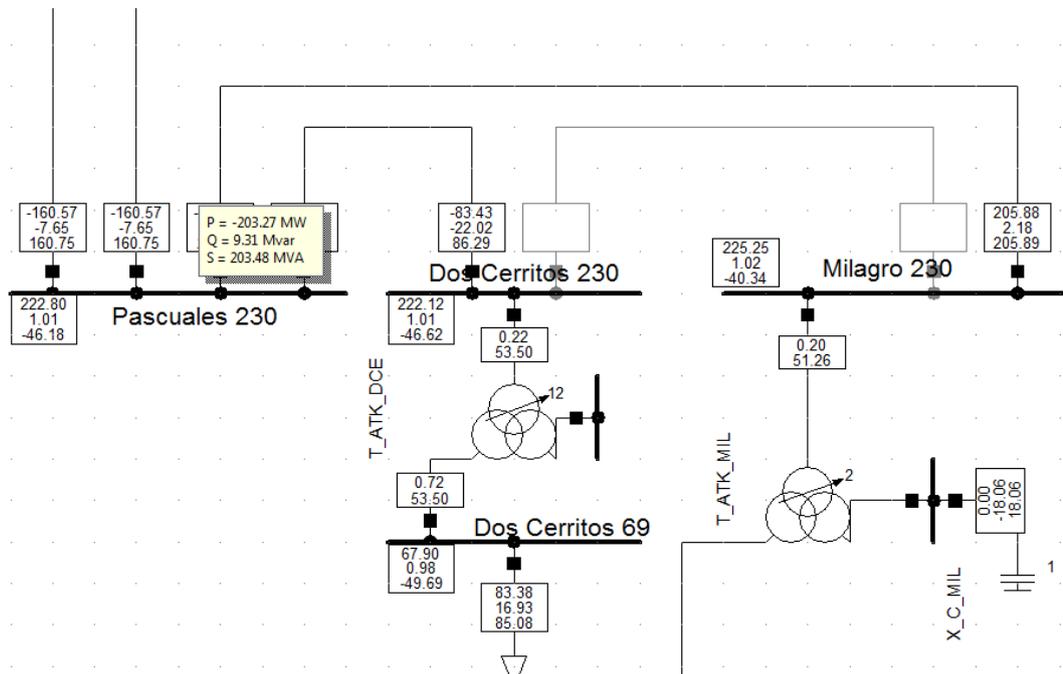


Figura 4. 24 Flujo máximo de potencia de la S/E Milagro 230 kV hacia la S/E Pascuales 230 kV con la L/T MIL – DCER 230 kV fuera de servicio.

Las mínimas variaciones  $dM/dt$  de potencias activa y reactiva se presentan cuando existe la apertura del propio circuito PAS – MIL 230 kV, en la que se presentan los siguientes valores:

$$dM/dt_p = 5[MW]$$

$$dM/dt_Q = 8[MVAR]$$



determinada con la Potencia nominal del transformador de Nueva Prosperina (225 MVA).

$$\underline{I_{Ajuste\_neutro} = 135[A]}$$

El ajuste del  $dM/dt$  de corriente es un valor que resulta al producirse la salida improvisada de la L/T NPRO - TRIN 230 kV.

$$\underline{dM/dt_I = 107[A]}$$

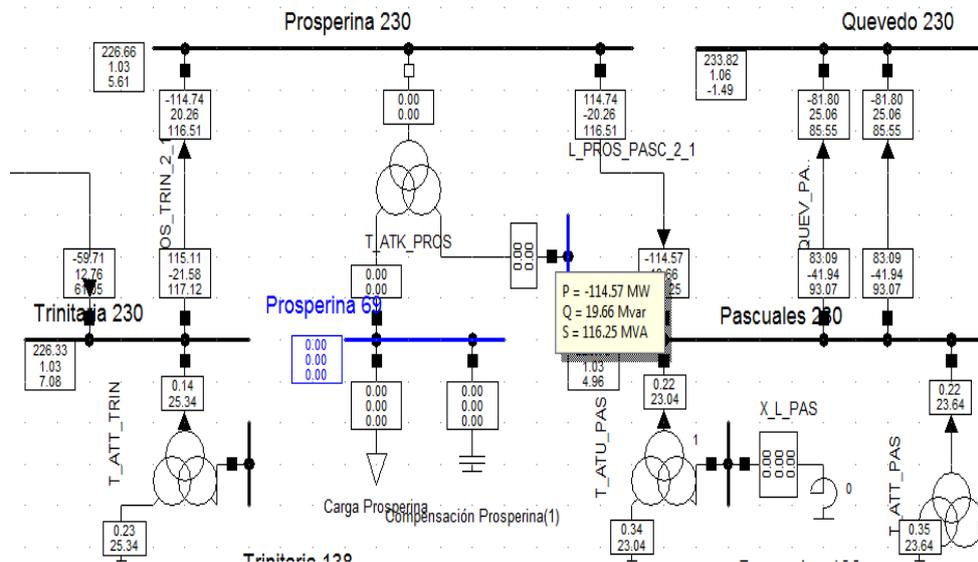
Para los ajustes de las potencias activa y reactiva se debe tener en cuenta que el flujo de potencia en esta bahía puede ir en ambas direcciones. La corriente nominal del conductor de la L/T PAS – NPRO 230 kV es 886.11 [A], por lo que los ajustes de potencia son:

$$\underline{P_{1\phi\_máx\_ajuste} = 106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_máx\_ajuste} = 21[MVAR]}$$

$$\underline{P_{1\phi\_mín\_ajuste} = -106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_mín\_ajuste} = -21[MVAR]}$$



**Figura 4. 26 Flujo mínimo de potencia en la bahía Nueva Prosperina 230 kV de la S/E Pascuales.**

El ajuste  $dM/dt$  de potencia activa mínimo se presenta al producirse la salida improvisada del transformador ATK 230 / 69 kV de la subestación Nueva Prosperina.

$$\underline{dM/dt_P = 21[MW]}$$

Las mínimas variaciones  $dM/dt$  de potencia reactiva se presenta cuando existe la apertura del propio circuito PAS – NPRO 230 kV, en la que se presentan los siguientes valores:

$$\underline{dM/dt_Q = 8[MVAR]}$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIAS QUEVEDO 1 Y 2 230 KV**

Para encontrar el valor de ajuste de corrientes se realiza exactamente el mismo procedimiento que se realizó para la bahía Milagro 230 kV.

TIPO DE FALLA	Bahía Quevedo 1 y 2 230 kV
	Localización de la falla
	Barra Quevedo 230 kV
	Corriente [A]
1Ø	990
2Ø	1028
2Ø-T	1049
3Ø	1155

Tabla 4. 14 Corrientes de falla por las bahías Quevedo 1 y 2 230 kV de la S/E Pascuales.

Por lo tanto, el valor de ajuste de lo redondea a 1000 [A]:

$$\underline{I_{Ajuste230kV} = 1000[A]}$$

El ajuste de corriente del neutro se lo hace con el 20% del valor de la corriente nominal del conductor de la línea PAS – QVD 230 kV.

$$\underline{I_{ajuste\_neutro} = 170[A]}$$

El valor dM/dt de corriente corresponde a la desconexión del transformador ATT de la S/E Quevedo con 165 MVA.

$$\underline{dM/dt_I = 350[MW]}$$

La corriente nominal del conductor de la L/T PAS – MIL 230 kV es 886.11 [A], por lo que los ajustes de potencia son:

$$\underline{P_{1\phi\_máx\_ajuste} = 106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_máx\_ajuste} = 21[MVAR]}$$

$$\underline{P_{1\phi\_mín\_ajuste} = -106[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_mín\_ajuste} = -21[MVAR]}$$

Los valores dM/dt de potencias activa y reactiva corresponde a la salida súbita de la generación de ENERGY INTERNATIONAL con 140 MVA.

$$\underline{dM/dt_P = 40[MW]}$$

$$\underline{dM/dt_Q = 15[MW]}$$

- **PARAMETRIZACIONES BAHIAS MOLINO 1 Y 2 230 KV**

La corriente nominal del conductor de la L/T PAS – MIL 230 kV es 858 [A], por lo que los ajustes de potencia son:

$$\underline{P_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = 103[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_m\acute{a}x\_ajuste} = 20[MVAR]}$$

$$\underline{P_{1\phi\_m\acute{i}n\_ajuste} = -103[MW]}$$

$$\underline{Q_{1\phi\_m\acute{i}n\_ajuste} = -20[MVAR]}$$

Para encontrar el valor de ajuste de corrientes se realiza exactamente el mismo procedimiento que se realizó para la bahía Milagro 230 kV.

El ajuste de corriente se produce al correr un cortocircuito monofásico una distancia del 80% del total de la línea PAS – MOL 230 kV, en la que se da una corriente de 850 [A], por lo que:

$$\underline{I_{\text{máx\_ajuste}} = 850[A]}$$

El ajuste de corriente del neutro se lo hace con el 20% del valor de la corriente nominal del conductor de la línea PAS – MOL 230 kV.

$$\underline{I_{\text{ajuste\_neutro}} = 170[A]}$$

Las variaciones  $dM/dt$  de corriente y potencias activa y reactiva se presentan al producirse un cortocircuito bifásico en la barra Molino 230 kV.

$$dM/dt_I = 600[A]$$

$$dM/dt_P = 8[MW]$$

$$dM/dt_Q = 50[MVAR]$$

#### 4.4. PRESENTACION DE RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se muestran tabulados los resultados obtenidos para los ajustes de los registradores de la S/E Pascuales:

#### 4.4.1. Parametrizaciones bahías de 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	VERGELES		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Va	VERG / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Vb	VERG / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Vc	VERG / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Vn	VERG / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / V1	VERG / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / V2	VERG / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Ia	VERG / Ia	Corriente fase A [A]	720	0	200
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Ib	VERG / Ib	Corriente fase B [A]	720	0	200
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Ic	VERG / Ic	Corriente fase C [A]	720	0	200
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / In	VERG / In	Corriente Neutro [A]	120	0	24
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / I1	VERG / I1	Corriente secuencia positiva [A]	720	0	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / I2	VERG / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Pa	VERG / Pa	Potencia activa fase A [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Pb	VERG / Pb	Potencia activa fase B [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Pc	VERG / Pc	Potencia activa fase C [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Pn	VERG / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Qa	VERG / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Qb	VERG / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Qc	VERG / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / Qn	VERG / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / fpa	VERG / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / fpb	VERG / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / fpc	VERG / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / fpn	VERG / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / VERG / F	VERG / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 15 Ajustes del RAP de la bahía Vergeles 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	GAS PASCUALES 2		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Va	G.PAS2 / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Vb	G.PAS2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Vc	G.PAS2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Vn	G.PAS2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / V1	G.PAS2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / V2	G.PAS2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Ia	G.PAS2 / Ia	Corriente fase A [A]	1700	0	180
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Ib	G.PAS2 / Ib	Corriente fase B [A]	1700	0	180
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Ic	G.PAS2 / Ic	Corriente fase C [A]	1700	0	180
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / In	G.PAS2 / In	Corriente Neutro [A]	355	0	71
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / I1	G.PAS2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1700	0	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / I2	G.PAS2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Pa	G.PAS2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-58	-2,90	7
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Pb	G.PAS2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-58	-2,90	7
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Pc	G.PAS2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-58	-2,90	7
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Pn	G.PAS2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Qa	G.PAS2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-28	1	2
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Qb	G.PAS2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-28	1	2
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Qc	G.PAS2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-28	1	2
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / Qn	G.PAS2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / fpa	G.PAS2 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / fpb	G.PAS2 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / fpc	G.PAS2 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / fpn	G.PAS2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/F008	PAS / G.PAS2 / F	G.PAS2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 16 Ajustes del RAP de la bahía Gas Pascuales 2 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	CERVECERIA		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Va	CERV / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Vb	CERV / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Vc	CERV / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Vn	CERV / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / V1	CERV / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / V2	CERV / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Ia	CERV / Ia	Corriente fase A [A]	720	0	200
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Ib	CERV / Ib	Corriente fase B [A]	720	0	200
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Ic	CERV / Ic	Corriente fase C [A]	720	0	200
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / In	CERV / In	Corriente Neutro [A]	120	0	24
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / I1	CERV / I1	Corriente secuencia positiva [A]	720	0	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / I2	CERV / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Pa	CERV / Pa	Potencia activa fase A [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Pb	CERV / Pb	Potencia activa fase B [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Pc	CERV / Pc	Potencia activa fase C [MW]	25	0	7,2
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Pn	CERV / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Qa	CERV / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Qb	CERV / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Qc	CERV / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	12	0	3,4
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / Qn	CERV / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / fpa	CERV / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / fpb	CERV / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / fpc	CERV / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / fpn	CERV / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV//F008	PAS / CERV / F	CERV / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 17 Ajustes del RAP de la bahía Cervecería 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	LA TOMA		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Va	TOM / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Vb	TOM / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Vc	TOM / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Vn	TOM / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / V1	TOM / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / V2	TOM / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Ia	TOM / Ia	Corriente fase A [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Ib	TOM / Ib	Corriente fase B [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Ic	TOM / Ic	Corriente fase C [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / In	TOM / In	Corriente Neutro [A]	95	0	19
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / I1	TOM / I1	Corriente secuencia positiva [A]	570	0	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / I2	TOM / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Pa	TOM / Pa	Potencia activa fase A [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Pb	TOM / Pb	Potencia activa fase B [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Pc	TOM / Pc	Potencia activa fase C [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Pn	TOM / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Qa	TOM / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Qb	TOM / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Qc	TOM / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / Qn	TOM / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / fpa	TOM / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / fpb	TOM / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / fpc	TOM / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / fpn	TOM / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F008</b>	PAS / TOM / F	TOM / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 18 Ajustes del RAP de la bahía La Toma 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	T. DAULE		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Va	DAU / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Vb	DAU / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Vc	DAU / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Vn	DAU / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / V1	DAU / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / V2	DAU / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Ia	DAU / Ia	Corriente fase A [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Ib	DAU / Ib	Corriente fase B [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Ic	DAU / Ic	Corriente fase C [A]	570	0	150
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / In	DAU / In	Corriente Neutro [A]	95	0	19
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / I1	DAU / I1	Corriente secuencia positiva [A]	570	0	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / I2	DAU / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Pa	DAU / Pa	Potencia activa fase A [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Pb	DAU / Pb	Potencia activa fase B [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Pc	DAU / Pc	Potencia activa fase C [MW]	21	0	5,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Pn	DAU / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Qa	DAU / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Qb	DAU / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Qc	DAU / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	10	0	2,7
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / Qn	DAU / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / fpa	DAU / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / fpb	DAU / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / fpc	DAU / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / fpn	DAU / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / DAU / F	DAU / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 19 Ajustes del RAP de la bahía T. Daule 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	GAS PASCUALES		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Va	G.PAS / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Vb	G.PAS / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Vc	G.PAS / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Vn	G.PAS / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / V1	G.PAS / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / V2	G.PAS / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Ia	G.PAS / Ia	Corriente fase A [A]	1000	0	160
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Ib	G.PAS / Ib	Corriente fase B [A]	1000	0	160
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Ic	G.PAS / Ic	Corriente fase C [A]	1000	0	160
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / In	G.PAS / In	Corriente Neutro [A]	200	0	40
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / I1	G.PAS / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1000	0	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / I2	G.PAS / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Pa	G.PAS / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-33	-1,65	6
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Pb	G.PAS / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-33	-1,65	6
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Pc	G.PAS / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-33	-1,65	6
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Pn	G.PAS / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Qa	G.PAS / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-16	1	4
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Qb	G.PAS / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-16	1	4
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Qc	G.PAS / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-16	1	4
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / Qn	G.PAS / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / fpa	G.PAS / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / fpb	G.PAS / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / fpc	G.PAS / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / fpn	G.PAS / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/F018	PAS / G.PAS / F	G.PAS / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 20 Ajustes del RAP de la bahía Gas Pascuales 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC3 / BC4		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / Ia	BC3 / Ia	Corriente fase A [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / Ib	BC3 / Ib	Corriente fase B [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / Ic	BC3 / Ic	Corriente fase C [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / In	BC3 / In	Corriente Neutro [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / I1	BC3 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC3 / I2	BC3 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / Ia	BC4 / Ia	Corriente fase A [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / Ib	BC4 / Ib	Corriente fase B [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / Ic	BC4 / Ic	Corriente fase C [A]	20	0	20
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / In	BC4 / In	Corriente Neutro [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / I1	BC4 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BC4 / I2	BC4 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-

Tabla 4. 21 Ajustes del RAP de las corrientes de desbalance de los bancos de capacitores BC3 y BC4 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	TRANSFERENCIA		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / Va	BP / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / Vb	BP / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / Vc	BP / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / Vn	BP / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / V1	BP / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BP / V2	BP / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / Va	BT / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / Vb	BT / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / Vc	BT / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / Vn	BT / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / V1	BT / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F018</b>	PAS / BT / V2	BT / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-

Tabla 4. 22 Ajustes del RAP de la bahía Transferencia 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC3		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Va	BC3 / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Vb	BC3 / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Vc	BC3 / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Vn	BC3 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / V1	BC3 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / V2	BC3 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Ia	BC3 / Ia	Corriente fase A [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Ib	BC3 / Ib	Corriente fase B [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Ic	BC3 / Ic	Corriente fase C [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / In	BC3 / In	Corriente Neutro [A]	21	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / I1	BC3 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	104	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / I2	BC3 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Pa	BC3 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Pb	BC3 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Pc	BC3 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Pn	BC3 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Qa	BC3 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Qb	BC3 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Qc	BC3 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / Qn	BC3 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / fpa	BC3 / fpa	Factor de potencia fase A	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / fpb	BC3 / fpb	Factor de potencia fase B	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / fpc	BC3 / fpc	Factor de potencia fase C	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / fpn	BC3 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC3 / F	BC3 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 23 Ajustes del RAP de la bahía BC3 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC4		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Va	BC4 / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Vb	BC4 / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Vc	BC4 / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Vn	BC4 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / V1	BC4 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / V2	BC4 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Ia	BC4 / Ia	Corriente fase A [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Ib	BC4 / Ib	Corriente fase B [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Ic	BC4 / Ic	Corriente fase C [A]	104	0	150
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / In	BC4 / In	Corriente Neutro [A]	21	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / I1	BC4 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	104	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / I2	BC4 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Pa	BC4 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Pb	BC4 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Pc	BC4 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Pn	BC4 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Qa	BC4 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Qb	BC4 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Qc	BC4 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-4,24	0	0,85
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / Qn	BC4 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / fpa	BC4 / fpa	Factor de potencia fase A	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / fpb	BC4 / fpb	Factor de potencia fase B	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / fpc	BC4 / fpc	Factor de potencia fase C	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / fpn	BC4 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / BC4 / F	BC4 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 24 Ajustes del RAP de la bahía BC4 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATR		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Va	ATR / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Vb	ATR / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Vc	ATR / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Vn	ATR / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / V1	ATR / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / V2	ATR / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Ia	ATR / Ia	Corriente fase A [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Ib	ATR / Ib	Corriente fase B [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Ic	ATR / Ic	Corriente fase C [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / In	ATR / In	Corriente Neutro [A]	450	0	180
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / I1	ATR / I1	Corriente secuencia positiva [A]	2250	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / I2	ATR / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Pa	ATR / Pa	Potencia activa fase A [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Pb	ATR / Pb	Potencia activa fase B [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Pc	ATR / Pc	Potencia activa fase C [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Pn	ATR / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Qa	ATR / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Qb	ATR / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Qc	ATR / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / Qn	ATR / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / fpa	ATR / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / fpb	ATR / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / fpc	ATR / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / fpn	ATR / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATR / F	ATR / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 25 Ajustes del RAP de la bahía ATR 69 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATQ		
VOLTAJE	69 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Va	ATQ / Va	Voltaje fase A [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Vb	ATQ / Vb	Voltaje fase B [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Vc	ATQ / Vc	Voltaje fase C [kV]	44	36	8
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Vn	ATQ / Vn	Voltaje Neutro [kV]	8	0	4
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / V1	ATQ / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	44	36	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / V2	ATQ / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	0,5	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Ia	ATQ / Ia	Corriente fase A [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Ib	ATQ / Ib	Corriente fase B [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Ic	ATQ / Ic	Corriente fase C [A]	2250	0	475
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / In	ATQ / In	Corriente Neutro [A]	450	0	180
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / I1	ATQ / I1	Corriente secuencia positiva [A]	2250	0	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / I2	ATQ / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Pa	ATQ / Pa	Potencia activa fase A [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Pb	ATQ / Pb	Potencia activa fase B [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Pc	ATQ / Pc	Potencia activa fase C [MW]	80	-80	48
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Pn	ATQ / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Qa	ATQ / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Qb	ATQ / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Qc	ATQ / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	39	-39	44
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / Qn	ATQ / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / fpa	ATQ / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / fpb	ATQ / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / fpc	ATQ / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / fpn	ATQ / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/69 kV/ <b>F028</b>	PAS / ATQ / F	ATQ / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 26 Ajustes del RAP de la bahía ATQ 69 kV.

#### 4.4.2. Parametrizaciones bahías de 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	CEDEGÉ		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Va	CED / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Vb	CED / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Vc	CED / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Vn	CED / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / V1	CED / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / V2	CED / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Ia	CED / Ia	Corriente fase A [A]	475	0	160
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Ib	CED / Ib	Corriente fase B [A]	475	0	160
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Ic	CED / Ic	Corriente fase C [A]	475	0	160
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / In	CED / In	Corriente Neutro [A]	95	0	38
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / I1	CED / I1	Corriente secuencia positiva [A]	475	0	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / I2	CED / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Pa	CED / Pa	Potencia activa fase A [MW]	35	0	10
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Pb	CED / Pb	Potencia activa fase B [MW]	35	0	10
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Pc	CED / Pc	Potencia activa fase C [MW]	35	0	10
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Pn	CED / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Qa	CED / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	16	0	5
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Qb	CED / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	16	0	5
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Qc	CED / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	16	0	5
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / Qn	CED / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / fpa	CED / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / fpb	CED / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / fpc	CED / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / fpn	CED / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / CED / F	CED / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 27 Ajustes del RAP de la bahía CEDEGÉ 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	<b>PASCUALES</b>		BAHIA	<b>SANTA ELENA</b>		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Va	SEL / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Vb	SEL / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Vc	SEL / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Vn	SEL / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / V1	SEL / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / V2	SEL / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Ia	SEL / Ia	Corriente fase A [A]	330	0	110
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Ib	SEL / Ib	Corriente fase B [A]	330	0	110
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Ic	SEL / Ic	Corriente fase C [A]	330	0	110
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / In	SEL / In	Corriente Neutro [A]	66	0	27
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / I1	SEL / I1	Corriente secuencia positiva [A]	330	0	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / I2	SEL / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Pa	SEL / Pa	Potencia activa fase A [MW]	24	-24	8
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Pb	SEL / Pb	Potencia activa fase B [MW]	24	-24	8
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Pc	SEL / Pc	Potencia activa fase C [MW]	24	-24	8
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Pn	SEL / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Qa	SEL / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	12	-12	4
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Qb	SEL / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	12	-12	4
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Qc	SEL / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	12	-12	4
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / Qn	SEL / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / fpa	SEL / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / fpb	SEL / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / fpc	SEL / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / fpn	SEL / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F008</b>	PAS / SEL / F	SEL / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 28 Ajustes del RAP de la bahía Santa Elena 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	SALITRAL 1		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Va	SAL1 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Vb	SAL1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Vc	SAL1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Vn	SAL1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / V1	SAL1 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / V2	SAL1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Ia	SAL1 / Ia	Corriente fase A [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Ib	SAL1 / Ib	Corriente fase B [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Ic	SAL1 / Ic	Corriente fase C [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / In	SAL1 / In	Corriente Neutro [A]	144	0	58
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / I1	SAL1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	720	0	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / I2	SAL1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Pa	SAL1 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	50	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Pb	SAL1 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	50	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Pc	SAL1 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	50	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Pn	SAL1 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Qa	SAL1 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Qb	SAL1 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Qc	SAL1 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / Qn	SAL1 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / fpa	SAL1 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / fpb	SAL1 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / fpc	SAL1 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / fpn	SAL1 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL1 / F	SAL1 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 29 Ajustes del RAP de la bahía Salitral 1 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	SALITRAL 2		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Va	SAL2 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Vb	SAL2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Vc	SAL2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Vn	SAL2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / V1	SAL2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / V2	SAL2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Ia	SAL2 / Ia	Corriente fase A [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Ib	SAL2 / Ib	Corriente fase B [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Ic	SAL2 / Ic	Corriente fase C [A]	720	0	170
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / In	SAL2 / In	Corriente Neutro [A]	144	0	58
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / I1	SAL2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	720	0	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / I2	SAL2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Pa	SAL2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	50	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Pb	SAL2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	53	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Pc	SAL2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	53	-50	5
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Pn	SAL2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Qa	SAL2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Qb	SAL2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Qc	SAL2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	20	-20	3
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / Qn	SAL2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / fpa	SAL2 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / fpb	SAL2 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / fpc	SAL2 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / fpn	SAL2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F008	PAS / SAL2 / F	SAL2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 30 Ajustes del RAP de la bahía Salitral 2 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	POLICENTRO 1		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Va	POL1 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Vb	POL1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Vc	POL1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Vn	POL1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / V1	POL1 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / V2	POL1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Ia	POL1 / Ia	Corriente fase A [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Ib	POL1 / Ib	Corriente fase B [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Ic	POL1 / Ic	Corriente fase C [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / In	POL1 / In	Corriente Neutro [A]	100	0	20
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / I1	POL1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	750	0	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / I2	POL1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Pa	POL1 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Pb	POL1 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Pc	POL1 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Pn	POL1 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Qa	POL1 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Qb	POL1 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Qc	POL1 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / Qn	POL1 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / fpa	POL1 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / fpb	POL1 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / fpc	POL1 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / fpn	POL1 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL1 / F	POL1 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 31 Ajustes del RAP de la bahía Policentro 1 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	POLICENTRO 2		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Va	POL2 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Vb	POL2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Vc	POL2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Vn	POL2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / V1	POL2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / V2	POL2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Ia	POL2 / Ia	Corriente fase A [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Ib	POL2 / Ib	Corriente fase B [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Ic	POL2 / Ic	Corriente fase C [A]	750	0	125
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / In	POL2 / In	Corriente Neutro [A]	100	0	20
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / I1	POL2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	750	0	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / I2	POL2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Pa	POL2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Pb	POL2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Pc	POL2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	50	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Pn	POL2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Qa	POL2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Qb	POL2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Qc	POL2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	25	0	3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / Qn	POL2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / fpa	POL2 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / fpb	POL2 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / fpc	POL2 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / fpn	POL2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / POL2 / F	POL2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 32 Ajustes del RAP de la bahía Policentro 2 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ELECTROQUIL 3		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Va	EQUIL3 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Vb	EQUIL3 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Vc	EQUIL3 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Vn	EQUIL3 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / V1	EQUIL3 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / V2	EQUIL3 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Ia	EQUIL3 / Ia	Corriente fase A [A]	530	0	46
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Ib	EQUIL3 / Ib	Corriente fase B [A]	530	0	46
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Ic	EQUIL3 / Ic	Corriente fase C [A]	530	0	46
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / In	EQUIL3 / In	Corriente Neutro [A]	105	0	20
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / I1	EQUIL3 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	530	0	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / I2	EQUIL3 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Pa	EQUIL3 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	12	-40	3,3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Pb	EQUIL3 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	12	-40	3,3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Pc	EQUIL3 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	12	-40	3,3
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Pn	EQUIL3 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Qa	EQUIL3 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	6	-3	2
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Qb	EQUIL3 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	6	-3	2
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Qc	EQUIL3 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	6	-3	2
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / Qn	EQUIL3 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / fpa	EQUIL3 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / fpb	EQUIL3 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / fpc	EQUIL3 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / fpn	EQUIL3 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/ <b>F018</b>	PAS / EQUIL3 / F	EQUIL3 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 33 Ajustes del RAP de la bahía Electroquil 3 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC1 / BC2		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / Ia	BC1 / Ia	Corriente fase A [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / Ib	BC1 / Ib	Corriente fase B [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / Ic	BC1 / Ic	Corriente fase C [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / In	BC1 / In	Corriente Neutro [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / I1	BC1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BC1 / I2	BC1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / Ia	BC2 / Ia	Corriente fase A [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / Ib	BC2 / Ib	Corriente fase B [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / Ic	BC2 / Ic	Corriente fase C [A]	9	-	9
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / In	BC2 / In	Corriente Neutro [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / I1	BC2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BC2 / I2	BC2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-

Tabla 4. 34 Ajustes del RAP de las corrientes de desbalance de los bancos de capacitores BC1 y BC2 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATR / ATQ		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / Ia	ATR / Ia	Corriente fase A [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / Ib	ATR / Ib	Corriente fase B [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / Ic	ATR / Ic	Corriente fase C [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / In	ATR / In	Corriente Neutro [A]	190	0	38
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / I1	ATR / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1125	0	-
PAS/138 kV/F028	PAS / ATR / I2	ATR / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / Ia	ATQ / Ia	Corriente fase A [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / Ib	ATQ / Ib	Corriente fase B [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / Ic	ATQ / Ic	Corriente fase C [A]	1125	0	240
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / In	ATQ / In	Corriente Neutro [A]	190	0	38
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / I1	ATQ / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1125	0	-
PAS/138 kV/F028	PAS / ATQ / I2	ATQ / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-

Tabla 4. 35 Ajustes del RAP de las corrientes de los transformadores ATR y ATQ 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	TRANSFERENCIA		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / Va	BP / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / Vb	BP / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / Vc	BP / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / Vn	BP / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / V1	BP / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BP / V2	BP / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / Va	BT / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / Vb	BT / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / Vc	BT / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / Vn	BT / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / V1	BT / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F028	PAS / BT / V2	BT / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-

Tabla 4. 36 Ajustes del RAP de la bahía Transferencia 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	RCX / RCW		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / Va	RCX / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / Vb	RCX / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / Vc	RCX / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / Vn	RCX / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / V1	RCX / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F028	PAS / RCX / V2	RCX / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / Va	RCW / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / Vb	RCW / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / Vc	RCW / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / Vn	RCW / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / V1	RCW / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F028	PAS / RCW / V2	RCW / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-

Tabla 4. 37 Ajustes del RAP de las bahía de los reactores RCX y RCW 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC1		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Va	BC1 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Vb	BC1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Vc	BC1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Vn	BC1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / V1	BC1 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / V2	BC1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Ia	BC1 / Ia	Corriente fase A [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Ib	BC1 / Ib	Corriente fase B [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Ic	BC1 / Ic	Corriente fase C [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / In	BC1 / In	Corriente Neutro [A]	26	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / I1	BC1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	130	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / I2	BC1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Pa	BC1 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Pb	BC1 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Pc	BC1 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Pn	BC1 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Qa	BC1 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Qb	BC1 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Qc	BC1 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / Qn	BC1 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / fpa	BC1 / fpa	Factor de potencia fase A	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / fpb	BC1 / fpb	Factor de potencia fase B	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / fpc	BC1 / fpc	Factor de potencia fase C	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / fpn	BC1 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC1 / F	BC1 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 38 Ajustes del RAP de la bahía BC1 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	BC2		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Va	BC2 / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Vb	BC2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Vc	BC2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Vn	BC2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / V1	BC2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / V2	BC2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Ia	BC2 / Ia	Corriente fase A [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Ib	BC2 / Ib	Corriente fase B [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Ic	BC2 / Ic	Corriente fase C [A]	130	0	300
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / In	BC2 / In	Corriente Neutro [A]	26	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / I1	BC2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	130	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / I2	BC2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Pa	BC2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Pb	BC2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Pc	BC2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Pn	BC2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Qa	BC2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Qb	BC2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Qc	BC2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	-10,61	0	2,12
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / Qn	BC2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / fpa	BC2 / fpa	Factor de potencia fase A	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / fpb	BC2 / fpb	Factor de potencia fase B	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / fpc	BC2 / fpc	Factor de potencia fase C	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / fpn	BC2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / BC2 / F	BC2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 39 Ajustes del RAP de la bahía BC2 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATU		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Va	ATU / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Vb	ATU / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Vc	ATU / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Vn	ATU / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / V1	ATU / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / V2	ATU / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Ia	ATU / Ia	Corriente fase A [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Ib	ATU / Ib	Corriente fase B [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Ic	ATU / Ic	Corriente fase C [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / In	ATU / In	Corriente Neutro [A]	315	0	63
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / I1	ATU / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1900	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / I2	ATU / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Pa	ATU / Pa	Potencia activa fase A [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Pb	ATU / Pb	Potencia activa fase B [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Pc	ATU / Pc	Potencia activa fase C [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Pn	ATU / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Qa	ATU / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Qb	ATU / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Qc	ATU / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / Qn	ATU / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / fpa	ATU / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / fpb	ATU / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / fpc	ATU / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / fpn	ATU / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATU / F	ATU / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 40 Ajustes del RAP de la bahía ATU 138 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATT		
VOLTAJE	138 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Va	ATT / Va	Voltaje fase A [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Vb	ATT / Vb	Voltaje fase B [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Vc	ATT / Vc	Voltaje fase C [kV]	88	72	16
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Vn	ATT / Vn	Voltaje Neutro [kV]	16	0	8
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / V1	ATT / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	88	72	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / V2	ATT / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,03	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Ia	ATT / Ia	Corriente fase A [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Ib	ATT / Ib	Corriente fase B [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Ic	ATT / Ic	Corriente fase C [A]	1900	0	260
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / In	ATT / In	Corriente Neutro [A]	315	0	63
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / I1	ATT / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1900	0	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / I2	ATT / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Pa	ATT / Pa	Potencia activa fase A [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Pb	ATT / Pb	Potencia activa fase B [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Pc	ATT / Pc	Potencia activa fase C [MW]	135	-135	27
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Pn	ATT / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Qa	ATT / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Qb	ATT / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Qc	ATT / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	65	-65	13
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / Qn	ATT / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / fpa	ATT / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / fpb	ATT / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / fpc	ATT / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / fpn	ATT / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/138 kV/F038	PAS / ATT / F	ATT / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 41 Ajustes del RAP de la bahía ATT 138 kV.

#### 4.4.3. Parametrizaciones bahías de 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	NUEVA PROSPERINA		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Va	NPRO / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Vb	NPRO / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Vc	NPRO / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Vn	NPRO / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / V1	NPRO / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / V2	NPRO / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Ia	NPRO / Ia	Corriente fase A [A]	700	0	107
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Ib	NPRO / Ib	Corriente fase B [A]	700	0	107
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Ic	NPRO / Ic	Corriente fase C [A]	700	0	107
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / In	NPRO / In	Corriente Neutro [A]	135	0	25
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / I1	NPRO / I1	Corriente secuencia positiva [A]	700	0	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / I2	NPRO / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Pa	NPRO / Pa	Potencia activa fase A [MW]	106	-106	21
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Pb	NPRO / Pb	Potencia activa fase B [MW]	106	-106	21
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Pc	NPRO / Pc	Potencia activa fase C [MW]	106	-106	21
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Pn	NPRO / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Qa	NPRO / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Qb	NPRO / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Qc	NPRO / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / Qn	NPRO / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / fpa	NPRO / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / fpb	NPRO / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / fpc	NPRO / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / fpn	NPRO / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / NPRO / F	NPRO / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 42 Ajustes del RAP de la bahía Nueva Prosperina 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	MOLINO 1		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Va	MOL1 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Vb	MOL1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Vc	MOL1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Vn	MOL1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / V1	MOL1 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / V2	MOL1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Ia	MOL1 / Ia	Corriente fase A [A]	850	0	600
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Ib	MOL1 / Ib	Corriente fase B [A]	850	0	600
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Ic	MOL1 / Ic	Corriente fase C [A]	850	0	600
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / In	MOL1 / In	Corriente Neutro [A]	170	0	35
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / I1	MOL1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	850	0	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / I2	MOL1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Pa	MOL1 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Pb	MOL1 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Pc	MOL1 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Pn	MOL1 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Qa	MOL1 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Qb	MOL1 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Qc	MOL1 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / Qn	MOL1 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / fpa	MOL1 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / fpb	MOL1 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / fpc	MOL1 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / fpn	MOL1 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/F008	PAS / MOL1 / F	MOL1 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 43 Ajustes del RAP de la bahía Molino 1 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	<b>PASCUALES</b>		BAHIA	<b>MOLINO 2</b>		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Va	MOL2 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Vb	MOL2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Vc	MOL2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Vn	MOL2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / V1	MOL2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / V2	MOL2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Ia	MOL2 / Ia	Corriente fase A [A]	850	0	600
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Ib	MOL2 / Ib	Corriente fase B [A]	850	0	600
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Ic	MOL2 / Ic	Corriente fase C [A]	850	0	600
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / In	MOL2 / In	Corriente Neutro [A]	170	0	35
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / I1	MOL2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	850	0	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / I2	MOL2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Pa	MOL2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Pb	MOL2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Pc	MOL2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	103	-103	8
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Pn	MOL2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Qa	MOL2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Qb	MOL2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Qc	MOL2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	20	-20	50
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / Qn	MOL2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / fpa	MOL2 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / fpb	MOL2 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / fpc	MOL2 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / fpn	MOL2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F008</b>	PAS / MOL2 / F	MOL2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 44 Ajustes del RAP de la bahía Molino 2 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	QUEVEDO 1		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Va	QVD1 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Vb	QVD1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Vc	QVD1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Vn	QVD1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / V1	QVD1 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / V2	QVD1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Ia	QVD1 / Ia	Corriente fase A [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Ib	QVD1 / Ib	Corriente fase B [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Ic	QVD1 / Ic	Corriente fase C [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / In	QVD1 / In	Corriente Neutro [A]	170	0	35
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / I1	QVD1 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1000	0	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / I2	QVD1 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Pa	QVD1 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Pb	QVD1 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Pc	QVD1 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Pn	QVD1 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Qa	QVD1 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Qb	QVD1 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Qc	QVD1 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / Qn	QVD1 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / fpa	QVD1 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / fpb	QVD1 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / fpc	QVD1 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / fpn	QVD1 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD1 / F	QVD1 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 45 Ajustes del RAP de la bahía Quevedo 1 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	QUEVEDO 2		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Va	QVD2 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Vb	QVD2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Vc	QVD2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Vn	QVD2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / V1	QVD2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / V2	QVD2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Ia	QVD2 / Ia	Corriente fase A [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Ib	QVD2 / Ib	Corriente fase B [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Ic	QVD2 / Ic	Corriente fase C [A]	1000	0	350
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / In	QVD2 / In	Corriente Neutro [A]	170	0	35
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / I1	QVD2 / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1000	0	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / I2	QVD2 / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Pa	QVD2 / Pa	Potencia activa fase A [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Pb	QVD2 / Pb	Potencia activa fase B [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Pc	QVD2 / Pc	Potencia activa fase C [MW]	106	-106	40
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Pn	QVD2 / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Qa	QVD2 / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Qb	QVD2 / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Qc	QVD2 / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	21	-21	15
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / Qn	QVD2 / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / fpa	QVD2 / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / fpb	QVD2 / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / fpc	QVD2 / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / fpn	QVD2 / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / QVD2 / F	QVD2 / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 46 Ajustes del RAP de la bahía Quevedo 2 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	MILAGRO		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Va	MIL / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Vb	MIL / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Vc	MIL / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Vn	MIL / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / V1	MIL / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / V2	MIL / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Ia	MIL / Ia	Corriente fase A [A]	1200	0	120
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Ib	MIL / Ib	Corriente fase B [A]	1200	0	120
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Ic	MIL / Ic	Corriente fase C [A]	1200	0	120
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / In	MIL / In	Corriente Neutro [A]	170	0	35
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / I1	MIL / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1200	0	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / I2	MIL / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Pa	MIL / Pa	Potencia activa fase A [MW]	106	-106	5
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Pb	MIL / Pb	Potencia activa fase B [MW]	106	-106	5
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Pc	MIL / Pc	Potencia activa fase C [MW]	106	-106	5
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Pn	MIL / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Qa	MIL / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Qb	MIL / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Qc	MIL / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	21	-21	8
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / Qn	MIL / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / fpa	MIL / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / fpb	MIL / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / fpc	MIL / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / fpn	MIL / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/F018	PAS / MIL / F	MIL / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 47 Ajustes del RAP de la bahía Milagro 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	DOS CERRITOS		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Va	DCER / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Vb	DCER / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Vc	DCER / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Vn	DCER / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / V1	DCER / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / V2	DCER / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Ia	DCER / Ia	Corriente fase A [A]	1600	0	130
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Ib	DCER / Ib	Corriente fase B [A]	1600	0	130
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Ic	DCER / Ic	Corriente fase C [A]	1600	0	130
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / In	DCER / In	Corriente Neutro [A]	100	0	20
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / I1	DCER / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1600	0	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / I2	DCER / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Pa	DCER / Pa	Potencia activa fase A [MW]	106	-106	15
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Pb	DCER / Pb	Potencia activa fase B [MW]	106	-106	15
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Pc	DCER / Pc	Potencia activa fase C [MW]	106	-106	15
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Pn	DCER / Pn	Potencia activa Neutro [MW]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Qa	DCER / Qa	Potencia reactiva fase A [Mvar]	21	-21	3
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Qb	DCER / Qb	Potencia reactiva fase B [Mvar]	21	-21	3
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Qc	DCER / Qc	Potencia reactiva fase C [Mvar]	21	-21	3
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / Qn	DCER / Qn	Potencia reactiva Neutro [Mvar]	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / fpa	DCER / fpa	Factor de potencia fase A	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / fpb	DCER / fpb	Factor de potencia fase B	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / fpc	DCER / fpc	Factor de potencia fase C	0,85	0,85	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / fpn	DCER / fpn	Factor de potencia Neutro	-	-	-
PAS/230 kV/ <b>F018</b>	PAS / DCER / F	DCER / F	Frecuencia [Hz]	60,4	59,6	0,1

Tabla 4. 48 Ajustes del RAP de la bahía Dos Cerritos 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ATT / ATU		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / Ia	ATT / Ia	Corriente fase A [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / Ib	ATT / Ib	Corriente fase B [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / Ic	ATT / Ic	Corriente fase C [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / In	ATT / In	Corriente Neutro [A]	190	0	40
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / I1	ATT / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1130	0	-
PAS/230 kV/F028	PAS / ATT / I2	ATT / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / Ia	ATU / Ia	Corriente fase A [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / Ib	ATU / Ib	Corriente fase B [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / Ic	ATU / Ic	Corriente fase C [A]	1130	0	160
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / In	ATU / In	Corriente Neutro [A]	190	0	40
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / I1	ATU / I1	Corriente secuencia positiva [A]	1130	0	-
PAS/230 kV/F028	PAS / ATU / I2	ATU / I2	Corriente secuencia negativa [A]	-	-	-

Tabla 4. 49 Ajustes del RAP de las corrientes de los transformadores ATT y ATU 230 kV.

REGISTRADORES AUTOMATICOS DE PERTURBACIONES						
PARAMETRIZACION DE SEÑALES Y AJUSTES						
SUBESTACION	PASCUALES		BAHIA	ACOPLADOR (B1/B2)		
VOLTAJE	230 KV		FECHA	NOVIEMBRE / 2010		
SIMEAS R	DESCRIPCION			AJUSTES		
	DESC. LARGA	DESC. CORTA	SEÑAL	MAX	MIN	DM/DT
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / Va	B1 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / Vb	B1 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / Vc	B1 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / Vn	B1 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / V1	B1 / I1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / V2	B1 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-
PAS/230 kV/F028	PAS / B2 / Va	B2 / Va	Voltaje fase A [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B1 / Vb	B2 / Vb	Voltaje fase B [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B2 / Vc	B2 / Vc	Voltaje fase C [kV]	146	120	27
PAS/230 kV/F028	PAS / B2 / Vn	B2 / Vn	Voltaje Neutro [kV]	27	0	13
PAS/230 kV/F028	PAS / B2 / V1	B2 / V1	Voltaje secuencia positiva [kV]	146	120	-
PAS/230 kV/F028	PAS / B2 / V2	B2 / V2	Voltaje secuencia negativa [kV]	1,72	-	-

Tabla 4. 50 Ajustes del RAP de la bahía Acoplador (B1/B2) 230 kV.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones:**

1. Con la implementación de los Registradores Automáticos de Perturbaciones se tiene una amplia información de todo tipo de perturbaciones que ocurren en el Sistema Nacional de Transmisión, ya sea transitorios de voltaje, cortocircuitos, oscilaciones de potencia en el sistema y demás perturbaciones que se podrían presentar en un sistema eléctrico. La información recopilada permite al Ingeniero realizar estudios y análisis de cortocircuitos, y al mismo tiempo tener la capacidad de tomar decisiones en menor tiempo.

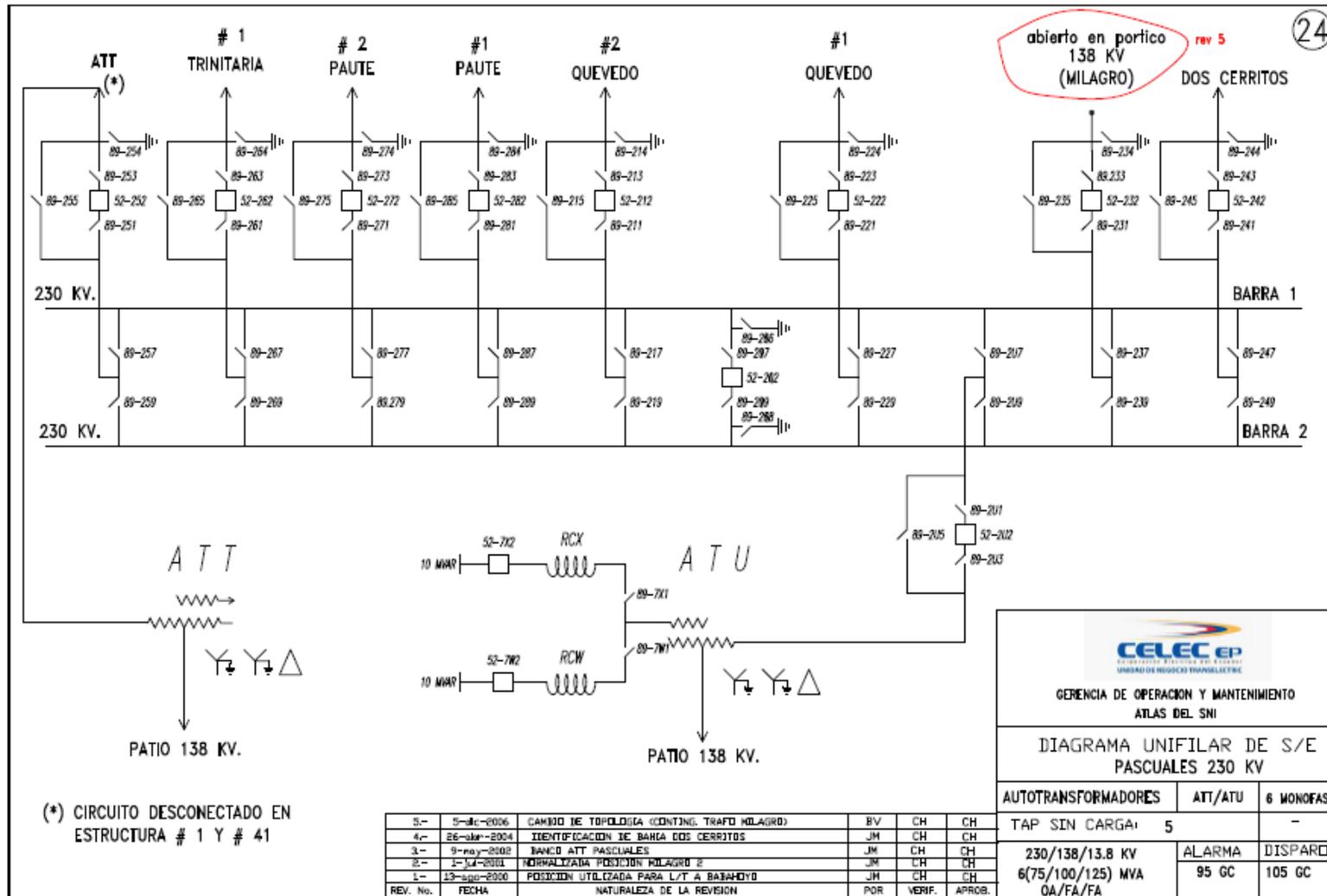
## **Recomendaciones:**

- 1.** Previo a la determinación de los ajustes y parametrizaciones de los registradores de fallas es recomendable que se observe con mucho cuidado el comportamiento de los flujos de potencia en la red de tal manera que no se cometan errores en la asignación de los signos que indican la dirección de los flujos de potencia; de lo contrario se tendrán arranques no deseados y los equipos irán acumulando información no relevante para el análisis de fallas del sistema de potencia.
- 2.** Realizar verificaciones periódicas de las parametrizaciones de los registradores de fallas especialmente cuando ingresen nuevos generadores al sistema y también cuando se contemplen cambios topológicos en la red debido a la expansión propia del sistema de transmisión.
- 3.** Evitar el uso de valores muy bajos para los ajustes de  $dm/dt$  correspondientes a todas las variables eléctricas. Con esto se garantiza un arranque del mismo únicamente para grandes perturbaciones en el sistema.

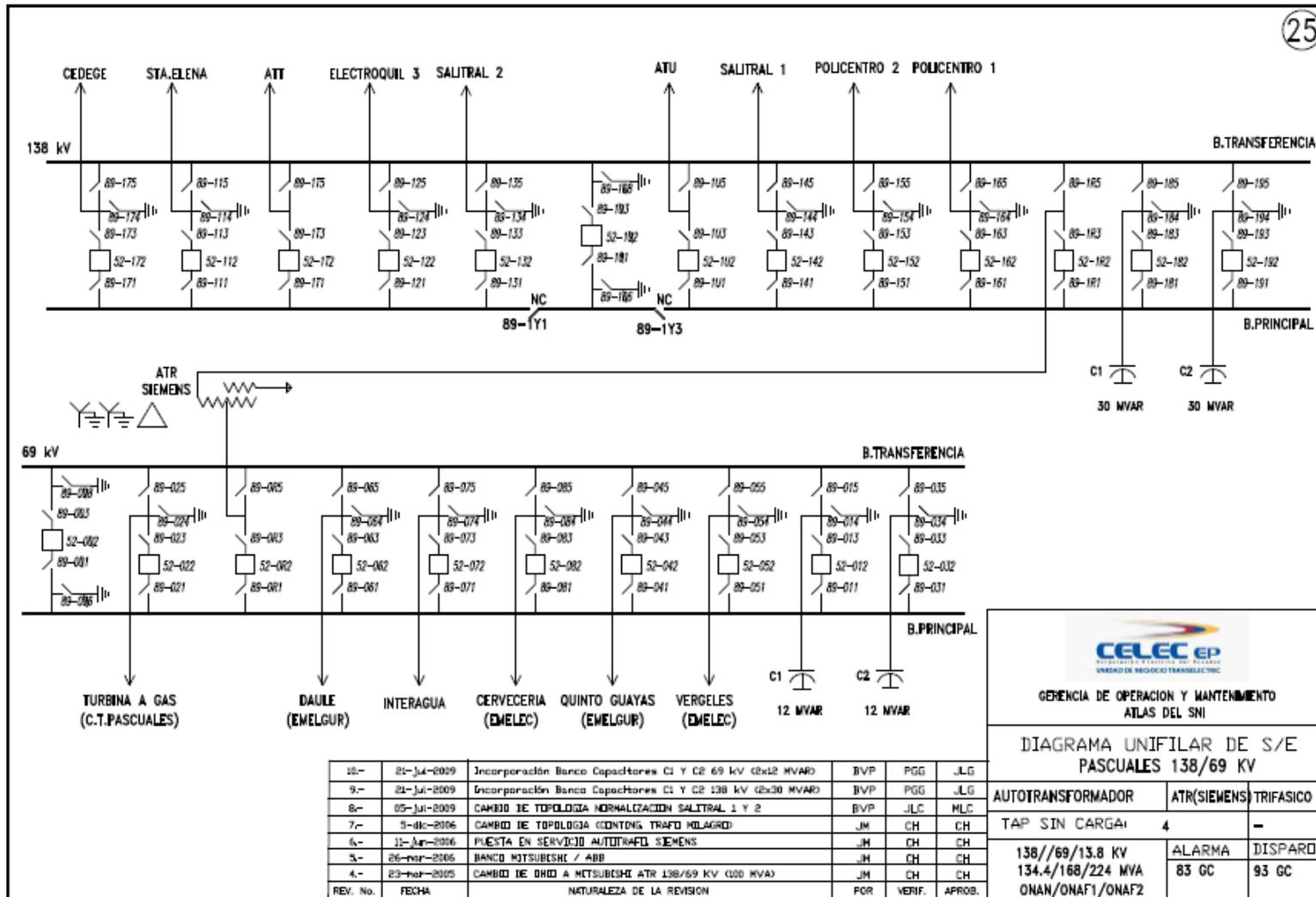
**ANEXOS**



## Diagrama Unifilar de la S/E Pascuales 230 kV



# Diagrama Unifilar de la S/E Pascuales 138 / 69 kV

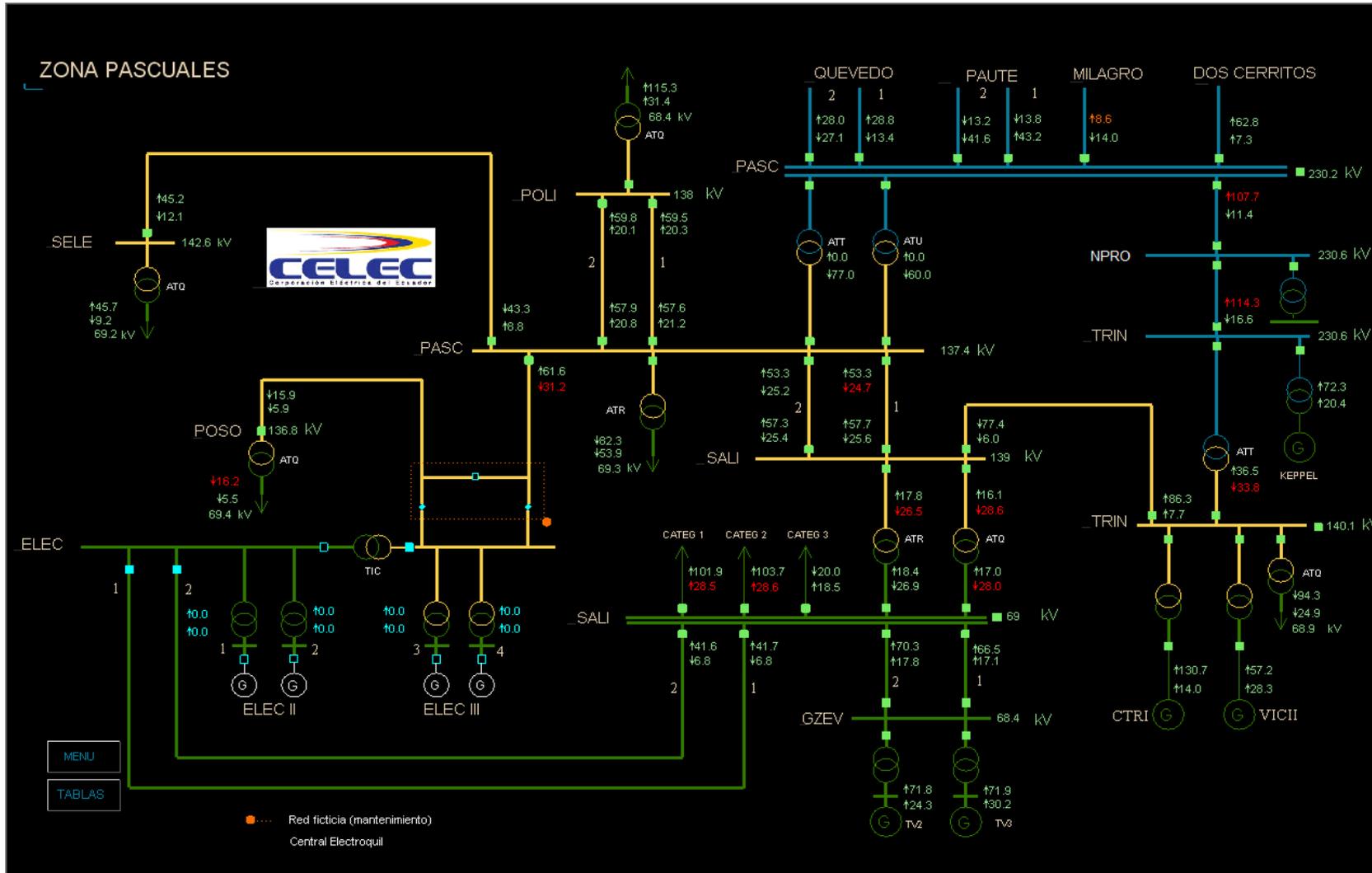


  
**GERENCIA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO**  
**ATLAS DEL SNI**

**DIAGRAMA UNIFILAR DE S/E**  
**PASCUALES 138/69 KV**

<b>AUTOTRANSFORMADOR</b>	<b>ATR(SIEMENS)</b>	<b>TRIFASICO</b>
<b>TAP SIN CARGA:</b>	<b>4</b>	<b>-</b>
<b>138//69/13.8 KV</b>	<b>ALARMA</b>	<b>DISPARD</b>
<b>134.4/168/224 MVA</b>	<b>83 GC</b>	<b>93 GC</b>
<b>ONAN/ONAF1/ONAF2</b>		

# Zona Pascuales



## Declaración de Límites operativos de Líneas de Transmisión del SNT

LINEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE kV	CALIBRE MCM	ZONA	CAPACIDAD				LONGITUD Km
				Continua		Emergencia		
				A	MVA	A	MVA	
Machala - Zorritos	230	1200	Sur	833	332	1074	428	110
Milagro - Dos Cerritos	230	1113	Sur	886	353	1110	442	42,8
Milagro - Pascuales	230	1113	Sur	886	353	1110	442	52,7
Milagro -Zhoray	230	1113	Sur	858	342	1110	442	120,74
Molino - Riobamba	230	1113	Norte	858	342	1110	442	157,3
Molino - Totoras	230	1113	Norte	858	342	1110	442	200,2
Molino - Zhoray	230	1113	Sur	858	342	1110	442	15
Pascuales - Dos Cerritos	230	1113	Sur	886	353	1110	442	9,9
Pascuales - Molino	230	1113	Sur	858	342	1110	442	188,43
Pascuales - Trinitaria	230	1113	Sur	886	353	1110	442	28,28
Pomasqui - Jamondino C1 - C2	230	1200	Norte	833	332	1074	428	212,2
Pomasqui - Jamondino C3 - C4	230	1200	Norte	833	332	1074	428	214
Quevedo - Pascuales	230	1113	Sur	886	353	1110	442	145,25
Quevedo - San Gregorio	230	1200	Sur	833	332	1074	428	113,56
Riobamba - Totoras	230	1113	Norte	858	342	1110	442	42,88
Santa Rosa - Pomasqui	230	1200	Norte	833	332	1074	428	45,91
Santa Rosa - Santo Domingo	230	1113	Norte	858	342	1110	442	77,7
Santa Rosa - Totoras	230	1113	Norte	858	342	1110	442	110,09
Santo Domingo - Quevedo	230	1113	Norte	886	353	1110	442	104
Zhoray - Sinincay	230	1200	Sur	833	332	1074	428	52
Agoyán - Puyo	138	266,8	Norte	377	90	460	110	48,63
Ambato - Totoras	138	397,5	Norte	416	100	590	141	7
Conocoto - Vicentina	138	477	Norte	469	112	669	160	7,81
Cuenca - Loja	138	397,5	Sur	416	100	590	141	134,2
Daule Peripa - Chone	138	397,5	Norte	475	114	590	141	63,75
Daule Peripa - Portoviejo	138	397,5	Norte	474	113	590	141	91,2
Electroquil - Posorja	138	397,5	Sur	475	113	590	141	83,34
Guangopolo - Vicentina	138	477	Norte	469	112	669	160	7
Ibarra - Tulcán	138	477	Norte	483	115	669	160	74,48
Manta - San Gregorio	138	477	Norte	459	110	573	137	26
Milagro - Babahoyo	138	397,5	Sur	475	113	590	141	47,3
Milagro - San Idelfonso	138	397,5	Sur	475	113	590	141	112,7
Molino - Cuenca	138	397,5	Sur	416	100	590	141	67,08
Mulaló - Vicentina	138	477	Norte	469	112	669	160	74
Pascuales - Electroquil	138	397,5	Sur	475	113	590	141	38,03
Pascuales - Policentro	138	477	Sur	527	126	669	160	15,1
Pascuales - Posorja	138	397,5	Sur	475	113	590	141	121,37
Pascuales - Salitral	138	477	Sur	527	126	669	160	17,4
Pascuales - Santa Elena	138	397,5	Sur	475	113	590	141	105,48

Pomasqui - Ibarra	138	477	Norte	469	112	669	160	60
Pomasqui - Quito 1	138	636	Norte	720	172	556	133	2,09
Pomasqui - Quito 2	138	636	Norte	720	172	556	133	17,73
Portoviejo - San Gregorio	138	477	Norte	459	110	573	137	8
Pucará - Ambato	138	477	Norte	469	112	669	160	27,74
Pucará - Mulaló	138	477	Norte	469	112	669	160	35
Puyo - Tena	138	266,8	Norte	377	90	460	110	62,17
Quevedo - Daule Peripa	138	397,5	Norte	474	113	590	141	43,2
Quevedo - San Gregorio	138	1200	Norte	766	183	957	229	110
San Idelfonso - Machala	138	397,5	Sur	475	113	590	141	21
Santa Rosa - Conocoto	138	477	Norte	469	112	669	160	10,71
Santa Rosa - El Carmen	138	397,5	Norte			416	100	29,3
Santa Rosa - Eugenio Espejo	138	636	Norte			556	133	9
Santa Rosa - Selva Alegre	138	636	Norte			556	133	24,17
Santo Domingo - Esmeraldas	138	397,5	Norte	474	113	590	141	154,8
Severino - Chone	138	397,5	Norte	475	114	590	141	30,25
Tena - Francisco de Orellana	138	300	Norte	377	90	473	113	139
Totoras - Agoyán	138	636	Norte	690	165	778	186	33
Trinitaria - Salitral	138	1113	Sur	795	190	941	225	11
Trinitaria - Victoria	138	1113	Sur	795	190	941	225	11
Tulcán - Panamericana	138	477	Norte	469	112	669	160	15,49
Vicentina - Pomasqui	138	477	Norte	469	112	669	160	20,392
Cuenca - Azoguez	69		Sur			460	55	24,802
Cuenca - Gualaceo	69		Sur			460	55	21
Policentro - Cristavid	69		Sur	602	72	460	55	3
Policentro - Fco. Orellana	69		Sur	602	72	460	55	8
Policentro - Piedrahita	69		Sur	602	72	460	55	3,741
Quevedo-Caplope	69		Norte			460	55	29,716

## **BIBLIOGRAFIA**

1. GRAINGER JOHN.; STEVENSON WILLIAM.; Análisis de Sistemas de Potencia: McGraw-Hill, primera edición; México 1996.
2. GIRALDO LUIS; Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN; DOCUMENTO IEB-0350-00-01; Itagüí, Julio de 2000.
3. THEODORE WILDI; Máquinas eléctricas y sistemas de potencia; Prentice Hall, sexta edición; 2007.
4. CONELEC, Regulación No 006/00; Procedimientos de despacho y generación, versión 2.0; 2000.
5. CONELEC, Regulación No 002/06; Calidad del transporte de potencia y del servicio de conexión en el SNI; 2006.
6. CONELEC, Regulación No 003/08; Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el S.N.I.; 2008.
7. SIEMENS; Manual Simeas R, edición 17.05.04; Germany 2004.
8. DIgSILENT; Manual Power Factory; version 12; Germany 2001.
9. CELEC EP - TRANSELECTRIC; Límites operativos de las líneas de transmisión del SNT; Ecuador, noviembre de 2010.
10. CELEC EP - TRANSELECTRIC; Límites operativos de los transformadores del SNT; Ecuador, noviembre de 2010.
11. CELEC EP - TRANSELECTRIC; Ajuste de relés de sobrecorriente en los alimentadores del SNT; Ecuador, noviembre de 2010.