

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y POR MANIOBRA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 500 kV**

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

**KLÉBER FABIÁN SAILEMA MORALES**

[kleber\\_fsm@hotmail.com](mailto:kleber_fsm@hotmail.com)

**XAVIER ALFONSO PROAÑO MALDONADO**

[xavier\\_pm@hotmail.es](mailto:xavier_pm@hotmail.es)

**DIRECTOR: Ing. LUIS RUALES CORRALES**

[luis.ruales@celec.com.ec](mailto:luis.ruales@celec.com.ec)

**Quito, Octubre 2010**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Kléber Fabián Sailema Morales y Xavier Alfonso Proaño Maldonado, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presenta declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Kléber Fabián Sailema Morales**

---

**Xavier Alfonso Proaño Maldonado**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Kléber Fabián Saillema Morales y Xavier Alfonso Proaño Maldonado, bajo mi supervisión.

---

**Ing. Luis Ruales Corrales**  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos, en primer lugar, a Dios, todopoderoso y misericordioso, por habernos dado la vida y habernos brindado la fortaleza necesaria para avanzar día a día e ir cumpliendo nuestras metas en nuestro diario vivir.

Un agradecimiento sincero al Ing. Luis Ruales por haber confiado en nosotros y por todos sus valiosos conocimientos compartidos, por la paciencia y dedicación puesta en el desarrollo de este proyecto.

También, agradecemos a CELEC EP – TRANSELECTRIC, por habernos acogido en su institución para el desarrollo de nuestro proyecto y de manera sincera a todas aquellas personas que de una u otra manera nos brindaron su apoyo dentro de la misma, agradecemos a los ingenieros, Javier Guevara, Luis Dután y Gustavo Sánchez por su apoyo incondicional y sincero.

Además, de manera muy especial agradecemos a cada uno de nuestros respectivos padres por todo su apoyo y dedicación brindada en nuestra formación tanto académica como personal, finalmente, agradecemos a cada una de aquellas personas que desinteresadamente se fueron involucrando y colaboraron con la realización de este proyecto.

## DEDICATORIA

*“El que no siente ganas de ser más, llegará a no ser nada”*

*(Miguel de Unamuno)*

Dedico de manera especial este proyecto a mis padres Gonzalo Sailema Morales y María Carmelina Morales Sánchez por haberme encaminado por el camino del bien y por todo el esfuerzo realizado para que pueda alcanzar todas mis metas planteadas, también dedico a mis hermanos Gissela y Jefferson y espero seguir siendo su ejemplo a seguir y no defraudarlos.

Finalmente, y no por ello menos importante, dedico este proyecto a todos mis lectores.

***Kléber Sailema***

*“No envidies a los hombres perversos ni desees estar con ellos, pues su corazón planea violencia y desgracia sus labios profieren.*

*Con sabiduría se construye la casa y con inteligencia se afirma”*

*(Proverbios 24:1-3)*

Dedico esta tesis primero a Dios quien me protege y cuida.

A mis padres Alfonso Vicente Proaño Quintanilla y Martha Beatriz Maldonado Grandes por haberme brindado su apoyo, sus consejos y su amor incondicional.

A mi hermana Silvana por ser alegría en mi vida y en la de mis padres.

A mis demás familiares y amigos sinceros que siempre me han deseado éxitos y felicidad en la vida.

Finalmente, y no por ello menos importante, dedico esta tesis a todos mis lectores

***Xavier Proaño***

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIII
ÍNDICE DE CUADROS .....	XX
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XXVI
RESUMEN .....	XXIX
PRESENTACIÓN .....	XXX
CAPÍTULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO .....	2
1.1.1 Evolución y situación actual del sistema de Generación .....	3
1.1.2 Situación actual del sistema de Transmisión.....	5
1.1.3 Situación actual del sistema de Distribución.....	7
1.1.4 Evolución y situación actual de la Demanda .....	9
1.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	10
1.2.1 Plan de expansión de generación .....	10
1.2.2 Plan de expansión de transmisión.....	13
1.2.2.1 Proyectos contemplados en el plan de expansión de transmisión	14
1.2.2.2 Sistema de transmisión a nivel de 500 kV.....	15
1.2.2.2.1 Características y descripción del sistema de transmisión a nivel de 500 kV.....	16
1.3 BENEFICIOS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	17
CAPITULO II .....	18
SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	18
2.1 DEFINICIÓN DE SOBREVOLTAJES .....	18
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES.....	19
2.3 FORMAS DE ONDA NORMALIZADOS DE SOBREVOLTAJES .....	20

2.4	DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE SOBREVOLTAJES.....	23
2.4.1	Voltaje de frecuencia industrial permanente.....	23
2.4.2	Sobrevoltajes temporales.....	23
2.4.3	Sobrevoltajes transitorios.....	24
2.4.3.1	Sobrevoltaje transitorio de frente lento.....	24
2.4.3.2	Sobrevoltaje transitorio de frente rápido.....	24
2.4.3.3	Sobrevoltaje transitorio de frente muy rápido.....	24
2.4.4	Sobrevoltaje combinado.....	24
2.5	ONDAS VIAJERAS.....	25
2.5.1	Ecuación de la onda viajera.....	26
2.5.2	Impedancia característica [11].....	28
2.5.3	Reflexión y Refracción de ondas viajeras.....	29
2.5.4	Diagrama Bewley.....	32
2.6	ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES O DE FRECUENCIA INDUSTRIAL.....	33
2.6.1	Fallas a tierra.....	33
2.6.2	Rechazo de carga.....	35
2.6.3	Efecto Ferranti.....	36
2.6.4	Resonancia y Ferroresonancia.....	37
2.6.5	Combinación de sobrevoltajes temporales.....	39
2.7	ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS DE FRENTE LENTO O POR MANIOBRA.....	39
2.7.1	Energización y recierre de líneas de transmisión.....	40
2.7.1.1	Energización de líneas de transmisión.....	41
2.7.1.2	Recierre de líneas de transmisión.....	43
2.7.2	Maniobras de capacitores y reactores.....	47
2.7.2.1	Circuitos capacitivos.....	47
2.7.2.2	Circuitos inductivos.....	49
2.7.3	Rechazo de carga.....	52
2.8	ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS DE FRENTE RÁPIDO O POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	53
2.8.1	Sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas.....	53

2.8.1.1	Propiedades de la descarga atmosférica [10] .....	54
2.8.1.1.1	Intensidad y polaridad de la corriente .....	54
2.8.1.1.2	Forma de onda de la descarga atmosférica .....	54
2.8.1.1.3	Frecuencia de ocurrencia .....	54
2.8.1.1.4	Angulo de incidencia.....	55
2.8.1.2	Tipos de incidencia de descargas atmosféricas sobre una línea de transmisión.....	55
2.8.2	Sobrevoltajes originados por maniobras.....	58
2.9	MÉTODOS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES.....	59
2.9.1	Utilización de pararrayos .....	59
2.9.2	Inserción de resistencias .....	60
2.9.3	Tiempo de cierre del disyuntor .....	63
CAPÍTULO III .....		64
ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES DE FRECUENCIA INDUSTRIAL .....		64
3.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO EN ESTUDIO .....	65
3.1.1	Características de conductores .....	66
3.1.2	Características de la estructura a ser utilizada .....	68
3.2	ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE .....	70
3.2.1	ANÁLISIS DE EFECTO FERRANTI .....	70
3.2.1.1	Análisis sin la incorporación del banco de reactores.....	70
3.2.1.2	Análisis con la incorporación de bancos de reactores.....	71
3.2.2	Línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) .....	73
3.2.3	Línea de transmisión Sopladora – Yaguachi .....	75
3.2.4	Línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi .....	76
3.3	SIMULACIÓN DEL EFECTO FERRANTI DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL DIGSILENT POWER FACTORY 13.277	
3.3.1	Efecto Ferranti en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) .....	77
3.3.2	Efecto Ferranti en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) .....	80
3.3.2.1	Opciones alternas para el análisis del efecto Ferranti del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	82



3.3.3	Efecto ferranti L/T Sopladora – Yaguachi .....	87
3.3.4	Efecto ferranti L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi.....	89
3.4	Modelos utilizados en ATP.....	91
3.4.1	Fuentes equivalentes del sistema .....	91
3.4.2	Línea de transmisión .....	91
3.4.3	Transformador .....	91
3.4.4	Interruptores .....	92
3.4.5	Reactores en derivación .....	93
3.4.6	Pararrayos.....	93
3.5	FALLAS A TIERRA .....	93
3.5.1	Simulación de fallas fase - tierra en líneas de transmisión de 500 kV mediante el programa digital Alternative Transient Program (ATP)...	93
3.5.1.1	Falla fase - tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	94
3.5.1.2	Falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	95
3.5.1.3	Falla a tierra de la línea de transmisión Sopladora – Yaguachi. ...	96
3.5.1.4	Falla a tierra de la línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi. ....	98
3.6	DIMENSIONAMIENTO DEL PARARRAYOS.....	99
3.6.1	Voltaje de operación continua del pararrayos.....	99
3.6.2	Voltaje asignado de un pararrayos. ....	100
3.7	DIMENSIONAMIENTO DEL PARARRAYOS PARA 500 kV .....	102
3.7.1	Dimensionamiento para el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	102
3.7.2	Dimensionamiento para el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) .....	103
3.7.3	Dimensionamiento para la L/T Sopladora – Yaguachi.....	104
3.7.4	Dimensionamiento para la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi.....	105
3.8	PARARRAYOS SELECCIONADO.....	107
CAPÍTULO IV .....		108
ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES POR MANIOBRAS .....		108
4.1	Consideraciones de simulación .....	108

4.2	MANIOBRAS de energización.....	110
4.2.1	Energización de una línea de transmisión.....	110
4.2.1.1	Energización en vacío del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	110
4.2.1.1.1	Energización desde Coca Codo Sinclair.....	110
4.2.1.1.2	Energización desde El Inga (antes Pifo).....	113
4.2.1.2	Energización en vacío del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	115
4.2.1.2.1	Energización desde Coca Codo Sinclair.....	115
4.2.1.2.2	Energización desde El Inga (antes Pifo).....	116
4.2.1.2.3	Opciones alternas para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) .....	119
4.2.1.3	Energización en vacío de la L/T Sopladora – Yaguachi .....	127
4.2.1.3.1	Energización desde Sopladora .....	128
4.2.1.3.2	Energización desde Yaguachi .....	129
4.2.1.4	Energización en vacío de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi	132
4.2.1.4.1	Energización desde El Inga (antes Pifo).....	132
4.2.1.4.2	Energización desde Yaguachi .....	134
4.2.2	Recierre de líneas de transmisión a nivel de 500 kV.....	136
4.2.2.1	Consideraciones de simulación.....	136
4.2.2.2	Recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	137
4.2.2.2.1	Recierre desde Coca Codo Sinclair.....	137
4.2.2.2.2	Recierre desde El Inga (antes Pifo).....	140
4.2.2.3	Recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	140
4.2.2.3.1	Recierre desde Sopladora .....	140
4.2.2.3.2	Recierre desde Yaguachi .....	143
4.2.2.4	Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi .....	143
4.2.2.4.1	Recierre desde El Inga (antes Pifo).....	143
4.2.2.4.2	Recierre desde Yaguachi .....	145
4.3	TÉCNICAS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES.....	146
4.3.1	Cálculo de resistencias de preinserción y del tiempo óptimo de permanencia de la mencionada resistencia para cada línea de transmisión de 500 kV en estudio.....	146

4.3.1.1	Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	147
4.3.1.2	Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T Sopladora – Yaguachi .....	148
4.3.1.3	Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi .....	149
4.3.1.4	Resumen de resultados de resistencias de preinserción y tiempos óptimos de permanencia para las líneas de transmisión de 500 kV en estudio.....	150
4.3.2	Consideraciones de simulaciones de energización con resistencias de preinserción .....	151
4.3.3	Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes pifo) con resistencias de preinserción.....	151
4.3.3.1	Energización desde Coca Codo Sinclair .....	151
4.3.3.2	Energización desde El Inga (antes Pifo) .....	152
4.3.4	Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo con resistencias de preinserción .....	155
4.3.4.1	Energización desde Coca Codo Sinclair .....	155
4.3.4.2	Energización desde El Inga (antes Pifo) .....	155
4.3.5	Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi con resistencias de preinserción .....	158
4.3.5.1	Energización desde Sopladora .....	158
4.3.5.2	Energización desde Yaguachi.....	158
4.3.6	Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi con resistencias de preinserción .....	161
4.3.6.1	Energización desde El Inga (antes Pifo) .....	161
4.3.6.2	Energización desde Yaguachi.....	161
4.3.7	Recierre de líneas de transmisión con resistencias de preinserción	164
4.3.7.1	Consideraciones de simulación de recierres monofásicos y trifásicos con resistencias de preinserción .....	164
4.3.7.2	Recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con resistencias de preinserción.....	165
4.3.7.2.1	Recierre desde Coca Codo Sinclair.....	165

4.3.7.2.2	Recierre desde El Inga (antes Pifo).....	166
4.3.7.3	Recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	166
4.3.7.3.1	Recierre desde Sopladora .....	166
4.3.7.3.2	Recierre desde Yaguachi .....	166
4.3.7.4	Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi .....	167
4.3.7.4.1	Recierre desde El Inga (antes Pifo).....	167
4.3.7.4.2	Recierre desde Yaguachi .....	167
4.4	RESUMEN DE RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN de 500 kV EN ESTUDIO.....	168
4.5	ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS .....	170
4.5.1	Energía disipada en pararrayos en maniobras de energización .....	170
4.5.2	Energía disipada en pararrayos en maniobras de recierre monofásico y trifásico .....	170
4.6	RESUMEN DE ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ESTUDIO .....	176
CAPÍTULO V .....		177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		177
5.1	CONCLUSIONES .....	177
5.2	RECOMENDACIONES.....	179
FUENTES BIBLIOGRÁFICAS.....		180
ANEXOS .....		182
ANEXO A “Configuración geográfica del sistema de transmisión a nivel de 500 kV” .....		183
ANEXO B “Manual del Alternative Transient Program” .....		185
ANEXO C “Características del pararrayos a ser utilizado” .....		196

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.	Composición del parque generador ecuatoriano años 1997 y 2008.....	3
Figura 1.2.	Comportamiento de la demanda a nivel de barras de subestación...9	9
Figura 2.1.	Diagrama esquemático de una sección elemental de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de retorno .....	26
Figura 2.2.	Ondas de voltaje y corrientes incidentes, reflejadas y transmitidas en líneas de impedancia $Z_1$ y $Z_2$ .....	29
Figura 2.3.	Resumen gráfico de las varias opciones de ondas de voltaje.....	31
Figura 2.4.	Diagrama de reflexiones y refracciones para una onda incidente original unitaria, resaltando el efecto de los coeficientes.....	32
Figura 2.5.	Máximos valores de sobrevoltajes temporales debido a ocurrencias de fallas en función de la resistencia del sistema.....	34
Figura 2.6.	(a) Rechazo de carga en un sistema radial, (b) Diagrama fasorial antes del rechazo de carga, (c) Diagrama fasorial después del rechazo de carga.....	36
Figura. 2.7.	Circuito equivalente $\pi$ para una línea de transmisión.....	36
Figura 2.8.	Transitorios de energización de líneas.....	42
Figura 2.9.	Diagrama y Formas de Onda Básicas de Voltaje en una maniobra de recierre.....	44
Figura 2.10.	Interrupción de una corriente capacitiva.....	48
Figura 2.11.	Apertura de un circuito inductivo.....	49
Figura 2.12.	Reencendido y aumento de voltaje.....	50
Figura 2.13.	Apertura con corte de corriente.....	50
Figura. 2.14.	Aumento del voltaje debido al corte de corriente.....	52
Figura 2.15.	Descarga directa de un rayo sobre un conductor de fase.....	56
Figura 2.16.	Descarga directa de un rayo sobre un cable de guarda.....	57

Figura 2.17. Descarga de un rayo cerca a una línea de transmisión.....	58
Figura 2.18. Disposición de equipos para maniobras de una línea de transmisión usando resistencias de preinserción.....	60
Figura 2.19. Voltaje resultante de la inserción de la resistencia durante maniobras de energización.....	61
Figura 2.20. Comparación entre energización y recierre de una línea de transmisión con diferentes valores de resistencias de preinserción.....	62
Figura 3.1. Esquema de la torre de transmisión de simple circuito de 500 kV.....	68
Figura 3.2. Esquema de la torre de transmisión de doble circuito de 230 kV.....	69
Figura 3.3. Modelo $\pi$ de una L/T para el cálculo de la relación $V_2/V_1$ .....	70
Figura 3.4. Modelo $\pi$ de una L/T incorporado el banco de reactores para el cálculo de la relación $V_2/V_1$ .....	71
Figura 3.5. Primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde Coca Codo Sinclair.....	78
Figura 3.6. Primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde El Inga (antes Pifo).....	78
Figura 3.7. Segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Antes Pifo), energizada desde Coca Codo Sinclair.....	80
Figura 3.8. Segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde El Inga (antes Pifo).....	81
Figura 3.9. Sistema completo modelado a nivel de 230 kV y 500kV.....	83
Figura 3.10. L/T Sopladora – Yaguachi, energizada desde Sopladora.....	87
Figura 3.11. L/T Sopladora – Yaguachi, energizada desde Yaguachi.....	87
Figura 3.12. L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, escenario 1.....	90

Figura 3.13. L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, escenario 2.....	90
Figura 3.14. Falla fase -tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), escenario 1.....	94
Figura 3.15. Falla fase - tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), escenario 2.....	94
Figura 3.16. Falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), Escenario 1.....	95
Figura 3.17. Falla fase – tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), Escenario 2.....	96
Figura 3.18. Falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi, Escenario 1....	97
Figura 3.19. Falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi, Escenario 2....	97
Figura 3.20. Falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, Escenario 1.....	98
Figura 3.21. Falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, Escenario 2.....	99
Figura 3.22. Curva característica de la relación KTOV.....	101
Figura 4.1. Distribución Gaussiana de frecuencia de sobrevoltajes.....	108
Figura 4.2. Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	111
Figura 4.3. Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).....	113
Figura 4.4. Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	116
Figura 4.5. Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).....	117

Figura 4.6.	Sistema completo modelado a nivel de 230 kV y 500 kV para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	119
Figura 4.7.	Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.....	129
Figura 4.8.	Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.....	130
Figura 4.9.	Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).....	132
Figura 4.10.	Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.....	134
Figura 4.11.	Configuración por fase para simulaciones de recierre de líneas de transmisión.....	135
Figura 4.12.	Sistema modelado para el recierre monofásico del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	137
Figura 4.13.	Sistema modelado para el recierre trifásico del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	138
Figura 4.14.	Sistema modelado para el recierre monofásico de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.....	140
Figura 4.15.	Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.....	141
Figura 4.16.	Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).....	143
Figura 4.17.	Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.....	144
Figura 4.18.	Configuración de resistencias de preinserción por fase.....	145



- Figura 4.19. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con respecto al valor de resistencia de preinserción.....146
- Figura 4.20. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.....147
- Figura 4.21. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Sopladora - Yaguachi con respecto al valor de resistencia de preinserción.....147
- Figura 4.22. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Sopladora - Yaguachi con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.....148
- Figura 4.23. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi con respecto al valor de resistencia de preinserción.....148
- Figura 4.24. Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.....149
- Figura 4.25. Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde Coca Codo Sinclair.....152
- Figura 4.26. Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).....153
- Figura 4.27. Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair.....155
- Figura 4.28. Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).....156

Figura 4.29. Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Sopladora.....	158
Figura 4.30. Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Yaguachi.....	159
Figura 4.31. Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).....	161
Figura 4.32. Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Yaguachi....	162
Figura 4.33. Configuración por fase para simulaciones de recierre de líneas de transmisión con resistencias de preinserción.....	163
Figura 4.34. Energía disipada por el pararrayos en la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo.....	170
Figura 4.35. Energía disipada por el pararrayos en la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo.....	170
Figura 4.36. Energía disipada por el pararrayos en la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	171
Figura 4.37. Energía disipada por el pararrayos en la energización de la L/T Pifo – Yaguachi.....	171
Figura 4.38. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico del segundo circuito de la L/T CCS – Pifo.....	172
Figura 4.39. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	173
Figura 4.40. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico de la L/T Pifo – Yaguachi.....	174
Figura A.1. Sistema de transmisión de 500 kV.....	183
Figura B.1. Rutina para el ingreso de una fuente de voltaje acsource tipo 14..	186
Figura B.2. Rutina para el ingreso de parámetros de secuencia de equivalentes de red.....	186

Figura B.3.	Cuadro de diálogo del modelo de línea de la rutina LCC.....	188
Figura B.4.	Cuadro de diálogo de los parámetros geométricos de la rutina LCC.....	189
Figura B.5.	Cuadro de diálogo para la rutina Saturación.....	191
Figura B.6.	Cuadro de diálogo para el interruptor estadístico.....	192
Figura B.7.	Cuadro de diálogo del modelo utilizado para el reactor.....	193
Figura B.8.	Cuadro de diálogo del modelo MOV type 92 3-ph.....	193
Figura C.1.	Características del pararrayos a ser utilizado.....	196
Figura C.2.	Características de operación del pararrayos.....	197

## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1. Centrales de generación según la fuente de energía año 2008.....	4
Cuadro 1.2. Reactores en el Sistema Nacional de Transmisión.....	7
Cuadro 1.3. Plan de Expansión de la Generación 2009 – 2020.....	12
Cuadro 2.1. Correspondencia de la clasificación de los sobrevoltajes.....	20
Cuadro 2.2. Clases, formas de onda y rango de parámetros de voltajes y sobrevoltajes.....	22
Cuadro 3.1. Líneas de transmisión de 500 kV.....	65
Cuadro 3.2. Banco de reactores en las L/T de 500 kV.....	65
Cuadro 3.3. Parámetros utilizados en la simulación para L/T de 500 kV.....	66
Cuadro 3.4. Parámetros de secuencias de cada L/T de 500 kV.....	66
Cuadro 3.5. Características del conductor ACAR 750 (L/T 500 kV).....	66
Cuadro 3.6. Características del conductor ACAR 1200 (L/T 230 kV).....	67
Cuadro 3.7. Características del conductor ACSR 1113 (L/T 230 kV).....	67
Cuadro 3.8. Características del cable de guardia de acero galvanizado.....	67
Cuadro 3.9. Características del cable de guardia tipo OPGW.....	67
Cuadro 3.10. Parámetros de reactancia del banco de reactores de cada Línea de Transmisión.....	73
Cuadro 3.11. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	79
Cuadro 3.12. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	79
Cuadro 3.13. Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Antes Pifo)..	79
Cuadro 3.14. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	81
Cuadro 3.15. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	81
Cuadro 3.16. Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	82

Cuadro 3.17. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	82
Cuadro 3.18. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	83
Cuadro 3.19. Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 1.....	84
Cuadro 3.20. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	84
Cuadro 3.21. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	85
Cuadro 3.22. Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 2.....	85
Cuadro 3.23. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	86
Cuadro 3.24. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	86
Cuadro 3.25. Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 3.....	86
Cuadro 3.26. Resultados del flujo de potencia para el caso 1.....	88
Cuadro 3.27. Resultados del flujo de potencia para el caso 2.....	88
Cuadro 3.28. Niveles de voltaje después de la sincronización de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	88
Cuadro 3.29. Resultados del flujo de potencia para el escenario 1 y 2.....	91
Cuadro 3.30. Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra producida en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	95
Cuadro 3.31. Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).....	96
Cuadro 3.32. Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi.....	97

Cuadro 3.33. Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi.....	98
Cuadro 4.1. Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair....	111
Cuadro 4.2. Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)....	113
Cuadro 4.3. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	116
Cuadro 4.4. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).....	117
Cuadro 4.5. Valores de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016.....	118
Cuadro 4.6. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV.....	121
Cuadro 4.7. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV.....	122
Cuadro 4.8. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair–El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV y la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV.....	123
Cuadro 4.9. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair–El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y la L/T El Inga (antes Pifo)–Yaguachi de 500 kV.....	123

Cuadro 4.10. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV.....	124
Cuadro 4.11. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV.....	125
Cuadro 4.12. Valores de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016 utilizados en la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi.....	127
Cuadro 4.13. Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.....	128
Cuadro 4.14. Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.....	128
Cuadro 4.15. Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).....	131
Cuadro 4.16. Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.....	133
Cuadro 4.17. Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.....	136
Cuadro 4.18. Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).....	139
Cuadro 4.19. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.....	139
Cuadro 4.20. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.....	142
Cuadro 4.21. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).....	143

Cuadro 4.22. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.....	144
Cuadro 4.23. Resultados de resistencias de preinserción y tiempos óptimos de permanencia para las líneas de transmisión de 500 kV en estudio.....	149
Cuadro 4.24. Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde Coca Codo Sinclair.....	152
Cuadro 4.25. Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).....	153
Cuadro 4.26. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair.....	155
Cuadro 4.27. Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).....	156
Cuadro 4.28. Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora.....	157
Cuadro 4.29. Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.....	157
Cuadro 4.30. Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).....	160
Cuadro 4.31. Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.....	160
Cuadro 4.32. Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair.....	164



Cuadro 4.33. Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).....	165
Cuadro 4.34. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora.....	165
Cuadro 4.35. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.....	166
Cuadro 4.36. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).....	166
Cuadro 4.37. Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.....	166
Cuadro 4.38. Resultados estadísticos correspondientes a la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con la utilización de pararrayos y compensación.....	167
Cuadro 4.39. Resultados estadísticos correspondientes a maniobras sin resistencias de preinserción en las diferentes líneas de transmisión en estudio, con la utilización de pararrayos y compensación.....	168
Cuadro 4.40. Resultados estadísticos correspondientes a maniobras con resistencias de preinserción en las diferentes líneas de transmisión en estudio, con la utilización de pararrayos y compensación.....	168
Cuadro 4.41. Resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo, bajo la utilización de pararrayos y compensación.....	175
Cuadro 4.42. Resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización y recierre en las diferentes líneas de transmisión en estudio, bajo la utilización de pararrayos y compensación.....	175

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

<b>ACAR</b>	Aluminium Conductor Alloy Reinforced
<b>ACSR</b>	Aluminum Conductors Steel Reinforced
<b>ATP</b>	Alternative Transient Program
<b>BBA</b>	Baba
<b>Bc</b>	Susceptancia capacitiva
<b>C</b>	Capacitancia de la línea de transmisión
<b>C<sub>0</sub></b>	Parámetro capacitivo de secuencia cero
<b>C<sub>1</sub></b>	Parámetro capacitivo de secuencia positiva
<b>CCS</b>	Coca Codo Sinclair
<b>CELEC</b>	Corporación Eléctrica del Ecuador
<b>CNEL</b>	Corporación Nacional de Electricidad
<b>CONELEC</b>	Consejo Nacional de Electricidad
<b>DCR</b>	Dos Cerritos
<b>Dev. Std.</b>	Desviación estándar
<b>E2</b>	Sobrevoltaje de maniobra estadístico, en por unidad, considerando una probabilidad de excedencia del 2%
<b>EHV</b>	Extra alto voltaje
<b>Emed</b>	Valor medio
<b>f<sub>0</sub></b>	Frecuencia de secuencia cero
<b>f<sub>1</sub></b>	Frecuencia de secuencia positiva
<b>f<sub>2</sub></b>	Frecuencia de secuencia negativa
<b>ING</b>	El Inga (antes Pifo)
<b>k</b>	Factor de falla a tierra
<b>kA</b>	Kilo Amperios
<b>kJ</b>	Kilo Joule
<b>k<sub>TOV</sub></b>	Factor de sobrevoltaje temporal
<b>kV</b>	Kilo Voltios
<b>L</b>	Inductancia de la línea de transmisión
<b>L/T</b>	Línea de transmisión
<b>L<sub>0</sub></b>	Parámetro inductivo de secuencia cero
<b>L<sub>1</sub></b>	Parámetro inductivo de secuencia positiva

<b>L<sub>R</sub></b>	Inductancia del Reactor
<b>MLG</b>	Milagro
<b>MLN</b>	Molino
<b>ms</b>	Milisegundos
<b>OPGW</b>	Optical ground wire
<b>PMQ</b>	Pomasqui
<b>PSC</b>	Pascuales
<b>Q<sub>c</sub></b>	Potencia capacitiva
<b>QVD</b>	Quevedo
<b>R</b>	Resistencia
<b>Raux</b>	Resistencia auxiliar
<b>RBM</b>	Riobamba
<b>R<sub>pr</sub></b>	Resistencia de preinserción
<b>SDM</b>	Santo Domingo
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>SNT</b>	Sistema Nacional de Transmisión
<b>SPL</b>	Sopladora
<b>SRP</b>	Sarapullo
<b>SRS</b>	Santa Rosa
<b>TOV</b>	Sobrevoltaje Temporal
<b>TPL</b>	Toachi Pilatón
<b>TRANSELECTRIC</b>	Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
<b>TRNC</b>	Troncal
<b>TTR</b>	Totoras
<b>UHF</b>	Ultra alto voltaje
<b>V<sub>c</sub></b>	Voltaje de operación continua del pararrayos
<b>V<sub>r</sub></b>	Voltaje asignado a un pararrayos
<b>V<sub>r</sub>'</b>	Voltaje nominal de preselección
<b>V<sub>s</sub></b>	Voltaje más elevado del sistema
<b>X</b>	Reactancia
<b>X<sub>L</sub></b>	Reactancia de la línea de transmisión
<b>X<sub>LR</sub></b>	Reactancia del reactor
<b>YGC</b>	Yaguachi

<b>ZHR</b>	Zhoray
$\alpha$	Coeficiente de transmisión
$\beta$	Coeficiente de reflexión
$\gamma$	Constante de propagación
$\mu\text{s}$	Microsegundos
$\mu\text{S}$	Microsiemens
$\omega$	Velocidad angular

## RESUMEN

En el presente proyecto, se determinan los niveles de voltaje que aparecen en los extremos de la línea de transmisión, tanto en el nodo envío como en el nodo receptor debido al efecto Ferranti con la ayuda del programa computacional DigSilent PowerFactory 13.2 considerando que las líneas de transmisión se encuentran con y sin su porcentaje de compensación.

También se determinan los niveles de voltaje a los que se elevan las fases sanas debido a una falla monofásica en cada una de las líneas de transmisión contempladas dentro del Plan de Expansión de Transmisión, tanto si la falla ocurre en un extremo u otro de la línea de transmisión, para esto se utilizó el programa computacional Alternative Transient Program (ATP).

Además, con los valores de sobrevoltajes por falla monofásica se establece un procedimiento para la selección del pararrayos en base a la norma IEC, cuyo pararrayos dimensionado sirve para las simulaciones de maniobras de energización y recierre de líneas de transmisión.

Mediante el Alternative Transient Program (ATP) y bajo la utilización de “interruptores estadísticos” se procede a realizar simulaciones de maniobras de energización y recierre en las líneas de transmisión en estudio, mediante las cuales, se determinaron los niveles de sobrevoltaje en ambos extremos de cada una de las líneas de transmisión, las simulaciones se las realiza considerando en la línea de transmisión la inclusión de pararrayos y su correspondiente porcentaje de compensación; también, se realizan estudios de maniobras de energización y recierre de líneas de transmisión bajo la incorporación de resistencias de preinserción.

Finalmente, haciendo uso de los resultados estadísticos en maniobras de energización y recierre se procedió a determinar la energía disipada por el pararrayos tanto para los eventos de energización, recierre trifásico y recierre monofásico.

## **PRESENTACIÓN**

El presente proyecto surge a partir de la necesidad de implementar un nuevo sistema de transmisión a nivel de 500 kV en el sistema eléctrico ecuatoriano, debido al crecimiento de la demanda energética y tiene por objeto determinar los niveles de voltaje que se pueden presentar debido a sobrevoltajes de frecuencia industrial y maniobras en el sistema.

El capítulo I describe brevemente el actual y futuro sistema eléctrico ecuatoriano, priorizando en los proyectos relacionados con el sistema de transmisión a nivel de 500 kV que serán implementados en los próximos años.

El capítulo II sustenta un fundamento teórico de los principales tipos de sobrevoltajes que existen en un sistema eléctrico identificando el tipo de sobrevoltajes de mayor influencia en sistemas de transmisión a nivel de 500 kV.

El capítulo III incluye un estudio de sobrevoltajes por frecuencia industrial, utilizando los programas computacionales DigSilent PowerFactory 13.2 y Alternative Transient Program (ATP), considerando la topología de la red expuesta en el Plan de Expansión de Transmisión ecuatoriano 2009-2020 a nivel de 500 kV, aprobado por el CONELEC.

El capítulo IV incluye el análisis de sobrevoltajes por maniobra tanto de energización como de recierre de líneas de transmisión, además, se hace uso de las diferentes técnicas de control de sobrevoltajes para la obtención de su correspondiente valor de sobrevoltaje, todo esto se lo realiza con ayuda del programa computacional Alternative Transient Program (ATP), para la misma topología de red expuesta en el capítulo anterior.

El capítulo V menciona los diferentes logros y complicaciones que surgieron en la elaboración del proyecto además de resaltar los criterios más importantes de este proyecto.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial ha impulsado a tomar nuevas perspectivas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, para con ello, en el futuro no tener problemas de abastecimiento de demanda energética.

Nuestro país, está empeñado en satisfacer el crecimiento de demanda energética y prevenir en un futuro no muy lejano cortes de energía eléctrica, para lo cual, ha impulsado varios proyectos de generación hidroeléctrica de considerable magnitud y con ello aprovechar al máximo el recurso hídrico tan valioso con el que cuenta nuestro país y de hecho con estos proyectos se conseguirá que el costo de la energía sea más barata y el consumo de derivados de petróleo sea menor.

La ubicación de los proyectos de generación hidroeléctrica, generalmente alejados de los centros de demanda, han impulsado a adoptar nuevas técnicas de transporte de energía, desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Para satisfacer de forma eficiente estos requerimientos el sistema de transmisión debe ser capaz de transportar grandes cantidades de energía a través de largas distancias, lo cual, ha impulsado a elevar cada vez más los niveles de voltaje, llegando así a transmitir a niveles de extra alto voltaje (EHV), es decir, con voltajes superiores a 300 kV, e incluso a niveles de ultra alto voltaje (UHV), dentro del cual se considera voltajes superiores a los 750 kV, cabe mencionar que la mayoría de países de Latinoamérica ya tienen incorporados a sus sistemas niveles de transmisión de extra alto voltaje e incluso de ultra alto voltaje como es el caso de Brasil. El presente proyecto contempla un sistema de transmisión a nivel de 500 kV, que está dentro de los niveles de extra alto voltaje (EHV), este nivel de voltaje nos permite transmitir con ventajas económica y técnicas, grandes cantidades de energía sobre distancias relativamente largas.

## **1.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**

El sistema eléctrico ecuatoriano, en el año 2009, ha sufrido cambios en la normativa jurídica y operativa del sistema, provocando la integración de diez empresas distribuidoras que actualmente funcionan como Gerencias Regionales de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), además, bajo el mismo criterio, seis empresas de generación y la transmisora de electricidad pasan a convertirse en Unidades de Negocio dentro de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), quedando constituido el sistema eléctrico ecuatoriano de la siguiente forma; calificadas 13 empresas eléctricas generadoras; de las cuales, Ecoluz y EMAAP-Q han obtenido su calificación como generadoras y como autogeneradores, sin embargo, Ecoluz operó únicamente como autogeneradora; además cuenta con 1 como transmisor de energía y administrador del Sistema Nacional de Transmisión (Unidad de Negocio CELEC – Transelectric), 24 autogeneradoras y 11 distribuidoras; 10 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 1 es un sistema aislado; finalmente se han calificado 121 grandes consumidores, de los cuales, 105 actúan como Clientes Regulados de las distribuidoras, 1 recibe energía de su distribuidora mediante contrato a plazo, 6 obtienen energía de generadoras y 8 son consumos propios de la empresa autogeneradora Hidroabanico [1]; situación muy diferente a la que presentaba en diciembre de 2008, hasta dicho año, se encontraban calificadas en el Ecuador 19 agentes generadores ( 8 de capital privado y 11 con participación del Estado), 1 transmisor, 20 distribuidoras, de las cuales, 18 estaban incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 2 eran sistemas aislados; se tenían calificados también 85 grandes consumidores [2], los cuales, 55 actúan como Clientes Regulados de las distribuidoras, 11 reciben energía de sus distribuidoras mediante contratos a plazo, 17 obtienen energía de generadoras y 2 de autogeneradores.

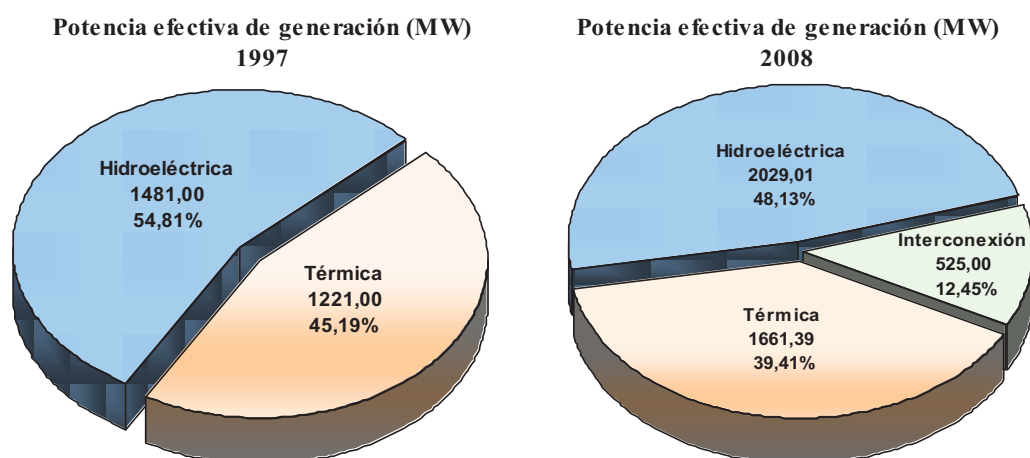
En base al plan maestro de electrificación 2009-2020 [3], se describirán los aspectos más relevantes del actual y futuro sector eléctrico ecuatoriano conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución, dando



mayor prioridad a los 2 primeros sistemas, con la finalidad de justificar la incorporación de una red de transporte de energía eléctrica de 500 kV al sistema eléctrico ecuatoriano.

### 1.1.1 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La evolución del parque generador ha sido mínima y hemos venido evidenciando desde varias décadas atrás, el crecimiento paulatino de la demanda de energía eléctrica ha llevado a un déficit de energía, el cual ha sido evidente en la disponibilidad de abastecimiento, puesto que no se ha tenido la suficiente reserva de energía para los periodos de estiaje, habiéndose recurrido a cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres, así como también, a medidas de carácter técnico – operativo a fin de evitar mayores inconvenientes en el abastecimiento. Contamos con varios recursos naturales renovables y fundamentalmente un recurso valioso que lo podemos aprovechar para generación de energía eléctrica, el cual es el recurso hídrico, cuyo potencial técnico y económicamente factible que no ha sido aprovechado, se estima en 22400 MW. Además, en el periodo 1997 – 2008, la proporción de potencia efectiva de las centrales de generación hidroeléctrica ha disminuido con respecto a la oferta total de generación variando del 54,81% de la potencia efectiva total del S.N.I. en 1997 a un 48,13 % a diciembre de 2008, resultado que se considera desfavorable desde el punto de vista económico, energético y ambiental.



**Figura 1.1.** Composición del parque generador ecuatoriano 1997 y 2008 [2] y [3].

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, CONELEC, diciembre 2008[2] y al Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, CONELEC, Ecuador, Agosto 2009[3].

A diciembre de 2008, la potencia nominal instalada total de Ecuador, sin incluir las interconexiones fue de 4556,37 MW, mientras que la potencia efectiva, es decir, la potencia máxima que se puede obtener del total de unidades generadoras bajo condiciones normales de operación, fue de 4155,42 MW, lo cual significa un incremento del 6,49% y 7,45% respectivamente en relación a diciembre de 2007. Además el número total de centrales de generación fue de 215, de las cuales, 89 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 126 se encuentran aisladas, en su mayoría como autogeneradoras.

El sistema cuenta con una interconexión de energía eléctrica con Colombia mediante las líneas de transmisión Tulcán- Ipiales a 138 kV y Pomasqui-Jamondino a 230 kV, cuya potencia nominal instalada total se situó en 540 MW y la potencia efectiva en 525 MW. Se dispone además, de la interconexión con Perú mediante la línea de transmisión Machala- Zorritos, con una potencia nominal de 110 MW, que solo puede funcionar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días, por emergencias.

Las fuentes de energía son detalladas a continuación, tomando en cuenta el tipo de central así como su potencia nominal de cada una de ellas.

<b>Fuente de Energía</b>	<b>Tipo de Central</b>	<b>Potencia Nominal (MW)</b>
Renovables	Hidráulica Embalse	1361,00
	Hidráulica Pasada	695,42
	Solar	0,02
	Eólica	2,40
	Térmica Turbovapor (1)	106,80
<b>Total Renovables</b>		<b>2165,64</b>
No Renovables	Térmica MCI	1137,59
	Térmica Turbogas	807,14
	Térmica Turbovapor	446,00
<b>Total No Renovables</b>		<b>2390,73</b>
Interconexión	Interconexión	650,00
<b>Total Interconexión</b>		<b>650,00</b>
<b>Total General</b>		<b>5206,37</b>

**Cuadro 1.1.** Centrales de generación según la fuente de energía año 2008 [2].

**Fuente:** Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, CONELEC, Ecuador, diciembre 2008 [2], Pág. 32.

Finalmente, en el año 2008 se obtuvo una generación bruta de energía eléctrica de 19108,69 GWh, producida de la siguiente manera, centrales Hidroeléctricas 11293,33 GWh, Térmicas MCI 3460,45 GWh, Térmicas Turbogas 1355,90 GWh, Térmicas Turbovapor 2496,13 GWh, Eólica 2,68 GWh, Solar 0,03 GWh y la energía producto de la importación desde Colombia es de 500,16 GWh.

### **1.1.2 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

El país cuenta con una única empresa transmisora, que es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, CELEC – Transelectric; que a febrero de 2009 se ha fusionado con las empresas generadoras Hidropaute S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A. e Hidroagoyán S.A., de la cual nace la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A., formalizada su constitución en la Superintendencia de Compañías el 13 de febrero de 2009 y fue inscrita en el Registro Mercantil el 26 de febrero de 2009, cuya misión y objetivo de integración es la de generar y transmitir energía eléctrica al menor costo, cuya energía sea continua bajo parámetros de confiabilidad y de calidad. Finalmente, bajo el amparo de la ley de Empresas Públicas, se emite el Decreto Ejecutivo N° 220 del 14 de enero de 2010, que crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, como resultado de la fusión de las empresas Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A. e Hidroeléctrica Nacional, Hidronación S.A.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ha transportado la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo, para cumplir con su objetivo, a la fecha cuenta con 34 subestaciones, que incluyen 2 de seccionamiento y 1 móvil, con una capacidad de transformación máxima de 7304,56 MVA, de los cuales, 6578,46 MVA han estado operando y 426,10 MVA se mantuvo como reserva para suplir cualquier contingencia, conformado por 9 transformadores y 94 autotransformadores dentro de sus subestaciones. Además cuenta con 3555,91 km de líneas de transmisión operando a 230 kV y 138 kV, distribuidos de la siguiente manera; 1669,92 km en líneas de transmisión, a nivel de 230 kV, del cual, 1207 km en doble circuito y 462,92 en simple circuito;

finalmente, la diferencia de su total, es decir, 1885,99 km corresponden a líneas de transmisión a nivel de 138 kV, 770,09 km en doble circuito y 1115,90 km en simple circuito [1].

Las líneas de transmisión a nivel de 230 kV están dispuestas en un anillo troncal cuyo recorrido cierra el circuito Molino (Paute) – Milagro – Pascuales (Guayaquil) – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa (Quito) – Totoras (Ambato) – Riobamba y finalmente cerrando el anillo en Molino (Paute). Con esta configuración se consigue vincular a la central hidroeléctrica más grande del país que es Paute con los principales centro de consumo: Guayaquil y Quito. Además, con este mismo nivel de voltaje se consideran los enlaces de interconexión con la República de Colombia mediante dos líneas de transmisión de doble circuito que parte desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriana – colombiana (Rumichaca) y a través de un circuito de 138 kV de tipo radial que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca y a partir de la frontera se interconecta con el sistema eléctrico de Colombia con las subestaciones Jamondino e Ipiales.

Se cuenta con la interconexión con la República de Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, que recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú; desde la frontera se conecta con la subestación Zorritos.

Casi en su totalidad, las líneas de 230 kV y las de 138 kV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR. La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV es la de doble barra; en cambio, en 138 kV predomina el esquema de barra principal y de transferencia, con algunas excepciones, donde existen esquemas de doble barra. El equipamiento de las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es de tipo convencional, excepto el de la subestación Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria que son de tipo compactas aisladas en SF6.

Finalmente, el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), en los terciarios de los transformadores de las siguientes subestaciones dispone de banco de condensadores que en total suman 150 MVAR, cuya distribución es la siguiente: Milagro 18 MVAR, Machala 12 MVAR, Policentro 12 MVAR, Ibarra 12 MVAR, Tulcán 3 MVAR, Portoviejo 12 MVAR y Santa Rosa 81 MVAR.

En condiciones de mínima demanda para controlar los altos voltajes que se producen en condiciones de mínima demanda, el SNT cuenta con 100 MVAR en banco de reactores en derivación, conectados en el terciario de los transformadores de las subestaciones del anillo de transmisión de 230 kV, cuyo detalle se presenta en la siguiente tabla.

<b>Subestación</b>	<b>MVAR</b>
Paute	20
Pascuales	20
Santo Domingo	10
Quevedo	10
Santa Rosa	20
Totoras	10
Riobamba	10
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

**Cuadro 1.2.** Reactores en el Sistema Nacional de Transmisión [3].

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, CONELEC, Ecuador, Agosto 2009 [3], Pág. 37.

### 1.1.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Toda Empresa Eléctrica distribuidora tiene como objetivo principal suministrar energía eléctrica a los clientes dentro de su área de concesión, los cuales están clasificados por sectores de consumo según sus requerimientos de energía eléctrica, es así que tenemos el sector residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros; los cuales, en el caso del sector industrial y otros; pueden ser clientes regulados o ser clientes no regulados. El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, establece las tarifas que las empresas eléctricas

aplicarán a sus clientes Regulados y en el caso de los clientes No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.

En la actualidad, nuestro país cuenta con 11 empresa eléctricas que se dedican a la distribución de energía eléctrica, 10 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y 1 es un sistema aislado, que es, la empresa de distribución Galápagos [1], cuya reestructuración de las 20 empresas distribuidoras hasta finales del año 2008 fue decidida por el Fondo de Solidaridad, accionista mayoritario de las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica del Ecuador, en uso de las atribuciones que le otorgó el Mandato Constituyente No. 15 a través de la Disposición Transitoria Tercera, resolvió crear la Corporación Nacional de Electricidad S.A. (CNEL), a través de la fusión de diez empresas distribuidoras, que son: El Oro, Guayas – Los Ríos, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo, Sucumbíos y Bolívar, las cuales, de acuerdo con la estructura de la nueva corporación se constituyen en Gerencias Regionales cuyo funcionamiento fue aprobado por el CONELEC el 10 de marzo de 2009 [4].

La situación financiera del sector eléctrico, depende en sí de las empresas de distribución, ya que, son los encargados de recaudar los ingresos sectoriales de energía eléctrica y cuyos ingresos serán distribuidos hacia los sectores de transmisión y generación para su mantenimiento y constante evolución; pero la situación financiera de la mayoría de empresas distribuidoras refleja condiciones negativas y pone en peligro la estabilidad económica del sector eléctrico en su conjunto. Entre sus principales problemas, podemos citar los siguientes [2]:

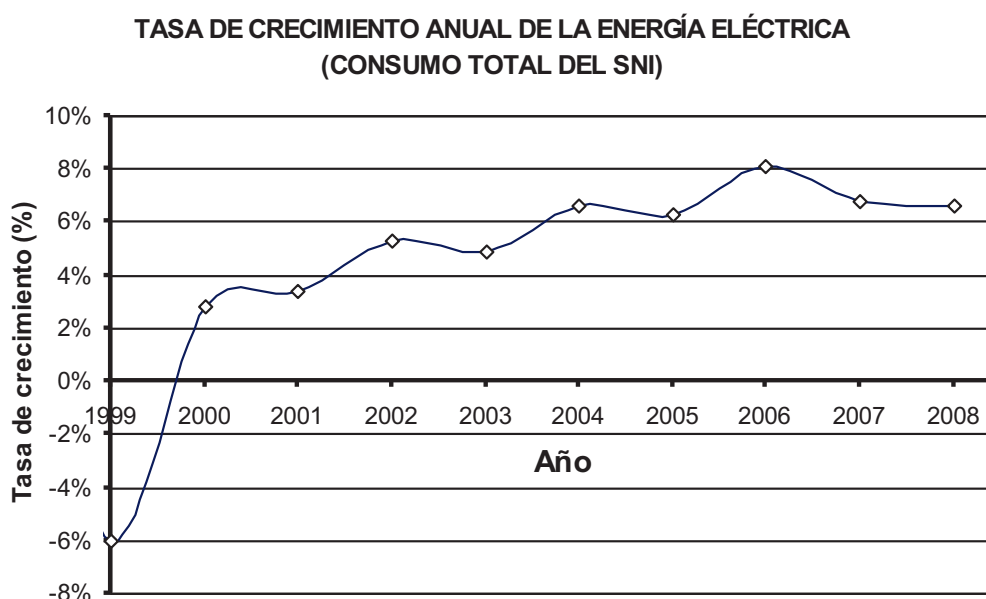
- Altas pérdidas de energía eléctrica;
- Deficiencias en la facturación y en la recaudación;
- Baja eficiencia y elevado gasto en administración, operación y mantenimiento;
- Alta injerencia política en la gestión gerencial;
- Falta de información confiable y actualizada;
- Falta de planificación en la gestión;
- Falta de inversión en infraestructura;
- Equipos y redes en condiciones de saturación y/o obsolescencia; e,

- Inadecuada calidad del servicio.

Para la superación de dichas dificultades se deberá mejorar la parte administrativa, financiera y técnica dentro de los parámetros accesibles sin dificultar el objetivo de toda empresa distribuidora.

#### 1.1.4 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA DEMANDA

El comportamiento de la demanda de energía y potencia en el mercado eléctrico ecuatoriano ha mantenido una situación de crecimiento sostenido durante el período 2000 – 2008, es así que en el año 2000 presenta una tasa de crecimiento del 2,8% y al año 2008 alcanza una tasa de crecimiento del 6,6%. La Figura 1.2. muestra el comportamiento de la tasa de crecimiento de la demanda a nivel de barras de subestación [2] y [3]:



**Figura 1.2.** Comportamiento de la demanda a nivel de barras de subestación [3].

**Fuente:** Elaboración de los autores en base al Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, CONELEC, Ecuador, Agosto 2009 [3], Pág. 178.

Según la proyección de la demanda a nivel de barras de subestaciones de entrega publicado por el CONELEC, comprendido entre los años 2007 – 2016, se tiene que el crecimiento medio anual de la demanda eléctrica tanto de energía

como de potencia será de 4,99% y 4,44% respectivamente, bajo la consideración de un escenario de crecimiento medio [3].

La demanda de energía y potencia mantiene un crecimiento paulatino, lo cual, obliga a incrementar la oferta de generación para con ello cubrir los requerimientos de energía y potencia, además, al incrementar la oferta de generación también se debe contar con un sistema de transmisión más robusto con la finalidad de evacuar la energía generada sin dificultad desde los centros de generación hacia los centros de consumo.

## **1.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**

El crecimiento progresivo de la demanda de energía eléctrica, bajo la consideración del sector energético como un sector estratégico de la economía del país ha impulsado a incrementar la oferta de generación eléctrica; esta expansión surge como resultado de los estudios eléctricos, energéticos y económicos que el CONELEC ha venido realizando, todos los proyectos aprobados se describen en el Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, dentro de los cuales el Estado tendrá una participación mucho más activa, pero, sin olvidar áreas igualmente sensibles, como son, la transmisión y la distribución, cuya finalidad será abastecer la demanda y reducir el precio de la energía.

El hecho de incrementar la oferta de generación también implica reforzar el sistema de transmisión, para lo cual, se pretende implementar un nuevo nivel de voltaje en el sistema de transmisión del país, que es, 500 kV; a continuación, se describe el plan de expansión de generación y con mayor prioridad el plan de expansión de transmisión.

### **1.2.1 PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN**

El objetivo central del Plan Maestro de Electrificación en materia de generación, consiste en garantizar el abastecimiento de la demanda durante el período de



análisis, en las mejores condiciones de seguridad y economía, procurando el autoabastecimiento interno, con la menor afectación ambiental y social.

El plan de expansión de generación está enfocado en el desarrollo de un sistema eléctrico sostenible, en el aprovechamiento de los recursos naturales renovables de energía disponibles, sobre todo, el recurso hídrico que nuestro territorio ecuatoriano posee, el cual, se distribuye en dos vertientes; la una, Amazónica, al este; y la otra, del Pacífico, al oeste; con una capacidad de caudales del 71% y 29% respectivamente. Cabe mencionar que la temporada lluviosa en la vertiente del Pacífico está comprendida entre los meses de Enero a Junio y en la vertiente Amazónica entre los meses de Marzo a Octubre; con todo lo mencionado anteriormente es claro ver que el sistema se encuentra vulnerable en los meses correspondientes de Octubre a Marzo, mismos que corresponden al periodo de estiaje en la vertiente Amazónica y en vista de que el mayor número de proyectos a ser desarrollados se encuentran en la vertiente Amazónica se requiere que se desarrollen proyectos térmicos de corto plazo que cubran ese porcentaje de la demanda de electricidad en aquellos meses sensibles o que se desarrollen proyectos importantes en la vertiente del Pacífico, tales como: Minas – La Unión, Toachi – Pilatón, Chespi, Ocaña, entre otros.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es constante y para su abastecimiento el Gobierno Nacional se ve empeñado en aumentar la infraestructura en materia de generación, para lo cual, se contempla la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, así como también la implementación de generación termoeléctrica eficiente, que permita garantizar el abastecimiento de la demanda y con ello lograr el desplazamiento de la generación termoeléctrica que está próximo a terminar con su vida útil, las cuales, utilizan combustibles de alto costo.

Además se pretende aprovechar al máximo la energía proporcionada por otros recursos naturales; energías tales como, solar, eólica, geotérmica y biomasa. En nuestro país no hemos desarrollado este tipo de energías como lo hemos hecho con la energía hidráulica, pero cabe mencionar, que en la Amazonía se tiene

implementado paneles solares para el abastecimiento de energía eléctrica a las familias que se encuentran más alejadas de los centros poblados, además, en la Región Insular se implementó la infraestructura necesaria para conseguir que la energía eólica sea transformada en energía eléctrica.

Los proyectos contemplados dentro del Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020 [3] en el ámbito de generación se detallan en el Cuadro 1.3.

<b>PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2009- 2020</b>				
<b>PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN</b>				
<b>PROYECTO</b>	<b>ESTADO DE AVANCE</b>	<b>TIPO</b>	<b>POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]</b>	<b>AÑO ESTIMADO DE ENTRADA EN OPERACIÓN</b>
Mazar	En construcción	Hidroeléctrica	160,00	2010
MCI-Cuba-Manta Miraflores	En trámite	Termoeléctrica	20,40	2010
Termoeléctricas Corto Plazo	Incluidos en el PME	Termoeléctrica	337,00	2010-2012
Baba	En construcción	Hidroeléctrica	42,00	2011
San José de Minas	En construcción	Hidroeléctrica	6,00	2011
Ocaña	En construcción	Hidroeléctrica	26,00	2011
Villonaco	Futura construcción	Eólica	15,00	2011
Esmeraldas II	Bajo concesión	Termoeléctrica	144,00	2012
Chorrillos	En construcción	Hidroeléctrica	4,00	2012
Ducal Wind Farm	Bajo concesión	Eólica	5,20	2012
San José de Tambo	En construcción	Hidroeléctrica	8,00	2012
Shushufindi	En trámite	Termoeléctrica	135,00	2012
Topo	Futura construcción	Hidroeléctrica	22,80	2012
Mazar - Dudas	En trámite	Hidroeléctrica	20,90	2012
Sigchos	En construcción	Hidroeléctrica	17,40	2012
Apaquí	En construcción	Hidroeléctrica	36,00	2012
Victoria	Futura construcción	Hidroeléctrica	10,00	2013
Pilaló 3	En construcción	Hidroeléctrica	9,30	2013
Chontal	En trámite	Hidroeléctrica	72,00	2013
Angamarca	En construcción	Hidroeléctrica	66,00	2014
Toachi - Pilatón	En construcción	Hidroeléctrica	228,00	2014
Sopladora	En construcción	Hidroeléctrica	487,00	2014
La Unión	Bajo concesión	Hidroeléctrica	80,50	2014
Quijos	Bajo concesión	Hidroeléctrica	50,00	2014
Baeza	Bajo concesión	Hidroeléctrica	50,00	2014
Chespi	En trámite	Hidroeléctrica	167,00	2015
Coca Codo Sinclair	En construcción	Hidroeléctrica	1500,00	2015
Minas	Bajo concesión	Hidroeléctrica	273,00	2015
Villadora	En trámite	Hidroeléctrica	270,00	2015
Cardenillo	En trámite	Hidroeléctrica	400,00	2017
<b>POTENCIA TOTAL EN BORNES DE GENERADOR [MW] :</b>			<b>4662,5</b>	

**Cuadro 1.3.** Plan de Expansión de la Generación 2009 – 2020 [3].

**Fuente:** Elaboración de los autores en base al Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, CONELEC, Ecuador, Agosto 2009 [3], Pág. 252.

Según estudios de planificación, la ejecución del complejo Paute con las centrales Mazar (ubicado aguas arriba de la central Paute), Molino y Sopladora (ubicada aguas abajo de la central Paute) pertenecientes a la región centro sur, con una capacidad total que podría superar los 1600 MW, más otros ocho proyectos ubicados todos en la subcuenca del río Guayllabamba que están a cargo de la empresa HidroEquinoccio HEQ S.A. perteneciente al Honorable Consejo Provincial de Pichincha, de estos proyectos se encuentran en construcción Baba, Ocaña y Toachi – Pilatón cuyo aporte será de 296 MW y a esto se suma la central más grande a construirse, que es, la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, ubicada en la vertiente Amazónica, cuyo aporte será de 1500 MW, presentarán nuevas condiciones en el sistema, que requieren la presencia de un sistema de transmisión de gran capacidad que deba operar a 500 kV [3].

### **1.2.2 PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN**

El plan de expansión de Transmisión está a cargo de la Compañía Nacional de Transmisión, CELEC EP – Transelectric; la expansión del sistema de transmisión tiene como objetivo atender la demanda en el SNI con calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente.

El Transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en un plan de expansión anualmente preparado con un horizonte de evaluación de diez años. Dicho plan es anualmente aprobado por el CONELEC [4].

En el presente proyecto se considerará la última versión del Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2020, el cual, fue aprobado por el Directorio del CONELEC en sesión del 2 de julio de 2009, el Plan de Expansión permitirá que el Sistema Nacional de Transmisión tenga la infraestructura necesaria para transportar la producción de la generación actual y sobre todo la futura, hacia los centros de consumo, además permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema y mantener niveles adecuados de voltaje en todas las barras del sistema.

El Transmisor elabora el Plan de Expansión de Transmisión, según el siguiente procedimiento:

- Estudios eléctricos del SNI, para cada uno de los años considerados en el Plan de Expansión.
- Sobre esta base, establece las alternativas de expansión que permitirán la operación del SNI, con parámetros aceptables de calidad según la normativa vigente.
- Las alternativas son evaluadas económicamente, considerando los costos de inversión, operación, mantenimiento, restricciones operativas y pérdidas en el sistema de transmisión.
- Finalmente se selecciona la alternativa de expansión, que cumpla con las regulaciones vigentes y que representa el mínimo costo.

Este plan es remitido al CONELEC para su revisión y aprobación, en donde, después de la realización de estudios eléctricos con las herramientas computacionales de flujos de potencia y cortocircuitos se emite sus observaciones al Transmisor, quien las acoge, para finalmente presentar un plan que será de aplicación obligatoria.

#### **1.2.2.1 Proyectos contemplados en el plan de expansión de transmisión**

Tomando como punto de partida el plan de expansión de generación y la proyección de la demanda se ha elaborado el plan de expansión de transmisión 2009 – 2020, en el cuál, según la entrada en operación de la nueva generación se ha previsto reforzar el SNT en las dos primeras etapas y en la tercera etapa contar con el nuevo sistema de transmisión a nivel de 500 kV, cuya finalidad será evacuar toda la energía generada hacia los centros de consumo.

Los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de Transmisión 2009 – 2020, son los siguientes [4]:

- Ampliación de subestaciones existentes.
- Incrementar el equipamiento de reserva en subestaciones.
- Modernización de subestaciones y medición de calidad de servicio.

- Sistema de registro de eventos.
- Nueva compensación reactiva / capacitiva.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Implementación del nuevo sistema de transmisión de 500 kV.

Con todo esto se tendrá un sistema de transmisión sólido y de gran capacidad de transmisión que permitirá enlazar los centros de generación antes mencionados con los principales centros de carga, ubicados en la ciudad de Quito y Guayaquil.

#### **1.2.2.2 Sistema de transmisión a nivel de 500 kV**

De acuerdo a la entrada de operación de la nueva generación se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, un sistema a nivel de 500 kV, el cual fue aprobado por el CONELEC en el Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016.

Estudios realizados hace pocos años atrás por la empresa Consultora Nippon Koei Co. Ltda. de Japón planteó que para evacuar la posible generación del proyecto Sopladora se deberá contar con un sistema de transmisión de 500 kV, desde la subestación que se ubicaría junto a dicha central de generación hacia una subestación ubicada en la ciudad de Guayaquil, tal recomendación fue luego ratificada por los estudios realizados por la empresa transmisora [5].

El sistema expuesto por CELEC EP – Transelectric en mayo de 2009 contempla un sistema de transmisión a nivel de 500 kV para evacuar la energía generada de Coca Codo Sinclair hasta una subestación en El Inga (antes Pifo), Quito. De manera similar se evacuará la energía producida por la central Sopladora hasta otra subestación ubicada en las inmediaciones de Guayaquil, en Yaguachi, para finalmente unir estos dos centros de carga y formar el sistema de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV. En el Anexo A se indica el posible recorrido de las líneas de transmisión de 500 kV, así como, la ubicación geográfica de sus subestaciones.

#### *1.2.2.2.1 Características y descripción del sistema de transmisión a nivel de 500 kV*

Las líneas de transmisión de 500 kV tendrán 4 conductores por fase cuyo calibre es de 750 kcmil ACAR, lo cual, permitirá reducir el efecto corona y la radio interferencia, además, se dispondrá de banco de reactores en los extremos de las líneas, cuya finalidad será disminuir los sobrevoltajes por efecto Ferranti derivados de las maniobras operativas de la red. El sistema en sí, estará conformado por cuatro líneas de transmisión a nivel de 500 kV y cuatro subestaciones, que son: S/E El Inga (antes Pifo), S/E Yaguachi, S/E Coca Codo Sinclair y la S/E Sopladora, todas estas subestaciones cuentan con banco de transformadores monofásicos de 450 MVA; a todo esto se suman tramos de líneas de 230 kV, las cuales permitirán interconectar las subestaciones Molino y Sopladora brindando mayor confiabilidad en la operación de las centrales hidroeléctricas de Mazar, Paute y Sopladora.

Las líneas de transmisión contempladas en el Plan de Expansión, son las siguientes [4]:

- L/T El Inga (antes Pifo) (Quito) – Yaguachi (Guayaquil), nivel de voltaje 500 kV, longitud de la L/T 300 km, sistema de un solo circuito, conductor 4x750 ACAR.
- L/T El Inga (antes Pifo) – Coca Codo Sinclair, nivel de voltaje 500 kV, longitud de la L/T 125 km, sistema de doble circuito, conductor 4x750 ACAR.
- L/T Yaguachi – Sopladora, nivel de voltaje 500 kV, longitud de la L/T 180 km, sistema de un solo circuito, conductor 4x750 ACAR.
- L/T Molino – Sopladora, nivel de voltaje 230 kV, longitud de la L/T 12 km, sistema de doble circuito, conductor ACAR 1200.
- L/T Sopladora – enlace Riobamba y Totoras, nivel de voltaje 230 kV, longitud de la L/T 12 km, sistema de doble circuito, conductor ACAR 1200.

Al término de la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión se contará con un sistema más robusto, lo cual, permitirá mejorar las condiciones operativas del sistema, así como, mantener mejores niveles de voltaje en todas las barras, adaptándose así de forma paulatina a las nuevas condiciones que impone la oferta y la demanda y sobre todo permitirá interconectarse con nuestros países vecinos a un nivel de voltaje de 500 kV, logrando así tener un sistema más estable.

### **1.3 BENEFICIOS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Entre los beneficios más destacados que se tendrá con la expansión de generación y transmisión, se menciona las siguientes:

- Se abastecerá la demanda de energía eléctrica en condiciones de autonomía.
- Se dispondrá de niveles de reserva adecuados, con lo cual, estaremos reduciendo la dependencia de la importación de energía.
- Se aprovechará de mejor manera los recursos hidroenergéticos del país.
- Se tendrá una mayor incidencia de generación hidroeléctrica, con un mayor balance entre proyectos de la vertiente del Pacífico y Amazónica, reduciendo con ello los efectos del estiaje.
- Disminución de la generación termoeléctrica, con lo cual, se reducirá el consumo de combustibles fósiles y por ende la reducción de emisiones de gases contaminantes (CO<sub>2</sub>), causantes del efecto invernadero.
- Posibilidades de exportación de energía a los países vecinos.

El hecho de mejorar el sector eléctrico del país constituye una herramienta que impulsa el desarrollo social y económico del país, haciéndolo más competitivo frente a otros países y sobre todo mejorando con ello la calidad de vida de todos sus habitantes.

## CAPITULO II

### **SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

Los Sistemas Eléctricos de Potencia en su mayor parte de tiempo operan en régimen permanente; sin embargo, deben ser diseñados para soportar condiciones desfavorables a los que pueden estar sometidos durante un período de tiempo. Los rayos y las operaciones de maniobra son siempre un potencial de peligro para los equipos de los sistemas eléctricos de potencia, los cuales, definen las condiciones de operación del sistema. En un sistema eléctrico de potencia es común contar con la presencia de fenómenos transitorios, los cuales, son eventos indeseables y de naturaleza momentánea causados por diferentes circunstancias.

Es así, que para voltajes hasta 245 kV, el nivel de aislamiento de las líneas de transmisión y de equipos está determinado por la necesidad de protegerlos de los rayos; para los sistemas con voltajes superiores a los 245 kV los sobrevoltajes por maniobra son el factor determinante del nivel de aislamiento [8]. Estas condiciones extremas son normalmente producidas durante un corto tiempo, conocidas como transitorios, los cuales provocan sobrevoltajes en todo el sistema eléctrico alterando de esa manera su funcionamiento normal. En general, los transitorios en los sistemas eléctricos se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación o configuración de los sistemas.

#### **2.1 DEFINICIÓN DE SOBREVOLTAJES**

Un sobrevoltaje es un voltaje superior al de referencia, que es el valor máximo nominal de operación del sistema, pueden ser, de origen externo provocados por las descargas atmosféricas, las cuales, pueden originar voltajes superiores al nominal; o de origen interno a frecuencia industrial y por maniobra; los sobrevoltajes de frecuencia industrial son poco amortiguados y se encuentran a frecuencia nominal o cerca de la misma y los sobrevoltajes debido a maniobra ocurren debido a la apertura y cierre de los disyuntores, los cuales, son muy frecuentes.



## 2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES

Muchas son las causas por las que se originan sobrevoltajes en una red de transmisión, es así que su clasificación se realiza de acuerdo a tres características importantes, las cuales son, su origen, su forma y su duración.

Los sobrevoltajes según su origen pueden clasificarse en [7]:

a) Sobrevoltajes de origen interno

Son los producidos al variar las condiciones de operación o servicio de la instalación; sus causas son múltiples, entre ellas tenemos, maniobras voluntarias sobre las redes, cortocircuitos, modificaciones bruscas del régimen de carga, descargas a tierra, efecto de resonancia, entre otras. Estos sobrevoltajes corresponden generalmente a un régimen transitorio de naturaleza oscilante.

b) Sobrevoltajes de origen externo

Son debidos a fenómenos atmosféricos, especialmente a las descargas atmosféricas (rayos) entre las nubes, entre nubes y tierra o entre nube y el conductor. Este tipo de descargas pueden ser directas o indirectas, según la incidencia del rayo, es decir, según el rayo caiga directamente sobre la línea de transmisión o en las proximidades de la misma, respectivamente.

La clasificación de los sobrevoltajes según su forma y duración, de acuerdo a la Norma IEC 60071 – 1 [8] es la siguiente:

a) Voltaje de frecuencia industrial permanente

b) Sobrevoltajes temporales

c) Sobrevoltajes transitorios

- Sobrevoltajes de frente lento
- Sobrevoltajes de frente rápido
- Sobrevoltajes de frente muy rápido

d) Sobrevoltaje combinado

La forma de clasificación de los sobrevoltajes, en ambos casos, guarda concordancia una con otra, pero, cabe mencionar que estas dos clasificaciones anteriores se las puede agrupar en una sola, cuya clasificación es:

a) Sobrevoltajes a frecuencia industrial

- b) Sobrevoltajes por maniobra, y
- c) Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

Sus correspondencias con las dos formas de clasificación de los sobrevoltajes mencionados anteriormente se las resumen en la siguiente tabla:

	<b>Correspondencia entre la clasificación de los sobrevoltajes</b>	
	<b>Según su origen</b>	<b>Según su forma y duración</b>
Sobrevoltajes a frecuencia industrial	Interno	Sobrevoltaje temporales
Sobrevoltajes por maniobras	Interno	Sobrevoltaje transitorio de frente lento
Sobrevoltajes por descargas atmosféricas	Externo	Sobrevoltaje transitorio de frente rápido

**Cuadro 2.1.** Correspondencia de la clasificación de los sobrevoltajes.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a la International estándar IEC 60071-1, Insulation Co-ordination Part 1: Definition, principles and rules. Seventh Edition, 1993-12 [8], Pág. 21.

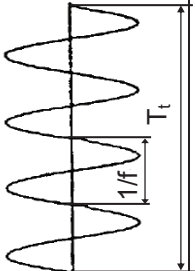
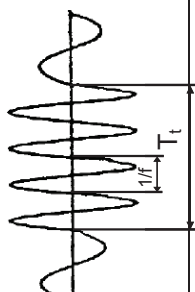
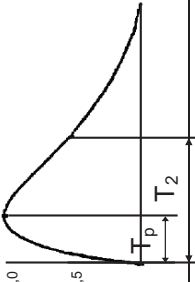
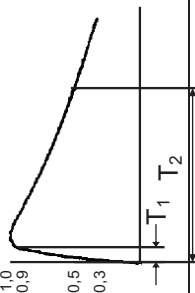
### 2.3 FORMAS DE ONDA NORMALIZADAS DE SOBREVOLTAJES

Frente a los diferentes tipos de sobrevoltajes, se han establecido [8] formas de onda normalizadas, cuyo detalle se encuentra en el cuadro 2.2; así tenemos:

- *Voltaje normalizado de corta duración a frecuencia industrial.*- es un voltaje sinusoidal, de frecuencia comprendida entre 48 Hz y 62 Hz, y una duración igual a 60 segundos.
- *Impulso de voltaje tipo maniobra normalizada.*- es un impulso de voltaje con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 250  $\mu$ s y un tiempo de cola de 2500  $\mu$ s.
- *Impulso de voltaje tipo rayo normalizado.*- es un impulso de voltaje con un tiempo de subida hasta el valor de cresta de 1,2  $\mu$ s y un tiempo de cola de 50  $\mu$ s.

- *Impulso de voltaje tipo maniobra combinado normalizado.*- es un impulso de voltaje combinado que tiene dos componentes del mismo valor de cresta y polaridad opuesta, la componente positiva es un impulso de maniobra normalizado, mientras que la componente negativa es un impulso de maniobra cuyos tiempos de subida y de cola no deberían ser inferiores a los de impulso positivo. Ambos impulsos deberían alcanzar el valor de cresta en el mismo instante. El valor de cresta del voltaje combinado es, por tanto, la suma de los valores de cresta de los componentes.

Como se puede apreciar, los sobrevoltajes se los puede clasificar de varias formas, en este capítulo, describiremos a los sobrevoltajes según su forma y duración, es decir, según la clasificación propuesta por la Norma IEC 60071 – 1 [8], así como también trataremos las causas que lo originan, cuya finalidad será adquirir un panorama más amplio de los tipos de sobrevoltajes, pero antes, en el cuadro 2.2 se presentan las formas de sobrevoltajes representativos y sus parámetros de cada uno de los sobrevoltajes presentados según la norma antes mencionada.

Clases de sobrevoltajes	Baja Frecuencia		Transitorios	
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente Rápido
Forma de onda de voltajes y sobrevoltajes				
Rango de formas de onda de voltajes y sobrevoltajes	$f=50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_t \leq 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$3 \text{ ns} < T_r \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_t \leq 3 \text{ ms}$
Parámetros de voltaje estandarizado	$f=50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_t (*)$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$(*)$
Ensayo de voltaje tolerado normalizado	$(*)$	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo
(*) a especificar por el comité del producto considerado				

**Cuadro 2.2.** Clases, formas de onda y rango de parámetros de voltajes y sobrevoltajes [8].

Fuente: International standard IEC 60071-1, Insulation Co-ordination Part 1: Definition, principles and rules. Seventh Edition, 1993-12 [8], Pág. 41.

## **2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE SOBREVOLTAJES**

### **2.4.1 VOLTAJE DE FRECUENCIA INDUSTRIAL PERMANENTE**

Es el voltaje del sistema que se origina en condiciones normales de operación, tienen variaciones mínimas en magnitud y difieren de un punto a otro dentro del sistema. Su frecuencia oscila igual o muy cerca de la frecuencia de operación del sistema, es decir, 50 Hz para los países europeos, asiáticos y algunos de Latinoamérica o 60 Hz para los Estados Unidos y la mayoría de países latinoamericanos, así, como es el caso de nuestro país.

Bajo propósitos de diseño y coordinación de aislamiento el voltaje de frecuencia industrial podrá ser considerado como constante e igual que el voltaje más alto del sistema [9].

### **2.4.2 SOBREVOLTAJES TEMPORALES**

El sobrevoltaje temporal o sobrevoltaje de frecuencia industrial es de duración relativamente larga, no permanente; puede ser, no amortiguado o débilmente amortiguado y en algunos casos su frecuencia puede ser varias veces menor o mayor que la frecuencia industrial. Aunque la amplitud de estos sobrevoltajes es menor que otros tipos de sobrevoltajes, puede ser determinante en el diseño del aislamiento interno como también en el aislamiento externo de los equipos. Este tipo de sobrevoltaje también es conocido como sobrevoltaje sostenido, y persisten en el sistema hasta que sea modificado o que se elimine la causa que lo originó.

Generalmente los sobrevoltajes temporales son causados por [10]:

- Maniobras, por ejemplo, rechazo de carga
- Fallas eléctricas, por ejemplo, corto circuito monofásico
- Fenómenos no lineales, por ejemplo, ferro – resonancia

Los sobrevoltajes temporales pueden ser caracterizados por:

- Su amplitud, en general, inferior a 1,5 p.u.

- Su frecuencia de oscilación, puede ser menor, igual o mayor que la frecuencia fundamental.
- Su tiempo de duración total, es superior a decenas de milisegundos.

### 2.4.3 SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS

Los sobrevoltajes transitorios son sobrevoltajes de corta duración, algunos milisegundos o menores, pueden ser oscilatorios o no oscilatorios y generalmente muy amortiguados y pueden ser seguidos inmediatamente por sobrevoltajes temporales, en tales casos, los dos sobrevoltajes son considerados como eventos independientes. Los sobrevoltajes transitorios se dividen en:

#### 2.4.3.1 Sobrevoltaje transitorio de frente lento

Este tipo de sobrevoltajes se caracterizan por ser generalmente oscilatorio y unidireccional, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta comprendido entre  $20 \mu\text{s}$  (0,0012 ciclos)  $< T_p \leq 5000 \mu\text{s}$  (0,3 ciclos) y con un tiempo de cola que oscila entre  $T_2 \leq 20000 \mu\text{s}$  (2 ciclos).

#### 2.4.3.2 Sobrevoltaje transitorio de frente rápido

Se caracteriza por ser generalmente unidireccional, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta comprendido entre  $0,1 \mu\text{s}$  (0,000006 ciclos)  $\geq T_1 \leq 20 \mu\text{s}$  (0,0012 ciclos) y con un tiempo de cola que oscila entre  $T_2 < 300 \mu\text{s}$  (0,018 ciclos).

#### 2.4.3.3 Sobrevoltaje transitorio de frente muy rápido

Se caracteriza por ser generalmente muy rápido y oscilatorio, con un tiempo de subida hasta el valor de cresta comprendido entre  $T_f \leq 0,1 \mu\text{s}$  (0,000006 ciclos), una duración total menor a los  $3000 \mu\text{s}$  (0,18 ciclos) y con oscilaciones superpuestas de frecuencias comprendidas entre  $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$ .

### 2.4.4 SOBREVOLTAJE COMBINADO

Corresponden a la unión de sobrevoltajes temporales y sobrevoltajes transitorios, consiste en dos componentes de voltaje aplicadas simultáneamente a cada uno

de los dos terminales de fase de una aislación fase – fase, o longitudinal, y tierra. Se clasifican según la componente de mayor valor de cresta.

## 2.5 ONDAS VIAJERAS

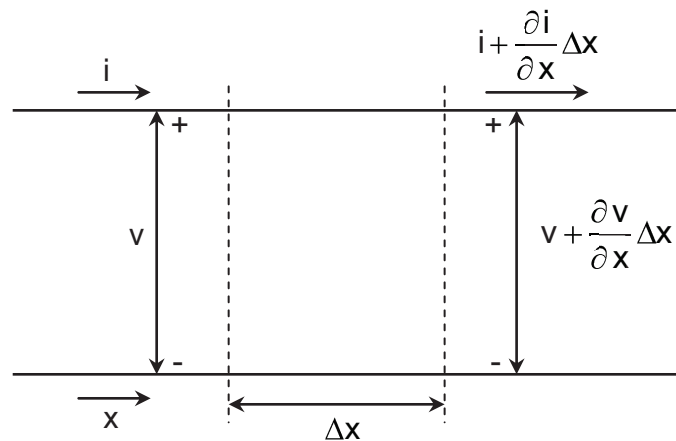
Cuando se energiza una línea de transmisión, el voltaje, la corriente, la potencia y la energía fluyen desde la fuente hacia la carga localizada a una distancia determinada, propagándose como ondas electromagnéticas con una velocidad finita, lo cual, permite que a un tiempo corto la carga reciba dicha potencia. Esto da lugar al concepto de ondas viajeras en una línea de transmisión con parámetros distribuidos. Cuando una línea de transmisión con parámetros distribuidos es sometida a una perturbación, como una descarga atmosférica o una operación de maniobra, surgen ondas de voltaje y corriente que viajan a lo largo de la línea de transmisión a una velocidad cercana a la velocidad de la luz, cuando estas ondas llegan a los terminales de la línea, dan lugar a la aparición de ondas reflejadas de voltaje y corriente que viajan de regreso por la línea de transmisión sobrepuestas a las ondas iniciales y que debido a las pérdidas en la línea, las ondas que viajan son atenuadas y desaparecen después de algunas reflexiones.

Para el análisis de transitorios, ya sea de forma digital, simulaciones mediante el Alternative Transient Program (ATP), o de forma matemática se puede utilizar el modelo de línea de transmisión con pérdidas o sin pérdidas; cuando se refiere a líneas de transmisión con pérdidas se toman en cuenta la resistencia en serie o la conductancia en paralelo, lo cual, provoca atenuación, distorsión y pérdidas de energía. El análisis transitorio se complica al incorporar las pérdidas de la línea de transmisión y mucho más cuando se toma en cuenta el efecto superficial, es decir, considerar que la resistencia no es constante sino dependiente de la frecuencia. La mejor opción para el análisis de transitorios es usar paquetes computacionales, como el ATP, ya que, cuando se involucran las pérdidas de una línea de transmisión, sin importar su origen, el estudio de transitorios es muy complejo y por ello se considerará el caso de la línea sin pérdidas, la cual, es una buena representación para líneas de alta frecuencia donde  $\omega L$  y  $\omega C$  son muy grandes comparados con la resistencia (R) y la conductancia (G). Para

sobrevoltajes por maniobra o por descargas atmosféricas sobre una línea de transmisión, el estudio de la línea sin pérdidas es una simplificación muy acertada evitando así la complejidad de la teoría.

### 2.5.1 ECUACIÓN DE LA ONDA VIAJERA

Para encontrar la ecuación de la onda viajera partimos del siguiente gráfico, en el cuál, la distancia  $x$ , se medirá a lo largo de la línea de transmisión desde el extremo generador hasta el elemento diferencial de longitud  $\Delta x$ , el voltaje ( $v$ ) y la corriente ( $i$ ) son funciones de la distancia ( $x$ ) y el tiempo ( $t$ ), por lo cual, se usarán derivadas parciales para su desarrollo.



**Figura 2.1.** Diagrama esquemático de una sección elemental de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de retorno [6].

**Fuente:** GRAINGER John J, STEVENSON William D. Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, México: Editorial McGraw Hill, 1996 [6], Pág. 209.

La caída de voltaje serie a lo largo del elemento longitudinal de la línea considerando las pérdidas es:

$$\Delta v = i(R\Delta x) + \left(\Delta x\right) \frac{\partial i}{\partial t}$$

La expresión anterior se la puede escribir de la siguiente forma;

$$\frac{\partial v}{\partial x} \Delta x = - \left( Ri + L \frac{\partial i}{\partial t} \right) \Delta x \quad (2.1)$$



El signo negativo, es necesario, ya que la suma algebraica de voltaje (v) con su variación debe ser menor que dicho voltaje para valores positivos de corriente (i) y su correspondiente variación. De manera análoga, tenemos:

$$\frac{\partial i}{\partial x} \Delta x = - \left( Gv + C \frac{\partial v}{\partial t} \right) \Delta x \quad (2.2)$$

Las ecuaciones anteriores, se pueden dividir para  $\Delta x$  cada una y bajo la consideración del caso de la línea sin pérdidas, es decir, su resistencia (R) y su conductancia (G) deben ser cero; nos quedan:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -C \frac{\partial v}{\partial t} \quad (2.4)$$

Para eliminar la corriente (i) de la ecuación (2.3) se procede a calcular la derivada parcial de ambos términos con respecto a x, en el desarrollo aparecerán términos semejantes al de la ecuación (2.4) los cuales serán reemplazados a su debido tiempo, cuyo desarrollo es;

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = -L \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial i}{\partial t} \right)$$

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = -L \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\partial i}{\partial x} \right)$$

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = -L \frac{\partial}{\partial t} \left( -C \frac{\partial v}{\partial t} \right)$$

$$\frac{\partial^2 v}{\partial t^2} = \frac{1}{LC} \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \quad (2.5)$$

La ecuación (2.5) es la llamada ecuación de la onda viajera de una línea de transmisión sin pérdidas, la ecuación anterior es una función de la distancia, la velocidad y el tiempo. La solución para el voltaje esta expresado por:

$$v = f \lambda = \omega / k$$

Siendo:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.6)$$

En donde,  $v$  representa la velocidad de propagación en una línea de transmisión cuyas unidades serán m/s, definida como aquella velocidad a la que debe viajar un observador a lo largo de la línea para mantenerse sincronizado con la onda de voltaje progresiva o con la onda de voltaje regresiva; la velocidad de propagación en una línea de transmisión se encuentra relacionada con la capacitancia ( $C$ ) de la línea por unidad de longitud, expresada en faradios por metro y la inductancia ( $L$ ) de la línea por unidad de longitud, expresada en henrios por metro.

### 2.5.2 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA [11]

La impedancia característica de una línea de transmisión ( $Z_C$ ) representa el cociente en cualquier punto de la línea de transmisión, y en cualquier instante; entre la magnitud de voltaje ( $v(x,t)$ ) y la magnitud de corriente ( $i(x,t)$ ). La impedancia característica se define como:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.7)$$

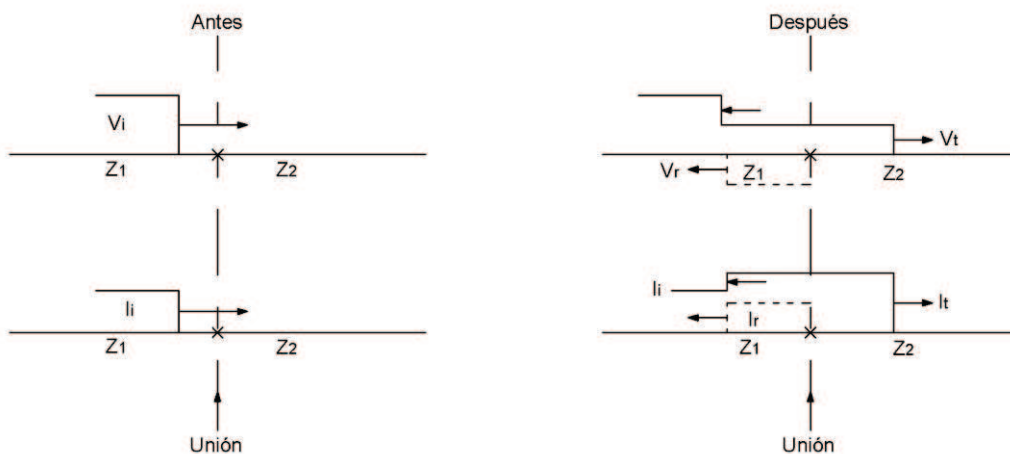
y junto con la velocidad de propagación definida en el numeral anterior caracterizan por completo a una línea de transmisión ideal, es decir, a una línea de transmisión sin pérdidas. La impedancia característica de las líneas de transmisión depende de sus constantes geométricas y del material aislador que separa los conductores. Si la línea de transmisión termina en su impedancia característica ( $Z_C$ ), el coeficiente de reflexión para el voltaje y la corriente es cero, no habrá ondas reflejadas y la línea se comportará como si tuviera una extensión infinita, solamente cuando regresa una onda reflejada al extremo generador, la fuente considera que la línea no es infinita y que no está terminada en su impedancia característica ( $Z_C$ ).

### 2.5.3 REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN DE ONDAS VIAJERAS

En una línea de transmisión ordinaria la potencia puede propagarse en ambas direcciones, es decir la línea de transmisión es bidireccional.

Las ondas incidentes, reflejadas y refractadas se producen cuando se encuentran discontinuidades, es decir diferentes impedancias en un mismo trayecto, esto ocurre debido a que las líneas de transmisión llegan a las subestaciones en las cuales se conecta equipos que tienen su propia impedancia característica distinta al de la línea de transmisión.

Considerando la posibilidad de la unión entre las líneas de transmisión de impedancia característica  $Z_1$  y  $Z_2$ , y bajo la consideración de  $Z_1 > Z_2$ , cuya consideración podría ser la unión entre una línea aérea y un cable, lo cual se muestra en el siguiente gráfico:



**Figura 2.2.** Ondas de voltaje y corrientes incidentes, reflejadas y transmitidas en líneas de impedancia  $Z_1$  y  $Z_2$  [15].

**Fuente:** GREENWOOD Allan, Electrical Transient in Power Systems second edition, Mexico [15], Pág. 245.

La onda incidente (i) y la reflejada (r), se comportan como se indican en el gráfico y se relacionan con las impedancias características de las dos líneas ( $Z_1$  y  $Z_2$ ) de la siguiente forma:

$$\frac{V_i}{i_i} = Z_1 \quad (2.8)$$

$$\frac{V_r}{i_r} = -Z_1 \quad (2.9)$$

$$\frac{V_t}{i_t} = Z_2 \quad (2.10)$$

El voltaje que se transmite ( $v_t$ ), a la segunda línea en cualquier instante será la suma algebraica de los voltajes incidente y reflejado en la primera línea.

$$v_t = v_i + v_r \quad (2.11)$$

La diferencia entre la corriente incidente y la corriente transmitida al segundo circuito es igual a la corriente reflejada.

$$i_t = i_i + i_r \quad (2.12)$$

Realizando el desarrollo de las ecuaciones anteriores, tenemos:

$$i_t \cdot Z_2 = Z_1 \cdot i_i - Z_1 \cdot i_r$$

Cuyas ecuaciones finales son:

$$\text{Corriente transmitida} \quad i_t = \frac{2}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.13)$$

$$\text{Corriente reflejada} \quad i_r = \frac{v_i}{Z_1} \cdot \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (2.14)$$

$$\text{Voltaje reflejado} \quad v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.15)$$

$$\text{Voltaje transmitido} \quad v_t = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} v_i \quad (2.16)$$

La reflexión implica un cambio de signo ya sea de voltaje o de corriente, pero no de las dos simultáneamente. Las ecuaciones de voltaje reflejado y voltaje transmitido pueden resumirse como:

$$v_t = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} v_i = \alpha v_i$$

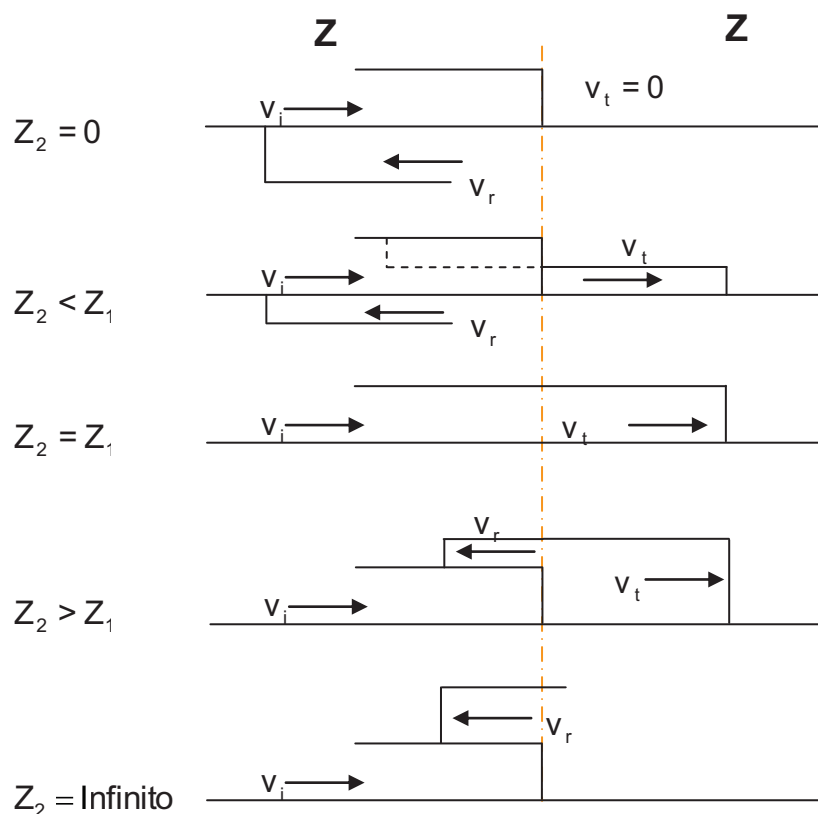
$$v_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} v_i = \beta v_i$$

en donde;

$\alpha = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$ ; denominado coeficiente de transmisión; sus valores pueden variar entre  $0 \leq \alpha \leq 2$ , dependiendo de los valores relativos de  $Z_1$  y  $Z_2$ .

$\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$ ; denominado coeficiente de reflexión; sus valores pueden ser positivos o negativos dependiendo de los valores relativos de  $Z_1$  y  $Z_2$ ,  $-1 \leq \beta \leq 1$ .

En la figura siguiente se presenta varias opciones de la onda de voltaje.



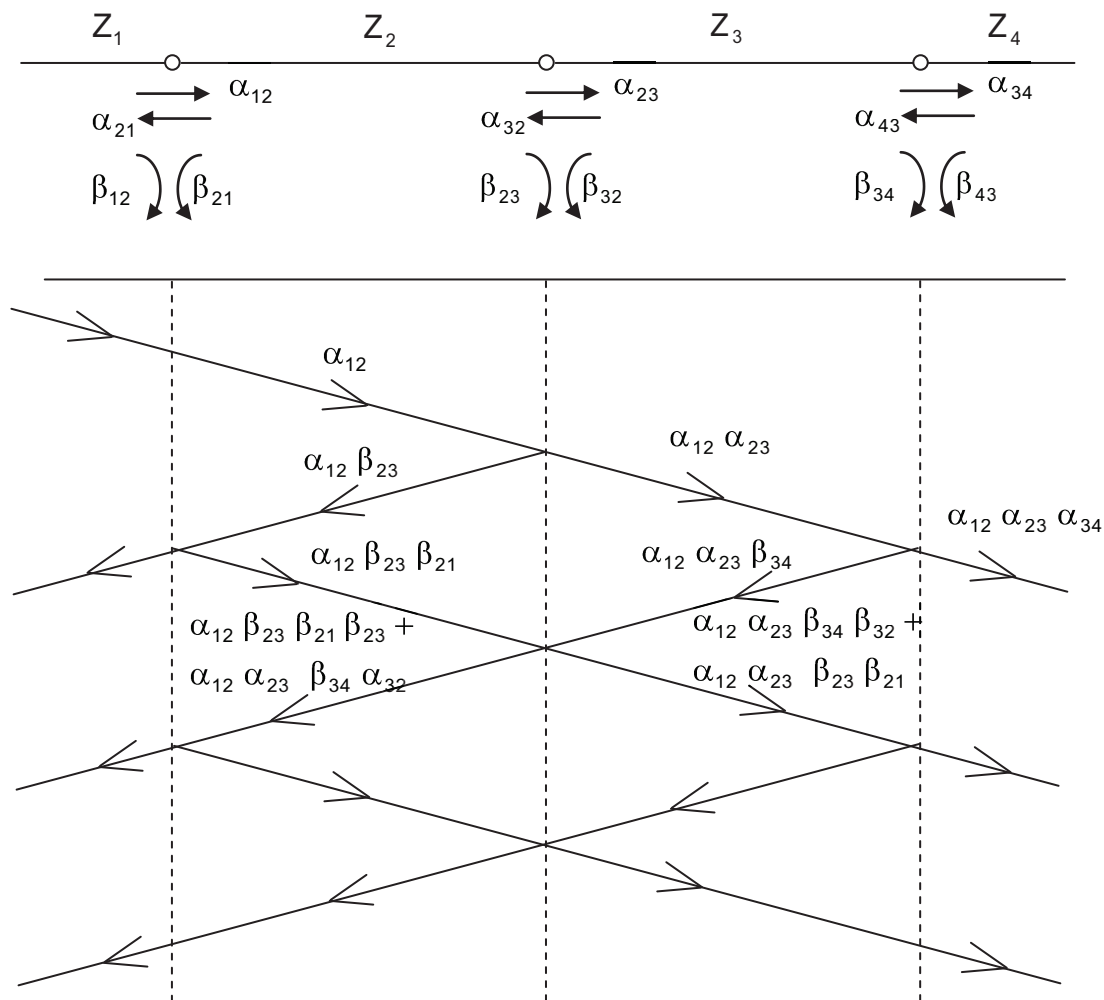
**Figura 2.3.** Resumen gráfico de las varias opciones de ondas de voltaje [12].

**Fuente:** AYORA Paúl, Folleto de Diseño en Alto Voltaje [12], EPN.

### 2.5.4 DIAGRAMA BEWLEY.

En una red con muchas líneas interconectadas y una variedad de terminaciones, es evidente que por este hecho el número de ondas viajeras iniciadas por una simple onda incidente podría crecer rápidamente a un ritmo considerable; para facilitar esta secuencia de cálculo de forma manual se usa un diagrama espacio-tiempo propuesto por Bewley, el cual tiene gran aceptación.

En el diagrama de la figura siguiente,  $\alpha_{12}$  es el coeficiente de refracción para una onda viajando de  $Z_1$  a  $Z_2$  y  $\beta_{12}$  es su coeficiente de reflexión. Los demás operadores se basan en esta notación.



**Figura 2.4.** Diagrama de reflexiones y refracciones para una onda incidente original unitaria, resaltando el efecto de los coeficientes [12].

**Fuente:** AYORA Paúl, Folleto de Diseño en Alto Voltaje [12], EPN.

El voltaje total en cualquier punto e instante de tiempo puede ser obtenido por la adición de todas las ondas que han pasado por el punto en ambas direcciones, hasta el instante de tiempo dado. Esta es una suma algebraica por lo que se debe prestar especial atención a los signos de las ondas.

## **2.6 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES O DE FRECUENCIA INDUSTRIAL**

Los sobrevoltajes temporales son de larga duración, desde 20 milisegundos hasta varios segundos, se caracteriza por su amplitud, su forma de onda y su duración. Este tipo de sobrevoltajes suelen ser de origen interno, a continuación se explica las principales causas que los originan procurando caracterizarlos en relación a su frecuencia de oscilación [10].

### **2.6.1 FALLAS A TIERRA**

La falla más frecuente en un sistema eléctrico de potencia es la falla monofásica, la cual, puede ser originada por descargas atmosféricas o bien por el contacto entre los conductores y las estructuras aterrizadas. Cabe mencionar, que las fallas bifásicas y trifásicas con o sin presencia de tierra no son muy frecuentes.

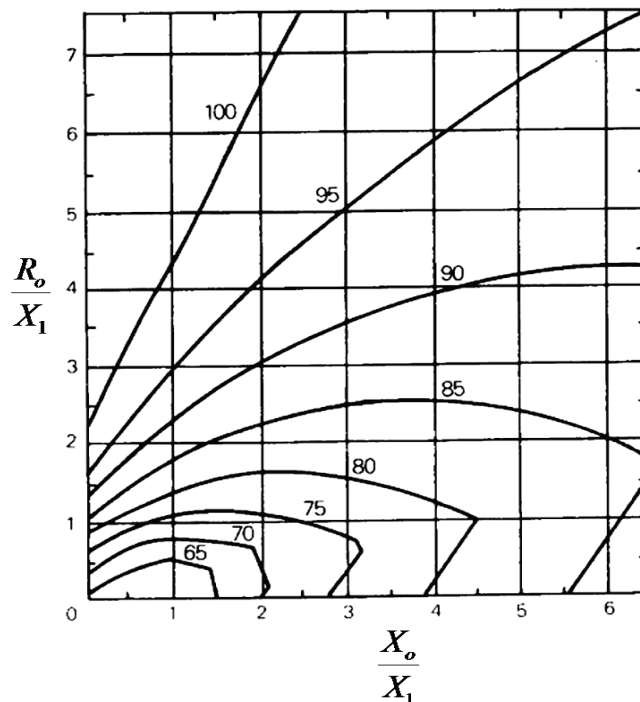
En una falla monofásica las fases sanas experimentan una elevación de voltaje respecto a tierra cuyo valor depende principalmente del grado de puesta a tierra del sistema en el punto en cuestión. La puesta a tierra de un sistema eléctrico de potencia se lo puede realizar de dos formas diferentes, sistemas eléctricos de potencia efectivamente puestos a tierra y sistemas eléctricos de potencia no-efectivamente puestos a tierra. En el primer caso, bajo condiciones de falla, se tiene un voltaje de fase sana-tierra menor que el 80% del voltaje línea-línea sin falla, conforme se puede observar en la figura 2.5, siendo;  $R_1 = R_2 = 0,1X_1$  y  $X_1 = X_2$ .

En el caso de un sistema efectivamente puesto a tierra se cumple que la relación entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva es

inferior o igual a tres,  $0 \leq X_0/X_1 \leq 3$  y una relación entre resistencias de secuencia cero y reactancia de secuencia positiva inferior a uno,  $R_0 / X_1 < 1$ .

En el caso de tener sistemas eléctricos de potencia no-efectivamente puestos a tierra se tienen voltajes fase-tierra sobre el 80% pero usualmente bajo el 100% del voltaje entre fases [10].

Para sistemas con neutro aislado, en caso de ocurrir una falla a tierra los voltajes de fase-tierra en las fases sanas podrían alcanzar el voltaje línea-línea o incluso excederlos, es decir, superar valores de 1.73 p.u.



**Figura 2.5.** Máximos valores de sobrevoltajes temporales debido a ocurrencias de fallas en función de la resistencia del sistema [10].

**Fuente:** Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 41.

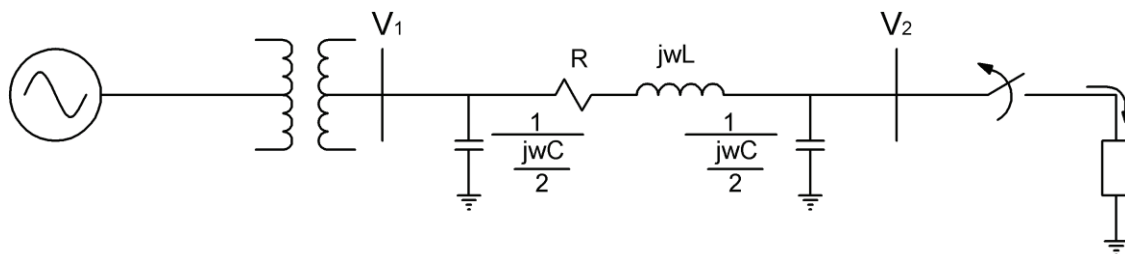
La magnitud de este tipo de sobrevoltajes depende del factor de falla a tierra, el cual, guarda dependencia con las características del sistema y del tipo de conexión a tierra del neutro; este factor se lo calcula a través de las impedancias de secuencia de fase, lo cual, refleja una relación entre un valor máximo eficaz de



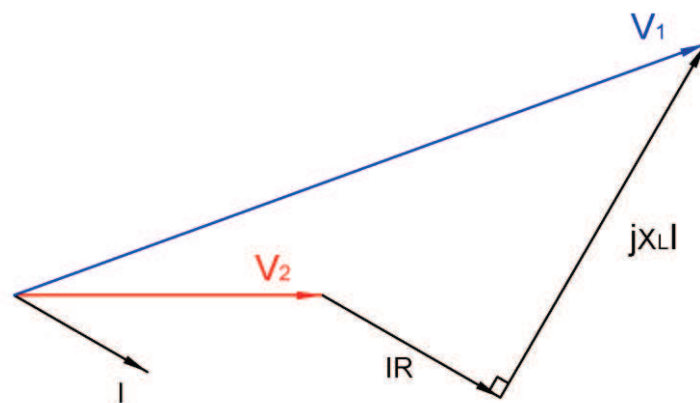
voltaje fase-tierra a frecuencia industrial de una fase no afectada durante una falla y un valor de voltaje fase-tierra a frecuencia industrial en el mismo punto, con la falla despejada, el valor del factor de falla a tierra es independiente del valor real de operación del sistema en el lugar considerado [10].

### 2.6.2 RECHAZO DE CARGA

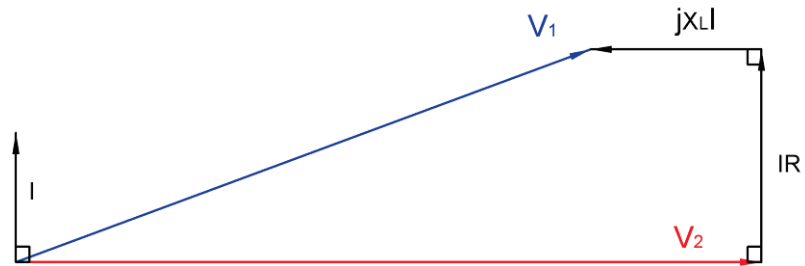
Una pérdida súbita de carga produce una elevación de voltaje a lo largo de todo el sistema debido a la reducción del flujo de corriente, el cual, provoca que se incremente el efecto capacitivo de las líneas y que la caída de voltaje en la impedancia se reduzca. Además, los generadores previo al rechazo de carga, por lo general se encuentran suministrando energía a cargas inductivas por lo que se encuentran operando sobreexcitados, esto se puede visualizar mejor en la figura 2.6 considerando que el voltaje interno del generador permanece constante en el instante siguiente al rechazo de carga. El objetivo del estudio del rechazo de carga es determinar los esfuerzos de voltaje impuestos a los equipos y analizar las medidas correctivas y operativas cuando ocurra una pérdida repentina de carga en el sistema.



(a)



(b)



(c)

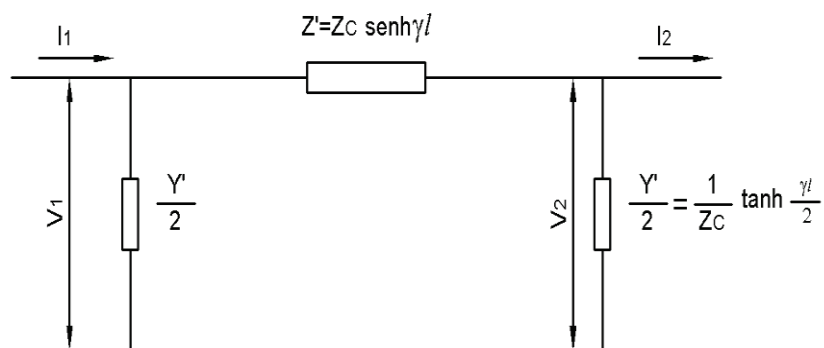
**Figura 2.6.**(a) Rechazo de carga en un sistema radial, (b) Diagrama fasorial antes del rechazo de carga, (c) Diagrama fasorial después del rechazo de carga [10].

**Fuente:** Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 43.

### 2.6.3 EFECTO FERRANTI

El efecto Ferranti, provoca un sobrevoltaje temporal en el extremo receptor abierto de una línea de transmisión cuyo voltaje es superior al voltaje presente en el extremo emisor. Este fenómeno ocurre debido al flujo de corriente capacitiva a través de la inductancia en serie de la línea de transmisión; el efecto Ferranti se presenta en líneas de transmisión largas cuando la línea se encuentra desconectada de la carga, o bien, si la línea de transmisión se encuentra con una carga muy pequeña, cuyo sobrevoltaje será más relevante mientras más larga sea la línea de transmisión y mayor su voltaje aplicado.

A continuación se presenta el siguiente circuito para mejor visualización y entendimiento del efecto Ferranti:



**Figura 2.7.** Circuito equivalente  $\pi$  para una línea de transmisión [6].

**Fuente:** GRAINGER John J, STEVENSON William D. Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, México: Editorial McGraw Hill, 1996 [6], Pág. 201.

La ecuación general expresada en funciones hiperbólicas que da el voltaje en cualquier punto a lo largo de una línea de transmisión larga está definida por:

$$V_1 = V_2 \cosh(\gamma l) + I_2 Z_C \sinh(\gamma l) \quad (2.17)$$

En donde;

$V_1$  voltaje en el extremo emisor

$V_2$  voltaje en el extremo receptor

$l$  longitud de la línea

$Z_C$  impedancia característica de la línea, la cual, es una cantidad compleja.

$\gamma$  constante de propagación =  $\alpha + j\beta$

siendo;

$\alpha$  constante de atenuación, se mide en nepers por unidad de longitud.

$\beta$  constante de fase, se mide en radianes por unidad de longitud, cuya variación a 60 Hz es 7,2° por cada 100 km de longitud (7,2°/100 km en 60 Hz) [10].

Bajo la consideración de que el extremo receptor está en circuito abierto la corriente que fluye por ese punto es nula ( $I_2=0$ ), con lo cual, la ecuación anterior se reduce a:

$$V_1 = V_2 \cosh(\gamma l) \quad (2.18)$$

De esta forma para una línea sin compensación y despreciando las pérdidas, el efecto Ferranti se calcula aproximadamente por la siguiente fórmula:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{\cos(\beta l)} \quad (2.19)$$

#### 2.6.4 RESONANCIA Y FERRORESONANCIA

La ferrosresonancia es un fenómeno de resonancia no lineal que afecta a las redes eléctricas, se produce por la interacción de las capacitancias distribuidas en las

redes eléctricas y las inductancias no lineales construidas sobre núcleos ferromagnéticos, la ferresonancia al depender de la variabilidad de la inductancia ( $L$ ), puede producirse en una banda ancha de frecuencia. Para la existencia de ferresonancia el sistema debe reunir tres condiciones necesarias, pero no suficientes, las cuales son:

- Conexión simultánea de condensadores y bobinas de inductancia no lineal.
- Existencia dentro de la red de al menos un punto cuyo potencial no es fijo.
- Componentes de la red poco cargados (transformadores de potencia o transformadores de potencial en vacío) o fuentes de pequeña potencia de cortocircuito (alternadores).

Si no se verifica alguna de estas condiciones, la ferresonancia es muy poco probable que se produzca.

A continuación se menciona algunas situaciones en las cuales se produce resonancia y ferresonancia [10]:

a) Ocurre resonancia:

- Entre líneas eléctricas de elevada capacitancia y reactores limitadores de corriente.
- Entre una inductancia lineal y la capacitancia de un sistema eléctrico constituido por una línea de transmisión levemente cargada.

b) Ocurre ferresonancia:

- Entre la reactancia de transformadores y la capacitancia entre bobinas de un transformador de distribución.
- En sistemas eléctricos que contienen elementos saturables y filtros de armónicos.

Los sobrevoltajes temporales producidos por ferresonancia se deben evitar y limitar, no se deben considerar como base para la elección del nivel de voltaje de un pararrayos o para el diseño de aislamiento [9]. Esto significa, en el procedimiento de coordinación de aislamiento no se considera los niveles de sobrevoltajes debido a la ferresonancia y por lo tanto los pararrayos, cuya

voltaje residual es en general mucho mayor que los sobrevoltajes debido a la ferresonancia, no constituyen una protección contra este fenómeno.

### **2.6.5 COMBINACIÓN DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES**

La presencia de sobrevoltajes temporales son generalmente combinados, la combinación de fallas a tierra con rechazo de carga es típica y puede existir durante una falla en una línea, en la cual, el interruptor de carga abre primero y la carga desconectada provoca un sobrevoltaje por pérdida de carga en la parte de la red todavía en defecto, hasta que se abra el interruptor de cabecera. La combinación falla a tierra con rechazo de carga puede existir también cuando se desconecta una gran carga y el sobrevoltaje temporal producido por esta causa provocará una falla a tierra en el resto de la red. La probabilidad de que suceda esto es pequeña cuando los sobrevoltajes debidos al cambio de carga son en sí mismas pequeñas. Un defecto consecutivo a una pérdida de carga solo se puede producir en condiciones extremas, por ejemplo, en el caso de una fuerte contaminación.

Estas combinaciones pueden conducir a la elección de pararrayos con características asignadas mayores y en consecuencia niveles más altos de protección y de aislamiento, todo esto se justifica técnica y económicamente si la probabilidad de que ocurran simultáneamente es muy elevada.

## **2.7 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS DE FRENTE LENTO O POR MANIOBRA**

Los sobrevoltajes transitorios de frente lento o más conocidos como sobrevoltajes por maniobras son originadas principalmente por los siguientes motivos, la operación de los disyuntores en las subestaciones, la aparición de fallas en el sistema eléctrico y la ocurrencia de descargas atmosféricas en puntos alejados cuyos parámetros característicos, tales como, su amplitud y duración dependen de los parámetros del sistema, de su configuración y condiciones en que ellos se encuentren al momento de realizar la operación de maniobra; así como, el valor

máximo de este tipo de sobrevoltaje causado por una maniobra de energización es decir depende del instante en el que se realiza dicha maniobra.

La influencia de sobrevoltajes por maniobra aumenta según se incremente el nivel de voltaje de la red; su estudio se lo debe realizar en régimen transitorio, lo que requiere de medios adecuados dado el tamaño de los sistemas eléctricos de potencia y la complejidad de los modelos matemáticos empleados para representar los componentes del sistema, dichos estudios antes del desarrollo de los paquetes computacionales se los realizaba mediante Analizadores Analógicos (TNA), ahora en la actualidad se los realiza mediante la ayuda de programas que permitan analizar transitorios en redes eléctricas, uno de los más conocidos es el Alternative Transient Program (ATP), él cual, será de gran ayuda en nuestro estudio; a continuación, se presenta las principales causas de la aparición de sobrevoltajes de maniobra y con ello tener un panorama más amplio del tema en cuestión.

### **2.7.1 ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Estas operaciones de maniobra son las más comunes en los sistemas eléctricos de potencia y su análisis puede ser realizado considerando tres periodos distintos. El primero, es un periodo transitorio, en el cual, prevalecen los efectos de las ondas viajeras cuya duración depende de la longitud de la línea de transmisión en la que se realice la operación de maniobra, este tiempo por lo general está en el orden de milisegundos. El segundo, es un periodo dinámico, que está entre el periodo transitorio y el régimen permanente, siendo de naturaleza repetitiva y caracterizada por las pequeñas variaciones en la forma de onda que es aproximadamente periódica y compuesta por el voltaje a frecuencia fundamental y por los armónicos de bajo orden, especialmente, armónicos de segundo y tercer orden, este periodo puede tener una duración de hasta un segundo. Finalmente el tercer periodo, es el de régimen permanente, en el cual, el voltaje es periódico pero puede ser muy distorsionado, generalmente en este periodo los sobrevoltajes ocurren cuando el terminal receptor de la línea de transmisión está

abierto, como en el caso de energización y recierre, este tipo de sobrevoltajes pueden persistir durante varios minutos.

Los sobrevoltajes debido a maniobras de energización y recierre dependen de las condiciones del sistema, siendo las más importantes [10]:

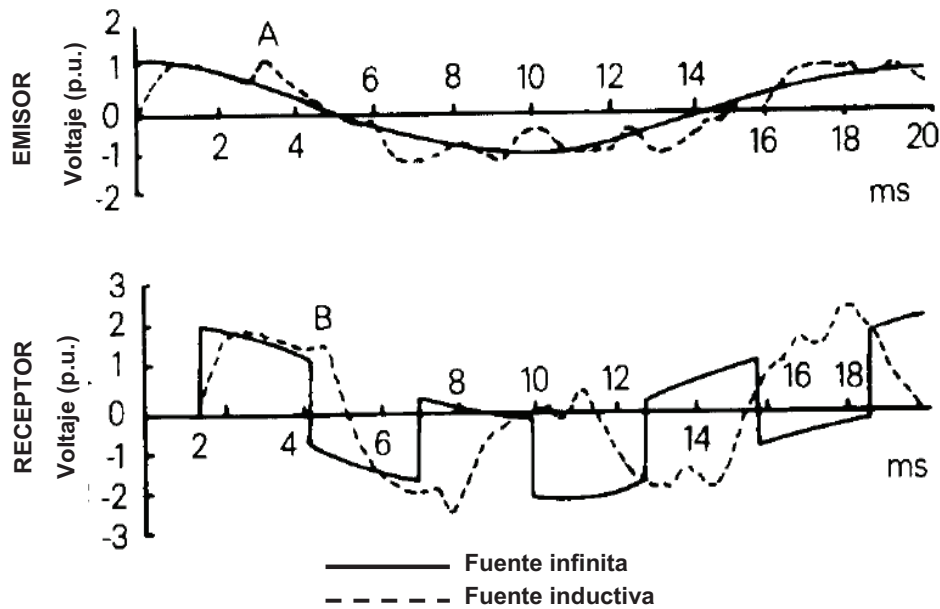
- a) Potencia de cortocircuito del sistema alimentado.
- b) Punto de la onda de voltaje en el cual se cierra el disyuntor.
- c) Grado de compensación de la línea de transmisión.
- d) Longitud de la línea de transmisión.
- e) Perdidas en el conductor.
- f) Presencia de equipos de protección.
- g) Grado de puesta a tierra del sistema.
- h) Voltaje antes de la maniobra.
- i) Valor de la resistencia de preinserción.
- j) Tiempo de inserción de la resistencia.
- k) Dispersión entre los contactos del disyuntor.
- l) Valor de la carga residual en la línea para el caso de cierre.

#### **2.7.1.1 Energización de líneas de transmisión**

Los sobrevoltajes por energización de una línea de transmisión dependen del voltaje en cada fase del sistema sobre las cuales los polos del interruptor cierran; luego de que la primera fase es cerrada se tiene ondas viajeras en las demás fases debido al acoplamiento que existen entre ellas, estas ondas de voltaje se propagan por la línea, las cuales, se reflejan en los terminales abiertos donde ocurren los mayores sobrevoltajes.

En la siguiente gráfica se puede apreciar los oscilogramas de los voltajes producidos al inicio y al final de la línea de transmisión, al ser energizada por una fuente infinita y por una fuente inductiva, además, se puede observar un aumento exponencial del voltaje de frente lento con una constante de tiempo determinada por la inductancia de la fuente y por la impedancia de sobrevoltaje de la línea, este aumento exponencial inicial también ocurre al final de la línea. Las múltiples

reflexiones producen cambios en las formas de onda, los intervalos en los que se producen estos cambios son determinados por la segunda constante de tiempo, es decir, por el tiempo de propagación de la línea.



**Figura 2.8.** Transitorios de energización de líneas [10].

**Fuente:** Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 74.

El pico “A” de voltaje que se observa en el gráfico al inicio de la línea de transmisión se debe a la primera reflexión de la onda producido al final de la línea y cuya reflexión permite que la onda de voltaje arribe al inicio de la línea y se encuentre con la inductancia de la fuente. Este pico a su vez es transmitido hacia el final de la línea y aparece en el extremo receptor como un pico de voltaje igual a “B”. Después de esto, debido a las varias reflexiones, estos picos de voltaje reaparecen en formas de onda en intervalos iguales a dos veces el tiempo de propagación de la línea de transmisión y entre los mencionados intervalos ocurren nuevos cambios exponenciales. Todo esto se superpone al voltaje de frente lento, constituyendo así una tercera constante de tiempo.

Los sobrevoltajes debidos a energización son mayores en virtud del acoplamiento mutuo entre las tres fases y el hecho de que los tres polos del disyuntor no se cierran simultáneamente.

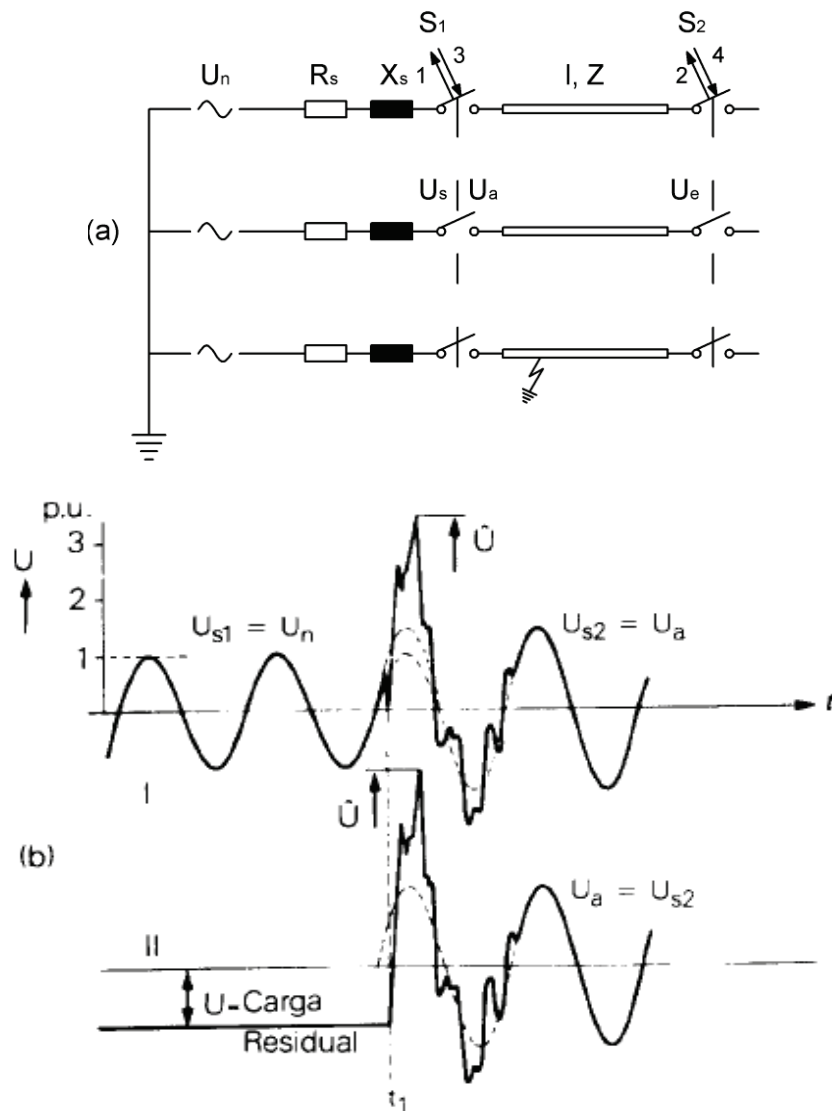


### 2.7.1.2 Recierre de líneas de transmisión

Cuando un disyuntor abre una línea de transmisión en vacío, una corriente capacitiva es interrumpida, en el instante que dicha corriente pasa por cero el voltaje en ese instante pasa por su valor máximo, por tal motivo, la línea queda con una carga residual, es decir, queda con una carga atrapada que no es la misma en las tres fases debido al acoplamiento existentes entre ellas, si esta carga atrapada no es disipada permanecerá en la línea de transmisión por mucho tiempo, la disminución de la carga residual en una línea en vacío es muy lenta, se rige por las condiciones ambientales y ocurre a través de los aisladores, siempre y cuando la línea de transmisión no cuente con equipos especiales para realizar de una manera más rápida la descarga de la carga residual. El caso más desfavorable es cuando la línea se cierra antes de que la carga residual haya sido disipada y los polos del disyuntor cierran cuando el voltaje del sistema se encuentra con polaridad opuesta al de la línea, la diferencia entre los valores de voltaje es elevado, por lo que el sobrevoltaje transitorio también presentará un valor elevado.

El tiempo en que la línea podría estar cargada después de la interrupción de corriente esta en el orden de 2 a 5 minutos, pudiendo llegar hasta 15 minutos en condiciones ambientales muy secas, es decir, muy superior al tiempo muerto utilizado en los esquemas de recierre de carga que se encuentra alrededor de los 30 ciclos (0,5 segundos) [10].

Cuando una línea de transmisión es compensada por un reactor en derivación el cual ayuda a drenar la carga atrapada, provoca que el comportamiento de la carga residual retenida en las capacitancias de la línea tome una forma oscilatoria, a menudo compuesta de frecuencias, en función del grado de compensación en paralelo. La forma de onda tiene un amortiguamiento en su magnitud al transcurrir el tiempo, dependiendo del factor de calidad del reactor. En la siguiente figura se muestra el efecto de la carga residual al momento del recierre del disyuntor.



**Figura 2.9.** Diagrama y Formas de Onda Básicas de Voltaje en una maniobra de recierre [10].

**Fuente:** Transitorios Eléctricos e Coordinación de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 74.

Para entender de mejor manera la composición de frecuencias de oscilación en la descarga transitoria, se considera una línea totalmente transpuesta compensada con reactores en derivación, bajo esta consideración se tiene [10]:

$$f_1 = f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 \cdot C_1}} \quad (2.20)$$

$L_1$  y  $C_1$ ; parámetros inductivo y capacitivo de secuencia positiva.

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 \cdot C_0}} \quad (2.21)$$

$L_0$  y  $C_0$ ; parámetros inductivo y capacitivo de secuencia cero.

La potencia del reactor se la puede expresar en términos de porcentaje de compensación paralela:

$$Q_L = k_1 \cdot Q_C \quad (2.22)$$

Siendo,  $k_1$  el porcentaje de compensación y además se conoce que la potencia del reactor ( $Q_L$ ) y la potencia reactiva capacitiva de la línea ( $Q_C$ ) son dados por:

$$Q_L = \frac{V^2}{w \cdot L_1} \quad (2.23)$$

$$Q_C = V^2 \cdot w \cdot C_1 = V^2 \cdot B_c \quad (2.24)$$

Donde  $w$  es la velocidad angular y  $B_c$  la susceptancia capacitiva de la línea de transmisión.

De las ecuaciones anteriores se puede obtener  $L_1$  y  $C_1$ ; así tenemos:

$$L_1 = \frac{V^2}{w \cdot k_1 \cdot Q_C} \quad (2.25)$$

$$C_1 = \frac{Q_C}{V^2 \cdot w} \quad (2.26)$$

Reemplazando en la expresión de la frecuencia y despreciando la reactancia de la línea, debido a que ésta reactancia es mucho menor que la del reactor se tiene la siguiente expresión:

$$f_1 = f_2 = \sqrt{k_1} \cdot \frac{W}{2\pi} = \sqrt{k_1} \cdot f_{60} \quad (2.27)$$

Donde,  $f_{60}$  es la frecuencia a 60 Hz y de manera análoga se la obtiene para secuencia cero:

$$f_0 = \sqrt{k_0} \cdot f_{60} \quad (2.28)$$

Siendo  $k_0 = k_1 \frac{C_1}{C_0}$ .

La forma de onda de la descarga transitoria de la carga residual de una línea totalmente transpuesta y totalmente compensada, se produce con una frecuencia de oscilación de 60 Hz debido a que  $k$  tiene un valor de uno, además no se tiene excitación en el modo de secuencia cero. Sin embargo, si se tiene un grado de compensación paralelo menor, la diferencia entre la frecuencia de la fuente de alimentación y del conjunto de línea-reactor será mayor, por lo que el modo de secuencia cero será excitado y llevara a una forma de onda oscilatoria del doble de frecuencia del tipo:

$$V_T = A \cdot \cos(\omega_1 \cdot t) + B \cdot \cos(\omega_0 \cdot t) \quad (2.29)$$

$$V_T = K \cdot \cos\left(\frac{\omega_0 + \omega_1}{2} \cdot t\right) \cdot \cos\left(\frac{\omega_0 - \omega_1}{2} \cdot t\right) + (B - A) \cdot \cos(\omega_0 t)$$

Donde  $(B - A)$  es mucho menor que  $K$ .

De lo anterior se puede observar que la oscilación final del sistema está compuesta por la semisuma y semidiferencia de las frecuencias de secuencia positiva y cero:

$$f_A = \frac{f_1 + f_0}{2} \quad \text{y} \quad f_B = \frac{f_0 - f_1}{2}$$

En una línea de transmisión no transpuesta con composición paralela, se tiene que  $f_1, f_2$  y  $f_0$  son diferentes entre sí por lo que la descarga transitoria de la carga residual en las dos fases es fuertemente oscilatoria.

## 2.7.2 MANIOBRAS DE CAPACITORES Y REACTORES

Cualquier sistema eléctrico de potencia se encuentra constituido normalmente por parámetros, tales como, Resistencia (R), Inductancia (L) y Capacitancia (C) en mayor o menor proporción. Los parámetros de inductancia y capacitancia son caracterizados por su habilidad de almacenar energía, en el caso del inductor almacena energía en forma de campo magnético, en cambio el capacitor almacena energía en forma de campo eléctrico.

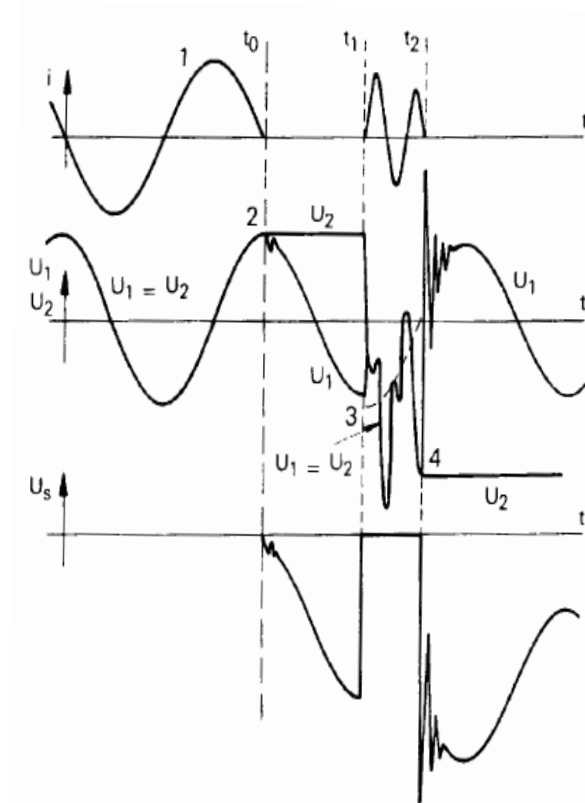
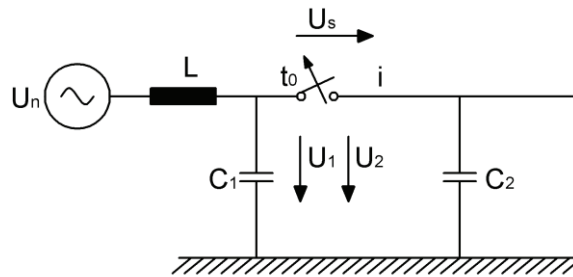
Se pueden desarrollar voltajes elevados al realizar maniobras tanto de capacitores y reactores, debido a que puede ocurrir el fenómeno de reencendido del arco eléctrico en los contactos del disyuntor. Generalmente, en este tipo de maniobras implica el fenómeno de almacenamiento de energía en la inductancia y capacitancia, con un intercambio entre ambos.

### 2.7.2.1 Circuitos capacitivos

Después de las resistencias, los condensadores suelen ser los elementos más comunes en un circuito, el cual, es un elemento de dos terminales diseñado para almacenar energía en forma de campo eléctrico. Es así, para su explicación se basa en la figura 2.10 que se presenta a continuación, en la cual, se observa que una carga capacitiva está alimentada por una fuente inductiva, por lo que se tiene que la corriente esta adelantada  $90^\circ$  con respecto al voltaje.

En el punto 1, indicado en la figura 2.10, se produce la apertura de los contactos del disyuntor y un arco eléctrico entre los mismos, a pesar de esto, la corriente sigue fluyendo hasta pasar por cero donde pierde su conductividad. Cuando la corriente es completamente interrumpida en el punto 2, ocurre una pequeña oscilación de voltaje debido a la igualación de energía entre la inductancia de la fuente (L) y las capacitancias parasitas ( $C_1$ ), en este caso no sucede el reencendido del arco ya que la diferencia de potencial que hay en el disyuntor,  $U_2 - U_1$ , es muy pequeña, además el capacitor permanece cargado con el voltaje máximo de la fuente. Cuando el voltaje de la fuente cambia de polaridad la diferencia de potencial existente en los polos del disyuntor comienza aumentar, al

momento en que el voltaje alcance el valor pico de  $-1$  p.u., la diferencia de potencial en los polos del disyuntor llegará a  $2.0$  p.u. y si el disyuntor no ha obtenido suficiente rigidez dieléctrica se produce un reencendido del arco como se puede observar en el punto 3.



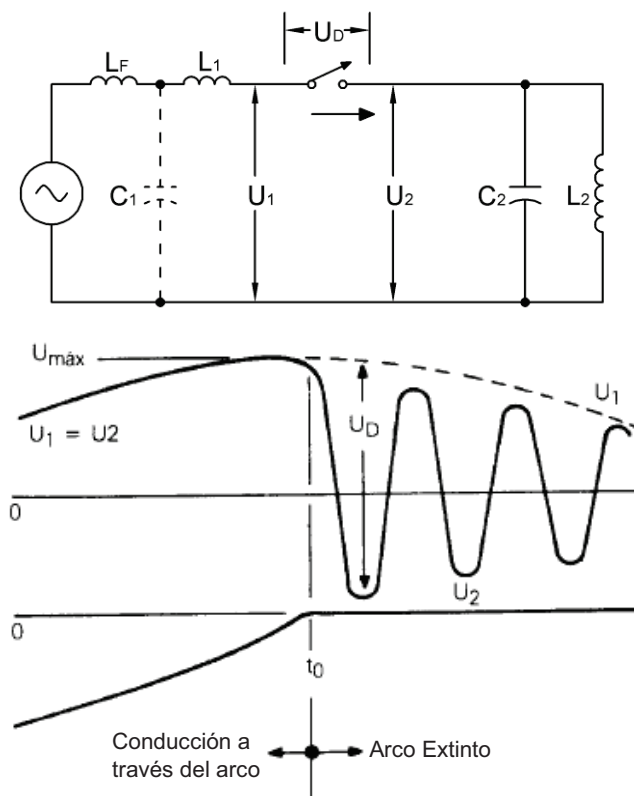
**Figura 2.10.** Interrupción de una corriente capacitiva [10].

**Fuente:** Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 80.

Cuando el voltaje en el capacitor alcanza su valor máximo en el punto 4, una corriente transitoria pasará nuevamente por cero y el arco eléctrico se extinguirá nuevamente, dejando al capacitor cargado con un voltaje más alto.

### 2.7.2.2 Circuitos inductivos

Para el análisis de la figura 2.11, en la que  $w_L \ll 1/w_C$ , se asume que el valor de la inductancia  $L_F$  es menor que la inductancia  $L_2$  y que los contactos del disyuntor se separan antes del instante  $t_0$ ; luego de la apertura del disyuntor la corriente ( $I$ ) será conducida a través del arco eléctrico establecido entre los contactos del disyuntor, cuando la corriente pasa por cero el arco eléctrico se extingue y esto ocurre cuando  $U_1$  y  $U_2$  están en sus valores máximos debido a que es un circuito inductivo. Cuando el arco se extingue y permanece así, existe una oscilación de voltaje  $U_2$  debido al intercambio de energía entre  $C_2$  y  $L_2$ , esta oscilación sucede a una frecuencia mayor a la de la onda de voltaje de la fuente  $U_1$ . El voltaje de restablecimiento  $U_D$  que se tiene entre los contactos del disyuntor crece muy rápidamente como se puede observar en la figura 2.11.

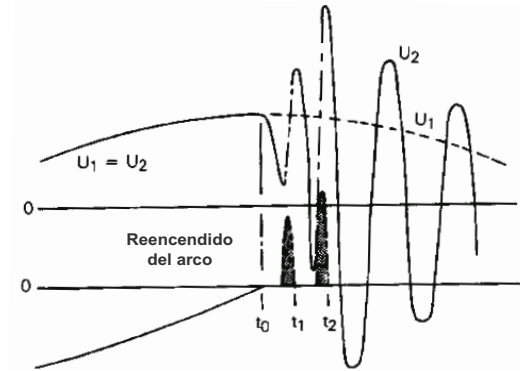


**Figura 2.11.** Apertura de un circuito inductivo [10].

**Fuente:** Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 82.

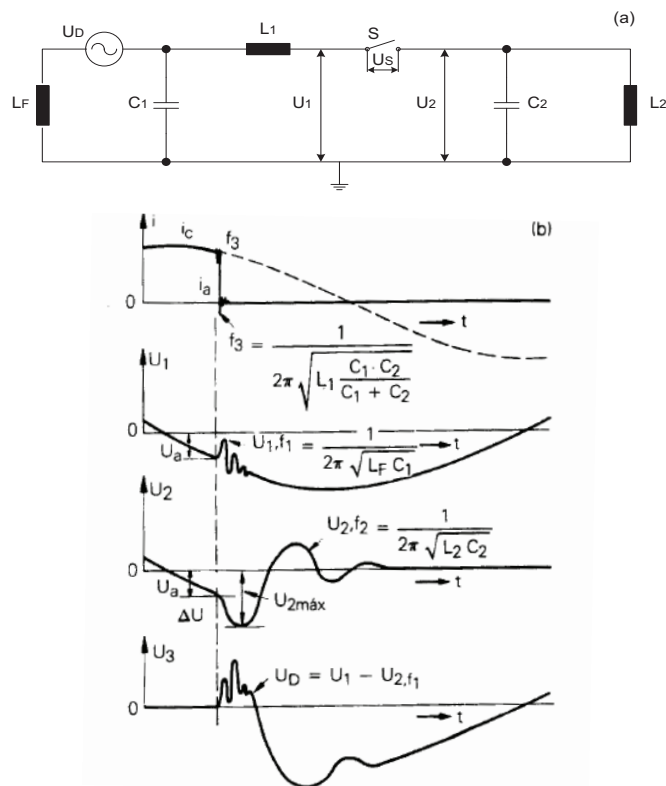
Luego de que el arco eléctrico se ha extinguido, se presenta un voltaje de restablecimiento en los contactos del disyuntor, entonces puede ocurrir un reencendido del arco eléctrico como se muestra en la figura 2.12, en el caso de

que se reencienda el arco el voltaje  $U_2$  en la carga intentara igualar al voltaje de la fuente  $U_1$ . Como la corriente del arco cruza por cero al tiempo  $t_1$  el arco eléctrico se vuelve a extinguir y el voltaje de restablecimiento será nuevamente determinado por  $L_2$  y  $C_2$ . Este proceso se puede repetir varias veces haciendo que el voltaje  $U_2$  aumente considerablemente.



**Figura 2.12.** Reencendido y aumento de voltaje [10].

**Fuente:** Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 83.



**Figura 2.13.** Apertura con corte de corriente [10].

**Fuente:** Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 83.



Cuando el arco eléctrico decae tiene una tendencia a muchas inestabilidades; frecuentemente se manifiesta como se muestra en la figura 2.13, en la cual, la corriente comienza a oscilar y cae a cero abruptamente antes de que la corriente pase por cero, este fenómeno es llamado “corte de corriente”.

En el instante en que se interrumpe la corriente, la energía almacenada en la inductancia será:

$$W_L = \frac{1}{2} \cdot L_2 \cdot I_0^2 \quad (2.30)$$

Donde  $I_0$  es la corriente a ser interrumpida.

La corriente será desviada hacia las capacitancias parasitas del lado de la carga, representadas en la figura 2.14 por  $C_2$ . Si toda la energía de  $W_L$  fue recuperada y transferida hacia el capacitor, la máxima energía almacenada será:

$$W_C = \frac{1}{2} \cdot C_2 \cdot U^2 \quad (2.31)$$

El cambio de voltaje debido a la interrupción de corriente se obtiene igualando las dos ecuaciones anteriores y es:

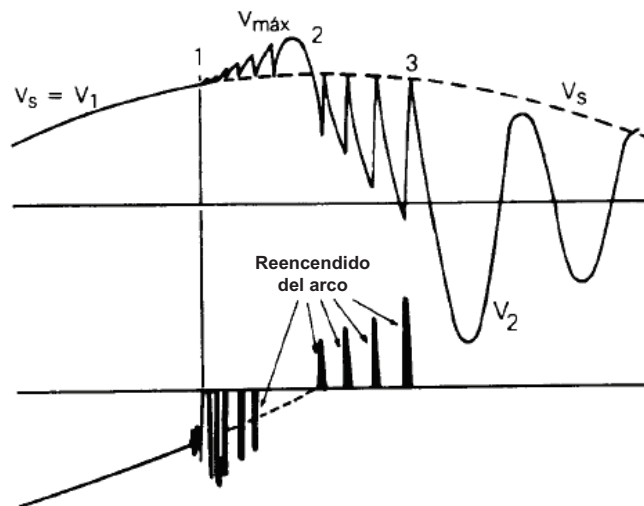
$$\Delta U = I_0 \cdot \sqrt{\frac{L_2}{C_2}} \quad (2.32)$$

Esta ecuación asume que toda la energía almacenada en la inductancia es recuperada y liberada hacia el capacitor. Generalmente es raro el acontecimiento de esto porque parte de la energía se pierde. El efecto de estas pérdidas puede ser tratado por la inclusión de un factor de eficiencia empírico  $\eta$  en la ecuación anterior.

$$\Delta U = \sqrt{\eta} \cdot \sqrt{\frac{L_2}{C_2}} \cdot I_0 \quad (2.33)$$

El valor de  $\eta$  se aproxima a 1,0 para reactores lineales y es mucho menor para dispositivos con núcleo de hierro [10].

El mayor problema que se produce por el “corte de corriente” es el incremento del voltaje de restablecimiento  $\Delta U$ , entre los contactos del disyuntor y puede llevar al voltaje a valores elevados conforme se observa en la figura 2.14. El reencendido del arco que ocurre entre los puntos 1 y 2 producen un voltaje en forma de diente de sierra que hace que el voltaje  $V_2$  aumente a un valor máximo,  $V_{m\acute{a}x}$ , que es mayor que el voltaje de la fuente. El arco se puede reencender varias veces después del punto 2 hasta que el arco se extinga definitivamente en el punto 3. Cuando el arco se extingue el voltaje puede ser alto debido a las repetidas veces que el arco se reencendió, lo que provocan que la corriente aumente a valores mayores a  $I_0$ .



**Figura 2.14.** Aumento del voltaje debido al corte de corriente [10].

**Fuente:** Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], Pág. 84.

### 2.7.3 RECHAZO DE CARGA

Debido al rechazo de carga se produce dos tipos de sobrevoltajes, transitorios y sostenidos, los sobrevoltajes transitorios se produce en los primeros ciclos subsecuentes al rechazo de carga, en cambio, el sobrevoltaje sostenido permanece en el sistema, normalmente, con distorsiones armónicas provocadas por la saturación de elementos no lineales del sistema.

El transitorio inicial, que ocurre en el instante de la apertura del disyuntor está en el orden de 1 a 2 ciclos y tiene la forma de onda de un sobrevoltaje de maniobra.

El valor de este sobrevoltaje por lo general no es superior a los obtenidos en los transitorios debidos a la energización y al recierre de la línea de transmisión.

Los disyuntores pueden también ser substancialmente influenciados por los sobrevoltajes provocados por el rechazo de carga. El primer disyuntor a ser maniobrado, es decir, aquel que interrumpe la corriente de carga, se encuentra en una condición de operación normal y por lo tanto no requiere mayor cuidado. Por otro lado el disyuntor del otro extremo de la línea interrumpirá una corriente capacitiva en niveles elevados de voltaje y frecuencia.

En conclusión, todos los equipos del sistema deben ser capaces de soportar los sobrevoltajes que ocurren durante un rechazo de carga y equipos, tales como, pararrayos y disyuntores deben ser especificados de tal forma que su daño no ocurra por la presencia de este tipo de sobrevoltajes.

## **2.8 ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE SOBREVOLTAJES TRANSITORIOS DE FRENTE RÁPIDO O POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Los sobrevoltajes transitorios de frente rápido se caracterizan por ser sobrevoltajes de duración muy corta, varios microsegundos y que normalmente llevan picos de voltaje superiores al voltaje máximo de operación de la red.

La causa principal y más frecuente de este tipo de sobrevoltajes en líneas de transmisión es el rayo, a pesar de que también puede originarse como consecuencia de maniobras en situaciones en las que las distancias entre los equipos y el interruptor son más cortas.

### **2.8.1 SOBREVOLTAJES ORIGINADOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Los sobrevoltajes transitorios de frente rápido producidos por descargas atmosféricas son de origen externo, puede definirse como la ruptura del aislamiento en el aire entre dos superficies cargadas eléctricamente con polaridades opuestas, presentándose particularmente en redes eléctricas

expuestas, las cuales ocurren ante fallas del blindaje proporcionado por el cable de guarda y dicho sobrevoltaje puede provenir de una línea de transmisión adyacente o producirse la descarga atmosférica en una subestación, lo cual, es muy poco probable ya que la superficie en la cual se encuentra es relativamente reducida en comparación con la trayectoria de la línea de transmisión. Además, los sobrevoltajes atmosféricos pueden afectar a una sola fase o afectar a todas las fases de forma similar y cabe mencionar que los sobrevoltajes conducidos por las líneas de transmisión sufren en la subestación reflexiones múltiples.

### **2.8.1.1 Propiedades de la descarga atmosférica [10]**

Entre sus principales propiedades tenemos las siguientes:

#### *2.8.1.1.1 Intensidad y polaridad de la corriente*

La corriente de un rayo es una de las propiedades más importantes de una descarga atmosférica, la magnitud de esta corriente es independiente del valor de resistencia que se tenga en el punto de incidencia de la descarga debido a que la impedancia del canal del rayo es relativamente alta, del orden de miles de ohmios.

#### *2.8.1.1.2 Forma de onda de la descarga atmosférica*

Normalmente la forma de onda de una descarga atmosférica está especificada por su frente de onda y por su cola, en la cual, el frente de onda es esencialmente el tiempo para alcanzar el valor máximo de corriente y la cola es el tiempo para caer en el valor medio del valor máximo de corriente; por ejemplo, una onda de  $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ , alcanza su valor máximo en  $1,2 \mu\text{s}$  y llega a su valor medio en  $50 \mu\text{s}$ .

#### *2.8.1.1.3 Frecuencia de ocurrencia*

La densidad de rayos hacia tierra, expresada como, el número de rayos hacia tierra por kilómetro cuadrado por año; puede ser obtenida a partir del nivel cerámico de cada región, el cual, representa el número de días de tormenta por

año que un observador oye o ve un rayo sin importar el número de descargas atmosféricas que hubo ese día.

#### *2.8.1.1.4 Angulo de incidencia*

La incidencia de descargas atmosféricas presenta un determinado grado de inclinación, sin excepción alguna con respecto a la vertical; es de naturaleza estadística, ya que, el ángulo de incidencia variará para cada rayo que se produzca, lo cual, puede introducir algunos errores en el diseño del blindaje de líneas de transmisión y de subestaciones por medio de los cables de guarda.

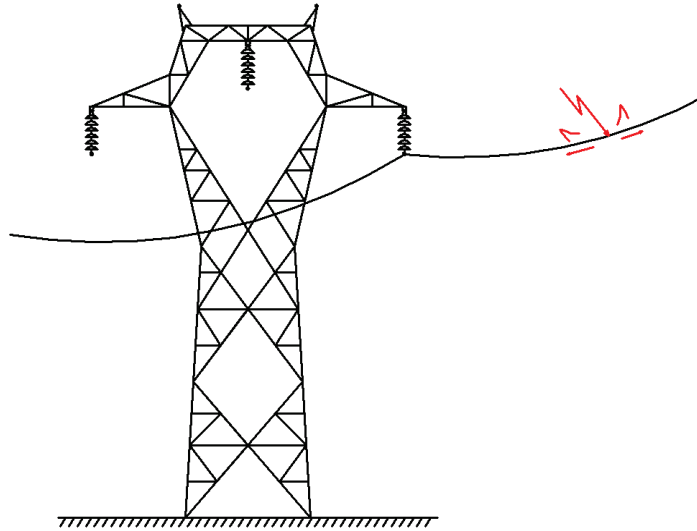
Alrededor del 90% de las corrientes de rayos son negativas, es decir, nube negativa suelo positivo y el 10% son de polaridad inversa, pero estas últimas son las más rápidas [9]. La amplitud de las corrientes de rayo se extiende de 5 a 200 kA, según una distribución casi normal. La velocidad de crecimiento de las corrientes se sitúa entre 10 kA/ $\mu$ s y más de 80 kA/ $\mu$ s. La duración del frente de esta onda de corriente es del orden de 1 a 5 microsegundos, en cambio la cola de la onda de corriente es del orden de la centena de microsegundos. La mayoría de las descargas atmosféricas son múltiples, es decir, ellas se renuevan varias veces a través del mismo canal ionizado, en el curso de una fracción de segundo.

#### **2.8.1.2 Tipos de incidencia de descargas atmosféricas sobre una línea de transmisión**

Las descargas atmosféricas actúan sobre las líneas de transmisión a través de tres incidencias diferentes:

- *Descargas directas a los conductores.*- el sobrevoltaje que aparece en el conductor está dado por el producto de la mitad de la impedancia por la corriente del rayo [12], se produce por el impacto directo de un rayo sobre un conductor de fase, dependerá del grado de protección brindado por el apantallamiento del hilo de guarda. Este tipo de descargas producen altos sobrevoltajes, ya que, a partir del punto de incidencia del rayo dos ondas viajeras de sobrevoltaje se propagan en sentidos contrarios, la onda viajera

en su trayectoria no encuentra discontinuidades a lo largo de la línea de transmisión haciendo que la única variación presente sea un amortiguamiento debido a la parte resistiva de la línea de transmisión.

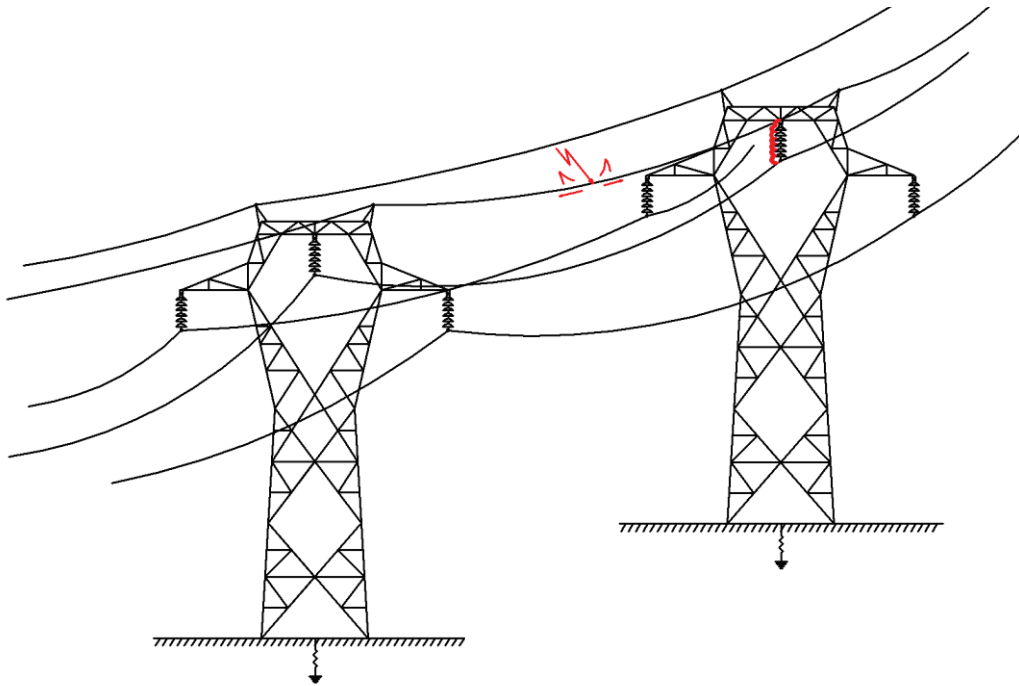


**Figura 2.15.** Descarga directa de un rayo sobre un conductor de fase [13].

**Fuente:** RAMIREZ Díaz Jorge, MARTINEZ Lozada Miguel, Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Grupo de investigación en Alta Tensión, Universidad Simón Bolívar [13], sección 2.2, literal e.

- *Descargas directas a las torres o a los cables de guarda.*- a este tipo de descarga también se lo conoce como flameo inverso, producen una alta corriente a tierra; un rayo al incidir en el cable de guarda, parte de la corriente viaja a través del mencionado cable hacia las torres adyacentes y la otra parte viaja a través de la torre provocando sobrevoltajes en la cruceta así como también en la base de la torre debido a la resistencia de pie de torre, este sobrevoltaje que aparece en la cruceta puede provocar descargas inversas desde la torre hacia el conductor de fase, fenómeno conocido como backflashover, lo cual ocurre si el voltaje entre la cruceta y el conductor de fase superan el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores. El sobrevoltaje provocado en la torre de impacto es mayor y se va atenuando a medida que viaja a lo largo de la línea de transmisión hasta que el efecto de la descarga desaparezca al cabo del recorrido de ciertos vanos. La presencia de sobrevoltajes por flameo inverso en sistemas de extra alto voltaje (EHV) son menos probables que en sistemas con voltajes nominales inferiores a 230 kV, debido a que la resistencia de aislamiento

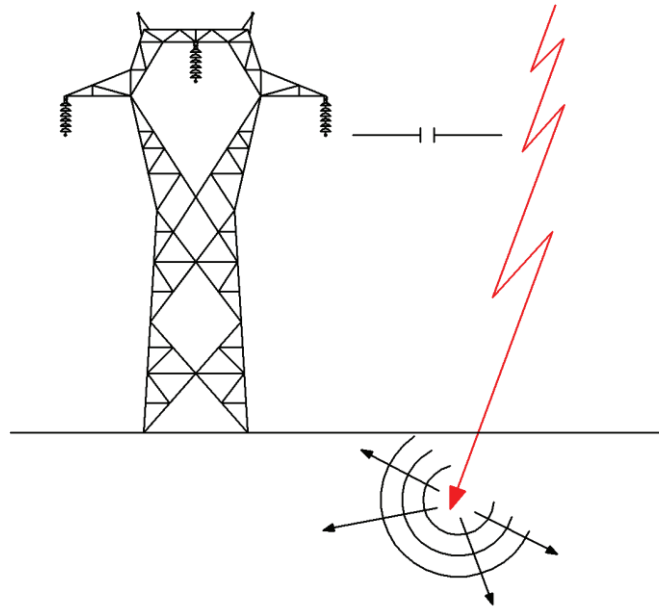
para estos sistemas suelen ser mayor que la diferencia de potencial generado.



**Figura 2.16.** Descarga directa de un rayo sobre un cable de guarda [13].

**Fuente:** RAMIREZ Díaz Jorge, MARTINEZ Lozada Miguel, Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Grupo de investigación en Alta Tensión, Universidad Simón Bolívar [13], sección 2.2, literal e.

- *Descargas atmosféricas cercanas a las líneas de transmisión.*- Una nube cargada está acompañada de un campo eléctrico muy intenso con respecto al suelo, este campo forma en los conductores de las líneas de transmisión, cargas electrostáticas de compensación, es decir, carga opuesta. En el momento de incidencia de un rayo próximo, el campo con respecto al suelo se anula muy rápidamente, y las cargas electrostáticas, que no han tenido el tiempo de neutralizarse, elevan a los conductores a un potencial igual al que ellas compensaban. La carga en la línea de transmisión se libera y circula en ambas direcciones, provocando ondas viajeras de corriente y voltaje. Este potencial, del orden de 150 kV a 500 kV, no produce consecuencia alguna para líneas de alta tensión, así, para sistemas con voltajes mayores a 69 kV los voltajes inducidos no se consideran.



**Figura 2.17.** Descarga de un rayo cerca a una línea de transmisión [13].

**Fuente:** RAMIREZ Díaz Jorge, MARTINEZ Lozada Miguel, Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Grupo de investigación en Alta Tensión, Universidad Simón Bolívar [13], sección 2.2, literal e.

Todos los sobrevoltajes producidos por cualquiera de las incidencias mencionadas anteriormente tienen una forma de onda similar y depende en gran parte de las características de los rayos. Además, el frente de onda es un parámetro importante en la generación de sobrevoltajes, ya que, influye no solo en el valor máximo del sobrevoltaje sino también en las formas de onda, es así que a menor frente de onda el voltaje es mayor.

Cada descarga atmosférica presenta características diferentes, el único elemento en común es la forma de onda de la corriente, la cual, no es oscilatoria y es unidireccional, es decir, de una única polaridad. Además la forma de onda de corriente está relacionada con la forma de onda de voltaje a través de la impedancia que ve en su avance de propagación.

### 2.8.2 SOBREVOLTAJES ORIGINADOS POR MANIOBRAS

Los sobrevoltajes transitorios de frente rápido producidos por maniobras son oscilatorios, cuyo sobrevoltaje representativo corresponde a un impulso tipo rayo normalizado  $1,2/50 \mu s$ , cuyo origen se debe principalmente por la conexión y



desconexión de equipos dentro de una subestación, pero también pueden aparecer cuando ocurre una descarga disruptiva en el aislamiento externo, en tal caso, pueden ocurrir esfuerzos significativos entre las espiras de los devanados de los transformadores ubicados próximos a la descarga.

Los valores máximos de sobrevoltajes originados por maniobras son generalmente menores que los provocados por la incidencia de un rayo y dependen del tipo y características del equipo de maniobra. Puesto que la ocurrencia simultánea de sobrevoltajes de maniobra de frente rápido en más de una fase es altamente improbable, se puede suponer que no aparecen sobrevoltajes fase - fase más elevados que los sobrevoltajes fase - tierra.

## **2.9 MÉTODOS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES**

En un sistema de transmisión los sobrevoltajes no pueden ser evitados, además la eliminación total del mismo resulta extremadamente difícil, pero se puede limitar sus magnitudes de modo que sean compatibles con los niveles de aislamiento de los equipos del sistema [10]. Es así que la protección contra sobrevoltajes se basa en dos principios importantes que son; limitar los sobrevoltajes que se pueden originar y prevenir la aparición de los mismos.

Para controlar los sobrevoltajes existen diversas formas y mecanismos especiales que se utilizan para este propósito, se debe tener en cuenta que cada tipo de sobrevoltaje depende de las características de los equipos en uso, de la configuración del sistema y de sus criterios operativos; entre los métodos más comunes para limitar la magnitud de sobrevoltajes tenemos:

### **2.9.1 UTILIZACIÓN DE PARARRAYOS**

Un descargador o también conocido como pararrayos, se define como un aparato diseñado para proteger equipos eléctricos contra altos voltajes transitorios, desviando a tierra el sobrevoltaje de impulso y limitando la duración y frecuentemente la amplitud de la corriente de cola [12]; cuya utilización permite

reducir los niveles de aislamiento de los diferentes equipos en el sistema de transmisión. Los pararrayos se los conecta usualmente entre los conductores eléctricos y tierra, pero, en ocasiones puede estar conectado a través de los devanados de los equipos o entre conductores eléctricos; para su especificación se debe tener presente que el voltaje nominal del pararrayos siempre debe ser mayor que el máximo sobrevoltaje de frecuencia industrial que puede aparecer en el sitio de instalación del pararrayos.

El nivel de protección proporcionado por un pararrayos frente a descargas atmosféricas se lo define considerando la descarga con ondas normalizadas que simulan rayos, explicado en el apartado 2.3 de este capítulo, y se los caracteriza por medio de los siguientes voltajes mencionados a continuación, los cuales se los obtiene de pruebas [12]:

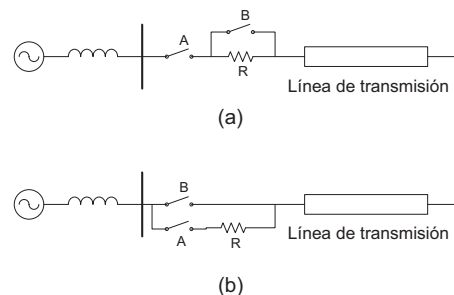
- El de descarga disruptiva para un impulso tipo rayo normalizado.
- El residual, a la corriente nominal normalizada.

Frente a sobrevoltajes por maniobra, el pararrayos es caracterizado con el siguiente valor de voltaje:

- El de descarga para impulso tipo maniobra.

## 2.9.2 INSERCIÓN DE RESISTENCIAS

Uno de los métodos más efectivos para la reducción de sobrevoltajes causados por operaciones de maniobra es mediante la inserción de resistencias

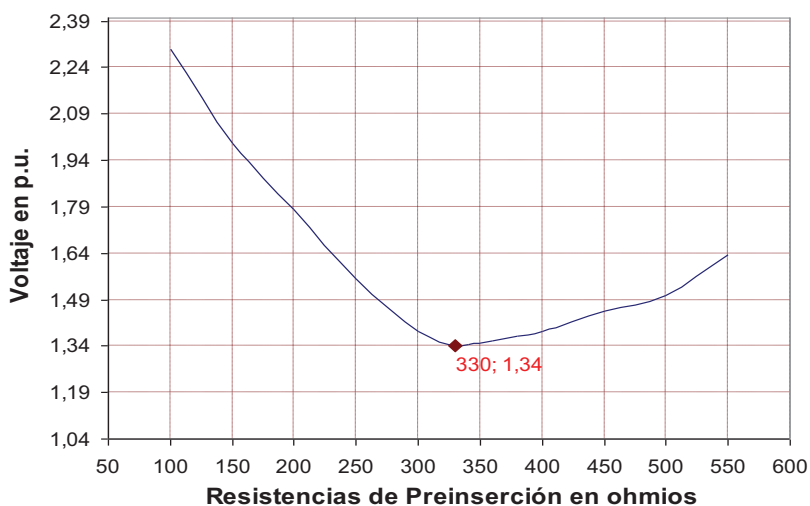


**Figura 2.18.** Disposición de equipos para maniobras de una línea de transmisión usando resistencias de preinserción [10].

**Fuente:** Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987 [10], pág 125.

Al energizar una línea de transmisión mediante el uso de resistencias de preinserción, inicialmente se procede a cerrar el interruptor A, con lo cual, se logra tener en serie la resistencia R entre la fuente y la línea de transmisión; transcurrido un breve periodo de tiempo se cierra en el interruptor B cortocircuitando de esta forma la resistencia R. Bajo estas circunstancias la línea de transmisión es energizada en dos etapas y cada una de éstas produciendo un determinado sobrevoltaje, la primera debido a la energización a través de la resistencia y la segunda causada por el “by pass” de la resistencia.

Las magnitudes de sobrevoltajes dependen del valor de la resistencia de preinserción, de acuerdo como se indica en la siguiente figura:



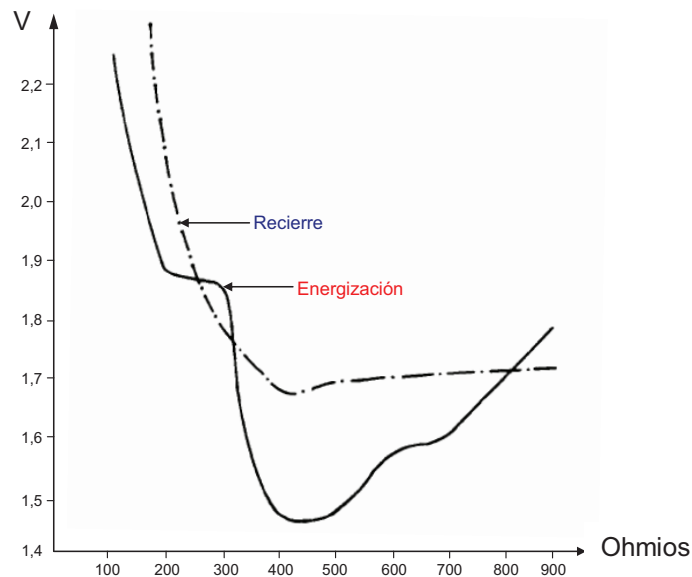
**Figura 2.19.** Voltaje resultante de la inserción de la resistencia durante maniobras de energización

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Como se puede apreciar, el valor óptimo de resistencia es la que produce el valor más bajo de sobrevoltaje. En conclusión, el valor óptimo de la resistencia es del orden de la impedancia característica de la línea de transmisión, para líneas de transmisión de 500 kV su valor oscila alrededor de 330 ohmios; y cuyos tiempos de inserción utilizados normalmente se encuentran en el orden de 6 a 15 milisegundos, bajo la condición de que la resistencia no debe ser cortocircuitada antes que la primera reflexión en el extremo abierto de la línea de transmisión retorne al terminal de la fuente, esto es, el tiempo de permanencia debe ser mayor al doble de tiempo de transito de la línea de transmisión.

Además, para su dimensionamiento se debe tomar en cuenta la energía que se va a disipar por la misma, ya que, con el incremento del valor de la resistencia, la corriente que fluye a través de ella disminuye, absorbiendo de esta forma menos energía, por esta razón, se debe seleccionar un valor de resistencia igual o mayor al correspondiente valor óptimo que satisface las condiciones del máximo sobrevoltaje permitido.

La inserción de resistencias permite la reducción del valor de sobrevoltaje al energizar una línea de transmisión, pero, también cumplen con la misma función al ocurrir un recierre de la línea de transmisión o al existir la apertura de un disyuntor; al ocurrir un recierre de la línea de transmisión el sistema se comporta de forma análoga como si se tratara de una energización, la diferencia radica en que al ocurrir un recierre el valor del sobrevoltaje resultante es mucho mayor debido a la presencia de carga atrapada que se encuentra en la línea de transmisión y con la utilización de resistencias de preinserción el sobrevoltaje resultante es bastante atenuado, lo cual, se lo puede apreciar mejor en el siguiente gráfico:



**Figura 2.20.** Comparación entre energización y recierre de una línea de transmisión con diferentes valores de resistencias de preinserción [10].

**Fuente:** Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A., Brasil, 1987 [10], pág 127.

### **2.9.3 TIEMPO DE CIERRE DEL DISYUNTOR**

Otro método para reducir sobrevoltajes de maniobra es controlando el ángulo de cierre del disyuntor a través de la utilización de maniobras sincronizadas, ya que, los sobrevoltajes originados por maniobras de energización son dependientes de los voltajes existentes entre los contactos del disyuntor en el instante de su cierre; en un sistema trifásico para cerrar el disyuntor existen dos posibilidades que son:

- a) Cerrar las tres fases simultáneamente cuando el voltaje de una de sus fases sea igual a cero, y,
- b) Cerrar las tres fases consecutivamente cuando el voltaje de cada una de sus fases pase por cero.

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES DE FRECUENCIA INDUSTRIAL

Antes de empezar con el desarrollo de este capítulo cabe mencionar que los estudios realizados en este proyecto se centran en la determinación de los sobrevoltajes que aparecen en el sistema y no se considera el análisis del arco secundario.

Los sobrevoltajes de frecuencia industrial también conocidos como sobrevoltajes temporales suelen ser de origen interno y de duración relativamente larga, no permanentes, que se va desde 20 milisegundos hasta varios segundos [8]; pueden ser, no amortiguados o débilmente amortiguados y en algunos casos su frecuencia es varias veces menor o mayor que la frecuencia industrial. Entre las principales causas que originan este tipo de sobrevoltajes están las *fallas a tierra*, siendo la falla monofásica la más común en un sistema eléctrico de potencia; *rechazo de carga*, fenómeno por el cual se origina un sobrevoltaje temporal debido a la reducción del flujo de corriente provocando que se incremente el efecto capacitivo de las líneas y que la caída de voltaje en la impedancia se reduzca; *efecto Ferranti*, el cual, ocurre debido al flujo de corriente capacitiva a través de la inductancia en serie de la línea de transmisión provocando un sobrevoltaje temporal en el extremo receptor abierto de una línea de transmisión cuyo voltaje es superior al voltaje presente en el extremo de la generación. La presencia de sobrevoltajes temporales son generalmente combinados, es así que sobrevoltajes de frecuencia industrial severos pueden ser causados por la combinación de rechazo completo de carga, con un cambio, desde una carga inductiva a una capacitiva, por ejemplo, abriendo un interruptor en el extremo lejano de una línea de transmisión cargada, y una falla simultánea a tierra. Si otras líneas o una carga local ofrecen alguna salida para la potencia, el rechazo de carga completo de la subestación es improbable, es decir, mientras mayor parte del sistema se encuentre mallado menores serán los sobrevoltajes causados por rechazo de carga.

### 3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO EN ESTUDIO

El sistema expuesto por CELEC EP – Transelectric en mayo de 2009 contempla un sistema de transmisión a nivel de 500 kV para evacuar la energía generada desde Coca Codo Sinclair hasta una subestación en El Inga (antes Pifo), Quito. De manera similar se evacuará la energía producida por la central Sopladora hasta otra subestación ubicada en las inmediaciones de Guayaquil, en Yaguachi, para finalmente unir estos dos centros de carga y formar el sistema de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV.

De los estudios preliminares realizados por CELEC EP – Transelectric las líneas de transmisión de 500 kV tendrán 4 conductores por fase. El sistema en sí, estará conformado por cuatro líneas de transmisión a nivel de 500 kV y cuatro subestaciones, las cuales se resumen en el siguiente cuadro.

Línea de transmisión	# de circuitos	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Tipo de conductor
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C1	1	500	125	4x750ACAR
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C2	1	500	125	4x750ACAR
El Inga (antes Pifo) – Yaguachi	1	500	300	4x750ACAR
Sopladora - Yaguachi	1	500	180	4x750ACAR

**Cuadro 3.1.** Líneas de transmisión de 500 kV [4].

**Fuente:** Elaboración de los autores en base al Plan de Expansión de Transmisión 2009-2020, Ecuador, Agosto 2009[4], Pág. 305.

En el sistema de transmisión de 500 kV también se considera la utilización de banco de reactores en derivación ubicados en los extremos de cada línea, la potencia reactiva para compensación se muestran en el cuadro siguiente.

Línea de transmisión	MVAr en c/extremo	TOTAL MVAr
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C1	28	56
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C2	28	56
El Inga (antes Pifo) - Yaguachi	112	224
Sopladora - Yaguachi	56	112

**Cuadro 3.2.** Banco de reactores en las L/T de 500 kV [4].

**Fuente:** Elaboración de los autores en base al Plan de Expansión de Transmisión 2009-2020, Ecuador, Agosto 2009[4], Pág. 306, 307.

Los valores de los bancos de reactores mencionados en el cuadro 3.2 son los que se utilizan para el desarrollo del presente estudio sin realizar ninguna variación de dichos valores.

Los parámetros de líneas de transmisión de 500 kV usados por el área de planificación de CELEC EP – Transelectric en la simulación de flujos de carga del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para varios años bajo la consideración de diferentes condiciones estacionales y de diferentes condiciones de demanda se detallan en los cuadros siguientes:

Secuencia	R( $\Omega$ /km)	X( $\Omega$ /km)	Bc ( $\mu$ S/km)
Positiva (+) y Negativa (-)	0,0229	0,3234	5,1011
Cero (0)	0,2956	1,1025	3,3581

**Cuadro 3.3.** Parámetros utilizados en la simulación para L/T de 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos proporcionados del área de Estudios y Plan de Expansión de CELEC EP – TRANSELECTRIC.

Línea de transmisión	Longitud (km)	R ( $\Omega$ )		X ( $\Omega$ )		Bc ( $\mu$ S)	
		Secuencia		Secuencia		Secuencia	
		(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C1	125	2,863	36,950	40,425	137,813	637,638	419,763
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) C2	125	2,863	36,950	40,425	137,813	637,638	419,763
El Inga (antes Pifo) – Yaguachi	300	6,870	88,680	97,020	330,750	1530,330	1007,430
Sopladora - Yaguachi	180	4,122	53,208	58,212	198,450	918,198	604,458

**Cuadro 3.4.** Parámetros de secuencias de cada L/T de 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos del cuadro 3.3 y 3.1.

Cabe mencionar que el sistema de 500 kV debe funcionar conjuntamente con el sistema de 230 kV el cual cuenta con 1669,92 km de líneas de transmisión distribuidos de la siguiente manera, 1207 km en doble circuito y 462,92 en simple circuito [1].

### 3.1.1 CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES

El conductor de fase a utilizar en todas las líneas de transmisión de 500 kV es el 750 kcmil ACAR, además se contará con 2 hilos de guardia, uno de acero galvanizado de 7 hilos y 3/8” de diámetro global y otro de fibra óptica llamado



OPGW, el cual, contiene hilos de fibra óptica en su interior y recubiertos por cable de acero galvanizado, cuyas características técnicas se presentan en los siguientes cuadros.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	750
Sección transversal	mm <sup>2</sup>	380
Número de alambres	c/u	30/7
Diámetro Aluminio 1350 - H19	mm	3,617
Diámetro Aleación de aluminio 6201 - T81	mm	3,617
Diámetro interior del conductor	mm	10,851
Diámetro exterior del conductor	mm	25,31
Peso aproximado del conductor	kg/km	1047
Carga a la rotura	kg	7056
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,0777

**Cuadro 3.5.** Características del conductor ACAR 750 (L/T 500 kV)

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos obtenidos del catalogo de conductores ACAR.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	1200
Sección transversal	mm <sup>2</sup>	608,04
Número de alambres	c/u	18/19
Aluminio 1350 - H19	mm	4,575
Aleación de aluminio 6201 - T81	mm	4,575
Diámetro exterior del conductor	mm	32,02
Peso unitario del conductor	kg/m	1,669
Resistencia mínima a la rotura	kgf	13,696
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,05

**Cuadro 3.6.** Características del conductor ACAR 1200 (L/T 230 kV)

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos obtenidos del catalogo de conductores ACAR.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	1113
Sección transversal	mm <sup>2</sup>	603,15
Número de alambres	c/u	45/7
Aluminio 1350 - H19	mm	3,995
Acero	mm	2,665
Diámetro exterior del conductor	mm	31,97
Peso unitario del conductor	kg/m	1,869
Carga a la rotura	kgf	13554
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,0507

**Cuadro 3.7.** Características del conductor ACSR 1113 (L/T 230 kV)

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos obtenidos del catalogo de conductores ACSR.

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kCM	3/8"
Sección transversal	mm <sup>2</sup>	51,14
Número de alambres de acero galvanizado de alta resistencia	c/u	7
Diámetro nominal	mm	9,52
Peso unitario del conductor	kg/m	0,497
Resistencia mínima a la rotura	kgf	4900
Resistencia eléctrica máxima CC a 20°C	ohm/km	0,05

**Cuadro 3.8.** Características del cable de guardia de acero galvanizado

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a catálogos obtenidos.

Tipo	Unidad	Valor
Nº de fibras ópticas	c/u	24
Diámetro exterior del conductor	mm	17
Sección total	mm <sup>2</sup>	140
Sección aluminio	mm <sup>2</sup>	105
Sección acero	mm <sup>2</sup>	35
Resistencia eléctrica máxima DC a 20°C	ohm/km	0,29
Atenuación máx. 1310 nm, 20°C	dB/km	0,4
Atenuación máx. 1550 nm, 20°C	dB/km	0,25

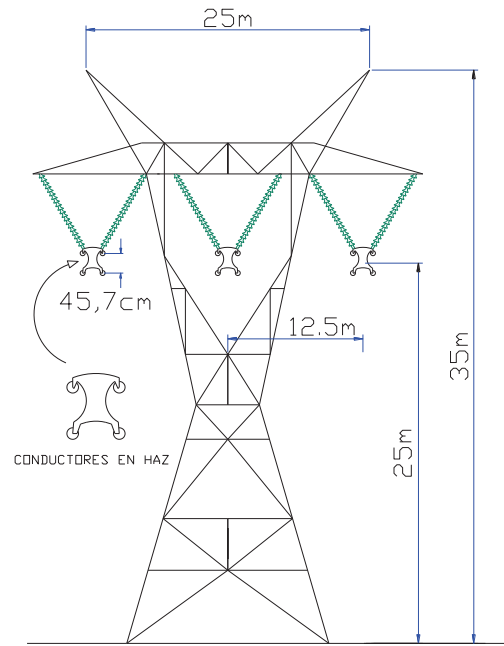
**Cuadro 3.9.** Características del cable de guardia tipo OPGW

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a catálogos obtenidos.

Cada fase del sistema de 500 kV está distribuida en un haz de 4 conductores con lo cual se disminuye el efecto corona, la separación entre cada conductor del haz es de 45,7 cm, en cambio cada fase del sistema de 230 kV se encuentra conformado por un conductor.

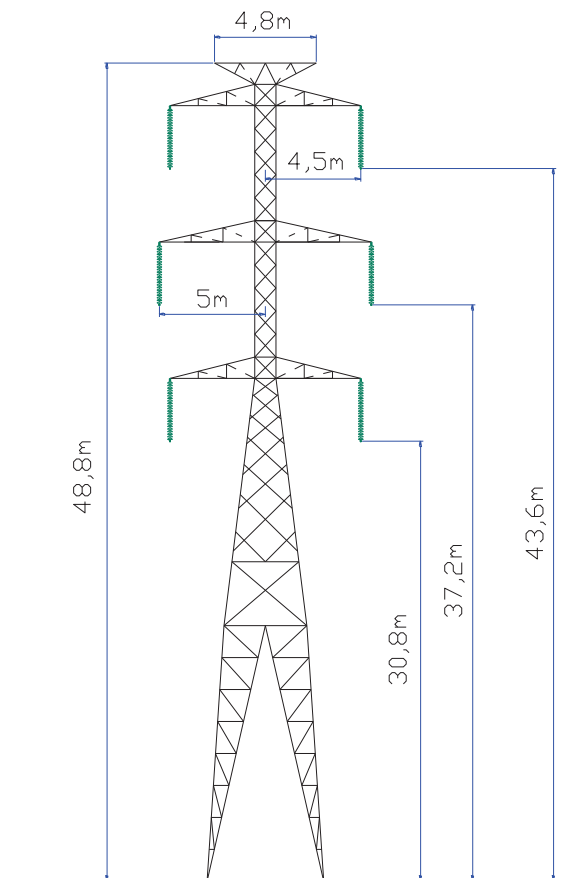
### 3.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA A SER UTILIZADA

Existe una gran variedad de estructuras que se pueden utilizar dependiendo de la topología del terreno, en nuestro estudio utilizaremos la estructuras que se muestran a continuación, tanto para la futura línea de transmisión de 500 kV, así como, para la actual línea de transmisión de 230 kV con medidas típicas, cabe mencionar que la estructura de 500 kV es similar a la Torre S – 53, publicado por la Electrical World.



**Figura 3.1.** Esquema de la torre de transmisión de simple circuito de 500 kV

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a lo publicado por la Electrical Word, Torre S – 53.



**Figura 3.2.** Esquema de la torre de transmisión de doble circuito de 230 kV

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los datos proporcionados por el área de División de líneas de CELEC EP – Transelectric.

### 3.2 ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE

De acuerdo al Plan Maestro de Electrificación 2007 – 2016, aprobado por el CONELEC, se tiene previsto la construcción de varias líneas de transmisión para el transporte de energía a 500 kV, las cuales fueron mencionadas en la sección 3.1.

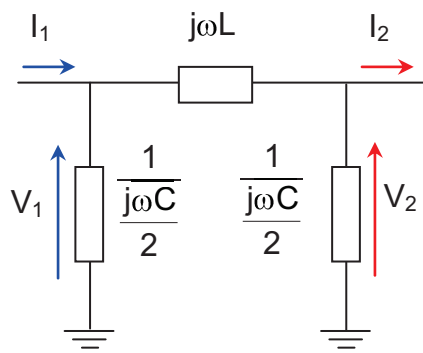
El análisis en estado estable se lo realiza mediante el programa DigSilent PowerFactory 13.2 mientras que para el análisis de fallas a tierra se va a proceder a realizarlo mediante el Alternative Transient Program (ATP). Con el análisis en estado estable se determina la cantidad de reactivos que aporta la línea de transmisión al sistema y la manera más adecuada de manejarlos, motivo por el cual se realizan estos estudios, además los resultados también sirven como base para el dimensionamiento del descargador (pararrayos).

#### 3.2.1 ANÁLISIS DE EFECTO FERRANTI

El fenómeno conocido como efecto Ferranti, provoca un sobrevoltaje temporal en el extremo receptor abierto de una línea de transmisión cuyo voltaje es superior al voltaje presente en el extremo emisor, para su análisis se lo divide en dos casos.

##### 3.2.1.1 Análisis sin la incorporación del banco de reactores

Para el análisis de este fenómeno se toma en consideración solo los parámetros propios de la línea.



**Figura 3.3.** Modelo  $\pi$  de una L/T para el cálculo de la relación  $V_2/V_1$ .

**Fuente:** Esquema modelado por los autores.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\frac{1}{j\omega C}}{\frac{1}{j\omega C} + j\omega L}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{\omega^2 LC}{2}}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{\omega L \times \omega C}{2}}$$

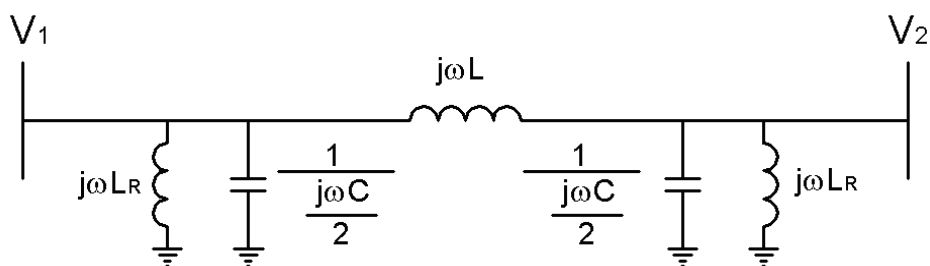
Finalmente, nos queda:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{X_L B_C}{2}} \quad (3.1)$$

### 3.2.1.2 Análisis con la incorporación de bancos de reactores.

La incorporación del banco de reactores en derivación tienen por objeto controlar los altos voltajes, esta disminución de voltaje sucede porque el banco de reactores en derivación disminuye el efecto capacitivo que poseen las líneas de transmisión.

A continuación se realiza un análisis del efecto de incorporar el banco de reactores en la línea de transmisión.



**Figura 3.4.** Modelo  $\pi$  de una L/T incorporado el banco de reactores para el cálculo de la relación  $V_2/V_1$

**Fuente:** Esquema modelado por los autores.

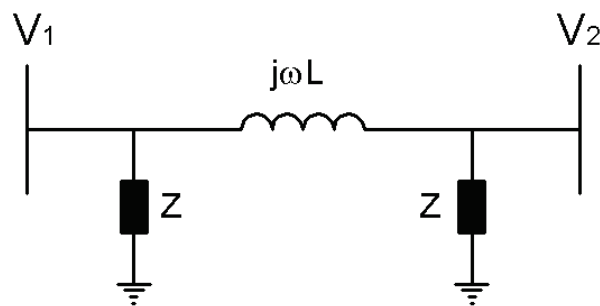
Primero se reduce la capacitancia de la línea y la inductancia del reactor que se encuentran en paralelo, con lo cual, se tiene:

$$Z = \frac{\frac{2}{j\omega C} \times j\omega L_R}{\frac{2}{j\omega C} + j\omega L_R}$$

$$Z = \frac{2\omega L_R}{\omega C \left( \frac{2 - \omega L_R \omega C}{j\omega C} \right)}$$

$$Z = j \frac{2\omega L_R}{2 - \omega L_R \omega C}$$

Luego de esta reducción el circuito nos queda de la siguiente manera.



$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{Z}{Z + j\omega L}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{j \frac{2\omega L_R}{2 - \omega L_R \omega C}}{j \frac{2\omega L_R}{2 - \omega L_R \omega C} + j\omega L}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{2\omega L_R}{e^{-\omega L_R \omega C} \left( \frac{2\omega L_R + 2\omega L - \omega L_R \times \omega C \times \omega L}{2 - \omega L_R \omega C} \right)}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{2X_{LR}}{2(X_{LR} + X_L) + X_{LR}B_C X_L} \quad (3.2)$$

A continuación en el cuadro 3.10 se tabulan los valores de reactancia de cada uno de los bancos de reactores a incorporarse en cada línea de transmisión.

Línea de transmisión	MVAr en c/extremo	X <sub>LR</sub> (Ω)
Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo) C1	28	8928,571
Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo) C2	28	8928,571
El Inga (antes Pifo) - Yaguachi	112	2232,143
Sopladora - Yaguachi	56	4464,286

**Cuadro 3.10.** Parámetros de reactancia del banco de reactores de cada Línea de Transmisión.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a los valores del cuadro 3.2.

### 3.2.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO)

El análisis en estado estable de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) tiene como objetivo identificar el número de unidades generadoras que deben entrar en operación para la operación de cada circuito, con y sin compensación.

A continuación procedemos a calcular los MVAr generados por la componente de potencia capacitiva de la línea de transmisión, según la expresión 2.24. Los valores de la susceptancia de la línea se detallan en el Cuadro 3.4 y el valor de voltaje considerado como base es  $500 \text{ kV}_{LLrms}$ .

$$Q_C = V_C^2 * B_C$$

$$Q_C = (500 \text{ kV})^2 * (37,638 \mu\text{S})$$

$$Q_C = 159,41 \text{ MVAr}$$

Una vez obtenido este valor se puede calcular el porcentaje de compensación con el que cuenta la línea de transmisión.

$$\% \text{Compensación} = \frac{\text{Total MVar para compensación (Q}_L\text{)}}{\text{Componente capacitiva de la línea (Q}_C\text{)}} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = \frac{56 \text{ MVar}}{159,41 \text{ MVar}} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = 35,13$$

Para cada línea de transmisión es importante considerar el efecto Ferranti el cual se lo puede calcular con ayuda de las expresiones 3.1 y 3.2 para cada caso, sin compensación y con compensación.

El efecto Ferranti en la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) es:

#### Sin compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{40,425 \times 637,637 \times 10^{-6}}{2}} = 1,013$$

#### Con compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{2 \times 8928,571}{2 \times (8928,571 + 40,425) - 8928,571 \times 637,637 \times 10^{-6} \times 40,425} = 1,00843$$

La determinación del número de unidades a ingresarse en Coca Codo Sinclair depende de la cantidad de reactivos que produzca la línea de transmisión y de la capacidad de reactivos que cada máquina pueda absorber.

De acuerdo a comparaciones de curvas de capacidad de unidades generadoras típicas y realizando una analogía con el tipo de unidad generadora que se tendrá



en Coca Codo Sinclair se tiene que cada máquina podrá absorber alrededor de 41 MVar, cuyo valor ya considera su margen de seguridad.

El número de máquinas a ingresarse se lo realiza en la sección 3.3 con la ayuda del programa computacional DigSilent PowerFactory 13.2.

### 3.2.3 LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOPLADORA – YAGUACHI

De la misma manera que se procedió en la sección 3.2.2 se determina el valor de los MVar generados por la línea de transmisión:

$$\begin{aligned} Q_c &= V_c^2 * B_c \\ Q_c &= (600 \text{ kV})^2 * (18,198 \mu\text{S}) \\ Q_c &= 229,55 \text{ MVar} \end{aligned}$$

El porcentaje de compensación es:

$$\% \text{Compensación} = \frac{\text{Total MVar para compensación } (Q_L)}{\text{Componente capacitiva de la línea } (Q_c)} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = \frac{112 \text{ MVar}}{229,55 \text{ MVar}} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = 48,791$$

El efecto Ferranti en la línea de transmisión Sopladora – Yaguachi es:

Sin compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{58,212 \times 918,198 \times 10^{-6}}{2}} = 1,028$$

Con compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{2 \times 4464,286}{2 \sqrt{4464,286 + 58,212} \sqrt{4464,286 \times 918,198 \times 10^{-6} + 58,212}} = 1,01388$$

**3.2.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN EL INGA (ANTES PIFO) – YAGUACHI**

Esta línea de transmisión en particular es la que más reactivos aporta al sistema debido a su gran longitud, por lo tanto, se recomienda mayor énfasis en el cálculo del banco de reactores que deben ser ubicados en cada extremo de la línea de transmisión para la reducción del efecto Ferranti. De forma análoga a los cálculos realizados anteriormente se tiene:

$$Q_C = V_C^2 * B_C$$

$$Q_C = (600 \text{ kV})^2 * (530,33 \mu\text{S})$$

$$Q_C = 382,5825 \text{ MVar}$$

El porcentaje de compensación es:

$$\% \text{Compensación} = \frac{\text{Total MVar para compensación } (Q_L)}{\text{Componente capacitiva de la línea } (Q_C)} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = \frac{224 \text{ MVar}}{382,5825 \text{ MVar}} * 100$$

$$\% \text{Compensación} = 58,549$$

El efecto Ferranti en la línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi es:

Sin compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 - \frac{97,02 \times 1530,33 \times 10^{-6}}{2}} = 1,08$$

Con compensación

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{2 \times 2232,143}{2 \left( 2232,143 + 97,02 \right) - 2232,143 \times 1530,33 \times 10^{-6} \times 97,02} = 1,03175$$

### **3.3 SIMULACIÓN DEL EFECTO FERRANTI DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL DIGSILENT POWER FACTORY 13.2**

Todas las simulaciones se las realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

Caso 1.- Línea de transmisión energizada sin su porcentaje de compensación en derivación.

Caso 2.- Línea de transmisión energizada con su porcentaje de compensación en derivación.

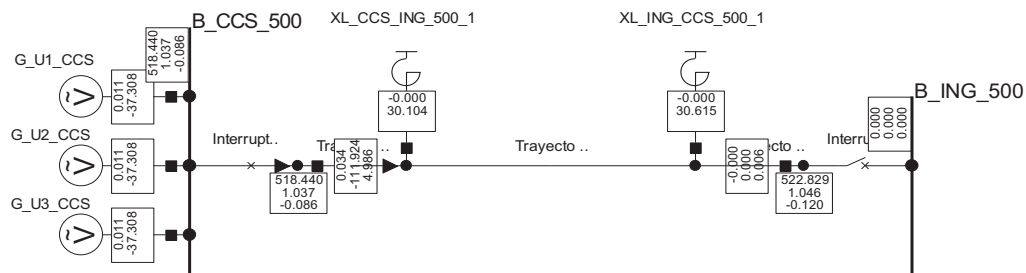
#### **3.3.1 EFECTO FERRANTI EN EL PRIMER CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO)**

Para el análisis de efecto Ferranti del primer circuito de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), procedemos a realizarlo desde dos escenarios distintos, en el primer escenario, consideramos a la línea de transmisión energizada desde Coca Codo Sinclair y en el segundo escenario energizada desde el lado de El Inga (antes Pifo) y de acuerdo a los casos planteados se procede a realizar sus simulaciones.

Además se determina el número de unidades que deben ingresar para poder controlar la cantidad de reactivos que produce la línea de transmisión, para esto se tiene en cuenta la cantidad de reactivos que cada máquina puede absorber, estos valores fueron mencionados en la sección 3.2.2.

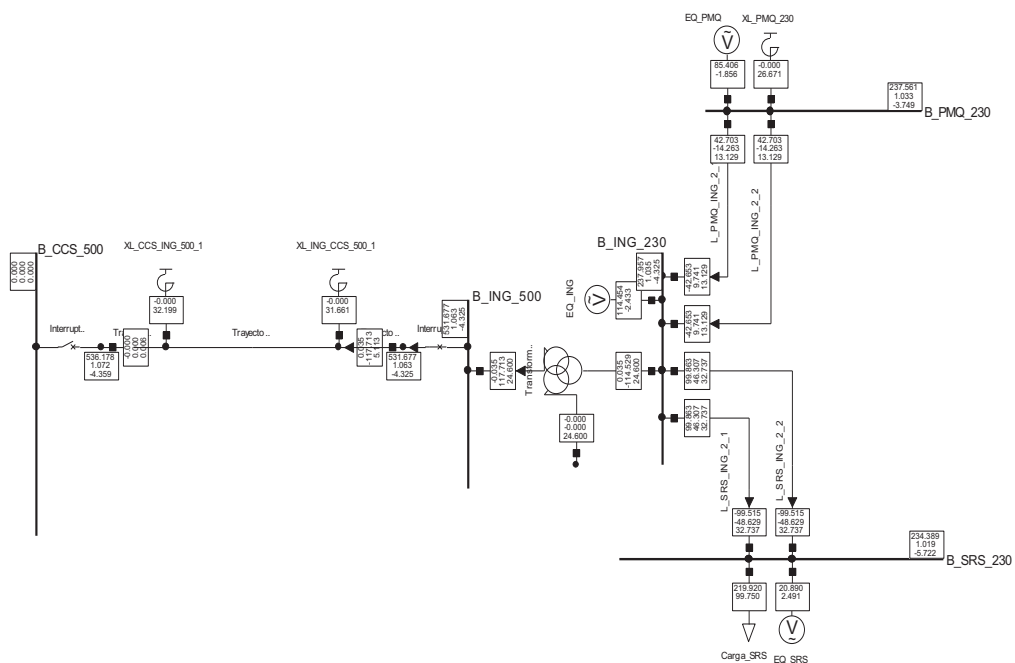
En las figuras 3.5 y 3.6 se muestran los sistemas utilizados en la simulación y en los cuadros 3.11 y 3.12 se presentan los resultados obtenidos.

Se debe tener en cuenta que el nivel de voltaje previo a la energización de la línea de transmisión obtenida mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2 es 1,00 p.u. en la barra de Coca Codo Sinclair y 0,991p.u. en la barra de El Inga (antes Pifo).



**Figura 3.5.** Primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.



**Figura 3.6.** Primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI		Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Simulación V2/V1	Datos calculados V2/V1		
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (Antes Pifo) 500 kV	1,034	1,048	1,01310	1,01306	5	34,370
El Inga (Antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,107	1,122	1,01310	1,01306	-----	-----

**Cuadro 3.11.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI		Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Simulación V2/V1	Datos calculados V2/V1		
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (Antes Pifo) 500 kV	1,037	1,046	1,00847	1,00843	3	37,308
El Inga (Antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,063	1,072	1,00847	1,00843	-----	-----

**Cuadro 3.12.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Como se puede apreciar en los cuadros anteriores los niveles de voltaje en vacío son menores cuando la línea se encuentra energizada desde la subestación Coca Codo Sinclair, además se tiene que con la incorporación del banco de reactores el número de unidades generadoras necesarias para mantener la línea energizada en vacío son tres. Una vez energizada la línea de transmisión se la debe sincronizar con su barra consecutiva, los valores de voltaje obtenidos después de sincronizar esta línea de transmisión se presentan en el cuadro 3.13.

Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]
Coca Codo Sinclair 500	1,020
El Inga (Antes Pifo) 500	1,021
El Inga (Antes Pifo) 230	1,011
Pomasqui 230	1,012
Santa Rosa 230	0,995

**Cuadro 3.13.** Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Antes Pifo).

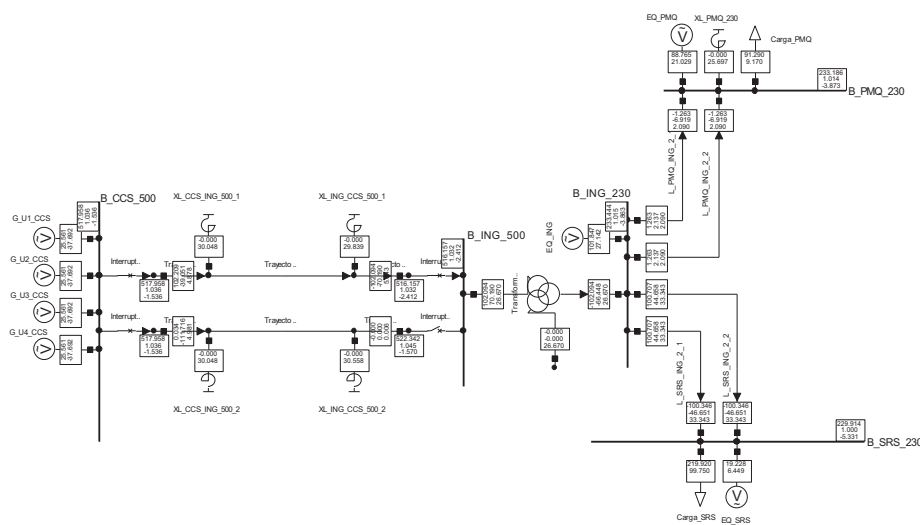
**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Cabe mencionar que el sistema se lo sincroniza con las tres máquinas en operación y cada una absorbe 21,457 MVar.

### 3.3.2 EFECTO FERRANTI EN EL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO)

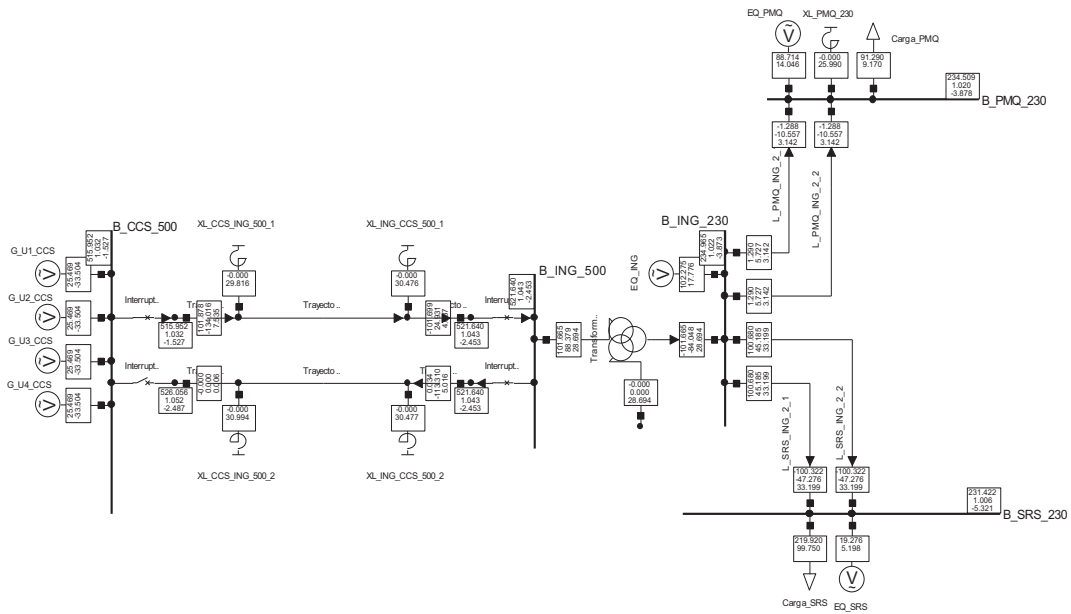
Para su análisis se considera el primer circuito energizado con su porcentaje de compensación en derivación, además, las simulaciones se las realiza desde ambos extremos de la línea de transmisión, es decir, tanto desde Coca Codo Sinclair como desde El Inga (antes Pifo) y bajo la consideración de los casos de estudio propuestos se realiza las simulaciones siguientes que se presentan en este numeral. En las figuras 3.7 y 3.8 se muestran los sistemas utilizados en la simulación y en los cuadros 3.14 y 3.15 se presentan los resultados obtenidos.

Se debe tener en cuenta que para el ingreso del segundo circuito de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se coloca carga en la barra de Pomasqui y que para el caso 1 que las unidades que deben ingresar en el sistema son de 5 con lo que se tiene un voltaje previo a la energización de 1,012 en la barra de Coca Codo Sinclair y de 1,013 en la barra de El Inga (antes Pifo). Para el caso 2 se tiene que las unidades que deben ingresar son de 4 con lo que se tiene un voltaje previo a la energización de 1,014 en la barra de Coca Codo Sinclair y de 1,015 en la barra de El Inga.



**Figura 3.7.** Segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (Antes Pifo), energizada desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.



**Figura 3.8.** Segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), energizada desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI Simulación V2/V1	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]			
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (Antes Pifo) 500 kV	1,040	1,054	1,01310	5	41,670
El Inga (Antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,054	1,067	1,01310	5	36,340

**Cuadro 3.14.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI Simulación V2/V1	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]			
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (Antes Pifo) 500 kV	1,036	1,045	1,00846	4	37,692
El Inga (Antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,043	1,052	1,00847	4	33,504

**Cuadro 3.15.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

A continuación, se tabulan los valores de voltaje después de la sincronización del segundo circuito.

Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]
Coca Codo Sinclair 500	1,034
El Inga (antes Pifo) 500	1,036
El Inga (antes Pifo) 230	1,018
Pomasqui 230	1,016
Santa Rosa 230	1,002

**Cuadro 3.16.** Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Como se puede observar en el cuadro anterior los niveles de voltaje después de la sincronización de la línea de transmisión se mejoran y se encuentran dentro de rangos permisibles del sistema de transmisión. Cabe mencionar que el sistema se lo sincroniza con las cuatro máquinas en operación y cada una absorbe 36,163 MVar.

### 3.3.2.1 Opciones alternas para el análisis del efecto Ferranti del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)

Para su análisis se considera el sistema indicado en la figura 3.9 y en base al sistema modelado se plantean las siguientes alternativas de análisis.

- *Análisis del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y las líneas de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y Sopladora – Yaguachi de 500 kV.*

De acuerdo al escenario de estudio sus resultados son:

Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFEECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Simulación ATP V2/V1		
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,017	1,028	1,036	1,050	1,01310	7	37,713
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,031	1,022	1,061	1,075	1,01310	5	40,895

**Cuadro 3.17.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1

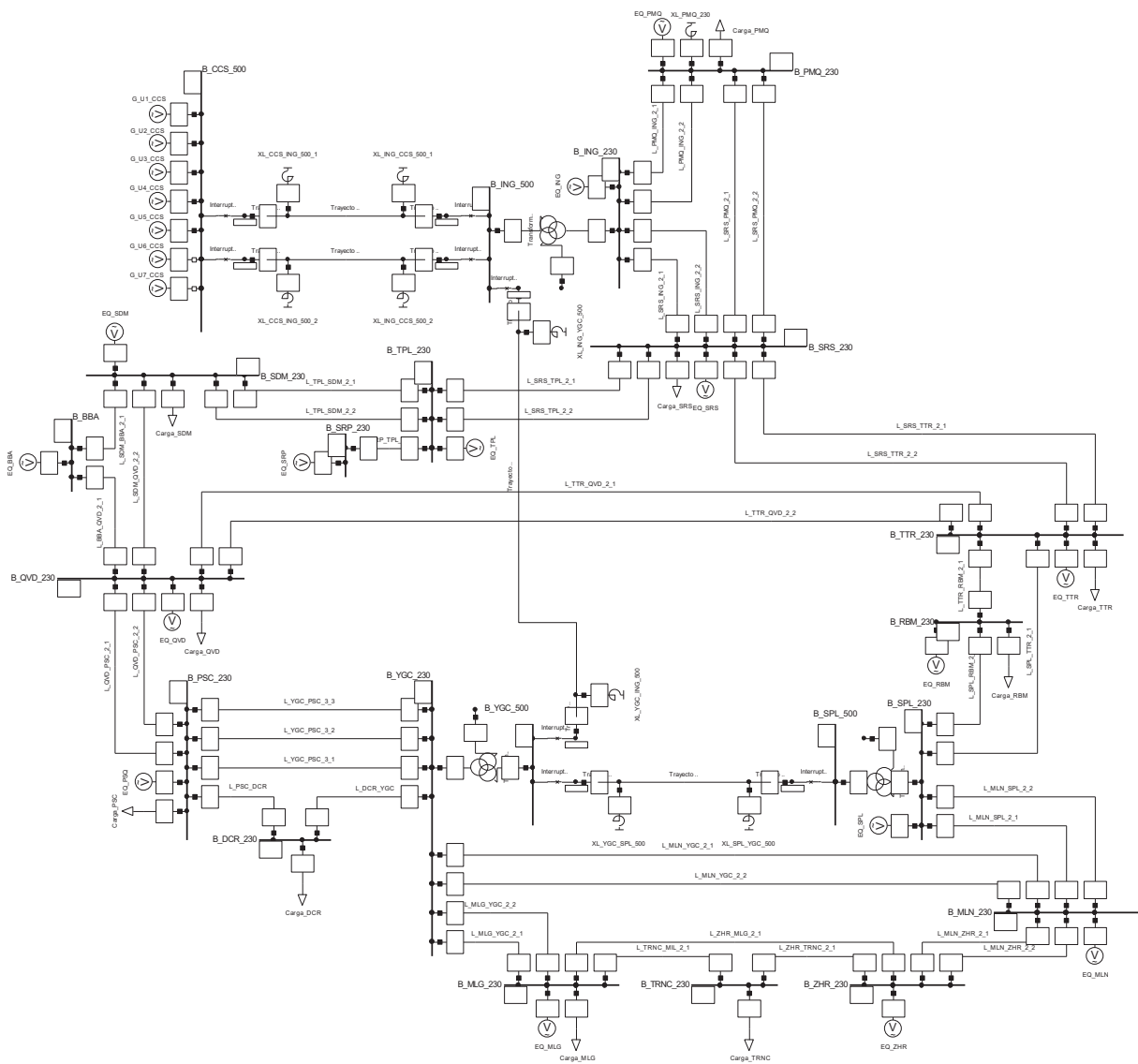
**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.



Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFFECTO FERRANTI Simulación ATP V2/V1	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]			
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,031	1,022	1,038	1,047	1,00847	5	39,982
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,034	1,026	1,054	1,063	1,00846	4	40,735

**Cuadro 3.18.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.



**Figura 3.9.** Sistema completo modelado a nivel de 230 kV y 500kV

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.

En el cuadro 3.19 se muestran los voltajes para el caso 2 después de la sincronización con el sistema, cabe mencionar que para mantener el sistema sincronizado se debe tener en funcionamiento 5 máquinas las que absorben una potencia reactiva de 39,344 MVAR cada una.

Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]	Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]
Baba 230	1,009	Riobamba 230	1,015
Coca Codo Sinclair 500	1,037	Santa Rosa 230	1,006
Dos Cerritos 230	0,994	Santo Domingo 230	1,005
El Inga (antes Pifo) 230	1,014	Sarapullo 230	1,007
El Inga (antes Pifo) 500	1,043	Sopladora 230	1,028
Milagro 230	1,009	Sopladora 500	1,044
Molino 230	1,026	Totoras 230	1,013
Pascuales 230	0,994	Troncal 230	1,012
Pilatón 230	1,007	Yaguachi 230	1,008
Pomasqui 230	1,008	Yaguachi 500	1,043
Quevedo 230	1,008	Zhoray 230	1,024

**Cuadro 3.19.** Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 1.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

- *Análisis del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV*

En esta alternativa se considera a la L/T Sopladora – Yaguachi desconectada del sistema de transmisión, bajo esta consideración, a continuación en los cuadros 3.20 y 3.21 se muestran los resultados obtenidos de la simulación según los casos propuestos inicialmente.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFFECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Simulación ATP V2/V1		
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,015	1,020	1,036	1,050	1,01310	6	38,221
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,022	1,017	1,053	1,066	1,01310	5	36,156

**Cuadro 3.20.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFFECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Simulación ATP V2/V1		
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,017	1,022	1,033	1,042	1,00846	5	34,847
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,024	1,020	1,045	1,054	1,00845	4	35,075

**Cuadro 3.21.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

En el cuadro 3.22 se muestran los voltajes para el caso 2 después de la sincronización con el sistema, cabe mencionar que para mantener el sistema sincronizado se debe tener en funcionamiento 4 máquinas las que absorben una potencia reactiva de 39,333 MVar cada una.

Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]	Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]
Baba 230	1,004	Riobamba 230	1,007
Coca Codo Sinclair 500	1,037	Santa Rosa 230	1,003
Dos Cerritos 230	0,982	Sarapullo 230	1,003
El Inga (antes Pifo) 230	1,011	Santo Domingo 230	1,002
El Inga (antes Pifo) 500	1,040	Sopladora 230	1,013
Milagro 230	0,997	Sopladora 500	1,013
Molino 230	1,012	Totoras 230	1,007
Pascuales 230	0,982	Troncal 230	1,000
Pilatón 230	1,003	Yaguachi 230	0,995
Pomasqui 230	1,005	Yaguachi 500	1,024
Quevedo 230	1,002	Zhoray 230	1,011

**Cuadro 3.22.** Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

- *Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), únicamente con el sistema de transmisión de 230 kV.*

Los resultados obtenidos según los casos propuestos se los presenta en los cuadros siguientes.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFFECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Simulación V2/V1		
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,009	1,008	1,036	1,049	1,01310	5	36,982
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,009	1,011	1,048	1,062	1,01310	4	36,433

**Cuadro 3.23.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltajes previos a la energización		Voltaje en Vacío		EFFECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Barra de envío [p.u.]	Barra de recepción [p.u.]	Simulación V2/V1		
CCS 500 kV	El Inga 500 kV	1,014	1,011	1,038	1,047	1,00846	3	40,254
El Inga 500 kV	CCS 500 kV	1,011	1,014	1,041	1,050	1,00847	3	33,994

**Cuadro 3.24.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

En el cuadro 3.25 se muestran los voltajes para el caso 2 después de la sincronización con el sistema, cabe mencionar que para mantener el sistema sincronizado se debe tener en funcionamiento 3 máquinas las que absorben una potencia reactiva de 36,952 MVAR cada una.

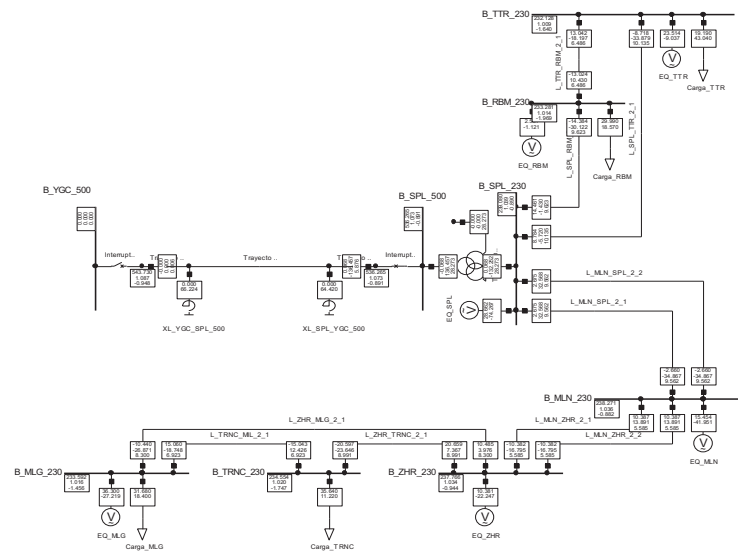
Nombre de la Barra	Voltaje [p.u.]	Nombre de la Barra	Voltaje [p.u.]
Baba 230	0,994	Riobamba 230	0,998
Coca Codo Sinclair 500	1,035	Santa Rosa 230	0,998
Dos Cerritos 230	0,949	Santo Domingo 230	0,995
El Inga (Antes Pifo) 230	1,007	Sarapullo 230	0,998
El Inga (Antes Pifo) 500	1,035	Sopladora 230	1,000
Milagro 230	0,969	Sopladora 500	1,000
Molino 230	0,998	Totoras 230	0,999
Pascuales 230	0,951	Troncal 230	0,975
Pilatón 230	0,997	Yaguachi 230	0,961
Pomasqui 230	1,001	Yaguachi 500	0,961
Quevedo 230	0,988	Zhoray 230	0,996

**Cuadro 3.25.** Niveles de voltaje para el caso 2 después de la sincronización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), alternativa 3.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

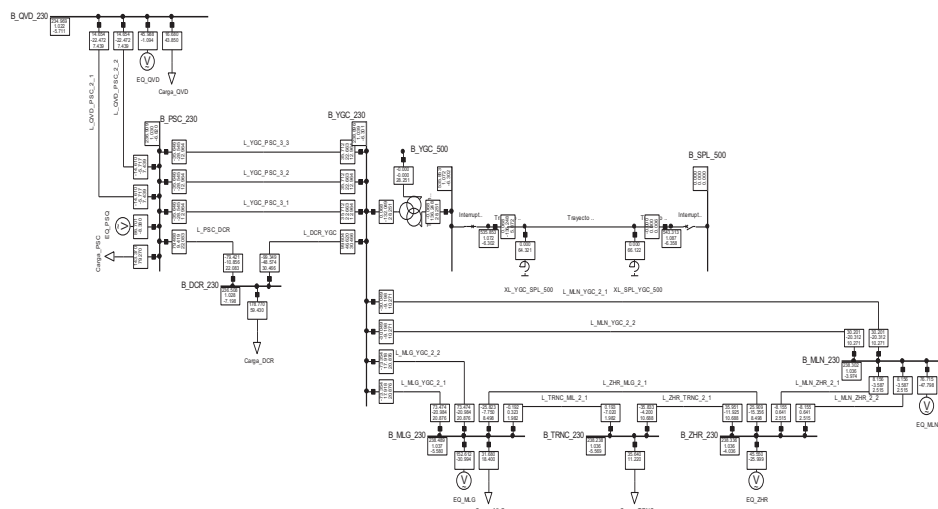
### 3.3.3 EFECTO FERRANTI L/T SOPLADORA – YAGUACHI

Para su análisis las simulaciones se las realiza desde ambos extremos de la línea de transmisión, es decir, tanto desde Sopladora como desde Yaguachi y bajo la consideración de los casos de estudio propuestos se realiza sus simulaciones. Teniendo en consideración que el voltaje previo de energización es de 1,01 p.u. en la barra de Sopladora cuando se desea energizar desde el lado de Sopladora, mientras para cuando se desea energizar desde el lado de Yaguachi se tiene un voltaje de 0,995 p.u.



**Figura 3.10.** L/T Sopladora – Yaguachi, energizada desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.



**Figura 3.11.** L/T Sopladora – Yaguachi, energizada desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Los resultados según los casos propuestos son:

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI	
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Simulación V2/V1	Datos calculados V2/V1
Sopladora 500 Kv	Yaguachi 500 kV	1,141	1,172	1,02752	1,02746
Yaguachi 500 kV	Sopladora 500 Kv	1,157	1,189	1,02752	1,02746

**Cuadro 3.26.** Resultados del flujo de potencia para el caso 1.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFECTO FERRANTI	
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Simulación V2/V1	Datos calculados V2/V1
Sopladora 500 Kv	Yaguachi 500 kV	1,073	1,087	1,01392	1,01388
Yaguachi 500 kV	Sopladora 500 Kv	1,072	1,087	1,01392	1,01388

**Cuadro 3.27.** Resultados del flujo de potencia para el caso 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

En el cuadro 3.28 se muestran los valores después de la sincronización en ambos extremos de la línea de transmisión Sopladora – Yaguachi.

Nombre de la Barra	Voltaje [p.u]
Dos Cerritos 230	1,004
Milagro 230	1,013
Molino 230	1,024
Pascuales 230	1,007
Quevedo 230	1,003
Riobamba 230	1,005
Sopladora 230	1,025
Sopladora 500	1,037
Totoras 230	1,002
Troncal 230	1,015
Yaguachi 230	1,014
Yaguachi 500	1,033
Zhoray 230	1,023

**Cuadro 3.28.** Niveles de voltaje después de la sincronización de la L/T Sopladora – Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Como se puede observar en el cuadro anterior los niveles de voltaje después de la sincronización de la línea de transmisión se mejoran y se encuentran dentro de rangos permisibles del sistema de transmisión.

### **3.3.4 EFECTO FERRANTI L/T EL INGA (ANTES PIFO) – YAGUACHI.**

Cabe mencionar que la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi es la línea más larga del sistema por lo que aporta una gran cantidad de potencia reactiva al sistema provocando la aparición de voltajes elevados.

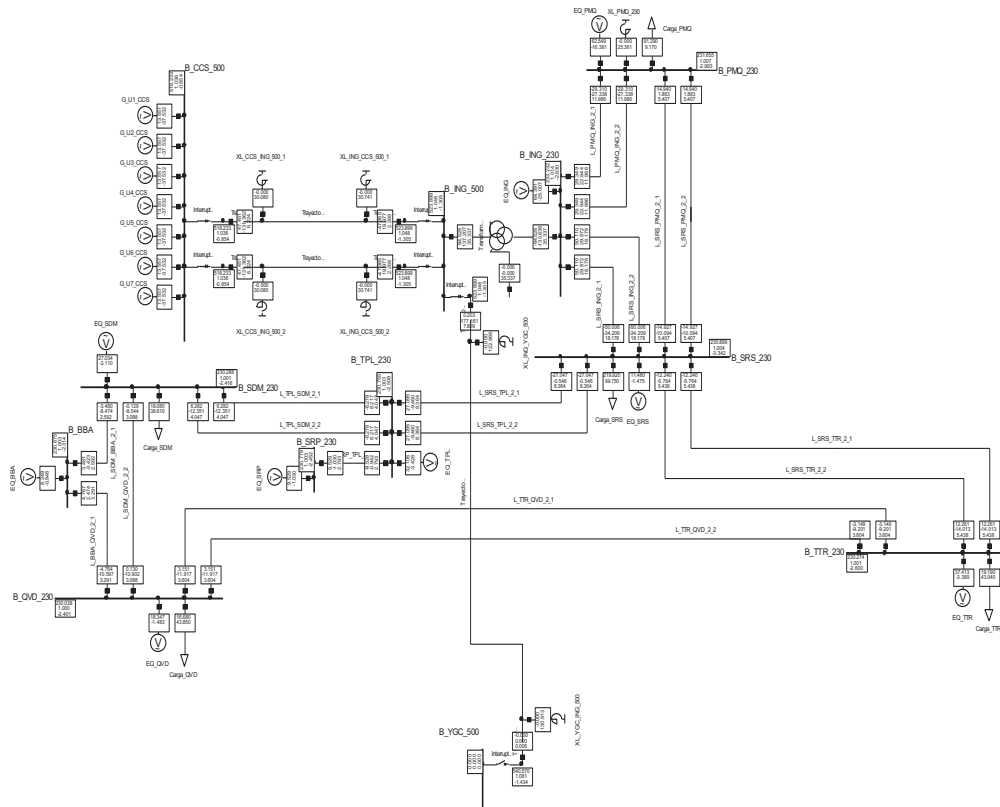
Además en esta línea de transmisión no se puede realizar ningún tipo de maniobra desde El Inga (antes Pifo) sin antes considerar la inclusión de su porcentaje de compensación, debido a que sin su porcentaje de compensación la componente de potencia reactiva generada por la línea de transmisión sobrepasa el límite de reactivos que pueden absorber las unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, por tal motivo el análisis para esta línea de transmisión se realizará considerando la inclusión de su porcentaje de compensación; las simulaciones se las realiza bajo la consideración de los siguientes escenarios:

*Escenario 1:* L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi energizada desde la subestación El Inga (Antes Pifo).

*Escenario 2:* L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi energizada desde la subestación Yaguachi.

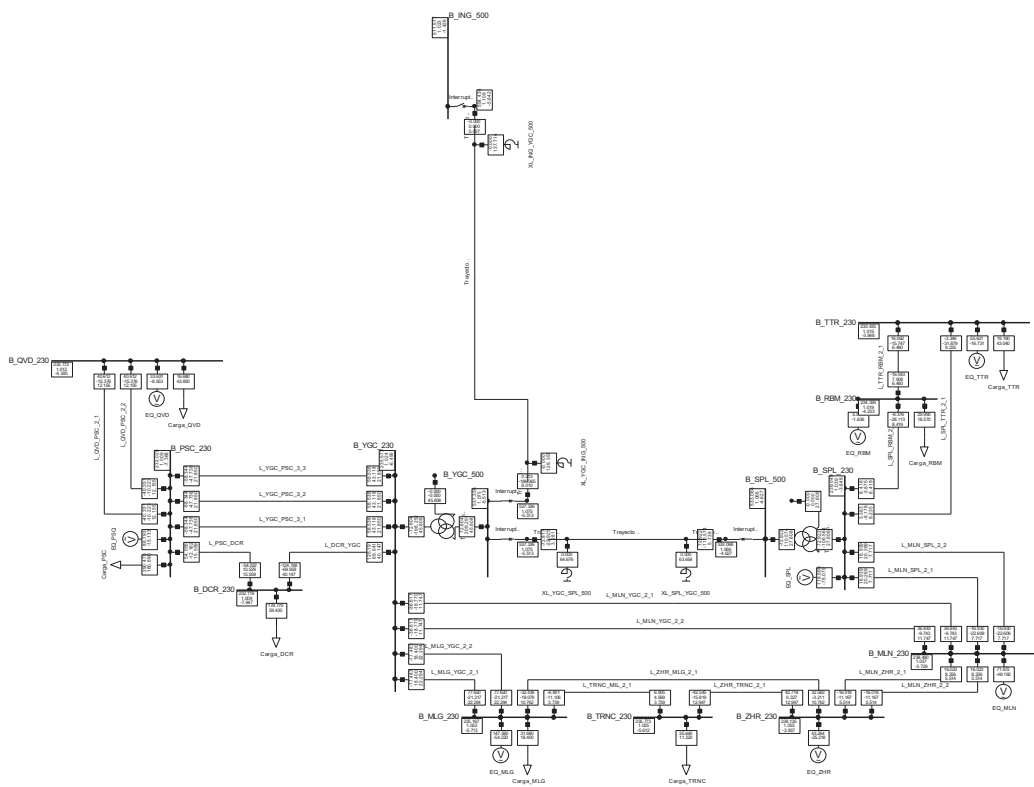
En las figuras 3.12 y 3.13 se muestran los sistemas utilizados en la simulación con sus equivalentes de red colocados en cada subestación y en el cuadro 3.29 se presentan sus resultados obtenidos.

También se debe tener en cuenta que el voltaje previo a la energización es de 1,021 p.u. en el lado de El Inga (antes Pifo) y de 1,002 en el lado de Yaguachi.



**Figura 3.12.** L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, escenario 1.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.



**Figura 3.13.** L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, escenario 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa DigSilent Power Factory 13.2.



Barra de envío	Barra de recepción	Voltaje en Vacío		EFEECTO FERRANTI	Número de Unidades que Ingresan	Potencia Reactiva Absorbida por Máquina
		Barra de envío V1 [p.u.]	Barra de recepción V2 [p.u.]	Simulación V2/V1		
El Inga (Antes Pifo) 500 kV	Yaguachi 500 kV	1,048	1,081	1,03182	7	37,532
Yaguachi 500 kV	El Inga (Antes Pifo) 500 kV	1,068	1,102	1,03182	-----	-----

**Cuadro 3.29.** Resultados del flujo de potencia para el escenario 1 y 2

**Fuente:** Elaboración de los autores según resultados obtenidos en el programa DigSilent Power Factory 13.2.

Una vez que la línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi se encuentra sincronizada se tiene al sistema operando en su totalidad en estado estable, sus niveles de voltaje se presentaron en el cuadro 3.19 cuando se realizó la primera alternativa para la energización del segundo circuito de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

### 3.4 MODELOS UTILIZADOS EN ATP

#### 3.4.1 FUENTES EQUIVALENTES DEL SISTEMA

La fuente utilizada para las simulaciones es de tipo sinusoidal constante, trifásica y balanceada, acopladas al sistema mediante parámetros R – L en los cuales se ingresa los equivalentes de red, en la figura B.1 y B.2 del anexo B se muestran cada elemento mencionado anteriormente.

#### 3.4.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El modelo de línea de transmisión que se utiliza es el modelo JMartí ya que este modelo nos permite representar la línea de transmisión en parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia, con ayuda de la rutina LCC del ATP se ingresan los datos eléctricos de los conductores y su disposición geométrica, en la figura B3 y B4 del anexo B se muestran las subrutinas.

#### 3.4.3 TRANSFORMADOR

Los datos utilizados del transformador fueron obtenidos de datos típicos de transformadores de 500 kV los cuales corresponden al modelo de transformador

saturable, el cual, considera la curva de saturación del transformador, en la figura B.5 del anexo B se muestra el cuadro de dialogo para este modelo.

#### 3.4.4 INTERRUPTORES

Para los estudios se utilizaron dos interruptores. Para los estudios en estado estable se utilizan interruptores controlados por tiempo el cual realiza operaciones de cierre o apertura una sola vez en un tiempo fijado por el usuario. Mientras que, para los estudios de energización y recierre de líneas de transmisión se utilizan interruptores estadísticos, los cuales, pueden tener su configuración como maestro o esclavo, en este tipo de interruptor a diferencia del anterior se ingresa su tiempo medio y la desviación estándar, además se escoge el tipo de distribución probabilística con el que va a operar el interruptor, la distribución utilizada en todas las simulaciones realizadas es la gaussiana los valores del tiempo medio y desviación estándar en las maniobras simuladas son:

- Para maniobras de energización se utiliza un tiempo medio de 0,029 segundos (1,74 ciclos) y una desviación estándar de 0,00138 segundos (0,083 ciclos).
- Para maniobras de recierre trifásico se utiliza un tiempo medio de 0,653 segundos (39,2 ciclos) y una desviación estándar de 0,005 segundos (0,3 ciclos).
- Para maniobras de recierre monofásico se utiliza un tiempo medio de 0,753 segundos (45,18 ciclos) y una desviación estándar de 0,005 segundos (0,3 ciclos).

Al realizar la incorporación de resistencias de preinserción se utiliza un interruptor maestro y uno esclavo, para el caso del interruptor maestro se conserva las mismas consideraciones de tiempo medio y desviación estándar mencionada anteriormente mientras que para el interruptor que actúa como esclavo se utiliza un tiempo medio de 0,009 segundos (0,54 ciclos) para todas las simulaciones y una desviación estándar de 0,00138 segundos (0,083 ciclos) para energización y de 0,005 segundos (0,3 ciclos) para los casos de recierre tanto trifásico como

monofásico. En la figura B.6 del anexo B se muestra el cuadro de diálogo de este interruptor.

### **3.4.5 REACTORES EN DERIVACIÓN**

Los reactores ubicados en las líneas de transmisión de 500 kV se modelan como elementos lineales, sin considerar su curva de saturación, en la figura B.7 del anexo B se muestra el cuadro de diálogo del modelo utilizado.

### **3.4.6 PARARRAYOS**

Los descargadores (pararrayos) han sido representados con el modelo exponencial para pararrayos de óxido de zinc cuyo cuadro de dialogo se muestra en la figura B.8 del anexo B.

## **3.5 FALLAS A TIERRA**

En una falla fase – tierra las fases sanas experimentan una elevación de voltaje con respecto a tierra cuyo valor depende del factor de falla a tierra k, este factor guarda una dependencia con las características del sistema y el tipo de conexión a tierra del neutro y se lo puede calcular con la relación entre el mayor voltaje fase-tierra en una fase sana durante la falla y el voltaje fase-tierra en una fase sin la falla como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$k = \frac{V_{f-t \text{ falla}}}{V_{f-t \text{ sana}}}$$

### **3.5.1 SIMULACIÓN DE FALLAS FASE - TIERRA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV MEDIANTE EL PROGRAMA DIGITAL ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM (ATP)**

Para el análisis de fallas fase - tierra en las líneas de transmisión en estudio se utilizaran los mismos esquemas empleados anteriormente pero modelados en el Alternative Transient Program (ATP), además se consideran que todas las líneas de transmisión se encuentran operando con su porcentaje de compensación. En el anexo B, se muestra una guía de la modelación de los diferentes elementos utilizados para cada caso de estudio.

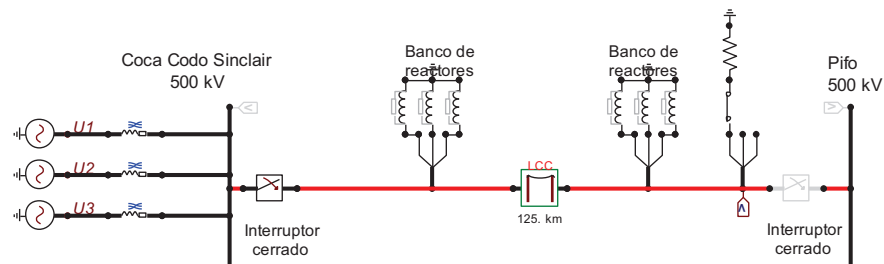
### 3.5.1.1 Falla fase - tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)

Para el análisis de la falla fase - tierra se consideran dos escenarios de estudio:

Escenario 1: Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación El Inga (antes Pifo).

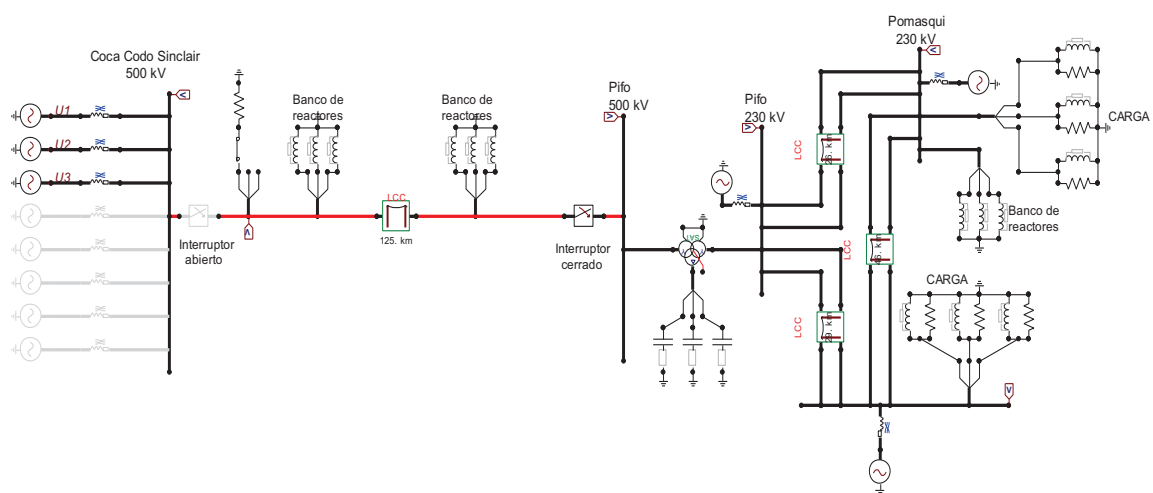
Escenario 2: Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación Coca Codo Sinclair.

En las figuras 3.14 y 3.15 se muestran los sistemas modelados para las simulaciones y en el cuadro 3.30 se presentan los valores tabulados de los resultados que se obtuvieron de la simulación.



**Figura 3.14.** Falla fase - tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), escenario 1

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 3.15.** Falla fase - tierra en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), escenario 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

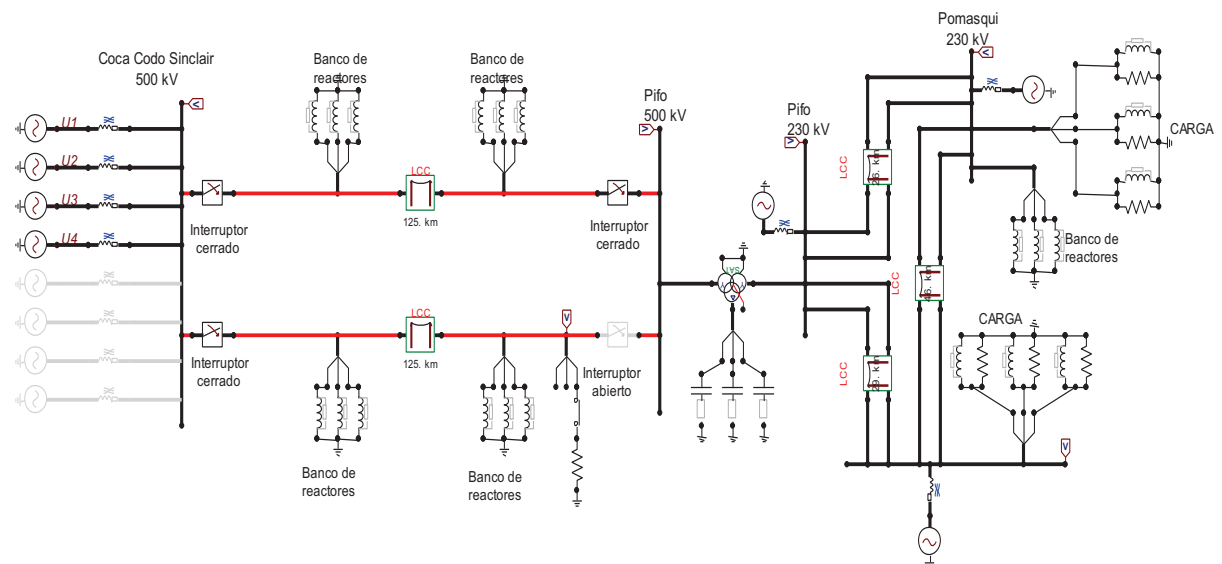
Barra de envío	Barra de recepción	SIN FALLA	CON FALLA EN FASE A		Factor de falla a tierra K
		Voltaje barra de recepción V2	Voltaje Fase B	Voltaje Fase C	
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (antes Pifo) 500 kV	1,021	1,094	1,115	1,092
El Inga (antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,020	1,086	1,066	1,065

**Cuadro 3.30.** Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra producida en el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

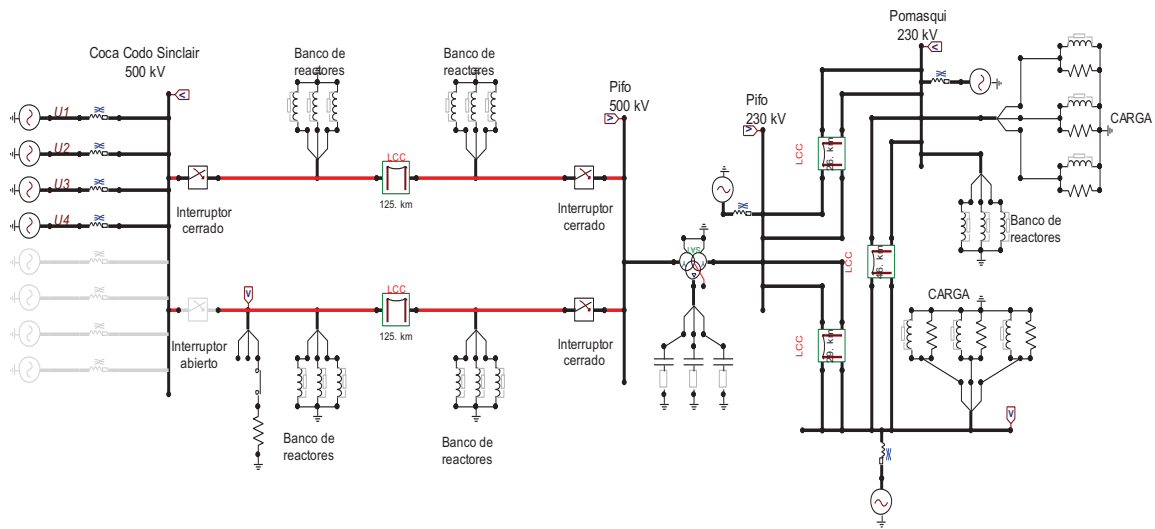
### 3.5.1.2 Falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)

Para este caso se considera que el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se encuentre operando normalmente y de forma análoga al caso anterior se consideran los mismos escenarios de estudios. En las figuras 3.16 y 3.17 se muestran los sistemas modelados para las simulaciones y en el cuadro 3.31 se presentan los resultados obtenidos.



**Figura 3.16.** Falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), Escenario 1

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 3.17.** Falla fase – tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), Escenario 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Barra de envío	Barra de recepción	SIN FALLA	CON FALLA EN FASE A		Factor de falla a tierra K
		Voltaje barra de recepción V2	Voltaje Fase B	Voltaje Fase C	
Coca Codo Sinclair 500 kV	El Inga (antes Pifo) 500 kV	1,036	1,167	1,168	1,127
El Inga (antes Pifo) 500 kV	Coca Codo Sinclair 500 kV	1,034	1,201	1,188	1,162

**Cuadro 3.31.** Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

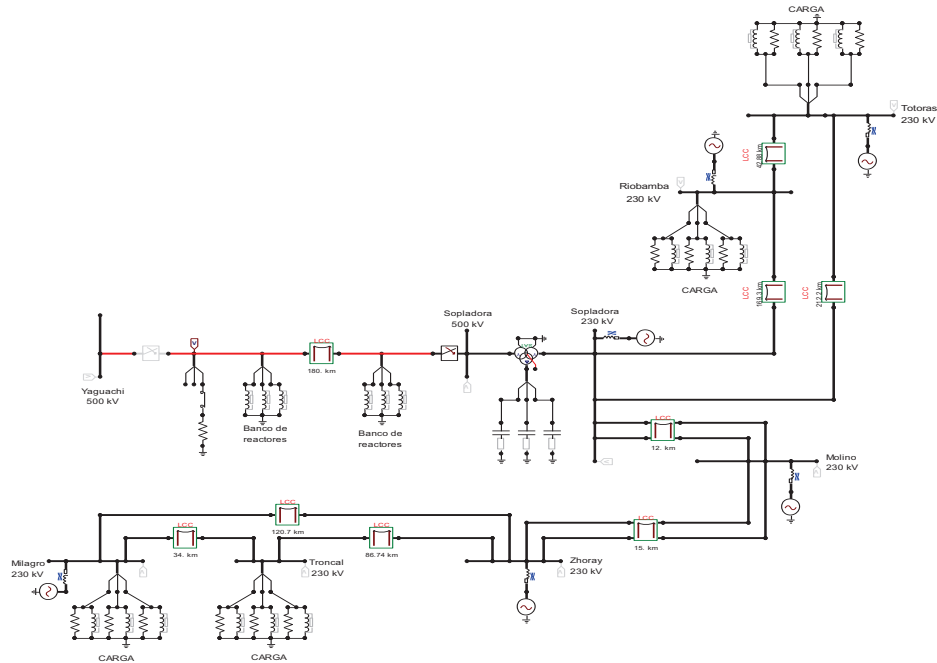
### 3.5.1.3 Falla a tierra de la línea de transmisión Sopladora – Yaguachi.

Para el análisis de esta línea de transmisión se consideran dos escenarios de estudio.

*Escenario 1:* Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación Sopladora.

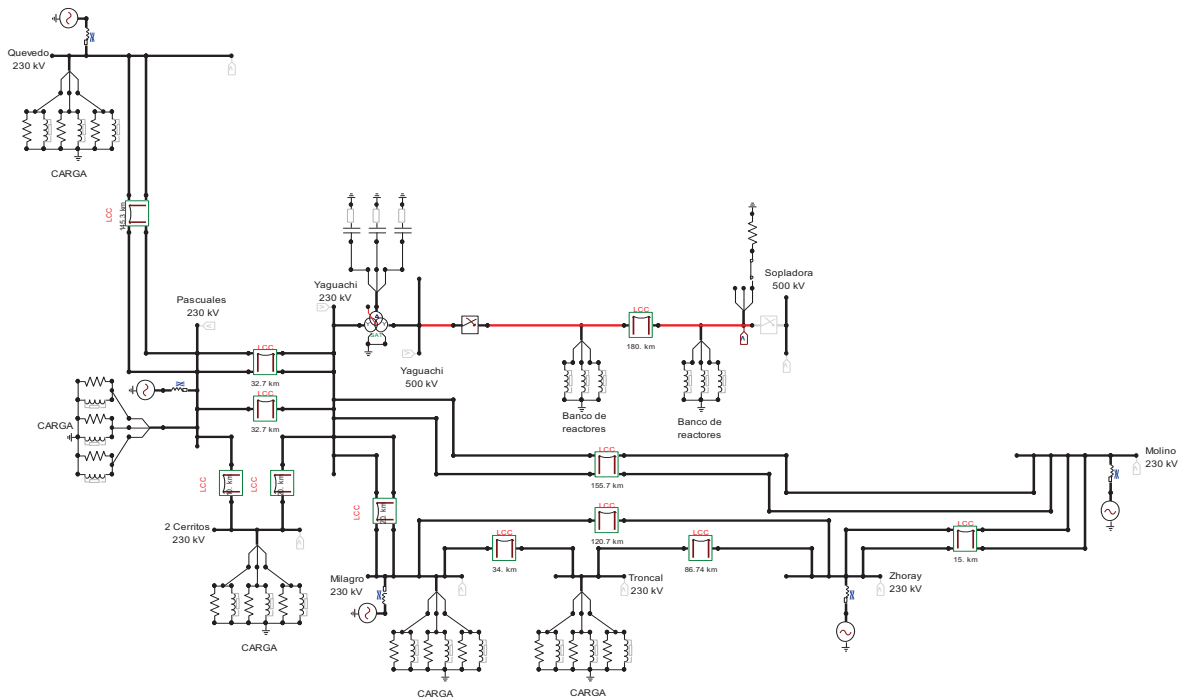
*Escenario 2:* Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación Yaguachi.

En las figuras 3.18 y 3.19 se muestran los sistemas modelados para las simulaciones y en el cuadro 3.32 se presentan los valores tabulados de los resultados obtenidos.



**Figura 3.18.** Falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi, Escenario 1

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 3.19.** Falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi, Escenario 2

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Barra de envío	Barra de recepción	SIN FALLA	CON FALLA EN FASE A		Factor de falla a tierra K
		Voltaje barra de recepción V2	Voltaje Fase B	Voltaje Fase C	
Sopladora 500 kV	Yaguachi 500 kV	1,033	1,187	1,195	1,156
Yaguachi 500 kV	Sopladora 500 kV	1,037	1,301	1,304	1,254

**Cuadro 3.32.** Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en la L/T Sopladora – Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

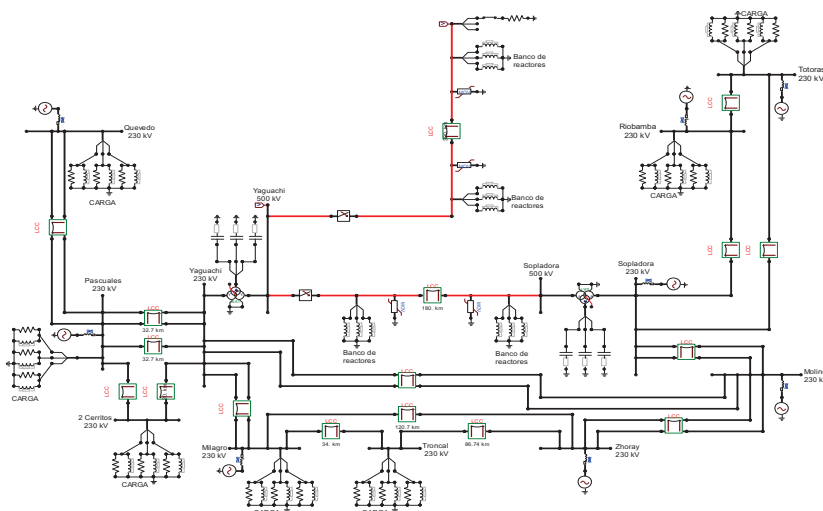
### 3.5.1.4 Falla a tierra de la línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi.

Para el análisis de este caso se considera dos escenarios de estudio.

Escenario 1: Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación El Inga (antes Pifo).

Escenario 2: Falla fase - tierra producida en el lado de la subestación Yaguachi.

En las figuras 3.20 y 3.21 se muestran los sistemas modelados para las simulaciones y en el cuadro 3.33 se presentan los valores tabulados de los resultados obtenidos.



**Figura 3.20.** Falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, Escenario 1.

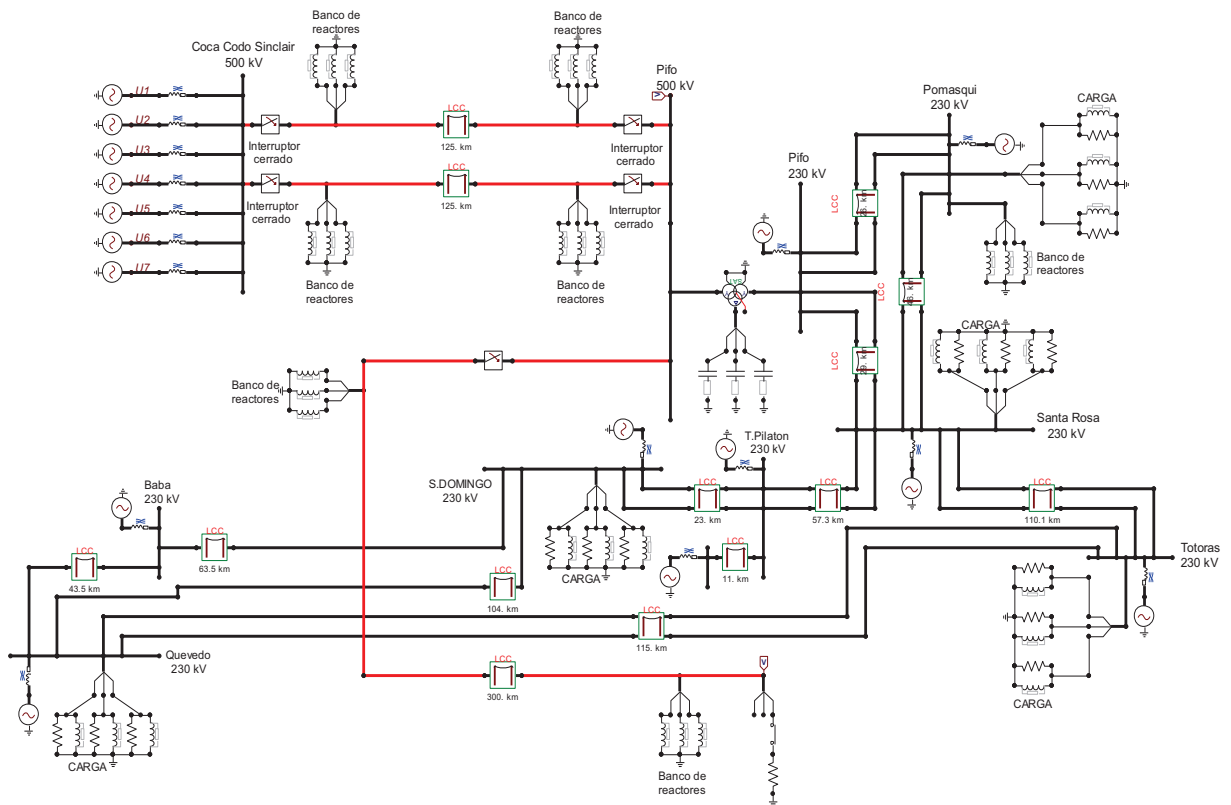
**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



Barra de envío	Barra de recepción	SIN FALLA	CON FALLA EN FASE A		Factor de falla a tierra K
		Voltaje barra de recepción V2	Voltaje Fase B	Voltaje Fase C	
Yaguachi 500 kV	El Inga (antes Pifo) 500 kV	1,043	1,302	1,259	1,207
El Inga (antes Pifo) 500 kV	Yaguachi 500 kV	1,043	1,340	1,315	1,285

**Cuadro 3.33.** Voltaje en las fases sanas debido a la falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP)



**Figura 3.21.** Falla fase - tierra en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, Escenario 2.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

### 3.6 DIMENSIONAMIENTO DEL PARARRAYOS

#### 3.6.1 VOLTAJE DE OPERACIÓN CONTINUA DEL PARARRAYOS.

Es el máximo voltaje eficaz a frecuencia industria de diseño que se puede aplicar de forma continua a los terminales del pararrayos. Para determinar el voltaje de

operación continua del pararrayos ( $V_c$ ) se debe tener en cuenta que el valor pico de este voltaje debe ser mayor que el voltaje más elevado del sistema ( $V_s$ ) donde se va a colocar el pararrayos; considerando un factor de seguridad de 1,05 se tiene:

$$V_c \geq 1,05 \times \frac{V_s}{\sqrt{3}} \quad (3.3)$$

### 3.6.2 VOLTAJE ASIGNADO DE UN PARARRAYOS.

El voltaje asignado para un pararrayos ( $V_r$ ) según la norma IEC 60099-4 corresponde al máximo valor de voltaje eficaz de frecuencia industrial que al ser aplicado durante 10 segundos entre los terminales del pararrayos no altera el correcto funcionamiento del mismo. El voltaje asignado depende del sobrevoltaje temporal en el lugar de ubicación del pararrayos considerando su amplitud y duración.

Los fabricantes tienen un concepto de voltaje asignado congruente con el de la norma ya que también se relaciona el voltaje nominal con la capacidad que tiene el pararrayos de operar frente a los sobrevoltajes temporales del sistema en un periodo de tiempo definido.

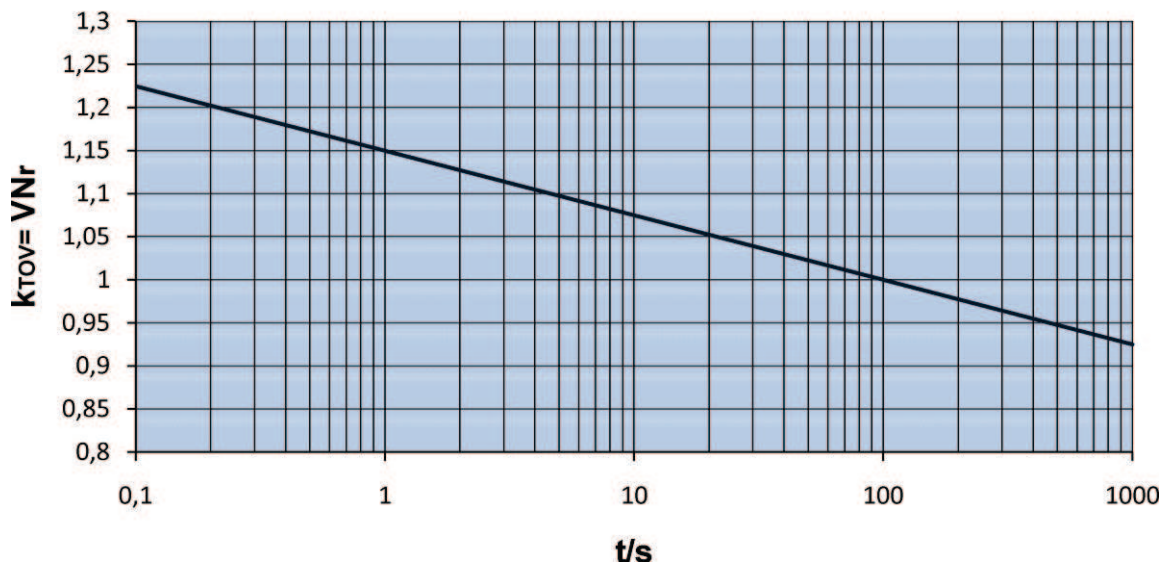
El primer criterio que se utiliza es relacionar  $V_r$  con el voltaje de operación continua aplicando un factor de 1,25, lo que se denomina  $V_{r \min}$ .

$$V_{r \min} \geq 1,25 \times V_c \quad (3.4)$$

En el segundo criterio, el voltaje asignado para un pararrayos ( $V_r$ ) se encuentra en función de los sobrevoltajes temporales (TOV) del sistema, considerando su amplitud y duración, a este valor que se obtiene mediante este criterio se lo conoce como voltaje nominal de preselección ( $V_r'$ ). Para encontrar este valor  $V_r'$  el fabricante proporciona curvas, las cuales permiten determinar un factor de sobrevoltaje temporal ( $k_{TOV}$ ) en función del tiempo de duración del sobrevoltaje. Para la determinación de este valor se aplica la siguiente ecuación:

$$V_r' = \frac{TOV}{k_{TOV}} \quad (3.5)$$

Para nuestro caso se tiene que calcular dos valores de  $V_r'$  ya que se tienen dos casos de falla fase - tierra, correspondientes a cada extremo de la línea de transmisión. Para el cálculo del valor  $k_{TOV}$  se tiene la siguiente curva en la cual el fabricante considera un tiempo de 100 segundos para determinar este factor.



**Figura 3.22.** Curva característica de la relación  $K_{TOV}$  [18].

**Fuente:** HINRICHSSEN, Volker, Descargadores de Sobretensiones de Óxido Metálico. Fundamentos. Berlín septiembre de 2002 [18].

Como se puede observar en la figura 3.22, para el tiempo de 100 segundos se tiene que el factor  $k_{TOV}$  es igual a 1.

Finalmente para la selección del voltaje asignado se procede a coger el valor máximo entre los valores de  $V_r$  calculados anteriormente, es decir:

$$V_r \geq \max(V_{rmin}, V_{r1}', V_{r2}') \quad (3.6)$$

Para el caso en que el valor de  $V_{rmin}$  no sea el mayor valor se debe redefinir el voltaje de operación continua mediante el uso de la siguiente ecuación.

$$V_c = \frac{V_r}{1,25} \quad (3.7)$$

### 3.7 DIMENSIONAMIENTO DEL PARARRAYOS PARA 500 kV

El mayor nivel de sobrevoltaje temporal es el provocado por una falla fase - tierra.

Con el voltaje de operación continua, de la ecuación 3.3 se inicia la determinación del pararrayos.

Para el valor de voltaje más elevado del sistema (  $525 \text{ kV}_{L-L_{rms}}$  ) se tiene:

$$V_c \geq 1,05 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_c \geq 318,264 \text{ kV}_{f-trms}$$

Luego de haber obtenido este resultado se determina el voltaje asignado del pararrayos con ayuda de las ecuaciones 3.4, 3.5 y 3.6.

$$V_{rmin} \geq 1,25 \times 318,264$$

$$V_{rmin} \geq 397,8304 \text{ kV}_{f-trms}$$

Tanto el valor de  $V_c$  como el valor de  $V_{rmin}$  serán los mismos para el dimensionamiento del pararrayos de todas las líneas de transmisión en estudio.

#### 3.7.1 DIMENSIONAMIENTO PARA EL PRIMER CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO)

De acuerdo a la metodología de cálculo presentada en el fundamento teórico del dimensionamiento del pararrayos se obtiene los siguientes resultados.

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de El Inga (antes Pifo):

$$V_{r1}' = \frac{1,115}{1}$$

$$V_{r1}' = 1,115 \text{ p.u.}$$

$$V_{r1}' = 1,115 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r1}' = 337,966 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de Coca Codo Sinclair:

$$V_{r2}' = \frac{1,086}{1}$$

$$V_{r2}' = 1,086 \text{ p.u.}$$

$$V_{r2}' = 1,086 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r2}' = 329,176 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

$$V_r \geq \max(397,8304 \text{ kV}_{f\text{-trms}}, 337,966 \text{ kV}_{f\text{-trms}}, 329,176 \text{ kV}_{f\text{-trms}})$$

De lo que se puede observar, el valor de  $V_{rmin}$  es el mayor de todos por lo que no es necesario redefinir el voltaje de operación continua. Entonces para nuestro estudio tenemos el siguiente resultado de voltaje asignado:

$$V_r \geq 397,8304 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

### **3.7.2 DIMENSIONAMIENTO PARA EL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO)**

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de El Inga (antes Pifo):

$$V_{r1}' = \frac{1,168}{1}$$

$$V_{r1}' = 1,168 \text{ p.u.}$$

$$V_{r1}' = 1,168 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r1}' = 354,031 \text{ kV}_{f\text{-}rms}$$

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de Coca Codo Sinclair:

$$V_{r2}' = \frac{1,201}{1}$$

$$V_{r2}' = 1,201 \text{ p.u.}$$

$$V_{r2}' = 1,201 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r2}' = 364,034 \text{ kV}_{f\text{-}rms}$$

$$V_r \geq \max(397,8304 \text{ kV}_{f\text{-}rms}, 354,031 \text{ kV}_{f\text{-}rms}, 364,034 \text{ kV}_{f\text{-}rms})$$

Al igual que en el caso anterior se aprecia que el valor de  $V_{rmin}$  es el mayor de todos por lo que no es necesario redefinir el voltaje de operación continua.

Entonces para nuestro estudio tenemos el siguiente resultado de voltaje asignado:

$$V_r \geq 397,8304 \text{ kV}_{f\text{-}rms}$$

### 3.7.3 DIMENSIONAMIENTO PARA LA L/T SOPLADORA – YAGUACHI

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de Sopladora:

$$V_{r1}' = \frac{1,195}{1}$$

$$V_{r1}' = 1,195 \text{ p.u.}$$

$$V_{r1}' = 1,195 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r1}' = 362,215 \text{ kV}_{f-t\text{rms}}$$

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de Yaguachi:

$$V_{r2}' = \frac{1,304}{1}$$

$$V_{r2}' = 1,304 \text{ p.u.}$$

$$V_{r2}' = 1,304 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r2}' = 395,254 \text{ kV}_{f-t\text{rms}}$$

$$V_r \geq \max(397,8304 \text{ kV}_{f-t\text{rms}}, 362,215 \text{ kV}_{f-t\text{rms}}, 395,254 \text{ kV}_{f-t\text{rms}})$$

Como se puede observar el valor de  $V_{rmin}$  es el mayor de todos por lo que no es necesario redefinir el voltaje de operación continua.

Entonces para nuestro estudio tenemos el siguiente resultado de voltaje asignado:

$$V_r \geq 397,8304 \text{ kV}_{f-t\text{rms}}$$

### 3.7.4 DIMENSIONAMIENTO PARA LA L/T EL INGA (ANTES PIFO) – YAGUACHI

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de El Inga (antes Pifo):

$$V_{r1}' = \frac{1,302}{1}$$

$$V_{r1}' = 1,302 \text{ p.u.}$$

$$V_{r1}' = 1,302 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r1}' = 394,648 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

Para el caso de que la falla se produzca en la subestación de Yaguachi:

$$V_{r2}' = \frac{1,340}{1}$$

$$V_{r2}' = 1,340 \text{ p.u.}$$

$$V_{r2}' = 1,340 \times \frac{525}{\sqrt{3}}$$

$$V_{r2}' = 406,166 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

$$V_r \geq \max(397,8304 \text{ kV}_{f\text{-trms}}, 394,648 \text{ kV}_{f\text{-trms}}, 406,166 \text{ kV}_{f\text{-trms}})$$

De lo que se puede observar el valor de  $V_{r2}'$  es el mayor de todos por lo que es necesario redefinir el voltaje de operación continua con ayuda de la ecuación 3.7.

Entonces para nuestro estudio tenemos el siguiente resultado de voltaje asignado:

$$V_r \geq 406,166 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$

El voltaje en operación continua es:

$$V_c = \frac{406,166}{1,25}$$

$$V_c = 324,933 \text{ kV}_{f\text{-trms}}$$



### **3.8 PARARRAYOS SELECCIONADO**

Con los parámetros obtenidos anteriormente se procede a especificar el pararrayos más adecuado; para estudios de sobrevoltajes por maniobra se ha considerado el pararrayos de óxido de zinc EXLIM T del fabricante ABB cuyo voltaje máximo de trabajo continuo es de  $336 \text{ kV}_{\text{rms}}$  con un voltaje nominal de  $420 \text{ kV}_{\text{rms}}$  y un voltaje máximo de red de  $550 \text{ kV}_{\text{rms}}$ , el catálogo de este pararrayos se presenta en el anexo C.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES POR MANIOBRAS

Los sobrevoltajes por maniobras tienen diferentes denominaciones, tales como, sobrevoltajes transitorios de frente lento o también llamados sobrevoltajes de “switchéo”, los cuales son generados por la energización y la desenergización a alta velocidad de líneas de transmisión.

El estudio de sobrevoltajes por maniobras se realiza mediante simulaciones en el Alternative Transient Program (ATP).

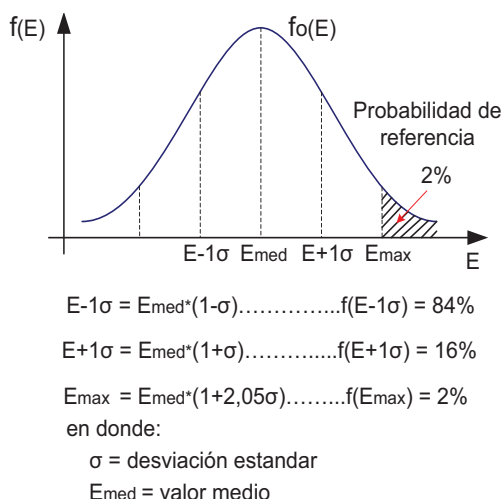
#### 4.1 CONSIDERACIONES DE SIMULACIÓN

Todos los componentes utilizados en la modelación de la red se detallan en la sección 3.4; además, se utiliza interruptores estadísticos, cuyo objetivo es simular la operación real de un interruptor en lo que se refiere a los tiempos de actuación y discordancia entre polos, pero no la representación real del proceso de interrupción.

Los equivalentes de red del sistema eléctrico ecuatoriano a utilizarse serán calculados mediante el DigSilent PowerFactory 13.2 bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016; además, para su acoplamiento entre el sistema de 230 kV y 500 kV se modela un transformador mediante datos típicos correspondiente a la relación de transformación, para lo cual, se utiliza el componente SATURA proporcionado por el ATP y en lo concerniente a parámetros de estructuras y conductores tanto para el sistema de transmisión de 230 kV así como también para el de 500 kV se encuentran detallados en el capítulo III en las secciones 3.1.1 y 3.1.2, además, su porcentaje de compensación para cada línea de transmisión utilizado se encuentra tabulado en el Cuadro 3.2 de la sección 3.1.

Al realizar estudios de sobrevoltajes en sistemas eléctricos de potencia bajo la utilización de interruptores estadísticos se debe efectuar una cantidad apreciable de simulaciones de tales maniobras, con diferentes tiempos de actuación de interruptores; en nuestro caso, se ha simulado para un total de 100 maniobras de cierre; cabe mencionar que en el ATP es posible considerar varios interruptores estadísticos en el mismo caso, ya sean independientes o con tiempos dependientes con un interruptor como maestro y los restantes como esclavos; para la energización de las líneas de transmisión en estudio se consideró la utilización de interruptores estadísticos maestros, con un tiempo de cierre de 29 milisegundos (1,7 ciclos) y una desviación estándar de 1,38 milisegundos (0,1 ciclos).

En el ATP al hacer uso de interruptores estadísticos nos proporciona la facilidad de escoger el tipo de distribución estadística que más se ajuste a nuestras necesidades según sea el tipo de simulación; para el análisis se utilizará la distribución gaussiana o también conocida como distribución normal, la cuál es frecuentemente utilizada en las aplicaciones estadísticas, es caracterizada por su valor medio, el cual representa el valor indicativo de su tendencia central; y su desviación estándar, que nos indica la dispersión de los resultados; dichos valores se los apreciar de mejor manera en la siguiente figura:



**Figura 4.1.** Distribución Gaussiana de frecuencia de sobrevoltajes [10].

**Fuente:** D'AJUZ Ary, FONSECA S. Cláudio, CARVALHO S., FILHO Jorge, DIAS Nora, PEREIRA Marco, ESMERALDO Paulo, VAISMAN Roberto, FRONTIN Sérgio, Transitorios Eléctricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas Eléctricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Eléctricas S.A. [10], Brasil, 1987, Cap. 9, Pág. 154.

## **4.2 MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN**

La influencia de sobrevoltajes por maniobra en líneas de transmisión aumenta según se incremente el nivel de voltaje de la red; su estudio se lo realiza en régimen transitorio con la ayuda del programa computacional ATP; se debe tener en cuenta que los sobrevoltajes debidos a energización y recierre de líneas de transmisión son de naturaleza probabilística, ya que, para un mismo tipo de maniobra realizada con las mismas características se pueden tener diferentes valores de sobrevoltajes; a continuación, se presenta los diferentes casos de estudio del sistema eléctrico ecuatoriano, específicamente de la red de transmisión de 500 kV, que provocan la aparición de sobrevoltajes por maniobras.

### **4.2.1 ENERGIZACIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

Al energizar una línea de transmisión con el extremo receptor en vacío se propagan ondas viajeras a lo largo de la línea, cuya onda de voltaje reflejada es igual a la onda de voltaje incidente. A continuación, se procede a realizar las simulaciones de energización en vacío mediante el ATP de todas las líneas de transmisión de 500 kV que se presentan en el cuadro 3.1.

#### **4.2.1.1 Energización en vacío del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)**

Para la energización del primer circuito de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), procedemos a realizarlo desde dos escenarios distintos, en el primer escenario, la energización de la línea de transmisión se la realiza desde Coca Codo Sinclair y en el segundo escenario se procede a energizar la línea de transmisión desde el lado de El Inga (antes Pifo).

##### *4.2.1.1.1 Energización desde Coca Codo Sinclair*

Para su análisis la simulación se la realiza bajo la consideración de tres casos:

**Caso 1.-** Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

Caso 2.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y cinco unidades generadoras.

Caso 3.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos, compensación y tres unidades generadoras.

En base a lo mencionado en la Figura 4.1 se procede a la tabulación de resultados entregados por el ATP, tal como se puede apreciar en el Cuadro 4.1, en el cual se tiene:

Dev. Std. = desviación estándar de los sobrevoltajes

E<sub>med</sub> = valor medio del sobrevoltaje en por unidad obtenido en 100 maniobras por polo del interruptor.

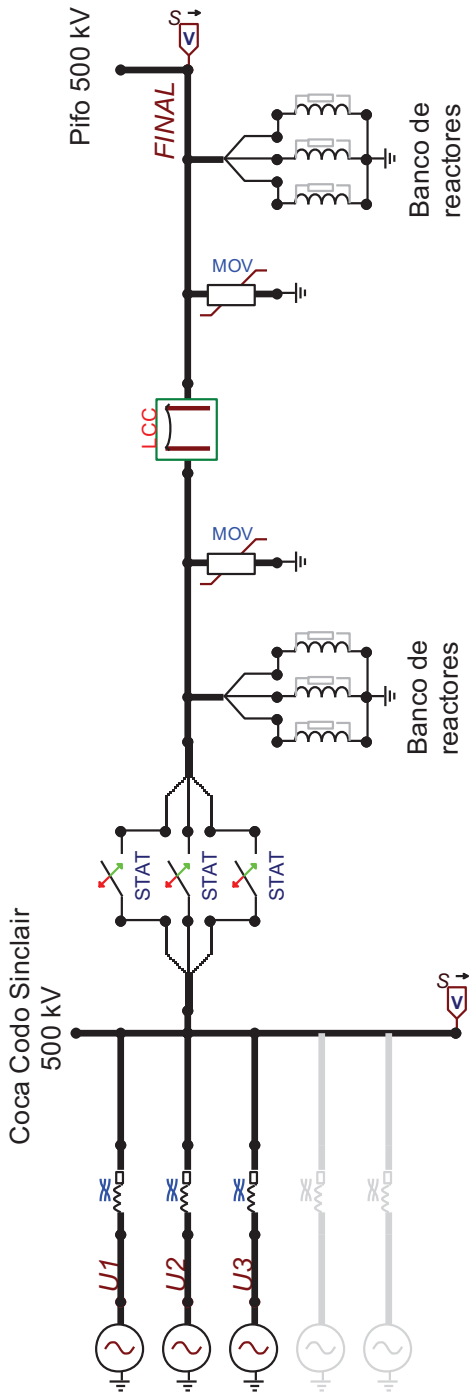
E<sub>2</sub> = sobrevoltaje de maniobra estadístico, en por unidad, considerando una probabilidad de excedencia del 2%, el cual, en la Figura 4.1 es representado por E<sub>max</sub>.

Además en la tabulación de resultados se considera un voltaje base pico fase – tierra, cuyo valor es el siguiente:

$$500 \text{ kV}_{\text{línea-línea}} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408,25 \text{ kV}_{\text{pico\_fase-tierra}}$$

La misma metodología emplea para la tabulación de resultados del Cuadro 4.1 se empleará de aquí en adelante para todas las simulaciones siguientes.

A continuación, en la Figura 4.2 se presenta el circuito final modelado con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación; además los resultados de la simulación tanto en la barra de envío, Coca Codo Sinclair, como en la barra de recepción, El Inga (antes Pifo), se encuentran tabulados en el Cuadro 4.1 para cada caso de estudio inicialmente mencionado.



**Figura 4.2.** Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair		Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,00 p.u.	17,04%	1,519	2,05	32,27%	1,980	3,29
<b>Caso 2</b>		16,08%	1,479	1,97	17,10%	1,761	2,38
<b>Caso 3</b>		14,99%	1,563	2,04	15,41%	1,765	2,32

**Cuadro 4.1.** Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.1.1.2 *Energización desde El Inga (antes Pifo)*

La energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), se la realiza bajo la consideración de tener en funcionamiento las líneas de transmisión de 230 kV de doble circuito El Inga (antes Pifo) – Pomasqui y El Inga (antes Pifo) – Santa Rosa, con la inclusión de carga en la barra de Santa Rosa de 219,92 MW y 99,75 MVar y un banco de reactores en la barra de Pomasqui de 25 MVar, recordando que tanto la barra de Pomasqui, Santa Rosa y El Inga (antes Pifo) poseen su equivalente de red del sistema eléctrico ecuatoriano, los cuales fueron calculados mediante el DigSilent PowerFactory 13.2 bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016.

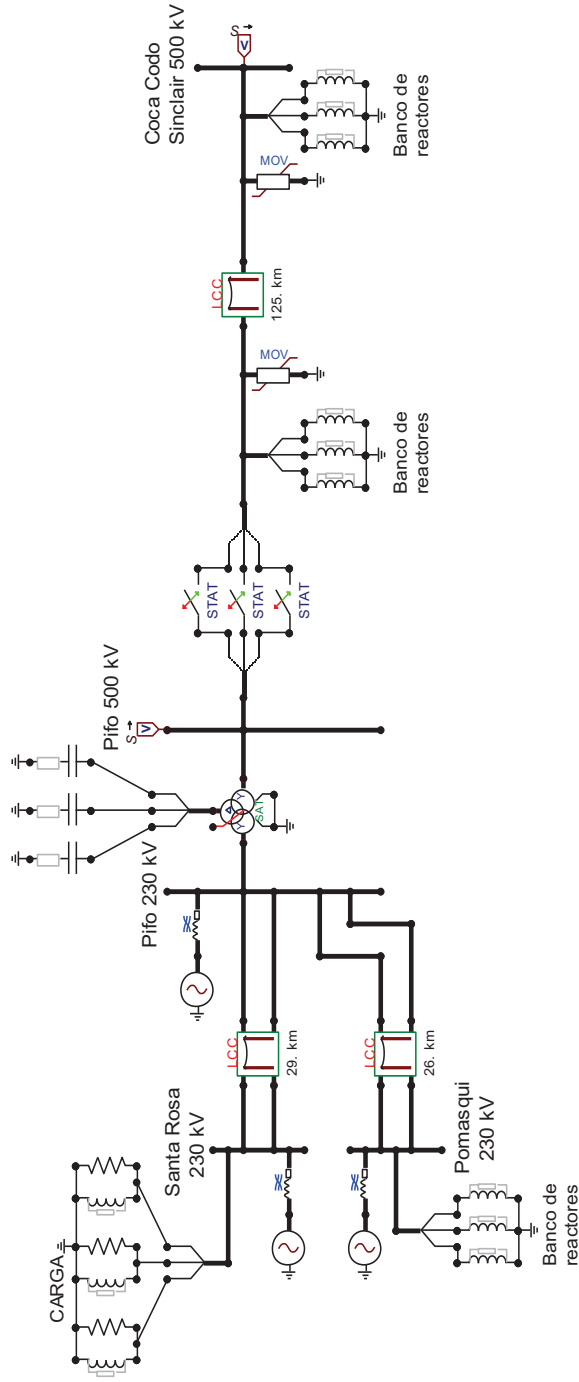
Una vez definido los parámetros del sistema a modelar y siguiendo la misma metodología del escenario anterior; para su análisis, la simulación se la realiza bajo la consideración de tres casos:

Caso 1.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) sin la utilización de pararrayos ni compensación.

Caso 2.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos.

Caso 3.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y compensación.

En la Figura 4.3 se presenta el circuito final modelado con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación; además los resultados de la simulación tanto en la barra de envío, El Inga (antes Pifo), como en la barra de recepción, Coca Codo Sinclair, se encuentran tabulados en el Cuadro 4.2 para cada caso de estudio inicialmente mencionado.



**Figura 4.3.** Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)		Resultados en El Inga (antes Pifo)		Resultados en Coca Codo Sinclair	
		Dev. Std.	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	19,25%	1,557	2,17	28,75%	1,783
<b>Caso 2</b>	15,81%	1,555	2,06	15,67%	1,704
<b>Caso 3</b>	17,40%	1,515	2,06	14,40%	1,662

**Cuadro 4.2.** Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



#### **4.2.1.2 Energización en vacío del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)**

Una vez energizado el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se procede a energizar su segundo circuito, para lo cual, tanto las unidades generadoras ubicadas en Coca Codo Sinclair así como los equivalentes de red utilizados para la energización del primer circuito desde el lado de El Inga (antes Pifo) son integrados en uno solo; además se incorpora la carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima en la barra de Santa Rosa de 219,92 MW y 99,75 MVar y en Pomasqui de 91,29 MW y 9,17 MVar, en esta última barra también se incorpora su banco de reactores de 25 MVar.

Su estudio se lo realiza considerando los mismos escenarios planteados para la energización del primer circuito, es decir, se energiza tanto desde Coca Codo Sinclair así como también desde El Inga (antes Pifo).

##### *4.2.1.2.1 Energización desde Coca Codo Sinclair*

Al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde el lado de Coca Codo Sinclair, para el ingreso del segundo circuito se debe tener cuidado con los reactivos que puede absorber cada unidad generadora, tomando en cuenta lo mencionado se analiza los siguientes casos:

**Caso 1.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

**Caso 2.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras y la utilización de pararrayos.

**Caso 3.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cuatro unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.

Como se puede apreciar en los casos mencionados, al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la incorporación de

pararrayos y su porcentaje de compensación es necesario que ingresen cuatro unidades generadoras, pero si se desea energizar sin su porcentaje de compensación a pesar de que ya ingresó carga es necesario que entren en operación cinco unidades generadoras. Cabe mencionar que el valor de compensación, pararrayos, tiempos de simulación y los tiempos utilizados en los interruptores estadísticos son los mismos que se utilizaron en la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

En la Figura 4.4 se presenta el circuito final modelado y en el Cuadro 4.3 se detallan sus resultados según los casos simulados.

#### *4.2.1.2.2 Energización desde El Inga (antes Pifo)*

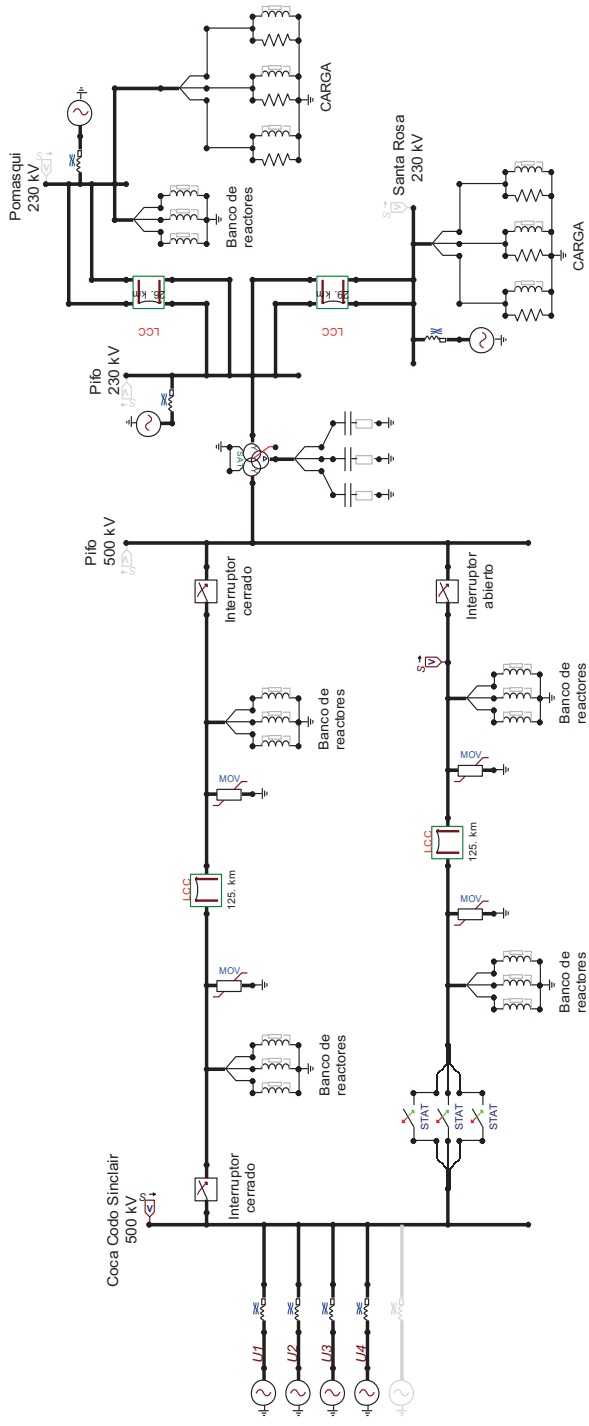
Al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde el lado de El Inga (antes Pifo), es necesario que estén en operación cuatro unidades generadoras en el lado de Coca Codo Sinclair, unidades suficientes para energizar la línea de transmisión con y sin su porcentaje de compensación, además una vez que ingresa su porcentaje de compensación se decide seguir teniendo cuatro unidades generadoras en línea debido a que con el número de unidades mencionado se sincronizará la línea energizada con la barra de Coca Codo Sinclair. Para su análisis, la simulación se la realiza bajo la consideración de tres casos:

**Caso 1.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) sin la utilización de pararrayos ni compensación.

**Caso 2.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos.

**Caso 3.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y compensación.

En la Figura 4.5 se presenta el circuito final modelado y en el Cuadro 4.4 se detallan sus resultados según los casos simulados.



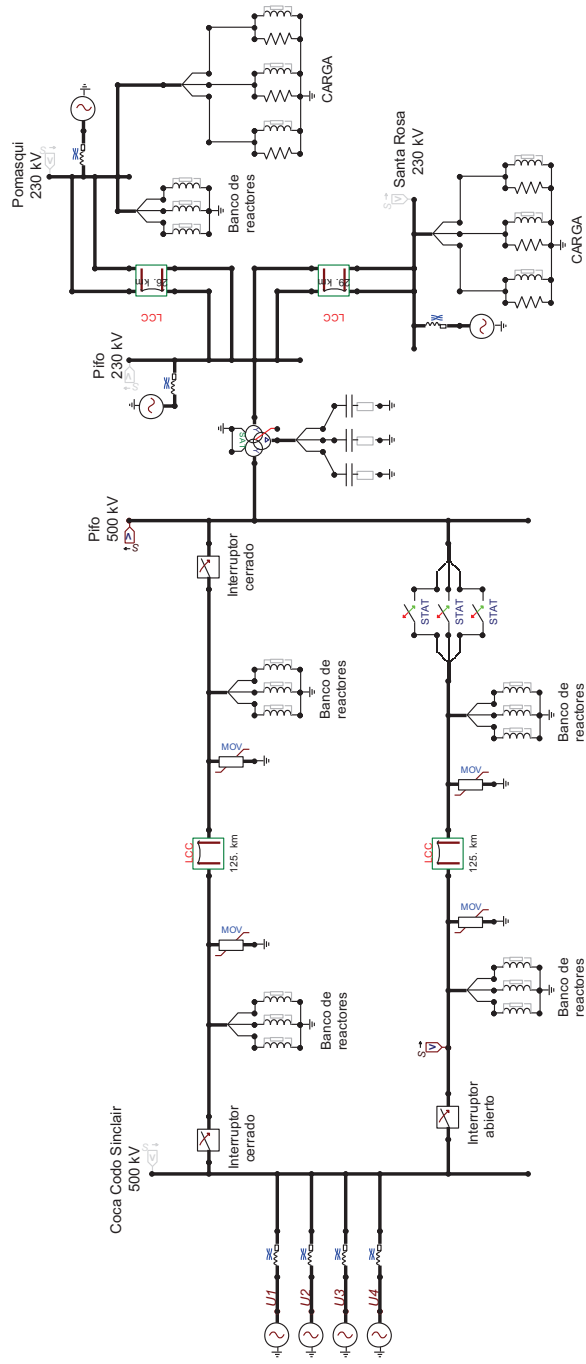
**Figura 4.4.** Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair		Resultados en Coca Codo Sinclair		Resultados en El Inga (antes Pifo)			
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,011 p.u.	10,15%	1,311	1,58	24,76%	1,713	2,58
<b>Caso 2</b>	1,013 p.u.	10,05%	1,305	1,57	16,34%	1,674	2,23
<b>Caso 3</b>		9,75%	1,292	1,55	16,90%	1,623	2,18

**Cuadro 4.3.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.5.** Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la LT Coca Codo Sinclair– El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del segundo circuito de la LT Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)		Resultados en El Inga (antes Pifo)		Resultados en Coca Codo Sinclair	
		Dev. Std.	Emed	Dev. Std.	Emed
Caso 1	1,011 p.u.	14,29%	1,373	29,73%	1,846
		13,23%	1,398	17,86%	1,738
		12,37%	1,355	18,40%	1,702

**Cuadro 4.4.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la LT Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

4.2.1.2.3 *Opciones alternas para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)*

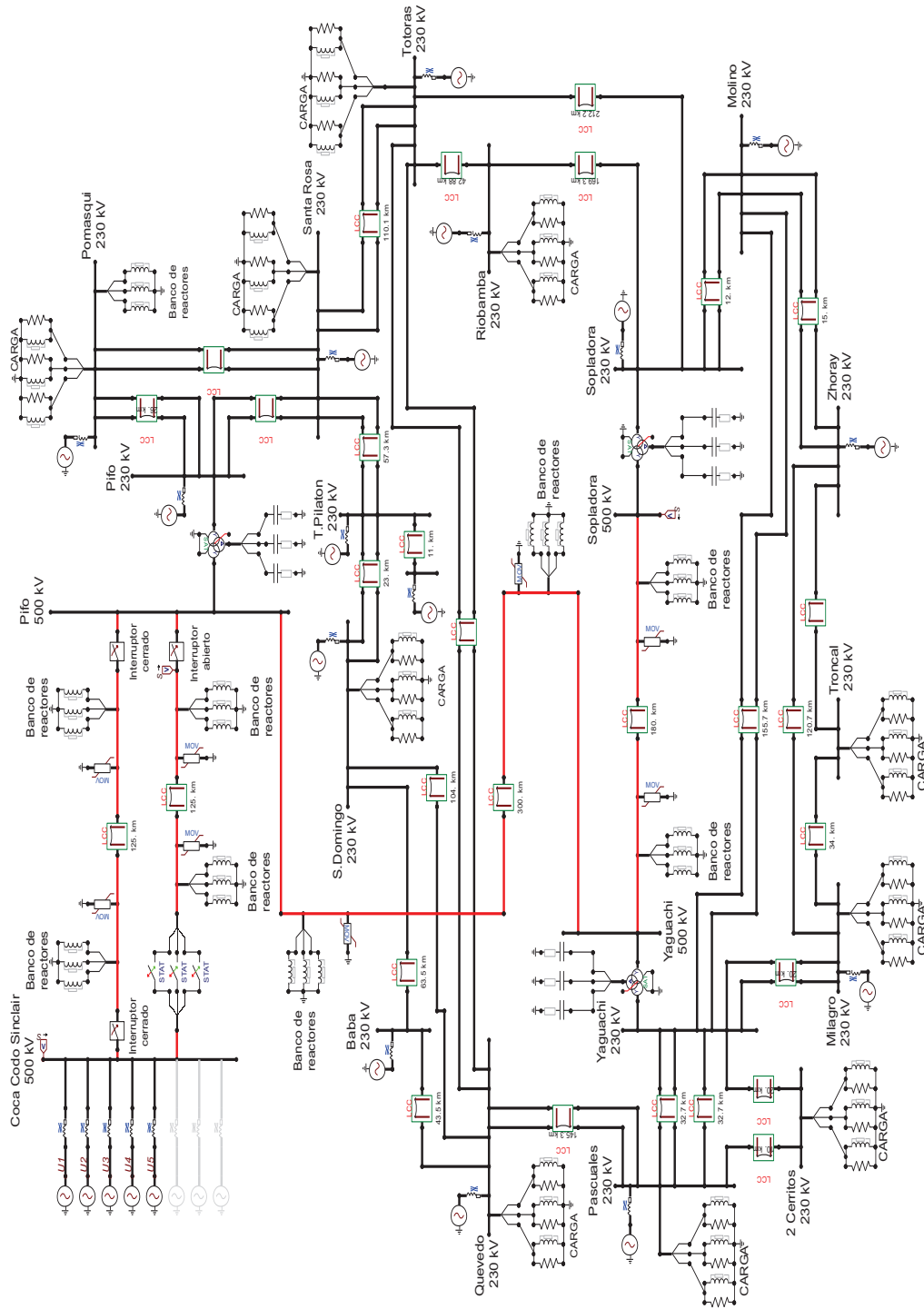
Como se pudo apreciar anteriormente, para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación fueron necesarios que estén en operación cuatro unidades generadoras en Coca Codo Sinclair independientemente del lado que se realice la energización y una cierta parte del sistema eléctrico ecuatoriano armado. A continuación se analiza la energización del segundo circuito bajo la consideración de encontrarse en operación todo el sistema de transmisión a nivel de 230 kV armado, para lo cual, se trabaja al igual que en simulaciones anteriores con el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016; además, se considera la incorporación de carga para aliviar el sistema y la entrada en operación de las líneas de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y Sopladora – Yaguachi de 500 kV. Los datos de carga utilizados son presentados a continuación:

BARRA	CARGA	
	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
Pomasqui	91,29	9,17
Santa Rosa	219,92	99,75
Totoras	19,19	43,04
Riobamba	29,99	18,57
Troncal	35,64	11,22
Milagro	31,68	18,4
2 Cerritos	178,77	59,43
Pascuales	290,47	160,69
Quevedo	16,68	43,85
Santo Domingo	18,08	38,61

**Cuadro 4.5.** Valores de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016.

**Fuente:** CELEC EP – Transelectric, Departamento de Planificación.

El sistema final modelado tanto con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV se lo puede apreciar en la Figura 4.6, la cual, representará la figura tipo para analizar las diferentes alternativas de energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), se debe recalcar que en el sistema completo modelado no se considera el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – Lago Agrio de 230 kV.



**Figura 4.6.** Sistema completo modelado a nivel de 230 kV y 500 kV para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

**Casos analizados:**

- *Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y las líneas de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y Sopladora – Yaguachi de 500 kV.*

Bajo la alternativa de estudio presente, el sistema de transmisión se sincronizará con cinco unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, es así, que tanto al energizar desde El Inga (antes Pifo) o desde Coca Codo Sinclair el número mínimo de unidades generadoras que deben estar en línea en la barra antes mencionada debe ser cinco.

Las maniobras de energización desde el lado de Coca Codo Sinclair se las realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

*Caso 1.- Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con seis unidades generadoras.*

*Caso 2.- Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con seis unidades generadoras y la utilización de pararrayos.*

*Caso 3.- Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.*

Los casos mencionados, se los plantea de acuerdo al número de unidades necesarias que deben entrar en operación en Coca Codo Sinclair, por lo cual, al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la incorporación de pararrayos y su porcentaje de compensación es necesario que ingresen cinco unidades generadoras, pero si se desea energizar sin su porcentaje de compensación a pesar de que ya ingresó carga en las barras mencionadas en el Cuadro 4.5 es necesario que entren en operación seis unidades generadoras.

Los resultados estadísticos de las simulaciones en base a los casos planteados son presentados en el siguiente cuadro:

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,022 p.u.	11,04%	1,278	1,57	25,07%	1,698	2,57
<b>Caso 2</b>		11,95%	1,274	1,59	20,79%	1,640	2,34
<b>Caso 3</b>	1,025 p.u.	10,82%	1,285	1,57	19,87%	1,653	2,33

**Cuadro 4.6.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

De forma similar, se procede a energizar desde el lado de El Inga (antes Pifo), bajo la consideración de los siguientes casos:

**Caso 1.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

**Caso 2.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras y la utilización de pararrayos.

**Caso 3.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.

Como se puede apreciar para la energización de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) desde el lado de El Inga (antes Pifo), con y sin su porcentaje de compensación es necesario que entren en operación cinco unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, a pesar de que para el caso 3 planteado únicamente se necesitan cuatro unidades generadoras se decide que estén cinco debido a que después de la energización se debe realizar maniobras de sincronización entre la línea energizada y la barra de Coca Codo Sinclair.



Los resultados estadísticos de las simulaciones en base a los casos planteados son presentados en el siguiente cuadro:

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Coca Codo Sinclair		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,033 p.u.	10,51%	1,282	1,56	17,11%	1,663	2,25
<b>Caso 2</b>		10,13%	1,261	1,52	13,12%	1,642	2,08
<b>Caso 3</b>		9,19%	1,255	1,49	13,63%	1,630	2,09

**Cuadro 4.7.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

- *Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV.*

La siguiente alternativa para energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), se la considera con el sistema de transmisión de 230 kV, la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV en funcionamiento y la L/T Sopladora – Yaguachi fuera de servicio, bajo este escenario de estudio, el sistema de transmisión se sincroniza con cuatro unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, es así, que tanto al energizar desde El Inga (antes Pifo) o desde Coca Codo Sinclair el número mínimo de unidades generadoras que deben estar en línea en la barra antes mencionada debe ser cuatro.

Las simulaciones se las realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

**Caso 1.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

**Caso 2.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras y la utilización de pararrayos.

Caso 3.- Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.

En base a los casos antes planteados se obtiene los siguientes resultados:

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,02 p.u.	10,76%	1,281	1,56	23,55%	1,640	2,43
Caso 2		10,54%	1,268	1,54	19,68%	1,609	2,26
Caso 3		10,74%	1,265	1,54	19,18%	1,594	2,22

**Cuadro 4.8.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair–El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV y la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Para el caso de energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), bajo la consideración de la alternativa propuesta se simulan los mismos casos antes planteados, con la diferencia de que en Coca Codo Sinclair es necesario únicamente cuatro unidades generadoras en funcionamiento, unidades suficientes para energizar el segundo circuito con y sin su porcentaje de compensación. Sus resultados para cada caso son los siguientes:

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Coca Codo Sinclair		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,026 p.u.	9,02%	1,259	1,49	15,11%	1,646	2,16
Caso 2		9,43%	1,265	1,51	13,54%	1,645	2,10
Caso 3		10,28%	1,240	1,50	14,07%	1,610	2,07

**Cuadro 4.9.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair–El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV y la L/T El Inga (antes Pifo)–Yaguachi de 500 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

- *Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), únicamente con el sistema de transmisión de 230 kV.*

En la alternativa presente, para energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), únicamente se considera en funcionamiento el sistema de transmisión de 230 kV y tanto la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y la L/T Sopladora – Yaguachi de 500 kV se encuentran fuera de servicio, bajo este escenario de estudio, el sistema de transmisión se sincroniza con tres unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, es así, que tanto al energizar desde El Inga (antes Pifo) o desde Coca Codo Sinclair el número mínimo de unidades generadoras que deben estar en línea en la barra antes mencionada debe ser tres. Las simulaciones se las realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

**Caso 1.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cuatro unidades generadoras.

**Caso 2.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cuatro unidades generadoras y la utilización de pararrayos.

**Caso 3.-** Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con tres unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.

Resultados de las simulaciones al energizar desde Coca Codo Sinclair de acuerdo a los casos planteados.

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,012 p.u.	11,88%	1,347	1,67	21,81%	1,806	2,61
<b>Caso 2</b>		11,44%	1,332	1,64	18,30%	1,678	2,31
<b>Caso 3</b>	1,015 p.u.	12,10%	1,267	1,58	17,54%	1,643	2,23

**Cuadro 4.10.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair, con el sistema de transmisión de 230 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Resultados de las simulaciones al energizar desde El Inga (antes Pifo) de acuerdo a los casos planteados.

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Coca Codo Sinclair		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,012 p.u.	11,24%	1,395	1,72	26,26%	1,932	2,97
<b>Caso 2</b>		10,60%	1,398	1,70	13,27%	1,786	2,27
<b>Caso 3</b>		11,90%	1,358	1,69	18,20%	1,714	2,35

**Cuadro 4.11.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo), con el sistema de transmisión de 230 kV.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Para energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde el lado de Coca Codo Sinclair, sin su porcentaje de compensación deben estar en funcionamiento cuatro unidades generadoras en Coca Codo Sinclair y al hacer uso de su porcentaje de compensación únicamente son necesarias tres unidades generadoras. Mientras que, al energizar la línea de transmisión desde el lado de El Inga (antes Pifo), con y sin su porcentaje de compensación es necesario que ingresen en Coca Codo Sinclair tres unidades generadoras.

A más de las opciones alternas presentadas para energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), existen muchas otras opciones, las cuales deberán ser analizadas en un futuro según el desenvolvimiento del sistema eléctrico ecuatoriano, cabe mencionar que una de las opciones que no se mencionó específicamente en este apartado pero si en el capítulo III es la posible energización de la línea de transmisión antes mencionada sin el sistema de transmisión de 230 kV, cuya alternativa resulta muy complicado, debido a que una vez energizada el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), para la energización del segundo circuito sin su banco de reactores deben entrar en operación siete unidades generadoras en Coca Codo Sinclair y al utilizar el banco de reactores entrarán en operación seis unidades generadoras, lo cual, constituye una alternativa muy desfavorable. Además bajo el mismo escenario, si

suponemos que a más de estar energizado el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), también se encuentran energizadas las L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y la L/T Sopladora – Yaguachi, recordando que cuyo nivel de voltaje es 500 kV, es decir, con todas las líneas de transmisión antes mencionadas energizadas es imposible energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) debido a la componente de potencia reactiva que genera cada línea de transmisión cuya influencia define directamente el número de unidades generadoras que deben entrar en operación en Coca Codo Sinclair y según resultados de simulaciones en estado estable mediante el PowerFactory DigSilent 13.2 ni al estar en funcionamiento las ocho unidades generadoras son suficientes para mantener el sistema de 500 kV en funcionamiento.

Finalmente, entre las opciones antes mencionadas tampoco se presentó resultados bajo la consideración de tener energizada el sistema de transmisión de 230 kV, energizada también la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi y fuera de servicio la L/T Sopladora – Yaguachi, líneas cuyo nivel de voltaje son 500 kV, debido a que el número de unidades que debían entrar en operación en Coca Codo Sinclair al energizar desde cualquiera de sus dos extremos y el número de unidades necesarias para sincronizar la línea de transmisión energizada con su barra de llegada corresponden al mismo número de unidades generadoras utilizadas en la alternativa propuesta de energización únicamente con el sistema de transmisión de 230 kV.

#### **4.2.1.3 Energización en vacío de la L/T Sopladora – Yaguachi**

Para su análisis, la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi se procede a realizarlo desde dos escenarios diferentes, en el primer escenario, la energización de la línea de transmisión se la realiza desde el lado de Sopladora y en el segundo escenario se procede a energizar la línea de transmisión desde el lado de Yaguachi. Además, en ambos escenarios, se realiza el ingreso de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima en las diferentes barras consideradas para la energización de la línea de transmisión en estudio cuyos valores de carga son tabulados en el siguiente cuadro:

BARRA	CARGA	
	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
Totoras	19,19	43,04
Riobamba	29,99	18,57
Troncal	35,64	11,22
Milagro	31,68	18,4
2 Cerritos	178,77	59,43
Pascuales	290,47	160,69
Quevedo	16,68	43,85

**Cuadro 4.12.** Valores de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima año 2016 utilizados en la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi.

**Fuente:** CELEC EP – Transelectric, Departamento de Planificación.

Las simulaciones, para ambos escenarios, se las realiza bajo la consideración de tres casos:

Caso 1.-Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi sin la utilización de pararrayos ni compensación.

Caso 2.-Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi con la utilización de pararrayos.

Caso 3.-Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi con la utilización de pararrayos y compensación.

#### 4.2.1.3.1 Energización desde Sopladora

Para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora, se consideran las líneas de transmisión de 230 kV que convergen a la barra de Sopladora, tales líneas de transmisión son, L/T Totoras – Sopladora, L/T Totoras – Riobamba, L/T Riobamba – Sopladora, L/T Molino – Sopladora; L/T Molino – Zhoray, L/T Zhoray – Troncal y L/T Troncal – Milagro, además, debido a la componente de potencia reactiva generada por la línea de transmisión en estudio se considera aliviar el sistema mediante el ingreso de carga; el sistema final modelado tanto con el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV se lo puede apreciar en la Figura 4.7. Los resultados estadísticos de sobrevoltajes presentes para cada caso de estudio, tanto en la barra de envío, Sopladora, como en la barra de recepción, Yaguachi, son presentados en el siguiente cuadro:

Energización L/T Sopladora - Yaguachi, desde Sopladora							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Sopladora			Resultados en Yaguachi		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,01 p.u.	18,99%	1,705	2,37	24,56%	2,070	3,11
<b>Caso 2</b>		11,16%	1,616	1,99	11,45%	1,766	2,18
<b>Caso 3</b>		13,74%	1,579	2,02	13,32%	1,724	2,19

**Cuadro 4.13.** Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

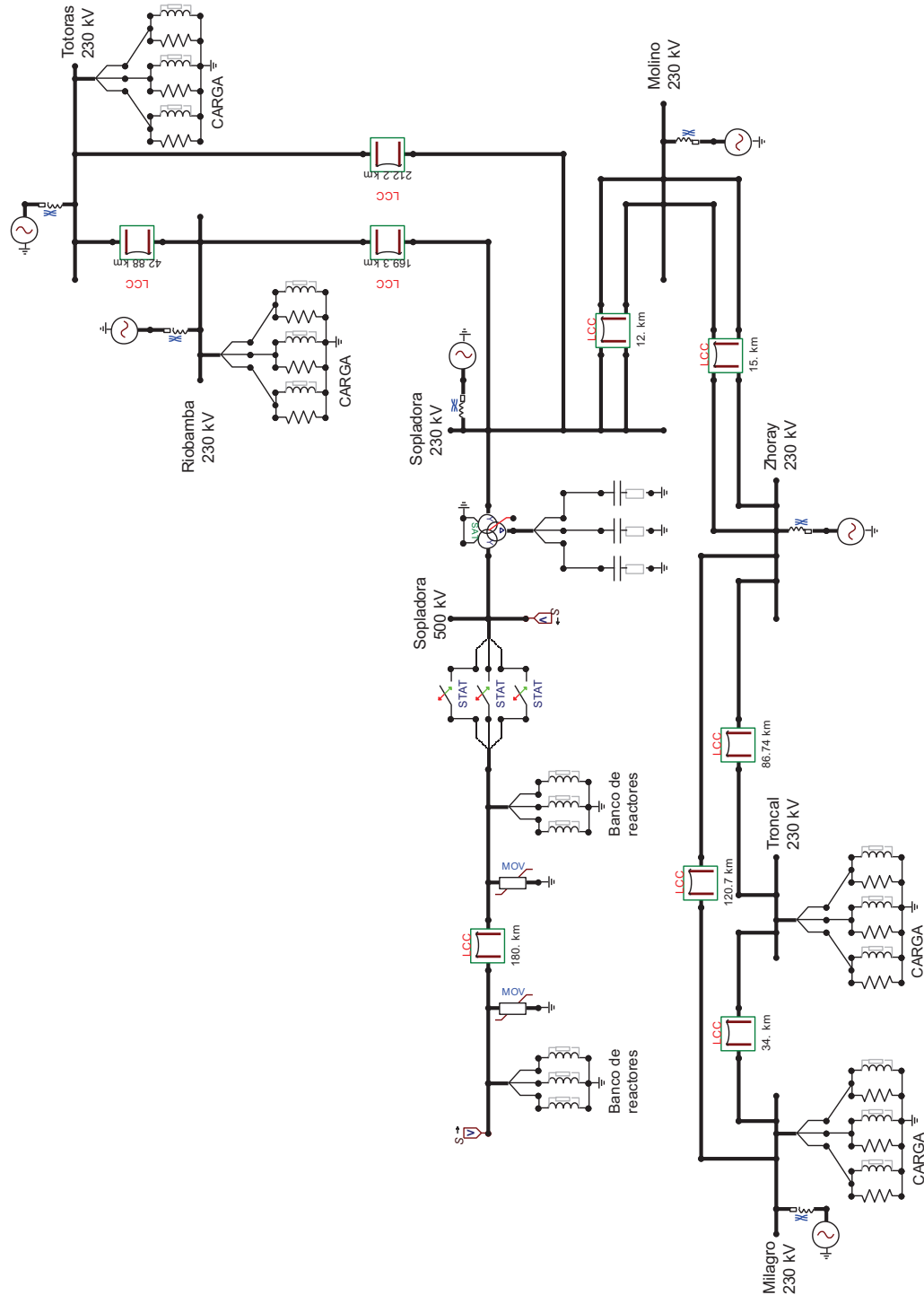
#### 4.2.1.3.2 Energización desde Yaguachi

Para energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, desde el lado de Yaguachi, se tiene el sistema presentado en la Figura 4.8, en la cual, se consideran las líneas de transmisión de 230 kV que convergen a la barra de Yaguachi, las cuales son, L/T Pascuales – Quevedo, L/T Pascuales – Yaguachi, L/T Pascuales – Dos cerritos, L/T Dos Cerritos – Yaguachi, L/T Yaguachi – Milagro, L/T Milagro – Troncal, L/T Troncal – Zhoray, L/T Zhoray – Molino y L/T Molino – Yaguachi, además como se puede apreciar en el sistema modelado se ha incorporado carga en diversas barras cuyos valores se encuentran tabulados en el cuadro 4.12. De forma análoga al escenario anterior se ha modelado varias líneas de transmisión a nivel de 230 kV del sistema eléctrico ecuatoriano debido a la componente de potencia reactiva generada por la línea de transmisión en estudio, cuyo objetivo es aliviar el sistema con la incorporación de carga bajo el escenario de estiaje en demanda mínima. Sus valores de compensación y pararrayos son los mismos utilizados en el caso anterior. Los resultados estadísticos de sobrevoltajes, tanto en la barra de envío, Yaguachi, como en la barra de recepción, Sopladora, para cada caso de estudio mencionado inicialmente, son presentados en el siguiente cuadro:

Energización L/T Sopladora - Yaguachi, desde Yaguachi							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Yaguachi			Resultados en Sopladora		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	0,99 p.u.	12,77%	1,451	1,83	19,65%	1,667	2,34
<b>Caso 2</b>		12,51%	1,436	1,80	15,76%	1,638	2,17
<b>Caso 3</b>		14,07%	1,368	1,76	19,20%	1,537	2,14

**Cuadro 4.14.** Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.

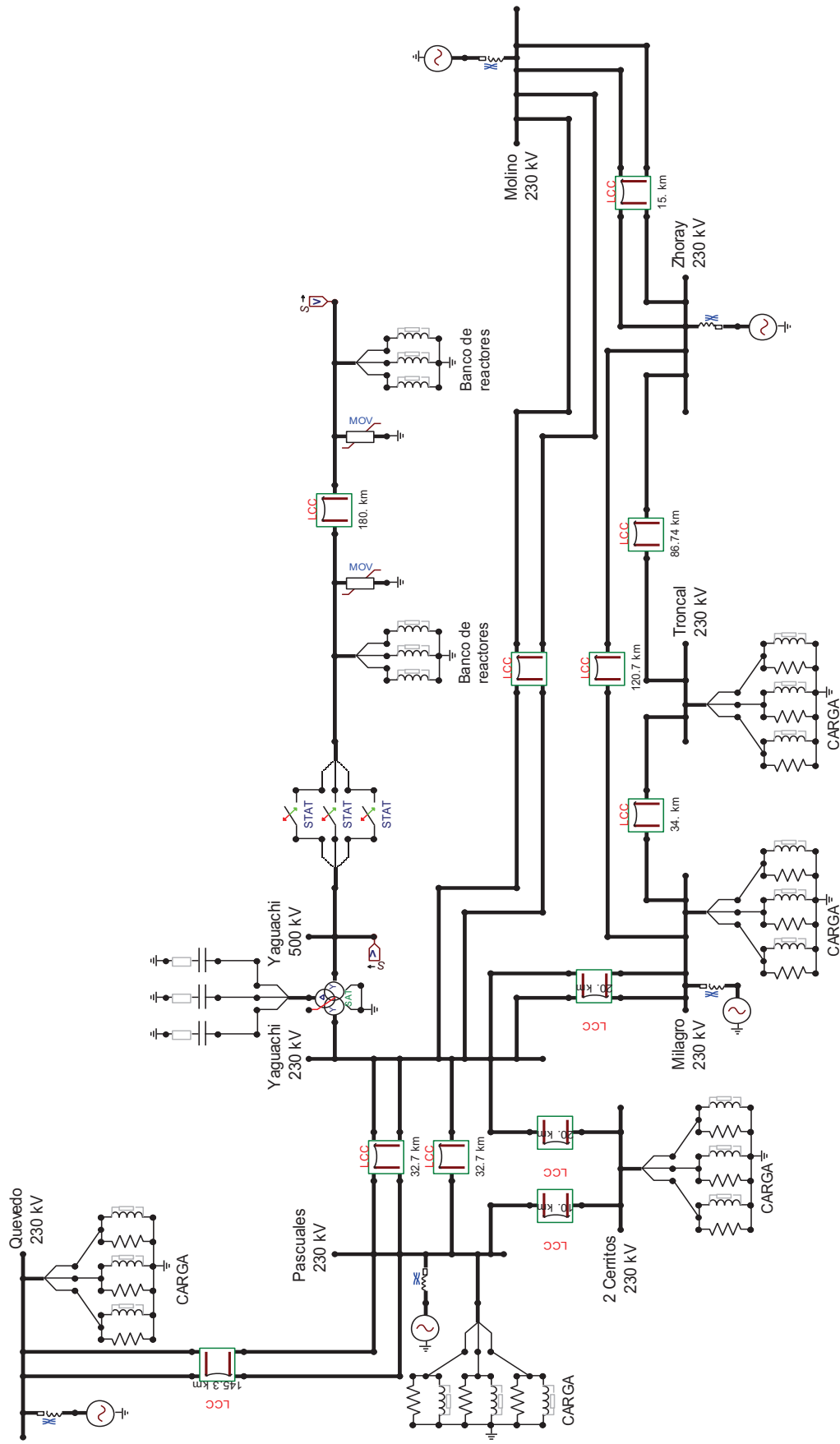
**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.7.** Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).





**Figura 4.8.** Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.1.4 Energización en vacío de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi

Para realizar maniobras de energización en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, se considera dos escenarios diferentes, en el primero escenario, se realiza la energización de la línea de transmisión desde el lado de El Inga (antes Pifo) con toda la parte norte del sistema de transmisión de 230 kV y el doble circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) de 500 kV energizados y en el segundo escenario se considera la energización de la línea de transmisión desde el lado de Yaguachi con toda la parte sur del sistema de transmisión de 230 kV y la L/T Sopladora – Yaguachi de 500 kV en funcionamiento. Además se ingresa carga en diferentes barras del sistema modelado, cuyos valores se encuentran tabulados en el cuadro 4.5.

Las simulaciones, para ambos escenarios, se las realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

Caso 1.-Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi con la utilización de compensación y sin pararrayos.

Caso 2.-Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi con la utilización de compensación y pararrayos.

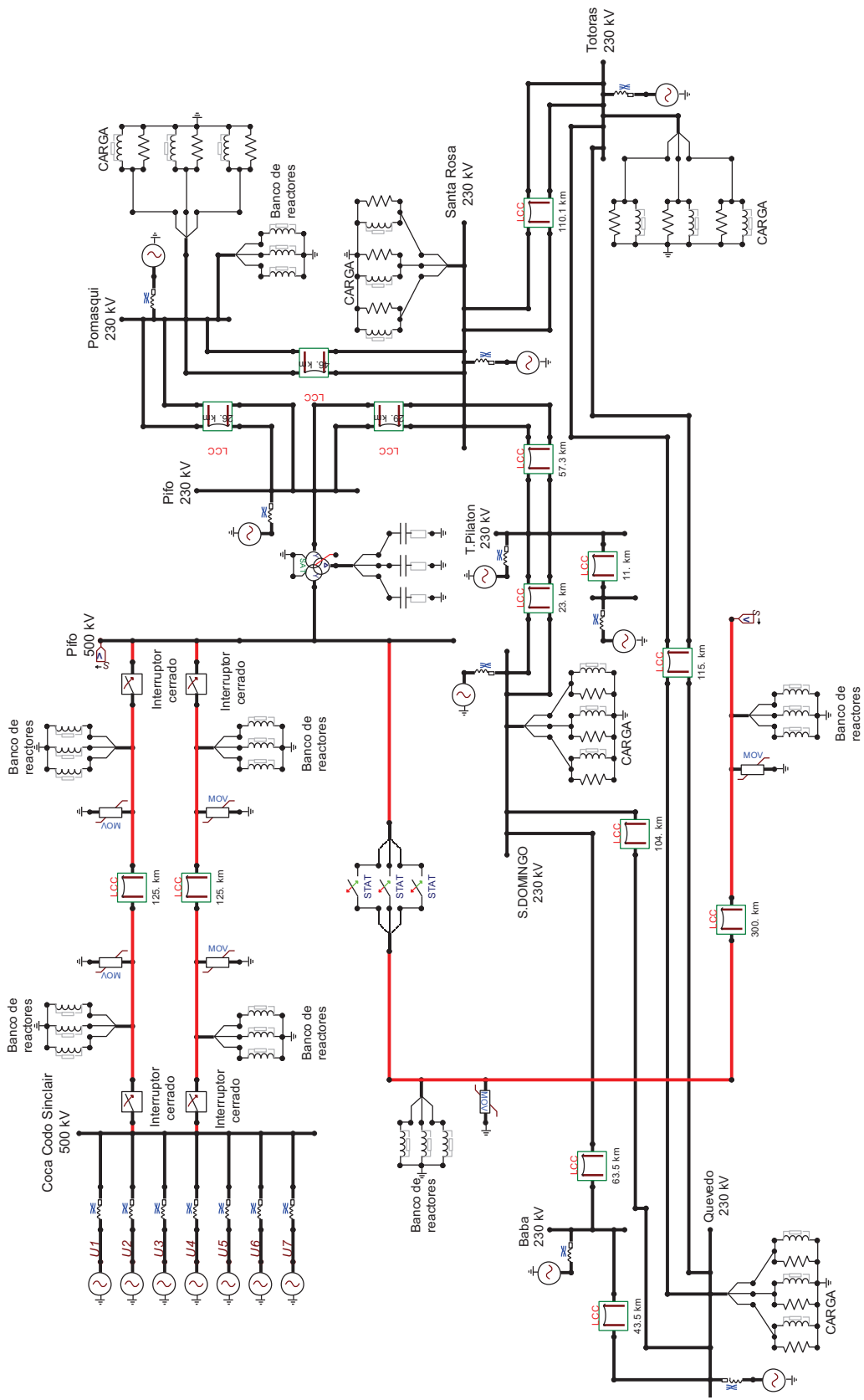
##### 4.2.1.4.1 Energización desde El Inga (antes Pifo)

Su sistema final modelado se lo puede apreciar en la Figura 4.9 y los resultados estadísticos de sobrevoltajes, tanto en la barra de envío, El Inga (antes Pifo), como en la barra de recepción, Yaguachi, para cada caso de estudio propuesto, son presentados en el siguiente cuadro:

Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Yaguachi		
		Dev. Std.	E <sub>med</sub>	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	E <sub>med</sub>	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,02 p.u.	9,01%	1,378	1,63	16,43%	1,929	2,58
Caso 2		10,00%	1,367	1,65	10,12%	1,788	2,16

**Cuadro 4.15.** Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.9.** Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.1.4.2 Energización desde Yaguachi

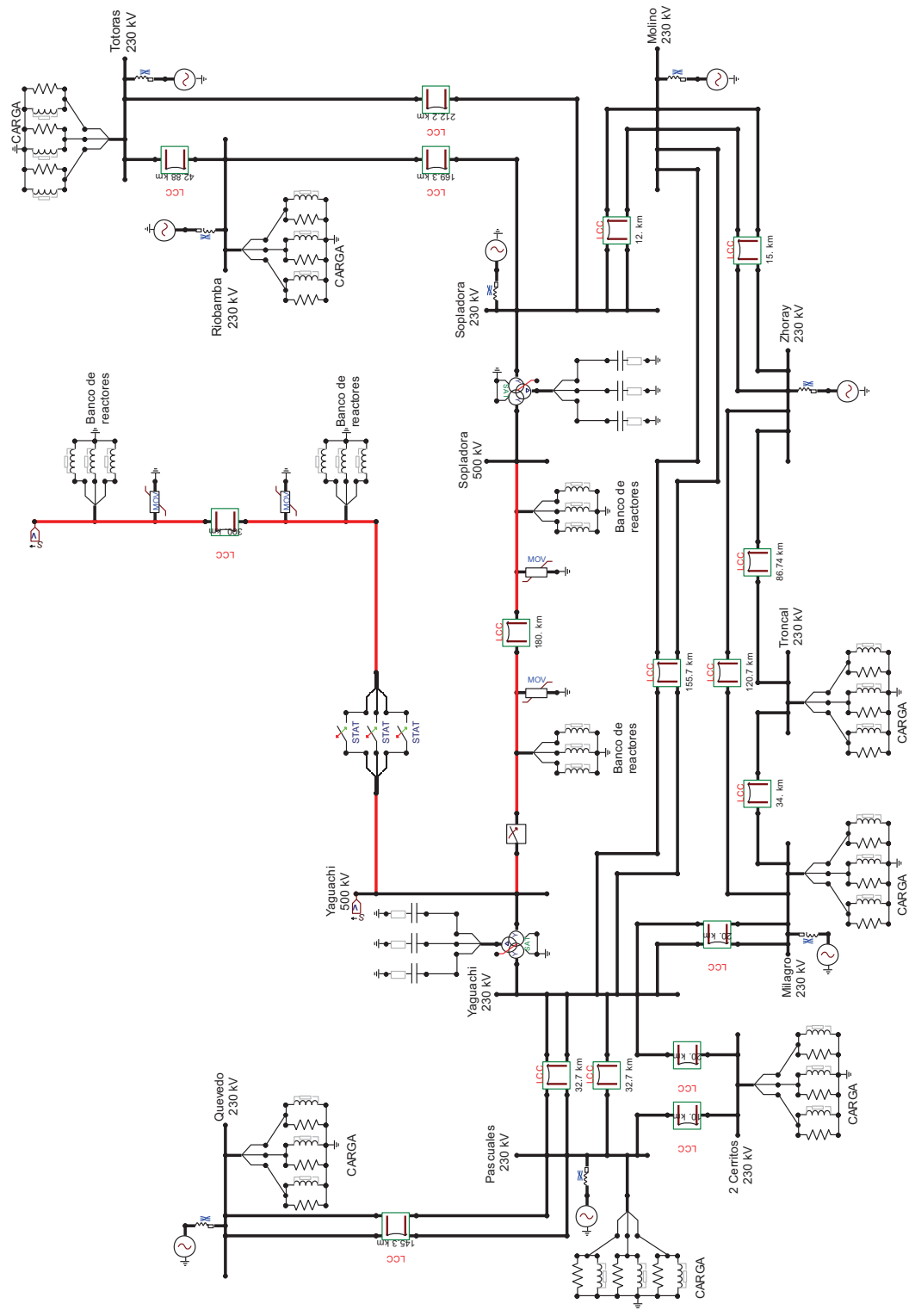
Su sistema final modelado se lo puede apreciar en la Figura 4.10 y los resultados estadísticos de sobrevoltajes, tanto en la barra de envío, Yaguachi, como en la barra de recepción, El Inga (antes Pifo), para cada caso de estudio propuesto, son presentados en el siguiente cuadro:

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Yaguachi							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Yaguachi			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Caso 1</b>	1,01 p.u.	15,39%	1,371	1,80	17,98%	1,709	2,34
<b>Caso 2</b>		13,75%	1,345	1,72	13,92%	1,652	2,12

**Cuadro 4.16.** Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Finalmente, al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo) o desde Yaguachi, es necesario que ingresen siete unidades generadoras en Coca Codo Sinclair a pesar de que la línea de transmisión ya cuenta con su porcentaje de compensación y las barras del sistema eléctrico ecuatoriano involucradas en la simulación ya cuentan con el ingreso de carga.



**Figura 4.10.** Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.

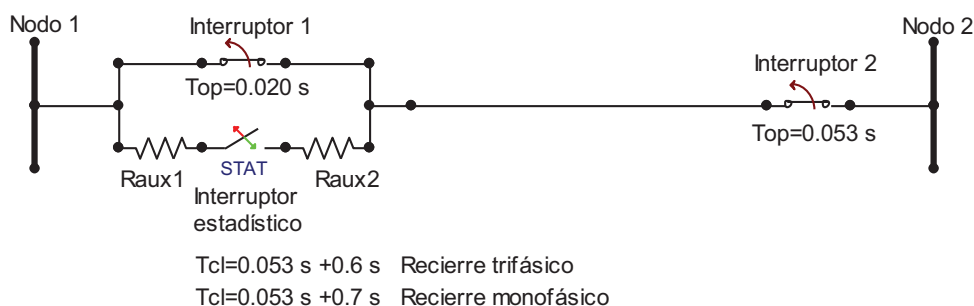
**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

## 4.2.2 RECIERRE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 500 KV

En esta sección se realizan simulaciones de recierres monofásicos y trifásicos de las líneas de transmisión de 500 kV en estudio mediante la ayuda del Alternative Transient Program (ATP).

### 4.2.2.1 Consideraciones de simulación

En las simulaciones se utiliza interruptores estadísticos considerando 100 operaciones de maniobra. La configuración empleada por fase es la siguiente:



**Figura 4.11.** Configuración por fase para simulaciones de recierre de líneas de transmisión.

**Fuente:** Esquema modelado por los autores.

En la figura anterior, se observa que para las simulaciones de recierre de líneas de transmisión, inicialmente el sistema debe estar sincronizado; durante 20 milisegundos (1,2 ciclos), se dejan cerrados los interruptores del tramo en estudio, después del cual se abren los polos de una o de las tres fases según sea un recierre monofásico o trifásico, el segundo interruptor en abrir lo realiza en 33 milisegundos (2 ciclos), luego de abrir el primero, es decir, su tiempo de apertura será en 53 milisegundos (3,2 ciclos), cuyo objetivo será dejar acumular carga atrapada en la o las fases en estudio, además para el caso de un recierre monofásico se deja un tiempo muerto de 700 milisegundos (42 ciclos) y para un recierre trifásico de 600 milisegundos (36 ciclos), después de los cuales se realiza sus recierres estadísticos con distribución normal con una dispersión máxima entre polos de 5 milisegundos (0,3 ciclos); cabe mencionar que en ninguno de los dos casos de recierres no se considerarán fallas de cortocircuito para evitar drenar la carga atrapada, caso en el cuál se obtendrían sobrevoltajes menos

severos. Además, como el sistema debe estar inicialmente sincronizado, las simulaciones de recierre tanto monofásico como trifásicos para cada una de las líneas de transmisión de 500 kV en estudio se realizarán con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación.

#### 4.2.2.2 Recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)

Para el recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se considera uno de sus circuitos en funcionamiento, cabe recordar que línea de transmisión en estudio está formada por dos circuitos independientes, además el sistema modelado a utilizarse será el mismo empleado en el caso de la energización y de forma similar a simulaciones anteriores el recierre se lo realizará desde ambos extremos de la línea de transmisión.

Los sistemas modelados para las simulaciones de recierre monofásico y trifásico se los puede apreciar en las figuras 4.12 y 4.13.

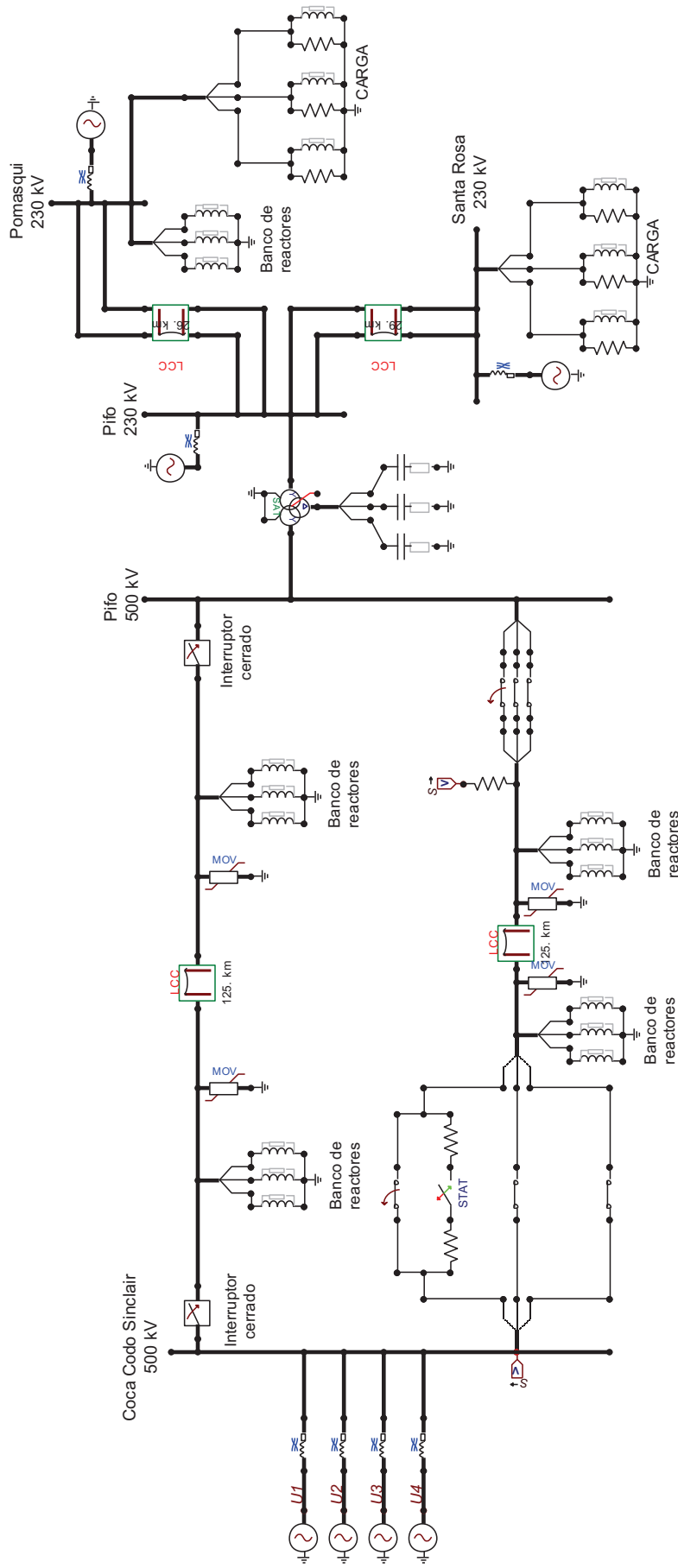
##### 4.2.2.2.1 Recierre desde Coca Codo Sinclair

Los resultados, según el sistema modelado planteado, para el recierre monofásico y trifásico son:

Recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair							
	Voltaje previo al recierre	Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	E <sub>med</sub>	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	E <sub>med</sub>	E <sub>2</sub>
Recierre monofásico	1,034 p.u.	18,12%	1,230	1,69	12,70%	1,593	2,01
Recierre trifásico		20,77%	1,451	2,07	15,61%	1,710	2,26

**Cuadro 4.17.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

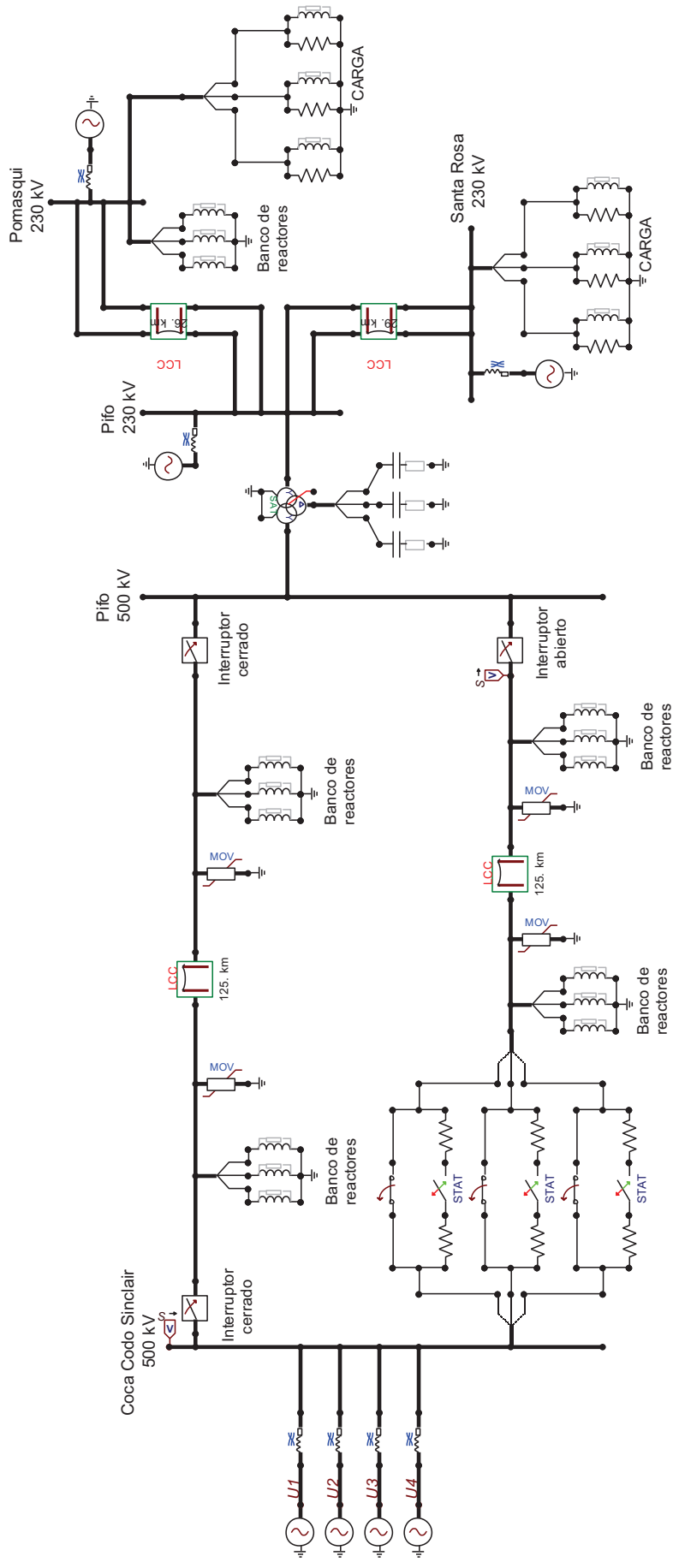
**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.12.** Sistema modelado para el recierre monofásico del segundo circuito de la LT Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).





**Figura 4.13.** Sistema modelado para el recierre trifásico del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde Coca Codo Sinclair.

Fuente: Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.2.2.2 Recierre desde El Inga (antes Pifo)

De forma análoga a las simulaciones realizadas en el escenario anterior, para el caso de ocurrencia de un recierre monofásico o trifásico producido desde El Inga (antes Pifo), se presentan los resultados obtenidos:

Recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo al recierre	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Coca Codo Sinclair		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Recierre monofásico	1,036 p.u.	22,26%	1,266	1,84	13,19%	1,603	2,04
Recierre trifásico		23,13%	1,618	2,39	18,18%	1,747	2,40

**Cuadro 4.18.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.2.3 Recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi

Sus sistemas modelados tanto para el recierre monofásico como para el recierre trifásico se lo puede apreciar en las figuras 4.14 y 4.15 respectivamente.

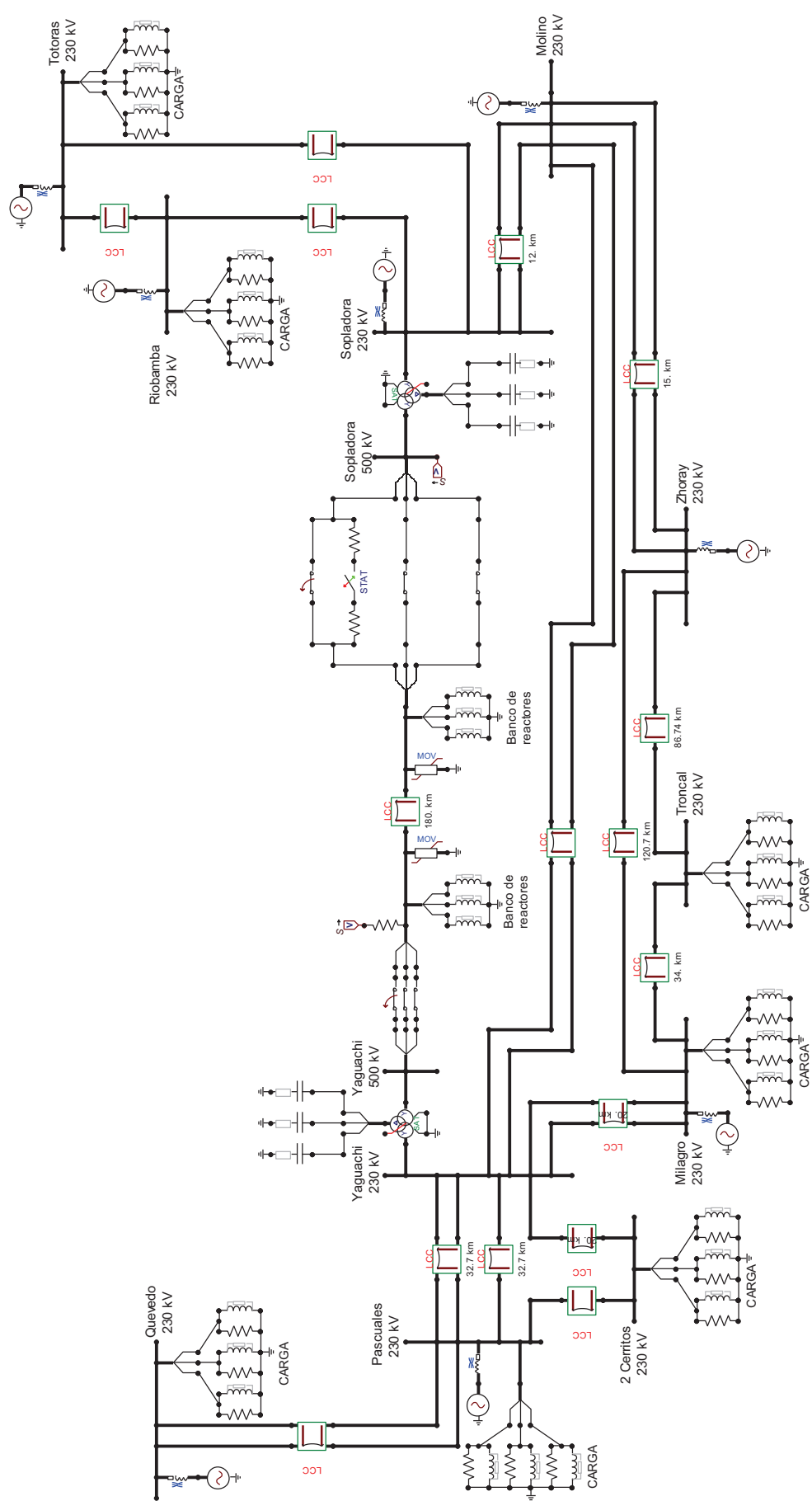
##### 4.2.2.3.1 Recierre desde Sopladora

Los resultados obtenidos son tabulados en el siguiente cuadro:

Recierre L/T Sopladora - Yaguachi, desde Sopladora							
	Voltaje previo al recierre	Resultados en Sopladora			Resultados en Yaguachi		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Recierre monofásico	1,033 p.u.	16,63%	1,717	2,30	11,44%	1,879	2,32
Recierre trifásico		23,19%	1,498	2,21	13,77%	1,824	2,34

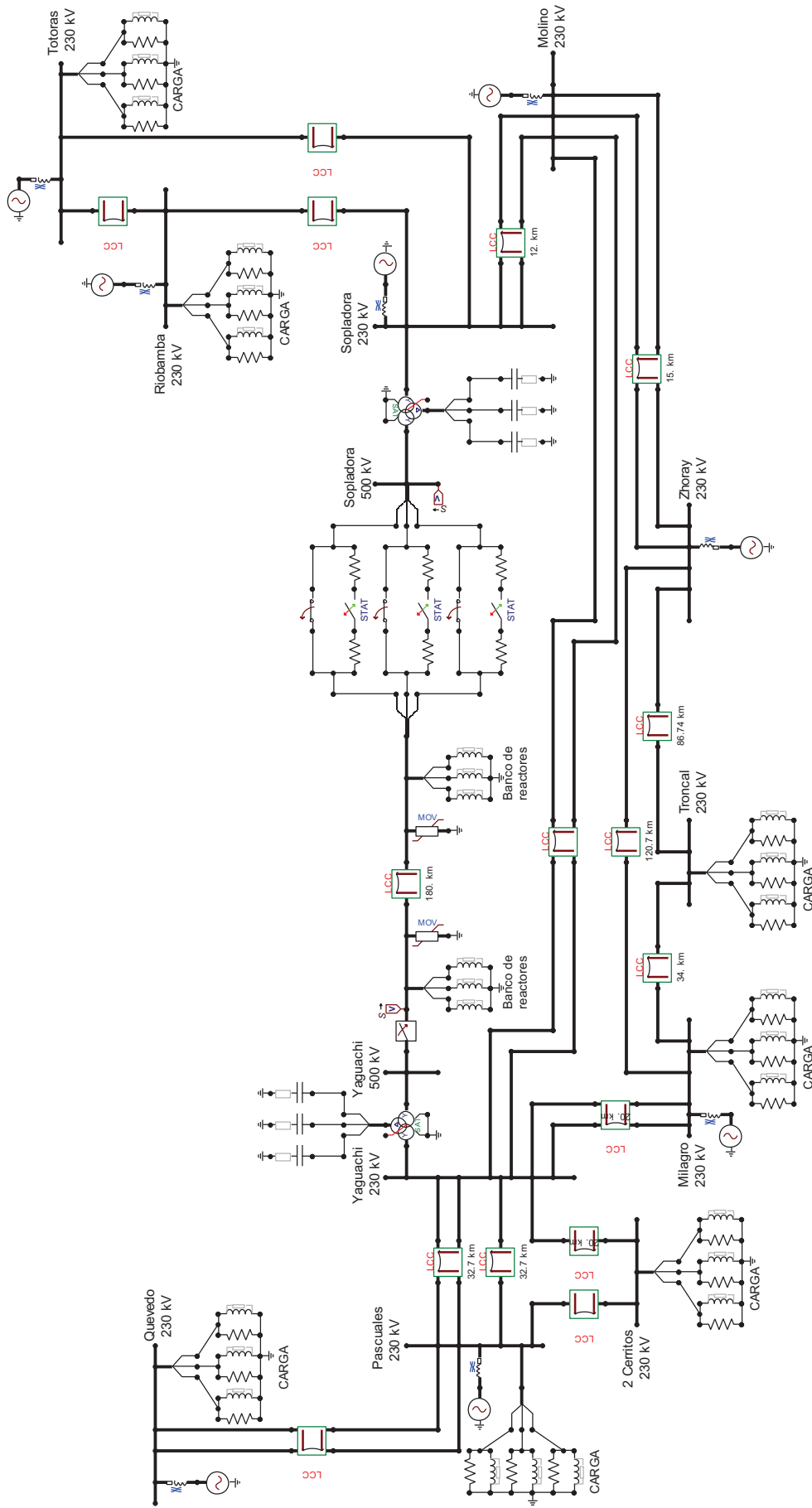
**Cuadro 4.19.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.14.** Sistema modelado para el recierre monofásico de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.15.** Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.2.3.2 Recierre desde Yaguachi

De forma análoga a las simulaciones realizadas en el escenario del recierre desde Sopladora, los resultados obtenidos para el caso de ocurrencia de un recierre monofásico o trifásico producido desde Yaguachi se presentan en el siguiente cuadro:

Recierre L/T Sopladora - Yaguachi, desde Yaguachi							
	Voltaje previo al recierre	Resultados en Yaguachi			Resultados en Sopladora		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Recierre monofásico	1,037 p.u.	21,47%	1,594	2,29	9,93%	1,830	2,20
Recierre trifásico		23,70%	1,574	2,34	10,57%	1,886	2,29

**Cuadro 4.20.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

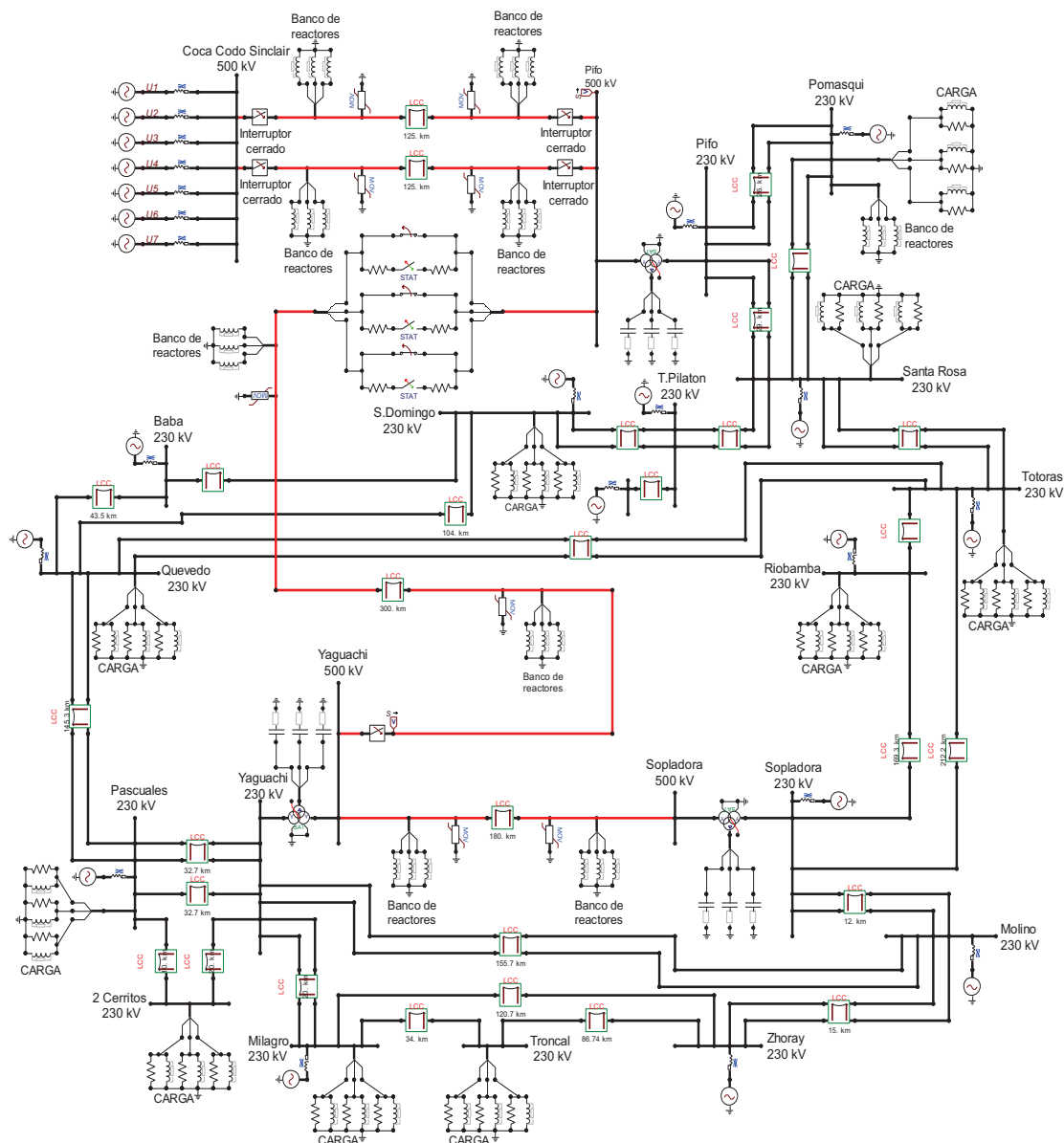
#### 4.2.2.4 Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi

Para las simulaciones de recierre monofásico y trifásico de la línea de transmisión El Inga (antes Pifo) – Yaguachi de 500 kV se modela todo el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV con el número adecuado de unidades generadoras que deben entrar en operación en Coca Codo Sinclair dependiendo desde donde se realiza las maniobras de recierre, así se tiene, si se realiza el recierre desde El Inga (antes Pifo) es necesario que estén en operación siete unidades generadoras en Coca Codo Sinclair y si se realiza el recierre desde Yaguachi es necesario que estén en operación cinco unidades generadoras.

Todo el sistema de transmisión de 230 kV y 500 kV modelado se encuentra sincronizado con cinco unidades generadoras en operación en Coca Codo Sinclair y con el mencionado número de unidades generadoras el voltaje de operación continua tanto en la barra de El Inga (antes Pifo) como en la barra de Yaguachi es de 1,043 p.u.

##### 4.2.2.4.1 Recierre desde El Inga (antes Pifo)

El sistema modelado para el recierre trifásico y los resultados estadísticos de recierre monofásico y trifásico se los presenta a continuación.



**Figura 4.16.** Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

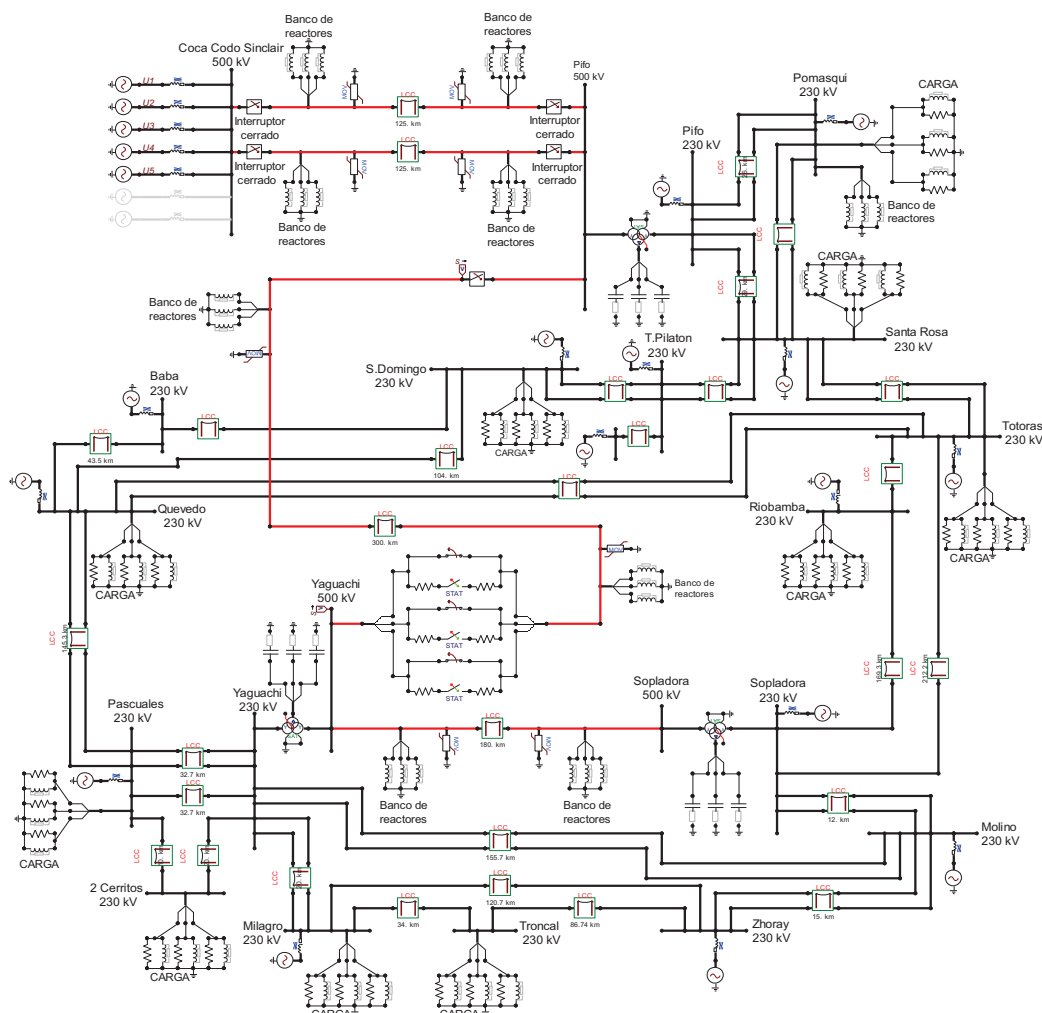
Recierre de la L/T Pifo - Yaguachi, desde Pifo							
Voltaje previo al recierre	Resultados en Pifo			Resultados en Yaguachi			
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	
Recierre monofásico	1,043 p.u.	0,176	1,572	2,14	0,061	1,936	2,18
Recierre trifásico		0,215	1,595	2,30	0,071	1,955	2,24

**Cuadro 4.21.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.2.2.4.2 Recierre desde Yaguachi

El sistema modelado para el recierre trifásico y los resultados estadísticos de recierre monofásico y trifásico se los presenta a continuación.



**Figura 4.17.** Sistema modelado para el recierre trifásico de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Recierre de la L/T Pifo - Yaguachi, desde Yaguachi							
	Voltaje previo al recierre	Resultados en Yaguachi			Resultados en Pifo		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Recierre monofásico	1,043 p.u.	0,193	1,564	2,18	0,053	1,897	2,10
Recierre trifásico		0,178	1,639	2,24	0,075	1,926	2,22

**Cuadro 4.22.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

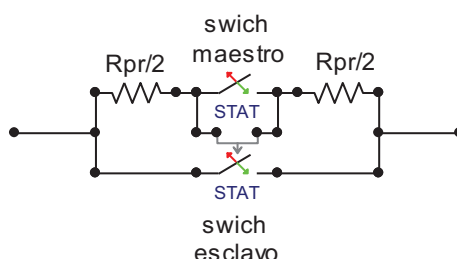
### 4.3 TÉCNICAS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES

En un sistema de transmisión los sobrevoltajes no pueden ser evitados, además la eliminación total del mismo resulta extremadamente difícil, pero se puede limitar sus magnitudes de modo que sean compatibles con los niveles de aislamiento de los equipos del sistema. En esta sección se procede a simular los mismos escenarios anteriores pero ahora utilizando una de las técnicas de limitación de sobrevoltajes más comunes, como es la utilización de resistencias de preinserción.

La utilización de pararrayos también forma parte de una técnica de control de sobrevoltajes, la cual, ya fue utilizada en las simulaciones anteriores debido a que un pararrayos está conectado continuamente a la red de transmisión brindando protección ante sobrevoltajes de maniobra y también ante descargas atmosféricas.

#### 4.3.1 CÁLCULO DE RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN Y DEL TIEMPO ÓPTIMO DE PERMANENCIA DE LA MENCIONADA RESISTENCIA PARA CADA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 KV EN ESTUDIO

Según datos típicos se tiene que el valor de la resistencia de preinserción para líneas de transmisión de 500 kV debe ser del orden de 330 ohmios, para corroborar lo mencionado se procede a calcular el valor de resistencia de preinserción para cada línea de transmisión de 500 kV en estudio mediante simulaciones en el ATP con diferentes valores de resistencia, para lo cual se hace uso de interruptores estadísticos bajo la configuración de un switch maestro y un switch esclavo por cada fase como se puede ver en la figura siguiente:



**Figura 4.18.** Configuración de resistencias de preinserción por fase.

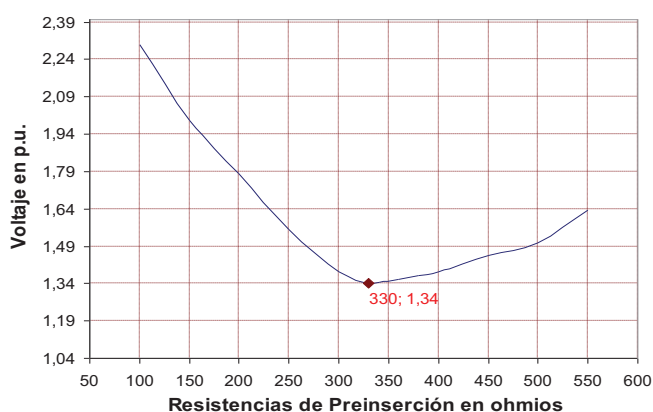
**Fuente:** Esquema modelado por los autores.



Además para las simulaciones se debe tener en cuenta que la resistencia no debe ser cortocircuitada antes de que la primera reflexión en el extremo abierto de la línea de transmisión retorne al terminal de la fuente, esto es, el tiempo de permanencia debe ser mayor al doble de tiempo de transito de la línea de transmisión; de esta manera, con los resultados estadísticos de cada simulación con diferentes valores de resistencia se construye una gráfica sobrevoltaje resultante versus valor de resistencia, con lo cual se obtiene su curva característica.

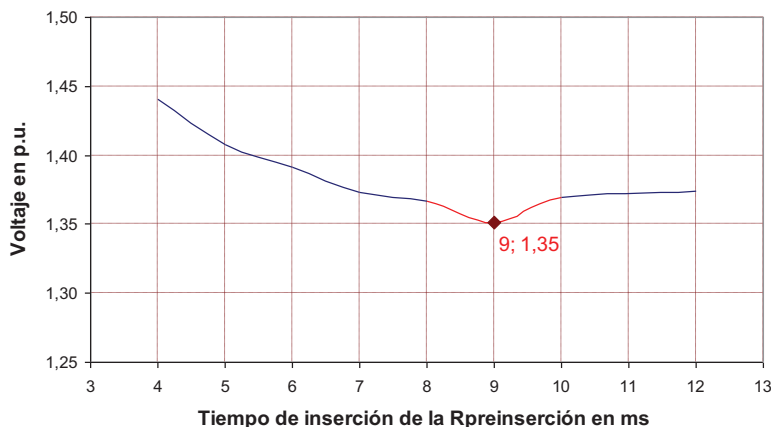
Una vez que se tiene el valor óptimo de resistencia la siguiente interrogante es el tiempo de permanencia de las resistencias de preinserción antes de ser cortocircuitadas; tomando como base que los tiempos de inserción utilizados normalmente se encuentran en el orden de 6 a 15 milisegundos procedemos a calcular el tiempo óptimo para cada circuito en estudio mediante simulaciones con diferentes tiempos de actuación del switch esclavo en el ATP, cabe mencionar que los sistemas a utilizar son los mismos que fueron usados para las simulaciones de recierre.

#### 4.3.1.1 Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)



**Figura 4.19.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con respecto al valor de resistencia de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

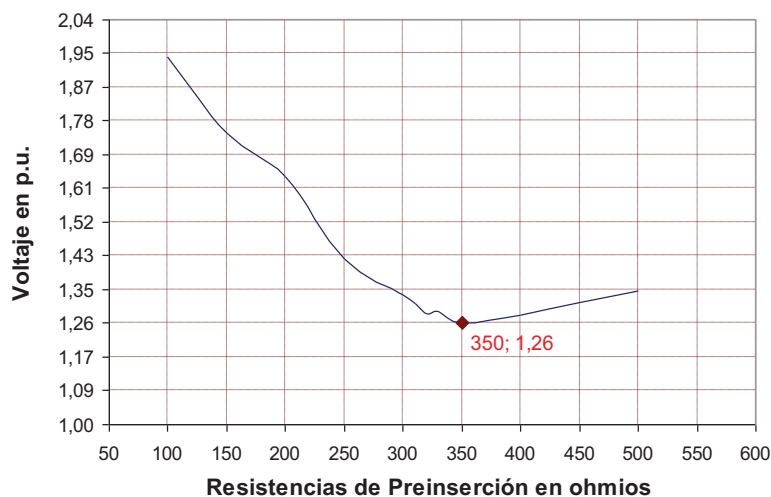


**Figura 4.20.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

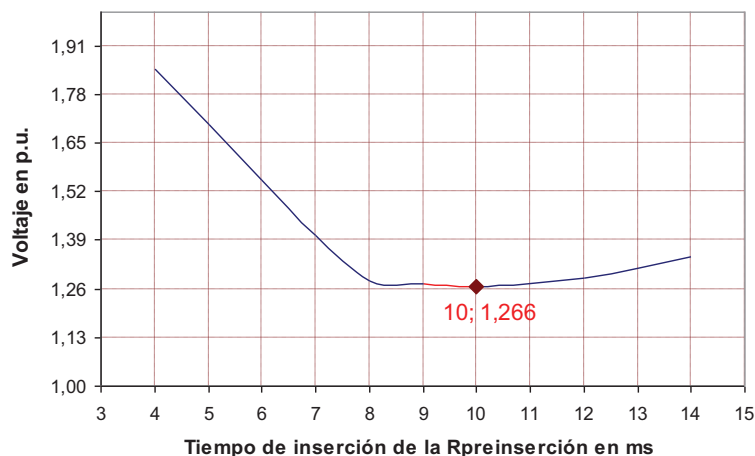
De los resultados; para la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se obtiene una resistencia de 330 ohmios por fase cuyo tiempo óptimo de permanencia antes de ser cortocircuitada es de 9 milisegundos.

#### 4.3.1.2 Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T Sopladora – Yaguachi



**Figura 4.21.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Sopladora - Yaguachi con respecto al valor de resistencia de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

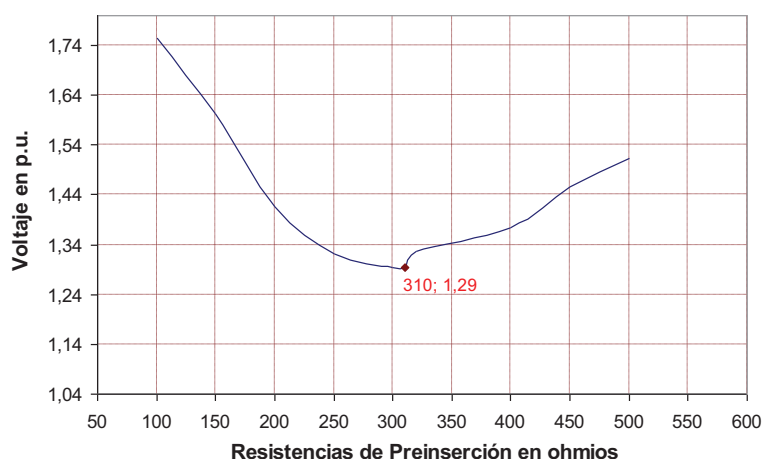


**Figura 4.22.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T Sopladora - Yaguachi con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

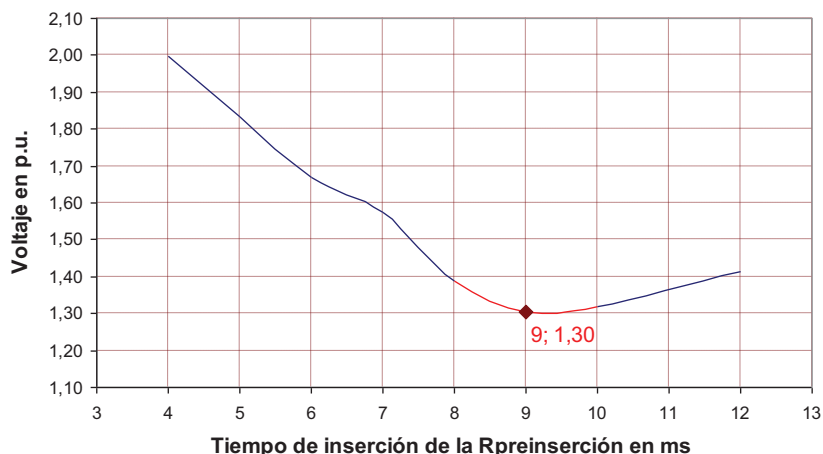
De los resultados, para la L/T Sopladora – Yaguachi, se obtiene una resistencia de 350 ohmios por fase cuyo tiempo óptimo de permanencia antes de ser cortocircuitada es de 10 milisegundos.

#### 4.3.1.3 Resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia de la misma para la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi



**Figura 4.23.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi con respecto al valor de resistencia de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.24.** Variación del sobrevoltaje resultante en la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi con respecto al tiempo de inserción de la resistencia óptima de preinserción.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

De los resultados, para la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, se obtiene una resistencia de 310 ohmios por fase cuyo tiempo óptimo de permanencia antes de ser cortocircuitada es de 9 milisegundos.

#### 4.3.1.4 Resumen de resultados de resistencias de preinserción y tiempos óptimos de permanencia para las líneas de transmisión de 500 kV en estudio

Línea de transmisión	Valor de resistencia de preinserción (ohmios)	Tiempo óptimo de permanencia (ms)
Coca Codo S. - Pifo	330	9
Sopladora - Yaguachi	350	10
Pifo - Yaguachi	310	9

**Cuadro 4.23.** Resultados de resistencias de preinserción y tiempos óptimos de permanencia para las líneas de transmisión de 500 kV en estudio.

**Fuente:** Elaboración de los autores.

De acuerdo a los resultados obtenidos se tiene diferentes valores de tiempos y resistencias, para las simulaciones siguientes se decide utilizar el valor de 330 ohmios como resistencia de preinserción para todas las líneas de transmisión de 500 kV en estudio y su tiempo de permanencia antes de ser cortocircuitadas será de 9 milisegundos.

#### **4.3.2 CONSIDERACIONES DE SIMULACIONES DE ENERGIZACIÓN CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN**

Se utiliza interruptores estadísticos con distribución gaussiana bajo la configuración de un interruptor maestro, con un tiempo medio de cierre de 29 milisegundos (1,7 ciclos), y un interruptor esclavo cuyo tiempo será los 9 milisegundos (0,5 ciclos), definido como tiempo óptimo de permanencia de las resistencias de preinserción antes de ser cortocircuitadas, además, su desviación estándar a considerarse es de 1,38 milisegundos (0,1 ciclos) y su tiempo máximo de simulación será de 400 milisegundos (24 ciclos).

Además los voltajes antes de cada energización con resistencias de preinserción son los mismos que para el caso de energización sin resistencias de preinserción.

#### **4.3.3 ENERGIZACIÓN DEL PRIMER CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – EL INGA (ANTES PIFO) CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN**

Las simulaciones serán realizadas desde Coca Codo Sinclair, así como también, desde El Inga (antes Pifo), en ambos escenarios se considerarán los mismos casos analizados para el caso de la energización de la mencionada línea de transmisión sin resistencias de preinserción.

##### **4.3.3.1 Energización desde Coca Codo Sinclair**

Para su análisis la simulación se la realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

*Caso 1.-* Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

*Caso 2.-* Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y cinco unidades generadoras.

Caso 3.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos, compensación y tres unidades generadoras.

Su sistema modelado se presenta en la Figura 4.25 y los resultados obtenidos para cada caso de estudio son presentados en el Cuadro 4.24.

#### **4.3.3.2 Energización desde El Inga (antes Pifo)**

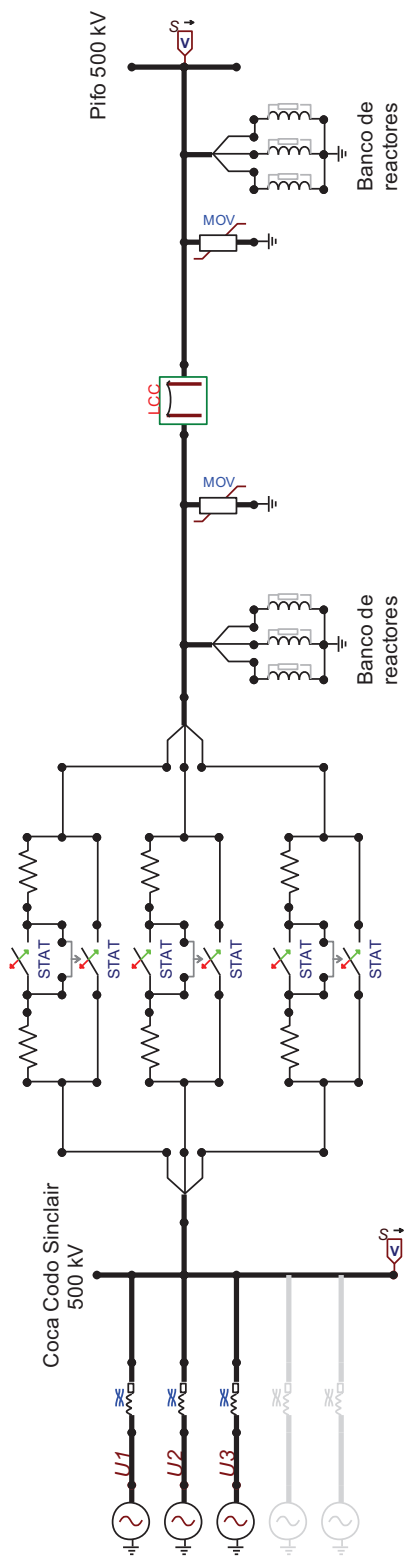
Para su análisis la simulación se la realiza bajo la consideración de los siguientes casos:

Caso 1.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) sin la utilización de pararrayos ni compensación.

Caso 2.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos.

Caso 3.- Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y compensación.

Su sistema modelado se presenta en la Figura 4.26 y los resultados obtenidos para cada caso de estudio son presentados en el Cuadro 4.25.



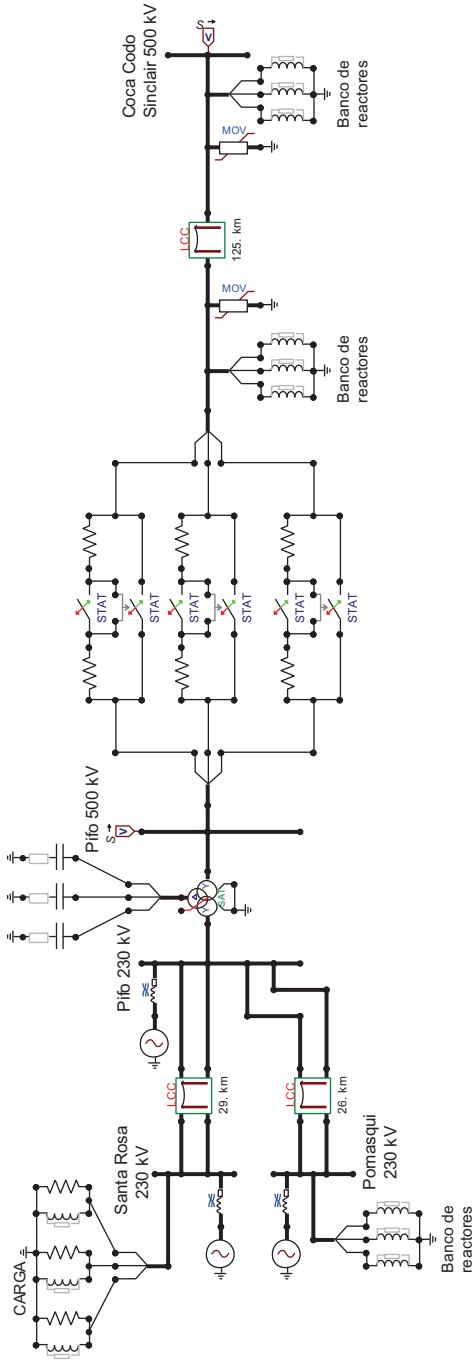
**Figura 4.25.** Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair						
Voltaje previo a la energización	Resultados en Coca Codo Sinclair		Resultados en El Inga (antes Pifo)			
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	5,73%	1,192	1,33	5,66%	1,216	1,36
Caso 2	5,59%	1,176	1,31	5,62%	1,201	1,34
Caso 3	6,04%	1,165	1,31	6,22%	1,184	1,33

**Cuadro 4.24.** Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.26.** Sistema modelado para la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo)					
Voltaje previo a la energización		Resultados en El Inga (antes Pifo)		Resultados en Coca Codo Sinclair	
		Dev. Std.	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	E <sub>2</sub>
Caso 1	0,99 p.u.	6,80%	1,42	7,36%	1,46
		6,69%	1,41	7,73%	1,47
Caso 3		7,85%	1,38	8,21%	1,37

**Cuadro 4.25.** Resultados estadísticos al energizar el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



#### **4.3.4 ENERGIZACIÓN DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA L/T COCA CODO SINCLAIR – PIFO CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN**

Considerando en funcionamiento el primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), se energiza el segundo circuito desde ambos extremos de la línea de transmisión independientemente, con las mismas consideraciones de los casos planteados en la energización sin resistencias de preinserción.

##### **4.3.4.1 Energización desde Coca Codo Sinclair**

*Caso 1.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras.

*Caso 2.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cinco unidades generadoras y la utilización de pararrayos.

*Caso 3.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con cuatro unidades generadoras, pararrayos y su porcentaje de compensación.

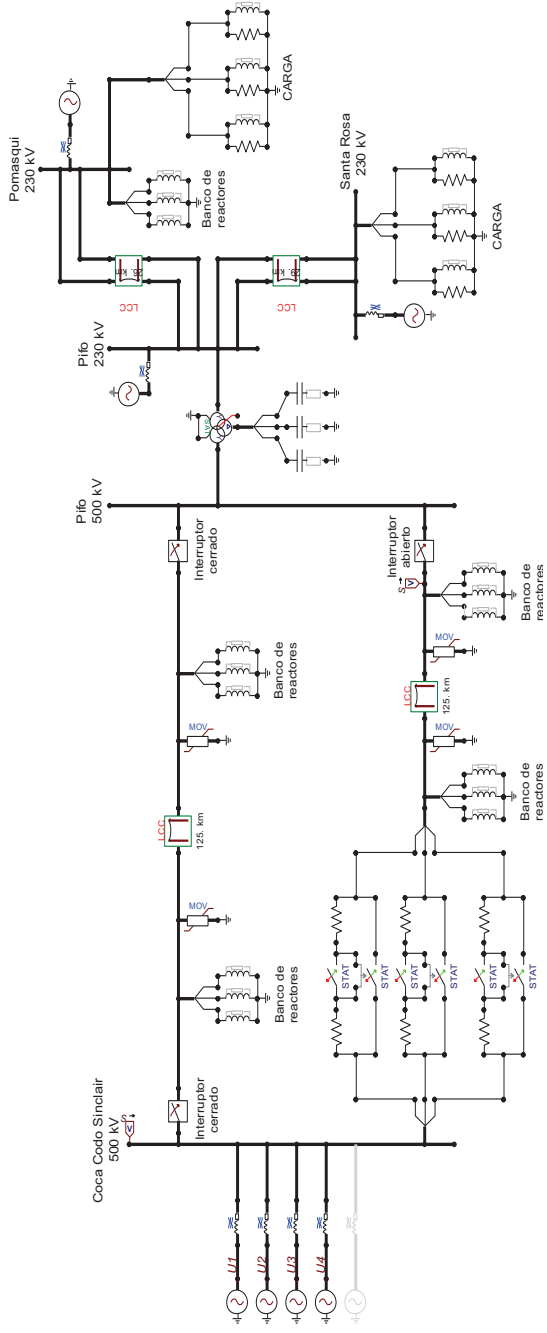
##### **4.3.4.2 Energización desde El Inga (antes Pifo)**

*Caso 1.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) sin la utilización de pararrayos ni compensación.

*Caso 2.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos.

*Caso 3.-* Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con la utilización de pararrayos y compensación.

Los sistemas modelados y los resultados obtenidos para cada escenario de energización con sus casos planteados son presentados a continuación.



**Figura 4.27.** Sistema modelado para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de reinserción, desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

Energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), con resistencias de reinserción, desde Coca Codo Sinclair					
Voltaje previo a la energización		Resultados en Coca Codo Sinclair		Resultados en El Inga (antes Pifo)	
		Dev. Std.	E <sub>med</sub>	Dev. Std.	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,011 p.u.	6,85%	1,155	1,32	1,33
Caso 2		5,92%	1,152	1,29	1,32
Caso 3	1,013 p.u.	6,20%	1,115	1,26	1,27

**Cuadro 4.26.** Resultados estadísticos al energizar el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de reinserción, desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



#### 4.3.5 ENERGIZACIÓN DE LA L/T SOPLADORA – YAGUACHI CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

Las simulaciones de energización tanto desde el lado de Sopladora como desde Yaguachi se las realiza bajo la consideración de los mismos casos analizados en la energización sin resistencias de preinserción, los cuales son:

Caso 1.- Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi sin la utilización de pararrayos ni compensación.

Caso 2.- Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi con la utilización de pararrayos.

Caso 3.- Energización de la L/T Sopladora – Yaguachi con la utilización de pararrayos y compensación.

Los resultados obtenidos para cada escenario de energización con sus casos planteados y los sistemas modelados son presentados a continuación.

##### 4.3.5.1 Energización desde Sopladora

Energización L/T Sopladora - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Sopladora			Resultados en Yaguachi		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,01 p.u.	7,66%	1,304	1,51	11,59%	1,413	1,75
Caso 2		6,72%	1,303	1,48	10,55%	1,418	1,72
Caso 3		5,74%	1,181	1,32	3,79%	1,151	1,24

**Cuadro 4.28.** Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora.

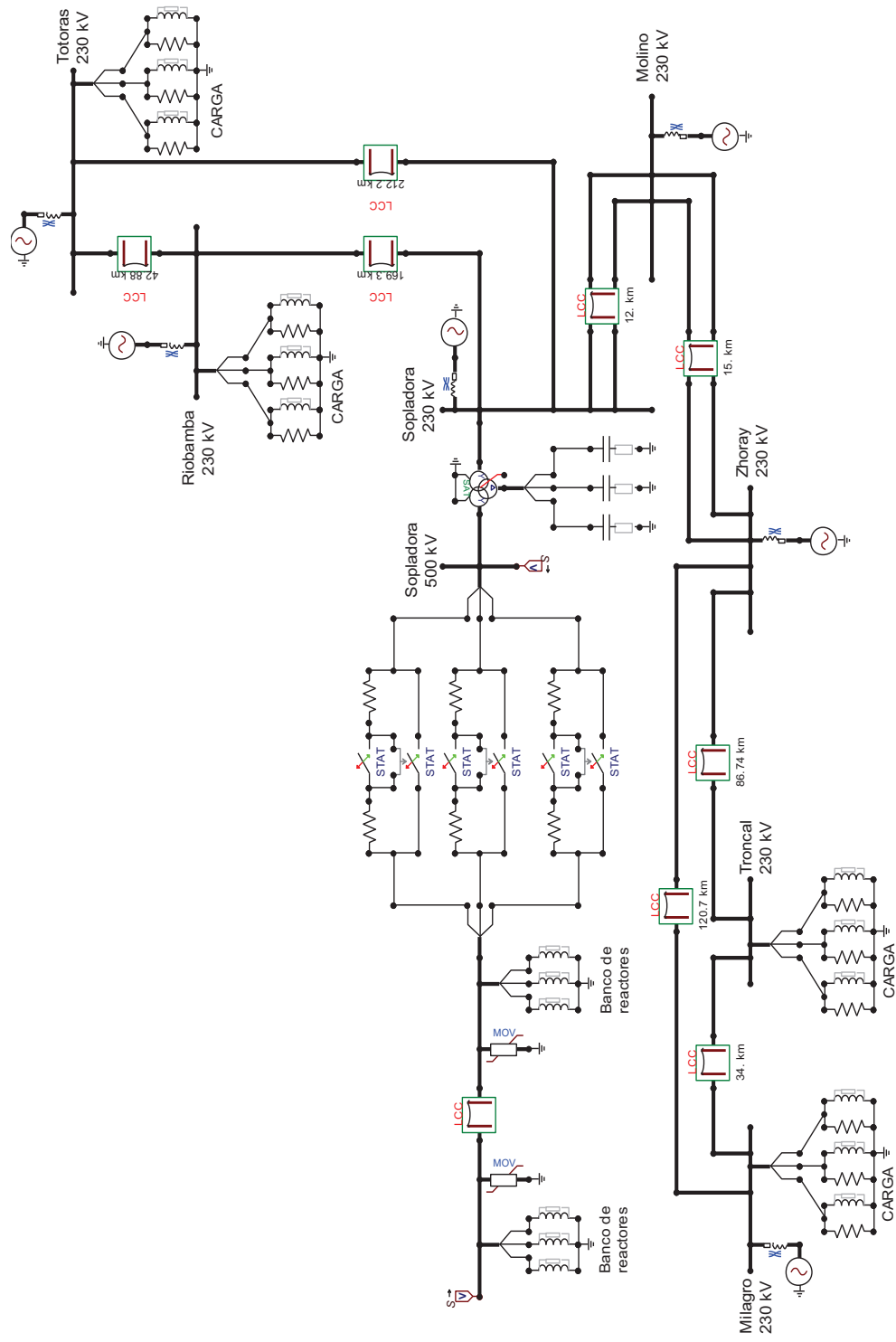
**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

##### 4.3.5.2 Energización desde Yaguachi

Energización L/T Sopladora - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Yaguachi			Resultados en Sopladora		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	0,99 p.u.	7,62%	1,234	1,43	11,22%	1,284	1,58
Caso 2		7,41%	1,244	1,43	11,38%	1,331	1,64
Caso 3		5,00%	1,134	1,25	4,14%	1,130	1,23

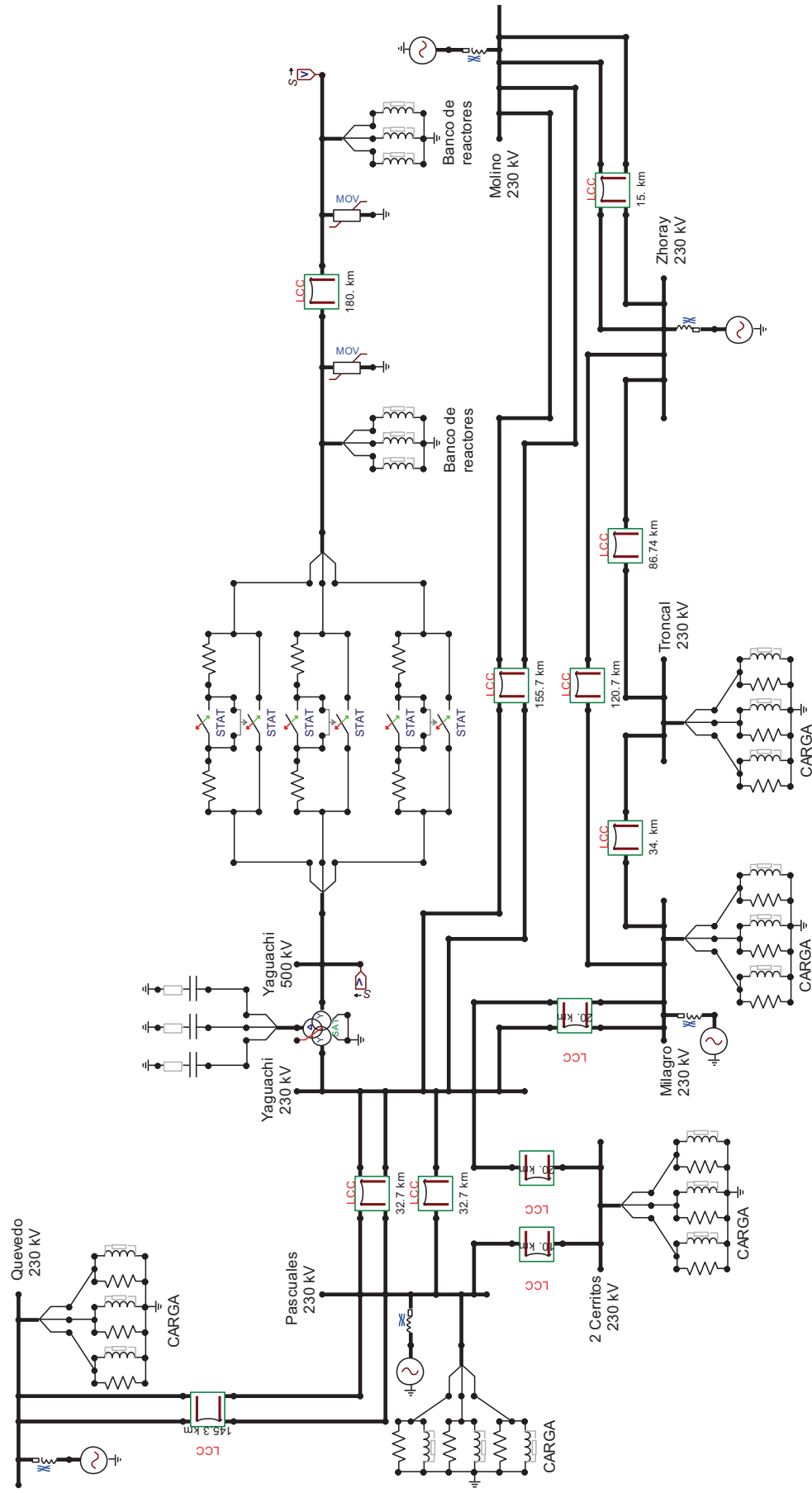
**Cuadro 4.29.** Resultados estadísticos al energizar la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.29.** Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.30.** Sistema modelado para la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.3.6 ENERGIZACIÓN DE LA L/T EL INGA (ANTES PIFO) – YAGUACHI CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

En las simulaciones, tanto para la energización desde El Inga (antes Pifo) como desde Yaguachi se consideran los siguientes casos:

Caso 1.-Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi con la utilización de compensación y sin pararrayos.

Caso 2.-Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi con la utilización de compensación y pararrayos.

##### 4.3.6.1 Energización desde El Inga (antes Pifo)

Su sistema modelado se lo puede apreciar en la Figura 4.31 y en base a los casos propuestos sus resultados estadísticos se los tabula en el siguiente cuadro:

Energización de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo)							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Yaguachi		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,02 p.u.	5,52%	1,131	1,26	5,34%	1,180	1,31
Caso 2		4,87%	1,126	1,24	4,87%	1,165	1,28

**Cuadro 4.30.** Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

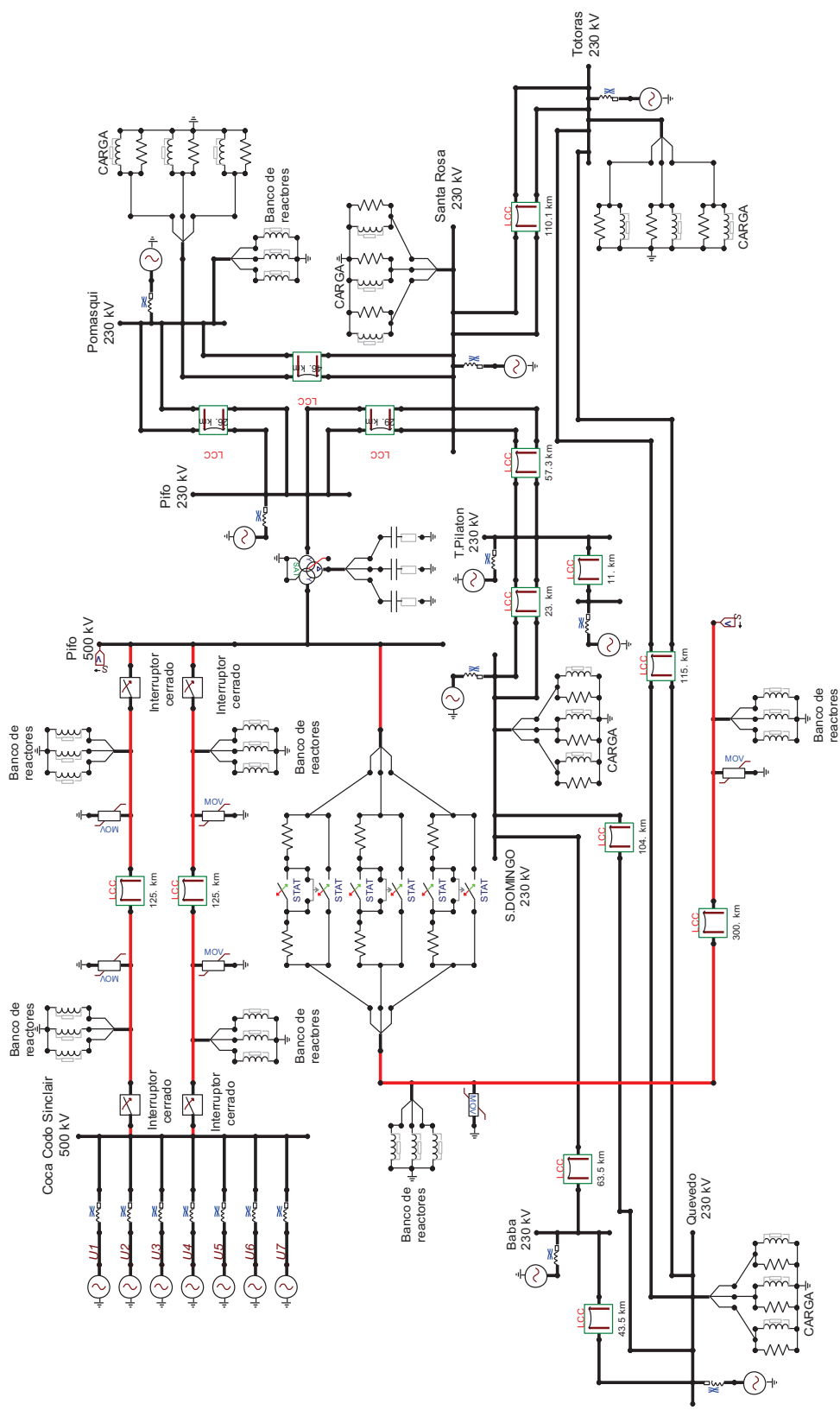
##### 4.3.6.2 Energización desde Yaguachi

En la Figura 4.32 se aprecia su sistema modelado y en base a los casos propuestos inicialmente sus resultados estadísticos se los tabula en el siguiente cuadro:

Energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair - El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Yaguachi							
	Voltaje previo a la energización	Resultados en Yaguachi			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
		Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
Caso 1	1,01 p.u.	4,19%	1,141	1,24	6,56%	1,205	1,37
Caso 2		3,56%	1,139	1,22	6,37%	1,206	1,36

**Cuadro 4.31.** Resultados estadísticos al energizar la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.

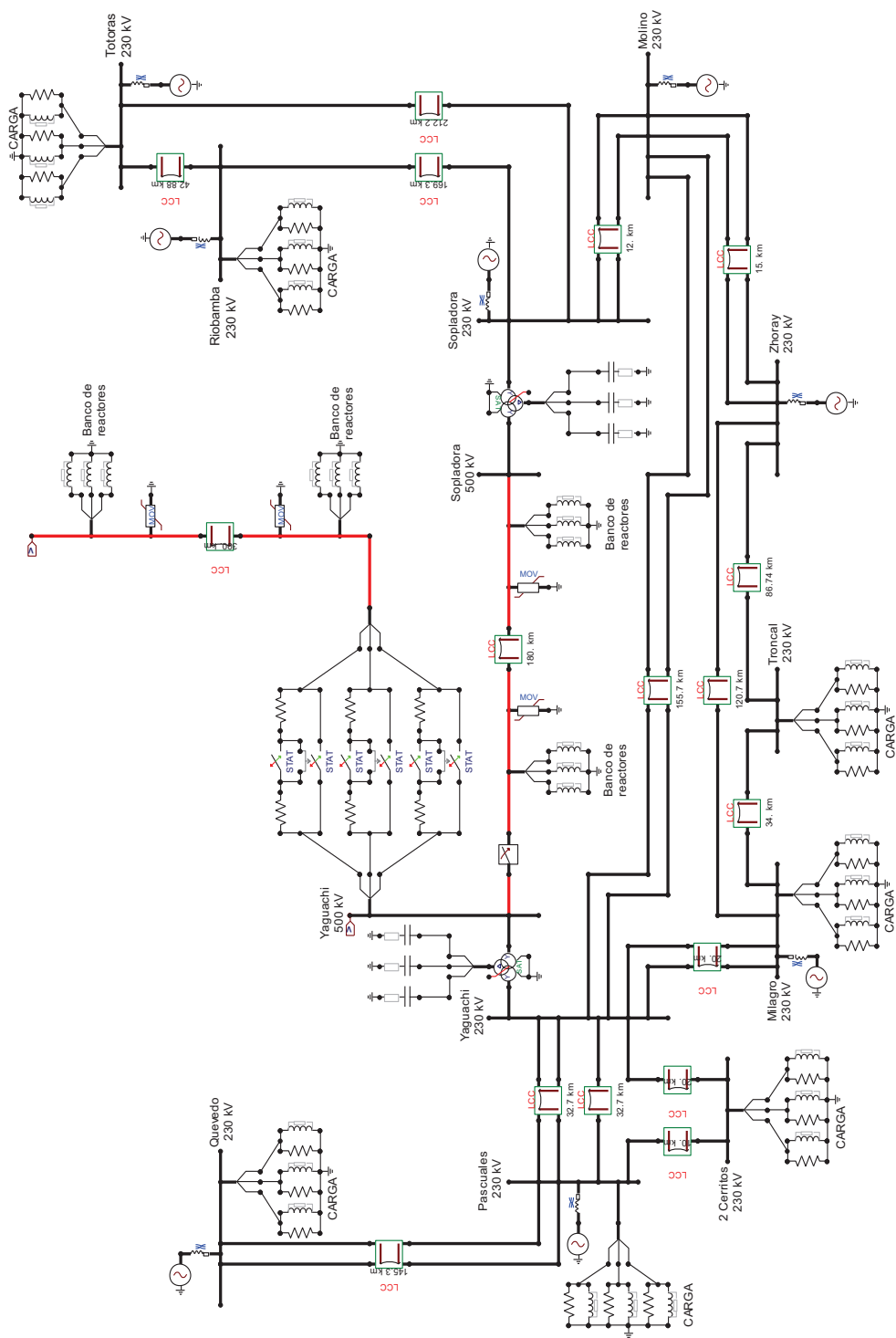
**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).



**Figura 4.31.** Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).





**Figura 4.32.** Sistema modelado para la energización de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción; desde Yaguachi.

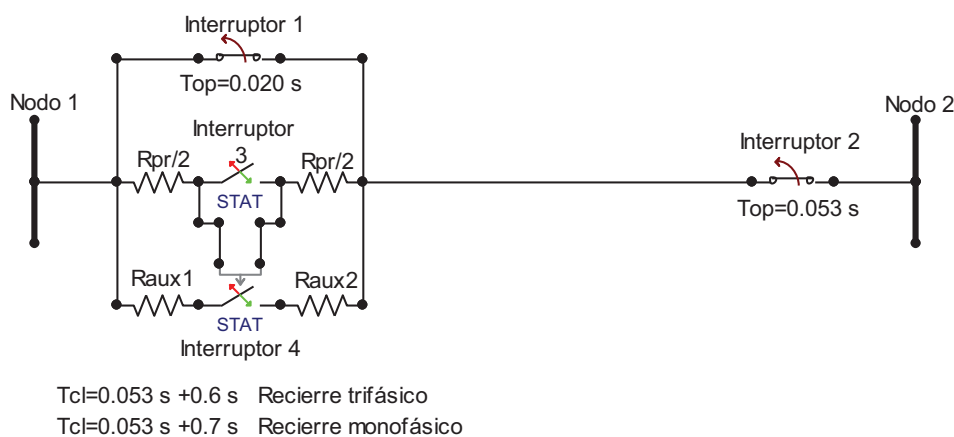
**Fuente:** Elaboración de los autores mediante el programa Alternative Transient Program (ATP).

### 4.3.7 RECIERRE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RESISTENCIAS DE PREINSERCIÓN

En esta sección se realizan simulaciones de recierres monofásicos y trifásicos de líneas de transmisión de 500 kV en estudio con resistencias de preinserción mediante la ayuda del ATP.

#### 4.3.7.1 Consideraciones de simulación de recierres monofásicos y trifásicos con resistencias de preinserción

En las simulaciones se utiliza interruptores estadísticos considerando 100 operaciones de maniobra. La configuración empleada por fase es la siguiente:



**Figura 4.33.** Configuración por fase para simulaciones de recierre de líneas de transmisión con resistencias de preinserción.

**Fuente:** Esquema modelado por los autores.

La secuencia de actuación de cada interruptor es presentado en la figura anterior; inicialmente el sistema debe estar sincronizado; durante 20 milisegundos (1,2 ciclos) se dejan cerrados los interruptores del tramo en estudio, después del cual se abren los polos de una o de las tres fases según sea un recierre monofásico o trifásico, el segundo interruptor en abrir lo realiza en 33 milisegundos (2 ciclos) luego de abrir el primero, es decir, su tiempo de apertura será en 53 milisegundos (3,2 ciclos), cuyo objetivo será dejar acumular carga atrapada en la o las fases en estudio, además para el caso de un recierre monofásico se deja un tiempo muerto de 700 milisegundos (42 ciclos) y para un recierre trifásico de 600 milisegundos (36 ciclos), después de los cuales se realiza sus recierres estadísticos con

distribución normal con una dispersión máxima entre polos de 5 milisegundos (0,3 ciclos); cabe mencionar que el interruptor 3 tiene la configuración de un interruptor maestro y el interruptor 4 la configuración de un interruptor esclavo, recordando que el tiempo de actuación del interruptor esclavo será de 9 milisegundos (0,5 ciclos), ya que, corresponde al tiempo óptimo de permanencia de las resistencias de preinserción antes de ser cortocircuitadas, finalmente, en ninguno de los dos casos de recierre no se considerarán fallas de cortocircuito para evitar drenar la carga atrapada, caso en el cuál se obtendrían sobrevoltajes menos severos.

Todas las simulaciones de recierre monofásico y trifásico de las líneas de transmisión de 500 kV en estudio serán realizadas con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación, de forma idéntica a simulaciones realizadas para el caso en el cuál no se utilizaban resistencias de preinserción.

#### 4.3.7.2 Recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con resistencias de preinserción

El recierre de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) con resistencias de preinserción se lo realiza considerando uno de sus circuitos en funcionamiento, el sistema modelado a utilizarse en las simulaciones es el mismo empleado en la sección 4.2.2.1.

##### 4.3.7.2.1 Recierre desde Coca Codo Sinclair

Los resultados obtenidos, para el recierre monofásico y trifásico son:

	Recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair					
	Resultados en Coca Codo Sinclair			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	10,67%	1,113	1,36	3,50%	1,529	1,64
<b>Recierre trifásico</b>	17,03%	1,224	1,65	6,33%	1,648	1,86

**Cuadro 4.32.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde Coca Codo Sinclair.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.3.7.2.2 Recierre desde El Inga (antes Pifo)

Los resultados obtenidos, para el recierre monofásico y trifásico son:

	Recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo)					
	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Coca Codo Sinclair		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	14,62%	1,153	1,50	4,61%	1,532	1,68
<b>Recierre trifásico</b>	23,42%	1,374	2,03	16,92%	1,630	2,19

**Cuadro 4.33.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.3.7.3 Recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi

Los sistemas modelados a utilizarse tanto para el recierre trifásico como para el recierre monofásico con resistencias de preinserción son similares al utilizado en la sección 4.2.2.2.

##### 4.3.7.3.1 Recierre desde Sopladora

Los resultados obtenidos, para el recierre monofásico y trifásico son:

	Recierre L/T Sopladora - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora					
	Resultados en Sopladora			Resultados en Yaguachi		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	16,97%	1,347	1,82	7,02%	1,659	1,90
<b>Recierre trifásico</b>	18,78%	1,320	1,83	18,39%	1,564	2,15

**Cuadro 4.34.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Sopladora.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

##### 4.3.7.3.2 Recierre desde Yaguachi

Los resultados obtenidos, tanto del recierre monofásico así como del recierre trifásico son tabulados en el siguiente cuadro:

	Recierre L/T Sopladora - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi					
	Resultados en Yaguachi			Resultados en Sopladora		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	15,72%	1,299	1,72	4,09%	1,719	1,86
<b>Recierre trifásico</b>	19,58%	1,314	1,84	19,01%	1,283	1,78

**Cuadro 4.35.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T Sopladora – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.3.7.4 Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi

Los sistemas modelados a utilizarse tanto para el recierre monofásico como para el recierre trifásico con resistencias de preinserción son similares al utilizado en la sección 4.2.2.3.

##### 4.3.7.4.1 Recierre desde El Inga (antes Pifo)

Los resultados obtenidos, para el recierre monofásico y trifásico son:

	Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) - Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo)					
	Resultados en El Inga (antes Pifo)			Resultados en Yaguachi		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	0,176	1,267	1,72	0,046	1,843	2,02
<b>Recierre trifásico</b>	0,181	1,377	1,89	0,161	1,712	2,28

**Cuadro 4.36.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde El Inga (antes Pifo).

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

##### 4.3.7.4.2 Recierre desde Yaguachi

Los resultados obtenidos, para el recierre monofásico y trifásico son:

	Recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi					
	Resultados en Yaguachi			Resultados en El Inga (antes Pifo)		
	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>	Dev. Std.	Emed	E <sub>2</sub>
<b>Recierre monofásico</b>	0,202	1,309	1,85	0,031	1,836	1,95
<b>Recierre trifásico</b>	0,185	1,423	1,96	0,066	1,860	2,11

**Cuadro 4.37.** Resultados estadísticos correspondientes al recierre de la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con resistencias de preinserción, desde Yaguachi.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

#### 4.4 RESUMEN DE RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 KV EN ESTUDIO

A continuación se presentan tabulados los resultados estadísticos obtenidos en cada una de las líneas de transmisión con la utilización de pararrayos y su porcentaje de compensación en maniobras de energización y recierre.

En el cuadro siguiente únicamente se presentan los datos de uno de los circuitos de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo).

Línea de transmisión	Maniobras desde	Resultados en	Resultados de energización	
			VALORES EN POR UNIDAD	
			Sin Resistencias de Preinserción	Con Resistencias de Preinserción
<b>Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)</b>	Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	2,04	1,31
		El Inga (antes Pifo)	2,32	1,33
	El Inga (antes Pifo)	El Inga (antes Pifo)	2,06	1,38
		Coca Codo Sinclair	2,15	1,37

**Cuadro 4.38.** Resultados estadísticos correspondientes a la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con la utilización de pararrayos y compensación.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Del cuadro anterior, para la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), se aprecia que los niveles de voltaje mediante la utilización de resistencia de preinserción disminuyen notablemente con respecto al caso de no utilizar las mencionadas resistencias.

En los cuadros siguientes se presentan los resultados de las demás líneas de transmisión, teniendo en cuenta que los datos presentados para la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) son considerando que se encuentra en operación normal uno de sus circuitos.

Línea de transmisión	Maniobras desde	Resultados en	Resultados sin resistencias de preinserción		
			VALORES EN POR UNIDAD		
			Energización	Recierre monofásico	Recierre Trifásico
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)	Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	1,55	1,69	2,07
		El Inga (antes Pifo)	2,18	2,01	2,26
	El Inga (antes Pifo)	El Inga (antes Pifo)	1,7	1,84	2,39
		Coca Codo Sinclair	2,34	2,04	2,4
Sopladora - Yaguachi	Sopladora	Sopladora	2,02	2,3	2,21
		Yaguachi	2,19	2,32	2,34
	Yaguachi	Yaguachi	1,76	2,29	2,34
		Sopladora	2,14	2,2	2,29
El Inga (antes Pifo)- Yaguachi	El Inga (antes Pifo)	El Inga (antes Pifo)	1,65	2,14	2,3
		Yaguachi	2,16	2,18	2,24
	Yaguachi	Yaguachi	1,72	2,18	2,24
		El Inga (antes Pifo)	2,12	2,1	2,22

**Cuadro 4.39.** Resultados estadísticos correspondientes a maniobras sin resistencias de preinserción en las diferentes líneas de transmisión en estudio, con la utilización de pararrayos y compensación.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

Línea de transmisión	Maniobras desde	Resultados en	Resultados con resistencias de preinserción		
			VALORES EN POR UNIDAD		
			Energización	Recierre monofásico	Recierre Trifásico
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)	Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	1,26	1,36	1,65
		El Inga (antes Pifo)	1,27	1,64	1,86
	El Inga (antes Pifo)	El Inga (antes Pifo)	1,38	1,5	2,03
		Coca Codo Sinclair	1,39	1,68	2,19
Sopladora - Yaguachi	Sopladora	Sopladora	1,32	1,82	1,83
		Yaguachi	1,24	1,9	2,15
	Yaguachi	Yaguachi	1,25	1,72	1,84
		Sopladora	1,23	1,86	1,78
El Inga (antes Pifo)- Yaguachi	El Inga (antes Pifo)	El Inga (antes Pifo)	1,24	1,72	1,89
		Yaguachi	1,28	2,02	2,28
	Yaguachi	Yaguachi	1,22	1,85	1,96
		El Inga (antes Pifo)	1,36	1,95	2,11

**Cuadro 4.40.** Resultados estadísticos correspondientes a maniobras con resistencias de preinserción en las diferentes líneas de transmisión en estudio, con la utilización de pararrayos y compensación.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados proporcionados por el programa Alternative Transient Program (ATP).

## **4.5 ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS**

En la presente sección para las maniobras de energización y recierre tanto monofásico como trifásico se han determinado la energía máxima a disipar en pararrayos mediante simulaciones en el ATP.

### **4.5.1 ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN**

Para la medición de la energía disipada en pararrayos en maniobras de energización se emplea los mismos escenarios presentados en la sección 4.2.1 cuya metodología empleada consiste en encontrar de entre las 100 operaciones de maniobra realizadas en la energización mediante interruptores estadísticos el valor máximo de sobrevoltaje y su correspondiente tiempo, el mencionado tiempo lo utilizamos en un interruptor controlado por tiempo como sustitución de los interruptores estadísticos utilizados en cada escenario en análisis y realizamos su simulación. Los resultados son presentados en las figuras de la 4.34 a la 4.37, recordando que los valores que se presentan debajo de la leyenda de cada fase representa el valor máximo de energía a disipar por el pararrayos, valor representado de joules, según la fase indicada.

### **4.5.2 ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS EN MANIOBRAS DE RECIERRE MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO**

La metodología emplea es la misma utilizada anteriormente, sus escenarios en estudio son los presentados en la sección 4.2.2, en las figuras de la 4.38 a la 4.40 se presentan sus resultados para cada línea de transmisión tanto para el recierre monofásico como para el trifásico.

Todas las figuras que se presentan a continuación, son las obtenidas de simulaciones en el programa Alternative Transient Program (ATP), según los casos analizados.



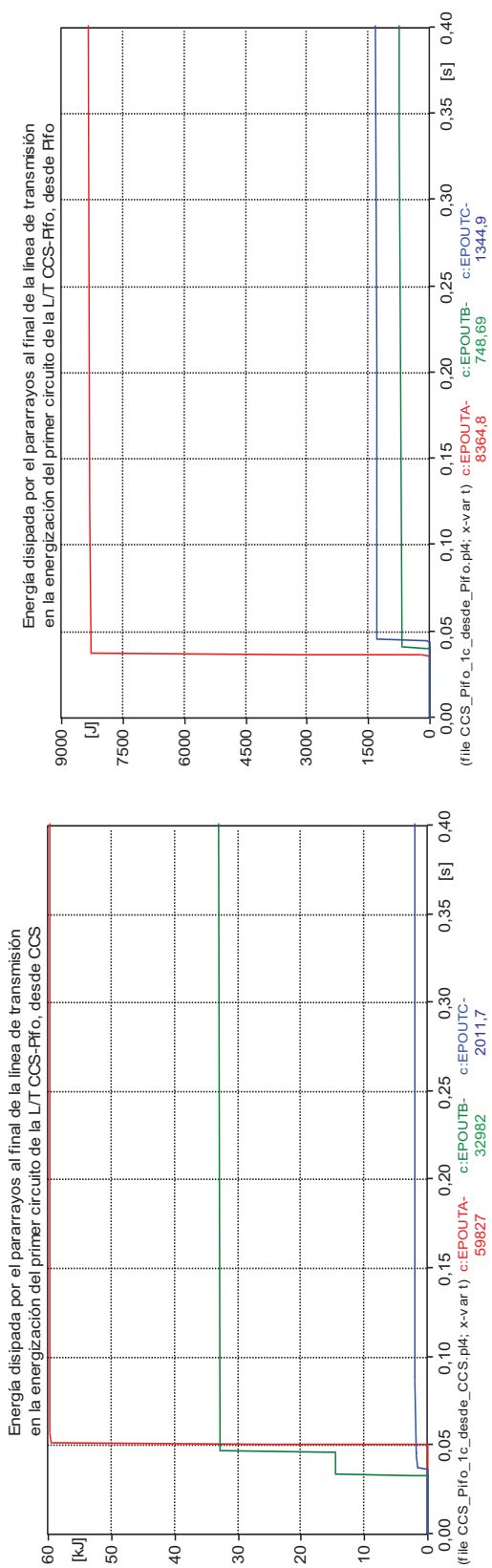


Figura 4.34. Energía disipada por el pararrayos en la energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga.

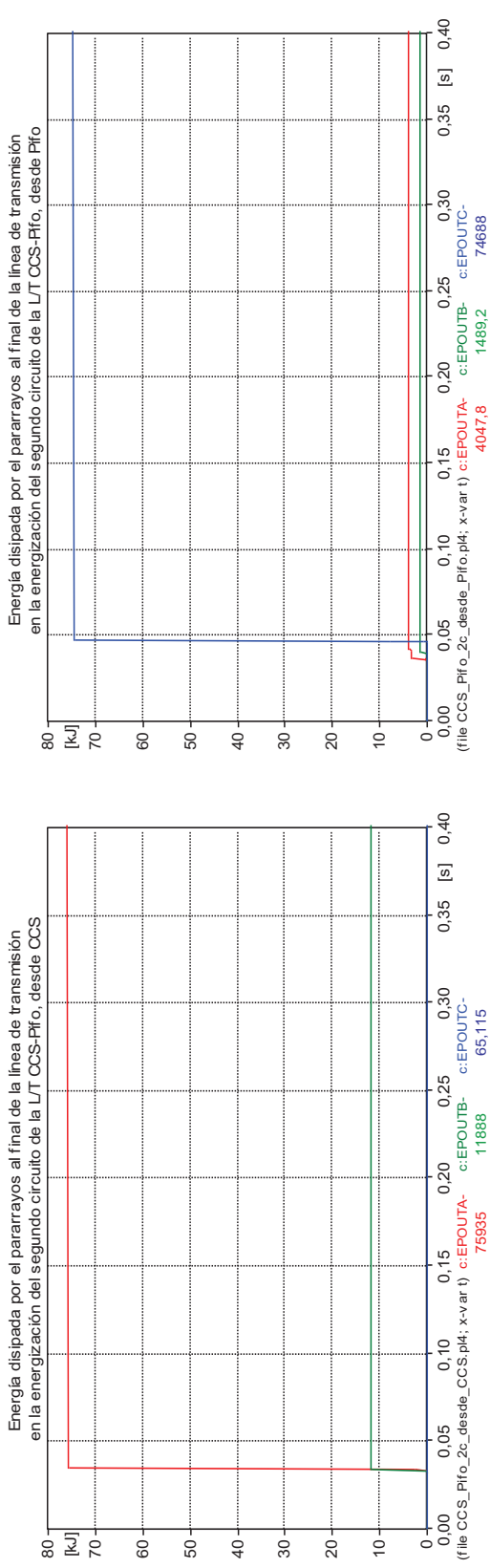
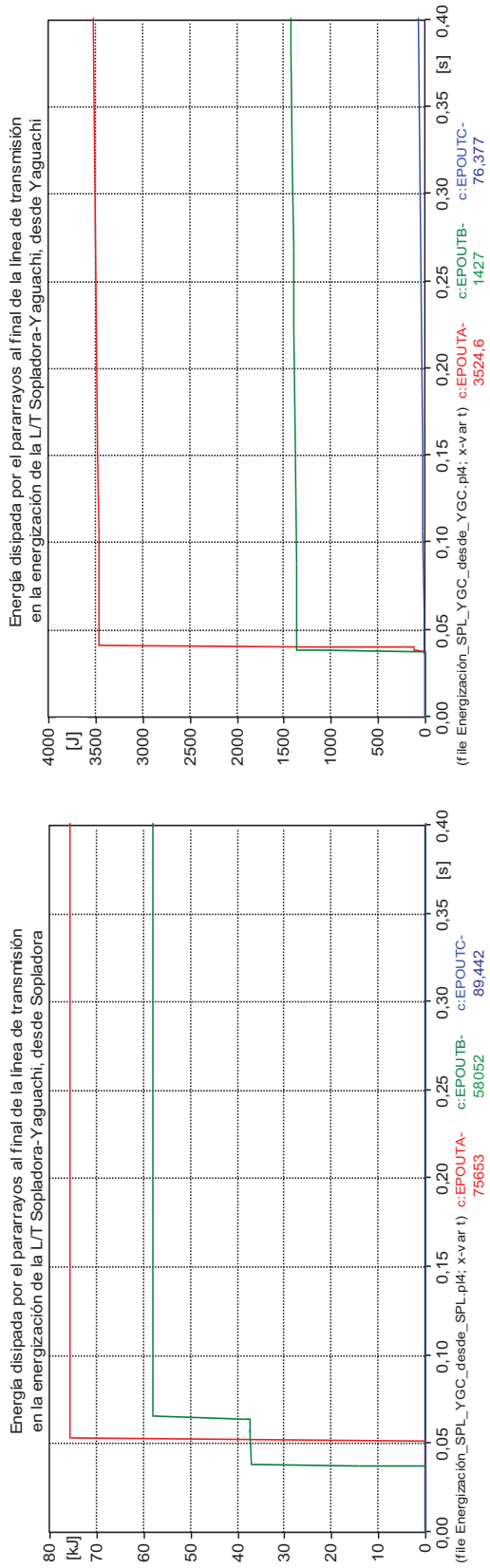
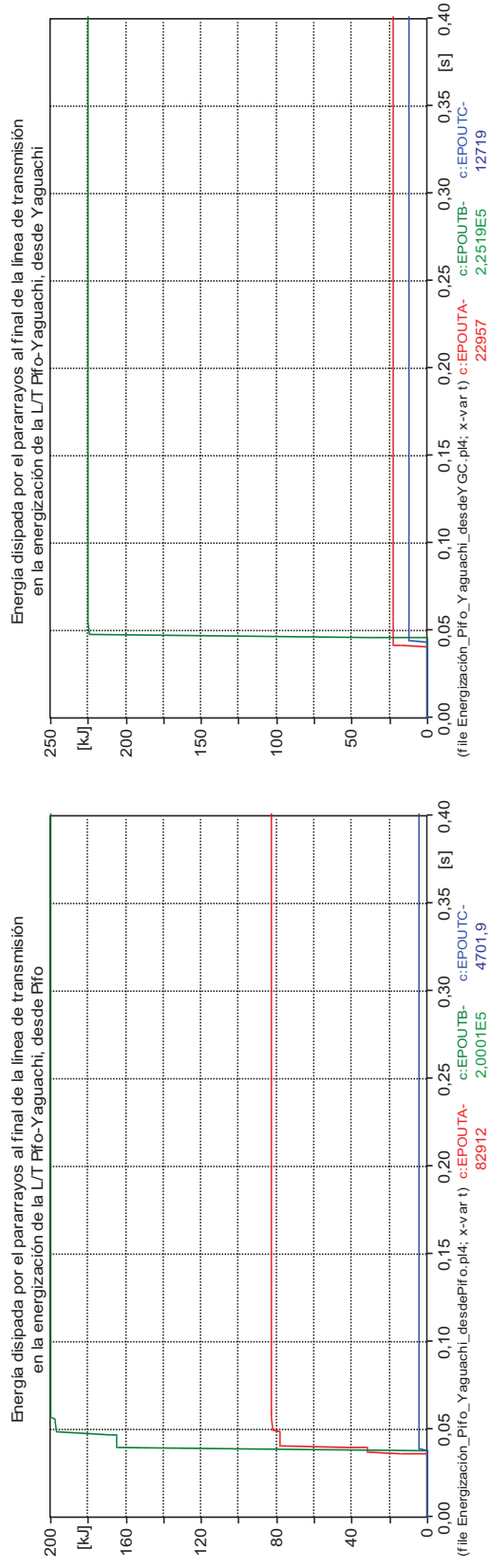


Figura 4.35. Energía disipada por el pararrayos en la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga.



**Figura 4.36.** Energía disipada por el pararrayos en la energización de la L/T Sopladora – Yaguachi.



**Figura 4.37.** Energía disipada por el pararrayos en la energización de la L/T El Inga – Yaguachi.

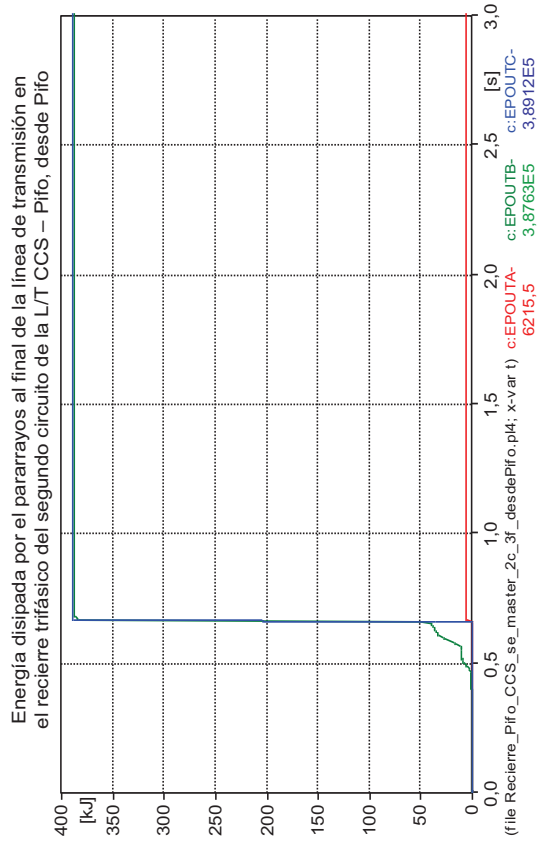
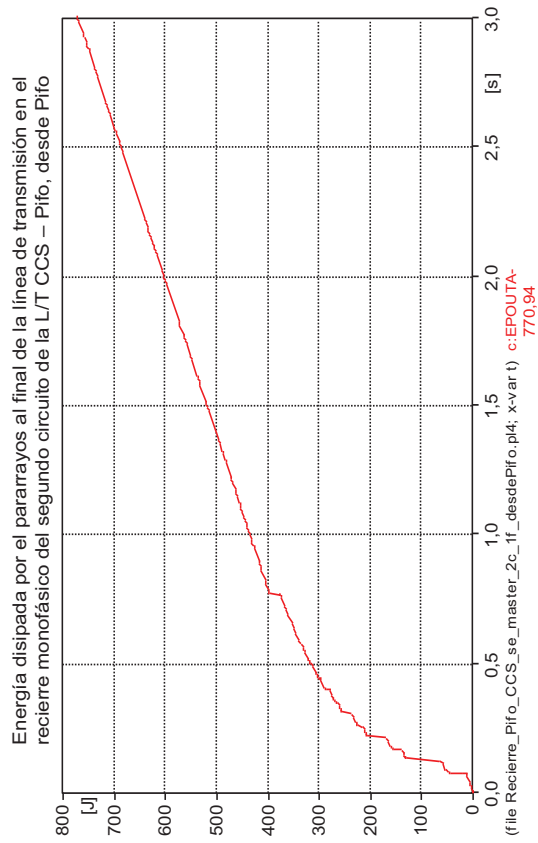
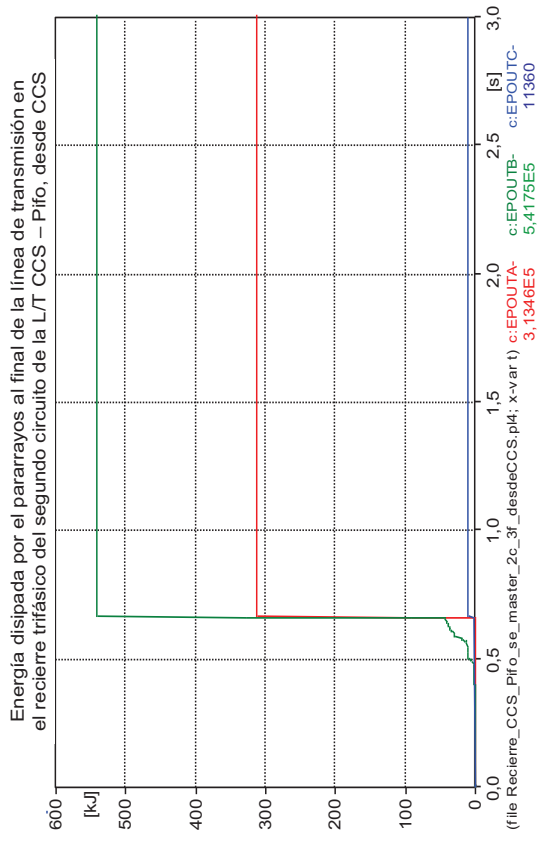
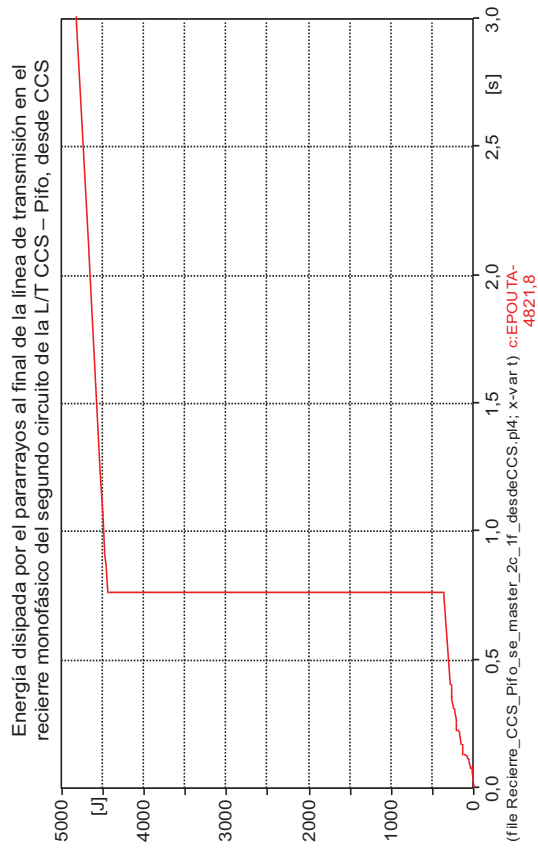


Figura 4.38. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico del segundo circuito de la L/T CCS– El Inga.

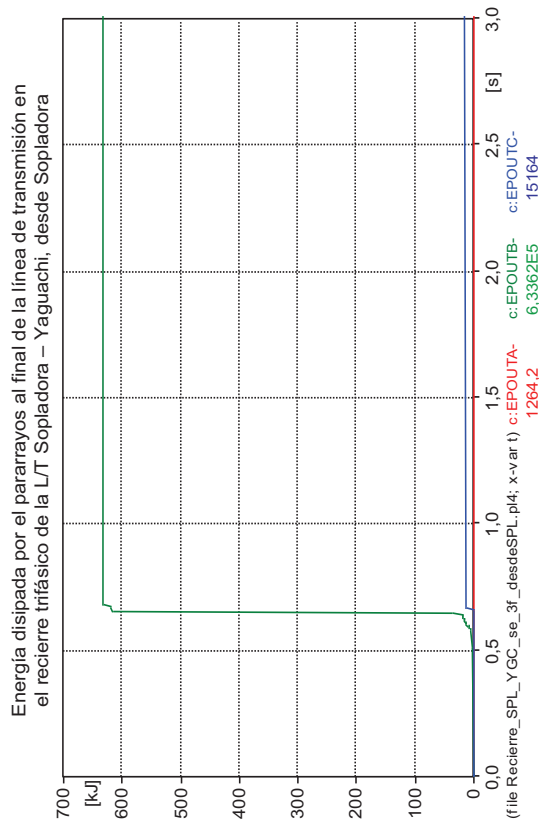
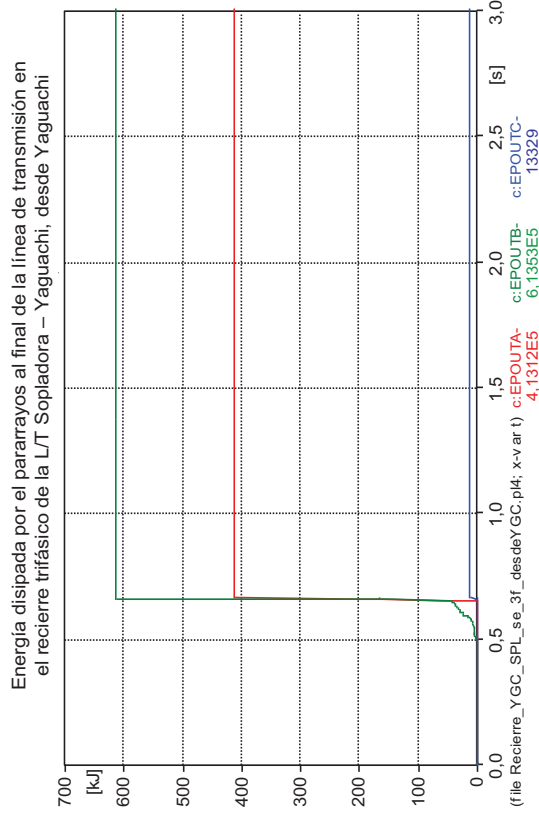
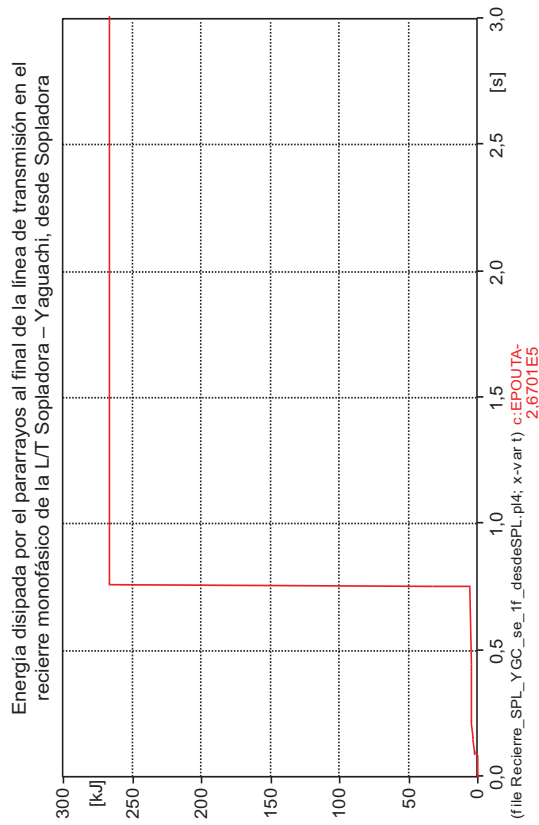
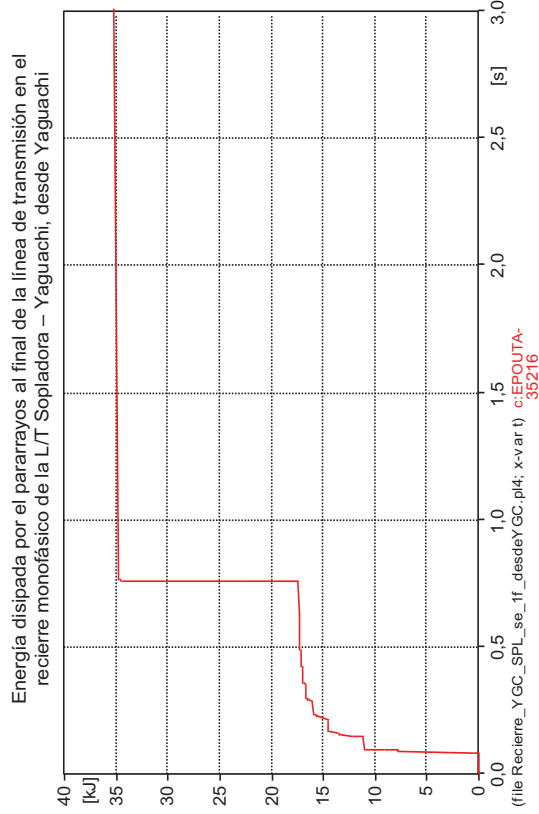


Figura 4.39. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico de la L/T Sopladora – Yaguachi.

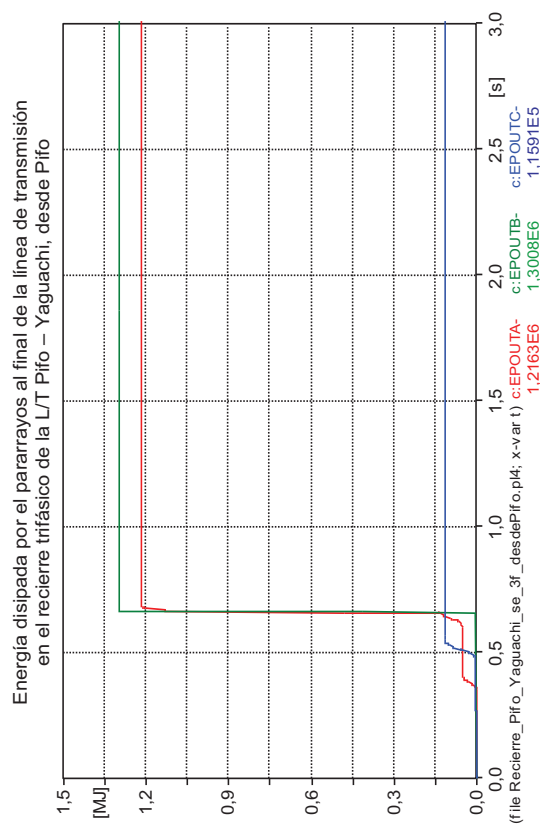
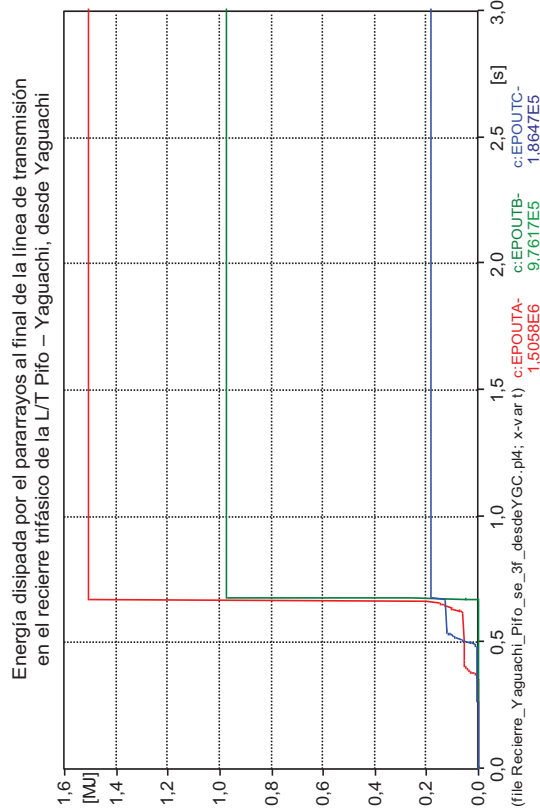
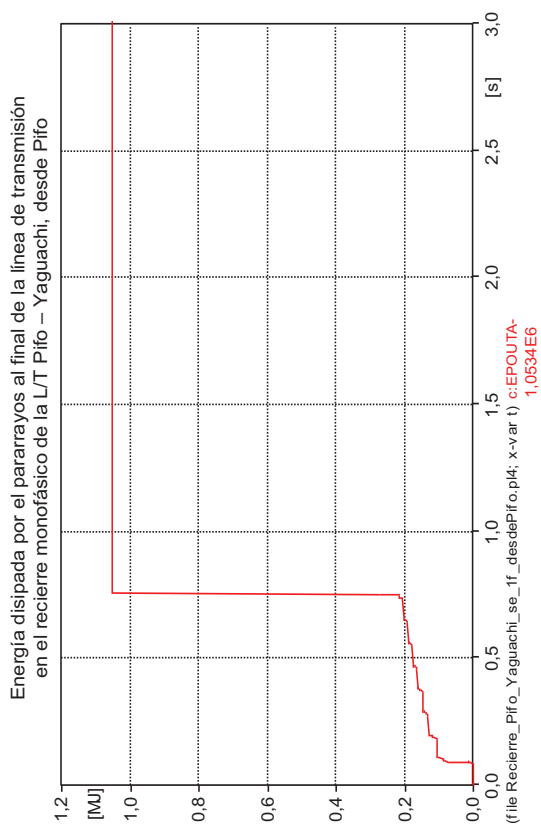
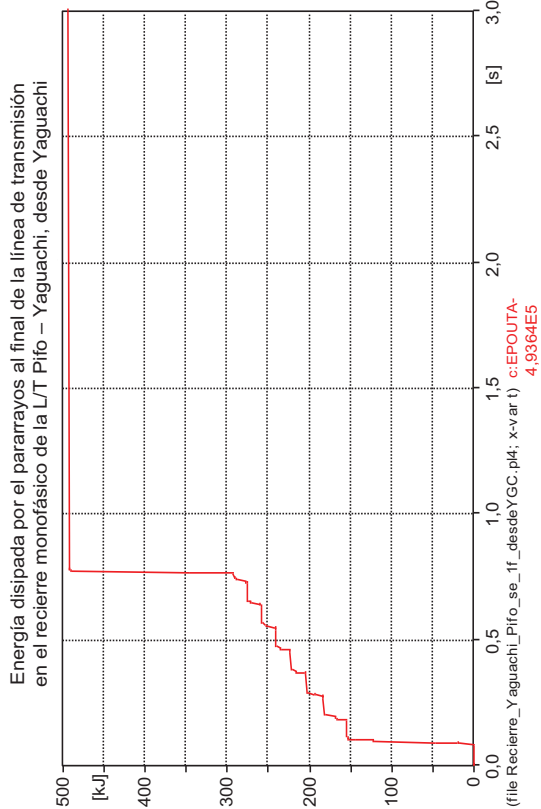


Figura 4.40. Energía disipada por el pararrayos en el recierre monofásico y trifásico de la L/T El Inga – Yaguachi.

#### 4.6 RESUMEN DE ENERGÍA DISIPADA EN PARARRAYOS EN MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN Y RECIERRE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ESTUDIO

Los resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo son presentados en el siguiente cuadro:

Resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización		
Línea de transmisión	Maniobras desde	Resultados en kilojoules [kJ]
Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo)	Coca Codo Sinclair	59,83
	El Inga (antes Pifo)	8,36

**Cuadro 4.41.** Resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización del primer circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo, bajo la utilización de pararrayos y compensación.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados del programa Alternative Transient Program (ATP).

En el cuadro siguiente se presenta los demás resultados obtenidos en maniobras de energización y recierre tanto monofásico como trifásico, recordando que los resultados presentados para la L/T Coca Codo Sinclair – Pifo consideran la operación normal de uno de sus dos circuitos, además todos los resultados de las líneas de transmisión en estudio se han simulado bajo la incorporación de pararrayos, compensación y sin la utilización de resistencias de preinserción.

		Resultados de energía disipada en pararrayos		
		VALORES EN KILOJOULES [kJ]		
Línea de transmisión	Maniobras desde	Energización	Recierre monofásico	Recierre Trifásico
CCS - El Inga (antes Pifo)	Coca Codo Sinclair	75,94	4,82	541,75
	El Inga (antes Pifo)	74,69	0,77	389,12
Sopladora - Yaguachi	Sopladora	75,65	267,01	633,62
	Yaguachi	3,52	35,22	613,53
El Inga (antes Pifo)- Yaguachi	El Inga (antes Pifo)	200,01	1053,40	1300,80
	Yaguachi	225,19	493,64	1505,80

**Cuadro 4.42.** Resultados de energía disipada en pararrayos en maniobras de energización y recierre en las diferentes líneas de transmisión en estudio, bajo la utilización de pararrayos y compensación.

**Fuente:** Elaboración de los autores en base a resultados del programa Alternative Transient Program (ATP).

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- En cada una de las líneas de transmisión de 500 kV contempladas en este estudio, se verificó que el ingreso de su correspondiente porcentaje de compensación permite controlar la cantidad de potencia reactiva en el sistema, lo que conlleva a tener un número de unidades generadoras operando en Coca Codo Sinclair menor al que se tendría si no se considera la inclusión de su porcentaje de compensación en cada una de las líneas de transmisión de 500 kV.
- En el estudio de sobrevoltajes temporales, también conocidos como sobrevoltajes de frecuencia industrial, al realizar estudios de efecto Ferranti y fallas a tierra se tiene que el sobrevoltaje más representativo se obtiene al existir una falla a tierra, estos valores de sobrevoltajes no son de considerable magnitud en comparación a los obtenidos en maniobras de energización y recierres, pero, se los debe tener en cuenta al momento de especificar los equipos.
- Al analizar los dos métodos de control de sobrevoltajes presentados en este estudio se concluye que con la utilización de resistencias de preinserción se observa una disminución del perfil de voltaje respecto a no tener incorporadas dichas resistencias en un 46,87% en promedio, mientras que, al utilizar pararrayos la disminución del nivel de voltaje respecto a no tener incorporado dichos pararrayos es de 19,25% en promedio. De lo mencionado anteriormente se puede concluir que se tiene una mayor disminución de voltaje con las resistencias de preinserción, sin embargo la protección brindada por el pararrayos proporciona valores de sobrevoltajes manejables, para el nivel de voltaje de la línea de transmisión y con ello no sería necesario recurrir a ninguna otra técnica de control de sobrevoltajes.

- Realizando un análisis comparativo entre las diferentes causas que provocan sobrevoltajes por maniobra, se tiene que, los niveles de sobrevoltajes obtenidos para el caso de energización de las líneas de transmisión en estudio son menores a los que se obtiene en el caso de recierres monofásicos y trifásicos.

Además, al comparar los niveles de sobrevoltajes obtenidos en maniobras de recierres, tanto monofásico como trifásico, se concluye que es más favorable tener un recierre monofásico que un recierre trifásico, ya que, el sobrevoltaje obtenido es de menor proporción.

- En el estudio de sobrevoltajes por frecuencia industrial el máximo sobrevoltaje obtenido fue en la ocurrencia de una falla monofásica en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, con un valor de 1,34 p.u. en el lado de Yaguachi.
- En el estudio de sobrevoltajes por maniobras, el máximo sobrevoltaje obtenido en maniobras de energización y recierres se presentó en el segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo), con maniobras realizadas desde el extremo de El Inga (antes Pifo); en maniobras de energización el máximo sobrevoltaje obtenido fue de 2.34 p.u. en el lado de Coca Codo Sinclair y en maniobras de recierre el máximo valor se lo obtuvo en el recierre trifásico con un valor de 2,40 p.u. en el lado de Coca Codo Sinclair.
- La máxima energía disipada utilizando pararrayos de oxido de Zinc con voltaje nominal de  $420 \text{ kV}_{\text{rms}}$  no es mayor que el 23,3% de su capacidad mínima garantizada de disipación de energía, cuyo valor se lo obtuvo al realizar operaciones de maniobra de recierre trifásico en la L/T El Inga (antes Pifo) – Yaguachi, desde el lado de Yaguachi.



## 5.2 RECOMENDACIONES

- Para la energización del segundo circuito de la L/T Coca Codo Sinclair – El Inga (antes Pifo) se recomienda tener su primer circuito sincronizado con una parte del sistema de transmisión de 230 kV, con lo cual, se podrá aliviar la potencia reactiva generada por la línea de transmisión considerando la inclusión de carga en subestaciones aledañas a la línea de transmisión en análisis.
- En la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga (Antes Pifo) es recomendable utilizar la compensación en derivación tanto para el primer circuito como para el segundo, ya que, la incorporación de esta compensación permite el ingreso en operación de menos unidades generadoras en Coca Codo Sinclair, lo cual, es recomendable ya que nos permite tener mayor número de unidades en reserva.
- De forma general, al realizar maniobras de energización y recierre en las líneas de transmisión en estudio se recomienda hacerlas usando la compensación en derivación correspondiente a cada línea de transmisión, ya que, de esta forma se limita de manera considerable los sobrevoltajes producidos por estos eventos.
- En estudio de transitorios es recomendable utilizar el modelo JMarti para las líneas de transmisión en análisis, ya que considera parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia, este modelo se utilizó para modelar las líneas de transmisión de 500 kV y para las líneas de transmisión de 230 kV es recomendable utilizar el modelo Bergeron que considera parámetros distribuidos, para evitar la saturación del programa.
- Se recomienda tener en cuenta el análisis de apertura de líneas, ya que, en este estudio no fue considerado.

**FUENTES BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Primer Semestre del Año 2009. Ecuador, Junio 2009.
- [2] CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2008. Ecuador, diciembre 2008.
- [3] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. Ecuador, Agosto 2009.
- [4] TRANSELECTRIC S.A., Plan de Expansión de Transmisión 2009-2020. Ecuador, Agosto 2009.
- [5] TRANSELECTRIC S.A., Sistema de Transmisión de 500 kV, Descripción de la Pre – factibilidad del Proyecto de 500 kV. Ecuador, Octubre 2008.
- [6] GRAINGER John J., STEVENSON William D. Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, México: Editorial McGraw Hill, 1996.
- [7] ORILLE F. Ángel Luis, Centrales Eléctricas III, Barcelona, Edición Universidad Politécnica de Cataluña, Primera Edición, 1993.
- [8] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-1, Insulation Co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Seventh Edition, 1993-12.
- [9] INTERNATIONAL STANDARD IEC 60071-2, Insulation Co-ordination – Part 2: Application Guide. Third Edition, 1996 – 12.
- [10] D’AJUZ Ary, FONSECA S. Cláudio, CARVALHO S., FILHO Jorge, DIAS Nora, PEREIRA Marco, ESMERALDO Paulo, VAISMAN Roberto, FRONTIN Sérgio, Transitórios Eléctricos e Coordenação de Isolamento –

Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão – FURNAS / UFF, Centrais Elétricas S.A., Brasil, 1987

- [11] BORJA ESBERT Vicente E., RODRIGO PEÑARROCHA Vicent M., SOTO PACHECO Pablo, SAN BLAS OLTRA Ángel A., BACHILLER MARTIN Carmen; Líneas de transmisión, Volumen 2; Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2002.
- [12] AYORA Paúl, Folleto de Diseño en Alto Voltaje, EPN.
- [13] RAMIREZ Díaz Jorge, MARTINEZ Lozada Miguel, Influencia de las sobretensiones por descargas atmosféricas y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Grupo de investigación en Alta Tensión, Universidad Simón Bolívar.
- [14] Alternative Transient Program Rule Book, K.U. Leuven EMTP Center.
- [15] GREENWOOD Allan, Electrical Transients in Power Systems second edition, México: Editorial John Wiley & Sons, Inc.
- [16] ABB, Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje, Guía para el Comprador, Edición 5, 2005 – 10.
- [17] ABB, TOV capability and protective characteristics for surge arresters type EXLIM and PEXLIM, Technical information, Edition 2, 2004 – 11.
- [18] HINRICHSEN, Volker, Descargadores de Sobretensiones de Óxido Metálico. Fundamentos. Berlín, Septiembre de 2002.

# **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**“Configuración geográfica del sistema de transmisión a nivel de  
500 kV”**

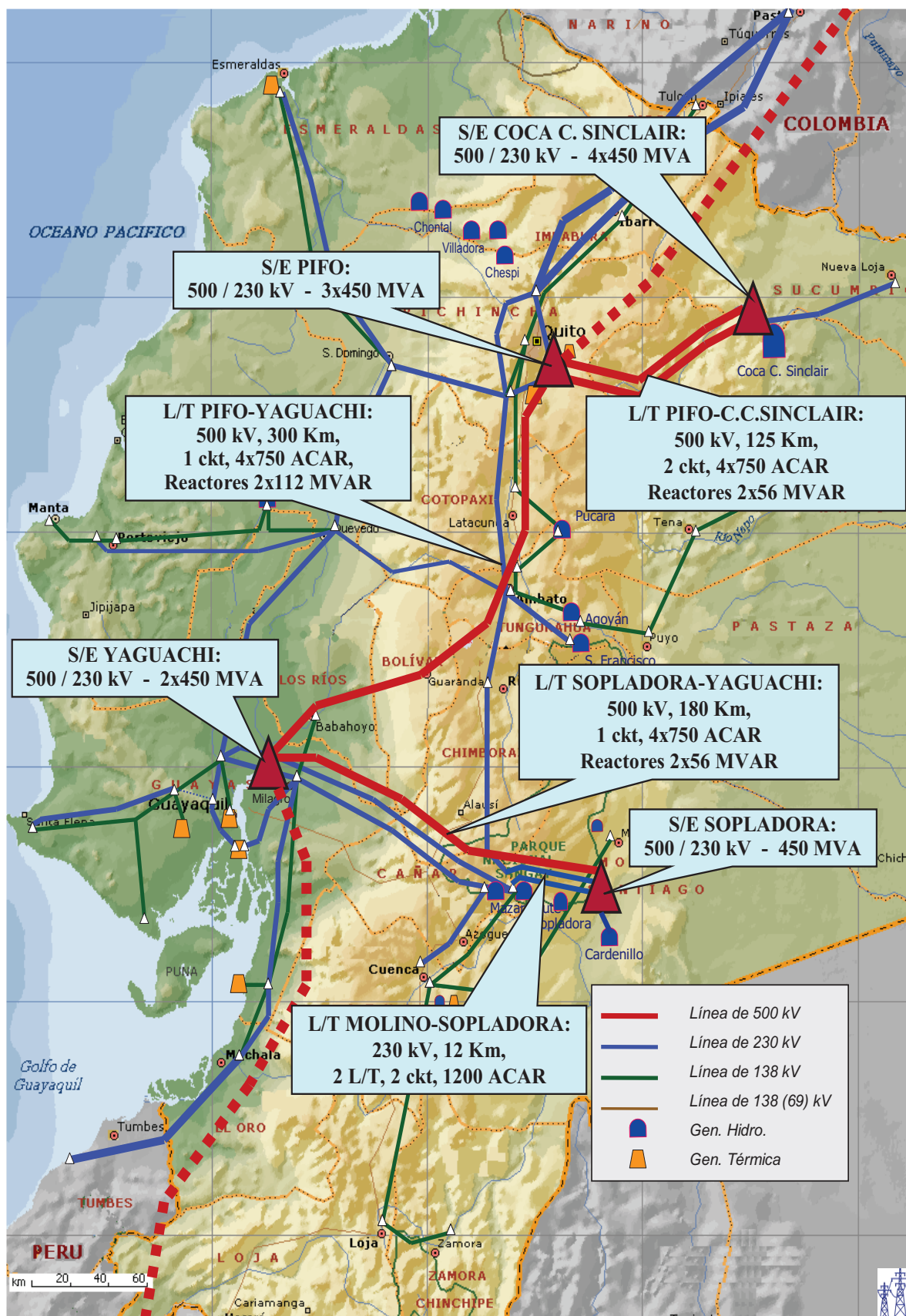


Figura A.1. Sistema de transmisión de 500 kV [4].

Fuente: Elaboración de los autores en base al Plan de Expansión de Transmisión 2009-2020, Ecuador, Agosto 2009.

**ANEXO B**  
**“Manual del Alternative Transient Program”**

## MANUAL DEL ALTERNATIVE TRANSIENT PROGRAM

### B.1 INTRODUCCIÓN

El Alternative Transient Program (ATP) es una potente herramienta de simulación, fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas prestaciones son actualizadas regularmente.

Una simulación en el ATP se realiza generalmente en tres pasos, para cada uno de los cuales existen en la actualidad varios programas, o distintas versiones de un mismo programa, así se tiene:

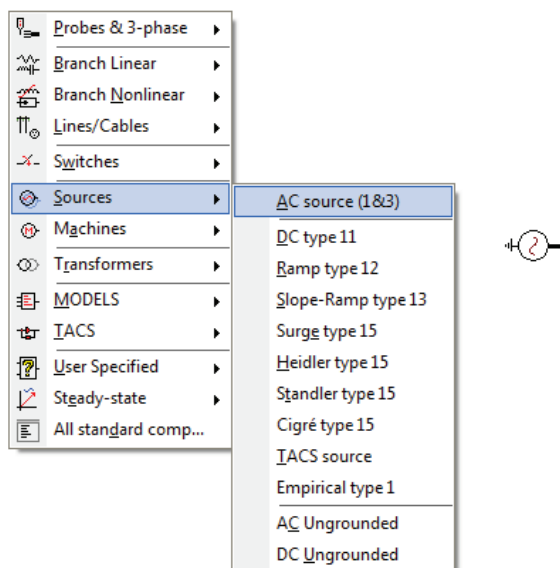
- **ATPDraw**, para creación y edición de archivos de entrada, es un preprocesador interactivo en entorno Windows que actúa como núcleo central del paquete completo, ya que los usuarios pueden controlar la ejecución de cualquier programa integrado en el paquete desde ATPDraw. Este preprocesador dispone de modelos para los principales componentes de una red de potencia, y permite que un usuario pueda añadir sus propios modelos desarrollados a partir de varias opciones disponibles en el paquete, como Data Base Module o el lenguaje de programación MODELS.
- **TPBIG**, para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.
- **PCPLOT, TPLOT, GTPLOT o PLOTXY**, para procesar los resultados de una simulación de forma gráfica permitiendo de esa forma al usuario observar el fenómeno que se encuentre analizando y facilitando su comprensión y manejo de resultados.



## B.2 MODELOS UTILIZADOS

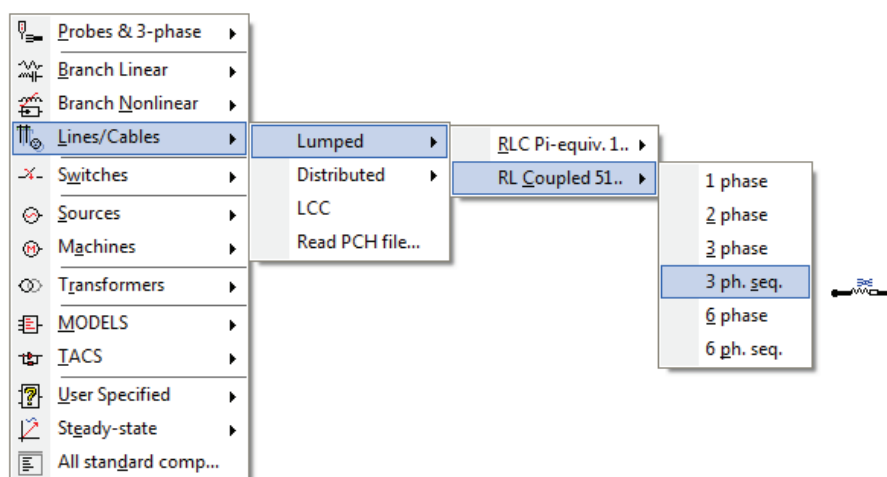
### B.2.1 FUENTES EQUIVALENTES

Las fuentes utilizadas para modelar los equivalentes de cortocircuito son las ACSOURCE tipo 14 en serie con una línea RL acoplada simétricamente en la cual se ingresan los datos de la inductancia y resistencia tanto de secuencia cero como de secuencia positiva, la figura B.1 y B.2 muestran estos dos elementos.



**Figura B.1.** Rutina para el ingreso de una fuente de voltaje acsource tipo 14.

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.



**Figura B.2.** Rutina para el ingreso de parámetros de secuencia de equivalentes de red.

Fuente: Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

Luego de haber obtenido estos dos elementos se procede a realizar el estudio del siguiente elemento.

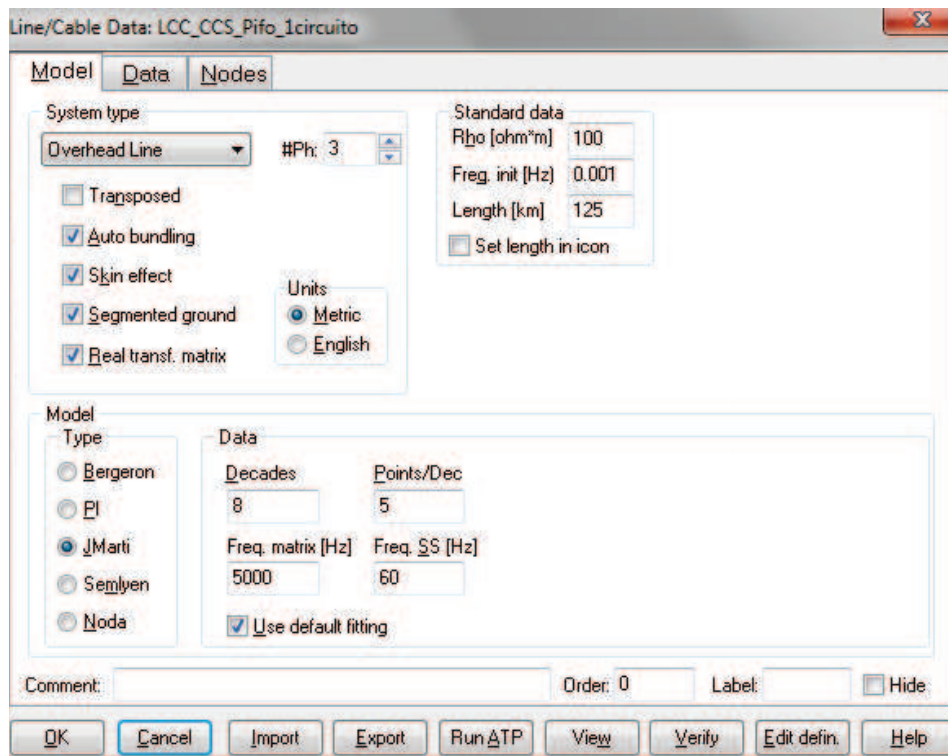
## B.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El Alternative Transient Program (ATP) nos brinda la opción de modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras dependiendo del estudio que se quiera realizar, mediante la componente LCC se puede escoger un modelo de línea y automáticamente calcula sus parámetros a partir de la geometría de la línea y de las propiedades de los conductores que la conforman, los modelos con los que se cuenta son:

- **Circuito  $\pi$** , el cual es una aproximación discreta a los parámetros distribuidos constantes, razón por la cual, no son generalmente el mejor modelo para estudios de transitorios ya que la solución por parámetros distribuidos es más rápida y usualmente más precisa.
- **Parámetros distribuidos constantes**, o de Bergerón procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados. En cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación. La principal causa de error de este modelo es al suponer constantes los parámetros con la frecuencia.
- **Modelo de Semlyen**, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales. La sencillez de las ecuaciones hace que aún cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente, por lo que este modelo este cayendo en desuso.
- **Modelo de José Martí**, este modelo JMARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza.

- **Modelo Taku Noda**, difiere de los anteriores ya que el cálculo se hace directamente en componentes de fase obviándose el inconveniente de la matriz de transformación, generalmente es más dificultoso obtener un modelo adecuado para una línea determinada, el tiempo de paso de la simulación debe ser el mismo con el que se calculo el modelo, de ser necesario utilizar otro paso deberá recalcularse el modelo.

En la figura B.3 se muestra las opciones que nos presenta la rutina LCC.



**Figura B.3.** Cuadro de diálogo del modelo de línea de la rutina LCC

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

**Donde se tiene:**

**Transposed**, indica si la línea está transpuesta.

**Auto bundling**, indicar si se trabaja por conductor o por fase.

**Skin effect**, indica si se tiene en cuenta el efecto pelicular.

**Segmented ground**, indica si los cables de guardia no son continuos.

**Real transf. matrix**, indica si los elementos de la matriz de transformación se modifican

**Rho**, es la resistividad del suelo.

**Freq. init [Hz]**, frecuencia a la que se calculan los parámetros constantes, o frecuencia inferior para el cálculo de los parámetros dependientes de la frecuencia.

**Lenght**, longitud de la línea.

**Decades**, Número de décadas de la escala logarítmica.

**Points/Dec**, Número de puntos de frecuencia por década.

**Freq. matrix**, frecuencia a la cual se calcula la matriz de transformación.

**Freq. SS**, frecuencia en estado estable.

Para el caso de los datos de la ubicación geométrica y de las características de los conductores el ingreso se lo hace en la pestaña data y los campos a llenarse se los muestra en la figura B.4.

#	Ph.no.	R <sub>in</sub> [cm]	R <sub>out</sub> [cm]	R <sub>res</sub> [ohm/km DC]	Horiz [m]	V <sub>tower</sub> [m]	V <sub>mid</sub> [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.54255	1.2655	0.0777	-12.5	25	18	45.7	45	4
2	2	0.54255	1.2655	0.0777	0	25	18	45.7	45	4
3	3	0.54255	1.2655	0.0777	12.5	25	18	45.7	45	4
4	0	0	0.476	0.05	-12.5	35	29.5	0	0	0
5	0	0.5781	0.85	0.29	12.5	35	29.5	0	0	0

**Figura B.4.** Cuadro de diálogo de los parámetros geométricos de la rutina LCC

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

**Donde se tiene:**

**Ph.no.** es el número de fases del conductor, la numeración debe ser 1, 2, 3... etc., para las fases y 0 para los hilos de guarda.

**Rin**, es el radio interno del conductor.

**Rout**, es el radio externo del conductor.

**Resis**, cuando no se incluye el efecto piel se debe colocar el valor de la resistencia AC, caso contrario se pondrá la resistencia DC del conductor.

**Horiz**, es la distancia horizontal entre los centros de conductor o del conjunto de conductores en haz, en una referencia especificada por el usuario, la misma referencia debe ser usada para todos los conductores del mismo caso.

**Vtower**, es la altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medido desde la torre hasta el suelo.

**Vmid**, es la altura vertical del centro del conductor o del conjunto de conductores en haz medida desde el medio vano hasta el suelo.

Los siguientes términos aparecen si se ha seleccionado previamente la opción Auto bunding.

**Separ**, es la distancia de separación entre los centros de dos conductores adyacentes de un conjunto de conductores en haz.

**Alpha**, es la posición angular del centro a uno de los conductores del conjunto de conductores en haz.

**NB**, es el número de conductores que forman parte del conjunto de cables en haz.

**B2.3 TRANSFORMADOR**

El transformador adoptado para los estudios es el de la rutina Satura debido a que los datos que se tienen de los transformadores típicos para voltajes de 500 kV son

los indicados para esta rutina, en la figura B.5 se muestra la ventana de dialogo para el ingreso de los valores.

	Prim.	Sec.	Tert.
U [V]	230	500	34.5
R [ohm]	0	0	0
L [mH,ohm]	7.48267	98.01291	2.37379

NODE	PHASE	NAME
Primary	ABC	X0045
Secondary	ABC	PIF50
Starpoint	ABC	X0031
Prim-N	1	
Sec-N	1	
Tertiary	ABC	X0004

**Figura B.5.** Cuadro de diálogo para la rutina Saturación

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

#### Donde se tiene:

**U**, Voltaje nominal del bobinado en kV.

**R**, Resistencia del bobinado

**L**, Inductancia del bobinado

**I(0)**, **F(0)**, corriente y flujo usados para definir la inductancia lineal.

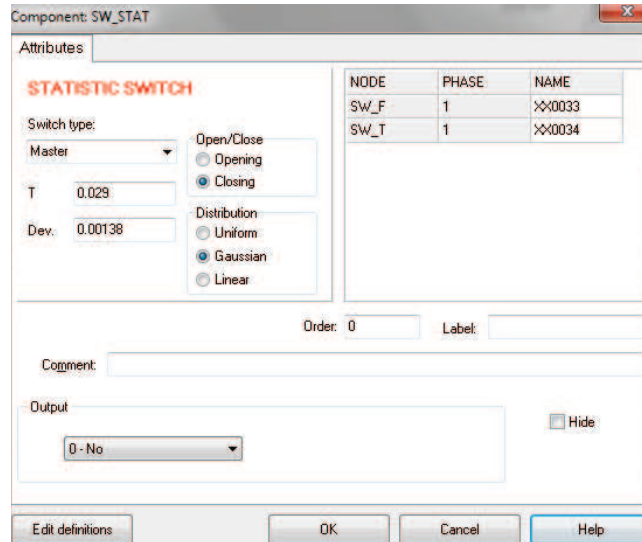
**Rm**, resistencia constante y lineal, esta resistencia toma en cuenta las pérdidas de excitación.

## B2.4 INTERRUPTORES

En el programa ATP existen varios tipos de interruptores de los cuales se han utilizado dos.

El primero es el interruptor controlado por tiempo el cual realiza maniobras de apertura o cierre en un tiempo determinado por el usuario una sola vez.

El segundo interruptor utilizado es el estadístico el cual puede ser maestro o esclavo, el interruptor maestro es independiente de cualquier otro interruptor estadístico mientras que el interruptor esclavo depende del tiempo de un interruptor maestro, en la figura B.6 se muestra la ventana de parámetros del interruptor estadístico.



**Figura B.6.** Cuadro de diálogo para el interruptor estadístico

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

**Donde se tiene:**

**Switch type**, es donde se escoge el tipo de interruptor que se desea utilizar (master o esclavo).

**Open/Close**, es el tipo de maniobra a realizarse.

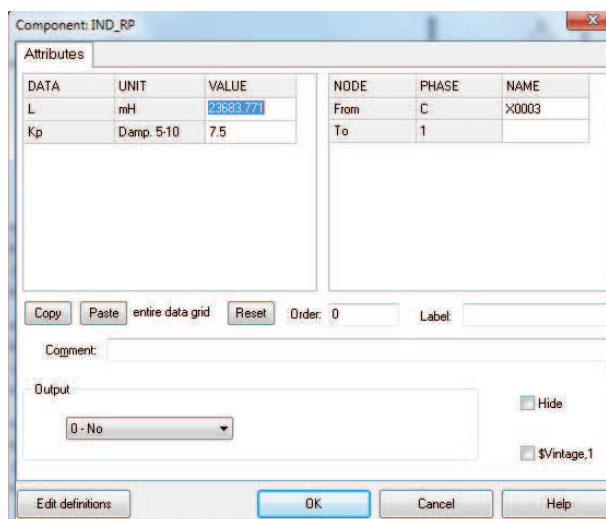
**T**, es el tiempo promedio en el que el interruptor abre o cierra.

**Dev.**, es la desviación estándar, para los interruptores esclavo tiene un retardo que depende del tiempo del interruptor master.

**Distribution**, es el tipo de distribución que se desea que siga el interruptor.

## B2.5 REACTORES

Los reactores ubicados en las líneas de transmisión de 500 kV se los modela como elementos lineales, sin considerar su curva de saturación, en la figura B.7 se muestra el cuadro de dialogo del modelo utilizado.



**Figura B.7.** Cuadro de dialogo del modelo utilizado para el reactor.

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.

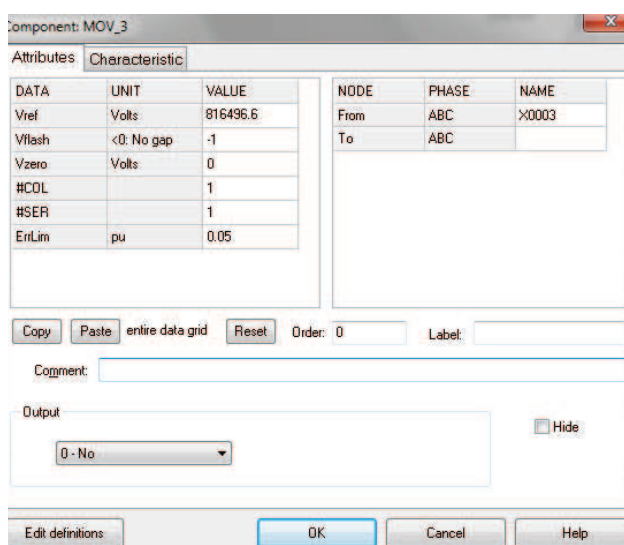
#### Donde se tiene:

**L**, es la inductancia en milihenrios.

**kp**, es el factor de la resistencia en paralelo.

## B2.6 PARARRAYOS

Para la modelación del pararrayos se utilizo la rama no lineal Mov type 92 3-ph la cual nos permite ingresar la característica no lineal del pararrayos, en la figura B.8 se muestra el cuadro de dialogo del modelo.



**Figura B.8.** Cuadro de dialogo del modelo MOV type 92 3-ph

**Fuente:** Alternative Transient Program (ATP), Preprocesador gráfico ATPDraw.



**Donde se tiene:**

**Vref**, es el voltaje de referencia.

**Vflash**, es el voltaje de descarga en por unidad utilizando como voltaje base Vref.

Si no se tiene Gap se utiliza un número negativo.

**Vzero**, es el voltaje inicial en voltios, en casi todos los casos se pone cero.

**#COL**, es el número de columnas del pararrayos, para una simple rama de bloques COL= 0, 1 o blanco, para dos ramas en paralelo COL= 2.

**#SER**, Número de bloques en serie de cada rama.

**ERRLIM**, tolerancia adecuada en p.u.

Para mayor detalle se recomienda consultar la fuente bibliográfica [14].

## **ANEXO C**

### **“Características del pararrayos a ser utilizado”**

## CATALOGO DEL PARARRAYOS EXLIM T

## Descargador de óxido de cinc EXLIM T

Para la protección contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento de subestaciones de alta tensión, transformadores y otros equipos en redes de alta tensión.

- en zonas con intensidad de descargas atmosféricas muy alta
- en lugares donde las condiciones de puesta a tierra o apantallamiento son deficientes o incompletas
- para instalaciones importantes
- donde los requisitos energéticos son muy altos (por ejemplo, líneas muy largas, protección de condensadores, etc.).



## Sumario de datos de rendimiento

Tensiones de red ( $U_m$ ) <sub>m</sub>	245 - 800 kV
Tensiones nominales ( $U_p$ )	190 - 624 kV
Corriente de descarga nominal (IEC)	20 kA <sub>pico</sub>
Corriente de clasificación (ANSI/IEEE)	10/15/20 kA <sub>pico</sub>
Resistencia de corriente de descarga	
Corriente alta 4/10 $\mu$ s	150 kA <sub>pico</sub>
Corriente baja 2.000 $\mu$ s	1.900 A <sub>pico</sub>
Capacidad de energía:	
Clase de descarga de línea (IEC)	Clase 5
[2 impulsos, (IEC Cl. 8.5.5)]	15,4 kJ/kV ( $U_p$ )
Cumple con/sobrepasa los requisitos de la prueba de descarga de líneas de transmisión ANSI para sistemas de 800 kV.	
Capacidad de cortocircuito/alivio de presión	65 kA <sub>sim</sub>
Aislamiento externo	Cumple con/sobrepasa las normas
Resistencia mecánica:	
Carga de servicio estática admisible (PSSL)	7.200 Nm
Carga de servicio dinámica admisible máxima (MPDSL)	18.000 Nm
Condiciones de funcionamiento:	
Temperatura ambiente	-50 °C a +45 °C
Altitud de diseño (Mayores altitudes bajo pedido)	máx. 1.000 m
Frecuencia	15 - 62 Hz

Figura C.1. Características del pararrayos a ser utilizado [16].

Fuente: ABB, Descargadores de Sobretensiones de Alto Voltaje, Guía para el Comprador, Edición 5, 2005 – 10 [16], Pág. Q – 1.

## Datos de protección garantizados

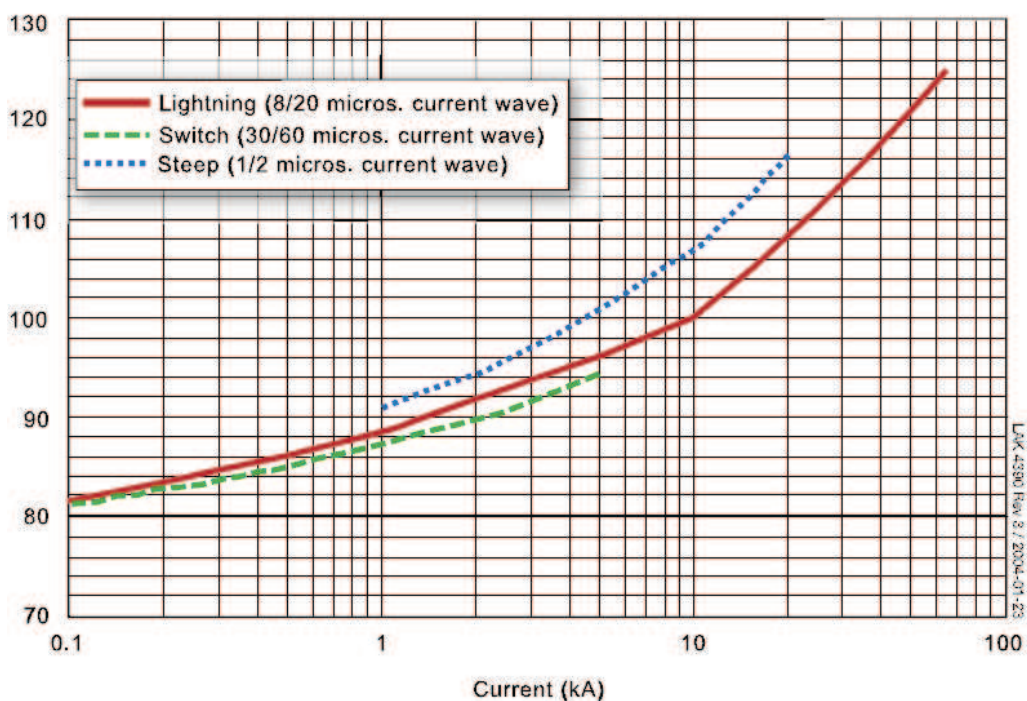
Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 $\mu$ s			8/20 $\mu$ s			
						1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
$U_{rn}$ kV <sub>rms</sub>	$U_r$ kV <sub>rms</sub>	$U_c$ kV <sub>rms</sub>	MCOV kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>rms</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>	kV <sub>pico</sub>
420	330	264	267	376	356	634	652	665	697	726	785	854
	336	267	272	383	362	646	664	677	710	740	799	869
	360	267	291	410	388	692	712	725	761	792	856	931
	372	267	301	424	401	715	735	749	786	819	884	962
	378	267	306	430	408	726	747	761	799	832	899	978
	381	267	308	434	411	732	753	767	805	839	906	985
	390	267	315	444	421	750	771	786	824	858	927	1013
	396	267	318	451	427	761	783	798	837	872	941	1029
	420	267	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
	550	396	317	318	451	427	761	783	798	837	872	941
420		336	336	478	453	807	830	846	888	924	998	1091
444		349	353	506	479	853	878	894	938	977	1060	1153
800	588	470	470	670	635	1134	1167	1189	1247	1299	1402	1525
	612	490	490	697	660	1180	1214	1237	1298	1351	1459	1587
	624	499	499	711	673	1203	1238	1261	1323	1378	1488	1618

**Cuadro C.1.** Características de protección del pararrayos.

**Fuente:** ABB, TOV capability and protective characteristics for surge arresters type EXLIM and PEXLIM, Technical information, Edition 2, 2004 – 11 [17], Section EXLIM T.

## Protective characteristics

Max residual voltage in percent of residual voltage at 10 kA 8/20 impulse



**Figura C.2.** Características de operación del pararrayos.

**Fuente:** ABB, TOV capability and protective characteristics for surge arresters type EXLIM and PEXLIM, Technical information, Edition 2, 2004 – 11 [17], Section EXLIM T.