

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NORORIENTE
MEDIANTE ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO, Y
EL EFECTO DE PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN AGOYÁN-PUYO-TENA A 138KV**

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

JEFFERSON FABRICIO ORDÓÑEZ GIRÓN

DIRECTOR: ING. PATRICIO GUERRERO

QUITO, NOVIEMBRE 2005

DECLARACIÓN

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

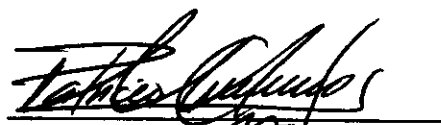
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Jefferson Fabricio Ordóñez Girón

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Jefferson Fabricio Ordóñez Girón, bajo mi supervisión.



Ing. Patricio Guerrero

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A los ingenieros Patricio Guerrero, Luís Ruales, José López, Kléber Vásquez, Antonio Fonseca, Paúl Gutiérrez, Javier Guevara, y a todo el personal del área de Operación de TRANSELECTRIC, por todos los consejos brindados convirtiéndose en un aporte importante para el desarrollo del presente proyecto.

Un agradecimiento especial al ingeniero José Mosquera, por darme la oportunidad de ser parte de un estudio tan importante como este, lo cual me ayudó a crecer como persona y como profesional. Por ser parte activa del crecimiento de los estudiantes de la Escuela Politécnica Nacional, en forma indirecta pero muy valiosa.

A todos mis amigos, especialmente a Manuel, Leonardo, Andrés, Paulo, Miguel Ángel, Mike, Vanesa, Juan Pablo, Raúl, Alfredo, Fu-yeen, Jonathan, Florita, Edwin, Sebastián, Marlon, con los que compartí momentos difíciles, llegando a ser como hermanos para mí. Por ser parte de los momentos felices, ayudándome a sonreír cuando los días se tornaban grises. Por saber que siempre podré contar con ellos y que siempre encontrarán en mí mas que un amigo, un hermano.

A aquella mujer que me enseñó a amar y a ser amado, que derrumbó la barrera de mi corazón para marcar su nombre con letras de fuego, convirtiéndose en el pilar de mis éxitos y logros. Porque siempre supo ver más allá de lo que los demás veían, sacando a relucir lo mejor de mí, y protegiéndome en sus caricias como un ángel deslumbrante e innombrable. Si amor, esa eres tu, un regalo perfecto para un hombre imperfecto. Gracias Mayra, gracias por existir.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a DIOS, por enseñarme humildad, por estar en los momentos difíciles más que en los felices, por crear el amor, por crear la oscuridad porque así valoro la importancia de la luz. Por enseñarme que sin EL nada puedo y con EL todo, y en especial por otorgarme el privilegio de formar parte en el mejor proyecto de mi vida, mi familia.

A mis padres, Franklin y Laura, que con su gran amor y comprensión supieron entender las etapas duras de mi vida estudiantil. De no ser por ustedes no existiría la emoción del regreso al hogar, la felicidad de cumplir una meta importante, o el simple hecho de saber que están ahí no sería tan valioso. Como una estrella es parte del firmamento, yo soy parte de ustedes y me esforzaré por nunca defraudarlos. Todo el esfuerzo de este trabajo es para ustedes, sin sus enseñanzas no habría llegado tan lejos.

A mis hermanos, Franklin Alexander y Dalton Omar, que han estado siempre conmigo en las buenas y malas. Que cumplan todos sus objetivos tanto en lo profesional como en lo personal, llevando una vida plena de logros especialmente en lo familiar, porque son capaces de eso y mucho más.

RESUMEN

En la actualidad, el Sistema Nororiental se encuentra operando a nivel de 69 kV desde la subestación Totoras hasta la subestación Tena, con la línea Tena – Fco. de Orellana aislada a 138 kV. El máximo flujo de potencia se encuentra limitado por bajos voltajes en las barras, ocasionando una operación poco eficiente del sistema.

El presente estudio analiza los efectos por cambio de nivel de tensión, de 69 kV a 138 kV, sobre la transferencia de potencia hacia la Empresa Eléctrica Sucumbíos, así como las nuevas condiciones de sincronismo en el restablecimiento del servicio luego de ocurrida una contingencia dentro del sistema. Para tal efecto, se emplea el programa Power Factory, como herramienta fundamental en el análisis de la operación en estado estable.

La mejora en la regulación de voltaje dentro del sistema se traduce en mayor potencia transferida, mientras que el análisis en las condiciones de sincronismo para restauración del servicio se encamina a determinar la mejor opción para control de voltajes en las barras así como establecer la máxima diferencia angular para la cual la respuesta de los generadores de las zonas Jivino, Coca y Celso Castellanos (Empresa Eléctrica Sucumbíos) no tienda a condiciones anormales de operación. Se establecen lineamientos para secuencias de maniobras en disyuntores y seccionadores orientadas a normalizar la operación del Sistema Nororiental.

Además se efectúa la energización estadística de líneas de transmisión y de transformadores de potencia con la subestación Agoyán como suministro principal del sistema. Se realiza la modelación de estos elementos, así como de pararrayos para el control de sobrevoltajes. El Alternative Transients Program (ATP) es el programa donde se desarrolla la modelación y simulación en la energización del sistema dentro del periodo de estado transitorio.

Se introducen los conceptos de ondas viajeras e impedancia armónica del sistema, como factores importantes en los sobrevoltajes existentes en la energización de líneas de transmisión y transformadores, respectivamente. Se obtienen formas de onda de corrientes de inrush como también de voltajes máximos y esperados en cada energización. Además, se analiza la operación de los pararrayos instalados en la línea Tena – Fco. de Orellana, en cuanto a corrientes de conducción, como equipo básico de limitación de voltajes debido a maniobras.

CONTENIDO

CAPITULO 1: ANTECEDENTES	1
1.1 INTRODUCCION	1
1.2 CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES	2
1.3 OBJETIVOS PLANTEADOS PARA EL ESTUDIO	3
1.4 ALCANCE	4
CAPITULO 2: MODELACION TRANSITORIA.....	5
2.1 INTRODUCCION	5
2.2 BREVE DESCRIPCION OPERATIVA DEL PROGRAMA ATP.....	5
2.3 SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	6
2.3.1 SOBREVOLTAJES POR MANIOBRAS	7
2.4 MODELACIÓN DEL EQUIPAMIENTO	8
2.4.1 LINEAS DE TRANSMISIÓN	9
2.4.2 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	11
2.4.3 DISYUNTORES.....	15
2.4.4 CARGA DEL SISTEMA	16
2.4.5 EQUIVALENTE DE RED.....	16
2.5 REPRESENTACION GRAFICA EN ATPDRAW	17
CAPITULO 3: ANALISIS DE ESTADO ESTABLE	18
3.1 INTRODUCCION	18
3.2 TRANSFERENCIA ACTUAL DE POTENCIA	19
3.3 CONFIGURACION FUTURA DEL SISTEMA NORORIENTE.....	20
3.4 FLUJO DE POTENCIA CON CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE	22
3.5 DETERMINACION DE LAS CURVAS PV	26
3.6 ANALISIS DE LAS CONDICIONES DE SINCRONISMO	27
3.6.1 EN LA SUBESTACIÓN FCO. DE ORELLANA.....	29
3.6.2 EN LA SUBESTACIÓN TENA.....	34
3.7 SECUENCIA DE MANIOBRAS DE RESTAURACION	37
3.8 CONCLUSIONES DEL ANALISIS EN OPERACIÓN NORMAL.....	39
CAPITULO 4: ANALISIS DE REGIMEN TRANSITORIO	42
4.1 ENERGIZACION DEL SISTEMA NORORIENTE	42
4.1.1 LINEAS DE TRANSMISION	43
4.1.1.1 Energización de línea en vacío.....	44
4.1.1.1.1 Línea de transmisión Agoyán – Puyo	44
4.1.1.1.2 Línea de transmisión Puyo – Tena	48
4.1.1.1.3 Línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana.....	51
4.1.1.2 Energización de línea terminada en transformador	54
4.1.1.2.1 Línea de transmisión Agoyán – Puyo	54
4.1.1.2.2 Línea de transmisión Puyo – Tena	57
4.1.1.2.3 Línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana.....	59
4.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	61
4.1.2.1 Impedancia armónica del sistema.....	62
4.1.2.2 Energización y los efectos de histéresis y saturación.....	65
4.1.2.2.1 Autotransformador Puyo.....	65
4.1.2.2.2 Autotransformador Tena.....	70
4.1.2.2.3 Autotransformador Orellana	73
4.2 CONTROL DE SOBREVOLTAJES.....	76

4.2.1	PROTECCION MEDIANTE PARARRAYOS DE OXIDO DE ZINC (ZnO)	77
4.2.1.1	Representación transitoria en ATP	77
4.2.1.2	Corrientes de conducción y voltajes por operación de pararrayos.....	79
4.3	CONCLUSIONES DEL ANALISIS DE ESTADO TRANSITORIO	85
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		87
5.1	CONCLUSIONES	87
5.2	RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFIA		93

CAPITULO 1: ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCION

Los problemas operacionales suscitados actualmente dentro del Sistema Nororiente, el cambio de nivel de voltaje de 69kV a 138kV, además del cambio de topología y los efectos producidos por maniobras en la energización de la nueva red, ameritan el estudio detallado de sobrevoltajes presentes en el nuevo sistema.

El presente estudio contempla los sobrevoltajes existentes en la energización de las líneas de transmisión a 138 kV, energización de los transformadores trifásicos ubicados en las subestaciones Puyo, Tena y Fco. de Orellana y en las maniobras realizadas sobre el equipo de compensación reactiva, si fuese este el caso. Además se pretende reducir estos sobrevoltajes mediante equipos prácticos y eficientes destinados para este fin.

El Alternative Transients Program (ATP) será la principal herramienta digital utilizada en el estudio de sobrevoltajes dentro del Sistema Nororiente. Adicionalmente se contará con el programa Power Factory versión 13.1 desarrollado por DigSILENT, necesario para determinar las condiciones operacionales actuales y futuras del sistema, además de permitir dimensionar el equipo de compensación reactiva óptimo en la modelación de estado estable.

Los sobrevoltajes presentes en los equipos del nuevo sistema se pueden clasificar dentro de los sobrevoltajes ocasionados por maniobras. Estos se caracterizan por frentes de onda entre 100 y 500 μ s y tiempo medio de 2500 μ s [1]. Dependen además de la configuración y condiciones en las que se encuentre el sistema como de los parámetros del mismo. Por esta razón se puede tener diferentes sobrevoltajes para un mismo sistema.

Los sobrevoltajes de maniobra se diferencian de los sobrevoltajes atmosféricos y temporales por las características de tiempo de frente de onda y tiempo medio

El diagrama unifilar del sistema, mostrado en la figura 1.1, permite observar e identificar las conexiones de los equipos de una forma más clara y precisa. Este diagrama se encuentra modelado dentro del programa Power Factory, mediante el cual se obtuvieron los resultados de flujo de carga y regulación de voltaje en las barras del sistema.

Entre las principales líneas de transmisión operando tenemos la Totoras – Pelileo, Pelileo – Baños, Baños – Puyo y Puyo – Tena diseñadas y construidas con aislamiento para 138 kV, desde la subestación Baños, con voltaje de operación actual de 69 kV y la línea Tena – Fco. de Orellana de 139 km aislada a 138 kV, cuyo comportamiento eléctrico será relevante para establecer la secuencias de maniobras a realizarse, luego de una contingencia, encaminadas a reestablecer el servicio eléctrico de la Empresa Sucumbíos.

1.3 OBJETIVOS PLANTEADOS PARA EL ESTUDIO

La expansión de la transmisión concibe el cambio de voltaje a 138 kV en el Sistema Nororiente. La Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.), responsable directa de la operación en el sistema de transmisión nacional, analizando los problemas de salidas constantes de la línea Tena – Fco. de Orellana debido a bajos voltajes, la inyección de reactivos de esta al sistema y los problemas de sincronismo al momento de la reconexión de la misma, requiere determinar los pasos y la regulación de voltaje óptima para maniobras sobre las líneas de transmisión dentro del nuevo sistema planificado.

Los resultados obtenidos serán de vital importancia para elaborar las normas de operación en lo que respecta a los flujos máximos por las líneas del sistema como también los pasos necesarios para maniobras sobre las líneas de transmisión del sistema futuro.

El objetivo central del proyecto es evaluar las condiciones de operación del sistema actual y del sistema futuro, tanto en estado estable como en estado transitorio y de esta forma establecer los problemas principales que afectan la



normal operación de la red así como las posibles soluciones requeridas en la optimización operacional de la misma.

Los altos voltajes presentes en la sincronización entre líneas y barras de subestaciones, especialmente el caso de la línea Tena – Fco. de Orellana y la barra de 138 kV en la subestación Orellana debido a los reactivos que inyecta la línea de transmisión en estos puntos y la baja carga conectada en Orellana, permite predecir, en un primer análisis, el requerimiento de equipo de compensación reactiva que mejore la operación actual y, de ser requerido, en la operación de la red a nivel de 138 kV. La capacidad del equipo dependerá de los resultados obtenidos en el análisis pertinente.

Contar con elementos de juicio para determinar de forma práctica y eficiente los equipos necesarios y su característica de protección para reducir los sobrevoltajes en la nueva configuración del sistema. Además, se pretende predecir los máximos sobrevoltajes a los que estarán expuestos los equipos eléctricos más importantes dentro de la nueva configuración de red.

1.4 ALCANCE

El estudio abarca el análisis de operación actual y futura del Sistema Nororiente, en condiciones de estado estable y transitorio.

En estado estable se analizará las condiciones operativas actuales y futuras del sistema, estableciendo las mejores condiciones de operación. En estado transitorio, abarcará los fenómenos eléctricos de esta clase presentes al realizar las maniobras de apertura o cierre de las líneas de transmisión del sistema antes mencionado. Además, se analizará los fenómenos transitorios presentes al abrir o cerrar los equipos de compensación reactiva que se consideren necesarios, así como los efectos ocasionados al energizar los transformadores de potencia del sistema en estudio.

CAPITULO 2: MODELACION TRANSITORIA

2.1 INTRODUCCION

La simulación transitoria requiere de modelos que describan el comportamiento de los equipos eléctricos en este estado de operación.

Como se mencionó en la sección 1.1, el ATP (Alternative Transients Program) será la principal herramienta de análisis en estado transitorio, el cual posee algunos modelos disponibles en lo concerniente a transformadores, líneas de transmisión, fuentes, interruptores, etc., los mismos que se detallarán en secciones posteriores.

Además es necesario conocer las características de los sobrevoltajes a los que estarán expuestos los equipos del Sistema Nororiente, lo cual permitirá modelarlos para desempeñar la operación más cercana al funcionamiento real.

2.2 BREVE DESCRIPCION OPERATIVA DEL PROGRAMA ATP

El Alternative Transients Program (ATP) posee un algoritmo de cálculo para ciertas variables (voltaje, corriente, potencia y energía) dentro de un sistema de potencia, básicamente en el dominio del tiempo, aunque se pueden obtener en el dominio de la frecuencia. La lógica de análisis del programa establece errores en datos ingresados y elementos que producen conflicto matemático en el momento de la simulación, los cuales deben ser corregidos por el usuario.

Las condiciones iniciales del sistema de interés pueden determinarse mediante el cálculo de los fasores en estado estable, siendo posible ingresar manualmente estas condiciones dentro de elementos como capacitores e inductores.

El ATPDraw es un preprocesador gráfico para ATP que crea el archivo de entrada correcto con extensión .ATP a ser procesado por el programa. Una vez leído y

procesado, ATP elabora los archivos .LIS y .PL4 que son reporte impreso y visualización gráfica respectivamente. El ATP cuenta, además, con el programa ATP_LCC disponible para calcular los parámetros de líneas de transmisión, según el modelo escogido y las características propias tales como geometría de las torres que las sostienen, longitud, resistividad del suelo, etc.

Los archivos gráficos .PL4 tienen su propio programa de impresión llamado PlotXY, donde las variables escogidas se grafican en función del tiempo, o una en función de otra (ploteo XY).

ATP cuenta con subrutinas adicionales tales como STATISTICS DATA (estudio estadístico de conexión/desconexión), HYSTERESIS (cálculo de lazo de histéresis), SATURATION (cálculo de curva de saturación), etc. Estas opciones deben ser editadas fuera de ATPDraw, directamente en el editor de texto preferido por el usuario y definido en el momento de instalación del programa.

2.3 SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los sobrevoltajes dentro un sistema de potencia pueden clasificarse como producidos debido a causas internas y externas y por el grado de amortiguamiento de la onda de voltaje. A continuación se presenta la clasificación según el grado de amortiguamiento de la onda:

- **Sobrevoltajes temporales**
- **Sobrevoltajes de maniobra**
- **Sobrevoltajes atmosféricos**

El efecto Ferranti (sobrevoltaje temporal) por lo general provoca voltajes menores a 1.5 pu [1] en el extremo abierto de una línea energizada y será considerado especialmente en la línea de transmisión Tena - Fco. de Orellana por su extensión (139 km). En la figura 2.1 se indican las características de voltajes y tiempo de duración antes mencionada [1]:

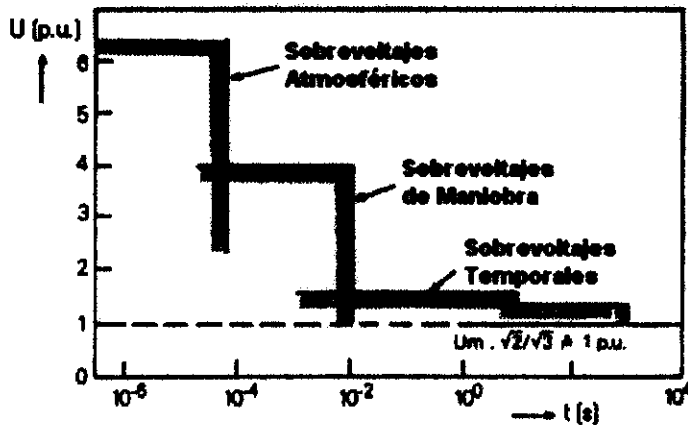


FIGURA 2.1: SOBREVOLTAJES EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los conceptos de sobrevoltajes por maniobras se ampliarán en la siguiente sección.

2.3.1 SOBREVOLTAJES POR MANIOBRAS

Una de las maniobras más comunes es la energización de líneas de transmisión donde las ondas de voltaje son reflejadas y refractadas por las características terminales de las líneas de transmisión. Son altamente influenciadas por el instante de cierre de los polos del disyuntor, lo que caracteriza a la componente transitoria de los sobrevoltajes. Por lo general son de corta duración y de gran amortiguamiento.

Los coeficientes de reflexión y refracción de la onda viajera se determinan por las características de las impedancias conectadas en los extremos de la línea de transmisión ya sea que esta se encuentre en circuito abierto, con carga o en cortocircuito. Los coeficientes en el extremo receptor, considerando una carga resistiva pura conectada al mismo, se establecen mediante las siguientes ecuaciones [6]:

$$REFLEX = \frac{R - Z}{R + Z} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

$$REFRAC = \frac{2R}{R + Z} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

donde:

R : Resistencia terminal de la línea de transmisión.

Z : Impedancia característica de la línea de transmisión.

El tiempo de viaje de la onda de voltaje está determinado por la inductancia y capacitancia de la línea, mientras que la magnitud inicial del voltaje de energización dependerá de la característica terminal (para resistencias menores a la impedancia característica, los voltajes en el extremo receptor son menores a los producidos con resistencia terminal mayor a la impedancia característica). El siguiente diagrama de celosías muestra el efecto de sobrevoltajes para una línea energizada en circuito abierto y con carga [6]:

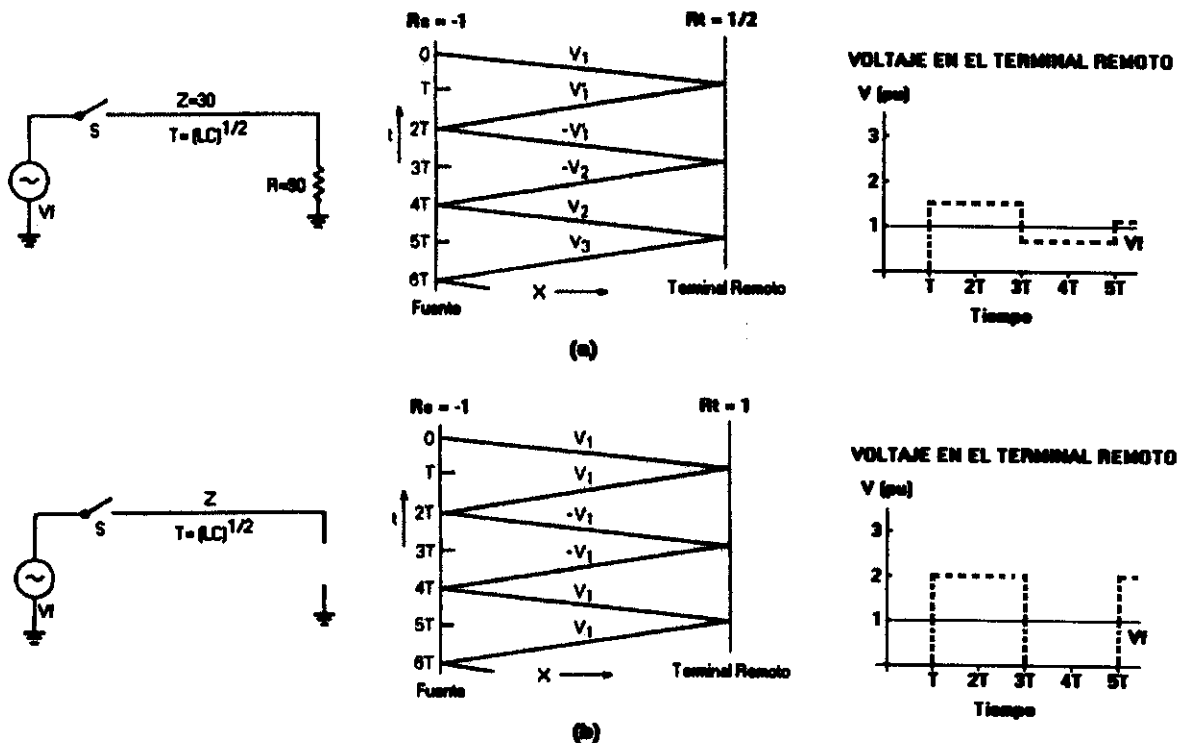


FIGURA 2.2: DIAGRAMA DE CELOSIAS: (a) CON CARGA; (b) CIRCUITO ABIERTO

A continuación se presenta los parámetros considerados en la modelación e implementación de los equipos eléctricos dentro del programa ATP.

2.4 MODELACIÓN DEL EQUIPAMIENTO

Los componentes del sistema requieren de una modelación detallada para reproducir su funcionamiento en régimen transitorio de la forma más exacta

posible. En las siguientes secciones se presentan los modelos escogidos correspondientes a cada uno de los componentes del sistema.

2.4.1 LINEAS DE TRANSMISIÓN

La representación de este componente dentro del ATP se lo puede realizar considerando seis diferentes clases de modelos proporcionados por la rutina LCC (LINE/CABLE CONSTANTS), desarrollado dentro del ATP específicamente para modelar líneas de transmisión, los cuales son [4]:

- **Parámetros constantes (Constant parameters):** Modelo de línea KCLee o Clarck (transpuesta), donde los parámetros serán calculados para una frecuencia dada.
 - **Equivalente PI (PI-Circuit):** Circuito equivalente o nominal PI. Circuito nominal para estudios de transitorios en líneas cortas, y circuito equivalente para estudios únicamente en estado estable de líneas largas.
 - **JMarti (JMarti):** Modelo de línea dependiente de la frecuencia.
 - **Matriz de salida para parámetros de línea (Single Freq. Output):** Matrices de impedancia serie y admitancia paralela serán calculadas para una frecuencia específica.
 - **Acoplamiento mutuo (Mutual Coupl. Output):** Permite calcular el acoplamiento mutuo existente entre una línea aérea y una línea de comunicación paralelas entre si.
 - **Parámetros de secuencia positiva y cero (Log. Freq. Output):** Calculo de parámetros R, L y C de secuencia positiva y cero para varias frecuencias. Este método asume transposición completa para un sistema de n conductores.
-

De los modelos anteriormente descritos, y considerando el rango de frecuencias que puede producir una maniobra de energización dentro del sistema (indicado en la sección 1.1), el modelo de línea KCLee detalla adecuadamente el comportamiento transitorio de una línea de transmisión.

El programa ATP_LCC requiere datos de entrada para el modelo de línea, los cuales son: efecto skin, disposición geométrica de las fases en la torre de transmisión, altura de las fases sobre el suelo y de vano medio, número de fases, resistencia en Ω/km (DC o AC según el caso), resistividad del suelo. La estructura de la torre a considerarse en el estudio se presenta en el Anexo 2.

El efecto skin considera el espesor del conductor de aluminio entre el diámetro externo total del conductor (acero y aluminio), como se indica a continuación:

$$Skin = \frac{T}{D} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

donde:

T : Espesor del conductor de aluminio.

D : Diámetro externo total del conductor.

Gráficamente, el efecto skin es la relación indicada en la figura 2.3 [6]:

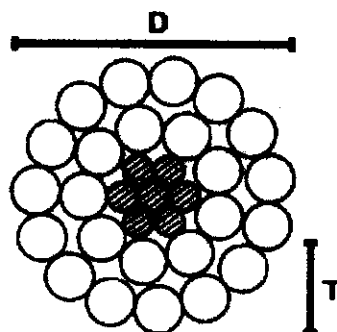


FIGURA 2.3: RELACION T/D PARA UN CONDUCTOR ASCR.

Las líneas de transmisión Agoyán-Puyo y Puyo-Tena son de conductor ASCR, mientras que la línea Tena-Fco. de Orellana es de conductor ACAR. Las características de los conductores a modelarse se resumen en la tabla 2.1:

Conductor	Nombre Clave	Calibre (MCM)	Sección Aluminio (mm ²)	Sección Total (mm ²)	Diámetro Exterior (mm)	Resistencia C.C. a 20°C (Ω/km)	Capacidad de Corriente (A)	Efecto Skin
ASCR	Partridge	266.8	135.2	142.6	16.28	0.2117	457	0.407
ACAR	ACAR300	300.0	96	152	15.95	0.1994	459	0.235

TABLA 2.1: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES DENTRO DEL SISTEMA.

2.4.2 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Los autotransformadores de las subestaciones Puyo, Tena y Orellana serán modelados dentro del sistema con la subrutina BCTRAN. La característica de magnetización será ingresada externamente por medio de los modelos de inductor no lineal y no lineal con histéresis (type 98 y 96 respectivamente). Las conexiones de los devanados son Yt/y/Δ para alto, medio y bajo voltaje. Los resultados de pruebas efectuadas en el devanado terciario de los transformadores Tena y Orellana se indican a continuación:

PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO				
		Voltaje (V)	Corriente (A)	Pérdidas (W)
TRQ_TENA		12420	3,64	22100
		13400	6,09	28950
		13820	7,42	30050
		14460	9,96	35250
		15200	15,06	42900
ATQ_ORELLANA		12420	0,91	13000
		13800	1,63	16400
		15180	4,02	22800

TABLA 2.2: RESULTADOS PRUEBA EN VACIO

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO					
		TRQ_TENA		ATQ_ORELLANA	
DEVANADOS	Z _{CC} (%)	S _{BASE} (MVA)	Z _{CC} (%)	S _{BASE} (MVA)	
PS	12,74	20	7,25	20	
PT	7,537	20	18,86	12	
ST	3,962	20	13,72	12	

TABLA 2.3: RESULTADOS PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

La curva de magnetización a considerarse en los inductores no lineales debe ingresarse en valores pico de flujo de magnetización y corriente de

magnetización. A partir de los protocolos de pruebas se utiliza la subrutina SATURATION e HYSTERESIS para obtener los valores pico de las características correspondientes.

Las corrientes de excitación, en las pruebas de cortocircuito, son de línea, por lo que deben de corregirse para el devanado de bajo voltaje (conexión delta) mediante la ecuación 2.4 [3]:

$$I_{EXC,W} = \frac{I_{EXC}}{\sqrt{3}} (A) \quad \text{Ecuación 2.4}$$

donde:

$I_{EXC,W}$: Corriente de excitación por la bobina en conexión delta.

I_{EXC} : Corriente de excitación de línea en el devanado terciario.

Para excluir las pérdidas en el núcleo se emplea la ecuación 2.5 [3]:

$$I_{MAG,W} = \sqrt{I_{EXC,W}^2 - \left(\frac{P_{EXC}}{3U_{EXC}}\right)^2} (A) \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Realizando esta corrección se considera únicamente la corriente de magnetización por el devanado terciario. Los resultados obtenidos mediante la subrutina SATURATION son presentados a continuación:

	$I_{MAG} (A)$	Flujo (Φ)
TENA	2.86	46.59
	7.83	50.27
	8.90	51.84
	12.20	54.24
	19.58	57.02
ORELLANA	0.33	46.59
	1.13	51.77
	3.13	56.95

TABLA 2.4: PUNTOS DE LA CURVA DE SATURACION.

Gráficamente, las curvas de saturación de los transformadores Tena y Orellana son:

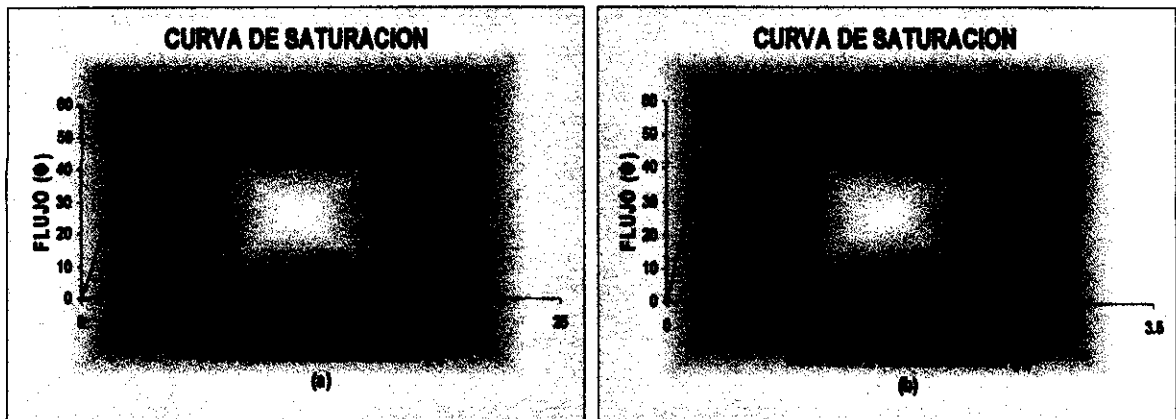


FIGURA 2.4: CURVA DE SATURACION: (a) TRQ_TENA; (b) ATQ_ORELLANA.

El lazo de histéresis de los transformadores, calculado a través de la subrutina HYSTERESIS, es:

TENA		ORELLANA	
I_{MAG} (A)	Flujo (Φ)	I_{MAG} (A)	Flujo (Φ)
-4.89	-55.34	-0.78	-55.27
-0.61	-52.42	-0.10	-52.36
0.37	-48.30	0.06	-48.24
0.86	-37.57	0.14	-37.52
1.65	32.53	0.26	32.49
2.57	42.93	0.41	42.88
4.41	49.31	0.70	49.24
8.14	53.67	1.30	53.60
19.58	57.02	3.13	56.95
26.92	57.36	4.30	57.28

TABLA 2.5: PUNTOS DEL LAZO DE HISTERESIS.

Los puntos de la tabla 2.5 son los correspondientes al ciclo de elevación de voltaje con incremento de corriente de magnetización. Los puntos pertenecientes al ciclo inverso son considerados simétricos a los anteriores en la simulación de los transformadores, dentro del ATP.

Los lazos de histéresis para los transformadores Tena y Orellana son los representados en la figura 2.5:

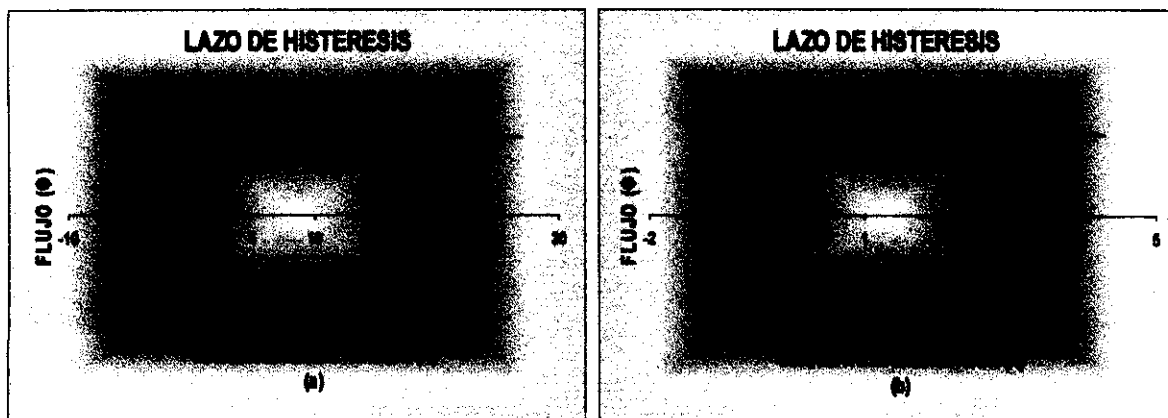


FIGURA 2.5: LAZO DE HISTERESIS: (a) TRQ_TENA; (b) ATQ_ORELLANA.

Para la subrutina BCTRAM es necesario contar con el reporte impreso de las pruebas realizadas a los transformadores, las cuales se resumen en las tablas 2.2 y 2.3. Esta información se ingresa dentro de la estructura indicada en la figura 2.6:

```

San Titulo Bloque de notas
BEGIN NEW DATA CASE
C
C Subrutina BCTRAM necesaria para establecer las características eléctricas tales
C como el número de devanados, frecuencia, prueba de circuito abierto, voltaje de
C fase de los devanados, nombre de los nodos de los devanados y prueba de corte
C circuito. BCTRAM válido para el transformador Tena.
C
ACCESS MODULE BCTRAM
$ERASE
8      68.      8.148      20.      29.6      8.148      20.      29.6 0 3 3 0
1      39.84
2      39.84      LUBUSA      LUBUSB      LUBUSC
3      13.8      TUBUSCTUBUSATUBUSATUBUSBTUBUSBTUBUSC
1 2      74.2      7.54      20.      7.54      20. 0 1
1 3      91.4      12.7      20.      12.7      20. 0 1
2 3      50.4      3.96      20.      3.96      20. 0 1
BLANK
$PUNCH
BLANK
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
    
```

FIGURA 2.6: ESTRUCTURA PARA SUBROUTINA BCTRAM DEL TRANSFORMADOR TENA.

Adicionalmente, se debe tener cuidado de no dejar el devanado delta del autotransformador flotante lo que ocasionaría problemas de solución numérica al momento de la simulación transitoria en ATP. Se pueden conectar capacitores de un valor que no tenga incidencia en la simulación en los tres vértices del delta que provean un camino de retorno a tierra de las corrientes en este devanado.

2.4.3 DISYUNTORES

Entre los tipos de interruptores con los que se cuenta dentro del programa, se puede nombrar a los de tiempo controlado, de medida, controlados por voltaje y especiales como diodos, triacs, válvulas, sistemáticos y estadísticos. Estos últimos, interruptores estadísticos, serán considerados para analizar los tiempos de cierre de los contactos por fase del disyuntor y los diferentes sobrevoltajes provocados por variación de los tiempos de conexión en cada fase de la línea de transmisión.

Los interruptores estadísticos pueden variar el tiempo de cierre siguiendo una distribución normal o uniforme, disponibles en ATP. Los parámetros a considerar en cualquier distribución son el tiempo medio de cierre (\bar{T}) y la desviación estándar respectiva (σ).

Este tipo de interruptores produce salida de resultados estadísticos de voltaje y corriente ocasionados para los diferentes tiempos de cierre. Además se puede considerar un determinado número de energizaciones, siendo aconsejable un número igual o mayor a 100, los cuales se ingresan en Ajustes de Usuario del programa.

En el estudio estadístico se tomará de referencia $\bar{T} = 50$ (ms) y $\sigma = 1.39$ (ms). Estos valores permitirán recorrer el espectro de la onda sinusoidal, en busca de las peores condiciones de cierre de los contactos. Además se debe tener cuidado que $\bar{T} - \text{SIGMAX} * \sigma$ no sea negativo, lo que no es permitido por el programa. SIGMAX puede ser modificado en el archivo STARTUP para considerar otros tiempos de cierre. El ajuste actual tiene a SIGMAX = 3, lo que resulta en una probabilidad menor al 0.1% de obtener tiempos negativos de conexión [3].

Se puede variar el tiempo medio y la desviación estándar, según se requiera, cuidando que no se produzcan tiempos de cierre negativos. A medida que SIGMAX se reduce, la probabilidad de obtener tiempos erróneos aumenta y

viceversa. Por tanto, la elección de los puntos de operación de los interruptores debe ser la adecuada según el fenómeno eléctrico a estudiarse.

2.4.4 CARGA DEL SISTEMA

A partir de las adecuadas condiciones de demanda del Sistema Nororienté, disponibles en Power Factory, se utilizarán los modelos de resistores e inductores lineales para considerar los efectos de la carga en la regulación de voltaje de las subestaciones Puyo y Tena. El objetivo final es realizar la simulación lo más precisa posible, comparando con los resultados obtenidos de los flujos en estado estable.

2.4.5 EQUIVALENTE DE RED

Llamado también equivalente de Thevenin, consta de impedancias de secuencia positiva y cero en serie con una fuente de voltaje senoidal de frecuencia 60 Hz.

Las impedancias son calculadas por medio de Power Factory simulando cortocircuitos trifásicos y monofásicos en la barra de 138 kV de la subestación Agoyán en la cual se determinará el equivalente del Sistema Nacional Interconectado, visto desde esta barra.

Los modelos de línea simétrica RL acoplada (RL Sym. 51) y fuente trifásica senoidal de estado estable (Type 14), serán implementados dentro del programa ATP. Además, el voltaje de la fuente debe ingresarse en valor pico (fase-tierra), utilizando la siguiente expresión:

$$V_{FUENTE} = \frac{V_{SISTEMA}}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} [V] \quad \text{Ecuación 2.6}$$

donde:

V_{FUENTE} : Voltaje pico monofásico a ingresarse dentro del modelo de fuente.

$V_{SISTEMA}$: Voltaje trifásico esperado en la barra analizada, en voltios (V).

2.5 REPRESENTACION GRAFICA EN ATPDRAW

Los modelos descritos en secciones anteriores se representan mediante iconos en la interfaz gráfica de ATP, facilitando el ingreso de datos y reduciendo los errores en edición.

La tabla 2.6 muestra las representaciones gráficas, en ATPDraw, a utilizarse para el estudio transitorio en el Sistema Nororientado:

EQUIPO ELECTRICICO	MODELO	ICONO
Línea de Transmisión	KCLee	
Autotransformador Trifásico	Modulo BCTran	
Curva de Saturación	Type 98	
Lazo de Histéresis	Type 96	
Disyuntor Monofásico	Interruptor Estadístico	
Carga del Sistema	Resistor Lineal	
	Reactor Lineal	
Fuente Senoidal	Type 14	
Impedancia Equivalente	RL Sym. 51	

TABLA 2.6: CUADRO RESUMEN DE LOS MODELOS A EMPLEARSE EN LA SIMULACIÓN.

Los modelos pueden ser interconectados según los requerimientos del estudio realizado, identificando los nodos de interés mediante nombres conocidos de seis caracteres, para fines de verificación de resultados dentro de los archivos impresos con extensión .LIS.

Los resultados del análisis en estado transitorio, de los equipos y del sistema en general, serán detallados en el capítulo 4 del presente trabajo.

CAPITULO 3: ANALISIS DE ESTADO ESTABLE

3.1 INTRODUCCION

Dentro de la operación en estado estable y para condiciones de maniobras, existen parámetros de seguridad, calidad y confiabilidad que deben ser cumplidos y entre los cuales se puede mencionar:

- En condiciones de operación normal, los voltajes en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar el $\pm 5\%$ del voltaje nominal. En condiciones de emergencia o maniobras no deberán superar el $\pm 10\%$ del valor nominal [7].
- En condiciones de operación normal, los voltajes en los puntos de entrega del Transmisor a los Distribuidores y/o Grandes Consumidores no deberán superar el $\pm 3\%$ del voltaje nominal en barras de 69, 46 y 34.5 kV. En condiciones de emergencia los voltajes no deben superar el $\pm 7\%$ de su valor nominal [7].
- La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación y voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica [7].
- Los transformadores deben operar sin sobrecarga en condiciones normales. En condiciones de emergencia se pueden fijar límites de sobrecarga que permita cada transformador sin disminuir la vida útil de los equipos [7].

La estabilidad dinámica de los generadores, especialmente en los sectores de Coca, Jivino y Castellanos, es importante para determinar las acciones necesarias para efectuar las maniobras, sin que afecten el restablecimiento del servicio eléctrico en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Sucumbios.

El análisis de operación se realizará en condiciones de alta y baja hidrología, para los periodos de Abril – Septiembre y Octubre – Marzo respectivamente, y con un crecimiento de demanda del 8.36% en bornes de generación y del 4.44% en pérdidas de potencia esperadas para el año 2006¹.

3.2 TRANSFERENCIA ACTUAL DE POTENCIA

Con el Sistema Nororiente operando a 69 kV y con la configuración mostrada en la figura 1.1, la máxima transferencia de potencia por la línea Tena – Fco. de Orellana es de 5 MW para condiciones de demanda máxima, 8 MW en demanda media y 9 MW en demanda mínima, para las dos condiciones hidrológicas.

La transferencia de potencia encuentra su límite debido a bajos voltajes en la subestación Fco. de Orellana, a nivel de 138 kV. Las posiciones de TAP fijo y del cambiador de toma bajo carga (LTC) de los autotransformadores se encuentran en 3 y 4R (subestación Tena), y 3 y 9R (subestación Orellana), siendo la posición 3 del TAP fijo la posición nominal. Los resultados obtenidos del análisis de flujos y regulación de voltaje se presentan en las tablas 3.1 y 3.2:

	Linea de Transmision	ALTA HIDROLOGIA				BAJA HIDROLOGIA			
		Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga* (%)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga* (%)
DEMANDA MAXIMA	Totoras - Pelileo	26,42	-1,76	26,48	21,70	26,11	-1,30	26,14	21,16
	Pelileo - Baños	20,07	-3,38	20,36	16,87	19,78	-2,89	19,99	16,36
	Baños - Puyo	16,06	-4,63	16,71	14,04	15,79	-4,07	16,30	13,54
	Puyo - Tena	10,33	-4,01	11,08	9,49	10,12	-3,29	10,64	9,02
	Tena - Orellana	5,39	-5,23	7,51	7,13	5,22	-4,38	6,81	6,44
DEMANDA MEDIA	Totoras - Pelileo	23,80	-0,05	23,80	19,54	25,10	0,52	25,10	20,31
	Pelileo - Baños	19,92	-2,89	20,10	16,69	21,19	-2,15	21,30	17,45
	Baños - Puyo	17,51	-3,87	17,93	15,12	18,75	-3,39	19,05	15,87
	Puyo - Tena	12,07	-4,77	12,98	24,43	13,22	-4,43	13,94	26,04
	Tena - Orellana	8,45	-6,47	10,65	10,10	9,51	-6,35	11,44	10,84
DEMANDA MINIMA	Totoras - Pelileo	21,68	0,13	21,68	17,78	21,84	0,96	21,67	17,56
	Pelileo - Baños	19,15	-1,66	19,22	15,93	19,12	-0,82	19,14	15,68
	Baños - Puyo	17,18	-2,75	17,39	14,66	17,16	-1,88	17,26	14,39
	Puyo - Tena	13,09	-5,44	14,17	26,77	13,09	-4,51	13,85	25,98
	Tena - Orellana	9,54	-8,30	12,64	11,92	9,59	-7,22	12,01	11,37

* La carga de las líneas se basa en la máxima transferencia de potencia debido al límite térmico de las mismas.

TABLA 3.1: MAXIMO FLUJO DE POTENCIA

¹ Información publicada en el Plan de Operación del MEM para el periodo 2005 – 2006, desarrollado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

		ALTA HIDROLOGIA		BAJA HIDROLOGIA		
	Subestación	Voltaje Nominal (kV)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
DEMANDA MAXIMA	Totoras	69	70,45	1,02	71,33	1,03
	Pelileo	69	69,65	1,01	70,53	1,02
	Baños	69	68,69	1,00	69,53	1,01
	Puyo	69	67,39	0,98	68,10	0,99
	Tena	69	66,60	0,97	67,05	0,97
	Tena	138	132,30	0,96	132,63	0,96
	Orellana	138	131,49	0,95	131,48	0,95
	Orellana	69	68,95	1,00	68,66	1,00
	DEMANDA MEDIA	Totoras	69	70,33	1,02	71,35
Pelileo		69	69,52	1,01	70,47	1,02
Baños		69	68,47	0,99	69,29	1,00
Puyo		69	66,70	0,97	67,18	0,97
Tena		69	65,90	0,96	66,00	0,96
Tena		138	132,38	0,96	132,46	0,96
Orellana		138	131,40	0,95	131,17	0,95
Orellana		69	68,95	1,00	68,82	1,00
DEMANDA MINIMA		Totoras	69	70,40	1,02	71,24
	Pelileo	69	69,64	1,01	70,45	1,02
	Baños	69	68,52	0,99	69,24	1,00
	Puyo	69	66,43	0,96	66,88	0,97
	Tena	69	65,72	0,95	65,75	0,95
	Tena	138	133,10	0,96	132,51	0,96
	Orellana	138	132,67	0,96	131,60	0,95
	Orellana	69	69,60	1,01	69,32	1,00

TABLA 3.2: VOLTAJES EN CONDICIONES DE MAXIMA TRANSFERENCIA.

3.3 CONFIGURACION FUTURA DEL SISTEMA NORORIENTE

Para la operación del nuevo sistema se ha establecido el requerimiento de equipo adicional al existente en la actualidad. TRANSELECTRIC S.A., mediante análisis realizado, concluye en la necesidad de ampliar una posición aislada en SF6 en la subestación Agoyán y la instalación de un autotransformador trifásico de tres devanados en la subestación Puyo de 20/27/33 MVA con conexiones Yt/yt/ Δ para alto, medio y bajo voltaje respectivamente.

Las líneas Agoyán – Puyo, de 56 km, y Puyo – Tena tienen una capacidad de transferencia de 109 MVA, mientras que la capacidad de la línea Tena – Fco. de Orellana es de 110 MVA. Estos valores se calcularon considerando la capacidad de conducción proporcionada en catálogos.

El diagrama unifilar del sistema para el año 2006, implementado dentro del programa Power Factory, se presenta a continuación:

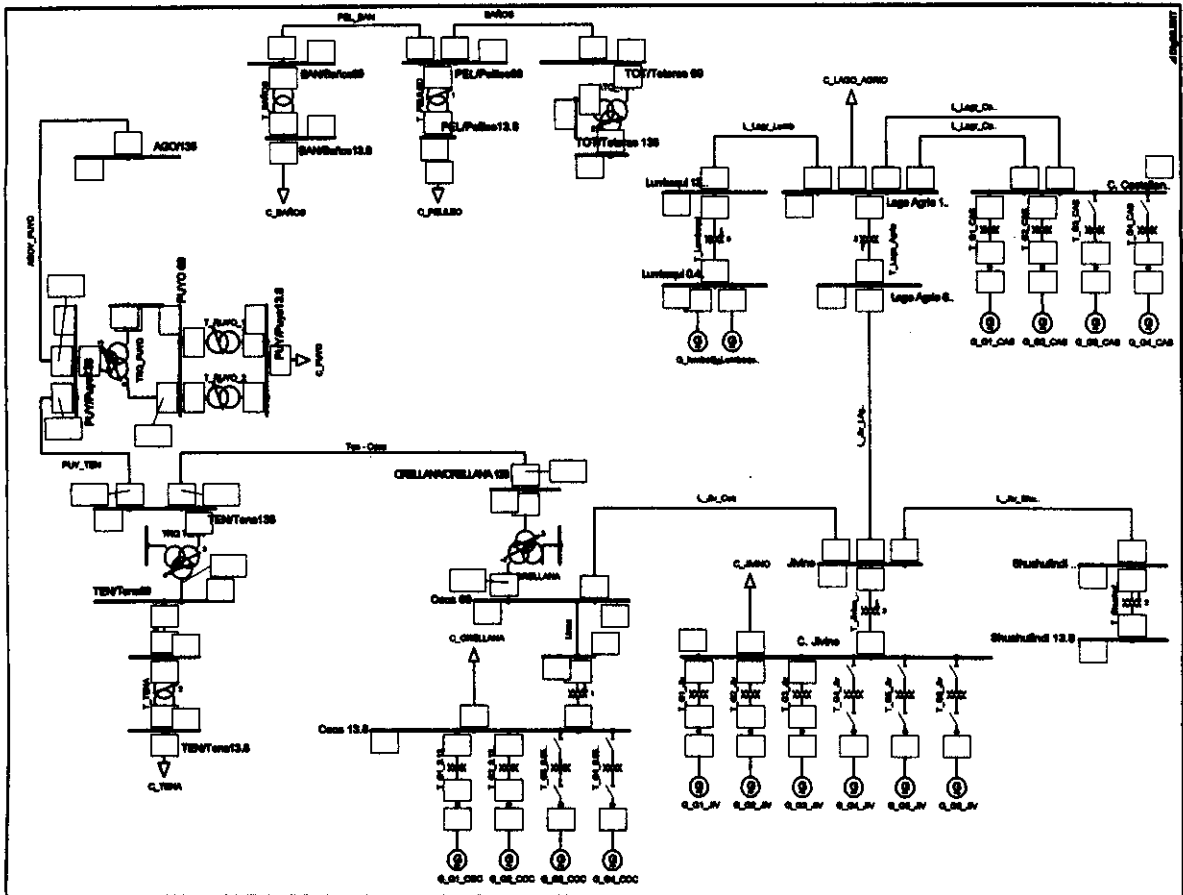


FIGURA 3.1: DIAGRAMA UNIFILAR FUTURO DEL SISTEMA NORORIENTE.

El análisis de estado estacionario comprende la operación de la central Agoyán abasteciendo la demanda de las Empresas Eléctricas Ambato y Sucumbíos, así como la influencia de las centrales Pucará y San Francisco en la regulación de voltaje considerando los siguientes escenarios:

- **Escenario 1:** Una unidad de la central Agoyán entra en mantenimiento programado y el sistema se abastece por la entrada de una unidad de la central Pucará o de la central San Francisco.
- **Escenario 2:** Una unidad de la central Agoyán entra en mantenimiento programado y la demanda se provee por medio de las dos unidades de la central Pucará o de la central San Francisco.

- **Escenario 3:** La central Agoyán entra en mantenimiento programado y la demanda se abastece por la central Pucará o por la central San Francisco.

La operación de la central San Francisco, en estos escenarios, es posible considerando la construcción hipotética de una válvula de by-pass en la central Agoyán. Esto permite que la central San Francisco opere a toda capacidad independientemente de la operación de la central Agoyán, ya sea que esta última se encuentre en mantenimiento programado en forma parcial (una unidad generadora) o en su totalidad (central fuera de servicio).

Para todas las simulaciones se asume operativa la interconexión con Colombia, entregando 225 MW en demanda mínima, 229 MW en demanda media y 192 MW en demanda máxima. Esta información se tomó del despacho real realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para los días del 31 de Diciembre del 2004 y 6 de Abril del 2005 correspondientes a baja y alta hidrología respectivamente.

3.4 FLUJO DE POTENCIA CON CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE

El análisis se realizó considerando al transformador a instalarse en la subestación Puyo de características similares al ubicado en Tena, con LTC en la posición cero (nominal). Las posiciones de TAPs y LTCs de los transformadores Tena y Orellana se asumen iguales a los citados en la sección 3.3.

Con el sistema regulado principalmente por la subestación Agoyán y el cambio de voltaje nominal, la transferencia de potencia por la línea Tena – Fco. de Orellana se incrementa hasta 8 MW, 14 MW y 15 MW en demanda máxima, media y mínima respectivamente. Este análisis considera el mínimo voltaje aceptable dentro de la red de la Empresa Eléctrica Sucumbíos. La demanda restante de la empresa distribuidora será abastecida por los generadores ubicados dentro de esta zona, por control de voltaje.

En condiciones normales de operación (central Agoyán en línea), los voltajes encontrados en las barras del Sistema Nororiente son los presentados en la tabla 3.3:

			ALTA HIDROLOGIA		BAJA HIDROLOGIA		
		Subestación	Voltaje Nominal (kV)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
DEMANDA MAXIMA	Agoyán	138	141,23	1,02	142,67	1,03	
	Puyo	138	140,55	1,02	141,81	1,03	
	Tena	138	139,39	1,01	140,44	1,02	
	Orellana	138	135,97	0,99	136,59	0,99	
	Orellana	69	69,54	1,01	69,95	1,01	
DEMANDA MEDIA	Agoyán	138	140,38	1,02	141,01	1,02	
	Puyo	138	139,34	1,01	140,04	1,01	
	Tena	138	138,09	1,00	138,85	1,01	
	Orellana	138	134,22	0,97	135,12	0,98	
	Orellana	69	69,48	1,01	70,07	1,02	
DEMANDA MINIMA	Agoyán	138	140,03	1,01	140,00	1,01	
	Puyo	138	138,77	1,01	138,95	1,01	
	Tena	138	137,48	1,00	137,92	1,00	
	Orellana	138	133,86	0,97	134,84	0,98	
	Orellana	69	69,62	1,01	70,48	1,02	

TABLA 3.3: VOLTAJES EN CONDICIONES DE MAXIMA TRANSFERENCIA.

Los flujos por las líneas de transmisión se presentan en la tabla 3.4, para la misma condición de operación:

		ALTA HIDROLOGIA				BAJA HIDROLOGIA			
Línea de Transmisión		Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)
DEMANDA MAXIMA	Agoyán - Puyo	19,16	-8,35	20,90	8,54	21,47	-8,54	23,11	9,35
	Puyo - Tena	13,69	-4,05	14,27	5,86	15,94	-4,22	16,49	6,71
	Tena - Orellana	8,85	-1,31	8,95	10,41	11,06	-1,49	11,16	11,84
DEMANDA MEDIA	Agoyán - Puyo	23,38	-8,52	24,88	10,23	23,61	-9,00	25,27	10,35
	Puyo - Tena	18,20	-5,97	19,15	17,25	18,42	-6,44	19,51	17,49
	Tena - Orellana	14,79	-3,40	15,17	14,10	15,00	-3,83	15,48	14,11
DEMANDA MINIMA	Agoyán - Puyo	22,45	-6,72	23,43	9,66	22,33	-7,90	23,69	9,77
	Puyo - Tena	18,65	-6,05	19,61	17,73	18,53	-7,23	19,89	17,97
	Tena - Orellana	15,43	-4,30	16,02	14,62	15,31	-5,47	16,25	14,79

TABLA 3.4: MAXIMO FLUJO DE POTENCIA.

El voltaje en la barra de 69 kV de la subestación Fco. de Orellana (tabla 3.3) puede disminuir hasta 0.97 (p.u.), con lo cual la transferencia por la línea Tena – Fco. de Orellana se incrementa. Los voltajes dentro de la red de la Empresa Eléctrica Sucumbíos disminuyen hasta 0.93 (p.u.). Por tanto, los voltajes determinados y mostrados en la tabla 3.3 no deberían disminuirse con la finalidad de incrementar la transferencia por la línea Tena – Fco. de Orellana mientras la Empresa Sucumbíos no cuente con los medios necesarios para control de voltaje.

En los casos citados en la sección 3.3, la peor condición de regulación se produce cuando se cuenta únicamente con una unidad en la central Pucará para controlar el perfil de voltaje dentro del sistema. Los resultados se resumen en la tabla 3.5:

			ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3	
Subestación		Voltaje Nominal (kV)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
CENTRAL PUCARA	Agoyán	138	138.78	1.01	140.71	1.02	140.32	1.02
	Puyo	138	137.86	1.00	139.58	1.01	139.16	1.01
	Tena	138	136.99	0.99	138.43	1.00	137.98	1.00
	Orellana	138	134.20	0.97	135.08	0.98	134.57	0.98
	Orellana	69	69.93	1.01	70.32	1.02	70.05	1.02
CENTRAL SAN FRANCISCO	Agoyán	138	141.25	1.02	141.23	1.02	141.07	1.02
	Puyo	138	139.99	1.01	139.97	1.01	139.80	1.01
	Tena	138	138.70	1.01	138.67	1.00	138.50	1.00
	Orellana	138	135.02	0.98	134.99	0.98	134.80	0.98
	Orellana	69	70.17	1.02	70.15	1.02	70.04	1.02

TABLA 3.5: VOLTAJES EN LAS BARRAS DEL SISTEMA.

La central hidroeléctrica San Francisco proporciona la mejor regulación de voltaje dentro de los escenarios analizados, por tanto se debe considerar su operación en condiciones de mantenimiento de la central Agoyán.

Los flujos por las líneas en los tres escenarios de estudio son los indicados en la tabla 3.6:

Línea de Transmisión	CENTRAL PUCARA				CENTRAL SAN FRANCISCO				
	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (Mvar)	Potencia Aparente (MVA)	Carga (%)	
Agoyán - Puyo	19.96	-7.51	21.33	8.87	22.55	-6.80	23.55	9.63	ESCENARIO 1
Puyo - Tena	16.22	-6.79	17.59	16.01	18.75	-6.05	19.71	17.67	
Tena - Orellana	13.06	-4.98	13.98	12.81	15.54	-4.22	16.10	14.57	
Agoyán - Puyo	22.02	-7.25	23.18	9.51	22.55	-6.79	23.55	9.63	ESCENARIO 2
Puyo - Tena	18.24	-6.51	19.36	17.41	18.75	-6.05	19.70	17.67	
Tena - Orellana	15.03	-4.68	15.74	14.27	15.54	-4.21	16.10	14.57	
Agoyán - Puyo	22.03	-7.10	23.15	9.52	22.55	-6.73	23.54	9.63	ESCENARIO 3
Puyo - Tena	18.24	-6.38	19.33	17.43	18.76	-6.00	19.69	17.68	
Tena - Orellana	15.04	-4.58	15.72	14.30	15.54	-4.18	16.09	14.58	

TABLA 3.6: MAXIMO FLUJO DE POTENCIA.

Si existiera la posibilidad que la Empresa Eléctrica Sucumbíos planificara el cambio del transformador de 5 MVA destinado a suministrar servicio eléctrico a la carga de Fco. de Orellana (figura 1.1), con un transformador de la capacidad adecuada, a más de la adquisición de capacitores para control de voltaje, el flujo de potencia podría aumentar hasta 19 MW aproximadamente.

Se estima que la compensación capacitiva debe conectarse en la subestación Lago Agrío, con un banco de 3 Mvar, y un segundo de 6 Mvar. Los resultados finales de este análisis se presentan en la tabla 3.7:

	DEMANDA			
	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	
Línea Tena - Orellana	18,85	18,80	18,77	TRANSFERENCIA DE POTENCIA (MW)
Subestación Lago Agrío	9,00	3,00	3,00	COMPENSACION CAPACITIVA (Mvar)

TABLA 3.7: FLUJO DE POTENCIA POR CAMBIO DE TRANSFORMADOR.

El comportamiento del sistema, en cuanto a flujos de potencia y regulación de voltaje, se clarifica a través de las curvas PV en los puntos de principal interés,

tanto en condiciones actuales como proyectadas, lo cual se detalla en la siguiente sección.

3.5 DETERMINACION DE LAS CURVAS PV

La curva PV, tanto en el sistema actual como futuro, se determina en la barra de 69 kV de la subestación Fco. de Orellana, con el objetivo de establecer el incremento en la transferencia de potencia por la línea Tena – Fco. de Orellana, ante el cambio de nivel de voltaje del sistema. Con los resultados de las curvas, se pueden determinar diferentes puntos estables de operación para el abastecimiento de la carga.

Las curvas obtenidas en ambos casos se indican en la figura 3.2, en donde se puede observar gráficamente el incremento considerable en la potencia transferida por la línea:

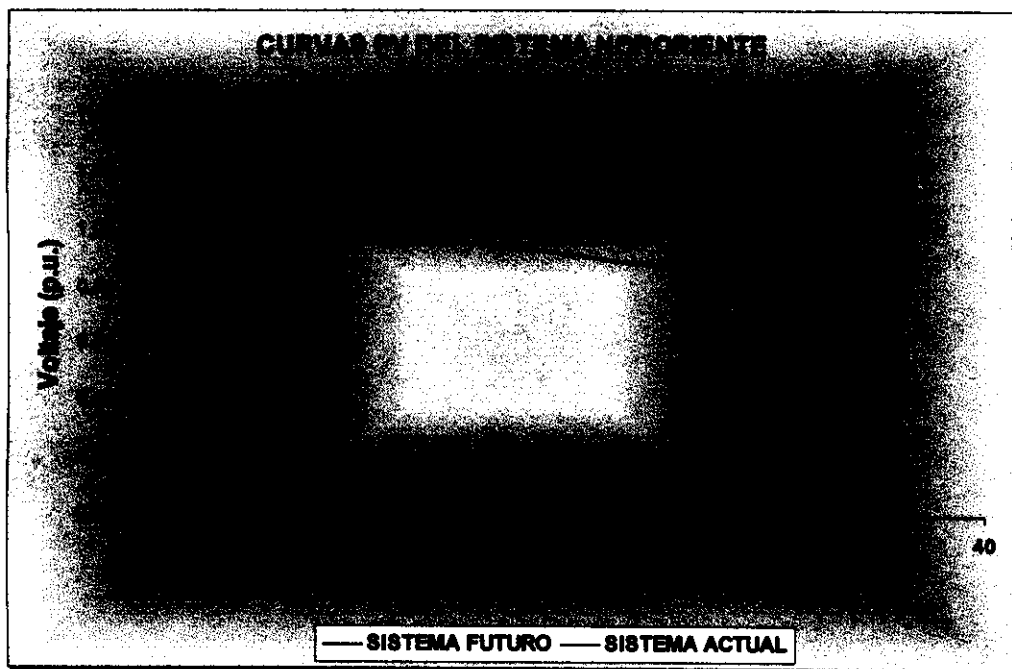


FIGURA 3.2: CURVAS PV EN LA OPTIMIZACION DE LA OPERACION.

Para cada voltaje (dentro de la banda establecida en la normativa), el flujo de potencia es mucho mayor con la operación del sistema a 138 kV, como se

observa en la figura anterior. Esto se debe a que la caída de voltaje en el sistema es mucho menor al que actualmente existe.

En operación actual, el incremento de voltaje sin carga es alto debido a los reactivos inyectados por la línea Tena – Fco. de Orellana, que en ocasiones ha llegado a 27 kV de elevación en la barra de 138 kV de la subestación Tena.

Las máximas transferencias de potencia fueron determinadas en las secciones 3.3 y 3.4, a través de condiciones aceptables de operación normal.

3.6 ANALISIS DE LAS CONDICIONES DE SINCRONISMO

Existe la probabilidad que ocurra la desconexión de cualquiera de las líneas de transmisión, lo cual produce la pérdida total del servicio eléctrico hacia la Empresa Eléctrica Sucumbíos. La restauración del servicio puede ser realizado mediante el cierre de la línea Tena – Fco. de Orellana, seguido de las maniobras de sincronización en la barra de 69 kV de la subestación Orellana.

El análisis se realiza en condiciones críticas de operación, donde la Empresa Sucumbíos únicamente puede sostener un voltaje equivalente a 0.95 (p.u.) en la barra de 69 kV de la subestación Orellana. Por tanto, el voltaje en esta barra debe ser de hasta 72 kV, considerando que la máxima variación de voltaje recomendada es del $\pm 10\%$ del voltaje nominal en el punto de sincronización.

En cuanto a la respuesta dinámica de las máquinas ubicadas dentro de la zona de concesión de la empresa distribuidora, existen parámetros que deben considerarse dentro de las operaciones de restablecimiento del servicio eléctrico hacia esta área, los cuales son:

- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad [7].
-

- Las oscilaciones de los ángulos de rotor, flujos de potencia y voltajes del sistema deberán tener amortiguamiento positivo, es decir, en la simulación se chequeará que el sistema llegue a una nueva situación de equilibrio [7].
- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente, pero después de 10 segundos de ocurrida la contingencia, esta no deberá exceder el 10% de la capacidad. En el nuevo punto de equilibrio la potencia reactiva de los generadores deberá estar dentro de la capacidad de régimen permanente [7].
- En el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u. [7].
- Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga [7].

La modelación de los generadores ubicados en Coca, Jivino y Castellanos, dentro del programa Power Factory, considera características técnicas de máquinas tipo, por no contarse con la información oficial por parte de la empresa. Por tanto, el máximo ángulo de sincronismo depende, además, de los efectos que puedan presentarse en operación real. Esta incertidumbre se reduce, en cierto modo, por la limitación del valor del ángulo por condiciones aceptables de respuesta dinámica en los generadores, a través de la simulación.

El análisis se realiza tanto en condiciones de operación actual como futura del Sistema Nororiente. En condiciones actuales (*sistema actual*) se cuenta con voltaje nominal de 69 kV desde la subestación Totoras, mientras que en condiciones futuras (*sistema futuro*) el voltaje nominal es de 138 kV desde la central Agoyán.

3.6.1 EN LA SUBESTACIÓN FCO. DE ORELLANA

Sistema Actual: La energización de la línea Tena – Fco. de Orellana eleva los voltajes de las barras del sistema y principalmente en la subestación Tena. Es posible controlar el incremento de voltaje mediante coordinación entre el Centro de Operación de Transmisión y CENACE, con la finalidad de contar con un voltaje no mayor a 71 kV (1.03 p.u.) en la barra de 69 kV de la subestación Totoras. El LTC del autotransformador Tena debe estar en la posición 12R, observando que el voltaje de la barra de 138 kV no sea menor a 124.5 kV (0.9 p.u.). Además la posición del LTC del autotransformador Orellana debe estar en 6L, lo que asegura estar dentro de la máxima variación de voltaje permitida para sincronismo. Los resultados de la energización de la línea Tena – Fco. de Orellana y el control de voltaje en las barras del sistema, se presentan en la tabla 3.8:

Subestacion	Voltaje (kV)	Premaniobra		Postmaniobra	
		Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
Tena	69	77,76	1,13	76,16	1,10
Tena	138	157,75	1,14	147,31	1,07
Orellana	138	159,88	1,16	149,30	1,08
Orellana*	69	77,45	1,12	71,86	1,04
Orellana	69	65,64	0,95	65,64	0,95

* Secundario del autotransformador Fco. de Orellana.

TABLA 3.8: VOLTAJE EN LAS BARRAS DEL SISTEMA NORORIENTE.

Una segunda posibilidad de control de voltaje es la instalación de un reactor de 5 Mvar en el devanado terciario del autotransformador Tena. La operación del reactor se efectúa con la posición 4R en el autotransformador Tena y en la posición 5L del autotransformador Orellana. La tabla 3.9 muestra los voltajes en las barras de interés:

Subestacion	Voltaje (kV)	Premaniobra		Postmaniobra	
		Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
Tena	69	77,76	1,13	71,92	1,04
Tena	138	157,75	1,14	145,70	1,06
Orellana	138	159,88	1,16	147,67	1,07
Orellana*	69	77,45	1,12	71,53	1,04
Orellana	69	65,64	0,95	65,64	0,95

* Secundario del autotransformador Fco. de Orellana.

TABLA 3.9: VOLTAJE EN LAS BARRAS DEL SISTEMA NORORIENTE.

Se recomienda, en cualquiera de los casos, variar la posición del LTC, en el autotransformador Orellana, con el fin de obtener mejores condiciones de voltaje para sincronizar los sistemas.

La respuesta dinámica de los generadores se analiza con una diferencia angular máxima de 20° , donde las máquinas de Coca, Jivino y Castellanos no se motorizan y las oscilaciones del ángulo del rotor tienen amortiguamiento positivo.

Los voltajes en las principales subestaciones no sobrepasan del 1.10 (p.u.). La potencia reactiva en las máquinas no es mayor del 10%, luego de la respuesta transitoria. Existe una caída de frecuencia transitoria en la Empresa Sucumbíos, pero no decisiva en la limitación del ángulo por ser de comportamiento instantáneo. La frecuencia del Sistema Nacional Interconectado percibe variaciones despreciables que no afectan la operación del mismo.

Los principales resultados de la maniobra son mostrados en la figura 3.3:

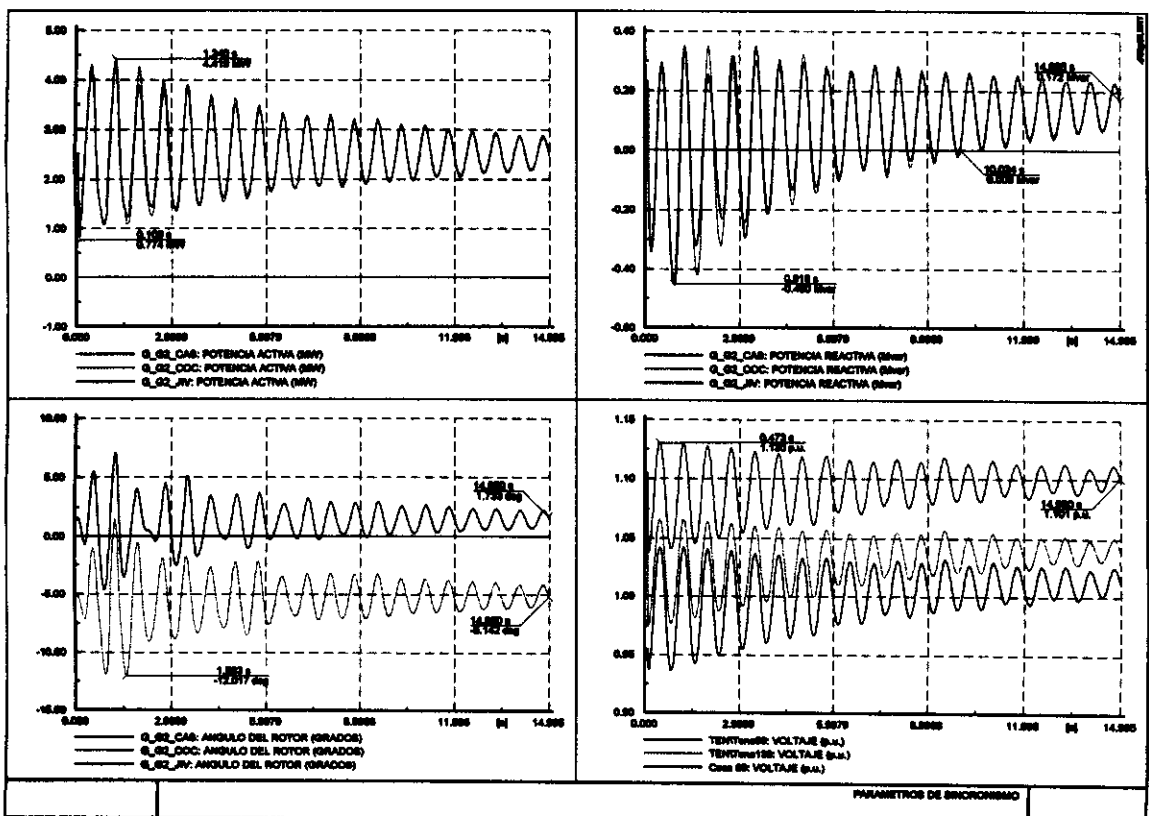


FIGURA 3.3: RESPUESTA DINÁMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBÍOS CON DIFERENCIA ANGULAR DE 20° .

Sistema Futuro: Los incrementos de voltaje en las barras del sistema no sobrepasan el 1.10 (p.u.), por tanto, en estas condiciones, no se necesita de compensación inductiva. La maniobra básica, para mantener la variación de voltaje dentro de los límites estipulados por la norma, será manipular el LTC del autotransformador Orellana. Las condiciones de análisis son los establecidos en la sección 3.6.1.

Los voltajes para sincronizar son presentados en la tabla 3.10, donde la maniobra a considerar es la variación en la posición del LTC hasta 5L:

Subestacion	Voltaje (kV)	Premaniobra		Postmaniobra	
		Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
Tena	138	146,59	1,06	146,56	1,06
Orellana	138	148,60	1,08	148,54	1,08
Orellana*	69	78,43	1,14	71,96	1,04

* Secundario del autotransformador Fco. de Orellana.

TABLA 3.10: VOLTAJE EN LAS BARRAS DEL SISTEMA NORORIENTE.

Aunque en el sistema actual se requiere de compensación reactiva, los problemas de sobrevoltajes no se mantienen a nivel de 138 kV, eliminando la necesidad de reactores.

En las maniobras de sincronismo, se analiza nuevamente la diferencia angular de 20°. El sistema es mucho más fuerte, sin potencia inversa en la operación de los generadores, además de estabilizarse en menor tiempo, en condiciones de plena carga de la Empresa Eléctrica Sucumbíos.

Las oscilaciones que presentan los generadores son más lentas y con mayor amortiguación, como se aprecia en las variaciones de voltaje de las barras en las subestaciones Tena y Orellana. La potencia reactiva de las máquinas no supera el 10% limitado en el reglamento, y la potencia activa inicial entregada es de muy corta duración como para que actúen las protecciones de sobrepotencia.

La caída de frecuencia, en estas condiciones, es aún menor que el producido en el sistema actual, por tanto, no se lo considera para establecer la diferencia

angular máxima. La figura 3.4 muestra, gráficamente, el comportamiento dinámico de las máquinas de esta zona:

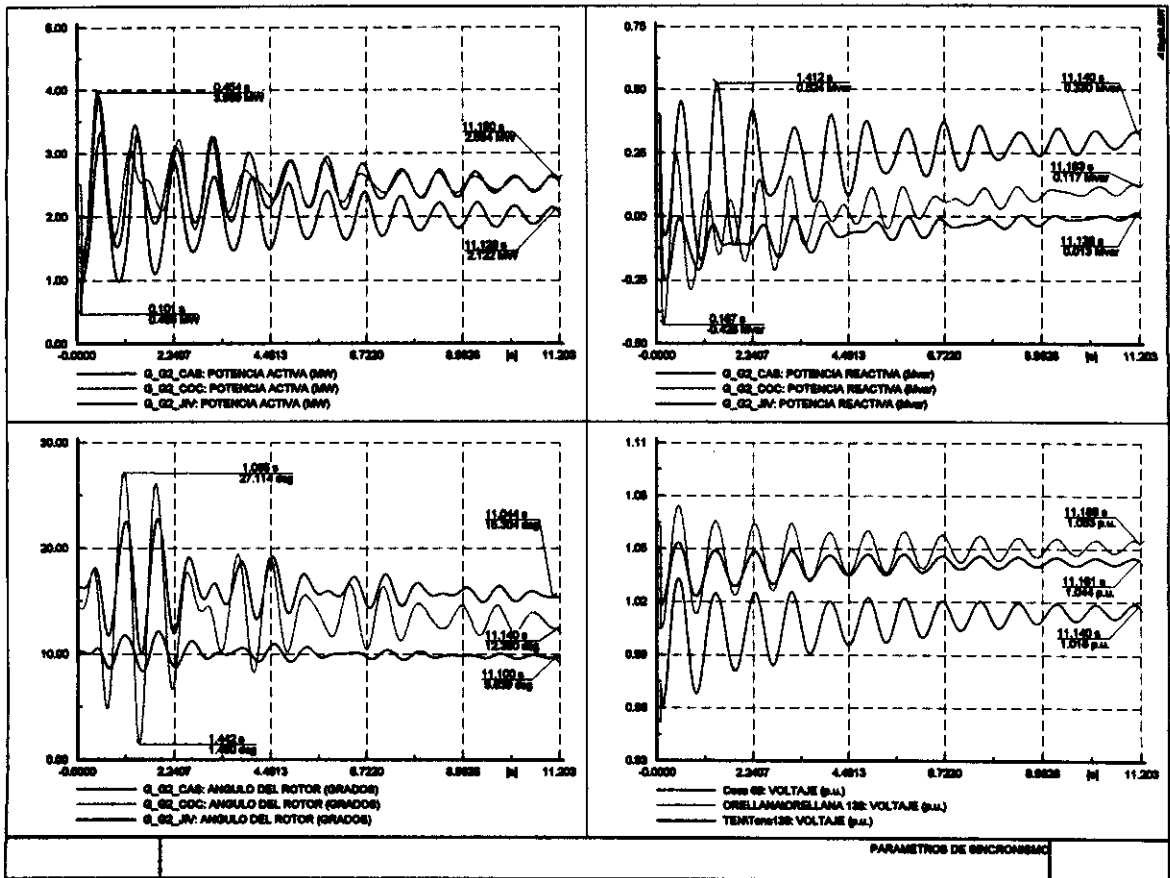


FIGURA 3.4: RESPUESTA DINÁMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBÍOS CON DIFERENCIA ANGULAR DE 20°.

Las oscilaciones de potencia y ángulo de las máquinas de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, y de voltaje en las barras de interés dentro del sistema de transmisión se agravan con el aumento de la distancia eléctrica reflejada mediante la diferencia angular en maniobras de sincronización.

Considerando la central Agoyán fuera de servicio, el efecto del ingreso de la central San Francisco, en las maniobras de sincronización, es producir voltajes cercanos a 1.05 (p.u.) con respuesta amortiguada, llegando a un punto de equilibrio aceptable en las barras de principal interés. La potencia reactiva no supera el 10% de la potencia nominal luego de 10 segundos de efectuada la maniobra.

La figura 3.5 presenta los principales resultados del estudio dinámico, analizando una diferencia angular de 20°:

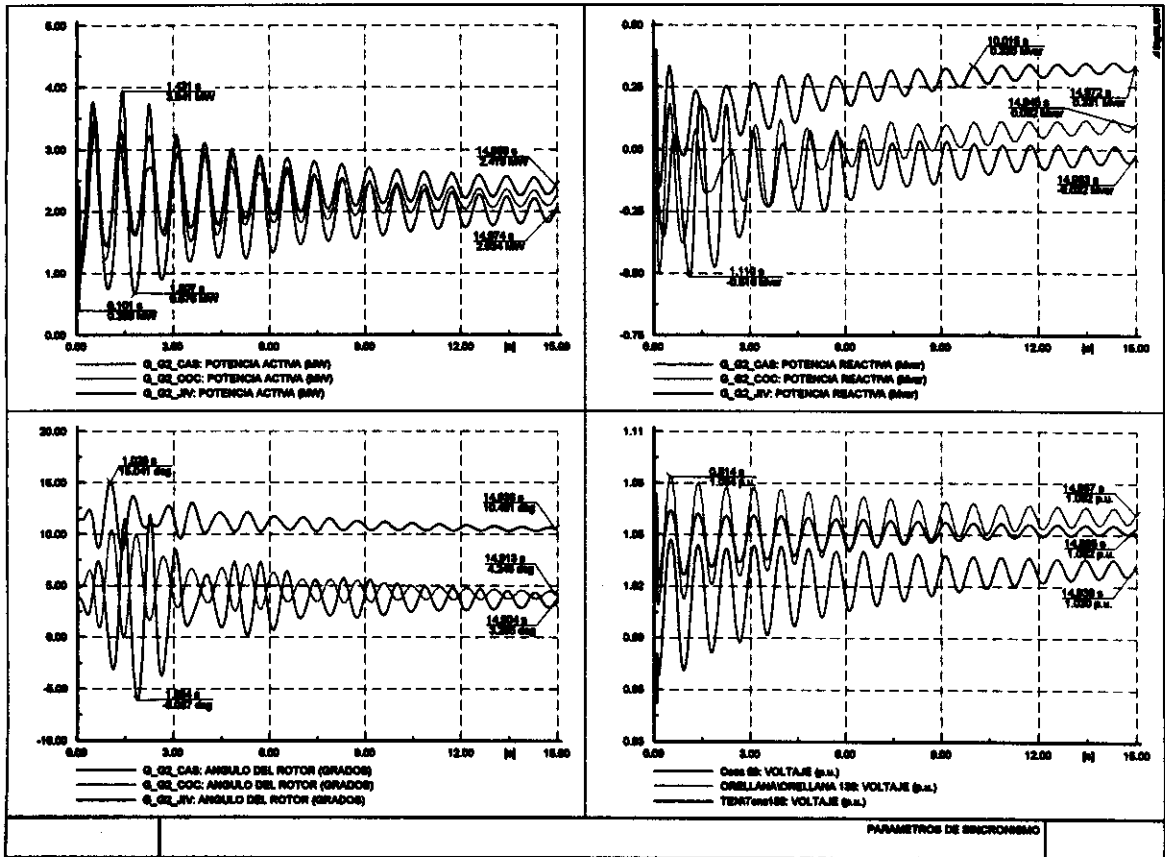


FIGURA 3.5: RESPUESTA DINAMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBIOS CON AGOYAN FUERA DE SERVICIO Y SAN FRANCISCO EN LINEA CON DIFERENCIA ANGULAR DE 20°.

La condición más crítica, en la respuesta dinámica de las máquinas, se presenta con la central Agoyán fuera de servicio y la entrada de la central Pucará. La distancia eléctrica es mayor al caso anterior para el sincronismo en el mismo punto.

La respuesta se asemeja a la obtenida en la figura 3.5. Por tanto, el sincronismo, en estas condiciones, permite una respuesta favorable de los generadores del sistema.

Los principales resultados del análisis dinámico, con la central Agoyán fuera de servicio y diferencia angular de 20° en el punto de sincronización, se presentan en la figura 3.6:

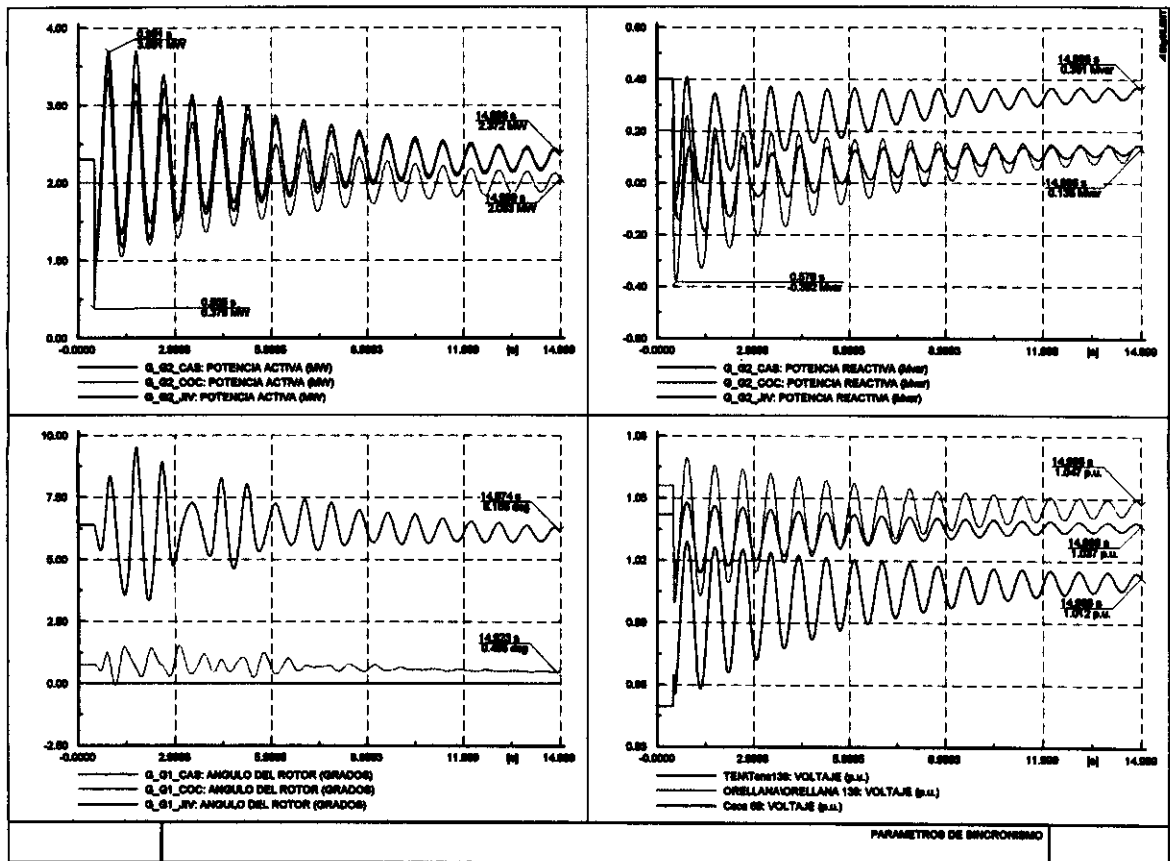


FIGURA 3.6: RESPUESTA DINAMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBÍOS CON AGOYAN FUERA DE SERVICIO Y PUCARA EN LINEA CON DIFERENCIA ANGULAR DE 20°.

3.6.2 EN LA SUBESTACIÓN TENA

Los voltajes en las barras de la Empresa Sucumbíos se elevan por la conexión de la línea Tena – Fco. de Orellana. Se puede emplear un reactor de 5 Mvar, en el terciario del transformador, que limite los voltajes hasta 1.10 (p.u.). Además, el voltaje en la barra de 69 kV, de esta subestación, es de 63 kV (0.91 p.u.), lo cual permite cumplir con los requerimientos de voltaje dentro del sistema. Los voltajes se indican en la tabla 3.11, con la posición del LTC del transformador Orellana en 13R:

Subestación	Voltaje (kV)	Premaniobra		Postmaniobra	
		Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Voltaje (p.u.)
Tena	138	131,51	0,95	131,51	0,95
Tena*	138	176,70	1,28	143,36	1,04
Orellana	138	174,31	1,26	141,42	1,02
Orellana	69	92,29	1,34	73,71	1,07

* Lado de la línea Tena - Fco. de Orellana conectada a la subestación.

TABLA 3.11: VOLTAJE EN LAS BARRAS DEL SISTEMA NORORIENTE.

Los voltajes de sincronismo son idénticos en el sistema actual como futuro, debido a que el cambio de voltaje se realiza hasta la subestación Tena, manteniéndose inalterado el voltaje nominal desde la subestación Orellana hasta la Empresa Sucumbíos.

Sistema Actual: La maniobra de sincronismo en esta subestación, con diferencia angular igual a los casos anteriores, no es posible debido a pérdida de sincronismo de las máquinas, seguido del colapso de voltaje en las barras de la subestación Tena como en Fco. de Orellana.

Los resultados del sincronismo efectuado en la subestación Tena se presentan en la figura 3.7:

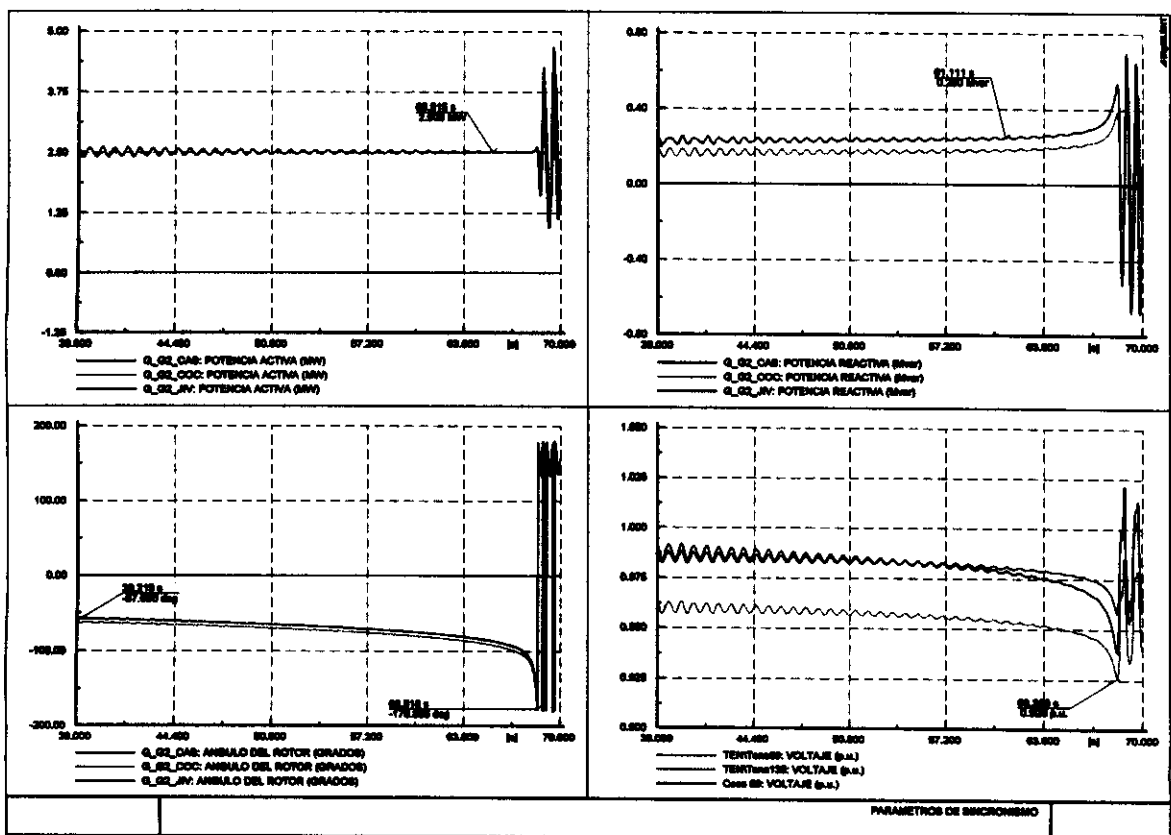


FIGURA 3.7: RESPUESTA DINAMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBIOS CON DIFERENCIA ANGULAR DE 20°.

Sistema Futuro: Con el sistema operando a 138 kV, la sincronización en la subestación Tena no es posible por oscilaciones sostenidas en los ángulos de los rotores, en la condición más crítica (Agoyán fuera de servicio), de las máquinas

de la empresa, sin llegar a un punto final de equilibrio. Las oscilaciones de voltaje en las barras tienen amortiguamiento positivo entre el rango del $\pm 10\%$ normado en los procedimientos.

Los resultados de la operación de sincronismo se presentan en la figura 3.8:

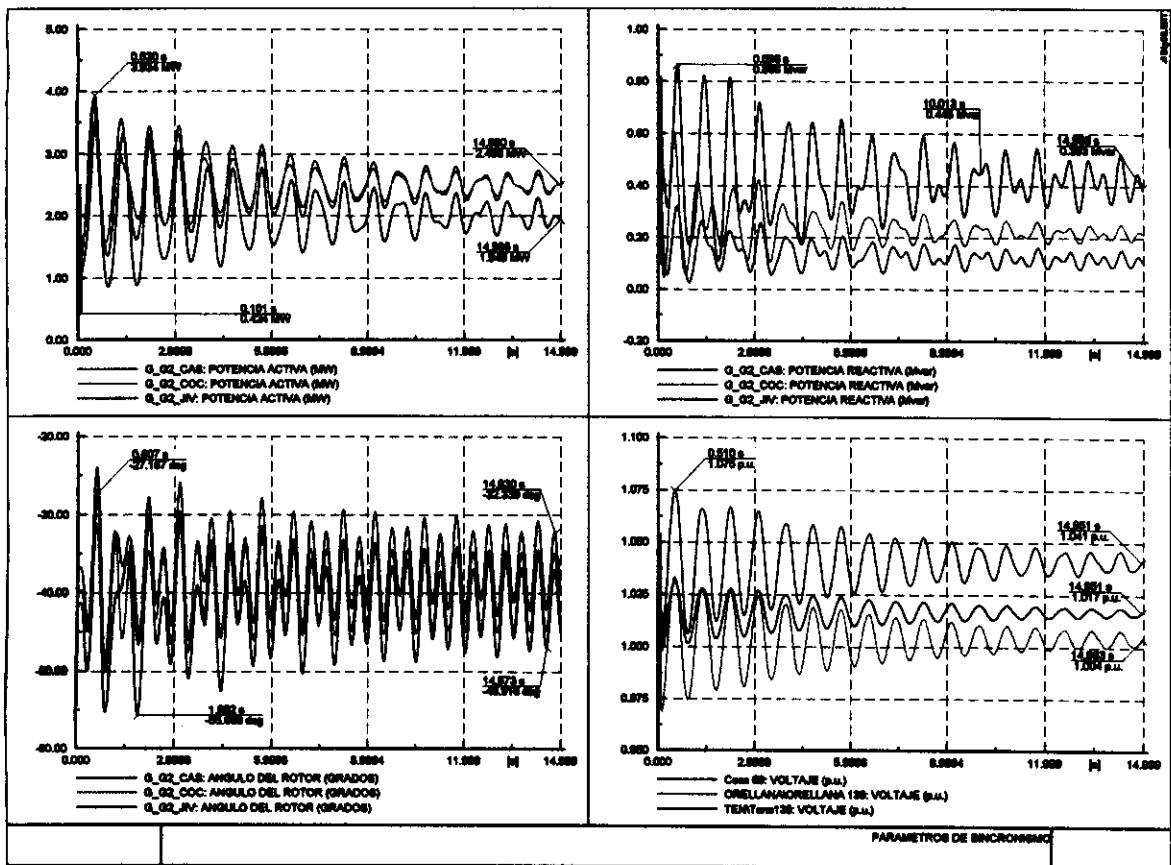


FIGURA 3.8: RESPUESTA DINÁMICA DE LOS GENERADORES DE LA EMPRESA SUCUMBIOS CON AGOYAN FUERA DE SERVICIO Y DIFERENCIA ANGULAR DE 20° .

La adecuada respuesta de los generadores se encuentra en la posición de baja del autotransformador Orellana, en condiciones actuales de operación como con el sistema a 138 kV.

Con estos resultados, no se requiere de reactores para operación de sincronismo efectuada en la barra de 69 kV de la subestación Orellana, y la posición previa de LTCs de los autotransformadores son indicadas en la sección 3.6.1, para regulación de voltaje dentro del sistema en operación actual.

Se espera que el sistema futuro, regulado desde la central Agoyán, entre en funcionamiento desde el cuarto trimestre del año 2006. Con este antecedente y el no requerimiento de reactores con el Sistema Nororiente operando a 138 kV, se aconseja que el restablecimiento del sistema, en cuanto a regulación de voltaje durante sincronización, se realice según control del perfil con referencia en la subestación Totoras (sección 3.6.1) hasta contar con el nuevo nivel de voltaje en el que operará la red.

Se concluye, además, en la no necesidad de reactores para control de voltaje durante maniobras de restablecimiento del Sistema Nororiente.

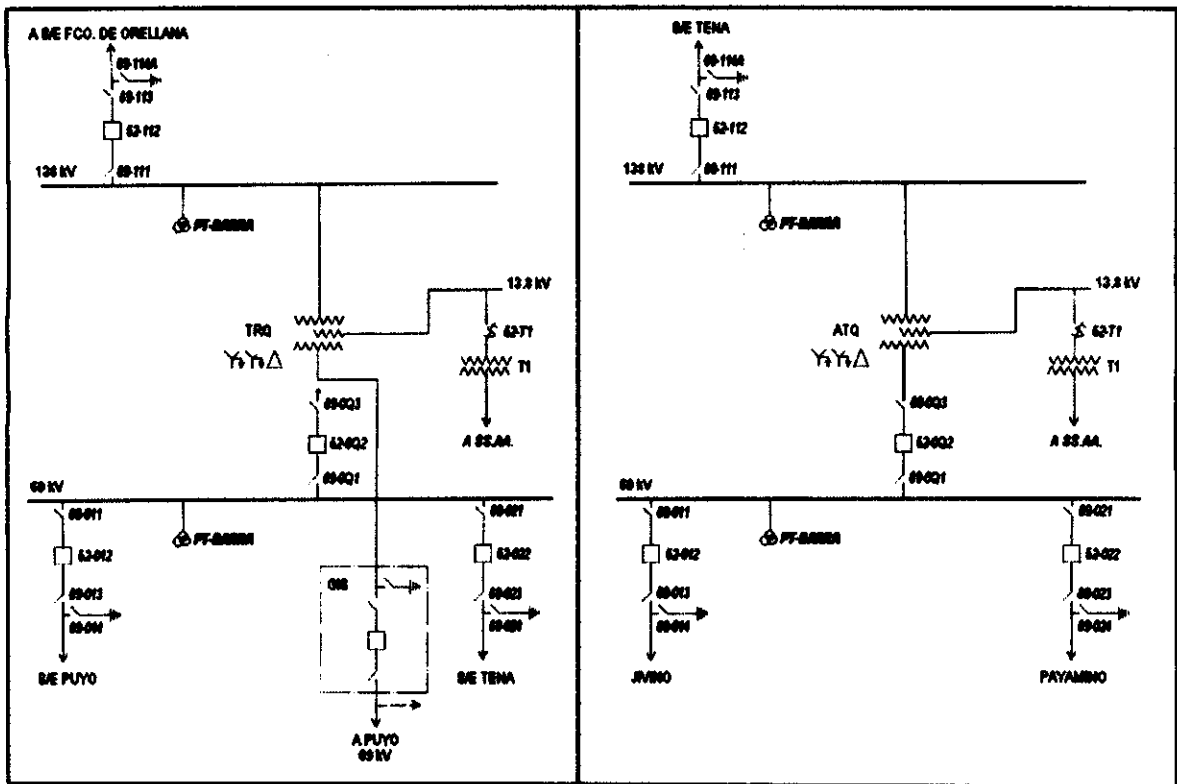
3.7 SECUENCIA DE MANIOBRAS DE RESTAURACION

El siguiente procedimiento se aplica luego de ocurrida una contingencia dentro del Sistema Nororiente, la misma que ocasiona la pérdida de transferencia de potencia hacia el área de concesión de la Empresa Eléctrica Sucumbíos. La energización se realiza desde la subestación Agoyán hasta la subestación Tena, sin problemas operativos mayores. El paso final para la restauración se consigue luego de energizar la línea Tena – Fco. de Orellana y de ejecutar las maniobras de sincronismo en la subestación Orellana. Estas maniobras se establecen en condiciones de voltaje nominal 138 kV (sistema futuro).

Los resultados obtenidos en secciones anteriores, permiten escoger la posición de bajo voltaje del autotransformador Orellana, en la subestación del mismo nombre, como el lugar donde se conseguirán las mejores condiciones de sincronismo, tanto en regulación de voltaje como en respuesta dinámica de los generadores de la Empresa Sucumbíos. La siguiente sección especifica la secuencia correcta a realizarse en los equipos para restauración del servicio eléctrico en el Sistema Nororiente.

La figura 3.9 indica los diagramas esquemáticos de las subestaciones Tena y Fco. de Orellana², con la finalidad de identificar los equipos a maniobrar dentro de cada una de estas.

² Tomado del Atlas del Sistema Nacional Interconectado 2005, perteneciente a TRANSELECTRIC S.A.



(a) (b)
FIGURA 3.9: DIAGRAMA UNIFILAR: a) SUBESTACION TENA; b) SUBESTACION ORELLANA.

Con el fin de normalizar la operación integrada del sistema, y en forma coordinada entre el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el Centro de Operaciones de Transmisión (COT) y los operadores de las subestaciones Tena y Fco. de Orellana, se establece a continuación el procedimiento a seguir:

- De ser necesario, se procede a desconectar las puestas a tierra de la línea Tena – Fco. de Orellana mediante apertura de los seccionadores 89-114A, en las subestaciones Tena y Fco. de Orellana.
- Se conecta la línea Tena – Fco. de Orellana mediante el cierre del disyuntor 52-112 de la posición Fco. de Orellana, previamente cerrados los seccionadores 89-111 y 89-113, en la subestación Tena a nivel de 138 kV.
- Verificar el voltaje presente en los puntos del sistema, especialmente en la barra de 138 kV de la subestación Tena, considerando que el voltaje en el extremo abierto de la línea es 2 kV mayor al presente en esta barra.

- Colocar el LTC del autotransformador Fco. de Orellana en la posición 5L, con la finalidad de contar con diferencia de voltaje dentro del rango establecido.
- Verificar que el disyuntor 52-0Q2, de lado de baja del autotransformador Fco. de Orellana, esté abierto.
- Se procede al cierre del disyuntor 52-112 de la posición Tena, previamente cerrados los seccionadores 89-111 y 89-113, quedando energizado el autotransformador Fco. de Orellana por el lado de alto voltaje.
- Verificar los voltajes de sincronización entre la barra de 69 kV de la subestación Orellana (energizada desde la Empresa Eléctrica Sucumbíos), y en el secundario del autotransformador Orellana. De ser necesario, se debe manipular la posición del LTC del autotransformador Orellana para asegurar que la diferencia de voltajes este dentro del rango establecido.
- Luego de obtener voltajes y diferencia angular apropiada, se procede a cerrar el disyuntor 52-0Q2, del lado de baja tensión del autotransformador Orellana, previamente cerrados los seccionadores 89-0Q1 y 89-0Q3.

Luego de realizar los pasos antes mencionados, el COT deberá informar al CENACE el cierre de la línea Tena – Fco. de Orellana, con la finalidad de monitorear la evolución de las variables eléctricas del sistema.

3.8 CONCLUSIONES DEL ANALISIS EN OPERACIÓN NORMAL

Los principales resultados obtenidos luego del análisis en estado estable se resumen a continuación:

- El flujo de potencia transferido por la línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana aumenta en todas las condiciones de demanda, por efecto del cambio en el voltaje nominal de operación en el Sistema Nororiente. Los
-

resultados son fácilmente verificables mediante las curvas PV calculadas en la subestación Orellana.

- Con la central Agoyán fuera de servicio por mantenimiento programado, la mejor regulación de voltaje, dentro del Sistema Nororiente, se obtiene con la entrada en servicio de la central San Francisco.
 - La peor regulación de voltaje en el Sistema Nororiente se produce al contar con una unidad de generación en la central Pucará debido a la salida de una unidad en la central Agoyán.
 - Se necesita contar con dos bancos de capacitores, de 6 y 3 Mvar, instalados en la subestación Lago Agrio y el cambio del transformador de 5 MVA operando actualmente dentro de la subestación Coca 69/13.8 kV, con la finalidad de abastecer el 100% de la demanda de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, en condiciones optimas de regulación de voltaje. El capacitor de 3 Mvar entra en funcionamiento para demanda mínima y media, mientras el capacitor de 6 Mvar se adicionará en demanda máxima, obteniendo así una compensación capacitiva de 9 Mvar.
 - Luego de ocurrida una contingencia, en condiciones operativas actuales, se recomienda regular el voltaje del sistema considerando los pasos establecidos en la sección 3.6.1, obteniendo condiciones de voltaje adecuadas en la subestación Orellana, donde se realizará el sincronismo.
 - La regulación de voltaje desde la Empresa Eléctrica Sucumbíos no es recomendable por requerimiento adicional de reactores que permitan mantener condiciones optimas de sincronismo en la subestación Tena.
 - Con el cambio en el voltaje nominal del Sistema Nororiente a 138 kV, la restauración del sistema no requiere de reactores ni regulación previa de voltaje desde la central Agoyán, debido a que los voltajes en las barras del sistema no superan el 1.10 (p.u.) máximo permitido en maniobras [7].
-

- La respuesta dinámica de los generadores, de la Empresa Sucumbíos, confirma la posición óptima de sincronismo. La barra de 69 kV de la subestación Orellana es el punto escogido para sincronizar los sistemas, con una diferencia angular máxima de 20° entre estos, con respuestas oscilatorias amortiguadas aún en condiciones críticas de operación (Agoyán fuera de servicio).

 - El sincronismo en la subestación Tena presenta oscilaciones angulares sostenidas en las peores condiciones de sincronismo, además de pérdida de sincronismo de las mismas en condiciones actuales de operación.

 - La secuencia de maniobras para normalización del sistema, luego de ocurrida una contingencia que ocasione la pérdida de transferencia de potencia por las líneas, se establece dentro de la sección 3.7, considerando la subestación Orellana como el punto de sincronismo entre los sistemas.
-

CAPITULO 4: ANALISIS DE REGIMEN TRANSITORIO

4.1 ENERGIZACION DEL SISTEMA NORORIENTE

El objetivo principal, en la energización, es conocer los máximos voltajes presentes en los equipos del sistema como líneas de transmisión y transformadores, para lo cual se considera el voltaje medio en la barra de 138 kV de la subestación Agoyán en 142 kV (1.03 p.u.)¹.

La ecuación 2.6 servirá para ingresar este voltaje dentro del equivalente de red calculado mediante Power Factory, considerando además los voltajes presentes en las subestaciones de Puyo, Tena y Fco. de Orellana, en las condiciones más críticas de operación para esta maniobra, lo cual se estima ocurrirá para demanda mínima.

El circuito implementado dentro de ATP (figura 4.1), presenta los modelos detallados en el capítulo 2, para el caso de transformadores con curva de magnetización simulada por el lazo de histéresis.

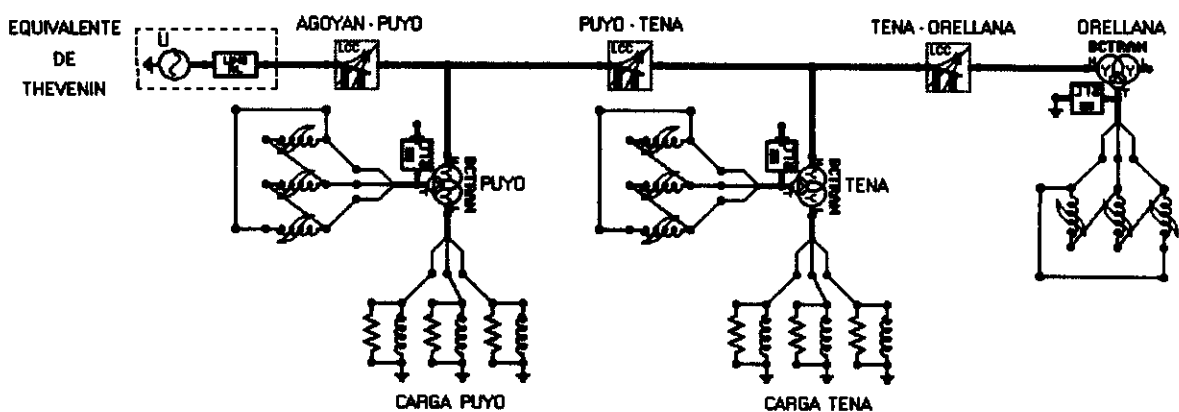


FIGURA 4.1: CIRCUITO IMPLEMENTADO EN ATPDRAW.

Con la finalidad de comprobar la precisión de la simulación del sistema anterior, se contrastó los resultados obtenidos con Power Factory y ATP, determinándose errores despreciables (menores al 1%). Los resultados de las simulaciones, para ambos programas, se resumen en la tabla 4.1:

¹ Voltaje estadístico referencial, en operación real, determinado por el Centro de Operación de la Transmisión (COT).

ENERGIZACION SISTEMA NORORIENTE

	Línea Agoyán - Puyo	TRQ_Puyo	Línea Puyo - Tena	TRQ_Tena	Línea Tena - Fco. de Orellana	ATQ_Orellana	
Agoyán 138kV	116007,80	116220,12	116056,82	116309,94	116162,97	116701,86	Power Factory*
Puyo 138kV		116481,40	115730,23	116595,70	115950,88	117828,62	
Tena 138kV				116983,14	115730,23	119175,84	
Orellana 138kV						120817,00	
Agoyán 138kV	116007,83	116220,44	116056,74	116309,95	116162,97	116701,87	ATP*
Puyo 138kV		116507,82	115701,57	116650,74	115993,92	118035,90	
Tena 138kV				117057,73	115811,43	119642,63	
Orellana 138kV						121481,81	
Agoyán 138kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ERRORES (%)
Puyo 138kV		0,02	0,02	0,05	0,04	0,18	
Tena 138kV				0,08	0,07	0,39	
Orellana 138kV						0,55	

* Los resultados obtenidos mediante los programas se expresan en voltios pico fase-neutro.

TABLA 4.1: PORCENTAJE DE ERRORES EN LA SIMULACION CON ATP.

El análisis de los resultados, en la energización de líneas de transmisión y transformadores de potencia del sistema, son presentados en las siguientes secciones.

4.1.1 LINEAS DE TRANSMISION

El modelo KCLee, descrito en la sección 2.4.1, para cada una de las líneas que conformarán el sistema a 138 kV, se operan a través de los interruptores estadísticos de la sección 2.4.3, con un ajuste de 100 operaciones de cierre por fase del interruptor.

Se analizó, además, la posibilidad de realizar esta maniobra conectando en el terminal abierto los autotransformadores de cada una de las subestaciones del sistema. Todas las maniobras de energización no consideran la operación de pararrayos. Tal efecto será detallado en secciones posteriores.

La velocidad de propagación de las ondas de voltaje a través de las líneas es muy cercana a la velocidad de la luz (300.000 km/seg.), e igual a [1]:

$$V = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Ecuación 4.1

donde:

V : Velocidad de propagación de las ondas de voltaje.

L, C : Inductancia y capacitancia total de la línea de transmisión.

Por tanto, el tiempo en que las reflexiones de la onda lleguen al extremo opuesto, estará determinada por la longitud de las líneas analizadas.

Otro parámetro a considerar es la inducción de voltaje, en las fases restantes, luego del cierre de la primera fase, ocasionado por el acoplamiento entre estas. Esto produce que el voltaje, en estas fases, no sea exactamente cero al momento de cierre del polo del disyuntor asociado, aumentando el voltaje transitorio luego de la energización.

Con estas puntualizaciones, se presentan a continuación los resultados obtenidos.

4.1.1.1 Energización de línea en vacío

4.1.1.1.1 Línea de transmisión Agoyán – Puyo

Los voltajes debido a la energización en vacío de esta línea se distribuyen según lo muestran los histogramas de frecuencias al inicio y en el extremo abierto de la misma (figuras 4.2 y 4.3 respectivamente):

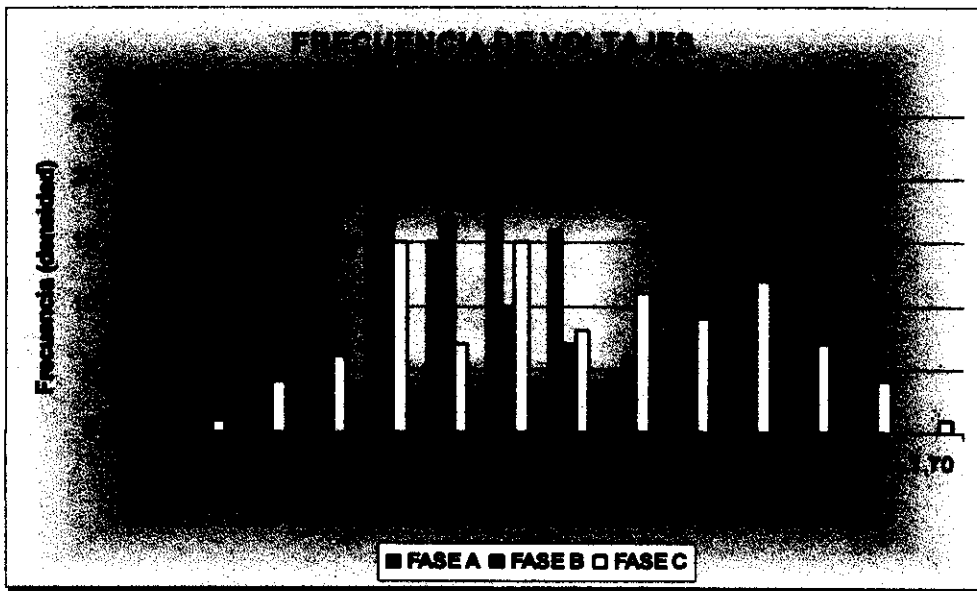


FIGURA 4.2: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.

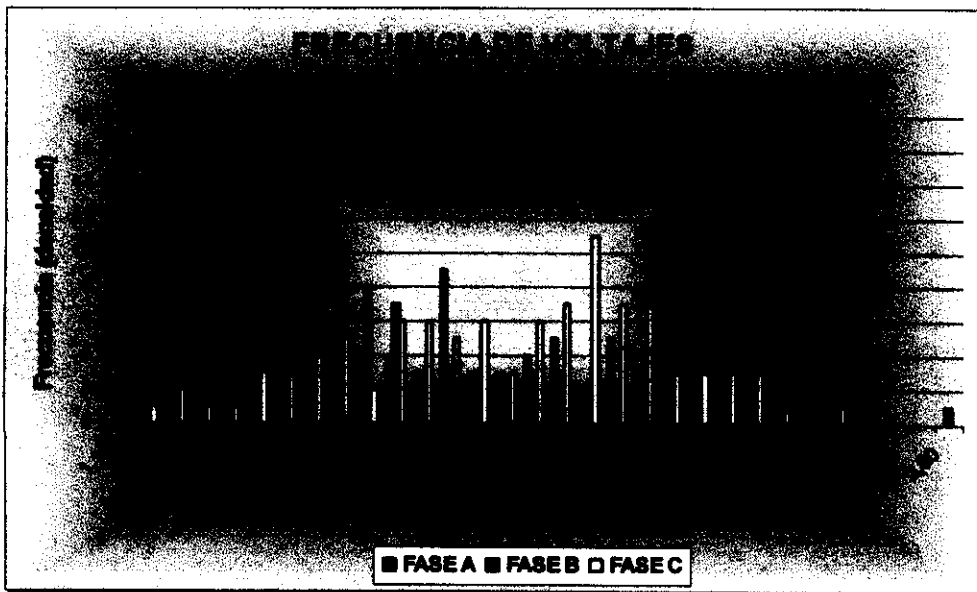


FIGURA 4.3: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

Las formas de onda de voltajes máximos y más probables a presentarse en el inicio de la línea de transmisión son:

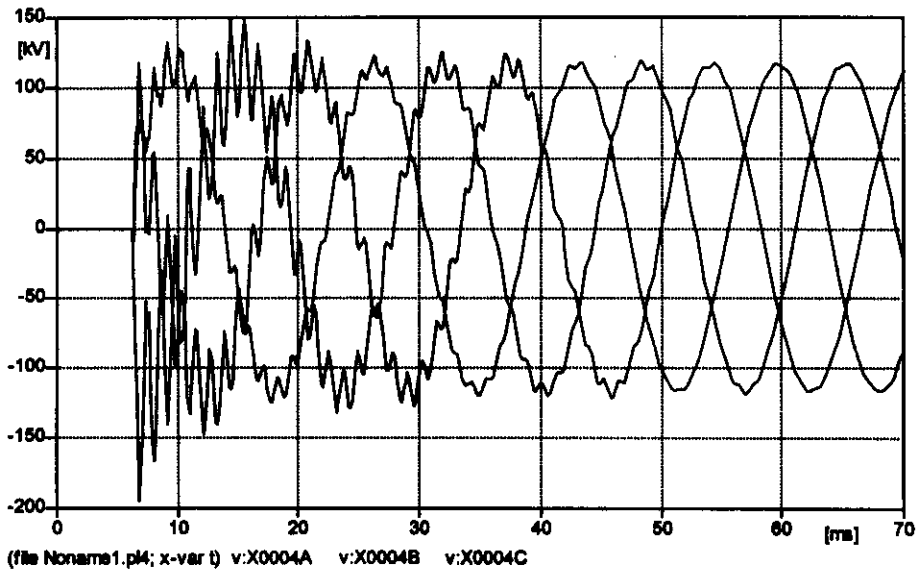


FIGURA 4.4: VOLTAJE MÁXIMO EN INICIO DE LÍNEA.

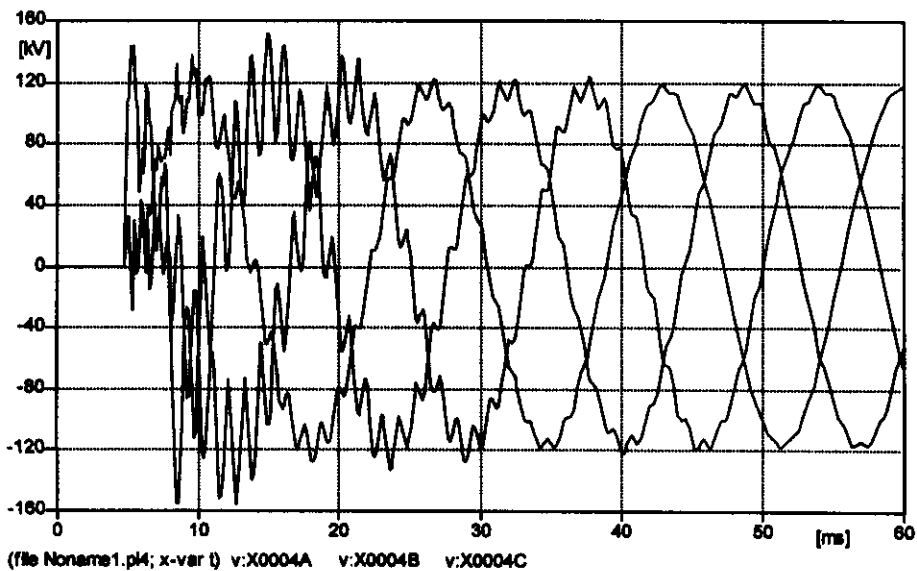


FIGURA 4.5: VOLTAJE ESPERADO EN INICIO DE LÍNEA.

El voltaje máximo se refiere al pico máximo de voltaje presente en la energización de líneas de transmisión durante la simulación estadística en estado transitorio, mientras que el voltaje esperado es el que tiene mayores probabilidades o frecuencia de ocurrencia durante la simulación de energización. Esto se cumple de igual forma para energización de transformadores de potencia.

Los voltajes en el extremo abierto son de mayor magnitud a los anteriores, y se muestran a continuación:

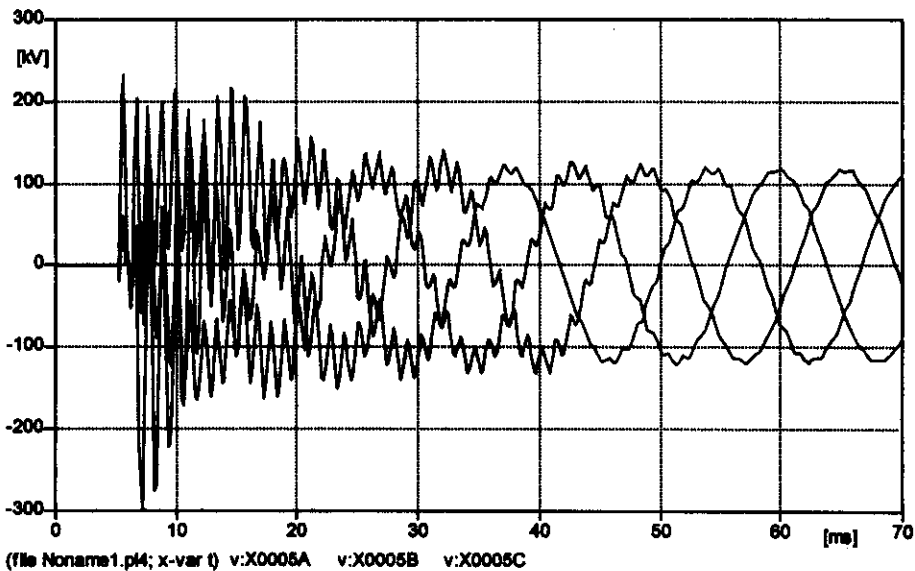


FIGURA 4.6: VOLTAJE MAXIMO EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

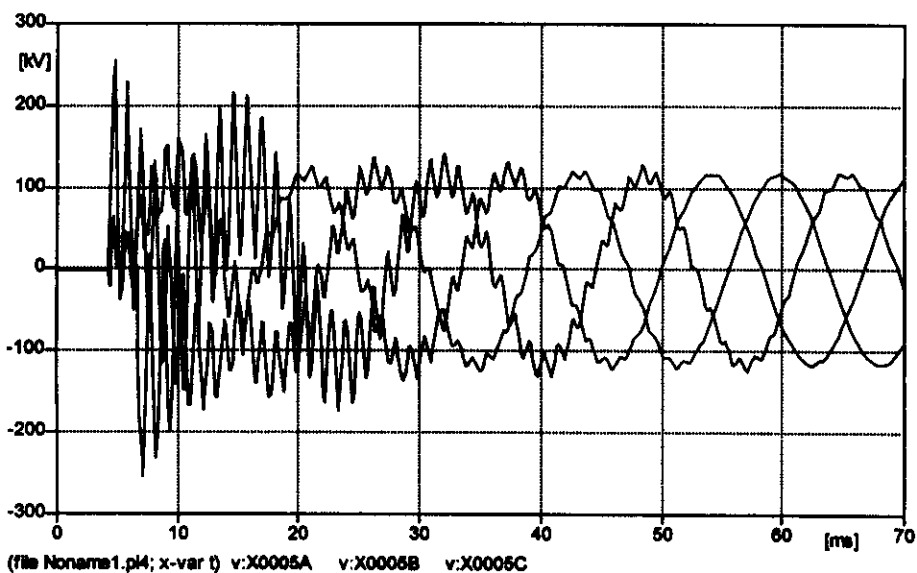


FIGURA 4.7: VOLTAJE ESPERADO EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

El tiempo de viaje de la onda de tensión, en la línea de 56 (km), es de 0.19 (ms). Siendo esta línea la de menor longitud en el sistema, existirán mayor cantidad de reflexiones (picos positivos y negativos), y por tanto mayor distorsión en la forma de onda.

Las reflexiones en el extremo abierto tienen mayor amplitud que las presentes en el extremo alimentador. Esto se debe a la característica terminal de la misma (circuito abierto), que ocasiona un coeficiente de reflexión mucho mayor al del extremo opuesto.

4.1.1.1.2 Línea de transmisión Puyo – Tena

Los resultados obtenidos en la simulación se presentan gráficamente en las figuras 4.8 y 4.9:

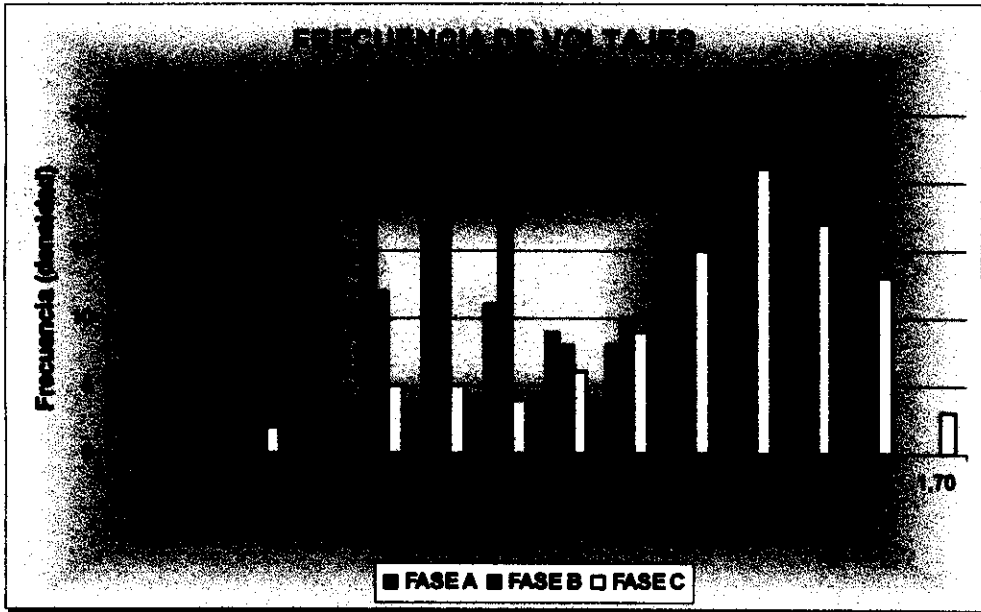


FIGURA 4.8: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.

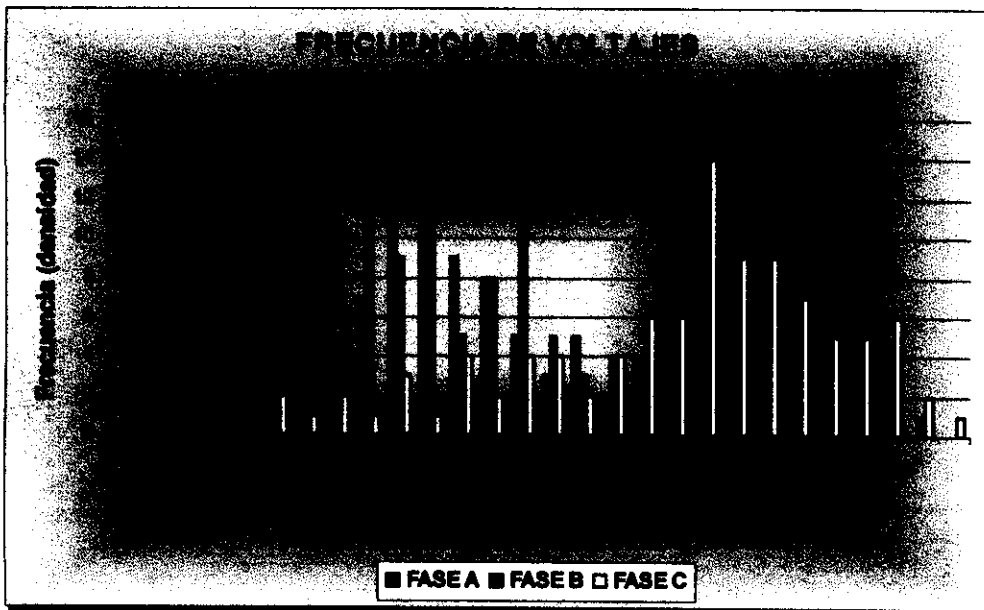


FIGURA 4.9: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

Los voltajes más probables y máximos a presentarse en la energización de esta línea son los siguientes:

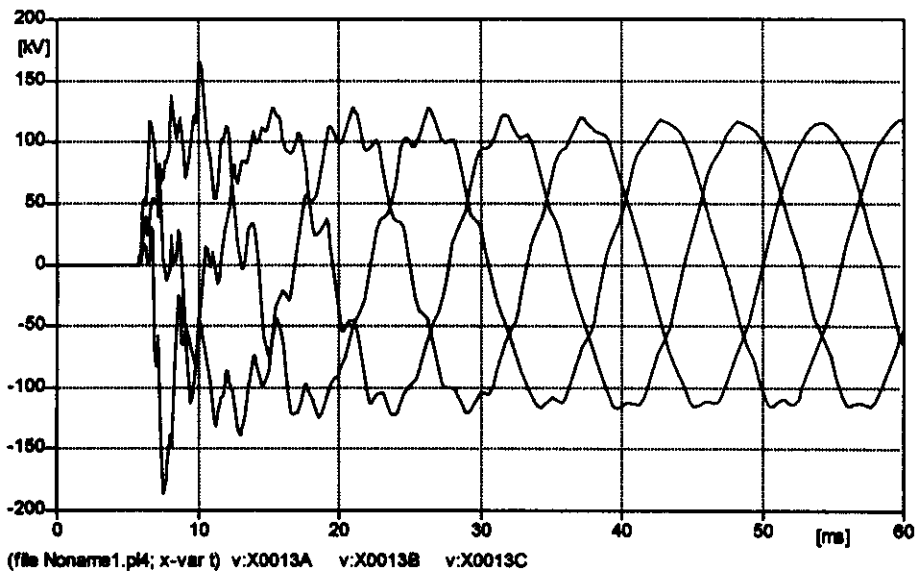


FIGURA 4.10: VOLTAJE MAXIMO EN INICIO DE LINEA.

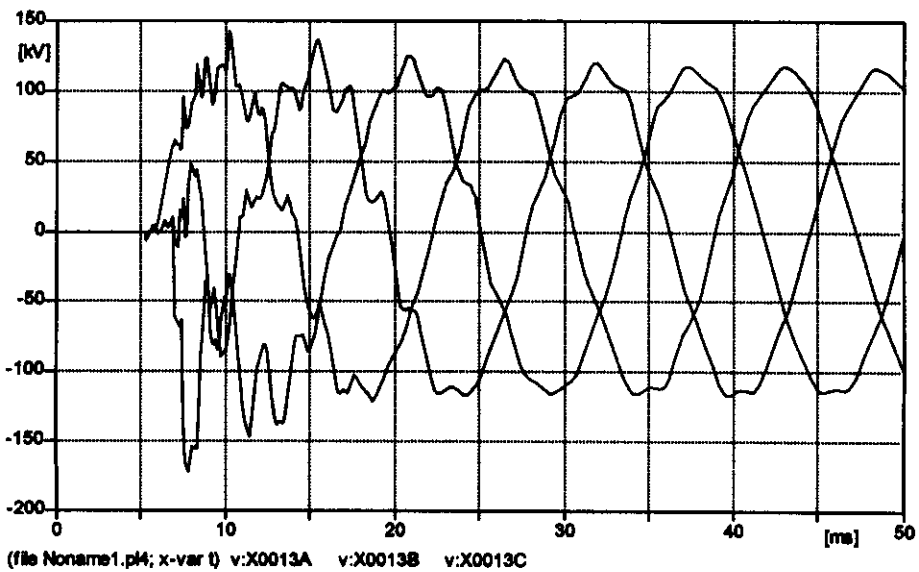


FIGURA 4.11: VOLTAJE ESPERADO EN INICIO DE LINEA.

Las ondas de voltaje en el extremo abierto son las mostradas en las figuras 4.12 y 4.13:

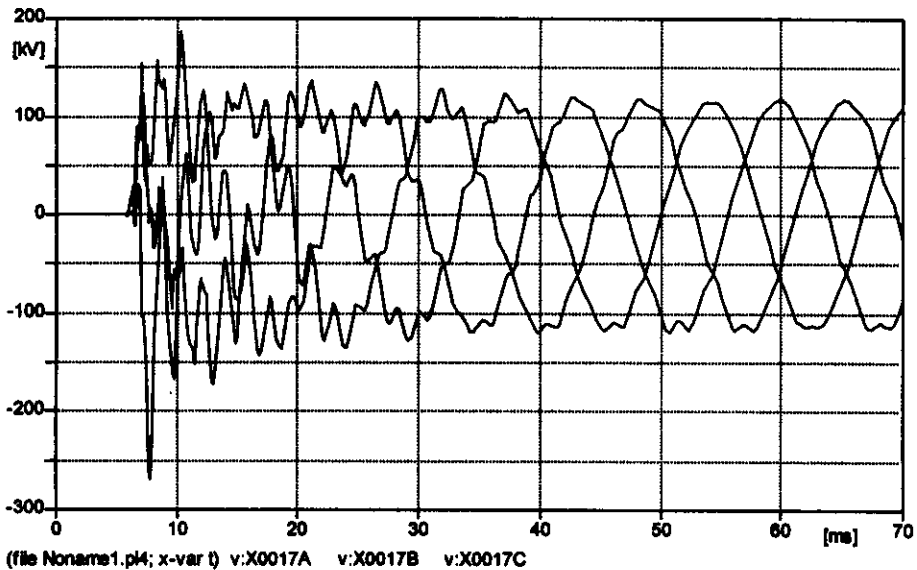


FIGURA 4.12: VOLTAJE MAXIMO EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

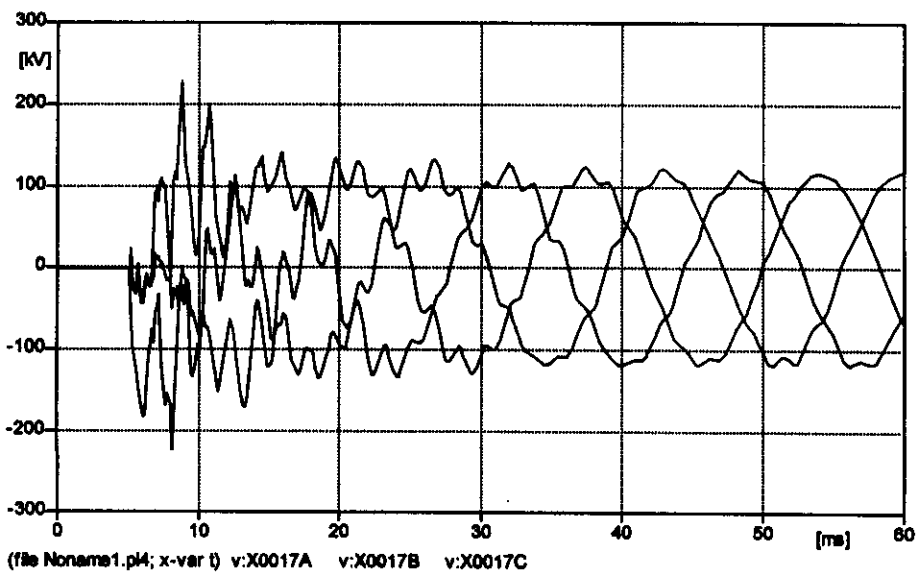


FIGURA 4.13: VOLTAJE ESPERADO EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

La mayor sollicitación de voltaje se encontrará siempre en el extremo abierto de las líneas de transmisión. Esto es evidente al comparar las figuras 4.10 y 4.12, con voltaje pico mayor a 250 kV (2.22 p.u.) en el extremo abierto de la línea.

Las reflexiones, en esta línea (66.5 km), ocurren cada 0.22 (ms), disminuyendo la deformación del voltaje, en las fases de la misma. Además, las pérdidas resistivas en la línea, contribuyen a la rápida reducción del pico de las reflexiones, reflejándose en el tiempo del transitorio de voltaje.

4.1.1.1.3 Línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana

Los voltajes por energización de esta línea se distribuyen según lo muestra la figura 4.14 y 4.15 para inicio y extremo abierto respectivamente:

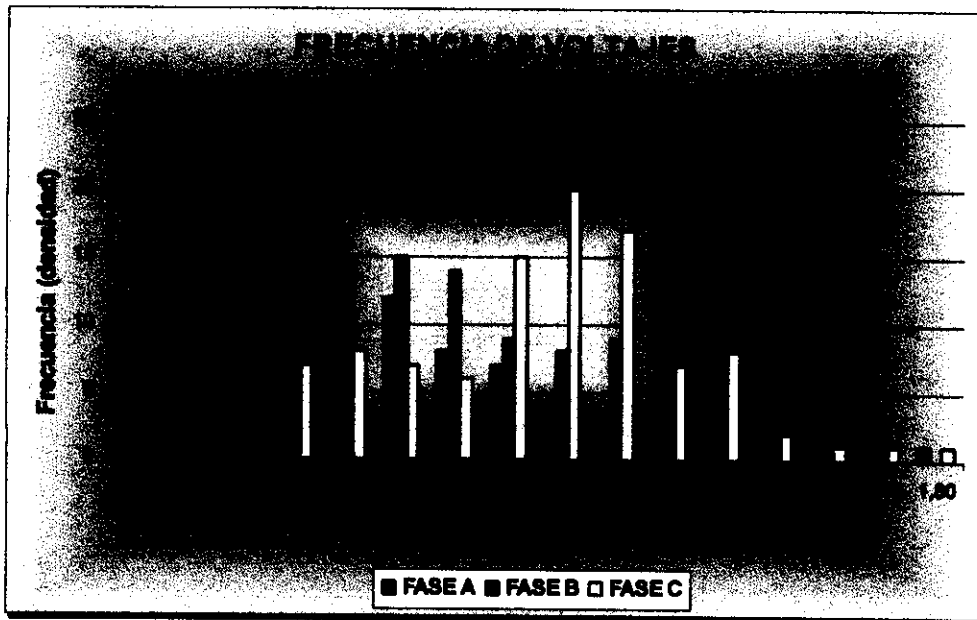


FIGURA 4.14: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.



FIGURA 4.15: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

Las ondas de voltaje esperadas y máximas de energización son:

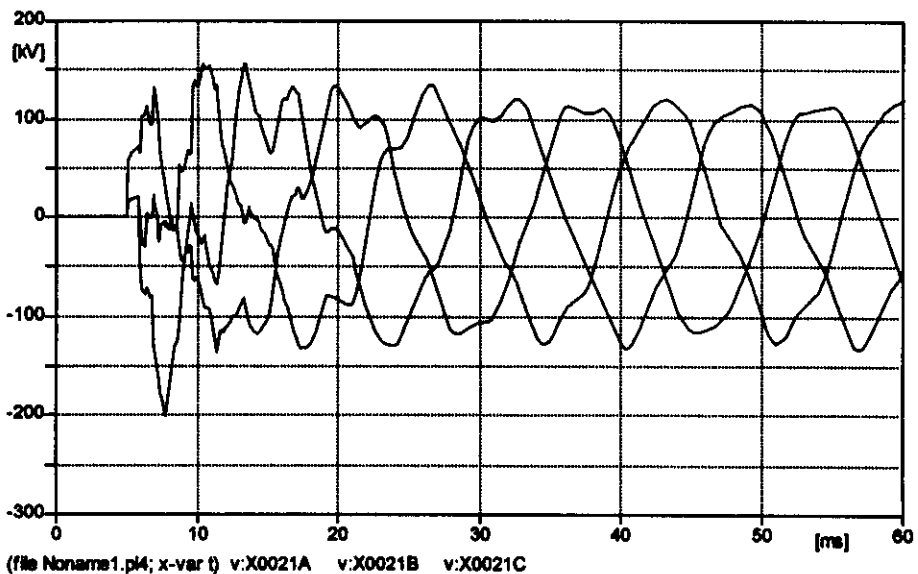


FIGURA 4.16: VOLTAJE MAXIMO EN INICIO DE LINEA.

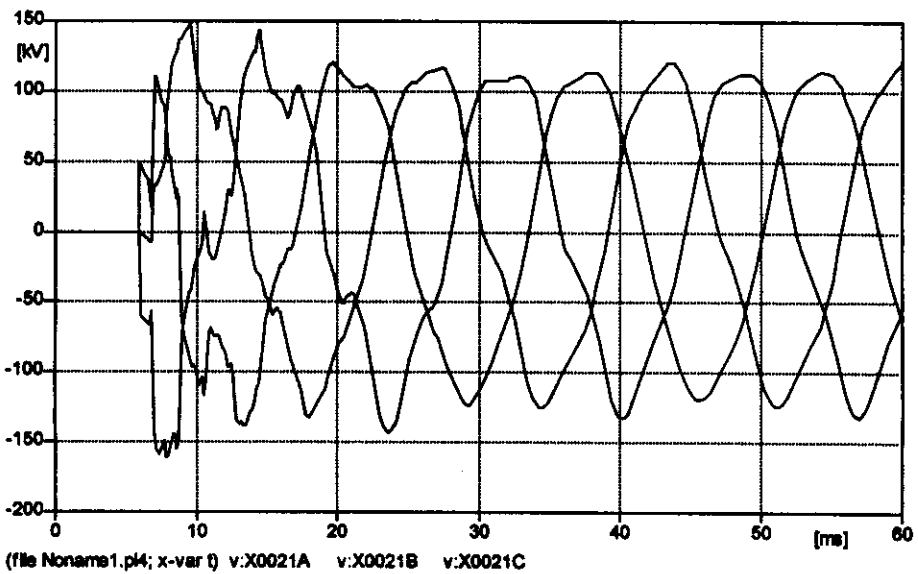
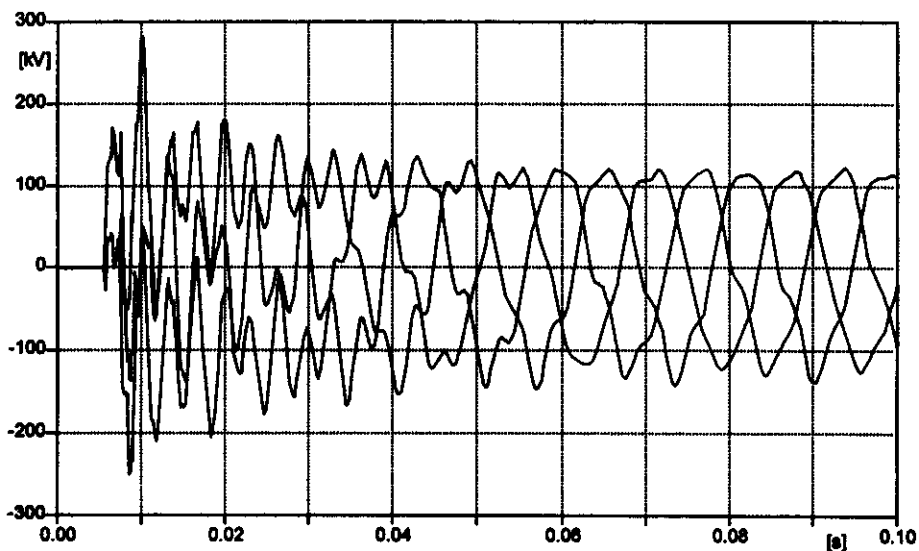


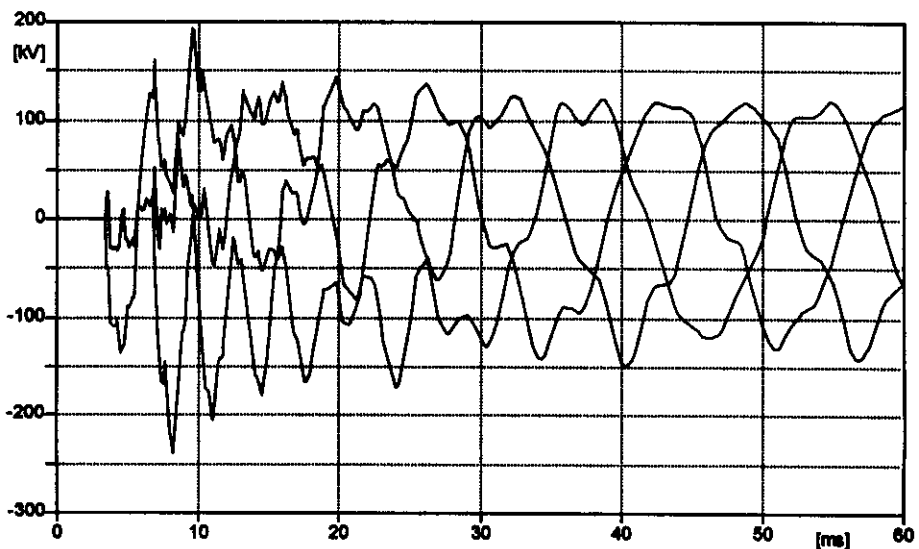
FIGURA 4.17: VOLTAJE ESPERADO EN INICIO DE LINEA.

Para el extremo abierto de esta línea, se obtuvieron los siguientes resultados:



(file Noname1.p4; x-var t) v:X0023A v:X0023B v:X0023C

FIGURA 4.18: VOLTAJE MÁXIMO EN EXTREMO ABIERTO DE LÍNEA.



(file Noname1.p4; x-var t) v:X0023A v:X0023B v:X0023C

FIGURA 4.19: VOLTAJE ESPERADO EN EXTREMO ABIERTO DE LÍNEA.

Esta energización no presenta gran cantidad de picos por reflexiones, debido a la gran longitud de esta línea (139 km), y por tanto, mayor atenuación de voltaje en la misma.

La presencia de los picos ocurre luego de dos veces el tiempo de propagación, siendo este igual a 0.46 (ms). La distorsión de la onda de voltaje corresponde al periodo dinámico de energización, pudiendo durar hasta 1 segundo [1].

4.1.1.2 Energización de línea terminada en transformador

Este tipo de energización es mucho más compleja que la realizada en vacío, debido a la característica no lineal del transformador, en lo referente a la generación de armónicos que podrían interactuar con la capacitancia de la línea de transmisión, causando oscilaciones que pueden mantenerse por largo tiempo dentro del sistema.

4.1.1.2.1 Línea de transmisión Agoyán – Puyo

Los resultados estadísticos correspondientes a maniobra de energización, con autotransformador conectado al terminal abierto de la línea, se presentan en las figuras 4.20 y 4.21:

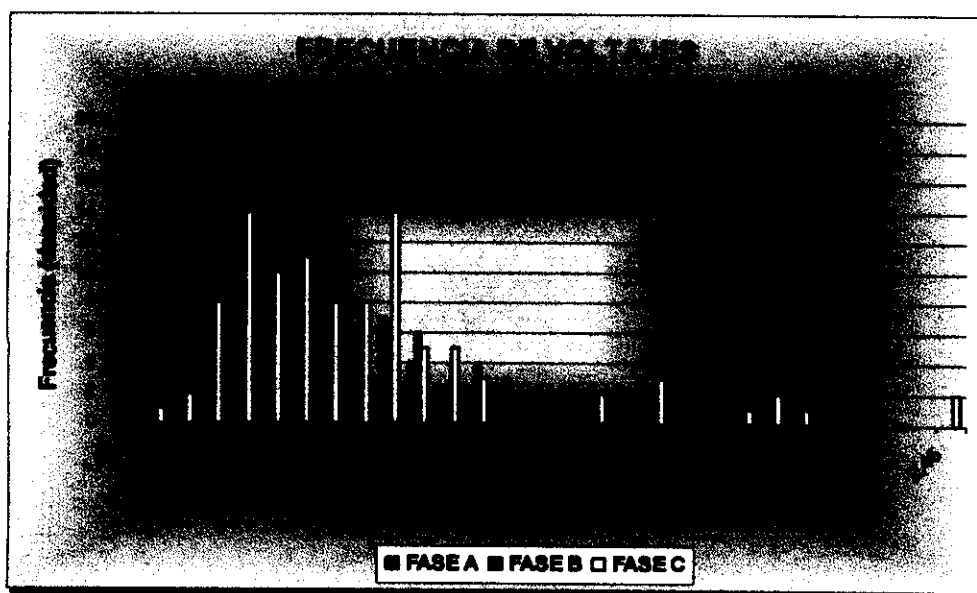


FIGURA 4.20: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.



FIGURA 4.21: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

La reducción de voltajes en la línea, por esta variante, es muy pequeña. Por tanto, el efecto producido no es el deseado, y al contrario, se observa un aumento de tensión en el extremo energizado debido a la interacción de la capacitancia de línea con la característica no lineal del autotransformador.

El voltaje más probable de esta maniobra llega a un valor pico de 170 kV (1.51 p.u.) aproximadamente. El voltaje en la línea presenta la forma mostrada en la figura 4.22:

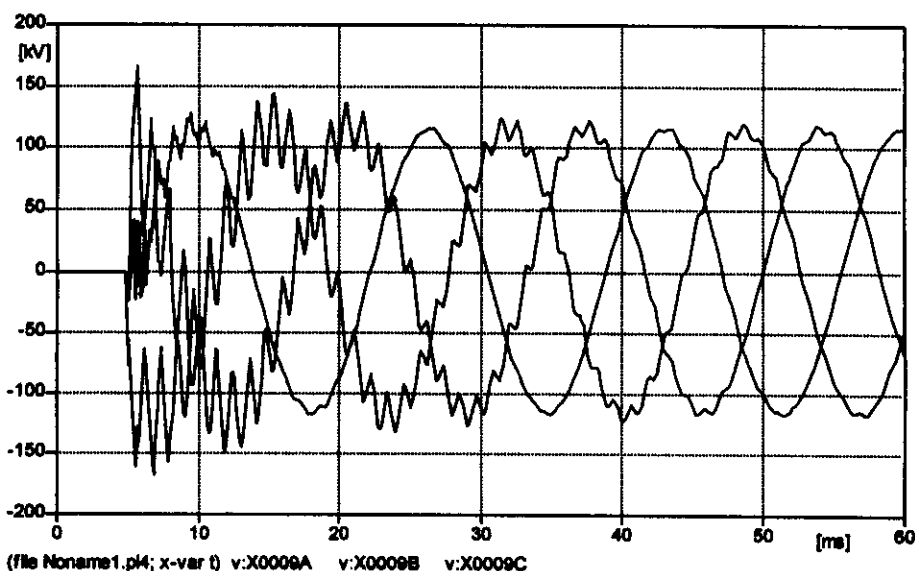


FIGURA 4.22: VOLTAJE ESPERADO EN INICIO DE LINEA.

La máxima corriente que podría presentarse en el devanado primario del autotransformador Puyo es la indicada en la figura 4.23, con una corriente pico de 160 (A), equivalente a 1.35 (p.u.) de la corriente a plena carga:

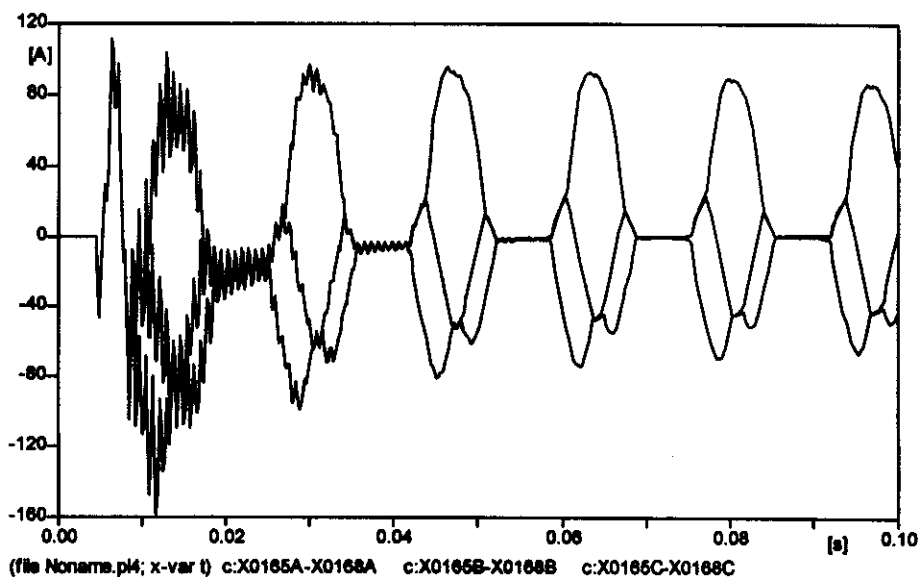


FIGURA 4.23: CORRIENTE MÁXIMA QUE PODRÍA CIRCULAR POR EL PRIMARIO DEL TRQ_PUYO.

Como anteriormente se mencionó, la complejidad de interacción entre la capacitancia de la línea y la reactancia no lineal del autotransformador origina que el voltaje máximo se produzca al inicio de la línea de transmisión. La forma de onda sigue el mismo patrón de la energización en vacío, aunque con distinto coeficiente de reflexión debido a la conexión del autotransformador:

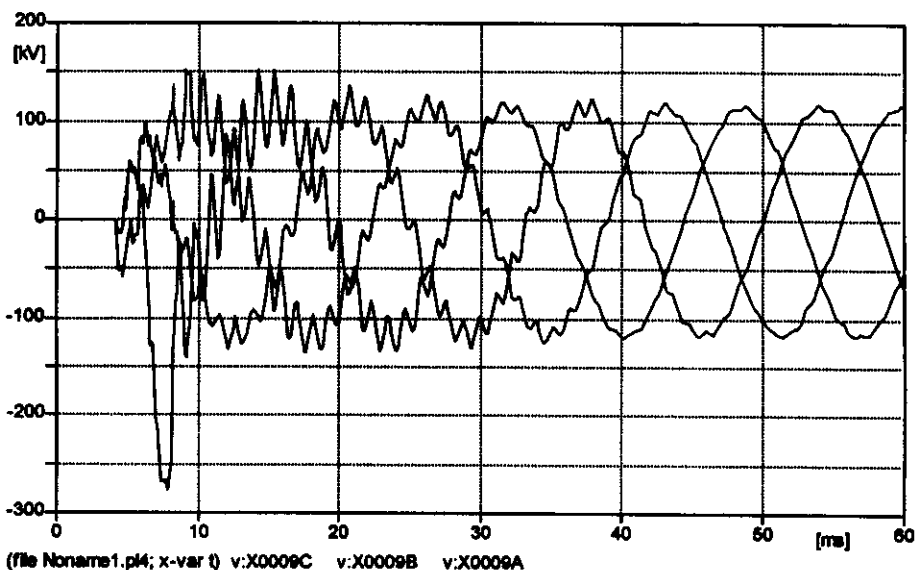


FIGURA 4.24: VOLTAJE MÁXIMO PRESENTE AL INICIO DE LÍNEA.

Como se puede observar, la distorsión de la onda de voltaje no es prolongada, por lo que el estudio de energización de líneas se puede realizar entre los primeros 100 (ms) de producido el evento.

4.1.1.2.2 Línea de transmisión Puyo – Tena

Los histogramas de frecuencia de sobrevoltajes de las figuras 4.25 y 4.26, con el autotransformador Tena conectado al final de la línea, presenta la distribución que podría existir al realizar esta maniobra:

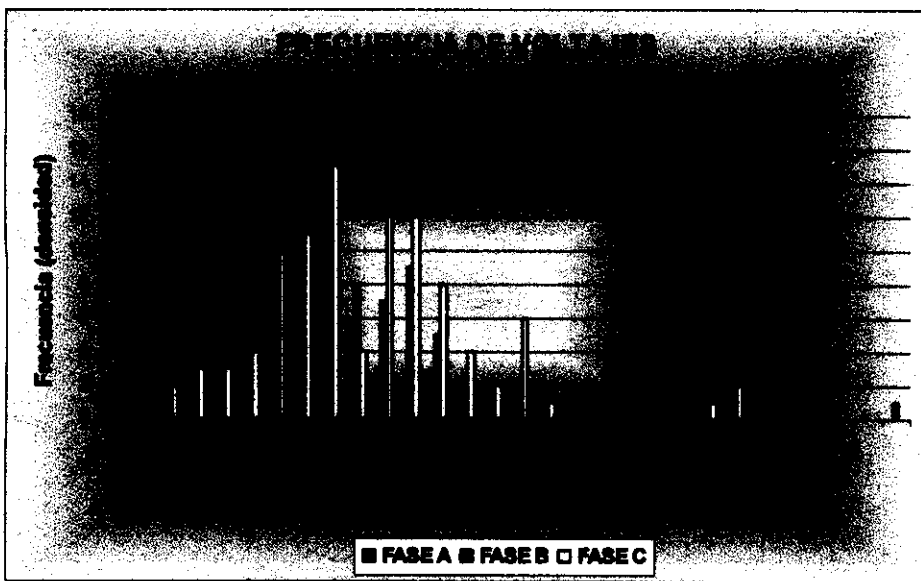


FIGURA 4.25: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.

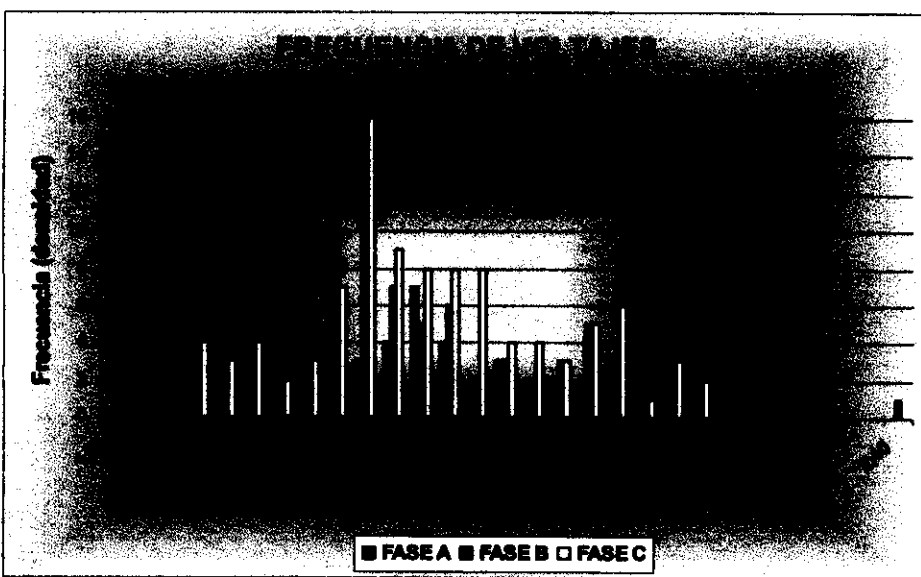


FIGURA 4.26: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

Nuevamente, se originan elevaciones de tensión en el extremo energizado de la línea aun llegando a ser mayores a los existentes en el extremo abierto de la misma. En este caso, la reducción de voltajes en el terminal abierto es más significativa que en el caso anterior, aunque se desequilibra con las subidas de tensión en el extremo opuesto.

La máxima corriente que podrá circular por el devanado primario es la indicada en la figura 4.27:

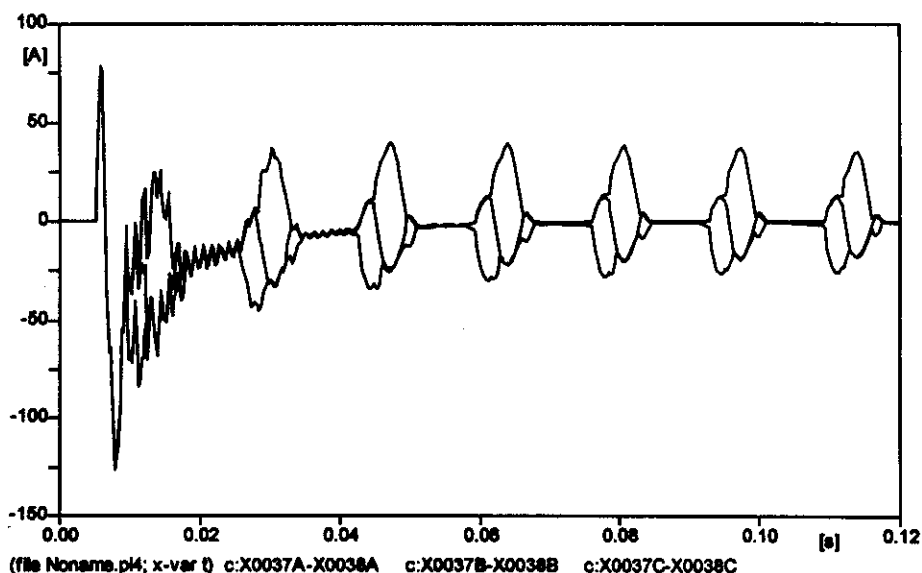


FIGURA 4.27: CORRIENTE MAXIMA QUE PODRIA CIRCULAR POR EL PRIMARIO DEL TRQ_TENA.

El pico máximo de corriente es igual 125 (A), correspondiente a 1.06 (p.u.) de corriente a plena carga, y el máximo voltaje presente en los terminales de alta del autotransformador de la subestación Tena es:

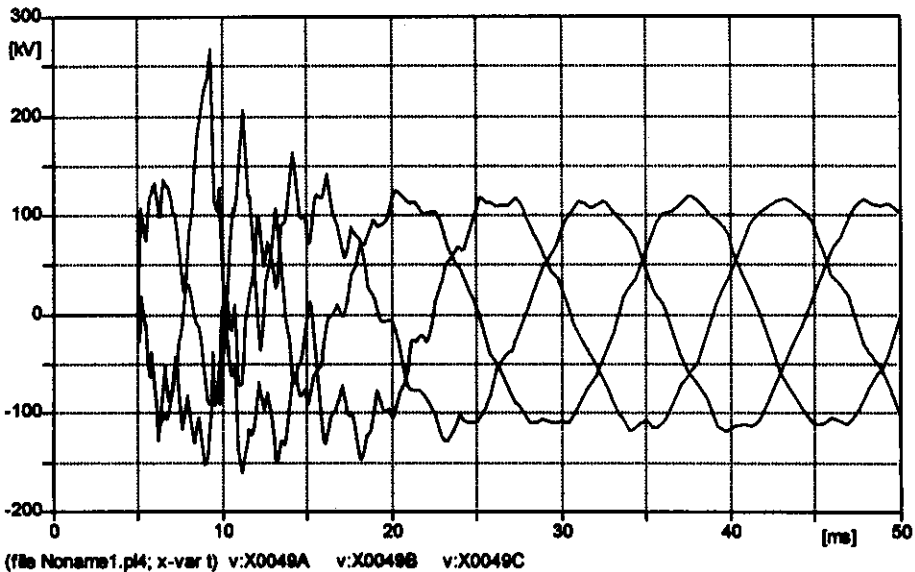


FIGURA 4.28: VOLTAJE MAXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO TRANSFORMADOR TENA.

El voltaje pico de esta onda es de 270 kV (2.4 p.u.) aproximadamente. Se aprecia que el transitorio de energización es de máximo 20 (ms), luego de lo cual se aprecia una onda distorsionada, correspondiente al periodo dinámico de la simulación.

4.1.1.2.3 Línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana

La energización con instalación del transformador de la subestación Fco. de Orellana en el extremo final de línea, produjo los siguientes resultados:

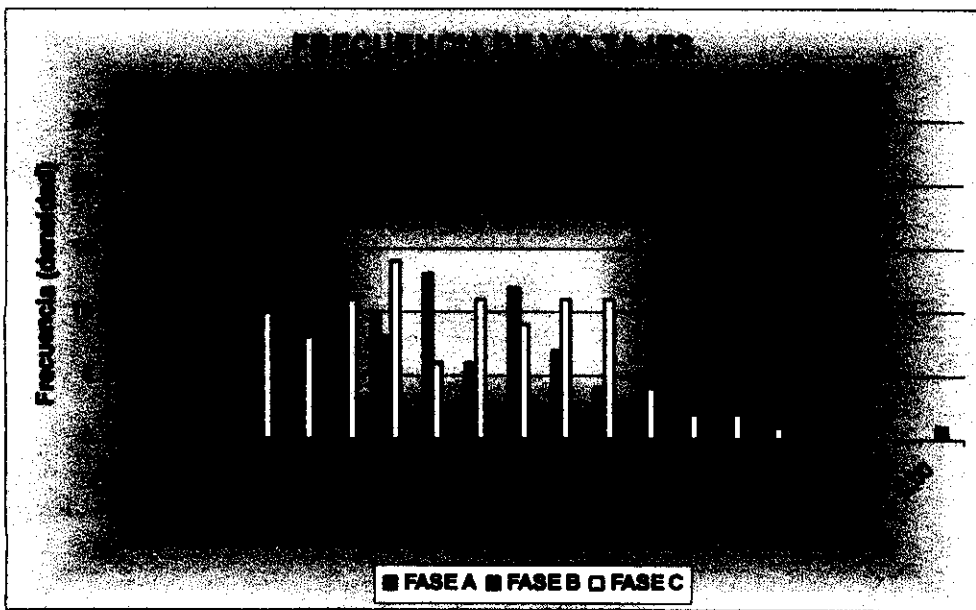


FIGURA 4.29: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN INICIO DE LINEA.

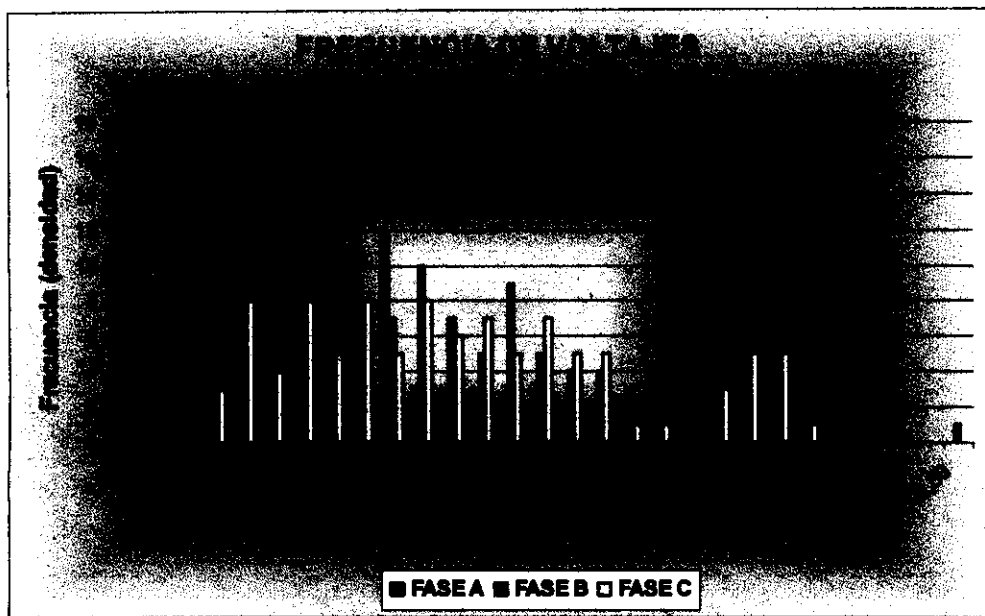
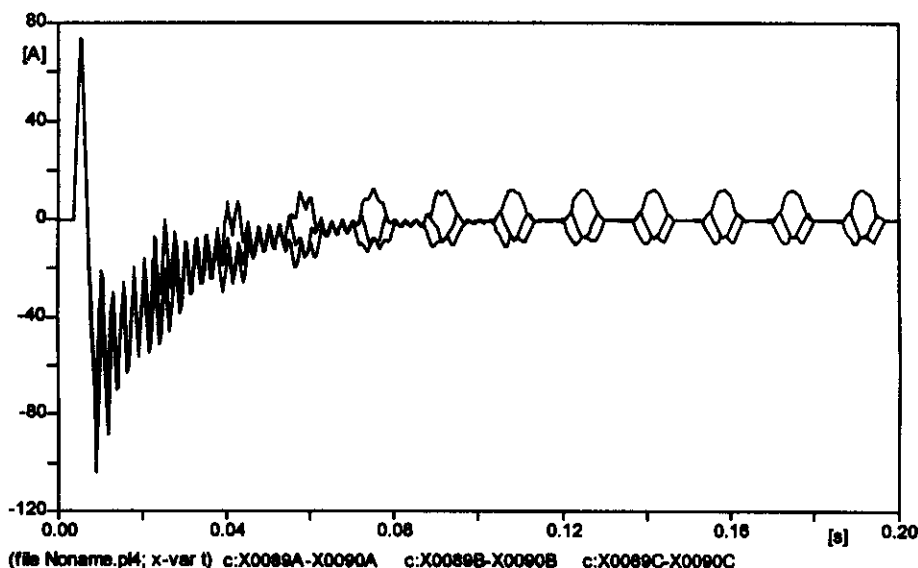


FIGURA 4.30: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA.

Comparado con la energización en vacío, los voltajes en el terminal abierto de la línea son similares, con muy poca atenuación por conexión del ATQ_Orellana. La disminución en los picos máximos no es representativa, ni decisiva en la elección de la maniobra óptima de energización de la línea Tena – Fco. de Orellana.

La corriente de excitación del autotransformador Orellana es la mostrada en la figura 4.31:



(file Noname.p4; x-var t) c:X0089A-X0090A c:X0089B-X0090B c:X0089C-X0090C
FIGURA 4.31: CORRIENTE MÁXIMA QUE PODRÍA CIRCULAR POR EL PRIMARIO ATQ_ORELLANA.

La máxima corriente es de 100 (A), aproximadamente. Esta corriente corresponde a 0.85 (p.u.) a plena carga del autotransformador, corriente menor a los casos anteriores.

El voltaje máximo que existirá en esta condición, es de 275 kV aproximadamente, ocasionado por la característica terminal de la línea (transformador). La forma de onda es presentada a continuación:

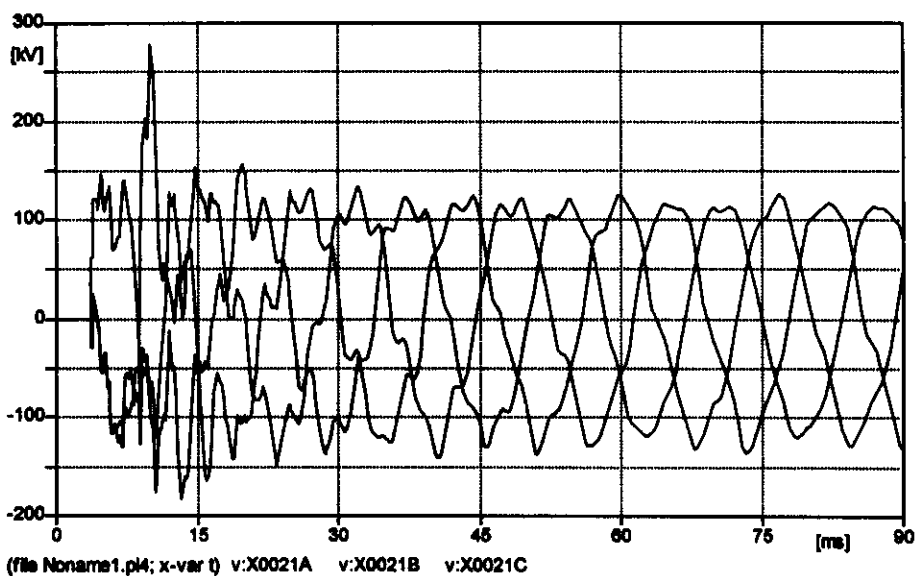


FIGURA 4.32: VOLTAJE MAXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO TRANSFORMADOR ORELLANA.

Los resultados de las maniobras efectuadas en las secciones 4.1.1.1 y 4.1.1.2 (energización de líneas de transmisión), son presentadas en el Anexo 3.

La maniobra de energización óptima será determinada luego de analizar la inclusión de descargadores de sobrevoltajes (pararrayos), y las corrientes de excitación en la energización de transformadores. Estos puntos se presentan en secciones posteriores.

4.1.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La configuración del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y el contenido de armónicos en la corriente de Inrush, serán los factores que determinen los voltajes existentes en la energización de estos equipos.

En las secciones siguientes se amplía la influencia de la topología, así como los resultados obtenidos del análisis realizado.

4.1.2.1 Impedancia armónica del sistema

La impedancia armónica es vista desde de la barra donde el transformador será energizado y varía su magnitud a medida que la frecuencia se incrementa, produciendo impedancias de resonancia paralela y resonancia serie, según la topología y respuesta del sistema eléctrico.

La importancia central en la determinación de la impedancia armónica es la influencia, de esta, en la forma de onda del voltaje de energización. La corriente de inrush posee componentes armónicas de bajo orden, las cuales interactúan con la impedancia del sistema, a la frecuencia del armónico. Entonces, el voltaje será mayor o menor dependiendo de la magnitud de la impedancia armónica en esta frecuencia.

En el caso de energización de transformadores, la resonancia paralela es la condición más importante debido a la existencia de posibles altos voltajes dentro del sistema.

Componentes del sistema de transmisión, tales como reactores y capacitores en derivación, influyen en la localización de los picos de resonancia paralela de la red. Redes con mayor presencia de reactores, presentan resonancias paralelas a frecuencias más altas, mientras que los capacitores conectados al sistema trasladan los picos de resonancia hacia frecuencias más bajas. La carga del sistema tiene la facultad de reducir la magnitud de estos picos.

Las impedancias armónicas, vistas desde cada una de las subestaciones donde se encuentran instalados los transformadores, fueron determinadas mediante el programa Power Factory, obteniéndose los siguientes resultados:

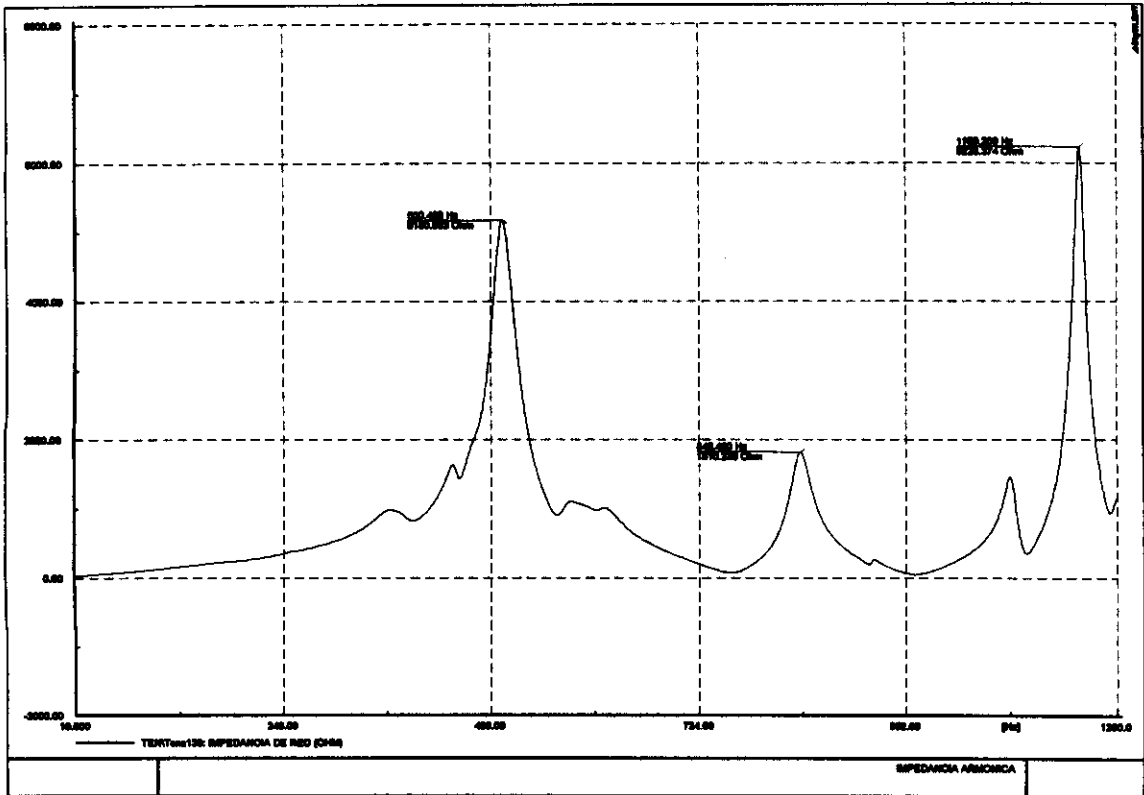


FIGURA 4.33: IMPEDANCIA ARMÓNICA EN LA ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR PUYO.

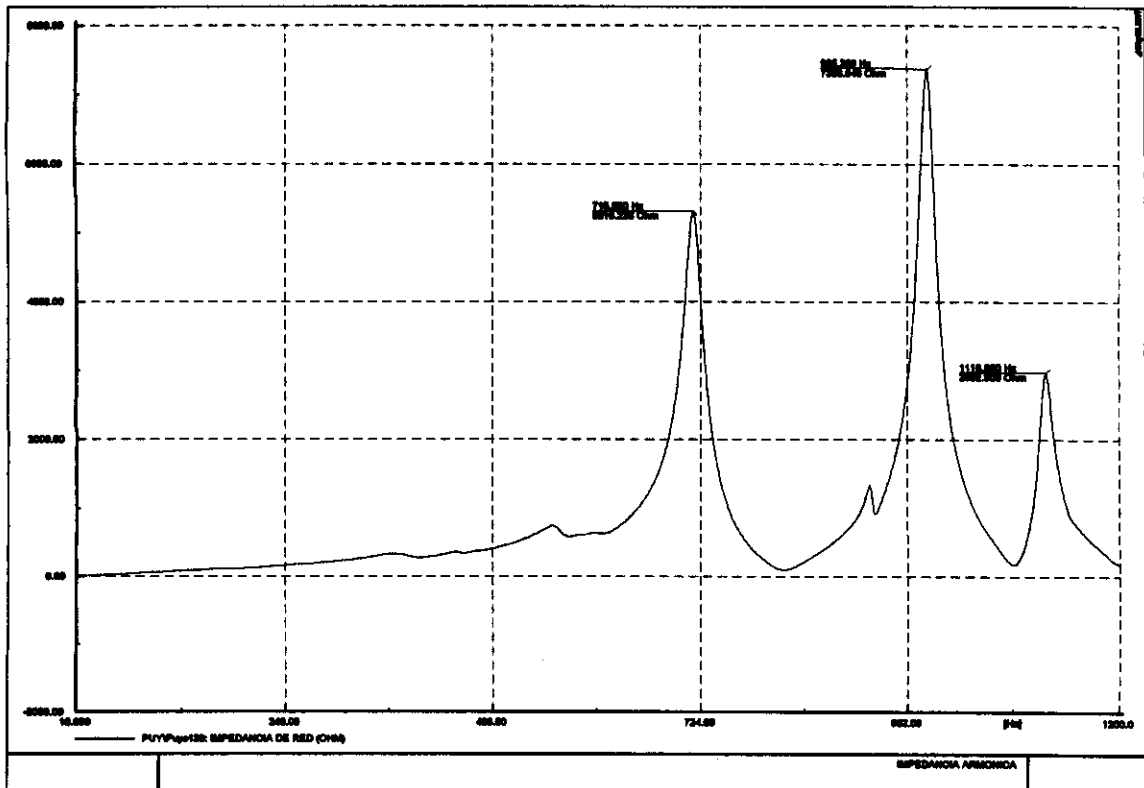


FIGURA 4.34: IMPEDANCIA ARMÓNICA EN LA ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR TENA.

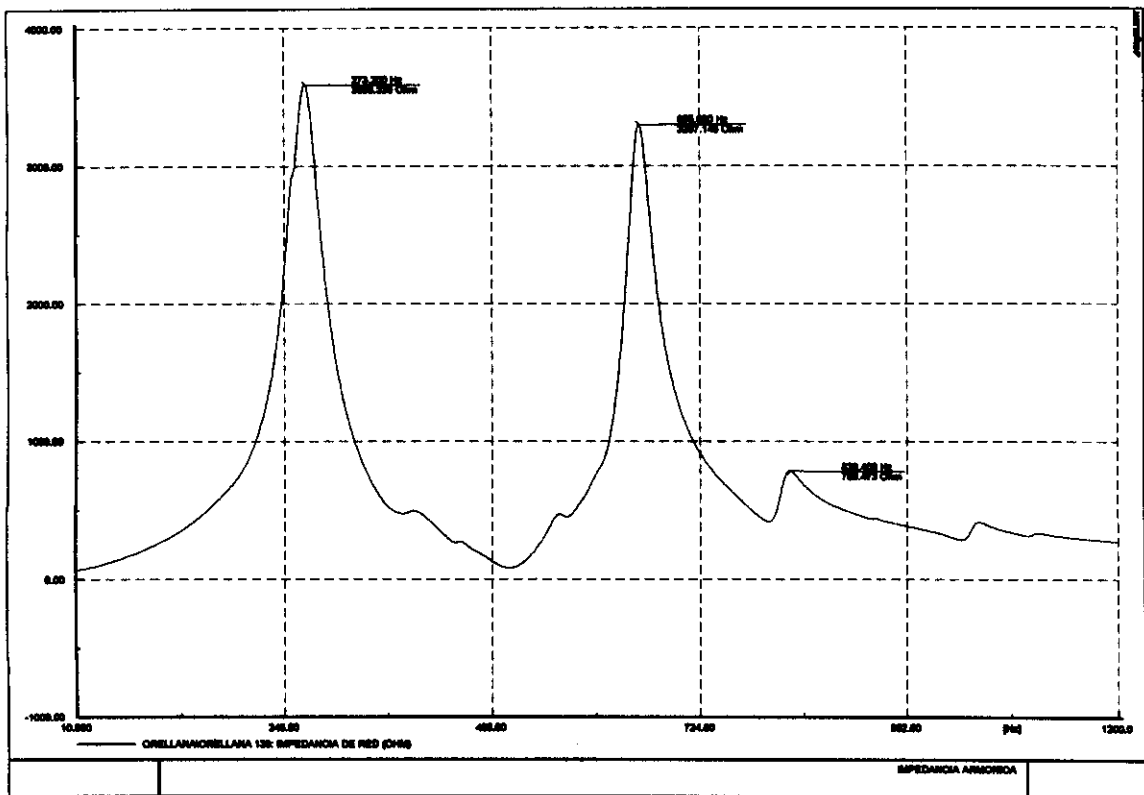


FIGURA 4.35: IMPEDANCIA ARMÓNICA EN LA ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR ORELLANA.

Un resumen de los picos de resonancia paralela más importantes dentro del sistema, para cada energización de transformadores, se presenta en la tabla 4.2:

Subestación	Impedancia (Ω)	Frecuencia (Hz)	Armónico más próximo
Puyo	5180,08	500,4	8
	1810,24	840,4	14
	6228,37	1159,2	19
Tena	5315,23	715,6	12
	7368,65	985,2	16
	2982,91	1118,8	19
Fco. de Orellana	3586,34	273,2	5
	3297,15	655,6	11
	786,47	828,4	14

TABLA 4.2: PICOS DE IMPEDANCIA EN LA ENERGIZACIÓN DE TRANSFORMADORES.

Las componentes armónicas de la corriente de inrush son generalmente significativas hasta el 7° armónico [1]. En la tabla 4.2 se observan componentes de orden más elevado que no influirán en los sobrevoltajes transitorios presentes en la energización. El análisis, por tanto, será en componentes armónicas con mayor influencia dentro de la corriente de inrush del autotransformador respectivo.

4.1.2.2 Energización y los efectos de histéresis y saturación.

Para el caso de energización de transformadores, se debe tener en cuenta los efectos al simular la curva de saturación o el lazo de histéresis dentro del núcleo magnético, lo cual ayuda a mejorar la precisión en los resultados.

Como se mencionó en el capítulo anterior, el transformador a instalarse en la subestación Puyo se asume de iguales características al instalado en la subestación Tena. Además, se considera la corriente a plena carga de los transformadores en un valor de 83.67 (A_{rms}) con una capacidad de 20 MVA.

4.1.2.2.1 Autotransformador Puyo

La frecuencia de los voltajes, en la energización, son los presentados en la figura 4.36, siendo los voltajes de menor amplitud a los obtenidos en la sección 4.1.1.2, con la energización de línea terminada en transformador:

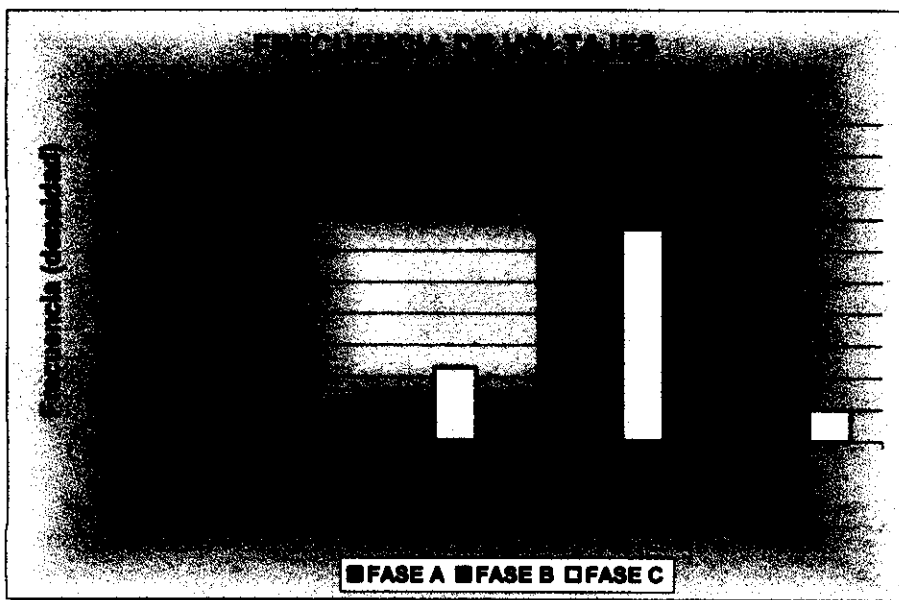


FIGURA 4.36: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN ENERGIZACION DEL TRANSFORMADOR.

El tramo saturado del núcleo actúa como un limitador de sobrevoltajes, lo que se observa en la figura 4.36, manteniendo los voltajes no mayores a 1.15 (p.u.), con voltajes esperados de 1.10 (p.u.) en la energización de este transformador.

El efecto de considerar o no el lazo de histéresis dentro de las simulaciones está en resultados más precisos, como en valores pico de la corriente de inrush. En los siguientes gráficos se indican los resultados obtenidos, luego de incluir las características de saturación y de histéresis dentro del modelo de transformador simulado:

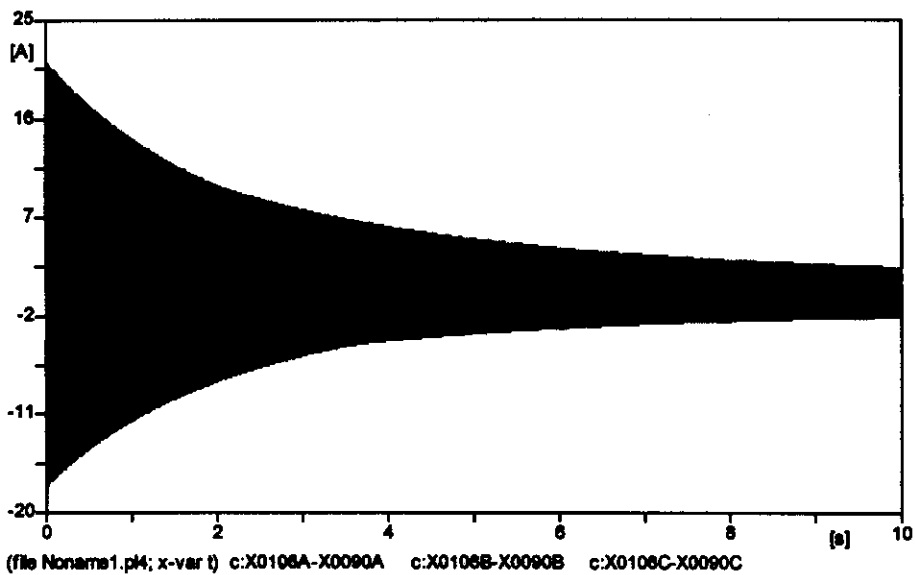


FIGURA 4.37: CORRIENTE DE INRUSH (SATURACIÓN).

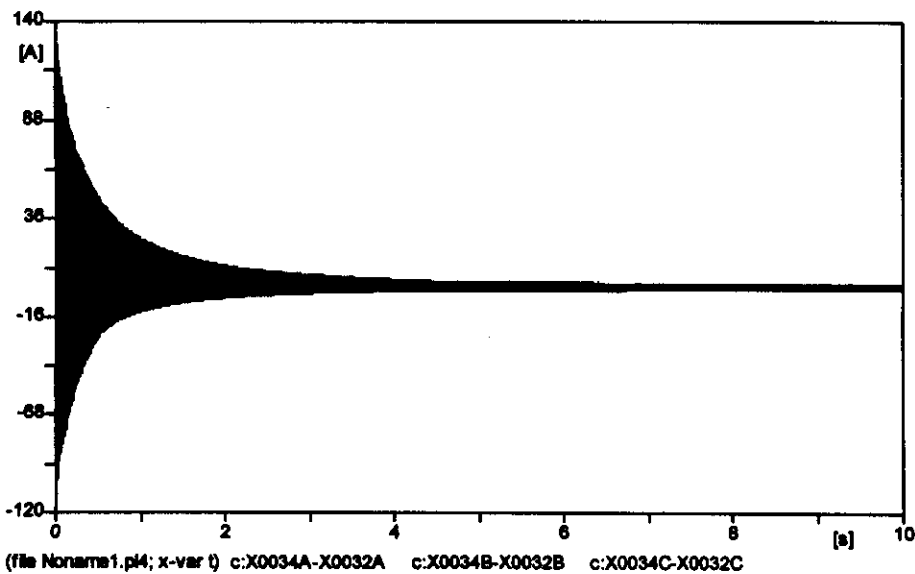


FIGURA 4.38: CORRIENTE DE INRUSH (HISTÉRESIS).

El pico de corriente varía considerablemente en condiciones de saturación e histéresis, como se observa anteriormente. La corriente máxima por saturación es apenas el 17.78% (21.033 A) de la corriente a plena carga, mientras que el pico debido a la histéresis es de 107.5% (127.19 A).

En lo que respecta a corriente de magnetización del transformador, se obtuvieron las siguientes formas de onda:

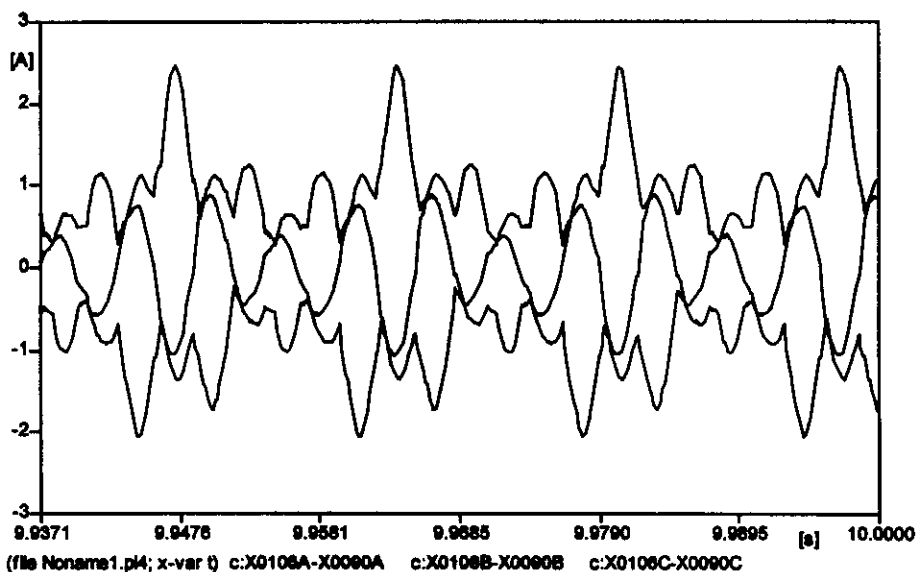


FIGURA 4.39: CORRIENTE DE EXCITACIÓN (SATURACIÓN).

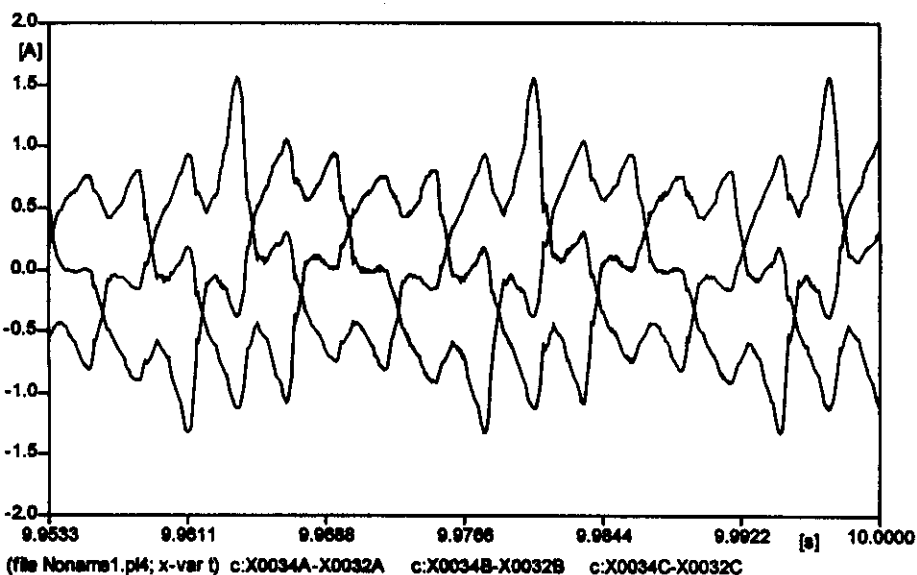


FIGURA 4.40: CORRIENTE DE EXCITACION (HISTERESIS).

El pico de la corriente de magnetización, debida a la curva de saturación, es de 2.45 (A) (2.07%), con el siguiente contenido de armónicos: 2 (17.93%); 3 (3.2%); 4 (12.26%); 5 (23.24%); 6 (4.6%); y 7 (8.75%). Mientras tanto, la corriente por efecto del lazo de histéresis es de 1.56 (A) (1.32%), con los armónicos: 2 (10.79%); 3 (3.99%); 4 (8.28%); 5 (33.65%); 6 (9.51%); 7 (18.65%); 8 (3.69%); y 11 (6.45%).

Los picos iniciales de las corrientes de energización difieren principalmente en la amplitud, y se indican a continuación:

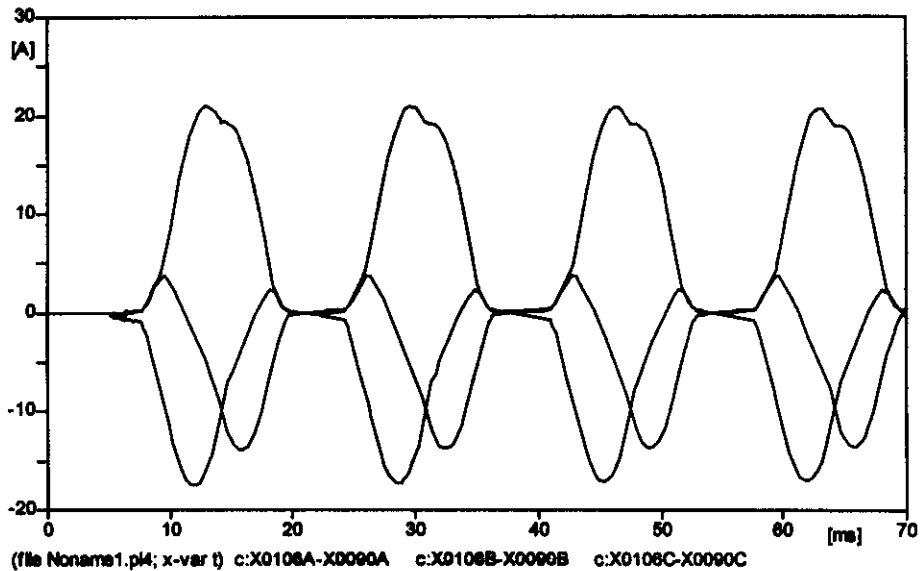


FIGURA 4.41: CORRIENTE DE INRUSH (SATURACION).

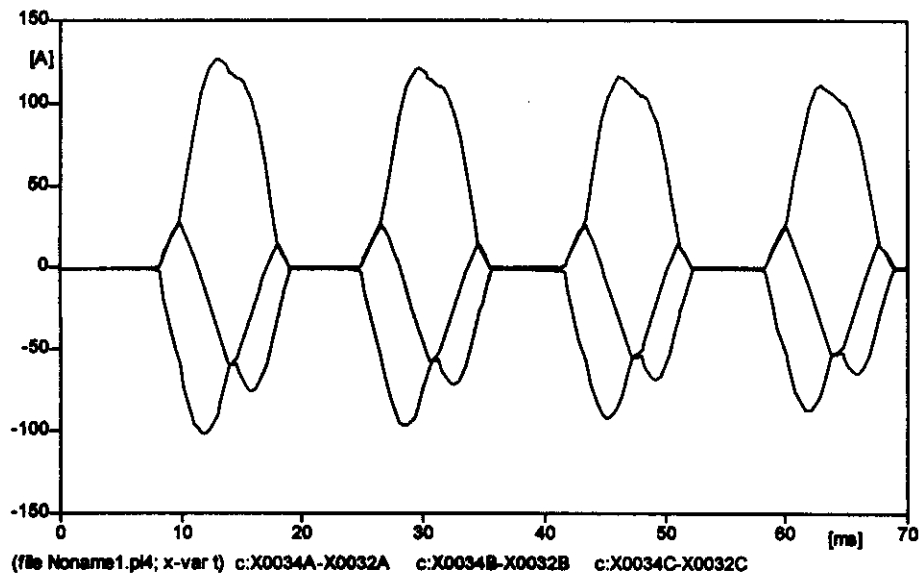
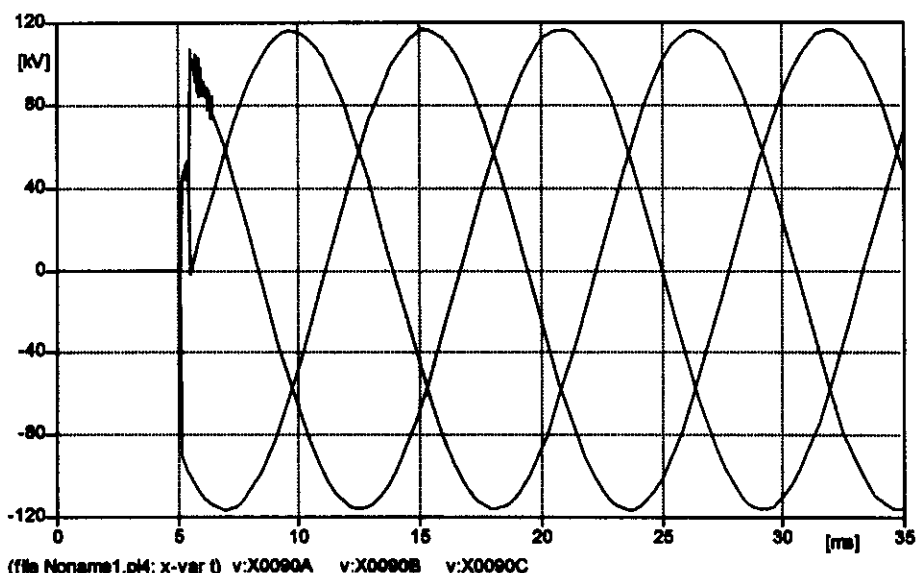


FIGURA 4.42: CORRIENTE DE INRUSH (HISTERESIS).

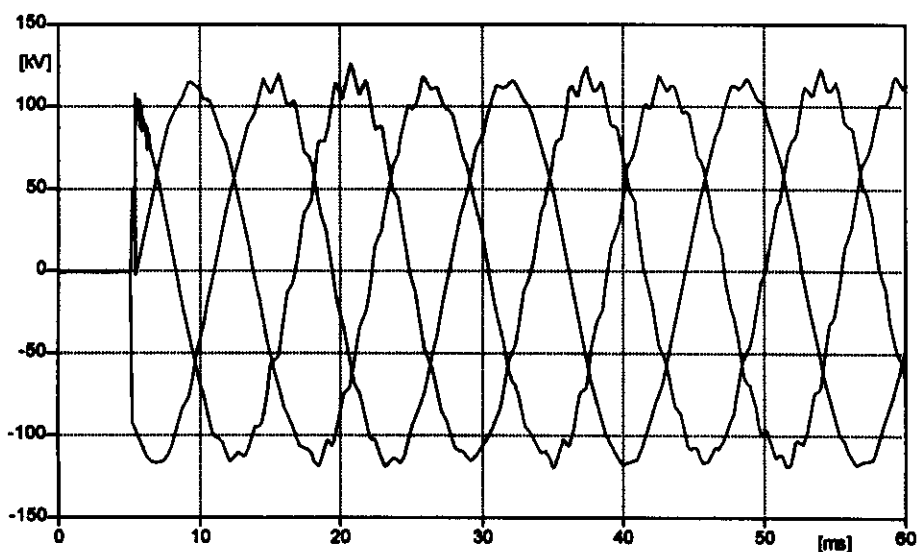
El contenido armónico de la corriente originada por el efecto de saturación del núcleo es: 2 (16.99%); 3 (11.46%); y 4 (5.35%). El efecto de histéresis produce los siguientes armónicos: 2 (27.33%); 3 (8.48%); 4 (8.13%); y 5 (2.29%). Estos porcentajes son los de mayor influencia dentro de las corrientes de las figuras anteriores.

Los voltajes máximos correspondientes a estas condiciones son los siguientes:



(file Noname1.p4; x-var t) v:X0090A v:X0090B v:X0090C

FIGURA 4.43: VOLTAJE MAXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO (SATURACION).



(file Noname1.p4; x-var t) v:X0032A v:X0032B v:X0032C

FIGURA 4.44: VOLTAJE MAXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO (HISTERESIS).

Se observa claramente deformaciones, especialmente en los picos, pudiendo llegar a 125 kV en condiciones de histéresis, con el siguiente contenido armónico: 2 (1.2%), 14 (1.66%), y 15 (3.6%). En condiciones de saturación, el voltaje no sobrepasa los 120 kV. La deformación de la onda de voltaje no es decisiva y se puede decir que posee un gran porcentaje de componente fundamental.

La impedancia armónica, vista desde esta subestación, presenta un pico de resonancia a la frecuencia del 14° armónico. Aunque la corriente de inrush tiene un porcentaje muy pequeño de esta componente (menor a 1%), el pico de

impedancia origina la presencia de un voltaje armónico, de este orden, dentro del voltaje de energización.

La energización de los autotransformadores Tena y Fco. de Orellana se analizará considerando el lazo de histéresis dentro del núcleo magnético. Esto se debe a resultados más confiables en la determinación de formas de onda, tanto de voltaje como de corriente de excitación.

4.1.2.2 Autotransformador Tena

Los sobrevoltajes son limitados a un máximo de 1.20 (p.u.) en la energización del transformador. Los voltajes esperados son 1.10 (p.u.). El análisis estadístico produjo los siguientes resultados:

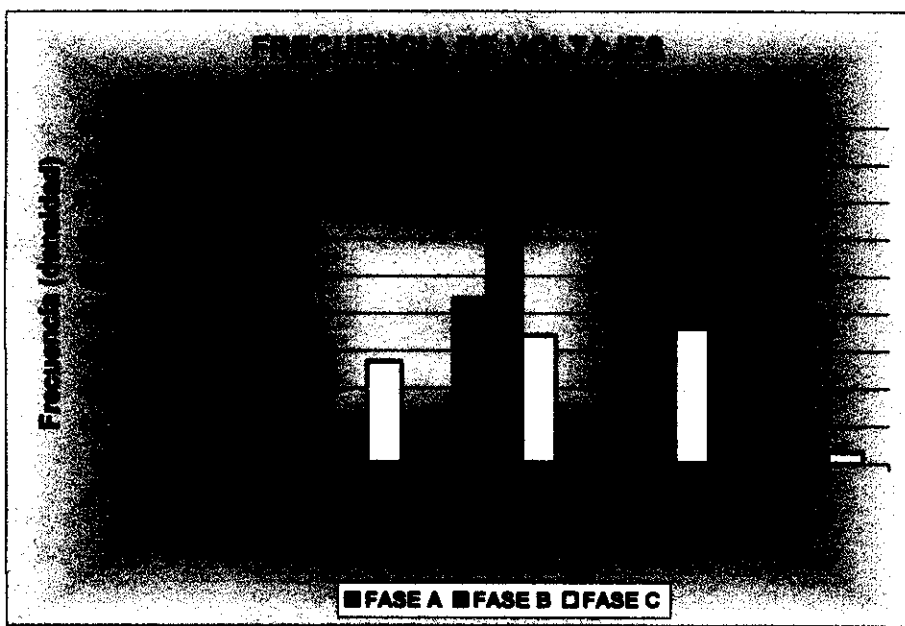


FIGURA 4.45: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN ENERGIZACION DEL TRANSFORMADOR.

Debido a que este modelo fue tomado como base para el análisis transitorio en el autotransformador Puyo, los resultados serán similares a los obtenidos en la sección anterior. Las variaciones, en ciertos valores, dependerán de las condiciones iniciales del sistema eléctrico.

La corriente de energización se muestra en la figura 4.46:

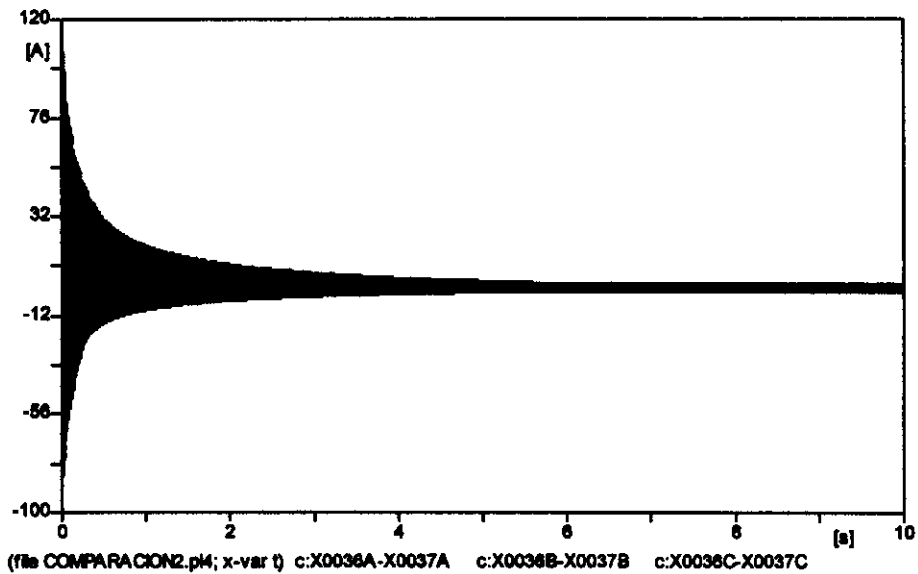


FIGURA 4.46: CORRIENTE DE INRUSH.

En condiciones de simulación con histéresis, la corriente alcanza un máximo de 105.06 (A), igual a 88.79% de corriente a plena carga.

La corriente de magnetización se muestra a continuación:

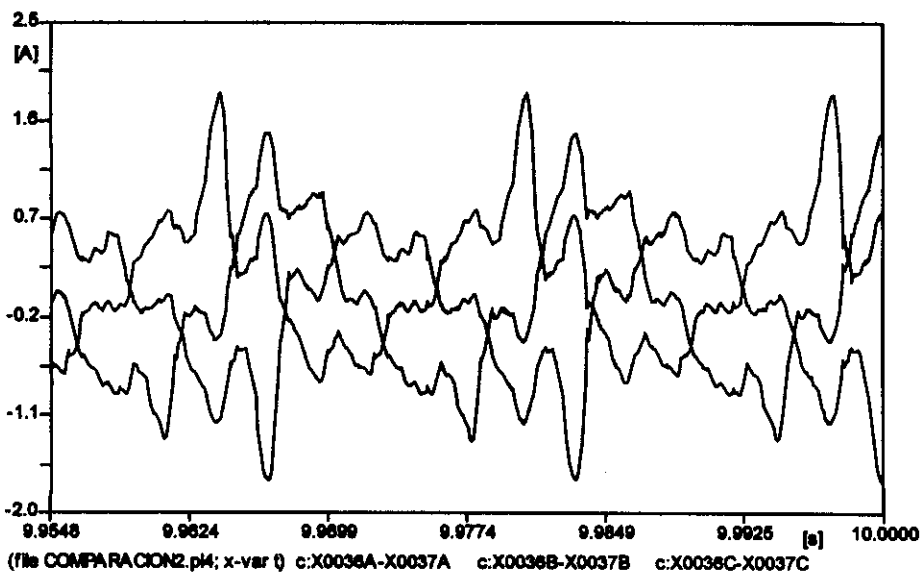


FIGURA 4.47: CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

El lazo de histéresis produce una corriente de 1.86 (A) (1.57%), con componentes armónicos de: 2 (17.46%); 3 (2.92%); 4 (12.44%); 5 (35.95%); 6 (15.2%); 7 (19.88%); 8 (10.75%); y 11 (6.51%).

El gráfico correspondiente al mayor pico de la corriente de inrush se indica a continuación:

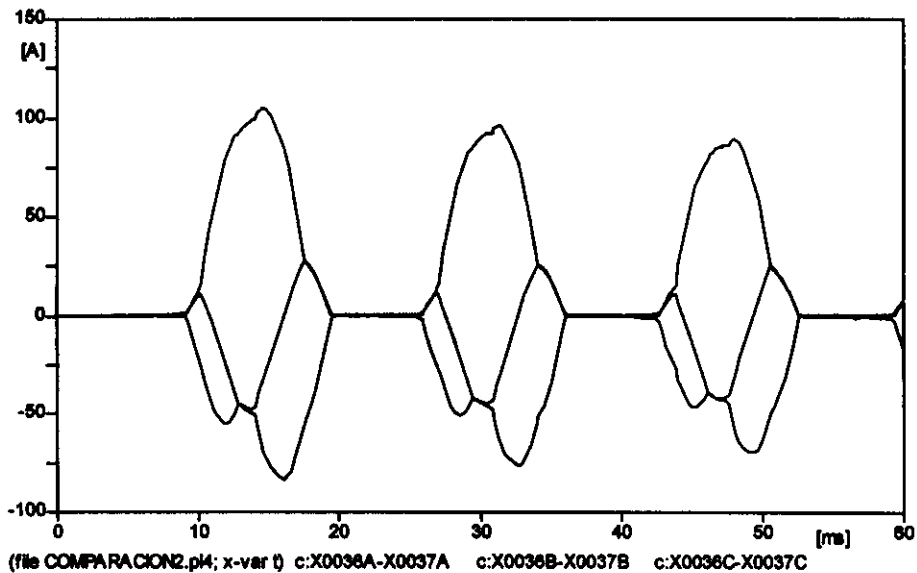


FIGURA 4.48: CORRIENTE DE INRUSH.

Los armónicos por histéresis son: 2 (36%); 4 (7.3%); y 5 (5.32%).

En lo que respecta al voltaje producido por la circulación de esta corriente, la figura 4.49 muestra la forma de onda en el devanado primario del autotransformador Tena, como se indica a continuación:

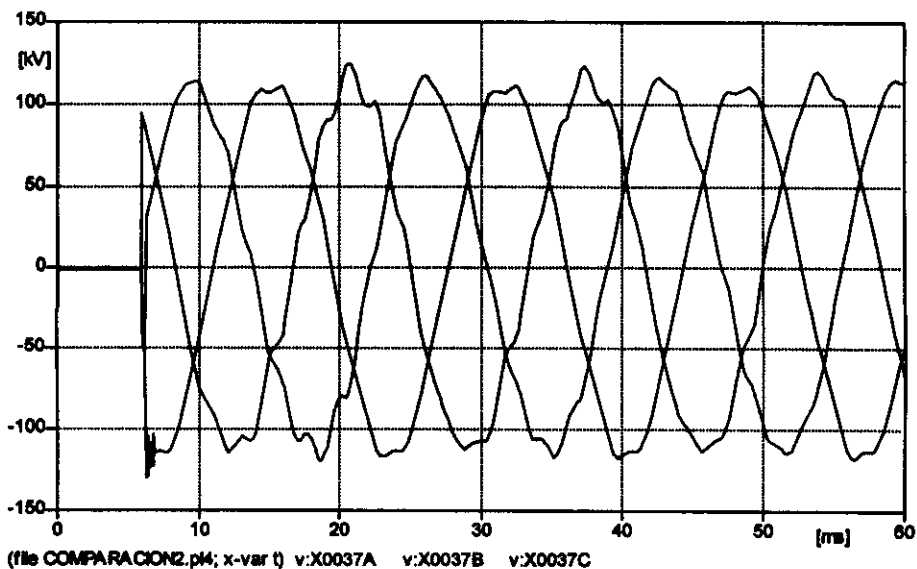


FIGURA 4.49: VOLTAJE MÁXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO.

El voltaje obtenido está compuesto por los armónicos 2 (2.61%), 4 (1.19%), 6 (1.61%), 7 (2.13%), 8 (2.52%), y 9 (3.55%).

Realizar una inspección de la figura 4.34, permite identificar puntos de resonancia paralela a la frecuencia de los armónicos de orden 12°, 16°, y 19°, luego de lo cual se determina la no existencia de elevaciones de tensión debido a armónicos de corriente de inrush de bajo orden (hasta de 5 orden).

4.1.2.2.3 *Autotransformador Orellana*

Voltajes elevados en el extremo abierto de la línea de transmisión Tena – Fco. de Orellana, previo a la energización, incrementan el voltaje hasta un máximo de 1.40 (p.u.), con mayores probabilidades de presentarse en este maniobra voltajes entre 1.10 y 1.15 (p.u.).

Los resultados obtenidos, luego de realizadas las 100 maniobras estadísticas de cierre del disyuntor asociado, son los presentados en la figura 4.50:

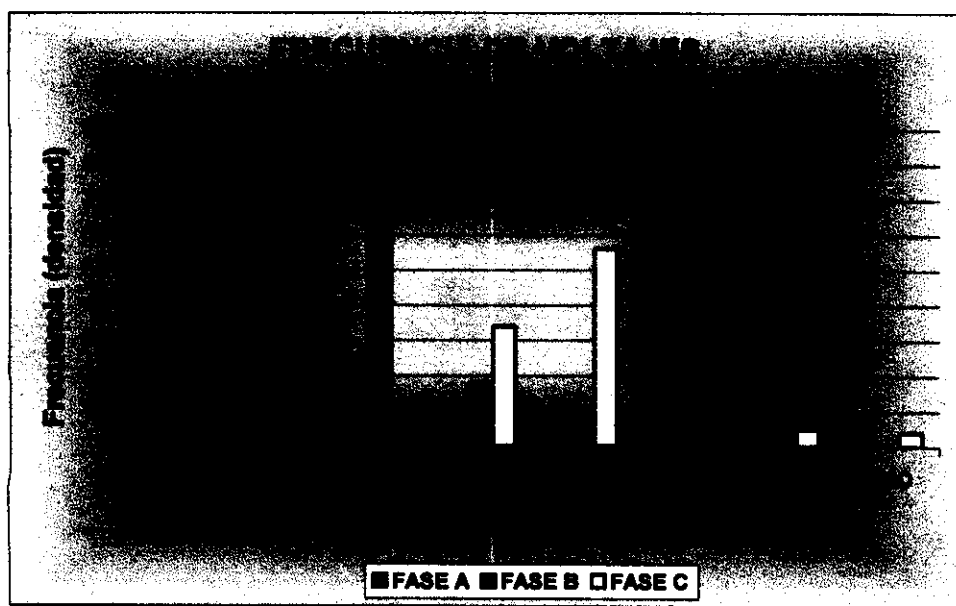


FIGURA 4.50: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN ENERGIZACION DEL TRANSFORMADOR.

La corriente de inrush, obtenida para este modelo de transformador, es de menor amplitud a las anteriores, y se muestra en la figura 4.51:

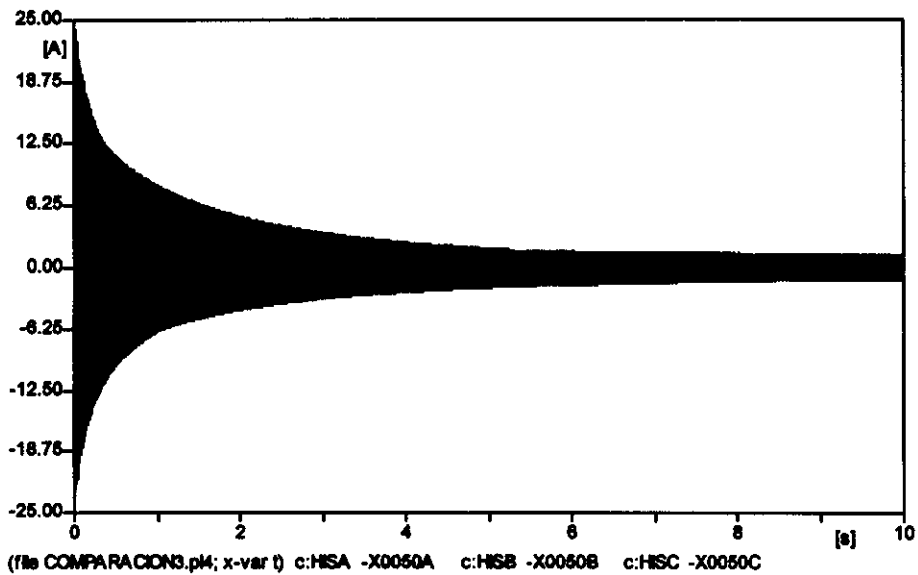


FIGURA 4.51: CORRIENTE DE INRUSH.

La magnitud de la corriente en el transformador es de 23.9 (A).

Las variaciones en los valores de las corrientes, con respecto a los analizados anteriormente, se deben a los parámetros eléctricos ingresados en los modelos transitorios. Esto se clarifica al revisar los datos de los protocolos de pruebas realizados a los transformadores (sección 2.4.2), donde se aprecia diferencias significativas en las corrientes de excitación.

La corriente de excitación estable es mostrada en la figura 4.52:

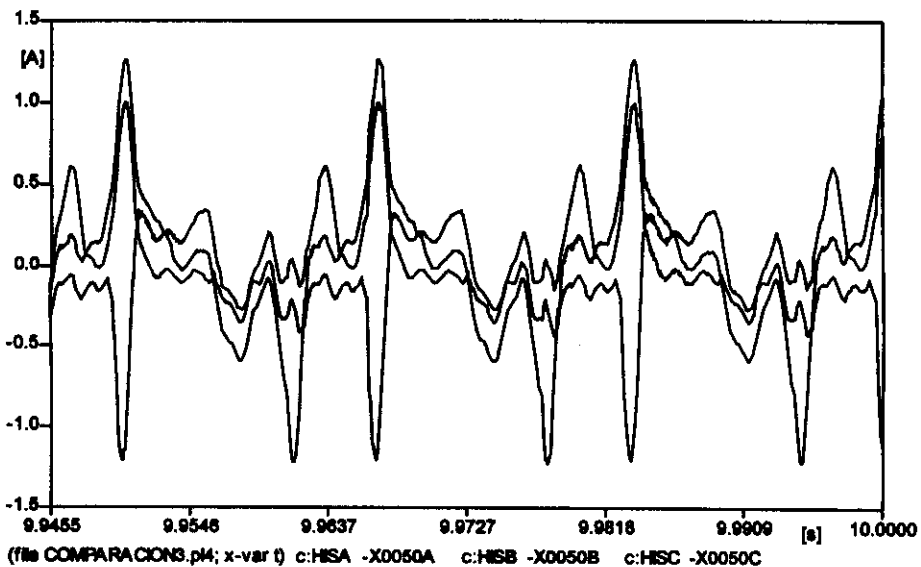


FIGURA 4.52: CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

La corriente de excitación es de 0.99 (A) (0.84%), con los armónicos: 2 (20.58%); 3 (31.94%); 4 (73.78%); 5 (60.89%); 6 (24.47%); 7 (13.55%); 8 (16.02%); 9 (17.08%); 10 (11.37%); 11 (7.8%); 12 (9.32%); 13 (7.43%); y 14 (11.14%). En lo que respecta al mayor pico de corriente de inrush, la figura 4.53 muestra la forma de onda en el periodo inicial de energización:

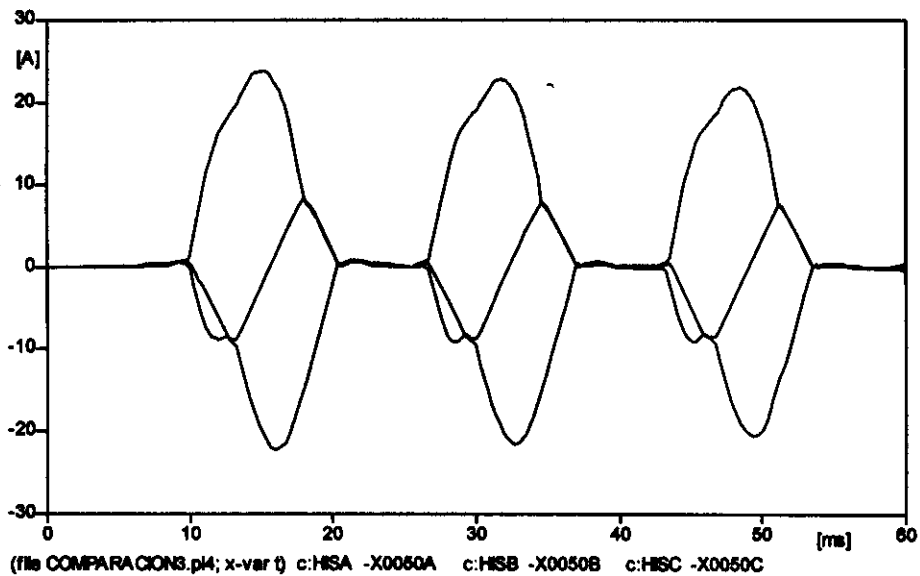


FIGURA 4.53: CORRIENTE DE INRUSH.

Los armónicos de corriente son: 2 (27.57%); 3 (7.12%); 4 (7.98%); 5 (3.58%); 6 (3.28%); 7 (2.21%); 8 (1.87%); y 10 (1.02%).

El máximo voltaje producido por la corriente circundante en el primario es:

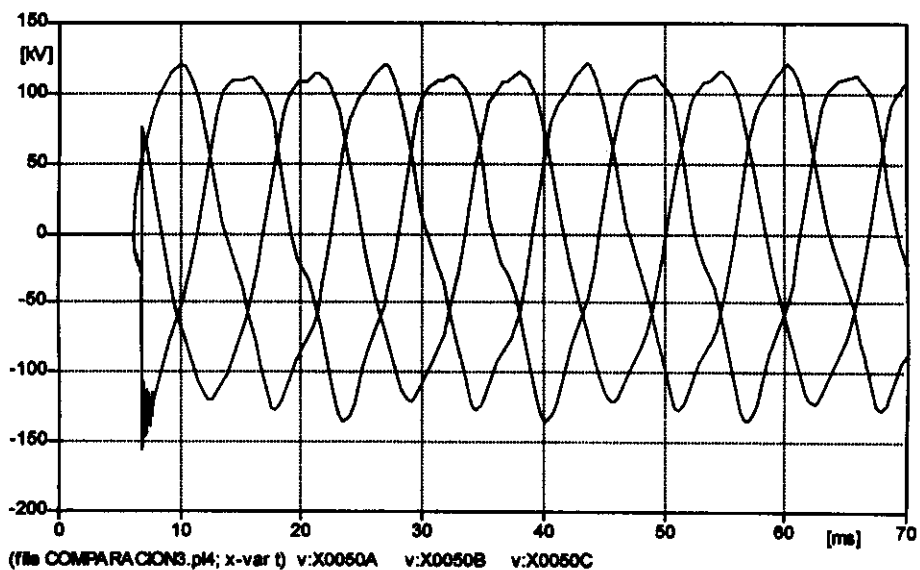


FIGURA 4.54: VOLTAJE MÁXIMO EN EL DEVANADO PRIMARIO.

Existen componentes de orden 2 (4.22%), 3 (1.34%), 4 (8.79%), 5 (1.49%), y 7 (1.02%), que forman parte de la onda de voltaje de la figura 4.54.

Si se conoce que a la frecuencia del quinto armónico se produce un pico de resonancia paralela significativo, entonces la componente de voltaje de este armónico se debe a la interacción de la corriente e impedancia a esta frecuencia. También se aprecia un porcentaje importante en el cuarto armónico. Esto se debe a que la impedancia de red, cercana a esta frecuencia, es cerca de 2300 (Ω), lo que incrementa la presencia de esta componente dentro de la onda de voltaje de energización del autotransformador.

Es importante destacar que todas las corrientes y voltajes, obtenidos mediante el programa ATP, son dados en valores pico y no en valores eficaces.

4.2 CONTROL DE SOBREVOLTAJES

Los sobrevoltajes debido a la operación de un sistema de potencia no pueden eliminarse completamente, pero existen ciertos métodos orientados a este fin, entre los cuales se encuentran:

- Resistores de pre-inserción
- Control del cierre de disyuntores
- Pararrayos

Los resistores de pre-inserción disminuyen los sobrevoltajes de una forma eficaz y su tiempo de operación varía de 6 a 15 (ms) [1], aunque en ciertos casos se puede llegar a un tiempo intermedio donde la inserción del resistor ya no es preponderante para atenuar las sollicitaciones eléctricas. En la actualidad, este método ha perdido funcionalidad y se ha reemplazado por pararrayos en la mayoría de sistemas de potencia.

Para maniobras de energización de líneas de transmisión, el cierre de disyuntores al momento en que la onda de voltaje por cada una de las fases cruza por cero

produce los menores sobrevoltajes en la misma. Esta operación se encuentra limitada por los voltajes ocasionados por cortocircuitos y que debe soportar el sistema de potencia, por esto no es aconsejable disminuir indiscriminadamente estas solicitaciones por la operación de disyuntores [1].

La protección mediante pararrayos requiere de un desarrollo más extenso y detallado. En la siguiente sección se presenta la metodología correspondiente a la operación de pararrayos.

4.2.1 PROTECCION MEDIANTE PARARRAYOS DE OXIDO DE ZINC (ZnO)

La característica de protección de un pararrayos de óxido de zinc (ZnO) se aproxima a la ideal, en donde el voltaje de operación no depende de la magnitud de la corriente a través de este. La característica operativa de pararrayos convencionales (SiC) y de ZnO se indica en la figura 4.55 [1]:

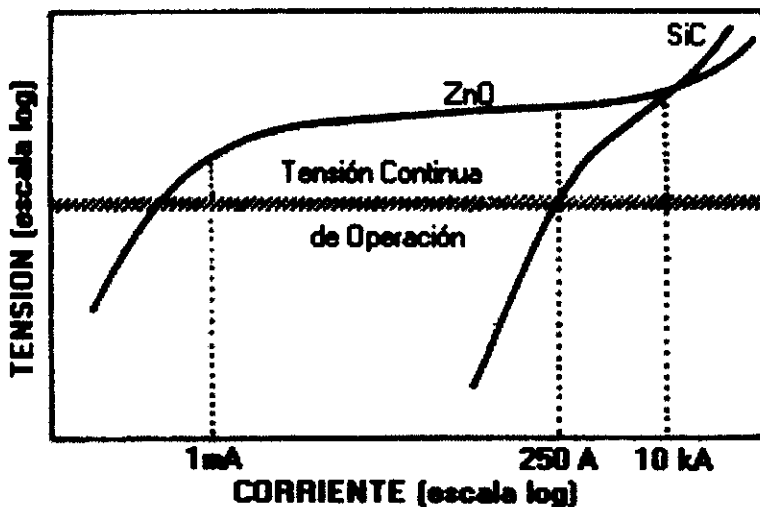


FIGURA 4.55: CARACTERISTICA $V_x I$ DE PARARRAYOS ZnO Y SiC.

4.2.1.1 Representación transitoria en ATP

El resistor exponencial trifásico dependiente de la corriente Type 92 (5555) es el modelo escogido dentro de ATP para simular la operación del pararrayos en el Sistema Nororienté.

Para determinar la magnitud de la corriente por el pararrayos se aplica la siguiente ecuación [3]:

$$i = P \left(\frac{v}{V_{REF}} \right)^q$$

Ecuación 4.2

donde:

i: Corriente a través del pararrayos.

v: Voltaje en el pararrayos.

V_{REF}: Voltaje de referencia o nivel de protección del pararrayos.

p y *q*: Constantes del equipo determinados internamente por el programa.

Es recomendable ajustar *V_{REF}* igual a dos veces el voltaje nominal del sistema para mejorar la convergencia en la simulación. Los segmentos exponenciales necesarios para la modelación del pararrayos son calculados internamente por el programa luego de especificar la característica deseada según la forma de onda de corriente esperada, ya sea debido a maniobras o descargas atmosféricas.

El pararrayos ZnO no posee gap, por lo que la modelación se la realiza únicamente como si estuviera compuesto por bloques de resistores no lineales en serie. El equipo empleado y actualmente en operación es ABB, y su característica de protección se indica a continuación²:

		Voltaje (kV pico)	Corriente (Ka)
Forma de Onda	30/60 µs	231	0.5
		238	1.0
		248	2.0
	8/20 µs	268	5.0
		282	10.0
		311	20.0
		347	40.0

TABLA 4.3: CARACTERÍSTICA OPERATIVA DEL PARARRAYOS ZnO.

La característica correspondiente a una onda de voltaje de 30/60 µs, debido a maniobras, se ingresa dentro del modelo de pararrayos Type 92 a emplearse en la simulación de estado transitorio.

² Característica de protección obtenida dentro de la dirección electrónica www.abb.com de la empresa ABB.

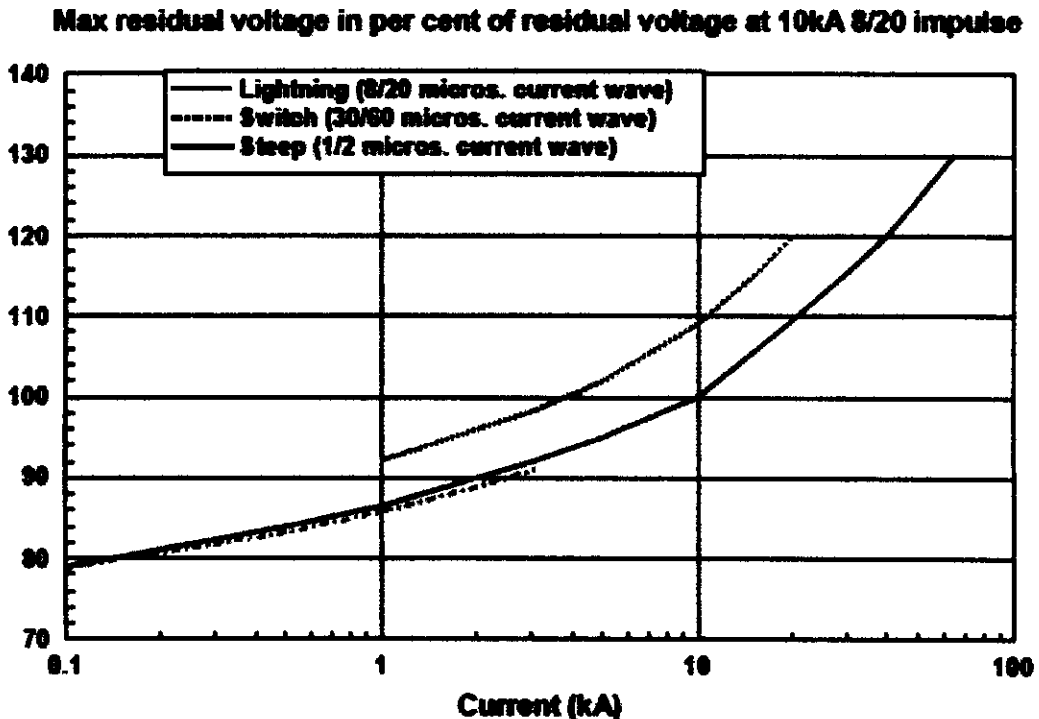


FIGURA 4.56: CARACTERISTICA DE PROTECCION DEL PARARRAYOS ZnO.

Los resultados obtenidos por la inclusión de los pararrayos en el modelo transitorio del Sistema Nororiente (figura 4.1) se detallan en la siguiente sección.

4.2.1.2 Corrientes de conducción y voltajes por operación de pararrayos.

Con la inclusión de pararrayos en los extremos de las líneas de transmisión, la característica terminal de estas cambia, lo que se observa en los coeficientes de reflexión y refracción de las ondas viajeras de voltaje. Los resultados de energización de líneas se resumen en el Anexo 4. Los resultados, que a continuación se indican, corresponden a la energización de líneas en vacío.

La figura 4.57 muestra claramente el efecto de los pararrayos en el extremo abierto de línea Agoyán – Puyo donde son más críticos, al limitar los voltajes hasta 1.95 (p.u.):

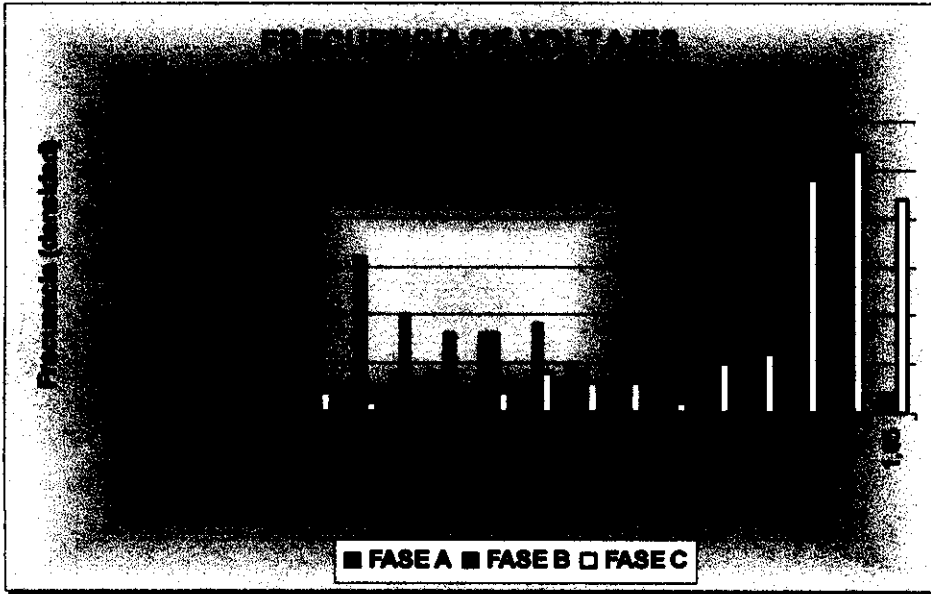


FIGURA 4.57: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA AGOYÁN - PUYO.

Las corrientes conducidas por los pararrayos son mostrados en las figuras 4.58 y 4.59, donde se aprecia una corriente máxima de 125 (A), aproximadamente. La corriente esperada por el pararrayos es no mayor a 60 (A).

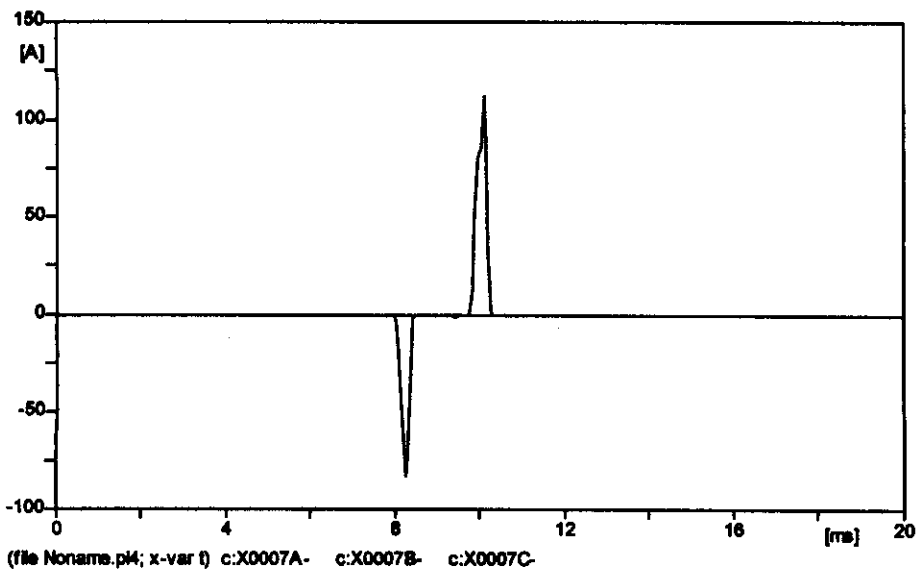


FIGURA 4.58: CORRIENTE MAXIMA EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA AGOYÁN - PUYO.

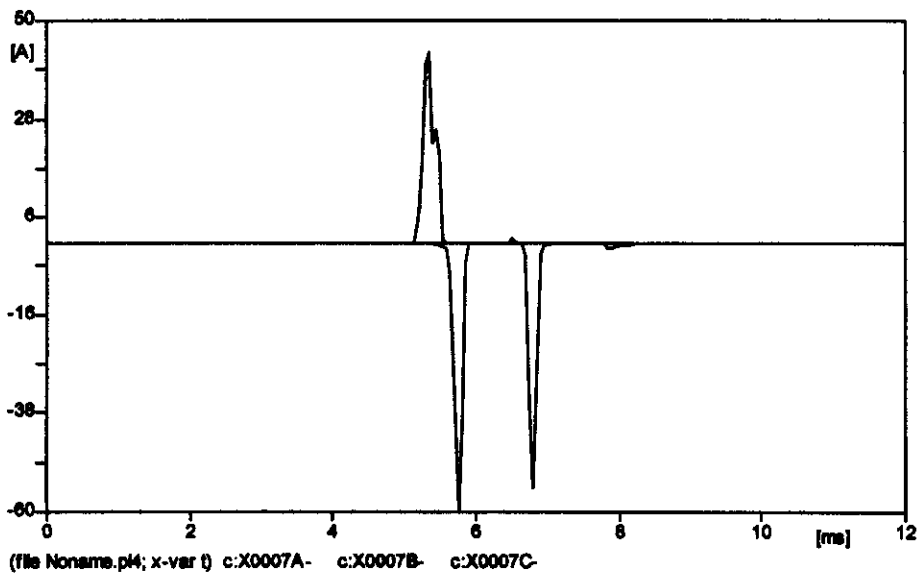


FIGURA 4.59: CORRIENTE ESPERADA EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA AGOYÁN - PUYO.

La energización de la línea de transmisión Puyo – Tena presenta las siguientes características:

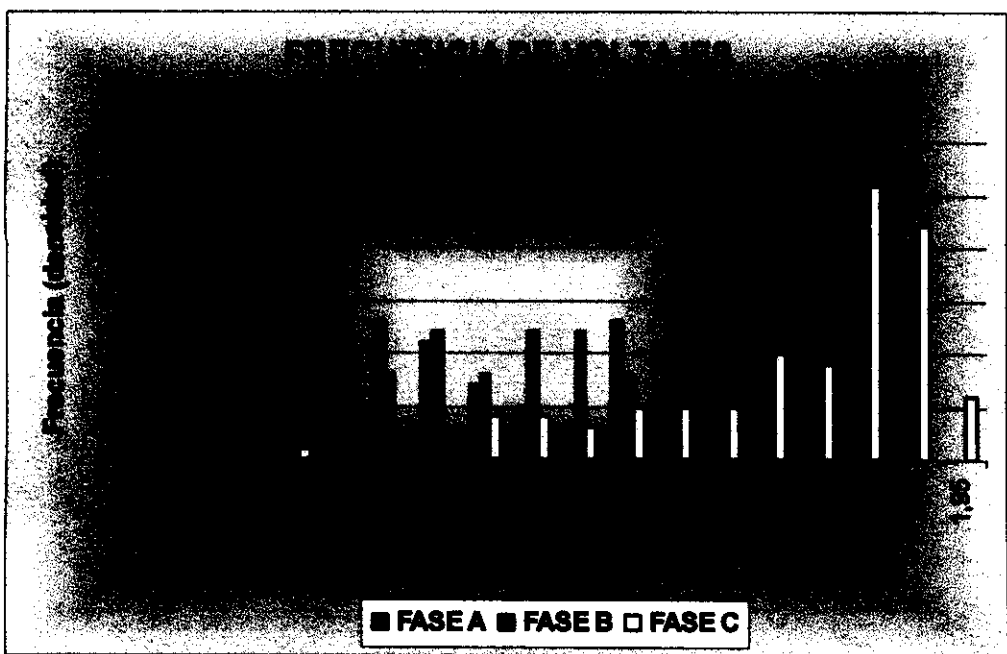
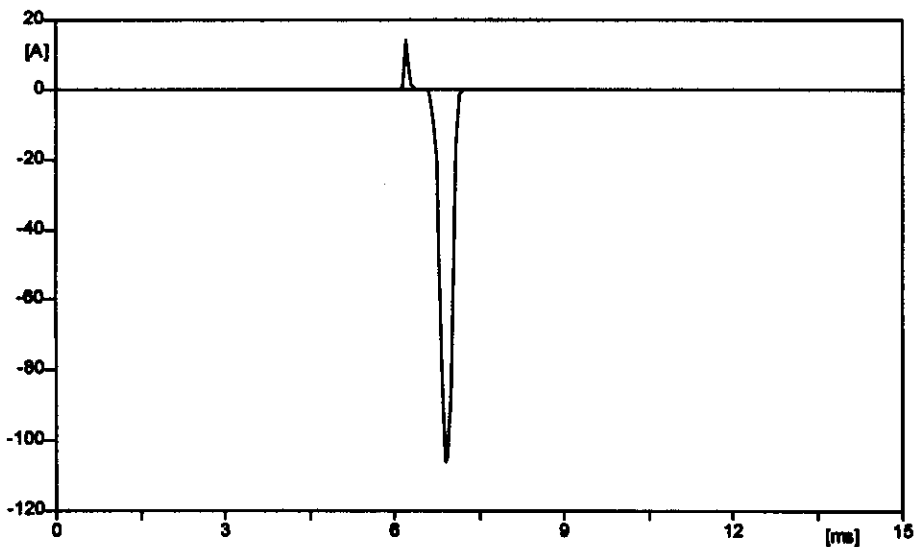


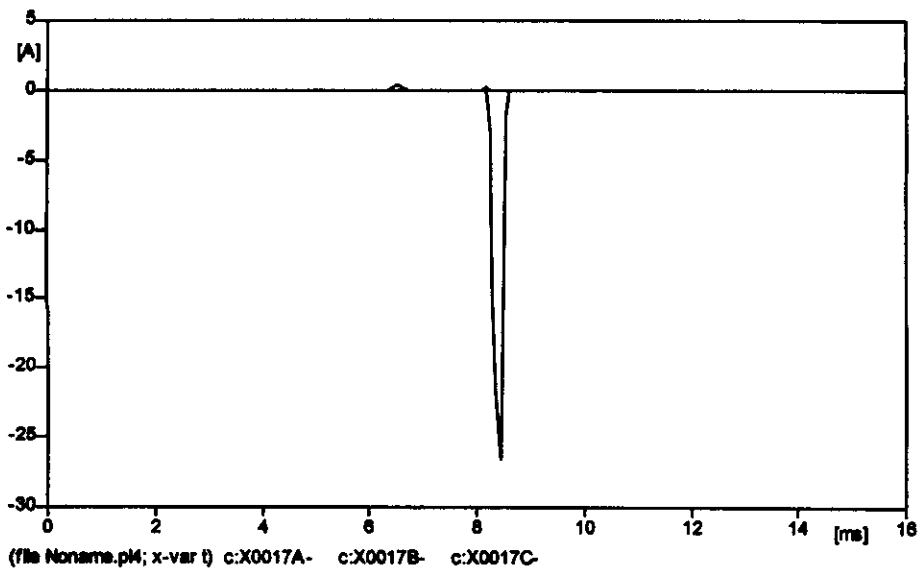
FIGURA 4.60: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA PUYO - TENA.

Los voltajes son limitados a 1.95 (p.u.) como máximo, y se observa alta ocurrencia de voltajes entre 1.80 (p.u.) y 1.85 (p.u.) para la fase C, siendo la más importante en este caso.

En las figuras 4.61 y 4.62 presentan las corrientes en los pararrayos, durante las maniobras de energización:



(file Noname.p4; x-var t) c:X0017A- c:X0017B- c:X0017C-
FIGURA 4.61: CORRIENTE MÁXIMA EN EXTREMO ABIERTO DE LÍNEA PUYO - TENA.



(file Noname.p4; x-var t) c:X0017A- c:X0017B- c:X0017C-
FIGURA 4.62: CORRIENTE ESPERADA EN EXTREMO ABIERTO DE LÍNEA PUYO - TENA.

La máxima corriente es de 110 (A), con una corriente con mayores probabilidades de ocurrencia de 27 (A), aproximadamente.

Finalmente, la distribución de los voltajes en la maniobra de energización de la línea Tena – Fco. de Orellana se explica mediante la figura 4.63:

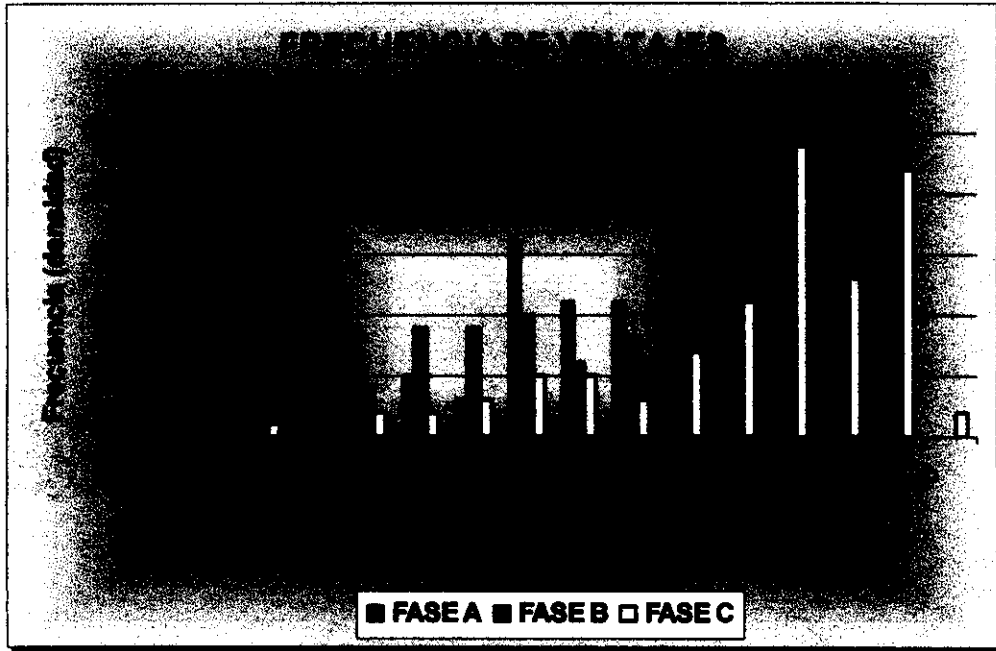
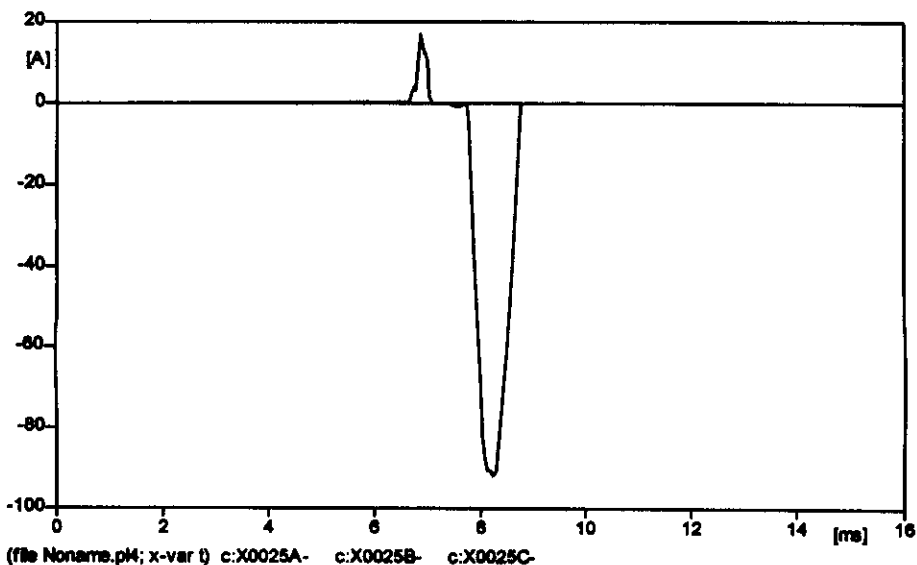


FIGURA 4.63: DISTRIBUCION DE VOLTAJES EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA TENA – FCO. DE ORELLANA.

Los voltajes son limitados a 1.95 (p.u.), con mayor frecuencia para voltajes entre 1.75 (p.u.) y 1.85 (p.u.) en la fase C.

La operación de los pararrayos se describe mediante las figuras 4.64 y 4.65 para corriente máxima y esperada respectivamente:



(file Noname.p4; x-var t) c:X0025A- c:X0025B- c:X0025C-
FIGURA 4.64: CORRIENTE MAXIMA EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA TENA – FCO. DE ORELLANA.

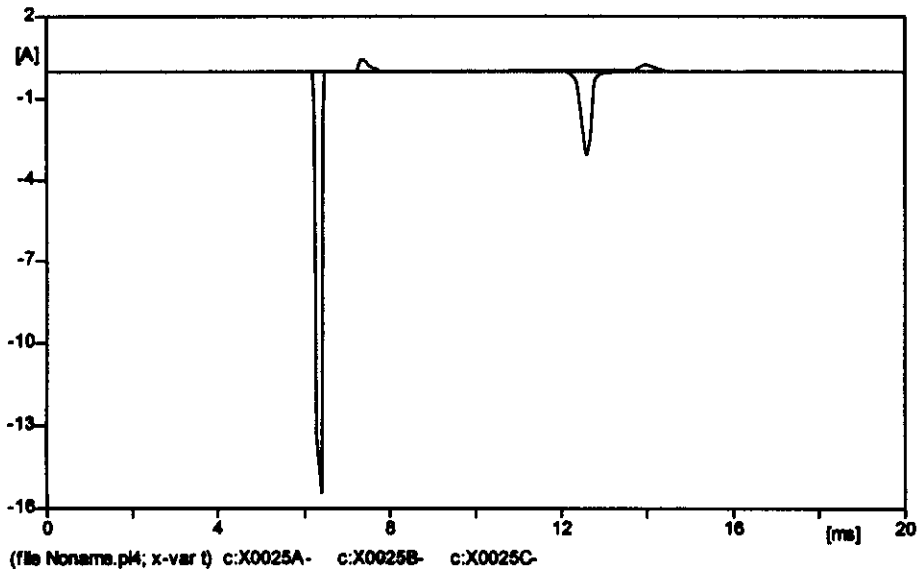


FIGURA 4.65: CORRIENTE ESPERADA EN EXTREMO ABIERTO DE LINEA TENA – FCO. DE ORELLANA.

La corriente de conducción máxima no supera los 100 (A), esperándose con mayor certeza corrientes de hasta 16 (A) por los pararrayos.

Luego de revisar la característica de protección del pararrayos empleado en la energización de cada una de las líneas (tabla 4.3), no se observa corrientes que puedan dañar estos equipos durante las maniobras. Por tanto, el pararrayos empleado actualmente en la línea Tena – Fco. de Orellana debe continuar operando en las nuevas condiciones de regulación de voltaje del sistema. Se cuenta, además, con un buen desempeño para el caso de las líneas de transmisión Agoyán – Puyo y Puyo – Tena, recomendándose el uso de este pararrayos en la operación de estas líneas.

Se recomienda que las maniobras para energizar líneas de transmisión y transformadores de potencia se realicen según las secciones 4.1.1.1 y 4.1.2 respectivamente. Esto se debe a que la energización de la línea Tena – Fco. de Orellana presenta mayor corriente de inrush a la obtenida en la sección 4.1.2.2.3, llegando a un máximo de 104 (A) (0.88 (p.u.) a plena carga). Esta corriente se muestra en la figura 4.66:

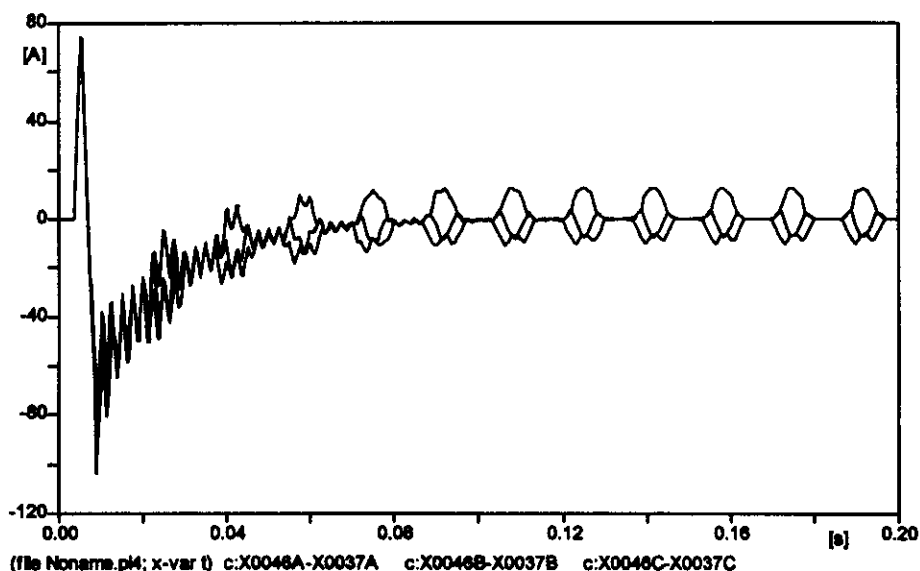


FIGURA 4.66: CORRIENTE DE INRUSH EN EL PRIMARIO DEL ATQ_ORELLANA.

Los resultados obtenidos en la simulación del pararrayos ZnO, para el control de sobrevoltajes dentro del Sistema Nororiente, se indican en el Anexo 5 del presente estudio.

4.3 CONCLUSIONES DEL ANALISIS DE ESTADO TRANSITORIO

- La duración del transitorio de energización dependerá de la longitud de la línea afectada. Esto se debe a que la amplitud de las reflexiones, en los extremos de la línea, irá decreciendo al transcurrir el tiempo por efecto de la resistencia. Este hecho se puede observar en los voltajes de las líneas Agoyán – Puyo y Tena – Fco. de Orellana, donde la energización de la segunda presenta pocas reflexiones comparada con la energización de la primera.
- Los voltajes en el extremo abierto, en la energización de una línea de transmisión, siempre son mayores a los del extremo energizado, debido a la característica terminal de la misma ($R = \infty$). Los voltajes más elevados, en la energización de las líneas del sistema, pueden llegar a 2.60 (p.u.) en los casos más críticos, sin la presencia de descargadores de sobrevoltajes (pararrayos).

- La conexión de transformadores en el final de las líneas no produce una reducción significativa en los voltajes de energización. Se observa que existe una interacción entre las capacitancias de línea con la característica no lineal del transformador respectivo, elevando el voltaje en el extremo energizado, llegando a ser igual en amplitud en ocasiones, con el voltaje en el extremo opuesto.
 - Las componentes armónicas de las corrientes, en la energización de los transformadores, no poseen porcentajes considerables a la frecuencia donde se producen las resonancias paralelas del sistema, a excepción de la energización del autotransformador Orellana. No obstante, la amplitud de esa componente es baja, originando componentes de voltajes armónicos con poca influencia dentro del sistema.
 - Las picos de corriente en las energizaciones de los autotransformadores Puyo y Tena son superiores a los obtenidos en la energización del autotransformador Orellana, superando el 1.00 (p.u.). Esto se debe a las características del núcleo magnético, ya que las pruebas realizadas indican mayor corriente de excitación para el TRQ_Tena, siendo muy pequeña la corriente correspondiente a las pruebas del ATQ_Orellana.
 - Con el efecto de la operación de pararrayos en las líneas de transmisión, los voltajes no superan el 1.95 (p.u.) en el extremo abierto, con energización en vacío y con conexión de transformador.
 - Los pararrayos empleados en la línea Tena – Fco. de Orellana tienen un desempeño aceptable para las nuevas condiciones de operación (voltaje nominal de 138 kV).
-

CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Con el Sistema Nororiental operando a 69 kV, la regulación de voltaje dentro del sistema permite que el flujo máximo de potencia por la línea Tena – Fco. de Orellana sea de 5 MW en demanda máxima, 8 MW en demanda media y 9 MW en demanda mínima, aproximadamente. La transferencia se encuentra limitada por bajos voltajes en la subestación Fco. de Orellana (0.95 p.u.).

 - Regulando el voltaje desde la subestación Agoyán, la caída de tensión dentro del sistema disminuye, reflejándose en un incremento de flujo hacia la Empresa Eléctrica Sucumbíos, con lo cual, la potencia por la línea sube a 8 MW en demanda máxima, 14 MW en demanda media, y 15 MW en demanda mínima, en condiciones normales de operación (Central Agoyán en línea). La demanda restante de la Empresa Sucumbíos debe ser abastecida por generación local, con el fin de mantener los voltajes en subestaciones de la distribuidora dentro del mínimo permitido por la normativa.

 - Para abastecer la demanda total de la Empresa Eléctrica Sucumbíos, se aconseja instalar un capacitor de 3 Mvar y otro de 6 Mvar. Además, se debería reemplazar el transformador de la subestación Coca, de 5 MVA, por otro de capacidad suficiente para servir la demanda de Fco. de Orellana.

 - En condiciones de mantenimiento programado de la central Agoyán (central fuera de servicio), las mejores condiciones de regulación de voltaje dentro del Sistema Nororiental se obtienen con la entrada en servicio de la central San Francisco. La máxima transferencia de potencia es de 15 MW, ya sea con una o dos unidades generadoras según el escenario de estudio,
-

e igual a la proporcionada por la central Agoyán en condiciones normales de operación.

- La máxima potencia transferida, considerando la salida parcial o total de la central Agoyán, puede llegar a 15 MW (Central Pucará operando con dos unidades). Por otro lado, al contarse con una sola unidad en Agoyán y Pucará, para control de voltaje, la máxima transferencia, por la línea, se reduce a 13 MW en demanda mínima, debido a la pobre regulación de tensión en este escenario.

 - En condiciones de restablecimiento del servicio eléctrico, dentro del Sistema Nororiente, la normalización se produce luego de energizar la línea Tena – Fco. de Orellana y sincronizar el Sistema Nacional Interconectado con la red de la Empresa Eléctrica Sucumbíos. En operación actual, la regulación de voltaje, con sincronismo en la subestación Fco. de Orellana, se debe realizar mediante coordinación entre el Centro de Operación de la Transmisión y el CENACE con el fin de obtener voltajes en barras del sistema no mayores a 1.10 (p.u.), máximo permitido durante maniobras, y con ajustes de LTCs de los autotransformadores Tena y Orellana descritos en el siguiente enunciado.

 - Los LTCs de los autotransformadores Tena y Orellana deben ser ajustados hasta 12R y 6L respectivamente, pero siempre cuidando que el voltaje en la barra de 138 kV, en la subestación Tena, no sea menor a 124.5 kV (0.9 p.u.) antes del cierre de la línea Tena – Fco. de Orellana, y que el voltaje en el secundario del autotransformador Orellana no sea mayor a 72 kV, en las peores condiciones de sincronismo. El voltaje en la barra de 69 kV, de la subestación Totoras, no debe ser mayor a 71 kV, en estas condiciones.

 - Al tener el sistema operando en 138 kV, los voltajes en las barras no superan el 1.10 (p.u.) establecido, y por tanto el control en la diferencia de voltajes, para sincronismo, se lo realiza ajustando la posición del LTC del autotransformador Fco. de Orellana hasta 5L, en la condición más crítica.
-

- Considerando que los voltajes en barras del Sistema Nororiente a 138 kV no superan el 1.10 (p.u.) máximo permitido durante maniobras, la adquisición de compensación reactiva no es necesaria.
 - La respuesta dinámica de los generadores de las centrales Coca, Jivino y Castellanos es satisfactoria para el sincronismo en el secundario del autotransformador Orellana, con una diferencia angular máxima de 20° entre el Sistema Nacional Interconectado y el de la Empresa Sucumbíos. El análisis se realizó en condiciones actuales y con la planificación de cambio de voltaje nominal del sistema, cumpliéndose en ambos casos. La respuesta de las máquinas corresponden a modelos tipo de generadores debido a falta de información oficial de la Empresa Sucumbíos.
 - Las maniobras de restablecimiento en la subestación Tena ocasionan la pérdida de sincronismo en los generadores analizados, en condiciones actuales. Con el cambio del nivel de tensión, se produce oscilaciones sostenidas del ángulo de los rotores, por lo que no se recomienda esta maniobra.
 - La longitud de la línea energizada afecta el tiempo de duración del transitorio debido a las pérdidas resistivas y el tiempo de viaje de la onda de voltaje. Por tanto, el transitorio de voltaje en la línea Agoyán – Puyo tiene mayor tiempo de duración comparado con el de la línea Tena – Fco. de Orellana.
 - Los voltajes en el extremo abierto de las líneas de transmisión son siempre mayores a los del extremo energizado. Sin la presencia de descargadores de sobrevoltajes (pararrayos), los voltajes pueden llegar a 2.60 (p.u.) en los casos más críticos.
 - Con la inclusión de los transformadores en el extremo abierto de las líneas, los voltajes en el extremo energizado, en algunos casos, son muy cercanos a los presentes en el extremo opuesto. Esto se debe a que la capacitancia
-

de la línea interactúa con la característica no lineal del autotransformador. La reducción esperada de voltajes, en el extremo abierto, no es significativa. La amplitud de las corrientes de excitación de los autotransformadores se incrementa con respecto a la obtenida en energización normal.

- La modelación del lazo de histéresis, en la determinación de las corrientes de inrush de los autotransformadores, ayuda a obtener formas de onda de corriente más precisas, en cuanto a la amplitud principalmente. La histéresis incluye el efecto del flujo residual en el núcleo magnético, afectando la amplitud de las corrientes de excitación.
 - Las componentes armónicas de las corrientes, en la energización de los transformadores, no poseen porcentajes considerables a la frecuencia donde se producen las resonancias paralelas del sistema, a excepción de la energización del autotransformador Orellana. No obstante, la amplitud de esa componente es baja, originando componentes de voltajes armónicos con poca influencia dentro del sistema.
 - La amplitud de corriente de excitación depende del valor del flujo magnético en el núcleo, mientras que la forma depende de la característica no lineal del transformador. De hecho, la corriente de excitación contiene armónicos de bajo orden, principalmente, aunque el flujo magnético en el núcleo tenga forma senoidal.
 - Los picos de corriente en las energizaciones de los autotransformadores Puyo y Tena son superiores a los obtenidos en la energización del autotransformador Orellana, superando el 1.00 (p.u.). Esto se debe a las características del núcleo magnético, ya que las pruebas realizadas indican mayor corriente de excitación para el TRQ_Tena, siendo muy pequeña la corriente correspondiente a las pruebas del ATQ_Orellana.
-

- Los pararrayos empleados en la línea Tena – Fco. de Orellana tienen un desempeño aceptable para las nuevas condiciones de operación (voltaje nominal de 138 kV). Los voltajes no superan el 1.95 (p.u.) en el extremo abierto, con energización en vacío y con conexión de transformador.

5.2 RECOMENDACIONES

- La operación de los capacitores, para control del perfil de voltaje dentro de la Empresa Sucumbios, se lo puede realizar de la siguiente manera: El capacitor de 3 Mvar entrará en funcionamiento para demanda mínima y media. Los 6 Mvar se adicionarán en condiciones de demanda máxima, obteniéndose una compensación total de 9 Mvar. Se recomienda ubicarlos en la subestación Lago Agrio, más el análisis detallado, que permita precisar la capacidad de la compensación y su ubicación, debe ser desarrollado por la empresa de distribución Sucumbios con la finalidad de corroborar los resultados obtenidos en este estudio.
 - Las maniobras para sincronizar los sistemas se deben realizar en la subestación Fco. de Orellana, a nivel de 69 kV, tanto en condiciones actuales como futuras. Por tanto, no es necesario adquirir reactores para control de voltaje en las barras del SNI. En operación actual, la regulación de voltaje se debe realizar según los pasos indicados en la sección 3.6.1, considerando un voltaje no mayor a 71 kV en la barra de 69 kV de la subestación Totoras.
 - Para mantener la diferencia de voltajes dentro de lo permitido por normas, se recomienda maniobrar la posición del LTC del autotransformador Orellana hasta obtener condiciones propicias de sincronismo, en cuanto a voltaje se refiere.
 - La diferencia angular máxima en el punto de sincronismo de los sistemas no debe superar los 20°, monitoreando, además, el comportamiento eléctrico de las máquinas de las centrales Jivino, Coca y Castellanos.
-

- La energización de las líneas de transmisión del Sistema Nororiental debe realizarse en vacío, luego de lo cual se debe energizar el transformador de la subestación más próxima.

 - Es conveniente contar con los pararrayos PEXLIM Q120-XH145 de ABB (empleados para el análisis de estado transitorio), o con otro de similares características de protección, cuyo desempeño es adecuado para el control de sobrevoltajes en la energización del Sistema Nororiental.
-

BIBLIOGRAFIA

- [1] D'AJUZ, Ary; SALGADO CARVALHO, Francisco Manoel; NORA DIAS, Luiz Eduardo; PEREIRA, Marco Polo. TRANSITÓRIOS ELÉTRICOS E COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO. Primera Edición. FURNAS. Brasil. 1987.

 - [2] PEREIRA, Marco Polo; FILHO, Jorge Amon. CURSO BÁSICO SOBRE A UTILIZAÇÃO DO ATP. Primera Edición. Brasil. 2000.

 - [3] Leuven EMTP Center. ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM RULE BOOK. Tomo I - Tomo II - Tomo III. Bélgica. 1987.

 - [4] PRIKLER, László; HØIDALEN, Hans Kr. ATPDRAW USER'S MANUAL. Noruega. 1998.

 - [5] VASQUEZ OCAÑA, Kleber Sebastián. CALCULO DE SOBREVOLTAJES ORIGINADOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL ATP APLICADO A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ROSA - POMASQUI A 230 kV. Tesis. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2003.

 - [6] GRAINGER, John J.; STEVENSON, William. ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA. Primera Edición. McGraw Hill. México. 1999.

 - [7] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA. PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN VERSION 1.0. Ecuador. 1999.

 - [8] FLORES TERÁN, Hermógenes Bolívar. ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO APLICANDO EL METODO DE ANALISIS MODAL. Tesis. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2004.
-

- [9] Westinghouse Electric Corporation. **ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK**. Cuarta Edición. Pennsylvania. 1964.
-

ANEXOS

ANEXO 1
EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DEL SISTEMA NORORIENTE

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL (kV)	POTENCIA NOMINAL (MVA)	GRUPO DE CONEXIÓN
TOTORAS	138/69/13,8	100/100/33	YN0yn0d0
PELILEO	69/13,8	10	Dyn1
BAÑOS	69/13,8	5	Dyn1
PUYO	69/13,8	5	Dyn1
	69/13,8	5	Dyn1
TENA	138/69/13,8	33/33/20	YN0yn0d1
	69/13,8	5	Dyn1
ORELLANA	138/69/13,8	30/30/20	YN0yn0d1
COCA	69/13,8	5	Dyn0
JIVINO	69/13,8	16	Dyn0
SHUSHUFINDI	69/13,8	2.5	Dyn0
LAGO AGRIO	69/13,8	12	Dyn0
LUMBAQUI	13,8/0,44	0.5	YNd0

GENERADORES ELECTRICOS

UBICACIÓN	NUMERO DE UNIDADES	POTENCIA NOMINAL (MVA)	VOLTAJE NOMINAL (kV)	FACTOR DE POTENCIA	CONEXIÓN
COCA	2	3.125	4.16	0.85	YN
	1	0.65	0.44	0.8	YN
	1	0.65	4.16	0.8	YN
JIVINO	6	3.125	4.16	0.85	YN
LUMBAQUI	2	0.2	0.44	0.8	YN
CASTELLANOS	4	3.125	4.16	0.85	YN

LINEAS DE TRANSMISION

LINEAS*	NUMERO DE CIRCUITOS	CALIBRE	LONGITUD (km)	VOLTAJE NOMINAL(kV)	CORRIENTE NOMINAL(A)	FASES
TOTORAS-PELILEO	1	266,8 MCM	10.20	69	457	3
PELILEO-BAÑOS	1	266,8 MCM	20.40	69	457	3
BAÑOS-PUYO	1	266,8 MCM	51.41	69	457	3
PUYO-TENA	1	266,8 MCM	66.50	69	457	3
TENA-ORELLANA	1	300.0 MCM	139.00	138	459	3
COCA-JIVINO	1	266,8 MCM	41.00	69	457	3
JIVINO-SHUSHUFINDI	1	266,8 MCM	20.00	69	457	3
JIVINO-LAGO AGRIO	1	266,8 MCM	31.00	69	457	3
LAGO AGRIO-LUMBAQUI	1	1/0 AWG	50.00	13.8	242	3
LAGO AGRIO-CASTELLANOS	2	2/0 AWG	5.00	13.8	276	3

* Ninguna de estas líneas de transmisión tiene transposición de fases.

DEMANDA DE POTENCIA DEL SISTEMA NORORIENTE

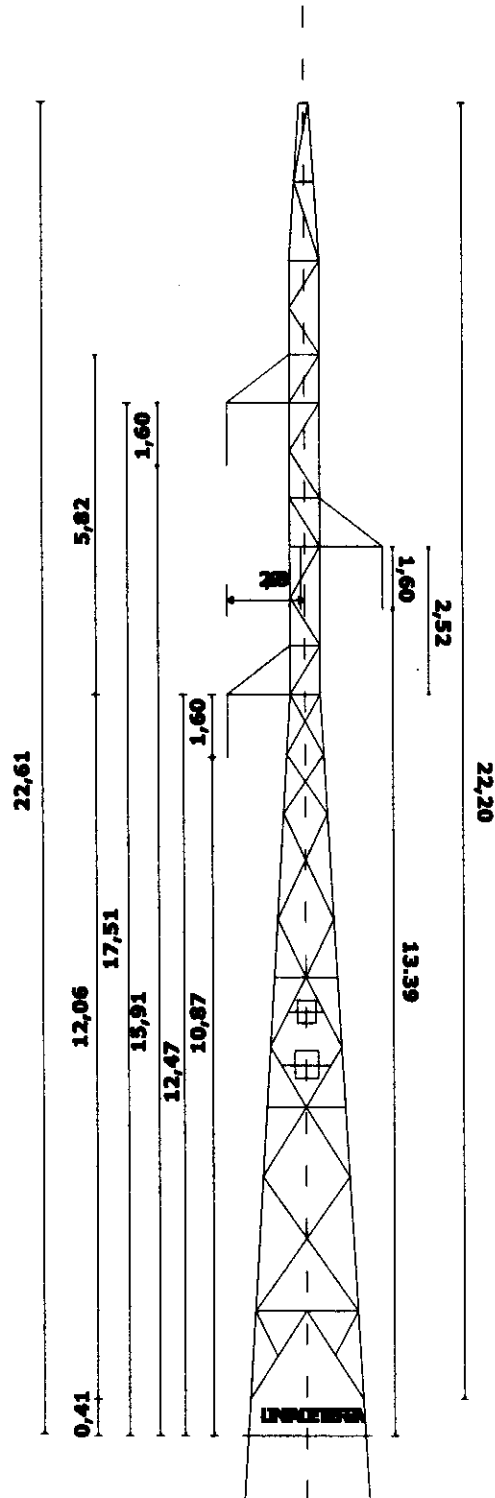
SUBESTACION	MAXIMA		MEDIA		MINIMA		
	S (MVA)	P (MW)	S (MVA)	P (MW)	S (MVA)	P (MW)	
PELILEO	6.07	6	4.22	3.6	2.75	2.3	AÑO 2005
BAÑOS	3.65	3.6	2.12	2	1.75	1.6	
PUYO	5.08	5	4.61	4.6	3.97	3.3	
TENA	4.57	4.5	3.13	3	3.22	2.8	
ORELLANA	8.32	7	7.62	7	7.14	7	
JIVINO	1.61	1.5	1.61	1.5	1.61	1.5	
LAGO AGRIO	9.25	8.6	8.65	8.6	8.65	8.6	AÑO 2006
PELILEO	6.29	6.21	4.37	3.73	2.84	2.38	
BAÑOS	3.78	3.73	2.19	2.07	1.81	1.66	
PUYO	5.26	5.18	4.77	4.76	4.11	3.42	
TENA	4.73	4.66	3.24	3.11	3.34	2.9	
ORELLANA	8.62	7.25	7.89	7.25	7.39	7.25	
JIVINO	1.67	1.55	1.67	1.55	1.67	1.55	
LAGO AGRIO	9.58	8.91	8.96	8.91	8.96	8.91	

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA SUMINISTRADA POR EL CONELEC

Empresa Distribuidora	Escenario	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ambato	Medio	MW	85.5	88.0	90.4	93.1	95.9	99.1	102.3	105.8
Azogues	Medio	MW	18.1	18.5	18.9	19.3	19.7	20.2	20.7	21.2
Bolívar	Medio	MW	14.1	14.3	14.5	14.7	15.0	15.2	15.5	15.8
Categ-D	Medio	MW	735.7	766.1	796.7	826.8	856.8	887.4	920.1	953.7
Centro Sur	Medio	MW	127.7	134.3	140.5	146.9	153.9	161.3	169.0	177.0
Cotopaxi	Medio	MW	55.0	56.9	58.7	60.6	62.7	64.7	66.8	69.0
El Oro	Medio	MW	102.9	107.7	112.7	118.0	123.5	129.1	135.0	141.1
Esmeraldas	Medio	MW	72.4	75.1	77.8	80.7	83.6	86.6	89.7	92.8
Guayas-Los Ríos	Medio	MW	202.9	215.5	228.6	242.5	257.0	272.2	288.1	304.7
Los Ríos	Medio	MW	57.5	59.9	62.5	65.4	68.4	71.4	74.7	78.1
Manabí	Medio	MW	200.1	210.7	221.7	233.2	245.6	258.6	272.3	286.4
Milagro	Medio	MW	99.1	104.7	110.7	116.9	123.4	130.2	137.3	144.7
Norte	Medio	MW	78.7	81.0	83.4	85.7	88.1	90.6	93.1	95.7
Quito	Medio	MW	601.9	626.1	651.9	677.3	702.8	728.8	754.4	780.7
Riobamba	Medio	MW	48.7	49.5	50.3	51.0	51.8	52.7	53.5	54.3
Sta Elena	Medio	MW	77.0	80.1	83.3	86.7	90.1	93.6	97.1	100.8
Sto Domingo	Medio	MW	65.9	69.1	72.4	75.9	79.5	83.2	87.1	91.2
Sur	Medio	MW	45.8	47.1	48.3	49.5	50.8	52.1	53.5	54.8

ANEXO 2

ESTRUCTURA DE LA TORRE EMPLEADA PARA MODELACIÓN DE LINEAS



ESTRUCTURA A60/MONOBLOQUE

ANEXO 3

FRECUENCIA DE VOLTAJES EN ENERGIZACION DE LINEAS SIN OPERACION DE PARARRAYOS

Voltaje (pu)	Voltaje (V)	ENERGIZACION NORMAL						ENERGIZACION CON TRANSFORMADOR TERMINAL					
		FASE A		FASE B		FASE C		FASE A		FASE B		FASE C	
		Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j
1,05	118314	0		0				0				0	
1,10	123948	1		5	0	0		3	0	0	0	0	1
1,15	129582	4		10	2	1		16	2	2	4	2	0
1,20	135216	17	0	23	2	4		13	3	7	2	8	1
1,25	140850	20	2	18	3	6		9	6	5	4	14	0
1,30	146484	15	5	17	9	15		6	7	10	2	10	3
1,35	152118	18	8	10	9	7		14	2	17	5	11	7
1,40	157752	16	10	7	10	15	0	19	4	17	2	8	5
1,45	163386	5	5	6	16	8	1	6	7	16	2	8	3
1,50	169020	2	4	2	10	11	2	7	6	5	8	14	1
1,55	174654	2	2	1	8	9	1	4	3	6	6	5	2
1,60	180288	3	3	0	7	12	1	1	5	6	9	5	6
1,65	185922	4	4	1	3	7	3	0	8	1	5	3	5
1,70	191556	4	4	3	3	4	3	0	8	4	11	0	5
1,75	197190	3	3	1	1	1	4	2	5	3	3	0	5
1,80	202824	9	9	2	2	5	5	9	9	1	3	0	6
1,85	208458	3	3	3	3	2	2	3	4	4	2	2	10
1,90	214092	3	3	3	3	6	6	7	7	4	4	0	6
1,95	219726	4	4	0	0	6	6	3	5	5	3	3	4
2,00	225360	5	5	1	1	5	5	0	2	2	0	0	8
2,05	230994	2	2	0	0	6	6	2	4	4	0	0	8
2,10	236628	5	5	1	1	3	3	2	2	3	1	7	7
2,15	242262	3	3	0	0	6	6	1	1	3	2	3	3
2,20	247896	3	3	0	0	7	7	1	1	3	1	1	1
2,25	253530	5	5	2	2	11	11	3	3	3	0	3	3
2,30	259164	6	6	2	2	7	7	3	3	2	0	1	1
2,35	264798	1	1	0	0	7	7	1	1	1	0	0	0
2,40	270432	0	0	1	1	3	3	3	3	0	0	0	0
2,45	276066	1	1	1	1	3	3	1	1	2	2	2	2
2,50	281700			0	0	3	3						
2,55	287334			0	0	3	3						
2,60	292968			1	1	1	1						
2,65	298602					0	0						
2,70	304236					1	1						

ENERGIZACION LINEA DE TRANSMISION PUYO - TENA

Voltaje (pu)	Voltaje (V)	ENERGIZACION NORMAL						ENERGIZACION CON TRANSFORMADOR TERMINAL											
		FASE A		FASE B		FASE C		FASE A		FASE B		FASE C							
		Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j						
1,00	112676																		
1,05	118314	0	0	0								3	3	1	0				0
1,10	123948	4	1	1	0	0						6	5	5	2				2
1,15	129582	8	2	6	1	2						5	5	5	3				3
1,20	135216	12	2	8	3	0						14	11	7	5				3
1,25	140850	21	4	12	3	5						17	12	14	8				4
1,30	146484	17	3	18	5	5						16	12	17	8				10
1,35	152118	11	4	22	5	4						13	16	12	8				11
1,40	157752	9	7	8	4	6						14	14	4	12				15
1,45	163386	8	7	10	12	9						6	3	8	15				4
1,50	169020	7	12	7	9	15						3	4	7	7				12
1,55	174654	3	16	5	11	21						1	7	9	5				12
1,60	180288		9	2	5	17						0	4	5	6				8
1,65	185922		8	1	8	13						2	0	2	2				4
1,70	191556		5		12	3						4	1	3	0				2
1,75	197190		3		5							4	0	2	2				6
1,80	202824		5		3							2	1	0	3				1
1,85	208458		1		4							4			1				5
1,90	214092		4		1							6			0				0
1,95	219726		3		1							6			0				0
2,00	225360		1		1							14			0				1
2,05	230994		2		3							9			0				3
2,10	236628		0		0							9			0				2
2,15	242262		0		1							7			0				1
2,20	247896		1		0							5			0				2
2,25	253530				0							5			0				
2,30	259164				2							6			0				
2,35	264798				1							2			0				
2,40	270432											1			0				
2,45	276066														1				

ANEXO 4
FRECUENCIA DE VOLTAJES EN ENERGIZACION DE LINEAS CON OPERACION DE PARARRAYOS

Voltaje (pu)	Voltaje (V)	ENERGIZACION DE LINEA EN VACIO						ENERGIZACION DE LINEA TERMINADA EN TRANSFORMADOR								
		FASE A		FASE B		FASE C		FASE A		FASE B		FASE C				
		Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j	Terminal i	Terminal j			
1,00	112676															
1,05	118314	0						0						0		
1,10	123948	3	0	7				7					4			0
1,15	129582	10	1	15	0	2		12	0	7	0	3				
1,20	135216	17	0	20	5	4		13	1	12	2	7				
1,25	140850	12	4	17	8	8	0	20	4	20	0	14				
1,30	146484	16	3	15	3	10	2	13	5	14	4	11	0			
1,35	152118	25	0	9	16	10	1	17	10	18	4	16	6			
1,40	157752	9	4	3	10	11	0	9	7	3	3	13	3			
1,45	163386	6	4	3	8	14	0	2	6	6	8	7	3			
1,50	169020	1	8	6	8	9	2	0	10	6	5	7	6			
1,55	174654	1	2	2	9	11	4	4	7	4	6	4	7			
1,60	180288		5	1	4	6	3	0	8	0	12	8	4			
1,65	185922		7	1	5	14	3	1	9	1	10	0	4			
1,70	191556		7		2	1	1	0	9	2	11	0	9			
1,75	197190		7		3		5	1	4	0	10	2	14			
1,80	202824		9		3		6	0	7	1	8	1	21			
1,85	208458		12		5		24	1	4	2	9	6	18			
1,90	214092		25		9		27		8	5	1	5	5			
1,95	219726		2		2		22		1	3		1	3			

ANEXO 5

INFORMACION ESTADISTICA PARA COORDINACION DE AISLAMIENTO

RESULTADOS ESTADISTICOS DE TODAS LAS FASES

LINEA DE TRANSMISION	DATOS AGRUPADOS			DATOS NO AGRUPADOS		
	MEDIA	VARIANZA	DESVIACION ESTANDAR	MEDIA	VARIANZA	DESVIACION ESTANDAR
AGOYAN-PUYO	1,8525	0,0062	0,0789	1,8541	0,0058	0,0764
PUYO-TENA	1,7820	0,0155	0,1245	1,7830	0,0158	0,1256
TENA-ORELLANA	1,7740	0,0121	0,1101	1,7749	0,0113	0,1061

RESULTADOS ESTADISTICOS POR CADA FASE

LINEA DE TRANSMISION		DATOS AGRUPADOS			DATOS NO AGRUPADOS		
		MEDIA	VARIANZA	DESVIACION ESTANDAR	MEDIA	VARIANZA	DESVIACION ESTANDAR
AGOYAN-PUYO	FASE A	1,6755	0,0418	0,2044	1,6752	0,0425	0,2062
	FASE B	1,4950	0,0473	0,2174	1,4956	0,0466	0,2159
	FASE C	1,8025	0,0211	0,1454	1,8000	0,0206	0,1435
PUYO-TENA	FASE A	1,5080	0,0413	0,2033	1,5062	0,0403	0,2008
	FASE B	1,4955	0,0309	0,1757	1,4967	0,0308	0,1756
	FASE C	1,7525	0,0212	0,1455	1,7537	0,0228	0,1509
TENA-ORELLANA	FASE A	1,5445	0,0253	0,1591	1,5438	0,0245	0,1566
	FASE B	1,6165	0,0248	0,1575	1,6183	0,0245	0,1566
	FASE C	1,7380	0,0194	0,1394	1,7386	0,0192	0,1387

Los resultados de las energizaciones estadísticas corresponden a la distribución de voltajes en los extremos abiertos de cada línea de transmisión, debido a mayores sobrevoltajes durante la maniobra.