

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE LA
ALIMENTACIÓN EN LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

LUIS EDUARDO MINANGO GRANIZO

DIRECTOR: ING. HELENA VASS

Quito, Julio 2004

DECLARACIÓN

Yo, Luis Eduardo Minango Granizo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

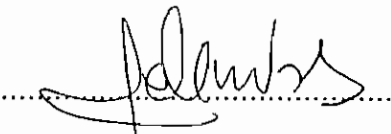
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Luis Eduardo Minango Granizo', with a long, sweeping flourish extending upwards and to the right.

Luis Eduardo Minango Granizo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Eduardo Minango Granizo, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Helena Vass', is written over a horizontal dotted line. The signature is fluid and cursive.

Ing. Helena Vass

DIRECTORA DE PROYECTO

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado a mis padres que con esfuerzo y abnegación guían y ayudan para que sus hijos alcancen sus metas.

EDUARDO

AGRADECIMIENTOS

A Dios quién siempre nos cuida y protege.

A mi padre Luis quién en conjunto con Judith han luchado incansablemente para superar los inconvenientes y dar a sus hijos todo lo que ha estado a su alcance para que nosotros logremos las metas propuestas.

A mi madre Beatriz y Tarquino mi tío, quienes siempre me han dado su apoyo y cariño.

A mis Hermanos Lucho, Silvia, Patricia, Lester, Beatriz, Juan Carlos e Isabel, por su ayuda constante para la culminación de este proyecto.

A una gran mujer que ha estado siempre a mi lado, sin la cual no hubiera sido posible lograr esta meta; para mi MMLB, gracias.

A la Ing. Helena Vass por su apoyo incondicional hacia la dirección y desarrollo de este proyecto.

A los Ings. Pedro Larrea y Medardo Castillo quienes dieron todas las facilidades para este proyecto

A los Ings. Luis Taco Villalba y Milton Toapanta quienes supieron brindarme su amistad sincera y verdadero apoyo en los momentos decisivos de la carrera.

EDUARDO

PRESENTACIÓN

En este proyecto se realiza el estudio técnico – económico para realizar un cambio en el voltaje de alimentación a la subestación San Rafael de la empresa eléctrica Quito S.A., que al momento no presenta ningún inconveniente pero por estudios de proyecciones de demanda se encuentra que esta tendrá sobrecarga en las líneas de alimentación al momento de suscitarse alguna falla en una de ellas. Razón por la cual este estudio tiene su fundamento, el mismo que tiene como objetivo principal ofrecer una solución técnica – económica más viable para este caso en particular.

Antes de empezar a proponer alternativas es necesario primero conocer la forma o método que la empresa eléctrica Quito S.A. tiene para determinar la proyección de demanda del sistema, el mismo que es bastante simple pero con fundamentos basados en la teoría y en la experiencia recopilada en los años de servicio a la comunidad.

Para evaluar las alternativas es necesario tomar en cuenta los procesos que tendrán una afectación directa e indirectamente al momento de la ejecución de la obra, para esto es necesario la evaluación desde el punto de vista constructivo, económico y operativo para el sistema.

Desde el punto de vista económico se evalúa de manera cualitativa y cuantitativa todas y cada unas de las alternativas propuestas, para el punto de vista operativo se realizan las respectivas simulaciones de las alternativas en el programa computacional PowerWorld 8.0 y desde el punto de vista constructivo se lo hace tomando en cuenta las facilidades y dificultades que puedan ofrecer las diferentes alternativas en su ejecución así como las suspensiones del servicio eléctrico necesarias en el transcurso de la obra.

Para finalizar con las soluciones propuestas se realiza el estudio, comparación y análisis de cada una de ellas para con esto generar la solución técnica -- económica más favorable que se podrá brindar a la comunidad, la misma que en las pruebas de funcionamiento y desempeño operativo no presentará inconveniente alguno.

Los resultados obtenidos fueron considerados más que aceptables por el Departamento de Planificación de la empresa eléctrica Quito S.A. Con esto demuestra así que en nuestro país se pueden realizar estudios y construcciones de proyectos que pueden competir con proveedores extranjeros, a un costo menor y con la ventaja de tener garantía y servicio técnico especializado dentro del país.

RESUMEN

Como es muy conocido el crecimiento poblacional implica directamente un crecimiento de la demanda de los sistemas sin dejar de ser un caso particular del sistema eléctrico Quito. Sin duda esto obliga a que se hagan grandes inversiones a futuro para evitar que el sistema tenga dificultades y peor aún que este colapse. Es por esta razón que los nuevos profesionales deberían proponer alternativas locales de excelente calidad y bajo costo para comenzar a poner las bases de la confianza del país en la producción nacional.

Siguiendo el planteamiento indicado arriba, en este proyecto se analiza y se obtiene una solución concreta para el problema que se suscitará a futuro en la subestación San Rafael, logrando de esta manera prevenir una situación que se ve venir con el tiempo.

Para describir el trabajo realizado en la ejecución de esta tarea, en el Capítulo 1 se hace la descripción del Sistema Eléctrico Quito al año 2003, para esto se toma en cuenta la generación, carga que existe en el sistema, calidad de servicio que se está brindando al Valle de los Chillos en este caso particular. Con esto se trata de delinear la ruta a seguirse en este proyecto.

En el Capítulo 2 se presenta las condiciones en las que se encuentra operando el sistema eléctrico Quito al año 2003, para esto la EEQSA define un día en el cual

se realizan las mediciones y se las proyecta al pico máximo registrado de demanda suministrada, también se analiza en el diagrama unifilar del sistema la posibilidad de incrementar el voltaje de alimentación a la Subestación San Rafael.

En el Capítulo 3, se explica el método utilizado por la empresa eléctrica Quito para determinar una proyección de demanda del sistema, una vez obtenido los valores individuales y totales de demanda del sistema se realizan las respectivas simulaciones y se analiza contingencias simples a las partes críticas del mismo

En el capítulo 4 se propone y se analizan las propuestas ofrecidas como solución para este caso, la evaluación se la realiza de manera económica – técnica y operativa para según esto determinar una solución correcta para esta situación. De esta manera se añaden argumentos que indican que la alternativa aquí propuesta sí es la adecuada y, sobre todo, ajustada a nuestra realidad tecnológica.

En el Capítulo 5 se hace un análisis de costos a las propuestas vertidas en este proyecto de titulación para con esto realizar comparaciones entre ellas y así escoger la solución necesaria para este caso.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones globales de este proyecto de titulación.

INDICE

1	Introducción	1
1.1	Objetivo	2
1.2	Alcance	2
1.3	Descripción Del Sistema De La Empresa Eléctrica Quito S.A.2	3
	Tabla 1.1 .- Unidades De Generación Del Sistema Eléctrico Quito.....	4
1.4	Descripción De La Subestación San Rafael De La Empresa Eléctrica Quito S.A.	5
	Figura 1.1. Ubicación Geográfica De La Subestación	5
	Figura 1.2. Diagrama Unifilar De La Subestación.....	6
1.5	Operación De La Subestación	6
	1.5.1 Suministro De Energía Al Sistema.....	7
1.6	La Zona De Los Valles Y El Sistema De La Empresa Eléctrica Quito S.A.....	7
	1.6.1 Demanda Suministrada Al Área De Cobertura Del Sistema	8
	1.6.2 Pérdidas En Las Líneas De Alimentación De La Subestación	8
	1.6.3 Numero De Alimentadores Existentes	9
	1.6.4 Historial De Los Alimentadores De La S/E San Rafael.....	9
	Tabla 1.2. Valores Registrados En Los Alimentadores En Amperios, Para La S/E San Rafael.....	10
	1.6.5 Calidad Del Servicio En La Zona	10
	Tabla 1.3 Índices Generales Del Sistema Eléctrico Quito.	11

2	Condiciones Del Sistema Eléctrico Quito A Diciembre Del 2003.....	12
2.1	Datos De Generación Y Entrega De Potencia A Través Del S.N.T. Al Sistema Eléctrico Quito	12
	Tabla 2.1 Valores De Lecturas En El Día De Mediciones 10 De Diciembre De 2003.....	14
	Gráfico 2.1 Curva De Carga Del Sistema Eléctrico Quito.....	15
	2.1.1 Datos Globales Del Sistema Eléctrico Quito	15
	Tabla 2.2 Demanda Máxima Y Demanda Pico Del Sistema Eléctrico Quito.....	15
2.2	Datos De Carga En Las Barras De Salida En Las Subestaciones Del Sistema Eléctrico Quito	16
	Tabla 2.3. Demanda Pico Por Subestación Del 09 De Diciembre De 2003, 19h50.....	17
2.3	Lecturas Por Alimentadores Para Las Subestaciones Del Sistema Eléctrico Quito	18
	Tabla 2.4 Valores De Corriente En (A) Registrada En Los Alimentadores Del Sistema Eléctrico Quito El 10 De Diciembre De 2003 A Las 19h30.....	19
2.4	Simulación Del Flujo De Potencia Para El Sistema Eléctrico Quito	19
2.5	Condiciones Del Sistema Eléctrico Quito Al 09 De Diciembre De 2.003, 19h50 (Año Base).....	20
	Tabla 2.5. Valores Ingresados Los Transformadores De Potencia Del Sistema Eléctrico Quito De Acuerdo A La Configuración Del Sistema Para El Año 2.003.....	21
2.6	Referencias Sobre Los Elementos Del Sistema De Subtransmisión Del Sistema Eléctrico Quito.	22
	Figura 2.2. Diagrama Unifilar Del Sistema Electrico Quito.	23
	2.6.1 Datos De Líneas De Transmisión Y Transformadores De Potencia Utilizados Para La Simulación	24
	Figura 2.3.- Ventana Para El Ingreso De Datos Para Las Líneas De Transmisión.....	24
	Figura 2.4. Ventana Para El Ingreso De Parámetros De Los Transformadores	25

Figura 2.5 A. Características Del Control De Voltaje Para Los Transformadores.	26
2.6.2 Datos De Transformadores De Potencia	26
Tabla 2.5 B. Parámetros De Los Transformadores De Potencia Utilizados En Las Diferentes Subestaciones (A).....	27
Tabla 2.6. Parámetros De Los Transformadores De Potencia Utilizados En Las Diferentes Subestaciones (B).	28
Figura 2.6. Información Sobre El Control De Voltaje Para Los Taps De Los Transformadores.....	29
Tabla 2.7 Parámetros En Por Unidad De Las Líneas Y Transformadores Del Sistema De Subtransmisión Del Sistema Eléctrico Quito.....	30
2.6.3 Datos De Compensación Reactiva Capacitiva Al Sistema.....	32
Tabla 2.8 Valores Individuales De Compensación Reactiva	33
2.7 Demanda Máxima Del 09 De Diciembre De 2.003, (19h50)	34
2.7.1 Condiciones De Carga Para Demanda Máxima	34
Tabla 2.9. Cargas Presentes En Las Barras Del Sistema El 09 De Diciembre Del 2.003, 19h50	34
2.7.2 Condiciones De Las Centrales De Generación Y El Punto De Entrega Del Sistema Nacional Interconectado	35
Tabla 2.10 Valores Individuales De Generación Dentro De La Empresa Eléctrica Quito.....	36
Tabla 2.11. Comparación De Lecturas Reales Y Resultados De La Simulación De Potencia Para El Sistema Eléctrico Quito.....	37
2.7.3 Voltajes En Todas Las Barras Del Sistema Eléctrico Quito	38
Tabla 2.12 Valores De Demanda Empleados Para La Simulación Del Año Base 2003.	39
Tabla 2.13 Valores De Voltaje En Barras Del Sistema Eléctrico Quito 09 De Diciembre De 2.003, A Las 19h50.	40
2.7.4 Flujos De Potencia A Través De Líneas De Transmisión Y Transformadores.	43
Grafico 2.7. Resultados De Sistema A Condiciones Del Año 2003	44
Tabla 2.14 Valores De Los Flujos De Potencia Del Sistema Eléctrico Quito.....	45

3	Descripción Del Método Para Proyección De Demanda Aplicado Por La Empresa Eléctrica Quito	48
3.1	División En Grupos De Subestaciones	48
	Tabla 3.1 Demanda Histórica Del Sistema Eléctrico Quito S.A.	50
3.2	Desarrollo Del Método De Estudio De La Demanda Total Del Sistema Eléctrico Quito	52
	Figura 3.1.- Historial De Demanda Curva Exponencial	52
	Figura 3.2.- Historial De Demanda Curva Logarítmica	53
	Figura 3.3.- Historial De Demanda Curva Polinomial Grado (2)	54
	Figura 3.4.- Historial De Demanda Curva Polinomial Grado (3)	55
	Figura 3.5.- Historial De Demanda Curva Lineal	56
3.2.1	Demanda Por Grupos De Subestaciones.....	58
3.2.2	Tasa Considerada Para La Proyección Individual De Las Subestaciones	59
3.2.3	Consideraciones Generales En La Determinación De La Proyección De Demanda.....	60
3.3	Simulación Y Análisis Del Sistema Electrico Quito A Diciembre De 2.003 (Año Base)	62
3.4	Demanda Proyectada Para El Periodo 2.003 – 2.008	62
3.4.1	Valores De Demanda En El Año 2.003 (Año Base).....	62
3.4.2	Resultados Obtenidos De La Simulación Del Año Base (2.003).....	63
3.5	Demanda Proyectada Para El Año 2.004	63
3.5.1	Resultados Obtenidos En La Simulación Del Año (2.004)	64
3.6	Demanda Proyectada Para El Año 2.005	64
3.6.1	Resultados Obtenidos En La Simulación Del Año (2.005)	65
3.7	Demanda Proyectada Año 2.006.....	65
3.7.1	Resultados Obtenidos De La Simulación Del Año (2.006)	65
3.8	Demanda Proyectada Año 2.007.....	66
3.8.1	Resultados Obtenidos De La Simulación Del Año (2.007)	66
3.9	Proyección Año 2.008.....	67
3.9.1	Resultados Obtenidos De La Simulación Del Año (2.008)	67

4. Alternativas Para Solucionar La Sobrecarga De Las Líneas Que Alimentan A La S/E San Rafael	68
Figura 4.1. Diagrama Unifilar De La Subestación San Rafael.....	69
Figura 4.5 Sistema De Configuración Barra Simple.	74
Figura 4.6 Sistema De Configuración Barra Principal Y Barra De Transferencia.....	74
4.1 Implantación De Una Nueva Subestación San Rafael En 138/23 Kv, En El Mismo Terreno De La Subestación Existente.....	75
4.1.1 Línea De Transmisión A 138 Kv, Simple Circuito, Desde La Subestación Guangopolo Hacia La Subestación San Rafael	77
4.1.1.1 Simulación De La Alternativa	77
4.1.2 Una Línea De Transmisión A 138 Kv, Simple Circuito, Desde La Subestación Guangopolo Y Otra Desde La Subestación Santa Rosa Ambas Hacia La Subestación San Rafael	80
4.1.2.1 Simulación De La Alternativa	80
4.1.3 Una Línea De Transmisión A 138 Kv, Doble Circuito En Derivación Desde La Línea De Transmisión Santa Rosa – Vicentina Hacia La Subestación San Rafael	83
4.1.3.1 Simulación De La Alternativa	83
4.1.4 Análisis De Las Propuestas.....	86
4.2 Implantación De La Subestación San Rafael 100 Mva, 138/46 Kv. Y Un Transformador Adicional De 33 Mva, 46/23 Kv., En El Mismo Terreno De La Subestación Existente.....	87
4.2.1 Simulación De La Alternativa.....	88
4.2.2 Análisis De La Propuesta.....	88
4.3 Implantación En La S/E San Rafael De Un Segundo Transformador De 33 Mva, 46/23 Kv; Y En Guangopolo La Sustitución Del Transformador De 27 Mva, 138/13.8 Kv, Por Uno De 100 Mva 138/46 Kv.	91
4.3.1 Simulación De La Alternativa 4.3.....	91
Figura 4.15. Resultados De La Alternativa 4.3	92
4.3.2 Análisis De La Propuesta.....	93

5	Análisis Económico	94
	Tabla 5.1 Extracto De Los Flujos De Potencia Al 2006	96
	Tabla 5.2 Diferencia De Potencia Y Energía Entre Alternativas....	96
5.1	Cálculo De Costos	96
	Tabla 5.3. Cálculo De Presupuesto Para Alternativa 4.1.2.....	97
	Tabla 5.4. Cálculo De Presupuesto Para Alternativa 4.2.....	97
	Tabla 5.5. Cálculo De Presupuesto Para Alternativa 4.3.....	98
	Tabla 5.6 Gastos De Inversión	98
5.2	Beneficios Para La Empresa Electrica Quito S.A.....	98
	5.2.1 Ahorro Por Inversion.....	98
	Tabla 5.7 Ahorro Por Inversión	99
	5.2.2 Ahorro Por Energía.....	99
	Tabla 5.8 Ahorro Anual De Energía.....	99
	Tabla 5.9 Relación Costo/ Beneficio.....	100
6	Conclusiones y Recomendaciones	102
	6.1 Conclusiones	102
	6.2 Recomendaciones	104,

CAPITULO 1

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos son la parte preponderante del suministro de energía, por lo tanto en este trabajo se presentan los antecedentes del sistema, los mismos que han sido tomados de los archivos de la Empresa Eléctrica Quito, los cuales describen las características de la empresa, tanto en generación, líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, todas estas bases son necesarias para realizar una posterior selección de la mejor alternativa que se debe acoplar a las necesidades de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y de esta manera dar solución a este proyecto de titulación.

En los proyectos de Electrificación, los sistemas de Distribución, poseen actualmente un gran porcentaje en las inversiones totales (alrededor de un 45% del gasto total)¹. Este porcentaje, hace notar la importancia que tiene la planificación del sistema eléctrico nacional.

El propósito de éste estudio es tomar una subestación de la Empresa Eléctrica Quito S.A., y analizar los problemas técnicos que aparecen en el sistema, debido al crecimiento de la demanda en el sector de cobertura de la subestación; para sobre este análisis, dar la solución técnica – económica más favorable para el sistema.

¹ CEVALLOS RAMON MANUEL AUGUSTO, Estudio del cambio de voltaje en la Empresa Eléctrica Los Ríos 1977, Quito Ecuador, Pag 1.

1.1 OBJETIVO

Realizar un análisis de las condiciones actuales de operación del Sistema Eléctrico Quito para la Subestación San Rafael, utilizando el Programa POWERWORLD.

Con el diagnóstico de la situación actual se proyecta a futuro considerando el método para determinación de la Demanda empleado por la Empresa Eléctrica Quito S.A. se realizan las respectivas simulaciones para detectar inconvenientes en las líneas de alimentación de la subestación en estudio.

Plantear cambios en la red eléctrica a fin de solucionar los problemas determinados en el diagnóstico, para mejorar el funcionamiento del sistema de subtransmisión y obtener una adecuada disminución de pérdidas.

Realizar un análisis económico de las soluciones planteadas para determinar la factibilidad del proyecto.

1.2 ALCANCE

El alcance del Proyecto es dar a conocer al lector los diferentes parámetros que deben ser evaluados para llegar a escoger la solución al problema planteado, evaluando las posibles alternativas que se tienen para este estudio.

Para todos los análisis se ha tomado en cuenta que, por ser una zona bastante poblada, los trabajos que se realicen en la misma deben dar las correspondientes seguridades tanto para los trabajadores así como para pobladores.

Comparar y evaluar de las pérdidas que se producen en las líneas de subtransmisión del sistema para los casos que se presentan como alternativas.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.²

La Empresa Eléctrica Quito S.A. fue fundada el 24 de noviembre de 1.955 con el objetivo de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica en la zona de la ciudad de Quito y sectores aledaños.

En la actualidad las nuevas reformas suscitadas por parte del CONELEC, han obligado a la Empresa a realizar un estudio para un proceso de segmentación entre la parte correspondiente a generación tanto térmica como hidráulica y la parte correspondiente a distribución de energía eléctrica dentro de su zona de concesión, para formar dos empresas independientes a futuro.

La generación presente dentro del área de concesión, y que aún es administrada por la Empresa Eléctrica Quito, esta constituida por una capacidad instalada de 173,6 MW, de los cuales, 99,2 MW provienen de las centrales hidráulicas:

² TORRES CORAL JUAN SEBASTIÁN, Análisis del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A., 2001, Quito Ecuador, Pag. 5-6.

La Calera (2 MW), Pasochoa (4.5 MW), Chilllos (1.8 MW), Guangopolo hidráulica (20.9 MW), Cumbayá (40 MW) y Nayón (30 MW), y 74,4 MW provenientes las centrales térmicas diesel Luluncoto, búnker – diesel Guangopolo y Térmica Quito.

La Tabla 1.1 muestra un resumen sobre las unidades de generación presentes dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, las mismas que ingresan al sistema dependiendo de cual sea la necesidad del mismo y el tipo de generación.

Adicionalmente, para cubrir la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Quito, la Empresa Eléctrica Quito compra aproximadamente el 80% de todas sus necesidades de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado, a través del CENACE.

TABLA 1.1 .- Unidades de generación del Sistema Eléctrico Quito

NUMERO	NOMBRE	TIPO CENTRAL	# UNIDADES	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
1	LA CALERA	HIDRAULICA	1	1,00	1,00
2	LA CALERA	HIDRAULICA	2	0,50	1,00
3	PASOCHOA	HIDRAULICA	2	2,25	4,50
4	LOS CHILLOS	HIDRAULICA	2	0,90	1,80
5	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	1	11,50	11,50
6	CUMBAYA	HIDRAULICA	4	10,00	40,00
7	NAYON	HIDRAULICA	2	15,00	30,00
8	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	2	1,70	3,40
9	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	3	2,00	6,00
10	GUANGOPOLO	TERMICA	6	5,70	34,20
11	QUITO	TERMICA	6	5,20	31,20
12	LULUNCOTO	TERMICA	3	3,00	9,00
TOTALES			34		173,60
			TOTAL TERMICA	15	74,40
			TOTAL HIDRAULICA	19	99,20

Fuente: Archivo de EEQSA

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

A continuación se describe las características de la subestación que en este caso particular se va a analizar, esto ayuda a tener una idea clara y concreta del funcionamiento de dicha subestación, tanto en líneas de subtransmisión actualmente, transformadores y la distribución de la carga, sin descuidar que en el sector también existen grupos de generación que ingresan al sistema de la Empresa Eléctrica.

A continuación se muestra un esquema de la ubicación geográfica de esta subestación, ver Figura 1.1

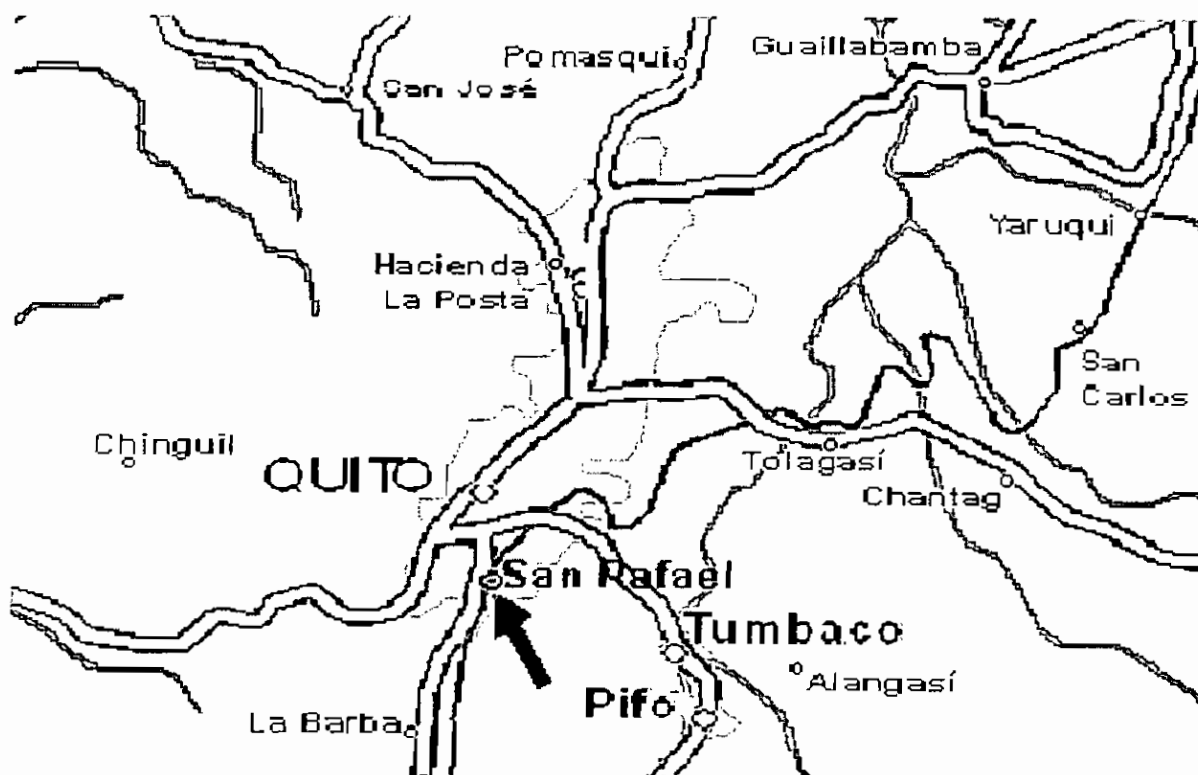


FIGURA 1.1. Ubicación geográfica de la subestación

En la Figura 1.2. se puede observar el diagrama unifilar de la subestación San Rafael.

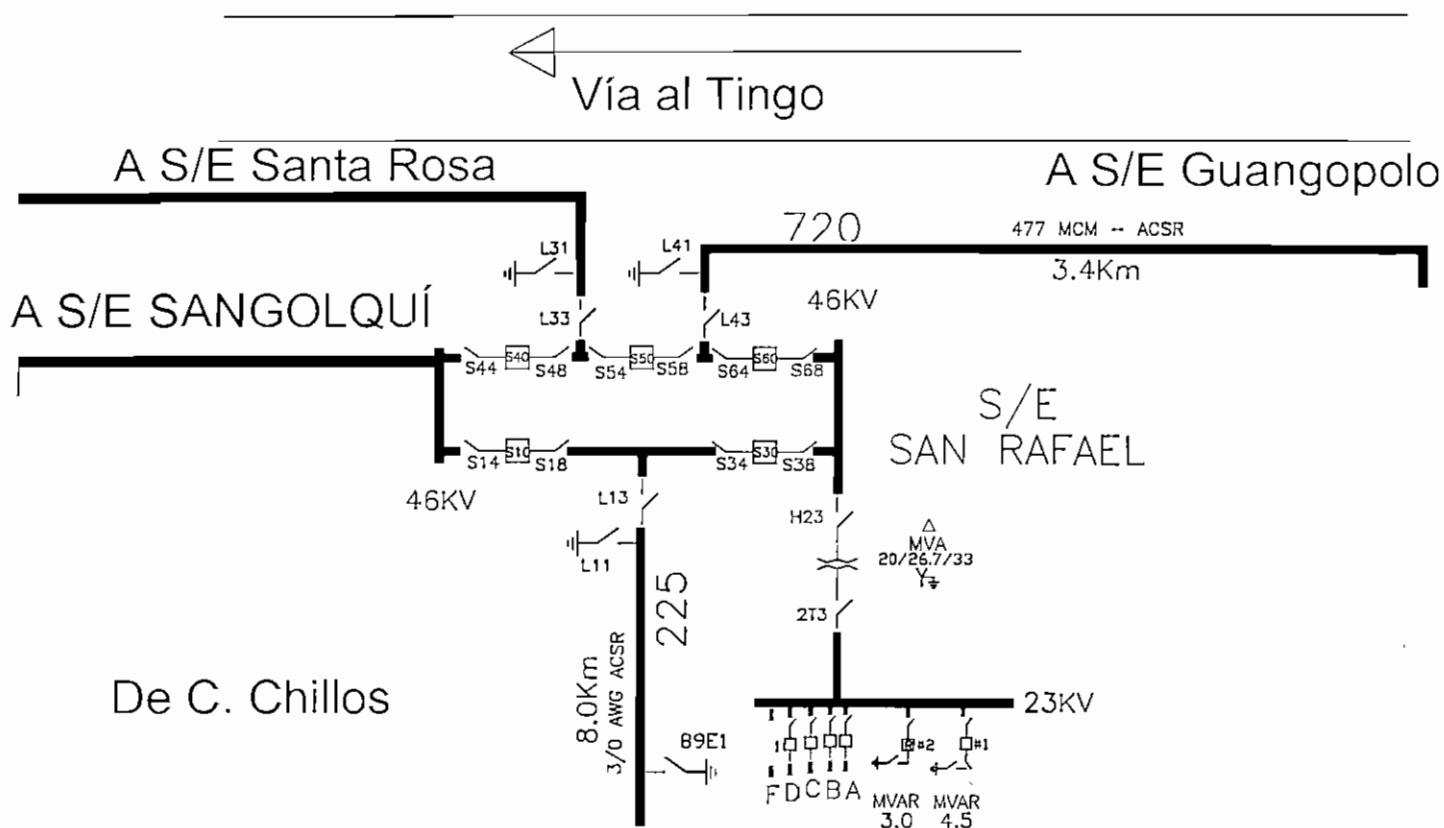


FIGURA 1.2. Diagrama unifilar de la subestación

1.5 OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Entre las variables necesarias para poder evaluar el sistema se tienen:

El suministro de energía al sistema

Número de alimentadores existentes

Demanda suministrada al área de cobertura de la subestación.

1.5.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA AL SISTEMA

Se consiguió información desde el año de 1997, cuando existían dos subestaciones San Rafael, una a un voltaje de 23 Kv. y otra a 13.2 Kv., esta última desapareció en el año 2000.

Para atender la demanda presentada en la S/E San Rafael en el año 2001, se lo hace por medio de dos líneas de subtransmisión, la una desde la subestación Santa Rosa a un nivel de voltaje de 46 Kv. y la otra desde la subestación Guangopolo a un nivel de voltaje de 46 Kv. También se acopla a esta subestación la Central Hidráulica los Chillos con una potencia de 1.8 MW y 0.3 MVA.

Una característica fundamental de la generación propia es que la entrega al Sistema Eléctrico Quito se lo hace en las subestaciones de seccionamiento a 46 kV, de donde se distribuye mediante un sistema de líneas de subtransmisión que están enlazadas en varios anillos.

1.6 LA ZONA DE LOS VALLES Y EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

Por los antecedentes respecto a la zona de los valles con la Empresa Eléctrica Quito S.A., se puede ver claramente la importancia que dicha zona tiene respecto al área total de cobertura. Además se puede recalcar que esta zona posee un crecimiento de la demanda prácticamente estable.

1.6.1 DEMANDA SUMINISTRADA AL ÁREA DE COBERTURA DEL SISTEMA

Según los registros de la Empresa Eléctrica Quito S.A., los mismos que constan en el Anexo 1 (Evolución de la demanda y equipamientos de subestaciones desde 2.003 a 2.015), en estos se puede observar que la demanda suministrada por la subestación San Rafael hacia el Valle de los Chilllos y dentro de este a los siguientes barrios: por el oeste Conocoto desde el Barrio 19 de Abril, por el este hasta Alangasí y Pintag, al norte con Quito y el sector del peaje al sur con el Barrio Lumbisi es bastante irregular y alcanza un valor de 28.95 MW y 6 MVAR; esto se debe a las continuas trasferencias de carga hacia los alimentadores primarios de subestaciones cercanas, en razón de que en estos últimos tiempos se tenía en proceso la eliminación de la subestación San Rafael a 13.2 Kv. Por lo tanto se hace necesario que para los estudios de demanda no se utilice solo la subestación en referencia a su vez se toma un grupo de subestaciones.

Según el Anexo 1, la tasa de crecimiento en dicha zona es bastante alta, alcanzando índices de un 7.00 por ciento, siendo este valor bastante considerable para una zona que física y poblacionalmente no es muy grande pero que tiene un desarrollo por la implantación industrial bastante pronunciado.

1.6.2 PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Esta subestación se encuentra dentro del anillo de subtransmisión del Sistema Eléctrico Quito y en la actualidad las pérdidas que se presentan en las líneas de

alimentación son mínimas ya que los recorridos de los alimentadores son pequeños, inferiores a los 30 Km.

1.6.3 NUMERO DE ALIMENTADORES EXISTENTES

La subestación San Rafael de la Empresa Eléctrica Quito cuenta con cinco alimentadores; entre ellos, por varias circunstancias, tales como reparación de líneas distribución, mantenimiento de subestaciones, alimentadores o accidentes ocurridos, la empresa se vio obligada a transferir carga hacia subestaciones o alimentadores cercanos.

Los alimentadores se describen de la siguiente manera:

Alimentador primario A.

Alimentador primario B.

Alimentador primario C.

Alimentador primario D.

Alimentador primario F.

1.6.4 HISTORIAL DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E SAN RAFAEL

Los archivos para alimentadores de esta S/E se los muestra en la Tabla 1.2.

TABLA 1.2. Valores registrados en los alimentadores en Amperios, para la S/E San Rafael.

Alimentadores en 23 KV.	Años						
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
A (Amp)	182.0	95.0	111.0	118.0	130.0	142.5	151.2
B (Amp)	106.0	178.0	195.0	197.0	202.0	209.0	193.0
C (Amp)	27.0	32.0	10.0	30.0	30.0	17.0	18.7
D (Amp)		115.0	156.0	178.0	153.0	165.0	109.4
F (Amp)	104.0	143.0	203.0	183.0	101.0	145.5	220.3

Alimentadores en 13.2 KV.	Años						
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
A (Amp)	215.0	215.0	46.0	29.0			
B (Amp)	128.0	128.0	168.0				

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

1.6.5 CALIDAD DEL SERVICIO EN LA ZONA

La subestación en estudio se encuentra considerada en la zona rural por la Empresa Eléctrica Quito S.A., en la Tabla 1.3 se muestra la información obtenida de la Empresa Eléctrica Quito referente a las interrupciones del servicio durante el 2.003. Se ha determinado el tiempo en horas de falla del 2003, conocido como {TMI (h)} y el número de fallas acaecidas en el 2003, conocido como {FMI (#)}, ya sea por desconexiones automáticas o desconexiones manuales; los valores, conforme se indica a continuación, están basados en los archivos de la Empresa Eléctrica Quito S.A, los respaldos de esta información se muestra en el Anexo 2.

TABLA 1.3 Índices generales del Sistema Eléctrico Quito.

INDICES GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO								
AÑO	KVA-INST.	KVA-SUSP	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	F. UTILIZ
1992	740,299	5,424,869	419,351,884	1,641,002,400	7.33	77.30	566.46	0.253
1993	855,580	6,083,028	339,760,672	1,658,290,500	7.11	55.85	397.11	0.221
1994	942,655	7,477,894	408,323,461	1,808,662,520	7.93	54.60	433.16	0.219
1995	1,030,997	6,109,900	227,000,376	1,813,479,800	5.93	37.15	220.18	0.201
1996	1,072,347	6,994,231	266,973,972	2,020,396,680	6.52	38.17	248.96	0.215
1997	1,153,351	6,215,270	193,225,310	2,132,917,803	5.39	31.09	167.53	0.211
1998	1,251,751	7,132,727	293,273,720	2,312,127,273	5.70	41.12	234.29	0.211
1999	1,318,842	7,577,295	365,336,340	2,253,794,432	5.75	48.21	277.01	0.195
2000	1,378,596	5,240,099	293,104,138	2,391,960,824	3.80	55.93	212.61	0.198
2001	1,430,213	5,414,094	211,608,948	2,460,752,932	3.79	39.08	147.96	0.196
2002	1,575,931	6,736,231	234,166,123	2,604,004,280	4.27	34.76	148.59	0.189
2003	1,627,008	9,413,388	441,491,685	2,700,386,034	5.79	46.90	271.35	0.189

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

FI: Frecuencia de desconexiones forzadas del sistema.

DI: Duración de la desconexión forzada del sistema.

TI: Tiempo total de suspensión de energía eléctrica del sistema.

F. Utiliz: Factor de utilización de los transformadores de distribución.

Interrupciones.- Durante el 2.003, en la subestación San Rafael se registraron un total de 106 interrupciones en los alimentadores primarios de la subestación San Rafael. Estas interrupciones produjeron 5.33 horas de suspensión de servicio al área de cobertura y un total de 206.48 MWh de Energía no vendida, datos respaldados en el Anexo 2.

Con estos antecedentes se pasa a describir el sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

CAPITULO 2

2 CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO A DICIEMBRE DEL 2003.

A continuación se presenta una serie de tablas con los datos correspondientes a cada uno de los componentes del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Quito, existentes hasta el 31 de Diciembre de 2003.

Estos valores permiten conocer el estado actual de la subestación y esto servirá de base para los estudios de flujos de potencia, estimación de pérdidas, expansión de la demanda y análisis de contingencias del sistema.

2.1 DATOS DE GENERACIÓN Y ENTREGA DE POTENCIA A TRAVÉS DEL S.N.T. AL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

La Empresa Eléctrica Quito S.A., con el afán de obtener lecturas sobre los consumos de energía, planifica un día para realizar las mediciones del sistema, basándose en los datos históricos y por la experiencia de trabajar con estos valores, se sabe que los días de mayor demanda del sistema son martes y miércoles y el mes de mayor demanda es Diciembre, por lo tanto la Empresa Eléctrica Quito S.A., planifica un día lo más parecido a estas situaciones, por lo tanto se lo hace a finales de Noviembre, ya que en Diciembre por las fiestas de Quito y por Navidad y fin de año es mucho mas complicado realizar estas

mediciones, además la Empresa Eléctrica Quito escoge el día de medición, que para nuestro caso es el día martes 10 de Diciembre de 2003, en este día para cumplir los objetivos propuestos se reparte a los técnicos de la empresa en las diferentes subestaciones, para realizar las lecturas de demanda cada 15 minutos durante las 24 horas, esto se tiene propuesto eliminar ya que se han instalado medidores electrónicos con la característica de obtener el perfil de carga y comunicados con el Departamento de Medición, con lo cual ya no será necesario realizar estas mediciones ya que se tendrán los valores de lecturas instantáneos, esto se prevé concluir para el año 2004.

Por otra parte de las lecturas diarias de demanda total del sistema del año en estudio se escoge al día en el cual existe el máximo pico de demanda, que para este caso resulta ser el 09 de Diciembre de 2003. Luego de obtenido este valor es necesario tomar los valores de lecturas obtenidas en el día que se realizaron las mediciones igualmente obtener el pico máximo de demanda, a este valor pico de la demanda del día de medición se lo aproxima al pico máximo sucedido en el año de estudio. Esto es posible debido a que las horas a las cuales se suscitan los máximos picos de demanda son similares. Una vez concluida esta operación se obtiene la curva de carga máxima del sistema. Los valores obtenidos del Sistema Eléctrico Quito son tabulados y posteriormente utilizados para la determinación de la demanda proyectada a futuro.

TABLA 2.1 Valores de lecturas en el día de mediciones 10 de Diciembre de 2003

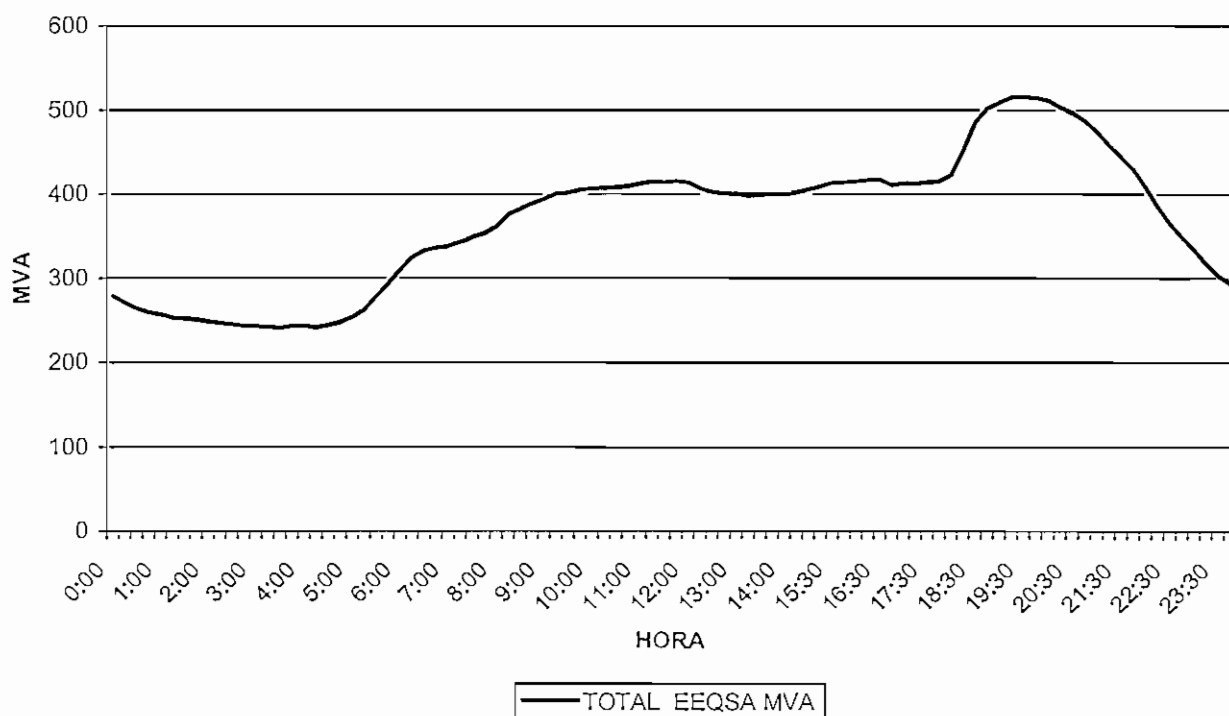
DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.					
HORA	MVA	HORA	MVA	HORA	MVA
0:00	278.13	8:15	375.21	16:30	416.84
0:15	270.35	8:30	381.91	16:45	409.97
0:30	263.70	8:45	388.34	17:00	412.52
0:45	259.03	9:00	393.57	17:15	412.00
1:00	256.68	9:15	400.13	17:30	413.52
1:15	252.58	9:30	401.27	17:45	414.89
1:30	251.25	9:45	404.41	18:00	421.95
1:45	250.33	10:00	406.54	18:15	451.54
2:00	247.97	10:15	406.90	18:30	484.70
2:15	246.51	10:30	407.74	18:45	501.48
2:30	244.79	10:45	409.02	19:00	508.20
2:45	242.55	11:00	411.69	19:15	514.60
3:00	242.37	11:15	414.56	19:30	514.97
3:15	241.65	11:30	413.66	19:45	513.65
3:30	240.24	11:45	415.21	20:00	510.27
3:45	242.57	12:00	413.19	20:15	502.18
4:00	243.10	12:15	406.07	20:30	495.54
4:15	240.56	12:30	401.70	20:45	486.28
4:30	243.43	12:45	400.08	21:00	473.75
4:45	246.75	13:00	399.58	21:15	457.47
5:00	252.79	13:15	397.89	21:30	442.94
5:15	261.81	13:30	398.68	21:45	428.62
5:30	277.34	13:45	399.80	22:00	407.62
5:45	292.61	14:00	399.20	22:15	384.14
6:00	309.13	14:15	401.03	22:30	364.19
6:15	324.40	14:30	404.80	22:45	347.68
6:30	331.87	14:45	407.74	23:00	332.66
6:45	335.90	15:00	406.71	23:15	316.59
7:00	337.37	15:15	408.24	23:30	301.71
7:15	342.07	15:30	412.69	23:45	293.06
7:30	347.90	15:45	413.51	MAX =>	514.97
7:45	352.87	16:00	414.88	MIN =>	240.24
8:00	360.24	16:15	416.17		

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

En el Gráfico 2.1 se muestra la curva de carga del Sistema Eléctrico Quito.

GRÁFICO 2.1 Curva de carga del Sistema Eléctrico Quito



2.1.1 DATOS GLOBALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

En la Tabla 2.2 se indica los valores en forma resumida de demanda máxima a la fecha del 10 de Diciembre de 2003 a las 20H00.

TABLA 2.2 Demanda máxima y demanda pico del Sistema Eléctrico Quito

	MVA	MW	MVAR	fp
Demanda Máxima (Día de medición) 10 de Diciembre de 2003 a las 19H30	521.2	508.4	114.9	0.975
Demanda Pico del SEQ 09 de Diciembre de 2003 a las 19H50	526.0	512.9	116.7	0.975

Estos valores corresponden al valor total correspondiente a la sumatoria de demandas individuales por subestaciones más las pérdidas del sistema.

2.2 DATOS DE CARGA EN LAS BARRAS DE SALIDA EN LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

Considerando la Tabla 2.2, la misma que contiene los valores que corresponden al día de demanda máxima correspondiente al año 2.003, se presenta la Tabla 2.3, en la cual se agrupa las subestaciones dependiendo desde cual punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado estas adquieren su energía y su ubicación geográfica, antiguamente se tenían tres puntos de medición pero desde marzo de 2003 se incrementó un punto más que es Pomasquí, por lo tanto se tienen cuatro puntos de entrega, ellos son: en Santa Rosa, Selva Alegre, Vicentina y Pomasquí; en estos puntos se mide la energía suministrada por el Sistema Nacional Interconectado y se compara con los valores obtenidos por la simulación del Sistema en PowerWorld.

A los valores medidos el día 10 de Diciembre de 2002 por subestación se los multiplica por el valor de 1.0156, obtenido de la relación entre los picos de demanda registrados durante el día de medición y el día de demanda máxima registrada durante el año, estos valores se los presenta en la Tabla 2.3.

TABLA 2.3. Demanda pico por subestación del 09 de diciembre de 2003, 19h50

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELAC. VOLTAJE KV/KV	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				
			MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)
STA. ROSA 46 KV	206.9		148.4	144.5	31.5	0.977	71.7
2 - Lujuncoto	12.5	46/6.3	6.6	6.2	2.3	0.937	53.1
2 - Lujuncoto	7.5	46/22/6.3	4.2	4.0	1.1	0.964	55.4
4 - Chimbacalle	20.0	46/6.3	15.4	14.5	5.0	0.946	76.8
6 - Escuela Súcre	6.3	46/6.3	4.2	3.9	1.4	0.939	66.9
8 - La Marín	10.0	46/6.3	5.8	5.5	2.0	0.938	58.2
21 - Épiclachima	40.0	46/23	34.1	32.9	9.1	0.964	85.3
37 - Santa Rosa	20.0	46/23	13.1	12.4	4.2	0.948	65.6
27 - San Rafael	40.5	46/23	29.6	28.4	8.5	0.958	77.7
C. H. LOS CHILLOS	2.0		1.8	1.8	0.3	0.990	
55 - Sangolquí	20.0	46/23	17.2	16.6	4.7	0.962	86.0
34 - Machachi	20.0	46/23	11.4	11.0	2.9	0.968	56.8
C. H. LA CALERA	2.0		0.9	0.8	0.4	0.899	44.5
DEM.COINC.							
DEM.COINC.	200.8		141.6	135.4	41.2		
S. ALEGRE 46KV	100.0		75.0	74.0	12.0	0.987	75.0
3 - Barrio Nuevo	20.0	46/6.3	17.4	16.8	4.5	0.966	87.2
3 - Barrio Nuevo	20.0	46/23/6.3	6.9	6.5	2.5	0.934	34.7
7 - San Roque	20.0	46/6.3	13.2	12.7	3.6	0.962	66.2
9 - Mira Flores	10.0	46/6.3	6.9	6.7	1.6	0.972	68.6
53 - Perez Guerrero	20.0	46/6.3	8.8	8.5	2.2	0.968	43.9
11 - Belizario Quevedo	10.0	46/6.3	9.8	9.4	2.8	0.959	98.2
13 - Granda Centeno	20.0	46/6.3	9.0	8.5	2.9	0.946	44.9
16 - Rio Coca	40.0	46/6.3	33.7	31.8	11.1	0.944	84.3
EMAAP Noroccid.							
15 - El Bosque	20.0	46/6.3					
DEM.COINC.	180.0		105.8	101.0	31.2		
S/E Nº19 46KV	100.0		69.6	68.5	12.6	0.984	69.6
19 - Cotacollao	53.0	46/23	39.9	38.9	8.9	0.975	75.4
EMAAP Noroccid.	0.3		0.3	0.2	0.2	0.800	
15 - El Bosque	20.0	46/6.3	15.9	15.1	4.9	0.952	79.5
17 - Andalucía	20.0	46/6.3	13.3	12.7	3.9	0.955	66.5
49 - Los Bancos	10.0	46/13.2	3.4	3.3	0.8	0.969	33.9
DEM.COINC.	103.3		72.5	70.1	18.5		
VICENTINA 46 KV	160.7		124.2	121.2	25.9	0.978	77.3
32 - Diez Nueva	20.0	46/6.3	10.4	9.8	3.3	0.948	51.9
10 - Diez Vieja	10.0	46/6.3	4.4	4.1	1.5	0.936	43.9
12 - Floresta	10.0	46/6.3	7.5	7.0	2.6	0.937	74.6
32 - Diez Nueva - 23		46/23/6.3					
24 - Carolina	20.0	46/6.3	15.3	14.5	4.7	0.952	76.3
1 - Olímpico	6.3	46/6.3	5.4	5.1	1.9	0.937	86.6
28 - Ñaquito	20.0	46/6.3	10.1	9.5	3.2	0.948	50.3
HCJB (Baeza Quijos)	6.0	23	3.1	3.0	0.8	0.966	52.1
36 - Tumbaco	33.0	46/23	28.1	26.9	8.1	0.958	85.1
58 - El Quinche	20.0	46/23	16.6	15.9	4.8	0.958	83.0
40 - Nuevo Aeropuerto		46/23					
DEM.COINC.	145.3		100.8	95.9	30.8		

Fuente: Anexo 1

Elaboración: Luis Minango

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELAC. VOLTAJE KV/KV	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				
			MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)
S/Es 138/23 KV:	135.0		101.3	97.2	28.3	0.960	75.0
18 - Cristiania	66.0	138/23	44.3	42.7	11.6	0.965	67.1
59 - E. Espejo	33.0	138/23	25.4	24.5	6.7	0.964	76.9
AUTOGENERADORES	3.0		3.0	2.7	1.3	0.900	101.1
57 - Pomasquí	33.0	138/23	31.6	30.0	10.0	0.949	95.8

Fuente: Anexo 1

Elaboración: Luis Minango

A estos valores de demanda coincidente se agrega las pérdidas en las líneas de Transmisión para obtener el valor total de Demanda.

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELAC. VOLTAJE KV/KV	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				
			MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)
CAP. INSTALADA (Mvar)					131.7		
PERD.LS/T,S/E:			11.0	13.2	108.4		
ADELCA			2.2	2.0	0.9	0.920	
DEM.SISTEMA:			535.1	514.8	107.1	0.979	
Pronóstico SEP:							
Tasa anual(%):				1.50%			
Difer.(pron_SEP/pron_SE)							

Fuente: Anexo 1

Elaboración: Luis Minango

2.3 LECTURAS POR ALIMENTADORES PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

La Tabla 2.4, contiene los valores de corriente máxima registrada por los alimentadores el día 10 de Diciembre de 2003.

TABLA 2.4 Valores de corriente en (A) registrada en los alimentadores del Sistema Eléctrico Quito el 10 de diciembre de 2003 a las 19h30.

19-Jul-2004	ECTURAS COINCIDENTES DE PRIMARIOS EN (A) - 10/DIC/2003 - 19H30										AUTOG	Cap.	VOLTAJE	
UBESTACIONE	A	B	C	D	E	F	G	H	TERCIARIO	AEREO	TROLE	(MVA)	MVA	KV
2 - Luluncoto		180,0	205,2	230,4									12,5	6,21
2 - Luluncoto	104,0												7,5	23,00
4 - Chimbacalle	276,5	391,7	256,3	331,2	129,6						27,6		20	6,26
6 - Escuela Sucre	80,7	38,2	132,6							103,3	30,5		6,25	6,24
8 - La Marín	76,3	100,8	41,8	148,3						144,0	21,8		10	6,28
21 - Epiclachima	240,0	224,6	167,0	201,6	41,8						3,3		40	22,36
37 - Santa Rosa	82,1	64,8	89,3	89,3									20	23,20
27 - San Rafael	151,2	193,0	18,7	109,4		220,3						1,8	40,5	23,11
55 - Sangolquí	124,0	68,0	135,5	114,8									20	22,39
34 - Machachi	121,3	57,7	77,7	28,7								0,9	20	22,93
3 - Barrio Nuevo									165,0		2,7		20	23,00
3 - Barrio Nuevo	248,6	398,0	273,2	336,1	378,6								20	6,35
7 - San Roque	257,0	219,7	347,9	103,2	261,2								20	6,41
9 - Miraflores	72,0		182,4	147,8	224,6								10	6,30
53 - Perez Guerrero			184,3	218,9	172,8	230,4					7,2		20	6,21
11 - Belisario Quevedo	144,0	270,7	282,2	184,3									20	6,41
13 - Granda Centeno	213,1	216,0	172,8	121,0	118,1						4,6		20	6,11
16 - Río Coca	293,8	443,5	285,1	351,4	371,5	455,0	311,0	486,7			7,1		40	6,46
19 - Cotacollao	172,8	172,8	220,3	181,7	128,2	132,3							53	22,80
49 - Los Bancos	59,5	24,3	40,9	18,4									10	13,65
15 - El Bosque	273,6	322,6	144,0	498,2	181,4							0,4	20	6,29
17 - Andalucía	241,9	193,0	257,8	175,7	152,6		201,6						20	6,26
32 - Díez Nueva	239,0	239,0	167,0		290,9								20	6,39
10 - Díez Vieja	61,9	97,9	178,6	63,4									10	6,29
12 - La Floresta	309,1	336,0		40,3									10	6,26
24 - Carolina	262,1	293,8	92,2	270,7	328,3	172,8					17,1		20	6,11
1 - Olímpico				239,0	259,2								20	6,25
28 - Iñaquito	175,7	141,1	270,7	322,6									20	6,36
HCJB (Baeza - Quijos)	79,3											3,3		22,80
36 - Tumbaco	175,7	64,8	33,1	95,0	162,7	178,0							33	22,78
58 - El Quinche	166,7	30,2	93,0	136,0									20	22,43
18 - Cristianía	139,7	184,3	145,4	174,2	135,4	170,0	139,0						66	23,42
59 - Eugenio Espejo	148,3	197,3	174,2	116,6									33	22,95
57 - Pomasquí	184,3	193,0	175,7	157,0								3,0	33,0	23,16

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

2.4 SIMULACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

Para la simulación de los flujos de potencia se utiliza el programa computacional PowerWorld 8.0, con el fin de determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Quito.

El esquema completo del sistema de potencia de la Empresa Eléctrica Quito se presenta en la Figura 2.2. En el esquema completo se puede observar las diferentes subestaciones, los sistemas de generación dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, las líneas de interconexión entre subestaciones y el conjunto de alimentadores adjuntos a la barra de carga de la subestación.

2.5 CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO AL 09 DE DICIEMBRE DE 2.003, 19H50 (AÑO BASE)

Los valores ingresados tanto para TAPS de transformadores, condiciones de generación, aporte de compensación reactiva o capacitiva, parámetros de transformadores y líneas, se obtienen de los archivos de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

Los valores ingresados para los taps de los transformadores, se los muestra en la Tabla 2.5.

TABLA 2.5. Valores ingresados los transformadores de potencia del Sistema Eléctrico Quito de acuerdo a la configuración del sistema para el año 2.003.

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
106	100	106	1,02200	0.90680	1,03000	0.97000	0.00239
106	220	106	1,00430	0.90870	1,03000	0.97000	0.02390
109	210	109	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
111	213	111	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.02500
191	291	191	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01200
202	101	202	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
204	104	204	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
204	105	204	0,99998	0.90460	1,03000	0.97000	0.02380
205	287	205	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
208	259	208	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
209	261	209	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
215	103	215	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
215	219	219	1,15000	0,85000	1,01000	0,99000	0,01250
215	214	215	1,04740	0.85700	1,05000	0.95000	0.01190
215	218	218	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
215	219	219	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
216	220	216	1,05000	0.95000	1,05000	0.95000	0.02500
226	251	226	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01875
231	284	231	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
235	297	235	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
236	292	236	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
243	242	243	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01875
247	249	249	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
252	225	225	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
252	614	614	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
253	239	239	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
262	244	244	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
263	230	230	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.01875
267	245	245	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01875
269	222	222	1,14000	0.81260	1,01000	0.99000	0.01200
269	248	248	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.01250
269	324	269	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.01250
274	224	224	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
277	223	223	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
277	223	223	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
281	232	232	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
282	229	229	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
286	241	241	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
287	234	234	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
291	191	291	1,14000	0,84260	1,10000	0,99000	0,01200
291	221	221	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
293	206	293	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
294	421	421	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
295	301	301	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
296	233	233	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
299	300	300	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
323	322	322	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
325	285	285	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00630
589	286	286	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.02500
589	286	286	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.00630
1.999	552	552	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00625
2.000	1.999	-	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.00625

Fuente: EEQS.A.

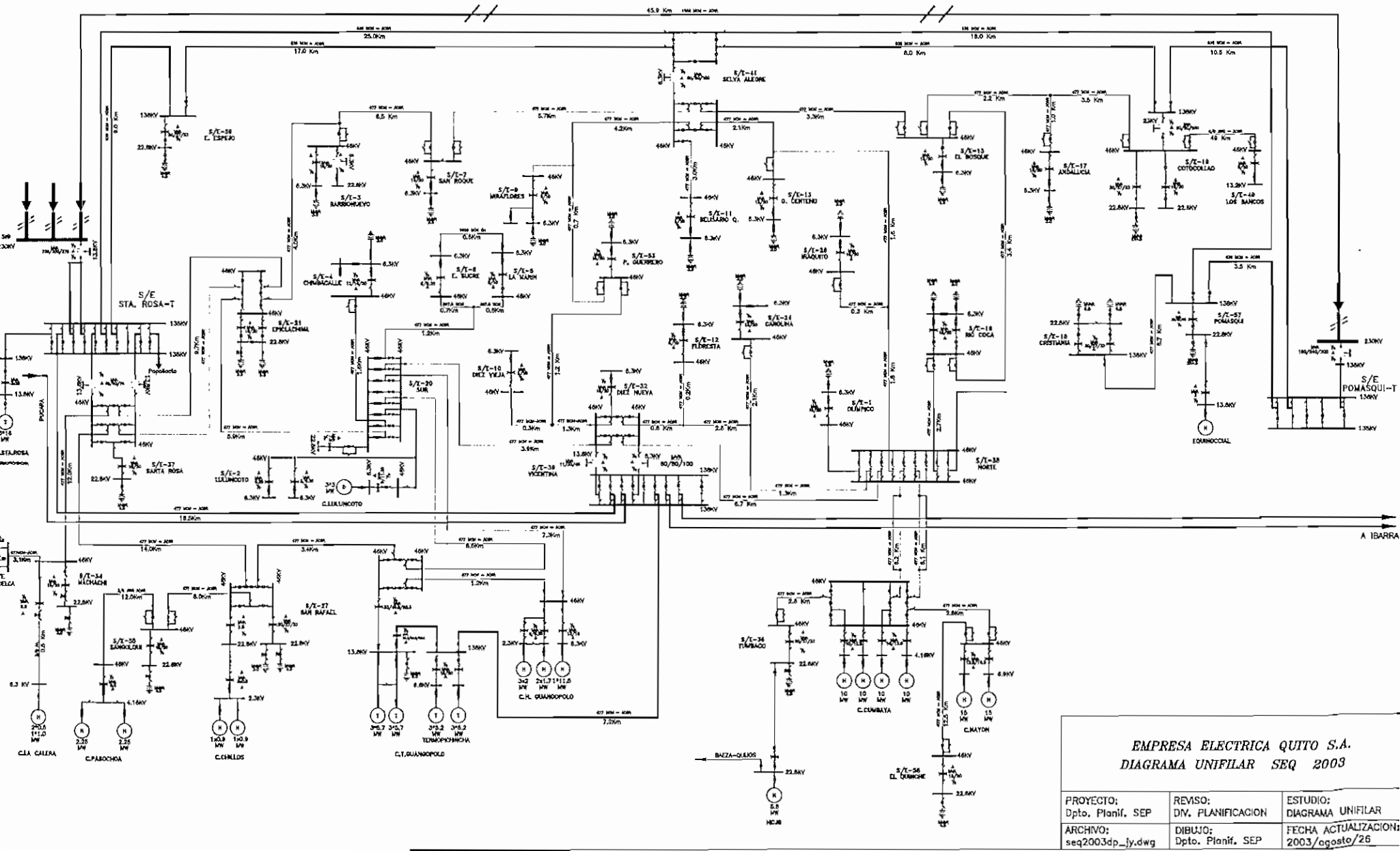
Elaboración: Luis Minango

2.6 REFERENCIAS SOBRE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO.

Para realizar la simulación de un sistema de potencia es necesario conocer el modelo de los componentes del Sistema Eléctrico de potencia que se emplean en el mismo, es decir, líneas de transmisión, transformadores, generadores, condensadores y cargas. Los parámetros y características de cada uno de estos elementos influyen directamente en los resultados del flujo de potencia, siendo por esto necesario contar con el diagrama unifilar que se presenta en la figura 2.2.

Figura 2.2.

S I M B O L O G I A			
A	BANCO DE CAPACITORES	+	CONEXION A TIERRA
—	LINEA A 130 KV	+	TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS
—	LINEA A 45 KV	+	TRANSFORMADOR DE UN DEVANADO
—	SECCIONADOR TRIPOLAR	—	DISYUNTOR DESECHABLE
—	DISYUNTOR	+	PUNTO DE DERIVACION Y/O UNION
△	CONEXION DELTA	(H)	GENERACION HIDRAULICA
Y	CONEXION ESTRELLA O Y	(T)	GENERACION TERMICA (DIESEL, BUNKER, GAS)
—	RECONECTOR		
—	TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS		



EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.
 DIAGRAMA UNIFILAR SEQ 2003

PROYECTO: Dpto. Planif. SEP	REVISO: DNV. PLANIFICACION	ESTUDIO: DIAGRAMA UNIFILAR
ARCHIVO: seq2003dp_1y.dwg	DIBUJO: Dpto. Planif. SEP	FECHA ACTUALIZACION: 2003/agosto/26

2.6.1 DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN

En el caso de la simulación de líneas de transmisión, el programa PowerWorld 8.0 permite considerar en la Figura 2.3, como una ventana para el ingreso de los datos, en esta ventana se presenta la opción EDIT del programa PowerWorld 8.0, la misma que permite editar los datos requeridos en los recuadros. En este ejemplo se ha tomado la línea simple circuito entre la subestación Santa Rosa y la Subestación San Rafael. Para cada una de las líneas de Subtransmisión se han considerado todos los valores en por unidad con una base de 100 MVA.

Transmission Line/Transformer Information for Current Case

From Bus: 291 To Bus: 294 Circuit: 1

Name: S.RAFA S. ROSA

Nominal KV: 46.0 46.0

Area Name: SEQ SEQ

From End Metered

Find By Number
Find By Name
Find

Labels

Parameters Transformer Info Series Capacitor Fault Parameters Misc. OPF

Parameters

Resistance (R): 0.10120 Limit A (MVA): 53.00

Reactance (X): 0.30184 Limit B (MVA): 53.00

Charging (Bor C): 0.0000 Limit C (MVA): 53.00

Has Line Shunts

Status: Open Closed

Line Shunts

Flows

Line flow at Bus S.RAFA

Line flow at Bus S. ROSA

15.2 MW from S. ROSA 15.5 MW to S.RAFA

1.2 Mvar from S. ROSA 1.9 Mvar to S.RAFA

15.3 MVA 15.6 MVA

28.8 % Loading 29.4 % Loading

OK Save Cancel Help Print

FIGURA 2.3.- Ventana para el ingreso de datos para las líneas de transmisión.

Para la simulación de los parámetros de los transformadores de potencia, el programa PowerWorld 8.0 cuenta con tres ventanas diferentes para la introducción de los parámetros.

A continuación se presenta en la Figura 2.4, la primera ventana, similar a la ventana utilizada para la introducción de datos para líneas de transmisión.

Transmission Line/Transformer Options

From Bus: 296 To Bus: 233 Circuit: 1

Name: SANGOLQU To Bus: SANGOLQ

Nominal kV: 46.0 To Bus: 23.0

Area Name: SEQ To Bus: SEQ

From End Metered

Parameters / Display: Transformer Control | Fault Parameters

Parameters:

Resistance (R)	0.00000	Limit A (MVA)	20.0
Reactance (X)	0.85960	Limit B (MVA)	20.0
Charging (B or C)	0.0000	Limit C (MVA)	20.0

Status: Open Closed

Line Shunts | Convert Transformer to Line

Display:

Pixel Thickness: 1 Anchored | Link to New Line

Symbol Segment: 1 | Symbol Size: 4.00 | Symbol Percent Length: 0

OK | Save | Cancel | Help

FIGURA 2.4. Ventana para el ingreso de parámetros de los transformadores

En la Figura 2.5, se muestra las características de control de voltaje que presentará el transformador para la simulación.

Transmission Line/Transformer Options

From Bus: 296 To Bus: 233 Circuit: 1

Name: SANGOLQU Nominal kV: 46.0 Area Name: SEQ

Find By Numbers
Find By Names
Find ...

From End Metered

Parameters / Display Transformer Control Fault Parameters

Transformer Information

Off-nominal Turns Ratio: 0.97280
Phase Shift (degrees): 0.0

Automatic Control Options

Automatic Control Active

Automatic Control

No Automatic Control
 AVR
 Reactive Power Control
 Phase Shift Control

(Note, tap and/or phase shift is always on the From Bus side)

OK Save Cancel Help

FIGURA 2.5 a. Características del control de voltaje para los transformadores.

2.6.2 DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A Continuación en la Tabla 2.6, se presentan los datos proporcionados por los fabricantes de los transformadores a la Empresa Eléctrica Quito S.A., todos en base 100 MVA.

TABLA 2.5 b. Parámetros de los transformadores de potencia utilizados en las diferentes subestaciones (A).

DATOS DE TRANSFORMADORES DEL SEQ. (Pérdidas, resistencia y reactancias, marcas, capacidad, etc.)															
Ubicación	Transformador (marca)	Capacidad MVA	Refrigeración	Relación KV/KV	Imped.(100MVA base)		Pérd.Hierro		Pérd.Cobre		Pérd.total W	Tipo de conex.	regulac. AT.	regulac. BT.	Año Fabric.
					R%	X%	W	W	W	W					
2(1)	ASEA	5/6.25	OA/FA	43.8/6.3	8,72	129,54	6,110	37,550	43,660	Dy1	+8x1,875%	1957			
2(2)	SAVOISIENNE	6,25	OA	43.8/6.3	10,38	148,4	4,919	44,722	49,641	e Dy1	+2x2,5%	1960			
Sur-23	SAVOISIENNE	2,5/7.5	OA	46/22/6.3	5,44	77,85	3,366	30,600	33,966	e Dyd	+2x2,5%	1977			
3(1)-23	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/22/6.3	2,35	63,96	14,460	94,043	108,503	Dy1	+12x1,25%	1995			
3(2)-6.3	PAUWELS	15/20	OA/FA	46/6.3	2,68	64,3	15,682	107,200	122,882	Dy1	+8x1,875	1987			
4	NISSIN ELECTRIC	12/16/20	OA/FA/FOA	46/6.3	3,10	62,25	11,460	124,070	135,530	Dy1	+8x1,875	1960			
6	SIEMENS	5/6.25	OA/FA	43.8-21.9/6.3	10,23	121,45	9,950	44,070	54,020	Dy1	+2x2,42	1978			
7	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/6.3	2,96	68,47	12,595	118,330	130,925	Dy1	+12x1,25	1972			
8	MITSUBISHI	8/10.	OA/FA	43.8/6.3	5,57	79,58	6,144	61,436	67,580	e Dy1	+2x2,5	1972			
9	MITSUBISHI	8/10.	OA/FA	43.8/6.3	5,54	79,25	6,111	61,105	67,216	e Dy1	+2x2,5	1972			
10N	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/6.3	3,05	69,83	12,776	122,085	134,861	Dy1	+12x1,25	1978			
10V(1)	SIEMENS	5/6.25	OA/FA	43.8-21.9/6.3	10,07	121,46	10,200	43,400	53,600	Dy1	+2x2,42	1960			
10V(2)	SIEMENS	5/6.25	OA/FA	43.8-21.9/6.3	10,17	121,19	9,770	43,800	53,570	Dy1	+2x2,42	1960			
11	MITSUBISHI	8/10.	OA/FA	43.8/6.3	5,54	79,25	6,111	61,105	67,216	e Dy1	+2x2,5	1972			
12	MITSUBISHI	8/10.	OA/FA	43.8/6.3	5,54	79,25	6,111	61,105	67,216	e Dy1	+2x2,5	1972			
13	SIEMENS	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	2,65	66,4	15,703	106,000	121,703	Dy1	+8x1,875	1998			
15	YORKSHIRE	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	3,01	67,39	12,680	120,533	133,213	Dy1	+12x1,25	1973			
16(1)	MEIDENSHA	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	3,17	65,59	10,200	126,900	137,100	Dy1	+8x1,875	1980			
16(2)	MEIDENSHA	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	3,17	65,59	10,200	126,900	137,100	e Dy1	+8x1,875	1980			
17	SIEMENS	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	2,65	66,4	15,703	106,000	121,703	Dy1	+8x1,875	1998			
18	PAUWELS	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/2/3	1,46	50,43	12,209	158,994	171,203	Dy1	+8x1,875	1997			
19(22/13,8kv)	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/22/13.8	3,56	74,97	16,655	142,329	158,984	Dy1	+12x1,25	1978			
19(23kv)	SIEMENS	20/27/33	ONAN/ONAF-1/ONAF2	46/2/3	1,86	47,17	15,575	204,987	220,562	Dy1	+8x1,875	1984			
Carolina	MEIDENSHA	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	3,17	65,59	10,200	126,900	137,100	Dy1	+8x1,875	1980			
Epiclachima(1)	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	2,52	63,1	15,120	100,800	115,920	e Dy1	+8x1,875	1977			
Epiclachima(2)	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	2,60	65,08	15,600	104,000	119,600	e Dy1	+8x1,875	1977			
Sangolqui	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	2,51	62,85	15,060	100,400	115,460	e Dy1	+8x1,875	1977			
Olimpico	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/6.3	2,98	68,82	12,514	119,239	131,753	Dy1	+12x1,25	1978			
Machachi	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	2,94	67,89	12,696	117,603	130,299	Dy1	+8x1,875	1978			
Quínche	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	3,01	67,25	12,809	120,430	133,239	Dy1	+8x1,875	1977			
S.Rafael(23kv)	MEIDENSHA	20/26.7/33	OA/FA/FOA	46/2/3	2,02	51,34	32,997	219,978	252,975	e Dy1	+8x1,875	1994			
S.Rafael(23kv)	SAVOISIENNE	2.5/7.5	OA	46/22/6.3	5,42	77,52	3,354	30,488	33,842	e Dy1	+2x2,5	1957			
Sta.Rosa(23kv)	YORKSHIRE	15/20	OA/FA	46/2/3	2,97	67,94	13,570	118,677	132,247	Dy1	+8x1,875	1978			
Tumbaco	SIEMENS	20/27/33	ONAN/ONAF-1/ONAF2	46/2/3	1,86	47,17	15,575	204,987	220,562	Dy1	+8x1,875	1994			
Pomasqui	PAUWELS	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/2/3	1,46	50,43	12,209	158,994	171,203	Dy1	+8x1,875	1998			
Íñaquito	PAUWELS	15/20	OA/FA	46/6.3	2,67	64,25	15,897	106,800	122,697	Dy1	+8x1,875	1998			
Pérez Guerrero	PAUWELS	15/20	OA/FA	46/6.3	2,65	64,31	15,703	106,000	121,703	Dy1	+8x1,875	1997			
Chillogallo	PAUWELS	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/2/3	1,48	50,48	17,274	161,172	178,446	Dy1	+8x1,875	1998			
HCJB															
TOTAL (W).....									465.268	4.043.732	4.509.000				

TABLA 2.6. Parámetros de los transformadores de potencia utilizados en las diferentes subestaciones (B).

		DATOS DE TRANSFORMADORES DEL SEQ. (Pérdidas, resistencia y reactivas, marcas, capacidad, etc.)														
		actualizado a=>	11/12/02 12:44													
Vicentina(1)	FEDERAL PIONNER	11/33/43	OA/FA/FOA	138/46/13.8	0,80	22,78	25.146	147.920	173.066	e	Yyd	+2x2,5				
Vicentina(2)	FEDERAL PIONNER	12/37/48	OA/FA/FOA	138/46/13.8	1,14	32,58	44.651	262.656	307.307	e	Yyd	+2x2,5				
Selva Alegre	ABB	60/80/100	OA/FA/FOA	138/46/6,3	0,31	14,2	59.080	346.700	406.780		Yyd	+13x1,154				1988
Sta.Rosa	S.P.A.	45/60/75	OA/FA/FOA	138/46/13.8	0,45	20,58	43.031	253.125	296.156	e	Yyd	+16x0,625				2000
Sta.Rosa(EEQ)	SIEMENS	45/60/75	ONAN/ONAF1/ONAF2	138/46/13.8	0,45	34,34	27.300	472.000	499.300	e	Yyd	+2x2,5				1980
19(138/46)	MEIDENSHA	60/80/100	OA/FA/FOA	138/46/23	0,28	15,18	47.020	392.480	439.500		Yy1	+2x2,5				
C. T.GUANG.		18,3/21,5/27,5	OA/FA/FOA	138/13.8												
					TOTAL (W)		246.228	1.874.881	2.121.109							
C. T.GUANG.	YORKSHIRE	35/46,5/52,5	OA/FA/FOA	46/13,8	1,00	19,98	28.585	276.714	305.239		Yd1	+5% +1%				1980
C. H.GUANG.	MITSUBISHI	5/6,25	OA/FA	46/2,3		48,05	10.200	126.900	137.100	e	Yd1	+2x2,5%				1972
C. H.GUANG.	MITSUBISHI	5/6,25	OA/FA	46/2,3		48,05	10.200	126.900	137.100	e	Yd1	+2x2,5%				1972
C. H.GUANG.	ELIN	12/15	OA/FA	46/6,3		66,33	11.460	124.070	135.530	e	Yd1	+2x2,5%				1971
C.T.LULUN.	BRUSH	9/11,25	ONAN/ONAF	46/6,3		110,22	6.111	61.105	67.216	e	Yd1	+2x5%				1972
C.H.CUMB.	TOSHIBA	10/12,5	OA/FA	46/4,16		63,00	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1967
C.H.CUMB.	TOSHIBA	10/12,5	OA/FA	46/4,16		63,00	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1967
C.H.CUMB.	ELIN	12,5	OA	46/4,16		63,00	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1982
C.H.CUMB.	ELIN	12,5	OA	46/4,16		63,00	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1982
C.H.NAYON	MITSUBISHI	12,5/16,5	OA/FA	46/6,9		35,34	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1974
C.H.NAYON	MITSUBISHI	12,5/16,5	OA/FA	46/6,9		35,34	9.950	44.070	54.020	e	Yd1	+2x2,5%				1974
C.H.PASO.	BROWN BOVERI	5,6	OA	46/4,16		115,50	6.111	61.105	67.216	e	Yd1	+2x2,5%				1976
C.H.CHIL.	GENERAL ELECTRIC	3x0,833/0,9	OA/FA	22/6,3		200,00	10.072	91.464	101.536	e	Dd1	+2x5%				1922
					TOTAL (W)		142.439	1.132.678	1.275.117							
	Transformadores sin instalar en el sistema:															
móvil	BRUSH	9,38/10,5	OA/FA	46/6,3	8,72	102,95	6.110	37.550	43.660	e		1,2,3,4,5				
13(1)	ASEA	5/6,25	OA/FA	43,8/6,3	8,67	128,81	5.900	37.370	43.270			+8x1,875				1958
13(2)	SIEMENS	5/6,25	OA/FA	43,8-21,9/6,3	10,07	120,13	9.770	43.400	53.170			+2x2,42				+13x0,769
17(1)	ASEA	5/6,25	OA/FA	43,8/6,3	8,73	130,26	6.010	37.600	43.610			+8x1,875				
17(2)	MITSUBISHI	8,10.	OA/FA	43,8/6,3	5,56	79,48	6.133	61.326	67.459	e		+2x2,5				+8x1,25
19(13,8kv)	MITSUBISHI	8,10.	OA/FA	46/13,2	3,32	82,77	3.320	33.200	36.520	e		1,2,3,4,5				+8x1,25
	Nota: "e" los valores de pérdidas, resistencia y reactiva son valores estimados															

Fuente: EEQSA Elaboración: Luis Minango

En la Figura 2.6 se muestra la ventana que se refiere a las características de control de voltaje que presentan los TAP de los transformadores.

Parameter	Value
Regulated Bus Number	233
Current Reg. Bus Voltage	0.99733
Voltage Error	0.00000
Minimum Voltage	0.9900
Maximum Voltage	1.0100
Current Tap Ratio	0.97280
Minimum Tap Ratio	0.8426
Maximum Tap Ratio	1.1400
Tap Step Size	0.01860
Voltage to Tap Sensitivity	
Impedance Correction Table	0

FIGURA 2.6. Información sobre el control de voltaje para los taps de los transformadores.

En resumen, el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito presenta líneas de transmisión en 138 kV, 46 kV y transformadores de potencia en las diferentes combinaciones necesarias para este sistema. En la Tabla 2.7 se presenta los parámetros en por unidad en base de 100 MVA aplicados para la simulación de las líneas y transformadores que conforman la red del sistema de subtransmisión del Sistema Eléctrico Quito.

TABLA 2.7 Parámetros en por unidad de las líneas y transformadores del sistema de subtransmisión del Sistema Eléctrico Quito.

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Número Circuitos	Estado	Xfrmr	R	X	C	Lim MVA
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	0	0.2206	0	40
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	0	1.155	0	6
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0.4805	0	6
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	0	1.1022	0	11
204	C.H.GUAN	104	C.H. GUAN	1	Closed	Yes	0	0.4805	0	6
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	0	0.6633	0	15
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0.1996	0	48
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0.4372	0	27
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	0.0056	0.017	0.00461	160
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	0	0.63	0	12
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	0	0.63	0	12
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	0	0.63	0	50
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0.63	0	12
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	0	0.3534	0	33
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	0	0.3534	0	16
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0.7505	0	20
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	0.27228	0.28875	0	24
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	0.05083	0.15568	0	53
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	0.00836	0.02559	0	53
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	0	1.344	0	12.5
293	4	206	4	1	Closed	Yes	0	0.625	0	20
259	9	208	9	1	Closed	Yes	0	0.97625	0	10
261	11	209	11	1	Closed	Yes	0	0.87625	0	10
210	CUMBAYÁ	218	NAYÓN	1	Closed	No	0.01941	0.05789	0	53
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	0.02144	0.05954	0	53
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	0.02179	0.0605	0	53
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0.02179	0.0605	0	53
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0.0356	0.1194	0	53
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	0.01535	0.04527	0	53
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	0.09199	0.27657	0	53
215	SUR	214	2-2	1	Open	Yes	0	0.7653	0	53
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	0.05919	0.18128	0	53
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	0.0166	0.0518	0	53
215	SUR	218	2-1	1	Closed	Yes	0	0.7653	0	12.5
215	SUR	219	2-2	1	Closed	Yes	0	0.6506	0	7.5
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	0.04089	0.12197	0	53
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0.02702	0.08155	0	53
215	SUR	293	4	1	Closed	No	0.01109	0.0302	0	53
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	0	0.20028	0	52.5
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	Closed	No	0.02437	0.07464	0	53
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	0.00588	0.0151	0	53
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	0.00504	0.01294	0	53
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	0	0.5134	0	40.5
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0.5134	0	33
269	19-1	222	19	1	Closed	Yes	0	0.4839	0	43
277	16	223	16	1	Closed	Yes	0	0.6745	0	20

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Número Circuitos	Estado	Xfrmr	R	X	C	Lim MVA
277	16	223	16	2	Closed	Yes	0	0.6745	0	20
274	18	224	18	1	Closed	Yes	0	0.5134	0	33
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0.5134	0	33
252	3	225	3-2	1	Closed	Yes	0	0.6433	0	20
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	0	0.6433	0	20
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	0.0194	0.05855	0	53
227	DERIV12	284	12-1	1	Closed	No	0.00139	0.00429	0	53
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	0.00556	0.01718	0	53
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	0.01109	0.03308	0	53
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	0.01455	0.03963	0	53
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	0	0.657	0	20
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	0	0.664	0	20
284	12	231	12	1	Closed	Yes	0	0.87625	0	10
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	0	0.6887	0	20
296	SANGOLQU	233	SANGOLOQ	1	Closed	Yes	0	0.8596	0	20
296	SANGOLQU	233	SANGOLOQ	2	Open	Yes	0	0.8596	0	20
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	1.344	0	6.3
297	8	235	8-1	1	Closed	Yes	0	0.88	0	10
292	6	236	6	1	Closed	Yes	0	0.1344	0	6.3
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	1.2983	0	6
253	7	239	7	1	Closed	Yes	0	0.6855	0	20
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	0	0.692	0	20
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	0	0.692	0	20
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	0	0.6887	0	20
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	0	0.6433	0	20
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	0.01116	0.0303	0	53
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	0.01255	0.03409	0	53
262	15	244	15	1	Closed	Yes	0	0.6747	0	20
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	0	0.664	0	20
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	1.2983	0	6
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	0	0.6852	0	20
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0.6852	0	20
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0.8284	0	10
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	0.02786	0.07572	0	53
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	0.0675	0.1903	0.001	53
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	0.0675	0.1903	0.001	53
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	0.00453	0.0123	0	53
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	0.0377	0.0207	0	53
252	3	253	7	1	Closed	No	0.0402	0.11991	0	53
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	0	0.8533	0	20
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	0.03951	0.11784	0	53
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	0.02929	0.08164	0	53
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	0.02079	0.06202	0	53
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	0.0257	0.0488	0	53
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	0.01456	0.04341	0	53
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	0.0061	0.0182	0	53
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	0.0221	0.0672	0	53
269	19	324	19	1	Closed	Yes	0	0.1518	0	100
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0.7945	1.18206	0	22
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	0.00465	0.01401	0.00379	160
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0.01356	0.04087	0.01105	160

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Número Circuitos	Estado	Xfrmr	R	X	C	Lim MVA
.277	16	.281	NORTE	1	Closed	No	0.01871	0.05582	0	53
.277	16	.281	NORTE	2	Open	No	0.01871	0.05582	0	53
.277	16	.900	DERIV16	1	Closed	No	0.0196	0.049	0	53
.281	NORTE	.286	VICENTIN	1	Closed	No	0.03951	0.11784	0	53
.325	S.ALGR	.285	S.ALGR	1	Closed	Yes	0	0.142	0	100
.325	S.ALGR	.285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0.142	0	100
.285	S.ALGR	.900	DERIV16	1	Closed	No	0.0179	0.0703	0	53
.286	VICENTIN	.288	DERIV10V	1	Closed	No	0.00905	0.02461	0	53
.589	VICEN	.286	VICENTIN	1	Closed	Yes	0	0.2152	0	76.4
.589	VICEN	.286	VICENTIN	2	Closed	Yes	0	0.1996	0	76.4
.287	10V 46	.288	DERIV10V	1	Closed	No	0.00209	0.00568	0	24
.291	S.RAFA	.294	S. ROSA	1	Closed	No	0.1012	0.30184	0	53
.291	S.RAFA	.296	SANGOLQU	1	Closed	No	0.05579	0.16808	0	53
.291	S.RAFA	.660	MOVIL	1	Open	No	0.0748	0.223	0	53
.294	S. ROSA	.295	MACHACH	1	Closed	No	0.08316	0.25101	0	53
.294	S. ROSA	.421	S.ROSA	1	Closed	Yes	0	0.692	0	20
.552	S.ROSA	.294	S. ROSA	1	Closed	Yes	0	0.2058	0	109.5
.552	S.ROSA	.294	S. ROSA	2	Closed	Yes	0	0.2058	0	109.5
.295	MACHACH	.301	MACHACH	1	Closed	Yes	0	0.8596	0	20
.299	TUMBACO	.300	TUMBACO	1	Closed	Yes	0	0.4839	0	33
.299	TUMBACO	.300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0.6852	0	20
.323	POMASQUI	.322	POMASQUI	1	Closed	Yes	0	0.5134	0	33
.323	POMASQUI	.322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0.5134	0	33
.323	POMASQUI	.325	S.ALGR	1	Closed	No	0.01052	0.04632	0.01137	186
.324	19	.325	S.ALGR	1	Closed	No	0.00497	0.02187	0.00521	186
.325	S.ALGR	.552	S.ROSA	1	Closed	No	0.012	0.0526	0.01579	186
.325	S.ALGR	.1003	CHILLOG	1	Closed	No	0.00906	0.03988	0.01074	186
.552	S.ROSA	.589	VICEN	1	Closed	No	0.01447	0.04902	0.01168	160
.552	S.ROSA	.1003	CHILLOG	1	Closed	No	0.00555	0.02445	0.00568	186
.1999	SROSAFIC	.552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0.0001	0	375
.1001	BANCOS	.1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0.8284	0	10
.1003	CHILLOG	.1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	0	0.5134	0	33
.1003	CHILLOG	.1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0.5134	0	33
.2000	S.ROSA	.1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0.02373	0	375

Fuente: Tabla de Datos de Líneas / Transformadores utilizada para la simulación con el Programa PowerWorld 8.0.
Elaboración: Luis Minango

2.6.3 DATOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA AL SISTEMA.

El Sistema Eléctrico Quito presenta únicamente compensación reactiva de tipo capacitivo a nivel de las barras de carga, para mantener los voltajes dentro de los rangos típicos (0,95 – 1,05), estos valores y horarios se muestra en la Tabla 2.8.

El sistema también cuenta con la inyección de reactivos por parte de la Central Térmica Santa Rosa ubicada junto a la subestación Santa Rosa y el Centro Nacional de Control de Energía, al sur de la ciudad de Quito.

TABLA 2.8 Valores individuales de compensación reactiva

Nombre de Subestación	Número de Subestación	Voltaje Barra kV	Capacidad Mvar	Capacitancia micro Faradios	Reactancia Ohmios	Control
Olimpico	1	6,3	4,5	300,75	8,8	RELOJ
Barrionuevo	3	6,3	3,0	200,50	13,2	CA
Chimbacalle	4	6,3	3,0	200,50	13,2	CM
San Roque	7	6,3	3,6	240,60	11,0	CM
Miraflores	9	6,3	3,0	200,50	13,2	CM
Belisario Quevedo	11	6,3	3,0	200,50	13,2	CM
Gran Centeno	13	6,3	3,0	200,50	13,2	CA
El Bosque	15	6,3	4,5	300,75	8,8	CA
Río Coca	16	6,3	3,0	200,50	13,2	CA-M
			4,5	300,75	8,8	CA
Andalucía	17	6,3	3,0	200,50	13,2	CA-M
Cristiania	18	23	4,5	22,56	117,6	CA
			6,6			CA
Cotocollao	19	23	4,5	22,56	117,6	CA
			4,5	22,56	117,6	CA
Eplícachima	21	23	3,5	17,55	151,1	RELOJ
			6,8	34,10	77,8	RELOJ
Carolina	24	6,3	3,0	200,50	13,2	RELOJ
San Rafael	27	23	3,0	15,04	176,3	CM
			4,5	22,56	117,6	CA
Iñaquito	28	6,3	3,0	200,50	13,2	RELOJ
Machachi	34	23	3,0			CA
Tumbaco	36	23	1,8	9,03	293,9	CM
			3,75			CA
			3,0	15,04	176,3	CM
Santa Rosa	37	23	4,5	22,56	117,6	CM
Pérez Guerrero	53	6,3	3,0	200,50	13,2	CA
Pomasquí	57	23	4,5			CA
Quínche	58	23	4,5	22,56	117,6	CA
Eugenio Espejo	59	23	4,5	22,56	117,6	CA
Sangolquí 46/23	60	23	4,5	22,56	117,6	CA
Guang, Térmica	82	13,8	6,0	83,57	31,7	CM

NOTA: CA:Control automático
 CA-M:Control automático pero ubicado en la posición de conexión y desconexión manual
 CM: Control manual
 RELOJ: Conexión desde 6h:30 hasta 10h:30
 (en la S/E Eplícachima se desconecta el fin de semana)

Actualizado: 06/10/2003

2.7 DEMANDA MÁXIMA DEL 09 DE DICIEMBRE DE 2.003, (19H50)

Con todos los parámetros nombrados se ha realizado la simulación de la operación del sistema a demanda máxima.

2.7.1 CONDICIONES DE CARGA PARA DEMANDA MÁXIMA

Para realizar el análisis de flujos de potencia es necesario conocer las condiciones de carga bajo las cuales operó el sistema. Se consideran las cargas presentes en cada una de las barras del sistema. Estos datos se los puede observar en la Tabla 2.9.

TABLA 2.9. Cargas presentes en las barras del sistema el 09 de diciembre del 2.003, 19h50

Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA
222	19	1	Closed	39.9	38.9	8.9
224	18	1	Closed	44.3	42.7	11.6
322	POMASQUI	1	Closed	34.1	32.9	9.1
240	EPICLACH	1	Closed	34.1	32.9	9.1
300	TUMBACO	1	Closed	28.1	26.9	8.1
221	S.RAFA	1	Closed	29.6	28.4	8.5
1004	CHILLOG	1	Closed	25.4	24.5	6.7
223	16	1	Closed	33.7	31.8	11.1
249	QUINCHE	1	Closed	16.6	15.9	4.8
225	3--2	1	Closed	17.4	16.8	4.5
206	4	1	Closed	15.4	14.5	5.0
239	7	1	Closed	13.2	12.7	3.6
229	CAROLINA	1	Closed	15.3	14.5	4.7
244	15	1	Closed	15.9	15.1	4.9
421	S.ROSA	1	Closed	13.1	12.4	4.2
232	OLIMPICO	1	Closed	5.4	5.1	1.9

Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA
288	SANGOLQ	1	Closed	17.2	16.6	4.7
226	PEREZ G	1	Closed	8.8	8.5	2.2
301	MACHACH	1	Closed	11.4	11.0	2.9
243	IÑAQUITO	1	Closed	10.1	9.5	3.2
245	17--1	1	Closed	13.3	12.7	3.9
230	13--1	1	Closed	9.0	8.5	2.9
241	10N	1	Closed	9.1	2.7	9.5
209	11	1	Closed	9.8	9.4	2.8
235	8	1	Closed	5.8	5.5	2.0
231	12	1	Closed	7.5	7.0	2.6
218	2--1	1	Closed	6.6	6.2	2.3
208	9	1	Closed	6.9	6.7	1.6
205	10V-1	1	Closed	4.4	4.1	1.5
286	6	1	Closed	4.2	3.9	1.4
614	3--1	1	Closed	6.9	6.5	2.5
219	2--2	1	Closed	4.2	4.0	1.1
295	MACHACH	1	Closed	11.4	11.0	2.9

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

2.7.2 CONDICIONES DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y EL PUNTO DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación en la Tabla 2.10 se presenta el estado de las centrales de generación presentes dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, así como de la entrega de potencia por parte del Sistema Nacional Interconectado hacia la Empresa Eléctrica Quito en los puntos de entrega como son: la Subestación Santa Rosa, Selva Alegre y Vicentina, en estas subestaciones se realiza la comparación con los valores obtenidos por medio de la simulación, la variación que existe es despreciable por lo cual se acepta la simulación como referencia para el año base.

TABLA 2.10 Valores individuales de generación dentro de la Empresa Eléctrica Quito

Number	Name	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt
100	C.T.QUIT	1	Closed	25,6	7,5	1
101	C.H.PASO	1	Closed	2,6	1,3	1
102	CHGUAN12	1	Open	0	0	1
103	C.T.LULU	1	Closed	2,8	0,7	1
104	CHGUA345	1	Open	0	0	1
105	C.H.GUAN	1	Closed	5,6	2	1
106	GUANGOPO	1	Open	0	0	1
107	C.H.CUM1	1	Closed	10	3	1
108	C.H.CUM2	1	Closed	10	3	1
109	C.H.CUM3	1	Closed	10	3	1
110	C.H.CUM4	1	Open	0	0	1
111	C.H.NAY1	1	Closed	14	6	1
112	C.H.NAY2	1	Closed	14	6	1
220	C.T.GUAN	1	Closed	20,8	9	1
220	C.T.GUAN	3	Open	0	0	1
221	S.RAFA	1	Closed	1,8	0,3	1
244	15	1	Closed	0,6	0,1	1
295	MACHACH	1	Closed	1,2	0,6	1
300	TUMBACO	1	Closed	1,8	0,6	1
322	POMASQUI	1	Closed	2,6	1,3	1
452	S.ROSA	1	Open	0	0	0,97
452	S.ROSA	2	Open	0	0	0,97
452	S.ROSA	3	Closed	376,64	92,06	0,97
589	VICEN	1	Open	0	0	1
2000	S.ROSA	1	Open	0	0	0,95

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

En la Tabla 2.11 se presenta los valores obtenidos luego de realizar la simulación del sistema, por lo tanto estos valores son la suma de las lecturas en las líneas que alimentan a las subestaciones que sirven de entrega (Santa Rosa, Selva Alegre y Vicentina), estos valores se los puede observar en la Figura 2.7. También se compara con los valores obtenidos de las lecturas reales arrojadas por los medidores colocados en las mismas subestaciones que sirven como puntos de entrega por parte del Sistema Nacional Interconectado hacia la Empresa Eléctrica Quito.

TABLA 2.11. Comparación de lecturas reales y resultados de la simulación de potencia para el Sistema Eléctrico Quito.

SUBESTACIÓN	MW	MVAR	MVA	Fp
VALORES MEDIDOS EN LOS PUNTOS DE TRANSFERENCIA				
SANTA ROSA	117,90	21,90	119,92	0,9832
VICENTINA	61,20	17,10	63,54	0,9631
SELVA ALEGRE	79,50	28,90	84,59	0,9398
POMASQUI	160,8	27,9	163,2	0,985
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN				
SANTA ROSA (1)	57,40	11,65	58,57	0,9800
SANTA ROSA (2)	57,40	11,65	58,57	0,9800
PARCIAL SANTA ROSA	114,80	23,30	117,14	0,9800
VICENTINA	59,60	17,25	62,05	0,9606
PARCIAL VICENTINA	59,60	17,25	62,05	0,9606
SELVA ALEGRE (1)	41,50	18,20	45,32	0,9158
SELVA ALEGRE (2)	39,40	11,47	41,04	0,9601
PARCIAL SELVA ALEGRE	80,90	29,67	86,35	1,88
POMASQUI	161,70	25,20	163,65	0,9881
PARCIAL POMASQUI	161,70	25,20	163,65	0,99
CALCULO DE DIFERENCIAS				
SANTA ROSA	2,70	6,01	2,37	
VICENTINA	2,68	0,87	2,41	
SELVA ALEGRE	1,73	2,60	2,04	
POMASQUI	0,56	10,71	0,28	

Fuente: Tabla de Datos de Líneas / Transformadores utilizada para la simulación con el Programa PowerWorld 8.0
Elaboración: Luis Minango

Al realizar la comparación en la Tabla 2.11, se observa que las diferencias entre los valores medidos o registrados el día de Máxima demanda y los valores obtenidos luego de la simulación son pequeños, la verificación de la similitud de estos resultados permite asumir que la modelación del Sistema Eléctrico Quito correspondió a la realidad suscitada el día que se registró máxima demanda,

2.7.3 VOLTAJES EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

A continuación en la Tabla 2.12, se muestra los valores de demanda que se utilizaron en la simulación del año base y también se presenta los valores de voltajes obtenidos luego de correr el flujo de Potencia del Sistema Eléctrico Quito en la Tabla 2.13, para la condición de demanda máxima (19H50) 09 de Diciembre de año 2.003.

En estos resultados se puede observar tanto los valores de voltaje en las barras en por unidad ó en kV, así como los valores del ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje. De igual manera se muestran los valores de potencia reactiva entregada al sistema en sus barras cuando se suscita la demanda máxima el 09 de Diciembre de 2.003, a las (19H50) del año base, estos valores permiten mantener los voltajes en todas las barras del sistema dentro de los límites típicos para los sistemas de potencia, es decir, dentro del rango comprendido entre 0,95 p.u. y 1,05 p.u.

Al cumplir los parámetros, anteriores el sistema se encontrará operando bajo las condiciones requeridas por la carga y garantizando un comportamiento adecuado de las instalaciones del Sistema Eléctrico Quito.

TABLA 2.12 Valores de Demanda empleados para la simulación del año base 2003

SUBESTACIONES	CAPAC.	RELAC.	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				FU(%)
	INSTA.	VOLTAJE	MVA	MW	MVAR	FP(PU)	
	MVA-FA	KV/KV					
STA. ROSA 46 KV:	206.9		148.4	144.5	31.5	0.977	71.7
2 - Luluncoto	12.5	46/6.3	6.6	6.2	2.3	0.937	53.1
2 - Luluncoto	7.5	46/22/6.3	4.2	4.0	1.1	0.964	55.4
4 - Chimbacalle	20.0	46/6.3	15.4	14.5	5.0	0.946	76.8
6 - Escuela Sucre	6.3	46/6.3	4.2	3.9	1.4	0.939	66.9
8 - La Marin	10.0	46/6.3	5.8	5.5	2.0	0.938	58.2
21 - Epiclachima	40.0	46/23	34.1	32.9	9.1	0.964	85.3
37 - Santa Rosa	20.0	46/23	13.1	12.4	4.2	0.948	65.6
27 - San Rafael	40.5	46/23	29.6	28.4	8.5	0.958	77.7
C. H. LOS CHILLOS	2.0		1.8	1.8	0.3	0.990	
55 - Sangolquí	20.0	46/23	17.2	16.6	4.7	0.962	86.0
34 - Machachi	20.0	46/23	11.4	11.0	2.9	0.968	56.8
C. H. LA CALERA	2.0		0.9	0.8	0.4	0.899	44.5
DEM.COINC.	200.8		141.6	135.4	41.2		
S. ALEGRE 46 KV:	100.0		75.0	74.0	12.0	0.987	75.0
3 - Barrio Nuevo	20.0	46/6.3	17.4	16.8	4.5	0.966	87.2
3 - Barrio Nuevo	20.0	46/23/6.3	6.9	6.5	2.5	0.934	34.7
7 - San Roque	20.0	46/6.3	13.2	12.7	3.6	0.962	66.2
9 - Mira Flores	10.0	46/6.3	6.9	6.7	1.6	0.972	68.6
53 - Perez Guerrero	20.0	46/6.3	8.8	8.5	2.2	0.968	43.9
11 - Belizario Quevedo	10.0	46/6.3	9.8	9.4	2.8	0.959	98.2
13 - Granda Centeno	20.0	46/6.3	9.0	8.5	2.9	0.946	44.9
16 - Río Coca	40.0	46/6.3	33.7	31.8	11.1	0.944	84.3
EMAAP Noroccid.							
15 - El Bosque	20.0	46/6.3					
DEM.COINC.	180.0		105.8	101.0	31.2		
S/E N°19 46KV :	100.0		69.6	68.5	12.6	0.984	69.6
19 - Cotocollao	53.0	46/23	39.9	38.9	8.9	0.975	75.4
EMAAP Noroccid.	0.3		0.3	0.2	0.2	0.800	
15 - El Bosque	20.0	46/6.3	15.9	15.1	4.9	0.952	79.5
17 - Andalucía	20.0	46/6.3	13.3	12.7	3.9	0.955	66.5
49 - Los Bancos	10.0	46/13.2	3.4	3.3	0.8	0.969	33.9
DEM.COINC.	103.3		72.5	70.1	18.5		
VICENTINA 46 KV:	160.7		124.2	121.2	25.9	0.978	77.3
32 - Diez Nueva	20.0	46/6.3	10.4	9.8	3.3	0.948	51.9
10 - Diez Vieja	10.0	46/6.3	4.4	4.1	1.5	0.936	43.9
12 - Fioresta	10.0	46/6.3	7.5	7.0	2.6	0.937	74.6
32 - Diez Nueva - 23		46/23/6.3					
24 - Carolina	20.0	46/6.3	15.3	14.5	4.7	0.952	76.3
1 - Olimpico	6.3	46/6.3	5.4	5.1	1.9	0.937	86.6
28 - Iñaquito	20.0	46/6.3	10.1	9.5	3.2	0.948	50.3
HCJB (Baeza - Quijos)	6.0	23	3.1	3.0	0.8	0.966	52.1
36 - Tumbaco	33.0	46/23	28.1	26.9	8.1	0.958	85.1
58 - El Quinche	20.0	46/23	16.6	15.9	4.8	0.958	83.0
40 - Nuevo Aeropuerto		46/23					
DEM. COINC.	145.3		100.8	95.9	30.8		

	CAPAC.	RELAC.	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)					2,004
SUBESTACIONES	INSTA.	VOLTAJE						TASA
	MVA-FA	KV/KV	MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)	(%)
S/Es. 138/23 KV	135.0		101.3	97.2	28.3	0.960	75.0	
18 - Cristiana	66.0	138/23	44.3	42.7	11.6	0.965	67.1	6.50
59 - E. Espejo	33.0	138/23	25.4	24.5	6.7	0.964	76.9	5.25
AUTOGENERADORES:	3.0		3.0	2.7	1.3	0.900	101.1	
57 - Pomasqui	33.0	138/23	31.6	30.0	10.0	0.949	95.8	6.75
C. H. LOS CHILLOS								
27 - San Rafael		138/23						
HCJB. (Baeza y Quijos)								
36 - Tumbaco		138/23						
14 - Kennedy		138/23						
19 - Cotacollao Nueva		138/23						
22 - S. Antonio		138/23						
23 - S. Mónica		138/23						
25 - P. Industrial		138/23						
26 - Pifo		138/23						
DEM.COING	135.0		101.3	97.2	28.3	0.960		
DEM.COING/S/E	764.3		521.97	499.6	150.1	0.958		
CAP. INSTALADA (Mvar)					131.7			
PERD.LS/T/SE			11.0	13.2	108.4			
ADEL.GAV			2.2	2.0	0.9	0.920		
DEM.SISTEMA			535.1	514.8	107.1	0.979		
Pronóstico SEP								
Tasa anual (%)				1.50%				
Difer.(pron. SEP/pron. SE)								

Fuente: Empresa Eléctrica Quito S.A.

Elaboración: Luis Minango

TABLA 2.13 Valores de voltaje en barras del Sistema Eléctrico Quito 09 de diciembre de 2.003, a las 19h50.

Number	Name	Area	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Shunt Mvar	# BUS
100	C.T.QUIT	SNT	0,98349	6,491	1,32			25,6	7,5		0	0	1
101	C.H.PASO	SEQ	0,97901	4,073	-9,7			2,6	1,3		0	0	1
102	CHGUAN12	SEQ	0	0	90			0	0		0	0	0
103	C.T.LULU	SEQ	0,96219	6,062	-8,74			2,8	0,7		0	0	1
104	CHGUA345	SEQ	0,96532	2,22	-10,02			0	0		0	0	1
105	C.H.GUAN	SEQ	0,97815	6,162	-7,77			5,6	2		0	0	1
106	GUANGOPO	SNT	0,96837	133,636	-2,08			0	0		0	0	2
107	C.H.CUM1	SEQ	1,02241	4,253	-4,39			10	3		0	0	1
108	C.H.CUM2	SEQ	1,02241	4,253	-4,39			10	3		0	0	1
109	C.H.CUM3	SEQ	1,02241	4,253	-4,39			10	3		0	0	1
110	C.H.CUM4	SEQ	1,00581	4,184	-7,9			0	0		0	0	1

Number	Name	Area	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Shunt Mvar	# BUS
111	C.H.NAY1	SEQ	1,03118	7,115	-4,95			14	6		0	0	1
112	C.H.NAY2	SEQ	1,03118	7,115	-4,95			14	6		0	0	1
191	S.RAFA	SEQ	0	0	90	0	0				0	0	0
202	PASOCHOA	SEQ	0,96416	44,351	-11,52						0	0	2
204	C.H.GUAN	SEQ	0,96532	44,405	-10,02						0	0	4
205	10V-1	SEQ	1,00638	6,34	-10,51	4,3	1,3				0	0	1
206	4	SEQ	0,99524	6,27	-15,91	14	4,5				0	2,97	1
208	9	SEQ	0,99923	6,295	-12,1	7,8	1,5				0	3	1
209	11	SEQ	1,00145	6,309	-13,15	9,9	2,2				0	3,01	1
210	CUMBAYÁ	SEQ	1,00581	46,267	-7,9						0	0	8
213	NAYÓN	SEQ	1,01176	46,541	-7,67						0	0	4
214	02-feb	SEQ	0	0	90	0	0				0	0	0
215	SUR	SEQ	0,95471	43,917	-10,67						0	0	8
216	G.T. 46	SEQ	0,96612	44,442	-10						0	0	4
217	DERIV.6	SEQ	0,95083	43,738	-10,95						0	0	3
218	02-ene	SEQ	0,99849	6,291	-13,78	7,2	2				0	0	1
219	02-feb	SEQ	0,99285	22,836	-12,09	3,8	1,8				0	0	1
220	C.T.GUAN	SEQ	0,98352	13,573	-7,49			20,8	9		0	0	1
221	S.RAFA	SEQ	1,00191	23,044	-17,85	27	7,4	1,8	0,3		0	7,53	1
222	19	SEQ	1,00623	23,143	-22,35	42,7	11,8				0	9,11	1
223	16	SEQ	0,99617	6,276	-13,08	23,6	6,9				0	7,44	1
224	18	SEQ	1,00751	23,173	-14,17	31,4	11,1				0	9,14	1
225	03-feb	SEQ	0,99625	6,276	-17,23	19,6	5,4				0	2,98	1
226	PEREZ G	SEQ	1,00915	6,358	-11,6	11	2,1				0	3,06	1
227	DERIV12	SEQ	1,00658	46,303	-7,19						0	0	3
228	DERIVCA	SEQ	1,00238	46,109	-7,9						0	0	3
229	CAROLINA	SEQ	1,01302	6,382	-13,32	14	3,5				0	3,28	1
230	13-ene	SEQ	0,99608	6,275	-11,63	9,1	2,3				0	2,98	1
231	12	SEQ	1,00054	6,303	-10,35	6,4	1,9				0	0	1
232	OLIMPICO	SEQ	1,0008	6,305	-13,65	14,2	4				0	4,51	1
233	SANGOLQ	SEQ	0,9924	22,825	-19,31	15,1	4,2				0	4,43	1
234	10V-2	SEQ	1,00299	6,319	-7,3	0	0				0	0	1
235	8	SEQ	1,00153	6,31	-14,24	6,6	2,3				0	0	1
236	6	SEQ	0,99657	6,278	-11,22	3,2	1,2				0	0	1
238	13-feb	SEQ	0	0	90	0	0				0	0	0
239	7	SEQ	0,99899	6,294	-14,48	13	3,6				0	3,59	1
240	EPICLACH	SEQ	0,98485	22,652	-16,85	36,4	10				0	9,99	1
241	10N	SEQ	1,00162	6,31	-10,36	8,9	2,6				0	0	1
242	IÑAQUIT	SEQ	1,00021	46,01	-8,18						0	0	3
243	IÑAQUITO	SEQ	1,00872	6,355	-11,74	9,8	2,4				0	3,05	1
244	15	SEQ	1,00544	6,334	-15,57	14,9	4,7	5,6	0		0	4,55	1
245	17-ene	SEQ	1,00023	6,301	-16,32	11,7	3,1				0	3	1
246	17-feb	SEQ	0	0	90	0	0				0	0	0
247	QUINCHE	SEQ	0,98725	45,413	-10,44						0	0	2
248	19	SEQ	1,00375	13,852	-11,06	0,2	0,1				0	0	1
249	QUINCHE	SEQ	1,00702	23,161	-17,45	18,2	4,6				0	4,56	1
250	EPICL	SEQ	0,96614	44,442	-9,46						0	0	6

Number	Name	Area	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar	Act G Shunt MW	Shunt Mvar	# BUS
251	PEREZG	SEQ	0,99923	45,964	-7,6						0	0	3
252	3	SEQ	0,96267	44,283	-10,1						0	0	4
253	7	SEQ	0,97794	44,985	-9,37						0	0	3
259	9	SEQ	0,99912	45,96	-7,68						0	0	3
261	11	SEQ	0,99794	45,905	-8,17						0	0	2
262	15	SEQ	0,98318	45,226	-12,02						0	0	2
263	13	SEQ	0,99963	45,983	-8,12						0	0	3
267	17	SEQ	0,98507	45,313	-11,89						0	0	2
268	DERIV17	SEQ	0,98598	45,355	-11,77						0	0	3
269	19	SEQ	0,99202	45,633	-10,96						0	0	4
274	18	SEQ	0,92537	127,702	-5,24						0	0	2
277	16	SEQ	0,99794	45,905	-8,48						0	0	3
281	NORTE	SEQ	1,00208	46,096	-8,05						0	0	6
282	CAROLINA	SEQ	0,99974	45,988	-8,21						0	0	2
284	12	SEQ	1,0064	46,294	-7,2						0	0	2
285	S.ALGR	SEQ	1,00006	46,003	-7,82						0	0	6
286	VICENTIN	SEQ	1,00857	46,394	-6,92						0	0	6
287	10V 46	SEQ	1,0064	46,295	-7,3						0	0	3
288	DERIV10V	SEQ	1,00658	46,303	-7,29						0	0	3
291	S.RAFA	SEQ	0,96185	44,245	-10,49						0	0	4
292	6	SEQ	0,95044	43,72	-10,97						0	0	2
293	4	SEQ	0,95219	43,801	-10,91						0	0	2
294	S. ROSA	SEQ	0,99912	45,96	-5,82			20,35	5,94		0	0	6
295	MACHACH	SEQ	0,97708	44,946	-7,28	1,2	0,4	1,1	1		0	0	2
296	SANGOLQU	SEQ	0,95324	43,849	-11,78						0	0	3
297	8	SEQ	0,95011	43,705	-10,99						0	0	2
299	TUMBACO	SEQ	0,999	45,954	-8,56						0	0	2
300	TUMBACO	SEQ	1,00882	23,203	-15,91	29,2	7,5	1,8	0,6		0	4,89	1
301	MACHACH	SEQ	1,00559	23,129	-12,64	11,4	4				0	0	1
322	POMASQUI	SEQ	0,99392	22,86	-10,88	28,8	7,9	8,6	1		0	4,45	1
323	POMASQUI	SEQ	0,92799	128,063	-4,96						0	0	3
324	19	SEQ	0,93107	128,488	-4,31						0	0	2
325	S.ALGR	SEQ	0,93963	129,668	-3,47			-20,7	2,5		0	0	5
421	S.ROSA	SEQ	1,0056	23,129	-10,92	12,8	1,6				0	4,55	1
552	S.ROSA	SNT	0,968	133,584	0	0	0	389,1	58,4		0	0	4
589	VICEN	SNT	0,96583	133,285	-2,32	17,9	-22,9	0	0		0	0	4
614	03-ene	SEQ	0,99464	22,877	-13,25	6,5	2				0	0	1
660	MOVIL	SEQ	0	0	90						0	0	0
900	DERIV16	SEQ	0,99919	45,963	-8,21						0	0	2
1001	BANCOS	SEQ	0	0	90						0	0	0
1002	BANCOS	SEQ	0	0	90	0	0				0	0	0
1003	CHILLOG	SEQ	0,95694	132,058	-1,51						0	0	3
1004	CHILLOG	SEQ	0,99922	22,982	-8,21	23,9	6,6	2	10		0	4,49	1
1999	SROSAFIC	SNT	0	0	90						0	0	0
2000	S.ROSA	SNT	0	0	90			0	0		0	0	0

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota que la subestación N° 18 se sobrecarga en un 106 %, razón por la cual en el año 2.004 se aumenta la capacidad instalada desde 33.0 MVA a 66.0 MVA.

Además al realizar el análisis de contingencias simples por separado para mantener la condición de la regla "n-1".en las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno.

2.7.4 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES.

Luego de ingresado el sistema al programa PowerWorld, se realiza la simulación del sistema en las condiciones presentes al año 2002, los flujos de potencia que se obtienen en la Subestación San Rafael se los muestra en el Grafico 2.7

En la Tabla 2.14 se presentan los valores de resultantes del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión y transformadores del Sistema Eléctrico Quito en la condición de demanda máxima (19H50) el 09 de Diciembre del 2.003. Para esto se considera las condiciones de operación en enfriamiento forzado (FOA), condiciones a las cuales se considera estuvieron operando los transformadores de potencia de acuerdo a las necesidades del sistema en demanda máxima, siendo posible que no todos los transformadores actuaran bajo esta condición.

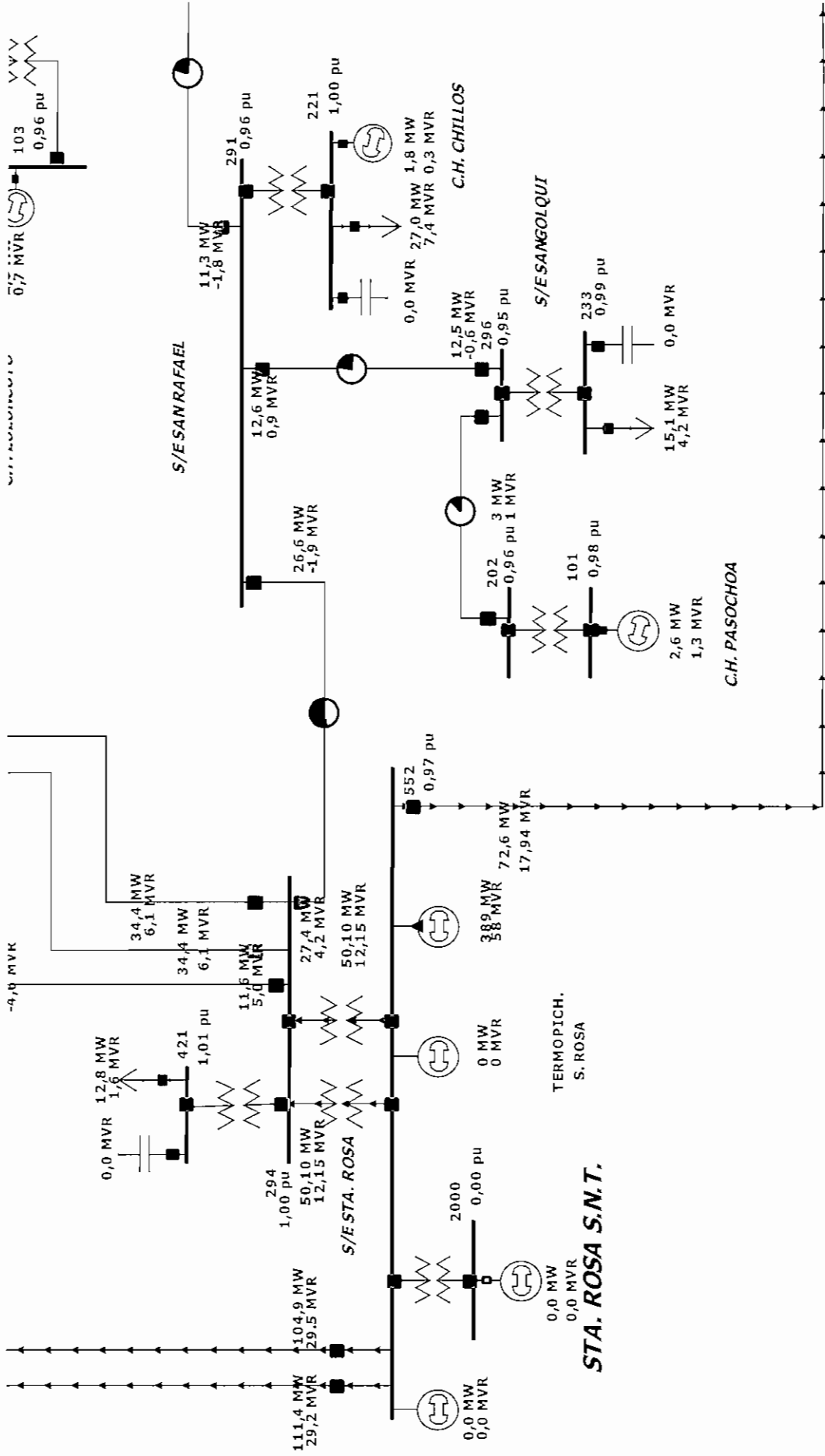


GRAFICO 2.7. Resultados de Sistema a condiciones del año 2003

TABLA 2.14 Valores de los flujos de potencia del Sistema Eléctrico Quito.

From Num	From Name	To Num	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Perc	MW Loss	Mvar Loss
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25,6	-5,9	26,3	40	66,7	0	1,62
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2,6	-1,2	2,9	6	48,4	0	0,1
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2,8	-0,6	2,9	11	26,2	0	0,1
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	0	6	0	0	0
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5,6	-1,8	5,9	15	39,6	0	0,25
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	0	48	0	0	0
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	0	27	0	0	0
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	25,6	5,9	26,3	160	16,4	0,04	-0,31
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2,3	10,3	12	87	0	0,66
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2,3	10,3	12	87	0	0,66
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2,3	10,3	50	20,9	0	0,66
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	0	12	0	0	0
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5,2	14,9	33	46,2	0	0,77
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5,2	14,9	16	95,2	0	0,77
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2,6	1,2	2,9	24	11,9	0,02	0,03
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	8	4	8,9	53	16,8	0,04	0,13
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	-2,4	-2,3	3,3	53	6,2	0	0
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4,3	1,6	4,6	12,5	36,6	0	0,27
293	4	206	4	1	Closed	Yes	14	2,8	14,3	20	71,4	0	1,25
259	9	208	9	1	Closed	Yes	7,8	-0,9	7,8	10	79,4	0	0,62
261	11	209	11	1	Closed	Yes	9,9	0,1	9,9	10	99,3	0	0,86
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-9,5	-7,1	11,9	53	22,5	0,03	0,08
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	6	4,1	7,3	53	13,8	0,01	0,03
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	5,9	4,1	7,2	53	13,6	0,01	0,03
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	0	53	0	0	0
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	0	53	0	0	0
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	27,5	6	28,2	53	53,1	0,12	0,35
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	18,5	3,2	18,8	53	35,5	0,32	0,95
215	SUR	214	02-feb	1	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-7,1	-3,6	8	53	15,3	0,04	0,13
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	9,8	4	10,6	53	20	0,02	0,06
215	SUR	218	02-ene	1	Closed	Yes	7,2	2,4	7,6	12,5	60,8	0	0,43
215	SUR	219	02-feb	1	Closed	Yes	3,8	1,9	4,3	7,5	56,7	0	0,12
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-17	-3,1	17,3	53	33	0,13	0,4
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0
215	SUR	293	4	1	Closed	No	14	2,8	14,3	53	27	0,02	0,07
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20,8	-7,9	22,3	52,5	43,2	0	1,06
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	Closed	No	11,3	1,9	11,4	53	21,6	0,03	0,1
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	3,2	1,2	3,4	53	6,5	0	0
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	6,6	2,7	7,1	53	13,5	0	0,01
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	25,2	2,8	25,4	40,5	62,6	0	3,25
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0

From Num	From Name	To Num	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Perc	MW Loss	Mvar Loss
269	19	222	19	1	Closed	Yes	42,7	11,4	44,2	43	102,8	0	8,75
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0
277	16	223	16	1	Closed	Yes	11,8	0,7	11,8	20	59,1	0	0,95
277	16	223	16	2	Closed	Yes	11,8	0,7	11,8	20	59,1	0	0,95
274	18	224	18	1	Closed	Yes	31,4	7	32,2	33	97,5	0	5,01
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0
252	3	225	03-feb	1	Closed	Yes	19,6	5	20,2	20	101,1	0	2,53
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	11	-0,2	11	20	55,2	0	0,77
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	21,6	0,2	21,6	53	40,7	0,09	0,27
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	6,4	2,3	6,8	53	12,8	0	0
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-28	-2,5	28,1	53	53,1	0,04	0,13
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	7,4	-1,6	7,6	53	14,4	0,01	0,02
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	14	1,5	14,1	53	26,6	0,03	0,08
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	14	1,5	14,1	20	70,4	0	1,26
263	13	230	13-ene	1	Closed	Yes	9,1	-0,1	9,1	20	45,6	0	0,56
284	12	231	12	1	Closed	Yes	6,4	2,3	6,8	10	68	0	0,39
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14,2	0,9	14,2	20	71,1	0	1,39
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	15,1	1,8	15,2	20	76	0	1,99
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	0	6,3	0	0	0
297	8	235	8	1	Closed	Yes	6,6	2,7	7,1	10	71,4	0	0,43
292	6	236	6	1	Closed	Yes	3,2	1,2	3,4	6,3	54,3	0	0,02
238	13-feb	263	13	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0
253	7	239	7	1	Closed	Yes	13	1,2	13,1	20	65,3	0	1,16
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	18,2	2,4	18,4	20	91,8	0	2,36
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	18,2	2,4	18,4	20	91,8	0	2,36
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	8,9	3,2	9,5	20	47,3	0	0,59
242	INAQUIT	243	INAQUITO	1	Closed	Yes	9,8	0	9,8	20	49,1	0	0,61
242	INAQUIT	263	13	1	Closed	No	-2,2	2,7	3,5	53	6,6	0	0
242	INAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-7,6	-2,7	8,1	53	15,2	0,01	0,02
262	15	244	15	1	Closed	Yes	9,3	0,7	9,3	20	46,6	0	0,58
267	17	245	17-ene	1	Closed	Yes	11,7	1	11,7	20	58,7	0	0,91
246	17-feb	267	17	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	18,2	2,3	18,3	20	91,7	0	2,24
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0,2	0,1	0,2	10	2,2	0	0
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	13,6	-0,5	13,6	53	25,6	0,06	0,15
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-33,6	-3,9	33,8	53	65,9	0,82	2,23
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-33,6	-3,9	33,8	53	65,9	0,82	2,23
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	10,1	-2,8	10,5	53	19,8	0,01	0,01
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-21,1	3	21,3	53	40,5	0,17	0,09
252	3	253	7	1	Closed	No	-12,6	-8	14,9	53	28,6	0,1	0,29
252	3	614	03-ene	1	Closed	Yes	6,5	2,4	6,9	20	34,6	0	0,4
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-25,7	-9,4	27,4	53	52,8	0,31	0,92
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	2,3	-2	3	53	5,7	0	0,01
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-9,9	-0,1	9,9	53	18,7	0,02	0,06
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-9,3	-0,7	9,3	53	17,7	0,02	0,04

From Num	From Name	To Num	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Perc	MW Loss	Mvar Loss
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-11,3	2,8	11,7	53	22	0,02	0,06
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11,7	-1	11,7	53	22,2	0,01	0,03
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-21	-1,8	21,1	53	40,1	0,1	0,31
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-64	-13,6	65,5	100	67,6	0	8
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-31,4	-7	32,2	160	20,1	0,06	-0,16
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14,3	-2,6	14,5	53	27,5	0,04	0,12
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-9,3	1,2	9,4	53	17,7	0,02	0,04
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-16,8	0,3	16,8	53	31,9	0,11	0,33
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	54,3	12,9	55,8	100	55,8	0	4,29
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	9,3	-1,1	9,4	53	17,7	0,02	0,06
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	25,6	-1,2	25,7	53	48,4	0,06	0,16
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	38,2	5,4	38,6	76,4	50,5	0	3,1
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	41,2	5,8	41,6	76,4	54,5	0	3,35
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4,3	-1,6	4,6	24	19,1	0	0
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-26,6	-1,9	26,6	53	52,2	0,78	2,32
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	12,6	0,9	12,7	53	23,9	0,1	0,29
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	11,6	5	12,7	53	23,9	0,13	0,4
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	12,8	-1,8	12,9	20	65,7	0	1,18
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	50,1	12,1	51,6	110	47,1	0	5,27
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	50,1	12,1	51,6	110	47,1	0	5,27
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	11,4	5,2	12,5	20	62,7	0	1,24
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	27,4	5,6	28	33	84,7	0	3,59
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	20,2	4,6	20,7	33	62,8	0	2,15
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-51,7	-11,4	52,9	186	28,7	0,34	0,51
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-64	-21,7	67,6	186	36,6	0,26	0,69
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-110	-23,2	112	186	61,9	1,7	6,03
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-81,6	-21,4	84,4	186	46	0,73	2,24
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	72,6	-16,1	74,4	160	46,5	0,85	1,8
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	104,9	21	107	186	57,5	0,68	2,46
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	0	8	0	0	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	21,9	-5,1	22,5	33	70,5	0	2,79
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0

Elaboración: Luis Minango

Luego de obtenidos los resultados para el año considerado como base, para nuestro estudio se debe realizar el estudio para los siguientes años, pero esto obliga a conocer el método que utiliza la Empresa Eléctrica Quito para proyectar la demanda, razón por la cual en el Capítulo 3 se explica este método.

3 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA APLICADO POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

El departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Quito S.A. con el fin de prever la expansión del sistema y dar un buen servicio a su área de cobertura, ha desarrollado el siguiente método que se emplea para la proyección de la Demanda del sistema¹, este método se lo divide en dos partes:

La primera que consiste en determinar una curva de tendencia de la demanda.

La segunda, luego de la determinación de la demanda, se la proyecta para los años que se haya propuesto y se determina la tasa de crecimiento para los grupos de subestaciones.

Para estos cálculos se emplean funciones comunes que se tienen en la mayoría de hojas de cálculo y sin considerar a las subestaciones individualmente. Esto se justifica porque que existen transferencias de carga entre ellas, que causan altos errores.

3.1 DIVISIÓN EN GRUPOS DE SUBESTACIONES

Las subestaciones se agrupan de acuerdo a su ubicación geográfica y la característica de carga de cada subestación, la ubicación geográfica determina la

¹ Fuente: *Planificación del sistema de Generación del sistema de transmisión, subtransmisión, subestaciones, distribución. Plan de Obras 2002-2012 Cap. 2.*

posibilidad de transferencias de carga entre ellas y la característica de carga se utiliza para agrupar subestaciones con similares evoluciones de la demanda.

A continuación se describen los grupos que se considera en la Empresa Eléctrica Quito S.A., para los análisis respectivos de demanda

GRUPOS DE SUBESTACIONES		
GRUPO #1	GRUPO # 2	GRUPO # 2-A
2- LULUNCOTO 6.3	9- MIRAFLORES	11- B. QUEVEDO
3-BARRIONUEVO 6.3	32-DIEZ NUEVA	13- G. CENTENO
4- CHIMBACALLE	10- DIEZ VIEJA	15- EL BOSQUE
6- ESCUELA SUCRE	12- LA FLORESTA	17- ANDALUCIA
7- SAN ROQUE	53- P.GUERRERO	
8- LA MARIN		
GRUPO # 3	GRUPO # 4	GRUPO # 5
14	18- CRISTIANA	27- S. RAFAEL-23
16- RIO COCA	19- COTOCOLLAO 23	55- SANGOLQUI
1- OLIMPICO	19-COTOCOLLAO 13	27- S. RAFAEL-13
24- CAROLINA	57- POMASQUI	2-LULUNCOTO 23
28- IÑAQUITO	49- LOS BANCOS	C.H.CHILLOS-23
GRUPO # 6	GRUPO # 7	GRUPO # 8
36- TUMBACO	37- SANTA ROSA	ADELCA
58- EL QUINCHE	21- EPICLACHIMA	
HCJB - Baeza-23	59- E. ESPEJO	
	3-BARRIONUEVO 23	
	34- MACHACHI	
	C.H.CALERA-23	

El color rojo de la Tabla 3.1, significa el arranque de subestaciones, ya sin transferencia de carga hacia ellas.

TABLA 3.1 DEMANDA HISTÓRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO S.A.

GRUPOS DE SUBESTACIONES	HISTORIA DE LA DEMANDA DE LAS S/E EN MVA																					
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
GRUPO #1																						
2- LULUNCOTO 6.3	6.2	5.6	7.4	5.6	5.3	6.1	5.2	6.9	7.0	5.6	5.6	6.0	6.3	6.7	4.0	6.3	5.9	5.9	5.9	7.8	7.0	7.0
3-BARRIONUEVO 6.3																						
4- CHIMBACALLE	5.3	6.1	9.8	10.5	10.8	10.7	10.4	11.9	12.2	14.5	15.4	14.8	19.3	18.4	18.4	15.1	13.8	13.2	15.1	20.3	17.5	17.5
6- ESCUELA SUCRE	7.6	7.2	6.8	4.0	5.6	4.7	4.2	4.4	4.1	3.3	4.0	3.9	3.6	3.8	4.5	4.8	4.4	4.4	4.2	3.4	4.2	4.2
7- SAN ROQUE																						
8- LA MARIN	8.3	7.3	8.2	4.2	5.0	9.7	9.0	5.8	4.3	5.9	5.6	5.9	6.0	5.8	5.7	5.8	7.0	6.9	7.1	7.0	7.0	7.0
SUBTOTAL	27.4	26.2	32.2	36.9	39.8	40.7	39.3	42.2	45.4	49.9	52.9	52.0	60.6	58.7	61.0	62.2	60.7	57.8	62.4	66.5	65.1	65.1
GRUPO # 2																						
9- MIRAFLORES	9.1	9.4	10.3	7.3	7.5	7.5	6.2	8.6	7.4	8.0	7.7	8.3	7.8	7.0	6.6	5.2	6.7	6.2	5.9	7.3	7.3	7.3
32- DIEZ NUEVA	4.8	4.4	6.5	2.9	6.9	3.9	3.5	4.0	5.7	5.1	6.4	5.2	4.7	8.4	10.0	9.3	9.6	9.4	9.2	10.1	10.4	10.4
10- DIEZ VIEJA	11.3	9.6	8.0	11.8	8.9	11.4	9.7	10.5	11.0	8.2	9.8	10.4	7.3	3.9	5.8	2.9	3.1	4.3	4.4	2.5	4.4	4.4
12- LA FLORESTA	5.0	7.8	7.4	6.8	7.3	7.1	6.8	7.3	7.8	7.8	7.8	7.6	7.4	7.0	6.8	6.7	5.9	6.6	6.7	6.8	7.4	7.4
53- P. GUERRERO																						
SUBTOTAL	30.2	31.2	32.2	28.8	30.6	29.9	26.2	30.4	31.9	29.1	31.7	31.5	33.2	36.2	40.3	33.7	35.0	37.3	37.4	36.3	38.2	38.2
GRUPO # 2-A																						
11- B. QUEVEDO	10.1	10.2	10.8	8.6	8.7	8.8	7.8	8.4	9.4	8.6	9.1	8.6	8.0	9.5	9.8	8.6	8.5	8.9	9.1	10.0	10.1	10.1
13- G. CENTINO	4.3	3.8	3.8	9.0	6.9	6.1	7.5	8.5	7.9	7.2	8.3	8.4	8.9	7.6	9.0	8.2	8.2	8.4	9.3	9.5	9.2	9.2
15- EL BOSQUE	9.5	10.6	11.5	8.6	10.6	12.3	12.6	10.9	13.2	13.8	13.6	14.3	15.0	13.4	13.7	12.4	13.5	13.9	13.2	15.5	16.4	16.4
17- ANDALUCIA	10.6	10.6	10.8	9.0	9.2	11.1	10.8	13.5	11.7	11.7	10.4	14.0	15.9	13.4	13.1	14.0	14.5	10.6	9.2	12.1	13.4	13.4
SUBTOTAL	34.5	35.2	36.9	35.2	35.4	38.3	38.7	41.3	42.2	41.3	41.4	45.3	47.8	43.9	45.6	43.2	39.7	41.8	40.8	47.1	49.1	49.1
GRUPO # 3																						
14- ...	7.3	8.2																				
16- RIO COCA	17.1	15.4	25.0	24.1	22.2	21.0	22.7	24.4	24.5	24.1	23.2	25.8	27.7	27.8	28.0	27.8	28.2	27.0	24.5	24.6	34.2	34.2
1- OLIMPICO	6.3	6.4	12.4	9.8	12.6	12.9	11.7	12.8	13.1	12.9	12.8	15.0	14.2	12.1	12.4	13.3	13.1	12.2	12.7	15.2	5.5	5.5
24- CAROLINA	7.6	7.7	13.4	12.2	13.3	13.0	13.7	14.1	18.5	15.8	17.8	18.2	22.1	12.2	13.3	12.8	13.4	14.1	14.3	14.4	15.9	15.9
28- INAQUITO																						
SUBTOTAL	38.3	37.7	50.8	46.1	48.1	46.9	48.1	51.3	56.1	52.8	53.8	59.0	64.0	60.5	61.3	63.5	63.9	62.1	61.5	64.1	65.8	65.8
GRUPO # 4																						
18- CRISTIANA	5.8	5.8	8.3	15.4	17.8	19.6	21.7	24.7	31.0	35.6	29.6	36.8	39.6	24.2	25.1	23.2	23.7	30.1	33.2	33.1	39.0	39.0
19- COTACACHI	12.5	10.6	12.2	12.2	9.5	10.9	19.0	17.7	15.4	14.9	13.0	12.3	10.5	22.2	23.5	26.2	29.8	31.7	37.0	44.1	38.4	38.4
19- COTACACHI																						
57- DOMASQUI																						
49- LOS BANCOS																						
SUBTOTAL	18.3	16.4	20.5	27.6	27.3	30.5	40.7	42.4	46.4	50.5	54.3	65.0	69.3	77.2	82.7	81.5	86.2	93.2	102.6	110.3	116.8	116.8

HISTORIA DE LA DEMANDA DE LAS SE EN MVA																						
GRUPOS DE SUBESTACIONES	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
GRUPO #5																						
27-S. RAFAEL-23	6.4	6.6	3.9	10.0	10.4	7.8	11.9	11.1	13.3	14.5	10.4	18.6	21.9	19.4	17.1	21.2	27.7	28.1	25.5	27.6	29.5	
55-SANCOLOQUE														5.2	5.6	7.3	6.3	4.7	12.4	15.6	16.5	
27-S. RAFAEL-13	3.6	3.2	2.2	6.3	6.8	8.7	6.1	6.8	7.2	7.9	6.5	8.4	8.1	6.6	8.1	5.0	0.7					
2-LUNOCOTO-23													2.1	2.2	2.2	2.8	2.9	3.1	3.2	4.2	3.8	
C.H. CHILLOS-23																				1.8	1.8	
SUBTOTAL	10.0	9.8	6.1	16.3	17.2	16.5	18.0	17.9	20.5	22.4	16.9	27.0	32.1	33.4	33.0	36.3	37.6	35.9	41.1	49.2	51.6	
GRUPO #6																						
36-TUMAYACO	9.6	9.9	7.9	10.1	12.5	16.6	14.4	15.4	18.3	19.4	21.0	24.3	29.3	32.6	33.7	21.1	24.7	25.8	30.0	26.6	27.7	
58-HEQUINCHES																14.7	16.8	17.0	18.6	17.8	16.0	
EGIBANZA-23																				3.3	3.1	
SUBTOTAL	9.6	9.9	7.9	10.1	12.5	16.6	14.4	15.4	18.3	19.4	21.0	24.3	29.3	32.6	33.7	35.8	41.5	42.8	48.6	44.4	43.7	
GRUPO #7																						
37-SANTAROSA	5.2	5.8	4.8	5.2	5.4	7.5	8.1	9.0	9.6	10.5	10.0	12.7	18.6	13.8	16.3	16.3	21.6	12.2	12.9	13.5	14.1	
2-EPICACAIMA	18.9	21.8	21.2	22.5	20.1	22.1	25.3	26.1	27.8	27.8	23.9	31.0	31.3	27.4	36.3	38.0	35.8	30.1	31.9	37.6	34.6	
52-ESPINO																		20.2	24.1	24.7	25.5	
3-BARRONUEVO-23	9.3	9.8	11.0	8.9	11.6	9.9	12.8	13.0	12.1	12.8	12.3	14.3	16.2	16.1	12.2	9.8	9.4	3.7	3.4	6.8	6.5	
3-EMACHAGUI	2.2	2.1	2.4	2.4	5.9	3.5	6.7	6.0	6.3	8.2	8.0	7.5	9.6	8.0	9.9	10.1	9.8	9.5	11.1	12.0	10.9	
CHAUFRAS-23																				1.0	0.8	
SUBTOTAL	35.6	39.5	39.4	39.0	43.0	43.0	52.9	54.1	55.8	59.3	54.2	65.5	75.7	65.3	74.7	74.2	76.6	75.7	83.4	95.6	92.4	
GRUPO #8																						
ADTECA																						
TOTAL	203.9	205.9	226.0	240.0	253.9	262.4	278.3	295.0	316.6	324.7	326.2	369.6	412.0	407.8	432.2	430.3	441.2	446.5	477.7	513.5	522.7	

Fuente: EEQSA

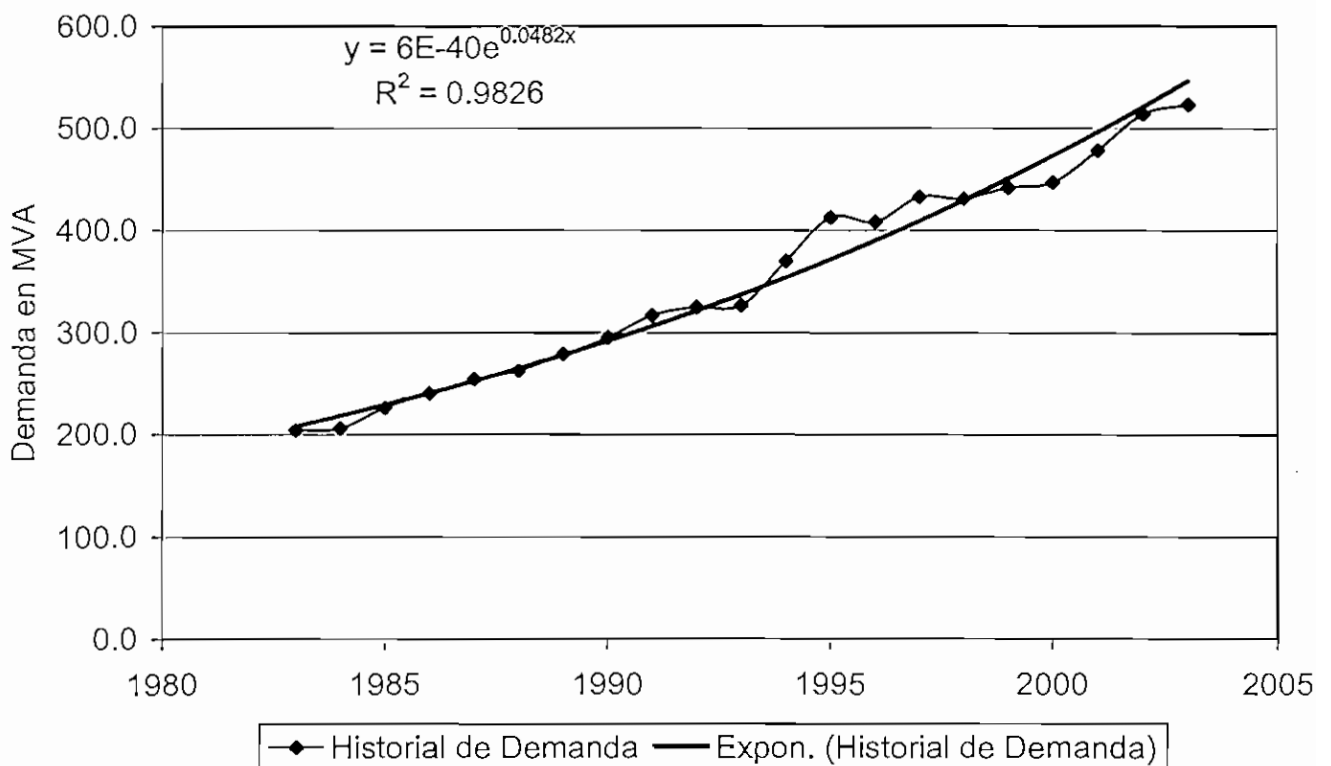
Elaboración: Luis Minango

En la tabla 3.1, se presentan los datos correspondientes a los archivos que constan en la Empresa Eléctrica Quito S.A.

3.2 DESARROLLO DEL MÉTODO DE ESTUDIO DE LA DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

Con los datos totales de la Tabla 3.1, se han elaborado las Figuras 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, que contienen las curvas de crecimiento de la demanda desde el año 1983 hasta el año 2003, de estos datos se obtiene las ecuaciones de tendencia, de las cuales se elige la que mejor describa al sistema.

FIGURA 3.1.- HISTORIAL DE DEMANDA CURVA EXPONENCIAL



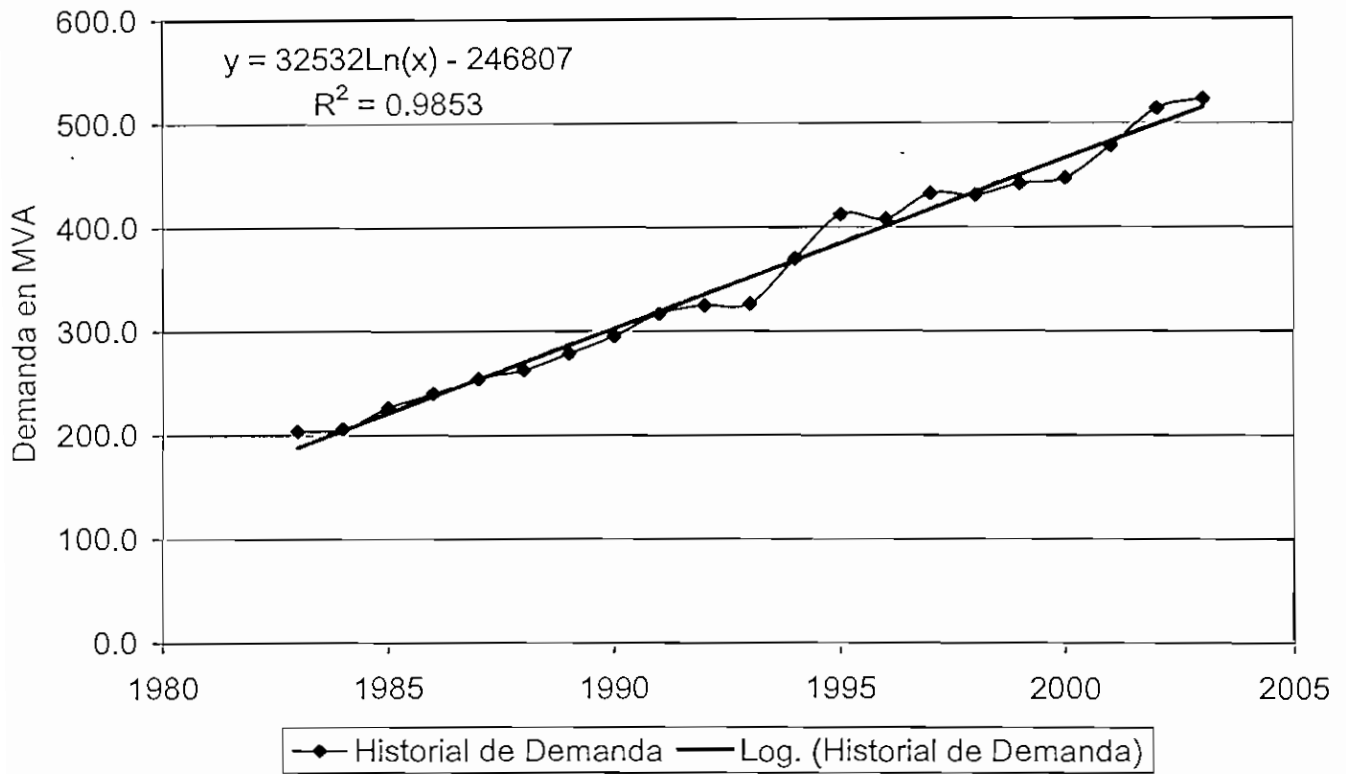
La curva exponencial que considera la tendencia del crecimiento, da como resultado la ecuación:

$$y = 6E-40e^{0.0482 \cdot x}$$

El coeficiente de correlación al cuadrado es:

$$R^2 = 0.9826$$

FIGURA 3.2.- HISTORIAL DE DEMANDA CURVA LOGARÍTMICA



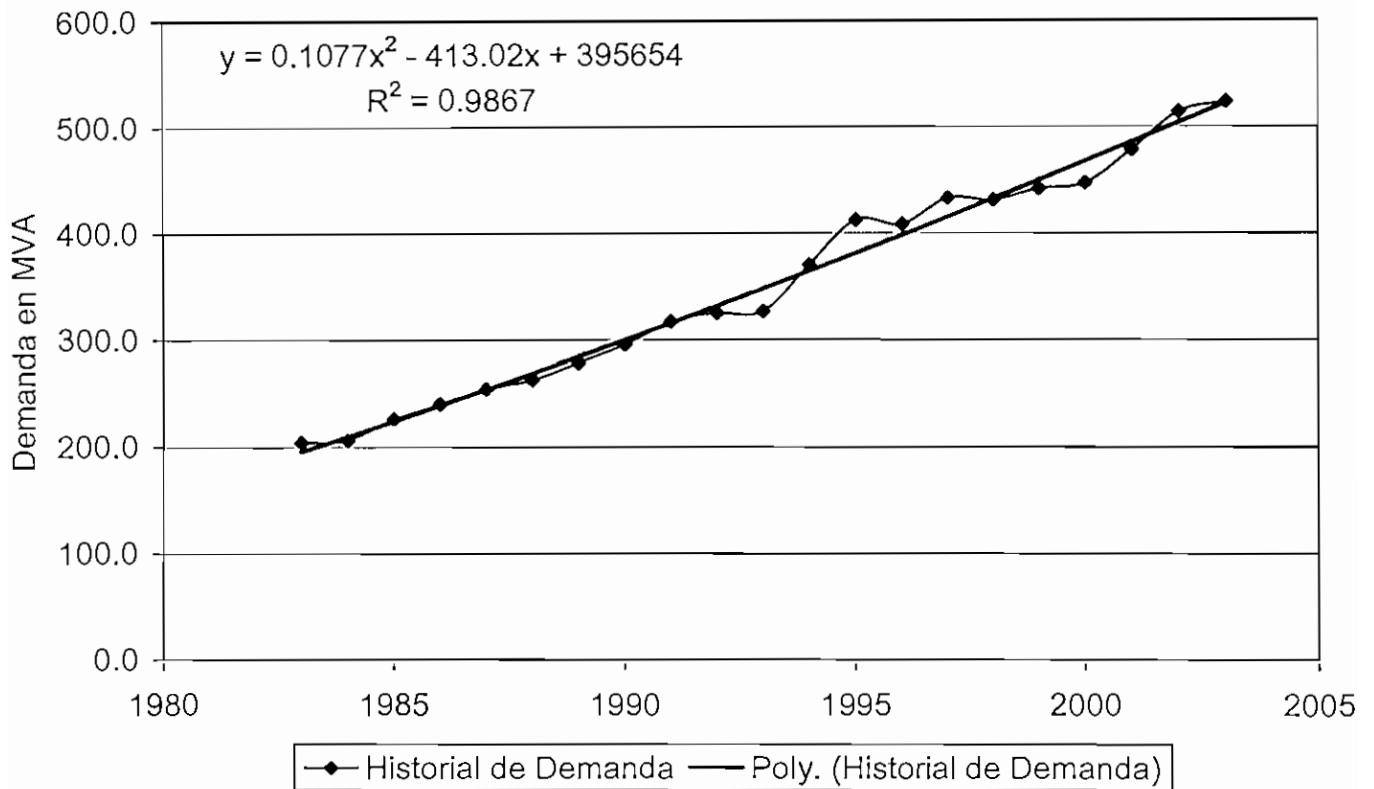
La curva logarítmica que se considera para la tendencia de crecimiento, da como resultado la ecuación:

$$y = 32532\ln(x) - 246807$$

La coeficiente de correlación al cuadrado es:

$$R^2 = 0.9853$$

FIGURA 3.3.- HISTORIAL DE DEMANDA CURVA POLINOMIAL GRADO 2



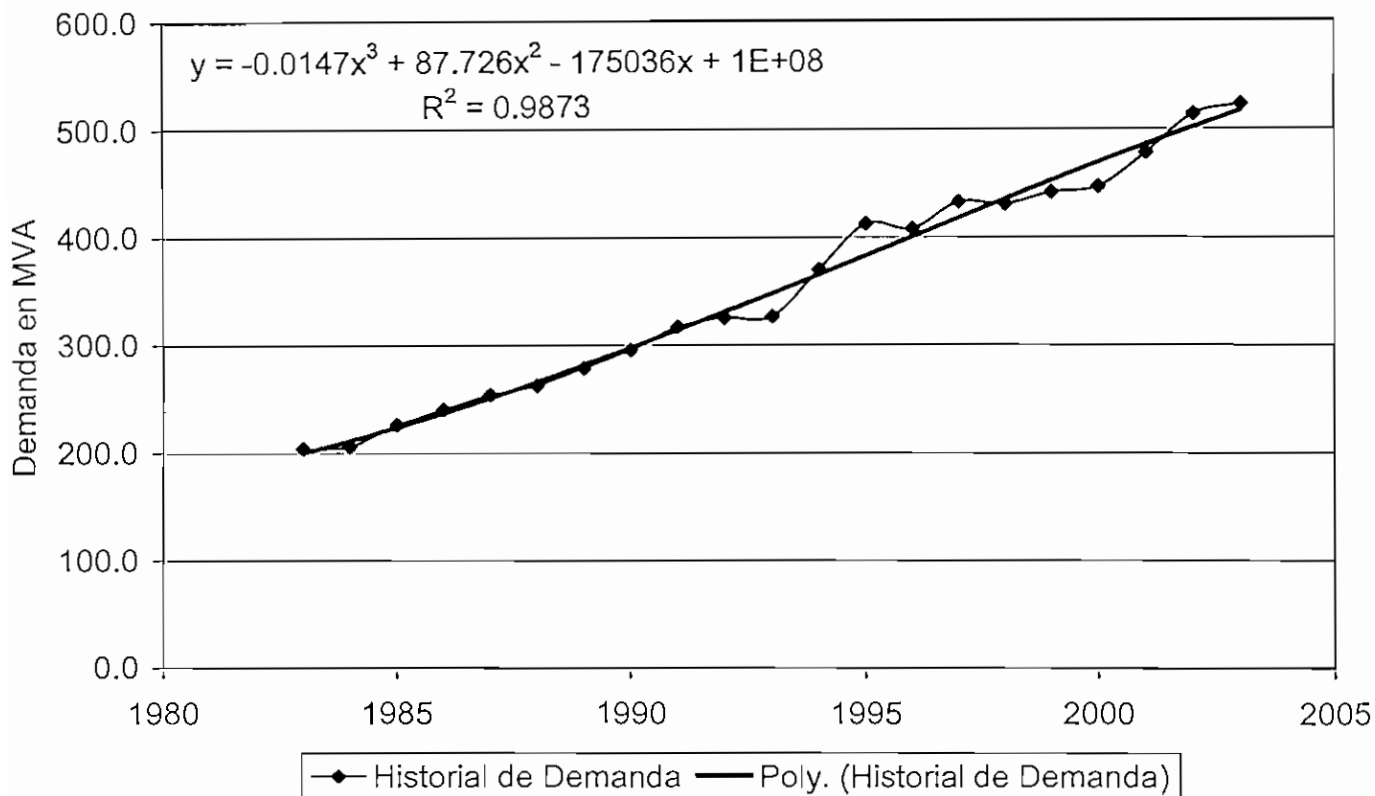
La curva polinomial que se considera para la tendencia del crecimiento, da como resultado la ecuación:

$$y = 0.1077x^2 - 413.02x + 395654$$

La coeficiente de correlación al cuadrado es:

$$R^2 = 0.9867$$

FIGURA 3.4.- HISTORIAL DE DEMANDA CURVA POLINOMIAL GRADO 3



La curva polinomial que se considera para la tendencia del crecimiento, da como resultado la ecuación:

$$y = -0.0147x^3 + 87.726x^2 - 175036x + 1E+08$$

La coeficiente de correlación al cuadrado es:

$$R^2 = 0.9873$$

una buena aproximación para este historial de demanda, sin embargo si se la analiza se nota que esta curva tiene una tendencia a disminuir su crecimiento a esto se lo considera como un escenario pesimista, razón por la cual se descarta este valor ya para el propósito de esta tesis esto es contraproducente, luego de descartado el valor anterior se escoge la siguiente ecuación con mas alto coeficiente de correlación que corresponde a la figura Fig. 3.3 misma que tiene buen acercamiento a los valores reales, describiendo un escenario considerado como optimista y cumpliendo con los requisitos propuestos en este estudio. Se elige un escenario optimista porque para proyección de equipamientos es necesario utilizar la máxima demanda que el sistema pueda alcanzar y con esto evitar posibles sobrecargas en años venideros. Con los datos de esta curva se pronostica la demanda máxima total del sistema para los años siguientes al tomado como base.

La empresa Eléctrica Quito S.A. una vez encontrado la demanda total del sistema, se proyecta para el año siguiente pero el crecimiento individual de las subestaciones no se lo hace con historial de demanda para cada subestación sino con la ecuación de proyección, para luego de hallados todos los valores de proyección del siguiente año de las subestaciones, realizar la suma y comparar con la demanda encontrada con el método anterior y en caso de no ser similar realizar los cambios en las tasas de crecimiento a las subestaciones que no tengan un crecimiento uniforme, esto se lo hace utilizando la experiencia y proyectando futuras ampliaciones ya sea nuevas urbanizaciones, aeropuertos, centrales de generación y otros.

Como segunda parte para la determinación de la demanda se debe encontrar la ecuación de proyección individual de las subestaciones, utilizando la ecuación 3.1. La sumatoria de estos valores se la conoce como la tasa de crecimiento por grupo de subestación.

Donde:

D_{max_n} = Demanda Máxima año n

D_{max_i} = Demanda Máxima año inicial

n = número de años

t = tasa de crecimiento

$$D_{max_n} = D_{max_i} \cdot \left(1 + \frac{t}{100}\right)^n \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Con la ayuda de la Ecuación 3.1, se determina la demanda por grupos de subestaciones para el año requerido.

3.2.1 DEMANDA POR GRUPOS DE SUBESTACIONES

Por lo anteriormente explicado, para el estudio de la demanda por subestación, se considera el grupo al que pertenece la misma, con los datos de este grupo se determina el comportamiento de la demanda para el grupo y el mismo se aplica a cada una de las subestaciones integrantes del grupo en mención.

Se debe considerar que pueden existir valores positivos o negativos, esto se debe a un crecimiento o decrecimiento de la demanda, lo que en realidad se debe a una transferencia de carga entre primarios de subestaciones, y no solo el comportamiento del mercado.

Para evitar cometer errores en esta determinación de la demanda, se tiene información sobre ordenanzas municipales, nuevos proyectos urbanísticos, de reubicación o recreación, la Empresa Eléctrica Quito S.A. valora y los considera para la tasa de crecimiento de cada subestación y además dependerá de cada situación particular.

3.2.2 TASA CONSIDERADA PARA LA PROYECCIÓN INDIVIDUAL DE LAS SUBESTACIONES

Para esta tasa se considera la incorporación de nuevas cargas y la factibilidad de nuevos servicios a urbanizaciones, edificios, fábricas, etc. Además los valores de las tasas aplicadas para realizar el cálculo de la proyección del crecimiento de la demanda se obtienen de valores ponderados de acuerdo al área de cobertura de las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico Quito.

En la Tabla 3.1, se puede observar el crecimiento de la demanda en las subestaciones, tanto individual como por grupos y también el sistema completo del Sistema Eléctrico Quito, para esto se han considerado los archivos proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito S.A.

En algunos resultados se debe considerar que hay subestaciones que se crean y otras que desaparecen, por esto razón existen algunos valores que escapan de la consideración general.

3.2.3 CONSIDERACIONES GENERALES EN LA DETERMINACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Las consideraciones que se realizan en el Departamento de Planificación de SEP de la Empresa Eléctrica Quito, para aplicar una tasa de crecimiento anual acumulativa, son:

- Se debe considerar las características urbanísticas y el desarrollo socioeconómico de la zona a la que presta servicio la subestación, para esto se analiza como es el comportamiento de la demanda y la afectaciones que puede tener este con el desarrollo del sector.
- Calcular los crecimientos de demanda individuales para cada subestación del sistema.
- Considerar los crecimientos de demanda individuales, y realizar la sumatoria de todos los valores obtenidos, valor que no debe superar la demanda estimada global para el sistema.
- En caso de que se sobrepase el valor de la demanda global, es necesario considerar nuevas tasas para las subestaciones, repitiendo este proceso

hasta encontrar valores que concuerden con la demanda global, variando los valores de las tasas de crecimiento, hasta alcanzar el valor de la demanda global.

- La proyección de la demanda global se basa en la serie histórica presentada en la tabla 3.1.
- Comprobar que la demanda proyectada para los grupos de subestaciones coincida con la demanda global proyectada.

Luego de haber cumplido con estos requerimientos se aplica la ecuación 3.1 para conocer la demanda por subestación para el siguiente año. De ahí se determinan dos valores:

- Demanda proyectada sin transferencia.
- Demanda proyectada con transferencia.

La ecuación 3.1 genera el valor de demanda proyectada sin transferencia y para conocer el valor de transferencia se consideran las ampliaciones de subestaciones o el ingreso de nuevas instalaciones. Esto se aplica solo en subestaciones que pueden ser afectadas de acuerdo al Plan de Obras de la Empresa Eléctrica Quito, aplicándose generalmente en casos de subestaciones vecinas con transferencias de carga.

Finalizado la designación de tasas de crecimiento para las subestaciones se ejecuta la proyección de la demanda, estos valores se los presentará más adelante ordenados por años.

3.3 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO A DICIEMBRE DE 2.003 (AÑO BASE)

La simulación y análisis de los flujos de potencia se realizaron utilizando el programa PowerWorld 8.0, este permite determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Quito. Este soporte teórico tiene como fin plantear las consideraciones bajo las cuales se han realizado los análisis de los flujos de potencia y cálculo de pérdidas para la simulación computacional obtenida a partir del programa, los valores obtenidos se lo presenta en el Anexo 4.

3.4 DEMANDA PROYECTADA PARA EL PERIODO 2.003 – 2.008

Este análisis tiene por objetivo presentar el crecimiento de la demanda para el período 2.003 – 2.008, considerando las tasas y metodología aplicada por la Empresa Eléctrica Quito.

3.4.1 VALORES DE DEMANDA EN EL AÑO 2.003 (AÑO BASE)

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELAC. VOLTAJE KV/KV	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				
			MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)
DEM. COINC.	135.0		101.3	97.2	28.3	0.960	
DEM. COINC S/E :	764.3		521.97	499.6	150.1	0.958	
CAP. INSTALADA (Mvar)					131.7		
PERD:LS/T,S/E:			11.0	13.2	108.4		
ADELGA:			2.2	2.0	0.9	0.920	
DEM.SISTEMA:			535.1	514.8	107.1	0.979	
Pronóstico SEP:							
Tasa anual(%):				1.50%			
Difer.(pron_SEP/pron_SE)							

Fuente: Anexo 4

Elaboración: Luis Minango

3.3 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO A DICIEMBRE DE 2.003 (AÑO BASE)

La simulación y análisis de los flujos de potencia se realizaron utilizando el programa PowerWorld 8.0, este permite determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Quito. Este soporte teórico tiene como fin plantear las consideraciones bajo las cuales se han realizado los análisis de los flujos de potencia y cálculo de pérdidas para la simulación computacional obtenida a partir del programa. Los valores obtenidos se los presenta en el Anexo 4.

3.4 DEMANDA PROYECTADA PARA EL PERIODO 2.003 – 2.008

Este análisis tiene por objetivo presentar el crecimiento de la demanda para el período 2.003 – 2.008, considerando las tasas y metodología aplicada por la Empresa Eléctrica Quito.

3.4.1 VALORES DE DEMANDA EN EL AÑO 2.003 (AÑO BASE)

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELAC. VOLTAJE KV/KV	CARGA - PICO/2003 (Dic.09-19:50)				
			MVA	MW	MVAR	FP(PU)	FU(%)
DEM. COINC.	135.0		101.3	97.2	28.3	0.960	
DEM. COINC S/E :	764.3		521.97	499.6	150.1	0.958	
CAP. INSTALADA (Mvar)					131.7		
PERD.LS/T,S/E:			11.0	13.2	108.4		
ADELCA			2.2	2.0	0.9	0.920	
DEM.SISTEMA:			535.1	514.8	107.1	0.979	
Pronóstico SEP:							
Tasa anual(%):				1.50%			

Fuente: Anexo 4

Elaboración: Luis Minango

3.4.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL AÑO BASE (2.003)

En los resultados obtenidos se puede observar que la magnitud de carga que sale debido a contingencias ocasionadas no afecta en mayor grado al sistema, presentándose únicamente variaciones de voltaje, estos resultados se los puede observar en el Anexo 5. Para las líneas de alimentación se analizó por separado contingencias para mantener la condición de la regla "n-1", sin encontrarse mayores inconvenientes, los valores se los puede observar en el Anexo 5.

3.5 DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 2.004

Con la utilización de los parámetros anteriores se puede determinar la demanda para el año 2.004, el valor "Difer.(pron_SEP/pron_SE)", es el resultado de la diferencia entre la Demanda del Sistema y Pronóstico SEP, dividido para la Demanda del Sistema.

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO/2004			
				FP(PU)	MW	MVAR	FU(%)
DEM. COINC.	170.0	107.6	107.6	0.959	103.2	30.3	
DEM. COINC S/E :	804.1	547.0	549.0	0.957	525.3	158.2	
CAP. INSTALADA (Mvar)						136.2	
PERD.LS/T,S/E:					13.6	113.9	
ADELCA			2.2	0.920	2.0	0.9	
DEM.SISTEMA:			553.3	0.978	540.9	116.2	
Pronóstico SEP:			549.5		535.9		
Tasa anual(%):			3.39%		5.08%		
Difer.(pron_SEP/pron_SE)			-0.68%		-0.93%		

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

3.5.1 RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO (2.004)

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia no se nota, ningún valor fuera de los límites permisibles, cabe recalcar que en los análisis históricos del 2002, se determinó que la subestación N° 18 se sobrecarga en un 106 %, razón por la cual para el año 2.003 se aumenta la capacidad instalada desde 33.0 MVA a 66.0 MVA.

Además al realizar el análisis de contingencias simples por separado para mantener la condición de la regla "n-1". en las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno, los resultados se pueden observar en el Anexo 5.

3.6 DEMANDA PROYECTADA PARA EL AÑO 2.005

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO/2005			
				FP(PU)	MW	MVAR	FU(%)
DEM. COINC.	170.0	114.4	114.4	0.959	109.7	32.2	
DEM. COINC S/E :	824.1	575.6	577.3	0.957	552.5	166.2	
CAP. INSTALADA (Mvar)						138.7	
PERD.LS/T,S/E:					14.0	119.2	
ADELCA			2.2	0.920	2.0	0.9	
DEM.SISTEMA:			580.6	0.976	566.5	127.1	
Pronóstico SEP:			574.2		560.1		
Tasa anual(%):			4.94%		4.73%		
Difer.(pron_SEP/pron_SE)			-1.10%		-1.13%		

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

3.6.1 RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO (2.005)

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente. Además al realizar el análisis de contingencia por separado para mantener la condición de la regla "n-1", en las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno, los resultados se lo puede observar en el Anexo 5.

3.7 DEMANDA PROYECTADA AÑO 2.006

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO/2006			
				FP(PU)	MW	MVAR	FU(%)
DEM. COINC.	271.0	121.5	157.9	0.959	151.4	44.7	
DEM. COINC S/E :	975.6	605.3	605.0	0.957	579.0	174.0	
CAP. INSTALADA (Mvar)						145.7	
PERD.LS/T,S/E:					14.4	124.9	
ADELCA			2.2	0.920	2.0	0.9	
DEM.SISTEMA:			608.3	0.976	593.5	133.6	
Pronóstico SEP:			600.1		585.3		
Tasa anual(%):			4.78%		4.76%		
Difer.(pron_SEP/pron_SE)			-1.35%		-1.38%		

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

3.7.1 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL AÑO (2.006)

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente. Además al realizar el análisis de contingencia por separado para mantener la condición de la regla "n-1".en las líneas de alimentación de la subestación San Rafael, el resultado arrojado por el Programa Computacional PowewWorld, se lo puede observar en el Anexo 5, donde la línea

de alimentación Santa Rosa-San Rafael, alcanza un porcentaje de cargabilidad del 87 %, en esta condición.

3.8 DEMANDA PROYECTADA AÑO 2.007

SUBESTACIONES	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO/2007			
				FP(PU)	MW	MVAR	FU(%)
DEM. COINC.	271.0	168.1	168.1	0.959	161.2	47.6	
DEM. COINC S/E :	953.1	634.2	637.0	0.957	609.7	183.1	
CAP. INSTALADA (Mvar)						148.7	
PERD.LS/T,S/E:					14.9	131.5	
ADELCA			2.2	0.920	2.0	0.9	
DEM.SISTEMA:			641.4	0.974	624.5	146.2	
Pronóstico SEP:			627.1		611.6		
Tasa anual(%):			5.44%		5.23%		
Difer.(pron_SEP/pron_SE)			-2.23%		-2.07%		

Fuente: EEQSA

Elaboración: Luis Minango

3.8.1 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL AÑO (2.007)

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente. Además al realizar el análisis de contingencia por separado para mantener la condición de la regla "n-1".en las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe mayor inconveniente, los resultados se lo puede observar en el Anexo 5, que la línea de alimentación alcanza un porcentaje de cargabilidad del 92 %, pero ya se está llegando a los límites superiores de capacidad de los conductores, considerados para este análisis, el mismo que es de 53 MVA, para las líneas de 477 MCM de conductor tipo ACSR.

4. ALTERNATIVAS PARA SOLUCIONAR LA SOBRECARGA DE LAS LÍNEAS QUE ALIMENTAN A LA S/E SAN RAFAEL

Para hacer una correcta evaluación es necesario conocer los diagramas unifilares de las subestaciones San Rafael, Guangopolo, Vicentina, y Santa Rosa, los cuales se muestran en las Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 respectivamente.

Luego de analizar contingencia de falla para las líneas de alimentación de la S/E San Rafael en el año 2007, se encuentra que las Líneas de Subtransmisión a 46 KV que alimentan a la Subestación San Rafael están por sobrepasar el límite permitido de conducción de potencia¹, al analizar los resultados obtenidos en el sector del Valle de los Chillos éstos arrojan como consecuencia serias limitaciones técnicas operativas tales como voltajes fuera de rangos (0.9 – 1.10 pu), debido a que las líneas se encuentran sobre el límite de cargabilidad, por lo tanto al suscitarse una falla en cualquiera de ellas el número de clientes afectados por la falta de servicio aumenta, la seguridad y continuidad del servicio se ve debilitada, dando como resultado que la confiabilidad del sistema disminuya.

Para evitar llegar a un colapso del sistema de Subtransmisión se proponen en primera instancia algunas alternativas, mismas que deben evaluarse tomando en cuenta los siguientes conceptos:

¹ Resultados obtenidos en el capítulo 3

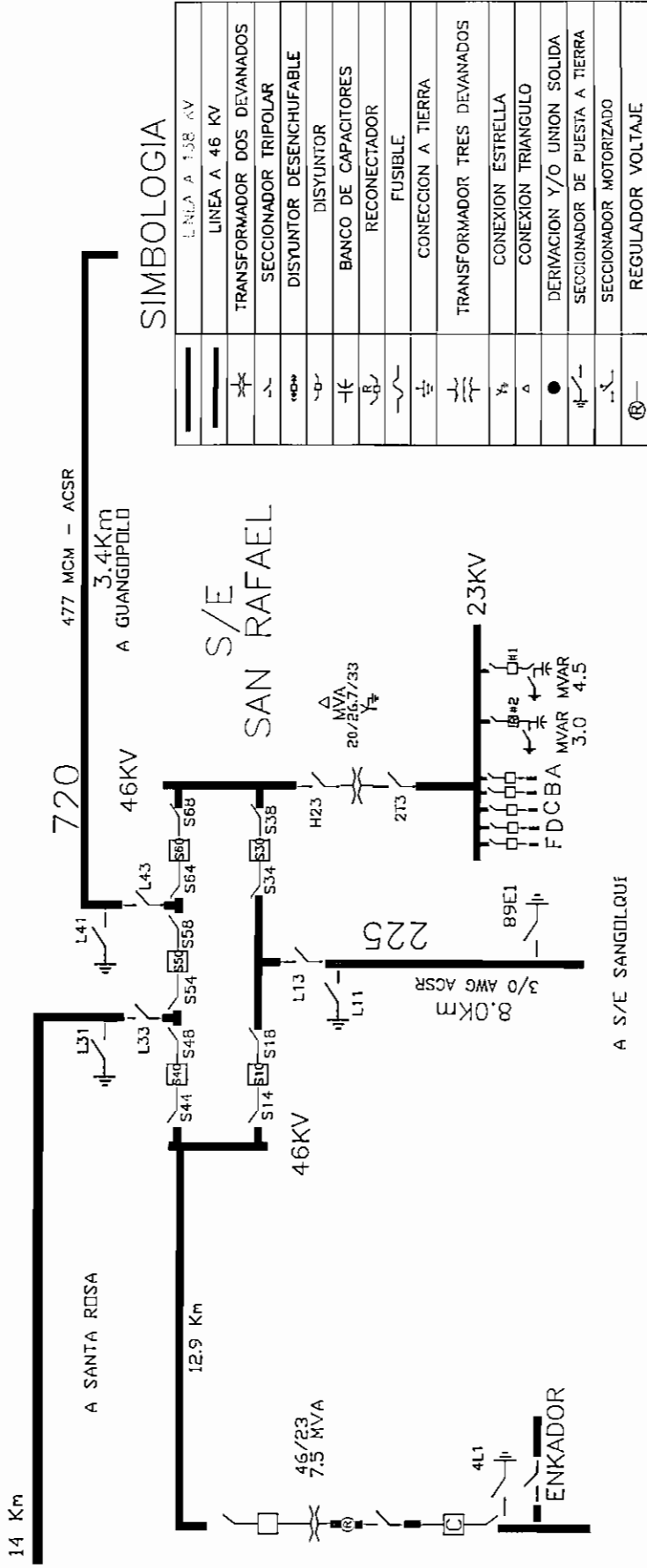
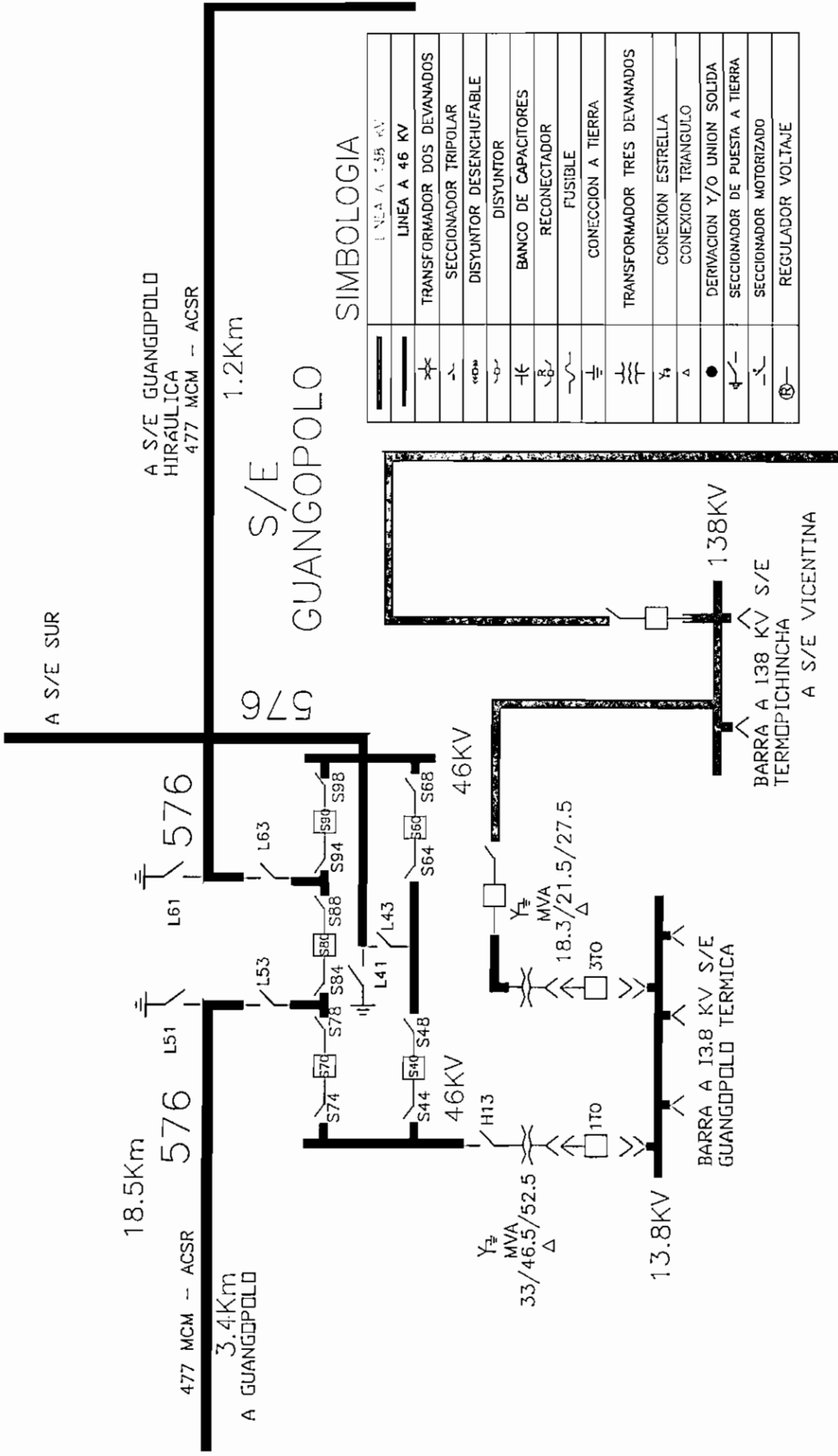


FIGURA 4.1. Diagrama unifilar de la subestación San Rafael



SIMBOLOGIA

	LINEA A 138 KV
	LINEA A 46 KV
	TRANSFORMADOR DOS DEVANADOS
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	DISYUNTOR DESENCHUFABLE
	DISYUNTOR
	BANCO DE CAPACITORES
	RECONECTADOR
	FUSIBLE
	CONEXION A TIERRA
	TRANSFORMADOR TRES DEVANADOS
	CONEXION ESTRELLA
	CONEXION TRIANGULO
	DERIVACION Y/O UNION SOLIDA
	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR MOTORIZADO
	REGULADOR VOLTAJE

FIGURA 4.2. Diagrama unifilar de la Subestación: Guanguopolo

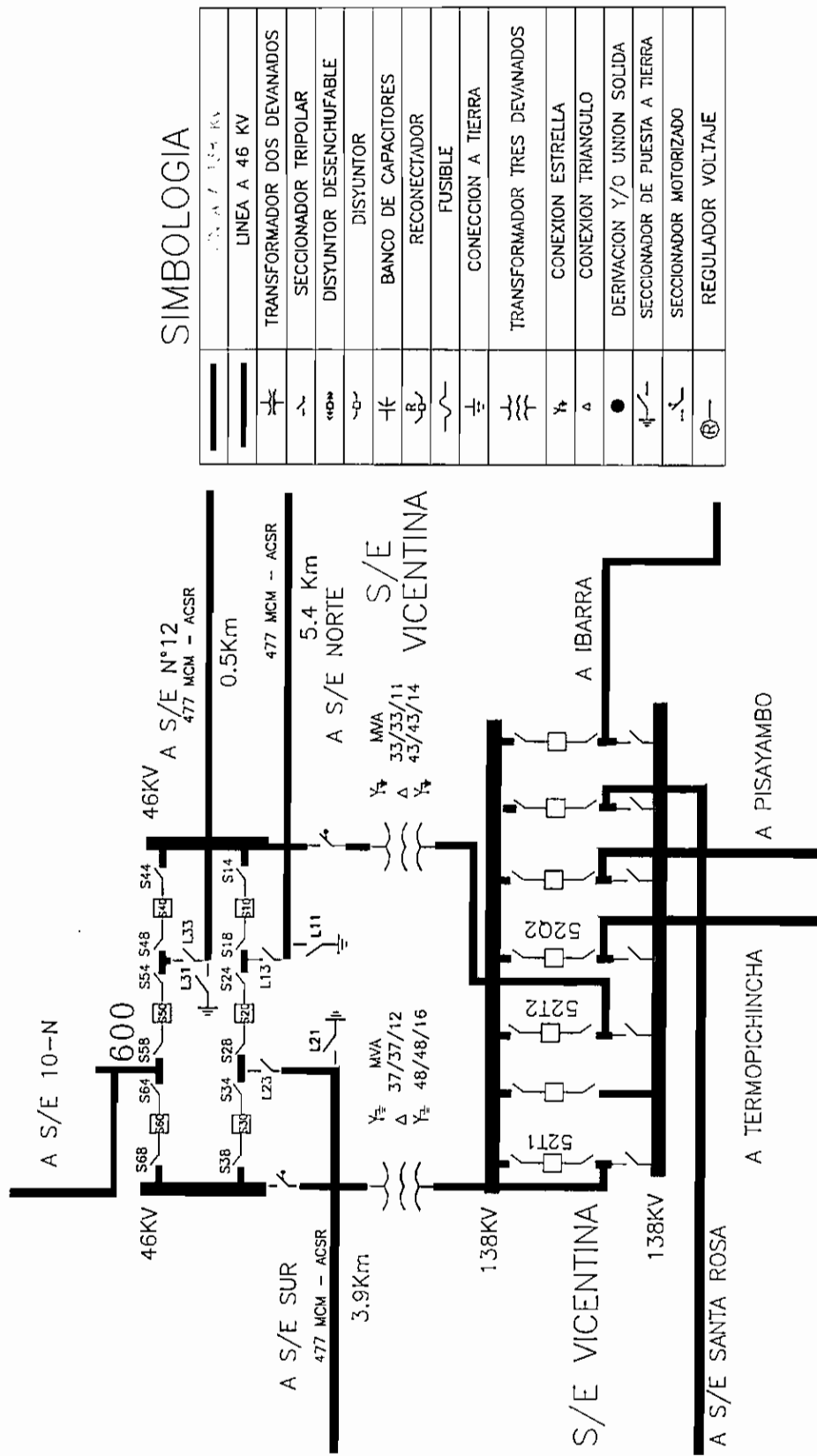


FIGURA 4.3. Diagrama unifilar de la Subestación Vicentina

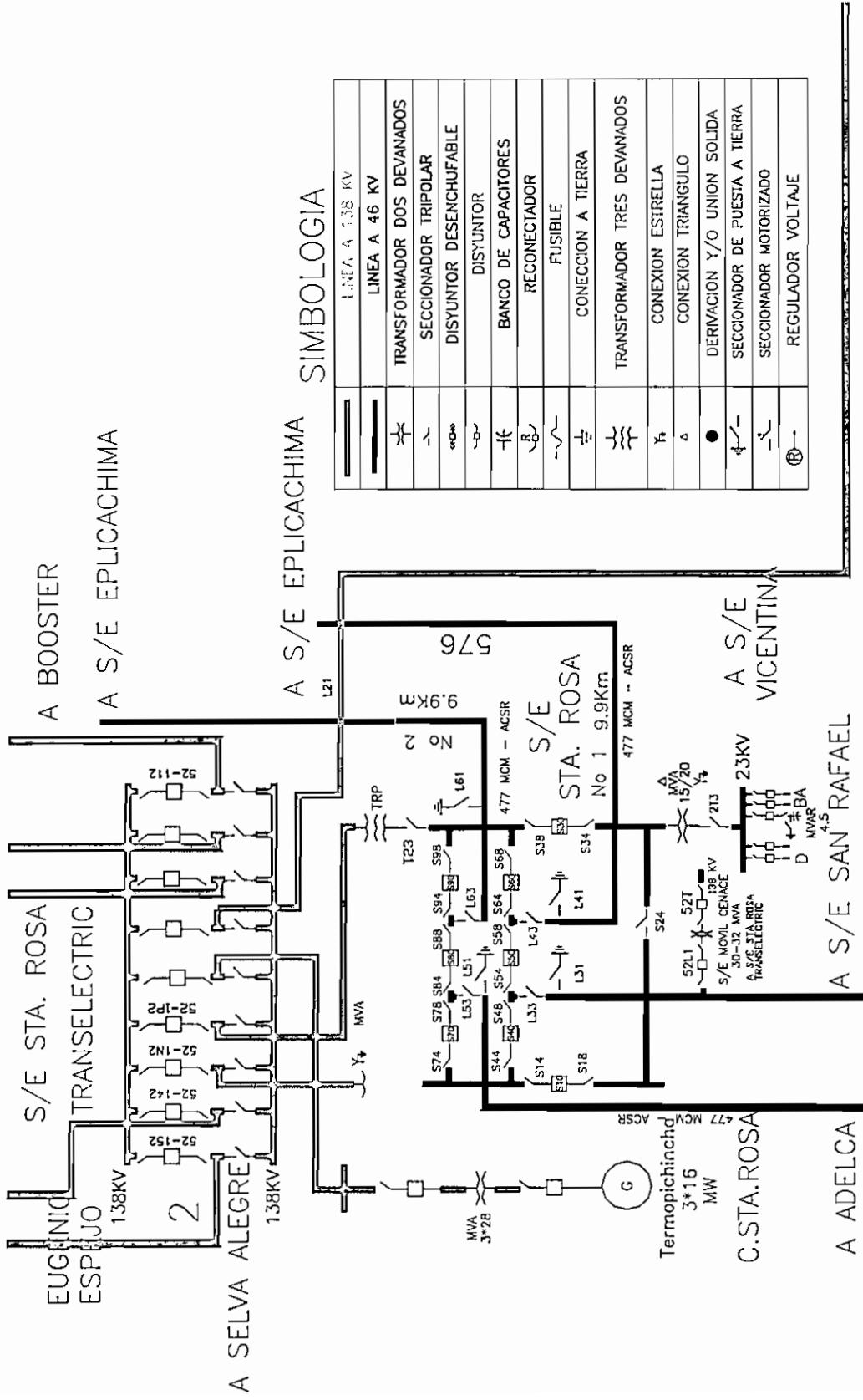


FIGURA 4.4. Diagrama unifilar de la Subestación Santa Rosa

- Mantener el sistema de subtransmisión a 46 KV existente, desarrollando nuevas líneas a este voltaje.
- Implementar y desarrollar un nuevo sistema de subtransmisión para un voltaje superior, Ej.138 KV.
- Desarrollar un sistema mixto, a 46 KV y 138 KV, mediante la implantación de un nuevo punto de transferencia de potencia del SNT al SEQ, en algún punto del Valle de los Chillos, con un transformador de 100 MVA, 138/46 KV.

Adicionalmente cuando se analiza el cambio del valor de voltaje de alimentación para esta subestación surge un grupo de alternativas, para su análisis fue necesario revisar el Sistema Eléctrico Quito tanto en 138 KV como en 46 KV para considerar los recorridos de las líneas antes mencionadas y dar algunas alternativas.

Estas propuestas implican adicionalmente aumentar la capacidad de transferencia del SNT al SEQ, en la subestación de seccionamiento C.T Guangopolo (Fig 4.2), además esta subestación posee una barra simple en 138 KV, este esquema se puede observar en la Figura 4.7, por lo tanto se debe modificar la barra simple a 138 KV, existente, por una subestación de seccionamiento configuración: barra principal y de transferencia, esta configuración se la puede observar en la Figura 4.8, con este cambio se mejora flexibilidad, seguridad, confiabilidad de la operación, protección y control de las líneas y subestaciones que se conectan en este punto.

Por el sector donde se desarrollan las alternativas se consideran los sectores por los que atravesarán las líneas de alimentación, siendo los mismos bastante poblados, esto obliga a sacar permisos de construcción en el municipio, además el momento de la construcción se presentan molestias ocasionadas a moradores del sector.

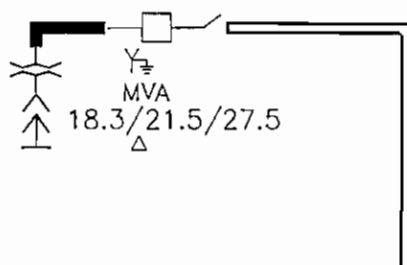


FIGURA 4.5 Sistema de configuración barra simple.

Para realizar las simulaciones de estas alternativas se toman los valores de las líneas de subtransmisión existentes a 138 KV, ya que las que se construirán son de valores de voltajes y la característica de los suelos son similares³ entonces las diferencias existentes son pequeñas.

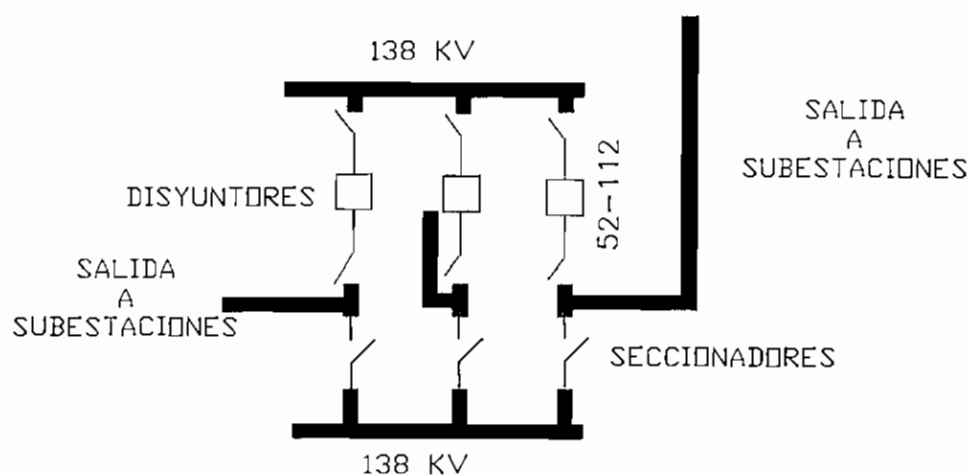


FIGURA 4.6 Sistema de configuración barra principal y barra de transferencia.

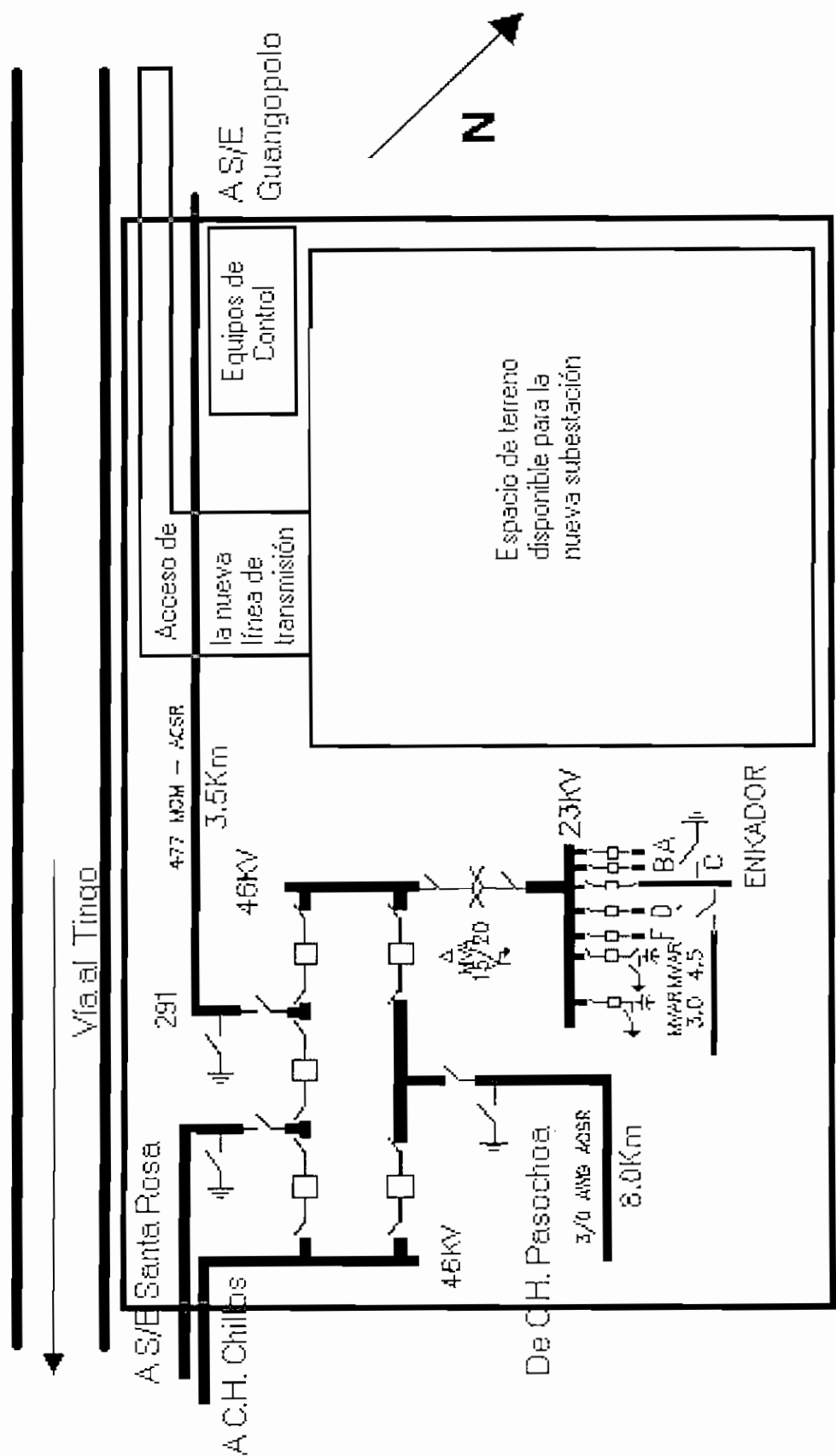
³ Datos respaldados en el Capítulo 3.

4.1 IMPLANTACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL A 138/23 KV, EN EL MISMO TERRENO DE LA SUBESTACIÓN EXISTENTE.

En este caso se debe implantar nuevos equipos requeridos en el terreno de la subestación existente, razón por la cual al realizar el diseño de la nueva subestación se debe tomar en cuenta que los equipos de control existentes en la subestación deben reubicarse al extremo noroccidental del terreno y que el acceso a la subestación de las dos líneas de transmisión a 138 KV, sea desde una estructura doble circuito en la Av. San Rafael – El Tingo tal como se observa en la Figura 4.9, adicionalmente esta alternativa debe considerar la utilización del patio de 23 KV existente para las salidas primarias.

Para esta alternativa es necesario la instalación de dos disyuntores de 138 KV, dos transformadores de 138/23 KV, 33 MVA y cuatro disyuntores de 23 KV. Para la alimentación de la nueva subestación las alternativas analizadas son:

1. Una línea de transmisión a 138 KV, simple circuito, desde la subestación San Rafael hacia la subestación Guangopolo.
2. Una línea de transmisión a 138 KV, simple circuito desde la subestación Santa Rosa y otra desde la subestación Guangopolo hacia la subestación San Rafael.



Area de la Subestación San Rafael.

FIGURA 4.7. Reubicación de los equipos existentes en la subestación San Rafael

4.1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 138 KV, SIMPLE CIRCUITO, DESDE LA SUBESTACIÓN GUANGOPOLO HACIA LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

La línea de transmisión para esta alternativa tiene una longitud de 4.7 Km, ya que partiendo desde la subestación San Rafael hacia la subestación Guangopolo se dirige por la avenida San Rafael – El Tingo también conocida como avenida Ilaló para luego de bordear la montaña, que tiene el mismo nombre de la avenida, llegar hasta la quebrada el Pingo y acometer a la subestación de seccionamiento de 138 KV en la Central Térmica Guangopolo, tal como se lo puede observar en la Figura 4.8. y en el Anexo 6.

El calibre del conductor que se debe usar es de 477 MCM – ASCR, debido a que éste, por su calibre, da mayor flexibilidad de trabajo, transporte y construcción de las estructuras de soporte, en cambio el conductor de 636 MCM –ASCR es mucho más pesado aunque sus parámetros sean mejores, además por la capacidad de Transporte que van a soportar estos conductores el mejor para este caso particular es el conductor de 477 MCM – ASCR.

4.1.1.1 Simulación de la alternativa

Para realizar la simulación de esta alternativa la Empresa Eléctrica Quito S.A. recomendó los parámetros que debían tener estas líneas, ya que por experiencia las diferencias existentes entre estos valores y los reales son pequeños.

Los resultados obtenidos en esta simulación se muestran en la Figura 4.9 y los valores tabulados se los muestra en el Anexo 6.

4.1.1.1 Análisis de la alternativa.

Esta alternativa, presenta la facilidad de la ubicación de la subestación Guangopolo, con lo cual el recorrido de esta línea de transmisión es corto, el inconveniente que se presenta para todas las alternativas independientemente de cada una, es la elevada ocupación de los terrenos que hace no muchos años atrás eran terrenos ocupados en la agricultura, y por lo tanto se tenía mayor flexibilidad para ingreso de materiales y maquinaria, lo cual en la actualidad es muy difícil, en el literal, 4.1.4, se analiza a las tras alternativas propuestas dentro del grupo para construcción a 138 KV.

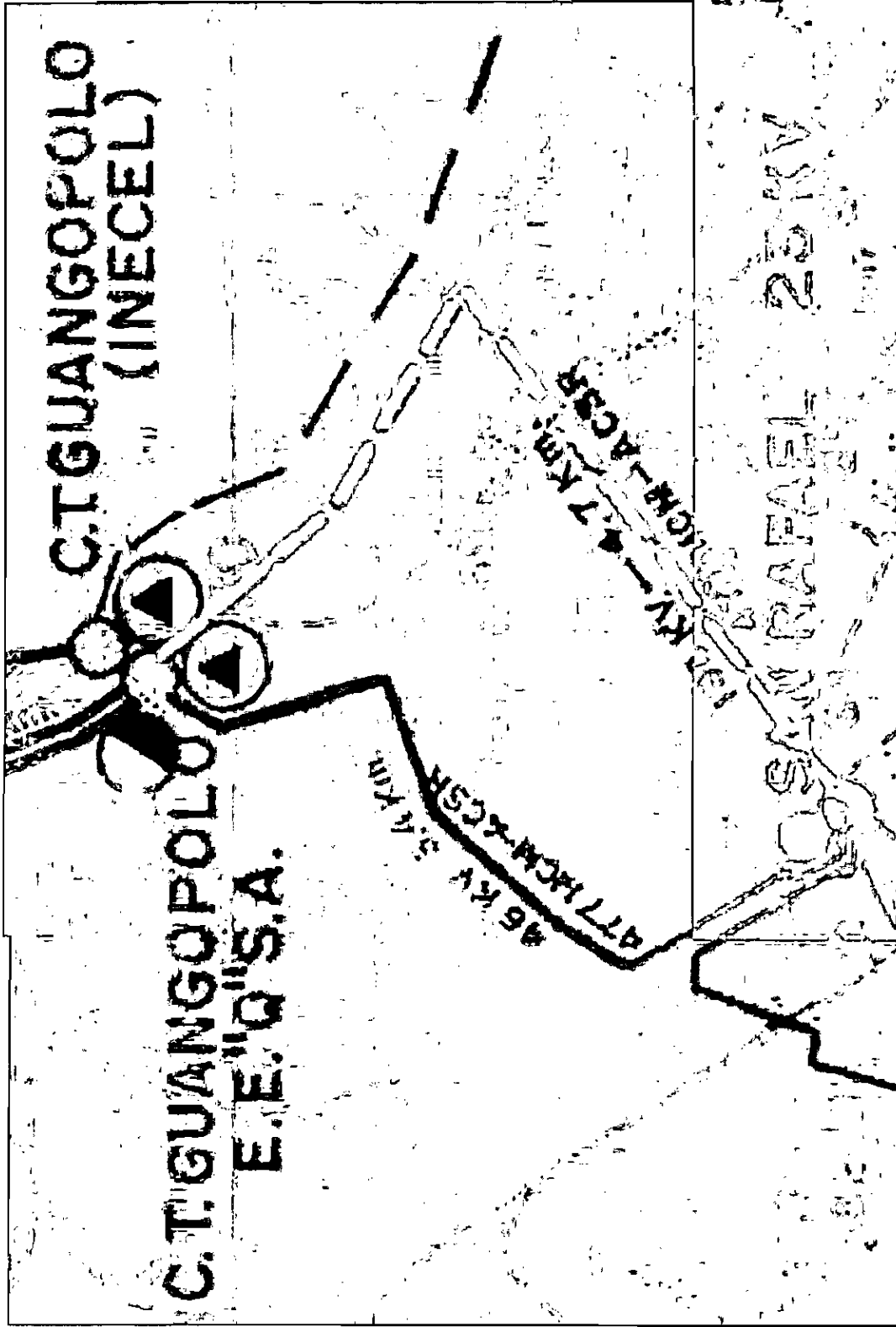


FIGURA 4.8. Recorrido de la Línea de Transmisión para la alternativa 4.1.1

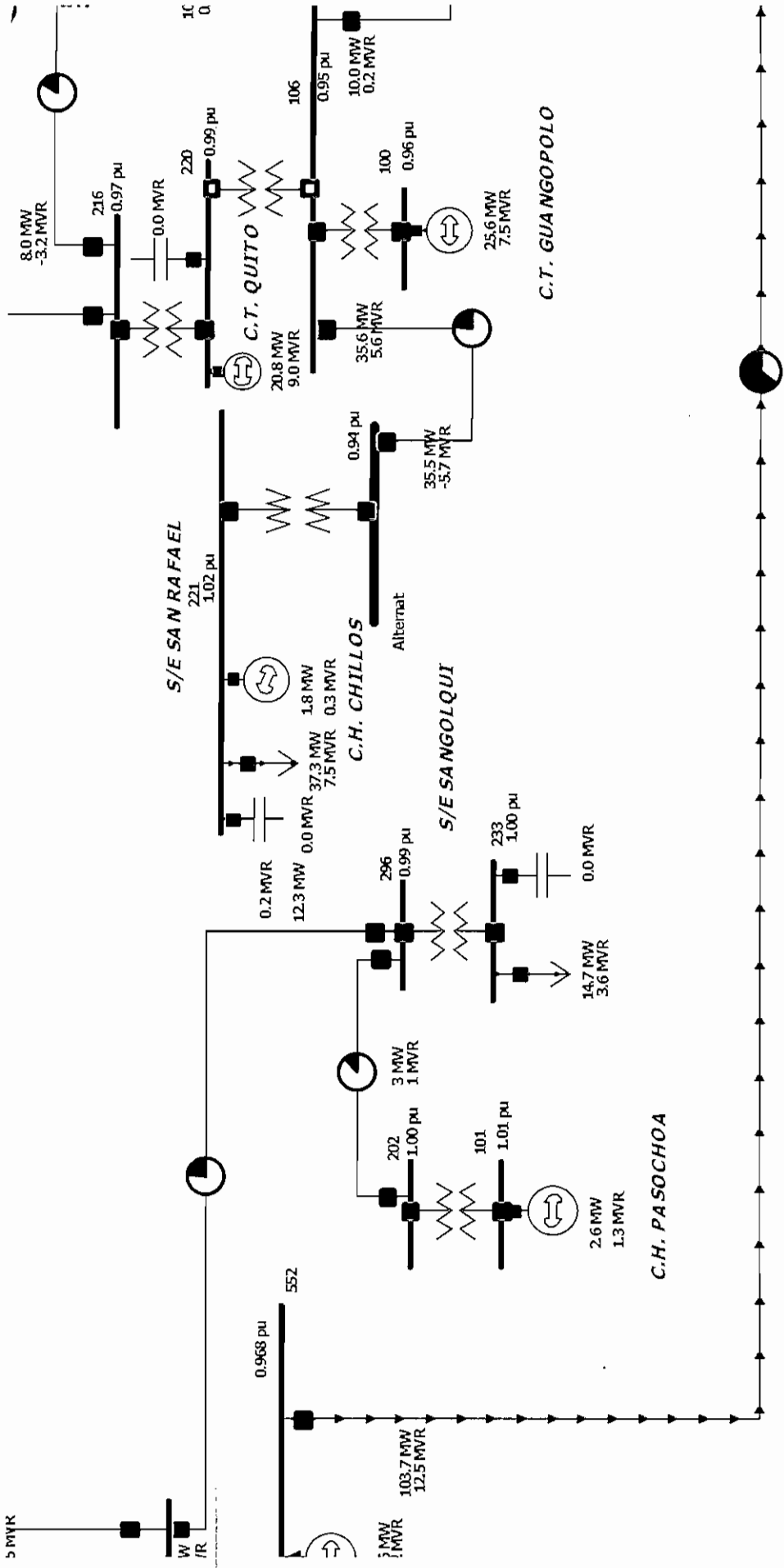


FIGURA 4.9. Resultados de la simulación para la alternativa 4.1.1

4.1.2 UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 138 KV, SIMPLE CIRCUITO, DESDE LA SUBESTACIÓN GUANGOPOLO Y OTRA DESDE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA AMBAS HACIA LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

La línea de transmisión que sale de la subestación Santa Rosa tiene una longitud de 13.5 Km. debido a que sigue la ruta de la línea de transmisión a 46 KV. Santa Rosa a San Rafael existente, llegando hasta la Av. Ijaló, para luego por esta avenida ingresar hasta la acometida de la subestación San Rafael.

La segunda línea saldrá desde la barra a 138 KV. en la Central Térmica Guangopolo siguiendo la ruta del literal 4.1.1 hasta acometer en la subestación San Rafael, esto se lo puede observar en la Figura 4.10 y en el Anexo 6.

4.1.2.1 Simulación de la alternativa

Para realizar la simulación de esta alternativa al igual que el literal anterior la Empresa Eléctrica Quito S.A. recomendó los parámetros que debían tener estas líneas, ya que por experiencia las diferencias existentes entre estos valores y los reales son pequeñas. Los resultados obtenidos en esta simulación se muestran en la Figura 4.11 y los valores tabulados se los muestra en el Anexo 6.

4.1.2.2 Análisis de la alternativa

Esta alternativa, tiene dos alimentadores para esta subestación con lo cual se tiene redundancia en la alimentación y por tanto se incrementa la confiabilidad y continuidad del servicio hacia el área de cobertura.

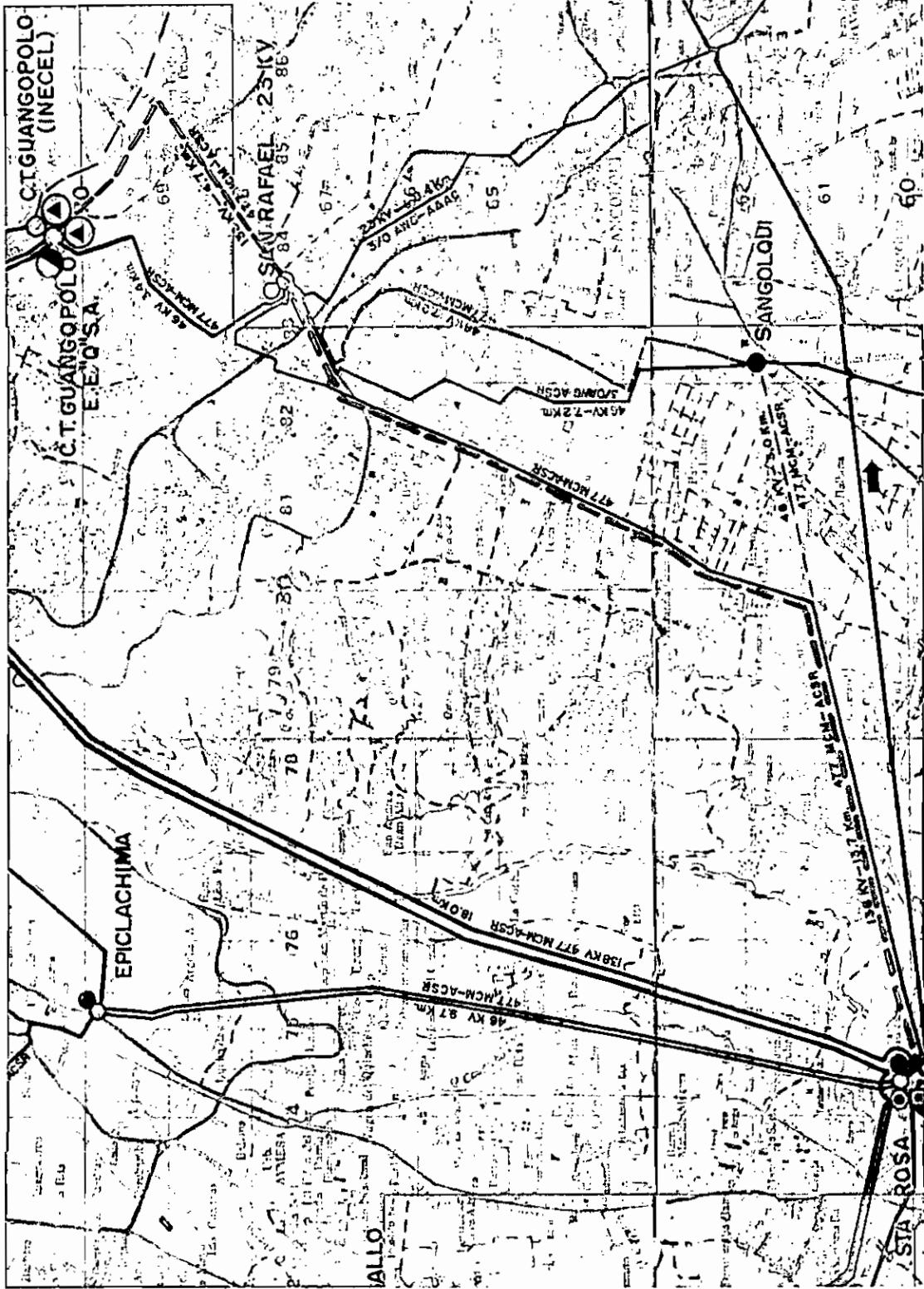


FIGURA 4.10. Recorrido de la Línea de Transmisión para la alternativa 4.1.2

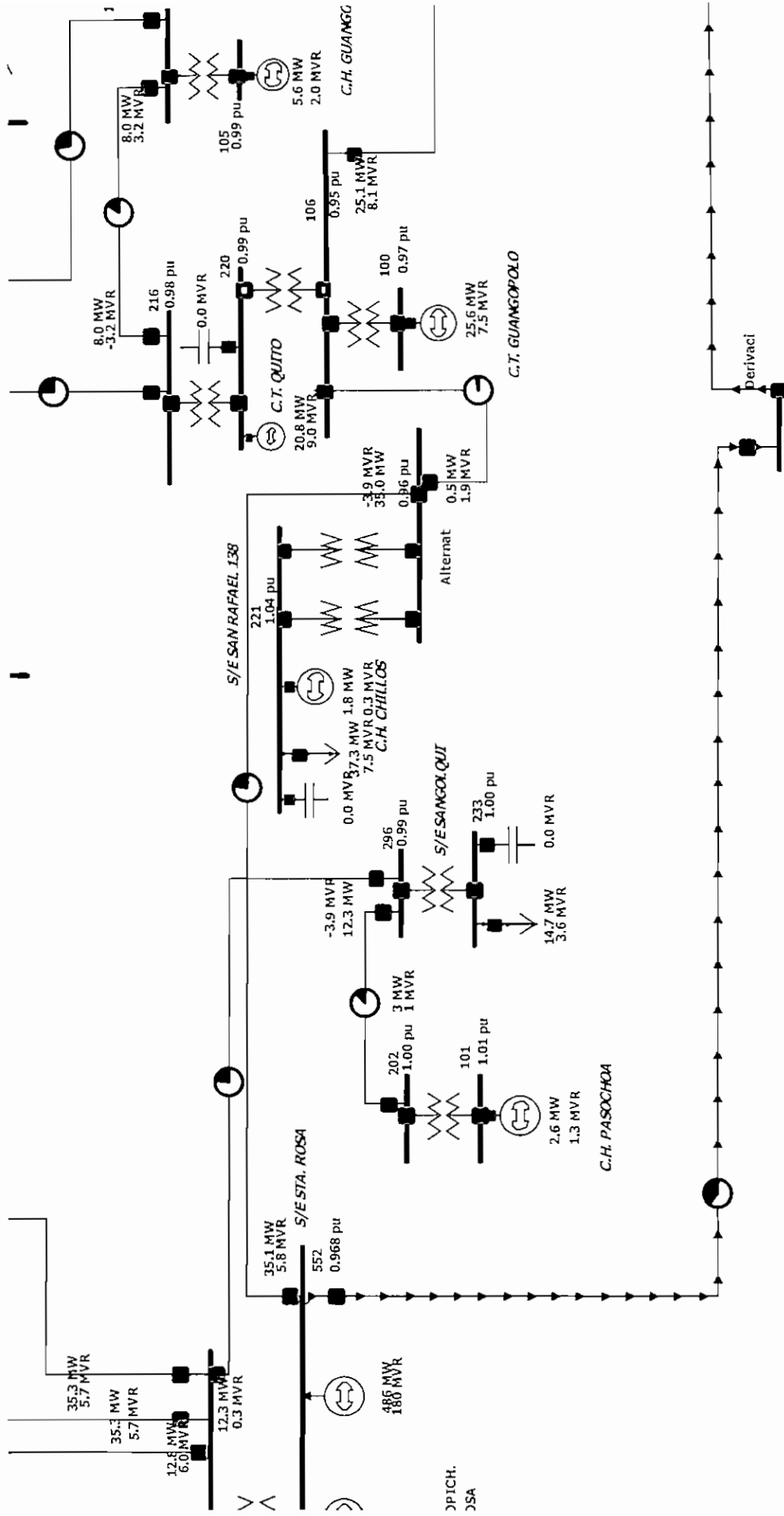


FIGURA 4.11. Resultados de la simulación para la alternativa 4.1.2

4.1.3 UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 138 KV, DOBLE CIRCUITO EN DERIVACIÓN DESDE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SANTA ROSA – VICENTINA HACIA LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

La línea de transmisión que sale de la subestación Santa Rosa hacia la subestación Vicentina es doble circuito y tiene una longitud de 18 Km, desde esta se hace una derivación doble circuito a la altura del Barrio la Luz de Conocoto, siguiendo por la quebrada Islud, hasta la autopista General Rumiñahui, continuando por esta hasta ingresar a la nueva subestación San Rafael, tal como se lo puede observar en la Figura 4.12 y en el Anexo 6, esta tendrá una longitud de 3.5 Km.

4.1.3.1 Simulación de la alternativa

Los resultados obtenidos en esta simulación se muestran en la Figura 4.13 y los valores tabulados se los muestra en el Anexo 6.

4.1.3.2 Análisis de la alternativa.

Esta alternativa presenta el inconveniente de suspender el servicio en la línea Santa Rosa-Vicentina para su acoplamiento al sistema, y las dificultades de ingreso con los materiales, maquinaria y estructuras para su ejecución, además que al tomar las dos líneas desde un mismo punto se está debilitando el sistema.

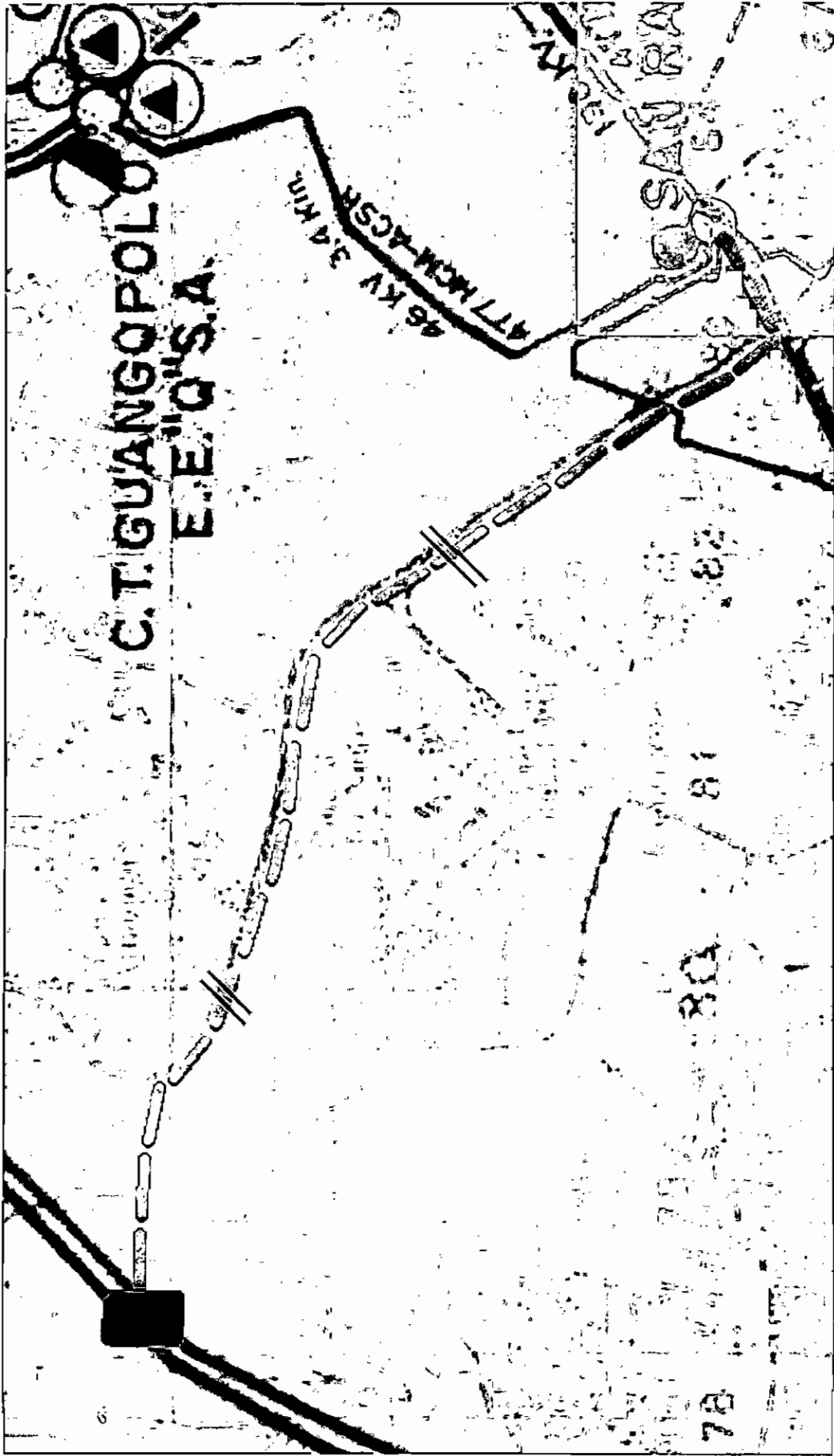


FIGURA 4.12. Recorrido de la Línea de Transmisión para la alternativa 4.1.3

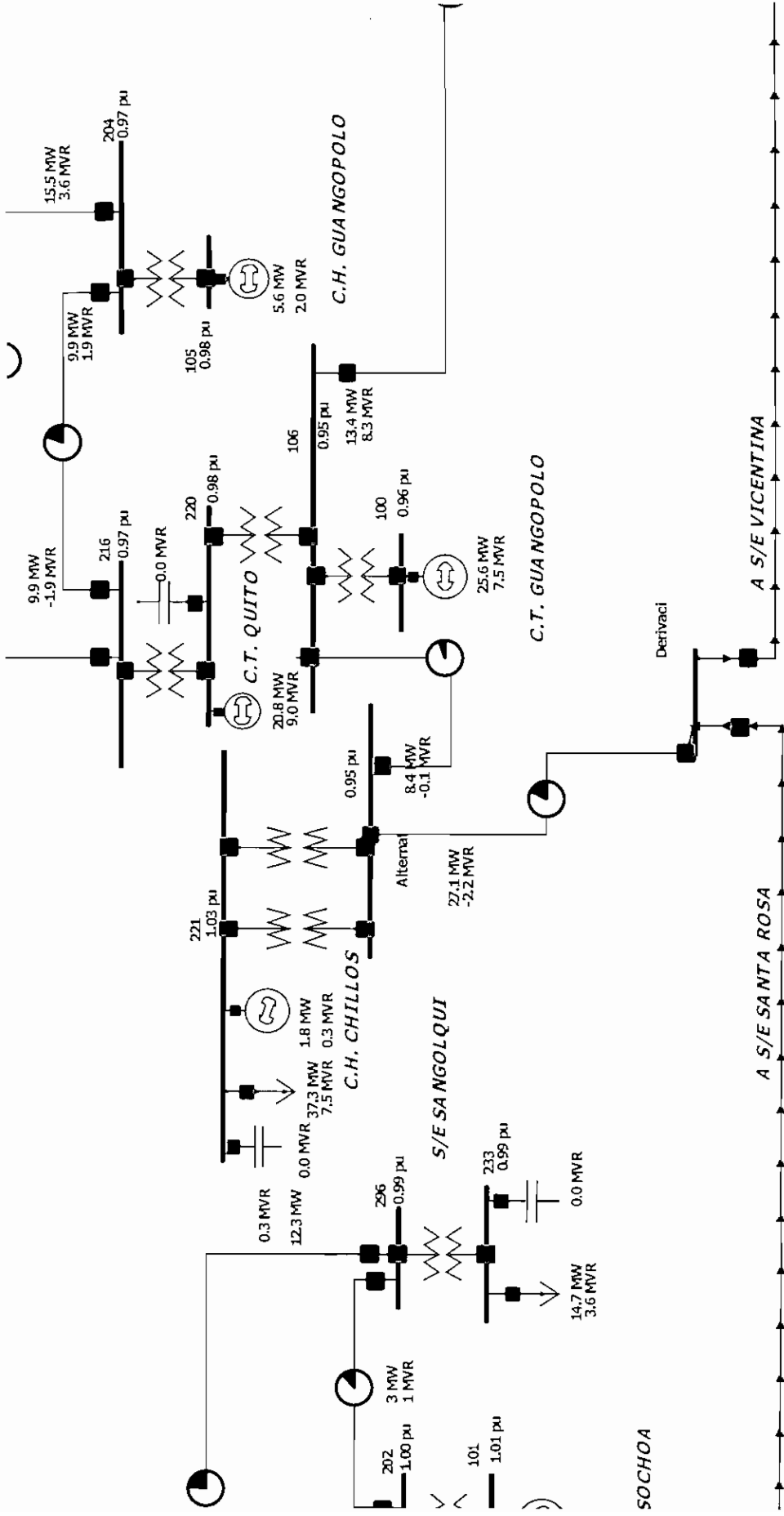


FIGURA 4.13. Resultados de la simulación para la alternativa 4.1.3

4.1.4 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS

Para cualesquiera de los casos analizados, se requiere adicionalmente la obtención de derechos de paso de los propietarios de los terrenos por donde pasarían las líneas de transmisión así como también los permisos municipales correspondientes para ocupar las aceras de las calles o avenidas, en los tramos que sean parte de las rutas escogidas para las líneas de transmisión.

Por los resultados obtenidos de las simulaciones podemos deducir que la alternativa 4.1.2 presenta mejores valores de Voltajes en las Barras de la subestación San Rafael así como en sus alrededores, también por tener una doble alimentación se garantiza en mejor forma la continuidad del servicio para el sector en caso de suscitarse alguna contingencia.

Esta solución que se plantea tiene algunos inconvenientes constructivos, entre ellos: las molestias que ocasionan los materiales de construcción necesarios que se colocan en veredas públicas, los vehículos que transportan los equipos, estructuras y el equipo humano que realiza la obra todo esto se incrementa por ser una zona bastante poblada, sin embargo, operativamente mejora los niveles de voltajes en algunas barras del sistema tal como se puede observar en los gráficos y los valores tabulados en el Anexo 6.

Los voltajes en las barras de estas subestaciones mejoran, esto implica que a los usuarios del sector tendrán un mejor servicio, la continuidad del mismo aumenta ya que se tienen dos líneas de alimentación para la subestación en estudio y para

las líneas; al mejorar el voltaje de suministro, se disminuye el valor de la corriente que circula por las mismas logrando decrementar el valor de pérdidas en los conductores, este valor puede ser tabulado mediante la ecuación $I^2.R$, que es la potencia que se pierde por el calentamiento de las líneas, siendo "I" la corriente que circula por los conductores y "R" la resistencia que presentan los mismos al paso de la corriente, esto contribuye a disminuir el nivel de pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión, por lo tanto es una solución de largo plazo y sobretodo la Subestación continua en el centro de carga perteneciente a su área de servicio.

4.2 IMPLANTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL DE 100 MVA, 138/46 KV. Y UN TRANSFORMADOR ADICIONAL DE 33 MVA, 46/23 KV., EN EL MISMO TERRENO DE LA SUBESTACIÓN EXISTENTE

Esta alternativa presupone la implantación de los nuevos equipos requeridos en la subestación San Rafael existente, el diseño de la nueva subestación confirma la validez de esta alternativa. En una evaluación preliminar se debe implantar dos disyuntores a 138 KV, un transformador de 128/46/23 KV, 60/80/100 MVA; un segundo transformador de 33 MVA, 46/23 KV, tres disyuntores a 46 KV y otros dos disyuntores a 23 KV, esto debe ser factible en el mismo espacio de terreno al extremo noroccidental.

El acceso a la subestación de las dos líneas de transmisión, debe ser desde una estructura doble circuito en la avenida San Rafael – El Tingo, de manera adicional esta alternativa considera la utilización de todos los equipos e instalaciones existentes en 46 KV y en 23 KV.

Por lo analizado en el literal 4.1, se sabe que la mejor opción para la alimentación de esta subestación es una línea de transmisión desde la Subestación Santa Rosa y otra desde la subestación Guangopolo. Para la ejecución se necesita obtener los permisos de paso de los propietarios de los terrenos por donde pasarán las líneas de transmisión y también los permisos municipales correspondientes para ocupar las aceras de calles o avenidas, en los tramos que sean parte de las rutas escogidas para las líneas de transmisión.

4.2.1 SIMULACIÓN DE LA ALTERNATIVA

Los resultados obtenidos en esta simulación se muestran en la Figura 4.14 y los valores tabulados se los muestra en el Anexo 6.

4.2.2 ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

Al hacer un análisis de los resultados se deduce que esta alternativa por tener una doble alimentación garantiza en mejor forma la continuidad del servicio para el sector en caso de suscitarse alguna contingencia.

Estas soluciones planteadas tienen algunos inconvenientes constructivos comunes para todas las alternativas propuestas, como son: las molestias que ocasionan los materiales de construcción, los vehículos que transportan los equipos, estructuras y la maquinaria. Sin embargo, operativamente sigue existiendo limitaciones en los niveles de voltajes en algunas barras a 46 KV. del sistema, también al mantener el nivel de voltaje a 46 KV. se sigue incrementando el nivel de pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión por lo tanto esta es una solución a mediano plazo, pero la ventaja que ofrece es que la subestación continúa ubicada en el centro de carga de su área de servicio.

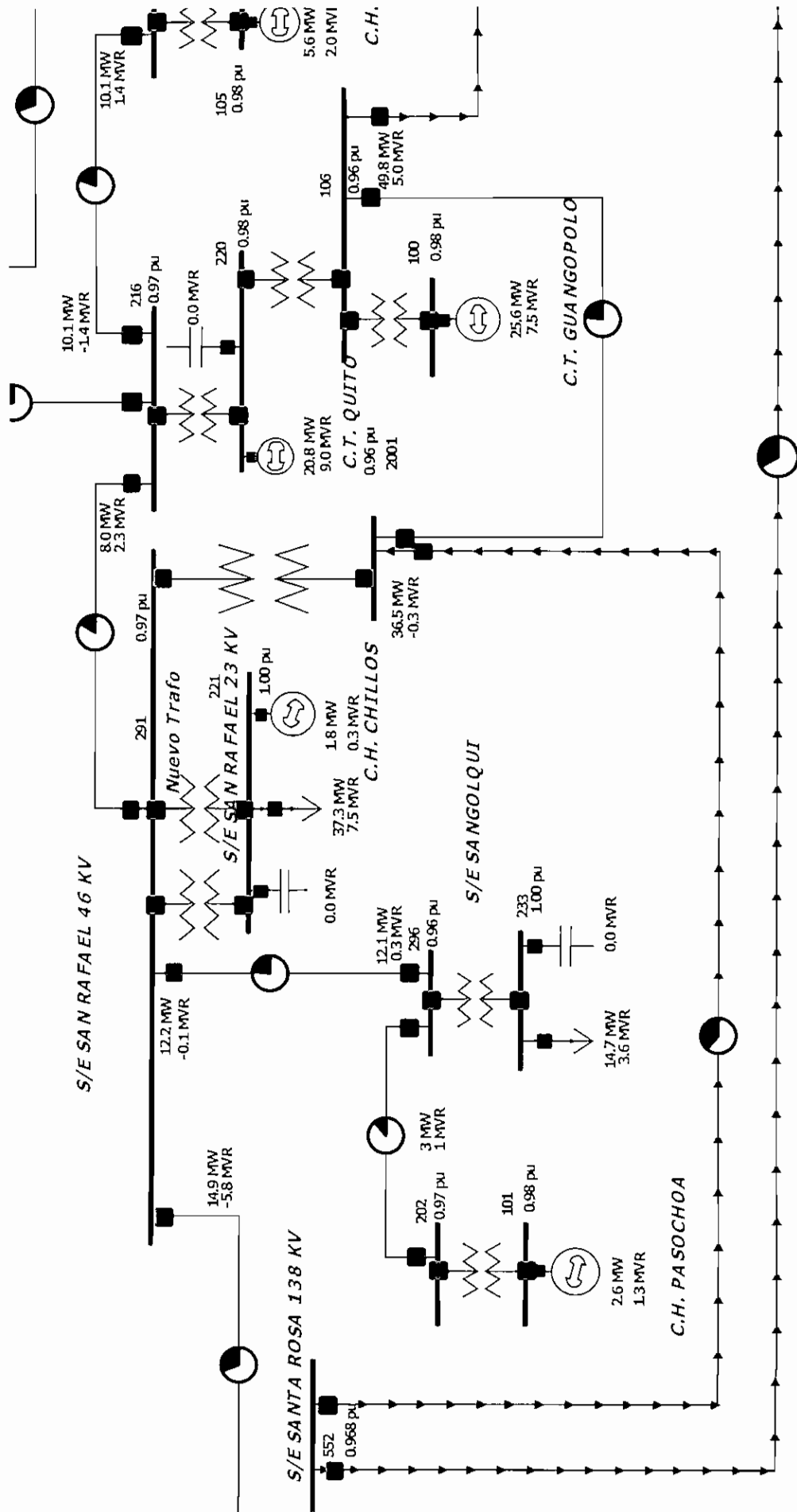


FIGURA 4.14. Resultados de la simulación para la alternativa 4.2

4.3 IMPLANTACIÓN EN LA S/E SAN RAFAEL DE UN SEGUNDO TRANSFORMADOR DE 33 MVA, 46/23 KV; Y EN GUANGOPOLO LA SUSTITUCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 27 MVA, 138/13.8 KV, POR UNO DE 100 MVA 138/46 KV.

Para esta alternativa en la subestación San Rafael se requiere instalar un transformador adicional de 33 MVA, 46/23 KV, tres disyuntores a 46 KV y dos disyuntores a 23 KV, en el espacio de terreno disponible en la subestación.

También se debe implantar las líneas de transmisión a 46 KV simple circuito con una longitud de 8 Km, desde la subestación San Sangolquí hasta la subestación San Rafael y la línea de transmisión a 46 KV simple circuito con una longitud de 11.5 Km. desde la subestación Santa Rosa hacia la subestación Sangolquí.

Adicionalmente en la subestación Guangopolo se debe implantar un transformador de 100 MVA, 138/46 KV para aumentar la transferencia del Sistema Nacional de Transmisión al Sistema Eléctrico Quito en este punto y con este transformador se sustituye al existente de 27 MVA, 138/13.8 KV.

4.3.1 SIMULACIÓN DE LA ALTERNATIVA 4.3

Los resultados de los valores en las barras, líneas de transmisión, transformadores, valores de voltajes y cargabilidad de las líneas se puede observar en la Figura 4.15. y los valores obtenidos luego de correr el flujo de potencia se los ordenó en tablas los mismos se los muestra en el Anexo 6.

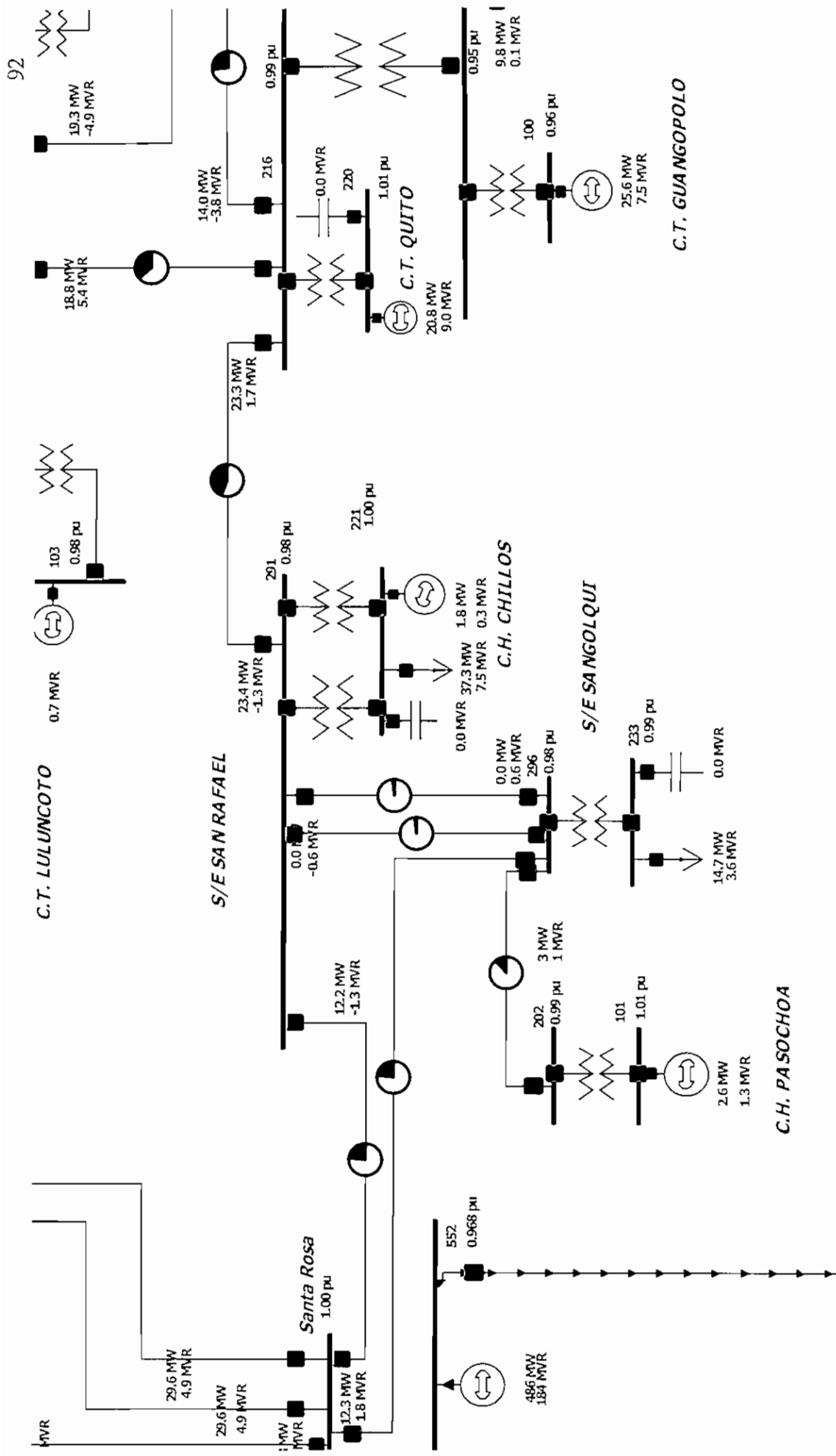


FIGURA 4.15. Resultados de la alternativa 4.3

4.3.2 ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

Al momento de instalar un transformador adicional de 33 MVA, 46/23 KV, y las posiciones de los disyuntores a 46 KV y las posiciones de los disyuntores a 23 KV, Se debe ordenar y reubicar los equipos de la subestación al noreste de la misma, pero técnicamente no es conveniente ya que luego de un tiempo determinado por la inflación de la demanda del sector, se volverá a este punto otra vez, ya que se sigue manteniendo el voltaje de 46 KV.

Cabe recalcar que al sustituir el transformador actual de la subestación Guangopolo por uno de mayor potencia y de voltaje de 138/46 KV, se incrementa la transferencia del SNT al SEQ y los costos de ingreso de pasivos por los equipos que son retirados de la subestación, sin embargo, operativamente mejora los niveles de voltajes en algunas barras del sistema tal como se puede observar en los gráficos y los valores tabulados en el Anexo 6, pero el hecho que se incremente el anillo a 46 KV esto implica radicalmente que el nivel de pérdidas eléctricas del sistema de subtransmisión se incremente, por lo tanto es una solución de mediano plazo pero la S/E continua en el centro de carga perteneciente a su área de servicio.

Luego de obtener las diferentes alternativas se realiza su análisis económico, pero esto se lo hace en el siguiente Capítulo 5.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Los cambios propuestos en el capítulo anterior, se plantearon con el fin que el sistema operativo satisfaga de manera óptima el sistema y la operación cumpla con los requerimientos mínimos de calidad de energía establecidos por el ente regulador.

La adición de equipos eléctricos y los cambios en las subestaciones se han sugerido con el fin de mejorar las condiciones operativas del sistema, y para esto se han utilizado conceptos y criterios técnicos de ingeniería de distribución los cuales fueron evaluados mediante el programa computacional POWERWORLD.

La evaluación de este proyecto se la realiza bajo una perspectiva económica y social, porque se considera la relación Beneficio / Costo para con ello decidir si la alternativa propuesta es rentable.

La relación costo Beneficio / Costo es usada porque es una metodología muy conocida en el ámbito latinoamericano, es el recomendado por los organismos internacionales de crédito, los cuales financian en alta proporción los proyectos para el sector eléctrico.

El análisis económico está orientado a determinar el beneficio que tendrá la Empresa Eléctrica Quito S.A. debido a la reducción de pérdidas, confiabilidad, energía comprada, potencia remunerada y la cobertura para mayor demanda al

sector, una vez que considere los cambios, en este punto se analizarán los siguientes casos:

Caso A.- Una línea de transmisión a 138 KV, simple circuito, desde la subestación Guangopolo y otra desde la SUBESTACIÓN Santa Rosa ambas hacia la subestación San Rafael y cambios en la subestación actual para implementar al sector de 138 KV.

Caso B.- Implantación de la subestación San Rafael 100 MVA, 138/46 KV. y un transformador adicional de 33 MVA, 46/23 KV., en el mismo terreno de la subestación existente.

Caso C.- Implantación en la S/E San Rafael de un segundo transformador de 33 MVA, 46/23 KV; y en Guangopolo la sustitución del transformador de 27 MVA, 138/13.8 KV, por uno de 100 MVA 138/46 KV.

Los resultados de las pérdidas de potencia al correr los flujos de carga en el programa computacional, se resumen en la Tabla 5.1, debido a la magnitud de datos en el Anexo 3 se indican para el estado actual y el año horizonte.

Para calcular el ahorro de energía se utiliza el factor de pérdidas determinado anteriormente y las pérdidas de potencia a demanda máxima obtenidas de la corrida de flujos de carga en el Powerworld.

TABLA 5.1 EXTRACTO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA AL 2006

	CASO A		CASO B		CASO C	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
Total generado	593.22	191.75	594.51	197.9	593.78	105.40
Total carga	587.80	196.50	587.80	196.50	587.80	196.50
Total Capacitores		191.58		188.54		190.61
Total pérdidas	5.42	127.91	5.98	126.99	6.71	128.46
% de pérdidas		0.913%		1.011%		1.128%
Existencia de Barras con problemas de voltaje	No existen		No existen		No existen	

TABLA 5.2 DIFERENCIA DE POTENCIA Y ENERGÍA ENTRE ALTERNATIVAS

	Sin Cambios		Alternativa 4.1.2		Alternativa 4.2		Alternativa 4.3	
	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
Total	10500	18223,275	5420	9406,681	5980	10378,589	6710	11645,5405
Diferencia	0	0	5080	8816,594	4520	7844,686	3790	6577,7345

5.1 CÁLCULO DE COSTOS

Para la evaluación económica no se toman en cuenta los costos que representan la construcción civil de la subestación, ya que esta no juega un papel preponderante, aparte de eso, la disponibilidad de recursos en este proyecto implica el ahorro para la empresa eléctrica, ya que los aisladores, transformadores, disyuntores, que se tienen en la actualidad se los puede ingresar

como repuestos y equipos para las subestaciones restantes de la Empresa Eléctrica a 46 kV, todos los datos utilizados se los muestra en el Anexo 6.

Luego de analizadas las alternativas y de haber hecho la evaluación de presupuesto para su ejecución se escogerá la solución técnico-económica más viable para este caso particular, tomando en cuenta las pérdidas, la cargabilidad de las líneas lo que ocasionan en las líneas grandes diferencias debido a que este parámetro es significativo a largo plazo.

TABLA 5.3. CÁLCULO DE PRESUPUESTO PARA ALTERNATIVA 4.1.2

Alternativa 1.- S/Es San Rafael 66 MVA,138/23 KV							
Descripción	Año	MVA	Km.-L/T	Disy.46 KV	Disy.138 KV	Disy. 23 KV	Presup. USD
Transformador para la S/E San Rafael 138/23 KV-	2010	66			2		1965236
BP & ST en S/E C.T. Guangopolo	2010			1	1		652000
L/T 46 KV. Santa Rosa - Sangolquí, 1c	2010		3	1			534000
L/T 46 KV. Sangolquí - San Rafael, 1c	2010		8				752000
L/T 138 KV, San Rafael-Guangopolo, 1c	2010		4.5		1		805000
L/T 138 KV, Santa Rosa - San Rafael, 1c	2010		13.5		1		1615000
Disyuntor 23 KV completo	2010					4	720000
Lote seccionadores, estructuras, cables de control	2010	6					480000
							6771236

TABLA 5.4. CÁLCULO DE PRESUPUESTO PARA ALTERNATIVA 4.2

Alternativa 2.- S/Es San Rafael 100 MVA,138/46 KV							
Descripción	Año	MVA	Km.-L/T	Disy.46 KV	Disy.138 KV	Disy. 23 KV	Presup. USD
Transformador para la S/E San Rafael 138/46 KV	2010	100			2		1658034
Transformador para la S/E San Rafael 46/23 KV	2010	33		3			1211748
L/T 138 KV, San Rafael-Guangopolo	2010		4.5		1		805000
L/T 138 KV, Santa Rosa - San Rafael	2010		13.5		1		1615000
L/T 46 KV. Sangolquí - San Rafael	2010		8				752000
BP & BT en S/E C.T. Guangopolo	2010				1		400000
Disyuntor 23 KV completo	2010					2	360000
Lote seccionadores, estructuras, cables de control	2010	6					480000
							6529782

TABLA 5.5. CÁLCULO DE PRESUPUESTO PARA ALTERNATIVA 4.3

Alternativa 3.- S/Es San Rafael 66 MVA, 46/23 KV; Guangopolo 100 MVA, 138/46 KV.							
Descripción	Año	MVA	Km.-L/T	Disy.46 KV	Disy.138 KV	Disy. 23 KV	Presup. USD
Transformador para la S/E San Rafael 46/23 KV	2010	33		2		2	1319748
Transformador para la S/E Guangopolo 138/46 KV	2010	100		1			1110034
L/T 46 KV, Sangolquí - San Rafael	2010		8				752000
L/T 46 KV, Santa Rosa - Sangolquí	2010		11.5	2			1585000
BP & BT en S/E C.T. Guangopolo	2010				1		400000
Disyuntor 23 KV completo	2010					2	360000
Lote seccionadores, estructuras, cables de control	2010	6					480000
							5254782

TABLA 5.6 GASTOS DE INVERSIÓN

	Alternativa 4.1.2	Alternativa 4.2	Alternativa 4.3
USD	6771236	6529782	5254782

5.2 BENEFICIOS PARA LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

La reducción del nivel de pérdidas de potencias así como el ahorro en inversiones representan los beneficios que tendrá la EEQSA.

5.2.1 AHORRO POR INVERSION

El ahorro que se puede tener por concepto de inversiones en un sistema de distribución de potencia, por conceptos de subestaciones, líneas de subtransmisión y primarios, tiene un costo de 300 USD por KW, según estudios realizados por el OLADE ³

Con los valores indicados en la tabla 5.2, se tiene el siguiente ahorro por inversión.

TABLA 5.7 AHORRO POR INVERSIÓN

	Alternativa 4.1.2	Alternativa 4.2	Alternativa 4.3
USD	1524000	1356000	1137000

5.2.2 AHORRO POR ENERGÍA

Los precios por concepto de pago por tarifa de transmisión, por energía comprada al mercado ocasional y por potencia remunerada, fueron valores provistos por la Empresa Eléctrica Quito S.A. y tomados de la factura entregada por el CENACE correspondiente al mes de Noviembre 2002, con estos valores se determina el ahorro por potencia y energía.

TABLA 5.8 AHORRO ANUAL DE ENERGÍA

	Sin Cambios		Alternativa 4.1.2		Alternativa 4.2		Alternativa 4.3	
	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)
Total	10500	18223,275	5420	9406,681	5980	10378,589	6710	11645,5405
Diferencia (Ahorro)	0	0	5080	8816,594	4520	7844,686	3790	6577,7345
Total Pérdidas como 5,82¢/kWh		0,0582	4494981,752		3999471,953		3353539,536	

Estos ahorros por inversión se los trasladan a valor presente considerando una tasa de descuento del 12 % y un tiempo de vida útil del proyecto de 15 años, para lo cual se utiliza la siguiente expresión:

$$VP = A \frac{\{(1+i)^n - 1\}}{i * (1+i)^n}$$

Donde:

VP = Valor presente

A = Anualidades

I = Interés

N = Número de años

Al reemplazar los valores de los correspondientes datos en la expresión se obtiene los valores presentes para cada uno de los casos analizados.

TABLA 5.9 RELACIÓN COSTO/ BENEFICIO

	Alternativa 4.1.2	Alternativa 4.2	Alternativa 4.3
Valor Presente del ahorro anual	36400997,29	32388288,93	27157436,96
Ahorro por inversión	1524000	1476000	1137000
Valor de inversión	6771236	6529782	5254782
Relacion Costo/ Beneficio	5,60089728	5,186128562	5,384512042

Esta relación indica que para la Alternativa 4.1.2, por cada dólar invertido se obtiene 5.6 USD de beneficio para la empresa.

De igual manera para la Alternativa 4.2, por cada dólar invertido se obtiene 5.18 USD de beneficio para la empresa.

De igual manera para la Alternativa 4.3, por cada dólar invertido se obtiene 5.38 USD de beneficio para la empresa.

Por lo que podemos decir que la empresa va a obtener mayor rentabilidad con la alternativa 4.1.2, pero en si todas las soluciones planteadas son factibles de realizarlas. -

Luego de terminado el análisis de las diferentes propuestas descritas y, sobre todo, después de tener una opción ya determinada para este caso en estudio, es posible llegar a las conclusiones que a continuación se indican.

6.1 CONCLUSIONES

- Luego de realizado y analizado el estudio se determina que la alternativa que incluye la una línea de transmisión a 138 KV, simple circuito, desde la subestación Guangopolo y la otra desde la subestación Santa Rosa, ambas hacia la subestación San Rafael, es la que tiene mejores perfiles tanto técnicos como económicos para este estudio.
- La incorporación de la subestación San Rafael en 138 kV y los cambios previstos en la red de subtransmisión se logran las mejoras substanciales en las condiciones operativas del sistema, esto se refleja a través de los correspondientes perfiles de voltaje y niveles de pérdidas que se obtuvieron en los respectivos flujos de carga, por lo que cumplen con las expectativas planeadas.
- Una vez realizado el estudio para cambiar el voltaje de alimentación de la subestación San Rafael y tomando en cuentas las tasas de crecimiento del

sector y las cargas especiales del mismo en función de sus respectivos planes de expansión se concluye que las expectativas planteadas, con respecto a este inconveniente, garantizan una adecuada calidad de servicio tanto en nivel de voltaje como en reducción de pérdidas al sector de cobertura.

- Al realizar los análisis de las redes de subtransmisión o distribución se concluye que la base fundamental para reducir las pérdidas técnicas es encontrando el equilibrio entre los parámetros de funcionamiento tales como niveles de voltaje, límites térmicos en los conductores el beneficio económico para la empresa.
- Las cargas industriales identificadas con un bajo factor de potencia implican a solucionar estos parámetros con la instalación de capacitores Shunt en los sitios donde se concentran estas cargas, por lo tanto la EEQSA debe buscar mecanismos para incentivar a este tipo de consumidores con el fin de cumplir con las normas establecidas por el CONELEC, logrando de esta manera una reducción de pérdidas del sistema y evitando penalizaciones por estos incumplimientos por parte de la empresa.
- Una coordinación de todas las áreas involucradas en el proceso tales como diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema son prioritarias para un estudio eficiente de ingeniería siendo esto un factor determinante en el desarrollo de las empresas eléctricas ya que estos sistemas de distribución son dinámicos y necesitan un seguimiento continuo.

- Con este proyecto se concluye que la solución técnica y económica más viable y no necesariamente es la más económica, ya que como se puede observar en las tablas de presupuestos, existen alternativas que a pesar de tener el mismo alcance técnico tienen un valor menor, estas ventajas deben ser evaluadas utilizando las amortizaciones para observar la diferencia económica futuras,
- Para la ejecución de una determinada obra es primordial realizar un estudio previo para con este determinar factibilidades, costos afectación que puedan tener una vez ejecutados, para poder evitar mal gastar tiempo, esfuerzo y dinero en un proyecto que no rinda los réditos económicos que debería por el nivel económico invertido.
- Una Conclusión preponderante es que los programas computacionales no pueden dar la solución a tal o cual evento que se suscite, sino primero deben ser un respaldo para las soluciones que se planteen, ya que una solución implica que se valore ventajas y desventajas de la misma sin necesidad de hacer las inversiones económicas para comprobar los resultados que estas puedan arrojar.

6.2 RECOMENDACIONES

La experiencia adquirida durante este proyecto, permite emitir las recomendaciones siguientes.

- Se recomienda la construcción de la solución planteada en este estudio para evitar molestias posteriores, tanto en sobrecargas en las líneas como en caso de suscitarse contingencias en estas líneas, y de esta manera se precautelará la estabilidad y calidad de servicio en la zona del valle de los Chillos.
- Se recomienda la construcción de las líneas de alimentación hacia la subestación San Rafael para con esto cerrar el anillo a 138 KV, de la Empresa Eléctrica Quito S.A, ya que esto permite que la confiabilidad y estabilidad del sistema se incremente substancialmente
- Se recomienda que al utilizar programas computacionales para realizar simulaciones de los sistemas en las diferentes situaciones que pueden suscitarse es conveniente a los resultados obtenidos hacer una análisis para de esta manera determinar si los mismos son coherentes, ya que muchas veces un error en el ingreso de los valores pueden inducir a obtener resultados ambiguos.

- Para este caso particular en el que se determina el recorrido de las nuevas líneas por lo tanto se recomienda tener el respaldo de un plano geográfico de la zona en estudio, para determinar zonas de afectación discutir sobre varias rutas alternativas razón por la cual se adjunta una copias del plano que se utilizó para este propósito.
- Para simulaciones se recomienda seguir un orden metodológico de los procesos sugeridos por los diseñadores de los programas, ya que con esto se está garantizando la calidad de los resultados que se puedan obtener además de prevenir futuros errores.
- Se recomienda que los proyectos tengan una orientación práctica y que mejor si se trata sobre la solución de problemas concretos hacia la industria o empresas, con esto se alcanza las experiencias que se pueden obtener de este tipo de trabajos la misma que es invaluable para el ingeniero que empieza a abrirse campo en su profesión.

ANEXO 1

**Evolución de la demanda y equipamientos de
subestaciones desde 2.003 a 2.0015**

EMPRESA ELÉCTRICA OUITO SA.
 DIR./PLANIFICACION/OPTIMIZACION SEP
 EVOLUCION DE LA DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DE SEP, 2003-2015

ESQUEMA OPTIMISTA

SUBESTACIONES	2003		2004							2005							2006							2008				
	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	RELAC. KV/KV	MVA	MW	MVAR	F(PU)	FU(%)	TASA (%)	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SRI TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO 2004	FU(%)	TASA (%)	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SRI TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO 2005	FU(%)	TASA (%)	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SRI TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO 2006	FU(%)	TASA (%)	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SRI TRANS MVA
STA. ROSA 46 KV:			148.4	141.5	141.2	0.937	71.7	2.75	206.9	148.4	148.4	103.4	106.5	103.4	206.9	154.0	154.0	107.3	110.5	74.3	208.9	159.8	159.8	107.3	110.5	74.3	208.9	159.8
2 - Lulucoito	22.5	486.3	6.8	6.2	2.3	0.937	53.1	2.75	12.9	6.8	6.8	6.4	2.4	12.9	7.0	7.0	6.6	2.4	56.1	13.2	13.2	13.2	13.2	6.6	2.4	56.1	13.2	
2 - Chumbacillo	7.5	486.3	4.2	4.0	1.1	0.944	55.4	3.75	7.5	4.3	4.3	4.2	1.1	7.5	4.5	4.5	4.3	1.2	59.7	3.75	7.5	7.5	7.5	4.3	1.2	59.7	3.75	
4 - Chumbacillo	20.0	486.3	15.4	14.5	5.0	0.944	76.8	3.50	20.0	15.9	15.9	15.0	5.2	20.0	16.5	16.5	15.6	5.3	82.3	3.50	20.0	20.0	20.0	15.6	5.3	82.3	3.50	
6 - Escuela Suero	6.3	486.3	3.9	3.9	1.4	0.938	66.9	1.85	6.3	4.3	4.3	3.9	1.5	6.3	4.3	4.3	4.3	1.5	69.3	1.85	6.3	6.3	6.3	4.3	1.5	69.3	1.85	
8 - La Marin	10.0	486.3	5.8	5.5	2.0	0.938	68.2	1.85	10.0	5.9	5.9	5.6	2.1	10.0	6.0	6.0	5.9	2.1	70.3	1.85	10.0	10.0	10.0	5.9	2.1	70.3	1.85	
21 - Epilachina	40.0	4823	34.1	32.9	9.1	0.944	85.3	4.50	53.0	35.7	35.7	34.4	9.5	53.0	37.3	37.3	35.9	9.9	70.3	4.50	53.0	53.0	53.0	35.9	9.9	70.3	4.50	
37 - Santa Rosa	20.0	4823	13.1	12.4	4.2	0.944	85.3	5.00	20.0	13.8	13.8	13.1	4.4	20.0	14.5	14.5	13.7	4.6	72.3	5.00	20.0	20.0	20.0	13.7	4.6	72.3	5.00	
27 - San Rafael	40.5	4823	29.6	28.4	8.5	0.938	77.7	7.00	40.5	31.7	31.7	30.4	9.1	40.5	33.9	33.9	32.5	9.7	83.8	7.00	40.5	40.5	40.5	32.5	9.7	83.8	7.00	
C. H.T.O.S CHILLOS	2.0		1.8	1.8	0.3	0.990			2.0	1.8	1.8	1.8	0.3	2.0	1.8	1.8	1.8	0.3			2.0	2.0	2.0	1.8	0.3			
55 - Sampaquí	20.0	4823	17.2	16.6	4.7	0.962	86.0	4.75	20.0	18.0	18.0	17.4	4.9	20.0	18.9	18.9	18.2	5.2	94.4	4.75	20.0	20.0	20.0	18.2	5.2	94.4	4.75	
34 - Machachi	20.0	4823	11.4	11.0	2.9	0.963	58.8	4.00	20.0	11.8	11.8	11.4	3.0	20.0	12.3	12.3	11.9	3.1	61.5	4.00	20.0	20.0	20.0	11.9	3.1	61.5	4.00	
C. H. LA CALERA	2.0		0.9	0.8	0.4	0.899	44.5		2.0	0.9	0.9	0.8	0.4	2.0	0.9	0.9	0.8	0.4	44.5		2.0	2.0	2.0	0.9	0.4	44.5		
DEM. COINC.	200.8		151.6	135.4	41.2				211.8	148.2	148.2	141.8	43.1		155.2	155.2	155.2	148.4	45.0		211.8	211.8	211.8	148.4	45.0		211.8	182.5
S. ALEGRE 46 KV:	100.0		75.0	74.0	12.0	0.967	75.0		100.0	72.3	72.3	71.5	72.3		200.0	200.0	200.0	188.4	72.3		200.0	200.0	200.0	188.4	72.3		200.0	162.5
3 - Barrio Nuevo	20.0	486.3	17.4	16.8	4.5	0.956	87.2	3.75	20.0	18.1	18.1	17.5	4.7	20.0	18.8	18.8	18.6	4.9	93.9	3.75	20.0	20.0	20.0	18.6	4.9	93.9	3.75	
3 - Barrio Nuevo	20.0	486.3	6.9	6.5	2.5	0.934	34.7	2.75	20.0	7.1	7.1	6.7	2.5	20.0	7.3	7.3	7.3	2.6	36.6	2.75	20.0	20.0	20.0	7.3	2.6	36.6	2.75	
9 - San Roque	10.0	486.3	13.2	12.7	3.6	0.962	66.2	1.85	10.0	13.5	13.5	13.0	3.7	10.0	13.7	13.7	13.7	3.8	68.7	1.85	10.0	10.0	10.0	13.7	3.8	68.7	1.85	
7 - Mira Flores	10.0	486.3	6.9	6.7	1.6	0.972	68.6	2.50	10.0	7.0	7.0	6.8	1.7	10.0	7.2	7.2	7.2	1.7	72.1	2.50	10.0	10.0	10.0	7.2	1.7	72.1	2.50	
53 - Perez Guerrero	20.0	486.3	8.5	8.2	2.2	0.958	43.9	3.50	20.0	9.1	9.1	8.8	2.3	20.0	9.4	9.4	9.4	2.3	47.0	3.50	20.0	20.0	20.0	9.4	2.3	47.0	3.50	
11 - Belzario Cuervo	10.0	486.3	9.8	9.4	2.8	0.959	88.2	3.00	10.0	10.1	10.1	10.0	3.1	10.0	11.2	11.2	11.2	3.2	112.4	3.00	10.0	10.0	10.0	11.2	3.2	112.4	3.00	
13 - Granda Centeno	20.0	486.3	9.0	8.5	2.9	0.946	44.9	3.25	20.0	9.3	9.3	8.8	3.1	20.0	9.6	9.6	9.6	3.1	47.9	3.25	20.0	20.0	20.0	9.6	3.1	47.9	3.25	
16 - Rio Coca	40.0	486.3	33.7	31.8	11.1	0.944	84.3	3.75	40.0	35.0	35.0	35.6	8.9	40.0	28.1	28.1	28.1	9.3	70.2	3.75	40.0	40.0	40.0	28.1	9.3	70.2	3.75	
EMAAP Norocond																												
15 - El Bosque	20.0	486.3	105.8	101.0	31.2				160.0	108.2	108.2	97.5	29.9		200.0	200.0	200.0	174.4	36.1		200.0	200.0	200.0	174.4	36.1		200.0	162.5
DEM. COINC.	180.0		89.6	86.5	12.6	0.984	69.6	6.00	180.0	73.1	73.1	71.9	13.2		180.0	180.0	180.0	172.8	36.1		180.0	180.0	180.0	172.8	36.1		180.0	162.5
S/E N°19 48KV :	100.0		39.9	38.9	8.9	0.975	75.4	6.00	100.0	42.3	42.3	41.3	9.4		60.2	60.2	60.2	59.4	10.2		100.0	100.0	100.0	59.4	10.2		100.0	121.1
19 - Cotacollo	53.0	4823	0.3	0.2	0.2	0.800	0.2		0.3	0.2	0.2	0.2	0.1		80.0	80.0	80.0	80.0	0.1		53.0	53.0	53.0	80.0	0.1		53.0	47.6
EMAAP Norocond.	0.5																											
15 - El Bosque	20.0	486.3	15.1	15.1	4.9	0.952	76.5	4.50	20.0	16.6	16.6	15.8	5.1	20.0	16.6	16.6	16.6	5.1	83.1	4.50	20.0	20.0	20.0	16.6	5.1	83.1	4.50	
17 - Andalucia	20.0	486.3	13.3	12.7	3.9	0.955	66.5	3.50	20.0	13.8	13.8	13.1	4.1	20.0	14.1	14.1	14.1	4.1	66.8	3.50	20.0	20.0	20.0	14.1	4.1	66.8	3.50	
49 - Los Bancos	10.0	4813.2	4.4	3.3	0.8	0.899	33.9	2.00	10.0	3.5	3.5	3.4	0.9	10.0	3.6	3.6	3.6	0.9	34.6	2.00	10.0	10.0	10.0	3.6	0.9	34.6	2.00	
DEM. COINC.	103.3		72.5	70.1	18.5				103.3	76.2	76.2	73.6	18.4		82.9	82.9	82.9	79.3	29.7		103.3	103.3	103.3	79.3	29.7		103.3	85.9
VICENTINA 46 KV:	160.7		124.2	121.2	25.9	0.978	77.3		160.7	133.1	133.1	129.7	28.5		160.7	160.7	160.7	154.3	29.7		160.7	160.7	160.7	154.3	29.7		160.7	160.7
32 - Diaz Nueva	20.0	486.3	10.4	9.8	3.3	0.948	51.9	3.50	20.0	10.7	10.7	10.2	3.4	20.0	11.1	11.1	11.1	3.5	55.6	3.50	20.0	20.0	20.0	11.1	3.5	55.6	3.50	
10 - Diaz Vieja	10.0	486.3	4.4	4.1	1.5	0.936	43.9	2.75	10.0	4.5	4.5	4.2	1.6	10.0	4.6	4.6	4.6	1.6	46.3	2.75	10.0	10.0	10.0	4.6	1.6	46.3	2.75	
12 - Floresia	20.0	486.3	7.5	7.0	2.6	0.937	74.6	3.00	20.0	7.7	7.7	7.6	2.5	20.0	7.5	7.5	7.5	2.5	72.6	3.00	20.0	20.0	20.0	7.5	2.5	72.6	3.00	
32 - Diaz Nueva + 23																												
24 - Carolina	20.0	486.3	15.3	14.5	4.7	0.952	76.3	4.25	20.0	15.9	15.9	16.1	5.2	20.0	17.6	17.6	17.6	5.4	88.2	4.25	20.0	20.0	20.0	17.6	5.4	88.2	4.25	
1 - Olimpico	6.3	486.3	5.4	5.1	1.9	0.937	86.6	3.50	6.3	5.6	5.6	5.3	1.9	6.3	6.0	6.0	6.0	1.9	93.7	3.50	6.3	6.3	6.3	6.0	1.9	93.7	3.50	
28 - Inaquito	20.0	486.3	10.1	9.5	3.2	0.948	50.3	4.50	20.0	10.5	10.5	10.2	3.4	20.0	11.3	11.3	11.3	3.6	56.3	4.50	20.0	20.0	20.0	11.3	3.6	56.3	4.50	
HCBJ (Baeza - Quijos)	6.0	23	3.1	3.0	0.8	0.966	82.1	2.50	6.0	3.2	3.2	3.1	0.8	6.0	3.3	3.3	3.3	0.8	84.8	2.50	6.0	6.0	6.0	3.3	0.8	84.8	2.50	
19 - Cotacollo Nueva	33.0	4823	28.1	26.9	8.1	0.956	85.1	7.50	33.0	30.2	30.2	29.6	8.7	33.0	32.4	32.4	32.4	9.0	95.1	7.50	33.0	33.0	33.0	32.4	9.0	95.1	7.50	
36 - Tumbaco	20.0	4823	16.6	15.9																								

2006					2007					2008					2009								
CON TRANS	CARGA - PICO2006			CAPAC. INSTAL.	CON TRANS	SIN TRANS	CARGA - PICO2007			CAPAC. INSTAL.	CON TRANS	SIN TRANS	CARGA - PICO2008			CAPAC. INSTAL.	CON TRANS	SIN TRANS	CARGA - PICO2009				
	FR(PU)	MW	MVAR				FR(PU)	MW	MVAR				FR(PU)	MW	MVAR				FR(PU)	MW	MVAR	FR(PU)	MW
MVA	MVA	FIU(%)	MVA-FA	MVA	MVA	MVA	MVA	FIU(%)	MVA-FA	MVA	MVA	MVA	MVA	FIU(%)	MVA-FA	MVA	MVA	MVA	FIU(%)	MVA-FA	MVA	MVA	
159.8	114.6	71.2	206.9	165.7	165.7	157.2	165.7	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
4.2	2.5	72.0	10.0	7.4	7.4	7.4	7.4	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
7.8	4.7	6.6	10.0	7.4	7.4	7.4	7.4	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
17.0	17.0	65.2	20.0	17.0	17.0	17.0	17.0	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
4.4	4.4	70.7	1.5	4.4	4.4	4.4	4.4	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
6.1	6.1	51.4	1.5	6.1	6.1	6.1	6.1	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
39.0	39.0	73.5	53.0	40.6	40.6	40.6	40.6	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
15.2	15.2	75.9	5.25	15.2	15.2	15.2	15.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
19.8	19.8	66.9	5.00	20.8	20.8	20.8	20.8	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
12.8	12.8	69.9	4.25	13.3	13.3	13.3	13.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
0.9	0.9	69.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
126.1	126.1	126.6	189.3	131.2	131.2	131.2	131.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
74.7	74.7	118.8	37.5	77.1	77.1	77.1	77.1	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
19.5	19.5	99.6	18.8	20.2	20.2	20.2	20.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
74.0	74.0	93.4	7.0	7.7	7.7	7.7	7.7	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
14.5	14.5	99.2	13.5	14.3	14.3	14.3	14.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
7.4	7.4	97.2	7.2	7.6	7.6	7.6	7.6	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
8.7	8.7	96.6	8.4	9.1	9.1	9.1	9.1	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
11.5	11.5	95.9	11.1	11.9	11.9	11.9	11.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
9.9	9.9	95.6	8.3	10.2	10.2	10.2	10.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
28.1	28.1	94.4	27.5	30.3	30.3	30.3	30.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
0.2	0.2	98.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
18.2	18.2	95.2	17.3	18.9	18.9	18.9	18.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
128.9	128.9	92.5	121.1	131.4	131.4	131.4	131.4	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
63.3	63.3	98.5	62.5	10.8	10.8	10.8	10.8	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
47.6	47.6	97.5	46.4	50.3	50.3	50.3	50.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
14.7	14.7	98.5	14.1	15.3	15.3	15.3	15.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
3.6	3.6	98.9	3.5	3.7	3.7	3.7	3.7	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
65.9	65.9	97.0	63.9	69.3	69.3	69.3	69.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
141.5	141.5	97.6	137.9	147.2	147.2	147.2	147.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
11.5	11.5	98.8	10.9	11.9	11.9	11.9	11.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
4.8	4.8	93.6	4.5	4.9	4.9	4.9	4.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
7.7	7.7	95.7	7.2	7.9	7.9	7.9	7.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
18.4	18.4	95.2	17.5	19.2	19.2	19.2	19.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
14.9	14.9	95.8	14.3	15.3	15.3	15.3	15.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
11.8	11.8	92.8	11.2	12.3	12.3	12.3	12.3	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
31.7	31.7	98.8	31.3	33.5	33.5	33.5	33.5	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
13.0	13.0	95.8	12.5	13.6	13.6	13.6	13.6	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
10.2	10.2	98.8	9.8	10.6	10.6	10.6	10.6	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
124.5	124.5	95.2	122.0	131.2	131.2	131.2	131.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
157.8	157.8	95.6	151.4	161.1	161.1	161.1	161.1	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
49.1	49.1	98.8	47.2	50.9	50.9	50.9	50.9	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
29.8	29.8	98.3	28.5	31.2	31.2	31.2	31.2	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
4.0	4.0	93.0	3.6	4.0	4.0	4.0	4.0	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
43.0	43.0	94.9	40.8	43.5	43.5	43.5	43.5	80.1	116.9	115.5	116.9	172.0	172.0	172.0	206.9	178.4	176.4	176.4	83.1	37.5	206.9	124.3	124.3
1.8	1.8	95.8	1.8	1.8	1.8	1.8																	

- PICO2013			2014			2014			2014			2015			2015			2015									
MW	MVAR	FU(%)	2014 TASA	CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2014 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2014 TASA	2015 TASA (%)	2015 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2015 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2015 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2015 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	2015 CAPAC. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	
144.0	146.3	95.9	3.75	206.9	214.5	214.5	199.7	149.4	153.9	103.7	3.25	206.9	173.9	169.6	206.9	173.9	169.6	206.9	173.9	169.6	206.9	173.9	169.6	206.9	173.9	169.6	
8.1	3.0	86.2	2.50	10.0	8.6	8.8	0.937	8.3	3.1	86.4	2.50	10.0	10.0	9.1	9.1	9.1	0.937	8.3	3.2	90.6	84.1	84.1	9.1	0.937	8.3	3.2	
5.6	1.5	57.6	3.25	10.0	6.0	6.0	0.964	5.7	1.6	59.5	3.25	10.0	6.0	6.1	6.1	6.1	0.964	5.9	1.6	61.5	56.4	56.4	6.1	0.964	5.9	1.6	
20.0	6.9	59.9	3.25	40.0	21.8	21.8	0.946	20.7	7.1	54.6	3.25	40.0	22.6	22.6	22.6	22.6	0.946	21.3	7.3	55.4	84.1	84.1	22.6	0.946	21.3	7.3	
4.8	1.7	81.1	1.85	6.3	5.2	5.2	0.939	4.8	1.8	82.6	1.85	6.3	5.3	5.3	5.3	5.3	0.939	4.9	1.8	84.1	73.1	73.1	5.3	0.939	4.9	1.8	
6.6	2.4	70.5	1.85	10.0	7.2	7.2	0.938	6.7	2.5	71.8	1.85	10.0	7.5	7.5	7.5	7.5	0.938	6.9	2.5	73.1	72.0	72.0	7.5	0.938	6.9	2.5	
42.2	11.6	66.3	4.25	66.0	45.6	45.6	0.964	44.0	12.1	69.1	4.25	66.0	47.5	47.5	47.5	47.5	0.964	45.8	12.6	72.0	84.1	84.1	47.5	0.964	45.8	12.6	
20.7	7.0	54.7	5.25	40.0	23.0	23.0	0.948	21.8	7.3	57.6	5.25	40.0	24.2	24.2	24.2	24.2	0.948	23.0	7.7	60.6	72.0	72.0	24.2	0.948	23.0	7.7	
27.0	7.7	70.1	5.00	40.0	29.4	29.4	0.962	28.3	8.0	73.6	5.00	40.0	30.9	30.9	30.9	30.9	0.962	29.7	8.4	77.2	84.1	84.1	30.9	0.962	29.7	8.4	
16.7	4.3	86.2	4.25	20.0	18.0	18.0	0.968	17.4	4.5	89.9	4.25	20.0	18.7	18.7	18.7	18.7	0.968	18.1	4.7	93.7	72.0	72.0	18.7	0.968	18.1	4.7	
0.8	0.4	44.5	2.0	0.0	0.9	0.9	0.899	0.8	0.4	44.5	2.0	0.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.899	0.8	0.4	44.5	84.1	84.1	0.9	0.899	0.8	0.4	
151.6	46.2		3.25	242.3	165.0	165.0	0.956	157.8	48.0		3.25	242.3	171.7	171.7	171.7	171.7	0.956	164.2	49.9		84.1	84.1	171.7	0.956	164.2	49.9	
92.2	14.8	48.7	3.25	200.0	95.5	95.5	0.967	95.2	15.3	45.2	3.25	200.0	119.2	119.2	119.2	119.2	0.967	113.8	18.4	57.6	84.1	84.1	119.2	0.967	113.8	18.4	
24.3	6.5	63.0	3.75	40.0	26.1	26.1	0.966	25.2	6.8	66.3	3.75	40.0	27.1	27.1	27.1	27.1	0.966	26.2	7.0	67.8	84.1	84.1	27.1	0.966	26.2	7.0	
8.5	3.2	45.5	2.75	20.0	9.3	9.3	0.934	8.7	3.3	46.7	2.75	20.0	9.6	9.6	9.6	9.6	0.934	9.0	3.4	48.0	84.1	84.1	9.6	0.934	9.0	3.4	
15.4	4.4	80.3	1.85	20.0	16.4	16.4	0.962	15.7	4.5	81.8	1.85	20.0	16.7	16.7	16.7	16.7	0.962	16.0	4.5	83.3	84.1	84.1	16.7	0.962	16.0	4.5	
8.3	2.0	86.7	2.25	10.0	8.8	8.8	0.972	8.5	2.1	87.7	2.25	10.0	9.0	9.0	9.0	9.0	0.972	8.7	2.1	89.6	84.1	84.1	9.0	0.972	8.7	2.1	
11.9	3.1	61.3	3.25	20.0	12.7	12.7	0.968	12.3	3.2	63.3	3.25	20.0	13.1	13.1	13.1	13.1	0.968	12.7	3.3	65.4	84.1	84.1	13.1	0.968	12.7	3.3	
13.5	4.0	70.5	2.75	20.0	14.5	14.5	0.959	13.9	4.1	74.4	2.75	20.0	14.9	14.9	14.9	14.9	0.959	14.3	4.2	74.4	84.1	84.1	14.9	0.959	14.3	4.2	
29.4	10.3	77.9	4.00	40.0	32.3	32.3	0.944	30.5	10.7	80.9	4.00	40.0	33.6	33.6	33.6	33.6	0.944	31.8	11.1	84.1	84.1	84.1	33.6	0.944	31.8	11.1	
0.2	0.1	80.0	0.3	0.0	0.2	0.2	0.800	0.2	0.1	80.0	0.3	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.800	0.2	0.1	80.0	84.1	84.1	0.2	0.800	0.2	0.1	
22.2	7.1	58.2	4.25	40.0	24.3	24.3	0.952	23.1	7.4	60.7	4.25	40.0	25.3	25.3	25.3	25.3	0.952	24.1	7.7	63.2	84.1	84.1	25.3	0.952	24.1	7.7	
145.3	44.7		3.25	230.3	157.5	157.5	0.955	150.2	46.2		3.25	230.3	162.8	162.8	162.8	162.8	0.955	155.3	47.8		84.1	84.1	162.8	0.955	155.3	47.8	
62.7	10.9	63.5	3.25	100.0	66.5	66.5	0.965	65.7	11.4	66.5	3.25	100.0	69.7	69.7	69.7	69.7	0.965	68.8	11.9	69.7	84.1	84.1	69.7	0.965	68.8	11.9	
45.3	10.3	70.5	5.25	88.0	48.9	48.9	0.975	47.7	10.9	74.2	5.25	88.0	51.5	51.5	51.5	51.5	0.975	50.2	11.4	78.0	84.1	84.1	51.5	0.975	50.2	11.4	
0.0	0.0	#DIV/0!	3.25	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	#DIV/0!	3.25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	0.0	84.1	84.1	0.0	0.000	0.0	0.0	
14.8	4.6	77.5	3.75	20.0	16.1	16.1	0.965	15.3	4.8	80.4	3.75	20.0	16.7	16.7	16.7	16.7	0.965	15.9	4.9	83.4	84.1	84.1	16.7	0.965	15.9	4.9	
4.0	1.0	41.8	2.25	10.0	4.3	4.3	0.969	4.1	1.1	42.7	2.25	10.0	4.4	4.4	4.4	4.4	0.969	4.2	1.1	43.7	84.1	84.1	4.4	0.969	4.2	1.1	
84.2	16.0		3.25	96.0	89.3	89.3	0.970	87.2	16.7		3.25	96.0	92.6	92.6	92.6	92.6	0.970	90.4	17.5		84.1	84.1	92.6	0.970	90.4	17.5	
133.9	30.1	85.7	3.25	160.7	140.5	140.5	0.978	138.7	30.9	87.5	3.25	160.7	143.9	143.9	143.9	143.9	0.978	141.4	31.7	89.3	84.1	84.1	143.9	0.978	141.4	31.7	
13.6	4.6	71.5	3.25	20.0	14.8	14.8	0.948	14.0	4.7	73.8	3.25	20.0	15.2	15.2	15.2	15.2	0.948	14.4	4.9	76.2	84.1	84.1	15.2	0.948	14.4	4.9	
5.3	2.0	56.2	2.50	10.0	5.8	5.8	0.938	5.4	2.0	57.6	2.50	10.0	5.9	5.9	5.9	5.9	0.938	5.5	2.1	59.0	84.1	84.1	5.9	0.938	5.5	2.1	
8.8	3.3	93.8	2.75	10.0	9.6	9.6	0.937	9.0	3.4	96.3	2.75	10.0	9.9	9.9	9.9	9.9	0.937	9.3	3.5	99.0	84.1	84.1	9.9	0.937	9.3	3.5	
23.5	7.8	61.8	4.00	40.0	26.7	26.7	0.952	24.5	7.9	64.3	4.00	40.0	26.7	26.7	26.7	26.7	0.952	25.5	8.2	66.9	84.1	84.1	26.7	0.952	25.5	8.2	
17.5	6.5	93.8	3.25	20.0	19.3	19.3	0.937	18.1	6.8	96.6	3.25	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	0.937	18.7	7.0	99.8	84.1	84.1	20.0	0.937	18.7	7.0	
15.0	5.0	79.3	4.25	20.0	16.5	16.5	0.948	15.7	5.3	82.7	4.25	20.0	17.2	17.2	17.2	17.2	0.948	16.3	5.5	86.2	84.1	84.1	17.2	0.948	16.3	5.5	
16.3	4.9	65.2	5.25	20.0	17.9	17.9	0.958	17.2	5.1	69.7	5.25	20.0	18.9	18.9	18.9	18.9	0.958	18.1	5.4	74.4	84.1	84.1	18.9	0.958	18.1	5.4	
45.7	4.0	62.0	3.25	20.0	16.9	16.9	0.960	16.3	4.7	64.7	3.25	20.0	17.5	17.5	17.5	17.5	0.960	16.6	4.9	67.4	84.1	84.1	17.5	0.960	16.6	4.9	
113.8	38.4		3.25	160.0	126.6	126.6	0.949	120.1	39.9		3.25	160.0	131.4	131.4	131.4	131.4	0.949	124.6	41.3		84.1	84.1	131.4	0.949	124.6	41.3	
329.5	96.4	67.6	6.25	508.0	363.8	363.8	0.980	349.1	102.0	71.5	6.25	508.0	397.0	397.0	397.0	397.0	0.980	389.7	108.0	76.2	84.1	84.1	397.0	0.980	389.7	108.0	
52.3	14.2	82.2	6.25	68.0	57.6	57.6	0.965	55.6	16.1	87.3	6.25	68.0	61.2	61.2	61.2	61.2	0.965	59.1	16.1	92.8	84.1	84.1	61.2	0.965	59.1	16.1	
41.0	11.3	64.4	5.00	66.0	44.7	44.7	0.964	43.1	11.9	67.7	5.00	66.0	46.9	46.9	46.9	46.9	0.964	45.2	12.5	71.0	84.1	84.1	46.9	0.964	45.2	12.5	
3.6	1.8		3.0	5.0	4.0	4.0	0.900	3.6	1.8		3.0	5.0	4.0	4.0	4.0	4.0	0.900	3.6	1.8		84.1	84.1	4.0	0.900	3.6	1.8	
55.9	18.5	89.1	6.50	66.0	62.5	62.5	0.949	53.7	17.8	85.8	6.50	66.0	60.3	60.3	60.3	60.3	0.949	57.2	19.0	97.5	84.1	84.1	60.3	0.949	57.2	19.0	
47.5	14.2	75.2	6.50	66.0	62.9	62.9	0.938	50.6	15.2	80.1	6.50	66.0	56.3	56.3	56.3	56.3	0.938	53.9	16.1	86.3	84.1	84.1	56.3	0.938	53.9	16.1	
3.8	1.0	69.1	2.60	6.0	4.0	4.0	0.968	3.9	1.0	68.8	2.60	6.0	4.1	4.1	4.1	4.1	0.968	4.0	1.0	73.0	84.1	84.1	4.1	0.968	4.0	1.0	
82.1	15.6	82.5	6.75	68.0	68.1	68.1	0.938	62.7	16.7	86.0	6.75	68.0	62.0	62.0	62.0	62.0	0.938	66.4	17.8	87.0	84.1	84.1	62.0	0.938	66.4	17.8	
33.3	9.7	52.9	3.00	66.0	38.4	38.4	0.952	36.0	10																		

ANEXO 2

Indices generales del Sistema Eléctrico Quito.

DEMANDA MAX. DIA LECTURAS SISTEMA, 10/DIC/03,19H30 ==>
 DEMANDA PICO DEL AÑO DEL SISTEMA, 09/DIC/03,19H50 ==>

31 de May de 2004	10 DICIEMBRE 2003, 19H30				09 DICIEMBRE 2003, 19H50			
	MW	MVAR	MVA	FP(PU)	MW	MVAR	MVA	FP(PU)
DESPACHO DE CARGA:								
GENERACION PROPIA:	88.2	15.8	89.6	0.984	86.6	18.4	88.5	0.978
CUMBAYA	32.0	4.0	32.2	0.992	32.0	4.0	32.2	0.992
NAYON	29.0	4.0	29.3	0.991	28.0	4.8	28.4	0.986
GUANGOPOLLOI	7.0	1.8	7.2	0.968	6.5	3.0	7.2	0.908
FRASOCHOA	2.5	1.9	3.1	0.799	2.4	1.8	3.0	0.800
CHILLOS	1.8	0.3	1.8	0.990	1.8	0.3	1.8	0.990
GUANGOPOLLOI	15.9	3.9	16.4	0.971	15.9	4.5	16.5	0.962
LULUNGOITO								
QUIJOS								
BAEZA								
Microcentrales								
TRANSFERENCIA SNI	413.4	96.7	424.8	0.974	419.4	95.8	431.3	0.975
SANTAYROSA	117.8	24.0	120.2	0.980	117.9	21.9	119.9	0.983
VIGENTINA	60.4	18.7	63.2	0.955	61.2	17.1	63.5	0.963
SELVALEGRE	80.9	20.3	83.4	0.970	79.5	28.9	84.6	0.940
SITIO								
POMASQUI	154.3	33.7	157.9	0.977	160.8	27.9	163.2	0.985
TOTAL SISTEMAS(SUM)	508.40	114.86	521.2	0.975	512.86	116.12	525.8	0.975
EQUINOCCIAL	2.7	1.3	3.0	0.900	2.7	1.3	3.0	0.900
HCUB	3.3	0.6	3.3	0.983	3.3	0.3	3.3	0.997
LA CALERA (Machachi)	0.8	0.4	0.9	0.899	0.8	0.4	0.9	0.899

ANEXO 3

Índice de desconexiones del Sistema Eléctrico Quito S.A.

DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION

DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

SECCION DESPACHO DE DISTRIBUCION

CAUSAS QUE PRODUCEN DESCONEXIONES DE PRIMARIOS CODIFICACION CIER

INFORME ANUAL 2003

FRECUENCIA DE DESCONEXIONES

CIER		DSCX	% PARCIAL	SUM.	%
CODIGO	DESCRIPCION			PARETO	
7-70	Falla en el sistema de alimentación externa al SEQ	615	22.59	615	22.59
4-49	Fallas en materiales y accesorios	452	16.61	1067	39.20
8-81	Desconocida	441	16.20	1508	55.40
0-1	Descargas atmosféricas	361	13.26	1869	68.66
9-91	Programadas mantenimiento correctivo	167	6.14	2036	74.80
9-90	Programadas por ampliaciones y mejoras	125	4.59	2161	79.39
3-31	Daños, interferencia accidental particulares	94	3.45	2255	82.84
9-93	Transferencia de carga	91	3.34	2346	86.19
1-18	Ramas, árboles	75	2.76	2421	88.94
3-35	Choques de vehículos	65	2.39	2486	91.33
1-19	Materiales llevados por el viento	39	1.43	2525	92.76
0-5	Vientos fuertes	38	1.40	2563	94.16
4-51	Maniobras sin tensión por seguridad	33	1.21	2596	95.37
2-20	Pájaros	23	0.84	2619	96.22
4-41	Interferencia accidental personal EEQ	23	0.84	2642	97.06
4-48	Protección, medición, errores de cableado	19	0.70	2661	97.76
3-32	Daños, interferencia accidental otras empresas	18	0.66	2679	98.42
4-44	Condiciones anormales de operación	11	0.40	2690	98.82
9-92	Programadas, mantenimiento preventivo	5	0.18	2695	99.01
4-52	Maniobras para localización de fallas	4	0.15	2699	99.16
1-15	Deslizamiento de tierra o excavación	4	0.15	2703	99.30
4-54	Errores en la operación de equipamiento	4	0.15	2707	99.45
7-72	Desconexión deliberada por problemas de generación	3	0.11	2710	99.56
3-33	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores	2	0.07	2712	99.63
2-22	Otros animales	2	0.07	2714	99.71
4-53	Problemas en circuitos de control (fortuitos)	2	0.07	2716	99.78
4-40	Problemas en trabajos con líneas energizadas	1	0.04	2717	99.82
8-80	No clasificadas	1	0.04	2718	99.85
3-30	Daños o interferencias intencionales	1	0.04	2719	99.89
3-34	Error en la operación del equipamiento de consumidores	1	0.04	2720	99.93
1-16	Inundación	1	0.04	2721	99.96
4-43	Circuito de distribución incorrectamente identificado	1	0.04	2722	100.00
1-14	Incendio no ocasionado por fallas		0.00	2722	100.00
0-2	Lluvia		0.00	2722	100.00
0-3	Granizo		0.00	2722	100.00
4-42	Errores en la supervisión de operación del sistema		0.00	2722	100.00
4-45	Instalación o construcción deficiente		0.00	2722	100.00
4-50	Defectos en líneas de distribución		0.00	2722	100.00

CUADRO No. 1

DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION
 SECCION DESPACHO DE DISTRIBUCION

CAUSAS QUE PRODUCEN DESCONEXIONES DE PRIMARIOS CODIFICACION CIER
 INFORME ANUAL 2003
 ENERGIA NO VENDIDA

CIER		MWH	% PARCIAL	SUM.	%
CODIGO	DESCRIPCION			PARETO	
7-70	Falla en el sistema de alimentación externa al SEQ	2,743.48	37.85	2,743.48	37.85
4-49	Fallas en materiales y accesorios	1,124.54	15.51	3,868.02	53.36
8-81	Desconocida	718.76	9.92	4,586.78	63.28
9-90	Programadas por ampliaciones y mejoras	715.84	9.87	5,302.42	73.15
0-1	Descargas atmosféricas	608.73	8.37	5,909.15	81.52
9-91	Programadas mantenimiento correctivo	257.71	3.56	6,166.86	85.08
3-35	Choques de vehículos	213.17	2.94	6,380.03	88.02
3-31	Daños, interferencia accidental particulares	182.51	2.52	6,562.54	90.54
1-18	Ramas, árboles	178.77	2.47	6,741.31	93.01
4-41	Interferencia accidental personal EEQ	84.25	1.16	6,825.56	94.17
0-5	Vientos fuertes	82.73	1.14	6,908.29	95.31
1-19	Materiales llevados por el viento	66.14	0.91	6,974.43	96.22
4-44	Condiciones anormales de operación	47.95	0.66	7,022.38	96.88
4-48	Protección, medición, errores de cableado	39.46	0.54	7,061.84	97.43
9-92	Programadas, mantenimiento preventivo	36.10	0.50	7,097.94	97.93
3-32	Daños, interferencia accidental otras empresas	31.97	0.44	7,129.91	98.37
2-20	Pájaros	25.52	0.35	7,155.43	98.72
4-51	Maniobras sin tensión por seguridad	21.16	0.29	7,176.59	99.01
3-30	Daños o interferencias intencionales	20.11	0.28	7,196.70	99.29
9-93	Transferencia de carga	19.49	0.27	7,216.19	99.56
1-15	Deslizamiento de tierra o excavación	9.52	0.13	7,225.71	99.69
1-16	Inundación	8.85	0.12	7,234.56	99.81
7-72	Desconexión deliberada por problemas de generación	3.84	0.05	7,238.40	99.86
8-80	No clasificadas	3.70	0.05	7,242.10	99.91
4-53	Problemas en circuitos de control (fortuitos)	2.39	0.03	7,244.49	99.95
4-54	Errores en la operación de equipamiento	1.58	0.02	7,246.07	99.97
3-33	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores	1.30	0.02	7,247.37	99.99
2-22	Otros animales	0.42	0.01	7,247.79	99.99
4-40	Problemas en trabajos con líneas energizadas	0.38	0.01	7,248.17	100.00
4-52	Maniobras para localización de fallas	0.10	0.00	7,248.27	100.00
4-43	Circuito de distribución incorrectamente identificado	0.02	0.00	7,248.29	100.00
3-34	Error en la operación del equipamiento de consumidores	0.01	0.00	7,248.30	100.00
1-14	Incendio no ocasionado por fallas	0.00	0.00	7,248.30	100.00
0-2	Lluvia	0.00	0.00	7,248.30	100.00
0-3	Granizo	0.00	0.00	7,248.30	100.00
4-42	Errores en la supervisión de operación del sistema	0.00	0.00	7,248.30	100.00
4-45	Instalación o construcción deficiente	0.00	0.00	7,248.30	100.00
4-50	Defectos en líneas de distribución	0.00	0.00	7,248.30	100.00

CUADRO No. 2

DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION
SECCION DESPACHO DE DISTRIBUCION

CAUSAS QUE PRODUCEN DESCONEXIONES DE PRIMARIOS CODIFICACION CIER

INFORME ANUAL 2003

TIEMPO DE DESCONEXION

CODIGO	DESCRIPCION			PARETO	
CIER		HORAS	% PARCIAL	SUM.	%
7-70	Falla en el sistema de alimentación externa al SEQ	567,39	26,38	567,39	26,38
4-49	Fallas en materiales y accesorios	319,16	14,84	886,55	41,22
9-90	Programadas por ampliaciones y mejoras	303,83	14,13	1,190,38	55,35
8-81	Desconocida	227,63	10,58	1,418,01	65,93
0-1	Descargas atmosféricas	173,42	8,06	1,591,43	74,00
9-91	Programadas mantenimiento correctivo	101,32	4,71	1,692,75	78,71
3-35	Choques de vehículos	94,82	4,41	1,787,57	83,12
1-18	Ramas, árboles	84,16	3,91	1,871,75	87,03
0-5	Vientos fuertes	62,67	2,91	1,934,42	89,95
3-31	Danos, Interferencia accidental particulares	61,06	2,84	1,995,48	92,78
4-41	Interferencia accidental personal EEQ	21,13	0,98	2,016,61	93,77
1-19	Materiales llevados por el viento	25,05	1,16	2,041,66	94,93
9-92	Programadas, mantenimiento preventivo	22,03	1,02	2,063,69	95,96
4-48	Protección, medición, errores de cableado	17,07	0,79	2,080,76	96,75
1-15	Deslizamiento de tierra o excavación	15,78	0,73	2,096,54	97,48
3-32	Daños, Interferencia accidental otras empresas	12,12	0,56	2,108,66	98,05
4-51	Maniobras sin tensión por seguridad	9,51	0,44	2,118,17	98,49
4-44	Condiciones anormales de operación	8,05	0,37	2,126,22	98,86
2-20	Pájaros	7,98	0,37	2,134,20	99,24
9-93	Transferencia de carga	5,65	0,26	2,139,85	99,50
7-72	Desconexión deliberada por problemas de generación	3,07	0,14	2,142,92	99,64
1-16	Inundación	2,58	0,12	2,145,50	99,76
3-33	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores	1,67	0,08	2,147,17	99,84
3-30	Danos o interferencias intencionales	1,02	0,05	2,148,19	99,89
8-80	No clasificadas	0,68	0,03	2,148,87	99,92
4-52	Maniobras para localización de fallas	0,67	0,03	2,149,54	99,95
4-54	Errores en la operación de equipamiento	0,58	0,03	2,150,12	99,98
4-53	Problemas en circuitos de control (fortuitos)	0,30	0,01	2,150,42	99,99
4-40	Problemas en trabajos con líneas energizadas	0,08	0,00	2,150,50	99,99
2-22	Otros animales	0,06	0,00	2,150,58	100,00
3-34	Error en la operación del equipamiento de consumidores	0,05	0,00	2,150,63	100,00
4-43	Círculo de distribución incorrectamente identificado	0,02	0,00	2,150,65	100,00
1-14	Incendio no ocasionado por fallas	0,00	0,00	2,150,65	100,00
0-2	Lluvia	0,00	0,00	2,150,65	100,00
0-3	Granizo	0,00	0,00	2,150,65	100,00
4-42	Errores en la supervisión de operación del sistema	0,00	0,00	2,150,65	100,00
4-45	Instalación o construcción deficiente	0,00	0,00	2,150,65	100,00
4-50	Defectos en líneas de distribución	0,00	0,00	2,150,65	100,00

CUADRO No. 3

DIRECCION DE DISTRIBUCION
 DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION
 DESPACHO DE DISTRIBUCION

DESCONEXIONES AUTOMATICAS POR BAJA FRECUENCIA CAUSA 7-70

1993 - 1994 - 1995 - 1996 - 1997 - 1998 - 1999 - 2000 - 2001 - 2002 - 2003

MES	TIEMPO DE DESCONEXIONES												ENERGIA NO VENDIDA											
	HORAS												MWH											
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003		
Enero	2.5	44.3	2.1	0.00	3.13	15.16	5.47	16.38	8.4	0.60	0.52	6.9	302.8	4.35	0.00	4.50	32.82	7.56	31.99	22.67	1.59	0.83		
Febrero	14.5	7.4	3.2	2.32	47.48	13.10	25.10	4.42	10.9	2.38	5.62	37.2	26.8	6.86	4.48	100.53	18.48	38.18	8.42	14.38	8.05	11.55		
Marzo	43.4	39.4	33.5	0.00	6.17	21.06	66.41	0.00	18.3	1.70	120.20	88.2	91.6	119.74	0.00	18.24	32.67	393.98	0.00	31.44	3.60	679.28		
Abril	8.3	1.6	0.6	0.00	0.40	1.25	12.00	5.36	0.0	0.63	4.90	26.8	2.3	3.27	0.00	2.42	0.43	15.620	9.600	0.000	1.99	16.50		
Mayo	1309.6	1.8	3.2	0.00	1.01	25.15	24.13	15.82	1.3	0.47	6.90	3734.4	2.0	5.89	0.00	2.61	34.36	38.950	26.580	1.706	0.74	29.87		
Junio	25.3	35.9	26.3	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1	0.73	115.23	166.1	224.8	53.54	0.36	0.00	0.00	0.000	0.000	1.216	0.94	1219.54		
Julio	6.5	20.3	51.2	6.05	0.07	0.00	19.49	5.25	7.9	0.63	16.02	18.8	46.1	300.08	29.65	0.02	0.00	30.64	9.58	19.38	0.80	42.31		
Agosto	0.0	0.0	17.4	0.00	13.02	20.48	7.13	2.93	25.1	0.00	232.61	0.0	0.0	16.55	0.00	78.18	52.69	12.04	4.59	83.06	0.00	593.65		
Septiembre	2.6	0.0	24.1	20.51	8.01	29.19	15.23	5.60	4.4	2.08	10.12	8.5	0.0	77.35	146.44	16.55	153.26	23.42	10.91	6.58	3.45	23.70		
Octubre	0.0	0.0	27.2	0.45	13.11	10.40	5.40	69.05	40.8	1.47	0.00	0.0	0.0	55.66	0.13	27.06	10.65	12.07	511.11	74.50	2.58	0.00		
Noviembre	18.4	1.9	3.5	0.00	3.27	16.11	31.06	43.70	1.8	0.00	55.81	18.0	8.0	13.61	0.00	11.94	33.74	55.57	73.01	5.32	0.00	128.64		
Diciembre				44.09	1.50	43.01	44.01	3.92	2.0	0.82	0.00				61.58	7.58	69.03	226.20	6.63	5.23	1.79	0.00		
TOTAL	1430.9	152.7	192.2	75:22	96.37	194.92	255.4	172.6	122.1	11.51	569.93	4107	704.3	656.7	242.62	269.63	436.13	854.23	692.42	265.48	25.53	2745.87		

CUADRO No. 4.1

DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

DESPACHO DE DISTRIBUCION

DESCONEXIONES ORIGINADAS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISION EEQ

ORIGEN 31 Y 32

INFORME ANUAL 2003

	TOTALES		
	OCT - DIC 2003	TOTALES	%
TIEMPO DESCONEXION (HORAS):	384.77	2,150.65	17.89
ENERGIA NO VENDIDA (MWH):	1,518.57	7,248.30	20.95
FRECUENCIA DESCONEXION:	172.00	2,722.00	6.32

**DESCONEXIONES ORIGINADAS POR EL SISTEMA DE
SUBTRANSMISION DE LA EEQ**

MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	33.20	94.80	16.0
Febrero	7.51	14.15	18.0
Marzo	2.28	20.47	4.0
Abril	99.25	331.00	25.0
Mayo	24.15	125.81	24.0
Junio	16.02	32.10	9.0
Julio	2.43	10.72	13.0
Agosto	97.38	295.59	21.0
Septiembre	52.88	429.37	26.0
Octubre	4.33	14.73	3.0
Noviembre	36.82	116.73	9.0
Diciembre	8.52	33.10	4.0
TOTAL	384.77	1518.57	172.00

CUADRO No. 5

ISD.2004-01-06

DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION
 DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION
 DESPACHO DE DISTRIBUCION

DESCONEXIONES ORIGINADAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION EEQ

ORIGEN 4.1 - 4.2 - 4.3 - 4.4
 INFORME ANUAL 2009

	% RESPECTO AL TOTAL		
	DEL SISTEMA	Totales	
TIEMPO DESCONEXION (HORAS)	1195.95	55.81	2150.7
ENERGIA NO VENDIDA (MWH)	2983.85	41.17	7248.3
FRECUENCIA DESCONEXION	1934.00	71.05	2722.0

DESCONEXIONES ORIGINADAS POR EL SISTEMA DE
 DISTRIBUCION DE LA EEQ

CODIGO	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
4.1	701.31	2125.03	1268.00
4.2	109.17	77.07	64.00
4.3	385.47	781.75	602.00
4.4			
TOTAL	1,195.95	2,983.85	1,934.00

CUADRO No. 6

FALLAS EN MATERIALES Y ACCESORIOS

CAUSA 4-49

MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	19.68	45.74	41.00
Febrero	30.50	77.68	43.00
Marzo	26.35	51.83	37.00
Abril	25.38	79.45	52.00
Mayo	26.92	98.69	46.00
Junio	20.52	69.09	38.00
Julio	20.13	52.24	29.00
Agosto	11.03	37.89	27.00
Septiembre	40.58	102.87	44.00
Octubre	7.78	26.55	21.00
Noviembre	40.55	152.55	33.00
Diciembre	19.65	52.64	31.00
TOTAL	289.070	845.220	442.000

SUSPENSIONES Programadas por ampliaciones y mejoras

CAUSA 9-90

MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	3.28	2.58	3.00
Febrero	0.48	0.91	12.00
Marzo	3.28	15.62	5.00
Abril	18.10	15.36	9.00
Mayo	2.30	5.97	12.00
Junio	13.84	12.63	8.00
Julio	7.35	7.74	5.00
Agosto	22.50	7.89	13.00
Septiembre	9.40	2.48	4.00
Octubre	3.15	7.06	8.00
Noviembre	3.48	5.88	6.00
Diciembre	1.57	3.64	4.00
TOTAL	88.730	87.760	87.000

CUADRO No. 7

SUSPENSIONES Ramas, arboles			
Causa 1-18			
MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	12,85	23,67	7,00
Febrero	6,33	17,87	6,00
Marzo	2,08	5,78	2,00
Abril	4,63	8,07	4,00
Mayo	0,00	0,00	0,00
Junio	1,38	4,32	3,00
Julio	17,88	24,54	11,00
Agosto	1,80	6,37	6,00
Septiembre	3,48	8,41	6,00
Octubre	5,28	8,28	5,00
Noviembre	9,23	24,26	12,00
Diciembre	6,52	5,30	5,00
TOTAL	71,56	136,87	67,00
SUSPENSIONES Programadas mantenimiento correctivo			
CAUSA 9-91			
MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	35,15	96,55	20,00
Febrero	3,17	8,58	12,00
Marzo	5,47	11,62	24,00
Abril	4,75	13,55	13,00
Mayo	5,26	12,71	11,00
Junio	6,55	15,32	14,00
Julio	4,52	9,26	12,00
Agosto	3,82	7,70	10,00
Septiembre	2,86	13,07	11,00
Octubre	17,80	40,25	18,00
Noviembre	4,57	13,03	8,00
Diciembre	1,38	4,59	5,00
TOTAL	95,200	246,230	158,000
CUADRO No. 7.1 Descargas atmosfericas			
CAUSA 0-1			
MES	TIEMPO DSCX. HORAS	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	11,45	30,06	20,00
Febrero	12,95	41,62	20,00
Marzo	5,58	10,87	19,00
Abril	54,12	106,18	105,00
Mayo	1,62	5,21	9,00
Junio	20,33	86,16	31,00
Julio	0,00	0,00	0,00
Agosto	2,55	8,21	7,00
Septiembre	17,71	51,44	53,00
Octubre	12,83	82,19	41,00
Noviembre	10,23	37,14	29,00
Diciembre	2,10	4,26	7,00
TOTAL	151,470	443,340	341,000
CUADRO No. 7.1			
ISD.2004-01-06			

DIVISION OPERATIVA DE DISTRIBUCION
DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION
DESPACHO DE DISTRIBUCION

DESCONEXIONES EN LOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCION
AUTOMATICAS Y MANUALES (MENOS 7-70 Y 7-72)
AUTOMATICAS Y MANUALES (MENOS 3.1 Y 3.2)
INFORME ANUAL 2003

MES	MWH NO VENDIDO	FRECUENCIA DESCONEXION
Enero	184.10	139
Febrero	239.57	164
Marzo	171.69	139
Abril	373.58	254
Mayo	211.01	154
Junio	268.53	153
Julio	403.8	161
Agosto	173.16	161
Septiembre	277.94	190
Octubre	214.03	157
Noviembre	319.73	146
Diciembre	146.71	116
TOTAL	2983.85	1934

CUADRO No. 8-1

DEPARTAMENTO INGENIERIA DE OPERACION

DESPACHO DE DISTRIBUCION

INFORME ANUAL 2003

DESCONEXIONES EN SUBESTACIONES AREA URBANA

SUBESTACION	DESCONEXIONES AUTOMATICAS (MENOS 7-70 Y 7-72)(B1-32)		DESCONEXIONES MANUALES (MENOS 7-70 Y 7-72)(B1-32)	
	ENERGIA NO VENDIDA	NUMERO DE DESCONEXIONES	ENERGIA NO VENDIDA	NUMERO DE DESCONEXIONES
2	77.35	42	2.89	8
3	148.94	75	15.14	16
4	52.53	30	18.03	21
6	2.78	6	0.02	1
7	60.02	30	13.67	10
8	28.23	4	6.21	10
9	11.91	15	3.53	9
10 NUEVA	7.95	9	9.72	15
10 VIEJA	4.61	6	0.07	4
11	13.52	12	1.16	9
12	17.41	13	4.91	5
13	30.42	14	2.14	10
15	46.74	42	9.83	20
16	90.00	58	8.18	17
17	34.41	23	0.88	2
18-F	89.61	39	15.18	17
19/23 KV - B	269.70	141	20.00	27
CAROLINA (24)	49.55	16	13.08	28
EUGENIO ESPEJO (6)	159.65	144	21.53	22
EPIGLACHIMA (21)	271.56	78	12.24	17
OLIMPICO (1)	30.03	14	2.55	10
PEREZ GUERRERO	34.26	13	13.82	15
ROMASQUI/C(57)	21.26	12	2.42	1
SANTA ROSA - A (3)	81.93	57	18.03	11
ÑAQUITO (28)	32.15	15	5.33	18
TOTAL	1666.52	908	220.56	323

CUADRO No. 9-1

INDICES GENERALES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

SUSPENSIONES FORZADAS. SISTEMA DE DISTRIBUCION

AÑO	KVA-INST.	KVA-SUS FOR DIS	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	FACTOR UTILIZ
1992	740,299	2,529,269	142,322,068	1,641,002,400	3.42	56.27	192.25	0.253
1993	855,580	3,380,782	170,229,866	1,658,290,500	3.95	50.35	198.96	0.221
1994	942,655	3,546,976	123,435,738	1,808,662,520	3.76	34.80	130.94	0.219
1995	1,030,997	3,381,650	128,397,500	1,813,479,800	3.28	37.97	124.54	0.201
1996	1,072,347	4,468,736	141,815,887	2,020,396,680	4.17	31.74	132.25	0.215
1997	1,153,351	4,377,474	129,417,049	2,132,917,803	3.80	29.56	112.21	0.211
1998	1,251,751	4,270,968	174,108,563	2,312,127,273	3.41	40.77	139.09	0.211
1999	1,318,842	4,118,492	152,148,648	2,253,794,432	3.12	36.94	115.37	0.195
2000	1,378,596	3,090,683	124,641,717	2,391,960,824	2.24	40.33	90.41	0.198
2001	1,430,213	3,129,797	108,120,685	2,460,752,932	2.19	34.55	75.60	0.196
2002	1,575,931	4,503,054	137,254,359	2,604,004,280	2.86	30.48	87.09	0.189
2003	1,627,008	4,932,594	158,279,443	2,700,386,034	3.03	32.09	97.28	0.189

SUSPENSIONES PROGRAMADAS. SISTEMA DE DISTRIBUCION

AÑO	KVA-INST.	KVA-SUS PRO DIS	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	FACTOR UTILIZ
1992	740,299	923,367	85,716,335	1,641,002,400	1.25	92.83	115.79	0.253
1993	855,580	1,098,716	73,844,548	1,658,290,500	1.28	67.21	86.31	0.221
1994	942,655	1,125,057	62,796,219	1,808,662,520	1.19	55.82	66.62	0.219
1995	1,030,997	1,041,890	32,553,292	1,813,479,800	1.01	31.24	31.57	0.201
1996	1,072,347	1,035,644	61,069,340	2,020,396,680	0.97	58.97	56.95	0.215
1997	1,153,351	656,406	17,507,842	2,132,917,803	0.57	26.67	15.18	0.211
1998	1,251,751	825,213	29,253,565	2,312,127,273	0.66	35.45	23.37	0.211
1999	1,318,842	1,019,768	45,242,410	2,253,794,432	0.77	44.37	34.30	0.195
2000	1,378,596	840,745	30,376,786	2,391,960,824	0.61	36.13	22.03	0.198
2001	1,430,213	781,330	27,388,240	2,460,752,932	0.55	35.05	19.15	0.196
2002	1,575,931	1,381,770	48,415,625	2,604,004,280	0.88	35.04	30.72	0.189
2003	1,627,008	1,235,795	23,451,839	2,700,386,034	0.76	18.98	14.41	0.189

SUSPENSIONES FORZADAS. SISTEMA DE SUBTRANSMISION

AÑO	KVA-INST.	KVA-SUS FOR S/T	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	FACTOR UTILIZ
1992	740,299	431,447	19,615,299	1,641,002,400	0.58	45.46	26.50	0.253
1993	855,580	323,004	18,876,701	1,658,290,500	0.38	58.44	22.06	0.221
1994	942,655	502,049	19,730,919	1,808,662,520	0.53	39.30	20.93	0.219
1995	1,030,997	630,130	22,702,943	1,813,479,800	0.61	36.03	22.02	0.201
1996	1,072,347	1,107,590	46,266,919	2,020,396,680	1.03	41.77	43.15	0.215
1997	1,153,351	458,852	18,096,892	2,132,917,803	0.40	39.44	15.69	0.211
1998	1,251,751	850,819	41,517,865	2,312,127,273	0.68	48.80	33.17	0.211
1999	1,318,842	1,055,155	85,958,750	2,253,794,432	0.80	81.47	65.18	0.195
2000	1,378,596	452,149	50,147,550	2,391,960,824	0.33	110.91	36.38	0.198
2001	1,430,213	500,103	28,449,398	2,460,752,932	0.35	56.89	19.89	0.196
2002	1,575,931	559,648	39,263,735	2,604,004,280	0.36	70.16	24.91	0.189
2003	1,627,008	620,130	48,909,594	2,700,386,034	0.38	78.87	30.06	0.189

SUSPENSIONES PROGRAMADAS. SISTEMA DE SUBTRANSMISION

AÑO	KVA-INST.	KVA-SUS PRO S/T	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	FACTOR UTILIZ
1992	740,299	85,253	14,429,315	1,641,002,400	0.12	169.25	19.49	0.253
1993	855,580	40,538	8,114,977	1,658,290,500	0.05	200.18	9.48	0.221
1994	942,655	50,889	12,411,833	1,808,662,520	0.05	243.90	13.17	0.219
1995	1,030,997	60,320	9,473,577	1,813,479,800	0.06	157.06	9.19	0.201
1996	1,072,347	216,742	11,413,442	2,020,396,680	0.20	52.66	10.64	0.215
1997	1,153,351	158,281	10,740,784	2,132,917,803	0.14	67.86	9.31	0.211
1998	1,251,751	206,260	19,175,284	2,312,127,273	0.16	92.97	15.32	0.211
1999	1,318,842	277,045	21,276,333	2,253,794,432	0.21	76.80	16.13	0.195
2000	1,378,596	92,577	16,759,165	2,391,960,824	0.07	181.03	12.16	0.198
2001	1,430,213	258,209	22,270,288	2,460,752,932	0.18	86.25	15.57	0.196
2002	1,575,931	82,848	7,676,947	2,604,004,280	0.05	92.66	4.87	0.189
2003	1,627,008	177,149	43,589,483	2,700,386,034	0.11	246.06	26.79	0.189

SUSPENSIONES FORZADAS. ALIMENTACION EXTERNA

AÑO	KVA-INST.	KVA-SUS EXT	KVA-MIN SUS	KWH ENTREGADOS	FI	DI (min)	TI (min)	FACTOR UTILIZ
1992	740,299	1,455,533	157,268,867	1,641,002,400	1.97	108.05	212.44	0.253
1993	855,580	1,239,988	88,694,580	1,658,290,500	1.45	55.40	80.29	0.221
1994	942,655	2,252,923	189,948,752	1,808,662,520	2.39	84.31	201.50	0.219
1995	1,030,997	995,910	33,873,065	1,813,479,800	0.97	34.01	32.85	0.201
1996	1,072,347	165,519	6,408,383	2,020,396,680	0.15	38.72	5.98	0.215
1997	1,153,351	564,257	17,462,743	2,132,917,803	0.49	30.95	15.14	0.211
1998	1,251,751	979,467	29,218,443	2,312,127,273	0.78	29.83	23.34	0.211
1999	1,318,842	1,106,835	60,710,199	2,253,794,432	0.84	54.85	46.03	0.195
2000	1,378,596	763,944	71,178,920	2,391,960,824	0.55	93.17	51.63	0.198
2001	1,430,213	744,654	25,380,337	2,460,752,932	0.52	34.08	17.75	0.196
2002	1,575,931	208,911	1,555,457	2,604,004,280	0.13	7.45	0.99	0.189
2003	1,627,008	2,447,720	167,261,326	2,700,386,034	1.50	68.33	102.80	0.189

ANEXO 4

**Simulación y análisis del sistema eléctrico Quito a
diciembre de 2.003 (año base)**

INTRODUCCION

A continuación se muestran los resultados de los flujos de potencia que se realizaron utilizando el programa PowerWorld 8.0, este permite determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Quito.

Resultados obtenidos de la simulación del año (2.004)

Barra	Barra	Barra							Lim	Max
Inicial	Nombre	Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	MVA	Perc
106	GUANGOP	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.9	40	66.7
202	PASOCHO	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	6	48.4
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	6	0
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	11	26.2
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	6	0
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	15	39.6
106	GUANGOP	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	48	0
106	GUANGOP	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	27	0
106	GUANGOP	589	VICEN	1	Closed	No	25.6	5.9	160	16.4
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	40	26.1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	12	0
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	24.5	62.2
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	16	95.2
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	20	0
202	PASOCHO	296	SANGOLQ	1	Closed	No	2.6	1.2	24	11.9
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	7.4	4.4	53	16.2
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	-1.8	-2.7	53	6
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.6	1.7	6.3	77.9
293	4	206	4	1	Closed	Yes	15.7	4	20	81
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6.3	-1	10	64.5
261	11	209	11	1	Closed	Yes	9.6	0.2	10	96.2
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-5.5	-4.5	53	13.4
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	2.3	1.5	53	5.3
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	2.3	1.5	53	5.2
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	30.9	8.4	53	60.3
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	22.5	6	53	43.9
215	SUR	214	2-2	1	Open	Yes	0	0	15	0
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-6.6	-4.1	53	14.7
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11.4	4.5	53	23.2
215	SUR	218	2-1	1	Closed	Yes	6.2	2.5	10	67
215	SUR	219	2-2	1	Closed	Yes	3.4	1.3	10	36.3
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-20.1	-3.5	53	39
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	53	0
215	SUR	293	4	1	Closed	No	15.7	4.1	53	30.7
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20.8	-7.9	33	68.7

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	Lím MVA	Max Perc
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4.2	1.5	53	8.4
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	7.2	2.9	53	14.7
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	28.9	2.5	40.5	71.6
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	20	0
269	19	222	19	1	Closed	Yes	43.6	10.6	53	84.7
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	15	0
277	16	223	16	1	Closed	Yes	13.1	1.3	20	65.8
277	16	223	16	2	Closed	Yes	13.1	1.3	20	65.8
274	18	224	18	1	Closed	Yes	39.7	8.9	66	61.6
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	20	0
252	3	225	3-2	1	Closed	Yes	16.5	3	20	83.9
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	12.2	0.3	20	61.1
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	26	-0.8	53	49
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	6.9	2.4	53	13.8
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-32.9	-1.7	53	62.2
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	10.3	-3.5	53	20.5
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	15.5	2.2	20	78.3
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	9.9	0.2	20	49.6
284	12	231	12	1	Closed	Yes	6.9	2.5	10	73.2
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	13.5	1.2	20	67.8
296	SANGOLQ	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	13.6	0.4	15	91
296	SANGOLQ	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	15	0
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	5	0
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.2	2.9	10	77.6
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.2	1.5	10	44.7
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	0	6	0
253	7	239	7	1	Closed	Yes	15.6	2	20	78.6
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	18.5	2.3	20	93.5
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	18.5	2.3	20	93.5
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	9.6	3.5	20	51.1
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	11	0.5	20	55.1
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-4.2	-3.4	53	10.2
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-6.8	2.9	53	14
262	15	244	15	1	Closed	Yes	14.1	1.1	20	70.7
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	10.5	1.1	20	52.8
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	0	6	0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	22	4.5	33	68
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	15	0
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	10	0
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	7.2	-2.4	53	14.3
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-32.3	-3.1	53	63.1
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-32.3	-3.1	53	63.1
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	9.4	-8.6	53	24
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-21.6	8.3	53	43.9
252	3	253	7	1	Closed	No	-12.8	-6.8	53	27.8
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	3.5	1.3	7.5	49.9
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-28.5	-9.1	53	57.8
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	3.1	-7.6	53	15.5
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-9.6	-0.2	53	18.2
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-14.1	-1.1	53	26.8
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-14.1	-3.6	53	27.5

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-10.5	-1.1	53	19.9
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-24.7	-2.3	53	47.1
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-68.4	-13.4	100	72.1
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	22	0
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-39.7	-8.9	160	25.5
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	160	0
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-15	0.4	53	28.4
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	53	0
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-11.2	-3	53	22
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	60	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	11.3	3.1	53	22
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	26.5	-6.3	53	51.3
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	43.1	3	76.4	56.6
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	46.5	3.2	76.4	61
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.6	-1.7	24	20.4
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-27.6	-1	53	52.1
291	S.RAFA	296	SANGOLQ	1	Closed	No	11.1	-0.5	53	21
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	53	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	11.9	5.4	53	24.8
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	14.8	-1.1	20	75.2
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	60.6	16.8	109.5	57.5
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	60.6	16.8	109.5	57.5
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	11.8	5.2	20	64.5
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	30.7	8	33	96.1
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	15	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	34.8	10.8	66	55.2
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	20	0
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-74.6	-19.6	186	42.2
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-68.4	-22.7	186	39.1
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-118.6	-43.2	186	70.6
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-86.3	-33.4	186	50.8
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	64.7	1.1	160	40.4
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	116.6	47	186	67.6
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	225	0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	8	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	28.4	6.9	33	88.6
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	20	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	225	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0. Elaboración: Luis Minango

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente, las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno, la línea alcanza una cargabilidad del 52.1%

Resultados obtenidos de la simulación del año (2.005)

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.8	40	66.7
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	6	48.4
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	6	0
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	11	26.2
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	6	0
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	15	39.6
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	48	0
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	27	0
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	25.6	5.8	160	16.4
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	40	26.1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	12	0
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	24,5	62,2
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	16	95,2
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	20	0
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	24	11,9
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	7.2	4.3	53	15,7
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	-1.6	-2.5	53	5,6
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.7	1.7	6,3	79,5
293	4	206	4	1	Closed	Yes	16,2	4,2	20	83,7
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6,5	-0,9	10	66,3
261	11	209	11	1	Closed	Yes	9,8	0,2	20	49,1
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-4	-3,6	53	10,2
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	-1	-0,3	53	2
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	-1	-0,3	53	2
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	36	11,2	53	71,2
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	24	6,8	53	47
215	SUR	214	2-2	1	Open	Yes	0	0	15	0
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-6,3	-3,9	53	14,2
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11,7	4,7	53	23,8
215	SUR	218	2-1	1	Closed	Yes	6,4	2,6	10	68,9
215	SUR	219	2-2	1	Closed	Yes	3,5	1,3	10	37,3
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-21,6	-4,1	53	42,1
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	53	0
215	SUR	293	4	1	Closed	No	16,2	4,3	53	31,7
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20,8	-7,9	33	68,7
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	Closed	No	12,9	1,4	53	24,4
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4,3	1,5	53	8,6
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	7,4	3	53	15,1
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	31,1	3,8	40,5	77,4
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	20	0
269	19	222	19	1	Closed	Yes	46,4	12,5	53	90,7
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	15	0

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
277	16	223	16	1	Closed	Yes	13,5	1.4	20	68.1
277	16	223	16	2	Closed	Yes	13,5	1.4	20	68.1
274	18	224	18	1	Closed	Yes	42,5	10,6	66	66.4
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	20	0
252	3	225	3-2	1	Closed	Yes	17	3,2	20	86.5
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	12,6	0,4	20	63,1
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	28,7	-0,2	53	54,1
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7,1	2,6	53	14,3
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-35,8	-2,4	53	67,8
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	12,4	-3,3	53	24,1
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	16,1	2,6	53	30,8
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	16,1	2,5	20	81,5
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	10,2	0,3	20	51
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7,1	2,6	10	75,5
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14	1,4	20	70,4
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	14,2	0,7	20	71,2
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	15	0
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	5	0
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7,4	3	10	80
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4,3	1,5	10	45,6
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	0	6	0
253	7	239	7	1	Closed	Yes	16,1	2,3	20	81,3
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	19,7	3	20	99,6
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	19,7	3	20	99,6
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	9,8	3,6	20	52,2
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	11,5	0,7	20	57,6
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-6,6	-5,7	53	16,5
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-4,9	5	53	13,2
262	15	244	15	1	Closed	Yes	14,7	1,3	20	73,8
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	10,9	1,4	20	54,9
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	0	6	0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	23,4	5,1	33	72,6
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	15	0
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	10	0
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	8,3	-1,5	53	15,9
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-34,8	-4,6	53	68,5
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-34,8	-4,6	53	68,5
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	9,2	-10	53	25,8
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-21,8	9,6	53	45,3
252	3	253	7	1	Closed	No	-12,3	-6,1	53	26,3
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	3,6	1,3	7,5	51,1
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-28,5	-8,6	53	57,5
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	2,7	-9,2	53	18,2
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-9,8	-0,2	53	18,5
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-14,7	-1,3	53	28
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-16,8	-6,1	53	33,9
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-10,9	-1,4	53	20,7
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-25,7	-2,8	53	49,1
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-72,2	-15,8	100	77
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	22	0
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-42,5	-10,6	160	27,4

Barra Inicial	Barra Final	Nombre	Nombre	Circ	Estado	Xfmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14.2	1.8	53	27
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	53	0
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-12.9	-4.5	53	26
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-22.8	1.2	53	43.4
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	65.8	37.6	200	37.9
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	60	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	13	4.7	53	26.1
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	26.8	-7.6	53	52.6
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	45.9	3.6	76.4	60.3
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	49.5	3.8	76.4	65
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.7	-1.7	24	20.9
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-30	-2.3	53	56.73
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	11.7	-0.2	53	22.1
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	53	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	12.4	5.6	53	25.6
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	15.6	-1	20	79.1
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	65.1	20.9	109.5	62.4
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	65.1	20.9	109.5	62.4
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	12.2	5.4	20	66.7
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	35.8	10.6	53	70.4
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	15	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	37.3	12.3	66	59.5
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	20	0
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-79.9	-22.9	186	45.6
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-72.2	-26.7	186	41.8
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-126.8	-51.4	186	77.1
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-92.4	-39.9	186	55.5
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	70.6	2.8	160	44.2
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	124.8	55.8	186	73.5
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	225	0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	8	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	30.2	7.7	66	47.2
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	20	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	225	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0. Elaboración: Luis Minango

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente, las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno en estos resultados, la línea de alimentación alcanza un porcentaje de cargabilidad del 56.73 %.

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Status	Xfrmr	MW	Mvar	MVA	Lim Perc	Max
274	18	224	18	1	Closed	Yes	45.4	12.5	20	235.4	
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	20	0	
252	3	225	3-2	1	Closed	Yes	17.5	3.4	20	89.1	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	13.1	0.5	20	65.6	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	30.9	1.1	53	58.3	
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7.2	2.6	53	14.4	
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-38.1	-3.7	53	72.4	
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	14.1	-2.3	53	26.9	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	16.6	2.8	53	31.8	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	16.6	2.7	20	84.1	
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	10.5	0.4	20	52.5	
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7.2	2.6	10	76.5	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14.5	1.8	20	73.1	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	14.7	0.9	20	73.7	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	15	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	5	0	
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.5	3.1	10	81	
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.4	1.5	10	46.6	
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	0	6	0	
253	7	239	7	1	Closed	Yes	16.6	2.5	20	83.9	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	20.9	3.6	20	106	
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	20.9	3.6	20	106	
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	10.1	3.7	20	53.7	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	11.9	0.8	20	59.6	
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-7.8	-6.9	53	19.7	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-4.1	6.1	53	13.8	
262	15	244	15	1	Closed	Yes	15.2	1.5	20	76.4	
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	11.3	1.4	20	56.9	
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	0	6	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	24.9	6	15	170.8	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	15	0	
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	10	0	
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	7.5	-2.4	53	14.8	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-36.9	-5.7	53	73.3	
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-36.9	-5.7	53	73.3	
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	9.8	-10.3	53	26.8	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-22.9	9.8	53	47.2	
252	3	253	7	1	Closed	No	-13.7	-7.1	53	29.5	
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	3.6	1.3	7.5	51.1	
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-30.4	-9.9	53	61.8	
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	3.1	-9.5	53	18.9	
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-10.1	-0.4	53	19.1	
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-15.2	-1.5	53	29	
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-18.3	-7.3	53	37.5	
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11.3	-1.4	53	21.5	
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-26.6	-3.1	53	51	
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-76.3	-18.4	100	82.4	
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	22	0	
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-45.4	-12.5	160	29.5	
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	160	0	
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14	2	53	26.8	

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Status	Xfrmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-14	-5.4	53	28.4
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-24.7	0.2	53	47
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	70.3	43.2	200	41.3
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	60	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	14	5.7	53	28.6
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	28.1	-7.6	53	54.9
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	48.7	5.4	76.4	64.2
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	52.5	5.8	76.4	69.2
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.9	-1.9	24	21.8
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-33.2	-4	53	63
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	12.2	0.1	53	23.1
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	53	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	12.8	6	53	26.6
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	16.3	-0.6	20	82.4
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	69.7	25.6	109.5	67.8
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	69.7	25.6	109.5	67.8
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	12.6	5.7	20	69.2
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	38.2	12.1	53	75.6
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	15	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	39.9	13.9	66	64
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	20	0
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-85.4	-26.4	186	49.3
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-76.3	-31.1	186	44.8
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-135	-59.6	186	83.7
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-98.4	-46.2	186	60.2
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	76.6	7.1	160	48.1
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	133.2	65.2	186	79.7
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	225	0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	8	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	32.2	9	66	50.7
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	20	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	225	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0. Elaboración: Luis Minango

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente, las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno, de los resultados se lo puede observar que la línea de alimentación alcanza un porcentaje de cargabilidad del 63.02 %.

Resultados obtenidos de la simulación del año (2.007)

Barra Inicial	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	MVA	Lím	Max Perc
106	100	GUANGOPO C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.8	40	66.7	
202	101	PASOCHOA C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	6	48.4	
204	102	C.H.GUAN CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	6	0	
215	103	SUR C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	11	26.2	
204	104	C.H.GUAN CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	6	0	
204	105	C.H.GUAN C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.7	15	39.6	
106	216	GUANGOPO G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	48	0	
106	220	GUANGOPO C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	27	0	
106	589	GUANGOPO VICEN	1	Closed	No	25.6	5.8	160	16.4	
210	107	CUMBAYÁ C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87	
210	108	CUMBAYÁ C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87	
210	109	CUMBAYÁ C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	40	26.1	
210	110	CUMBAYÁ C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	12	0	
213	111	NAYÓN C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	24.5	62.2	
213	112	NAYÓN C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	16	95.2	
191	291	S.RAFA S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	20	0	
202	296	PASOCHOA SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	24	11.9	
204	215	C.H.GUAN SUR	1	Closed	No	6.1	3.6	53	13.4	
204	216	C.H.GUAN G.T. 46	1	Closed	No	-0.5	-1.8	53	3.6	
287	205	10V 46 10V-1	1	Closed	Yes	5	1.9	6.3	84.7	
293	206	4 4	1	Closed	Yes	17.2	4.9	20	89.5	
259	208	9 9	1	Closed	Yes	6.9	-0.7	10	70	
261	209	11 11	1	Closed	Yes	10.3	0.6	20	51.6	
210	213	CUMBAYÁ NAYÓN	1	Closed	No	-0.6	-1.2	53	2.5	
210	281	CUMBAYÁ NORTE	1	Closed	No	-3.9	-1.7	53	7.9	
210	281	CUMBAYÁ NORTE	2	Closed	No	-3.8	-1.6	53	7.8	
210	281	CUMBAYÁ NORTE	3	Open	No	0	0	53	0	
210	281	CUMBAYÁ NORTE	4	Open	No	0	0	53	0	
210	299	CUMBAYÁ TUMBACO	1	Closed	No	38.3	11.4	53	75.3	
213	247	NAYÓN QUINCHE	1	Closed	No	27.4	9.2	53	54.5	
215	214	SUR 2-2	1	Open	Yes	0	0	15	0	
215	216	SUR G.T. 46	1	Closed	No	-5.3	-3.3	53	11.9	
215	217	SUR DERIV.6	1	Closed	No	12.2	4.9	53	24.9	
215	218	SUR 2-1	1	Closed	Yes	6.7	2.7	10	72.2	
215	219	SUR 2-2	1	Closed	Yes	3.6	1.3	10	38.3	
215	250	SUR EPICL	1	Closed	No	-25.5	-6.6	53	50.8	
215	286	SUR VICENTIN	1	Open	No	0	0	53	0	
215	293	SUR 4	1	Closed	No	17.2	5	53	33.9	
216	220	G.T. 46 C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20.8	-7.9	33	68.7	
216	291	G.T. 46 S.RAFA	1	Closed	No	14.9	2.7	53	28.6	
217	292	DERIV.6 6	1	Closed	No	4.5	1.6	53	9	
217	297	DERIV.6 8	1	Closed	No	7.7	3.2	53	15.7	
291	221	S.RAFA S.RAFA	1	Closed	Yes	37.8	7.6	40.5	95.2	
291	221	S.RAFA S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	20	0	
269	222	19 19	1	Closed	Yes	52.7	17.5	53	104.8	
269	222	19 19	2	Open	Yes	0	0	15	0	

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
274	18	224	18	1	Closed	Yes	44.5	14	66	70.7
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	20	0
252	3	225	3-2	1	Closed	Yes	18	3.7	20	91.9
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	13.5	0.7	20	67.6
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	32.5	0.9	53	61.4
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7.4	2.7	53	14.9
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-40	-3.6	53	75.9
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	15.1	-2.8	53	29
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	17.2	3.1	53	33.1
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	17.2	3	20	87.3
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	10.9	0.5	20	54.5
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7.4	2.7	10	78.9
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	15	1.9	20	75.6
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	15.3	1.1	20	76.7
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	15	0
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	5	0
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.7	3.2	10	83.3
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.5	1.6	10	47.9
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	0	6	0
253	7	239	7	1	Closed	Yes	17.1	2.8	20	86.6
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	24.3	5.1	26.5	93.7
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	24.3	5.1	26.5	93.7
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	10.3	3.8	20	54.9
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	12.4	1	20	62.2
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-8.4	-7.6	53	21.4
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-4	6.6	53	14.7
262	15	244	15	1	Closed	Yes	15.7	1.8	20	79
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	11.7	1.7	20	59.1
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	0	6	0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	26.6	6.8	33	83.2
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	15	0
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	10	0
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	5.5	-3.4	53	12.3
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-40	-7.2	53	80.3
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-40	-7.2	53	80.3
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	10.3	-11.2	53	28.7
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-23.8	10.5	53	49.4
252	3	253	7	1	Closed	No	-16.2	-8.5	53	35.1
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	3.7	1.3	7.5	52.4
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-33.4	-11.7	53	68.8
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	3.4	-10.5	53	21
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-10.3	-0.6	53	19.5
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-15.7	-1.8	53	30
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-19.3	-8.1	53	39.7
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11.7	-1.7	53	22.3
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-27.5	-3.7	53	52.9
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-80.4	-21.8	100	88.3
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	22	0
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-44.5	-14	160	29.2
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	160	0
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14.4	2.1	53	27.5

Barra		Barra							Lim	Max
Inicial	Nombre	Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	MVA	Perc
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-14,6	-6,1	53	30
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-26	0,5	53	49,7
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	75	49,4	200	44,9
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	60	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	14,7	6,4	53	30,2
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	29,1	-8,3	53	57,1
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	50,9	5,5	76,4	67
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	54,9	5,9	76,4	72,2
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-5	-1,9	24	22,2
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-35,8	-5,3	53	68,3
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	12,8	0,3	53	74,2
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	53	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	13,2	6,3	53	27,5
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	17,2	-0,3	20	86,8
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	75,1	31	145,7	55,7
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	75,1	31	145,7	55,7
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	13	5,9	20	71,4
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	38	10,7	53	74,5
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	15	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	42,6	16,5	66	69,2
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	20	0
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-87,2	-30,5	186	51,1
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-80,4	-36,6	186	48,1
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-141,4	-69	186	89,9
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-102,9	-53,4	186	64,5
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	81,3	7,7	160	51
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	140,2	75,6	186	85,6
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	225	0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	8	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	34,3	10,5	66	54,3
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	20	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	225	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0. Elaboración: Luis Minango

Luego de revisar los valores emitidos por la corrida de flujos de potencia se nota no existe ningún inconveniente, las líneas de alimentación de la subestación San Rafael no existe inconveniente alguno, de los resultados se lo puede observar que la línea de alimentación alcanza un porcentaje de cargabilidad del 68.3 %, pero la subestación alcanza el 95.2 % de cargabilidad, razón por la cual se debe para este tiempo ya tener realizada la implementación y superación de este inconveniente.

ANEXO 5

Resultados de realizar contingencias simples a las proyecciones de Demanda del Sistema Eléctrico Quito.

RESULTADOS EMITIDOS POR EL PROGRAMA POWERWORLD LUEGO DE SIMULAR CONTINGENCIAS.

Los siguientes son los resultados luego de simular fallas en las líneas de alimentación a la subestación San Rafael, para así determinar los resultados que se van a obtener dependiendo la falla.

RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2004)

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
248	19	SEQ	13.8	0		
249	QUINCHE	SEQ	23	0		
250	EPICL	SEQ	46	0		
251	PEREZG	SEQ	46	0		
252	3	SEQ	46	0		
253	7	SEQ	46	0		
259	9	SEQ	46	0		
261	11	SEQ	46	0		
262	15	SEQ	46	0		
263	13	SEQ	46	0		
267	17	SEQ	46	0		
268	DERIV17	SEQ	46	0		
269	19	SEQ	46	0		
274	18	SEQ	138	0		
277	16	SEQ	46	0		
281	NORTE	SEQ	46	0		
282	CAROLINA	SEQ	46	0		
284	12	SEQ	46	0		
285	S.ALGR	SEQ	46	0		
286	VICENTIN	SEQ	46	0		
287	10V 46	SEQ	46	0		
288	DERIV10V	SEQ	46	0		
291	S.RAFA	SEQ	46	0		
292	6	SEQ	46	0		
293	4	SEQ	46	0		
294	S. ROSA	SEQ	46	0		
295	MACHACH	SEQ	46	0		
296	SANGOLQU	SEQ	46	0		
297	8	SEQ	46	0		
299	TUMBACO	SEQ	46	0		
300	TUMBACO	SEQ	23	0		
301	MACHACH	SEQ	23	0		
322	POMASQUI	SEQ	23	0		
323	POMASQUI	SEQ	138	0		
324	19	SEQ	138	0		
325	S.ALGR	SEQ	138	0		
421	S.ROSA	SEQ	23	0		
552	S.ROSA	SNT	138	0		
589	VICEN	SNT	138	0		
614	3-Jan	SEQ	23	0		
660	MOVIL	SEQ	46	0		
900	DERIV16	SEQ	46	0		
1001	BANCOS	SEQ	46	0		
1002	BANCOS	SEQ	13.2	0		
1003	CHILLOG	SEQ	138	0		
1004	CHILLOG	SEQ	23	0		
1999	SROSAFIC	SNT	1	0		
2000	S.ROSA	SNT	230	0		

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2004)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
100	C.T.QUIT	SNT	6.6	0		
101	C.H.PASO	SEQ	4.16	0		
102	CHGUAN12	SEQ	2.3	0		
103	C.T.LULU	SEQ	6.3	0		
104	CHGUA345	SEQ	2.3	0		
105	C.H.GUAN	SEQ	6.3	0		
106	GUANGOPO	SNT	138	0		
107	C.H.CUM1	SEQ	4.16	0		
108	C.H.CUM2	SEQ	4.16	0		
109	C.H.CUM3	SEQ	4.16	0		
110	C.H.CUM4	SEQ	4.16	0		
111	C.H.NAY1	SEQ	6.9	0		
112	C.H.NAY2	SEQ	6.9	0		
191	S.RAFA	SEQ	13	0		
202	PASOCHOA	SEQ	46	0		
204	C.H.GUAN	SEQ	46	0		
205	10V-1	SEQ	6.3	0		
206	4	SEQ	6.3	0		
208	9	SEQ	6.3	0		
209	11	SEQ	6.3	0		
210	CUMBAYÁ	SEQ	46	0		
213	NAYÓN	SEQ	46	0		
214	02-Feb	SEQ	6.3	0		
215	SUR	SEQ	46	0		
216	G.T. 46	SEQ	46	0		
217	DERIV.6	SEQ	46	0		
218	02-Ene	SEQ	6.3	0		
219	02-Feb	SEQ	23	0		
220	C.T.GUAN	SEQ	13.8	0		
221	S.RAFA	SEQ	23	0		
222	19	SEQ	23	0		
223	16	SEQ	6.3	0		
224	18	SEQ	23	0		
225	03-Feb	SEQ	6.3	0		
226	PEREZ G	SEQ	6.3	0		
227	DERIV12	SEQ	46	0		
228	DERIVCA	SEQ	46	0		
229	CAROLINA	SEQ	6.3	0		
230	13-Ene	SEQ	6.3	0		
231	12	SEQ	6.3	0		
232	OLIMPICO	SEQ	6.3	0		
233	SANGOLQ	SEQ	23	0		
234	10V-2	SEQ	6.3	0		
235	8	SEQ	6.3	0		
236	6	SEQ	6.3	0		
238	13-Feb	SEQ	6.3	0		
239	7	SEQ	6.3	0		
240	EPICLACH	SEQ	23	0		
241	10N	SEQ	6.3	0		
242	IÑAQUIT	SEQ	46	0		
243	IÑAQUITO	SEQ	6.3	0		
244	15	SEQ	6.3	0		
245	17-Ene	SEQ	6.3	0		
246	17-Feb	SEQ	6.3	0		
247	QUINCHE	SEQ	46	0		

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2004)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Yes	0	
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Yes	0	
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Yes	0	
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Yes	0	
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	No	0	
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	No	0	
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	No	0	
287	10V 46	205	10V-1	1	Yes	0	
293	4	206	4	1	Yes	0	
259	9	208	9	1	Yes	0	
261	11	209	11	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	No	0	
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	No	0	
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	No	0	
215	SUR	214	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	216	G.T. 46	1	No	0	
215	SUR	217	DERIV.6	1	No	0	
215	SUR	218	2-Jan	1	Yes	0	
215	SUR	219	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	250	EPICL	1	No	0	
215	SUR	286	VICENTIN	1	No	0	
215	SUR	293	4	1	No	0	
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	No	0	
217	DERIV.6	292	6	1	No	0	
217	DERIV.6	297	8	1	No	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Yes	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Yes	0	
269	19	222	19	1	Yes	0	
269	19	222	19	2	Yes	0	
277	16	223	16	1	Yes	0	
277	16	223	16	2	Yes	0	
274	18	224	18	1	Yes	0	
274	18	224	18	2	Yes	0	
252	3	225	3-Feb	1	Yes	0	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Yes	0	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	No	0	
227	DERIV12	284	12	1	No	0	

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2004)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	No	0	
228	DERIVCA	281	NORTE	1	No	0	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	No	0	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Yes	0	
263	13	230	13-Ene	1	Yes	0	
284	12	231	12	1	Yes	0	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Yes	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Yes	0	
297	8	235	8	1	Yes	0	
292	6	236	6	1	Yes	0	
238	13-Feb	263	13	1	Yes	0	
253	7	239	7	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Yes	0	
286	VICENTIN	241	10N	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	263	13	1	No	0	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	No	0	
262	15	244	15	1	Yes	0	
267	17	245	17-Ene	1	Yes	0	
246	17-Feb	267	17	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Yes	0	
269	19	248	19	1	Yes	0	
250	EPICL	252	3	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	2	No	0	
251	PEREZG	259	9	1	No	0	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	No	0	
252	3	253	7	1	No	0	
252	3	614	03-Ene	1	Yes	0	
253	7	285	S.ALGR	1	No	0	
259	9	285	S.ALGR	1	No	0	
261	11	285	S.ALGR	1	No	0	
262	15	268	DERIV17	1	No	0	
263	13	285	S.ALGR	1	No	0	
267	17	268	DERIV17	1	No	0	
268	DERIV17	269	19	1	No	0	
269	19	324	19	1	Yes	0	
269	19	1001	BANCOS	1	No	0	
274	18	323	POMASQUI	1	No	0	
274	18	589	VICEN	1	No	0	
277	16	281	NORTE	1	No	0	
277	16	281	NORTE	2	No	0	
277	16	900	DERIV16	1	No	0	
281	NORTE	286	VICENTIN	1	No	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Yes	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Yes	0	
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	No	0	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	No	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Yes	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Yes	0	
287	10V 46	288	DERIV10V	1	No	0	

RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2004)

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	No	0	
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	No	0	
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	No	0	
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	No	0	
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Yes	0	
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Yes	0	
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	No	0	
324	19	325	S.ALGR	1	No	0	
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	No	0	
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	No	0	
552	S.ROSA	589	VICEN	1	No	0	
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	No	0	
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Yes	0	
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Yes	0	
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Yes	0	

RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2005)

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
100	C.T.QUIT	SNT	6.6	0		
101	C.H.PASO	SEQ	4.16	0		
102	CHGUAN12	SEQ	2.3	0		
103	C.T.LULU	SEQ	6.3	0		
104	CHGUA345	SEQ	2.3	0		
105	C.H.GUAN	SEQ	6.3	0		
106	GUANGOPO	SNT	138	0		
107	C.H.CUM1	SEQ	4.16	0		
108	C.H.CUM2	SEQ	4.16	0		
109	C.H.CUM3	SEQ	4.16	0		
110	C.H.CUM4	SEQ	4.16	0		
111	C.H.NAY1	SEQ	6.9	0		
112	C.H.NAY2	SEQ	6.9	0		
191	S.RAFA	SEQ	13	0		
202	PASOCHOA	SEQ	46	0		
204	C.H.GUAN	SEQ	46	0		
205	10V-1	SEQ	6.3	0		
206	4	SEQ	6.3	0		
208	9	SEQ	6.3	0		
209	11	SEQ	6.3	0		
210	CUMBAYÁ	SEQ	46	0		
213	NAYÓN	SEQ	46	0		
214	2-Feb	SEQ	6.3	0		
215	SUR	SEQ	46	0		
216	G.T. 46	SEQ	46	0		
217	DERIV.6	SEQ	46	0		
218	2-Jan	SEQ	6.3	0		
219	2-Feb	SEQ	23	0		
220	C.T.GUAN	SEQ	13.8	0		
221	S.RAFA	SEQ	23	0		
222	19	SEQ	23	0		
223	16	SEQ	6.3	0		
224	18	SEQ	23	0		
225	3-Feb	SEQ	6.3	0		
226	PEREZ G	SEQ	6.3	0		
227	DERIV12	SEQ	46	0		
228	DERIVCA	SEQ	46	0		
229	CAROLINA	SEQ	6.3	0		
230	13-Jan	SEQ	6.3	0		
231	12	SEQ	6.3	0		
232	OLIMPICO	SEQ	6.3	0		
233	SANGOLQ	SEQ	23	0		
234	10V-2	SEQ	6.3	0		
235	8	SEQ	6.3	0		
236	6	SEQ	6.3	0		
238	13-Feb	SEQ	6.3	0		
239	7	SEQ	6.3	0		
240	EPICLACH	SEQ	23	0		
241	10N	SEQ	6.3	0		
242	IÑAQUIT	SEQ	46	0		
243	IÑAQUITO	SEQ	6.3	0		
244	15	SEQ	6.3	0		
245	17-Jan	SEQ	6.3	0		
246	17-Feb	SEQ	6.3	0		
247	QUINCHE	SEQ	46	0		

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2005)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
248	19	SEQ	13.8	0		
249	QUINCHE	SEQ	23	0		
250	EPICL	SEQ	46	0		
251	PEREZG	SEQ	46	0		
252	3	SEQ	46	0		
253	7	SEQ	46	0		
259	9	SEQ	46	0		
261	11	SEQ	46	0		
262	15	SEQ	46	0		
263	13	SEQ	46	0		
267	17	SEQ	46	0		
268	DERIV17	SEQ	46	0		
269	19	SEQ	46	0		
274	18	SEQ	138	0		
277	16	SEQ	46	0		
281	NORTE	SEQ	46	0		
282	CAROLINA	SEQ	46	0		
284	12	SEQ	46	0		
285	S.ALGR	SEQ	46	0		
286	VICENTIN	SEQ	46	0		
287	10V 46	SEQ	46	0		
288	DERIV10V	SEQ	46	0		
291	S.RAFA	SEQ	46	0		
292	6	SEQ	46	0		
293	4	SEQ	46	0		
294	S. ROSA	SEQ	46	0		
295	MACHACH	SEQ	46	0		
296	SANGOLQU	SEQ	46	0		
297	8	SEQ	46	0		
299	TUMBACO	SEQ	46	0		
300	TUMBACO	SEQ	23	0		
301	MACHACH	SEQ	23	0		
322	POMASQUI	SEQ	23	0		
323	POMASQUI	SEQ	138	0		
324	19	SEQ	138	0		
325	S.ALGR	SEQ	138	0		
421	S.ROSA	SEQ	23	0		
552	S.ROSA	SNT	138	0		
589	VICEN	SNT	138	0		
614	3-Jan	SEQ	23	0		
660	MOVIL	SEQ	46	0		
900	DERIV16	SEQ	46	0		
1001	BANCOS	SEQ	46	0		
1002	BANCOS	SEQ	13.2	0		
1003	CHILLOG	SEQ	138	0		
1004	CHILLOG	SEQ	23	0		
1999	SROSAFIC	SNT	1	0		
2000	S.ROSA	SNT	230	0		

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2005)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Yes	0	
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Yes	0	
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Yes	0	
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Yes	0	
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	No	0	
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	No	0	
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	No	0	
287	10V 46	205	10V-1	1	Yes	0	
293	4	206	4	1	Yes	0	
259	9	208	9	1	Yes	0	
261	11	209	11	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	No	0	
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	No	0	
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	No	0	
215	SUR	214	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	216	G.T. 46	1	No	0	
215	SUR	217	DERIV.6	1	No	0	
215	SUR	218	2-Jan	1	Yes	0	
215	SUR	219	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	250	EPICL	1	No	0	
215	SUR	286	VICENTIN	1	No	0	
215	SUR	293	4	1	No	0	
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	No	0	
217	DERIV.6	292	6	1	No	0	
217	DERIV.6	297	8	1	No	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Yes	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Yes	0	
269	19	222	19	1	Yes	0	
269	19	222	19	2	Yes	0	
277	16	223	16	1	Yes	0	
277	16	223	16	2	Yes	0	
274	18	224	18	1	Yes	0	
274	18	224	18	2	Yes	0	
252	3	225	3-Feb	1	Yes	0	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Yes	0	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	No	0	
227	DERIV12	284	12	1	No	0	

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2005)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	No	0	
228	DERIVCA	281	NORTE	1	No	0	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	No	0	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Yes	0	
263	13	230	13-Ene	1	Yes	0	
284	12	231	12	1	Yes	0	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Yes	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Yes	0	
297	8	235	8	1	Yes	0	
292	6	236	6	1	Yes	0	
238	13-Feb	263	13	1	Yes	0	
253	7	239	7	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Yes	0	
286	VICENTIN	241	10N	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	263	13	1	No	0	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	No	0	
262	15	244	15	1	Yes	0	
267	17	245	17-Ene	1	Yes	0	
246	17-Feb	267	17	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Yes	0	
269	19	248	19	1	Yes	0	
250	EPICL	252	3	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	2	No	0	
251	PEREZG	259	9	1	No	0	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	No	0	
252	3	253	7	1	No	0	
252	3	614	03-Ene	1	Yes	0	
253	7	285	S.ALGR	1	No	0	
259	9	285	S.ALGR	1	No	0	
261	11	285	S.ALGR	1	No	0	
262	15	268	DERIV17	1	No	0	
263	13	285	S.ALGR	1	No	0	
267	17	268	DERIV17	1	No	0	
268	DERIV17	269	19	1	No	0	
269	19	324	19	1	Yes	0	
269	19	1001	BANCOS	1	No	0	
274	18	323	POMASQUI	1	No	0	
274	18	589	VICEN	1	No	0	
277	16	281	NORTE	1	No	0	
277	16	281	NORTE	2	No	0	
277	16	900	DERIV16	1	No	0	
281	NORTE	286	VICENTIN	1	No	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Yes	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Yes	0	
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	No	0	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	No	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Yes	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Yes	0	
287	10V 46	288	DERIV10V	1	No	0	

RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2005)

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	No	0	
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	No	0	
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	No	0	
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	No	0	
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Yes	0	
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Yes	0	
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	No	0	
324	19	325	S.ALGR	1	No	0	
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	No	0	
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	No	0	
552	S.ROSA	589	VICEN	1	No	0	
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	No	0	
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Yes	0	
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Yes	0	
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Yes	0	

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2006)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
100	C.T.QUIT	SNT	6.6	0		
101	C.H.PASO	SEQ	4.16	0		
102	CHGUAN12	SEQ	2.3	0		
103	C.T.LULU	SEQ	6.3	0		
104	CHGUA345	SEQ	2.3	0		
105	C.H.GUAN	SEQ	6.3	0		
106	GUANGOPO	SNT	138	0		
107	C.H.CUM1	SEQ	4.16	0		
108	C.H.CUM2	SEQ	4.16	0		
109	C.H.CUM3	SEQ	4.16	0		
110	C.H.CUM4	SEQ	4.16	0		
111	C.H.NAY1	SEQ	6.9	0		
112	C.H.NAY2	SEQ	6.9	0		
191	S.RAFA	SEQ	13	0		
202	PASOCHOA	SEQ	46	0		
204	C.H.GUAN	SEQ	46	0		
205	10V-1	SEQ	6.3	0		
206	4	SEQ	6.3	0		
208	9	SEQ	6.3	0		
209	11	SEQ	6.3	0		
210	CUMBAYÁ	SEQ	46	0		
213	NAYÓN	SEQ	46	0		
214	2-Feb	SEQ	6.3	0		
215	SUR	SEQ	46	0		
216	G.T. 46	SEQ	46	0		
217	DERIV.6	SEQ	46	0		
218	2-Jan	SEQ	6.3	0		
219	2-Feb	SEQ	23	0		
220	C.T.GUAN	SEQ	13.8	0		
221	S.RAFA	SEQ	23	0		
222	19	SEQ	23	0		
223	16	SEQ	6.3	0		
224	18	SEQ	23	0		
225	3-Feb	SEQ	6.3	0		
226	PEREZ G	SEQ	6.3	0		
227	DERIV12	SEQ	46	0		
228	DERIVCA	SEQ	46	0		
229	CAROLINA	SEQ	6.3	0		
230	13-Jan	SEQ	6.3	0		
231	12	SEQ	6.3	0		
232	OLIMPICO	SEQ	6.3	0		
233	SANGOLQ	SEQ	23	0		
234	10V-2	SEQ	6.3	0		
235	8	SEQ	6.3	0		
236	6	SEQ	6.3	0		
238	13-Feb	SEQ	6.3	0		
239	7	SEQ	6.3	0		
240	EPICLACH	SEQ	23	0		
241	10N	SEQ	6.3	0		
242	IÑAQUIT	SEQ	46	0		
243	IÑAQUITO	SEQ	6.3	0		
244	15	SEQ	6.3	0		
245	17-Jan	SEQ	6.3	0		
246	17-Feb	SEQ	6.3	0		
247	QUINCHE	SEQ	46	0		

RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2006)

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
248	19	SEQ	13.8	0		
249	QUINCHE	SEQ	23	0		
250	EPICL	SEQ	46	0		
251	PEREZG	SEQ	46	0		
252	3	SEQ	46	0		
253	7	SEQ	46	0		
259	9	SEQ	46	0		
261	11	SEQ	46	0		
262	15	SEQ	46	0		
263	13	SEQ	46	0		
267	17	SEQ	46	0		
268	DERIV17	SEQ	46	0		
269	19	SEQ	46	0		
274	18	SEQ	138	0		
277	16	SEQ	46	0		
281	NORTE	SEQ	46	0		
282	CAROLINA	SEQ	46	0		
284	12	SEQ	46	0		
285	S.ALGR	SEQ	46	0		
286	VICENTIN	SEQ	46	0		
287	10V 46	SEQ	46	0		
288	DERIV10V	SEQ	46	0		
291	S.RAFA	SEQ	46	0		
292	6	SEQ	46	0		
293	4	SEQ	46	0		
294	S. ROSA	SEQ	46	0		
295	MACHACH	SEQ	46	0		
296	SANGOLQU	SEQ	46	0		
297	8	SEQ	46	0		
299	TUMBACO	SEQ	46	0		
300	TUMBACO	SEQ	23	0		
301	MACHACH	SEQ	23	0		
322	POMASQUI	SEQ	23	0		
323	POMASQUI	SEQ	138	0		
324	19	SEQ	138	0		
325	S.ALGR	SEQ	138	0		
421	S.ROSA	SEQ	23	0		
552	S.ROSA	SNT	138	0		
589	VICEN	SNT	138	0		
614	3-Jan	SEQ	23	0		
660	MOVIL	SEQ	46	0		
900	DERIV16	SEQ	46	0		
1001	BANCOS	SEQ	46	0		
1002	BANCOS	SEQ	13.2	0		
1003	CHILLOG	SEQ	138	0		
1004	CHILLOG	SEQ	23	0		
1999	SROSAFIC	SNT	1	0		
2000	S.ROSA	SNT	230	0		

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2006)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Yes	0	
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Yes	0	
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Yes	0	
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Yes	0	
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	No	0	
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	No	0	
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	No	0	
287	10V 46	205	10V-1	1	Yes	0	
293	4	206	4	1	Yes	0	
259	9	208	9	1	Yes	0	
261	11	209	11	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	No	0	
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	No	0	
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	No	0	
215	SUR	214	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	216	G.T. 46	1	No	0	
215	SUR	217	DERIV.6	1	No	0	
215	SUR	218	2-Jan	1	Yes	0	
215	SUR	219	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	250	EPICL	1	No	0	
215	SUR	286	VICENTIN	1	No	0	
215	SUR	293	4	1	No	0	
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	No	0	
217	DERIV.6	292	6	1	No	0	
217	DERIV.6	297	8	1	No	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Yes	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Yes	0	
269	19	222	19	1	Yes	0	
269	19	222	19	2	Yes	0	
277	16	223	16	1	Yes	0	
277	16	223	16	2	Yes	0	
274	18	224	18	1	Yes	0	
274	18	224	18	2	Yes	0	
252	3	225	3-Feb	1	Yes	0	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Yes	0	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	No	0	
227	DERIV12	284	12	1	No	0	
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	No	0	

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2006)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
228	DERIVCA	281	NORTE	1	No	0	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	No	0	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Yes	0	
263	13	230	13-Jan	1	Yes	0	
284	12	231	12	1	Yes	0	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Yes	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Yes	0	
297	8	235	8	1	Yes	0	
292	6	236	6	1	Yes	0	
238	13-Feb	263	13	1	Yes	0	
253	7	239	7	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Yes	0	
286	VICENTIN	241	10N	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	263	13	1	No	0	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	No	0	
262	15	244	15	1	Yes	0	
267	17	245	17-Jan	1	Yes	0	
246	17-Feb	267	17	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Yes	0	
269	19	248	19	1	Yes	0	
250	EPICL	252	3	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	2	No	0	
251	PEREZG	259	9	1	No	0	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	No	0	
252	3	253	7	1	No	0	
252	3	614	3-Jan	1	Yes	0	
253	7	285	S.ALGR	1	No	0	
259	9	285	S.ALGR	1	No	0	
261	11	285	S.ALGR	1	No	0	
262	15	268	DERIV17	1	No	0	
263	13	285	S.ALGR	1	No	0	
267	17	268	DERIV17	1	No	0	
268	DERIV17	269	19	1	No	0	
269	19	324	19	1	Yes	0	
269	19	1001	BANCOS	1	No	0	
274	18	323	POMASQUI	1	No	0	
274	18	589	VICEN	1	No	0	
277	16	281	NORTE	1	No	0	
277	16	281	NORTE	2	No	0	
277	16	900	DERIV16	1	No	0	
281	NORTE	286	VICENTIN	1	No	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Yes	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Yes	0	
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	No	0	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	No	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Yes	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Yes	0	
287	10V 46	288	DERIV10V	1	No	0	
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	No	0	
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	No	0	

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2006)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	No	0	
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	No	0	
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Yes	0	
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Yes	0	
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	No	0	
324	19	325	S.ALGR	1	No	0	
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	No	0	
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	No	0	
552	S.ROSA	589	VICEN	1	No	0	
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	No	0	
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Yes	0	
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Yes	0	
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Yes	0	

RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2007)

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
100	C.T.QUIT	SNT	6.6	0		
101	C.H.PASO	SEQ	4.16	0		
102	CHGUAN12	SEQ	2.3	0		
103	C.T.LULU	SEQ	6.3	0		
104	CHGUA345	SEQ	2.3	0		
105	C.H.GUAN	SEQ	6.3	0		
106	GUANGOPO	SNT	138	0		
107	C.H.CUM1	SEQ	4.16	0		
108	C.H.CUM2	SEQ	4.16	0		
109	C.H.CUM3	SEQ	4.16	0		
110	C.H.CUM4	SEQ	4.16	0		
111	C.H.NAY1	SEQ	6.9	0		
112	C.H.NAY2	SEQ	6.9	0		
191	S.RAFA	SEQ	13	0		
202	PASOCHOA	SEQ	46	0		
204	C.H.GUAN	SEQ	46	0		
205	10V-1	SEQ	6.3	0		
206	4	SEQ	6.3	0		
208	9	SEQ	6.3	0		
209	11	SEQ	6.3	0		
210	CUMBAYÁ	SEQ	46	0		
213	NAYÓN	SEQ	46	0		
214	2-Feb	SEQ	6.3	0		
215	SUR	SEQ	46	0		
216	G.T. 46	SEQ	46	0		
217	DERIV.6	SEQ	46	0		
218	2-Jan	SEQ	6.3	0		
219	2-Feb	SEQ	23	0		
220	C.T.GUAN	SEQ	13.8	0		
221	S.RAFA	SEQ	23	0		
222	19	SEQ	23	0		
223	16	SEQ	6.3	0		
224	18	SEQ	23	0		
225	3-Feb	SEQ	6.3	0		
226	PEREZ G	SEQ	6.3	0		
227	DERIV12	SEQ	46	0		
228	DERIVCA	SEQ	46	0		
229	CAROLINA	SEQ	6.3	0		
230	13-Jan	SEQ	6.3	0		
231	12	SEQ	6.3	0		
232	OLIMPICO	SEQ	6.3	0		
233	SANGOLQ	SEQ	23	0		
234	10V-2	SEQ	6.3	0		
235	8	SEQ	6.3	0		
236	6	SEQ	6.3	0		
238	13-Feb	SEQ	6.3	0		
239	7	SEQ	6.3	0		
240	EPICLACH	SEQ	23	0		
241	10N	SEQ	6.3	0		
242	IÑAQUIT	SEQ	46	0		
243	IÑAQUITO	SEQ	6.3	0		
244	15	SEQ	6.3	0		
245	17-Jan	SEQ	6.3	0		
246	17-Feb	SEQ	6.3	0		
247	QUINCHE	SEQ	46	0		

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2007)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
248	19	SEQ	13.8	0		
249	QUINCHE	SEQ	23	0		
250	EPICL	SEQ	46	0		
251	PEREZG	SEQ	46	0		
252	3	SEQ	46	0		
253	7	SEQ	46	0		
259	9	SEQ	46	0		
261	11	SEQ	46	0		
262	15	SEQ	46	0		
263	13	SEQ	46	0		
267	17	SEQ	46	0		
268	DERIV17	SEQ	46	0		
269	19	SEQ	46	0		
274	18	SEQ	138	0		
277	16	SEQ	46	0		
281	NORTE	SEQ	46	0		
282	CAROLINA	SEQ	46	0		
284	12	SEQ	46	0		
285	S.ALGR	SEQ	46	0		
286	VICENTIN	SEQ	46	0		
287	10V 46	SEQ	46	0		
288	DERIV10V	SEQ	46	0		
291	S.RAFA	SEQ	46	0		
292	6	SEQ	46	0		
293	4	SEQ	46	0		
294	S. ROSA	SEQ	46	0		
295	MACHACH	SEQ	46	0		
296	SANGOLQU	SEQ	46	0		
297	8	SEQ	46	0		
299	TUMBACO	SEQ	46	0		
300	TUMBACO	SEQ	23	0		
301	MACHACH	SEQ	23	0		
322	POMASQUI	SEQ	23	0		
323	POMASQUI	SEQ	138	0		
324	19	SEQ	138	0		
325	S.ALGR	SEQ	138	0		
421	S.ROSA	SEQ	23	0		
552	S.ROSA	SNT	138	0		
589	VICEN	SNT	138	0		
614	3-Jan	SEQ	23	0		
660	MOVIL	SEQ	46	0		
900	DERIV16	SEQ	46	0		
1001	BANCOS	SEQ	46	0		
1002	BANCOS	SEQ	13.2	0		
1003	CHILLOG	SEQ	138	0		
1004	CHILLOG	SEQ	23	0		
1999	SROSAFIC	SNT	1	0		
2000	S.ROSA	SNT	230	0		

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2007)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Yes	0	
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Yes	0	
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Yes	0	
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Yes	0	
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	No	0	
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	No	0	
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	No	0	
287	10V 46	205	10V-1	1	Yes	0	
293	4	206	4	1	Yes	0	
259	9	208	9	1	Yes	0	
261	11	209	11	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	No	0	
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	No	0	
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	No	0	
215	SUR	214	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	216	G.T. 46	1	No	0	
215	SUR	217	DERIV.6	1	No	0	
215	SUR	218	2-Jan	1	Yes	0	
215	SUR	219	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	250	EPICL	1	No	0	
215	SUR	286	VICENTIN	1	No	0	
215	SUR	293	4	1	No	0	
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	No	0	
217	DERIV.6	292	6	1	No	0	
217	DERIV.6	297	8	1	No	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Yes	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Yes	0	
269	19	222	19	1	Yes	0	
269	19	222	19	2	Yes	0	
277	16	223	16	1	Yes	0	
277	16	223	16	2	Yes	0	
274	18	224	18	1	Yes	0	
274	18	224	18	2	Yes	0	
252	3	225	3-Feb	1	Yes	0	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Yes	0	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	No	0	
227	DERIV12	284	12	1	No	0	
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	No	0	

RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2007)

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
228	DERIVCA	281	NORTE	1	No	0	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	No	0	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Yes	0	
263	13	230	13-Jan	1	Yes	0	
284	12	231	12	1	Yes	0	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Yes	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Yes	0	
297	8	235	8	1	Yes	0	
292	6	236	6	1	Yes	0	
238	13-Feb	263	13	1	Yes	0	
253	7	239	7	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Yes	0	
286	VICENTIN	241	10N	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	263	13	1	No	0	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	No	0	
262	15	244	15	1	Yes	0	
267	17	245	17-Jan	1	Yes	0	
246	17-Feb	267	17	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Yes	0	
269	19	248	19	1	Yes	0	
250	EPICL	252	3	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	2	No	0	
251	PEREZG	259	9	1	No	0	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	No	0	
252	3	253	7	1	No	0	
252	3	614	3-Jan	1	Yes	0	
253	7	285	S.ALGR	1	No	0	
259	9	285	S.ALGR	1	No	0	
261	11	285	S.ALGR	1	No	0	
262	15	268	DERIV17	1	No	0	
263	13	285	S.ALGR	1	No	0	
267	17	268	DERIV17	1	No	0	
268	DERIV17	269	19	1	No	0	
269	19	324	19	1	Yes	0	
269	19	1001	BANCOS	1	No	0	
274	18	323	POMASQUI	1	No	0	
274	18	589	VICEN	1	No	0	
277	16	281	NORTE	1	No	0	
277	16	281	NORTE	2	No	0	
277	16	900	DERIV16	1	No	0	
281	NORTE	286	VICENTIN	1	No	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Yes	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Yes	0	
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	No	0	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	No	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Yes	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Yes	0	
287	10V 46	288	DERIV10V	1	No	0	
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	No	0	
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	No	0	

RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2007)

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	No	0	
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	No	0	
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Yes	0	
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Yes	0	
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Yes	0	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Yes	0	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Yes	0	
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	No	0	
324	19	325	S.ALGR	1	No	0	
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	No	0	
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	No	0	
552	S.ROSA	589	VICEN	1	No	0	
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	No	0	
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Yes	0	
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Yes	0	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Yes	0	
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Yes	0	

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2008)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
100	C.T.QUIT	SNT	6.6	0.97	0		
101	C.H.PASO	SEQ	4.16	0.97	0		
102	CHGUAN12	SEQ	2.3	0	0		
103	C.T.LULU	SEQ	6.3	0.96	0		
104	CHGUA345	SEQ	2.3	0.96	0		
105	C.H.GUAN	SEQ	6.3	0.97	0		
106	GUANGOPO	SNT	138	0.96	0		
107	C.H.CUM1	SEQ	4.16	1.01	0		
108	C.H.CUM2	SEQ	4.16	1.01	0		
109	C.H.CUM3	SEQ	4.16	1.01	0		
110	C.H.CUM4	SEQ	4.16	0.99	0		
111	C.H.NAY1	SEQ	6.9	1.02	0		
112	C.H.NAY2	SEQ	6.9	1.02	0		
191	S.RAFA	SEQ	13	0	0		
202	PASOCHOA	SEQ	46	0.96	1		0.54
204	C.H.GUAN	SEQ	46	0.96	1		0.65
205	10V-1	SEQ	6.3	1.01	0		
206	4	SEQ	6.3	1	1		0.78
208	9	SEQ	6.3	1	0		
209	11	SEQ	6.3	1.01	0		
210	CUMBAYÁ	SEQ	46	0.99	0		
213	NAYÓN	SEQ	46	1	0		
214	2-Feb	SEQ	6.3	0	0		
215	SUR	SEQ	46	0.95	1		0.71
216	G.T. 46	SEQ	46	0.96	1		0.64
217	DERIV.6	SEQ	46	0.94	1		0.7
218	2-Jan	SEQ	6.3	0.99	1		0.8
219	2-Feb	SEQ	23	0.99	1		0.82
220	C.T.GUAN	SEQ	13.8	0.98	1		0.66
221	S.RAFA	SEQ	23	1	1		0.52
222	19	SEQ	23	1.01	0		
223	16	SEQ	6.3	1.01	0		
224	18	SEQ	23	1.01	0		
225	3-Feb	SEQ	6.3	1.01	0		
226	PEREZ G	SEQ	6.3	1	0		
227	DERIV12	SEQ	46	1	0		
228	DERIVCA	SEQ	46	1	0		
229	CAROLINA	SEQ	6.3	1	0		
230	13-Jan	SEQ	6.3	0.99	0		
231	12	SEQ	6.3	1.01	0		
232	OLIMPICO	SEQ	6.3	1	0		
233	SANGOLQ	SEQ	23	0.99	1		0.54
234	10V-2	SEQ	6.3	1.01	0		
235	8	SEQ	6.3	1.01	1		0.78
236	6	SEQ	6.3	1.01	1		0.81
238	13-Feb	SEQ	6.3	0	0		
239	7	SEQ	6.3	1	0		
240	EPICLACH	SEQ	23	1	0		
241	10N	SEQ	6.3	1.01	0		
242	IÑAQUIT	SEQ	46	1	0		
243	IÑAQUITO	SEQ	6.3	0.99	0		
244	15	SEQ	6.3	1	0		
245	17-Jan	SEQ	6.3	1	0		
246	17-Feb	SEQ	6.3	0	0		
247	QUINCHE	SEQ	46	0.95	0		

**RESULTADO EN LAS BARRAS AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2008)**

Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Violations	Max Voltage Cont.	Min Voltage Cont.
248	19	SEQ	13.8	1.01	0		
249	QUINCHE	SEQ	23	1.01	0		
250	EPICL	SEQ	46	0.97	1		0.85
251	PEREZG	SEQ	46	1	0		
252	3	SEQ	46	0.97	1		0.87
253	7	SEQ	46	0.98	0		
259	9	SEQ	46	1	0		
261	11	SEQ	46	1	0		
262	15	SEQ	46	0.93	0		
263	13	SEQ	46	1	0		
267	17	SEQ	46	0.93	0		
268	DERIV17	SEQ	46	0.93	0		
269	19	SEQ	46	0.94	0		
274	18	SEQ	138	0.88	2		0.88
277	16	SEQ	46	0.99	0		
281	NORTE	SEQ	46	1	0		
282	CAROLINA	SEQ	46	0.99	0		
284	12	SEQ	46	1	0		
285	S.ALGR	SEQ	46	1.01	0		
286	VICENTIN	SEQ	46	1	0		
287	10V 46	SEQ	46	1	0		
288	DERIV10V	SEQ	46	1	0		
291	S.RAFA	SEQ	46	0.95	1		0.57
292	6	SEQ	46	0.94	1		0.7
293	4	SEQ	46	0.95	1		0.7
294	S. ROSA	SEQ	46	1.01	0		
295	MACHACH	SEQ	46	0.98	0		
296	SANGOLQU	SEQ	46	0.95	1		0.53
297	8	SEQ	46	0.94	1		0.7
299	TUMBACO	SEQ	46	0.98	0		
300	TUMBACO	SEQ	23	1.01	0		
301	MACHACH	SEQ	23	1.01	0		
322	POMASQUI	SEQ	23	1	0		
323	POMASQUI	SEQ	138	0.99	2		0.98
324	19	SEQ	138	0.9	1		0.95
325	S.ALGR	SEQ	138	0.91	0		
421	S.ROSA	SEQ	23	1.01	0		
552	S.ROSA	SNT	138	0.97	0		
589	VICEN	SNT	138	0.96	0		
614	3-Jan	SEQ	23	0.99	0		
660	MOVIL	SEQ	46	0	0		
900	DERIV16	SEQ	46	1	0		
1001	BANCOS	SEQ	46	0	0		
1002	BANCOS	SEQ	13.2	0	0		
1003	CHILLOG	SEQ	138	0.99	0		
1004	CHILLOG	SEQ	23	1	0		
1999	SROSAFIC	SNT	1	0	0		
2000	S.ROSA	SNT	230	0	0		

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2008)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Yes	0	
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Yes	0	
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Yes	0	
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Yes	0	
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Yes	0	
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Yes	0	
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	No	0	
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	No	0	
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	No	0	
287	10V 46	205	10V-1	1	Yes	0	
293	4	206	4	1	Yes	0	
259	9	208	9	1	Yes	0	
261	11	209	11	1	Yes	0	
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	No	0	
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	No	0	
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	No	0	
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	No	0	
215	SUR	214	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	216	G.T. 46	1	No	0	
215	SUR	217	DERIV.6	1	No	0	
215	SUR	218	2-Jan	1	Yes	0	
215	SUR	219	2-Feb	1	Yes	0	
215	SUR	250	EPICL	1	No	1	96.16
215	SUR	286	VICENTIN	1	No	0	
215	SUR	293	4	1	No	0	
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Yes	0	
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	No	1	131.16
217	DERIV.6	292	6	1	No	0	
217	DERIV.6	297	8	1	No	0	
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Yes	1	113.8
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Yes	0	
269	19	222	19	1	Yes	0	
269	19	222	19	2	Yes	0	
277	16	223	16	1	Yes	0	
277	16	223	16	2	Yes	0	
274	18	224	18	1	Yes	0	
274	18	224	18	2	Yes	0	
252	3	225	3-Feb	1	Yes	0	
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Yes	0	
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	No	0	
227	DERIV12	284	12	1	No	0	
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	No	0	

**RESULTADO EN LAS L/T AL SUSCITARSE CONTINGENCIA EN LAS
LÍNEAS DE ALIMENTACION A LA S/E SAN RAFAEL (AÑO 2008)**

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Xfrmr	Violations	Max % Loading Cont.
228	DERIVCA	281	NORTE	1	No	0	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	No	0	
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Yes	0	
263	13	230	13-Jan	1	Yes	0	
284	12	231	12	1	Yes	0	
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Yes	0	
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Yes	0	
287	10V 46	234	10V-2	1	Yes	0	
297	8	235	8	1	Yes	0	
292	6	236	6	1	Yes	0	
238	13-Feb	263	13	1	Yes	0	
253	7	239	7	1	Yes	0	
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Yes	2	96.32
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Yes	2	96.32
286	VICENTIN	241	10N	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Yes	0	
242	IÑAQUIT	263	13	1	No	0	
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	No	0	
262	15	244	15	1	Yes	0	
267	17	245	17-Jan	1	Yes	0	
246	17-Feb	267	17	1	Yes	0	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Yes	2	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Yes	0	
269	19	248	19	1	Yes	0	
250	EPICL	252	3	1	No	0	
250	EPICL	294	S. ROSA	1	No	1	114.44
250	EPICL	294	S. ROSA	2	No	1	114.44
251	PEREZG	259	9	1	No	0	
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	No	0	
252	3	253	7	1	No	0	
252	3	614	3-Jan	1	Yes	0	
253	7	285	S.ALGR	1	No	1	104.67
259	9	285	S.ALGR	1	No	0	
261	11	285	S.ALGR	1	No	0	
262	15	268	DERIV17	1	No	0	
263	13	285	S.ALGR	1	No	0	
267	17	268	DERIV17	1	No	0	
268	DERIV17	269	19	1	No	0	
269	19	324	19	1	Yes	0	
269	19	1001	BANCOS	1	No	0	
274	18	323	POMASQUI	1	No	0	
274	18	589	VICEN	1	No	0	
277	16	281	NORTE	1	No	0	
277	16	281	NORTE	2	No	0	
277	16	900	DERIV16	1	No	0	
281	NORTE	286	VICENTIN	1	No	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Yes	0	
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Yes	0	
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	No	0	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	No	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Yes	0	
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Yes	0	
287	10V 46	288	DERIV10V	1	No	0	
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	No	0	
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	No	0	

ANEXO 6

Costos unitarios y presupuesto para alternativas

Costos referenciales de los materiales

PRECIOS PROMEDIO AL 2003	
L/T 46 KV, 477 MCM, 1c	94,000
L/T 46 KV, 477 MCM, 2c	110,000
L/T 138 KV, 477 MCM, 1c	90000
L/T 138 KV, 477 MCM, 2c	130000
L/T 138 KV, 636 MCM, 2c	130000
Disyuntor 138 KV completo	400000
Posic. Disyuntor 138 KV	95000
Disyuntor 46 KV completo	252000
Posic. Disyuntor 46 KV	85,000
Disyuntor 23 KV completo	180000
Posic.. Disyuntor 23 KV	75000
100 MVA, 138/46 KV	700000
Posición Trafo 100 MVA	158034
33 MVA 138/23 KV	470000
Posición trafo 33 MVA	112618
33 MVA, 46/23 KV	370000
Posición trafo 33 MVA	85748
20 MVA, 46/6.3 KV	310000
20 MVA, 46/23 KV	350000
Lote secc., estructuras, cables	80000

PRESUPUESTOS ESTIMADOS

Alternativa 1.- S/Es San Rafael 66 MVA,138/23 KV							
Descripción	Año	MVA	Km.-L/T	Disy.46 KV	Disy.138 KV	Disy. 23 KV	USD
S/E San Rafael 138/23 KV-	2005	66			2		1965236
BP & ST en S/E C.T. Guangopolo	2005			1	1		652000
L/T 46 KV, Santa Rosa - Sangolquí, 1c	2005		3	1			534000
L/T 46 KV, Sangolquí - San Rafael, 1c	2000		8				752000
L/T 138 KV, San Rafael-Guangopolo, 1c	2005		4.5		1		805000
L/T 138 KV, Santa Rosa - San Rafael, 1c	2005		13.5		1		1615000
Disyuntor 23 KV completo	2005					4	720000
Lote seccionadores, estructuras, cables de control	2005	6					480000
							6774266

Alternativa 2.- S/Es San Rafael 100 MVA,138/46 KV							
Descripción	Año	MVA	Km.-L/T	Disy.46 KV	Disy.138 KV	Disy. 23 KV	USD
S/E San Rafael 138/46 KV	2005	100			2		1658034
S/E San Rafael 46/23 KV	2005	33		3			1211748
L/T 138 KV, San Rafael-Guangopolo	2005		4.5		1		805000
L/T 138 KV, Santa Rosa - San Rafael	2005		13.5		1		1615000
L/T 46 KV, Sangolquí - San Rafael	2000		8				752000
BP & BT en S/E C.T. Guangopolo	2005				1		400000
Disyuntor 23 KV completo	2005					2	360000
Lote seccionadores, estructuras, cables de control	2005	6					480000
							6529782

ANEXO 7

Resultado de flujo de potencia referencial del 2.002.

Resultados obtenidos en la SIMULACIÓN del año (2.002)

Barra Inicial	Barra Nombre	Barra Final	Barra Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.9	40	66.7
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	6	48.4
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	6	0
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	11	26.2
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	6	0
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	15	39.6
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	48	0
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	27	0
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	25.6	5.9	160	16.4
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	12	87
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	40	26.1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	12	0
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	24.5	62.2
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	16	95.2
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	20	0
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	24	11.9
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	8	4.8	53	17.6
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	-2.4	-3.1	53	7.3
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.4	1.6	12.5	37.4
293	4	206	4	1	Closed	Yes	14.8	3.6	20	76.2
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6	-1.1	10	61.8
261	11	209	11	1	Closed	Yes	9.1	0	10	91.3
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-8.2	-6.1	53	19.4
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	4.4	3	53	10
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	4.3	2.9	53	9.9
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	53	0
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	29.4	7.3	53	57.2
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	19.8	4.2	53	38.2
215	SUR	214	2-2	1	Open	Yes	0	0	15	0
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-7.1	-4.4	53	16.1
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11	4.3	53	22.3
215	SUR	218	2-1	1	Closed	Yes	5.9	2.4	15	42.5
215	SUR	219	2-2	1	Closed	Yes	3.3	1.2	15	23.4
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-17.2	-1.8	53	33
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	53	0
215	SUR	293	4	1	Closed	No	14.8	3.7	53	28.8
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20.8	-8	33	68.7
216	G.T. 46	291	S.RAFA	1	Closed	No	11.2	0.3	53	21.2
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4.1	1.4	53	8.2
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	6.9	2.8	53	14
291	S.RAFA	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	25.1	0.9	40.5	62.2
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	20	0
269	19	222	19	1	Closed	Yes	38.4	7.4	43	90.9
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	15	0
277	16	223	16	1	Closed	Yes	12.2	0.8	20	61.1
277	16	223	16	2	Closed	Yes	12.2	0.8	20	61.1

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Circ	Estado	Xfmr	MW	Mvar	Lim MVA	Max Perc
274	18	224	18	1	Closed	Yes	34.7	6.1	33	106.7
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	20	0
252	3	225	03-Feb	1	Closed	Yes	15.6	2.5	20	79
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	11.4	0	20	57.1
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	23	-0.2	53	43.4
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	6.6	2.3	53	13.2
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-29.6	-2.2	53	56.1
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	8.4	-2.3	53	16.3
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	14.5	1.8	53	27.6
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	14.5	1.7	20	73
263	13	230	13-1	1	Closed	Yes	9.4	-0.1	20	47.1
284	12	231	12	1	Closed	Yes	6.6	2.3	10	70
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	12.6	0.8	20	63.1
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	12.6	0	20	63.4
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	15	0
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	5	0
297	8	235	8	1	Closed	Yes	6.9	2.8	8	92.9
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.1	1.4	5	86.8
238	13-2	263	13	1	Open	Yes	0	0	6	0
253	7	239	7	1	Closed	Yes	14.7	1.6	20	73.9
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	16.4	1.4	20	82.3
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	16.4	1.4	20	82.3
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	9.1	3.3	15	64.6
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	10.2	0.2	15	68.1
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-2.5	0.4	53	4.8
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-7.7	-0.6	53	14.6
262	15	244	15	1	Closed	Yes	13.2	0.5	15	88.1
267	17	245	17-1	1	Closed	Yes	9.8	0.8	15	65.6
246	17-2	267	17	1	Open	Yes	0	0	6	0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	19.4	3.1	20	98.2
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	15	0
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	10	0.2
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	8.3	0	53	15.7
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-29.2	-2.5	53	56.8
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-29.2	-2.5	53	56.8
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	9.3	-5	53	20
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-20.7	5	53	40.5
252	3	253	7	1	Closed	No	-10.7	-3.8	53	21.6
252	3	614	3-1	1	Closed	Yes	3.4	1.2	20	18
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-25.5	-5.5	53	50.1
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	3.3	-3.9	53	9.7
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-9.1	0	53	17.2
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-13.2	-0.5	53	25
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-11.9	0.5	53	22.5
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-23.1	-1.4	53	43.8
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-61.6	-9.1	100	63.7
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	22	0
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-34.7	-6.1	160	22
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	160	0
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14.7	-1.3	53	28
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	53	0

Barra		Barra							Lim	Max
Inicial	Nombre	Final	Nombre	Circ	Estado	Xfrmr	MW	Mvar	MVA	Perc
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-9.7	-0.3	53	18.3
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-18	0.8	53	34.2
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	53.2	14.5	60	91.9
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	60	0
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	9.7	0.4	53	18.4
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	25.4	-3.2	53	48.3
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	39.6	4.4	43	92.6
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	42.7	4.7	48	89.4
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.4	-1.6	24	19.5
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-24	0.4	53	46.5
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	10.1	-1	53	19.1
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	53	0
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	11.1	4.9	53	22.9
294	S. ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	13.4	-1.6	15	91.4
552	S.ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	54.4	12.7	109.5	51
552	S.ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	54.4	12.7	109.5	51
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	11	4.7	20	59.9
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	29.3	6.9	33	91.2
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	15	0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	30.4	7.9	33	95.2
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	20	0
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-65.2	-13.8	186	36.3
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-61.6	-16.2	186	34.4
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-104.6	-26.3	186	59.6
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-76.1	-20.2	186	42.9
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	57.2	3.5	160	35.8
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	102.4	29.6	186	57.3
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	225	0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	8	0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	25	5.1	33	77.3
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	20	0
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	225	0

Fuente: Simulación con el Programa PowerWorld 8.0. Elaboración: Luis Minango

ANEXO 8

**Valores en los diferentes puntos y barras del Sistema
Eléctrico Quito al correr los flujos de potencia simulados
al año 2006**

Resultados obtenidos luego de simular la alternativa 4.1.2. Reporte de transformadores y líneas de transmisión.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From Mvar	From MVA	From Lim	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.8	26.3	40	115.2	2408	66.7	0	1.67	1
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO.	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	2.9	6	36	397.9	48.4	0	0.09	1
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	2.9	11	37.4	273.4	26.2	0	0.1	1
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	5.9	15	75.6	551.9	39.6	0	0.24	1
106	GUANGOPO	216	G.T.46	1	Open	Yes	0	0	0	48	0	0	0	0	0	1
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0.98
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	25.1	8.1	26.4	160	115.9	116.5	16.5	0.04	-0.29	1
2002	Alternat	106	GUANGOPO	1	Closed	No	-0.5	1.9	1.9	160	8.5	10.3	1.5	0	-0.41	1
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	130.2	1440	87	0	0.68	1
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	130.2	1440	87	0	0.68	1
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	40	130.2	1440	26.1	0	0.68	1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	0	12	0	0	0	0	0	1
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	24.5	189	1260	62.2	0	0.8	1
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	16	189	1260	95.2	0	0.8	1
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	2.9	24	36	36	11.9	0.02	0.02	1
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	13.6	5	14.5	53	186.2	186.2	27.3	0.11	0.34	1
204	C.H.GUAN	216	G.T.46	1	Closed	No	-8	-3.2	8.6	53	110.8	110.8	16.3	0.01	0.02	1
287	10V46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.9	1.9	5.2	6.3	65.8	468.2	83.1	0	0.35	0.97
293	4	206	4	1	Closed	Yes	16.7	4.6	17.3	20	227.5	1568	86.7	0	1.83	0.94
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6.7	-0.9	6.8	10	85.2	621.9	68.3	0	0.45	1
261	11	209	11	1	Closed	Yes	10.1	0.4	10.1	20	126.5	923.8	50.6	0	0.89	1
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-2.4	-2.4	3.4	53	43.7	43.7	6.5	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	-3	-1.7	3.5	53	43.9	43.9	6.5	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	-3	-1.6	3.4	53	43.2	43.2	6.4	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	38.5	12.7	40.5	53	513.5	513.5	76.4	0.26	0.76	1
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	25.6	7.9	26.8	53	338.9	338.9	50.5	0.67	2.02	1
215	SUR	214	02-Feb	1	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From		From		Lim MVA	From		Max		Mvar		Tap/Phase
							MW	Mvar	MVA	MVA		Amps	Amps	Percent	Loss	Loss		
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-12.7	-4.4	13.4	53	175.6	175.6	25.8	0.12	0.35	1		
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11.9	4.7	12.8	53	167.6	167.6	24.2	0.03	0.09	1		
215	SUR	218	02-Ene	1	Closed	Yes	6.6	2.7	7.1	10	93.1	639.2	71.2	0	0.37	0.94		
215	SUR	219	02-Feb	1	Closed	Yes	3.5	1.3	3.7	10	48.8	92.7	37.3	0	0.09	0.95		
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-9.8	-3.7	10.5	53	137.3	137.3	20	0.05	0.15	1		
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1		
215	SUR	293	4	1	Closed	No	16.7	4.7	17.4	53	227.3	227.3	32.8	0.04	0.1	1		
216	G.T. 46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20.8	-8	22.3	33	286.3	954.4	68.7	0	1.04	1		
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4.4	1.5	4.7	53	61.2	61.2	8.8	0	0	1		
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	7.5	3.1	8.1	53	106.4	106.4	15.3	0	0.01	1		
2002	Alternat	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	17.8	1	17.8	33	77.7	427.5	53.9	0	1.49	0.92		
2002	Alternat	221	S.RAFA	2	Closed	Yes	17.8	1	17.8	33	77.7	427.5	53.9	0	1.49	0.92		
269	19	222	19	1	Closed	Yes	49.5	15	51.7	53	689.4	1239	97.6	0	11.78	0.9		
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1		
277	16	223	16	1	Closed	Yes	14	1.6	14.1	20	178.6	1280	70.5	0	1.32	0.98		
277	16	223	16	2	Closed	Yes	14	1.6	14.1	20	178.6	1280	70.5	0	1.32	0.98		
274	18	224	18	1	Closed	Yes	45.4	12.6	47.1	20	223.5	1130	235.6	0	10.4	0.84		
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.99		
252	3	225	03-Feb	1	Closed	Yes	17.5	3.3	17.8	20	230.9	1592	89	0	1.94	0.94		
251	PEREZG	226	PEREZG	1	Closed	Yes	13.1	0.7	13.1	20	165.5	1209	65.6	0	1.12	1		
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	26.9	0	26.9	53	338.8	338.8	50.7	0.14	0.43	1		
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7.2	2.6	7.7	53	96.4	96.4	14.4	0	0	1		
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-34.1	-2.6	34.2	53	430.7	430.7	64.7	0.07	0.2	1		
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	10.1	-3.5	10.7	53	135.3	135.3	20.2	0.01	0.04	1		
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	16.6	3	16.9	53	214.1	214.1	31.9	0.04	0.12	1		
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	16.6	2.9	16.8	20	214.1	1534	84.2	0	1.84	0.98		
263	13	230	13-Ene	1	Closed	Yes	10.5	0.5	10.5	20	132.2	971.6	52.6	0	0.75	1.01		
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7.2	2.6	7.7	10	96.4	687	76.5	0	0.49	0.98		
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14.5	1.8	14.6	20	185	1334	73	0	1.46	0.99		
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	14.7	1	14.7	20	187	370.8	73.7	0	1.88	0.99		
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.94		
287	10V 46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	0	5	0	0	0	0	0	1		
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.5	3	8.1	10	106.4	721.5	80.9	0	0.55	0.93		
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.4	1.5	4.7	10	61.2	425.7	46.6	0	0.03	0.95		
238	13-Feb	263	13	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1.04		
253	7	239	7	1	Closed	Yes	16.6	2.5	16.8	20	214.8	1529	84	0	1.91	0.98		

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	275.1	525.1	106.2	0	3.03	0.95
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	275.1	525.1	106.2	0	3.03	0.95
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	10.1	3.7	10.7	20	135	960.9	53.7	0	0.76	0.98
242	ÑAQUIT	243	ÑAQUITO	1	Closed	Yes	11.9	0.9	11.9	20	150.7	1100	59.7	0	0.93	1
242	ÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-12.5	-7.8	14.7	53	186.2	186.2	27.9	0.02	0.07	1
242	ÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	0.6	7	7	53	88.3	88.3	13.2	0.01	0.02	1
262	15	244	15	1	Closed	Yes	15.2	1.6	15.3	20	206.8	1397	76.4	0	1.57	0.93
267	17	245	17-Ene	1	Closed	Yes	11.3	1.4	11.4	20	153.5	1036	57	0	0.85	0.93
246	17-Feb	267	17	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1.04
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	24.9	5.9	25.6	15	338.9	621.5	170.6	0	4.2	0.92
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.96
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0.94
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	17.2	-4.8	17.8	53	231.2	231.2	33.7	0.09	0.26	1
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-34.4	-3.3	34.6	53	448	448	67.4	0.86	2.33	1
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-34.4	-3.3	34.6	53	448	448	67.4	0.86	2.33	1
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	3.5	-10.7	11.2	53	141.6	141.6	21.2	0.01	0.02	1
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-16.6	10	19.4	53	244.6	244.6	36.7	0.14	0.08	1
252	3	253	7	1	Closed	No	-4	-9.7	10.5	53	135.5	135.5	20	0.05	0.14	1
252	3	614	03-Ene	1	Closed	Yes	3.6	1.3	3.8	7.5	49.7	94.5	51.1	0	0.12	0.95
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-20.7	-12.3	24.1	53	307.6	307.6	46.5	0.24	0.71	1
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	-3.2	-9.8	10.3	53	129.8	129.8	19.6	0.03	0.09	1
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-10.1	-0.4	10.1	53	126.5	126.5	19.1	0.02	0.06	1
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-15.2	-1.6	15.3	53	206.8	206.8	29	0.07	0.13	1
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-23	-8.4	24.5	53	308.2	308.2	46.6	0.09	0.26	1
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11.3	-1.4	11.4	53	153.5	153.5	21.5	0.01	0.03	1
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-26.6	-3.2	26.8	53	360.2	360.2	51	0.18	0.55	1
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-76.3	-18.7	78.5	100	1047	1047	82.5	0	12.78	1.1
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	0	22	0	0	0	0	0	1
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-45.4	-12.6	47.1	160	223.5	223.5	29.5	0.13	0.1	1
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	0	160	0	0	0	0	0	1
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-11.2	2.8	11.5	53	145.9	145.9	21.7	0.03	0.08	1
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-16.8	-6.1	17.9	53	226.7	226.7	34	0.06	0.16	1
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-21	1.1	21.1	53	266.8	266.8	40.1	0.18	0.53	1
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	74.3	48.4	88.7	200	407	1046	44.3	0	9.85	0.86

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr:	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Gap/Phase	
296	SANGOLQU	294	S. ROSA	1	Closed	No	-12.1	0.2	12.1	53	153.9	153.9	23.2	0.15	0.45	1	
294	S. ROSA	421	S. ROSA	1	Closed	Yes	16.3	-0.7	16.3	20	204.4	413	82.5	0	1.87	1.01	
552	S. ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	55.9	15	57.9	109.5	250.3	708.8	52.9	0	6.56	0.94	
552	S. ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	55.9	15	57.9	109.5	250.3	708.8	52.9	0	6.56	0.94	
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	12.6	5.7	13.8	20	177.9	332.8	69.2	0	1.51	0.94	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	38.2	11.9	40	53	513.2	960.4	75.5	0	7.08	0.94	
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.96	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	39.9	13.9	42.3	66	199.3	1007.4	64	0	8.27	0.84	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.93	
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-85.4	-26.6	89.5	186	421.9	421.9	49.3	0.2	3.78	1	
324	S.ALGR	325	S.ALGR	1	Closed	No	-75.2	-29.8	80.8	186	375.6	375.6	43.9	0.1	1.33	1	
325	S.ALGR	552	S. ROSA	1	Closed	No	-136.7	-62	150.1	186	688.5	688.5	85.3	0.3	12.8	1	
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-99.8	-48.1	110.8	186	508.3	508.3	61.4	0.3	4.94	1	
552	S. ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	134.7	67.5	150.7	186	651.2	652.2	81	0.3	5.41	1	
1999	SROSAFIC	552	S. ROSA	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0.0	0	0.94	
2002	Alternat	552	S. ROSA	1	Closed	No	-35	-3.9	35.2	160	154	154	22.2	0.0	1.87	1	
2003	Derivaci	552	S. ROSA	1	Closed	No	-62.6	1.7	62.7	160	273.3	273.4	39.5	0.1	1.01	1	
2003	Derivaci	589	VICEN	1	Closed	No	62.6	-1.7	62.7	160	273.3	273.3	39.2	0.1	1.02	1	
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	0	8	0	0	0	0	0	1	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	32.2	9.1	33.4	66	148.3	815.9	50.7	0	5.42	0.92	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.98	
2000	S. ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0	0	1	
PERDIDA:														5.42	MW	127.91	MVAR

Reporte de barras del sistema.

Number	Name	Area Name	P.U Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	cl B Shunt Mv:
100	C.T.QUIT	SNT	0.96896	6.395	-0.11			25.6	7.5	0
101	C.H.PASO	SEQ	1.01381	4.217	-6.62			2.6	1.3	0
102	CHGUAN12	SEQ	0	0	0			0	0	0
103	C.T.LULU	SEQ	0.96732	6.094	-8.92			2.8	0.7	0
104	CHGUA345	SEQ	0.97469	2.242	-9.68			0	0	0
105	C.H.GUAN	SEQ	0.98742	6.221	-7.47			5.6	2	0
106	GUANGOPO	SNT	0.95367	131.607	-3.62			0	0	0
107	C.H.CUM1	SEQ	1.00656	4.187	-6.96			10	3	0
108	C.H.CUM2	SEQ	1.00656	4.187	-6.96			10	3	0
109	C.H.CUM3	SEQ	1.00656	4.187	-6.96			10	3	0
110	C.H.CUM4	SEQ	0.98977	4.117	-10.58			0	0	0
111	C.H.NAY1	SEQ	1.01143	6.979	-7.7			14	6	0
112	C.H.NAY2	SEQ	1.01143	6.979	-7.7			14	6	0
191	S.RAFA	SEQ	0	0	0	0	0			0
202	PASOCHOA	SEQ	0.99944	45.974	-8.32					0
204	C.H.GUAN	SEQ	0.97469	44.836	-9.68					0
205	10V-1	SEQ	1.00296	6.319	-13.07	4.9	1.5			0
206	4	SEQ	0.98992	6.236	-17.08	16.7	5.8			2.94
208	9	SEQ	1.00686	6.343	-13.6	6.7	1.7			3.04
209	11	SEQ	1.00325	6.32	-15.27	10.1	2.5			3.02
210	CUMBAYÁ	SEQ	0.98977	45.529	-10.58					0
213	NAYÓN	SEQ	0.99168	45.617	-10.53					0
214	02-Feb	SEQ	0	0	0	0	0			0
215	SUR	SEQ	0.95988	44.154	-10.82					0
216	G.T. 46	SEQ	0.97622	44.906	-9.57					0
217	DERIV.6	SEQ	0.9553	43.944	-11.16					0
218	02-Ene	SEQ	1.00201	6.313	-13.65	6.6	2.3			0
219	02-Feb	SEQ	1.00235	23.054	-12.11	3.5	1.2			0
220	C.T.GUAN	SEQ	0.99346	13.71	-7.11			20.8	9	0
221	S.RAFA	SEQ	1.04272	23.983	-8.47	37.3	7.5	1.8	0.3	8.15
222	19	SEQ	1.00517	23.119	-27.05	49.5	12.3			9.09
223	16	SEQ	1.00283	6.318	-16.25	28	8.2			7.54
224	18	SEQ	1.01001	23.23	-19.97	45.4	11.4			9.18

Number	Name	Area Name	PU Volt	Voll (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt Mv:
225	03-Feb	SEQ	1.01064	6.367	-17.29	17.5	4.4			3.06
226	PEREZ G	SEQ	0.994	6.262	-14.69	13.1	2.5			2.96
227	DERIV12	SEQ	0.99648	45.838	-9.37					0
228	DERIVCA	SEQ	0.99139	45.604	-10.28					0
229	CAROLINA	SEQ	0.99338	6.258	-16.91	16.6	4.2			3.16
230	13-Ene	SEQ	0.99062	6.241	-14.44	10.5	2.7			2.94
231	12	SEQ	1.00042	6.303	-12.93	7.2	2.1			0
232	OLIMPICO	SEQ	0.99668	6.279	-16.23	14.5	4.8			4.47
233	SANGOLQ	SEQ	0.99689	22.929	-15.87	14.7	3.6			4.47
234	10V-2	SEQ	1.00257	6.316	-9.4	0	0			0
235	8	SEQ	1.00409	6.326	-14.88	7.5	2.5			0
236	6	SEQ	1.00073	6.305	-11.53	4.4	1.5			0
238	13-Feb	SEQ	0	0	0	0	0			0
239	7	SEQ	0.99574	6.273	-17.52	16.6	4.2			3.57
240	EPICLACH	SEQ	0.99982	22.996	-18.37	41.8	11.8			10.3
241	10N	SEQ	1.00216	6.314	-12.92	10.1	2.9			0
242	ÑAQUIT	SEQ	0.99389	45.719	-10.54					0
243	ÑAQUITO	SEQ	0.99119	6.244	-15	11.9	2.9			2.95
244	15	SEQ	0.9975	6.284	-21.38	15.8	4.6	0.6	0.1	4.48
245	17-Ene	SEQ	1.00056	6.304	-19.43	11.3	3.6			3
246	17-Feb	SEQ	0	0	0	0	0			0
247	QUINCHE	SEQ	0.94796	43.606	-14.4					0
248	19	SEQ	1.00434	13.86	-13.91	0	0			0
249	QUINCHE	SEQ	1.00807	23.186	-23.82	24.9	6.3			4.57
250	EPICL	SEQ	0.96888	44.568	-10.18					0
251	PEREZG	SEQ	0.99461	45.752	-9.8					0
252	3	SEQ	0.9678	44.519	-11.06					0
253	7	SEQ	0.98143	45.146	-11					0
259	9	SEQ	0.99577	45.806	-9.86					0
261	11	SEQ	1.0024	46.11	-10.22					0
262	15	SEQ	0.92772	42.675	-15.5					0
263	13	SEQ	0.99768	45.893	-10.37					0
267	17	SEQ	0.93177	42.861	-15.16					0
268	DERIV17	SEQ	0.93279	42.909	-15.03					0
269	19	SEQ	0.94157	43.312	-13.91					0
274	18	SEQ	0.88223	121.748	-7.24					0

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	cl B Shunt Mvar
277	16 SEQ		0.99134	45.601	-10.88					0
281	NORTE SEQ		0.99187	45.626	-10.49					0
282	CAROLINA SEQ		0.9882	45.457	-10.63					0
284	12 SEQ		0.99665	45.846	-9.37					0
285	S.ALGR SEQ		1.00522	46.24	-9.86					0
286	VICENTIN SEQ		0.99921	45.964	-9.03					0
287	10V 46 SEQ		0.99903	45.955	-9.39					0
288	DERIV10V SEQ		0.99924	45.965	-9.38					0
292	6 SEQ		0.95478	43.92	-11.19					0
293	4 SEQ		0.95644	43.996	-11.09					0
294	S. ROSA SEQ		1.00148	46.068	-6.44					0
295	MACHACH SEQ		0.9762	44.905	-8.02	1.2	0.4	1.2	0.6	0
296	SANGOLQU SEQ		0.98893	45.491	-8.56					0
297	8 SEQ		0.95449	43.906	-11.2					0
299	TUMBACO SEQ		0.97859	45.015	-11.49					0
300	TUMBACO SEQ		1.00644	23.148	-21.6	40	10.3	1.8	0.6	4.86
301	MACHACH SEQ		1.00173	23.04	-13.97	12.6	4.2			0
322	POMASQUI SEQ		1.00419	23.096	-17.97	42.5	11.5	2.5	1.3	4.54
323	POMASQUI SEQ		0.88733	122.452	-6.8					0
324	19 SEQ		0.90058	124.28	-5.24					0
325	S.ALGR SEQ		0.91206	125.865	-4.19					0
421	S.ROSA SEQ		1.00258	23.059	-12.95	16.3	2			4.52
552	S.ROSA SNT		0.968	133.584	0	0	0	469.82	177.35	0
589	VICEN SNT		0.95089	131.223	-3.86	0	0	0	0	0
614	03-Ene SEQ		1.00834	23.192	-12.76	3.6	1.2			0
660	MOVIL SEQ		0	0	0					0
900	DERIV16 SEQ		0.99771	45.895	-10.47					0
1001	BANCOS SEQ		0	0	0					0
1002	BANCOS SEQ		0	0	0					0
1003	CHILLOG SEQ		0.94363	130.221	-1.83					0
1004	CHILLOG SEQ		0.99691	22.929	-11.1	32.2	8.1			4.47
1999	SROSAFIC SNT		0	0	0					0
2000	S.ROSA SNT		0	0	0			0	0	0
2002	Alternat SEQ		0.95747	132.131	-3.67					0
2003	Derivaci SEQ		0.95918	132.367	-1.92					0
						587.8	196.5	593.22	191.75	191.58
						MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
						CARGA	GENERADO	GENERADO	CAPACITORES	

Resultados obtenidos luego de simular la alternativa 4.2. Reporte de transformadores y líneas de transmisión.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfirmr	From MW	From Mvar	From MVA	From Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.9	26.3	40	114.2	2387.8	66.7	0	1.64	1
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	2.9	6	37.1	410	48.4	0	0.1	1
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	2.9	11	37.6	274.9	26.2	0	0.1	1
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	5.9	15	76.1	555.8	39.6	0	0.24	1
106	GUANGOPO	216	G.T.46	1	Open	Yes	0	0	0	48	0	0	0	0	0	1
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	12.3	0.7	12.3	27	53.5	521.3	45.5	0	0.68	0.98
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	49.8	5	50	160	217.6	217.8	31.3	0.15	0.04	1
2001		106	GUANGOPO	1	Closed	No	36.5	-0.3	36.5	160	158.5	158.5	22.8	0.08	-0.18	1
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	129.6	1433	87	0	0.67	1
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	129.6	1433	87	0	0.67	1
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	40	129.6	1433	26.1	0	0.67	1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	0	12	0	0	0	0	0	1
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	24.5	188.2	1254.6	62.2	0	0.79	1
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	16	188.2	1254.6	95.2	0	0.79	1
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	1.01
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	2.9	24	37.1	37.1	11.9	0.02	0.03	1
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	15.7	3.1	16	53	207.6	207.6	30.2	0.14	0.43	1
204	C.H.GUAN	216	G.T.46	1	Closed	No	-10.1	-1.4	10.2	53	132.2	132.2	19.2	0.01	0.03	1
287	10V46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.9	1.9	5.2	6.3	65.4	468.9	83.1	0	0.35	0.98
293	4	206	4	1	Closed	Yes	16.7	4.5	17.3	20	228.3	1542.4	86.5	0	1.77	0.93
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6.7	-0.8	6.8	10	84.8	626.3	68.2	0	0.46	1.01
261	11	209	11	1	Closed	Yes	10.1	0.3	10.1	20	126.2	921.4	50.6	0	0.89	1
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-2.4	-2.1	3.2	53	40.8	40.8	6.1	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	-3	-1.7	3.5	53	44.1	44.1	6.6	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	-3	-1.7	3.4	53	43.4	43.4	6.5	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	38.5	12.5	40.4	53	510.5	510.5	76.3	0.25	0.75	1
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	25.6	8.3	26.9	53	338.6	338.6	50.7	0.67	2.01	1
215	SUR	214	02-Feb	1	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
215	SUR	216	G.T.46	1	Closed	No	-14.8	-2.5	15	53	196.9	196.9	28.7	0.15	0.45	1
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11.9	4.7	12.8	53	168.6	168.6	24.2	0.03	0.09	1
215	SUR	218	02-Ene	1	Closed	Yes	6.6	2.7	7.1	10	93.6	642.9	71.2	0	0.38	0.94
215	SUR	219	02-Feb	1	Closed	Yes	3.5	1.3	3.7	10	49	93.2	37.3	0	0.09	0.95
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-5.6	-7.5	9.4	53	123.7	123.7	18	0.04	0.12	1
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
215	SUR	293	4	1	Closed	No	16.7	4.6	17.4	53	228.3	228.3	32.8	0.04	0.1	1
216	G.T.46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-33.1	-6.6	33.7	33	437	1456.6	103.9	0	2.43	1
216	G.T.46	291	S.RAFA	1	Closed	No	8	2.3	8.4	53	108.6	108.6	15.8	0.02	0.06	1
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4.4	1.5	4.7	53	61.6	61.6	8.8	0	0	1
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	7.5	3.1	8.1	53	107.1	107.1	15.3	0	0.01	1
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Closed	Yes	35.5	6.3	36.1	20	468.9	894.8	180.3	0	6.52	0.95
269	19	222	19	1	Closed	Yes	49.5	14.8	51.7	53	686.9	1234.3	97.5	0	11.7	0.9
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1
277	16	223	16	1	Closed	Yes	14	1.6	14.1	20	177.8	1274.1	70.5	0	1.3	0.98
277	16	223	16	2	Closed	Yes	14	1.6	14.1	20	177.8	1274.1	70.5	0	1.3	0.98
274	18	224	18	1	Closed	Yes	45.4	12.5	47.1	20	222.8	1126.5	235.5	0	10.34	0.84
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.99
252	3	225	03-Feb	1	Closed	Yes	17.5	3.3	17.8	20	231.2	1593.3	89	0	1.94	0.94
251	PEREZG	226	PEREZ G	1	Closed	Yes	13.1	0.6	13.1	20	164.8	1203.6	65.6	0	1.11	1
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	30.9	0.4	30.9	53	386.3	386.3	58.2	0.18	0.55	1
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7.2	2.6	7.7	53	95.8	95.8	14.4	0	0	1
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-38.1	-3	38.2	53	477.9	477.9	72.2	0.08	0.25	1
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	14	-3.1	14.4	53	181.1	181.1	27.1	0.02	0.07	1
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	16.6	2.9	16.9	53	212.8	212.8	31.9	0.04	0.11	1
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	16.6	2.8	16.8	20	212.8	1525.4	84.2	0	1.82	0.98
263	13	230	13-Ene	1	Closed	Yes	10.5	0.5	10.5	20	131.8	968.2	52.6	0	0.74	1.01
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7.2	2.6	7.7	10	95.8	682.6	76.5	0	0.49	0.98
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14.5	1.7	14.6	20	184	1326.6	73	0	1.44	0.99
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	14.7	0.9	14.7	20	192.9	368.1	73.7	0	1.85	0.95
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.94
287	10V46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	0	5	0	0	0	0	0	1
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.5	3.1	8.1	10	107.1	725.7	81	0	0.55	0.93
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.4	1.5	4.7	10	61.6	428.1	46.6	0	0.03	0.95
238	13-Feb	263	13	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1.04
253	7	239	7	1	Closed	Yes	16.6	2.5	16.8	20	214.6	1527.5	84	0	1.9	0.98
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	275.8	526.4	106.2	0	3.04	0.95

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	275.8	526.4	106.2	0	3.04	0.95
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	10.1	3.7	10.7	20	134.2	967.3	53.7	0	0.77	0.99
242	IÑAQUIT	243	IÑAQUITO	1	Closed	Yes	11.9	0.8	11.9	20	150.1	1095.6	59.7	0	0.92	1
242	IÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-7.9	-7.6	10.9	53	137.4	137.4	20.7	0.01	0.04	1
242	IÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	-4	6.7	7.9	53	98.9	98.9	14.8	0.01	0.02	1
262	15	244	15	1	Closed	Yes	15.2	1.6	15.3	20	206.1	1392	76.4	0	1.56	0.93
267	17	245	17-Ene	1	Closed	Yes	11.3	1.4	11.4	20	153	1033.1	56.9	0	0.84	0.93
246	17-Feb	267	17	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1.04
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	24.9	6.3	25.7	15	338.6	633.6	171.2	0	4.37	0.94
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.96
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0.94
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	14.8	-5.4	15.7	53	204.4	204.4	29.7	0.07	0.2	1
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-31.1	-4.9	31.5	53	409.2	409.2	61.5	0.72	1.92	1
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-31.1	-4.9	31.5	53	409.2	409.2	61.5	0.72	1.92	1
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	9.6	-11.4	14.8	53	186.6	186.6	28	0.01	0.03	1
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-22.7	10.7	25.1	53	315.1	315.1	47.6	0.24	0.13	1
252	3	253	7	1	Closed	No	-6.4	-10.3	12.1	53	157	157	23.2	0.06	0.19	1
252	3	614	03-Ene	1	Closed	Yes	3.6	1.3	3.8	7.5	49.8	95.9	51.1	0	0.12	0.96
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-23.1	-13	26.5	53	338.1	338.1	51.2	0.29	0.86	1
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	2.8	-10.6	10.9	53	137.3	137.3	20.8	0.04	0.1	1
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-10.1	-0.3	10.1	53	126.2	126.2	19.1	0.02	0.06	1
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-15.2	-1.6	15.3	53	206.1	206.1	29	0.07	0.13	1
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-18.4	-8.1	20.1	53	251.7	251.7	38.1	0.06	0.17	1
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11.3	-1.4	11.4	53	153	153	21.5	0.01	0.03	1
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-26.6	-3.1	26.8	53	359	359	51	0.18	0.55	1
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-76.3	-18.5	78.5	100	1043.1	1043.1	82.4	0	12.69	1.1
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	0	22	0	0	0	0	0	1
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-45.4	-12.5	47.1	160	222.8	222.8	29.5	0.13	0.1	1
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	0	160	0	0	0	0	0	1
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-14	2.6	14.3	53	180.2	180.2	27	0.04	0.12	1
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-14	-5.8	15.1	53	191	191	28.7	0.05	0.11	1
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-24.7	0.9	24.7	53	310.8	310.8	47	0.24	0.72	1
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	63.1	47	78.7	200	360.7	926.6	39.4	0	7.74	0.86
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0.95
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	14.1	6.1	15.3	53	191	191	28.9	0.04	0.16	1

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phases
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	27.8	-8.6	29.1	53	363.5	363.5	54.9	0.08	0.21	1
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	48.6	4.1	48.7	76.4	212.7	606.3	63.8	0	5.02	0.95
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	52.4	4.4	52.5	76.4	229.4	653.7	68.8	0	5.41	0.95
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.9	-1.9	5.2	24	65.4	65.4	21.8	0	0	1
291	S.RAFA	294	S.ROSA	1	Closed	No	-14.9	-5.8	16	53	208	208	31.3	0.28	0.83	1
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	12.2	0	12.2	53	158.8	158.8	23	0.09	0.27	1
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
291	S.RAFA	2001		2	Closed	Yes	-24.8	1.9	24.9	100	323.2	323.2	24.9	0	3.4	1
294	S.ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	12.8	6	14.1	53	177.2	177.2	26.6	0.17	0.5	1
294	S.ROSA	421	S.ROSA	1	Closed	Yes	16.3	-0.6	16.3	20	204.8	413.7	82.5	0	1.88	1.01
552	S.ROSA	294	S.ROSA	1	Closed	Yes	53.9	19.2	57.3	109.5	247.5	696.3	52.3	0	6.33	0.94
552	S.ROSA	294	S.ROSA	2	Closed	Yes	53.9	19.2	57.3	109.5	247.5	696.3	52.3	0	6.33	0.94
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	12.6	5.7	13.8	20	178.2	333.5	69.2	0	1.52	0.94
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	38.2	11.8	40	53	510.4	955.1	75.4	0	7.01	0.94
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.96
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	39.9	13.9	42.2	66	198.9	1005.3	64	0	8.24	0.84
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.93
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-85.4	-26.5	89.4	186	421	421	49.3	0.2	3.75	1
324	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-75.2	-30.8	81.2	186	376.9	376.9	44.1	0.1	1.34	1
325	S.ALGR	552	S.ROSA	1	Closed	No	-130.6	-61.7	144.4	186	661.3	661.3	81.9	0.2	11.69	1
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-94.8	-47.8	106.2	186	486.3	486.3	58.8	0.2	4.44	1
552	S.ROSA	589	VICEN	1	Closed	No	51.7	3.9	51.9	160	224.3	224.6	32.4	0.1	0.33	1
552	S.ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	129.4	66.3	145.5	186	628.7	629.7	78.2	0.3	5.01	1
1999	SROSAFIC	552	S.ROSA	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0.0	0	0.94
552	S.ROSA	2001		1	Closed	No	61.5	1.5	61.5	160	265.9	265.9	38.4	0.0	0.26	1
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	0	8	0	0	0	0	0	1
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	32.2	9	33.4	66	148.2	815.3	50.7	0	5.42	0.92
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.98
2000	S.ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0	0	1
														6.71	128.46	
														PERDIDA:	MW	MVAR

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt Mv
226	PEREZ G	SEQ	0.99809	6.288	-13.23	13.1	2.5			2.99
227	DERIV12	SEQ	1.00264	46.121	-7.81					0
228	DERIVCA	SEQ	0.99662	45.844	-8.84					0
229	CAROLINA	SEQ	0.99913	6.295	-15.39	16.6	4.2			3.19
230	13-Ene SEQ	SEQ	0.99416	6.263	-13.21	10.5	2.7			2.97
231	12 SEQ	SEQ	1.00689	6.343	-11.32	7.2	2.1			0
232	OLIMPICO	SEQ	1.00183	6.312	-14.8	14.5	4.8			4.52
233	SANGOLQ	SEQ	1.00475	23.109	-16.97	14.7	3.6			4.54
234	10V-2	SEQ	1.00863	6.354	-7.89	0	0			0
235	8 SEQ	SEQ	0.99829	6.289	-13.83	7.5	2.5			0
236	6 SEQ	SEQ	0.99522	6.27	-10.45	4.4	1.5			0
238	13-Feb SEQ	SEQ	0	0	0	0	0			0
239	7 SEQ	SEQ	0.9966	6.279	-16.57	16.6	4.2			3.58
240	EPICLACH	SEQ	0.99728	22.937	-17.73	41.8	11.8			10.24
241	10N	SEQ	0.99554	6.272	-11.38	10.1	2.9			0
242	ÑAQUIT	SEQ	0.9979	45.903	-9.26					0
243	ÑAQUITO	SEQ	0.9954	6.271	-13.68	11.9	2.9			2.97
244	15 SEQ	SEQ	1.00072	6.305	-21.08	15.8	4.6	0.6	0.1	4.51
245	17-Ene SEQ	SEQ	1.00367	6.323	-19.14	11.3	3.6			3.02
246	17-Feb SEQ	SEQ	0	0	0	0	0			0
247	QUINCHE	SEQ	0.95165	43.776	-12.97					0
248	19 SEQ	SEQ	1.00717	13.899	-13.66	0	0			0
249	QUINCHE	SEQ	0.9893	22.754	-22.73	24.9	6.3			4.4
250	EPICL	SEQ	0.96671	44.469	-9.5					0
251	PEREZG	SEQ	0.99852	45.932	-8.38					0
252	3 SEQ	SEQ	0.96681	44.473	-10.28					0
253	7 SEQ	SEQ	0.9822	45.181	-10.06					0
259	9 SEQ	SEQ	0.99949	45.977	-8.48					0
261	11 SEQ	SEQ	1.00497	46.229	-9.13					0
262	15 SEQ	SEQ	0.93047	42.802	-15.23					0
263	13 SEQ	SEQ	1.00108	46.05	-9.17					0
267	17 SEQ	SEQ	0.9345	42.987	-14.9					0
268	DERIV17	SEQ	0.93551	43.034	-14.77					0
269	19 SEQ	SEQ	0.94422	43.434	-13.66					0
274	18 SEQ	SEQ	0.88416	122.014	-7.02					0
277	16 SEQ	SEQ	0.99492	45.766	-9.61					0
281	NORTE	SEQ	0.99611	45.821	-9.13					0

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt Mvar
282	CAROLINA	SEQ	0.99317	45.686	-9.19					0
284	12	SEQ	1.00254	46.117	-7.82					0
285	S.ALGR	SEQ	1.00745	46.343	-8.77					0
286	VICENTIN	SEQ	1.00538	46.247	-7.44					0
287	10V 46	SEQ	1.00479	46.22	-7.89					0
288	DERIV10V	SEQ	1.005	46.23	-7.87					0
291	S.RAFA	SEQ	0.96501	44.391	-8.5					0
292	6	SEQ	0.94954	43.679	-10.11					0
293	4	SEQ	0.95126	43.758	-10.02					0
294	S. ROSA	SEQ	0.99972	45.987	-6.18					0
295	MACHACH	SEQ	0.97437	44.821	-7.77	1.2	0.4	1.2	0.6	0
296	SANGOLQU	SEQ	0.95818	44.076	-9.77					0
297	8	SEQ	0.94924	43.665	-10.12					0
299	TUMBACO	SEQ	0.98304	45.22	-10.11					0
300	TUMBACO	SEQ	1.01181	23.272	-20.13	40	10.3	1.8	0.6	4.91
301	MACHACH	SEQ	0.99967	22.992	-13.74	12.6	4.2			0
322	POMASQUI	SEQ	1.00617	23.142	-17.71	42.5	11.5	2.6	1.3	4.56
323	POMASQUI	SEQ	0.88878	122.651	-6.58					0
324	19	SEQ	0.90168	124.432	-5.02					0
325	S.ALGR	SEQ	0.91339	126.048	-3.98					0
421	S.ROSA	SEQ	1.00071	23.016	-12.72	16.3	2			4.51
552	S.ROSA	SNT	0.968	133.584	0	0	0	471.11	183.5	0
589	VICEN	SNT	0.95835	132.252	-1.53	0	0	0	0	0
614	03-Ene	SEQ	0.99376	22.856	-12.03	3.6	1.2			0
660	MOVIL	SEQ	0	0	90					0
900	DERIV16	SEQ	1.00072	46.033	-9.27					0
1001	BANCOS	SEQ	0	0	90					0
1002	BANCOS	SEQ	0	0	90					0
1003	CHILLOG	SEQ	0.9442	130.299	-1.75					0
1004	CHILLOG	SEQ	0.9976	22.945	-11.01	32.2	8.1			4.48
1999	SROSAFIC	SNT	0	0	90					0
2000	S.ROSA	SNT	0	0	90			0	0	0
2001		SEQ	0.9642	133.06	-0.64					0
						587.8	196.5	594.51	197.9	190.61
						MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
						CARGA		GENERADO		CAPACITORE:

Resultados obtenidos luego de simular la alternativa 4.3. Reporte de transformadores y líneas de transmisión.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
106	GUANGOPO	100	C.T.QUIT	1	Closed	Yes	-25.6	-5.8	26.2	40	117.1	2448.1	66.7	0	1.73	1
202	PASOCHOA	101	C.H.PASO	1	Closed	Yes	-2.6	-1.2	2.9	6	36.6	404.4	48.4	0	0.1	1
204	C.H.GUAN	102	CHGUAN12	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
215	SUR	103	C.T.LULU	1	Closed	Yes	-2.8	-0.6	2.9	11	37.5	273.6	26.2	0	0.1	1
204	C.H.GUAN	104	CHGUA345	1	Closed	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
204	C.H.GUAN	105	C.H.GUAN	1	Closed	Yes	-5.6	-1.8	5.9	15	75.5	551.3	39.6	0	0.24	1
106	GUANGOPO	216	G.T. 46	1	Open	Yes	0	0	0	48	0	0	0	0	0	1
106	GUANGOPO	220	C.T.GUAN	1	Open	Yes	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0.98
106	GUANGOPO	589	VICEN	1	Closed	No	-9.9	3.3	10.4	160	46.5	47.1	6.6	0.01	-0.38	1
210	CUMBAYÁ	107	C.H.CUM1	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	131.7	1456.2	87	0	0.69	1
210	CUMBAYÁ	108	C.H.CUM2	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	12	131.7	1456.2	87	0	0.69	1
210	CUMBAYÁ	109	C.H.CUM3	1	Closed	Yes	-10	-2.3	10.3	40	131.7	1456.2	26.1	0	0.69	1
210	CUMBAYÁ	110	C.H.CUM4	1	Closed	Yes	0	0	0	12	0	0	0	0	0	1
213	NAYÓN	111	C.H.NAY1	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	24.5	191.2	1274.9	62.2	0	0.82	1
213	NAYÓN	112	C.H.NAY2	1	Closed	Yes	-14	-5.2	14.9	16	191.2	1274.9	95.2	0	0.82	1
191	S.RAFA	291	S.RAFA	1	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	1.01
202	PASOCHOA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	2.6	1.2	2.9	24	36.6	36.6	11.9	0.02	0.02	1
204	C.H.GUAN	215	SUR	1	Closed	No	15.1	5.4	16.1	53	207	207	30.4	0.14	0.42	1
204	C.H.GUAN	216	G.T. 46	1	Closed	No	-9.5	-3.7	10.2	53	131.6	131.6	19.3	0.01	0.03	1
287	10V 46	205	10V-1	1	Closed	Yes	4.9	1.9	5.2	6.3	66.7	474.3	83.2	0	0.36	0.97
293	4	206	4	1	Closed	Yes	16.7	4.7	17.3	20	227.8	1569.9	86.7	0	1.83	0.94
259	9	208	9	1	Closed	Yes	6.7	-0.8	6.7	10	86	627.5	68.2	0	0.46	1
261	11	209	11	1	Closed	Yes	10.1	0.4	10.1	20	127.7	931.9	50.6	0	0.91	1
210	CUMBAYÁ	213	NAYÓN	1	Closed	No	-2.4	-2	3.2	53	40.5	40.5	6	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	1	Closed	No	-3.1	-2.1	3.7	53	47.4	47.4	7	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	2	Closed	No	-3	-2	3.6	53	46.6	46.6	6.9	0	0.01	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	3	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	281	NORTE	4	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
210	CUMBAYÁ	299	TUMBACO	1	Closed	No	38.5	13.1	40.6	53	521.3	521.3	76.7	0.26	0.78	1
213	NAYÓN	247	QUINCHE	1	Closed	No	25.6	8.3	26.9	53	344.7	344.7	50.8	0.69	2.09	1
215	SUR	214	02-Feb	1	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1
215	SUR	216	G.T. 46	1	Closed	No	-14.2	-4.8	15	53	196.3	196.3	28.8	0.14	0.44	1

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
215	SUR	217	DERIV.6	1	Closed	No	11.9	4.7	12.8	53	167.7	167.7	24.2	0.03	0.09	1
215	SUR	218	02-Ene	1	Closed	Yes	6.6	2.7	7.1	10	93.1	639.5	71.2	0	0.37	0.94
215	SUR	219	02-Feb	1	Closed	Yes	3.5	1.3	3.7	10	48.8	92.7	37.3	0	0.09	0.95
215	SUR	250	EPICL	1	Closed	No	-6.7	-3.1	7.4	53	96.8	96.8	14.1	0.02	0.07	1
215	SUR	286	VICENTIN	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
215	SUR	293	4	1	Closed	No	16.7	4.8	17.4	53	227.8	227.8	32.9	0.04	0.1	1
216	G.T.46	220	C.T.GUAN	1	Closed	Yes	-20.8	-8	22.3	33	286	953.2	68.7	0	1.04	1
216	G.T.46	291	S.RAFA	1	Closed	No	-3.1	-1	3.3	53	42	42	6.2	0	0.01	1
217	DERIV.6	292	6	1	Closed	No	4.4	1.5	4.7	53	61.3	61.3	8.8	0	0	1
217	DERIV.6	297	8	1	Closed	No	7.5	3.1	8.1	53	106.5	106.5	15.3	0	0.01	1
291	S.RAFA	221	S.RAFA	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.98
106	GUANGOPO	221	S.RAFA	1	Closed	Yes	17.7	1.3	17.8	33	79.4	436.8	53.9	0	1.55	0.92
106	GUANGOPO	221	S.RAFA	2	Closed	Yes	17.7	1.3	17.8	33	79.4	436.8	53.9	0	1.55	0.92
269	19	222	19	1	Closed	Yes	49.5	15.2	51.8	53	693.2	1245.5	97.7	0	11.91	0.9
269	19	222	19	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1
277	16	223	16	1	Closed	Yes	14	1.8	14.1	20	180.7	1294.9	70.6	0	1.35	0.98
277	16	223	16	2	Closed	Yes	14	1.8	14.1	20	180.7	1294.9	70.6	0	1.35	0.98
274	18	224	18	1	Closed	Yes	45.4	12.8	47.2	20	224.4	1134.3	235.8	0	10.48	0.84
274	18	224	18	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.99
252	3	225	03-Feb	1	Closed	Yes	17.5	3.3	17.8	20	232	1598.9	89	0	1.96	0.94
251	PEREZG	226	PEREZG	1	Closed	Yes	13.1	1.1	13.1	20	167.6	1269.7	65.7	0	1.23	1.04
227	DERIV12	228	DERIVCA	1	Closed	No	24	-0.1	24	53	306.4	306.4	45.3	0.12	0.35	1
227	DERIV12	284	12	1	Closed	No	7.2	2.6	7.7	53	97.9	97.9	14.5	0	0	1
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Closed	No	-31.2	-2.5	31.3	53	399.6	399.6	59.2	0.06	0.17	1
228	DERIVCA	281	NORTE	1	Closed	No	7.3	-4	8.3	53	106.4	106.4	15.7	0.01	0.02	1
228	DERIVCA	282	CAROLINA	1	Closed	No	16.6	3.5	17	53	218.1	218.1	32.1	0.04	0.12	1
282	CAROLINA	229	CAROLINA	1	Closed	Yes	16.6	3.4	17	20	218.1	1622.9	84.8	0	2.06	1.02
263	13	230	13-Ene	1	Closed	Yes	10.5	0.7	10.5	20	133.7	1000.6	52.6	0	0.79	1.02
284	12	231	12	1	Closed	Yes	7.2	2.6	7.7	10	97.9	722.9	76.7	0	0.55	1.01
281	NORTE	232	OLIMPICO	1	Closed	Yes	14.5	2.3	14.7	20	187.9	1389.5	73.4	0	1.58	1.01
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	1	Closed	Yes	14.7	1	14.7	20	190.2	370	73.7	0	1.87	0.97
296	SANGOLQU	233	SANGOLQ	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.94
287	10V46	234	10V-2	1	Closed	Yes	0	0	0	5	0	0	0	0	0	1
297	8	235	8	1	Closed	Yes	7.5	3	8.1	10	106.5	721.9	80.9	0	0.55	0.93
292	6	236	6	1	Closed	Yes	4.4	1.5	4.7	10	61.3	425.9	46.6	0	0.03	0.95
238	13-Feb	263	13	1	Open	Yes	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1.04

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
253	7	239	7	1	Closed	Yes	16.6	2.8	16.8	20	20	216.7	1562.1	84.1	0	1.99	0.99
250	EPICL	240	EPICLACH	1	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	20	276	526.7	106.2	0	3.05	0.95
250	EPICL	240	EPICLACH	2	Closed	Yes	20.9	3.8	21.2	20	20	276	526.7	106.2	0	3.05	0.95
286	VICENTIN	241	10N	1	Closed	Yes	10.1	3.7	10.7	20	20	136.8	973.8	53.7	0	0.78	0.98
242	ÑAQUIT	243	ÑAQUITO	1	Closed	Yes	11.9	1.1	12	20	20	152.6	1134.8	59.8	0	0.99	1.02
242	ÑAQUIT	263	13	1	Closed	No	-15.9	-9.3	18.4	53	53	234.7	234.7	34.9	0.04	0.11	1
242	ÑAQUIT	281	NORTE	1	Closed	No	4	8.1	9.1	53	53	115.7	115.7	17.1	0.01	0.03	1
262	15	244	15	1	Closed	Yes	15.2	1.6	15.3	20	20	207.7	1403.1	76.4	0	1.58	0.93
267	17	245	17-Ene	1	Closed	Yes	11.3	1.5	11.4	20	20	154.2	1041.3	57	0	0.86	0.93
246	17-Feb	267	17	1	Open	Yes	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	1.04
247	QUINCHE	249	QUINCHE	1	Closed	Yes	24.9	6.2	25.7	15	15	344.7	632.2	171.1	0	4.35	0.92
247	QUINCHE	249	QUINCHE	2	Open	Yes	0	0	0	15	15	0	0	0	0	0	0.96
269	19	248	19	1	Closed	Yes	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0.94
250	EPICL	252	3	1	Closed	No	20.2	-3.9	20.6	53	53	267.7	267.7	38.9	0.13	0.34	1
250	EPICL	294	S. ROSA	1	Closed	No	-34.4	-3.5	34.6	53	53	449.1	449.1	67.4	0.86	2.34	1
250	EPICL	294	S. ROSA	2	Closed	No	-34.4	-3.5	34.6	53	53	449.1	449.1	67.4	0.86	2.34	1
251	PEREZG	259	9	1	Closed	No	-1	-11.1	11.1	53	53	141.7	141.7	21	0.01	0.02	1
251	PEREZG	288	DERIV10V	1	Closed	No	-12.1	10	15.7	53	53	200.1	200.1	29.7	0.1	0.05	1
252	3	253	7	1	Closed	No	-1	-8.8	8.9	53	53	115.4	115.4	16.9	0.03	0.1	1
252	3	614	03-Ene	1	Closed	Yes	3.6	1.3	3.8	7.5	7.5	50	94.9	51.1	0	0.12	0.95
253	7	285	S.ALGR	1	Closed	No	-17.6	-11.7	21.1	53	53	272.1	272.1	40.8	0.19	0.55	1
259	9	285	S.ALGR	1	Closed	No	-7.7	-10.3	12.8	53	53	163.5	163.5	24.5	0.05	0.14	1
261	11	285	S.ALGR	1	Closed	No	-10.1	-0.4	10.1	53	53	127.7	127.7	19.1	0.02	0.06	1
262	15	268	DERIV17	1	Closed	No	-15.2	-1.6	15.3	53	53	207.7	207.7	29	0.07	0.13	1
263	13	285	S.ALGR	1	Closed	No	-26.4	-10.1	28.3	53	53	359.3	359.3	53.8	0.12	0.36	1
267	17	268	DERIV17	1	Closed	No	-11.3	-1.5	11.4	53	53	154.2	154.2	21.5	0.01	0.03	1
268	DERIV17	269	19	1	Closed	No	-26.6	-3.3	26.8	53	53	361.9	361.9	51	0.18	0.56	1
269	19	324	19	1	Closed	Yes	-76.3	-19.1	78.6	100	100	1052.2	1052.2	82.7	0	12.91	1.1
269	19	1001	BANCOS	1	Open	No	0	0	0	22	22	0	0	0	0	0	1
274	18	323	POMASQUI	1	Closed	No	-45.4	-12.8	47.2	160	160	224.4	224.4	29.6	0.13	0.11	1
274	18	589	VICEN	1	Open	No	0	0	0	160	160	0	0	0	0	0	1
277	16	281	NORTE	1	Closed	No	-9.1	3.6	9.8	53	53	125	125	18.4	0.02	0.06	1
277	16	281	NORTE	2	Open	No	0	0	0	53	53	0	0	0	0	0	1
277	16	900	DERIV16	1	Closed	No	-18.9	-7.1	20.2	53	53	258.7	258.7	38.4	0.08	0.21	1
281	NORTE	286	VICENTIN	1	Closed	No	-18.4	1.2	18.5	53	53	236.6	236.6	35.1	0.14	0.42	1
325	S.ALGR	285	S.ALGR	1	Closed	Yes	81.3	53.1	97.1	200	200	447	1148.2	48.5	0	11.88	0.86
325	S.ALGR	285	S.ALGR	2	Open	Yes	0	0	0	60	60	0	0	0	0	0	0.95

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	From Amps	Max Amps	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	Tap/Phase
285	S.ALGR	900	DERIV16	1	Closed	No	19.1	7.6	20.5	53	258.7	258.7	38.7	0.08	0.3	1
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Closed	No	17.1	-8	18.9	53	240.4	240.4	35.7	0.03	0.09	1
589	VICEN	286	VICENTIN	1	Closed	Yes	37.1	1.9	37.1	76.4	165.7	472.2	48.6	0	3.05	0.95
589	VICEN	286	VICENTIN	2	Closed	Yes	40	2	40	76.4	178.6	509.1	52.4	0	3.28	0.95
287	10V 46	288	DERIV10V	1	Closed	No	-4.9	-1.9	5.2	24	66.7	66.7	21.8	0	0	1
291	S.RAFA	294	S. ROSA	1	Closed	No	-15.3	-1	15.4	53	197.1	197.1	29.6	0.25	0.74	1
291	S.RAFA	296	SANGOLQU	1	Closed	No	12.2	0.1	12.2	53	156.5	156.5	23	0.09	0.26	1
291	S.RAFA	660	MOVIL	1	Open	No	0	0	0	53	0	0	0	0	0	1
294	S. ROSA	295	MACHACH	1	Closed	No	12.8	6	14.1	53	177.3	177.3	26.6	0.17	0.5	1
294	S. ROSA	421	S. ROSA	1	Closed	Yes	16.3	-0.6	16.3	20	204.9	413.9	82.5	0	1.88	1.01
552	S. ROSA	294	S. ROSA	1	Closed	Yes	57.6	16.4	59.9	109.5	258.8	733	54.7	0	7.02	0.94
552	S. ROSA	294	S. ROSA	2	Closed	Yes	57.6	16.4	59.9	109.5	258.8	733	54.7	0	7.02	0.94
295	MACHACH	301	MACHACH	1	Closed	Yes	12.6	5.7	13.8	20	178.4	333.7	69.2	0	1.52	0.94
299	TUMBACO	300	TUMBACO	1	Closed	Yes	38.2	12.3	40.1	53	521.3	975.5	75.7	0	7.31	0.94
299	TUMBACO	300	TUMBACO	2	Open	Yes	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0.96
323	POMASQUI	322	POMASQUI	1	Closed	Yes	39.9	14.1	42.3	66	200.2	1012.3	64.1	0	8.35	0.84
323	POMASQUI	322	POMASQUI	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.93
323	POMASQUI	325	S.ALGR	1	Closed	No	-85.4	-26.9	89.6	186	424	424	49.4	0.2	3.83	1
324	19	325	S.ALGR	1	Closed	No	-76.3	-32	82.7	186	385.8	385.8	45	0.1	1.43	1
325	S.ALGR	552	S. ROSA	1	Closed	No	-141.1	-65.9	155.7	186	716.8	716.8	88.8	0.3	13.99	1
325	S.ALGR	1003	CHILLOG	1	Closed	No	-103.4	-51.3	115.5	186	531.5	531.5	64.1	0.3	5.49	1
552	S. ROSA	1003	CHILLOG	1	Closed	No	138.5	71.8	156	186	674.3	675.3	83.9	0.3	5.84	1
1999	SROSAFIC	552	S. ROSA	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0.0	0	0.94
2003	Derivaci	552	S. ROSA	1	Closed	No	-88.2	-3.4	88.3	160	388	388	56.1	0.2	3.14	1
2003	Derivaci	589	VICEN	1	Closed	No	88.2	3.4	88.3	160	388	388.1	55.2	0.3	3.17	1
1001	BANCOS	1002	BANCOS	1	Open	Yes	0	0	0	8	0	0	0	0	0	1
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	1	Closed	Yes	32.2	9.1	33.5	66	148.5	817.2	50.7	0	5.44	0.92
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	2	Open	Yes	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0.98
2000	S. ROSA	1999	SROSAFIC	1	Open	Yes	0	0	0	225	0	0	0	0	0	1
														5.98	126.99	
														MW	MVAR	
														PERDIDAS		

Reporte de barras del sistema.

Number	Name	Area Name	PU Voil	Voll (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt	Mvr
100	C.T.QUIT	SNT	0.95319	6.291	-1.9			25.6	7.5	0	0
101	C.H.PASO	SEQ	0.99753	4.15	-8.52			2.6	1.3	0	0
102	CHGUAN12	SEQ	0	0	0			0	0	0	0
103	C.T.LULU	SEQ	0.9669	6.091	-8.92			2.8	0.7	0	0
104	CHGUA345	SEQ	0.97576	2.244	-9.55			0	0	0	0
105	C.H.GUAN	SEQ	0.98848	6.227	-7.34			5.6	2	0	0
106	GUANGOPO	SNT	0.93771	129.403	-5.53			0	0	0	0
107	C.H.CUM1	SEQ	0.995	4.139	-7.79			10	3	0	0
108	C.H.CUM2	SEQ	0.995	4.139	-7.79			10	3	0	0
109	C.H.CUM3	SEQ	0.995	4.139	-7.79			10	3	0	0
110	C.H.CUM4	SEQ	0.97806	4.069	-11.5			0	0	0	0
111	C.H.NAY1	SEQ	0.99971	6.898	-8.55			14	6	0	0
112	C.H.NAY2	SEQ	0.99971	6.898	-8.55			14	6	0	0
191	S.RAFA	SEQ	0	0	0	0	0				
202	PASOCHOA	SEQ	0.98294	45.215	-10.28						
204	C.H.GUAN	SEQ	0.97576	44.885	-9.55						
205	10V-1	SEQ	0.99012	6.238	-14.18	4.9	1.5				0
206	4	SEQ	0.98911	6.231	-17.09	16.7	5.8				2.94
208	9	SEQ	0.99608	6.275	-14.61	6.7	1.7				2.98
209	11	SEQ	0.99426	6.264	-16.09	10.1	2.5				2.97
210	CUMBAYÁ	SEQ	0.97806	44.991	-11.5						0
213	NAYÓN	SEQ	0.97975	45.068	-11.44						0
214	02-Feb	SEQ	0	0	0	0	0				0
215	SUR	SEQ	0.95945	44.135	-10.83						0
216	G.T. 46	SEQ	0.97754	44.967	-9.42						0
217	DERIV.6	SEQ	0.95487	43.924	-11.16						0
218	02-Ene	SEQ	1.00154	6.31	-13.66	6.6	2.3				0
219	02-Feb	SEQ	1.0019	23.044	-12.12	3.5	1.2				0
220	C.T.GUAN	SEQ	0.99476	13.728	-6.97			20.8	9	0	0
221	S.RAFA	SEQ	1.0202	23.465	-10.54	37.3	7.5	1.8	0.3	7.81	7.81
222	19	SEQ	0.99989	22.997	-27.37	49.5	12.3				9
223	16	SEQ	0.99127	6.245	-17.24	28	8.2				7.37
224	18	SEQ	1.00595	23.137	-20.2	45.4	11.4				9.11
225	03-Feb	SEQ	1.00615	6.339	-17.7	17.5	4.4				3.04
226	PEREZ G	SEQ	0.9456	5.957	-16.16	13.1	2.5				2.68

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt Mvar
227	DERIV12	SEQ	0.98401	45.265	-10.41					0
228	DERIVCA	SEQ	0.97945	45.055	-11.25					0
229	CAROLINA	SEQ	0.94057	5.926	-18.57	16.6	4.2			2.83
230	13-Ene	SEQ	0.96167	6.059	-15.49	10.5	2.7			2.77
231	12	SEQ	0.9508	5.99	-14.34	7.2	2.1			0
232	OLIMPICO	SEQ	0.9574	6.032	-17.61	14.5	4.8			4.12
233	SANGOLQ	SEQ	0.99903	22.978	-17.8	14.7	3.6			4.49
234	10V-2	SEQ	0.99034	6.239	-10.41	0	0			0
235	8	SEQ	1.00362	6.323	-14.88	7.5	2.5			0
236	6	SEQ	1.00028	6.302	-11.54	4.4	1.5			0
238	13-Feb	SEQ	0	0	0	0	0			0
239	7	SEQ	0.97492	6.142	-18.34	16.6	4.2			3.42
240	EPICLACH	SEQ	0.99673	22.925	-18.63	41.8	11.8			10.23
241	10N	SEQ	0.98887	6.23	-14.09	10.1	2.9			0
242	IÑAQUIT	SEQ	0.98332	45.233	-11.4					0
243	IÑAQUITO	SEQ	0.96107	6.055	-16.14	11.9	2.9			2.77
244	15	SEQ	0.99277	6.254	-21.63	15.8	4.6	0.6	0.1	4.44
245	17-Ene	SEQ	0.996	6.275	-19.67	11.3	3.6			2.98
246	17-Feb	SEQ	0	0	0	0	0			0
247	QUINCHE	SEQ	0.93448	42.986	-15.4					0
248	19	SEQ	1.0002	13.803	-14.1	0	0			0
249	QUINCHE	SEQ	0.99146	22.804	-25.12	24.9	6.3			4.42
250	EPICL	SEQ	0.96624	44.447	-10.4					0
251	PEREZG	SEQ	0.98413	45.27	-10.77					0
252	3	SEQ	0.9636	44.326	-11.41					0
253	7	SEQ	0.97497	44.849	-11.55					0
259	9	SEQ	0.98556	45.336	-10.79					0
261	11	SEQ	0.99395	45.722	-10.95					0
262	15	SEQ	0.92367	42.489	-15.69					0
263	13	SEQ	0.98798	45.447	-11.18					0
267	17	SEQ	0.92777	42.677	-15.36					0
268	DERIV17	SEQ	0.9288	42.725	-15.23					0
269	19	SEQ	0.93769	43.134	-14.1					0
274	18	SEQ	0.87942	121.359	-7.38					0
277	16	SEQ	0.98027	45.093	-11.76					0
281	NORTE	SEQ	0.97999	45.08	-11.42					0

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	ct B Shunt Mvar
282	CAROLINA	SEQ	0.97556	44.876	-11.62					0
284	12	SEQ	0.98379	45.255	-10.43					0
285	S.ALGR	SEQ	0.99636	45.832	-10.6					0
286	VICENTIN	SEQ	0.98623	45.367	-10.11					0
287	10V 46	SEQ	0.98646	45.377	-10.41					0
288	DERIV10V	SEQ	0.98667	45.387	-10.4					0
291	S.RAFA	SEQ	0.97905	45.036	-9.3					0
292	6	SEQ	0.95436	43.901	-11.2					0
293	4	SEQ	0.95602	43.977	-11.11					0
294	S. ROSA	SEQ	0.99912	45.96	-6.64					0
295	MACHACH	SEQ	0.97375	44.792	-8.24	1.2	0.4	1.2	0.6	0
296	SANGOLQU	SEQ	0.97221	44.722	-10.53					0
297	8	SEQ	0.95407	43.887	-11.22					0
299	TUMBACO	SEQ	0.9661	44.441	-12.44					0
300	TUMBACO	SEQ	0.9913	22.8	-22.84	40	10.3	1.8	0.6	4.72
301	MACHACH	SEQ	0.99897	22.976	-14.22	12.6	4.2			0
322	POMASQUI	SEQ	0.99943	22.987	-18.22	42.5	11.5	2.6	1.3	4.49
323	POMASQUI	SEQ	0.88385	121.972	-6.95					0
324	19	SEQ	0.89673	123.749	-5.39					0
325	S.ALGR	SEQ	0.90886	125.423	-4.33					0
421	S.ROSA	SEQ	1.00008	23.002	-13.19	16.3	2.1	467.78	91	4.5
552	S.ROSA	SNT	0.968	133.584	0	0	0	0	0	0
589	VICEN	SNT	0.93767	129.398	-5.4	0	0	0	0	0
614	03-Ene	SEQ	1.00366	23.084	-13.13	3.6	1.2			0
660	MOVIL	SEQ	0	0	0					0
900	DERIV16	SEQ	0.98764	45.431	-11.3					0
1001	BANCOS	SEQ	0	0	0					0
1002	BANCOS	SEQ	0	0	0	0	0			0
1003	CHILLOG	SEQ	0.94237	130.047	-1.88					0
1004	CHILLOG	SEQ	0.99537	22.894	-11.18	31.5	7.9			4.46
1999	SROSAFIC	SNT	0	0	0					0
2000	S.ROSA	SNT	0	0	0			0	0	0
2003	Derivaci	SEQ	0.95205	131.383	-2.66	585.2	196.1	591.18	105.4	188.54
						MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
						CARGA		GENERADO		CAPACITORE: