

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA
EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO**

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

SOLA PAZMIÑO RODRIGO FROILAN

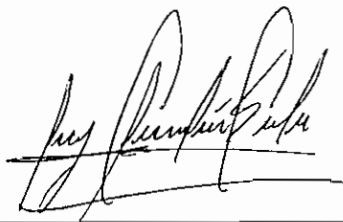
DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, Octubre 2004

DECLARACIÓN

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

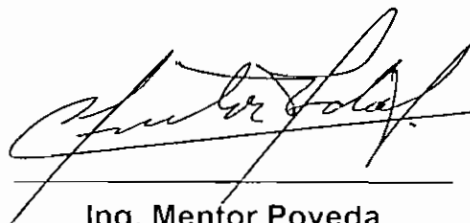
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Rodrigo Froilán Sola Pazmiño', written over a horizontal line.

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rodrigo Froilán Sola Pazmiño, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mentor Poveda', written over a horizontal line.

Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Me gustaría empezar agradeciendo a Nuestro Señor Dios Todo Poderoso y a la Santísima Virgen María por haber sido la luz que me ha guiado y protegido a lo largo de mi vida y por haber permitido que llegue a finalizar con éxito esta etapa de mi vida.

A mis padres Clemencia Pazmiño y Jorge Sola por haberme enseñado a ser una persona de bien y ante todo honrada con uno mismo, por haberme dado la mejor herencia que se le puede dar a un hijo, los estudios, a ellos y a mis hermanas Evelin y Pamela por el apoyo y por todo el sacrificio que han tenido que hacer a lo largo de su vida les quedo eternamente agradecido.

A mi mamita (abuelita) María Moreira por siempre haberme ayudado y colmado de bendiciones, a mi tía Rosario, a todas mis tías y tíos, a todos mis familiares por siempre haberme apoyado. A mi enamorada Lucia por alentarme y estar a mi lado durante todo este tiempo.

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos al Ing. Mentor Poveda, Director de éste proyecto, por la ayuda incondicional y desinteresada, por todas las enseñanzas y la guía que ha sido a lo largo de este proyecto. Ha sido un verdadero honor haber trabajado con usted en este proyecto.

Es necesario agradecer a EMELSAD, a la Dirección de Planificación, al Ing. Vinicio Dávila ex-Director por haber permitido que realice este proyecto en las instalaciones de Planificación de EMELSAD, al Ing. Edmundo Santander actual Director, al Ing. Pablo Castro, a mis amigos Ings. Roberto Torres, Jorge Yuccha y Diego Fiallos.

A todos mis verdaderos amigos que me apoyaron y que estuvieron a mi lado en los momentos felices y en los difíciles, Anita A., Mirian C., René L., Daniel C., Danny M., Carlitos R., Jimmy B., Víctor Hugo D., a los NINES (Geovanny, Edwin, Aníbal, Pato, etc.) sin su amistad y consejos no hubiera sido lo mismo todos estos años lejos de casa.

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado de todo corazón a mi familia en especial a mis padres por todo el sacrificio que han realizado, les prometo llevar una vida profesional enmarcada por la ética y la honradez para que en todo momento se sientan orgullosos de mí.

CONTENIDO

RESUMEN	1
PRESENTACIÓN	2
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	3
1.1 ANTECEDENTES	4
1.2 OBJETIVOS	5
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	5
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.3 ALCANCE	5
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	6
CAPÍTULO 2	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO S. A.	7
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO	8
2.1.1 INTRODUCCIÓN	8
2.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	8
2.1.2.1 Área de Concesión	8
2.1.2.2 Suministro de Energía	10
2.1.2.3 Sistema de Subtransmisión	11
2.1.2.4 Subestaciones	12
2.1.2.5 Líneas de Subtransmisión	15
2.1.2.6 Sistema Primario de Distribución	16
2.1.2.7 Transformadores de Distribución	17
2.1.2.8 Pérdidas en el Sistema Eléctrico Santo Domingo	18
2.1.2.9 Comercialización	19
CAPÍTULO 3	
DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELSAD	20
3.1 DIAGNÓSTICO TÉCNICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO SA	21
3.1.1 INTRODUCCIÓN	21
3.2 ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	22
3.2.1 CONSIDERACIONES Y METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS	22
3.2.2 DATOS DE POTENCIA ENTREGADA AL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO	25
3.2.3 DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	26
3.2.4 DATOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA	27
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DIAGNÓSTICO TÉCNICO	27
3.3.1 DEMANDA MÁXIMA	28
3.3.1.1 Equipamiento de Capacitores	28
3.3.1.2 Voltajes	28
3.3.1.3 Carga en líneas y transformadores	29
3.3.1.4 Factor de Potencia	30
3.3.1.5 Pérdidas	30

3.3.2 DEMANDA MEDIA	31
3.3.2.1 Equipamiento de Capacitores	31
3.3.2.2 Voltajes	31
3.3.2.3 Carga en líneas y transformadores	32
3.3.2.4 Factor de Potencia	33
3.3.2.5 Pérdidas	33
3.3.3 DEMANDA BASE	34
3.3.3.1 Equipamiento de Capacitores	34
3.3.3.2 Voltajes	34
3.3.3.3 Carga en líneas y transformadores	35
3.3.3.4 Factor de Potencia	36
3.3.3.5 Pérdidas	36
3.4 COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS	37

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN	39
4.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN DE EMELSAD	40
4.1.1 INTRODUCCIÓN	40
4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA SPARD@MP DISTRIBUCIÓN	41
4.1.3 CONSIDERACIONES Y METODOLOGÍA APLICADA	41
4.1.3.1 Recopilación de la Información	42
4.1.3.2 Verificación de la Información	42
4.1.3.3 Ingreso de información al programa de análisis	42
4.1.3.4 Análisis de los Alimentadores Primarios	43
4.1.3.5 Criterios establecidos para el análisis	44
4.1.4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN	45
4.1.4.1 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #1	46
4.1.4.2 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #2	52
4.1.4.3 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #3	55
4.1.4.4 Condiciones Actuales De Los Alimentadores Primarios De La Subestación #4	65
4.2 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN DE EMELSAD	68
4.2.1 INTRODUCCIÓN	68
4.2.2 METODOLOGÍA APLICADA	69
4.2.3 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #1 “VÍA QUITO”	70
4.2.3.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Centro “B1C1”	71
4.2.3.2 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Sur “B1C2”	73
4.2.3.3 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia de los Alimentadores en la Subestación #1 “Vía Quito”	76
4.2.4 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #2 “VÍA QUEVEDO”	78
4.2.4.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Circuito 5 “B2C5”	79
4.2.4.2 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia del Alimentador “Circuito 5” en la Subestación #2 “Vía Quevedo”	81
4.2.5 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #3 “LA CONCORDIA”	83
4.2.5.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Monterrey “B3C1”	84
4.2.5.2 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Pepepan “B3C2”	86
4.2.5.3 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Puerto Quito “B3C3”	89
4.2.5.4 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador La Concordia “B3C4”	91

4.2.5.5	Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia de los Alimentadores en la Subestación #3 “La Concordia”	94
4.2.6	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #4 “EL CARMEN”	96
4.2.6.1	Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Chone “B4C4”	96
4.2.6.2	Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia del Alimentador “Chone” en la Subestación #4 “El Carmen”	99
4.2.7	ELEVACIÓN DEL VOLTAJE EN DEMANDA BASE	100
4.3	COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS	101

CAPÍTULO 5

	PROPUESTA PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA	102
5.1	INTRODUCCIÓN	103
5.2	MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL NODO DE INTERCONEXIÓN COMO RESULTADO DE LA CORRECCIÓN EN DISTRIBUCIÓN	104
5.2.1	METODOLOGÍA	104
5.2.2	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA	104
5.2.2.1	Demanda Máxima	105
5.2.2.2	Demanda Media	107
5.2.2.3	Demanda Base	109
5.2.3	BENEFICIOS EN LA SUBTRANSMISIÓN COMO RESULTADO DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN DISTRIBUCIÓN	112
5.2.3.1	Beneficio por reducción de Pérdidas de Demanda	112
5.2.3.2	Beneficio por reducción de Pérdidas de Energía	112

CAPÍTULO 6

	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	113
6.1	INTRODUCCIÓN	114
6.2	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	115
6.2.1	RELACIÓN BENEFICIO – COSTO DE LA PROPUESTA	115
6.3	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	119

CAPÍTULO 7

	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
7.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121

APÉNDICE A

	FORMULACIÓN PARA EL CÁLCULO DE BENEFICIOS CON LA MEJORA DE FACTOR DE POTENCIA	123
1.1	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DEMANDA	124
1.2	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN ENERGÍA	124

BIBLIOGRAFÍA

126

ANEXOS

ANEXO 1	
ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELSAD	129
ANEXO 2	
FLUJOS DE POTENCIA A ESTADO ACTUAL	132
A2.1 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA MÁXIMA	133
A2.2 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA MEDIA	137
A2.3 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA BASE	141
ANEXO 3	
DEMANDAS NO COINCIDENTES DE LOS A/P DE EMELSAD	146
ANEXO 4	
PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE EMELSAD	147
A4.1 PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE LA S/E # 1	148
A4.2 PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE LA S/E # 2	151
A4.3 PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE LA S/E # 3	153
A4.4 PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE LA S/E # 4	158
ANEXO 5	
FLUJOS DE CARGA A DEMANDA MÁXIMA EN LOS A/P DE EMELSAD (SITUACIÓN EXISTENTE)	160
A5.1 FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 1	161
A5.2 FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 2	170
A5.3 FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 3	177
A5.4 FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 4	188
ANEXO 6	
FLUJOS DE CARGA A DEMANDA MÁXIMA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS	191
A6.1 FLUJOS DE CARGA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS A/P DE LA S/E # 1	192
A6.2 FLUJOS DE CARGA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS A/P DE LA S/E # 2	202
A6.3 FLUJOS DE CARGA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS A/P DE LA S/E # 3	209
A6.4 FLUJOS DE CARGA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS A/P DE LA S/E # 4	220
ANEXO 7	
FLUJOS DE POTENCIA CON LA CORRECCIÓN DEL FP EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	223
A2.1 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA MÁXIMA	224
A2.2 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA MEDIA	228
A2.3 FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA BASE	232

LISTADO DE TABLAS

CAPÍTULO 2

2.1 Número de Clientes	9
2.2 Subestaciones del Sistema Eléctrico de EMELSAD	12
2.3 Datos Técnicos de las Líneas de Subtransmisión del Sistema Eléctrico de EMELSAD	15
2.4 Códigos para los Alimentadores	16
2.5 Longitud de Redes de Alimentadores	17
2.6 Transformadores de Distribución Instalados	17
2.7 Longitud de Redes Secundarias	17
2.8 Pérdidas de Energía en EMELSAD	18

CAPÍTULO 3

3.1 Demandas en la barra para cada Subestación	24
3.2 Datos Técnicos de los Transformadores de Potencia	26
3.3 Bancos de Capacitores Instalados en Subtransmisión	27
3.4 Nodos fuera del Rango de Voltaje Permitido a Demanda Máxima	29
3.5 Factor de Potencia del Sistema EMELSAD a Demanda Máxima	30
3.6 Nodos fuera del Rango de Voltaje Permitido a Demanda Media	32
3.7 Factor de Potencia del Sistema EMELSAD a Demanda Media	33
3.8 Factor de Potencia del Sistema EMELSAD a Demanda Base	36
3.9 Tabla de Resumen de Resultados	37
3.10 Desviación de Resultados	38

CAPÍTULO 4

4.1 Bancos de capacitores existentes en el Sistema Primario de EMELSAD	46
4.2 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B1C1	47
4.3 Resultados de la corrida de flujo del A/P B1C1	48
4.4 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B1C2	50
4.5 Resultados de la corrida de flujo del A/P B1C2	51
4.6 Resultados Totales para la S/E #1	52
4.7 Capacidad y cantidad de transformadores en el A/P B2C5	53
4.8 Resultados de la corrida de flujo del A/P B2C5	54
4.9 Resultados Totales para la S/E #2	54
4.10 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C1	56
4.11 Resultados de la corrida de flujo del A/P B3C1	57
4.12 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C2	58
4.13 Resultados de la corrida de flujo del A/P B3C2	59
4.14 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C3	60
4.15 Resultados de la corrida de flujo para el A/P B3C3	61
4.16 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C4	62
4.17 Resultados de la corrida de flujo en el A/P B3C4	64
4.18 Resultados Totales para la S/E #3	64
4.19 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B4C4	65
4.20 Resultados de la corrida de flujo del A/P B4C4	67
4.21 Resultados Totales para la S/E #4	67
4.22 Factor de Potencia de la S/E #1	70
4.23 Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B1C1	71
4.24 Mejora del Factor de Potencia del A/P B1C1	72
4.25 Resumen sobre las pérdidas en el A/P B1C1	73
4.26 Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B1C2	74

4.27	Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B1C2	74
4.28	Resumen sobre las pérdidas en el A/P B1C2	75
4.29	Demandas y factor de potencia en la S/E #1	76
4.30	Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #1	77
4.31	Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #1	77
4.32	Factor de Potencia de la S/E #2	78
4.33	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B2C5	79
4.34	Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B2C5	79
4.35	Resumen sobre las pérdidas en el A/P B2C5	80
4.36	Demandas y factor de potencia en la S/E #2	81
4.37	Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #2	82
4.38	Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #2	82
4.39	Factor de Potencia de la S/E #3	83
4.40	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C1	84
4.41	Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C1	84
4.42	Resumen sobre las Pérdidas en el A/P B3C1	85
4.43	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C2	87
4.44	Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C2	87
4.45	Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C2	88
4.46	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C3	89
4.47	Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B3C3	90
4.48	Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C3	91
4.49	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C4	92
4.50	Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C4	92
4.51	Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C4	93
4.52	Demandas y Factor de Potencia en la S/E #3	94
4.53	Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #3	95
4.54	Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #3	95
4.55	Factor de Potencia actual de la S/E #4	96
4.56	Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B4C4	97
4.57	Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B4C4	97
4.58	Resumen sobre las Pérdidas en el A/P B4C4	98
4.59	Demandas y Factor de potencia en la S/E #4	99
4.60	Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #4	99
4.61	Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #4	100
4.62	Resumen de los Beneficios Operativos en Distribución	101

CAPÍTULO 5

5.1	Posiciones de los tap's del Sistema de Subtransmisión	104
5.2	Demanda Máxima Coincidente después de la Corrección del fp en el Sistema Primario	105
5.3	Capacitores que quedarían Conectados en las Barras de 13.8 kV a Demanda Máxima	105
5.4	Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dmáx	106
5.5	Barras de 69 kV con voltaje inferior al 3%	106
5.6	Demanda Media Coincidente después de la Corrección del fp en el Sistema Primario	107
5.7	Capacitores que quedarían Conectados en las Barras de 13.8 kV a Demanda Media	108
5.8	Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dmedia	108
5.9	Barras de 69 kV con voltaje inferior al 3%	109
5.10	Demanda Base Coincidente después de la Corrección del fp en el Sistema Primario	109
5.11	Capacitores que quedarían Conectados en las Barras de 13.8 kV a Demanda Base	110
5.12	Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dbase	110

CAPÍTULO 6

6.1	Resumen de los Beneficios Técnicos	116
6.2	Costos Totales asociados al proyecto	117
6.3	Parámetros usados para evaluar los beneficios económicos	118
6.4	Relación Beneficio/Costo de la propuesta	118

LISTADO DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

2.1 Clientes por Sectores	10
2.2 Diagrama Unifilar del Sistema de Subtransmisión de EMELSAD	11

CAPÍTULO 3

3.1 Extracto de los Resultados a Demanda Máxima	28
3.2 Extracto de los Resultados a Demanda Media	31
3.1 Extracto de los Resultados a Demanda Base	32

CAPÍTULO 4

4.1 Curva de Demanda del A/P B1C1	48
4.2 Curva de Demanda del A/P B1C2	50
4.3 Curva de Demanda del A/P B2C5	53
4.4 Curva de Demanda del A/P B3C1	56
4.5 Curva de Demanda del A/P B3C2	58
4.6 Curva de Demanda del A/P B3C3	61
4.7 Curva de Demanda del A/P B3C4	64
4.8 Curva de Demanda del A/P B4C4	66
4.9 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B1C1	72
4.10 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B1C2	75
4.11 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B2C5	80
4.12 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C1	85
4.13 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C2	88
4.14 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C3	90
4.15 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C4	93
4.16 Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B4C4	98

CAPÍTULO 5

5.1 Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Máxima	106
5.2 Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Media	108
5.3 Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Base	110

RESUMEN

El objetivo de este Proyecto de Titulación es demostrar que la mejora del factor de potencia del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Santo Domingo mediante el uso de capacitores en el sistema de distribución, tiene ventajas económicas si se cumplen las regulaciones del ente regulador, CONELEC, en las tres demandas establecidas, máxima, media y base, que instalando capacitores en las subestaciones. El objetivo se cumplió a cabalidad, demostrando que el uso de capacitores en la red de Distribución, presenta un mayor beneficio técnico y económico con respecto a la ubicación de los mismos al nivel de Subtransmisión.

Este estudio tiene el propósito de incentivar a las Empresas Eléctricas la incorporación de la ingeniería de distribución a sus actividades, destinando recursos a esta área a fin de mejorar el servicio que prestan aumentando su eficiencia y reduciendo pérdidas.

Con base en la información proporcionada por la Empresa se efectuó el diagnóstico de las condiciones operativas actuales de los sistemas de Subtransmisión y Distribución. A partir de estos resultados se realizó la corrección del factor de potencia en los Alimentadores Primarios de Distribución, evaluando los efectos derivados de esta acción con el soporte de herramientas computacionales usadas en las respectivas simulaciones de flujos de potencia.

Determinados los beneficios técnicos se realizó la Evaluación Económica de la propuesta tomando en cuenta los beneficios y los costos asociados, llegando a demostrar la rentabilidad del proyecto con base en una relación beneficio – costo de 45 que hace la propuesta sumamente atractiva.

PRESENTACIÓN

El CONELEC como ente regulador del Sector Eléctrico ecuatoriano mediante el Marco Regulador, en la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/02 establece los límites del factor de potencia en los puntos de conexión de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores, por esto los agentes deben ejecutar estudios que tengan como finalidad determinar si se está cumpliendo con la regulación y si no es así, las medidas correctivas que se deba ejecutar para evitar las respectivas sanciones.

Bajo esta premisa se realizó el estudio para determinar los valores del factor de potencia, en las tres demandas establecidas, en el punto de conexión entre el SNI y la Empresa Eléctrica Santo Domingo S. A.

En este proyecto se realiza un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del sistema de Subtransmisión y el diagnóstico del estado actual del sistema primario de distribución. En base a estos resultados se realiza la corrección del Factor de Potencia en el Sistema de Distribución reubicando hacia los alimentadores primarios los bancos de capacitores que se encuentran instalados a nivel de subtransmisión.

Finalmente se determinan los beneficios técnicos y económicos que se presentarán en el Sistema Eléctrico de EMELSAD como consecuencia de la propuesta.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

A nivel mundial la energía eléctrica es la base del desarrollo económico, es por esto que los entes reguladores establecen índices que deben cumplir las Empresas Eléctricas de Distribución con el objeto de brindar un producto de calidad que contribuya al buen desempeño de las industrias y comercio, a fin de reflejarlo en el crecimiento de la economía y desarrollo del país.

Uno de estos parámetros es el factor de potencia, que es un indicador de la gestión técnica de la Empresa, por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia del mismo en las diferentes etapas de funcionamiento del sistema de distribución.

Es por esto que las Empresas Eléctricas de Distribución deben estar empeñadas en realizar estudios que reflejen como se encuentra el factor de potencia a nivel de subtransmisión y de alimentadores primarios con la finalidad de ejecutar los correctivos necesarios para mantener un factor de potencia conveniente.

Entre los correctivos que se podría aplicar, para la corrección del factor de potencia se encuentra la compensación reactiva con la ubicación de bancos de capacitores en los niveles de subtransmisión, alimentadores primarios, secundarios o en la carga; los capacitores se pueden instalar en cualquier nivel del sistema, pero entre más cerca a la carga mayores son los beneficios.

En este proyecto se desea evaluar y comparar los beneficios que obtendría la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. al realizar la corrección del factor de potencia con énfasis en los Alimentadores Primarios.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Mejorar el factor de potencia del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Santo Domingo mediante el uso de capacitores en el Sistema de Distribución, cumpliendo las regulaciones del ente regulador, CONELEC.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Demostrar que el uso de capacitores en la red de Distribución, presenta un mayor beneficio con respecto a la ubicación de los mismos en las subestaciones del Sistema de Subtransmisión.

Demostrar que la propuesta presentada significa un alto beneficio económico para la Empresa Eléctrica.

1.3 ALCANCE

Con la información que se obtenga de los medidores disponibles en las subestaciones se determinarán las condiciones actuales del factor de potencia en la demanda base, media y alta.

Determinadas las condiciones actuales del factor de potencia se realizará un análisis para verificar el cumplimiento de la regulación del CONELEC, planteando alternativas para mejorar el factor de potencia.

Se realizará el estudio de los sistemas primarios asociados a cuatro S/E de la Empresa Eléctrica Santo Domingo (dos en el área urbana y dos en el área rural), las cuales deben contar con registros actualizados, determinado la situación actual con referencia al factor de potencia, establecer las consecuencias de la mejora del factor de potencia en varios puntos de la red de Distribución versus la corrección realizada a nivel de barras de S/E.

Se realizará el análisis técnico-económico de la alternativa planteada de la ubicación de la generación de reactivos para la corrección del factor de potencia.

Se cuantificarán los beneficios obtenidos de mejorar el factor de potencia en diferentes puntos de la red de distribución.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La justificación de este proyecto se sustenta en los siguientes elementos:

- a. La corrección del factor de potencia implica beneficios tanto técnicos (mejora de perfil de voltaje, reducción de pérdidas) como económicos, y adicionalmente la Empresa cumpliría con las regulaciones pertinentes del sector eléctrico ecuatoriano.

- b. Este proyecto presenta la propuesta para corrección del factor de potencia en el sistema primario, que por estar más cerca de la carga resulta más conveniente para la Empresa, como se demuestra con base en un análisis técnico-económico.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA SANTO DOMINGO SA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO

2.1.1 INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A., EMELSAD, tiene como misión: entregar y suministrar potencia y energía a la población de su área de concesión, en condiciones óptimas a fin de conseguir la satisfacción de sus clientes desde el punto de vista técnico y económico.^[1]

Es necesario realizar una descripción de los diferentes componentes del sistema eléctrico de la EMELSAD con la finalidad de que el lector se familiarice y entienda la situación actual. La información que se presenta en adelante se tomó de documentos de la Dirección de Planificación de EMELSAD, así como también de los formularios que se envían al CONELEC, los mismos que describen las líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores y otros aspectos relevantes de la empresa.

2.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1.2.1 ÁREA DE CONCESIÓN

EMELSAD está ubicada en la provincia de Pichincha, cantón Santo Domingo de los Colorados a 135 km de la capital del país. Cubre un área de concesión de 6.649 km² que abarca territorios de cinco provincias del Ecuador.

[1] Revista "EMELSAD" febrero del 2001.

El área de servicio de EMELSAD, comprende los siguientes cantones:

Provincia de Pichincha:

Santo Domingo: Santo Domingo, Alluriquín, Las Delicias, Luz de América, Puerto Limón, Villegas, Monterrey, Plan Piloto, Nuevo Israel, Julio Moreno, Valle Hermoso.

Mejía: Cornejo Astorga (Tandapi)

Puerto Quito: Puerto Quito.

Provincia de Esmeraldas:

Quinindé: La Unión, La Independencia, Playa del Muerto, La Concordia (en problemas limítrofes con la provincia de Pichincha).

Provincia de Manabí:

El Carmen: El Carmen, La Bramadora, Maicito.

Provincia de Los Ríos:

Buena Fe: Patricia Pilar.

Provincia de Cotopaxi:

Sigchos: Palo Quemado, Las Pampas Argentinas, San Francisco de las Pampas.

En el cuadro No 2.1 se presenta el número de clientes atendidos por EMELSAD hasta diciembre del 2003.

Cuadro No 2.1. Número de Clientes

SECTOR	CLIENTES
RESIDENCIAL	80276
COMERCIAL	12007
INDUSTRIAL	353
ALUMBRADO PÚBLICO	3
OTROS	1428
TOTAL	94067

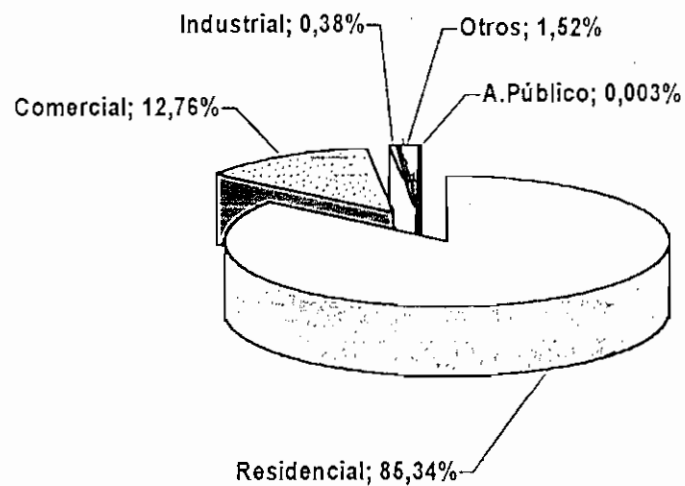


Figura No 2.1. Clientes por sectores

2.1.2.2 SUMINISTRO DE ENERGÍA

La demanda de potencia y energía registrada en el sistema para el año eléctrico (mayo 03 – abril 04) es:

Balance de Energía, pérdidas, Demanda máxima y Factor de Carga de la EMELSAD	
Energía comprada al MEM(MWh)	264.819,36
Comprada a Autoprodutores(MWh)	-
Energía Disponible(MWh)	264.819,36
Energía facturada a clientes finales(MWh)	209.369,25
Perdidas de energía(MWh)	55.450,11
Perdidas de energía (%)	20,94
Demanda Máxima(MW)	52,84
Factor de carga (%)	57,06

La entrega del SNI se realiza a nivel de 69 kV, en la subestación Santo Domingo del SNI.

2.1.2.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El punto de alimentación de la Empresa Eléctrica Santo Domingo se encuentra en la subestación Santo Domingo del Sistema Nacional Interconectado. Esta subestación cuenta con un banco de tres auto transformadores monofásicos de 20/26,67/33,33 MVA cada uno, con una capacidad total de 60/80/100 MVA, que reducen el voltaje de 138 a 69 kV, y no tiene regulación automática con carga.^[2]

El sistema de Subtransmisión de la Empresa fue construido por el Ex INECEL en el año de 1983 y actualmente consta de 10 subestaciones con una capacidad total, de 79,5/100,37 MVA.

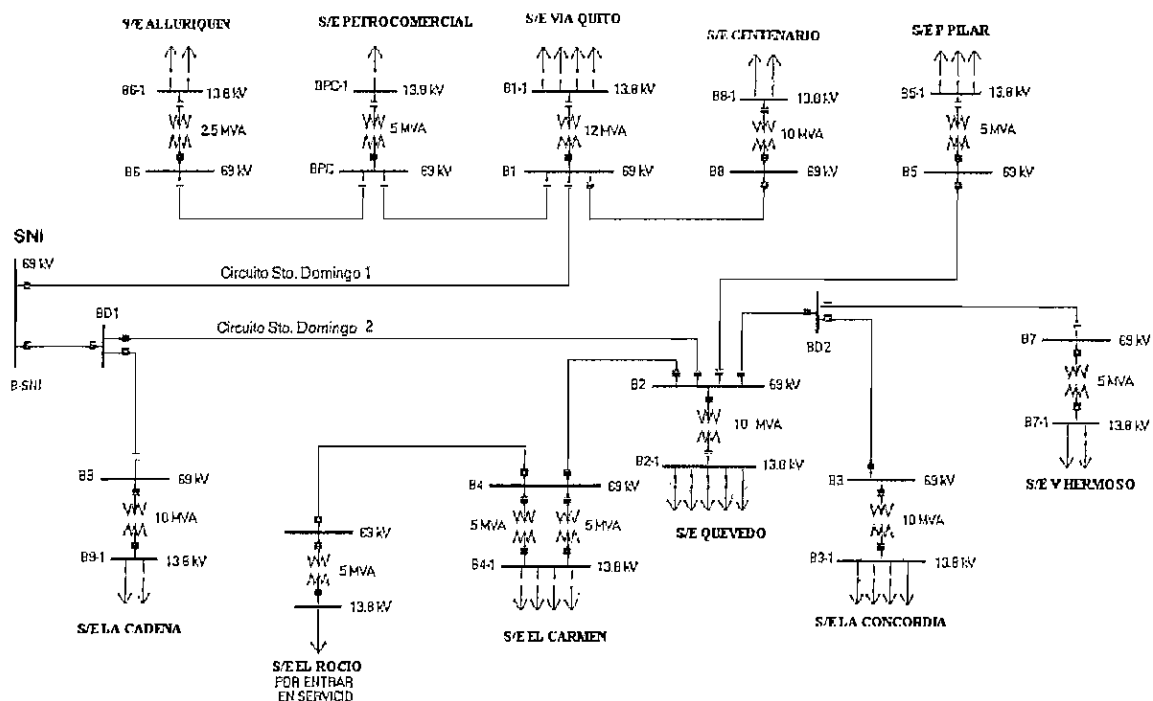


Figura No 2.2. Diagrama Unifilar del Sistema de Subtransmisión de EMELSAD

^[2] TESIS, Analuisa Romel y Realpe Rommel

2.1.2.4 SUBESTACIONES

El sistema tiene 9 subestaciones de distribución con una capacidad total de 74,5/94,125 MVA y una subestación que pertenece a Petrocomercial, la misma que es de su uso exclusivo, de una capacidad de 5/6,25 MVA. Se debe mencionar que en la subestación # 2 "Vía Quevedo" existía un transformador adicional de 5 MVA que fue trasladado y cambiado por el de la subestación #5 "Patricia Pilar", y este a su vez se lo ubicó en la subestación #10 "El Rocio", la cual entrará en funcionamiento a finales del año 2005, razón por la cual no será incluida en este estudio.

En el cuadro No 2.2 se indican las Subestaciones de Distribución de la EMELSAD.

Cuadro No 2.2. Subestaciones del Sistema Eléctrico de EMELSAD

SUBESTACIONES	Nombre	VOLTAJE (kV)	TIPO DE CONEXIÓN	TAP	POTENCIA OA (MVA)	Factor de Uso TRAFOS S/E
S/E No.1	Vía Quito	69/13.8	D/Y1	3	12	92.5 %
S/E No.2	Vía Quevedo	69/13.8	D/Y1	2	10	90.4 %
S/E No.3	La Concordia	69/13.8	Y/Y	2	10	69.9 %
S/E No.4	El Carmen	69/13.8	D/Y1	3	10	66.6 %
S/E No.5	Patricia Pilar	69/13.8	D/Y1	3	5	60.3 %
S/E No.6	Alluriquín	69/13.8	D/Y1	3	2,5	58.2 %
S/E No.7	Valle Hermoso	69/13.8	D/Y1	2	5	95.4 %
S/E No.8	El Centenario	69/13.8	D/Y1	3	10	65.1 %
S/E No.9	La Cadena	69/13.8	D/Y1	3	10	37 %
S/E Petrocomercial	Petrocomercial	69/13,8	D/Y1	3	5	3.7 %
TOTAL					79,5	

Subestación No. 1 "Vía Quito"

Es una subestación de seccionamiento y reducción desde la cual salen las líneas de 69 kV que alimentan a las Subestaciones # 8 "El Centenario", # 6 "Alluriquín" y Petrocomercial. Existe un transformador de Potencia de 12/16 MVA para el sistema primario que consta de cuatro alimentadores de 13.8 kV que son los Circuitos Centro, Sur, Las Mercedes y Vía Quito.

Subestación No. 2 “Vía Quevedo”

Es una subestación de seccionamiento y reducción, desde la cual salen las líneas de 69 kV para las Subestaciones de La Concordia - Valle Hermoso, El Carmen y Patricia Pilar. En esta subestación existe un transformador de potencia de 10/12.5 MVA, marca MITSUBISHI, con el cual se energizan cinco alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos #1, #2, #3, #4 y #5.

Subestación No. 3 “La Concordia”

Es una subestación de reducción de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, mediante un Transformador de Potencia de 10/12.5 MVA, marca OSAKA, con cuatro alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos La Concordia, Pepe-Pan, La Villegas-Monterrey y Puerto Quito, para mejorar el voltaje se encuentran instalados tres reguladores monofásicos de voltaje marca Cooper Power Systems.

Subestación No. 4 “El Carmen”

Es una subestación de seccionamiento y reducción de voltaje desde la cual saldrá la línea de 69 kV para la Subestación # 10 "El Rocío". En esta subestación existen dos Transformadores de Potencia en paralelo, uno de 5/6.25 MVA marca Pauwels y otro de 5/6.25 MVA, marca Osaka, con los cuales se energizan cuatro alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Nuevo Israel, Av. Chone, La Bramadora y Maicito.

Subestación No. 5 “Patricia Pilar”

Es una subestación de reducción de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, posee un Transformador de Potencia de 5/6.25 MVA marca OSAKA con el cual se energizan tres alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Luz de América, Patricia Pilar y La 14.

Subestación No. 6 “Alluriquín”

Es una subestación de reducción de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, posee un Transformador de Potencia de 2/3.125 MVA marca ALSTHOM con el cual se energizan dos alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Tandapi y Chiguilpe.

Subestación No. 7 “Valle Hermoso”

Es una subestación de reducción de voltaje de 69 kV a 13.8 kV, posee un Transformador de Potencia de 5/6.25 MVA marca PAUWELS con el cual se energizan dos alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Epacem y Valle Hermoso.

Subestación No. 8 “El Centenario”

Es una subestación de reducción, existe un Transformador de Potencia de 10/12.5 MVA marca MITSUBISHI con el cual se energizan dos alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Quinindé y Juan Eulogio.

Subestación No. 9 “La Cadena”

Es una subestación de reducción, existe un Transformador de Potencia de 10/12.5 MVA marca MITSUBISHI con el cual se energizan dos alimentadores a 13.8 kV que son los circuitos Río Verde y Santa Marta.

Subestación Petrocomercial

Es una subestación de reducción, es de uso exclusivo de Petrocomercial, existe un Transformador de Potencia de 5/6.25 MVA.

2.1.2.5 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de Subtransmisión tiene un nivel de voltaje de 69 kV, para la configuración actual la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. dispone de 126.631 km de longitud en líneas de Subtransmisión.

En el cuadro No 2.3. se indican las características técnicas de las líneas de Subtransmisión.

Cuadro No 2.3. Datos Técnicos de las Líneas de Subtransmisión
del Sistema Eléctrico de EMELSAD

Nodo Inicial	Nodo Final	Distancia (km)	Conductor	R (ohm/km)	R (pu)	X (ohm/km)	X (pu)
SNI BSNI	S/E V QUITO B1	4.524	477 ACSR	0,13422	0,01275	0,396	0,03763
S/E V QUITO B1	S/E CENTENARIO B8	3.687	266,8 ACSR	0,34300	0,02656	0,418	0,03237
S/E V QUITO B1	S/E PETROCOM BPC	5.807	2/0 ACSR	0,55613	0,06783	0,484	0,05903
S/E PETROCOM BPC	S/E ALLURIQUIN B6	12.373	2/0 ACSR	0,55613	0,14453	0,484	0,12578
SNI BSNI	DERIVACION 1 BD1	5.847	477 ACSR	0,13422	0,01648	0,396	0,04863
DERIVACION 1 BD1	S/E QUEVEDO B2	3.658	477 ACSR	0,13422	0,01031	0,396	0,03043
DERIVACION 1 BD1	S/E LA CADENA B9	0,019	266,8 ACSR	0,34300	0,00014	0,418	0,00017
S/E QUEVEDO B2	S/E EL CARMEN B4	32.296	266,8 ACSR	0,34300	0,23267	0,418	0,28355
S/E QUEVEDO B2	S/E P PILAR B5	38,1	266,8 ACSR	0,34300	0,27448	0,418	0,33451
S/E QUEVEDO B2	DERIVACION 2 BD2	24,66	266,8 ACSR	0,34300	0,17766	0,418	0,21651
DERIVACION 2 BD2	S/E LA CONCORDIA B3	15,176	266,8 ACSR	0,34300	0,10933	0,418	0,13324
DERIVACION 2 BD2	S/E V HERMOSO B7	0,2	2/0 ACSR	0,55613	0,00234	0,484	0,00203

2.1.2.6 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

Los Alimentadores Primarios de Distribución, en un número de 28, parten de las barras de las subestaciones a nivel de 13,8 kV, con ramales predominantemente monofásicos y de tipo radial.

Para un mejor entendimiento se codificó los nombres de los alimentadores de acuerdo a la Subestación a la que pertenece y al número de circuito, por ejemplo, el Alimentador Centro pertenece a la Subestación # 1 y además es el circuito # 1 es por eso que su código será B1C1; a continuación se presenta la tabla con el nombre de los alimentadores y sus respectivos códigos:

Cuadro No 2.4. Códigos para los Alimentadores

Subestación	Alimentador	
	Nombre	Código
S/E # 1 VIA QUITO	Centro	B1C1
	Sur	B1C2
	Las Mercedes	B1C3
	Vía Quito	B1C4
S/E # 2 VIA QUEVEDO	Círculo 1	B2C1
	Círculo 2	B2C2
	Círculo 3	B2C3
	Círculo 4	B2C4
	Círculo 5	B2C5
S/E # 3 LA CONCORDIA	Monterrey	B3C1
	Pepepan	B3C2
	Pto. Quito	B3C3
	La Concordia	B3C4
S/E # 4 EL CARMEN	N. Israel	B4C1
	Maicito	B4C2
	Bramadora	B4C3
	Av. Chone	B4C4
S/E # 5 P PILAR	Patricia Pilar	B5C1
	La 14	B5C2
	Luz de América	B5C3
S/E # 6 ALLURIQUIN	Tandapi	B6C1
	Alluriquín	B6C2
S/E # 7 V HERMOSO	Epacem	B7C1
	C. Colón	B7C2
S/E # 8 CENTENARIO	Quininde	B8C1
	Juan Eulogio	B8C2
S/E # 9 LA CADENA	Santa Martha	B9C1
	Río Verde	B9C2

Las longitudes de media tensión en la EMELSAD para los Alimentadores Primarios, se expone en la siguiente tabla:

Cuadro No 2.5. Longitud de Redes de Alimentadores

	km. de Líneas
Monofásicas	1.887,22
Bifásicas	21,59
Trifásicas	788,72
TOTAL	2.698

2.1.2.7 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

La Potencia instalada en transformadores de Distribución de la EMELSAD se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro No 2.6. Transformadores de Distribución Instalados

		MVA
Empresa	Monofásica	117,7
	Trifásica	1,2
	TOTAL	118,9
Particular	Monofásica	19,2
	Trifásica	19,0
	TOTAL	38,2
Total Monofásico		136,9
Total Trifásico		20,2
TOTAL		157,1

A nivel de baja tensión se tiene construida una longitud de redes de:

Cuadro No 2.7. Longitud de Redes Secundarias

Longitudes de Secundarios		km
Aérea	Monofásica	604,9
	Dos Fases	218,9
	Trifásica	275,7
	TOTAL	1.099,5
Subterránea	Monofásica	0
	Dos Fases	1,6
	Trifásica	0
	TOTAL	1,6
Totales	Monofásicas	604,9
	Dos Fases	220,5
	Trifásicas	275,7
TOTAL	1.099,5	

La tensión de las redes secundarias es de: 208/120 voltios en redes trifásicas y 240/120 en redes monofásicas.

2.1.2.8 PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO

Los valores de pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico de Santo Domingo para el año eléctrico 2003 – 2004, según la información obtenida en la Dirección de Planificación, se presentan en la siguiente tabla:

Cuadro No 2.8. Pérdidas de Energía en EMELSAD

Pérdidas de Energía de la EMELSAD			
Energía Disponible(MWh)		264.819,36	Porcentaje
ALTA TENSIÓN	L/ST (MWh)	2.687	1,0%
MEDIA TENSIÓN	S/E (MWh)	1.377	0,5%
	Primarios (MWh)	6.630	2,5%
	No técnicas(MWh)	2.436	0,9%
BAJA TENSIÓN	Transformadores (MWh)	9.479	3,6%
	Redes secundarias (MWh)	3.978	1,5%
	Acometidas y medidores (MWh)	1.038	0,4%
	No técnicas (MWh)	26.226	9,9%
TOTAL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS (MWh)		26.788	10,1%
TOTAL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (MWh)		28.662	10,8%
TOTAL DE PÉRDIDAS (MWh)		55.450	20,9%

Si se considera que el Costo Medio de Compra para el año (mayo 03 – abril 04) fue de 6,93 centavos de dólar / kWh, se determina que la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. está sufriendo un perjuicio por Pérdidas No Técnicas.

2.1.2.9 COMERCIALIZACIÓN

La Dirección de Comercialización tiene como responsabilidad las siguientes funciones: atender las solicitudes de servicio, instalación de acometidas y

medidores, medición de consumos de energía y demanda de potencias de sus clientes, revisar la correcta aplicación de los pliegos tarifarios, facturación y recaudación, resolver técnica y/o administrativamente problemas relacionados con la atención al cliente, promover la venta y la mejor utilización de la energía eléctrica, programar y controlar las actividades relacionadas con el corte y la reconexión del servicio por mora en el pago, controlar las pérdidas de energía en comercialización y adoptar medidas para reducirlas, participar en la negociación y control de la energía adquirida en el MEM.

La Empresa tiene 94.067 clientes, el 85,34% corresponde al tipo residencial; 12,76% al tipo comercial, de los clientes comerciales el 97,6% son en baja tensión y 2,4% están en media tensión; 0,375% al tipo industria, de los cuales el 66,6% son en baja tensión y 33,4% están en media tensión; y 1,51% a otros, de los cuales el 92,3% son en baja tensión, 7,63% están en media tensión y 0,07% en alta tensión.

La energía facturada en el año 2003 fue de 204.547,8 MWh, del cual, 44,4% se facturó a clientes de tipo residencial; 25% a tarifa comercial; 17,8% a tarifa industrial y 12,7% a otras tarifas.

En el año 2003 se obtuvo un total de ingresos facturados de USD 20'527.789 del cual, 45,8% se facturó a clientes de tipo residencial; 23,7% a los de tipo comercial; 17,1% a los de tipo industrial; 8,5% al alumbrado público y 5,1% a otros; USD total recaudados llega al monto de 17'997.572, siendo el 87,67% de la energía facturada, con un cartera vencida de USD 2'530.217,84.

El precio medio de facturación en el año 2003 fue de 10,04 ¢USD / kWh. El precio medio al sector residencial fue de 10,35 ¢USD / kWh; sector comercial 9,51 ¢USD / kWh, para comercial en baja tensión 8,86 ¢USD / kWh, para comercial en media tensión 10,89 ¢USD / kWh; sector industrial de 9,61 ¢USD / kWh; A. público de 11,26 ¢USD / kWh y de otros de 9,50 ¢USD / kWh

CAPÍTULO

III

DIAGNOSTICO DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN DE EMELSAD

3.1 DIAGNÓSTICO TÉCNICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO SA

3.1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una serie de tablas con los datos más relevantes de cada uno de los elementos existentes en el sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S. A. Estos valores permitirán conocer el estado operativo del Sistema Eléctrico para las respectivas solicitudes de la carga.

Se realizará la modelación del Sistema de Subtransmisión con la finalidad de establecer su estado operativo actual en cada una de las tres bandas horarias establecidas por el Ente Regulador.

3.2 ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

3.2.1 CONSIDERACIONES Y METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS

La modelación del Sistema Eléctrico Santo Domingo, tanto para obtener las condiciones operativas actuales del Sistema de Subtransmisión como para determinar las condiciones que se presentarán después de aplicar la mejora a nivel de distribución, se realizará utilizando el programa PowerWorld 8.0.

El programa PowerWorld es un paquete de simulación de sistemas eléctricos de potencia diseñado para realizar la modelación y simulación de estos, de una forma fácil, amigable y muy interactiva. El programa PowerWorld es una poderosa herramienta de solución de flujos de potencia apropiada para estudios eléctricos, que, además, cuenta con una interfaz gráfica que ayuda a la comprensión del funcionamiento de los sistemas de potencia a cualquier tipo de usuario ya sea este una persona con o sin conocimientos técnicos en el área eléctrica.

Este programa de simulación permite al usuario visualizar el sistema a través del diagrama unifilar animado que permite modificar el sistema de forma rápida; por ejemplo, las líneas de transmisión pueden entrar y salir de servicio, se puede agregar generación o ingresar o sacar de servicio a bancos de capacitores fácilmente.

Para el Sistema Eléctrico Santo Domingo en el Estudio realizado, se considera al nodo de Santo Domingo del Sistema Nacional Interconectado (SNI) como la barra "oscilante" y las barras restantes se presentan con sus respectivas demandas, las mismas que son registradas en el Cuadro No. 3.1 para los casos de demandas máxima, media y base.

En referencia al Factor de Potencia, Bandas de Variación de Voltaje, se considera lo establecido por el CENACE en el estudio "Revisión de Bandas de Variación de Voltaje, Factores de Potencia y Requerimientos de Compensación

Reactiva en el SNI" realizado con el fin de cumplir las disposiciones establecidas, en el Marco Regulatorio, en la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/02; que indica:

- Establecer para el SNI las siguientes bandas de variación de voltaje y factores de potencia en los puntos de conexión de los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores.

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE DEL SNI		
S.N.T.	Barras de 69, 46 y 64,5 kV	
	+/- 3% del voltaje nominal	
FACTOR DE POTENCIA (fp) en puntos de entrega del SNI		
DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES	Demanda Punta	fp = 0,96 ó superior inductivo
	Demanda Media	fp = 0,96 ó superior inductivo
	Demanda Base	fp = 0,99 ó menor inductivo

Estos valores límites, se emplearán como base, para la corrección del Factor de Potencia en la Empresa Eléctrica Santo Domingo SA.

SUBESTACIÓN	A / PRIMARIO	DEMANDA MÁXIMA				DEMANDA MEDIA				DEMANDA BASE			
		MW	Mvar	MVA	fp	MW	Mvar	MVA	fp	MW	Mvar	MVA	fp
S/E # 1 VIA QUITO	CENTRO	3,73	1,43	4,00	0,93	2,95	1,42	3,28	0,90	1,55	0,86	1,77	0,87
	SUR	4,91	2,12	5,35	0,92	3,26	1,84	3,74	0,87	2,04	1,37	2,46	0,83
	MERCEDES	1,62	0,40	1,67	0,97	1,53	0,67	1,68	0,92	0,55	0,12	0,56	0,98
	QUITO	0,72	0,29	0,77	0,93	0,39	0,26	0,47	0,83	0,33	0,19	0,39	0,86
	TOTAL	10,98	4,25	11,78	0,93	8,14	4,20	9,16	0,89	4,48	2,54	5,15	0,87
S/E # 2 VIA QUEVEDO	CIRCUITO 1	2,49	-0,04	2,49	1,00	1,23	-0,06	1,24	1,00	1,16	0,24	1,19	0,98
	CIRCUITO 2	0,16	0,06	0,18	0,94	0,03	0,02	0,04	0,81	0,02	0,01	0,02	0,76
	CIRCUITO 3	0,38	0,06	0,39	0,99	0,16	0,05	0,16	0,95	0,12	0,02	0,12	0,99
	CIRCUITO 4	2,08	0,04	2,08	1,00	1,23	0,03	1,23	1,00	0,84	0,24	0,87	0,96
	CIRCUITO 5	3,68	0,08	3,69	1,00	2,10	1,28	2,46	0,85	1,35	0,15	1,36	0,99
	TOTAL	8,80	0,20	8,80	1,00	4,76	1,33	4,94	0,96	3,49	0,66	3,55	0,98
S/E # 3 LA CONCORDIA	CONCORDIA	1,38	0,59	1,50	0,92	0,87	0,64	1,08	0,80	0,57	0,43	0,72	0,80
	P QUITO	3,73	1,22	3,93	0,95	2,36	1,15	2,63	0,90	1,64	0,69	1,78	0,92
	PEPEPAN	0,81	0,35	0,88	0,92	0,62	0,35	0,71	0,87	0,31	0,15	0,35	0,90
	VILLEGAS	0,91	0,35	0,98	0,93	0,67	0,42	0,79	0,84	0,39	0,25	0,46	0,84
	TOTAL	6,83	2,52	7,29	0,94	4,51	2,57	5,19	0,87	2,91	1,52	3,29	0,89
S/E # 4 CARMEN	BRAMADORA	2,45	0,37	2,48	0,99	1,06	0,16	1,07	0,99	1,11	0,11	1,11	1,00
	CHONE	1,00	0,42	1,09	0,92	0,64	0,40	0,75	0,85	0,49	0,32	0,59	0,84
	N. ISRAEL	0,96	0,32	1,02	0,95	0,48	0,29	0,56	0,85	0,41	0,24	0,48	0,86
	MAICITO	2,15	0,53	2,22	0,97	0,99	0,44	1,09	0,92	0,85	0,27	0,89	0,95
	TOTAL	6,57	1,64	6,77	0,97	3,17	1,29	3,42	0,93	2,86	0,94	3,02	0,95
S/E # 5 PILAR	L AMERICA	1,16	0,40	1,23	0,94	1,29	0,51	1,39	0,93	0,58	0,18	0,61	0,95
	LA 14	1,25	0,41	1,31	0,95	0,70	0,42	0,82	0,86	0,46	0,24	0,52	0,89
	P PILAR	0,58	0,18	0,60	0,95	0,31	0,19	0,36	0,85	0,26	0,13	0,30	0,89
	TOTAL	2,98	0,99	3,14	0,95	2,30	1,12	2,56	0,90	1,30	0,55	1,41	0,92
S/E # 6 ALLURIQUIN	CHIGUILPE	0,43	0,11	0,44	0,97	0,46	0,15	0,49	0,95	0,32	0,08	0,33	0,97
	TANDAPI	1,02	0,34	1,07	0,95	0,52	0,30	0,60	0,87	0,55	0,28	0,62	0,89
	TOTAL	1,45	0,45	1,52	0,95	0,99	0,45	1,09	0,91	0,87	0,36	0,95	0,92
S/E # 7 HERMOSO	C COLON	3,63	1,20	3,82	0,95	3,09	1,25	3,33	0,93	1,42	0,05	1,42	1,00
	EPACEM	0,90	0,32	0,96	0,94	0,65	0,27	0,70	0,92	0,47	0,46	0,66	0,71
	TOTAL	4,53	1,52	4,78	0,95	3,74	1,52	4,03	0,93	1,89	0,51	1,96	0,97
S/E # 8 CENTENARIO	QUININDE	2,30	0,15	2,30	1,00	1,40	0,13	1,41	1,00	0,98	0,05	0,98	1,00
	J EULOGIO	3,70	0,60	3,75	0,99	1,90	0,80	1,99	0,95	1,42	0,07	1,42	1,00
	TOTAL	6,00	0,75	6,05	0,99	3,30	0,73	3,38	0,98	2,40	0,12	2,40	1,00
S/E # 9 LA CADENA	R VERDE	1,50	0,12	1,50	1,00	0,70	0,20	0,73	0,96	0,69	0,05	0,69	1,00
	STA MARTHA	2,00	0,25	2,02	0,99	0,80	0,20	0,82	0,97	0,86	0,05	0,87	1,00
	TOTAL	3,50	0,37	3,52	0,99	1,50	0,40	1,55	0,97	1,55	0,10	1,55	1,00
PETROCOM.	PETROCOM.	0,15	0,10	0,18	0,84	0,18	0,13	0,22	0,82	0,12	0,10	0,15	0,77
	TOTAL	0,15	0,10	0,18	0,84	0,18	0,13	0,22	0,82	0,12	0,10	0,15	0,77
	TOTAL	51,80	12,79	53,36	0,97	32,59	13,72	35,37	0,92	21,88	7,41	23,10	0,95

Cuadro No.3.1. Demandas en la barra para cada Subestación

- La Demanda Máxima se determinó el día y la hora en la que se produjo la máxima demanda activa.
- La Demanda Media se determinó el día y la hora en la que se produjo la máxima demanda reactiva dentro de la banda horaria establecida.
- La Demanda Base se determinó el día y la hora en la que se produjo la mínima demanda activa.

3.2.2 DATOS DE POTENCIA ENTREGADA AL SISTEMA ELÉCTRICO SANTO DOMINGO

Estos valores corresponden a la potencia tanto activa como reactiva entregada al Sistema Eléctrico Santo Domingo a través de la Subestación Santo Domingo que presenta una barra alimentada por el Sistema Nacional Interconectado, adicionalmente se indican lecturas de los medidores sobre los cuales la empresa determina los valores de factor de potencia.

En la siguiente tabla se muestra la potencia entregada al Sistema Eléctrico Santo Domingo para las demandas Máxima, Media y Mínima.

	Fecha	Hora	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	fp
Demanda Máxima	11/12/03	19:30	52,84	12,40	54,28	0,974
Demanda Media	11/12/03	14:45	33,04	11,64	35,03	0,943
Demanda Base	07/12/03	06:45	22,00	3,24	22,24	0,989

3.2.3 DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A continuación se indican los datos técnicos de los Transformadores de Potencia del Sistema Eléctrico Santo Domingo:

Cuadro No.3.2. Datos Técnicos de los Transformadores de Potencia

Ubicación	Capacidad		Refrigeración	Relación		Conexión	Tap_AT	Tap_BT	Impedancia (100 MVA base)	
	MVA			kV					R pu	X pu
S/E # 1 VÍA QUIJO	12/16		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,036	0,565
S/E # 2 VÍA QUEVEDO	10/12,5		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,046	0,761
S/E # 3 LA CONCORDIA	10/12,5		OA/FA	69/13,8		Yy 0	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,046	0,558
S/E # 4 EL CARMEN	5/6,25		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,112	1,309
	5/6,25		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,095	1,209
S/E # 5 P PILAR	5/6,25		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,095	1,209
S/E # 6 ALLURIGUIN	2,5		OA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,249	1,046
S/E # 7 V HERMOSO	5/6,25		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,095	1,231
S/E # 8 CENTENARIO	10/12,5		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,041	0,738
S/E # 9 LA CADENA	10/12,5		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,041	0,761
S/E PETROCOMERCIAL	5/6,25		OA/FA	69/13,8		Dy 1	±2x2,5%=1,2,3,4,5	-	0,105	1,456

3.2.4 DATOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA

El Sistema Eléctrico Santo Domingo, presenta compensación reactiva capacitiva, que es empleada para la corrección del factor de potencia y para mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos, en el siguiente cuadro se expresa las características técnicas de los capacitores.

Cuadro No.3.3. Bancos de Capacitores Instalados en Subtransmisión

Subestación	Voltaje	Capacidad	TIPO CONEXIÓN	HORARIO
	(kV)	Mvar		
S/E 1 VÍA QUITO				
Barra colectora	13,8	1,5	FIJO	
Barra colectora	13,8	1,2	AUTOMÁTICO	17 : 00 a 23 : 00
S/E 3 LA CONCORDIA				
Barra Colectora	13,8	1,2	FIJO	
Barra Colectora	13,8	0,3	AUTOMÁTICO	11 : 00 a 18: 00
S/E 4 EL CARMEN				
Barra Colectora	13,8	0,6	FIJO	
S/E 5 P PILAR				
Barra Colectora	13,8	0,6	FIJO	
S/E 6 ALLURIQUIN				
Barra Colectora	13,8	0,3	FIJO	

En Resumen:

Horario de	Mvar Conectados
Demanda Punta	5,4
Demanda Media	4,5
Demanda Base	4,2

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DIAGNÓSTICO TÉCNICO

Los parámetros necesitados por el programa, son:

Voltajes: desde +3% hasta -3% del voltaje nominal.

Sobrecargas de líneas: Mayor a la capacidad de conducción térmica.

Sobrecarga de transformadores: Mayor a su capacidad nominal.

Los resultados obtenidos de las corridas de flujo se indican en el ANEXO No 2. y como un resumen de los resultados, se tiene:

3.3.1 DEMANDA MÁXIMA

Para este caso se presentan los siguientes resultados

Number of Devices in Case		Case Totals:	
Buses	23	MW	Mvar
Generators	1	Load	51.8
Loads	10	Generation	52.8
Switched Shunts	8	Shunts	0.0
Lines/Transformers	23	Losses	1.06
DC Lines	0		
Control Areas	1	Slack Bus Number(s)	1
Zones	1	Case pathname	C:\Documents and Settings\Administrator\Escrit
Islands	1		
Interfaces	0		

OK Help

Figura No 3.1. Extracto de los Resultados a Demanda Máxima.

3.3.1.1 Equipamiento de Capacitores

Horario de	kvar Conectados
Demanda Punta	5400

Para este caso todos los bancos de capacitores del sistema se encuentran funcionando a excepción del banco automático de 300 kvar de la S/E La Concordia.

3.3.1.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%:	Ninguna
Barras con voltajes inferiores al 3%:	4

Los Nodos con niveles de voltaje inferiores al límite permitido, se los indica en el siguiente cuadro:

Cuadro No.3.4. Nodos fuera del Rango de Voltaje Permitido a Demanda Máxima

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B5	P. Pilar	69	3,2%	66,76	-1,89
B4	El Carmen	69	4,2%	66,087	-2,31
B3	La Concordia	69	6,3%	64,677	-2,93
B7	V. Hermoso	69	5,2%	65,392	-2,48

La tensión en el nodo frontera entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, se presenta a continuación:

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B-SNI	Santo Domingo	69	0,7%	68,5	0,00

3.3.1.3 Carga en líneas y transformadores

Líneas sobrecargadas: Ninguna

Carga en los transformadores: 3

A continuación se indican los transformadores con la carga más alta.

TRANSFORMADOR			CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	CARGA %
Subestación	BARRA INICIAL	BARRA FINAL		
Vía Quito	B1	B1-1	12	92,5
Vía Quevedo	B2	B2-1	10	90,4
V. Hermoso	B7	B7-1	5	95,4

Los transformadores de las subestaciones: V. Hermoso, Vía Quito y Vía Quevedo están llegando al límite de su capacidad nominal en OA.

La Carga en la subestación de intersección entre el SNI y el Sistema Eléctrico Santo Domingo, se tiene:

TRANSFORMADOR		CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	(% de la CARGABILIDAD)
Barra Inicial	Barra Final		
B - SNI	B - SIN - 1	99,9	52,9

3.3.1.4 Factor de Potencia

En el cuadro No 3.5 se registra el factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Simulado		Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	fp
11/12/03	19:30	52,84	12,38	54,27	0,974

Cuadro No.3.5. Factor de Potencia del Sistema EMELSAD a Demanda Máxima

En la siguiente tabla, se indica el factor de potencia del nodo de interconexión, basado en las mediciones obtenidas del equipo electrónico instalado en dicha barra.

Medidor del CENACE		Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	fp
11/12/03	19:30	52,84	12,40	54,28	0,974

3.3.1.5 Pérdidas

El valor de las pérdidas resistivas de potencia en subtransmisión, a demanda máxima, como resultados de los flujos de potencia es **1,0556 MW**, que equivale al **2%** de la demanda máxima.

Además de las pérdidas resistivas, se tiene reactivos inductivos de la red de **4,53 Mvar** como resultado de los flujos de potencia.

3.3.2 DEMANDA MEDIA

En esta condición se presentan los siguientes resultados

Number of Devices in Case		Case Totals	
Buses	25	Load	MW: 32.6, Mvar: 13.7
Generators	1	Generation	33.0
Loads	11	Shunts	0.0
Switched Shunts	8	Losses	0.46
Lines/Transformers	25	Slack Bus Number(s)	1
DC Lines	0	Case pathname	C:\Documents and Settings\Administrator\Escri...
Control Areas	1		
Zones	1		
Islands	2		
Interfaces	0		

Figura No 3.2. Extracto de los Resultados a Demanda Media.

3.3.2.1 Equipamiento de Capacitores

Horario de	kvar Conectados
Demanda Media	4500

Para este caso deja de funcionar el banco automático de 1200 kvar de la S/E Vía Quito y entran en funcionamiento los 300 kvar de la S/E La Concordia. Con esta condición se obtienen los siguientes resultados:

3.3.2.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%: Ninguna

Barras con voltajes inferiores al 3%: 2

Los Nodos con niveles de voltaje inferiores al límite permitido, se las indica en el siguiente cuadro:

Cuadro No.3.6. Nodos fuera del Rango de Voltaje Permitido a Demanda Media

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B3	La Concordia	69	3,8%	66,404	-1,81
B7	V. Hermoso	69	3,1%	66,889	-1,54

La tensión en el nodo de intersección entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, se muestra a continuación:

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B-SNI	Santo Domingo	69	-0,3%	69,20	0,00

3.3.2.3 Carga en líneas y transformadores

Líneas sobrecargadas: Ninguna

Carga de los transformadores:

A continuación se indica los transformadores con la carga más alta.

TRANSFORMADOR			CAPACIDAD	CARGA %
Subestación	BARRA INICIAL	BARRA FINAL	NOMINAL (MVA)	
Vía Quito	B1	B1-1	12	73,1
V. Hermoso	B7	B7-1	5	82,9

La Carga en la subestación de intersección entre el SNI y el Sistema Eléctrico Santo Domingo, se tiene:

TRANSFORMADOR		CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	CARGA (%)
Barra Inicial	Barra Final		
B - SNI	B - SIN - 1	99,9	33,07

3.3.2.4 Factor de Potencia

El factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, en esta condición, se presenta en el cuadro No 3.6, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Simulado		Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			fp
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	
11/12/03	14:45	33,05	11,550	35,01	0,944

Cuadro No.3.7. Factor de Potencia del Sistema a Demanda Media

A continuación se indica el factor de potencia en el nodo de interconexión, basado en las mediciones obtenidas del equipo electrónico instalado en dicha barra.

Medidor del CENACE		Punto de Entrega del SNI Barra de 69 kV			fp
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	
11/12/03	14:45	33,04	11,640	35,03	0,943

3.3.2.5 Pérdidas

Las pérdidas resistivas de potencia que se presentan en subtransmisión, a demanda media, como consecuencia de los flujos de potencia es **0,4567 MW**, que equivale al **1,39%** de la demanda media.

A más de las pérdidas resistivas, se tiene reactivos inductivos de la red de **1,97 Mvar** como resultado de los flujos de potencia.

3.3.3 DEMANDA BASE

En este caso se presentan los siguientes resultados

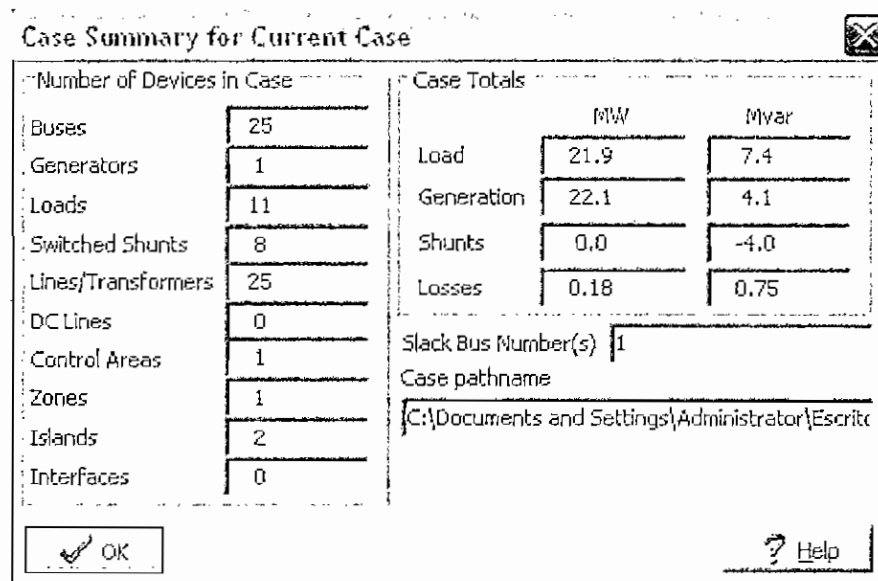


Figura No 3.2. Extracto de los Resultados a Demanda Media.

3.3.3.1 Equipamiento de Capacitores

Horario de	kVAR Conectados
Demanda Base	4200

Para este caso salen de servicio los bancos de capacitores automáticos de 1200 kvar de la S/E Vía Quito y los 300 kvar de la S/E La Concordia. Con esta condición se obtienen los siguientes resultados:

3.3.3.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%: Ninguna

Barras con voltajes inferiores al 3%: Ninguna

La tensión en el nodo frontera entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI es la del cuadro No 3.4.

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B-SNI	Santo Domingo	69	-0,9%	69,60	0,00

Cuadro No.3.4. Tensión en el nodo de intersección de EMELSAD y SNI

3.3.3.3 Carga en líneas y transformadores

Líneas sobrecargadas: Ninguna

Carga en los transformadores:

Los transformadores con la carga más alta.

Subestación	TRANSFORMADOR		CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	% DE LA CARGABILIDAD
	BARRA INICIAL	BARRA FINAL		
Vía Quito	B1	B1-1	12	39
V. Hermoso	B7	B7-1	5	40

La Carga en la subestación de intersección entre el SNI y el Sistema Eléctrico Santo Domingo, se tiene:

TRANSFORMADOR		CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	% DE LA CARGABILIDAD
Barra Inicial	Barra Final		
B - SNI	B - SIN - 1	99,9	22,02

3.3.3.4 Factor de Potencia

En el cuadro No.3.7 se presenta el factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Simulado		Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			fp
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	
07/12/03	6:45	22,05	4,14	22,44	0,983

Cuadro No.3.8. Factor de Potencia del Sistema a Demanda Base

En la siguiente tabla, se señala el factor de potencia del nodo de interconexión, obtenido de las mediciones del equipo electrónico ubicado en dicha barra.

Medidor del CENACE		Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			fp
Fecha	Hora	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	
07/12/03	6:45	22	3,24	22,24	0,989

3.3.3.5 Pérdidas

Las pérdidas resistivas de potencia en subtransmisión que se presentan en esta situación como resultado de los flujos de potencia son **0,1761 MW**, que equivale al **0,83%** de la demanda base.

También se presentan pérdidas por reactivos inductivos de la red en aproximadamente **0,75 Mvar** como resultado de los flujos de potencia.

3.4 COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS

En referencia a la carga sobre los transformadores, se registra que a demanda máxima las Subestaciones Valle Hermoso, Vía Quevedo y Vía Quito están cerca de su cargabilidad, aunque hay que recordar que estos tres transformadores pueden trabajar en estado FA lo que les permitiría seguir abasteciendo sus respectivas cargas. Se debe realizar un análisis especial sobre la proyección de la demanda de la Subestación Valle Hermoso ya que ésta abastece a varios de los Grandes Clientes de EMELSAD principalmente a PRONACA y FRIMACA, puesto que si estos desean incrementar en un futuro su carga se deberá realizar los estudios para aumentar la capacidad de dicha subestación.

Respecto a las barras de 69 kV que presentan mayores caídas de voltaje tanto en Demanda Máxima como en Demanda Media son las barras correspondientes a las Subestaciones “La Concordia” y “Valle Hermoso”, mientras que las Subestaciones “Patricia Pilar” y “El Carmen” presentan caídas de voltaje en menor proporción solo en Demanda Máxima, tal como se puede apreciar en la tabla de resumen de resultados.

Cuadro No.3.9. Tabla de Resumen de Resultados.

	fp Punto de Entrega del SNI	Barras de 69 kV con voltajes inferiores al 3%			Pérdidas Totales (MW)	kvar Totales Conectados
		Barra	kV	(%)		
Demanda de Punta	0,974	S/E P. Pilar	66,76	3,2%	1,06	5400
		S/E El Carmen	66,09	4,2%		
		S/E La Concordia	64,68	6,3%		
		S/E V Hermoso	65,39	5,2%		
Demanda Media	0,944	S/E La Concordia	66,40	3,8%	0,46	4500
		S/E V Hermoso	66,89	3,1%		
Demanda Base	0,983	-	-	-	0,18	4200

En cuanto al factor de potencia en el nodo de enlace entre el SNI y el sistema de la EMELSAD se cuenta con las lecturas del medidor del CENACE ubicado en este punto, que concuerdan con los determinados con los flujos de

potencia, hay que destacar que en Demanda Media no se está cumpliendo con la regulación, mientras que para Demanda Máxima y Demanda Base sí se cumple con la regulación.

Los puntos donde el factor de potencia incumple con los valores establecidos por el Ente Regulador se presentan en la siguiente tabla:

Cuadro No.3.10. Desviación de Resultados.

	FACTOR DE POTENCIA			DESVIACIÓN		
	Regulación No. CONELEC 004/02	Lectura del medidor del CENACE	De los Flujos de Potencia	Entre el fp de lecturas y la Regulación	Entre el fp del Flujo y la Regulación	Entre el fp del Flujo y las Lecturas
Demanda de Punta	0,96	0,9736	0,9736	1,412	1,420	0,008
Demanda Media	0,96	0,9432	0,9440	-1,752	-1,665	0,088
Demanda Base	0,99	0,9893	0,9828	-0,068	-0,725	-0,657

La razón por la cual existe diferencia entre las lecturas del medidor del CENACE y los flujos de potencia es por que el programa PowerWorld toma una tolerancia de convergencia y al llegar a ésta termina las iteraciones para resolver el flujo de potencia.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DEL
FACTOR DE POTENCIA EN EL
SISTEMA PRIMARIO DE
DISTRIBUCIÓN

4.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN DE EMELSAD

4.1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el diagnóstico del estado actual del sistema primario de distribución de EMELSAD, se detalla la descripción del sistema y los estudios realizados que permitieron determinar los parámetros necesarios para llevar a cabo éste análisis. Con base en la información obtenida anteriormente se determinará cuáles son las medidas necesarias para mejorar el sistema.

El sistema primario de distribución de la EMELSAD abarca con sus redes casi la totalidad del área de concesión de la empresa, tal como se puede apreciar en el ANEXO 1, sirve a sus abonados, con un nivel de voltaje primario de 13,8 kV.

La información utilizada para el presente trabajo, es la disponible en el Departamento de Planificación de EMELSAD, en lo que concierne a:

- Configuración de los alimentadores primarios.
- Bases de datos de transformadores de distribución.
- Longitudes de los alimentadores primarios.
- Bases de datos de conductores.
- Lecturas del equipo de medición digital (se debe mencionar que el intervalo de demanda establecido para los equipos es de 15 min.).
- Capacitores ubicados a lo largo de los alimentadores primarios.

4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA SPARD®*mp* DISTRIBUCIÓN^[3]

Para el análisis de los Alimentadores Primarios de Distribución se usó el paquete computacional SPARD®*mp* Distribución. A continuación se presentan las características principales de este programa:

El paquete SPARD®*mp* integra los siguientes aspectos:

- "Mapeo", es decir la creación y mantenimiento de planos urbanísticos y de la red eléctrica,
- Aplicaciones de gestión, operación, análisis, optimización y simulación de redes
- Bases de datos de los elementos de la red asociados (inventarios)

En los SIG el acceso a la información se simplifica para el usuario, ya que este acceso se lleva a cabo mediante localización del mouse en un punto dado del mapa o plano que es desplegado en la pantalla del computador.

Entre las aplicaciones de análisis se destacan el flujo de carga balanceado y desbalanceado, análisis de corto circuito, manejo de carga de transformadores, resumen gerencial de pérdidas, balances de pérdidas técnicas y no técnicas por circuito, Cálculo de indicadores de confiabilidad de equipos.

4.1.3 CONSIDERACIONES Y METODOLOGÍA APLICADA

Para modelar la red primaria en el paquete computacional de modelación de redes, se requiere de datos de campo para elaborar el plano geográfico del alimentador y preparar la información necesaria para los archivos de la base de datos.

El procedimiento seguido para la ejecución del programa comprende los pasos detallados en los siguientes numerales.

^[3] ENERGY COMPUTER SYSTEMS. SPARD®*mp* DISTRIBUCIÓN – Help.

4.1.3.1 Recopilación de la Información

- Levantamiento de los alimentadores (de los planos disponibles en la Dirección Técnica y en el campo), especificando las características necesarias para realizar un análisis de flujos (calibre de conductor, tipo de conductor, número de fases, longitud de los vanos, etc.)
- Recopilación de la información de los equipos de medición de las subestaciones (disponible en la Dirección de Planificación).

4.1.3.2 Verificación de la Información

- De los registros generados en los medidores electrónicos.
- De los Datos suministrados por la EMELSAD sobre los alimentadores, se debe mencionar que EMELSAD solo dispone la información diferenciada por fase para el CIRCUITO CENTRO de la Subestación #1 "Vía Quito", razón por la que no se puede realizar análisis de flujos de carga por fase en los demás alimentadores.
- De las características eléctricas de los elementos que necesita el programa (resistencia, reactancias, configuraciones de las estructuras, tipo de conductor, etc.)

4.1.3.3 Ingreso de información al programa de análisis

- El programa SPARD[®]mp Distribución permite cargar cartografía proveniente de archivos de AUTOCAD en formato DXF, con esta premisa se carga el archivo con coordenadas geográficas de todos los Alimentadores Primarios de EMELSAD (basado en las Cartas Geográficas del Instituto Geográfico Militar) el cual dispone de la información necesaria para ingresar los nodos y secciones.
- En el icono de "Feeder" se escoge la opción "Readings" para ingresar las lecturas de los medidores de las Subestaciones, con la finalidad de realizar un buen análisis se debe ingresar, por lo menos, las lecturas de las respectivas demandas máximas de los primarios (Activa y Reactiva)

4.1.3.4 Análisis de los Alimentadores Primarios ^[3]

Para la ejecución de las aplicaciones se debe seleccionar en el menú principal del SPARD® mp Distribución las opciones Analysis > [Aplicación]

La secuencia que debe tenerse en cuenta para la ejecución de las aplicaciones en Medía Tensión es la siguiente:

4.1.3.4.1 *Parámetros de líneas (Calculate Line Parameters > Médium Voltaje)*

Calcula las impedancias de secuencia positiva y de secuencia cero. Se debe ejecutar cuando se importan datos de un área de trabajo desde una versión anterior, por ejemplo SPARD® BDE a la versión SPARD® mp Distribución, o cuando se cambien los parámetros a los conductores. Una vez se ha realizado la importación, solamente es necesario ejecutar una vez esta aplicación.

4.1.3.4.2 *Configurador (Configuration Médium Voltaje Network)*

Para asociar a cada elemento de media tensión el alimentador al cual pertenece. Se debe ejecutar cada vez que se crean elementos y/o se realizan maniobras con elementos de apertura / cierre (Switches, fusibles, etc)

4.1.3.4.3 *Asignación de Cargas (Load Allocation)*

Distribuye la carga de los transformadores de acuerdo a ciertos criterios. Es necesario ejecutarlo cada vez que se crean, borran, modifican transformadores.

Existen varios criterios para realizar la distribución de cargas, estos son:

- Proporcional a los kVA de los transformadores. (Planeamiento, requiere factor de crecimiento de la carga)
- La lectura de los alimentadores proporcional a los kVA del transformador. (Operación, las lecturas de demanda de los alimentadores se distribuye en los transformadores de distribución)

^[3] ENERGY COMPUTER SYSTEMS. SPARD®mp DISTRIBUCIÓN – Help.

- La lectura de los alimentadores proporcional a los kWh del transformador. (Operación, requiere de las lecturas de Energía de los Alimentadores, tanto en la subestación como en los consumidores finales)

4.1.3.4.4 *Flujos de Carga*

Flujo de Carga Radial Balanceado (Medium Voltage Load Flow > Balance Radial Load Flow): Cálculo de voltajes, corrientes, flujos de potencia, balances de potencia y de energía.

Flujo de Carga Radial Desbalanceado (Medium Voltage Load Flow > Load Flow by Phase): Calcula los valores para cada una de las fases.

4.1.3.5 Criterios establecidos para el análisis

- La asignación de cargas toma el criterio que relaciona las lecturas de demanda provenientes de los medidores con los kVA instalados a lo largo de la red, puesto que se va a determinar el estado operativo, siendo esta la mejor alternativa cuando solo se dispone de la información de la red primaria.
- Rango Permitido de voltaje +5 y -3% del voltaje nominal y la cargabilidad máxima del conductor del 75%.
- La mejor ubicación del banco de capacitores, se la identifica mediante la ubicación de un banco de capacitores en diferentes puntos a lo largo del alimentador (alrededor de los dos tercios de la longitud del alimentador, en el nodo a partir del cual se sobrepasa el límite de caída de voltaje según el tipo de alimentador, etc.) y se verifica en cual de estos puntos se presenta la mayor reducción de Pérdidas de Potencia.

4.1.4 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

Con la información actualizada hasta marzo del 2004 (disponible en la Dirección de Planificación) de los alimentadores primarios (Incrementos de ramales monofásicos y trifásicos, cambio de calibre de conductor, seccionamiento, transferencias de carga) realizada con la comprobación de campo, transformadores y demás equipo, y con los datos de soporte, como los registros de los medidores ubicados al inicio de las subestaciones, serán la base para establecer la condición operativa actual de cada uno de los alimentadores en estudio.

Se debe destacar que los alimentadores de las Subestaciones "El Centenario" y "La Cadena" no cuentan con medidores digitales y por lo tanto no se dispone de registros de las lecturas en dichos alimentadores razón por la cual estos alimentadores no formarán parte de éste estudio. También hay que mencionar que en la Subestación "Valle Hermoso" hay un problema, ya que existe diferencia entre la suma de las lecturas de los medidores de los dos alimentadores y la lectura del medidor general, lo cual no permite saber cual de los tres medidores es el que no esta funcionando bien, por está razón estos dos alimentadores tampoco entrarán a formar parte de éste estudio.

A pesar de los alimentadores anteriores que no pudieron ser incluidos en el estudio los resultados a los que se llega tienen suficiente generalidad como para ser extendidos a todo el sistema.

Las Demandas No Coincidentes de los alimentadores primarios de EMELSAD se presentan en el ANEXO 3.

El Sistema Primario de Distribución de EMELSAD, tiene compensación reactiva capacitiva a lo largo de los alimentadores, la misma que es empleada para la corrección del factor de potencia, en el siguiente cuadro se expresa las características técnicas de los capacitores que se encuentran instalados actualmente.

Subest. / Alimentador		Ubicación	kvar instalados	Tipo de Conexión	Horario
Nombre	Código				
S/E #1 Vía Quito					
Centro	B1C1	Av. 29 de Mayo y Río Toachi	300	FIJO	
Sur	B1C2	Av. 6 de Noviembre y calle Benalcazar	300	FIJO	
Las Mercedes	B1C3	Seminario San Pedro	300	FIJO	
S/E #2 Vía Quevedo					
Círculo 1	B2C1	Interior de la Subestación	600	AUTOMÁTICO	17:00 - 23:00
		Llegando a Puerto Limón	300	FIJO	
Círculo 3	B2C3	Interior de la Subestación	600	FIJO	
Círculo 4	B2C4	Interior de la Subestación	900	FIJO	
Círculo 5	B2C5	Interior de la Subestación	600	AUTOMÁTICO	17:00 - 23:00
		San Jacinto del Búa	300	FIJO	
S/E #3 La Concordia					
Pto. Quito	B3C3	A 2 km. De la Extractora Sopalín	300	FIJO	
S/E #4 El Carmen					
Maicito	B4C2	Vía Chone frente a la Feria	300	FIJO	
Bramadora	B4C3	Colegio Nacional El Carmen	300	FIJO	
		Entrada al Recinto La Esperanza	300	FIJO	
S/E #7 V. Hermoso					
Epacem	B7C1	Entrada a V Hermoso junto a la Balsera	300	FIJO	
		Vía Quíninde km. 12	300	FIJO	
S/E #9 La Cadena					
Santa Martha	B9C1	Frente al CDP entrada a la Santa Martha	600	FIJO	
Río Verde	B9C2	A 100 m de la Subestación	300	FIJO	

Cuadro 4.1. Bancos de capacitores existentes en el Sistema Primario de EMELSAD.

4.1.4.1 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #1 “Vía Quito”

De los cuatro alimentadores con los que cuenta esta subestación se determinó que los alimentadores “Centro” y “Sur”, formarán parte de este estudio mientras que los alimentadores “Las Mercedes” y “Vía Quito” no formarán parte de este estudio ya que el primero no tiene problemas de factor de potencia tal como se puede apreciar en el ANEXO 3, y el segundo por sugerencia de la Dirección de Planificación de EMELSAD ya que no se cuenta con la información actualizada de este alimentador.

4.1.4.1.1 Alimentador Centro “B1C1”

Se inicia en la Subestación #1 “Vía Quito” ubicada en la Vía Quito km 3 ½; sigue hacia el noroeste por la calle Los Anturios pasando por atrás del campamento del Ministerio de Obras Públicas hasta el Parque de la Juventud desde donde sube a la Av. Quito por la calle Roma, la red continua a lo largo de toda la Av. Quito en dirección suroeste hasta llegar al inicio de la calle 29 de Mayo

por la cual continua hasta la Y del Indio Colorado, esto con respecto a la parte troncal del alimentador.

Los ramales principales se extienden por la Av. Tsachila y las calles Ibarra, Ambato, Cuenca.

A lo largo de su trayectoria el alimentador B1C1 abastece al Hospital Regional de Santo Domingo, al Dispensario del IESS; a los Bancos del Pichincha, de Guayaquil, Bolivariano, Produbanco, Internacional y del Pacífico; a TIA, próximamente a Supermaxi; a los Mercados Municipal y Unión y Progreso; a las oficinas de EMELSAD; a las urbanizaciones El Círculo, Torres Carrera, Coromoto, Riberas del Pove, María de Lourdes, Paz y Miño, Escorpio, Hnos. Guerrero, Mutualista Pichincha, 30 de Julio, Granda Centeno; las cooperativas 9 de Diciembre, 9 de Mayo, Nacional, Granda Centeno, Padres de Familia, entre otras.

Con el propósito de que el lector tenga una mejor idea de la trayectoria del alimentador, el plano se presenta en el ANEXO 4.1.

La cantidad de transformadores y la capacidad instalada a lo largo del alimentador en la base de datos a la fecha en que se realizó este estudio se puede apreciar en el cuadro No. 4.2.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	261	7185,5	66,6%
Trifásicos	35	3602,5	33,4%
TOTAL	296	10788	100%

Cuadro 4.2. Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B1C1.

De la información obtenida del equipo de medición electrónico, ubicado al inicio del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se registró el 11 de diciembre del 2003 a las 19:00 y fue de 3.780 kW, lo que indica que existe un factor de utilización promedio de los transformadores de distribución de 0,35.

En la figura No 4.1 se presenta la curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 - 12 - 2003 al 14 - 12 - 2003.

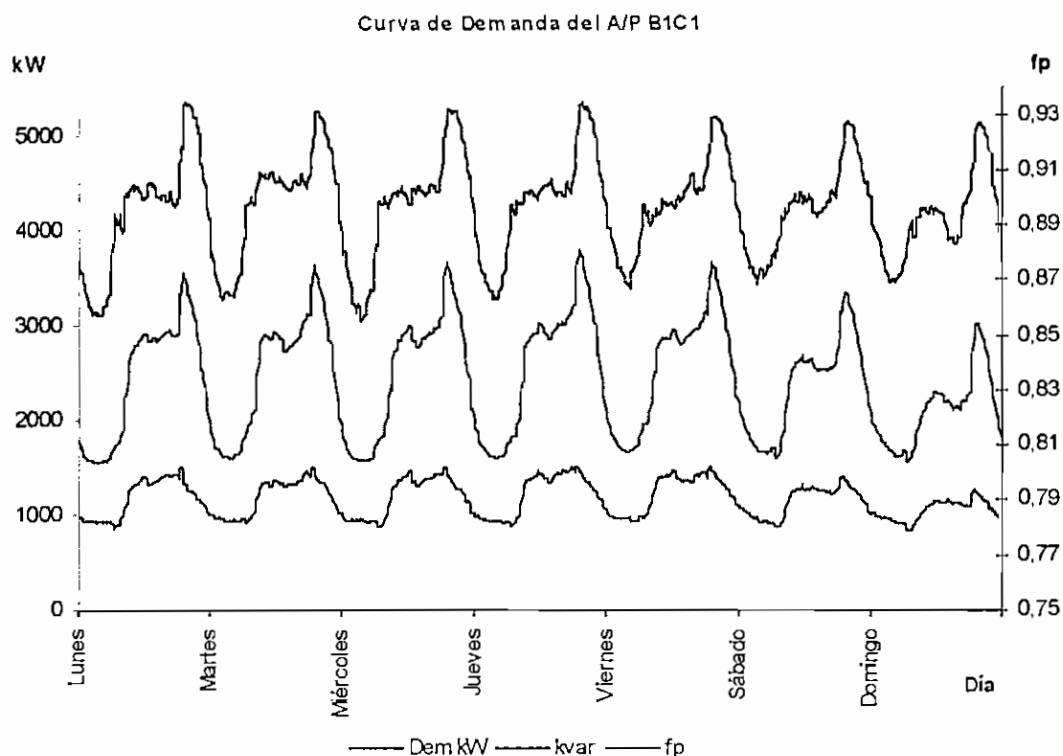


Figura 4.1. Curva de Demanda del A/P B1C1

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

Antes de realizar la simulación, el programa realiza la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

El resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.3.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		% de la Cargabilidad	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	3773,5	1474,4	4,65	13,19	36,9	101,4	0,93
Demanda Media	3110,5	1529	4,13	13,25	31,5	74,1	0,90
Demanda Mínima	1484,6	876,4	2,07	13,52	15,7	18,3	0,86

Cuadro 4.3. Resultados de la corrida de flujo del A/P B1C1.

El alimentador Centro es un alimentador urbano con una componente residencial alta y una componente comercial de igual forma alta por abastecer la zona céntrica de la ciudad.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene pérdidas elevadas y además un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas.

4.1.4.1.2 Alimentador Sur “BIC2”

Se inicia en la Subestación Vía Quito (S/E #1) ubicada en la Vía Quito km 3 ½; continúa hacia el noreste por la calle Los Anturis pasando por atrás del campamento del Ministerio de Obras Públicas, del Parque de la Juventud hasta llegar a la Av. Río Leila, la red continua a lo largo de toda la Av. Río Leila en dirección sur hasta llegar a la intersección con la Av. La Lorena por la cual continua hacia el oeste hasta llegar a la Av. Abraham Calazacón, siguiendo por esta última hasta llegar la intersección con la Av. 6 de Noviembre por la cual prosigue hasta llegar a la calle Latacunga siguiendo por ésta hasta llegar a la calle La Niña por la cual continúa hasta llegar a la intersección con la calle San Antonio por la cual continua hacia el oeste hasta llegar a la Av. Abraham Calazacón, esto con respecto a la parte troncal del alimentador.

Los ramales principales se extienden a lo largo de la Av. Río Toachi hasta la intersección al norte con la Av. Quito y en el sur con la Av. Calazacón; en la Av. Quito en dirección oeste, desde la intersección al este con la Av. Río Toachi hasta la intersección al oeste con la calle San Miguel.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece al Subcentro de Salud Augusto Egas, el Municipio, al Cuerpo de Bomberos; a urbanizaciones, cooperativas y sectores, como Banco de Fomento, Mutualista Benalcazar, Vista Hermosa, El Magisterio, Abdón Calderón, Mariana Peñaherrera, Las Islas, Las Guaduas, Dilpo, María del Carmen, Los Pambiles, Aquepi, Liberación Popular, Las Palmeras, 29 de Diciembre, IERAC, Skinner, entre otros.

Para una mejor apreciación de la trayectoria del alimentador, el plano se presenta en el ANEXO 4.1.

La cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador a la fecha en que se realizó este estudio se aprecia en el cuadro No. 4.4.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	299	7708	88,6%
Trifásicos	19	990	11,4%
TOTAL	318	8698	100%

Cuadro 4.4 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B1C2.

De las lecturas del equipo de medición electrónico, ubicado al inicio del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se presentó el 11 de diciembre del 2003 a las 19:30 y fue de 4.910 kW, es decir con un factor de utilización promedio para los transformadores de distribución de 0,57.

La curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 - 12 - 2003 al 14 - 12 - 2003 se presenta a continuación en la figura No 4.2.

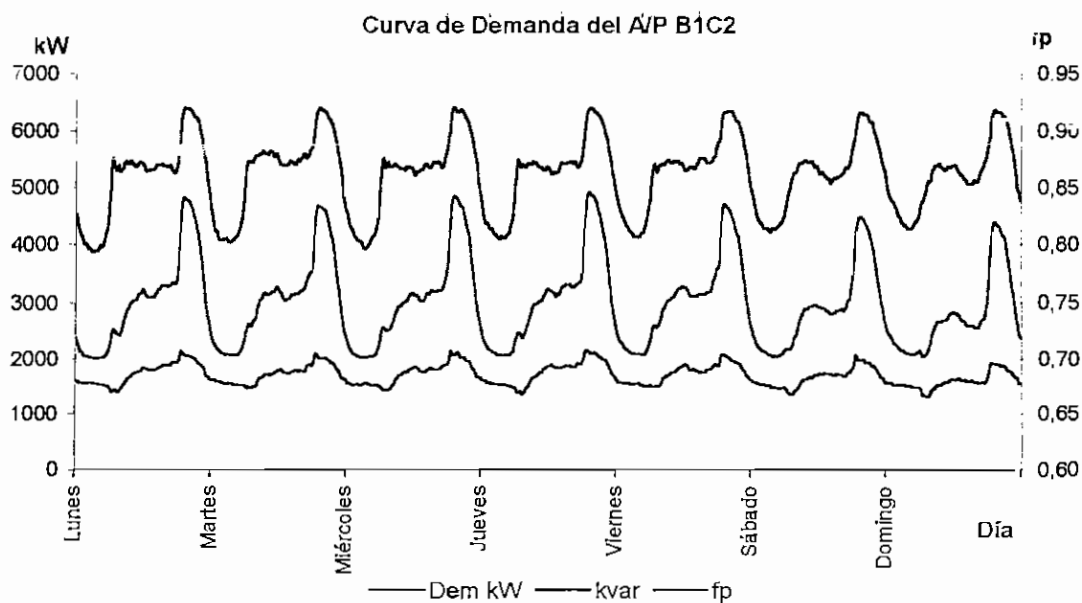


Figura 4.2 Curva de Demanda del A/P B1C2

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

Como parte de la simulación el programa realiza la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

El resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.5.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		Secciones con mayor Carga (%)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	4897,0	2107,9	6,79	12,92	48,5	195,5	0,92
Demanda Media	3288,7	1925,9	5,09	13,13	34,7	99,8	0,86
Demanda Mínima	1932,6	1390,1	3,24	13,37	21,7	38,9	0,81

Cuadro 4.5. Resultados de la corrida de flujo del A/P B1C2.

El alimentador Sur es un alimentador urbano con una componente residencial alta y una componente comercial no tan importante como en el circuito Centro por abastecer la zona céntrica de la ciudad.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene pérdidas elevadas, un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas, además se puede observar que tiene una carga alta aunque por debajo del límite térmico.

4.1.4.1.3 Resultados para la Subestación #1 "Vía Quito"

Los resultados totales para la S/E #1 "Vía Quito", de Factor de Potencia y las pérdidas de potencia de cada primario, expresadas como porcentaje de la Demanda Máxima para su primario registran en el cuadro No 4.6.

		Alimentador		Factor de Potencia	Pérdidas (%)
		Nombre	Código		
Demanda Máxima	Centro	B1C1	93,1%	2,7%	
	Sur	B1C2	91,9%	4,0%	
	Las Mercedes	B1C3	96,8%	5,3%	
	Vía Quito	B1C4	93,4%	0,6%	
	S/E			93,3%	2,69%

Demanda Media	Centro	B1C1	89,7%	2,4%
	Sur	B1C2	86,3%	3,0%
	Las Mercedes	B1C3	96,1%	2,4%
	Vía Quito	B1C4	82,3%	0,4%
	S/E		88,9%	2,5%
Demanda Mínima	Centro	B1C1	86,1%	1,2%
	Sur	B1C2	81,2%	2,0%
	Las Mercedes	B1C3	75,6%	0,7%
	Vía Quito	B1C4	86,2%	0,2%
	S/E		87,0%	1,6%

Cuadro 4.6. Resultados Totales para la S/E #1.

4.1.4.2 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #2 “Vía Quevedo”

Al analizar el cuadro de Demandas No Coincidentes que se presenta en el ANEXO 3 se determinó que el alimentador “Circuito 5”, tiene un bajo factor de potencia en Demanda Media razón por la cual se ha considerado incluirlo en éste estudio y además en este alimentador se encuentra instalado un banco de capacitores automático el cual se encuentra actualmente trabajando solo en el período de Demanda Máxima, el mismo que podría ser modificado para que el banco entre en funcionamiento por un período mayor.

4.1.4.2.1 Alimentador Circuito “B2C5”

Se inicia en la Subestación #2 “Vía Quevedo” ubicada en la Vía Quevedo km 4 ½; sigue hacia el noreste por la vía Quevedo hasta llegar a la Av. De los Colonos continua hasta llegar al Redondel de la Orangine, en este punto continua a lo largo de la Vía Chone hasta llegar al inicio del recinto Nuevo Israel en el km 21, en el km 9 la red ingresa hacia la vía a San Jacinto del Bua llegando hasta éste recinto y siguiendo hasta Mocache 5.

Este alimentador a lo largo de su recorrido abastece a Aceros Aleados, Indega, Universidad Tecnológica Equinoccial, Esbacebra, a cooperativas como Montoneros de Alfaro, Plan de Vivienda Municipal, Dos Esteros, Buenos Aires, al igual que a un sin número de recintos entre ellos, San Pablo de Chila, San Pedro

de Laurel, El Triunfo, San Jacinto del Bua, San Vicente del Bua, Guabal, Las Juntas, Mocache.

Con el propósito de que el tenga una visión clara de la trayectoria y topología de éste alimentador, el plano geográfico se lo presenta en el ANEXO 4.2.

La capacidad instalada y el número de transformadores de éste alimentador, se presenta a continuación una tabla que resume está información:

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	473	6102	85,1%
Trifásicos	16	1065	14,9%
TOTAL	489	7167	100%

Cuadro 4.7 Capacidad y cantidad de transformadores en el A/P B2C5.

Del registro de las lecturas del medidor de este alimentador se llegó a establecer que la Demanda Máxima No Coincidente se presentó el 11 de Diciembre de 2003 a las 19:30 y fue de 3685 kW, lo que permite determinar que factor de utilización promedio de los transformadores de distribución es 0,52.

En la figura 4.3 se presenta la curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 – 12 – 2003 al 14 – 12 – 2003.

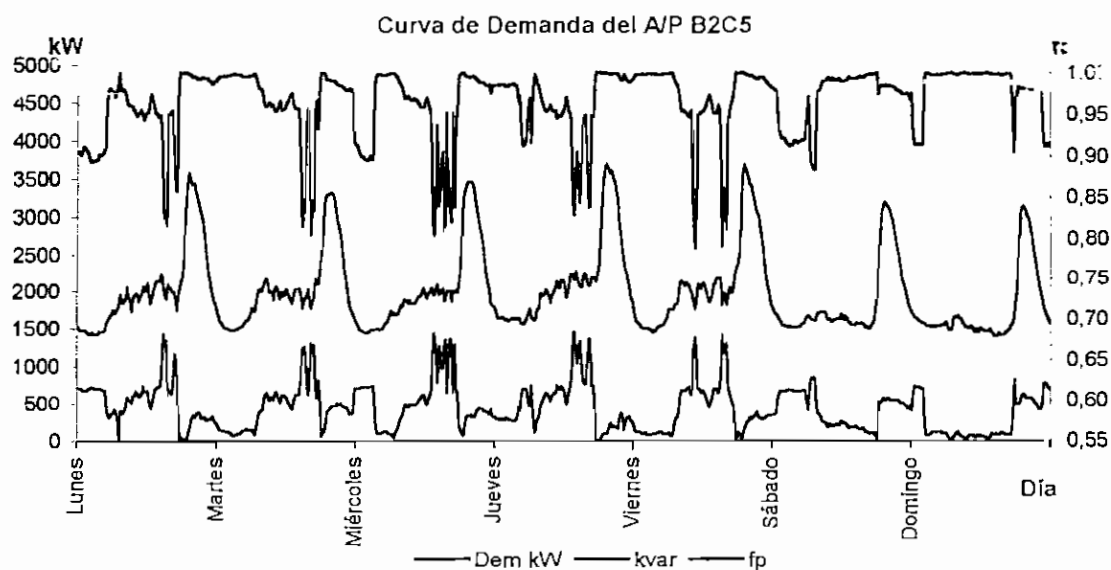


Figura 4.3 Curva de Demanda del A/P B2C5.

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

Un resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.8.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		(% de la Cargabilidad)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	3690	68	12,62	12,25	34,1	163,6	1,00
Demanda Media	1876	1494	9,09	12,65	21,8	60,3	0,78
Demanda Mínima	1346	158	2,94	13,41	12,3	23,3	0,99

Cuadro 4.8. Resultados de la corrida de flujo del A/P B2C5.

El alimentador Circuito 5 es un alimentador urbano-rural con una componente residencial mayoritaria y una componente industrial baja.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene bajo factor de potencia en demanda media.

4.1.4.2.2 Resultados para la Subestación #2 "Vía Quevedo"

Para la S/E #2 "Vía Quevedo" los resultados totales, de Factor de Potencia y las pérdidas de potencia de cada primario, expresadas como porcentaje de la Demanda Máxima para su primario registran en el cuadro No 4.9.

	Alimentador		Factor de Potencia	Pérdidas (%)
	Nombre	Código		
Demanda Máxima	Circuito 5	B2C5	99,98%	4,4%
	S/E		99,97%	2,25%
Demanda Media	Circuito 5	B2C5	78,2%	3,2%
	S/E		96,3%	1,64%
Demanda Mínima	Circuito 5	B2C5	99,3%	1,7%
	S/E		98,3%	0,87%

Cuadro 4.9. Resultados Totales para la S/E #2.

4.1.4.3 Condiciones Actuales de los Alimentadores Primarios de la Subestación #3 “La Concordia”

De los cuatro alimentadores con los que cuenta esta subestación se determinó que todos formarán parte de este estudio ya que todos tienen problemas de factor de potencia.

4.1.4.3.1 Alimentador Monterrey “B3C1”

Se inicia en la Subestación La Concordia (S/E #3) ubicada en la Vía Quininde a 2 km antes de llegar a La Concordia; sigue hacia el suroeste por la vía a Las Villegas; desde allí se dirige al noroeste hacia Monterrey; pasando Monterrey se divide en dos ramales el primero en dirección oeste se dirige hacia Bocana de Bua y desde allí en dirección sureste continúa hacia San Miguel del Guabal; el segundo ramal se dirige hacia Las Amazonas en dirección norte en este punto se forman dos ramales el uno en dirección oeste se dirige hacia Los Andes Uno y Zaracay Dos, mientras que el otro ramal sigue en dirección noroeste hacia Los Andes Dos, La Esmeralda, La Virgencita y Matamba.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece las extractoras de aceite Alzamora, Roblama, Atahualpa, San Daniel, Noboa; a las abacaleras Furukawua y Coop. Abaca del Ecuador; en su trayectoria este alimentador abastece a las parroquias Las Villegas y Monterrey, a los recintos Guadalajara, Bocana del Bua, San Miguel del Guabal, Las Amazonas, Los Andes Uno y Dos, Maracay Dos, La Esmeralda, La Virgencita y Matamba.

Con la finalidad que el lector disponga una idea clara del recorrido y topología del alimentador, el plano se presenta en el ANEXO 4.3.

De la información actualizada, disponible, se determinó la cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador, ésta se puede apreciar en el cuadro No. 4.10.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	125	1706	66,0%
Trifásicos	11	877,5	34,0%
TOTAL	136	2583,5	100%

Cuadro 4.10 Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C1.

De la información conseguida del equipo de medición electrónico, ubicado al inicio del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se presentó el 27 de diciembre del 2003 a las 19:30 y fue de 985 kW, o sea que el factor de utilización promedio de los transformadores de distribución en este alimentador es 0,38.

La curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 - 12 - 2003 al 14 - 12 - 2003 se ilustra en la figura No 4.4.

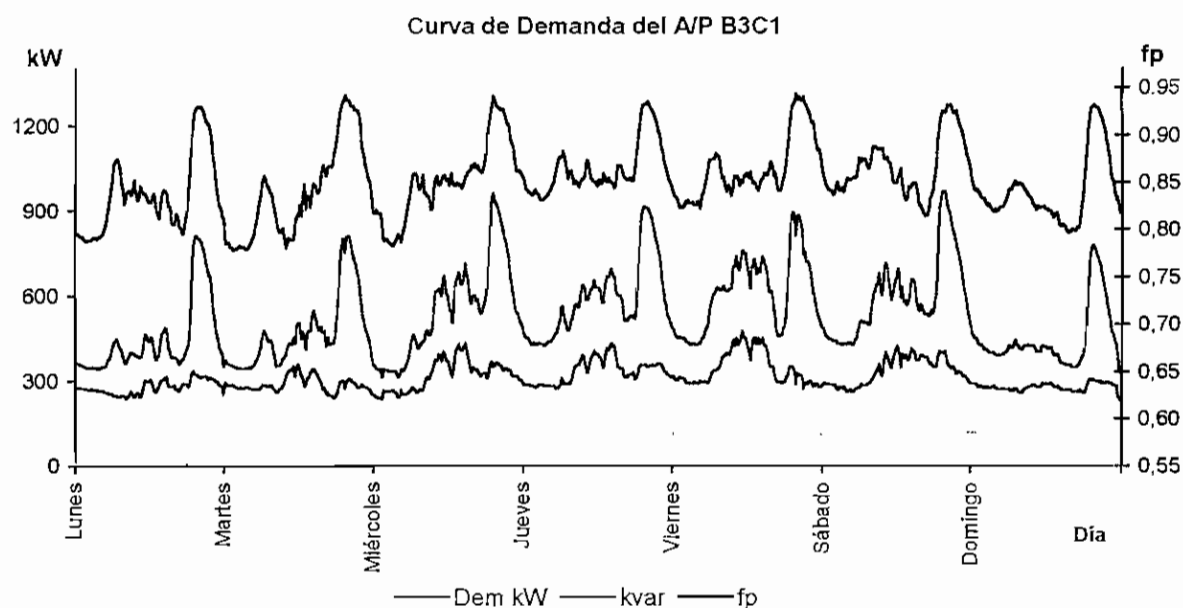


Figura 4.4 Curva de Demanda del A/P B3C1

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

El programa de modelación de redes, durante el proceso de simulación, realiza la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

El resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presentan en el cuadro 4.11.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		(% de la Cargabilidad)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	985	435	5,35	13,10	16,7	35,2	0,91
Demanda Media	757	471	3,70	13,31	11,0	18,1	0,85
Demanda Mínima	220	166	1,12	13,65	3,4	1,7	0,80

Cuadro 4.11. Resultados de la corrida de flujo del A/P B3C1.

El alimentador Monterrey es un alimentador rural con una componente residencial y una componente industrial por abastecer la zona rural comprendida por la región de Las Villegas, Monterrey y sus zonas aledañas.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas.

4.1.4.3.2 Alimentador Pepepan "B3C2"

Se inicia en la Subestación La Concordia (S/E #3) ubicada en la Vía Quininde a 2km. antes de llegar a La Concordia; continúa hacia el sureste por la vía Quinindé hasta el sector de Oleaginosas en este punto se divide en dos ramales el primero sigue por la vía Quininde 1 ½ km, mientras que el segundo ramal toma dirección oeste y se dirige hacia Plan Piloto, aquí el alimentador se dirige hacia el sur hacia Apolo II.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece la Estación "Santo Domingo" del Instituto de Investigaciones Agropecuarias "INIAP", Scott Leal, Pronaza (Avetropi), Carlos Becdach, Avedoca, VisanLeche; también abastece a los recintos Flor del Valle, Oleaginosas, Plan Piloto y Apolo II.

A fin de que el lector tenga una mejor idea de la topología del alimentador, su plano se presenta en el ANEXO 4.3.

La cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador en la base de datos a la fecha en que se realizó este estudio se puede apreciar en el cuadro No. 4.12.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	110	1411	33,1%
Trifásicos	23	2855	66,9%
TOTAL	133	4266	100%

Cuadro 4.12. Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C2.

De los registros del equipo de medición electrónico, ubicado al arranque del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se presentó el 06 de diciembre del 2003 a las 19:30 y fue de 909 kW, es decir que para este alimentador el factor de utilización promedio de los transformadores de distribución es 0,21.

En la figura No 4.5 se ilustra la curva de demanda de potencia activa y reactiva para la semana del 08 al 14 de diciembre del 2003 y la variación del factor de potencia del alimentador, correspondiente a dicho período.

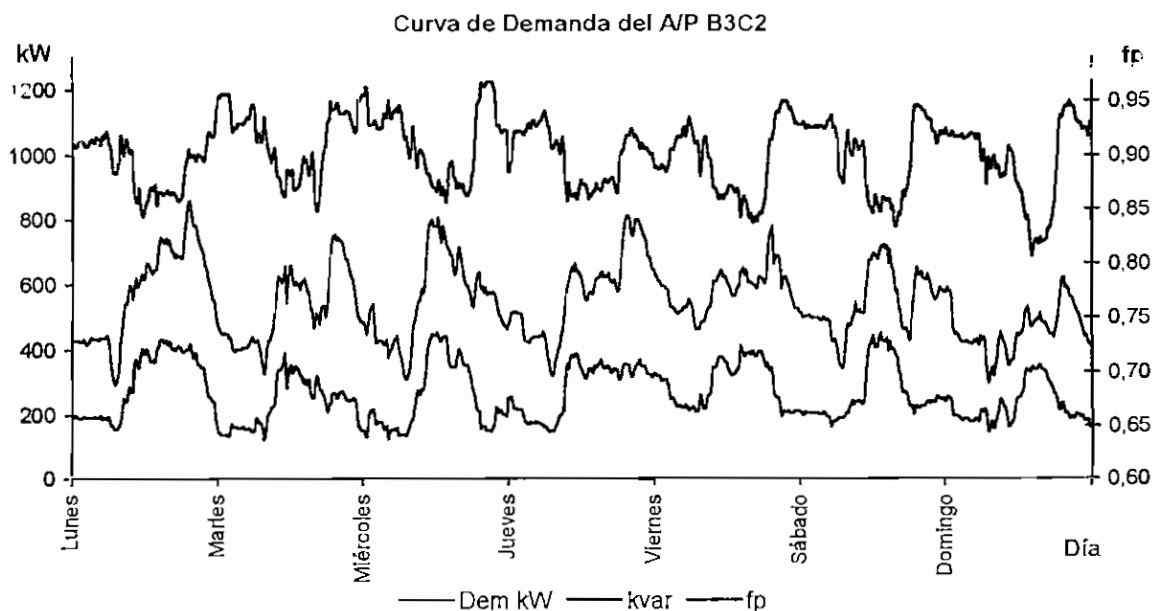


Figura 4.5 Curva de Demanda del A/P B3C2

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

Para iniciar la simulación, el programa realiza la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

Los resultados más relevantes de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.13.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga (%)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	909	406	1,93	13,54	9,1	7,2	0,91
Demanda Media	714	478	1,77	13,56	7,8	5,4	0,83
Demanda Mínima	204	105	0,44	13,74	2,1	0,4	0,89

Cuadro 4.13. Resultados de la corrida de flujo del A/P B3C2.

El alimentador Pepepan es un alimentador rural con una componente residencial e industrial.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas.

4.1.4.3 Alimentador Puerto Quito "B3C3"

Se inicia en la Subestación "La Concordia" (S/E #3) ubicada en la Vía Quininde a 2km. antes de llegar a La Concordia; se dirige hacia el noroeste en dirección hacia la ciudad de La Concordia, paralelamente a la vía Quininde, en su trayectoria inicial éste alimentador abastece al sector este de la ciudad, hasta llegar a la cooperativa 10 de Agosto donde sale a la vía Quininde siguiendo a lo largo de esta vía hasta llegar a La Independencia, siguiendo la vía hasta llegar a la intersección con la vía a Puerto Quito, en este sitio el alimentador se divide en dos grandes ramales, el primero que sigue a lo largo de la vía Quininde hasta a La Libertad, pasando por El Consuelo y La Unión; el segundo ramal sigue la trayectoria de la vía a Puerto Quito hasta llegar a este cantón pasando por la 29

de Septiembre, La Abundancia, Puerto Rico, a partir de Puerto Quito se forman dos ramales, uno de ellos se dirige al norte hacia El Negrito y el otro se dirige en dirección oeste hacia Piedra de Vapor.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece a IGC del Ecuador, Extractora El Placer, Pexa, Junta de Agua de La Independencia, Tysaisa, Danayma, además da servicio al sector este de la ciudad de La Concordia, al cantón Puerto Quito, a las poblaciones de La Independencia, La Unión, La Abundancia y a los recintos El Consuelo, 5 de Agosto, El Silencio, La Cucaracha, La Libertad, 29 de Septiembre, San Antonio de Río Blanco, Coop. San Marcos, 10 de Agosto, Buena Suerte, Puerto Rico, 24 de Mayo, Piedra de Vapor, Paraíso de Amigos, El Cabuyal y El Negrito.

Para ilustrar el recorrido del alimentador se presenta su plano en el ANEXO 4.3.

La cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador en la base de datos a la fecha en que se realizó este estudio se puede observar en el cuadro No. 4.14.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	366	4532	58,3%
Trifásicos	21	3240	41,7%
TOTAL	387	7772	100%

Cuadro 4.14. Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C3.

De la información conseguida del equipo de medición electrónico, ubicado al inicio del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se presentó el 19 de diciembre del 2003 a las 19:15 y fue de 4.283 kW, lo que indica que el factor de utilización promedio de los transformadores de distribución del alimentador es 0,55.

En la figura No 4.6 se muestra la curva de demanda de potencia activa y reactiva y factor de potencia del alimentador para la semana del 08 al 14 de diciembre del 2003.

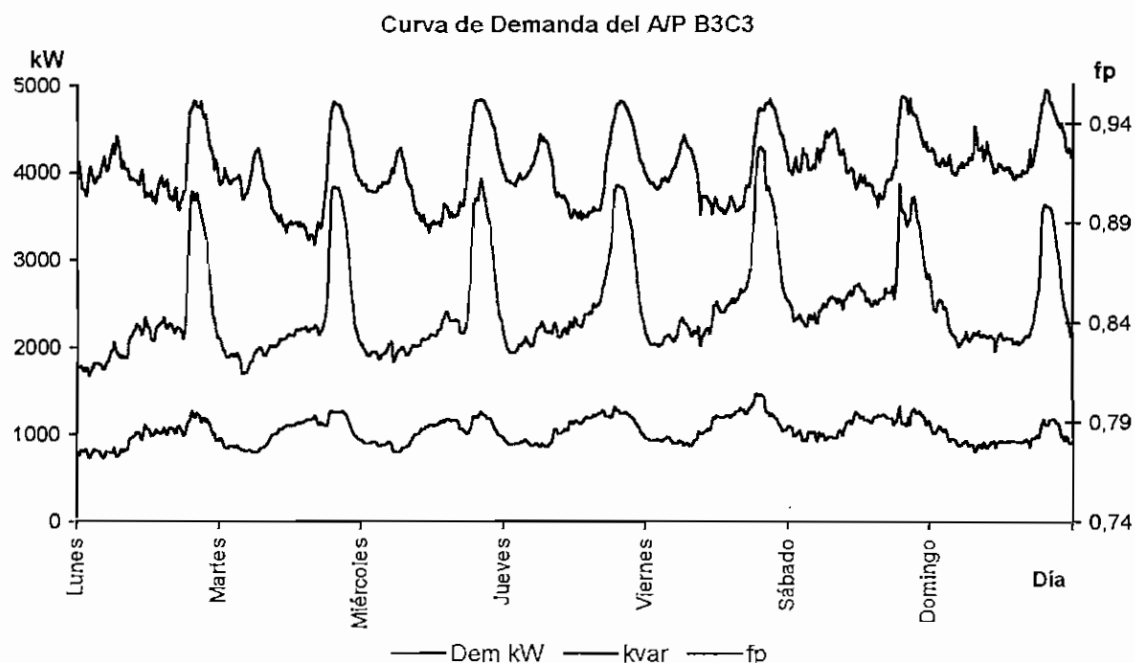


Figura 4.6. Curva de Demanda del A/P B3C3

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

El programa realiza inicialmente la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

El resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.15.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		(% de la Cargabilidad)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	4261	1413	21,23	11,38	55,2	273,2	0,95
Demanda Media	2637	1283	13,97	12,11	36,1	117,1	0,90
Demanda Mínima	1290	632	6,46	12,96	17,7	28,4	0,90

Cuadro 4.15. Resultados de la corrida de flujo para el A/P B3C3.

El alimentador Puerto Quito es un alimentador rural con una componente residencial y una componente industrial por abastecer la zona rural comprendida por la región de La Concordia, La Independencia, La Unión, Puerto Quito y sus zonas aledañas.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene un bajo factor de potencia especialmente en las demandas media y baja, además este es el alimentador con las pérdidas más elevadas de EMELSAD y tiene una caída de voltaje muy alta.

4.1.4.3.4 Alimentador La Concordia B3C4

Se inicia en la Subestación La Concordia (S/E #3) ubicada en la Vía Quininde a 2km. antes de llegar a La Concordia; sigue hacia el noroeste por la vía Quininde, abasteciendo a la mayor parte de la ciudad de La Concordia, el alimentador tiene dos ramales principales, el primero se dirige al oeste hacia Santa María, a partir de allí sigue hasta Bellavista, siguiendo hacia el noroeste llega hasta Crisanto Vera; el segundo ramal a la altura de la cooperativa 10 de Agosto se dirige hacia el noroeste en dirección a Las Delicias desde allí sigue hasta El Belén, antes de llegar al Rosario existe un bifurcación del alimentador, la primera hacia El Rocio en dirección este, mientras que la segunda hacia el oeste pasando por El Rosario luego por El Mache, de igual manera antes de llegar existe una bifurcación la misma que va a Milagro de Dios, mientras que por la otra el alimentador llega a Playa del Muerto.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece a los Bancos del Pichincha, Bolivariano, al Mercado; a los recintos Santa María, Bellavista, Crisanto Vera, Las Delicias, El Belén, Coop. ICA, El Rocio, El Rosario, El Mache, Milagro de Dios, San Isidro y Playa del Muerto.

Para que el lector tenga una idea clara de la topología y recorrido del alimentador, su plano se la presenta en el ANEXO 4.3.

La cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador a la fecha en que se realizó este estudio se muestra en el cuadro No. 4.16.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	149	2719,5	67,1%
Trifásicos	14	1335	32,9%
TOTAL	163	4054,5	100%

Cuadro 4.16. Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B3C4.

De las lecturas del equipo de medición electrónico, ubicado al comienzo del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se registró el 30 de diciembre del 2003 a las 19:45 y fue de 1.423 kW, lo que indica que existe un factor de utilización promedio de los transformadores de distribución es 0,35.

La curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 - 12 - 2003 al 14 - 12 - 2003 se ilustra en la figura No 4.7.

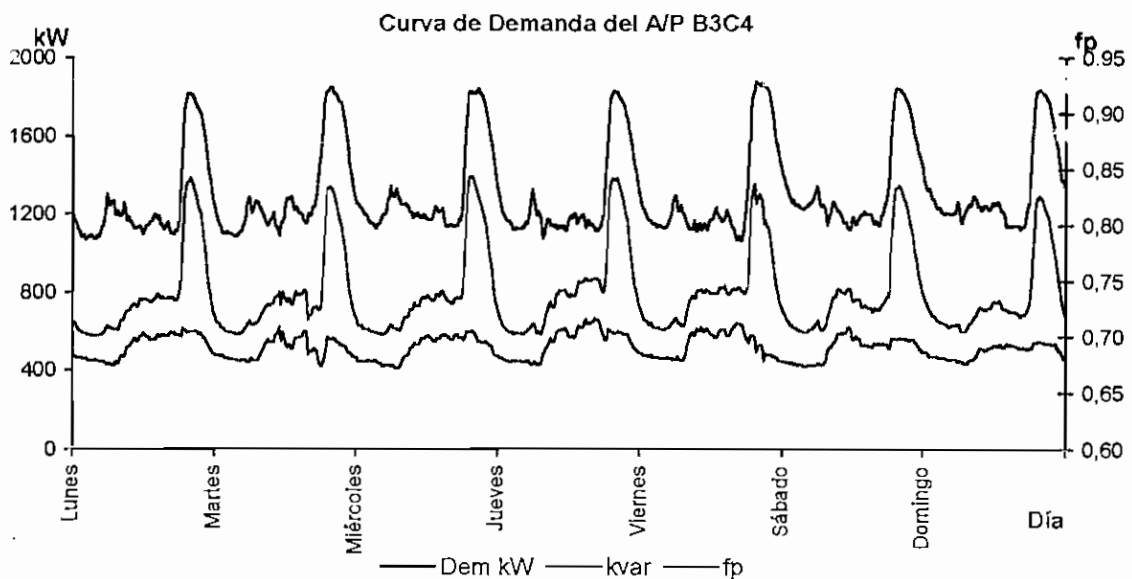


Figura 4.7 Curva de Demanda del A/P B3C4.

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

El programa durante la simulación realiza la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

Los resultados más importantes de la simulación del alimentador se presentan en el cuadro 4.17.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga (%)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	1423	675	3,45	13,34	28,7	18,1	0,90
Demanda Media	893	679	2,43	13,47	20,4	9,2	0,80
Demanda Mínima	550	392	1,44	13,60	12,3	3,3	0,81

Cuadro 4.17. Resultados de la corrida de flujo en el A/P B3C4.

El alimentador La Concordia es un alimentador urbano-rural con una componente residencial y comercial por abastecer la parte urbana de La Concordia y la zona rural comprendida por la región de Crisanto Vera, El Mache y Playa del Muerto y sus zonas aledañas.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas.

4.1.4.3.5 Resultados para la Subestación #3 "La Concordia"

Los resultados totales para la S/E #3 "La Concordia", de Factor de Potencia y las pérdidas de potencia de cada primario, expresadas como porcentaje de la Demanda Máxima para su primario registran en el cuadro No 4.18.

	Alimentador		Factor de Potencia	Pérdidas (%)
	Nombre	Código		
Demanda Máxima	Monterrey	B3C1	91,5%	2,7%
	Pepepan	B3C2	91,3%	0,8%
	Pto. Quito	B3C3	94,9%	6,4%
	La Concordia	B3C4	90,4%	1,3%
	S/E		93,8%	3,8%
Demanda Media	Monterrey	B3C1	84,9%	2,4%
	Pepepan	B3C2	83,1%	0,8%
	Pto. Quito	B3C3	89,9%	4,4%
	La Concordia	B3C4	79,6%	1,0%
	S/E		86,9%	2,7%
Demanda Mínima	Monterrey	B3C1	79,8%	0,8%
	Pepepan	B3C2	89,0%	0,2%
	Pto. Quito	B3C3	89,8%	2,2%
	La Concordia	B3C4	81,4%	0,6%
	S/E		88,7%	1,9%

Cuadro 4.18. Resultados Totales para la S/E #3.

4.1.4.4 Condiciones Actuales De Los Alimentadores Primarios De La Subestación #4 "El Carmen"

De los cuatro alimentadores con los que cuenta esta subestación se determinó que el alimentador "Chone" formará parte de este estudio por ser el único alimentador con factor de potencia menor a 0,95.

4.1.4.4.1 Alimentador Chone "B4C4"

Se inicia en la Subestación #4 "El Carmen" ubicada a la entrada del cantón El Carmen; continúa hacia el norte hasta llegar a la vía Chone, desde sigue hacia el oeste a lo largo de dicha vía hasta llegar al Monumento A Los Caidos, desde allí se desplaza unos 1.100 m. siguiendo la vía chone. A unos 300 m. después del municipio existe un ramal monofásico que se dirige hacia el norte hasta llegar hasta Sumita luego sigue hasta llegar a Agua Sucia, en este punto el alimentador se extiende unos 3 km. hacia el noroeste.

A lo largo de su trayectoria el alimentador abastece a los Bancos del Pichincha, Bolivariano, Fomento, al Municipio del Carmen, a la Bomba del Agua Potable, a Tía, Farmacia Sana-Sana, sirve a parte del área central de la ciudad del Carmen; en su parte rural abastece a los recintos Sumita y Agua Sucia.

A fin de ilustrar de mejor forma la trayectoria y topología del alimentador, su plano se la presenta en el ANEXO 4.4.

De la información disponible se determinó la cantidad de transformadores y la capacidad instalada en el alimentador, ésta se puede apreciar en el cuadro No. 4.19.

	Cantidad	kVA	% De los kVA Instalados
Monofásicos	99	2128	86,0%
Trifásicos	6	345	14,0%
TOTAL	105	2473	100%

Cuadro 4.19. Cantidad y capacidad de transformadores en el A/P B4C4.

De los registros del equipo de medición electrónico, ubicado al arranque del alimentador, se determinó que la Demanda Máxima No Coincidente del alimentador se presentó el 24 de diciembre del 2003 a las 19:30 y fue de 1.053,7 kW, es decir, que en este alimentador existe un factor de utilización promedio de los transformadores de distribución es de 0,43.

En la figura No 4.8 se muestra la curva de demanda de potencia activa y reactiva y la variación del factor de potencia del alimentador para la semana del 08 al 14 de diciembre del 2003.

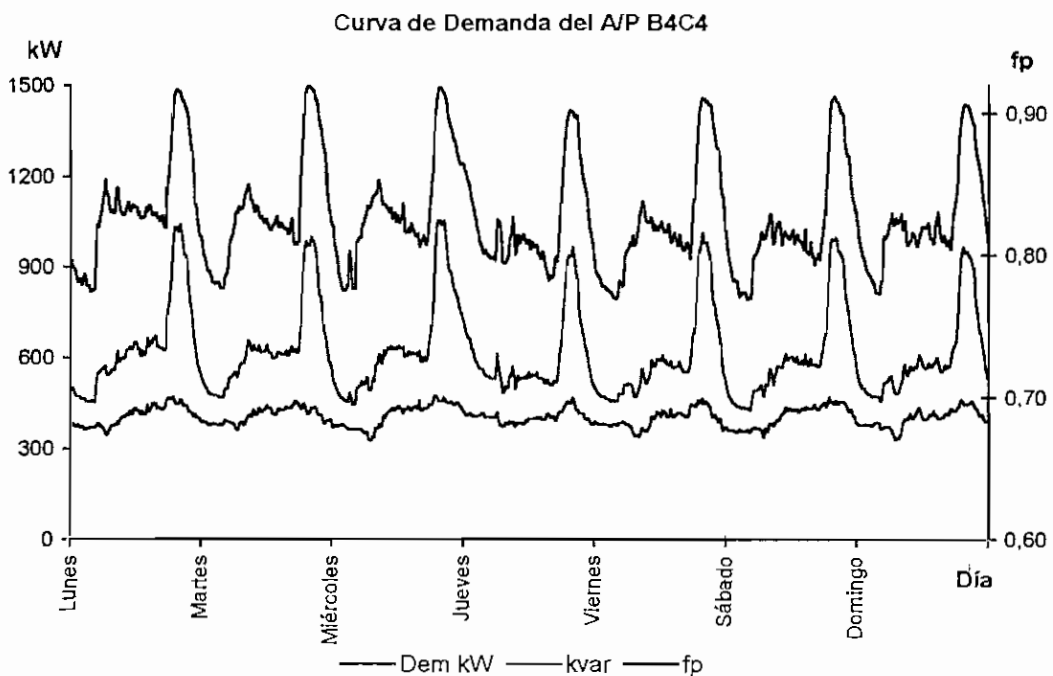


Figura 4.8. Curva de Demanda del A/P B4C4.

Análisis de resultados y diagnóstico técnico

El programa realiza inicialmente la repartición de la demanda total en función de los kVA instalados. Los resultados de las corridas de flujos se presentan en el ANEXO No 5.

El resumen de los resultados de la simulación del alimentador se presenta en el cuadro 4.20.

	P (kW)	Q (kvar)	Máx. Caída de Tensión		Cargabilidad (%)	Pérdidas (kW)	fp
			(%)	kV			
Demanda Máxima	1053	456	0,77	13,69	20,9	4,8	0,92
Demanda Media	623	456	0,52	13,73	14,1	2,2	0,81
Demanda Mínima	386	297	0,32	13,76	8,9	0,9	0,79

Cuadro 4.20. Resultados de la corrida de flujo del A/P B4C4.

El alimentador "Chone" es un alimentador urbano-rural con una componente residencial y comercial por abastecer la parte urbana del cantón El Carmen y la zona rural comprendida por la región de Sumita y Agua Sucia y sus zonas aledañas.

Observando los resultados de la corrida de flujo se determina que el alimentador tiene un bajo factor de potencia en las tres demandas analizadas.

4.1.4.4.2 Resultados para la Subestación #4 "El Carmen"

Los resultados totales en estado actual para la S/E #4 "Chone", de Factor de Potencia y las pérdidas de potencia de cada primario, expresadas como porcentaje de la Demanda Máxima para su primario registran en el cuadro No. 4.21.

	Alimentador		Factor de Potencia	Pérdidas (%)
	Nombre	Código		
Demanda Máxima	N. Israel	B4C1	95%	1,6%
	Maicito	B4C2	97,5%	2,5%
	Bramadora	B4C3	99,0%	6,8%
	Chone	B4C4	91,8%	0,5%
	S/E		97,0%	3,48%
Demanda Media	N. Israel	B4C1	81,3%	0,2%
	Maicito	B4C2	81,3%	1,6%
	Bramadora	B4C3	96,8%	3,7%
	Chone	B4C4	80,7%	0,3%
	S/E		92,6%	1,70%
Demanda Mínima	N. Israel	B4C1	84,4%	0,4%
	Maicito	B4C2	94,3%	0,9%
	Bramadora	B4C3	99,4%	2,8%
	Chone	B4C4	79,3%	0,2%
	S/E		95,0%	1,74%

Cuadro 4.21. Resultados Totales para la S/E #4.

4.2 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN DE EMELSAD

4.2.1 INTRODUCCIÓN

Con la información obtenida del diagnóstico de operación actual de los alimentadores en estudio, se procede a establecer el procedimiento apropiado para realizar la corrección del Factor de Potencia en el Sistema de Distribución

La corrección del Factor de Potencia se la lleva a cabo mediante la implementación a lo largo de los alimentadores de dispositivos que produzcan e inyecten potencia reactiva a la red. Con la finalidad de inyectar potencia reactiva se usarán bancos trifásicos de capacitores.

Al ubicar en el Sistema de Distribución dispositivos que generen potencia reactiva, tales como, los bancos de capacitores, se presentan beneficios técnicos y económicos, las ventajas se presentan tanto en el sistema de Distribución como en las demás etapas del sistema que se encuentran aguas arriba.

El principal beneficio y objeto de este trabajo es la corrección del factor de potencia, además se presentan beneficios adicionales como la reducción de las Pérdidas de Demanda y las Pérdidas de Energía, de igual forma se libera de carga a las subestaciones e inclusive se reducen las caídas de voltaje. "Los capacitores tienen un mayor efecto en la reducción de pérdidas que el cambio de conductores ya que actúan sobre el valor del módulo de la corriente, la cual se encuentra elevada al cuadrado."^[4]

^[4] Pérdidas de Energía. Ing. Martín, Mario. CIER. Montevideo – Uruguay. 1991

4.2.2 METODOLOGÍA APLICADA

Para realizar la correcta ubicación de los bancos de capacitores a lo largo de los alimentadores se tomará en cuenta los siguientes criterios:

1. Se procederá a sacar de servicio los bancos de capacitores que se encuentran ubicados en el sistema de Subtransmisión, en las subestaciones, los mismos que se encuentran ubicados en racks de tres slot en la barra de 13,8 kV, estos bancos serán instalados en los alimentadores, tal como se detallará mas adelante.
2. Mediante el análisis de las demandas no coincidentes de cada alimentador y tomando en cuenta la capacidad de los bancos que se retiren de las subestaciones, se procederá a establecer en que alimentadores serán instalados estos bancos de capacitores.
3. A partir de las corridas de flujo en el estado actual, mediante Análisis Balanceado, se procede a determinar los posibles nodos donde se pueden instalar los bancos de capacitores.
4. Con la ubicación del banco de capacitores seleccionado se corre el flujo para cada una de las posibles ubicaciones, escogiendo aquella en la que se presente la mayor reducción de pérdidas de potencia.
5. Después de determinar la ubicación del banco de capacitores en el nodo en el que se presente la mayor reducción de las pérdidas de potencia se procede a guardar el reporte generado por el programa.

Los reportes que se obtienen de las corridas de flujo para los alimentadores se presentan el ANEXO 6.

Hay que destacar que el programa SPARD[®]*mp* Distribución presenta la aplicación Capacitor Allocate, la misma que realiza una corrida de flujo en la que presenta en que nodos se debería instalar bancos de capacitores y de que capacidad, sin embargo está aplicación no se puede ejecutar, razón por la cual se siguió la metodología descrita anteriormente.

4.2.3 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #1 “VÍA QUITO”

En la Subestación #1 “Vía Quito”, en la barra de 13,8 kV están conectados dos bancos de capacitores uno de 1500 kvar (fijo) y otro de 1200 kvar (automático), estos capacitores se sugiere moverlos hacia algún lugar de los alimentadores primarios de distribución pertenecientes a esta subestación, específicamente en los circuitos Centro y Sur; por las ventajas económicas que representa, como se demostrará más adelante.

Los Factores de Potencia para cada alimentador y para la Subestación, se presentan en el cuadro No 4.22.

	Alimentador		Factor de Potencia
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Centro	B1C1	93,1%
	Sur	B1C2	91,9%
	Las Mercedes	B1C3	96,8%
	Vía Quito	B1C4	93,4%
	S/E		93,3%
Demanda Media	Centro	B1C1	89,7%
	Sur	B1C2	86,3%
	Las Mercedes	B1C3	96,1%
	Vía Quito	B1C4	82,3%
	S/E		88,9%
Demanda Mínima	Centro	B1C1	86,1%
	Sur	B1C2	81,2%
	Las Mercedes	B1C3	75,6%
	Vía Quito	B1C4	86,2%
	S/E		87,0%

Cuadro 4.22. Factor de Potencia de la S/E #1.

Mediante los valores señalados en la tabla anterior se presenta una visión clara de los alimentadores donde deben aplicarse medidas correctivas, para así lograr los resultados esperados sobre el Factor de Potencia.

A continuación se procede a la mejora en los alimentadores con problemas de fp, para la respectiva sollicitación de la carga.

4.2.3.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Centro “B1C1”

4.2.3.1.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se ha considerado usar el banco de capacitores de 1200 kvar ubicado en la Subestación #1 “Vía Quito” y además se retiró el banco de capacitores de 300 kvar (fijo) existente en el alimentador el cual se encontraba ubicado en la Av. 29 de Mayo y Río Toachi, se debe resaltar que éste banco de capacitores puede ser usado más adelante para la corrección del factor de potencia de otro alimentador.

Se procedió a ubicar el banco de capacitores de 1200 kvar en el nodo QUITO-CALAZACÓN1, el mismo que se encuentra ubicado en la vía Quito exactamente en el sector del Círculo de los Continentes margen derecho viniendo desde la Subestación “Vía Quito”. El banco va a trabajar de forma permanente por lo cual queda disponible el sistema de control de encendido y apagado y el interruptor en aceite de los cuales estaba provisto éste banco.

4.2.3.1.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.23 se presentan los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	Max. Carga (%)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	3,84	13,29	92,0	0,989	34,6
Demanda Media	3,33	13,36	64,3	0,981	28,8
Demanda Mínima	1,32	13,62	15,1	1,0	13,5

Cuadro 4.23. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B1C1.

4.2.3.1.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.24 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,931	0,897	0,861
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,989	0,981	1,000

Cuadro 4.24. Mejora del Factor de Potencia del A/P B1C1.

4.2.3.1.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación de los capacitores. Las expresiones matemáticas empleadas para el cálculo de los beneficios, se encuentran en el APÉNDICE A.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.9 se presentan las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

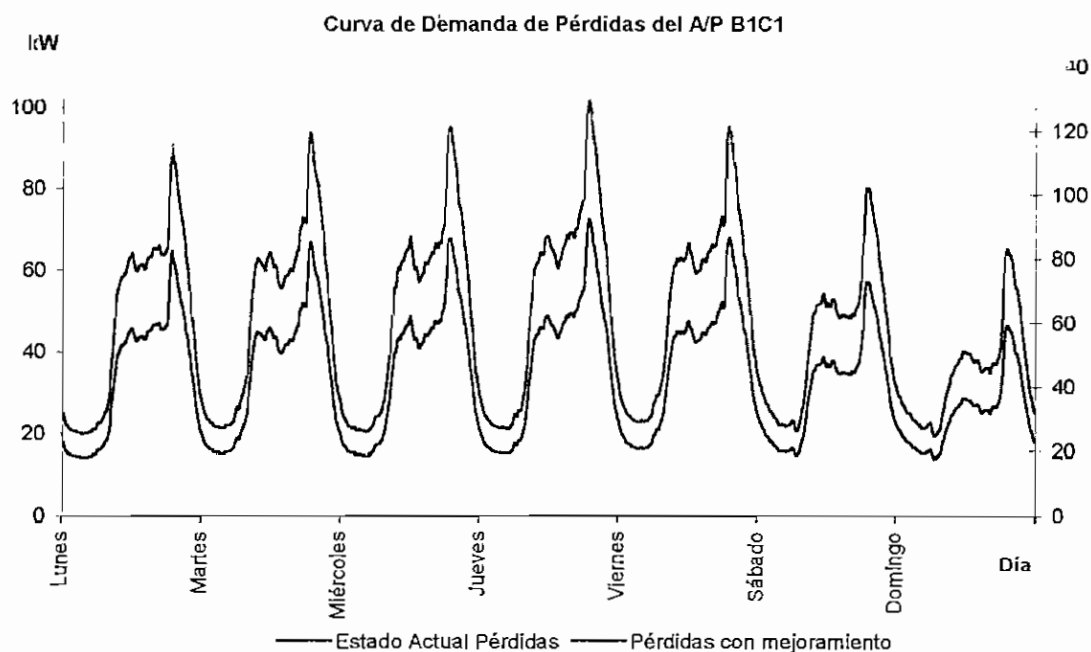


Figura 4.9. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B1C1.

En el cuadro No 4.25 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	101,4	74,1	18,3
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	92,0	64,3	15,1
Reducción de Pérdidas (kW)	9,5	9,8	3,2

Cuadro No 4.25. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B1C1.

Reducción de Pérdidas de Energía

Mediante el uso de los registros de las lecturas de los medidores ubicados al inicio de los alimentadores y usando las expresiones matemáticas que se encuentran en el APÉNDICE A se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro en Pérdidas de Energía para el mismo mes y luego se extrapola este procedimiento para un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **39.343,1 kWh** en el sistema primario.

4.2.3.2 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Sur “B1C2”

4.2.3.2.1 Ubicación

Para llevar a cabo la corrección del factor de potencia de éste alimentador se ha considerado usar el banco de capacitores de 1500 kvar ubicado en la Subestación #1 “Vía Quito” y además se retiró el banco de capacitores de 300 kvar (fijo) existente en el alimentador el cual se encontraba ubicado en la Av. 6 de Noviembre y Benalcazar, dicho banco de capacitores queda libre para ser usado en otro alimentador.

Se ubicó el banco de capacitores de 1500 kvar en el nodo 6 DE NOVIEMBRE-CELI, el mismo que se encuentra ubicado en la Av. 6 de Noviembre exactamente en el sector del redondel de la escuela PÍO XII a unos 80

metros más abajo de donde está ubicado actualmente el banco de capacitores del alimentador.

4.2.3.2.2 Resultados de la Simulación

Los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores se presentan en el cuadro 4.26.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	Secciones con mayor carga (%)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	5,17	13,12	169,1	0,98	45,0
Demanda Media	3,55	13,33	77,7	0,98	30,4
Demanda Mínima	1,79	13,56	27,1	1,00	17,5

Cuadro 4.26. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B1C2.

4.2.3.2.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.27 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,919	0,863	0,812
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,984	0,978	0,996

Cuadro 4.27. Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B1C2.

4.2.3.2.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

Se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación del capacitor. Como ya se mencionó antes, las expresiones matemáticas empleadas para el cálculo de los beneficios, se presentan en el APÉNDICE A.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.10 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

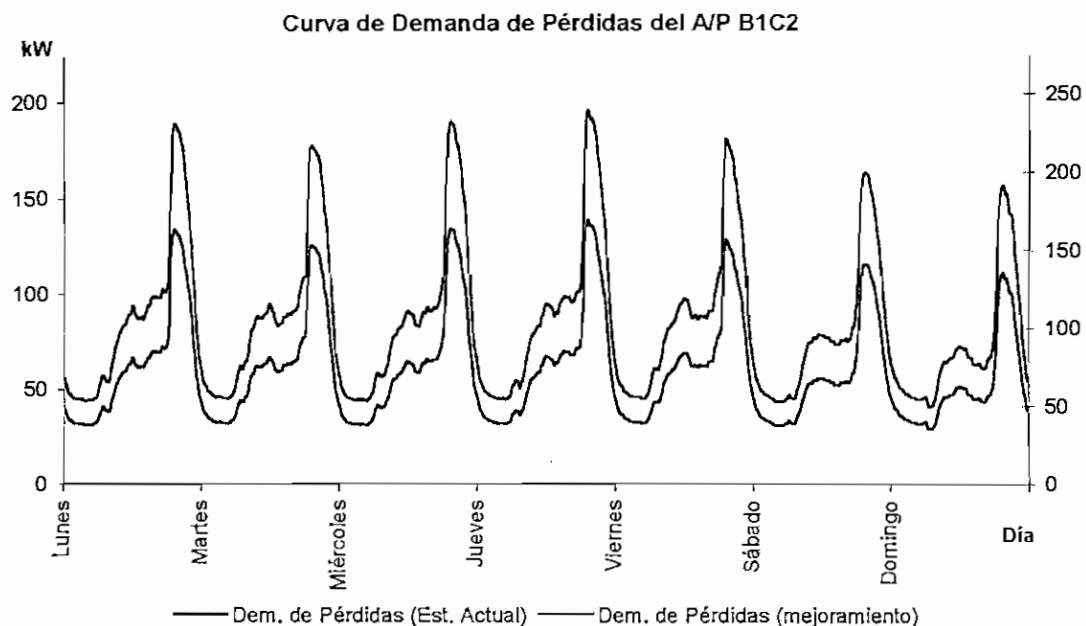


Figura 4.10. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B1C2.

En el cuadro No 4.28 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Medía	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	195,5	99,8	38,9
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	169,1	77,7	27,1
Reducción de Pérdidas (kW)	26,3	22,1	11,9

Cuadro No 4.28. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B1C2.

Reducción de Pérdidas de Energía

Mediante el uso de los registros de las lecturas de los medidores ubicados al inicio de los alimentadores y usando las expresiones matemáticas que se encuentran en el APÉNDICE A se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro en Pérdidas de Energía para el mismo mes para luego generalizarlas a un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **97.378,3 kWh**, en el alimentador primario.

4.2.3.3 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia de los Alimentadores en la Subestación #1 “Vía Quito”

Se debe resaltar que para determinar la reducción de las pérdidas de potencia a nivel de subestación por la corrección del factor de potencia en el sistema primario de la subestación, se debe trabajar con las demandas máximas coincidentes con la Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Santo Domingo..

4.2.3.3.1 Factor de Potencia de la Subestación

En el cuadro 4.29 se presentan las Demandas Coincidentes de Potencia Activa y Reactiva y los factores de potencia de los alimentadores y el factor de potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Demandas Coincidentes			fp
	Nombre	Código	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	
Demanda Máxima	Centro	B1C1	3.725,7	520,3	3.761,9	99,0%
	Sur	B1C2	4.883,8	882,7	4.963,0	98,4%
	S/E		10.947,4	2.100,6	11.147,1	98,2%
Demanda Media	Centro	B1C1	2.945,9	508,3	2.989,4	98,5%
	Sur	B1C2	3.236,8	605,2	3.292,9	98,3%
	S/E		8.110,9	2.049,1	8.365,7	97,0%
Demanda Mínima	Centro	B1C1	1.544,8	-43,2	1.545,4	100,0%
	Sur	B1C2	2.030,9	153,7	2.036,7	99,7%
	S/E		4.462,3	421,2	4.482,1	99,6%

Cuadro No 4.29. Demandas y Factor de potencia en la S/E #1.

4.2.3.3.2 Reducción de Pérdidas de Potencia

En el cuadro 4.30 se presenta la reducción de Pérdidas de Potencia que se darán a Demanda Coincidente y como consecuencia la reducción de Pérdidas de Potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Reducción de Pérdidas (kW)
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Centro	B1C1	9,3
	Sur	B1C2	26,5
	S/E		<u>35,7</u>
Demanda Media	Centro	B1C1	8,9
	Sur	B1C2	21,7
	S/E		<u>30,6</u>

Demanda Mínima	Centro	B1C1	3,5
	Sur	B1C2	13,3
	S/E		<u>16,8</u>

Cuadro No 4.30. Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #1.

4.2.3.3.3 Reducción de Pérdidas de Energía

En el cuadro 4.31 se presenta la reducción de Pérdidas de Energía anuales para la subestación con los respectivos aportes de los alimentadores en los que se aplicó la corrección del factor de potencia. Las mismas que fueron presentadas en los numerales 4.2.3.1.4 y 4.2.3.2.4 al hacer el análisis individual, pues estas no tienen relación con la demanda coincidente con el sistema sino por el contrario con la demanda máxima del alimentador.

Alimentador		Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
Nombre	Código	
Centro	B1C1	39.343,1
Sur	B1C2	97.378,3
S/E		<u>136.721,4</u>

Cuadro No 4.31. Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #1.

4.2.4 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #2 “VÍA QUEVEDO”

Los Factores de Potencia para cada alimentador y para la Subestación, se presentan en el cuadro No 4.32.

	Alimentador		Factor de Potencia
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Círcuito 1	B2C1	100,0%
	Círcuito 2*	B2C2	94,46%
	Círcuito 3*	B2C3	92,28%
	Círcuito 4	B2C4	99,96%
	Círcuito 5	B2C5	99,98%
	S/E		99,97%
Demanda Media	Círcuito 1	B2C1	96,7%
	Círcuito 2*	B2C2	80,5%
	Círcuito 3*	B2C3	96,4%
	Círcuito 4	B2C4	95,9%
	Círcuito 5	B2C5	77,7%
	S/E		96,3%
Demanda Mínima	Círcuito 1	B2C1	97,0%
	Círcuito 2*	B2C2	75,9%
	Círcuito 3*	B2C3	99,0%
	Círcuito 4	B2C4	95,4%
	Círcuito 5	B2C5	99,4%
	S/E		98,3%

Cuadro 4.32. Factor de Potencia de la S/E #2.

Se debe destacar que los Circuitos 2 y 3 no han sido incluidos en este análisis por sugerencia de la Dirección de Planificación de EMELSAD por considerar que no se cuenta con la información actualizada de estos alimentadores y además estos alimentadores son pequeños y la carga a la que abastecen no es significativa.

El alimentador Circuito 5 requiere medidas correctivas en demanda media, para así lograr los resultados esperados sobre el Factor de Potencia.

Se procede a continuación a la mejora del fp en el alimentador con problemas, para la respectiva solicitud de la carga.

4.2.4.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Circuito 5 “B2C5”

4.2.4.1.1 Ubicación

La corrección del factor de potencia en éste alimentador se realizará considerando usar el banco de capacitores de 600 kvar (automático) ubicado al inicio del mismo, al interior de la Subestación #2.

En el nodo MONTONE_S2C5_1 se ubicó el banco de capacitores de 600 kvar, el mismo que se encuentra ubicado en la Vía Chone exactamente a unos 700 metros después del Redondel de la Orangine. Este banco de capacitores trabajaría desde las 9:00 hasta las 23:00.

4.2.4.1.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.33 se presentan los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	(% de la Cargabilidad)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	11,46	12,38	160,16	1,00	33,54
Demanda Media	8,03	12,77	50,40	0,90	18,76

Cuadro 4.33. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B2C5.

4.2.4.1.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.34 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media
Factor de Potencia Estado Actual	1,000	0,782
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	1,000	0,904

Cuadro 4.34. Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B2C5.

4.2.4.1.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la reubicación del capacitor.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.11 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

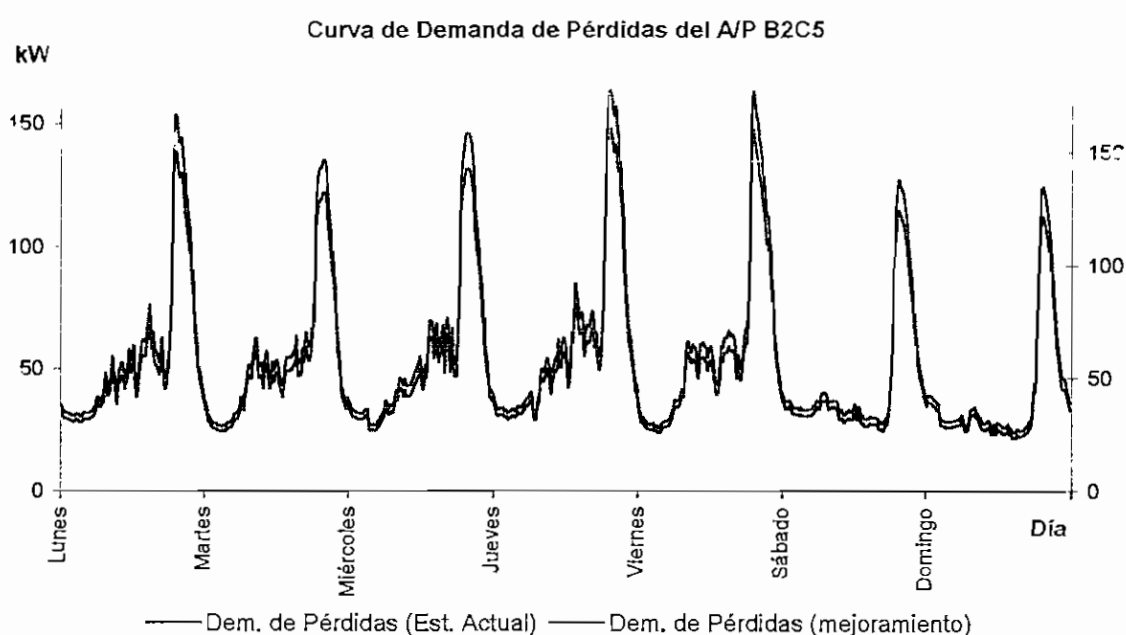


Figura 4.11. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B2C5.

En el cuadro No 4.35 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las demandas en las que se aplicó la corrección.

	Demanda Máxima	Demanda Media
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	163,6	60,3
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	160,2	50,4
Reducción de Pérdidas (kW)	3,5	9,9

Cuadro No 4.35. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B2C5.

Reducción de Pérdidas de Energía

Con las curva de demanda obtenida del medidor ubicado al inicio del alimentador se determinó las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía que se presentaría para el mismo mes, para luego obtener el valor para un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **7686,9 kWh**, en el alimentador.

4.2.4.2 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia del Alimentador “Circuito 5” en la Subestación #2 “Vía Quevedo”

Por las consideraciones señaladas antes, para la reducción de pérdidas en potencia se deben usar las demandas coincidentes con la demanda del sistema.

4.2.4.2.1 Factor de Potencia de la Subestación

En el cuadro 4.36 se presenta la Demanda Coincidente de Potencia Activa y Reactiva y le factor de potencia del alimentador y el factor de potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Demandas Coincidentes			fp
	Nombre	Código	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	
Demanda Máxima	Circuito 5	B2C5	3681,4	82	3682,3	99,9%
	S/E		8796,77	200	8799,0	99,9%
Demanda Media	Circuito 5	B2C5	2090,4	668,8	2194,6	95,2%
	S/E		4744,0	715,66	4797,6	98,9%

Cuadro No 4.36. Demandas y factor de potencia en la S/E #2.

4.2.4.2.2 Reducción de Pérdidas de Potencia

En el cuadro 4.37 se presenta la reducción de Pérdidas de Potencia que se dará en las Demandas Coincidentes y como consecuencia la reducción de Pérdidas de Potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Reducción de Pérdidas (kW)
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Circuito 5	B2C5	3,5
	S/E		<u>3,5</u>
Demanda Media	Circuito 5	B2C5	9,9
	S/E		<u>9,9</u>

Cuadro No 4.37. Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #2.

4.2.4.2.3 Reducción de Pérdidas de Energía

En el cuadro 4.38 se presenta la reducción de Pérdidas de Energía anual para la subestación debido al alimentador donde se aplicó la corrección del factor de potencia, la misma que se calculó antes.

Alimentador		Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
Nombre	Código	
Circuito 5	B2C5	7.686,9
S/E		<u>7.686,9</u>

Cuadro No 4.38. Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #2.

4.2.5 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #3 “LA CONCORDIA”

En la Subestación #3 “La Concordia”, en la barra de 13,8 kV están conectados dos bancos de capacitores uno de 1200 kvar (fijo) y otro de 300 kvar (automático), estos capacitores se sugiere re-ubicarlos a lo largo de los alimentadores primarios de distribución pertenecientes a esta subestación, además se usarán los dos bancos de capacitores de 300 kvar que se sugiere retirar de los alimentadores Centro y Sur de la Subestación #1.

Los Factores de Potencia para cada alimentador y para la Subestación, se presentan en el cuadro No 4.39.

	Alimentador		Factor de Potencia
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Monterrey	B3C1	91,5%
	Pepepan	B3C2	91,3%
	Pto. Quito	B3C3	94,9%
	La Concordia	B3C4	90,4%
	S/E		93,3%
Demanda Media	Monterrey	B3C1	84,9%
	Pepepan	B3C2	83,1%
	Pto. Quito	B3C3	89,9%
	La Concordia	B3C4	79,6%
	S/E		88,9%
Demanda Mínima	Monterrey	B3C1	79,8%
	Pepepan	B3C2	89,0%
	Pto. Quito	B3C3	89,8%
	La Concordia	B3C4	81,4%
	S/E		87,0%

Cuadro 4.39. Factor de Potencia de la S/E #3.

Mediante los valores señalados en la tabla anterior se observa que en este caso en todos los alimentadores deben aplicarse medidas correctivas, para así lograr los resultados esperados sobre el Factor de Potencia.

A continuación se procede a la mejora en los alimentadores para la respectiva solicitud de la carga.

4.2.5.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Monterrey “B3C1”

4.2.5.1.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se consideró usar el banco de capacitores de 300 kvar que se encontraba instalado en el alimentador Centro “B1C2” y que quedaría disponible tal como se señaló en el punto 4.2.3.1.2.

El banco de capacitores de 300 kvar se ubicaría en el nodo R MONTER_S3M_22, el mismo que se encuentra ubicado en la vía vieja a Las Villegas, viniendo desde la Concordia a unos 580 m. antes de la entrada hacia la Hacienda Noboa (donde existe un transformador de 100 kVA). El banco de capacitores va a trabajar de forma permanente.

4.2.5.1.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.40 se presentan los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	Máx. Carga (%)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	3,86	13,29	23,41	0,99	12,17
Demanda Media	3,25	13,34	14,86	0,98	9,50
Demanda Mínima	0,71	13,67	1,99	0,85	3,17

Cuadro 4.40. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C1.

4.2.5.1.3 Mejora del Factor de Potencia

La mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio se presenta en el cuadro 4.41.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,915	0,849	0,798
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,991	0,976	0,855

Cuadro 4.41. Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C1.

4.2.5.1.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación de los capacitores.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.12 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual al igual que las pérdidas con la corrección del Fp.

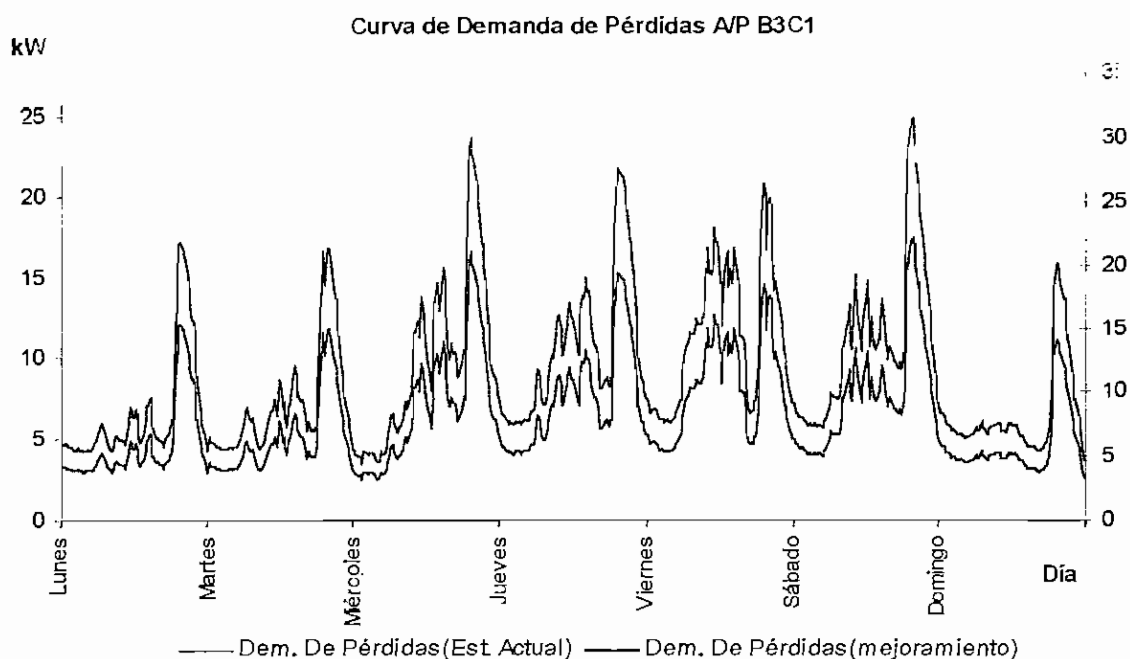


Figura 4.12. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C1.

En el cuadro No 4.42 se muestra la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	26,3	18,1	1,7
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	23,4	14,9	2,0
Reducción de Pérdidas (kW)	2,9	3,2	-0,3

Cuadro No 4.42. Resumen sobre las Pérdidas en el A/P B3C1.

Sobre los resultados que se obtuvo se debe resaltar el hecho de que en Demanda Mínima las Pérdidas de Demanda se incrementan en 0,3 kW, sin

embargo se ha considerado que el banco de capacitores sea fijo ya que dicho incremento de pérdidas no es significativo y además con el crecimiento de la demanda éste incremento de pérdidas desaparecerá, tal como se puede apreciar en el resultado obtenido en Demanda Media.

Reducción de Pérdidas de Energía

Mediante el uso de los registros de las lecturas de los medidores ubicados al inicio de los alimentadores y usando las expresiones matemáticas que se encuentran en el APÉNDICE A se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes y luego se aplicó este procedimiento para un año.

El alimentador tendría un ahorro de energía anual de **8.316,1 kWh**, con la ubicación de éste capacitor.

4.2.5.2 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Pepepan “B3C2”

4.2.5.2.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se ha considerado usar el banco de capacitores de 300 kvar (fijo) que se encontraba instalado en el alimentador Centro “B1C1” y que quedaría disponible tal como se señalo en el punto 4.2.3.1.1. Se debe señalar que este banco está provisto de un interruptor en aceite, tan solo se debe adicionar el control para programar la conexión y la desconexión.

Se procedió a colocar el banco de capacitores de 300 kvar en el nodo BECDACAH_S3P_1, el mismo que se encuentra ubicado en vía Quininde sector del km. 34 justamente en la entrada que va a VISANLECHE. El banco de capacitores trabajaría desde las 9:00 hasta las 23:00.

4.2.5.2.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.43 se presentan los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	(% de la Cargabilidad)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	1,40	13,61	6,18	0,99	8,31
Demanda Media	1,24	13,63	3,97	0,97	6,68

Cuadro 4.43. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C2.

4.2.5.2.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.44 se presenta la mejora del factor de potencia en las dos demandas en estudio para este alimentador.

	Demanda Máxima	Demanda Media
Factor de Potencia Estado Actual	0,913	0,831
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,993	0,971

Cuadro 4.44. Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C2.

4.2.5.2.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación del capacitor.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.13 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

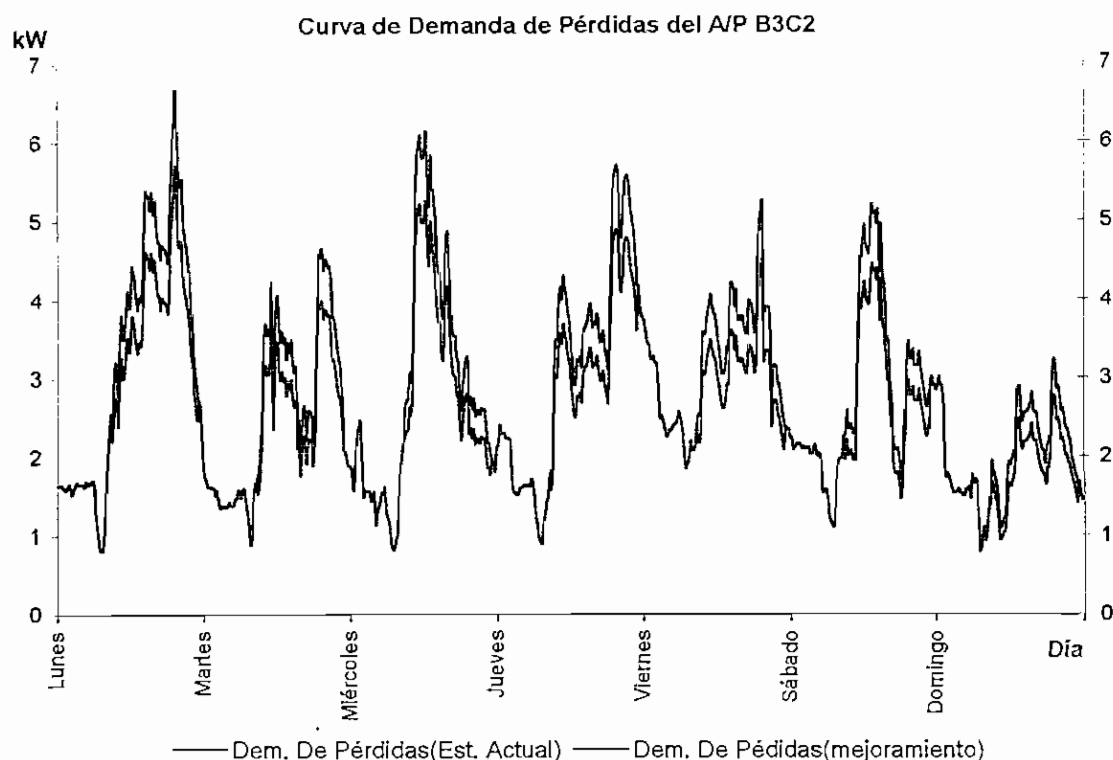


Figura 4.13. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C2.

En el cuadro No 4.45 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las dos demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Media
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	7,2	5,4
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	6,2	4,0
Reducción de Pérdidas (kW)	1,0	1,4

Cuadro No 4.45. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C2.

Reducción de Pérdidas de Energía

Mediante el uso de los registros de las lecturas de los medidores ubicados al inicio de los alimentadores y usando las expresiones matemáticas que se encuentran en el APÉNDICE A se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes y luego se aplicó este procedimiento para un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **2000,2 kWh** en el alimentador.

4.2.5.3 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Puerto Quito “B3C3”

4.2.5.3.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se sugiere usar el banco de capacitores de 1200 kvar que se encontraba instalado en la barra de 13,8 kV de la Subestación #3 “La Concordia” y además, se vio la necesidad de retirar el banco de capacitores de 300 kvar (fijo) existente en el alimentador, éste banco de capacitores podrá ser usado más adelante para la corrección del factor de potencia en otro alimentador.

El banco de capacitores de 1200 kvar se instalaría en el nodo INDEPEND_S3P_30, el mismo que se encuentra ubicado en la vía Quininde exactamente en el sector de la intersección entre la vía a Quininde y la vía a Puerto Quito a la salida de La Independencia. El banco de capacitores va a trabajar de forma permanente.

4.2.5.3.2 Resultados de la Simulación

Los resultados más significativos de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores se presentan en el cuadro 4.46.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	Secciones con mayor Carga (%)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	19,33	11,56	258,47	0,99	52,60
Demanda Media	11,81	12,34	103,63	0,99	32,59
Demanda Mínima	4,73	13,18	28,53	0,98	16,22

Cuadro 4.46. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C3.

4.2.5.3.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.47 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,949	0,899	0,898
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,993	0,990	0,979

Cuadro 4.47. Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B3C3.

4.2.5.3.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación del capacitor.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.14 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

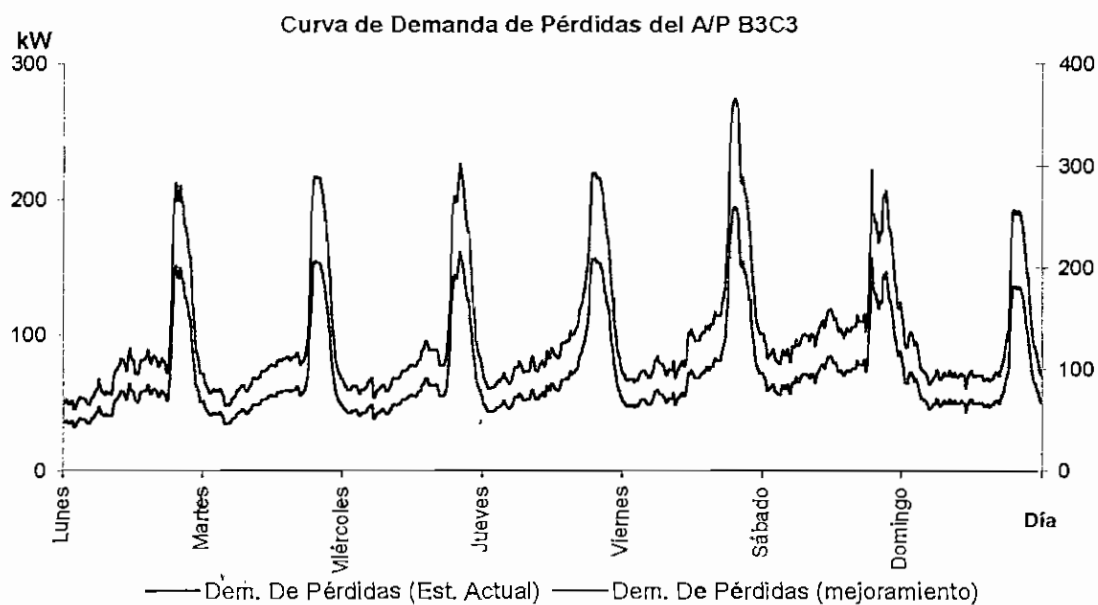


Figura 4.14. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C3.

En el cuadro No 4.48 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	273,2	117,1	28,4
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	258,5	103,6	28,5
Reducción de Pérdidas (kW)	14,7	13,5	-0,1

Cuadro No 4.48. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C3.

Sobre los resultados que se obtuvo se debe resaltar el hecho de que en Demanda Mínima las Pérdidas de Demanda se incrementan en 0,1 kW, a pesar de eso se sugiere que el banco de capacitores sea fijo puesto que el incremento de pérdidas no es significativo y no compensaría la incorporación de la desconexión automática del banco.

Reducción de Pérdidas de Energía

Con base en los registros de las curvas de demanda por los medidores ubicados al inicio de los alimentadores se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes y luego se extrapoló el valor para un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **39.306 kWh**, en el alimentador.

4.2.5.4 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador La Concordia “B3C4”

4.2.5.4.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se sugiere usar el banco de capacitores de 300 kvar (fijo) que se encontraba ubicado en alimentador B3C3 y que quedaría disponible tal como se indico en 4.2.4.3.1.

El banco de capacitores de 300 kvar se procedió a situar en el nodo COP 10AGO_S3C_5, el mismo que se encuentra ubicado en la vía al Belén a 700 m aproximadamente a partir de la entrada al Belén, después de la lavadora de vehículos. El banco de capacitores trabajaría de forma permanente.

4.2.5.4.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.49 se presentan los resultados más significativos de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	Máx. Carga (%)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	3,13	13,38	15,95	0,967	26,73
Demanda Media	2,12	13,51	7,04	0,921	17,60
Demanda Mínima	1,14	13,64	2,66	0,986	10,13

Cuadro 4.49. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B3C4.

4.2.5.4.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.50 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,904	0,796	0,814
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,967	0,921	0,986

Cuadro 4.50. Mejora del Factor de Potencia del A/P B3C4.

4.2.5.4.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

Los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación del capacitor se detallan a continuación.

Reducción de Pérdidas de Demanda

Las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp se ilustran en la figura No 4.15.

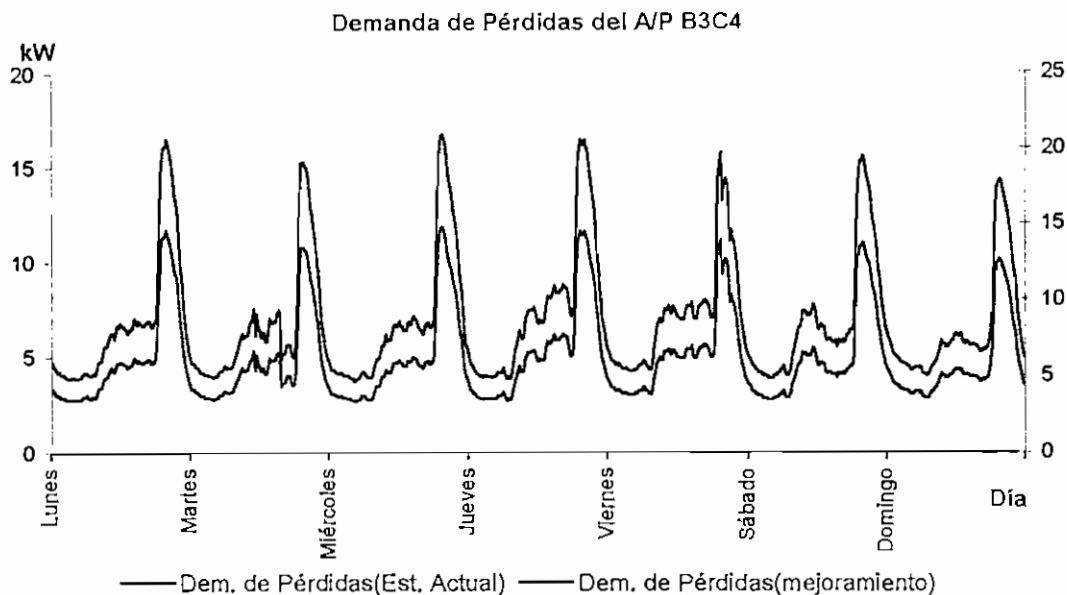


Figura 4.15. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B3C4.

En el cuadro No 4.51 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	18,1	9,2	3,3
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	16,0	7,0	2,7
Reducción de la Pérdidas (kW)	2,1	2,1	0,7

Cuadro No 4.51. Resumen sobre las pérdidas en el A/P B3C4.

Reducción de Pérdidas de Energía

Con las curvas de demanda registradas por los medidores ubicados al inicio de los alimentadores se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes, para luego llevar los valores a un año.

El alimentador, con la ubicación de éste capacitor, presentaría un ahorro de energía anual de **7.096,8 kWh**.

4.2.5.5 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia de los Alimentadores en la Subestación #3 “La Concordia”

Se insiste en la aclaración que para determinar la reducción de las pérdidas de potencia a nivel de subestación se debe trabajar con las demandas máximas coincidentes con la Demanda Máxima de Sistema Eléctrico Santo Domingo. No así para las pérdidas de energía.

4.2.5.5.1 Factor de Potencia de la Subestación

En el cuadro 4.52 se presenta las Demandas Coincidentes de Potencia Activa y Reactiva y los factores de potencia de los alimentadores y el factor de potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Demandas Coincidentes			fp
	Nombre	Código	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	
Demanda Máxima	Monterrey	B3C1	882,4	54,8	884,1	99,8%
	Pepepan	B3C2	802,9	51,5	804,6	99,8%
	Pto. Quito	B3C3	3.522,5	323,7	3.537,3	99,6%
	La Concordia	B3C4	1.363,5	294,0	1.394,9	97,8%
	S/E		6571,3	724,0	6611,1	99,4%
Demanda Media	Monterrey	B3C1	662,6	124,0	674,1	98,3%
	Pepepan	B3C2	618,1	53,0	620,4	99,6%
	Pto. Quito	B3C3	2.351,9	245,3	2.364,7	99,5%
	La Concordia	B3C4	864,9	344,0	930,8	92,9%
	S/E		4497,4	766,4	4562,3	98,6%
Demanda Mínima	Monterrey	B3C1	392,2	-51,6	395,6	99,1%
	Pepepan	B3C2	312,0	147,8	345,3	90,4%
	Pto. Quito	B3C3	1.637,2	-209,0	1.650,4	99,2%
	La Concordia	B3C4	572,7	132,5	587,9	97,4%
	S/E		2914,1	19,8	2914,2	100,0%

Cuadro No 4.52. Demandas y Factor de potencia en la S/E #3.

4.2.5.5.2 Reducción de Pérdidas de Potencia

En el cuadro 4.53 se presenta la reducción de Pérdidas de Potencia que se darán en las Demandas Coincidentes y como consecuencia la reducción de Pérdidas de Potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Reducción de Pérdidas (kW)
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Monterrey	B3C1	10,1
	Pepepan	B3C2	0,8
	Pto. Quito	B3C3	11,3
	La Concordia	B3C4	2,0
	S/E		24,2
Demanda Media	Monterrey	B3C1	2,5
	Pepepan	B3C2	1,0
	Pto. Quito	B3C3	10,8
	La Concordia	B3C4	2,0
	S/E		16,4
Demanda Mínima	Monterrey	B3C1	-0,59
	Pepepan	B3C2	0,00
	Pto. Quito	B3C3	-0,10
	La Concordia	B3C4	0,71
	S/E		0,02

Cuadro No 4.53. Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #3.

4.2.5.5.3 Reducción de Pérdidas de Energía

En el cuadro 4.54 se reproducen y agrupan las pérdidas de energía calculadas antes, en el análisis de cada uno de los alimentadores.

Alimentador		Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
Nombre	Código	
Monterrey	B3C1	8.316,1
Pepepan	B3C2	2.000,2
Pto. Quito	B3C3	39.306,0
La Concordia	B3C4	70.96,8
S/E		56.719,1

Cuadro No 4.54. Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #3.

4.2.6 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN #4 “EL CARMEN”

Los Factores de Potencia para cada alimentador y para la Subestación, se presentan en el cuadro No 4.55.

	Alimentador		Factor de Potencia
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	N. Israel	B4C1	95,0%
	Maicito	B4C2	97,5%
	Bramadora	B4C3	99,0%
	Chone	B4C4	91,8%
	S/E		97,0%
Demanda Media	N. Israel	B4C1	81,3%
	Maicito	B4C2	81,3%
	Bramadora	B4C3	96,8%
	Chone	B4C4	80,7%
	S/E		92,6%
Demanda Mínima	N. Israel	B4C1	84,4%
	Maicito	B4C2	94,3%
	Bramadora	B4C3	99,4%
	Chone	B4C4	79,3%
	S/E		95,0%

Cuadro 4.55. Factor de Potencia actual de la S/E #4.

Como se puede apreciar es el alimentador “Chone” el que requiere medidas correctivas, para así lograr los resultados esperados sobre el Factor de Potencia.

A continuación se procede a la mejora en el alimentador con problemas de fp, para la respectiva solicitud de la carga.

4.2.6.1 Corrección del Factor de Potencia en el Alimentador Chone “B4C4”

4.2.6.1.1 Ubicación

Para realizar la corrección del factor de potencia de éste alimentador se ha considerado usar el banco de capacitores de 300 kvar ubicado en la Subestación #6 “Alluriquín”, pues el análisis a nivel de subtransmisión determinó que era favorable usar éste banco.

En el nodo EL CARMEN_S4C_48 se ubicó el banco de capacitores de 300 kvar, el mismo que se encuentra ubicado en la Vía Chone exactamente a unos 180 metros antes de llegar al monumento a Los Caídos. Este banco de capacitores trabajaría permanentemente.

4.2.6.1.2 Resultados de la Simulación

En el cuadro 4.56 se presentan los resultados de la corrida de flujo con la ubicación del banco de capacitores.

	Máx. Caída de Tensión		Pérdidas (kW)	fp	(% de la Cargabilidad)
	(%)	kV			
Demanda Máxima	0,69	13,70	4,19	0,99	9,50
Demanda Media	0,44	13,74	1,56	0,97	0,57
Demanda Mínima	0,25	13,77	0,67	1,00	0,00

Cuadro 4.56. Resultados de la simulación con la ubicación de capacitor en A/P B4C4.

4.2.6.1.3 Mejora del Factor de Potencia

En el cuadro 4.57 se presenta la mejora del factor de potencia para las tres demandas en estudio.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Factor de Potencia Estado Actual	0,918	0,807	0,793
Factor de Potencia con Ubicación de Capacitor	0,989	0,970	1,000

Cuadro 4.57. Resumen de la mejora del Factor de Potencia del A/P B4C4.

4.2.6.1.4 Beneficios por la Mejora del Factor de Potencia

A continuación se presentan los beneficios que se obtienen gracias a la mejora del Factor de Potencia con la instalación de los capacitores.

Reducción de Pérdidas de Demanda

En la figura No 4.16 se indican las curvas de demanda de pérdidas para la situación actual como las pérdidas con la corrección del Fp.

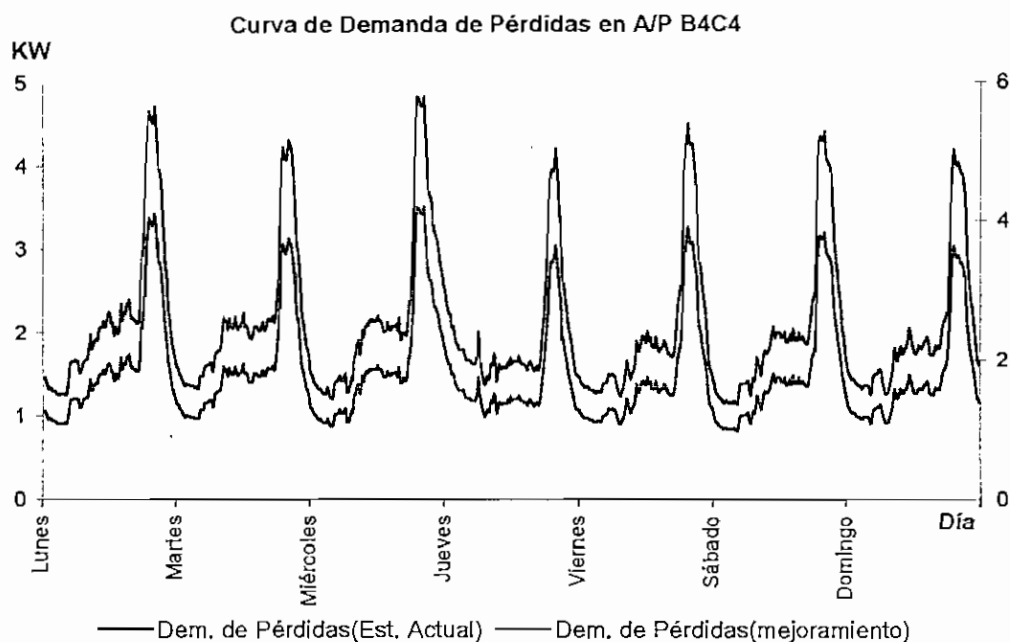


Figura 4.16. Curva de Demanda de Pérdidas del A/P B4C4.

En el cuadro No 4.58 se presenta la reducción de las pérdidas en el primario para las tres demandas.

	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Base
Pérdidas de Demanda (kW) Estado Actual	4,8	2,2	0,9
Pérdidas de Demanda (kW) con Corrección del fp	4,2	1,6	0,7
Reducción de Pérdidas (kW)	0,6	0,6	0,2

Cuadro No 4.58. Resumen sobre las Pérdidas en el A/P B4C4.

Reducción de Pérdidas de Energía

Con las curvas de demanda obtenidas de los medidores ubicados al inicio de los alimentadores se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes, para luego obtener el valor para un año.

Con la ubicación de éste capacitor se presentaría un ahorro de energía anual de **2162,5 kWh**, en el alimentador.

4.2.6.2 Consecuencias de la Corrección del Factor de Potencia del Alimentador “Chone” en la Subestación #4 “El Carmen”

Por las consideraciones señaladas antes, para la reducción de pérdidas en potencia se deben usar las demandas coincidentes con la demanda del sistema.

4.2.6.2.1 Factor de Potencia de la Subestación

En el cuadro 4.59 se presenta la Demanda Coincidente de Potencia Activa y Reactiva y le factor de potencia del alimentador y el factor de potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Demandas Coincidentes			fp
	Nombre	Código	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	
Demanda Máxima	Chone	B4C4	998,2	124,3	1006,0	99,2%
	S/E		6569,6	1335,9	6704,0	98,0%
Demanda Media	Chone	B4C4	638,6	101,0	646,6	98,8%
	S/E		3170,3	988,4	3320,8	95,5%
Demanda Mínima	Chone	B4C4	493,4	20,1	493,8	99,9%
	S/E		2863,5	643,3	2934,9	97,6%

Cuadro No 4.59. Demandas y Factor de potencia en la S/E #4.

4.2.6.2.2 Reducción de Pérdidas de Potencia

En el cuadro 4.60 se presenta la reducción de Pérdidas de Potencia que se dará en las Demanda Coincidente y como consecuencia la reducción de Pérdidas de Potencia que se presentará para la subestación.

	Alimentador		Reducción de Pérdidas (kW)
	Nombre	Código	
Demanda Máxima	Chone	B4C4	0,6
	S/E		<u>0,6</u>
Demanda Media	Chone	B4C4	0,7
	S/E		<u>0,7</u>
Demanda Mínima	Chone	B4C4	0,3
	S/E		<u>0,3</u>

Cuadro No 4.60. Reducción de Pérdidas de Potencia en la S/E #4.

4.2.6.2.3 Reducción de Pérdidas de Energía

En el cuadro 4.61 se indica la reducción de Pérdidas de Energía anual para la subestación debido al alimentador donde se aplicó la corrección del factor de potencia, la misma que se calculó antes.

Alimentador		Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
Nombre	Código	
Chone	B4C4	2.162,5
S/E		<u>2.162,5</u>

Cuadro No 4.61. Reducción de Pérdidas de Energía en la S/E #4.

4.2.7 ELEVACIÓN DEL VOLTAJE EN DEMANDA BASE

Considerando que al instalar bancos de capacitores en los alimentadores primarios se presenta una elevación del voltaje en el alimentador y que en demanda base ésta elevación puede llegar a ser considerable principalmente en el nodo en el que se instalaría el banco, se presenta a continuación una tabla en la que se destaca el porcentaje de elevación del voltaje en dicho nodo. Se debe mencionar que en la modelación de EMELSAD se asume que todos los alimentadores en su inicio parten con un voltaje igual al nominal (13,8 kV) puesto que no dispone de registros digitales del voltaje al inicio de los alimentadores.

Alimentador	Nodo	Volt. Existente (kV)	Volt. con Corrección (kV)	% de Elevación
Centro	QUITO-CALAZACON1	13,59	13,70	0,81%
Sur	6 DE NOV-CELI	13,42	13,61	1,42%
Monterrey	MONT INIC_S3M_5	13,69	13,80	0,80%
Pto. Quito	INDEPEND_S3P_30	13,53	13,74	1,55%
La Concordia	COP 10AGO_S3C_5	13,70	13,74	0,29%
Chone	EL CARMEN_S4C_48	13,76	13,78	0,15%

Tal como se puede apreciar el incremento de voltaje no es significativo, lo cual asegura que no se presentarán problemas por posibles sobrevoltajes en demanda base como consecuencia de la instalación de los bancos de capacitores.

4.3 COMENTARIOS DE LOS RESULTADOS

Al inyectar potencia reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores en los Alimentadores Primarios de Distribución se ha podido mejorar el Factor de Potencia al que operan y consecuentemente se ha mejorado el factor de potencia en las subestaciones a las que estos pertenecen, además se ha podido comprobar los beneficios que se presentan gracias a la instalación de los bancos de capacitores a nivel de distribución, tales como, la reducción de Pérdidas de Demanda, reducción de Pérdidas de Energía, reducción de caídas de voltaje y liberación de capacidad.

A Demanda Máxima del Sistema se ha logrado para los alimentadores en los que se aplicó la corrección del Factor de Potencia una reducción de **63,93 kW** en Pérdidas de Demanda. De igual forma se reducirán en **203.290 kWh-año** las Pérdidas de Energía, esto se puede apreciar de forma más detallada en el siguiente cuadro:

Alimentador		Factor de Potencia	Reducción de Pérdidas de Demanda (kW)	Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
Nombre	Código			
Centro	B1C1	0,990	9,3	39.343,1
Sur	B1C2	0,984	26,5	97.378,3
Circuito 5	B2C5	0,999	3,5	7.686,9
Monterrey	B3C1	0,998	10,1	8.316,1
Pepepan	B3C2	0,998	0,8	2.000,2
Pto. Quito	B3C3	0,996	11,3	39.306,0
La Concordia	B3C4	0,978	2,0	7.096,8
Chone	B4C4	0,992	0,6	2.162,5
TOTAL			63,93	203.289,9

Cuadro No 4.62. Resumen de los Beneficios Operativos en Distribución.

CAPÍTULO

V

PROPUESTA PARA MEJORAR EL
FACTOR DE POTENCIA

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta la propuesta para mejorar el factor de potencia en el Sistema Eléctrico de EMELSAD, incorporando la corrección en el sistema de distribución primario, es decir con mayores beneficios para la Empresa.

El estudio de la propuesta para la corrección del factor de potencia tiene como objetivo determinar los beneficios técnicos que se presentarán en el Sistema Eléctrico, en la siguiente forma:

“Mejora del factor de potencia en el nodo de interconexión, como resultado de la corrección del fp en los Alimentadores Primarios de Distribución”.

5.2 MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL NODO DE INTERCONEXIÓN COMO RESULTADO DE LA CORRECCIÓN EN DISTRIBUCIÓN

5.2.1 METODOLOGÍA

- A partir de los resultados obtenidos de la corrección del Factor de Potencia en los Alimentadores Primarios de Distribución se determinan los nuevos factores de potencia de las subestaciones.
- Con los nuevos factores de potencia de las subestaciones se determinan los valores de potencia activa y reactiva para cada una de ellas a demanda coincidente.
- En el programa PowerWorld se corre los flujos de potencia para poder realizar el análisis y determinar cómo las mejoras planteadas llegan hasta nivel de subtransmisión.

5.2.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA

A partir de los resultados de las simulaciones en el Sistema de Distribución se establecieron las nuevas cargas de las subestaciones del Sistema de Subtransmisión, re-ubicando varios de los capacitores que se encontraban en las subestaciones, se estableció la necesidad de cambiar los tap's de algunos transformadores de las subestaciones con la finalidad de mejorar el voltaje en el lado de 13,8 kV, todos estos pasos se detallan en el cuadro 5.1:

Subestación	Capacidad (kvar)	Control	Horario	Posic. Tap Actual	Posic. Tap Recomendada
Vía Quito	-			3	4
Vía Quevedo	-			2	3
La Concordia	300	RELOJ	11:00 a 22:00	2	4
El Carmen	600	FIJO		3	4
P. Pilar	600	FIJO		3	4
Alluriquín	-			3	3
V. Hermoso	-			2	5

Cuadro No 5.1. Posiciones de los tap's del Sistema de Subtransmisión.

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia se presentan en el ANEXO No 7, y como un resumen de los resultados, se puede mencionar lo siguiente.

5.2.2.1 Demanda Máxima

Para está condición se determinaron las nuevas cargas en las subestaciones y por consiguiente los nuevos factores de potencia a Demanda Máxima Coincidente, las cuales se presentan en el cuadro 5.2.

SUBESTACIÓN	MW	Mvar	MVA	fp
Vía Quito	10,9474	2,1006	11,1471	0,982
Vía Quevedo	8,797	0,200	8,7990	1,000
La Concordia	6,8096	0,7001	6,8455	0,995
El Carmen	6,570	1,336	6,7040	0,980
Patricia Pilar	2,984	0,993	3,1444	0,949
Alluriquín	1,447	0,453	1,5165	0,954
Valle Hermoso	4,528	1,520	4,7766	0,948
El Centenario	6,000	0,750	6,0467	0,992
La Cadena	3,500	0,370	3,5195	0,994
Petrocomercial	0,155	0,100	0,1843	0,840
TOTAL	51,7376	8,5215	52,4346	0,987

Cuadro No 5.2. Demanda Máxima Coincidente después de la corrección del fp en el sistema primario.

En esta condición todos los bancos de capacitores del sistema se encuentran en funcionamiento.

A continuación se presenta un listado de las subestaciones con sus respectivos bancos de capacitores conectados en las barras de 13.8 kV:

Subestación	Capacidad (kvar)
La Concordia	300
El Carmen	600
P. Pilar	600

Cuadro No 5.3. Capacitores que quedarían conectados en las barras de 13.8 kV a Demanda Máxima.

Con está condición se obtuvieron los siguientes resultados:

Number of Devices in Case		Case Totals	
Buses	23	Load	MW: 51,7 Mvar: 8,5
Generators	1	Generation	MW: 52,7 Mvar: 11,3
Loads	10	Shunts	MW: 0,0 Mvar: -1,5
Switched Shunts	5	Losses	MW: 1,01 Mvar: 4,27
Lines/Transformers	23	Slack Bus Number(s)	1
DC Lines	0	Case pathname	D:\TESIS\T EMELSAD\Alter Subtrans\Con Correc
Control Areas	1		
Zones	1		
Islands	1		
Interfaces	0		

Buttons:

Figura No 5.1. Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Máxima.

5.2.2.1.1 Factor de Potencia

En el cuadro No 5.4 se registra el factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			
P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	fp
52,742	11,346	53,95	0,978

Cuadro No 5.4. Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dmáx.

5.2.2.1.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%: Ninguna

Barras con voltajes inferiores al 3%: 3

Los Nodos con niveles de voltaje inferiores al límite permitido, se indican en el cuadro 5.5:

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B4	El Carmen	69	4,0%	66,26	-2,38
B3	La Concordia	69	5,7%	65,09	-3,15
B7	V. Hermoso	69	4,8%	65,69	-2,63

Cuadro No 5.5. Barras de 69 kV con voltaje inferior al 3%.

5.2.2.1.3 Pérdidas

El valor de las pérdidas resistivas de potencia en subtransmisión, a demanda máxima, como resultados de los flujos de potencia es **1,0073 MW**, que equivale al **1,91%** de la Demanda Máxima.

Las pérdidas de potencia en Líneas de Subtransmisión y Subestaciones se redujeron en **48,34 kW**.

Además de las pérdidas resistivas, se tiene pérdidas de reactivos inductivos de la red de **4,27 Mvar** como resultado de los flujos de potencia.

5.2.2.2 Demanda Media

Para esta condición se determinaron las nuevas cargas en las subestaciones y por consiguiente los nuevos factores de potencia a Demanda Media Coincidente, las cuales se presentan en el cuadro 5.6.

SUBESTACIÓN	MW	Mvar	MVA	fp
Vía Quito	8,111	2,049	8,3657	0,970
Vía Quevedo	4,744	0,716	4,7976	0,989
La Concordía	4,497	0,742	4,5583	0,987
El Carmén	3,170	0,988	3,3207	0,955
Patricia Pilar	2,302	1,119	2,5593	0,899
Alluriquín	0,988	0,450	1,0853	0,910
Valle Hermoso	3,738	1,516	4,0340	0,927
El Centenario	3,300	0,730	3,3798	0,976
La Cadena	1,500	0,400	1,5524	0,966
Petrocomercial	0,184	0,126	0,2227	0,825
TOTAL	32,534	8,836	33,712	0,965

Cuadro No 5.6. Demanda Media Coincidente después de la corrección del fp en el sistema primario.

En esta condición todos los bancos de capacitores del sistema se encuentran en funcionamiento.

A continuación se presenta las subestaciones con sus respectivos bancos de capacitores conectados en las barras de 13.8 kV:

Subestación	Capacidad (kvar)
La Concordia	300
El Carmen	600
P. Pilar	600

Cuadro No 5.7. Capacitores que quedarían conectados en las barras de 13.8 kV a demanda media.

Con esta condición se obtuvieron los siguientes resultados:

Number of Devices in Case		Case Totals	
		MW	Mvar
Buses	23	Load	32,5
Generators	1	Generation	33,0
Loads	10	Shunts	0,0
Switched Shunts	5	Losses	0,43
Lines/Transformers	23		1,79
DC Lines	0	Slack Bus Number(s) 1	
Control Areas	1	Case pathname	
Zones	1	D:\TESIS\T EMELSAD\Alter Subtrans\Con Correc	
Islands	1		
Interfaces	0		

OK Print ? Help

Figura No 5.2. Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Media.

5.2.2.2.1 Factor de Potencia

En el cuadro No 5.8 se registra el factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			
P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	fp
32,959	9,135	34,20	0,964

Cuadro No 5.8. Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dmedia.

5.2.2.2.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%:	Ninguna
Barras con voltajes inferiores al 3%:	1

El Nodo con nivel de voltaje inferior al límite permitido, se indica en el cuadro 5.9:

BARRA	Subestación	VOLTAJE NOMINAL (kV)	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	VOLTAJE (kV)	ÁNGULO
B3	La Concordia	69	3,3%	66,74	-1,98

Cuadro No 5.9. Barra de 69 kV con voltaje inferior al 3%.

5.2.2.3 Pérdidas

De los resultados de los flujos de potencia se estableció que el valor de las pérdidas resistivas de potencia en subtransmisión, a demanda media, es **0,4252 MW**, que equivale al **1,29%** de la demanda media del sistema.

Las pérdidas de potencia en Líneas de Subtransmisión y Subestaciones se redujeron en **31,5 kW**.

Además de las pérdidas resistivas, se tiene pérdidas de reactivos inductivos de la red de **1,79 Mvar**.

5.2.2.3 Demanda Base

Para esta condición se determinaron las nuevas cargas en las subestaciones y por consiguiente los nuevos factores de potencia a Demanda Base Coincidente, las cuales se presentan en el cuadro 5.10.

SUBESTACION	MW	Mvar	MVA	fp
Vía Quito	4,462	0,421	4,4821	0,996
Vía Quevedo	3,487	0,659	3,5483	0,983
La Concordia	2,914	0,020	2,9142	1,000
El Carmen	2,864	0,643	2,9349	0,976
Patricia Pilar	1,300	0,554	1,4129	0,920
Alluriquín	0,875	0,363	0,9474	0,924
Valle Hermoso	1,891	0,514	1,9598	0,965
El Centenario	2,400	0,120	2,4030	0,999
La Cadena	1,550	0,100	1,5532	0,998
Petrocomercial	0,119	0,097	0,1535	0,774
TOTAL	21,861	3,492	22,1383	0,987

Cuadro No 5.10. Demanda Base después de la Corrección del Fp en el Sistema Primario.

A continuación se presentan las subestaciones con sus respectivos bancos de capacitores conectados en las barras de 13.8 kV:

Subestación	Capacidad (kvar)
La Concordia	-
El Carmen	600
P. Pilar	600

Cuadro No 5.11. Capacitores que quedarían conectados en las barras de 13.8 kV a Demanda Base.

Con esta condición se obtuvieron los siguientes resultados:

Number of Devices in Case		Case Totals	
Buses	25	MW	Mvar
Generators	1	Load	21,9
Loads	11	Generation	22,0
Switched Shunts	8	Shunts	0,0
Lines/Transformers	25	Losses	0,17
DC Lines	0		
Control Areas	1	Slack Bus Number(s)	1
Zones	1	Case pathname	D:\TESIS\T EMELSAD\Alter Subtrans\Con Correc
Islands	2		
Interfaces	0		

Buttons: OK, Print, Help

Figura No 5.3. Extracto de los Resultados de la propuesta a Demanda Base.

5.2.2.3.1 Factor de Potencia

En el cuadro No 5.12 se registra el factor de potencia en el nodo de enlace entre el Sistema Eléctrico Santo Domingo y el SNI, de acuerdo a los resultados de los flujos de potencia del Sistema.

Punto de Entrega del SNI Barra de 69kV			
P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	fp
22,03	2,97	22,23	0,99

Cuadro No 5.12. Factor de Potencia de EMELSAD con la propuesta a Dbase.

5.2.2.3.2 Voltajes

Barras con voltajes superiores al 3%:	Ninguna
Barras con voltajes inferiores al 3%:	Ninguna

5.2.2.3.3 Pérdidas

El valor de las pérdidas resistivas de potencia en subtransmisión, a demanda base, como resultados de los flujos de potencia es **0,171 MW**, que equivale al **0,78%** de la demanda base.

Las pérdidas de potencia en Líneas de Subtransmisión y Subestaciones se redujeron en **5,2 kW**.

Además de las pérdidas resistivas, se tiene reactivos inductivos de la red de **0,711 Mvar** como resultado de los flujos de potencia.

5.2.3 BENEFICIOS EN LA SUBTRANSMISIÓN COMO RESULTADO DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN DISTRIBUCIÓN

Básicamente se presentan dos beneficios en el sistema de subtransmisión, estos son:

1. Beneficio por reducción de Pérdidas de Demanda
2. Beneficio por reducción de Pérdidas de Energía

5.2.3.1 Beneficio por reducción de Pérdidas de Demanda

Este beneficio se lo cuantifica en la reducción de las Pérdidas de Demanda a Demanda Máxima y este valor es de **48,34 kW**. Está reducción también implica un ahorro en inversión de capacidad en líneas y subestaciones.

5.2.3.2 Beneficio por reducción de Pérdidas de Energía

Mediante el uso de los registros de las lecturas del medidor del CENACE ubicado en el punto de entrega del SNI y usando las expresiones matemáticas que se encuentran en el APÉNDICE A se determinaron las Pérdidas de Energía para el mes de diciembre del 2003 y el ahorro de Pérdidas de Energía para el mismo mes.

Con la propuesta de re-ubicar algunos de los bancos de capacitores instalados en las subestaciones a otros lugares en los Alimentadores Primarios de Distribución se presentaría en la subtransmisión un ahorro de energía anual de **150.243,0 kWh**.

CAPÍTULO

VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

6.1 INTRODUCCIÓN

Todo proyecto o estudio de ingeniería requiere como parte fundamental para su ejecución la realización de una Evaluación Económica que será determinante a la hora de apoyar o no su realización.

Las Empresas Eléctricas de Distribución se deben manejar como un negocio y para ello tienen que ser más eficientes, reducir pérdidas y mejorar su servicio. Los proyectos que se presenten tienen que ser rentables para que reciban el apoyo de la administración para su ejecución.

La evaluación económica toma en cuenta los beneficios y costos de los proyectos desde el punto de vista de económico.

Después de realizar la corrección del Factor de Potencia y haber determinado los beneficios técnicos que se presentan a nivel de Distribución y de Subtransmisión, estos beneficios se deben evaluar desde el punto de vista económico, ya que, para que este proyecto sea atractivo y su ejecución tenga prioridad los beneficios derivados deberán exceder a los costos asociados al proyecto.

6.2 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

En este capítulo se usará en la evaluación de la propuesta la relación beneficio-costos. La relación beneficio-costos, como su nombre lo dice es la relación entre el valor a tiempo presente de los beneficios y el valor, de igual forma, a tiempo presente de inversiones, es decir, los costos.

Para que un proyecto sea favorable, la relación $\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} > 1$, entre mayor sea esta relación más prioridad tiene el proyecto.

6.2.1 RELACIÓN BENEFICIO – COSTO DE LA PROPUESTA

Los beneficios económicos para esta propuesta que corresponde a la corrección del factor de potencia en el sistema de distribución, son:

- I. Beneficio en el Factor de Potencia, es eliminar la penalización por Cargos por Reactivos, que la Empresa ahorrará, por mantener el factor de potencia en los límites establecidos.
- II. Beneficio por Reducción de la Energía de pérdidas (para los sistemas de Subtransmisión y Distribución), es la energía que la Empresa dejaría de comprar.
- III. Beneficio por Reducción de la Demanda de pérdidas (para los sistemas de Subtransmisión y Distribución).
- IV. Beneficio en la Inversión (para los sistemas de Subtransmisión y Distribución), es el dinero que la Empresa dejaría de invertir en el sistema para su ampliación.

Con excepción del beneficio de inversión que es actual, los demás beneficios serán traídos a valor presente por medio de la siguiente ecuación

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

Donde:

- VP = valor presente
 VA = valor anual
 n = vida útil del proyecto
 i = tasa de descuento

Se presenta un resumen de los beneficios técnicos que se presentan con la propuesta:

Cuadro 6.1. Resumen de los Beneficios Técnicos.

Sistema Eléctrico de Subtransmisión		Sistema Eléctrico de Distribución		TOTAL	
Reducción de Pérdidas en Demanda (kW)	Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)	Reducción de Pérdidas en Demanda (kW)	Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)	Reducción de Pérdidas en Demanda (kW)	Reducción de Pérdidas de Energía (kWh-año)
48,34	150.243,00	63,93	203.289,94	112,27	353.532,94

La reducción de pérdidas en Demanda que se logra en subtransmisión se presenta por el mejoramiento del Factor de Potencia de las Subestaciones en las que se aplicó la corrección en sus alimentadores.

Los costos de inversión para la propuesta son:

1. Mano de obra calificada para la Instalación del Equipo.
2. Imprevistos.
3. Costos por Suspensiones del Servicio.

Un presupuesto referencial para esta propuesta se señala en el cuadro 6.2, en el cual se presenta el detalle del costo de mano de obra, herramientas y equipos (camioneta) dentro de los Costos Directos y además los Costos Indirectos propios de todo el proyecto.

La información de los Sueldos Horario y Diario Real se tomaron del documento "Sueldos y Salarios del Personal de Operación y Mantenimiento Año 2004" facilitado por la Dirección Técnica de EMELSAD. Además se consideró que el tiempo estimado para la ejecución del proyecto será de 7 días.

El Costo por Suspensión de Servicio se determinó como la Energía que se dejaría de vender por la salida de servicio de las subestaciones en estudio al momento de

desinstalar los bancos de capacitores que se encuentran en ellas. Para realizar este cálculo se usaron las lecturas de los medidores de la subestaciones, para las subestaciones "La Concordia" y "Alluriquín" se determinó la energía en el período desde las 9:00 a.m. hasta las 12:30 p.m. en el día en que se produjo la Demanda Máxima del Sistema EMELSAD (11 de diciembre de 2003) y para el caso de la Subestación "Vía Quito" se consideró que la salida de la subestación se realizaría un día sábado (se tomó como referencia el sábado 20 de diciembre de 2003) por un período igual que en las otras dos subestaciones. Para evaluar económicamente el Costo por Suspensión de Servicio se usó el Precio Medio de Facturación de EMELSAD en el año 2003 señalado en el Capítulo II el cual fue de 0,1004 USD/kWh.

	Costo Horario Real incluido Alimentación (\$)	Salario Diario Real (\$)	Total (\$)
Jefe de Grupo	8,13	65,05	455,35
Chofer	6,70	53,61	375,27
Liniero 2	6,52	52,18	365,26
Liniero 1	4,00	31,97	223,79
Herramientas	0,06	12,17	85,18
Equipos (Camioneta \$18000)	5,34	42,72	299,04
TOTAL DE COSTOS DIRECTOS			1.803,89
COSTOS INDIRECTOS (48% DE C.D.)			865,87
Costo por Suspensión de Servicio			4.612,90
CÓSTOS TOTALES			7282,66

Cuadro No 6.2. Costos Totales asociados al proyecto.

Para la determinación de los beneficios económicos derivados de los beneficios técnicos se emplean los costos de energía y potencia, estos costos son proporcionados por el CENACE, mientras que el costo por ahorro en inversión para sistemas de Distribución y Subtransmisión se obtuvieron a partir del estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, "Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado" a partir del cual se decidió trabajar con valores conservadores con respecto a los valores determinados en dicho estudio, los mismos que se los presentan a continuación:

Cuadro No 6.3. Parámetros usados para evaluar los beneficios económicos.

Precio Promedio de Compra de la Energía (USD/kWh-AÑO)	0,0693
Cargo mensual de Demanda por Transmisión (USD/kW-MES)	3,15
Costo por ahorro en Inversión para Sistemas de Distribución (USD/kW)	500
Costo por ahorro en Inversión para Sistemas de Subtransmisión (USD/kW)	300

El beneficio por Factor de Potencia se ha considerado el valor de 20.685 USD/anual, por concepto de penalización a EMELSAD a Cargos por Reactivos (por no cumplir con el factor de potencia en Demanda Media), este valor se obtuvo de las facturas que entrega el CENACE a los Distribuidores.

El cuadro 6.4 presenta la relación beneficio-costos de la propuesta, se debe mencionar que la tasa de interés que se usó es de 12% valor empleado en evaluaciones internacionales de proyectos y además la evaluación del proyecto se la realizó a diez años.

	Ahorro Anual (\$)	V.P a 10 años (\$)
Beneficio por Fp	20.685,00	116.874,86
Beneficio en la inversión	46.467,60	46.467,60
Beneficio por reducción de Energía de Pérdidas	24.499,83	138.429,52
Beneficio por reducción de Demanda de Pérdidas	4.243,88	23.978,88
BENEFICIO TOTAL	95.896,31	325.750,86
Costos de Inversión Total		7.282,66
Beneficio/costo		44,73

Cuadro No 6.4. Relación Beneficio/Costo de la propuesta.

6.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

De los resultados obtenidos al realizar la evaluación económica por medio de la relación Beneficio/Costo se determina que ésta es de 44,73 con una tasa de interés del 12% y a 10 años. Lo cual nos indica que este proyecto debería ser apoyado en su pronta ejecución ya que inclusive en el primer año se presentan utilidades en el orden de USD. **88.613,65**.

Con la ejecución de este proyecto las Pérdidas Técnicas de Energía se reducirían en un monto equivalente a USD. 24.499,83 anuales lo que significa mejorar la eficiencia de operación de la Empresa.

Hay que mencionar que la alternativa de mantener los bancos de capacitores en las subestaciones, como hasta ahora, tan solo cumpliendo con el factor de potencia significa dejar de percibir los beneficios tanto técnicos como económicos que se demuestran con este estudio.

CAPÍTULO

VII

CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha cumplido con el principal objetivo de este proyecto, que consistía en mejorar el factor de potencia en el punto de entrega del SNI, cumpliendo con las regulaciones del CONELEC en las tres demandas establecidas, máxima, media y base.
- De igual forma se ha demostrado que resulta más conveniente desde los puntos de vista, técnico y económico realizar la corrección del factor de potencia en el Sistema Primario de Distribución ya que presenta mayores beneficios que realizarlo solamente al nivel de subtransmisión.
- Además de la corrección del factor de potencia, los bancos de capacitores instalados en el Sistema de Distribución para este estudio, presentan otros beneficios para la red, tales como, mejora de las condiciones de operación (reducción de carga en los conductores de los alimentadores, mejora del perfil de voltaje), liberación de capacidad en subestaciones, reducción de la Demanda de pérdidas, reducción de pérdidas de Energía, que significan beneficios económicos calculados en:

	Beneficio por reducción de Demanda de Pérdidas	Beneficio por reducción de Energía de Pérdidas	Beneficio en la Inversión	Beneficio por cumplir el Factor de Potencia
Beneficio en la Subtransmisión (USD)	1.827,33	10.411,84	14.502,60	20.685,00
Beneficio en Distribución (USD)	2.416,55	14.087,99	31.965,00	
Beneficio Anual (USD)	4.243,88	24.499,83	46.467,60	20.685,00
Beneficio Anual Total para EMELSA (USD)	95.896,31			

- Se demuestra en este estudio los beneficios que las Empresas Eléctricas pueden lograr con la incorporación de la ingeniería de distribución a sus actividades.
- Se recomienda, la adquisición e instalación de medidores de última generación en las subestaciones a la salida de los alimentadores primarios y en los totalizadores de cada subestación, con capacidad de registrar no solo los valores de demandas de 15 minutos de potencia activa y reactiva, si no

también, con capacidad de registrar voltajes trifásicos y monofásicos, con la finalidad de que la empresa pueda contar con registros de demandas de potencia activa y reactiva y voltajes por fase y trifásicas a lo largo de toda la curva de demanda de todas la subestaciones y alimentadores.

- En las S/E El Centenario #8 y La Cadena #9 se debe instalar, lo más pronto posible, medidores digitales de última generación para poder contar con lecturas que permitan realizar más adelante estudios con mayor certeza.
- De los resultados obtenidos en las corridas de flujo al nivel de subtransmisión en el estado actual y con la finalidad de mejorar los niveles de voltaje a la salida de los alimentadores se recomienda reubicar los taps de los transformadores de potencia a la posición 3 en la Subestación "Vía Quevedo", a la posición 4 en las Subestaciones "Vía Quito", "La Concordia" y "Patricia Pilar" y a la posición 5 en la Subestación "Valle Hermoso".
- Tal como los entes reguladores y de control exigen a las empresas eléctricas de distribución que cumplan con niveles de voltaje adecuados en las barras de sus sistemas de subtransmisión de igual forma se debería exigir un voltaje superior al nominal en Demanda Máxima en él o los puntos de entrega del SNI, ya que el nivel de voltaje en el punto de entrega está por debajo del voltaje nominal lo que afecta al sistema eléctrico de las empresas en todos sus niveles.
- A medida que la base de datos de la modelación del sistema de distribución va creciendo, se necesita que el computador tenga una mayor velocidad de procesamiento y más memoria RAM, por esto se recomienda que se use computadoras más rápidas y que dispongan de una memoria RAM mínimo de 1024 Mbytes.
- Las condiciones de análisis de la red mejorarán de una manera sustancial si se cuenta con la información por fase, tanto de la red, como en los registros de demanda de los alimentadores; por tanto, se recomienda mejorar cuanto antes dicha información.

APÉNDICE

A

FORMULACIÓN PARA EL CÁLCULO
DE BENEFICIOS CON LA MEJORA
DEL FACTOR DE POTENCIA

1.1 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DEMANDA

Para la determinación de la reducción de las pérdidas de demanda, se usa la expresión:

$$RD = P_{p_{actual}} - P_{p_{nueva}}$$

Donde

RD = Reducción de Demanda de pérdidas (kW)

$P_{p_{actual}}$ = Pérdidas de Potencia en situación actual (kW)

$P_{p_{nueva}}$ = Pérdidas de Potencia con la compensación reactiva (kW)

1.2 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN ENERGÍA

La reducción de las pérdidas de energía, es en base a las curvas de la demanda de pérdidas de cada primario.

La energía ahorrada puede ser calculada de la siguiente manera:

Se determina la demanda de pérdidas a lo largo de la curva de demanda de cada primario utilizando la expresión:

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{P-i} * \cos \theta_{max}}{D_{P-max} * \cos \theta_i} \right)^2 * D_{RL-max}$$

Donde:

D_{RL-i} = Demanda de pérdidas resistivas en el Primario (kW)

D_{P-i} = Demanda de potencia en el intervalo de demanda (kW)

D_{P-max} = Demanda máxima de potencia en el período de estudio (kW)

D_{RL-max} = Demanda máxima de pérdidas (kW)

Con la expresión anterior, obtenemos la curva de demanda de pérdidas tanto en la condición actual como para los primarios con el Fp corregido. Integrando estas curvas, da como resultado la energía de pérdidas del primario para ambos casos.

Y la energía ahorrada es,

$$E_a = P_{e_{\text{actual}}} - P_{e_{\text{nueva}}}$$

Donde:

E_a = Energía ahorrada (kWh)

$P_{e_{\text{actual}}}$ = Energía de pérdidas en condición actual (kWh)

$P_{e_{\text{nueva}}}$ = Energía de pérdidas con Fp mejorado (kWh)

BIBLIOGRAFÍA

1. ANALUISA, Romel & REALPE, Rommel, "Optimización del Sistema de 69kV de la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A. "EMELSAD"", Tesis, Escuela Politécnica Nacional, 2003.
2. CENACE, Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje, Factores de Potencia y Requerimientos de Potencia Reactiva en el SNI, Dirección de Planeamiento, Enero 2004.
3. CONELEC, Regulación CONELEC 004/02. TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA, 2002.
4. DEGARMO, Paúl, SULLIVAN, William, BONTADELLI, James y WICKS, Elín, Ingeniería Económica, Prentice-Hall, 10ª edición, México, 1997.
5. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Área de Concesión de EMELSAD, 2.003.
6. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Descripción del Sistema de Subtransmisión, Dirección Técnica, 2.004.
7. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Formularios del CONELEC 2003, Departamento de Planificación, 2.003.
8. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Listado de Bancos de Condensadores Instalados en EMELSAD. 2004.
9. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Registros de los Medidores de los Primarios 2.002 y 2.003, Departamento de Planificación, 2.003.
10. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Sueldos y Salarios del Personal de Operación y Mantenimiento Año 2004, Dirección Técnica, 2.004.
11. EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, Iluminando el Camino Hacia el Desarrollo, Revista, 2.001.

12. ENERGY COMPANY SYSTEMS, Manual del SPARD[®]mp DISTRIBUCIÓN. Agosto 2003.
13. MARTÍN, Mario & ORLANDO, Hector. "Pérdidas de Energía", CIER, Montevideo, 1991.
14. McGraw-Edison COMPANY, "Capacitor: ABC's of Capacitors Power-Factor Correction", Power System Group, R230-90-1, June 1976.
15. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA, Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado, Agosto, 1.993.
16. PEÑALOZA, Diego & YUCCHA Jorge, "Efectos en la Empresa Eléctrica Quito de los Requerimientos del CONELEC con Referencia al Factor de Potencia", Tesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito 2003.
17. POVEDA, Mentor. "A new Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads", IEEE, 1999.
18. PowerWorld CORPORATION, User's Guide. PowerWorld Simulator Version 8.0, 2.001.
19. VILLAVICENCIO, Patricio & CALLE, Ersson, "Optimización de la Operación de los alimentadores primarios de Distribución", Tesis, Escuela Politécnica Nacional, 2001
20. WESTINGHOUSE, Electric Company. "Distribution Systems: Engineering Reference Book", Volumen III, Pittsburgh, 1956.
21. WESTINGHOUSE, Electric Company. "Transmission Systems: Engineering Reference Book", Pittsburgh, 1956.

ANEXOS

ANEXO

I

ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELSAD

EMPRESA ELECTRICA SANTO DOMINGO S.A.

RED DE MEDIA TENSION A 13.8 KV

ESCALA 1:100.000



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

ÁREA DE CONCESIÓN
DE EMELSA

Escala : 1 : 636970

Fecha: Octubre - 2004

Plano: 1/1

ANEXO

II

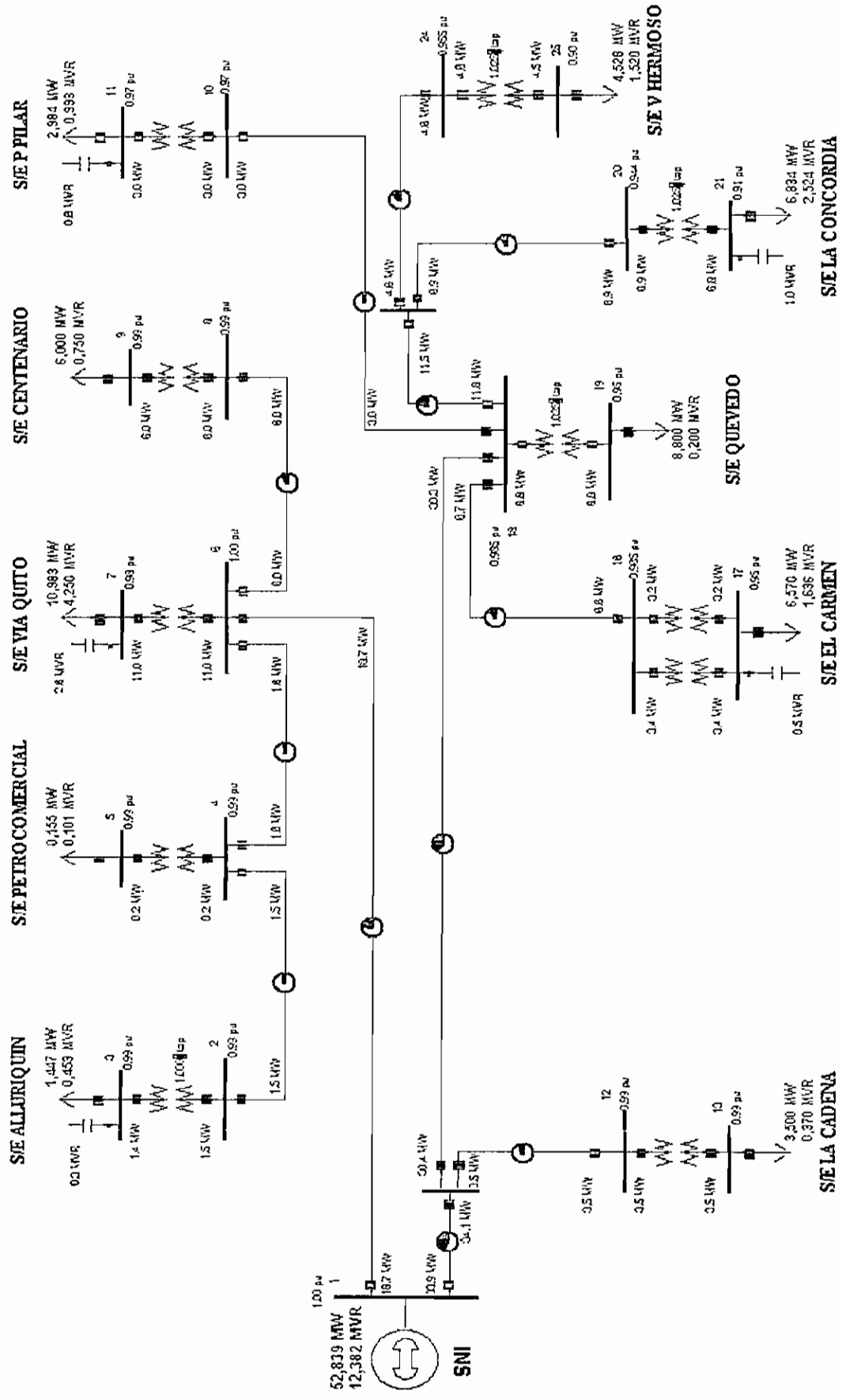
FLUJOS DE POTENCIA A ESTADO ACTUAL

ANEXO

2.1

FLUJOS DE POTENCIA A DEMANDA MÁXIMA

DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EMELSA



RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN DEMANDA MÁXIMA

							Cargab	V (pu)	Angle	Tap		
BUS	1	B-SNI	68,5	MW	MVAR	MVA	%	0,9928	0			1 1
GENERATOR 1				52,84	12,38	54,3						
TO	6	B1	1	18,71	3,85	19,1	24					
TO	26	BD1	1	34,13	8,53	35,2	44					
BUS	2	B6	67,99	MW	MVAR	MVA	%	0,9854	-0,51			1 1
TO	3	B6-1	1	1,45	0,18	1,5	59			1.0000TA		
TO	4	BPC	1	-1,45	-0,18	1,5	5					
BUS	3	B6-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9871	-1,37			1 1
LOAD 1				1,45	0,45	1,5						
SWITCHED SHUNT				0	0,29	0,3						
TO	2	B6	1	-1,45	-0,16	1,5	58			1.0000NT		
BUS	4	BPC	68,15	MW	MVAR	MVA	%	0,9877	-0,42			1 1
TO	2	B6	1	1,46	0,19	1,5	5					
TO	5	BPC-1	1	0,15	0,1	0,2	4			1.0000TA		
TO	6	B1	1	-1,61	-0,29	1,6	5					
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9933	-0,54			1 1
LOAD 1				0,16	0,1	0,2						
TO	4	BPC	1	-0,15	-0,1	0,2	4			1.0000NT		
BUS	6	B1	68,24	MW	MVAR	MVA	%	0,988971	-0,38			1 1
TO	1	B-SNI	1	-18,66	-3,71	19	24					
TO	4	BPC	1	1,61	0,29	1,6	5					
TO	7	B1-1	1	11,03	2,38	11,3	94			1.0000TA		
TO	8	B8	1	6,02	1,04	6,1	11					
BUS	7	B1-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9806	-3,99			1 1
LOAD 1				10,98	4,25	11,8						
SWITCHED SHUNT				0	2,6	2,6						
TO	6	B1	1	-10,98	-1,66	11,1	93			1.0000NT		
BUS	8	B8	68,11	MW	MVAR	MVA	%	0,9870	-0,47			1 1
TO	6	B1	1	-6,01	-1,03	6,1	11					
TO	9	B8-1	1	6,01	1,03	6,1	61			1.0000TA		
BUS	9	B8-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9851	-3,05			1 1
LOAD 1				6	0,75	6						
TO	8	B8	1	-6	-0,75	6	60			1.0000NT		
BUS	10	B5	66,76	MW	MVAR	MVA	%	0,9675	-1,88			1 1
TO	11	B5-1	1	2,99	0,55	3	61			1.0000TA		
TO	18	B2	1	-2,99	-0,55	3	6					
BUS	11	B5-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9655	-4,06			1 1
LOAD 1				2,98	0,99	3,1						
SWITCHED SHUNT				0	0,56	0,6						
TO	10	B5	1	-2,98	-0,43	3	60			1.0000NT		
BUS	12	B9	67,84	MW	MVAR	MVA	%	0,983159	-0,88			1 1
TO	13	B9-1	1	3,5	0,47	3,5	35			1.0000TA		
TO	26	BD1	1	-3,5	-0,47	3,5	6					

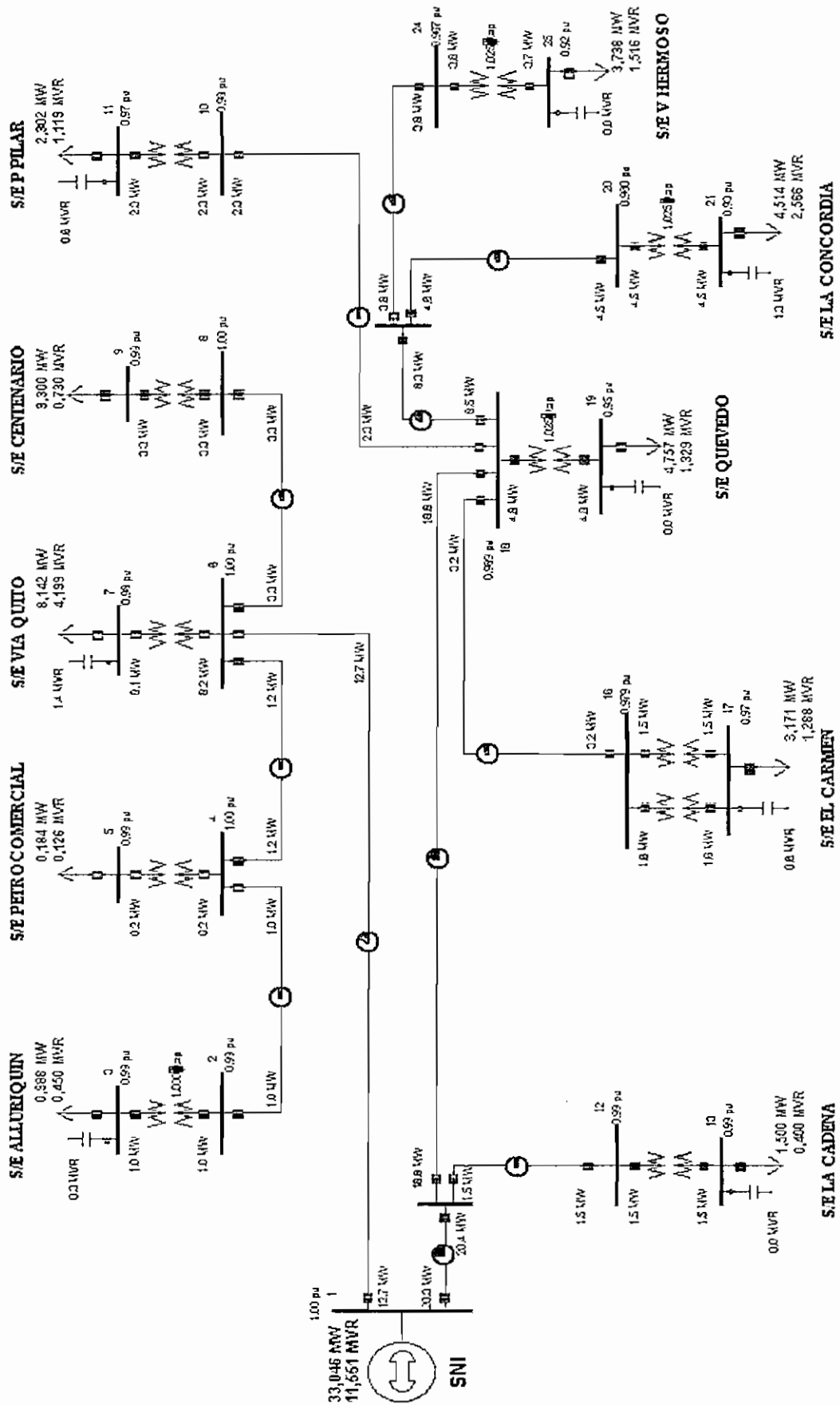
BUS	13	B9-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9857	-2,43	1	1
LOAD 1				3,5	0,37	3,5					
TO	12	B9	1	-3,5	-0,37	3,5	35			1.0000NT	
BUS	16	B4	66,09	MW	MVAR	MVA	%	0,957783	-2,31	1	1
TO	17	B4-1	1	3,43	0,74	3,5	70			1.0000TA	
TO	17	B4-1	2	3,17	0,66	3,2	65			1.0000TA	
TO	18	B2	1	-6,59	-1,4	6,7	12				
BUS	17	B4-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9531	-4,85	1	1
LOAD 1				6,57	1,64	6,8					
SWITCHED SHUNT				0	0,55	0,5					
TO	16	B4	1	-3,41	-0,58	3,5	69			1.0000NT	
TO	16	B4	2	-3,16	-0,51	3,2	64			1.0000NT	
BUS	18	B2	67,47	MW	MVAR	MVA	%	0,977783	-1,38	1	1
TO	10	B5	1	3,02	0,59	3,1	6				
TO	16	B4	1	6,71	1,54	6,9	13				
TO	19	B2-1	1	8,84	0,89	8,9	89			1.0250TA	
TO	26	BD1	1	-30,32	-7,16	31,2	39				
TO	27	BD2	1	11,76	4,14	12,5	23				
BUS	19	B2-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9522	-5,56	1	1
LOAD 1				8,8	0,2	8,8					
TO	18	B2	1	-8,8	-0,24	8,8	88			1.0250NT	
BUS	20	B3	64,68	MW	MVAR	MVA	%	0,937348	-2,93	1	1
TO	21	B3-1	1	6,86	1,86	7,1	71			1.0250TA	
TO	27	BD2	1	-6,86	-1,86	7,1	13				
BUS	21	B3-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9073	-5,5	1	1
LOAD 1				6,83	2,52	7,3					
SWITCHED SHUNT				0	0,99	1					
TO	20	B3	1	-6,83	-1,53	7	70			1.0250NT	
BUS	24	B7	65,39	MW	MVAR	MVA	%	0,94771	-2,48	1	1
TO	25	B7-1	1	4,55	1,86	4,9	98			1.0250TA	
TO	27	BD2	1	-4,55	-1,86	4,9	15				
BUS	25	B7-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,904	-6,18	1	1
LOAD 1				4,53	1,52	4,8					
TO	24	B7	1	-4,52	-1,51	4,8	95			1.0250NT	
BUS	26	BD1	67,84	MW	MVAR	MVA	%	0,983174	-0,88	1	1
TO	1	B-SNI	1	-33,93	-7,93	34,8	44				
TO	12	B9	1	3,5	0,47	3,5	6				
TO	18	B2	1	30,42	7,46	31,3	39				
BUS	27	BD2	65,40	MW	MVAR	MVA	%	0,94787	-2,48	1	1
TO	18	B2	1	-11,47	-3,8	12,1	22				
TO	20	B3	1	6,92	1,94	7,2	13				
TO	24	B7	1	4,55	1,86	4,9	15				

ANEXO

2.2

FLUJO DE POTENCIA A DEMANDA MEDIA

DEMANDA MEDIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EMELSAD



RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN DEMANDA MEDIA

BUS	1	B-SNI	69,2	MW	Mvar	MVA	%	1,002899	0		Tap	1 1
GENERATOR 1				33,05	11,55	35						
TO	6	B1	1	12,68	4,39	13,4	17					
TO	26	BD1	1	20,37	7,16	21,6	27					
BUS	2	B6	68,79	MW	Mvar	MVA	%	0,996957	-0,33			1 1
TO	3	B6-1	1	0,99	0,17	1	40			1.0000TA		
TO	4	BPC	1	-0,99	-0,17	1	3					
BUS	3	B6-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9899	-0,91			1 1
LOAD 1				0,99	0,45	1,1						
SWITCHED SHUNT				0	0,29	0,3						
TO	2	B6	1	-0,99	-0,16	1	40			1.0000NT		
BUS	4	BPC	68,91	MW	Mvar	MVA	%	0,998696	-0,27			1 1
TO	2	B6	1	0,99	0,17	1	3					
TO	5	BPC-1	1	0,18	0,13	0,2	4			1.0000TA		
TO	6	B1	1	-1,18	-0,29	1,2	4					
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9937	-0,42			1 1
LOAD 1				0,18	0,13	0,2						
TO	4	BPC	1	-0,18	-0,13	0,2	4			1.0000NT		
BUS	6	B1	68,97	MW	Mvar	MVA	%	0,999565	-0,24			1 1
TO	1	B-SNI	1	-12,65	-4,32	13,4	17					
TO	4	BPC	1	1,18	0,3	1,2	4					
TO	7	B1-1	1	8,17	3,21	8,8	73			1.0000TA		
TO	8	B8	1	3,31	0,82	3,4	6					
BUS	7	B1-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9767	-2,89			1 1
LOAD 1				8,14	4,2	9,2						
SWITCHED SHUNT				0	1,43	1,4						
TO	6	B1	1	-8,14	-2,77	8,6	72			1.0000NT		
BUS	8	B8	68,9	MW	Mvar	MVA	%	0,998551	-0,29			1 1
TO	6	B1	1	-3,3	-0,82	3,4	6					
TO	9	B8-1	1	3,3	0,82	3,4	34			1.0000TA		
BUS	9	B8-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9885	-1,69			1 1
LOAD 1				3,3	0,73	3,4						
TO	8	B8	1	-3,3	-0,73	3,4	34			1.0000NT		
BUS	10	B5	67,86	MW	Mvar	MVA	%	0,983478	-1,15			1 1
TO	11	B5-1	1	2,31	0,63	2,4	48			1.0000TA		
TO	18	B2	1	-2,31	-0,63	2,4	4					
BUS	11	B5-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9711	-2,8			1 1
LOAD 1				2,3	1,12	2,6						
SWITCHED SHUNT				0	0,57	0,6						
TO	10	B5	1	-2,3	-0,55	2,4	47			1.0000NT		
BUS	12	B9	68,73	MW	Mvar	MVA	%	0,996087	-0,5			1 1
TO	13	B9-1	1	1,5	0,42	1,6	16			1.0000TA		
TO	26	BD1	1	-1,5	-0,42	1,6	3					

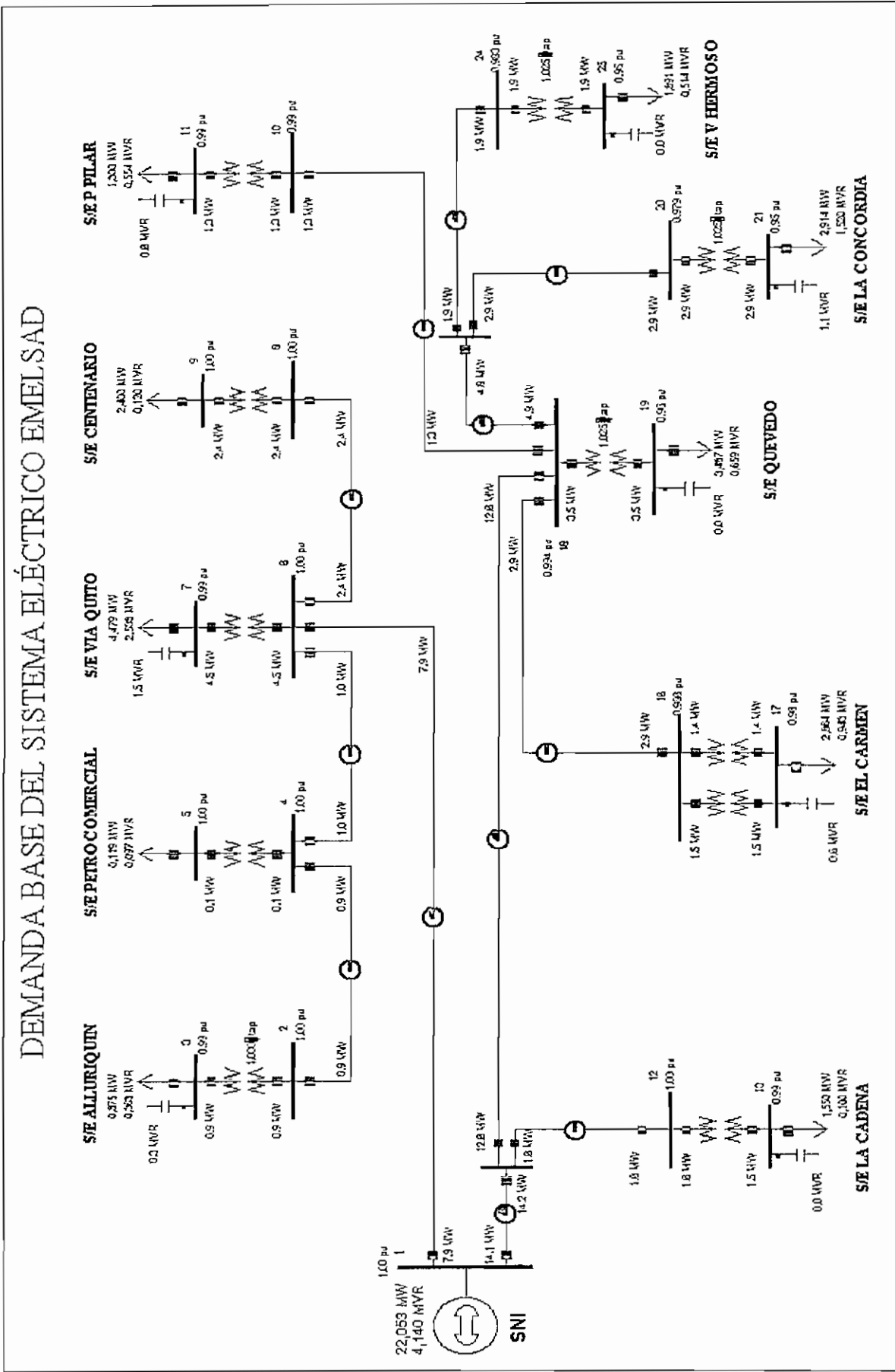
BUS	13	B9-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9894	-1,16	1	1
LOAD 1				1,5	0,4	1,6					
TO	12	B9	1	-1,5	-0,4	1,6	16			1.0000NT	
BUS	16	B4	67,77	MW	Mvar	MVA	%	0,982174	-1,22	1	1
TO	17	B4-1	1	1,65	0,42	1,7	34			1.0000TA	
TO	17	B4-1	2	1,53	0,37	1,6	31			1.0000TA	
TO	18	B2	1	-3,18	-0,79	3,3	6				
BUS	17	B4-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9729	-2,4	1	1
LOAD 1				3,17	1,29	3,4					
SWITCHED SHUNT				0	0,57	0,6					
TO	16	B4	1	-1,65	-0,38	1,7	34			1.0000NT	
TO	16	B4	2	-1,52	-0,34	1,6	31			1.0000NT	
BUS	18	B2	68,46	MW	Mvar	MVA	%	0,992174	-0,8	1	1
TO	10	B5	1	2,32	0,65	2,4	4				
TO	16	B4	1	3,2	0,82	3,3	6				
TO	19	B2-1	1	4,77	1,53	5	33			1.0250TA	
TO	26	BD1	1	-18,75	-6,39	19,8	25				
TO	27	BD2	1	8,46	3,39	9,1	17				
BUS	19	B2-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9515	-3,02	1	1
LOAD 1				4,76	1,33	4,9					
TO	18	B2	1	-4,76	-1,33	4,9	33			1.0250NT	
BUS	20	B3	66,4	MW	Mvar	MVA	%	0,962319	-1,81	1	1
TO	21	B3-1	1	4,52	1,42	4,7	47			1.0250TA	
TO	27	BD2	1	-4,52	-1,42	4,7	9				
BUS	21	B3-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9259	-3,44	1	1
LOAD 1				4,51	2,57	5,2					
SWITCHED SHUNT				0	1,29	1,3					
TO	20	B3	1	-4,51	-1,28	4,7	47			1.0250NT	
BUS	24	B7	66,89	MW	Mvar	MVA	%	0,9694	-1,54	1	1
TO	25	B7-1	1	3,75	1,75	4,1	83			1.0250TA	
TO	27	BD2	1	-3,75	-1,75	4,1	13				
BUS	25	B7-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9176	-4,49	1	1
LOAD 1				3,74	1,52	4					
TO	24	B7	1	-3,74	-1,51	4	81			1.0250NT	
BUS	26	BD1	68,73	MW	Mvar	MVA	%	0,996087	-0,5	1	1
TO	1	B-SNI	1	-20,29	-6,93	21,4	27				
TO	12	B9	1	1,5	0,42	1,6	3				
TO	18	B2	1	18,79	6,51	19,9	25				
BUS	27	BD2	66,9	MW	Mvar	MVA	%	0,969565	-1,53	1	1
TO	18	B2	1	-8,31	-3,21	8,9	16				
TO	20	B3	1	4,55	1,45	4,8	9				
TO	24	B7	1	3,76	1,75	4,1	13				

ANEXO

2.3

FLUJO DE POTENCIA A DEMANDA BASE

DEMANDA BASE DEL SISTEMA ELÉCTRICO EMELSAD



RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN DEMANDA BASE

								Cargab	V (pu)	Angle	Tap	
BUS	1	B-SNI	69,6	MW	MVAR	MVA	%	1,0087	0			1 1
GENERATOR	1			22,05	4,14	22,4						
TO	6	B1	1	7,9	1,55	8	10					
TO	26	BD1	1	14,16	2,59	14,4	18					
BUS	2	B6	69,34	MW	MVAR	MVA	%	1,0049	-0,24			1 1
TO	3	B6-1	1	0,88	0,08	0,9	35			1.0000TA		
TO	4	BPC	1	-0,88	-0,08	0,9	3					
BUS	3	B6-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9933	-0,76			1 1
LOAD 1				0,87	0,36	0,9						
SWITCHED SHUNT				0	0,3	0,3						
TO	2	B6	1	-0,87	-0,07	0,9	35			1.0000NT		
BUS	4	BPC	69,44	MW	MVAR	MVA	%	1,0064	-0,19			1 1
TO	2	B6	1	0,88	0,08	0,9	3					
TO	5	BPC-1	1	0,12	0,1	0,2	3			1.0000TA		
TO	6	B1	1	-1	-0,17	1	3					
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9961	-0,28			1 1
LOAD 1				0,12	0,1	0,2						
TO	4	BPC	1	-0,12	-0,1	0,2	3			1.0000NT		
BUS	6	B1	69,49	MW	MVAR	MVA	%	1,0071	-0,16			1 1
TO	1	B-SNI	1	-7,89	-1,53	8	10					
TO	4	BPC	1	1	0,17	1	3					
TO	7	B1-1	1	4,49	1,19	4,6	39			1.0000TA		
TO	8	B8	1	2,4	0,16	2,4	4					
BUS	7	B1-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9904	-1,6			1 1
LOAD 1				4,48	2,54	5,1						
SWITCHED SHUNT				0	1,47	1,5						
TO	6	B1	1	-4,48	-1,07	4,6	38			1.0000NT		
BUS	8	B8	69,44	MW	MVAR	MVA	%	1,0064	-0,2			1 1
TO	6	B1	1	-2,4	-0,16	2,4	4					
TO	9	B8-1	1	2,4	0,16	2,4	24			1.0000TA		
BUS	9	B8-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9957	-1,22			1 1
LOAD 1				2,4	0,12	2,4						
TO	8	B8	1	-2,4	-0,12	2,4	24			1.0000NT		
BUS	10	B5	68,96	MW	MVAR	MVA	%	0,9994	-0,83			1 1
TO	11	B5-1	1	1,3	-0,01	1,3	26			1.0000TA		
TO	18	B2	1	-1,3	0,01	1,3	2					
BUS	11	B5-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9899	-1,75			1 1
LOAD 1				1,3	0,55	1,4						
SWITCHED SHUNT				0	0,59	0,6						
TO	10	B5	1	-1,3	0,03	1,3	26			1.0000NT		
BUS	12	B9	69,35	MW	MVAR	MVA	%	1,0051	-0,37			1 1
TO	13	B9-1	1	1,55	0,12	1,6	16			1.0000TA		
TO	26	BD1	1	-1,55	-0,12	1,6	3					

BUS	13	B9-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,995	-1,05		1	1
LOAD 1				1,55	0,1	1,6						
TO	12	B9	1	-1,55	-0,1	1,6	16			1.0000NT		
BUS	16	B4	68,65	MW	MVAR	MVA	%	0,9949	-1		1	1
TO	17	B4-1	1	1,49	0,22	1,5	30			1.0000TA		
TO	17	B4-1	2	1,38	0,2	1,4	28			1.0000TA		
TO	18	B2	1	-2,87	-0,42	2,9	5					
BUS	17	B4-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9824	-2,05		1	1
LOAD 1				2,86	0,94	3						
SWITCHED SHUNT				0	0,58	0,6						
TO	16	B4	1	-1,49	-0,19	1,5	30			1.0000NT		
TO	16	B4	2	-1,38	-0,17	1,4	28			1.0000NT		
BUS	18	B2	69,21	MW	MVAR	MVA	%	1,003	-0,58		1	1
TO	10	B5	1	1,31	-0,01	1,3	2					
TO	16	B4	1	2,89	0,44	2,9	5					
TO	19	B2-1	1	3,49	0,76	3,6	36			1.0250TA		
TO	26	BD1	1	-12,56	-2,32	12,8	16					
TO	27	BD2	1	4,87	1,12	5	9					
BUS	19	B2-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9629	-2,19		1	1
LOAD 1				3,49	0,66	3,5						
TO	18	B2	1	-3,49	-0,66	3,5	35			1.0250NT		
BUS	20	B3	68,17	MW	MVAR	MVA	%	0,988	-1,28		1	1
TO	21	B3-1	1	2,92	0,49	3	30			1.0250TA		
TO	27	BD2	1	-2,92	-0,49	3	5					
BUS	21	B3-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9514	-2,29		1	1
LOAD 1				2,91	1,52	3,3						
SWITCHED SHUNT				0	1,09	1,1						
TO	20	B3	1	-2,91	-0,43	2,9	29			1.0250NT		
BUS	24	B7	68,43	MW	MVAR	MVA	%	0,9917	-1,08		1	1
TO	25	B7-1	1	1,9	0,57	2	40			1.0250TA		
TO	27	BD2	1	-1,9	-0,57	2	6					
BUS	25	B7-1	13,8	MW	MVAR	MVA	%	0,9504	-2,51		1	1
LOAD 1				1,89	0,51	2						
TO	24	B7	1	-1,89	-0,51	2	39			1.0250NT		
BUS	26	BD1	69,35	MW	MVAR	MVA	%	1,0051	-0,37		1	1
TO	1	B-SNI	1	-14,12	-2,49	14,3	18					
TO	12	B9	1	1,55	0,12	1,6	3					
TO	18	B2	1	12,57	2,37	12,8	16					
BUS	27	BD2	68,44	MW	MVAR	MVA	%	0,9919	-1,08		1	1
TO	18	B2	1	-4,82	-1,07	4,9	9					
TO	20	B3	1	2,93	0,5	3	5					
TO	24	B7	1	1,9	0,57	2	6					

ANEXO

III

DEMANDAS NO COINCIDENTES DE LOS A/P DE EMELSAD

S/E	Alimentador	Código	Dmáx No Coincidente en Dic 2003					Dmedia No Coincidente en Dic 2003					Dbase No Coincidente en Dic 2003				
			Fecha	Hora	Pmáx	Qmáx	fp	Fecha	Hora	P	Q	fp	Fecha	Hora	P	Q	fp
S/E # 1 VIA QUITO	CENTRO	B1C1	11/12/2003	19:00	3,780	1,484	0,931	22/12/2003	15:30	3,117	1,544	0,896	25/12/2003	07:00	1,488	0,880	0,861
	SUR	B1C2	11/12/2003	19:30	4,910	2,119	0,918	22/12/2003	16:30	3,298	1,944	0,861	15/12/2003	03:15	1,941	1,398	0,811
	MERCEDES	B1C3	12/12/2003	19:45	1,646	0,433	0,967	22/12/2003	10:30	1,450	0,723	0,895	07/12/2003	08:45	0,335	0,014	0,999
	QUITO	B1C4	02/12/2003	20:00	0,726	0,277	0,934	10/12/2003	12:45	0,402	0,278	0,823	10/12/2003	09:45	0,258	0,152	0,862
S/E # 2 VIA QUEVEDO	CIRCUITO 1	B2C1	31/12/2003	20:00	2,521	0,025	1,000	22/12/2003	07:00	1,111	0,295	0,967	25/12/2003	08:00	1,009	0,254	0,970
	CIRCUITO 2	B2C2	28/01/2003	19:45	0,372	0,130	0,944	05/02/2003	14:45	0,178	0,131	0,805	05/02/2003	06:45	0,134	0,115	0,759
	CIRCUITO 3	B2C3	03/01/2003	20:00	1,200	0,500	0,923	05/02/2003	14:45	1,035	0,285	0,964	05/02/2003	06:45	0,991	0,139	0,990
	CIRCUITO 4	B2C4	02/12/2003	20:15	2,141	0,065	1,000	18/12/2003	09:15	0,996	0,293	0,959	25/12/2003	07:15	0,780	0,247	0,954
	CIRCUITO 5	B2C5	11/12/2003	19:30	3,665	0,082	1,000	18/12/2003	15:45	1,889	1,528	0,777	07/12/2003	06:45	1,349	0,153	0,994
S/E # 3 LA CONCORDIA	VILLEGAS	B3C1	27/12/2003	19:30	0,985	0,435	0,915	12/12/2003	11:15	0,757	0,472	0,848	15/12/2003	09:30	0,222	0,164	0,805
	PEPEPAN	B3C2	06/12/2003	19:30	0,909	0,405	0,914	06/12/2003	13:30	0,714	0,478	0,831	20/12/2003	07:15	0,206	0,107	0,888
	P QUITO	B3C3	19/12/2003	19:15	4,283	1,441	0,948	19/12/2003	16:00	2,653	1,295	0,899	02/12/2003	02:45	1,301	0,635	0,899
	CONCORDIA	B3C4	30/12/2003	19:45	1,423	0,676	0,903	30/12/2003	15:15	0,891	0,679	0,795	04/12/2003	14:15	0,551	0,392	0,814
S/E # 4 EL CARMEN	N. ISRAEL	B4C1	31/12/2003	20:00	1,005	0,338	0,948	20/12/2003	16:00	0,481	0,330	0,813	03/12/2003	15:30	0,190	0,123	0,838
	MAICITO	B4C2	31/12/2003	20:00	2,258	0,523	0,974	02/12/2003	15:30	0,957	0,693	0,810	15/12/2003	09:30	0,715	0,255	0,942
	BRAMADORA	B4C3	31/12/2003	20:00	2,603	0,370	0,990	11/12/2003	16:15	1,214	0,325	0,966	01/12/2003	03:00	0,956	0,108	0,994
	CHONE	B4C4	24/12/2003	19:30	1,054	0,456	0,918	24/12/2003	16:00	0,621	0,456	0,806	05/12/2003	04:45	0,387	0,295	0,795
S/E # 5 P PILAR	P PILAR	B5C1	27/12/2003	19:30	0,592	0,194	0,950	04/12/2003	15:45	0,355	0,239	0,829	11/12/2003	08:30	0,230	0,136	0,860
	LA 14	B5C2	19/12/2003	20:00	1,263	0,413	0,951	27/12/2003	11:15	0,816	0,470	0,867	11/12/2003	03:45	0,491	0,278	0,870
	L AMERICA	B5C3	12/12/2003	11:15	1,497	0,549	0,939	08/12/2003	14:00	1,237	0,576	0,907	01/12/2003	02:30	0,537	0,185	0,945
S/E # 6 ALLURIQUIN	TANDAPI	B6C1	04/12/2003	19:15	1,093	0,367	0,948	02/12/2003	16:30	0,550	0,338	0,852	11/12/2003	09:30	0,447	0,256	0,868
	CHIGUILPE	B6C2	22/12/2003	14:15	0,516	0,174	0,947	04/12/2003	14:15	0,496	0,180	0,940	01/12/2003	03:00	0,269	0,059	0,977
S/E # 7 V HERMOSO	EPACEM**	B7C1	02/12/2003	19:30	1,009	0,286	0,962	14/12/2003	07:00	0,388	0,589	0,550	01/12/2003	07:00	0,488	0,483	0,711
	C COLON**	B7C2	17/12/2003	20:30	3,674	1,419	0,933	22/12/2003	15:15	3,321	1,830	0,876	01/12/2003	04:15	2,200	0,743	0,947
S/E # 8 CENTENARIO	QUININDE*	B8C1	11/12/2003	19:30	2,300	0,100	0,999	11/12/2003	14:45	1,400	0,100	0,997	07/12/2003	08:00	1,100	0,020	1,000
	J EULOGIO*	B8C2	11/12/2003	19:30	3,700	1,500	0,927	11/12/2003	14:45	1,900	1,300	0,825	07/12/2003	08:00	1,600	1,000	0,848
S/E # 9 LA CADENA	STA MARTHA*	B9C1	11/12/2003	19:30	2,000	0,500	0,970	11/12/2003	14:45	0,700	0,200	0,962	05/02/2003	06:45	0,800	0,200	0,970
	R VERDE*	B9C2	11/12/2003	19:30	1,500	0,500	0,949	11/12/2003	14:45	0,900	0,200	0,976	05/02/2003	06:45	1,000	0,100	0,995

* Estos alimentadores no cuentan con medidores digitales solo se cuentan con la lecturas tomadas por los operadores de las subestaciones

** La suma de las lecturas de los medidores de los alimentadores no es igual a la lectura registrada por el medidor general de la subestación

ANEXO

IV

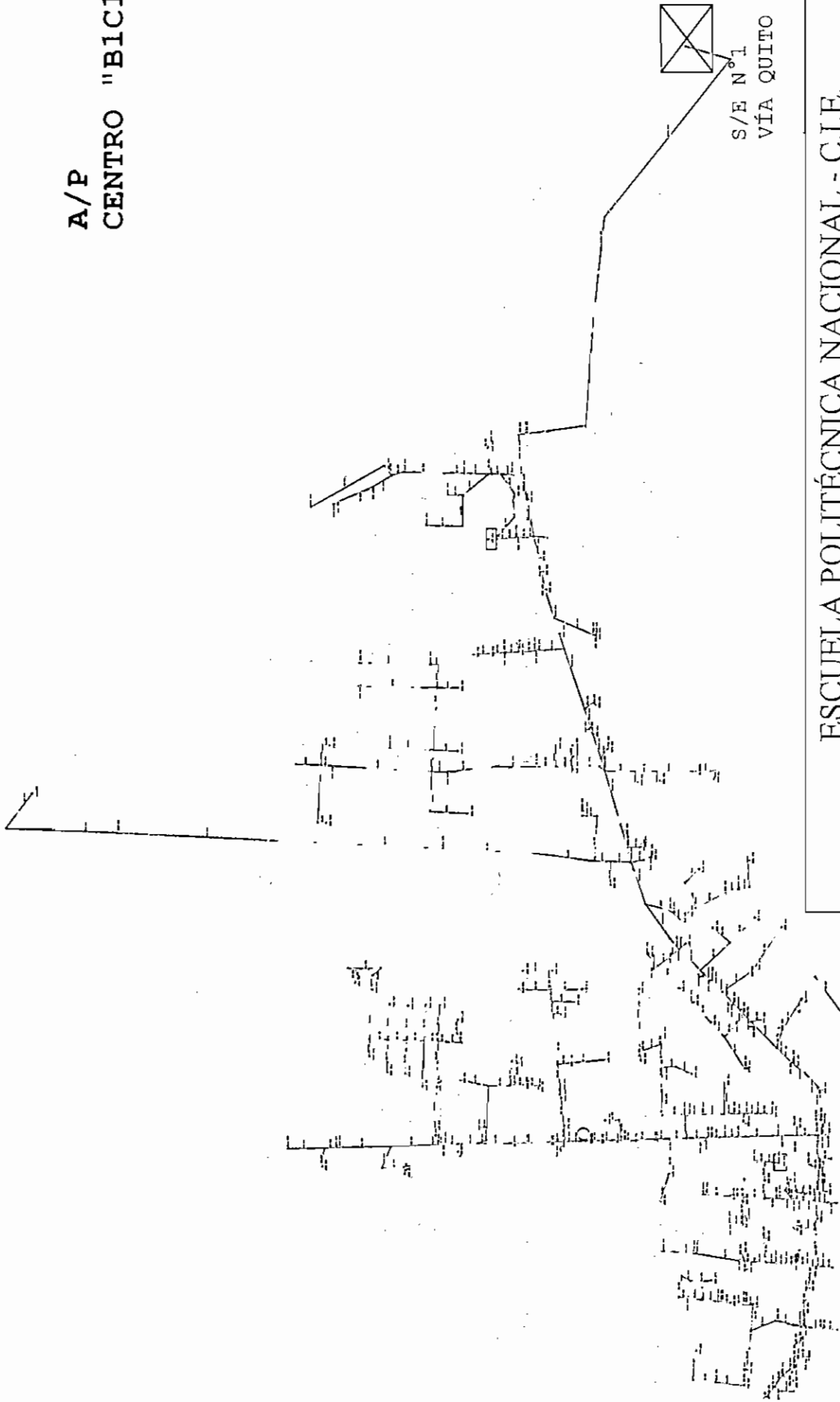
PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE EMELSAD

ANEXO

4.1

PLANOS GEOGRÁFICOS
DE LOS A/P DE LA S/E # 1

**A/P
CENTRO "B1C1"**



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

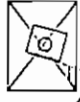
Escala : 1 : 16813,25

Fecha: Octubre - 2004

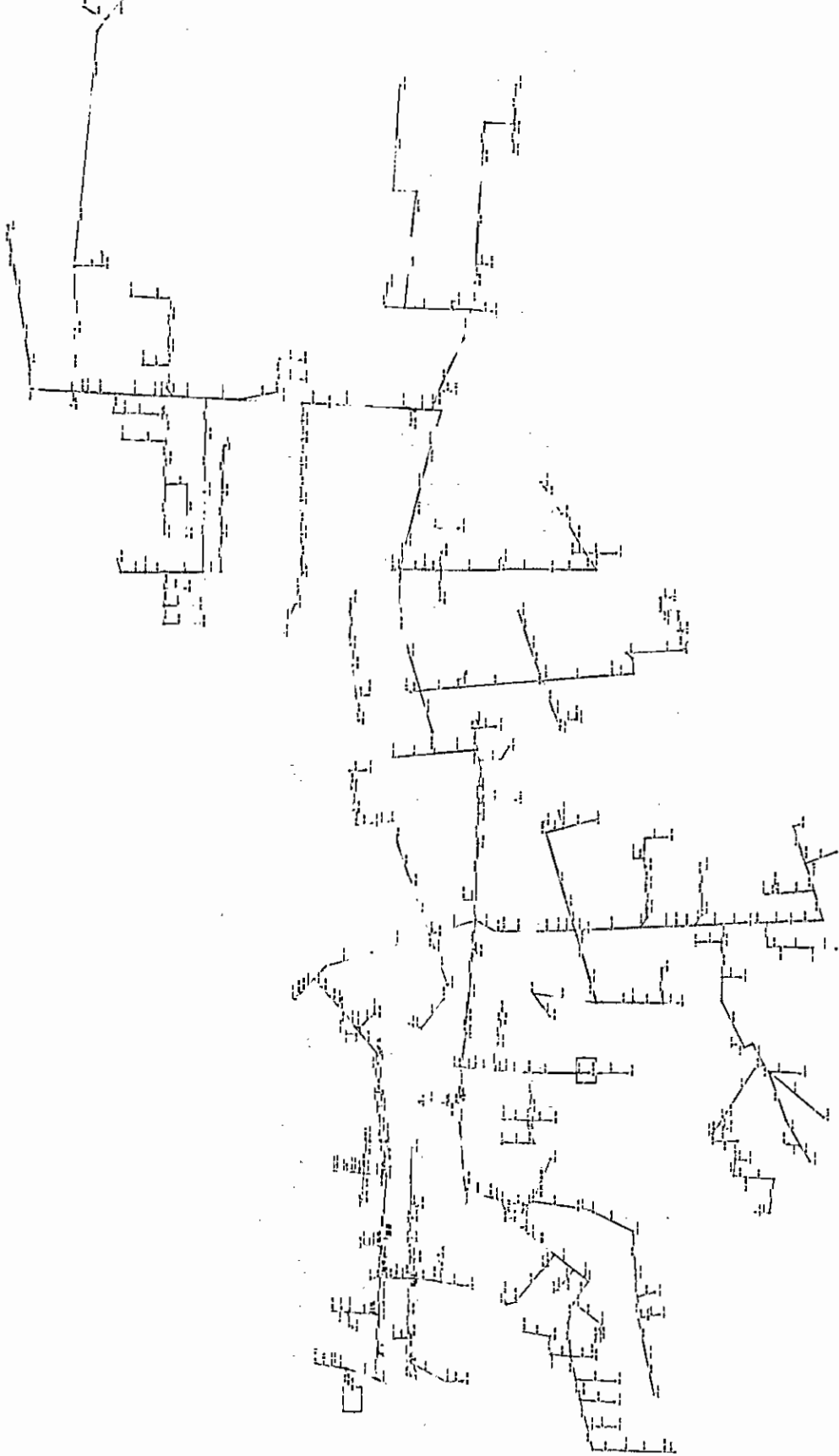
Plano: 1

**PLANO GEOGRÁFICO
DEL A/P "CENTRO"**

A/P
SUR "B1C2"



S/E N°1
VÍA QUITO



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

Escala : 1 : 16189

Fecha: Octubre - 2004

Plano: 1

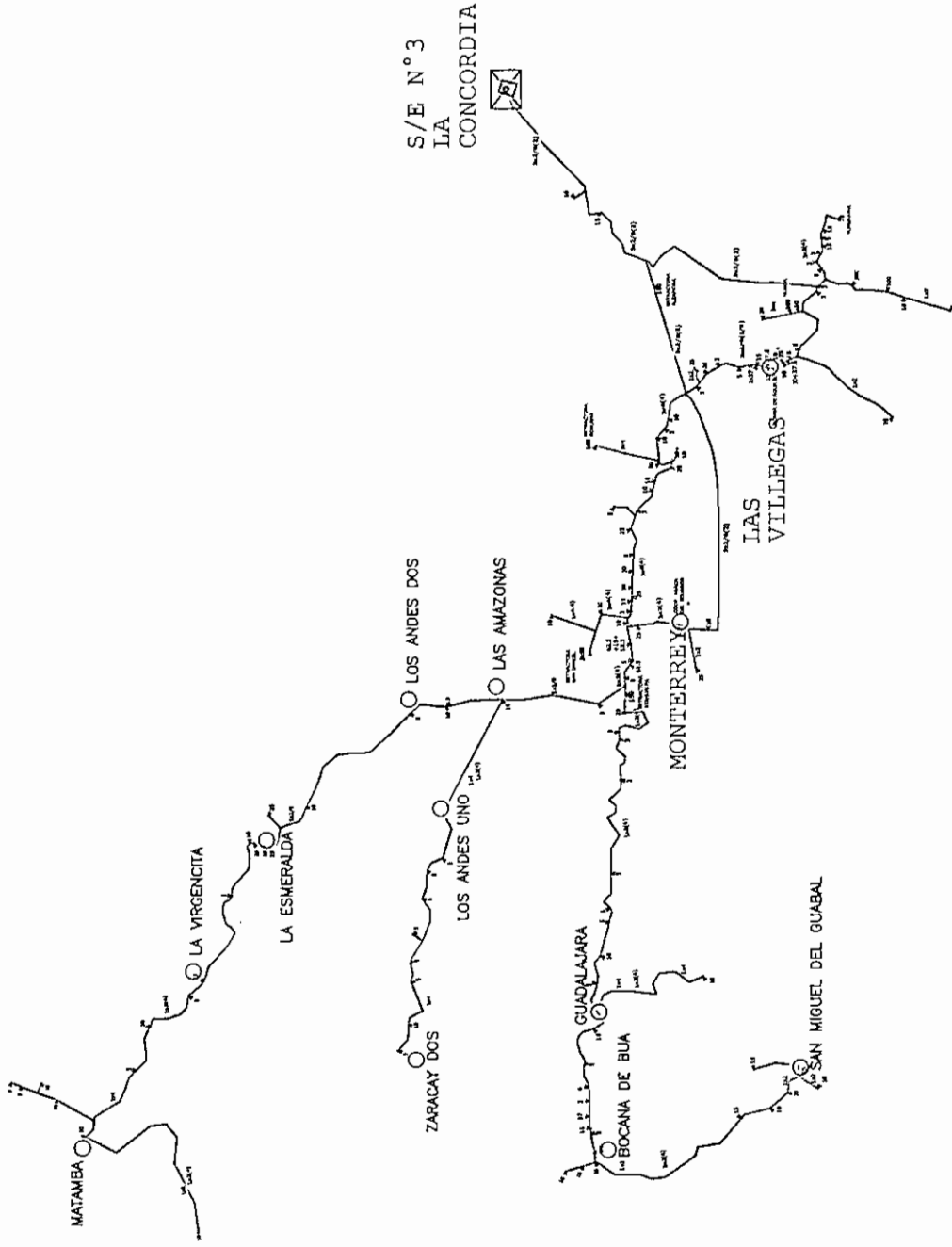
PLANO GEOGRÁFICO
DEL A/P "SUR"

ANEXO

4.2

PLANOS GEOGRÁFICOS DE LOS A/P DE LA S/E #2

**A/P
MONTERREY
"B3C1"**



S/E N° 3
LA
CONCORDIA

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazniño

Director : Ing. Mentor Poveda

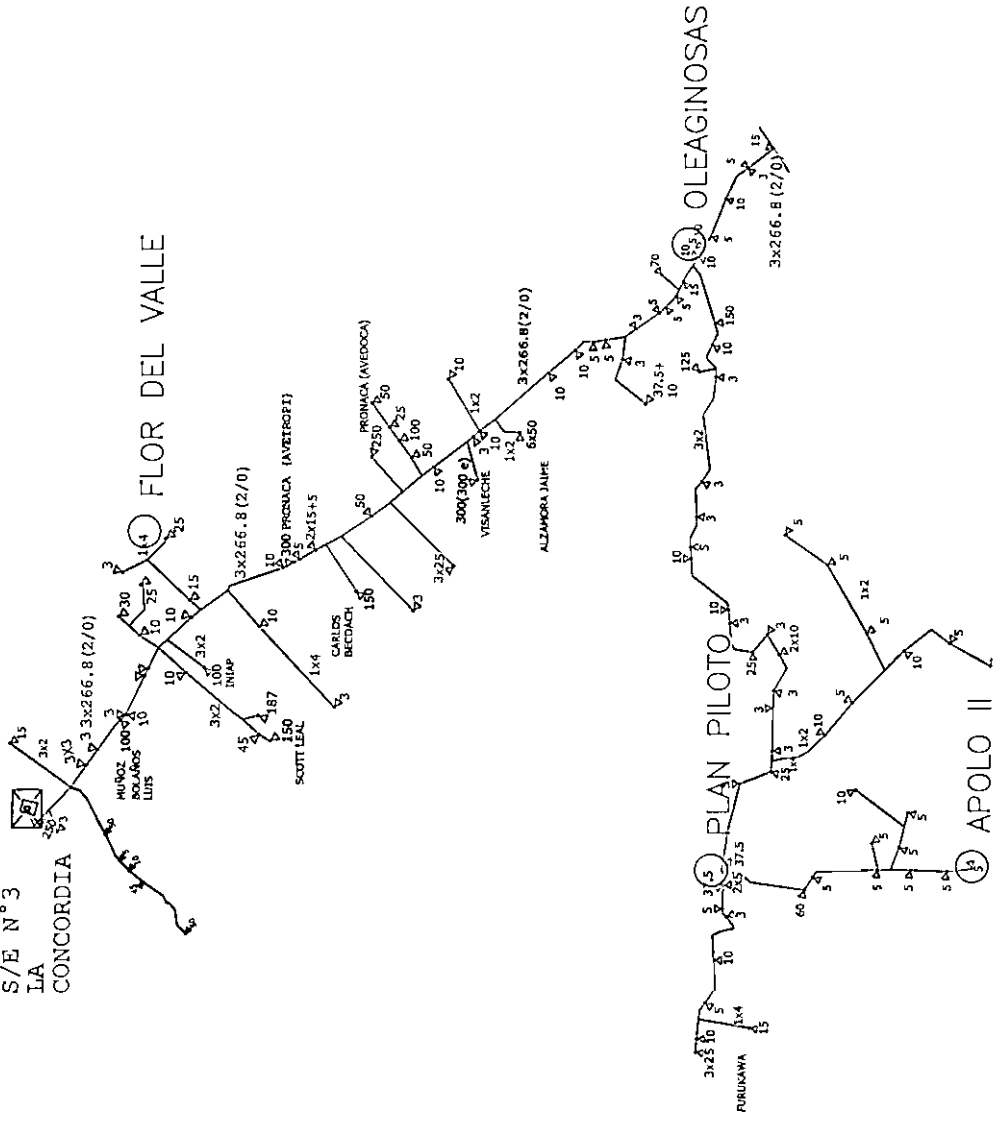
**PLANO GEOGRÁFICO
DEL A/P "MONTERREY"**

Escala : 1 : 151450,7

Fecha: Septiembre - 2004

Plano: 1

S/E N°3
LA
CONCORDIA



A/P
PEPEPAN "B3C2"

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

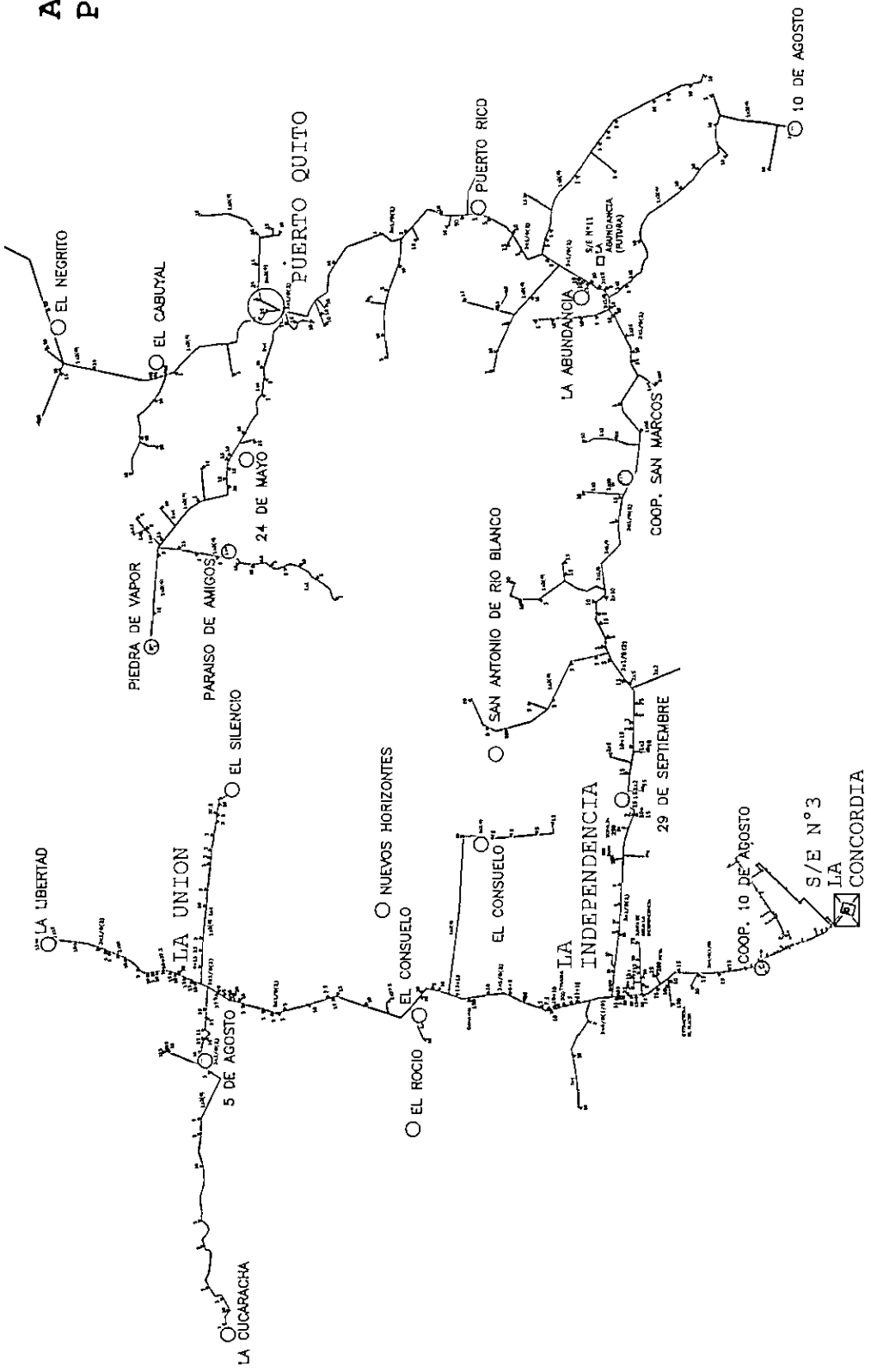
PLANO GEOGRÁFICO
DEL A/P "PEPEPAN"

Escala : 1 : 76923,1

Fecha: Octubre - 2004

Plano: 1

A/P
 PUERTO QUITO
 "B3C3"



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

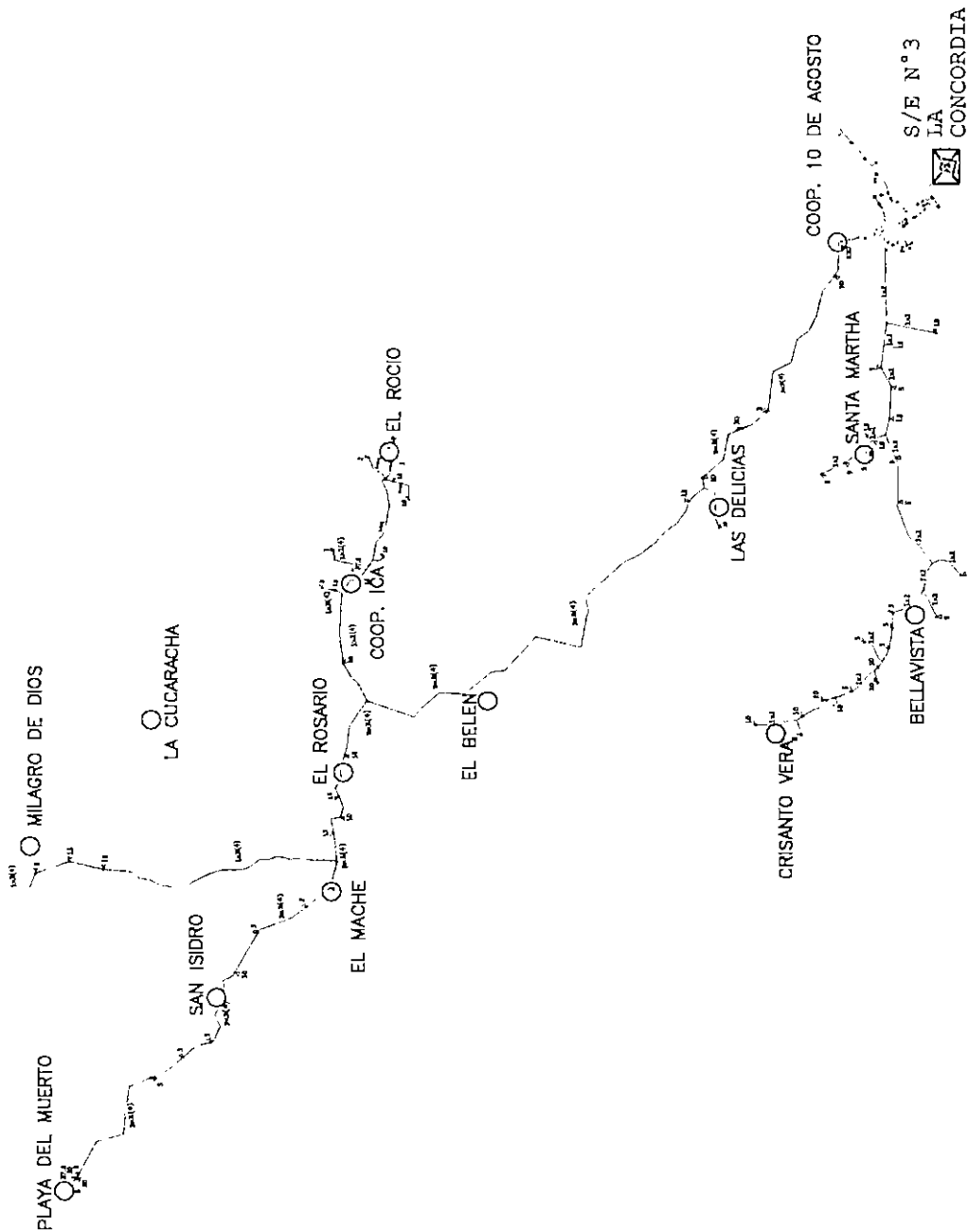
PLANO GEOGRÁFICO
 DEL A/P "PTO. QUITO"

Escala : 1 : 148088

Fecha: Octubre - 2004

Plano: 1

A/P
 Concordia
 "B3C4"



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación

Rodrigo Froilán Sola Pazmiño

Director : Ing. Mentor Poveda

Escala : 1 : 127043,6

Fecha: Octubre - 2004

Plano: 1

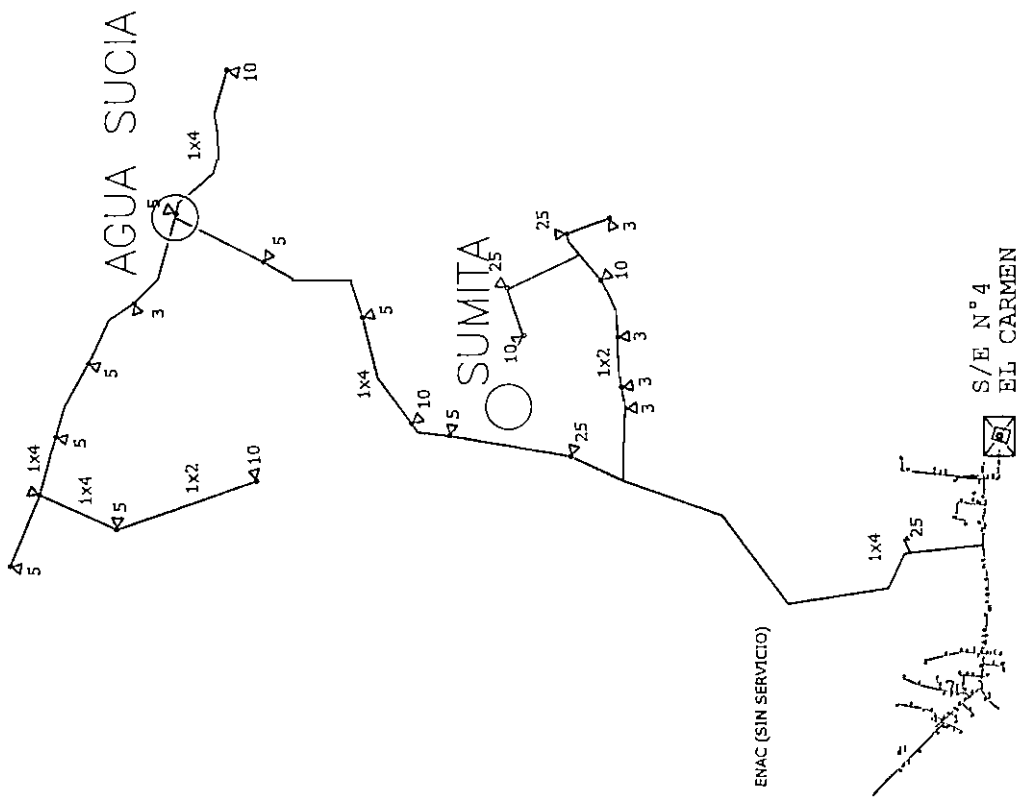
PLANO GEOGRÁFICO
 DEL A/P "CONCORDIA"

ANEXO

4.4

PLANOS GEOGRÁFICOS
DE LOS A/P DE LA S/E # 4

A/P
CHONE "B4C4"



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - C.I.E.

Proyecto de Titulación	<p>PLANO GEOGRÁFICO DEL A/P "CHONE"</p>	Escala : 1 : 54500
Rodrigo Froilán Sola Pazmaño		Fecha: Septiembre - 2004
Director : Ing. Mentor Poveda		Plano: 1

ANEXO

V

FLUJOS DE CARGA A DEMANDA MÁXIMA EN LOS A/P DE EMELSAD (SITUACIÓN EXISTENTE)

ANEXO

5.1

FLUJOS DE CARGA
EN LOS A/P DE LA S/E # 1

Flujo de Carga del A/P Centro "B1C1" a Demanda Máxima

BALANCED LOAD FLOW :EMELSD

Feeder : A/P Centro [B1C1] a Demanda Máxima

Date : 04/06/04

Time : 11:02:13

Parameters :

Power Factor	Load Factor	Loss Factor	Demand Factor
0,93	0,64	0,44	1

General Information:

Total Power Sending	3773,51 (kW)
Total Power Sending	1474,41 (kVAr)
Number of Transforme	296
Total kVA Installed	10788 (kVA)
Load in Feeder	3672,1 (kW)
Load in Feeder	1340,3 (kVAr)
Energy Losses	32344,2 (kWh)
Power Loss	101,41 (kW)
Power Loss	134,11 (kVAr)
Max Voltage Drop	4,45 (%)
Max Regulation	4,65 (%)
Current in Feeder	169,5 (A)
Total Length	24,8236 (km)
Max Length	6,0536 (km)

NODO		Fases	Longt. (m)	Conductor	Carga en el nodo			Carga en la sección			Voltaje	
Inicio	Final				(%)	kW	kvar	kW	kvar	(Amp)	teo (%)	kV
FEDB1C1	INICIO	ABC	29	266.0 ACBR	36,85	0	0	3772,6	1473,2	169,5	0,03	13,8
INICIO	CHIGUILPE	ABC	143,9	266.0 ACBR	36,85	0	0	3768,4	1467,0	169,5	0,18	13,77
CHIGUILPE	MONTUBIOS INICIO	ABC	609,3	266.0 ACBR	36,85	0	0	3750,4	1441,0	169,5	0,84	13,69
MONTUBIOS INICIO	LOS CEIBOS	ABC	310,8	266.0 ACBR	36,85	0	0	3741,2	1427,8	169,5	1,17	13,64
LOS CEIBOS	ANTURIS-NOMA	ABC	324,3	266.0 ACBR	36,85	0	0	3731,6	1414,0	169,5	1,52	13,59
ANTURIS-NOMA	QUITO-NOMA	ABC	200,8	266.0 ACBR	36,85	3,4	1,5	3725,7	1405,4	169,5	1,74	13,56
QUITO-NOMA	QUITO-COSMOS	ABC	122	266.0 ACBR	36,81	0	0	3718,7	1398,7	169,3	1,88	13,55
QUITO-COSMOS	COSMOS-ZURICH	ABC	39	4 ACBR	3,77	8,3	3,8	113,1	50,5	5,3	1,88	13,55
QUITO-BATURNO	QUITO-BATURNO	ABC	74	266.0 ACBR	35,67	8,5	3,8	3603,5	1345,2	164,1	1,95	13,54
COSMOS-JUPITER	QUITO-LEGIA	ABC	30	4 ACBR	3,49	0	0	104,6	46,7	4,9	1,88	13,54
COSMOS-JUPITER	COSMOS-BUCAREST	ABC	113,5	266.0 ACBR	35,58	0	0	3591,9	1336,9	163,7	2,07	13,52
COSMOS-BUCAREST	JUPITER-BATURNO	ABC	28	4 ACBR	3,2	0	0	96,1	42,9	4,5	1,89	13,54
JUPITER-BATURNO	LEGIA-QUITO	C	69,2	4 ACBR	0,28	5,1	2,3	8,3	3,8	0,4	1,88	13,54
LEGIA-QUITO	QUITO-MATERNIDAD	ABC	18,1	2 ACBR	1,55	0	0	59,5	26,6	2,8	2,07	13,52
QUITO-MATERNIDAD	BUCAREST	ABC	67,5	266.0 ACBR	34,98	10,2	4,6	3530,6	1307,7	160,9	2,14	13,51
BUCAREST	BUCAREST	ABC	79,8	4 ACBR	1,39	3,4	1,5	41,7	18,6	2,0	1,89	13,54
COSMOS-BUCAREST	COSMOS-MARTE	ABC	9	2 ACBR	1,41	0	0	54,4	24,3	2,5	1,89	13,54
COSMOS-BUCAREST	JUPITER-BATURNO	C	74	4 ACBR	0,11	0	0	3,4	1,5	0,2	1,88	13,54
JUPITER-BATURNO	LEGIA-JUPITER	ABC	35	2 ACBR	1,55	17	7,6	59,5	26,6	2,8	2,08	13,52
LEGIA-JUPITER	QUITO-BRUSELAS	ABC	42,4	266.0 ACBR	34,87	10,2	4,6	3519,2	1301,5	160,4	2,19	13,5
QUITO-BRUSELAS	NOMA-BUCAREST	ABC	26,7	4 ACBR	1,28	38,3	17,1	38,3	17,1	1,8	1,89	13,54
NOMA-BUCAREST	NEPTUNO-JUPITER	B	100,2	4 ACBR	0,4	0	0	11,9	5,3	0,6	1,89	13,54
NEPTUNO-JUPITER	COSMOS-DELFIAS	ABC	79	4 ACBR	1,42	5,1	2,3	42,5	19,0	2,0	1,89	13,54
COSMOS-DELFIAS	JUPITER-MARTE	C	74	4 ACBR	0,11	3,4	1,5	3,4	1,5	0,2	1,88	13,54
JUPITER-MARTE	JUPITER-MARTE	ABC	84	2 ACBR	1,1	42,5	19	42,5	19,0	2,0	2,09	13,52
JUPITER-MARTE	QUITO-TROPICALIN	ABC	54,7	266.0 ACBR	34,77	17	7,6	3507,6	1294,8	159,9	2,24	13,5
QUITO-TROPICALIN	NEPTUNO-JUPITER	B	93,2	4 ACBR	0,28	0	0	8,5	3,8	0,4	1,89	13,54
NEPTUNO-JUPITER	NEPTUNO	B	47	4 ACBR	0,11	3,4	1,5	3,4	1,5	0,2	1,89	13,54
NEPTUNO	COSMOS-DELFIAS	ABC	55	4 ACBR	1,25	0	0	37,4	16,7	1,8	1,89	13,54
COSMOS-DELFIAS	QUITO-MADRID	ABC	90,4	266.0 ACBR	34,6	0	0	3488,2	1283,8	159,1	2,34	13,48
QUITO-MADRID	URANIO	B	112	4 ACBR	0,28	8,5	3,8	8,5	3,8	0,4	1,89	13,54
URANIO	COSMOS-DELFIAS	AC	122	4 ACBR	1,25	3,4	1,5	37,4	16,7	1,8	1,9	13,54
COSMOS-DELFIAS	QUITO-R FERIAL	ABC	49,4	266.0 ACBR	33,87	12,8	5,7	3415,6	1250,1	155,8	2,39	13,48
QUITO-R FERIAL	H ZARACAYI	ABC	128,5	4 ACBR	2,39	45,9	20,5	71,4	31,9	3,4	2,35	13,48
H ZARACAYI	COSMOS-MOSCU	A	36,5	4 ACBR	1,13	0	0	34,0	15,2	1,6	1,9	13,54
COSMOS-MOSCU	QUITO-R FERIAL	ABC	48,2	266.0 ACBR	33,74	0	0	3401,6	1242,7	155,2	2,44	13,47
QUITO-R FERIAL	H ZARACAYI	ABC	4,6	4 ACBR	0,85	25,5	11,4	25,5	11,4	1,2	2,35	13,48
H ZARACAYI	COSMOS-COLONOS	A	37,4	4 ACBR	0,57	8,5	3,8	17,0	7,6	0,8	1,9	13,54
COSMOS-COLONOS	FLACON-COSMOS	A	70,1	4 ACBR	0,57	3,4	1,5	17,0	7,6	0,8	1,9	13,54
FLACON-COSMOS	QUITO-R FERIAL	ABC	90,3	2 ACBR	1,93	29,5	11,4	74,0	33,1	3,5	2,44	13,47
QUITO-R FERIAL	QUITO-TANTI	ABC	193,2	266.0 ACBR	32,99	0	0	3323,0	1203,0	151,7	2,63	13,45
QUITO-TANTI	COSMOS-COLONOS	A	252,1	4 ACBR	0,28	8,5	3,8	8,5	3,8	0,4	1,9	13,54
COSMOS-COLONOS	FLACON-COPENAGUE	A	126,5	4 ACBR	0,45	13,6	6,1	13,6	6,1	0,6	1,9	13,54
FLACON-COPENAGUE	R FERIAL2	ABC	44,1	2 ACBR	1,27	12,8	5,7	49,5	21,7	2,3	2,44	13,47
R FERIAL2	QUITO-NARANJOS	ABC	29,1	1/0 ACBR	1,11	0	0	54,5	24,3	2,6	2,63	13,45
QUITO-NARANJOS	QUITO-TANTI	ABC	57,2	266.0 ACBR	32,43	0	0	3267,2	1176,8	149,2	2,68	13,44
QUITO-TANTI	R FERIAL2	A	26,3	2 ACBR	0	0	0	0,0	0,0	0,0	2,44	13,47
R FERIAL2	R FERIAL3	ABC	45,1	2 ACBR	0,93	13,6	6,1	35,7	16,0	1,7	2,44	13,47
R FERIAL3	BANCO PACIFICO	ABC	11,4	1/0 ACBR	1,11	54,5	24,3	54,5	24,3	2,6	2,63	13,45
BANCO PACIFICO	QUITO-IESS	ABC	12,1	1/0 ACBR	0,87	42,5	19	42,5	19,0	2,0	2,68	13,44
QUITO-IESS	QUITO-IESS1	ABC	21,2	266.0 ACBR	32	8,5	3,8	3224,2	1157,1	147,2	2,7	13,44
QUITO-IESS1	R FERIAL4	ABC	45,1	2 ACBR	0,98	17	7,6	22,1	9,9	1,0	2,44	13,47
R FERIAL4	QUITO-GASOLINERA	ABC	77,5	266.0 ACBR	31,91	0	0	3214,0	1150,9	146,8	2,78	13,43
QUITO-GASOLINERA	R FERIAL6	ABC	45,1	2 ACBR	0,13	9,1	2,3	5,1	2,3	0,2	2,44	13,47
R FERIAL6	QUITO-H TOCHTI	A	39,1	2 ACBR	0,56	21,3	9,5	21,3	9,5	1,0	2,78	13,43
QUITO-H TOCHTI	QUITO-CALLE4	ABC	40,1	266.0 ACBR	31,69	0	0	3191,9	1140,1	145,8	2,81	13,42
QUITO-CALLE4	CALLE4-QUITO	ABC	20,4	1/0 ACBR	3,05	0	0	149,0	66,5	7,0	2,82	13,42
CALLE4-QUITO	YABBOYA-LA PAZ	C	89	2 ACBR	1,23	0	0	46,9	20,9	2,2	2,82	13,42

ANEXO

5.2

FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 2

Table with multiple columns containing alphanumeric codes, numerical values, and various alphanumeric labels. The table consists of numerous rows of data.

BJ BUA_S2C5_50 B	J BUA_S2C5_51	A 1838,8	4 ACSR	0,41	12,3	2,7	12,3	0	2,70	0,57	8,87	12,68
L JUNTAS_S2C5_3 L	JUNTAS_S2C5_8	A 1062,8	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	0	1,10	0,23	10,56	12,48
L JUNTAS_S2C5_3 L	JUNTAS_S2C5_4	A 168	4 ACSR	0,5	4,9	1,1	14,7	3,3	0,7	10,56	12,48	
SV BUA_S2C5_5	SV BUA_S2C5_6	A 908	4 ACSR	4,45	4,9	1,1	130,64	28,41	6,23	11,44	12,38	
L JUNTAS_S2C5_4 L	JUNTAS_S2C5_3	A 675,1	4 ACSR	0,33	0	0	9,8	2,2	0,46	10,56	12,48	
SV BUA_S2C5_6	SV BUA_S2C5_7	A 1080,9	4 ACSR	4,29	1,5	0,3	125,5	6	27,25	6	11,61	12,36
L JUNTAS_S2C5_5 L	JUNTAS_S2C5_6	A 531,9	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	10,57	12,48	
L JUNTAS_S2C5_5 L	JUNTAS_S2C5_7	A 383,6	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	10,57	12,48	
SV BUA_S2C5_7	SV BUA_S2C5_8	A 292,6	4 ACSR	4,23	4,9	1,1	124,01	26,93	5,93	11,65	12,36	
SV BUA_S2C5_8 MO	CACHE2_S2C5_1	A 802,4	4 ACSR	4,07	4,9	1,1	118,98	25,79	5,69	11,77	12,35	
HOCACHE2_S2C5_1 MO	CACHE2_S2C5_2	A 300,5	4 ACSR	0,42	12,3	2,7	12,3	2,7	0,59	11,78	12,35	
HOCACHE2_S2C5_1 MO	CACHE2_S2C5_3	A 2010,7	4 ACSR	3,48	0	0	101,5	6	21,92	4,87	12,03	12,32
HOCACHE2_S2C5_3 MO	CACHE2_S2C5_1	A 1388	4 ACSR	0,26	0	0	7,5	0	1,50	0,36	12,04	12,32
HOCACHE2_S2C5_3 MO	CACHE2_S2C5_4	A 153,3	4 ACSR	3,22	2,5	0,5	94,04	20,41	4,51	12,05	12,32	
HOCACHE4_S2C5_1 MO	CACHE4_S2C5_2	A 441,2	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,04	12,32	
HOCACHE4_S2C5_1 MO	CACHE4_S2C5_3	A 231,2	4 ACSR	0,17	2,5	0,5	5	1	0,24	12,05	12,32	
HOCACHE2_S2C5_4 MO	CACHE2_S2C5_5	A 679,7	4 ACSR	3,14	4,9	1,1	91,48	19,89	4,39	12,12	12,31	
HOCACHE4_S2C5_3 MO	CACHE4_S2C5_4	A 308,9	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,05	12,32	
HOCACHE2_S2C5_5 MO	CACHE2_S2C5_6	A 893,6	4 ACSR	2,97	4,9	1,1	86,5	18,77	4,16	12,22	12,3	
HOCACHE2_S2C5_6 MO	CACHE2_S2C5_1	A 657,7	4 ACSR	2,8	4,9	1,1	81,56	17,63	3,92	12,29	12,29	
HOCACHE6_S2C5_1 MO	CACHE6_S2C5_2	A 374,6	4 ACSR	2,63	0	0	76,63	16,54	3,68	12,33	12,29	
HOCACHE6_S2C5_1 MO	CACHE6_S2C5_3	A 623,3	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,33	12,29	
HOCACHE6_S2C5_2 MO	CACHE6_S2C5_5	A 1091,9	4 ACSR	2,55	0	0	74	7	16,02	3,56	12,43	12,27
HOCACHE6_S2C5_3 MO	CACHE6_S2C5_7	A 646,2	4 ACSR	1,61	2,5	0,5	46,94	10,11	2,26	12,47	12,27	
HOCACHE6_S2C5_3 MO	CACHE6_S2C5_6	A 409,3	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,43	12,27	
HOCACHE6_S2C5_5 MO	GUABAL_S2C5_1	A 917	4 ACSR	0,85	4,9	1,1	24,6	5,4	1,19	12,46	12,27	
HOCACHE6_S2C5_7 MO	CACHE6_S2C5_8	A 202,7	4 ACSR	1,53	4,9	1,1	44,44	9,61	2,14	12,48	12,27	
GUABAL_S2C5_1	GUABAL_S2C5_2	A 184	4 ACSR	0,68	0	0	19,7	4,3	0,95	12,46	12,27	
HOCACHE6_S2C5_8 MO	CACHE6_S2C5_9	A 370,9	4 ACSR	1,36	2,5	0,5	39,53	8,51	1,9	12,5	12,27	
GUABAL_S2C5_2 MO	CACHE5_S2C5_1	A 885,1	4 ACSR	0,51	4,9	1,1	14,7	3,3	0,71	12,48	12,27	
GUABAL_S2C5_2 MO	GUABAL_S2C5_3	A 378,6	4 ACSR	0,17	2,5	0,5	5	1	0,24	12,46	12,27	
HOCACHE6_S2C5_9 MO	CACHE6_S2C5_1	A 364,1	4 ACSR	1,27	2,5	0,5	37,03	8,01	1,78	12,51	12,27	
HOCACHE3_S2C5_1 MO	CACHE3_S2C5_2	A 373,5	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,24	12,48	12,27	
HOCACHE5_S2C5_1 MO	CACHE5_S2C5_3	A 1038,1	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	0	1,10	0,24	12,48	12,27
GUABAL_S2C5_3	GUABAL_S2C5_4	A 323,8	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,47	12,27	
HOCACHE3_S2C5_1 MO	CACHE3_S2C5_2	A 772,2	4 ACSR	1,19	2,5	0,5	34,51	7,5	1,66	12,55	12,26	
HOCACHE3_S2C5_2 MO	CACHE3_S2C5_3	A 568	4 ACSR	1,1	2,5	0,5	32,01	7	1,54	12,57	12,26	
HOCACHE3_S2C5_3 MO	CACHE3_S2C5_4	A 182,5	4 ACSR	1,02	0	0	29,51	6,5	1,42	12,58	12,26	
HOCACHE3_S2C5_4 MO	CACHE3_S2C5_8	A 640,7	4 ACSR	0,76	4,9	1,1	22,1	4,9	1,07	12,6	12,26	
HOCACHE3_S2C5_8 MO	CACHE3_S2C5_5	A 130,7	4 ACSR	0,25	0	0	7,4	1,6	0,36	12,58	12,25	
HOCACHE3_S2C5_8 MO	CACHE3_S2C5_9	A 575,6	4 ACSR	0,59	4,9	1,1	17,2	3,8	0,83	12,61	12,25	
HOCACHE3_S2C5_5 MO	CACHE3_S2C5_7	A 592,1	4 ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,24	12,58	12,26	
HOCACHE3_S2C5_5 MO	CACHE3_S2C5_6	A 231,2	4 ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	12,58	12,26	
HOCACHE3_S2C5_5 MO	ACHE3_S2C5_10	A 767,5	4 ACSR	0,42	12,3	2,7	12,3	2,7	0,59	12,62	12,23	

ANEXO

5.3

FLUJOS DE CARGA
EN LOS A/P DE LA S/E # 3

R VILLEGAS 33M 12	R VILLEGAS 33M 12	A	295,6	2 ACSR	0,24	9,2	3,9	9,2	3,9	0,44	4,06	13,26
R VILLEGAS 33M 12	R VILLEGAS 33M 12	ABC	119,4	4/0 ACSR	3,12	1,8	0,8	223,9	95,4	10,6	4,07	13,26
R ESHERALD 33M 2	R ESHERALD 33M 2	A	394,8	2 ACSR	0,24	9,2	3,9	9,2	3,9	0,44	4,77	13,17
R ESHERALD 33M 2	R ESHERALD 33M 2	A	329,6	1/0 ACSR	1,72	9,2	3,9	82,8	35,46	3,95	4,8	13,17
R ANDES UN 33M 6	R ZARACA 2 33M	A	476,3	2 ACSR	0,19	1,8	0,8	7,3	3,2	0,35	4,51	13,21
R BOCAÑA 33M 3	R BOCAÑA 33M 4	A	792,5	2 ACSR	2,58	3,7	1,6	97,32	41,35	4,64	4,84	13,16
R VILLEGAS 33M 14	R VILLEGAS 33M 14	ABC	1033,8	4 ACSR	7,51	3,7	1,6	221,55	94,41	10,51	4,32	13,23
R ESHERALD 33M 4	R ESHERALD 33M 4	A	136,9	1/0 ACSR	1,53	9,2	3,9	73,59	31,56	5,51	4,8	13,17
R ZARACA 2 33M 1	R ZARACA 2 33M	A	1169,7	2 ACSR	0,15	3,7	1,6	5,5	2,4	0,26	4,51	13,2
R BOCAÑA 33M 4	R BOCAÑA 33M 5	A	698,8	2 ACSR	2,48	1,8	0,8	93,58	59,73	4,46	4,89	13,16
R VILLEGAS 33M 16	R VILLEGAS 33M 16	ABC	237,7	4 ACSR	7,38	1,1	0,5	217,73	92,77	10,34	4,38	13,22
R ESHERALD 33M 5	R ESHERALD 33M 5	A	233,2	1/0 ACSR	1,34	9,2	3,9	64,39	27,66	3,07	4,81	13,17
R ZARACA 2 33M 2	R ZARACA 2 33M	A	639,5	2 ACSR	0,05	1,8	0,8	1,8	0,8	0,09	4,51	13,2
R BOCAÑA 33M 5	R BOCAÑA 33M 6	A	612,5	2 ACSR	2,43	0	0	91,74	38,91	4,37	4,94	13,15
R VILLEGAS 33M 17	R VILLEGAS 33M 17	ABC	268,6	4 ACSR	7,34	3,7	1,6	216,49	92,23	10,28	4,44	13,21
R ESHERALD 33M 6	R ESHERALD 33M 6	A	103,2	1/0 ACSR	1,15	9,2	3,7	55,19	23,76	2,63	4,81	13,17
R BOCAÑA 33M 6	R BOCAÑA 33M 7	A	3219,1	2 ACSR	0,1	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	4,94	13,15
R BOCAÑA 33M 6	R BOCAÑA 33M 8	A	635,1	2 ACSR	2,33	5,5	2,3	88,01	37,29	4,2	4,98	13,15
R VILLEGAS 33M 18	R MONTER 33M 21	ABC	567,8	4 ACSR	7,22	18,4	7,8	212,52	90,54	10,11	4,57	13,2
R ESHERALD 33M 7	R BOCAÑA 33M 9	A	1336,6	1/0 ACSR	1,07	1,8	0,8	51,47	22,14	2,46	4,85	13,16
R BOCAÑA 33M 8	R BOCAÑA 33M 9	A	1072,9	2 ACSR	2,19	1,8	0,8	82,46	34,97	3,94	5,04	13,14
R MONTER 33M 22	R MONTER 33M 22	ABC	303,8	4 ACSR	5,19	11	4,7	152,61	65,1	7,26	4,62	13,19
R MONTER 33M 22	R MONTER 33M 22	ABC	1466,3	4 ACSR	1,41	41,4	17,6	41,4	17,6	1,97	4,64	13,19
R ESHERALD 33M 8	R VIRGENSI 33M	A	2328,7	1/0 ACSR	1,03	9,2	3,9	49,64	21,32	2,37	4,92	13,15
R BOCAÑA 33M 9	R BOCAÑA 33M 10	A	542,8	2 ACSR	2,14	3,3	1,4	80,63	34,16	3,85	5,09	13,13
R MONTER 33M 21	R MONTER 33M 21	ABC	132,5	1 ACSR	4,81	9,2	3,9	141,39	60,39	6,74	4,64	13,19
R VIRGENSI 33M 1	R VIRGENSI 33M 1	A	490,9	2 ACSR	1,07	1,8	0,8	40,44	17,42	1,95	4,95	13,15
R BOCAÑA 33M 10	R BOCAÑA 33M 11	A	325,7	2 ACSR	2,05	0	0	77,32	32,75	3,69	5,1	13,13
R MONTER 33M 20	R MONTER 33M 11	ABC	525,6	4 ACSR	4,5	3,7	1,6	132,29	56,46	6,3	4,72	13,18
R VIRGENSI 33M 2	R VIRGENSI 33M	A	1291,2	2 ACSR	1,03	3,7	1,6	38,62	16,61	1,85	4,97	13,15
R BOCAÑA 33M 11	R BOCAÑA 33M 11	A	337,9	4 ACSR	2,64	4,4	1,9	77,3	32,74	3,69	5,13	13,13
R MONTER 33M 19	R MONTER 33M 11	ABC	206,3	4 ACSR	4,37	3,7	1,6	128,55	54,85	6,12	4,75	13,17
R VIRGENSI 33M 3	R VIRGENSI 33M	A	1111,9	2 ACSR	0,73	1,8	0,8	34,92	15,01	1,67	6	13,14
R BOCAÑA 33M 12	R BOCAÑA 33M 11	A	267,4	4 ACSR	2,49	5,5	2,3	72,88	30,88	3,48	5,15	13,12
R MONTER 33M 18	R MONTER 33M 11	ABC	621	4 ACSR	4,25	11,1	0,5	124,75	53,21	5,95	4,83	13,16
R VIRGENSI 33M 4	R MATAMBA 33M 11	A	1568,3	2 ACSR	0,88	0	0	33,1	14,2	1,58	3,04	13,14
R BOCAÑA 33M 13	R BOCAÑA 33M 11	A	140,9	4 ACSR	2,3	1,1	0,5	67,37	28,53	3,22	5,16	13,12
R MONTER 33M 17	R MONTER 33M 11	ABC	104,3	4 ACSR	4,21	0	0	123,63	52,71	5,9	4,85	13,16
R MATAMBA 33M 1	R MATAMBA 33M 11	A	950,7	4 ACSR	0,38	3,7	1,6	11	4,8	0,53	5,05	13,14
R MATAMBA 33M 1	R MATAMBA 33M 11	A	442,3	2 ACSR	0,59	18,4	7,8	22,1	9,4	1,06	5,05	13,14
R BOCAÑA 33M 14	R BOCAÑA 33M 11	A	429,8	4 ACSR	2,26	9,2	3,9	66,25	28,03	3,17	5,19	13,12
R MONTER 33M 15	R MONTER 33M 11	A	556	1 ACSR	0,06	1,6	0,8	1,8	0,8	0,09	4,85	13,16
R MONTER 33M 15	R MONTER 33M 11	ABC	311,4	4 ACSR	4,15	9,2	3,9	121,78	51,89	5,81	4,88	13,16
R MATAMBA 33M 4	R MATAMBA 33M 11	A	479,8	1 ACSR	0,25	0	0	7,3	3,2	0,35	5,05	13,14
R MATAMBA 33M 2	R MATAMBA 33M 3	A	3299,5	2 ACSR	0,1	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	5,06	13,14
R BOCAÑA 33M 15	R BOCAÑA 33M 11	A	216,7	2 ACSR	1,51	9,2	3,9	57,05	24,12	2,73	5,2	13,12
R MONTER 33M 14	R MONTER 33M 11	ABC	624,2	4 ACSR	3,84	1,8	0,8	112,49	47,96	5,37	4,97	13,15
R MATAMBA 33M 5	R MATAMBA 33M 11	A	242,3	4 ACSR	0,13	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	5,05	13,14
R MATAMBA 33M 5	R MATAMBA 33M 11	A	380,4	4 ACSR	0,12	1,8	0,8	3,6	1,6	0,17	5,06	13,14
R BOCAÑA 33M 16	R SH GUABA 33M	A	4011,6	2 ACSR	0,98	5,5	2,3	36,81	13,6	1,76	3,31	13,1
R BOCAÑA 33M 16	R BOCAÑA 33M 11	A	304,1	4 ACSR	0,37	5,5	2,3	11	4,6	0,52	5,2	13,12
R MONTER 33M 13	R MONTER 33M 11	ABC	373,7	4 ACSR	3,77	11	4,7	110,64	47,15	5,28	5,01	13,14
R MATAMBA 33M 7	R MATAMBA 33M 11	A	241,5	4 ACSR	0,06	1,8	0,8	1,8	0,8	0,09	5,06	13,14
R SH GUABA 33M	R SH GUABA 33M	A	679,3	2 ACSR	0,83	3,7	1,6	31,3	13,3	1,5	5,33	13,1
R BOCAÑA 33M 17	R BOCAÑA 33M 11	A	395,6	4 ACSR	0,19	5,5	2,3	5,5	2,3	0,26	5,21	13,12
R MONTER 33M 12	R MONTER 33M 11	ABC	363,4	4 ACSR	3,4	13,8	5,9	99,6	42,43	4,76	5,05	13,14
R SH GUABA 33M 2	R SH GUABA 33M	A	544,7	2 ACSR	0,73	9,2	3,9	27,6	11,7	1,32	5,34	13,1
R MONTER 33M 11	R MONTER 33M 11	ABC	226,7	4 ACSR	2,93	9,2	3,9	85,79	36,53	4,1	5,07	13,13
R SH GUABA 33M 3	R SH GUABA 33M	A	505,3	2 ACSR	0,49	9,2	3,9	18,4	7,8	0,88	5,35	13,1
R MONTER 33M 10	R MONTER 33M 9	ABC	73,4	4 ACSR	2,61	5,5	2,3	76,58	32,63	3,66	5,06	13,13
R SH GUABA 33M 4	R SH GUABA 33M	A	1281	2 ACSR	0,15	5,5	2,3	5,5	2,3	0,26	5,35	13,1
R SH GUABA 33M 4	R SH GUABA 33M	A	502,8	2 ACSR	0,1	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	5,35	13,1
R MONTER 33M 9	R MONTER 33M 8	ABC	230,5	4 ACSR	2,43	1,1	0,5	71,07	30,32	3,4	5,1	13,13
R MONTER 33M 9	R MONTER 33M 7	ABC	177,8	4 ACSR	2,39	0	0	69,96	29,82	3,34	5,11	13,13
R MONTER 33M 7	R MONTER 33M 7	ABC	604,9	4 ACSR	2,26	7,4	3,1	66,23	28,21	3,17	5,15	13,12
R MONTER 33M 7	R MONTER 33M 5	ABC	119	4 ACSR	0,13	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	5,11	13,13
R MONTER 33M 24	R MONTER 33M 21	ABC	369,6	4 ACSR	2,81	0	0	58,82	25,11	2,81	5,18	13,12
R MONTER 33M 25	R MONTER 33M 21	ABC	1065,2	4 ACSR	0,13	3,7	1,6	3,7	1,6	0,18	5,18	13,12
R MONTER 33M 25	R MONTER 33M 21	ABC	484,4	4 ACSR	1,86	55,1	23,5	55,1	23,5	2,64	5,21	13,12

OLEAGINO_33P_7	ABC	301,5	266,8	ACSR	1,87	1,1	0,5	184,93	81,85	8,58	1,44	13,6	
OLEAGINO_33P_8	ABC	92	266,8	ACSR	1,85	1,1	0,5	183,82	81,35	8,53	1,44	13,6	
OLEAGINO_33P_9	ABC	165,5	266,8	ACSR	1,84	1,1	0,5	182,71	80,83	8,48	1,43	13,6	
OLEAGINO_33P_10	ABC	76,3	266,8	ACSR	1,83	0	0	181,6	80,32	8,43	1,43	13,6	
OLEAGINO_33P_11	A	248,3	266,8	ACSR	1,83	14,9	6,5	14,8	6,5	0,69	1,46	13,6	
OLEAGINO_33P_12	ABC	94,6	266,8	ACSR	1,82	3,2	1,4	166,8	73,81	7,74	1,46	13,6	
OLEAGINO_33P_13	ABC	200,2	266,8	ACSR	1,65	0	0	163,58	72,39	7,59	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_14	ABC	662,1	2 ACFSR	3,82	31,7	13,9	147,99	65,34	6,89	1,54	13,59		
OLEAGINO_33P_15	ABC	113,4	266,8	ACSR	0,16	4,2	1,9	15,5	6,8	0,72	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_16	ABC	232,1	2 ACFSR	3	2,1	0,9	116,27	51,63	5,41	1,56	13,59		
OLEAGINO_33P_17	ABC	119,9	266,8	ACSR	0,11	1,1	0,5	11,3	4,9	0,52	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_18	ABC	257,8	2 ACFSR	2,95	0	0	114,14	50,72	5,31	1,58	13,59		
OLEAGINO_33P_19	ABC	100,3	266,8	ACSR	0,1	2,1	0,9	10,2	4,4	0,47	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_20	ABC	175,5	2 ACFSR	0,68	26,4	11,6	26,4	11,6	1,23	1,58	13,59		
OLEAGINO_33P_21	ABC	95,5	2 ACFSR	2,27	0,6	0,3	87,74	39,12	4,08	1,58	13,59		
OLEAGINO_33P_22	ABC	34	266,8	ACSR	0,08	1,1	0,5	8,1	3,5	0,37	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_23	F PILOTO_33P_1	ABC	1141,3	2 ACFSR	2,25	0,6	0,3	87,08	38,79	4,05	1,65	13,58	
OLEAGINO_33P_24	ABC	443,8	266,8	ACSR	0,07	2,1	0,9	7	3	0,32	1,47	13,6	
OLEAGINO_33P_25	F PILOTO_33P_2	ABC	382,1	2 ACFSR	2,24	0,6	0,3	86,46	38,48	4,03	1,67	13,57	
OLEAGINO_33P_26	OLEAGINO_33P_20	ABC	402,1	266,8	ACSR	0,05	1,7	0,7	4,9	2,1	0,23	1,47	13,6
OLEAGINO_33P_27	F PILOTO_33P_3	ABC	330,9	2 ACFSR	2,22	1,1	0,5	85,85	38,17	4	1,69	13,57	
OLEAGINO_33P_28	OLEAGINO_33P_21	ABC	345,8	266,8	ACSR	0,03	3,2	1,4	3,2	1,4	0,15	1,47	13,6
OLEAGINO_33P_29	F PILOTO_33P_4	ABC	129,8	2 ACFSR	2,19	2,1	0,9	84,74	37,67	3,95	1,7	13,57	
OLEAGINO_33P_30	F PILOTO_33P_5	ABC	675,1	2 ACFSR	2,14	2,1	0,9	82,61	36,75	3,85	1,74	13,56	
OLEAGINO_33P_31	F PILOTO_33P_6	ABC	145,2	2 ACFSR	2,08	0,6	0,3	80,5	35,85	3,75	1,75	13,56	
OLEAGINO_33P_32	F PILOTO_33P_7	ABC	394,2	2 ACFSR	2,07	5,3	2,3	79,89	35,54	3,72	1,77	13,56	
OLEAGINO_33P_33	F PILOTO_33P_8	ABC	244	2 ACFSR	1,93	0,6	0,3	74,58	33,24	3,48	1,78	13,56	
OLEAGINO_33P_34	F PILOTO_33P_9	ABC	249,5	2 ACFSR	1,92	4,2	1,9	73,97	32,93	3,45	1,8	13,56	
OLEAGINO_33P_35	F PILOTO_33P_10	ABC	402,6	2 ACFSR	1,81	0,6	0,3	69,75	31,03	3,25	1,81	13,55	
OLEAGINO_33P_36	F PILOTO_33P_11	ABC	183,5	2 ACFSR	1,79	0,6	0,3	69,15	30,72	3,22	1,82	13,55	
OLEAGINO_33P_37	F PILOTO_33P_12	ABC	459,1	2 ACFSR	1,77	0,6	0,3	68,53	30,42	3,19	1,85	13,55	
OLEAGINO_33P_38	F PILOTO_33P_13	ABC	110,5	2 ACFSR	1,76	0	0	67,93	30,12	3,17	1,85	13,55	
OLEAGINO_33P_39	F PILOTO_33P_14	A	627,4	2 ACFSR	0,28	2,1	0,9	10,8	4,8	0,5	1,86	13,55	
OLEAGINO_33P_40	F PILOTO_33P_15	ABC	116	2 ACFSR	1,48	5,3	2,3	57,13	25,31	2,66	1,86	13,55	
OLEAGINO_33P_41	F PILOTO_33P_16	A	460,8	2 ACFSR	0,23	1,1	0,5	8,7	3,9	0,41	1,86	13,55	
OLEAGINO_33P_42	F PILOTO_33P_17	ABC	352,3	2 ACFSR	1,34	1,1	0,5	51,82	23,01	2,42	1,87	13,55	
OLEAGINO_33P_43	APOLLO II_33P_12	A	487,4	2 ACFSR	0,2	0	0	7,6	3,4	0,35	1,86	13,55	
OLEAGINO_33P_44	F PILOTO_33P_18	ABC	848,6	2 ACFSR	1,31	7,9	3,5	50,71	22,5	2,36	1,9	13,54	
APOLLO II_33P_13	APOLLO II_33P_17	A	296,7	2 ACFSR	0,11	2,1	0,9	4,3	1,9	0,2	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_14	APOLLO II_33P_14	A	440,3	2 ACFSR	0,09	1,1	0,5	3,3	1,5	0,15	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_15	F PILOTO_33P_19	ABC	113	2 ACFSR	1,11	0	0	42,81	19	2	1,9	13,54	
APOLLO II_33P_16	APOLLO II_33P_16	A	500,5	2 ACFSR	0,06	1,1	0,5	2,2	1	0,1	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_17	APOLLO II_33P_15	A	846,2	2 ACFSR	0,06	1,1	0,5	2,2	1	0,1	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_18	F PILOTO_33P_20	ABC	130,9	2 ACFSR	0,5	10	4,4	19,2	8,5	0,9	1,9	13,54	
APOLLO II_33P_19	APOLLO II_33P_1	ABC	904,9	2 ACFSR	0,61	12,7	5,6	23,6	10,5	1,1	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_20	APOLLO II_33P_18	A	499,5	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_21	APOLLO II_33P_16	A	553,8	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,86	13,55	
APOLLO II_33P_22	F PILOTO_33P_21	ABC	256,7	2 ACFSR	0,24	1,1	0,5	9,2	4,1	0,43	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_23	APOLLO II_33P_2	A	168,4	2 ACFSR	0,28	1,1	0,5	10,9	4,9	0,51	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_24	F PILOTO_33P_22	ABC	101,4	2 ACFSR	0,21	0,6	0,3	8,1	3,6	0,38	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_25	APOLLO II_33P_3	A	701,4	2 ACFSR	0,25	1,1	0,5	9,8	4,4	0,46	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_26	F PILOTO_33P_23	ABC	482	2 ACFSR	0,19	0	0	7,5	3,3	0,35	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_27	APOLLO II_33P_5	A	139	2 ACFSR	0,2	0	0	7,6	3,4	0,36	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_28	APOLLO II_33P_4	A	299,7	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_29	F PILOTO_33P_24	ABC	475,8	2 ACFSR	0,19	1,1	0,5	7,5	3,3	0,35	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_30	APOLLO II_33P_6	A	261	2 ACFSR	0,11	1,1	0,5	4,3	1,9	0,2	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_31	APOLLO II_33P_10	A	216,1	2 ACFSR	0,09	1,1	0,5	3,3	1,5	0,15	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_32	F PILOTO_33P_25	ABC	199,6	2 ACFSR	0,17	0	0	6,4	2,8	0,3	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_33	APOLLO II_33P_7	A	231,2	2 ACFSR	0,08	0	0	3,2	1,4	0,15	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_34	APOLLO II_33P_11	A	388,2	2 ACFSR	0,06	1,1	0,5	2,2	1	0,1	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_35	F PILOTO_33P_26	A	547,4	1 ACFSR	0,11	3,2	1,4	3,2	1,4	0,15	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_36	F PILOTO_33P_27	ABC	220,6	2 ACFSR	0,08	2,1	0,9	3,2	1,4	0,15	1,91	13,54	
APOLLO II_33P_37	APOLLO II_33P_9	A	656,2	2 ACFSR	0,05	2,1	0,9	2,1	0,9	0,1	1,93	13,54	
APOLLO II_33P_38	APOLLO II_33P_8	A	152,3	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,92	13,54	
APOLLO II_33P_39	A	271,7	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,92	13,54		
APOLLO II_33P_40	F PILOTO_33P_28	ABC	146,7	2 ACFSR	0,03	1,1	0,5	1,1	0,5	0,05	1,91	13,54	

ANEXO

5.4

FLUJOS DE CARGA EN LOS A/P DE LA S/E # 4

R AGUA SUC 84C 9	R AGUA SU 84C 1	A	592,8	4	ACSR	0,07	2,1	0,9	2,1	0,9	0,1	0,76	13,7
R AGUA SUC 84C 9	R AGUA DU 84C 1	A	634,3	4	ACSR	0,21	2,1	0,9	6,3	2,7	0,29	0,76	13,7
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 3	ABC	43,4	1/0	ACSR	9,37	0	0	469,97	202,94	21,55	0,61	13,72
R AGUA SU 84C 11	R AGUA SU 84C 1	A	1125,3	2	ACSR	0,11	4,2	1,8	4,2	1,8	0,19	0,77	13,69
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 4	AB	18,1	4	ACSR	1,74	10,6	4,6	53	23	2,43	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 4	A	19	4	ACSR	1,22	10,6	4,6	37,1	16,1	1,7	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 4	ABC	78,2	1/0	ACSR	7,57	0	0	379,82	163,81	17,41	0,62	13,71
EL CARMEN 84C 43	EL CARMEN 84C 4	AB	52,2	4	ACSR	1,39	10,6	4,6	42,4	18,4	1,95	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 40	EL CARMEN 84C 4	A	60,1	4	ACSR	0,87	15,9	6,9	26,5	11,5	1,22	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 48	EL CARMEN 84C 5	ABC	10,1	1/0	ACSR	7	21,2	9,1	351,21	151,4	16,1	0,62	13,71
EL CARMEN 84C 48	EL CARMEN 84C 4	ABC	150,9	4	ACSR	0,94	28,6	12,4	28,6	12,4	1,31	0,63	13,71
EL CARMEN 84C 44	EL CARMEN 84C 4	A	8	4	ACSR	1,04	10,6	4,6	31,8	13,8	1,46	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 41	EL CARMEN 84C 4	A	48,2	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 50	EL CARMEN 84C 5	ABC	77,1	1/0	ACSR	6,58	0	0	329,98	142,27	15,13	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 45	EL CARMEN 84C 4	A	95,4	4	ACSR	0,69	10,6	4,6	21,2	9,2	0,97	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 51	EL CARMEN 84C 5	A	114	4	ACSR	1,04	10,6	4,6	31,8	13,8	1,46	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 51	EL CARMEN 84C 5	ABC	7,7	1/0	ACSR	5,94	0	0	298,17	128,47	13,67	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 46	EL CARMEN 84C 4	A	279,6	2	ACSR	0,27	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,61	13,72
EL CARMEN 84C 52	EL CARMEN 84C 5	A	24	4	ACSR	0,7	0	0	21,2	9,2	0,97	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 36	EL CARMEN 84C 5	A	40,1	4	ACSR	0,69	21,2	9,1	21,2	9,1	0,97	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 36	EL CARMEN 84C 5	ABC	34,7	1/0	ACSR	5,52	21,2	9,1	276,96	119,36	12,7	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 53	EL CARMEN 84C 5	A	35,3	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 53	EL CARMEN 84C 5	A	101,6	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,64	13,71
EL CARMEN 84C 58	EL CARMEN 84C 5	ABC	54,4	1/0	ACSR	5,1	0	0	255,74	110,25	11,73	0,65	13,71
EL CARMEN 84C 59	EL CARMEN 84C 6	ABC	107,9	4	ACSR	7,86	0	0	239,78	103,33	11	0,67	13,71
EL CARMEN 84C 59	EL CARMEN 84C 6	ABC	97,1	1/0	ACSR	0,32	15,9	6,9	15,9	6,9	0,73	0,65	13,71
EL CARMEN 84C 61	EL CARMEN 84C 6	ABC	155,7	2	ACSR	1,24	0	0	48,9	20,9	2,24	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 61	EL CARMEN 84C 7	ABC	73,6	4	ACSR	6,26	0	0	190,85	82,42	8,76	0,69	13,71
EL CARMEN 84C 62	EL CARMEN 84C 6	ABC	104,5	2	ACSR	0,49	19,1	8,2	19,1	8,2	0,88	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 62	EL CARMEN 84C 6	A	11,1	4	ACSR	0,97	0	0	29,8	12,7	1,36	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 70	EL CARMEN 84C 7	ABC	15,3	4	ACSR	5,91	12,7	5,5	180,25	77,82	8,27	0,69	13,71
EL CARMEN 84C 70	EL CARMEN 84C 7	A	118,5	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,69	13,71
EL CARMEN 84C 63	EL CARMEN 84C 6	A	65,7	4	ACSR	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 63	EL CARMEN 84C 6	A	43,6	4	ACSR	0,77	10,6	4,6	23,4	10	1,07	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 72	EL CARMEN 84C 7	ABC	47,8	4	ACSR	5,49	17	7,3	167,53	72,31	7,69	0,7	13,7
EL CARMEN 84C 66	EL CARMEN 84C 6	A	32,8	4	ACSR	0,42	0	0	12,8	5,4	0,59	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 73	EL CARMEN 84C 7	ABC	49	4	ACSR	4,93	0	0	150,52	65,01	6,91	0,71	13,7
EL CARMEN 84C 67	EL CARMEN 84C 6	A	90,1	4	ACSR	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 67	EL CARMEN 84C 6	A	300,6	4	ACSR	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,68	13,71
EL CARMEN 84C 74	EL CARMEN 84C 7	ABC	10,4	4	ACSR	4,59	15,9	6,9	139,92	60,41	6,42	0,71	13,7
EL CARMEN 84C 74	EL CARMEN 84C 7	A	72,1	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,71	13,7
EL CARMEN 84C 76	EL CARMEN 84C 7	ABC	88,8	4	ACSR	4,06	0	0	124,01	53,5	5,69	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 79	EL CARMEN 84C 8	ABC	76,5	4	ACSR	1,53	25,4	11	46,6	20,2	2,14	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 79	EL CARMEN 84C 8	ABC	22,7	4	ACSR	2,54	0	0	77,4	33,3	3,53	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 93	EL CARMEN 84C 8	A	122,2	4	ACSR	0,7	10,6	4,6	21,2	9,2	0,97	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 80	EL CARMEN 84C 8	AB	18,9	1/0	ACSR	1,01	6,4	2,7	30,9	21,6	2,33	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 84	EL CARMEN 84C 8	A	41,1	4	ACSR	0,87	15,9	6,9	26,5	11,5	1,22	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 84	EL CARMEN 84C 8	A	205,1	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,73	13,7
EL CARMEN 84C 87	EL CARMEN 84C 8	AB	65,4	1/0	ACSR	0,89	4,2	1,8	44,5	19,1	2,04	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 81	EL CARMEN 84C 8	A	111,3	4	ACSR	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,72	13,7
EL CARMEN 84C 88	EL CARMEN 84C 9	AB	200,8	1/0	ACSR	0,8	21,2	9,1	40,3	17,3	1,88	0,73	13,7
EL CARMEN 84C 90	EL CARMEN 84C 9	AB	116,6	1/0	ACSR	0,38	12,7	5,5	19,1	8,2	0,88	0,73	13,7
EL CARMEN 84C 91	EL CARMEN 84C 9	AB	90,5	1/0	ACSR	0,13	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,73	13,7

ANEXO

VI

FLUJOS DE CARGA A DEMANDA MÁXIMA CON CORRECCIÓN DEL FP EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

ANEXO

6.1

FLUJOS DE CARGA CON
CORRECCIÓN DEL FP EN LOS
A/P DE LA S/E # 1

Flujo de Carga del A/P Centro "B1C1" a Demanda Máxima

BALANCED LOAD FLOW :EMELSAD

Feeder : Centro [B1C1] a Demanda Máx con capacitor de 1200 kvar en el nodo QUITO-CALAZACONI

Date : 07/15/04

Time : 14:09:24

Parameters :

Power Factor	Load Factor	Loss Factor	Demand Factor
0,93	0,64	0,44	1

General Information:

Total Power Sending	3764,06 (kW)
Total Power Sending	560,68 (kVAR)
Number of Transformers	296
Total kVA Installed	10788 (kVA)
Load in Feeder	3672,1 (kW)
Load in Feeder	440,3 (kVAR)
Energy Losses	29860,4 (kWh)
Power Loss	91,96 (kW)
Power Loss	120,38 (kVAR)
Max Voltage Drop	3,70 (%)
Max Regulation	3,84 (%)
Current in Feeder	159,2 (A)
Total Length	24,824 (km)
Max Length	60,536 (km)

NODO		Fases	Longt.	Conductor	Carga carga en el no			Carga en la sección			Voltaje		
Inicio	Final		(m)		(%)	kW	kvar	kW	kvar	(Amp)	seq (%)	kV	
FEDB1C1	INICIO	ABC	29	266.8 ACBR	34,61	0	0	3763,29	559,59	159,21	0,02	13,8	
INICIO	CHIGUILPE	ABC	143,9	266.8 ACBR	34,61	0	0	3759,54	554,18	159,21	0,14	13,78	
CHIGUILPE	MONTUBIOS INICIO	ABC	609,3	266.8 ACBR	34,61	0	0	3743,64	531,24	159,21	0,65	13,71	
MONTUBIOS INICIO	LOS CEIBOS	ABC	310,8	266.8 ACBR	34,61	0	0	3735,54	519,54	159,21	0,9	13,69	
LOS CEIBOS	AMTURIS-ROMA	ABC	324,3	266.8 ACBR	34,61	0	0	3727,08	507,34	159,21	1,17	13,64	
AMTURIS-ROMA	QUITO-ROMA	ABC	200,8	266.8 ACBR	34,61	3,4	1,5	3721,84	499,78	159,21	1,34	13,62	
QUITO-ROMA	QUITO-COSMOS	ABC	122	266.8 ACBR	34,58	0	0	3715,26	493,7	159,06	1,44	13,6	
QUITO-COSMOS	COSMOS-ZURICH	ABC	39	4 ACBR	3,76	8,5	3,8	113,11	50,5	5,26	1,45	13,6	
QUITO-COSMOS	QUITO-SATURNO	ABC	74	266.8 ACBR	33,48	8,5	3,8	3600,34	440,58	154,03	1,5	13,6	
COSMOS-ZURICH	COSMOS-JUPITER	ABC	30	4 ACBR	3,47	0	0	104,61	46,7	4,86	1,45	13,6	
QUITO-SATURNO	QUITO-LEGIA	ABC	113,5	266.8 ACBR	33,4	0	0	3589,08	432,8	153,65	1,59	13,58	
COSMOS-JUPITER	COSMOS-BUCAREST	ABC	28	4 ACBR	3,19	0	0	96,11	42,9	4,47	1,45	13,6	
COSMOS-JUPITER	JUPITER-SATURNO	C	69,2	4 ACBR	0,28	5,1	2,3	8,5	3,8	0,4	1,45	13,6	
QUITO-LEGIA	LEGIA-QUITO	ABC	18,1	2 ACBR	1,54	0	0	59,5	26,6	2,77	1,59	13,58	
QUITO-LEGIA	QUITO-MATERNIDAD	ABC	67,5	266.8 ACBR	32,83	10,2	4,6	3528	403,92	151,01	1,64	13,58	
COSMOS-BUCAREST	BUCAREST	ABC	79,8	4 ACBR	1,38	3,4	1,5	42,7	18,6	1,94	1,46	13,6	
COSMOS-BUCAREST	COSMOS-MARTE	ABC	9	2 ACBR	1,41	0	0	54,41	24,3	2,53	1,45	13,6	
JUPITER-SATURNO	JUPITER-BATURNOL	C	74	4 ACBR	0,11	0	0	3,4	1,5	0,16	1,45	13,6	
LEGIA-QUITO	LEGIA-JUPITER	ABC	35	2 ACBR	1,54	17	7,6	59,5	26,6	2,77	1,59	13,58	
QUITO-MATERNIDAD	QUITO-BRUSELAS	ABC	42,4	266.8 ACBR	32,73	10,2	4,6	3516,81	397,89	150,55	1,68	13,57	
BUCAREST	ROMA-BUCAREST	ARC	26,7	4 ACBR	1,27	38,3	17,1	38,3	17,1	1,78	1,46	13,6	
COSMOS-MARTE	NEPTUNO-JUPITER	B	100,2	4 ACBR	0,39	0	0	11,9	5,3	0,53	1,45	13,6	
COSMOS-MARTE	COSMOS-DELFA	ABC	79	4 ACBR	1,41	5,1	2,3	42,5	19	1,98	1,46	13,6	
JUPITER-SATURNO	JUPITER-MARTE	C	74	4 ACBR	0,11	3,4	1,5	3,4	1,5	0,16	1,45	13,6	
LEGIA-JUPITER	JUPITER-MARTE	ABC	84	2 ACBR	1,1	42,5	19	42,5	19	1,98	1,6	13,58	
QUITO-BRUSELAS	QUITO-TROPICALIN	ABC	54,7	266.8 ACBR	32,63	17	7,6	3503,34	391,46	150,1	1,72	13,57	
NEPTUNO-JUPITER	URANIO-JUPITER	B	93,2	4 ACBR	0,28	0	0	8,5	3,8	0,4	1,45	13,6	
NEPTUNO-JUPITER	NEPTUNO	B	47	4 ACBR	0,11	3,4	1,5	3,4	1,5	0,16	1,45	13,6	
COSMOS-DELFA	COSMOS-DELFA1	ABC	55	4 ACBR	1,24	0	0	37,4	16,7	1,74	1,46	13,6	
QUITO-TROPICALIN	QUITO-MADRID	ABC	90,4	266.8 ACBR	32,47	0	0	3486,26	380,87	149,35	1,79	13,56	
URANIO-JUPITER	URANIO	B	112	4 ACBR	0,28	8,3	3,8	8,5	3,8	0,4	1,46	13,6	
COSMOS-DELFA1	COSMOS-MOSCU	AC	122	4 ACBR	1,24	3,4	1,5	37,4	16,7	1,74	1,46	13,6	
QUITO-MADRID	QUITO-R FERIAL	ABC	49,4	266.8 ACBR	31,78	12,8	5,7	3413,77	347,4	146,18	1,82	13,55	
QUITO-MADRID	H ZARACAY1	ABC	128,3	4 ACBR	2,38	45,9	20,5	71,4	31,9	3,33	1,8	13,56	
COSMOS-MOSCU	FLACON-COSMOS	A	36,5	4 ACBR	1,13	0	0	34	15,2	1,58	1,46	13,6	
QUITO-R FERIAL	QUITO-R FERIAL1	ABC	48,2	266.8 ACBR	31,65	0	0	3399,92	340,18	145,61	1,86	13,55	
H ZARACAY1	H ZARACAY2	ABC	4,6	4 ACBR	0,95	25,5	11,4	25,5	11,4	1,19	1,8	13,56	
FLACON-COSMOS	COSMOS-COLONOS	A	37,4	4 ACBR	0,56	8,5	3,8	17	7,6	0,79	1,46	13,6	
FLACON-COSMOS	FLACON-MITAD	A	70,1	4 ACBR	0,56	3,4	1,5	17	7,6	0,79	1,46	13,6	
QUITO-R FERIAL1	R FERIAL1	ABC	30,3	2 ACBR	1,92	25,5	11,4	74	33,1	3,45	1,87	13,55	
QUITO-R FERIAL1	QUITO-TANTI	ABC	132,2	266.8 ACBR	30,94	0	0	3322,89	301,27	142,34	2	13,53	
COSMOS-COLONOS	COLONOS-Y	B	25,1	4 ACBR	0,88	8,5	3,8	8,5	3,8	0,4	1,47	13,6	
FLACON-MITAD	FLACON-COPENAGUE	A	126,5	4 ACBR	0,45	13,6	6,1	13,6	6,1	0,63	1,47	13,6	
R FERIAL1	R FERIAL2	ABC	44,1	2 ACBR	1,26	12,8	5,7	48,5	21,7	2,26	1,87	13,55	
QUITO-TANTI	QUITO-NARANJOS	ABC	29,1	1/0 ACBR	1,11	0	0	54,3	24,3	2,55	2	13,53	
QUITO-TANTI	QUITO-LESS	ABC	57,2	266.8 ACBR	30,42	0	0	3266,23	275,3	139,93	2,04	13,52	
R FERIAL2	R FERIAL3	A	26,3	2 ACBR	0	0	0	0	0	0	0	1,87	13,55
R FERIAL2	R FERIAL4	ABC	45,1	2 ACBR	0,93	13,6	6,1	35,7	16	1,67	1,87	13,55	
QUITO-NARANJOS	BNICO PACIFICO	ABC	11,4	1/0 ACBR	1,11	54,5	24,3	54,5	24,3	2,55	2	13,53	
QUITO-LESS	CENTROMEDIO	ABC	12,1	1/0 ACBR	0,86	42,5	19	42,5	19	1,99	2,04	13,52	
QUITO-LESS	QUITO-LESS1	ABC	21,2	266.8 ACBR	30,01	8,5	3,8	3223,32	255,7	138,06	2,05	13,52	
R FERIAL4	R FERIAL5	ABC	45,1	2 ACBR	0,97	17	7,6	22,1	9,9	1,03	1,87	13,55	
QUITO-LESS1	QUITO-GASOLINERA	ABC	77,5	266.8 ACBR	29,93	0	0	3213,31	249,72	137,68	2,11	13,52	
R FERIAL5	R FERIAL6	ABC	45,1	2 ACBR	0,13	5,1	2,3	5,1	2,3	0,24	1,87	13,55	
QUITO-GASOLINERA	QUITO-H PANCHI	A	35,1	2 ACBR	0,55	21,3	9,5	21,3	9,5	1	2,11	13,52	
QUITO-GASOLINERA	QUITO-CALLE4	ABC	40,1	266.8 ACBR	29,73	0	0	3191,23	239,11	136,74	2,13	13,51	
QUITO-CALLE4	CALLE4-QUITO	ABC	20,4	1/0 ACBR	3,03	0	0	149,03	66,52	6,97	2,14	13,51	
QUITO-CALLE4	TANKOYA-LA PAZ	C	89	2 ACBR	1,22	0	0	46,8	20,9	2,19	2,14	13,51	
QUITO-CALLE4	QUITO-AGUAVIL	ABC	190,3	266.8 ACBR	27,86	12,8	5,7	2992,08	147,04	128,15	2,20	13,5	
CALLE4-QUITO	GEORGET-CALLE4	ABC	82	1/0 ACBR	3,03	0	0	149,03	66,52	6,97	2,14	13,51	
YAMBOYA-LA PAZ	YAMBOYA-ASUNCION	C	65	2 ACBR	0,89	0	0	34,1	15,2	1,6	2,14	13,51	
YAMBOYA-LA PAZ	LA PAZ-YAMBOYA	C	35,2	2 ACBR	0,33	12,8	5,7	12,8	5,7	0,6	2,14	13,51	
QUITO-AGUAVIL	QUITO-DELICIAS	ABC	51,6	266.8 ACBR	27,74	0	0	2978,41	140,09	127,59	2,28	13,49	

U ABARCA_92C3_42	U ABARCA_92C3_43	ABC	10	4 ACBR	4,39	13,5	6,2	127,12	57,91	6,14	5,14	13,13
U ABARCA_92C3_33	U ABARCA_92C3_34	ABC	59,7	4 ACBR	4,44	28,4	12,9	128,51	58,5	6,21	5,15	13,12
SAN ANTON-CALAZ	SAN ANTON-CALAZ1	A	109	4 ACBR	0,74	8,1	3,7	21,5	9,9	1,04	4,72	13,18
U ABARCA_92C3_12	U ABARCA_92C3_13	A	16	4 ACBR	3,08	28,4	12,9	89,2	40,7	4,31	5,11	13,13
U ABARCA_92C3_12	U ABARCA_92C3_11	ABC	105	2/0 ACBR	1,62	13,5	6,2	90,5	41,3	4,38	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_52	U ABARCA_92C3_53	A	75,4	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,14	13,13
U ABARCA_92C3_52	U ABARCA_92C3_54	A	70,6	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,14	13,13
U ABARCA_92C3_43	U ABARCA_92C3_44	ABC	34,5	4 ACBR	3,92	0	0	113,61	51,7	5,49	5,14	13,13
U ABARCA_92C3_34	U ABARCA_92C3_35	ABC	15,3	4 ACBR	3,46	0	0	100,11	45,6	4,84	3,16	13,12
SAN ANTON-CALAZ1	SAN ANTON-CALAZ2	A	29	4 ACBR	0,46	0	0	13,5	6,2	0,65	4,72	13,18
U ABARCA_92C3_13	U ABARCA_92C3_14	A	68,2	4 ACBR	2,1	20,3	9,2	60,8	27,8	2,94	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_11	U ABARCA_92C3_6	ABC	71,5	2/0 ACBR	1,38	0	0	77	35,1	3,72	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_44	U ABARCA_92C3_45	A	14,4	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,14	13,13
U ABARCA_92C3_44	U ABARCA_92C3_46	ABC	50,7	4 ACBR	3,46	25,7	11,7	100,1	45,5	4,84	5,15	13,12
U ABARCA_92C3_35	U ABARCA_92C3_36	A	40	4 ACBR	0,7	20,3	9,2	20,3	9,2	0,98	3,16	13,12
U ABARCA_92C3_35	U ABARCA_92C3_37	ABC	63,4	4 ACBR	2,76	0	0	79,8	36,4	3,86	5,16	13,12
SAN ANTON-CALAZ2	SAN ANTON-CALAZ3	A	40,3	4 ACBR	0,46	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	4,72	13,18
U ABARCA_92C3_14	U ABARCA_92C3_16	A	20	4 ACBR	0,93	13,5	6,2	27	12,4	1,31	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_14	U ABARCA_92C3_15	A	45,6	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_6	U ABARCA_92C3_7	ABC	83,8	1/0 ACBR	1,62	0	0	77	35,1	3,72	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_46	U ABARCA_92C3_47	ABC	55,2	4 ACBR	2,57	33,8	15,4	74,4	33,8	3,59	5,15	13,12
U ABARCA_92C3_37	U ABARCA_92C3_40	A	119,4	4 ACBR	0,89	5,4	2,5	25,7	11,7	1,24	5,17	13,12
U ABARCA_92C3_37	U ABARCA_92C3_38	ABC	15,7	4 ACBR	1,87	40,6	18,5	54,1	24,7	2,62	5,16	13,12
U ABARCA_92C3_16	U ABARCA_92C3_17	A	20,1	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_7	U ABARCA_92C3_9	ABC	39,7	1/0 ACBR	0,91	29,7	13,5	43,2	19,7	2,09	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_7	U ABARCA_92C3_8	ABC	51,6	2 ACBR	0,91	33,8	15,4	33,8	15,4	1,63	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_47	U ABARCA_92C3_48	A	38,8	4 ACBR	1,4	0	0	40,6	18,4	1,96	5,15	13,12
U ABARCA_92C3_40	U ABARCA_92C3_41	A	43	4 ACBR	0,7	20,3	9,2	20,3	9,2	0,98	5,17	13,12
U ABARCA_92C3_39	U ABARCA_92C3_39	A	28	4 ACBR	0,47	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,16	13,12
U ABARCA_92C3_9	U ABARCA_92C3_10	ABC	44,3	1/0 ACBR	0,29	13,5	6,2	13,5	6,2	0,65	5,12	13,13
U ABARCA_92C3_48	U ABARCA_92C3_49	A	16,3	4 ACBR	0,7	20,3	9,2	20,3	9,2	0,98	5,15	13,12
U ABARCA_92C3_48	U ABARCA_92C3_50	A	151,1	4 ACBR	0,7	20,3	9,2	20,3	9,2	0,98	5,16	13,12

ANEXO

6.2

FLUJOS DE CARGA CON
CORRECCIÓN DEL FP EN LOS
A/P DE LA S/E # 2

Table with columns for station codes, call letters, and numerical values. The table lists various station identifiers such as SJ 8 FAB 82C5 153, J 8 FAB 82C5 17, and continues down to SP CHILA 82C5 388, with associated numerical data.

SV BUA_S2C5_3	SV BUA_S2C5_5	A	1045,6	4	ACSR	6,06	4,9	10,8	179,79	39,26	8,48	10,17	12,53
SJ BUA_S2C5_30	SJ BUA_S2C5_51	A	1838,8	4	ACSR	0,41	12,3	2,7	12,3	2,7	0,57	7,82	12,8
L JUNTAS_S2C5_3	L JUNTAS_S2C5_8	A	1062,8	4	ACSR	0,16	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	9,46	12,61
L JUNTAS_S2C5_3	L JUNTAS_S2C5_4	A	169	4	ACSR	0,49	4,9	1,1	14,7	3,3	0,69	9,46	12,61
SV BUA_S2C5_5	SV BUA_S2C5_6	A	809	4	ACSR	4,41	4,9	1,1	130,62	26,41	6,17	10,31	12,51
L JUNTAS_S2C5_4	L JUNTAS_S2C5_5	A	675,1	4	ACSR	0,33	0	0	9,6	2,2	0,46	9,46	12,61
SV BUA_S2C5_6	SV BUA_S2C5_7	A	1080,9	4	ACSR	4,24	1,5	0,3	125,54	27,25	5,94	10,48	12,49
L JUNTAS_S2C5_5	L JUNTAS_S2C5_6	A	531,9	4	ACSR	0,16	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	9,47	12,61
L JUNTAS_S2C5_5	L JUNTAS_S2C5_7	A	383,8	4	ACSR	0,16	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	9,46	12,61
SV BUA_S2C5_7	SV BUA_S2C5_8	A	232,6	4	ACSR	4,19	4,9	1,1	123,99	26,93	5,87	10,52	12,49
SV BUA_S2C5_8	MOCACHE2_S2C5_1	A	802,4	4	ACSR	4,02	4,9	1,1	118,97	25,79	5,63	10,64	12,47
MOCACHE2_S2C5_1	MOCACHE2_S2C5_2	A	300,5	4	ACSR	0,42	12,3	2,7	12,3	2,7	0,58	10,64	12,47
MOCACHE2_S2C5_1	MOCACHE2_S2C5_3	A	2010,7	4	ACSR	3,44	0	0	101,55	21,92	4,82	10,88	12,45
MOCACHE2_S2C5_3	MOCACHE4_S2C5_1	A	1588	4	ACSR	0,25	0	0	7,5	1,5	0,35	10,9	12,44
MOCACHE2_S2C5_3	MOCACHE2_S2C5_4	A	155,3	4	ACSR	3,19	2,5	0,5	94,03	20,41	4,46	10,9	12,44
MOCACHE4_S2C5_1	MOCACHE4_S2C5_2	A	441,2	4	ACSR	0,08	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	10,9	12,44
MOCACHE4_S2C5_1	MOCACHE4_S2C5_3	A	291,2	4	ACSR	0,17	2,5	0,5	5	1	0,24	10,9	12,44
MOCACHE2_S2C5_4	MOCACHE2_S2C5_5	A	679,7	4	ACSR	3,1	4,9	1,1	91,47	19,89	4,35	10,98	12,44
MOCACHE4_S2C5_3	MOCACHE4_S2C5_4	A	308,9	4	ACSR	0,08	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	10,9	12,44
MOCACHE2_S2C5_5	MOCACHE2_S2C5_6	A	893,6	4	ACSR	2,94	4,9	1,1	86,5	18,77	4,11	11,07	12,42
MOCACHE2_S2C5_6	MOCACHE6_S2C5_1	A	657,7	4	ACSR	2,77	4,9	1,1	81,55	17,65	3,88	11,14	12,42
MOCACHE6_S2C5_1	MOCACHE6_S2C5_2	A	374,6	4	ACSR	2,6	0	0	76,63	16,54	3,65	11,17	12,41
MOCACHE6_S2C5_2	MOCACHE6_S2C5_3	A	625,3	4	ACSR	0,08	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	11,17	12,41
MOCACHE6_S2C5_2	MOCACHE6_S2C5_5	A	1091,9	4	ACSR	2,52	0	0	74,07	16,02	3,53	11,27	12,4
MOCACHE6_S2C5_3	MOCACHE6_S2C5_7	A	646,2	4	ACSR	1,6	2,5	0,5	46,94	10,11	2,24	11,31	12,4
MOCACHE6_S2C5_5	MOCACHE6_S2C5_6	A	409,3	4	ACSR	0,08	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	11,27	12,4
MOCACHE6_S2C5_5	GUABAL_S2C5_1	A	317	4	ACSR	0,84	4,9	1,1	24,6	5,4	1,17	11,3	12,4
MOCACHE6_S2C5_7	MOCACHE6_S2C5_8	A	202,7	4	ACSR	1,51	4,9	1,1	44,44	9,61	2,12	11,32	12,4
GUABAL_S2C5_1	GUABAL_S2C5_2	A	184	4	ACSR	0,67	0	0	19,7	4,3	0,94	11,3	12,4
MOCACHE6_S2C5_8	MOCACHE6_S2C5_9	A	370,9	4	ACSR	1,35	2,5	0,5	39,53	8,51	1,88	11,34	12,39
GUABAL_S2C5_2	MOCACHE5_S2C5_1	A	885,1	4	ACSR	0,5	4,9	1,1	14,7	3,3	0,7	11,32	12,4
GUABAL_S2C5_2	GUABAL_S2C5_3	A	378,6	4	ACSR	0,17	2,5	0,5	5	1	0,24	11,31	12,4
MOCACHE6_S2C5_9	MOCACHE3_S2C5_1	A	364,1	4	ACSR	1,26	2,5	0,5	37,02	8,01	1,76	11,35	12,39
MOCACHE5_S2C5_1	MOCACHE5_S2C5_2	A	373,5	4	ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	11,32	12,4
MOCACHE5_S2C5_1	MOCACHE5_S2C5_3	A	1038,1	4	ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	11,33	12,4
GUABAL_S2C5_3	GUABAL_S2C5_4	A	323,8	4	ACSR	0,09	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	11,31	12,4
MOCACHE3_S2C5_1	MOCACHE3_S2C5_2	A	772,2	4	ACSR	1,18	2,5	0,5	34,51	7,5	1,65	11,39	12,39
MOCACHE3_S2C5_2	MOCACHE3_S2C5_3	A	568	4	ACSR	1,09	2,5	0,5	32,01	7	1,53	11,41	12,39
MOCACHE3_S2C5_3	MOCACHE3_S2C5_4	A	182,5	4	ACSR	1,01	0	0	29,51	6,5	1,41	11,42	12,39
MOCACHE3_S2C5_4	MOCACHE3_S2C5_8	A	640,7	4	ACSR	0,75	4,9	1,1	22,1	4,9	1,06	11,43	12,38
MOCACHE3_S2C5_4	MOCACHE3_S2C5_5	A	130,7	4	ACSR	0,25	0	0	7,4	1,6	0,35	11,42	12,39
MOCACHE3_S2C5_8	MOCACHE3_S2C5_9	A	575,6	4	ACSR	0,59	4,9	1,1	17,2	3,8	0,82	11,45	12,38
MOCACHE3_S2C5_5	MOCACHE3_S2C5_6	A	592,1	4	ACSR	0,17	4,9	1,1	4,9	1,1	0,23	11,42	12,39
MOCACHE3_S2C5_5	MOCACHE3_S2C5_7	A	231,2	4	ACSR	0,08	2,5	0,5	2,5	0,5	0,12	11,42	12,39
MOCACHE3_S2C5_9M	MOCACHE3_S2C5_10	A	767,5	4	ACSR	0,42	12,3	2,7	12,3	2,7	0,59	11,46	12,38

ANEXO

6.4

FLUJOS DE CARGA CON
CORRECCIÓN DEL FP EN LOS
A/P DE LA S/E # 4

EL CARMEN 84C 38	EL CARMEN 84C 39	ABC 43,4	1/0 ACSB	8,77	0	0	469,97	-97,06	20,17	0,46	13,74
R AGUA SU 84C 11	R AGUA SU 84C 12	A 1125,3	2 ACSB	0,11	4,2	1,8	4,2	1,8	0,19	0,69	13,7
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 43	AB 18,1	4 ACSB	1,73	10,6	4,6	53	23	2,43	0,46	13,74
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 40	A 19	4 ACSB	1,21	10,6	4,6	37,1	16,1	1,7	0,46	13,74
EL CARMEN 84C 39	EL CARMEN 84C 48	ABC 78,2	1/0 ACSB	7,37	0	0	379,82	-136,19	16,96	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 43	EL CARMEN 84C 44	AB 52,2	4 ACSB	1,39	10,6	4,6	42,4	18,4	1,94	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 48	EL CARMEN 84C 41	A 60,1	4 ACSB	0,87	15,9	6,9	26,5	11,5	1,21	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 48	EL CARMEN 84C 50	ABC 10,1	1/0 ACSB	6,99	21,2	9,1	351,21	151,4	16,08	0,47	13,73
EL CARMEN 84C 44	EL CARMEN 84C 49	ABC 150,9	4 ACSB	0,94	28,6	12,4	28,6	12,4	1,31	0,48	13,73
EL CARMEN 84C 41	EL CARMEN 84C 45	A 8	4 ACSB	1,04	10,6	4,6	31,8	13,8	1,46	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 50	EL CARMEN 84C 42	A 48,2	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 45	EL CARMEN 84C 51	ABC 77,1	1/0 ACSB	6,57	0	0	329,98	142,27	15,11	0,49	13,73
FL CARMEN 84C 51	EL CARMEN 84C 46	A 95,4	4 ACSB	0,69	10,6	4,6	21,2	9,2	0,97	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 51	EL CARMEN 84C 52	A 114	4 ACSB	1,04	10,6	4,6	31,8	13,8	1,46	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 46	EL CARMEN 84C 56	ABC 7,7	1/0 ACSB	5,93	0	0	298,17	128,47	13,65	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 52	EL CARMEN 84C 47	A 279,6	2 ACSB	0,27	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,47	13,74
EL CARMEN 84C 56	EL CARMEN 84C 53	A 24	4 ACSB	0,69	0	0	21,2	9,2	0,97	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 53	EL CARMEN 84C 57	A 40,1	4 ACSB	0,69	21,2	9,1	21,2	9,1	0,97	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 53	EL CARMEN 84C 58	ABC 34,7	1/0 ACSB	5,51	21,2	9,1	276,96	119,36	12,68	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 53	EL CARMEN 84C 55	A 35,3	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 58	EL CARMEN 84C 54	A 101,6	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,49	13,73
EL CARMEN 84C 59	EL CARMEN 84C 59	ABC 54,4	1/0 ACSB	5,09	0	0	255,74	110,25	11,71	0,5	13,73
EL CARMEN 84C 61	FL CARMEN 84C 61	ABC 107,9	4 ACSB	7,84	0	0	239,78	103,33	10,98	0,52	13,73
EL CARMEN 84C 61	EL CARMEN 84C 60	ABC 97,1	1/0 ACSB	0,32	15,9	6,9	15,9	6,9	0,73	0,5	13,73
EL CARMEN 84C 62	EL CARMEN 84C 62	ABC 155,7	2 ACSB	1,24	0	0	48,9	20,9	2,24	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 62	EL CARMEN 84C 70	ABC 73,6	4 ACSB	6,25	0	0	190,85	82,42	8,74	0,54	13,73
EL CARMEN 84C 62	EL CARMEN 84C 65	ABC 104,5	2 ACSB	0,49	19,1	8,2	19,1	8,2	0,87	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 70	EL CARMEN 84C 63	A 11,1	4 ACSB	0,97	0	0	29,8	12,7	1,36	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 70	EL CARMEN 84C 72	ABC 15,3	4 ACSB	5,9	12,7	5,5	180,25	77,82	6,26	0,54	13,73
EL CARMEN 84C 63	EL CARMEN 84C 71	A 119,5	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,54	13,73
EL CARMEN 84C 63	EL CARMEN 84C 64	A 65,7	4 ACSB	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 72	EL CARMEN 84C 66	A 43,6	4 ACSB	0,76	10,6	4,6	23,4	10	1,07	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 66	EL CARMEN 84C 73	ABC 47,8	4 ACSB	5,48	17	7,3	167,53	72,31	7,68	0,55	13,72
EL CARMEN 84C 73	EL CARMEN 84C 67	A 32,8	4 ACSB	0,42	0	0	12,8	5,4	0,58	0,53	13,73
FL CARMEN 84C 67	EL CARMEN 84C 74	ABC 49	4 ACSB	4,93	0	0	150,52	65,01	6,9	0,55	13,72
EL CARMEN 84C 67	EL CARMEN 84C 68	A 90,1	4 ACSB	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 67	EL CARMEN 84C 69	A 300,6	4 ACSB	0,21	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,53	13,73
EL CARMEN 84C 74	EL CARMEN 84C 76	ABC 10,4	4 ACSB	4,58	15,9	6,9	139,92	60,41	6,41	0,56	13,72
EL CARMEN 84C 74	EL CARMEN 84C 75	A 72,1	4 ACSB	0,35	10,5	4,6	10,6	4,6	0,49	0,56	13,72
EL CARMEN 84C 76	EL CARMEN 84C 79	ABC 98,8	4 ACSB	4,06	0	0	124,01	53,5	5,68	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 79	EL CARMEN 84C 83	ABC 76,5	4 ACSB	1,53	25,4	11	46,6	20,2	2,14	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 79	EL CARMEN 84C 80	ABC 22,7	4 ACSB	2,53	0	0	77,4	33,3	3,55	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 83	EL CARMEN 84C 84	A 122,2	4 ACSB	0,69	10,6	4,6	21,2	9,2	0,97	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 80	EL CARMEN 84C 87	AB 18,9	1/0 ACSB	1,01	6,4	2,7	30,9	21,8	2,33	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 84	EL CARMEN 84C 81	A 41,1	4 ACSB	0,87	15,9	6,9	26,5	11,5	1,22	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 87	EL CARMEN 84C 85	A 205,1	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 81	EL CARMEN 84C 88	AB 65,4	1/0 ACSB	0,89	4,2	1,8	44,5	19,1	2,04	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 88	EL CARMEN 84C 92	A 111,3	4 ACSB	0,35	10,6	4,6	10,6	4,6	0,49	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 88	EL CARMEN 84C 90	AB 200,8	1/0 ACSB	0,8	21,2	9,1	40,3	17,3	1,85	0,57	13,72
EL CARMEN 84C 90	EL CARMEN 84C 91	AB 116,6	1/0 ACSB	0,38	12,7	5,5	19,1	8,2	0,87	0,58	13,72
EL CARMEN 84C 91	EL CARMEN 84C 92	AB 90,5	1/0 ACSB	0,13	6,4	2,7	6,4	2,7	0,29	0,58	13,72

ANEXO

VII

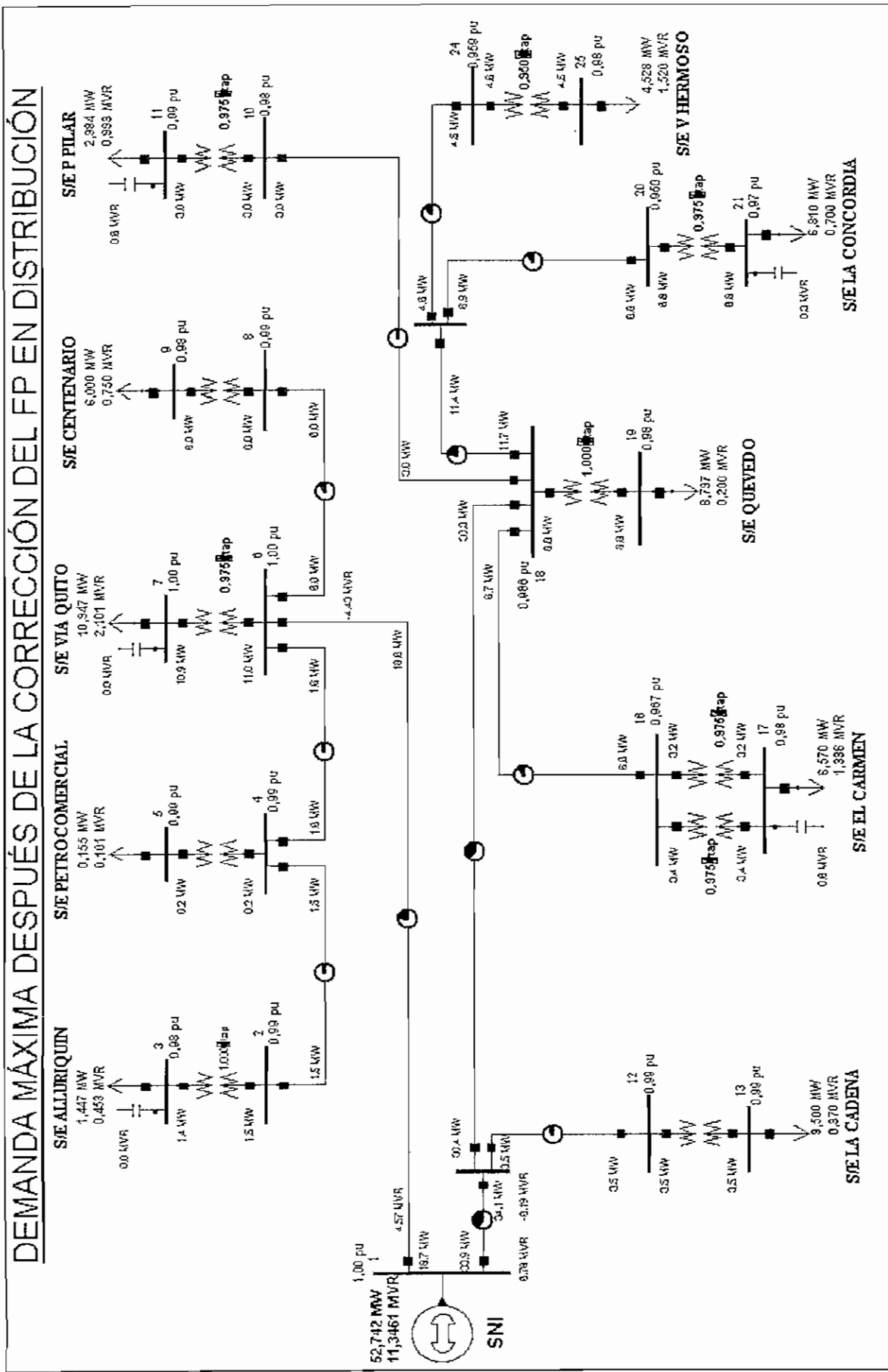
FLUJOS DE POTENCIA CON LA CORRECCIÓN DEL FP EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO

7.1

FLUJO DE POTENCIA A DEMANDA MÁXIMA

DEMANDA MÁXIMA DESPUÉS DE LA CORRECCIÓN DEL FP EN DISTRIBUCIÓN



**RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA DESPUÉS DE LA CORRECCIÓN
DEL FP EN DEMANDA MÁXIMA**

Pout Records

							Cargab	V (pu)	Angle	Tap		
BUS	1	B-SNI	68,5	MW	Mvar	MVA	%	0,99275	0			1 1
GENERATOR 1				52,74	11,35	53,9						
TO	6	B1	1	18,68	4,57	19,2	24					
TO	26	BD1	1	34,06	6,78	34,7	43					
BUS	2	B6	67,94	MW	Mvar	MVA	%	0,98457	-0,47			1 1
TO	3	B6-1	1	1,45	0,48	1,5	61			1,0000TA		
TO	4	BPC	1	-1,45	-0,48	1,5	5					
BUS	3	B6-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9832	-1,29			1 1
LOAD 1				1,45	0,45	1,5						
TO	2	B6	1	-1,45	-0,45	1,5	61			1,0000NT		
BUS	4	BPC	68,12	MW	Mvar	MVA	%	0,98728	-0,4			1 1
TO	2	B6	1	1,46	0,48	1,5	5					
TO	5	BPC-1	1	0,16	0,1	0,2	4			1,0000TA		
TO	6	B1	1	-1,61	-0,58	1,7	5					
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9928	-0,53			1 1
LOAD 1				0,16	0,1	0,2						
TO	4	BPC	1	-0,15	-0,1	0,2	4			1,0000NT		
BUS	6	B1	68,22	MW	Mvar	MVA	%	0,98871	-0,37			1 1
TO	1	B-SNI	-1	18,63	-4,43	19,1	24					
TO	4	BPC	1	1,61	0,58	1,7	5					
TO	7	B1-1	1	10,99	2,8	11,3	95			0,9750TA		
TO	8	B8	1	6,03	1,04	6,1	11					
BUS	7	B1-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,0039	-3,79			1 1
LOAD 1				10,95	2,1	11,1						
TO	6	B1	-1	10,95	-2,1	11,1	93			0,9750NT		
BUS	8	B8	68,09	MW	Mvar	MVA	%	0,98677	-0,47			1 1
TO	6	B1	1	-6,02	-1,03	6,1	11					
TO	9	B8-1	1	6,02	1,03	6,1	61			1,0000TA		
BUS	9	B8-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9849	-3,04			1 1
LOAD 1				6	0,75	6						
TO	8	B8	1	-6	-0,75	6	60			1,0000NT		
BUS	10	B5	66,86	MW	Mvar	MVA	%	0,96904	-1,91			1 1
TO	11	B5-1	1	2,99	0,51	3	61			0,9750TA		
TO	18	B2	1	-2,99	-0,51	3	6					
BUS	11	B5-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9928	-3,97			1 1
LOAD 1				2,98	0,99	3,1						
SWITCHED SHUNT				0	0,59	0,6						
TO	10	B5	1	-2,98	-0,4	3	60			0,9750NT		
BUS	12	B9	67,90	MW	Mvar	MVA	%	0,98401	-0,89			1 1
TO	13	B9-1	1	3,51	0,47	3,5	35			1,0000TA		
TO	26	BD1	1	-3,51	-0,47	3,5	6					

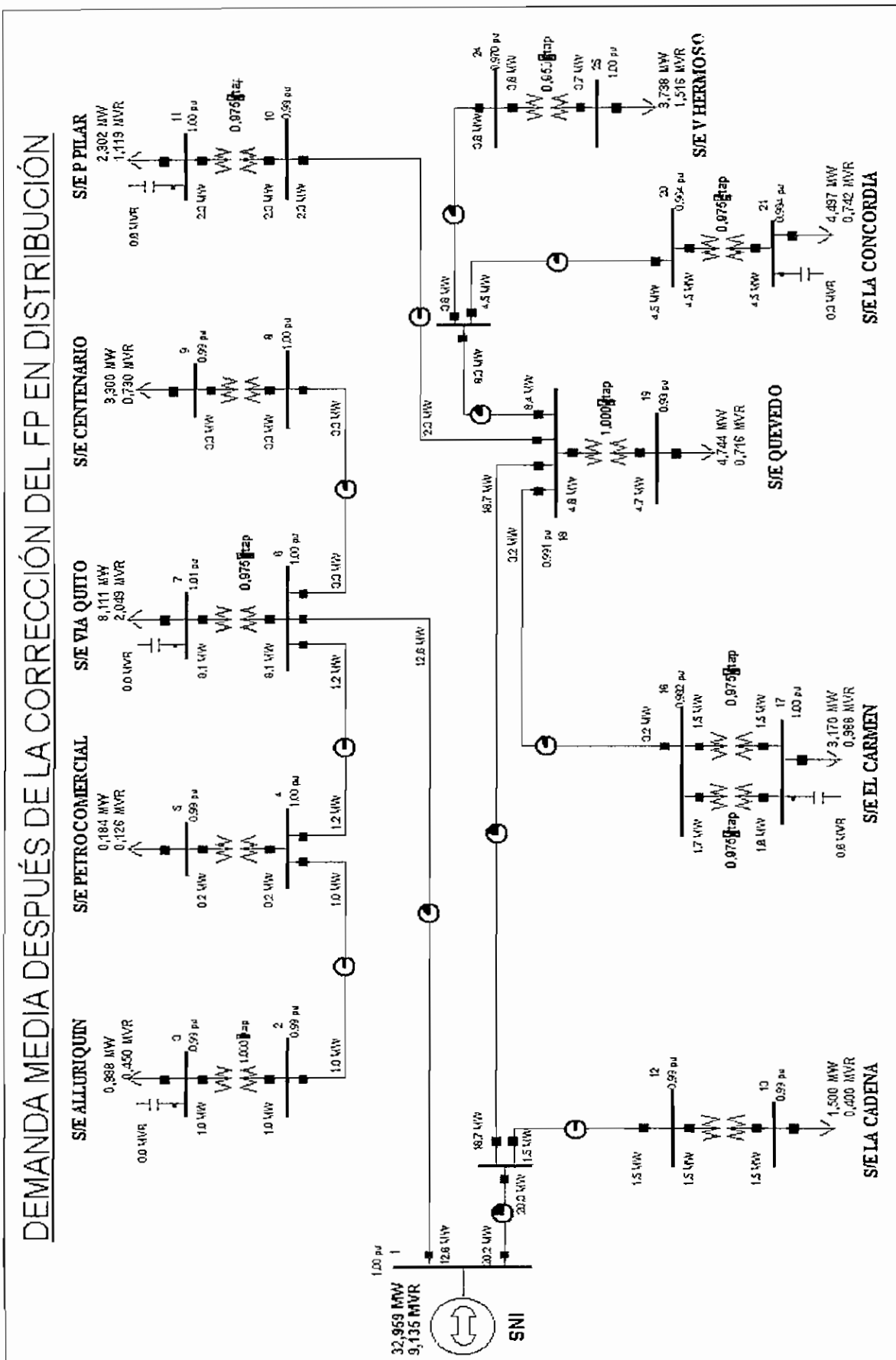
BUS	13	B9-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9865	-2,45		1	1
LOAD 1				3,5	0,37	3,5						
TO	12	B9	1	-3,5	-0,37	3,5	35			1,0000NT		
BUS	16	B4	66,26	MW	Mvar	MVA	%	0,96028	-2,38		1	1
TO	17	B4-1	1	3,43	0,55	3,5	69			0,9750TA		
TO	17	B4-1	2	3,17	0,49	3,2	64			0,9750TA		
TO	18	B2	1	-6,59	-1,04	6,7	12					
BUS	17	B4-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9829	-4,78		1	1
LOAD 1				6,57	1,34	6,7						
SWITCHED SHUNT				0	0,58	0,6						
TO	16	B4	1	-3,41	-0,41	3,4	69			0,9750NT		
TO	16	B4	2	-3,16	-0,35	3,2	64			0,9750NT		
BUS	18	B2	67,56	MW	Mvar	MVA	%	0,97919	-1,4		1	1
TO	10	B5	1	3,02	0,55	3,1	6					
TO	16	B4	1	6,7	1,18	6,8	12					
TO	19	B2-1	1	8,83	0,81	8,9	89			1,0000TA		
TO	26	BD1	-1	30,26	-5,43	30,7	38					
TO	27	BD2	1	11,7	2,89	12,1	22					
BUS	19	B2-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9783	-5,37		1	1
LOAD 1				8,8	0,2	8,8						
TO	18	B2	1	-8,8	-0,2	8,8	88			1,0000NT		
BUS	20	B3	65,09	MW	Mvar	MVA	%	0,94336	-3,15		1	1
TO	21	B3-1	1	6,83	0,69	6,9	69			0,9750TA		
TO	27	BD2	1	-6,83	-0,69	6,9	12					
BUS	21	B3-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9682	-5,44		1	1
LOAD 1				6,81	0,7	6,8						
SWITCHED SHUNT				0	0,28	0,3						
TO	20	B3	1	-6,81	-0,42	6,8	68			0,9750NT		
BUS	24	B7	65,69	MW	Mvar	MVA	%	0,95201	-2,63		1	1
TO	25	B7-1	1	4,55	1,81	4,9	98			0,9500TA		
TO	27	BD2	1	-4,55	-1,81	4,9	15					
BUS	25	B7-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9846	-5,76		1	1
LOAD 1				4,53	1,52	4,8						
TO	24	B7	1	-4,53	-1,52	4,8	96			0,9500NT		
BUS	26	BD1	67,90	MW	Mvar	MVA	%	0,98403	-0,89		1	1
TO	1	B-SNI	-1	33,87	-6,19	34,4	43					
TO	12	B9	1	3,51	0,47	3,5	6					
TO	18	B2	1	30,36	5,73	30,9	39					
BUS	27	BD2	65,70	MW	Mvar	MVA	%	0,95217	-2,62		1	1
TO	18	B2	-1	11,44	-2,57	11,7	21					
TO	20	B3	1	6,89	0,76	6,9	13					
TO	24	B7	1	4,55	1,81	4,9	15					

ANEXO

7.2

FLUJO DE POTENCIA A DEMANDA MEDIA

DEMANDA MEDIA DESPUÉS DE LA CORRECCIÓN DEL FP EN DISTRIBUCIÓN



RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN DEMANDA MEDIA

							Cargab	V (pu)	Angle	Tap		
BUS	1	B-SNI	69,2	MW	Mvar	MVA	%	1,003	0		1	1
GENERATOR	1			32,96	9,13	34,2						
TO	6	B1	1	12,64	3,92	13,2	17					
TO	26	BD1	1	20,31	5,22	21	26					
BUS	2	B6	68,767	MW	Mvar	MVA	%	0,9966	-0,3		1	1
TO	3	B6-1	1	0,99	0,46	1,1	44			1,0000TA		
TO	4	BPC	1	-0,99	-0,46	1,1	3					
BUS	3	B6-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9864	-0,83		1	1
LOAD 1				0,99	0,45	1,1						
TO	2	B6	1	-0,99	-0,45	1,1	43					
										1,0000NT		
BUS	4	BPC	68,907	MW	Mvar	MVA	%	0,99865	-0,26		1	1
TO	2	B6	1	0,99	0,46	1,1	3					
TO	5	BPC-1	1	0,18	0,13	0,2	4			1,0000TA		
TO	6	B1	1	-1,18	-0,59	1,3	4					
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9937	-0,41		1	1
LOAD 1				0,18	0,13	0,2						
TO	4	BPC	1	-0,18	-0,13	0,2	4					
										1,0000NT		
BUS	6	B1	68,987	MW	Mvar	MVA	%	0,99981	-0,24		1	1
TO	1	B-SNI	-1	12,62	-3,85	13,2	16					
TO	4	BPC	1	1,18	0,59	1,3	4					
TO	7	B1-1	1	8,14	2,44	8,5	71			0,9750TA		
TO	8	B8	1	3,31	0,82	3,4	6					
BUS	7	B1-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,0071	-2,76		1	1
LOAD 1				8,11	2,05	8,4						
TO	6	B1	1	-8,11	-2,05	8,4	70					
										0,9750NT		
BUS	8	B8	68,908	MW	Mvar	MVA	%	0,99867	-0,29		1	1
TO	6	B1	1	-3,3	-0,82	3,4	6					
TO	9	B8-1	1	3,3	0,82	3,4	34			1,0000TA		
BUS	9	B8-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9887	-1,69		1	1
LOAD 1				3,3	0,73	3,4						
TO	8	B8	1	-3,3	-0,73	3,4	34					
										1,0000NT		
BUS	10	B5	67,979	MW	Mvar	MVA	%	0,9852	-1,18		1	1
TO	11	B5-1	1	2,31	0,59	2,4	48					
TO	18	B2	1	-2,31	-0,59	2,4	4			0,9750TA		
BUS	11	B5-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9987	-2,74		1	1
LOAD 1				2,3	1,12	2,6						
SWITCHED SHUNT				0,00	0,6	0,6						
TO	10	B5	1	-2,3	-0,52	2,4	47					
										0,9750NT		
BUS	12	B9	68,795	MW	Mvar	MVA	%	0,99703	-0,52		1	1
TO	13	B9-1	1	1,5	0,42	1,6	16					
TO	26	BD1	1	-1,5	-0,42	1,6	3			1,0000TA		

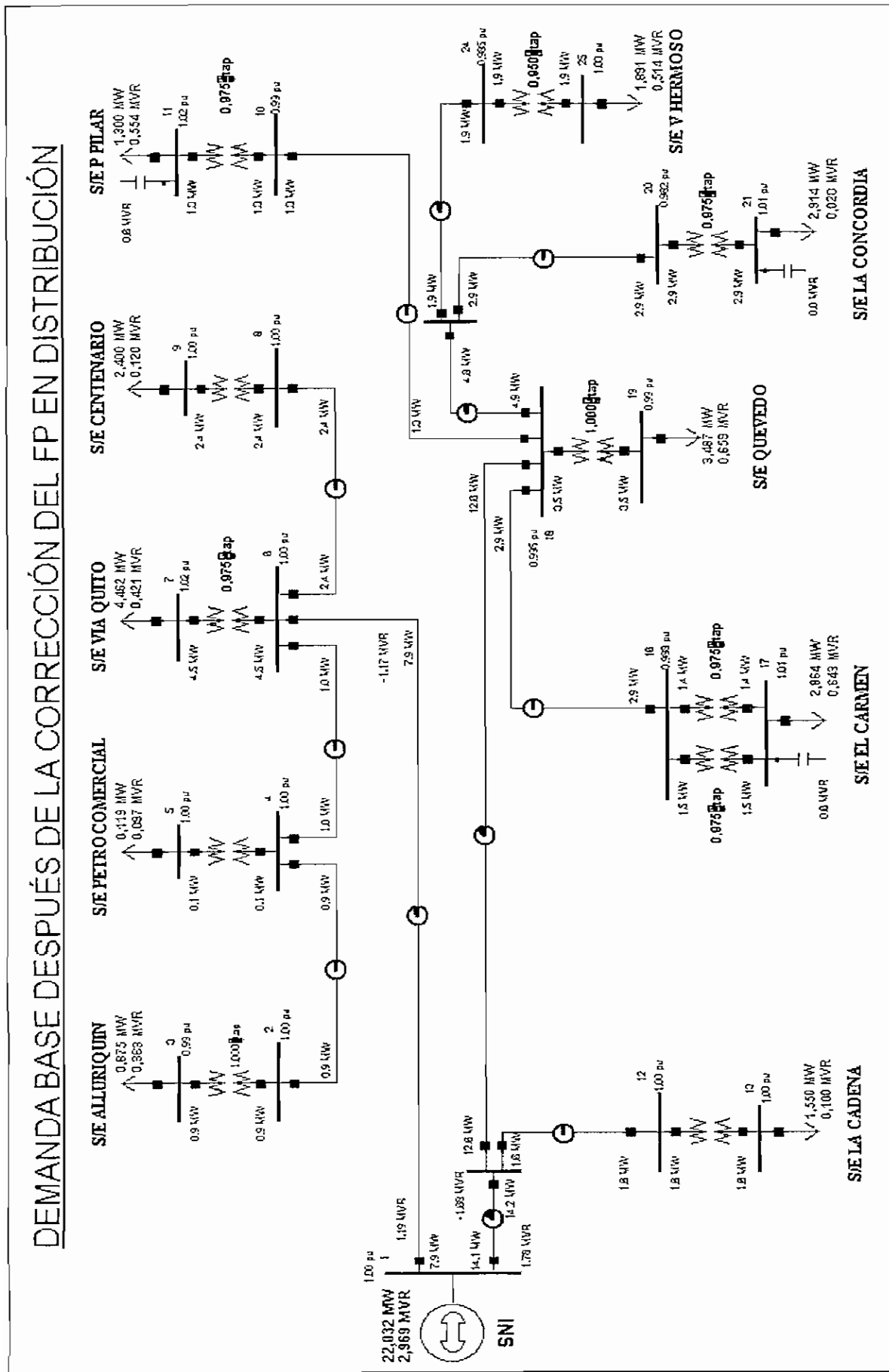
BUS	13	B9-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9904	-1,17		1	1
LOAD 1				1,5	0,4	1,6						
TO	12	B9	1	-1,5	-0,4	1,6	16			1,0000NT		
BUS	16	B4	67,952	MW	Mvar	MVA	%	0,98481	-1,29		1	1
TO	17	B4-1	1	1,65	0,24	1,7	33			0,9750TA		
TO	17	B4-1	2	1,53	0,21	1,5	31			0,9750TA		
TO	18	B2	1	-3,18	-0,45	3,2	6					
BUS	17	B4-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,0029	-2,41		1	1
LOAD 1				3,17	0,99	3,3						
SWITCHED SHUNT				0.00	0,6	0,6						
TO	16	B4	1	-1,65	-0,21	1,7	33			0,9750NT		
TO	16	B4	2	-1,52	-0,18	1,5	31			0,9750NT		
BUS	18	B2	68,565	MW	Mvar	MVA	%	0,9937	-0,82		1	1
TO	10	B5	1	2,32	0,61	2,4	4					
TO	16	B4	1	3,2	0,48	3,2	6					
TO	19	B2-1	1	4,76	0,9	4,8	32			1,0000TA		
TO	26	BD1	-1	18,7	-4,47	19,2	24					
TO	27	BD2	1	8,42	2,48	8,8	16					
BUS	19	B2-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9824	-2,93		1	1
LOAD 1				4,74	0,72	4,8						
TO	18	B2	1	-4,74	-0,72	4,8	32			1,0000NT		
BUS	20	B3	66,742	MW	Mvar	MVA	%	0,96728	-1,98		1	1
TO	21	B3-1	1	4,51	0,57	4,5	45			0,9750TA		
TO	27	BD2	1	-4,51	-0,57	4,5	8					
BUS	21	B3-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9842	-3,44		1	1
LOAD 1				4,5	0,74	4,6						
SWITCHED SHUNT				0.00	0,29	0,3						
TO	20	B3	1	-4,5	-0,45	4,5	45			0,9750NT		
BUS	24	B7	67,142	MW	Mvar	MVA	%	0,97307	-1,65		1	1
TO	25	B7-1	1	3,75	1,72	4,1	83			0,9500TA		
TO	27	BD2	1	-3,75	-1,72	4,1	13					
BUS	25	B7-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9981	-4,16		1	1
LOAD 1				3,74	1,52	4						
TO	24	B7	1	-3,74	-1,52	4	81			0,9500NT		
BUS	26	BD1	68,796	MW	Mvar	MVA	%	0,99704	-0,52		1	1
TO	1	B-SNI	-1	20,24	-5	20,9	26					
TO	12	B9	1	1,5	0,42	1,6	3					
TO	18	B2	1	18,74	4,58	19,3	24					
BUS	27	BD2	67,151	MW	Mvar	MVA	%	0,9732	-1,65		1	1
TO	18	B2	1	-8,28	-2,31	8,6	16					
TO	20	B3	1	4,53	0,6	4,6	8					
TO	24	B7	1	3,75	1,72	4,1	13					

ANEXO

7.3

FLUJO DE POTENCIA A DEMANDA BASE

DEMANDA BASE DESPUÉS DE LA CORRECCIÓN DEL FP EN DISTRIBUCIÓN



RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN DEMANDA BASE

Pout Records							Cargab	V (pu)	Angle	Tap	
BUS	1	B-SNI	69,6	MW	Mvar	MVA	%	1,0087	0		1 1
GENERATOR 1				22,03	2,97	22,2					
TO	6	B1	1	7,88	1,19	8	10				
TO	26	BD1	1	14,15	1,78	14,3	18				
BUS	2	B6	69,31	MW	Mvar	MVA	%	1,004	-0,21		1 1
TO	3	B6-1	1	0,88	0,37	1	38			1,0000TA	
TO	4	BPC	1	-0,88	-0,37	1	3				
BUS	3	B6-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,990	-0,69		1 1
LOAD 1				0,87	0,36	0,9					
SWITCHED SHUNT				0,00	0	0					
TO	2	B6	1	-0,87	-0,36	0,9	38			1,0000NT	
BUS	4	BPC	69,43	MW	Mvar	MVA	%	1,006	-0,18		1 1
TO	2	B6	1	0,88	0,37	1	3				
TO	5	BPC-1	1	0,12	0,1	0,2	3			1,0000TA	
TO	6	B1	1	-1	-0,47	1,1	3				
BUS	5	BPC-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,9961	-0,27		1 1
LOAD 1				0,12	0,1	0,2					
TO	4	BPC	1	-0,12	-0,1	0,2	3			1,0000NT	
BUS	6	B1	69,50	MW	Mvar	MVA	%	1,007	-0,16		1 1
TO	1	B-SNI	1	-7,87	-1,17	8	10				
TO	4	BPC	1	1	0,47	1,1	3				
TO	7	B1-1	1	4,47	0,53	4,5	38			0,9750TA	
TO	8	B8	1	2,4	0,16	2,4	4				
BUS	7	B1-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,02	-1,54		1 1
LOAD 1				4,46	0,42	4,5					
TO	6	B1	1	-4,46	-0,42	4,5	37			0,9750NT	
BUS	8	B8	69,45	MW	Mvar	MVA	%	1,007	-0,2		1 1
TO	6	B1	1	-2,4	-0,16	2,4	4				
TO	9	B8-1	1	2,4	0,16	2,4	24			1,0000TA	
BUS	9	B8-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,996	-1,22		1 1
LOAD 1				2,4	0,12	2,4					
TO	8	B8	1	-2,4	-0,12	2,4	24			1,0000NT	
BUS	10	B5	69,02	MW	Mvar	MVA	%	1,000	-0,85		1 1
TO	11	B5-1	1	1,3	-0,05	1,3	26			0,9750TA	
TO	18	B2	1	-1,3	0,05	1,3	2				
BUS	11	B5-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,017	-1,73		1 1
LOAD 1				1,3	0,55	1,4					
SWITCHED SHUNT				0,00	0,62	0,6					
TO	10	B5	1	-1,3	0,07	1,3	26			0,9750NT	
BUS	12	B9	69,38	MW	Mvar	MVA	%	1,006	-0,38		1 1
TO	13	B9-1	1	1,55	0,12	1,6	16			1,0000TA	
TO	26	BD1	1	-1,55	-0,12	1,6	3				

BUS	13	B9-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,995	-1,06		1	1
LOAD 1				1,55	0,1	1,6						
TO	12	B9	1	-1,55	-0,1	1,6	16			1,0000NT		
BUS	16	B4	68,77	MW	Mvar	MVA	%	0,9967	-1,05		1	1
TO	17	B4-1	1	1,49	0,05	1,5	30			0,9750TA		
TO	17	B4-1	2	1,38	0,03	1,4	28			0,9750TA		
TO	18	B2	1	-2,87	-0,08	2,9	5					
BUS	17	B4-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,012	-2,06		1	1
LOAD 1				2,86	0,64	2,9						
SWITCHED SHUNT				0,00	0,61	0,6						
TO	16	B4	1	-1,49	-0,02	1,5	30			0,9750NT		
TO	16	B4	2	-1,37	-0,01	1,4	27			0,9750NT		
BUS	18	B2	69,26	MW	Mvar	MVA	%	1,004	-0,59		1	1
TO	10	B5	1	1,31	-0,04	1,3	2					
TO	16	B4	1	2,89	0,1	2,9	5					
TO	19	B2-1	1	3,49	0,76	3,6	36			1,0000TA		
TO	26	BD1	-1	12,55	-1,51	12,6	16					
TO	27	BD2	1	4,87	0,69	4,9	9					
BUS	19	B2-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	0,988	-2,12		1	1
LOAD 1				3,49	0,66	3,5						
TO	18	B2	1	-3,49	-0,66	3,5	35			1,0000NT		
BUS	20	B3	68,32	MW	Mvar	MVA	%	0,990	-1,36		1	1
TO	21	B3-1	1	2,92	0,07	2,9	29			0,9750TA		
TO	27	BD2	1	-2,92	-0,07	2,9	5					
BUS	21	B3-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,005	-2,28		1	1
LOAD 1				2,91	0,02	2,9						
TO	20	B3	1	-2,91	-0,02	2,9	29			0,9750NT		
BUS	24	B7	68,55	MW	Mvar	MVA	%	0,993	-1,14		1	1
TO	25	B7-1	1	1,89	0,56	2	40			0,9500TA		
TO	27	BD2	1	-1,89	-0,56	2	6					
BUS	25	B7-1	13,8	MW	Mvar	MVA	%	1,029	-2,36		1	1
LOAD 1				1,89	0,51	2						
TO	24	B7	1	-1,89	-0,51	2	39			0,9500NT		
BUS	26	BD1	69,38	MW	Mvar	MVA	%	1,006	-0,38		1	1
TO	1	B-SNI	-1	14,12	-1,68	14,2	18					
TO	12	B9	1	1,55	0,12	1,6	3					
TO	18	B2	1	12,57	1,56	12,7	16					
BUS	27	BD2	68,55	MW	Mvar	MVA	%	0,993	-1,13		1	1
TO	18	B2	1	-4,82	-0,64	4,9	9					
TO	20	B3	1	2,93	0,08	2,9	5					
TO	24	B7	1	1,89	0,56	2	6					