

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**ESTUDIO OPERATIVO DE LOS ALIMENTADORES IZAMBA Y
SAN MIGUELITO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.**

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

HENRRY SEBASTIAN VINUEZA RECALDE

DIRECTOR: ING. MILTON TOAPANTA

Quito, Noviembre 2004

DECLARACIÓN

Yo, HENRRY SEBASTIAN VINUEZA RECALDE, 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.

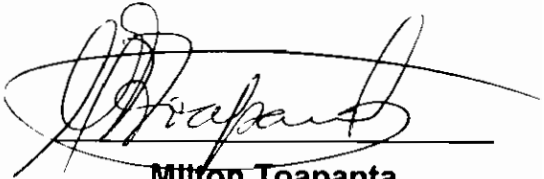
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



H. Sebastián Vinueza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por HENRRY SEBASTIAN VINUEZA RECALDE, bajo mi supervisión.

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

Milton Toapanta

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A la Politécnica Nacional por haberme acogido en sus aulas y de manera particular a la Carrera de Ingeniería Eléctrica, la cual ha hecho de mi un profesional de elite para la sociedad.

Mi presente respecto y gratitud a todo el Personal del Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA por la información e infraestructura proporcionada para la realización del presente proyecto.

Al Ingeniero Eléctrico Milton Toapanta, Director del Proyecto de Titulación, quien permitió llevar a un feliz término la presente investigación.

DEDICATORIA

Para Mis Padres Quienes Con Amor,
Abnegación Y Cariño Supieron Darme
Su Apoyo Moral Y Económico
Para La Culminación De Mi Carrera.

H. SEBASTIÁN.

CONTENIDO

RESUMEN	1
PRESENTACION	2
CAPITULO 1	
1 OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACION	3
1.1 ANTECEDENTES GENERALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.....	3
1.1.1 HISTORICIDAD	3
1.1.2 BASE LEGAL	3
1.1.2.1 Evolución Legal	3
1.1.2.2 Disposiciones Legales.....	4
1.1.2.2.1 Código de Trabajo.....	5
1.1.3 MISIÓN.....	5
1.1.4 VISIÓN.....	5
1.1.5 ÁREA DE CONCESIÓN.....	6
1.2 ORIGEN DEL PROYECTO.....	7
1.3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	8
1.4 ALCANCES DEL ESTUDIO	8
1.5 JUSTIFICACION.....	9
1.6 BASES TEÓRICAS Y METODOLOGICAS.....	10
1.6.1 TERMINOLOGÍA ASOCIADA.....	10
1.6.1.1 Demanda	10
1.6.1.2 Carga Instalada	11
1.6.1.3 Distribución de Carga	11
1.6.1.4 Factor de Demanda.....	11
1.6.1.5 Factor de Carga	11
1.6.1.6 Factor de Pérdidas	12
1.6.2 CALIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA.....	12
1.6.2.1 Nivel de Voltaje.....	13
1.6.2.1.1 Voltaje Nominal del Sistema (Vn)	14
1.6.2.1.2 Voltaje de Suministro (Vs).....	14
1.6.2.1.3 Voltaje Contractual (Vc)	14
1.6.2.1.4 Voltaje de Servicio (Vs).....	14
1.6.2.1.5 Voltaje de Utilización (Vu).....	14
1.6.2.1.6 Límites	14
1.6.2.1.7 Sistemas de voltajes nominales estandarizados y Rangos de voltaje. ...	15
1.6.2.1.8 Límites de Tolerancia para motores trifásicos de bajo voltajes.	18
1.6.2.1.9 Prevenir o solucionar estos problemas de regulación de voltaje.....	19
1.6.2.2 Fluctuaciones de Voltaje	19
1.6.2.3 Factor de Potencia	20
1.6.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	20
1.6.3.1 Pérdidas Técnicas.....	20
1.6.3.2 Pérdidas No técnicas.....	21
1.6.3.3 Clasificación de las Pérdidas Técnicas.....	21
1.6.3.3.1 Pérdidas asociadas a la variación de la demanda.....	21

1.6.3.3.2 Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío)	21
1.6.3.4 Clasificación de las Pérdidas No Técnicas	22
1.6.3.4.1 Pérdidas por robo o hurto.....	22
1.6.3.4.2 Pérdidas por fraude.....	22
1.6.3.4.3 Pérdidas por administración.....	22
1.6.3.5 Niveles óptimos de pérdidas	22
1.6.3.6 Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas.....	23
1.6.3.6.1 Flujo de Potencia.....	23
1.6.3.6.2 Estimación de Estado.....	24
1.6.3.6.3 Correlación con circuitos similares.....	24
1.6.4 FORMAS DE MEJORAR LAS CONDICIONES OPERATIVAS	24
1.6.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN CONSIDERADAS.....	25
1.6.5.1 Cargabilidad en Conductores.....	25
1.6.5.2 Caídas de Voltaje	25
1.6.6 METODOLOGÍA SEGUIDA PARA LA COMPENSACIÓN Y CONTROL DE DEMANDA.....	25
1.6.6.1 Significado de la compensación en redes de alimentación	25
1.6.6.2 Potencia Reactiva del Capacitor	26
1.6.6.3 Tipos de Compensación.....	28
1.6.6.3.1 Compensación Individual de los Transformadores.....	30
1.6.6.3.2 Compensación Individual de Motores	30
1.6.6.4 Tabla del Factor “K” de Compensación Reactiva Para Cálculo de la Potencia del Banco de Capacitores	31
1.6.7 EFICIENCIA ENERGETICA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO.....	32
1.6.7.1 La Bomba	33
1.6.7.2 El Motor	33
1.6.7.3 Tubería y Accesorios.....	34
1.6.7.4 Variador de Velocidad	35
1.6.7.5 Reducción de Número de Bombas	36
1.6.7.6 Reducir el Número de Tanques	37
1.6.7.7 Prescindir de Capacitores	37

CAPITULO 2

2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A

2.1 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	38
2.2 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION ORIENTE	38
2.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ORIENTE-LLIGUA	40
2.3 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION LLIGUA-PENINSULA.....	42
2.3.1 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO IZAMBA	43
2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO CATIGLATA.....	45
2.3.3 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL LLIGUA.....	47
2.3.4 DESCRIPCIÓN DE LA MICRO CENTRAL PENÍNSULA	48
2.4 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION PILLARO	49
2.4.1 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO PILLARO CENTRO	51
2.4.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO SAN ANDRES	52
2.4.3 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO SAN MIGUELITO	53

CAPITULO 3

3 MODELACION DIGITAL

3 MODELACION DIGITAL	56
----------------------------	----

3.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	56
3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA CYMDIST	56
3.2.1 MODELAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	57
3.2.1.1 Elementos Modelados de Media y Baja Tensión.....	57
3.2.1.1.1 Definición de una Subestación de Distribución.....	58
3.2.1.1.2 Definición de un Transformador.....	59
3.2.1.1.3 Definición de un Motor	61
3.2.1.1.3.1 Ajustes del Motor	62
3.2.1.1.4 Dispositivos de Protección e Interrupción.....	62
3.2.1.1.5 Definición de Conductores	63
3.2.1.1.6 Definición del Espaciamiento para Líneas Aéreas	64
3.2.1.1.7 Definición de los Tipos de Conductores Instalados y la Configuración de los Conductores en el Poste.....	66
3.2.1.2 Construcción de la Red de Media Tensión	67
3.2.1.2.1 Nuevo Alimentador.....	67
3.2.1.2.2 Nueva Interconexión	68
3.2.1.2.3 Agregar una Sección de Línea.....	69
3.2.2 Aplicaciones en Análisis de redes de Media Tensión.....	70
3.2.2.1 Distribución de Carga.....	70
3.2.2.2 Calculo de Caídas de Voltaje y Cortocircuitos	72
3.2.2.3 Balance de Carga.....	73
3.2.2.4 Dimensionamiento y Ubicación Óptima de Capacitores.....	75
3.2.2.5 Dimensionamiento y Ubicación Reguladores de Voltaje.....	77
3.2.3 ALGORITMOS UTILIZADOS POR EL PROGRAMA COMPUTACION CYMDIST.....	78
3.2.3.1 Método de los kVA y kWh Conectados.....	78
3.2.3.2 Método del Flujo de Potencia Utilizado por el CYMDIST	78
CAPITULO 4	
4 OPERACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO.....	81
4.1 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ORIENTE	83
4.1.1 OPERACIÓN ACTUAL DE LA INTERCONEXIÓN ORIENTE-LLIGUA	85
4.2 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN LLIGUA-PENÍNSULA.....	85
4.2.1 OPERACIÓN ACTUAL DEL PRIMARIO IZAMBA.....	86
4.2.1.1 Perfil de Voltaje del Alimentador Izamba	87
4.2.1.2 Perfil de Potencia Reactiva del Alimentador Izamba	88
4.2.1.3 Cargabilidad en los Conductores	89
4.2.1.4 Pérdidas en Conductores.....	90
4.3 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN PILLARO	91
4.3.1 OPERACIÓN ACTUAL DEL PRIMARIO SAN MIGUELITO.....	92
4.3.1.1 Perfil de Voltaje del Alimentador San Miguelito	93
4.3.1.2 Perfil de Potencia Reactiva del Alimentador San Miguelito	94
4.3.1.3 Cargabilidad en los Conductores	95
4.3.1.4 Pérdidas en Conductores.....	95
CAPITULO 5	
5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PARA OBTENER LA REGULACIÓN ADECUADA	97
5.1 MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR IZAMBA	97
5.1.1 CAMBIAR EL TAP DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION ORIENTE.....	99

5.1.2	CAMBIO DEL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.....	99
5.1.3	BALANCE DE CARGA.....	100
5.1.4	UTILIZACIÓN DE CAPACITORES SHUNT	100
5.1.5	UTILIZACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE.....	106
5.1.6	COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPENSACION EN EL ALIMENTADOR IZAMBA.....	108
5.1.7	ARRANQUE DE LOS MOTORES DE LA ESTACION DE BOMBEO.....	109
5.1.8	COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR IZAMBA...	110
5.2	MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO	114
5.2.1	CAMBIO DE LA CONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR MONOFÁSICO A TRIFÁSICO.....	114
5.2.2	INCREMENTO DE LA SECCION DE CONDUCTORES	115
5.2.3	BALANCE DE CARGA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO.....	117
5.2.4	UTILIZACIÓN DE CAPACITORES SHUNT	118
5.2.5	UTILIZACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE.....	121
5.2.6	COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPENSACION EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO	122
5.2.7	ARRANQUE DE LOS MOTORES DE LA ESTACION DE BOMBEO.....	123
5.2.8	COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO.....	125
CAPITULO 6		
6	EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS	127
6.1	EVALUACION ECONOMICA DEL ALIMENTADOR IZAMBA	127
6.1.1	CALCULO DE LOS COSTOS EN EL ALIMENTADOR IZAMBA	127
6.1.2	CALCULO DE LOS BENEFICIOS EN EL ALIMENTADOR IZAMBA.....	130
6.1.3	DETERMINACION DE LA RELACION BENEFICIO/COSTOS EN EL Alimentador Izamba	132
6.2	EVALUACION ECONOMICA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO	134
6.1.1	CALCULO DE LOS COSTOS EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO ..	134
6.1.2	CALCULO DE LOS BENEFICIOS EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO	135
6.1.3	DETERMINACION DE LA RELACION BENEFICIO/COSTOS EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO.....	137
CAPITULO 7		
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
7.1	CONCLUSIONES	139
7.2	RECOMENDACIONES.....	141
BIBLIOGRAFIA.....		144

ÍNDICE DE ANEXOS

- 1.1 Sistemas de voltajes nominales estandarizados y rangos de voltaje.
- 1.2 Tabla del factor k para el dimensionamiento de capacitores.
- 4.2 Configuración Actual, Resultados del flujo de potencia del alimentador Izamba.
- 4.3 Registrador de demanda utilizado y Curvas de demanda máxima y mínima del alimentador San Miguelito.
- 4.4 Configuración Actual, Resultados del flujo de potencia del alimentador San Miguelito.
- 5.1 Reporte del flujo de potencia del alimentador Izamba con el cambio de calibre de los conductores.
- 5.2 Reporte del Balance de carga en el alimentador Izamba.
- 5.3 Reporte del flujo de potencia del alimentador Izamba utilizando capacitores para máxima y mínima demanda.
- 5.4 Reporte del flujo de potencia del alimentador Izamba utilizando regulador de voltaje.
- 5.5 Resultado de la simulación del alimentador Izamba para el arranque de los motores del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania.
- 5.6 Reporte de las corrientes de cortocircuito del alimentador Izamba.
- 5.7 Coordinación de Protecciones fusible-fusible del alimentador Izamba.
- 5.8 Reporte del flujo de potencia del alimentador San Miguelito con el reforzamiento de conductores.
- 5.9 Reporte del Balance de carga en el alimentador San Miguelito.
- 5.10 Reporte del flujo de potencia del alimentador San Miguelito utilizando capacitores para máxima y mínima demanda.
- 5.11 Reporte del flujo de potencia del alimentador San Miguelito utilizando regulador de voltaje.
- 5.12 Resultado de la simulación del alimentador San Miguelito para el arranque de los motores del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania.

5.13 Reporte de las corrientes de cortocircuito en el alimentador San Miguelito.

5.14 Coordinación de Protecciones fusible-fusible del alimentador San Miguelito.

ÍNDICE DE PLANOS

- 1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de la EEASA.
- 2 Implantacion del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania.
- 3 Alimentador Izamba Configuración Propuesta.
- 4 Alimentador San Miguelito Configuración Propuesta.

RESUMEN

El presente trabajo analiza la operación actual de los alimentadores Izamba perteneciente a la subestación de transferencia Lligua-Península y San Miguelito asociado a la subestación de distribución Pillaro de la EEASA, cuando se atiende la demanda del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania. La operación actual del alimentador Izamba presenta problemas en lo que se refiere a las pérdidas de energía, capacidad de conducción y en su punto mas crítico presenta grandes caídas de voltaje, llegando al 11,3%. Para obtener una correcta operación en el alimentador Izamba se ha propuesto balancear la carga, reforzar conductores, colocar capacitores shunt o regulador de voltaje, lográndose reducir la caída de voltaje al 3,9% con compensación capacitiva y al 3% para la alternativa que utiliza regulador de voltaje, cumpliendo de esta manera los límites establecidos por el CONELEC.

La operación actual del primario San Miguelito presenta caídas de voltaje en el punto mas crítico de 10,6%, para obtener la correcta operación se ha propuesto cambiar de configuración monofásica a trifásica, reforzar conductores, balancear carga, utilizar capacitores shunt de baja tensión junto a los motores de las bombas de agua; la segunda alternativa propone cambiar de configuración monofásica a trifásica, balancear carga, y utilizar un regulador de voltaje junto a la carga de la primera estación de bombeo, logrando reducir al 4% las caídas de voltaje con la propuesta que utiliza capacitores shunt y al 4,8% con la alternativa que utiliza regulador de voltaje.

Con el incremento de demanda las protecciones actuales son incorrectas, por lo que se realiza la coordinación de protecciones de los fusibles del troncal de los alimentadores Izamba y San Miguelito, brindando mayor confiabilidad a los usuarios conectados a cada uno de los alimentadores analizados.

Luego se realiza la evaluación económica de las dos propuestas para que la EEASA tome la decisión más favorable.

PRESENTACION

El estudio operativo de los alimentadores Izamba y San Miguelito de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. al atender incrementos de carga, tiene como propósito minimizar pérdidas, minimizar sobrecarga, mejorar los niveles de tensión, balance de carga y corregir el factor de potencia.

Con la ayuda del programa computacional CYMDIST versión 3.02S se realiza la modelación y simulación de los alimentadores primarios de distribución.

De la evaluación del estado de los alimentadores, se procede al reemplazo del calibre de conductores en tramos sobrecargados y con condiciones de subtensión, luego se realiza el balance de carga y en último caso como alternativa para obtener la regulación adecuada de voltaje se sugiere la instalación de capacitores shunt ó de un regulador de voltaje.

Al final se realiza la evaluación económica de las alternativas propuestas en los alimentadores Izamba y San Miguelito.

CAPITULO 1

1 OBJETIVOS, ALCANCE Y JUSTIFICACION

1.1 ANTECEDENTES GENERALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

1.1.1 HISTORICIDAD

El crecimiento de la provincia y las complicaciones de orden económico y administrativo que esto implicaba en una institución municipal, llevó a nuestras autoridades a crear un organismo que, constituido como sociedad anónima, pudiese generar y distribuir el servicio eléctrico en una forma eficiente y fue así como en el año 1959 mediante escritura del 29 de abril hecha efectiva el 2 de julio de ese año, inició su operación la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Como aspecto relevante en la vida de la Empresa, es la construcción del edificio institucional, el mismo que fue inaugurado en el año 1982. Han transcurrido veintidós años y en este lapso la Empresa ha ido incorporando paulatinamente las diferentes cabeceras cantonales de la provincia de Tungurahua, incentivando el desarrollo de la electrificación rural y finalmente aceptó el reto de la integración eléctrica regional con las provincias de Pastaza y Morona Santiago, todo ello enmarcado dentro de una búsqueda permanente de eficiencia en el servicio a través de mejorar tecnológicamente y económicamente.

1.1.2 BASE LEGAL

1.1.2.1 Evolución Legal

El I. Municipio de Ambato y la H. Junta de Reconstrucción de Tungurahua, luego de innumerables gestiones encaminadas a constituir la Empresa Eléctrica Ambato

como Sociedad Anónima el 11 de abril de 1959 se efectuó la primera reunión de la Junta Promotora, la segunda Junta Promotora se reunió el 27 de abril, habiéndose aprobado y determinado todos los aspectos estatutarios y de conformación de la nueva Empresa. Presentándose la minuta correspondiente para realizar la Escritura de Constitución de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., el 29 de abril de 1959, ante el Notario Segundo José Villalba y en un acto especial del 2 de julio se procede a la entrega formal de los bienes de la Ex-Empresa Eléctrica Municipal a favor de la nueva Empresa Eléctrica S.A.

Con un capital inicial de S/. 97'070.000,00; la Empresa Eléctrica Ambato inicia sus actividades y con la incorporación de nuevos Accionistas y el Capital Social de la Empresa. Es así como en el mes de Julio de 1987, la Empresa aceptó el reto de la integración eléctrica regional con las provincias de Pastaza y Morona Santiago, ingresando como accionistas el H. Consejo Provincial de Pastaza, el I. Municipio de Pastaza y el I. Municipio de Mera, cambiando su denominación a EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.-REGIONAL CENTRO NORTE conformado de la siguiente manera: INECEL; los Ilustres Municipios, de Ambato; Pelileo; Píllaro; Baños; Patate; Quero; Pastaza; Mera; el H. Consejo Provincial de Tungurahua; el H. Consejo Provincial de Pastaza y en noviembre de 1991, se realiza la última Escritura de Reforma de Estatutos y aumento de capital, incorporándose seis nuevos accionistas como son: los I. Municipios de Mocha, Tisaleo, Cevallos, Palora y las Cámaras de Industrias y Comercio; incrementándose el capital de la Empresa.,⁽¹⁾

1.1.2.2 Disposiciones Legales

El entorno legal en el que desenvuelve la Empresa sus actividades está basado en las siguientes disposiciones:

La Ley Básica de Electrificación, esta ley se puso en vigencia el 10 de septiembre de 1973.

Ley de Compañías, este normativo se expidió como primera codificación de la ley de Compañías mediante el Registro Oficial No. 424 del 19 de Julio de 1968.

(1) Síntesis Histórica de Empresa Eléctrica Ambato S.A. en: Revista Informativa EEASA No. 1, Ambato, enero de 1983. p. 11.

1.1.2.2.1 Código de Trabajo.

Sistema Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico, en el Art. 31 literal h) de la Ley Básica de Electrificación se determina la obligatoriedad de llevar la contabilidad de acuerdo con éste sistema.

Estatutos de la Empresa, en la Escritura de Constitución del 29 de Abril de 1959 se aprobó y determinó los aspectos estatutarios y de conformación de la EEASA, la misma que fue inscrita en el Registro de la Propiedad No. 2514 de Septiembre 24 del mismo año.

Una de las actividades que la EEASA, también realiza es la iluminación de las Iglesias y principales Edificios de la ciudad de Ambato.

1.1.3 MISIÓN

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte Sociedad Anónima, tiene como misión suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social.

1.1.4 VISIÓN

Ser una empresa líder en el suministro de energía en el Ecuador.

Para cumplir con la misión y visión descritas se fundamenta en los siguientes principios:

Disponer de un sistema eléctrico confiable, utilizando tecnología adecuada.

Contar con procesos automatizados e integrados.

Disponer de recursos humanos capacitados, motivados y comprometidos con los objetivos institucionales.

Practicar una gestión gerencial moderna, dinámica, participativa y comprometida con el mejoramiento continuo.²

1.1.5 ÁREA DE CONCESIÓN

El área geográfica de la concesión está comprendido entre las Provincias de Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago (cantones Palora y Huamboya) y Napo (cantón Arosemena Tola), con una extensión aproximada de 40.800 km² de área de concesión de servicio ilustrada en la figura 1.1. Contando para ello con la colaboración de 265 trabajadores, lo que da un índice de productividad de 559 clientes por trabajador.

El número de usuarios atendidos en la actualidad se encuentra en el orden de los ciento treinta y ocho mil, correspondiendo el 85.43% al sector residencial, el 9,97% al sector comercial, el 2,33% al sector industrial y el restante 2,27% a otros servicios, demandando el sistema una potencia de 62 MW y un consumo de energía de 25 GWH al mes, que es suministrada en un 61% a contratos, 36% al mercado SPOT y el restante 3% es cubierto con generación propia de la Empresa, el sector residencial consume el 39,44%, el sector comercial el 12,37%, el sector industrial el 23,41% y el saldo 24,78% en otros servicios.

Se estima una población servida de quinientos treinta mil habitantes.

La EEASA. Esta obligado a satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores actuales y futuros, ubicados dentro de la zona asignada, así como de cumplir y fomentar las políticas que permitan el uso eficiente de la energía eléctrica.³

² Síntesis Histórica de Empresa Eléctrica Ambato S.A. en: Revista Informativa EEASA por los 45 Aniversarios, diario El Heraldo – La Hora, julio 2004.

³ Tomado de la Página Web de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., <http://www.casa.com.ec>

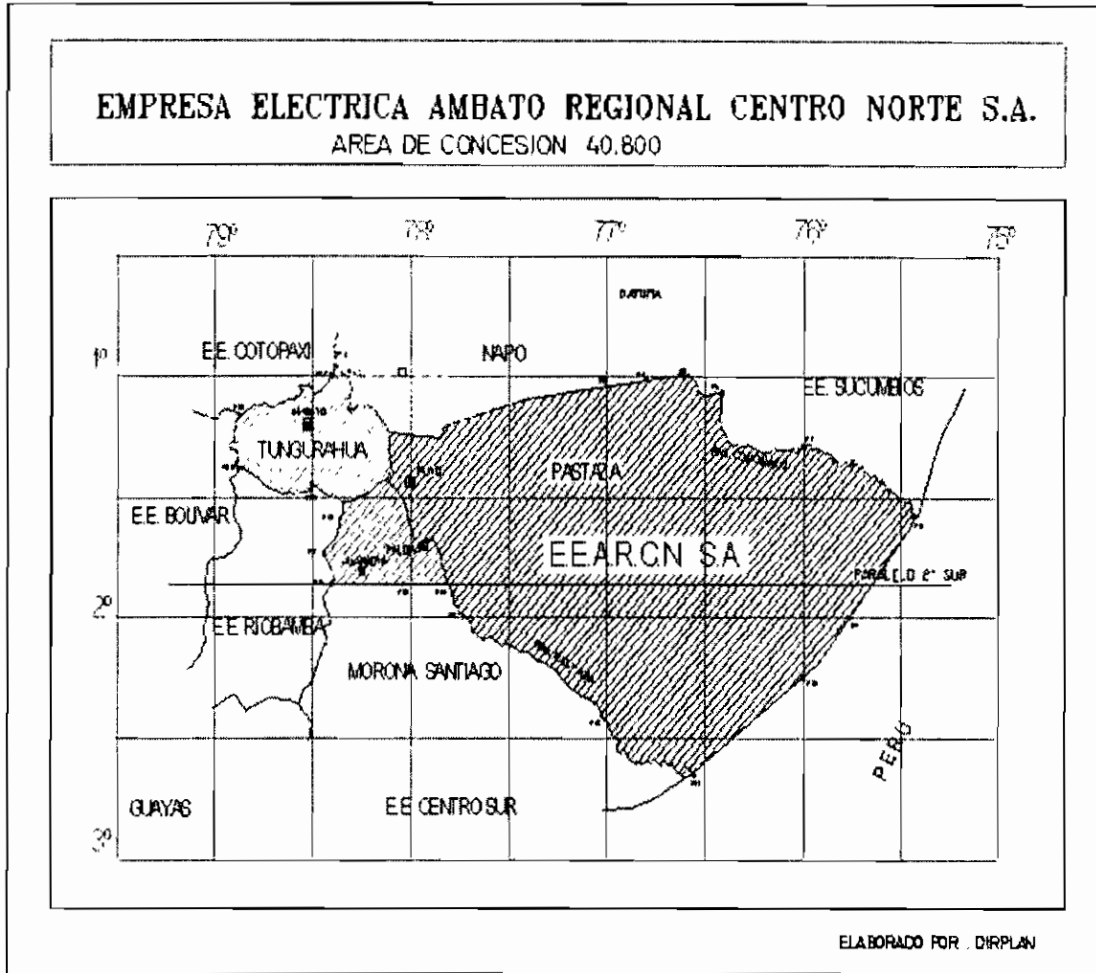


Figura 1.1 Área de Concesión de la EEASA

1.2 ORIGEN DEL PROYECTO

Debido al crecimiento acelerado y en forma desordenada de urbanizaciones y lotizaciones de la zona Noroccidental de la ciudad de Ambato, se ha incrementado también la población servida y por tanto la demanda de servicios básicos entre ellos el de electricidad y agua potable.

Con lo cuál se ha previsto la construcción del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania ubicado en el sector de Quillán perteneciente al Cantón Pillaro, por parte de la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ambato (EMAPA), en el que se ha previsto una carga instalada de 1200 kVA, trifásico que será suministrado por la Empresa Eléctrica Ambato S.A. La cuál dispone en el sector de

los primarios Izamba perteneciente a la subestación Lligua-Península y San Miguelito perteneciente a la subestación Pillaro.

Surge la importancia de un estudio de la evaluación del estado actual de los primarios mencionados para cubrir esta nueva carga basado en los requerimientos de calidad establecidas por el CONELEC. Para posteriormente implementar alternativas que solucionen el problema.

1.3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

En el presente trabajo se plantean los siguientes objetivos:

La descripción del estado actual de los alimentadores Izamba y San Miguelito para posteriormente atender incrementos de demanda.

Se analizará el perfil de voltaje, factor de potencia de los alimentadores y plantear mejoras para solucionar los problemas operacionales.

Las alternativas que se propongan para solucionar los problemas detectados se evalúan de acuerdo a los costos y beneficios asociados con cada uno de ellos.

1.4 ALCANCES DEL ESTUDIO

Para poder cumplir con los objetivos se realizó las siguientes actividades:

Al no poseer información de los alimentadores primarios Izamba y San Miguelito, se procedió a realizar el levantamiento de las redes de distribución, con la ayuda del Departamento de Diseño y Construcción de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Con el diagrama unifilar georeferenciado, se realizó el análisis de los alimentadores primarios en el programa computacional CYMDIST proporcionado por la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Se verificó las condiciones de operación al incrementar la demanda en los alimentadores Izamba y San Miguelito, detectado las condiciones anormales.

Para solucionar los problemas operacionales, se procedió al cambio del calibre de los conductores en secciones que se encontraban sobrecargadas, principalmente del ramal principal que sirve al proyecto Quillán-Alemania, se realizó el balance de fases con la finalidad de tener un sistema equilibrado, las secciones que continuaban con deficiencias se procedió a instalar alternativamente capacitores shunt y reguladores de voltaje, para llegar a la condición operación normal.

Se realiza la comparación de las alternativas de compensación en los alimentadores y finalmente se realiza el análisis económico de los dos alimentadores, con lo cual el interesado escogerá la alternativa que mas le convenga.

1.5 JUSTIFICACION

Debido al crecimiento acelerado y en forma desordenada de urbanizaciones y lotizaciones de la zona noroccidental de la ciudad de Ambato, se ha incrementado la población servida y por lo tanto la demanda de servicios básicos entre ellos el agua potable, con lo cuál la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ambato (EMAPA), ha previsto la construcción del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania ubicado en el sector de Quillán La Planta perteneciente al Cantón Píllaro; en el que se ha previsto la instalación de una carga de 1200kVA, trifásico.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. Suministrará potencia y energía para el Proyecto de Agua Potable, el cuál dispone en el sector de los primarios pertenecientes a los circuitos Izamba de la S/E Lligua-Península y San Miguelito de la S/E Píllaro.

Como la puesta en servicio del Proyecto de Agua Potable es de carácter social existe la impostergable necesidad de escoger cuál de los dos alimentadores se constituye una ventaja que puede sea menos costoso e igualmente eficaz para obtener la regulación de voltaje adecuada y mejorar el factor de potencia.

Los beneficios del estudio operativo de los alimentadores Izamba y San Miguelito al atender incrementos de demanda se reflejan en proporcionar un servicio eléctrico de calidad a todos los usuarios conectados a dicha red y la disminución de pérdidas

técnicas, así como en el mejoramiento de la calidad de vida de la población asentada en el área de influencia del proyecto en todos los aspectos: social, económico, ambiental y estético.

1.6 BASES TEÓRICAS Y METODOLOGICAS

1.6.1 TERMINOLOGÍA ASOCIADA

1.6.1.1 Demanda

Es la carga conectada en una instalación eléctrica, medida en kW, kVA, A, kVAR, etc., promediada en un intervalo de tiempo dado llamado intervalo de demanda.

La demanda se registra para conocer el impacto de su costo sobre los costos de producción.

Evaluar la expansión de los sistemas industriales.

Para efectos de programar producción y sus efectos en la tarifa.

Identificar cargas que inciden en la demanda pico.

Determinar las horas de menor demanda.

La demanda se controla para optimizar los gastos de producción.

Las empresas concesionarias tienen tarifas mayores en las horas punta, esto obliga a controlar la máxima en horas punta (18-22 h), para reducir los altos gastos por este concepto.

Analizar los consumos específicos de un proceso, de un producto, etc.

Para evitar uno de los siguientes problemas:

Superposición operativa de máquinas.

Arranques frecuentes de motores en periodo de máxima demanda.

Programar la conexión de cargas para operar en horas punta.

Se debe considerar que las medidas que se implantan no perjudiquen la producción ni la productividad de la empresa, pero que puedan reducir los costos:

Estableciendo programas de operación de cargas en procesos.

Implementando control automático de máxima demanda.

Aplicando equipos más eficientes.

En el caso de la potencia reactiva, se requiere además controlar este parámetro para efectos de la compensación reactiva y las medidas de control.

1.6.1.2 Carga Instalada

Es la suma de potencias nominales en kVA o kW de los equipos conectados en la red.

1.6.1.3 Distribución de Carga

Las cargas en un sistema de distribución pueden agruparse y colocarse en un punto del sistema; así las cargas concentradas son más fáciles de estudiar y manipular.

1.6.1.4 Factor de Demanda

Es la relación entre la demanda máxima del sistema sobre el total de la carga instalada conectada al sistema, indica el porcentaje de la carga instalada conectada que está operando en el período de demanda máxima.

1.6.1.5 Factor de Carga

Es la relación entre la demanda promedio en un período de tiempo y su correspondiente demanda máxima. El factor de carga es adimensional.

1.6.1.6 Factor de Pérdidas

Es la relación entre la pérdida de potencia promedio y la pérdida de potencia a demanda máxima, durante un período específico de tiempo.

1.6.2 CALIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA

La calidad de energía es un término utilizado para referirse al estándar de calidad que debe tener el suministro de corriente alterna en las instalaciones eléctricas, en términos de:

Tensión o voltaje constante

Forma de onda sinusoidal

Frecuencia constante

Las desviaciones respecto a los estándares de calidad ocasionan problemas en los equipos eléctricos.

Actualmente en el Ecuador se cuenta con el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, en el que se establecen las disposiciones que fijan los estándares mínimos de calidad que garanticen a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. El reglamento también establece que los usuarios finales de la energía eléctrica están obligados a cumplir ciertos requerimientos mínimos que aseguren un buen empleo de la energía eléctrica y que no ocasionen perturbaciones en las redes eléctricas.

La causa de estas perturbaciones se debe principalmente al auge de la electrónica de potencia que en los últimos años han permitido el uso más eficiente de la energía eléctrica y aumentos considerables en la productividad de los procesos industriales pero, por otra parte han provocado una situación problemática, a veces grave, donde las corrientes armónicas generadas por los propios equipos electrónicos distorsionan la onda de corriente sinusoidal original y perturban la operación de estos mismos equipos, provocando calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipos del sistema eléctrico. El problema no sólo puede sufrir el propio usuario propietario del equipo generador de armónicas, sino que a través de las líneas de distribución y de transmisión puede propagarlo a otros usuarios de la red eléctrica.

Los aspectos de calidad de servicio definidos en el Suministro del Servicio de Electricidad, son los siguientes:

- Calidad del producto:
 - Nivel de voltaje
 - Perturbaciones
 - Factor de potencia
- Calidad del servicio técnico:
 - Frecuencia de Interrupciones
 - Duración de Interrupciones
- Calidad de servicio comercial:
 - Atención de Solicitudes de Servicio
 - Atención y Solución de Reclamos
 - Errores en Medición y Facturación

1.6.2.1 Nivel de Voltaje

La regulación de voltaje es una de las características relevantes de la calidad de la red eléctrica.

La causa principal para definir las variaciones de voltaje, con respecto al valor nominal, se relaciona con garantizar el funcionamiento de equipos en rangos específicamente determinados.

El artículo 16 del Reglamento de suministro de Electricidad determina los siguientes niveles de voltaje:

Bajo Voltaje (BV): hasta 0,6 kV.

Medio Voltaje (MV): entre 0,6 y 40 kV.

Alto Voltaje (AV): mayor a 40 kV.

1.6.2.1.1 Voltaje Nominal del Sistema (V_n).

Es el voltaje para el cual un sistema es diseñado o identificado y respecto al cual ciertas características de operación son referidas.

1.6.2.1.2 Voltaje de Suministro (V_s).

Es el valor del voltaje que el distribuidor suministra en el punto de entrega al consumidor, en un instante dado.

1.6.2.1.3 Voltaje Contractual (V_c).

Su valor está definido en las condiciones particulares del contrato de concesión. Constituye la referencia del compromiso del Distribuidor. Puede ser diferente del voltaje nominal de la red eléctrica.

1.6.2.1.4 Voltaje de Servicio (V_s).

Es el voltaje RMS, fase-fase, fase-neutro en el punto donde el sistema eléctrico del Distribuidor y del Consumidor son conectados.

1.6.2.1.5 Voltaje de utilización (V_u).

Es el voltaje RMS, fase-fase o fase-neutro en los terminales del equipo de utilización.

1.6.2.1.6 Límites.

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje. Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalarán a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0%	± 5,0%
Medio Voltaje	± 10,0%	± 8,0%
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0%	± 8,0%
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0%	± 10,0%

Tabla 1.6.1 Datos de Regulación de Voltaje Permitidas⁴

1.6.2.1.7 Sistemas de voltajes nominales estandarizados y Rangos de voltaje.

El sistema de voltajes nominales y los rangos de voltaje se basan en la Norma ANSI C84.1-1995. la tabla de estos valores se aprecian en el ANEXO 1.1.

Donde se tiene las siguientes notas:

Nota 1. Voltajes de utilización mínimos para circuitos de 120-600 Voltios que no alimentan cargas de iluminación, son los siguientes:

	Rango del Sistema de voltaje nominal	Rango A	Rango B
(Nota 2)	120	108	104
	120/240	108/216	104/208
	208Y/120	187Y/108	180Y/104
	240/120	216/108	208/104
	240	216	208
	480Y/277	432Y/249	216Y/240
	480	432	416
	600	540	520

Figura 1.6.2

Nota 2. Muchos motores de 220 voltios fueron aplicados en sistemas exigentes de 208 voltios sobre la condición que el voltaje de utilización no podría ser menor que 187 voltios. Cuidado debe ser ejercitado en aplicar el mínimo voltaje del Rango B de la tabla del Anexo 1 y Nota 1 en sistemas existentes de 208 voltios alimentando tales motores.

⁴ Tomado de la Regulación No CONELEC -004/01

Nota a. Los sistemas trifásicos de 3 conductores son sistemas en los cuales los conductores de las fases son llevados para la conexión de las cargas. La fuente puede ser derivada de cualquier tipo de conexión del transformador conectado a tierra o sin conectar a tierra. Los sistemas trifásicos de 4 conductores son sistemas en los cuales un conductor neutro conectado a tierra es también llevado de la fuente a la conexión de la carga. Los sistemas de 4 conductores de la tabla anterior son diseñados para voltajes fase-fase, seguidos por la letra Y (excepto para el sistema delta de 240/120 voltios), una línea inclinada y el voltaje fase neutro. Los servicios monofásicos y las cargas pueden ser alimentados de cualquier sistema monofásico o trifásico.

Nota b. Los rangos de voltaje de esta tabla son ilustrados en la figura 1.6.3.

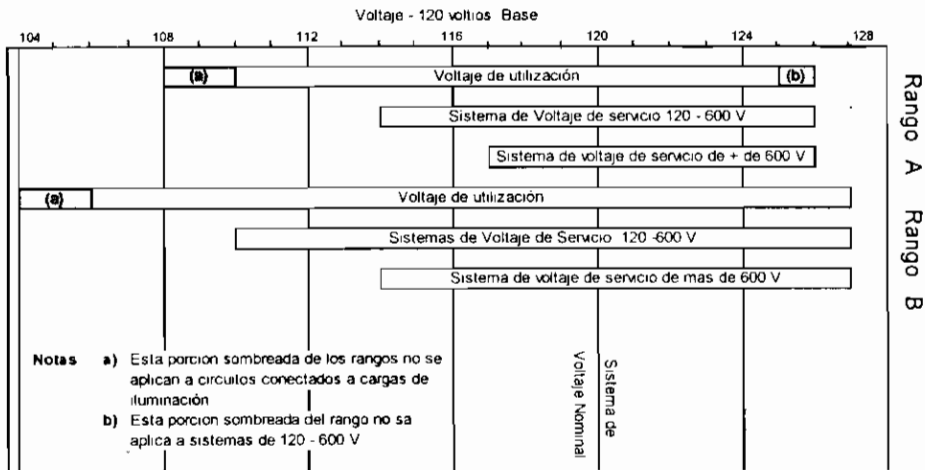


Figura 1.6.3

Nota c: Para sistemas nominales de 120 – 600 voltios, los voltajes en esta columna son voltajes de servicio máximos. Los máximos voltajes de utilización no pueden ser esperados a ser excedidos de 125 voltios para el sistema de voltaje nominal de 120 voltios, no hay múltiplos apropiados de esto para otros sistemas de voltajes nominales hasta los 600 voltios

Nota d: Una modificación de este sistema trifásico 4 conductores es disponible como un voltaje de servicio de 120 – 208 Y voltios para aplicaciones monofásicas, tres conductores o estrella abierto.

Nota e: Ciertos casos de equipo de control y protección presentan capacidades que tienen un límite de voltaje máximo de 600 voltios; el fabricante o distribuidor, o ambos, deberían ser consultados para asegurar una propia aplicación.

Nota i: Voltajes de utilización nominal son para bajos voltajes.

Rangos de Voltaje:

Rango A.-

Voltaje de Servicio: Los sistemas de potencia están diseñados y operados tal que muchos voltajes de servicio están dentro de los límites del Rango A. Al tiempo que ocurren condiciones que causan que el voltaje esté detrás de los límites del Rango A, medidas correctivas deben ser tomadas dentro de un tiempo razonable para que el voltaje esté dentro de los límites establecidos.

Voltaje de Utilización: El equipo de utilización debe ser diseñado tal que cuando los voltajes de servicios estén dentro de los límites del Rango A, muchos de los voltajes de utilización estén dentro de los límites especificados para este rango. El equipo utilizado debería operar satisfactoriamente a través de este rango.

Rango B.-

Voltajes de Servicio y de Utilización: El Rango B incluye voltajes arriba y debajo de los límites del Rango A, los mismos que resultan de diseños prácticos y de condiciones de operación del suministro del sistema de potencia o del usuario del equipo. El equipo de utilización debe ser diseñado para dar aceptable aunque no necesariamente un comportamiento óptimo, en los extremos de los voltajes del Rango B. Mientras que voltajes sostenidos fuera de los límites del Rango B ocurren, artefactos de protección pueden operar para proteger el equipo.

La tabla 1.6.4 indica el perfil de voltaje estándar para un sistema de distribución de potencia de bajo voltaje regulado con un voltaje de 120 voltios Base.

Denominación	Rango A (V)	Rango B (V)
Voltaje máximo permitido	126 (125*)	127
Caída de voltaje permitida para línea de distribución Primaria	9	13
Voltaje de servicio primario mínimo	117	114
Caída de voltaje permitida para Transformador de Distrución	3	4
Voltaje de Servicio secundario mínimo	114	110
Caída de voltaje permitido para el alambrado de una planta	6 (4+)	6 (4+)
Voltaje de utilización mínimo	108 (110+)	104 (106+)

Tabla 1.6.4

- * Para voltaje de utilización de 120 - 600 V
- + Para circuitos conectados a equipo de iluminación

1.6.2.1.8 Límites de Tolerancia para motores trifásicos de bajo voltajes.

La regulación de voltaje para motores de Inducción deben estar en el rango de:

Voltaje Nominal del Motor (V)	Límite de Tolerancia (V)	
	- 10%	+ 10%
460	414	506
440	296	484

Tabla 1.6.5

Los voltajes nominales de placa para motores y equipo de control de motores, se deben seleccionar de acuerdo al voltaje de servicio disponible como se indica en la tabla 1.6.6⁵.

Voltaje de Servicio (V)	Voltaje Nominal de Placa (V)			
	Potencia Entera		Potencia Fraccionaria	
	Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
120	-	115	-	115
208	200	-	200	-
240	230	230	230	230
480	460	-	460	-
600 (a)	575	-	575	-
2400	2300	-	-	-
4160	4000	-	-	-
4800	4600	-	-	-
6900	6600	-	-	-
13800	13200	-	-	-

Tabla 1 6 6

- a) Certos casos de equipo de control y protección disponibles tienen un límite de Voltaje máximo de 600 V. El productor o el suministrador de potencia, o ambos, deberían ser consultados para asegurar una aplicación propia

⁵ Tomado de la NORMA ANSI C84.1-1995. AMERICAN NATIONAL STANDARD.

1.6.2.1.9 Prevenir o solucionar estos problemas de regulación de voltaje.

Los equipos que son más afectados por una mala regulación de voltaje son las luminarias que disminuyen su vida útil cuando el voltaje crece y los motores eléctricos que aumentan sus pérdidas y arrancan con dificultad cuando el voltaje es bajo.

Circuitos dedicados para equipo electrónico especial con sus correspondientes instalaciones de back up como los UPS.

Empleo de conductores adecuadamente dimensionados.

Compensación del factor de potencia.

Un sistema de conexión a tierra con un buen diseño y mantenimiento.

Instalación de eliminadores de sobre tensión para protección de áreas claves.

1.6.2.2 Fluctuaciones de Voltaje

Las fluctuaciones de voltaje no solo incrementan momentáneamente las pérdidas $I^2.R$ por calor sino que en mayor grado afectan el funcionamiento, rendimiento y vida útil de los equipos conectados al sistema. Estas fluctuaciones son causadas principalmente por grandes cargas fluctuantes como los equipos de soldadura.

El primer método básico para manejar el problema y reducir sus efectos sería instalar un alimentador o subestación separada para este tipo de cargas; este método tiende a aislar eléctricamente la carga fluctuante de la carga que requiere voltaje uniforme.

Si esto no fuera posible, la variación brusca de corriente deberá limitarse a un mínimo, el arranque de motores con voltaje reducido ayuda a reducir la caída de voltaje lo mismo que la corriente de arranque. Existen varios métodos de arranque a voltaje reducido y su selección para el caso determinado depende del tamaño y tipo de carga, niveles de fallo y otras consideraciones. Si las fluctuaciones persisten es recomendable utilizar equipos de regulación de voltaje de alta velocidad, como un transformador estabilizador de voltaje delante del equipo de soldadura.

La fuente de voltaje para los equipos de soldadura no deberá variar más del 10% por debajo del valor nominal durante la soldadura. Una fuente de energía inadecuada puede causar una soldadura lenta o incluso malas soldaduras. Este punto adquiere mayor importancia cuando la carga de soldadura representa una porción considerable de la carga total de la planta.

1.6.2.3 Factor de Potencia

El factor de potencia es una medida de cómo efectivamente una carga eléctrica convierte potencia en trabajo útil.

Es el nombre dado a la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación, o es el coseno del ángulo formado por el desfase de la corriente con respecto al voltaje aplicado.

Todos los aparatos que contienen inductancias, tales como motores, transformadores y demás equipos con bobinas necesitan corriente reactiva para establecer campos magnéticos necesarios para su operación.

El desfase producido por la corriente reactiva se anula con el uso de capacitores de potencia, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficaz y por lo tanto, requiera menos corriente en la línea.

1.6.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

El valor de las pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de la Empresa, por lo cual es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen: Pérdidas técnicas y Pérdidas no técnicas.

1.6.3.1 Pérdidas Técnicas

Se deben en general a las condiciones propias de la instalación y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica

a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta.

1.6.3.2 Pérdidas No técnicas

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema y las pérdidas técnicas estimadas por el mismo.

Para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera ya que solo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra.

1.6.3.3 Clasificación de las Pérdidas Técnicas

1.6.3.3.1 Pérdidas asociadas a la variación de la demanda.

Se relacionan con las corrientes que circulan en los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente:

$$P_L = I^2 * R$$

Donde:

P_L = Pérdidas del elemento del sistema (W).

I = Corriente que circula por el elemento (A).

R = Resistencia del elemento (Ω).

1.6.3.3.2 Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío).

Dependen de valor de voltaje aplicado, más no de la demanda. Se encuentran presentes en transformadores y máquinas eléctricas, causadas por corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por corrientes de excitación y efecto corona.

Se consideran constantes debido a las pocas fluctuaciones de voltaje.

1.6.3.4 Clasificación de las Pérdidas No Técnicas

1.6.3.4.1 Pérdidas por robo o hurto.

Corresponden a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no poseen medición.

1.6.3.4.2 Pérdidas por fraude.

Corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales.

1.6.3.4.3 Pérdidas por administración.

Corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria del servicio.

1.6.3.5 Niveles óptimos de pérdidas

Cada sistema posee un nivel óptimo de pérdidas, que depende de las características propias del mismo y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía.

Se deduce que el porcentaje de pérdidas totales no debe superar el 10 % de la energía entregada a la red.

Se considera con deseable $\geq 6\%$ y $\leq 8\%$.

De manera ilustrativa se indica en la tabla 1.6.7 los valores de pérdidas deseables para un sistema eléctrico ideal.

	IDEAL	
	% de la energía disponible	% del total de pérdidas
Líneas de Transmisión y Subtransmisión	1 40	21 2
Transformación AT/MT	1 60	24 2
Alimentadores Primarios	0 40	6 00
Transformadores MT/BT	2 42	36 6
Circuitos Secundarios	0 80	12 0
TOTAL	6.62	100

Tabla 1.6.7 Valores de Pérdidas Deseables.⁶

1.6.3.6 Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas

La exactitud de los resultados de la estimación de pérdidas de potencia y energía depende principalmente de:

La calidad y cantidad de la información utilizada.

El uso de modelos adecuados de acuerdo con la información disponible.

Se utilizan las siguientes herramientas de acuerdo con la información disponible:

- Flujo de potencia.
- Estimación de estado.
- Correlación con circuitos o sistemas similares.

1.6.3.6.1 Flujo de Potencia.

Es una herramienta ampliamente utilizada, se debe disponer de la siguiente información general:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.

⁶ Tomado del Boletín Informativo ECUACIER. Año XI N° 4 junio 1999.

- Características de los diferentes barrajes del sistema (generación, carga, etc.).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

1.6.3.6.2 Estimación de Estado.

El mejor estimativo de las variables de estado, generalmente valores de voltaje. Se basa en lecturas tomadas en diferentes puntos del sistema; es necesario evaluar la exactitud, simultaneidad, periodicidad y transmisión e datos en tiempo real de los equipos implicados tanto en la medición como en la comunicación.

1.6.3.6.3 Correlación con circuitos similares.

Las pérdidas de un sistema o circuito se pueden estimar relacionándolas con las pérdidas de un sistema o circuito que se haya estudiado y tenga características similares.

Para realizar la correlación se deben considerar aspectos como la magnitud de la demanda alimentada por el circuito, tipo de conductor, longitudes, y los diferentes estratos sociales que componen las cargas individuales más importantes, etc., de acuerdo con esta información se debe ajustar el modelo del circuito a estudiar.

1.6.4 FORMAS DE MEJORAR LAS CONDICIONES OPERATIVAS

Para mejorar las condiciones operativas de los alimentadores se puede tomar las siguientes alternativas:

Balance de carga en alimentadores primarios.

Incremento de la sección en conductores de alimentadores primarios.

Cambio de la configuración del alimentador de monofásico a trifásico.

Implementar capacitores shunt en los alimentadores primarios.

Implementar reguladores de voltaje en alimentadores primarios.

1.6.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN CONSIDERADAS

1.6.5.1 Cargabilidad en Conductores

En condiciones normales:

La demanda máxima permitida es hasta el 80% del límite térmico de cables y conductores del alimentador.

En condiciones de emergencia:

Para restablecer el servicio eléctrico mediante transferencia de carga se debe tomar en cuenta la carga que maneja el primario que recibe la transferencia, aceptándose hasta el 100% del límite térmico de sus líneas⁷.

1.6.5.2 Caídas de Voltaje

En la tabla 1.6.1 se presentan las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal.

1.6.6 METODOLOGÍA SEGUIDA PARA LA COMPENSACIÓN Y CONTROL DE DEMANDA

1.6.6.1 Significado de la compensación en redes de alimentación

Los transformadores, motores, etc. Son consumidores de potencia inductiva, para la formación de su campo magnético estos toman potencia inductiva o reactiva de la red de alimentación. Esto significa para los generadores de energía eléctrica una carga especial, que aumenta cuanto más grande es y cuanto mayor es el desfase. Esta es la causa por la cual se pide a los consumidores o usuarios mantener un factor de potencia cercano a 1.

La demanda de potencia reactiva se puede reducir colocando condensadores en paralelo a los consumidores de potencia inductiva Q_L . Dependiendo de la potencia reactiva capacitiva Q_c de los condensadores se anula total o parcialmente la

⁷ Reconfiguración de Circuitos Primarios de Distribución del Área de Servicio Urbano de la Ciudad de Riobamba. Tesis de Grado de los Ing. (s) BRIONES RODRIGO Y FREIRE LUIS. EPN. Quito-Ecuador. 2003.

potencia reactiva inductiva tomada de la red. A este proceso se le denomina compensación.

Después de una compensación la red suministra solamente (casi) potencia real. La corriente en los conductores se reduce, por lo que se disminuyen las pérdidas en éstos. Así se ahorran los costos por consumo de potencia reactiva facturada por las centrales eléctricas.

Con la compensación se reduce la potencia reactiva y la intensidad de la corriente, quedando la potencia real constante, es decir se mejora el factor de potencia.

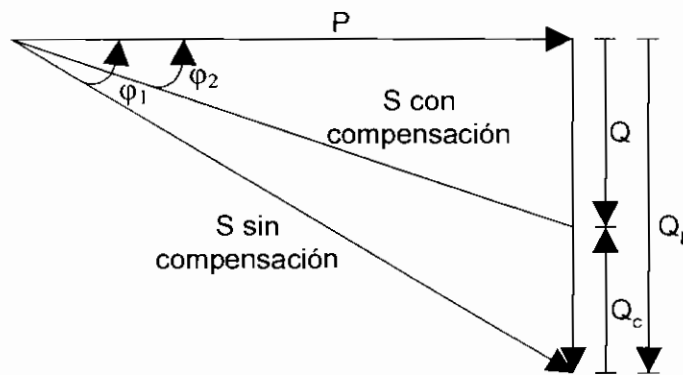


Figura 1.6.8 Compensación de Potencia Reactiva

1.6.6.2 Potencia Reactiva del Capacitor

La reactancia inductiva esta determinada por la inductancia del circuito y se expresa como:

$$X_L = \omega L = 2\pi \cdot f \cdot L$$

Donde:

ω = frecuencia angular

f = frecuencia en hertz (Hz)

L = inductancia en henry (H)

La reactancia inductiva tiene la característica de retrasar la corriente con respecto al voltaje, debido a que la inductancia es la propiedad eléctrica que se opone a cualquier cambio de corriente.

La reactancia capacitiva está determinada por la capacitancia del circuito, y se expresa como:

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$$

Donde:

C = capacitancia en faradios (F)

Según la ley de Ohm la corriente consumida por un capacitor es:

$$I_c = \frac{V}{X_c} \text{ [A]}$$

Con:

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C} \quad I_c = V \cdot \omega \cdot C$$

La potencia reactiva es:

$$Q = V \cdot I_x$$

En lugar de I_x se pone:

$$Q = V \cdot I_c = V \cdot V \cdot \omega \cdot C$$

Es decir la potencia reactiva de un condensador es:

$$Q = V^2 \cdot \omega \cdot C \text{ [VAR]}$$

Esta ecuación es válida tanto para condensadores monofásicos y condensadores trifásicos (o su conexión). Para condensadores conectados en delta o triángulo es válida la siguiente ecuación:

$Q = V \cdot I_c$ Se calcula la corriente del condensador I_c como:

$I_c = \frac{Q}{V}$ Para corriente monofásica

$I_c = \frac{Q}{\sqrt{3}V}$ Para corriente trifásica

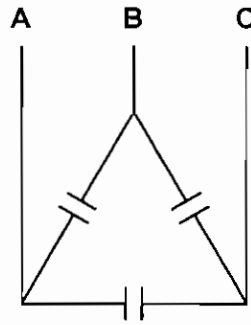


Figura 1.6.9 Banco de Capacitores Trifásico en Conexión Delta.

1.6.6.3 Tipos de Compensación

Las inductancias se compensan con la conexión en paralelo de capacitancias, conocida como compensación en paralelo. Esta forma de compensación es la más usual, especialmente en sistemas trifásicos.

Los tres tipos de compensación en paralelo más usados son:

A. Compensación Individual: Es el tipo de compensación más efectivo. El capacitor se puede instalar junto al consumidor, de manera que la potencia reactiva fluye solamente sobre los conductores cortos entre el consumidor y el condensador.

Con la compensación individual es posible en muchos casos influir negativamente en el comportamiento del aparato por compensar. La potencia reactiva capacitiva del capacitor no tiene que ser excedida, pues se caería en una “sobrecompensación”; en el cual por ejemplo se puede causar una elevación del voltaje con resultados dañinos. Por esto es necesario que el capacitor cubra solamente la potencia reactiva inductiva demandada por el consumidor cuando esté funcionando sin carga alguna, es decir, al vacío.

Nº3 En los bornes de cada receptor de tipo inductivo

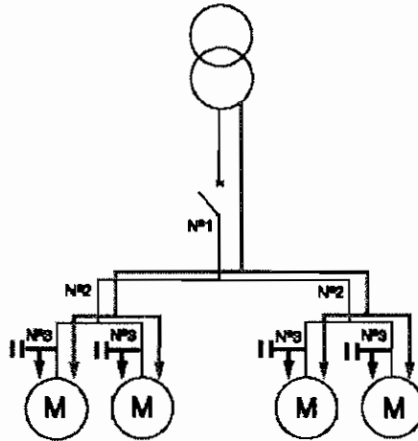


Figura 1.6.10

B. Compensación en Grupos: Los grupos se conforman de varios consumidores de igual potencia e igual tiempo de trabajo y se compensan por medio de un capacitor común. Este tipo de compensación es empleado, por ejemplo para compensar un grupo de lámparas fluorescentes.

Nº2 A la entrada de cada taller

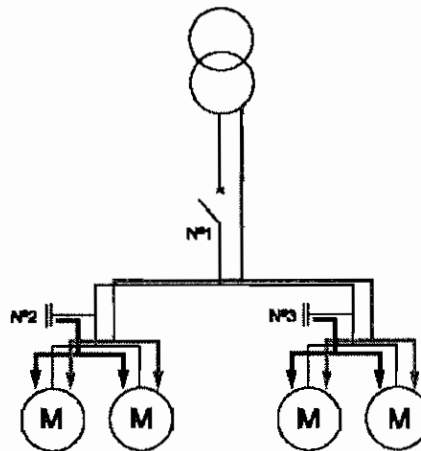


Figura 1.6.11

C. Compensación Central: La potencia reactiva inductiva de varios consumidores de diferentes potencias y diferentes tiempos de trabajo es compensada por medio de un banco de capacitores. Una regulación automática compensa según las exigencias del momento.

N°1 En las salidas BT (TGBT)

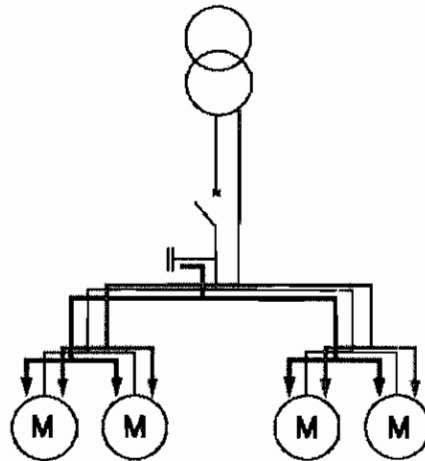


Figura 1.6.12

1.6.6.3.1 *Compensación Individual de los Transformadores.*

Compensación individual de la potencia inductiva de los transformadores de distribución, se recomienda como guía los valores dados en la tabla siguiente. A la potencia del capacitor necesario, el cual es instalado en el secundario del transformador.

Potencia nominal del Transformador kVA	Potencia Reactiva del Capacitor en KVAR
100	4
160	6
250	15
400	25
630	40
1000	60
1600	100

Tabla 1.6.11

1.6.6.3.2 *Compensación Individual de Motores.*

Para compensar un motor trifásico es necesario probar primeramente si el motor es arrancado directamente o si es arrancado por medio de un dispositivo arrancador estrella-triángulo.

Para un arranque directo, por ejemplo por medio de un arrancador electromecánico, la compensación individual es sencilla. El capacitor se conecta directamente a los terminales A, B y C del motor, sin necesidad de más dispositivos. La potencia reactiva capacitiva necesaria para cada motor está dada en la tabla siguiente:

Potencia nominal del Motor en HP	Potencia Reactiva del Capacitor en KVAR
4	2
5.5	2
7.5	3
11	3
15	4
18.5	7.5
22	7.5
30	10
Más de 30	Más o menos el 35% de la potencia del motor

Tabla 1.6.12

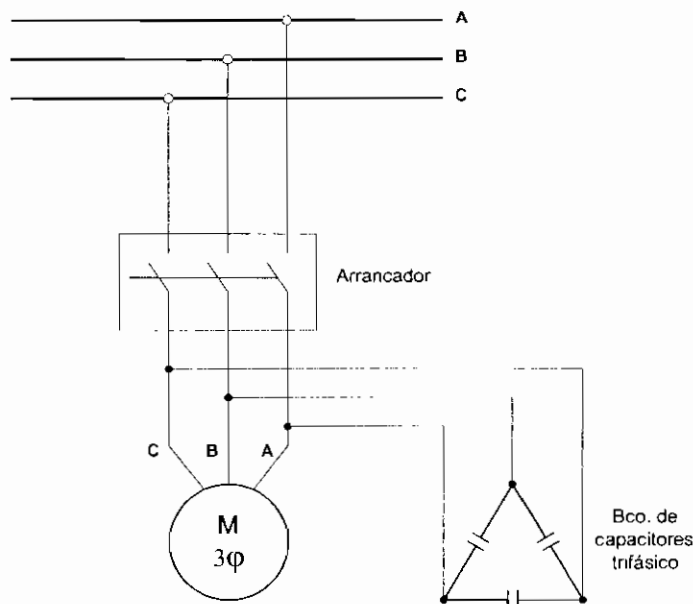


Figura 1.6.13 Compensación en un Motor

1.6.6.4 Tabla del Factor “K” de Compensación Reactiva Para Cálculo de la Potencia del Banco de Capacitores

La tabla del ANEXO 1.2 se da en función del FACTOR DE POTENCIA de la instalación antes y después de la compensación. Para hallar la potencia del banco

de capacitores a instalarse en un sistema eléctrico, el factor k hallado se multiplica por la potencia activa del sistema eléctrico.

Cálculo de la potencia de un banco de capacitores a través del Factor k:

Para obtener un factor de potencia de 0,98 ($\text{tg } \varphi = 0,20$) en un motor de 200 hp, del Proyecto de Agua Potable Quillán – Alemania, en el cual existe actualmente un factor de potencia de 0,895.

Se tiene que seleccionar primero el factor k, el cuál se obtiene cruzando los factores de potencia existentes (columna vertical) y el deseado (fila horizontal).

Para este caso, del cruce obtenido de los factores de potencia existente y deseada se tiene que el factor k es de 0,309 con lo cuál se determinará la potencia del banco de capacitores Q_c a través de la siguiente relación:

$$Q_c = \text{Potencia Activa} \times \text{Factor k}$$

$$200 \text{ hp} \times \frac{0,746 \text{ kW}}{\text{hp}} = 149,2 \text{ kW}$$

$$Q_c = 149,2 \times 0.309$$

$$Q_c = 46,103 \text{ kVAR}$$

Según la relación descrita, la potencia del banco de capacitores (Q_c) seleccionado es de 50 kVAR para cualquier valor nominal del voltaje de la instalación.

1.6.7 EFICIENCIA ENERGETICA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO

Un sistema de bombeo se compone de la bomba, motor, tubería y accesorios. La energía eléctrica consumida depende de la potencia, el tiempo en que funciona la bomba y de la eficiencia del sistema.

La eficiencia es la relación entre la potencia que suministra la bomba al fluido y la potencia eléctrica consumida. La potencia suministrada por la bomba, está en función del gasto y la carga.

Si cualquiera de los elementos del sistema, ha sido mal seleccionado en su tipo, capacidad o material, si el motor no está funcionando correctamente, si alguno de los accesorios está obstruido o si la tubería está deteriorada, aumentará el consumo de energía eléctrica total del sistema.

Se recomienda diseñar el sistema para que entregue el gasto con la presión requerida. Una mayor presión, ocasiona un desperdicio de energía y el incremento de consumo de energía eléctrica.

1.6.7.1 La Bomba

Comprobar para las condiciones normales de operación (carga y gasto), la bomba opere con su máxima eficiencia.

En instalaciones que no requieren mantener un flujo constante, basta que la bomba funcione cada vez que el nivel del agua baje de cierto límite, hasta que se pueda alcanzar el nivel máximo. Considere la utilización de una bomba de menor capacidad que trabaje más tiempo.

Instale dispositivos de paro automático en el caso de bombas de flujo axial, así evita sobrecargar el motor en caso de que se reduzca el gasto por obstrucción o falta de suministro al sistema; en el caso de bombas centrífugas, si el gasto se reduce, baja también la potencia demandada y por lo tanto, no hay riesgo de sobrecarga.

1.6.7.2 El Motor

El motor transforma la energía eléctrica en la energía mecánica que la bomba requiere para funcionar: al seleccionar el motor de la bomba se debe tomar en cuenta:

- La potencia nominal suministrada por el motor, debe ser igual a la que requiere la bomba para trabajar a su máxima eficiencia.
- Cuando el gasto es variable, un dispositivo de control de velocidad en el motor puede ayudarle a reducir su consumo de energía eléctrica.

- El motor debe estar alineado con la bomba y montado sobre una superficie que reduzca las vibraciones, de lo contrario habrá un desgaste prematuro del eje, daños en los cojinetes y mayor consumo de energía de hasta un 5% sobre el consumo nominal.
- Seleccionar un lugar debidamente ventilado para evitar sobrecalentar el motor.
- Instalar controles automáticos para arrancar y parar el motor de la bomba, evitando así que este último siga consumiendo energía cuando la bomba haya dejado de funcionar.

1.6.7.3 Tubería y Accesorios

La bomba debe suministrar al fluido la energía que éste pierde al circular por la tubería debido a la fricción. Por consiguiente, una tubería bien diseñada y con un buen mantenimiento, puede reducir considerablemente el consumo eléctrico. Se recomienda:

- Las uniones, los cambios de dirección y las variaciones de diámetro y de materiales son fuentes de pérdidas en las tuberías, sí que procure usar tramos rectos que reduzcan al mínimo los cambios de dirección o de diámetro. Seleccione el diámetro de tubería óptimo, aunque éste no sea igual a los diámetros de entrada y salida de la bomba.
- Los accesorios como válvulas, codos, uniones, reducciones, expansiones y filtros, son también fuente importante de pérdidas en las tuberías. Por eso debe usarse sólo los accesorios necesarios. Por ejemplo, si no requiere ajustes finos, una válvula de compuerta produce menos pérdidas que una de globo o esférica.

El desgaste y los sedimentos ocasionan deterioros que, con el tiempo, aumentan las pérdidas en la tubería y reducen el diámetro libre para la circulación del flujo, lo que debe ser considerado al diseñar la tubería⁸.

1.6.7.4 Variador de Velocidad

Es un dispositivo electrónico, que permite la variar la velocidad de un motor AC - (*normalmente motor de inducción*)- y su correspondiente carga asociada.

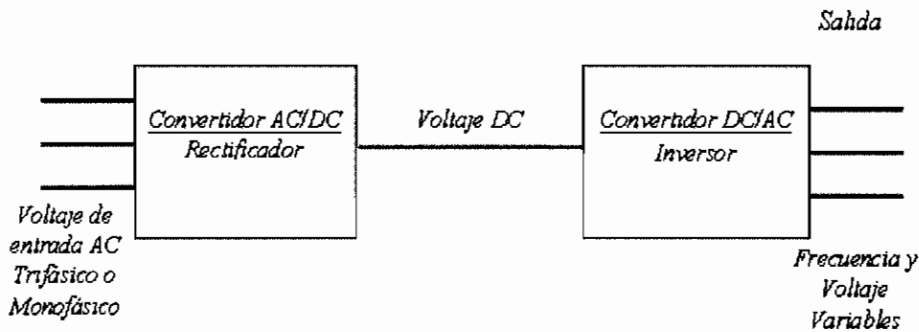


Figura 1.6.15 Esquema de un Variador de Velocidad

Los variadores vectoriales, que se utilizan en la actualidad, trabajan en base a complicados cálculos matemáticos sobre las variables del motor, estos cálculos permiten que el variador pueda controlar independientemente el flujo y el torque, como si fuera un motor de DC.

Trabaja adecuadamente a bajas frecuencias.

Controlan independientemente el “torque” y el “flujo”

Poseen buena operación durante los transitorios.

Necesitan realimentación de las variables del motor, tales como la posición y el torque.

Utilizan dispositivos de realimentación como sensores de efecto Hall o encoders.

⁸ Tomado del folleto EFICIENCIA ENERGETICA ELECTRICIDAD CAP 3 del MINISTERIO DE ENERGIAS Y MINAS, Quito-Ecuador.

La variable que necesita ser controlada es el TORQUE. En toda maquina eléctrica rotatoria, el torque (T) es proporcional al producto de la corriente por el flujo del campo magnético (ψ).

$$T = I \times \psi$$

El torque del motor puede ser controlado variando la corriente o el flujo.

Al variar el flujo, se variaría la cantidad de energía electromagnética almacenada, lo cual toma un tiempo relativamente largo en el motor, aproximadamente unos cientos de milisegundos.

Entonces, manteniendo constante el flujo (ψ), y variando la corriente se consigue la mejor respuesta dinámica.

1.6.7.5 Reducción de Número de Bombas

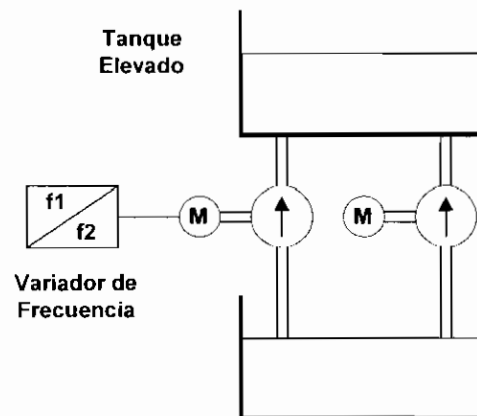


Figura 1.6.16

- Variación de caudal con dos motores de potencias diferentes.
- Equipar el más grande con variador de velocidad.
- Parar un sistema.
- Ahorro de un consumo de un motor.

1.6.7.6 Reducir el Número de Tanques

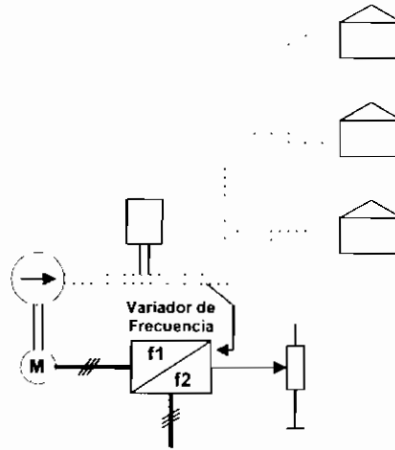


Figura 1.6.17

- Funcionamiento intermitente de motor.
- Mantener presión.
- Reducción de tamaño de tanques.
- Presión más uniforme en tuberías.

1.6.7.7 Prescindir de Capacitores

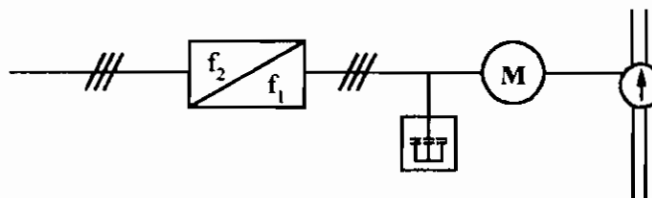


Figura 1.6.18

- Sistema de bombeo con motores jaula de ardilla.
- El motor requiere potencia reactiva.
- Doble efecto: Regulación y compensación.

CAPITULO 2

2 DESCRIPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

Este capítulo describe las subestaciones y alimentadores implicados en el Estudio de Servicio de Suministro de Potencia y Energía al Proyecto de agua Potable Quillán – Alemania, así como sus características principales.

2.1 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El Sistema en la actualidad se halla configurado en anillo, relacionando las subestaciones Ambato (SNI), Samanga Atocha, Huachi, Montalvo, Totoras (SNI), Oriente y Nueva Loreto ubicadas geográficamente en el sector periférico de la ciudad de Ambato; y en forma radial partiendo de la subestación Totoras (SNI) las subestaciones Pelileo, Baños y Puyo, más la subestación Tena del EX-INECEL, ubicadas geográficamente en el lado sur-oriental de la Provincia del Tungurahua y las Provincias de Pastaza y Napo.

El Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. se indica en el PLANO 1.

2.2 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION ORIENTE

La subestación de distribución Oriente se encuentra ubicada al este de la ciudad de Ambato, en la Avenida Bolivariana, frente al Colegio Guayaquil.

Recibe la energía por medio de la interconexión que proviene de la subestación de subtransmisión Totoras propiedad de Transelectric a 69 kV en condiciones normales, cuando existe alguna anomalía en el sistema de subtransmisión a 69

kV puede conectarse con la subestación de subtransmisión Ambato también propiedad de Transelectric.

Esta subestación de distribución tiene un transformador con una capacidad de 13/18 MVA que reduce el voltaje de 69 kV a 13,8 kV.

El esquema de esta subestación de distribución se encuentra definido: en el lado de 69 kV existe un disyuntor dimensionado por la capacidad del transformador, luego está el transformador de potencia y para la protección en el lado de 13,8 kV posee otro disyuntor. Los dos disyuntores del lado primario y del secundario, reciben la señal de operación de los relés de sobrecorriente. La figura 2.2 muestra el diagrama unifilar de la S/E Oriente.

De la subestación se derivan tres alimentadores primarios: Olímpica, Universidad y Totoras con un nivel de voltaje de 13,8 kV.

Tiene dos bancos de capacitores de capacidad 1,5 MVAR y de 1,2 MVAR en conexión estrella que se utilizan para corregir el factor de potencia de la carga que alimenta la subestación, los bancos de capacitores entran a operar desde las siete de la mañana hasta las diez de la noche de lunes a viernes, los sábados y domingos no se conectan.

Además la subestación Oriente en el nivel de voltaje de 13,8 kV da abasto a la S/E Lligua-Península a través de la interconexión Oriente-Lligua y a la S/E Loreto a través de la interconexión Oriente-Loreto.

La demanda máxima registrada de S/E Oriente en las partes diarias para el año 2003 llega alrededor de 10,3 MW. Por lo que en dos o tres años esta subestación no podrá recibir carga, lo que implica que las maniobras estarán orientadas a transferir carga hacia las otras subestaciones.

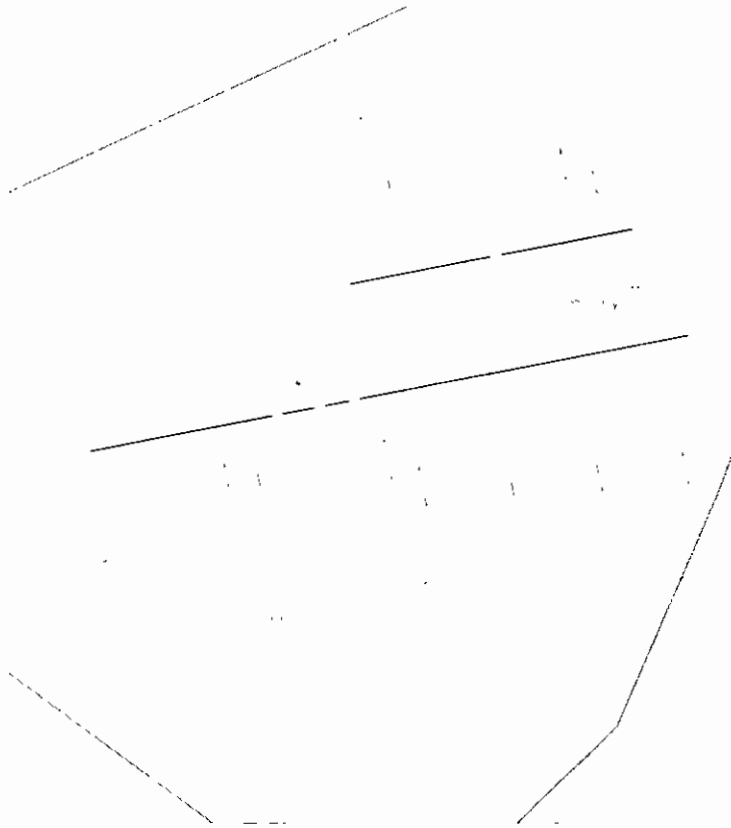


Figura 2.2 Diagrama Unifilar de la S/E Oriente

2.2.1 DESCRIPCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ORIENTE-LLIGUA

Esta línea de interconexión sirve para alimentar la subestación de transferencia Lligua-Península desde la subestación Oriente.

El Recorrido de esta línea de interconexión se puede apreciar en la figura 2.2.1.

Entre las características mas representativas se puede mencionar las siguientes:

- Tiene una configuración es netamente radial trifásico.
- El material del conductor es ACSR cuyo calibre es 1/0 para las fases como para el neutro.
- El nivel de voltaje de la interconexión es de 13,8 kV.
- Tiene una longitud de 2070 metros.

- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza inicialmente en postes de hormigón de 11 metros de altura y luego para coronar la quebrada de la Península utiliza torres metálicas de subtransmisión de 13,8 kV.

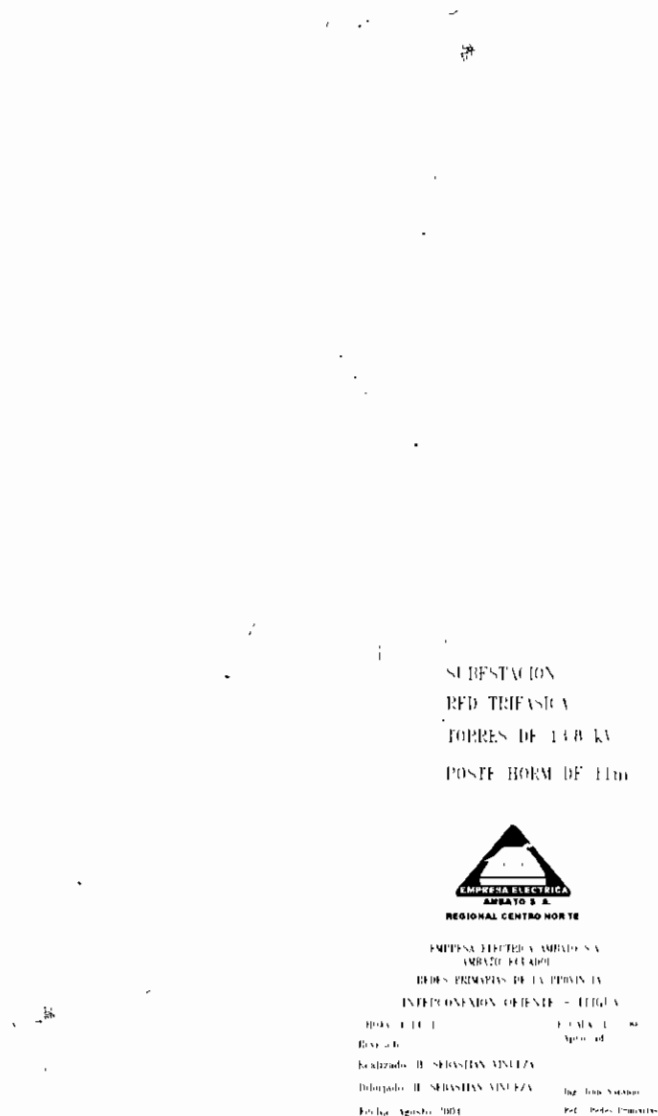


Figura 2.2.1 Interconexión Oriente-Lligua.

2.3 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION LLIGUA-PENINSULA

La Subestación Lligua-Península es una subestación de transferencia, se encuentra ubicada en el sector norte de la ciudad de Ambato, en la ciudadela Península junto a la Central Térmica Lligua propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato.

Recibe la energía por medio de la interconexión Oriente Lligua que proviene de la subestación de distribución Oriente la cual a su vez recibe el suministro de la subestación Ambato.

Posee una barra a 13,8 kV de la que se derivan los alimentadores: Izamba y Catiglata. Por medio de dos transformadores de 3,125 MVA a 13,8/4,16 kV; conexión D - Y, se conecta la Central térmica Lligua. El esquema de esta subestación de transferencia en el lado de 13,8 kV esta formado por dos disyuntores dimensionados por la capacidad de los transformadores de la Central Lligua, Luego se ubican los transformadores de potencia.

En la figura 2.3 se presenta el diagrama unifilar de la subestación Lligua-Península.

Figura 2.3 Diagrama Unifilar de la S/E Lligua-Península.

A través de dos transformadores de 3 MVA y de 1 MVA a 13,8/6,9 kV en conexión D - Y, y de la interconexión Central Península-S/E Lligua se une a la Central hidroeléctrica Península. El esquema de protección en el lado de 6,9 kV esta formado por un disyuntor dimensionado por la capacidad de la Central Península.

2.3.1 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO IZAMBA

El alimentador Izamba sale de la subestación Lligua-Península y se dirige por la panamericana norte hasta el redondel de la entrada norte a Ambato sirviendo a pequeñas industrias y talleres que se encuentran en este sector, luego se desvía hacia la Parroquia de Izamba sirviendo a la población, posteriormente el alimentador se deriva en dos ramales uno se dirige hacia el sector de Corazón de Jesús atendiendo una carga de tipo rural y la otra derivación va hacia el sector del aeropuerto de Ambato en el que se han formado urbanizaciones. El recorrido de este alimentador se aprecia en la figura 2.3.1.

Dentro de las características de este alimentador se puede mencionar las siguientes:

- Tiene una configuración mayoritariamente radial trifásica con ramales trifásicos localizados a lo largo de todo el troncal, y pocos ramales monofásicos localizados en su extremo norte.
- El Troncal principal del alimentador comienza con el calibre 266 para las fases y 1/0 para el neutro hasta el redondel de la entrada a Izamba a partir de ahí va con calibre 2 AWG hasta que el troncal se deriva en dos ramificaciones, la longitud desde la S/E hasta ese punto es de 5975 m.
- La primera derivación se dirige hacia el Proyecto Quillán-Alemania, tiene una longitud de 5113 m, empieza con calibre 2 ACSR hasta el sector de San Francisco luego cambia a 1/0+2 ACSR hasta el final.
- La segunda derivación se dirige por la vía a Píllaro terminando la red trifásica en la entrada a la urbanización Aeropuerto, esta derivación tiene una longitud de 3182 m y empieza con calibre 1/0 ACSR con calibre # 4 ACSR para las fases y el neutro.

- El nivel de voltaje del alimentador es 13,8 kV.
- Tiene una longitud desde la subestación hasta el punto mas alejado del troncal localizado en el sector de Quillán Corazón de Jesús de 9838 m.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza en estructuras tipo CP y CR, en postes de hormigón de 11 metros de altura.
- Este circuito posee una carga de tipo residencial y rural, tiene una capacidad instalada de 4975 kVA como se observa en la tabla 2.3.

TRANSFORMADORES	CAPACIDAD	CANTIDAD	CAPACIDAD INSTALADA
	kVA	#	kVA
MONOFÁSICOS	50	5	250
	37.5	35	1312,5
	25	29	725
	15	28	420
	10	33	330
	5	5	25
TRIFÁSICOS	112.5	3	337,5
	100	2	200
	75	5	375
	60	1	60
	50	11	550
	45	4	180
	30	6	180
15	2	30	
TOTAL		169	4975

Tabla 2.3 Carga Instalada de los Transformadores del Alimentador Izamba

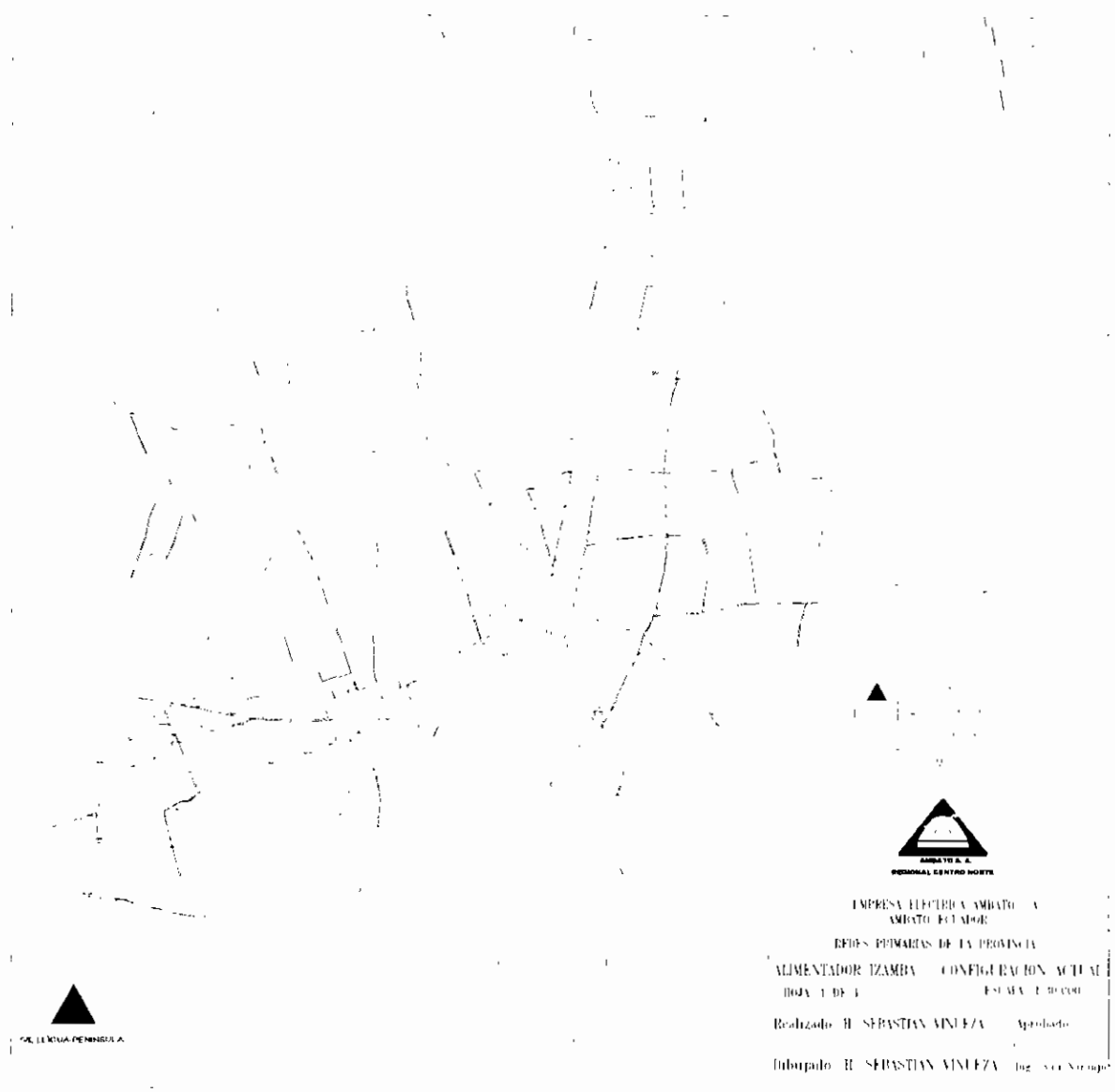


Figura 2.3.1 Alimentador Izamba.

2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO CATIGLATA

Este alimentador primario radial aéreo catalogado como residencial que sirve al sector norte periférico de la ciudad de Ambato.

El área de servicio comprende el sector periférico de la ciudad de Ambato junto al Río Ambato, el recorrido de este alimentador se encuentra en la figura 2.3.2.

Dentro de las características de este alimentador se puede indicar las siguientes:

- La red es mayoritariamente radial aérea trifásica con dos ramales trifásicos principales que se dirigen:

El primero hacia sirve a urbanizaciones al norte de la ciudad de Ambato en el sector de la Península.

El segundo sirve a barrios ubicados junto a la Avenida Indoamérica, y cubre los barrios de la Concepción y el Socavón.

- La configuración de los conductores para las fases y neutro de la derivación del troncal que se dirige hacia el sector del Socavón, es (3x266ACSR+2/0N), mientras que la configuración de los conductores para la derivación hacia el sector de la Península es (3x2/0ACSR+1/0N).
- El nivel de voltaje del alimentador es 13,8 kV.
- Tiene una longitud desde la subestación hasta el punto mas alejado del troncal localizado en el sector de la Estación de Bombeo de Agua Potable del Socavón de 2114 metros.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza en estructuras tipo CP y CR, en postes de hormigón de 11 metros de altura.
- La carga instalada en este alimentador es de 1157,5 kVA.

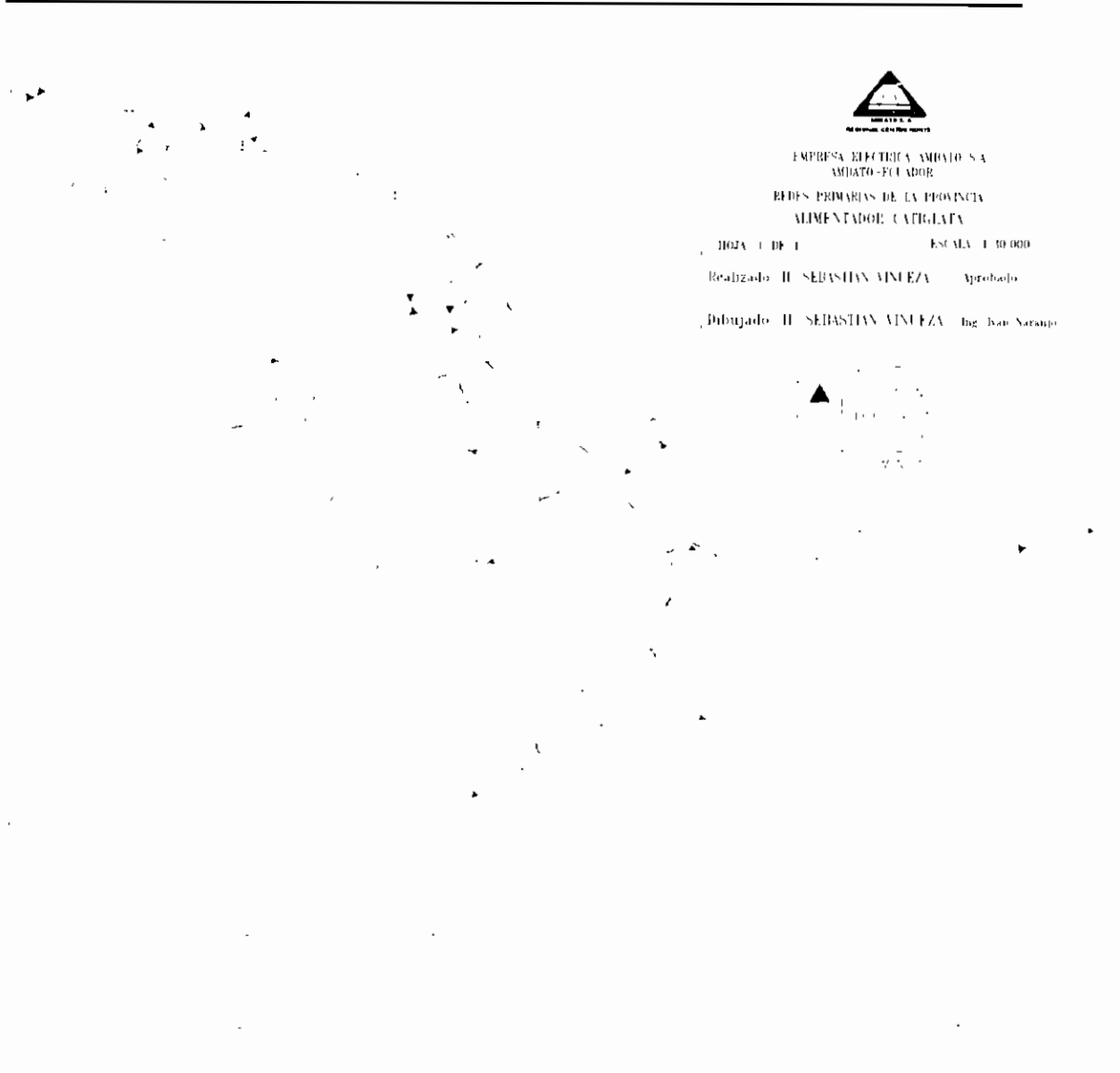


Figura 2.3.2 Alimentador Primario Catiglata.

2.3.3 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL LLIGUA

La crisis energética que atravesaba en los años setenta el sistema Eléctrico obligó a la construcción y puesta en funcionamiento en el año 1976 de la central Térmica denominada Lligua.

Posee dos Unidades de generación de 2500kVA dando una capacidad instalada de 5 MVA, con un nivel de voltaje de 4,16 kV. Pero la potencia efectiva de esta Central es de solo 3600 kVA. La figura 2.3.3 muestra el diagrama unifilar de la Central Lligua.

Esta central entra en operación cuando el CENACE así lo disponga por lo que la mayor parte del tiempo se encuentra en reposo.

Debido a los elevados costos para mantenerla operativa y a la escasez de repuestos en la actualidad la central se encuentra en estado de emergencia.

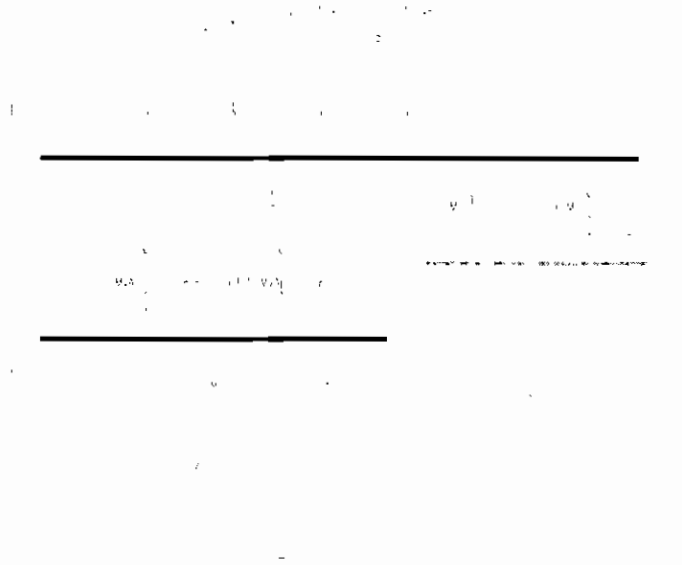


Figura 2.3.3 Central Termoeléctrica Lligua

2.3.4 DESCRIPCIÓN DE LA MICRO CENTRAL PENÍNSULA

La Central Hidroeléctrica Península es una de las más antiguas del país, ubicada al nororiente de la ciudad de Ambato en la Parroquia Península.

La primera etapa de la Central Península fue concluida en el año de 1961, lo cual permitió la instalación de tres grupos generadores con una potencia de 1500 kW, ampliados posteriormente a 3000 kW con un cuarto grupo generador en el año de 1962. La figura 2.3.4 muestra el diagrama unifilar de la S/E de la Central Península.

Las turbinas empleadas son cuatro Turbinas tipo Francis de eje horizontal de marca VOITH, tres de ellos acoplados a tres Generadores de 625 kVA de marca General Electric y el último acoplado a un generador de 1875 kVA de marca AEG, dando una capacidad instalada total de 3750 kVA, a un nivel de voltaje de 6,9 kV.

La potencia efectiva de la Central Península es de 2800 kVA.

La captación de agua se realiza de las orillas del río Ambato con la correspondiente bocatoma ubicada en el sector denominado Socavón, siendo el caudal normal de captación $4,5 \text{ m}^3/\text{s}$, el cual es conducido por medio de un canal abierto hacia el tanque de presión ubicado en la Parroquia Península para luego ser enviado por medio de la tubería de presión hacia la casa de máquinas, la misma que se encuentra a 93 metros abajo, con respecto al tanque de presión.

Debido a la falta de inversión por parte de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., esta Central hoy por hoy se encuentra en un proceso de liquidación.

Al presente la Central Península se encuentra conectada la subestación de distribución Loreto vieja sirviendo a los alimentadores Espejo y Cotacachi.



Figura 2.3.4 Diagrama Unifilar de la Central Hidráulica Península.

2.4 DESCRIPCION DE LA SUBESTACION PILLARO

La Subestación Pillaro se encuentra ubicada en el Cantón Pillaro, al Sur de la Ciudad Nueva, Sector Santa Marianita. Puesta en operación en el año 2001, tiene una capacidad instalada de 5MVA.

Recibe la energía por medio de la línea que proviene de la subestación de distribución Samanga, la cual a su vez recibe el suministro de la subestación Ambato, en condiciones normales. Cuando existe alguna anomalía en el sistema de Subtransmisión a 69 kV puede conectarse con la subestación Atocha y esta con la subestación Montalvo que reciben la energía de la subestación Totoras.

El esquema de esta subestación de distribución se encuentra definido: en el lado de 69 kV existe tres barras seccionadoras fusible dimensionado por la capacidad del transformador, luego se ubica el transformador de potencia y para la protección en el lado de 13,8 kV existe un disyuntor, como se ilustra en la figura 2.4.

La Subestación Pillaro da abasto a tres alimentadores primarios que son: San Miguelito, San Andrés y Pillaro Centro.

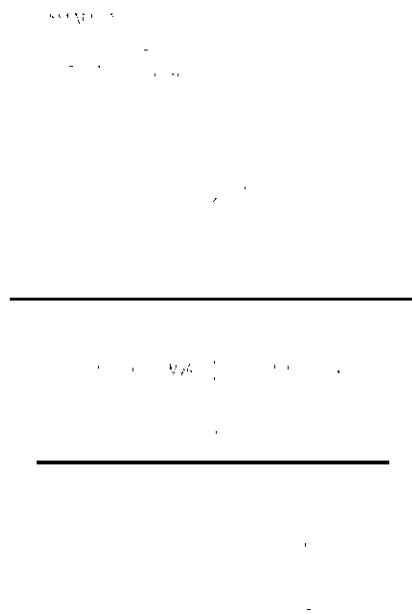
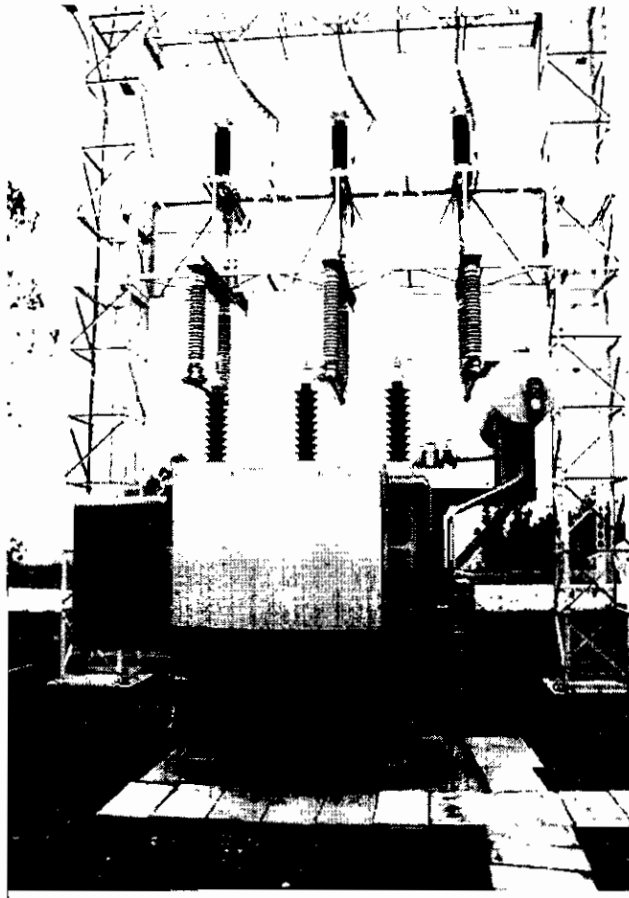


Figura 2.4 Diagrama unifilar de la S/E Pillaro.

Esta subestación de distribución posee un transformador con una capacidad de 5/6,25 MVA marca Pauwels que reduce la tensión de 69 kV a 13,8 kV como se aprecia en la fotografía 2.4.1.



Fotografía 2.4.1 Transformador de la S/E Pillaro

2.4.1 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO PILLARO CENTRO

Este alimentador primario urbano radial sirve a una zona netamente residencial. El área de servicio corresponde a los barrios y urbanizaciones de los sectores de la ciudad de Píllaro.

Dentro de las características de este alimentador se puede mencionar las siguientes:

- Tiene una configuración radial trifásica con ramales monofásicos localizados en la parte central de Píllaro.

- El Troncal principal del alimentador es de calibre 2/0 AWG de material ACSR.
- El nivel de voltaje del alimentador es 13,8 kV.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza en estructuras tipo CP y CR, en postes de hormigón de 11 metros de altura.
- La demanda máxima registrada en el alimentador Pillaro Centro en el año 2003 es de 1400 kVA.

2.4.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO SAN ANDRES

Este alimentador primario radial aéreo catalogado como rural sirve a la parte norte del cantón Pillaro.

Dentro de las características de este alimentador se puede mencionar las siguientes:

- Tiene una configuración radial trifásica con largos ramales monofásicos.
- El troncal del alimentador tiene configuración (3x2/0ACSR+1/0N).
- El nivel de voltaje del alimentador es 13,8 kV.
- La disposición trifásica de los conductores se realiza en estructuras tipo CP y CR, en postes de hormigón de 11 metros de altura y la disposición monofásica en estructuras UP en postes de 9 metros de hormigón y madera.
- la demanda máxima registrada en este alimentador es de 1300 kVA.

2.4.3 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR PRIMARIO SAN MIGUELITO

Este alimentador primario urbano radial aéreo, catalogado como rural sirve sectores comprendidos entre la Parroquia de San Miguelito de Píllaro, los barrios de este sector y Quillán Carolina. El recorrido de este alimentador se aprecia en la figura 2.4.3.

Dentro de las características de este alimentador se puede mencionar las siguientes:

- Tiene una configuración radial trifásica con largos ramales monofásicos localizados en sectores alejados de parroquia de San Miguelito.
- El nivel de voltaje del alimentador es 13,8 kV.
- El Troncal principal del alimentador primario es de calibre 2/0 AWG con material ACSR desde su inicio hasta su terminación en el sector de Emilio Terán.
- El troncal principal tiene una longitud de 9742 metros partiendo desde la subestación Píllaro hasta el final localizado en el sector de Emilio Terán.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza para la red trifásica en estructuras tipo CP y CR, con postes de hormigón de 11 metros de altura, mientras que la red monofásica esta en estructuras UP con postes de 9 metros de hormigón y madera.
- Sus redes se encuentran en buen estado ya se construyeron hace unos 3 años atrás.
- La demanda máxima registrada en este alimentador en el año 2003 alcanzó los 650 kVA.
- La carga instalada en este alimentador es de 1367,5 kVA como se observa en la tabla 2.4.

TRANSFORMADORES	CAPACIDAD	CANTIDAD	CAPACIDAD INSTALADA
	kVA	#	kVA
MONOFÁSICOS	37.5	2	75
	25	12	300
	15	18	270
	10	48	480
	5	14	70
TRIFÁSICOS	112.5	1	112,5
	30	2	60
TOTAL		97	1367,5

Tabla 2.4 Carga Instalada de los Transformadores del Alimentador San Miguelito.



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.
 ALIMENTADOR
 SERVICIOS DE LA PROVINCIA
 ALIMENTADOR SAN MIGUELITO -
 CONFIGURACION ACTUAL

HOJA 1 DE 1	ESCALA 1:2000
Procesado	Aprobado
Realizado: H. SEBASTIAN VINUEZA	
Dibujado: H. SEBASTIAN VINUEZA	Ing. Juan Saraguro
Fecha: Agosto 2011	E.C. Edoles Financiero

Figura 2.4.3 Configuración Actual del Alimentador San Miguelito.

CAPITULO 3

3 MODELACION DIGITAL

La modelación de los alimentadores primarios de distribución se realizó utilizando el Programa Computacional CYMDIST versión 3.02S.

3.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El levantamiento de la información y georeferenciamiento de los alimentadores Izamba y San Miguelito lo realizó el Departamento de Planificación de la EEASA a través del Programa Sistema de Integración de Datos (SID).

El programa SID es un sistema de base continua cartográfica en donde están representadas básicamente las calles, cuabras, las edificaciones principales, la hidrografía, la red de energía primaria con el calibre de los conductores y longitudes de los vanos, los postes, transformadores, etc.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA CYMDIST

El Programa de software CYMDIST 3.02S bajo Windows es una poderosa herramienta ingenieril que permite simular redes eléctricas de distribución para facilitar su planificación, diseño y operación.

CYMDIST 3.02S permite realizar en toda la red y de manera simultanea estudios de caída de voltaje, flujo de carga y corrientes de cortocircuito en sistemas radiales equilibrados o desequilibrados. Otra particularidad es que se pueden trazar en pantalla los perfiles de voltaje y de corriente de cortocircuito. Las funciones de ubicación óptima de condensadores, de balance de carga.

Gracias a la función de crecimiento de carga es posible representar la carga de los abonados para los años futuros.

La interfaz gráfica altamente interactiva facilita el dibujo del diagrama unifilar de la red en pantalla y define los parámetros de sus componentes.

Se puede añadir, suprimir y modificar datos muy fácilmente mientras crea su sistema. CYMDIST 3.02S permite reconectar varias secciones grandes de circuito a otras fases a la vez, cambiar su tipo de conductor o transmitirlos al programa de coordinación de protecciones CYMTCC versión 3.28S para verificar los ajustes de sus dispositivos de protección.

Se puede elegir qué información del diagrama unifilar desea que aparezca en pantalla mientras trabaja. Puede también usar numerosas opciones de codificación a colores para facilitar la identificación de distintos elementos de red, incluyendo sobrevoltajes y problemas de voltaje. Una amplia selección de elementos informativos puede mostrarse u ocultarse, según se desee. La función "zoom" presenta todas sus posibilidades, y al abrir una segunda ventana, se puede ampliar el área de trabajo, mientras se observa el diagrama completo en otra ventana. También pueden sobreponerse diagramas unificares a mapas topológicos, para lograr mayor precisión geográfica.

Los resultados de cálculo pueden observarse en pantalla sección por sección o en secciones determinadas. Los reportes de resultados pueden ser impresos o almacenados en archivos. Se pueden también destacar condiciones indeseables como sobrecargas, subtensiones, incluso reportes separados, si se desea.⁹

3.2.1 MODELAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

3.2.1.1 Elementos Modelados de Media y Baja Tensión

Se puede modelar diversos equipos accediendo a la barra de herramientas y haciendo click en "**Equipo**" (Equipment) como se ilustra en la figura 3.1.

⁹ Tomado del Manual de Referencia CYMDIST3.02. Agosto de 1999, Pág. 1.

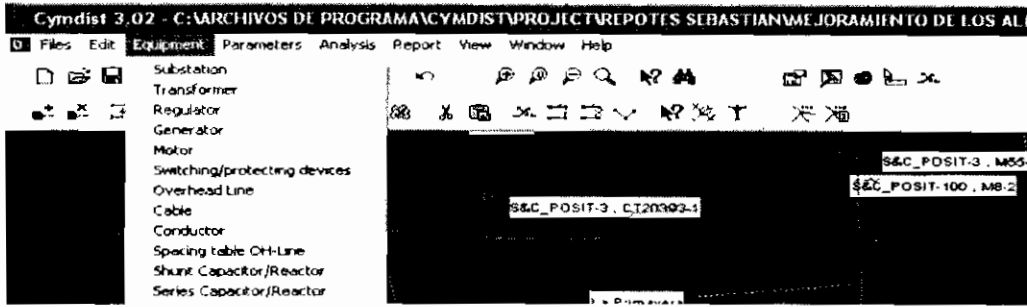


Figura 3.1

3.2.1.1.1 Definición de una Subestación de Distribución.

La subestación es el punto inicial del alimentador. Representa la impedancia de la red de producción y de transmisión que alimenta el alimentador.

Se accede a “Equipo > Subestación” (Equipment > Substation). Para que aparezca el cuadro de dialogo siguiente:

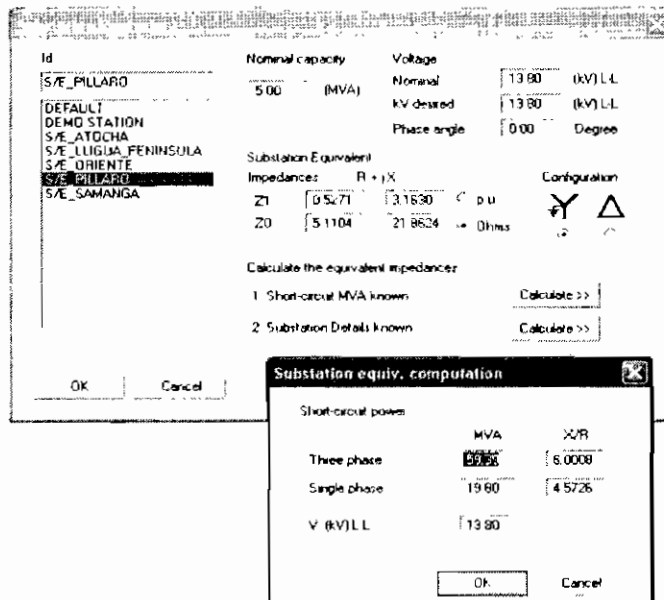


Figura 3.2

La subestación representa el resto de la red eléctrica al extremo fuente por su impedancia equivalente y por su voltaje de alimentación.

Se Ingresan los siguientes datos:

- **Id:** es el identificativo o nombre de la subestación.

- **Nominal Capacity:** es la capacidad nominal de la subestación (en MVA).
- **Nominal:** es el voltaje nominal de la subestación (en kV línea-línea).
- **kV desired:** es el voltaje deseado en la subestación (en kV línea-línea).

La impedancia se expresa en ohmios o p.u. y puede ser calculada conociendo los MVA de cortocircuito.

3.2.1.1.2 Definición de un Transformador.

Se accede a “**Equipo > Transformador**” (Equipment > Transformer). Para que aparezca el cuadro de dialogo siguiente:

Transformer	
Id	Nb phase
CAMARA_EB	<input type="checkbox"/> Three phase
CAMARA_EB	<input checked="" type="checkbox"/> Single phase
CAMARA_EB3	
DEFAULT	
>F0157-25/12-47	
>F0500-25/12-47	
Nominal rating [600.00] kVA (total)	
Cooled rating [660.0] kVA (total)	
Primary voltage [13.80] kVLL	
Secondary voltage [0.46] kVLL	
No load losses [1.4000] kW	
Impedances	Load Tap Changer
Z1 [%] Z0 [%] X/R	Bandwidth [138] V
Default => [5.7500] [5.7500] [5.0000]	Taps [5]
Grounding impedances:	Range ± [2.50] %
R (ohms) X (ohms)	<input type="checkbox"/> Is Reversible
Primary [0.0000] [0.0000]	
Secondary [0.0000] [0.0000]	
Connection	
<input checked="" type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/>	
OK Cancel Add Delete Reset	

Figura 3.3

Ingrese los datos siguientes:

- **Id:** es el identificativo o nombre.
- **Nominal Rating:** es la capacidad nominal por fase (en kVA o kVA totales para los transformadores trifásicos).
- **Primary Voltage:** es el voltaje del primario (kV línea-línea).
- **Secondary Voltage:** es el voltaje del secundario (kV línea-línea).

- **Nº phase:** puede ser trifásica o monofásica (pulse en los botones de radio (☉)).
 - **Z1:** es la impedancia de secuencia positiva en porcentaje del valor de base del transformador (en kVA).
 - **Z0:** Impedancia de secuencia homopolar en porcentaje del valor de base del transformador (en kVA).
 - **X / R:** es la relación reactancia a resistencia.
 - **Connection:** es el tipo de conexión del transformador (seleccione el botón de radio apropiado).
 - **Grounding Impedances Primary:** es la resistencia y reactancia de puesta a tierra al lado primario.
 - **Grounding Impedances Secondary:** es la resistencia y reactancia puesta a tierra al lado secundario.
 - **Load Tap Changer:** es el cambiador de tomas en Carga. Ponga a cero las casillas de datos del (Conmutador de tomas de regulación o LTC) a menos que el transformador esté equipado con tal dispositivo.
 - **Bandwidth:** es el ancho de banda es la tolerancia de la tensión que el cambiador de tomas en carga (LTC) debe mantener. Por ejemplo: 2V significa ± 1 V.
 - **Taps:** muestra el número de posiciones de tomas discretas en el cambiador de tomas en carga.
 - **Range \pm :** representa la gama de elevación/reducción de tensión que cubren las tomas de regulación o "taps".
- Is Reversible:** si es reversible está desactivado se evitará que usted cierre cualquier interruptor que podría dirigir un flujo de potencia del lado secundario del transformador a su lado primario.

3.2.1.1.3 Definición de un Motor.

Se accede a "**Equipo > Motor**" (Equipment > Motor). Para que aparezca el cuadro de dialogo siguiente:

Code	Range	Default
A	0.00 - 3.14	(1.6)
B	3.15 - 3.54	(3.3)
C	3.55 - 3.99	(3.8)
D	4.00 - 4.49	(4.3)
E	4.50 - 4.99	(4.8)
F	5.00 - 5.59	(5.3)
G	5.60 - 6.09	(6.0)
H	6.30 - 7.09	(6.7)
J	7.10 - 7.99	(7.6)
K	8.00 - 8.99	(8.5)
L	9.00 - 9.99	(9.5)
M	10.0 - 11.19	(10.6)
N	11.2 - 12.49	(11.8)
P	12.5 - 13.99	(13.2)
R	14.0 - 15.99	(15.0)
S	16.0 - 17.99	(17.0)
T	18.0 - 19.99	(19.0)
U	20.0 - 22.39	(21.2)
V	22.4 - more	(22.4)

Figura 3.4

Ingrese los datos siguientes:

- **Motor Type:** un motor puede ser monofásico o trifásico.
- **Rated Power:** es la potencia asignada (en HP).
- **Rated voltaje:** es el voltaje en la placa indicadora del motor, (en kV).
- **Efficiency:** es el rendimiento (en %).
- **Power Factor:** es el factor de potencia (en %).
- **Locked rotor data:** son los datos del rotor bloqueado y determinan el modelo del motor al arranque.
- **Power factor:** es el factor de potencia al arranque puede obtenerse pulsando el botón "Predet." si necesario, se expresa (en %).

- **NEMA code (letters):** el código NEMA (de la placa indicadora del motor) representa toda la gama de valores para la **relación kVA/HP**. (Vea el **Cuadro de códigos de NEMA**).
- **kVA/HP ratio:** es la relación kVA/HP.

3.2.1.1.3.1 Ajustes del Motor.

Cuando se conecta un motor a una sección, puede definirlo al estado: **Fuera de Funcionamiento**, **En Funcionamiento** o **En Arranque**. Si se encuentra en funcionamiento, la carga normal del motor estará presente en la ubicación del motor. Si se encuentra en arranque, la potencia aparente del motor ($HP \times kVA/HP$) estará presente cuando se encuentre con un factor de potencia con rotor bloqueado. Si está fuera de funcionamiento, la carga de motor estará ausente.

La contribución de los motores a las corrientes de cortocircuito no se toma en cuenta porque disminuye rápidamente a cero.

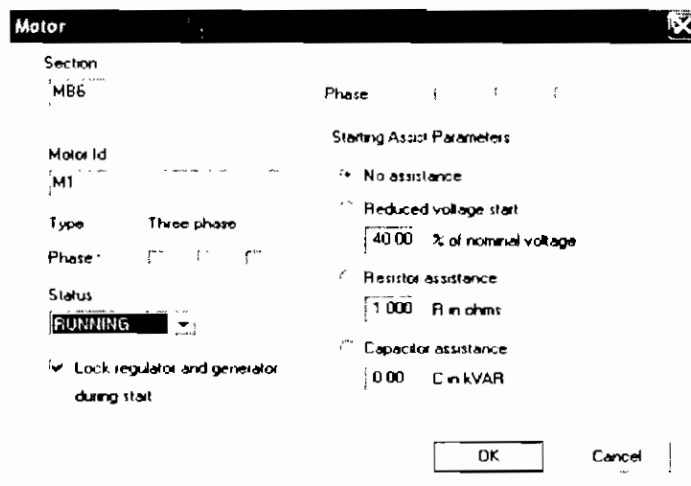


Figura 3.5

3.2.1.1.4 Dispositivos de Protección e Interrupción.

Se accede en **"Equipo > Dispositivo de Protección e interrupción"** (Equipment > Switching/Protective Devices) y en el aparece el cuadro de la figura 3.6.

Estos dispositivos permiten conectar o desconectar secciones, se puede definir su capacidad.

Switching/Protective Devices

Id

- S&C_POSIT-10
- S&C_POSIT-1
- S&C_POSIT-10
- S&C_POSIT-100
- S&C_POSIT-12
- S&C_POSIT-125
- S&C_POSIT-140
- S&C_POSIT-15
- S&C_POSIT-150
- S&C_POSIT-2
- S&C_POSIT-20
- S&C_POSIT-200
- S&C_POSIT-25
- S&C_POSIT-250
- S&C_POSIT-3
- S&C_POSIT-30
- S&C_POSIT-40
- S&C_POSIT-5

Rated current: 10.00 Amps

Rated voltage: 7.20 kV

Device type: Fuse

Is Reversible

Reliability parameters

Failure rate: 0.000000 (1/yr)

Temp failure rate: 0.000000 (1/yr)

Outage time: 0.000000 (hr)

Stuck probability: 0.000000

Switching time: 0.000000 (hr)

OK Cancel Add Delete Reset

Figura 3.6

En el se ingresa los datos siguientes:

- **Id:** es el identificativo o nombre.
- **Rated Current:** es la corriente asignada (en A).
- **Rated voltaje:** es el voltaje asignado (en V).
- **Device type:** es el tipo de protección.

El resto de parámetros no se llenó porque se desconoce las características que definen a un tipo de seccionador fusible en particular.

3.2.1.1.5 Definición de Conductores.

Se puede añadir, eliminar o modificar el conductor utilizado en secciones de un alimentador ingresando a características del conductor **“Equipo > Conductor”** (Equipment > Conductor).

Conductor	
Id	
2/0_ACSR_6/1	Conductor diameter 1.135 cm
#2_ACSR_6/1	GMR 0.155 cm
#2_ARV_7STR	R 25°C 0.4269 Ohms/km
#2_CU_7STR	R 50°C 0.5300 Ohms/km
#4_ACSR_6/1	Nominal rating 345.00 Amps
#4_CU_1STR	
#6_CU_1STR	
1/0_ACSR_6/1	Reliability parameters
1/0_ARV_7STR	Failure rate 0.000000 (Int/yr/km)
1/0_CU_7STR	Temp failure rate 0.000000 (Int/yr/km)
2/0_ACSR_6/1	Outage time 0.000000 (hr)
2/0_ARV_7STR	
2/0_CU_7STR	
250_CU_12STR	
266_ACSR_26/7	

Figura 3.8

- **Conductor diameter:** se puede cambiar el diámetro total del conductor.
- **GMR:** es el radio medio Geométrico.
- **R 25°C y R 50°C:** son dos valores distintos de resistencia a temperaturas arbitrarias.
- **Nominal rating:** es la capacidad nominal representa la corriente permanente admisible predeterminada para una línea fabricada con este conductor.

3.2.1.1.6 Definición del Espaciamiento para Líneas Aéreas.

Para definir la tabla de distancia para la línea Aérea se accede a **“Equipo > Tabla de distancia para Línea Aérea”** (Equipment > Spacing Table for Line). Se abre el cuadro de dialogo siguiente:

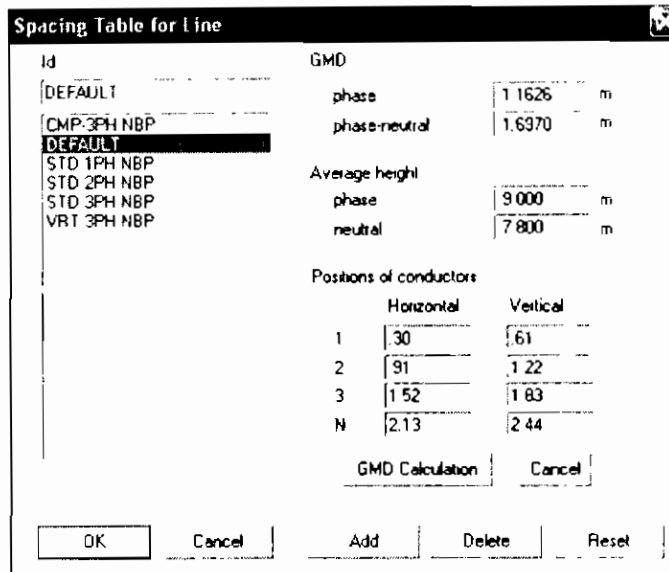


Figura 3.9

- **GMD phase:** representa la distancia media geométrica entre los conductores de fase. Este valor se calcula automáticamente si se especifica la posición de los conductores.
- **GMD phase-neutral:** representa la distancia media geométrica entre los conductores de fase y neutros. Este valor se calcula automáticamente si se indica la posición de los conductores.
- **Average height phase:** representa la altura promedio de fase sobre la superficie terrestre se calcula automáticamente si se indica la posición de los conductores.
- **Average height neutral:** representa la altura promedio de neutro sobre la superficie terrestre se calcula automáticamente si se indica la posición de los conductores.
- **Positions of conductors:** representa la posición de los conductores determina la posición horizontal y vertical del centro de los conductores.

3.2.1.1.7 Definición de los Tipos de Conductores Instalados y la Configuración de los Conductores en el Poste.

Para definir en las líneas aéreas los tipos de conductores instalados y la configuración de los conductores en el poste, seleccione **“Equipo > Línea”** (Equipment > Overhead Line) aparecerá la siguiente ventana:

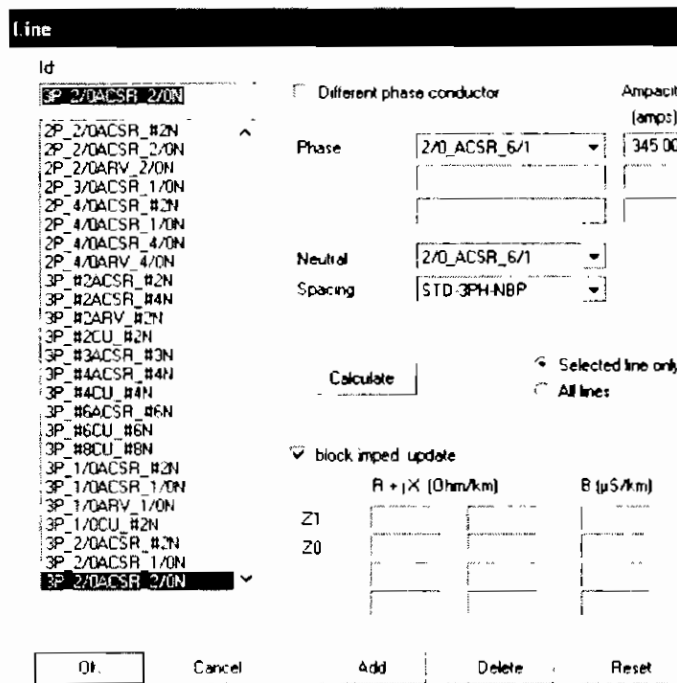


Figura 3.10

En la que se puede seleccionar las siguientes opciones:

- **Id:** es el identificativo o nombre de la línea y proporciona los siguientes datos: 3P_2/0ACSR_2/0N indica que se trata de una línea trifásica, con conductores de fase 2/0 de aluminio con alma de acero y un conductor neutro 2/0 AWG.
- **Different phase:** permite seleccionar un conductor distinto por fase para líneas trifásicas.
- **Phase:** es el tipo de conductor de fase.
- **Ampacity:** es la corriente admisible de la línea es la misma que se ingresó para el conductor de fase.

- **Neutral:** es el conductor neutro.
- **Spacing:** es la distancia entre conductores configuración del poste.
- **Calculate:** calcula la impedancia de la línea basada en los conductores especificados y el código de espaciado entre las líneas aéreas.
- **Block imped update:** sirve para impedir que cualquier valor de impedancia ingresado sea reemplazado por los valores calculados.

3.2.1.2 Construcción de la Red de Media Tensión

3.2.1.2.1 Nuevo Alimentador.

Crea una subestación, o sea el punto inicial de un alimentador.

La ruta es la siguiente: **“Editar > Alimentador > Nuevo alimentador”** (Edit > Feeder > New feeder). Se abre la ventana indicada en la figura 3.7.

Siga los siguientes pasos:

1. Seleccione el icono o comando **Nuevo alimentador**. El puntero indicará Nuevo.
2. Haga doble clic con el botón izquierdo del ratón y manténgalo presionado.
3. Mueva el ratón para ubicar el símbolo de la subestación, y suelte el botón.
4. Ingrese un nombre único para el nuevo alimentador en el cuadro de diálogo que aparece.
5. Presione la flecha ▼ bajo **Nombre de Subestación** y elija una subestación de la lista. Puede verificar (pero no cambiar) los datos de la subestación pulsando el botón en **Ver ->>**.
6. Elija un color para los alimentadores (vea también **Ver > Mostrar Opciones**).

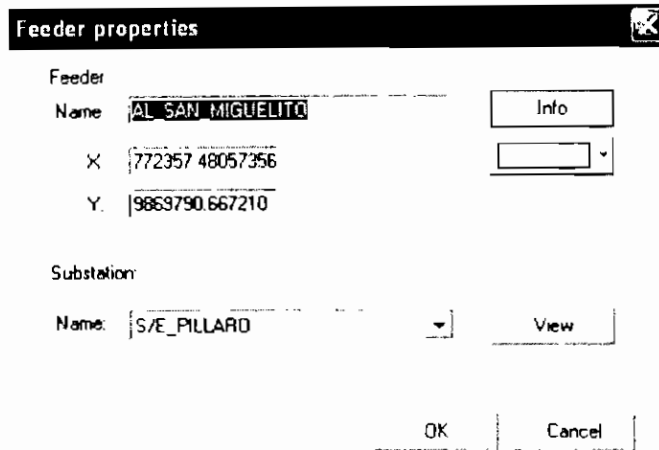



Figura 3.7

3.2.1.2.2 Nueva Interconexión.

Conecta la sección activa a una sección en el mismo alimentador u otro diferente usando un cable ficticio (jumper) de longitud cero. **Una de las secciones debe contener un interruptor abierto en el extremo carga.** Siga los pasos descritos a continuación.

1. Incorpore una nueva sección e incluya un interruptor o un dispositivo de protección como equipo al extremo carga. En el cuadro de diálogo "Características de la Sección" pulse Aceptar para aceptar la nueva sección.
2. Abra el interruptor con el icono  (o comando) **Abrir/Cerrar**.
3. Seleccione el icono (o comando) **Nueva Interconexión**. El puntero indicará "Inter."

Haga doble clic con el botón izquierdo del ratón. Aparece un cuadro de diálogo.

4. Pulse en la sección donde se termina la interconexión. (Arrastre el cuadro de diálogo si es necesario). Su nombre aparecerá en el cuadro de diálogo.
5. Presione el botón "Aceptar" para confirmar.

3.2.1.2.3 Agregar una Sección de Línea.

Pulse el icono **Agregar** (Add) de la Cinta o del Cuadro de herramientas o en el menú principal seleccione **"Editar > Sección > Añadir"** (Edit > Section > Add). Aparecerá el cuadro de diálogo Características de la Sección.

Figura 3.11

Se puede introducir o modificar las características de esta sección de línea aérea como sigue:

- **Section Id:** es el nombre para la nueva sección.
- **Phase:** se selecciona si la red es monofásica, bifásica o trifásica.
- **Line Id:** pulse ahora la flecha inferior de la barra de desplazamiento hasta encontrar el tipo de línea que puede ser aérea o subterránea en este caso es aérea "3P_2/0 ACSR_2/0N".
- **Length:** indica el largo de la parte conductora de la sección (en metros).
- **Coordinates x, y:** son las coordenadas de la sección y pueden ser polares o rectangulares.

- **Equipment: source end-load end:** Indica que se puede conectar equipos a cada extremo de la sección como es tanto del lado de la fuente como del lado de la carga.

3.2.2 APLICACIONES EN ANÁLISIS DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

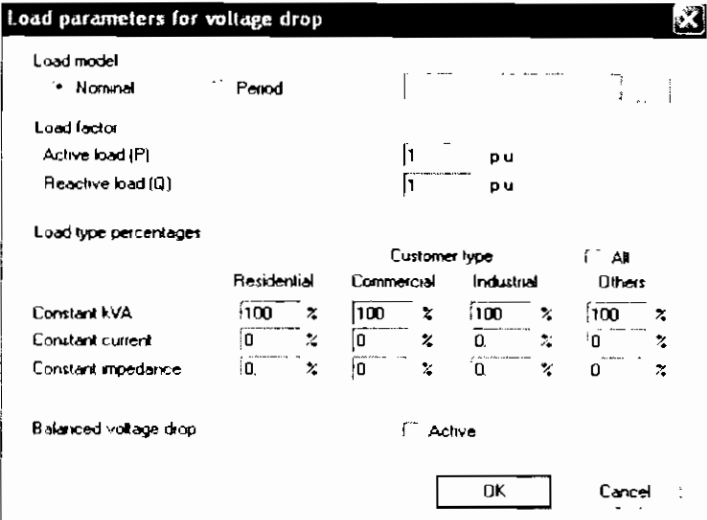
3.2.2.1 Distribución de Carga

Conociendo la demanda de la subestación o en el alimentador y los kVA conectados por cada carga, se puede dividir la carga total del alimentador entre todas las cargas definidas en las secciones.

Previamente se accede a **“Parámetros > Caída de tensión > Carga”** (Load parameters for voltage drop).

Desactive la opción **“caída tensión equilibrada”** (Balanced voltage drop) si lo olvida siempre obtendrá resultados irreales.

Pulse **“Aceptar”** OK.



	Customer type			
	Residential	Commercial	Industrial	Others
Constant kVA	100 %	100 %	100 %	100 %
Constant current	0 %	0 %	0 %	0 %
Constant impedance	0 %	0 %	0 %	0 %

Figura 3.12

Luego acceda a **“Analysis > Load Allocation”**, se despliega el cuadro siguiente:

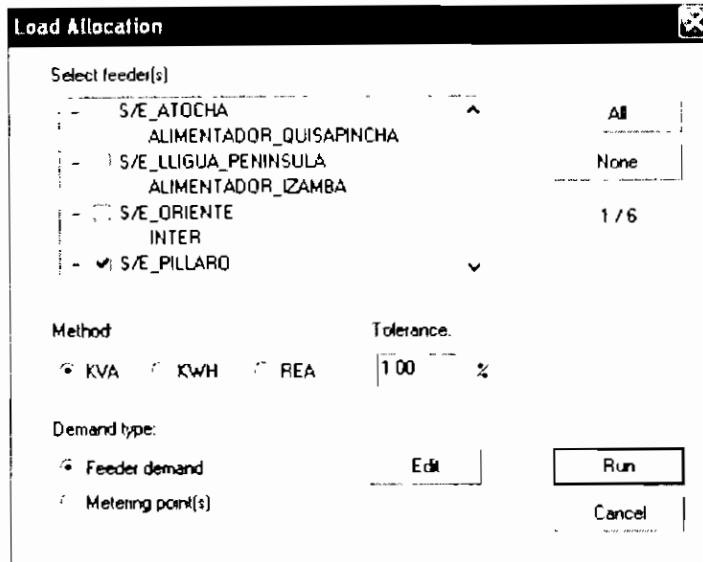


Figura 3.13

En el se selecciona los alimentadores en los que se distribuirá la carga.

A continuación se selecciona el método de los kVA conectados por cada carga para la distribución de la demanda, se ingresan los valores de corriente tomadas del parte diario de la subestación Pillaro para máxima demanda.

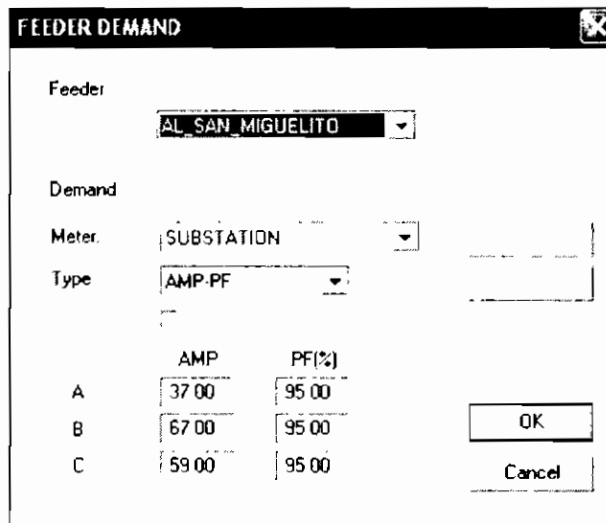


Figura 3.14

3.2.2.2 Cálculo de Caídas de Voltaje y Cortocircuitos

Se selecciona “*Análisis > Calcular*” (Analysis > Calculation).

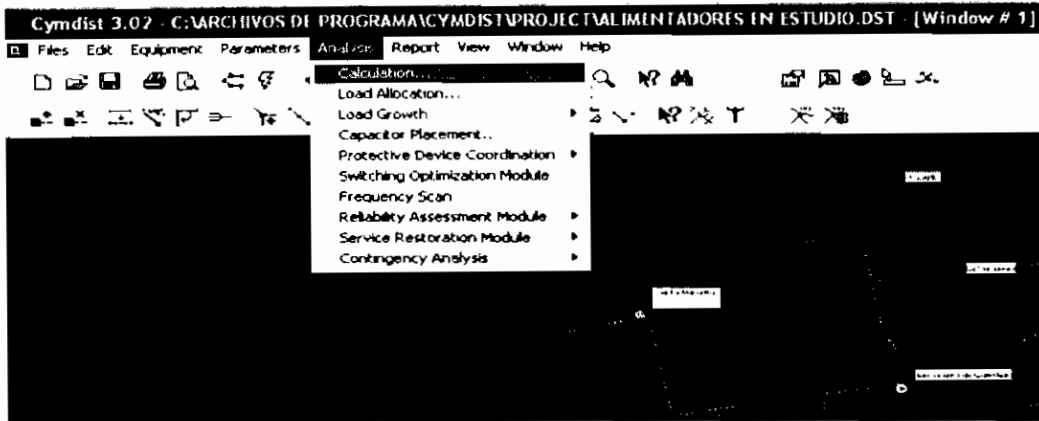


Figura 3.15

Aparece el siguiente cuadro de diálogo siguiente:

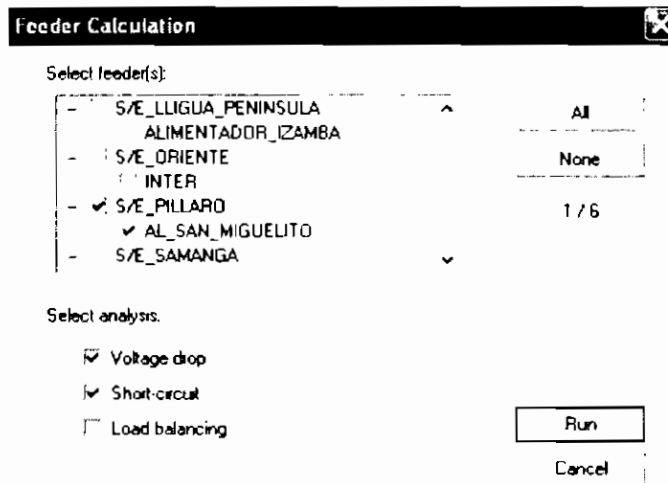


Figura 3.16

En el se señala los alimentadores que se desee estudiar.

Coloque un aspa para activar la casilla “*Caída de Tensión*” (Voltage Drop), “*Cortocircuito*” (Short-circuit).

Para que se inicie la simulación, presione el botón “*Simulación*” (Run).

3.2.2.3 Balance de Carga

Esta función analiza las ventajas de desplazar cargas de una fase a otra.

Se abre el cuadro de diálogo **“Parámetros”** (Parameters) y se selecciona **“Balance de carga”** (Load Balancing).

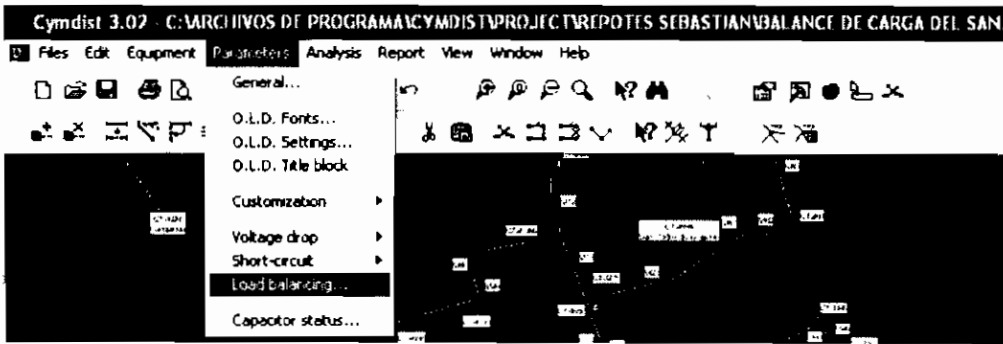


Figura 3.17

Se obtiene el cuadro de dialogo siguiente en el que se puede especificar la carga mínima para una reconexión, la mínima reducción de pérdidas y las secciones a evaluar.

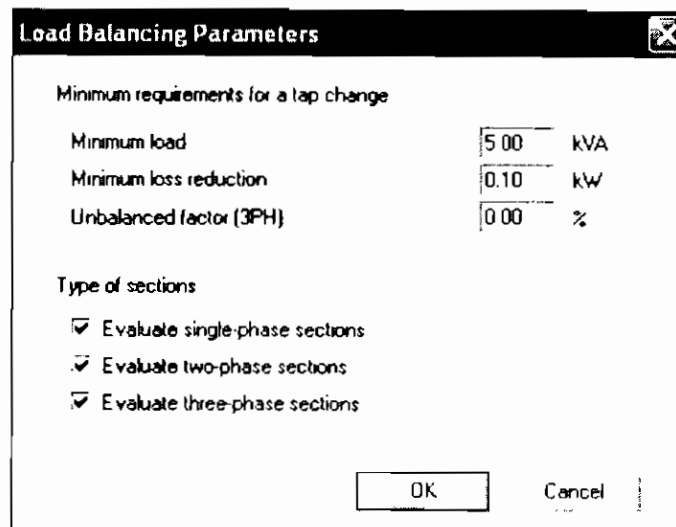


Figura 3.18

Elija **“Análisis > Calcular”** (Analysis > Calculation).

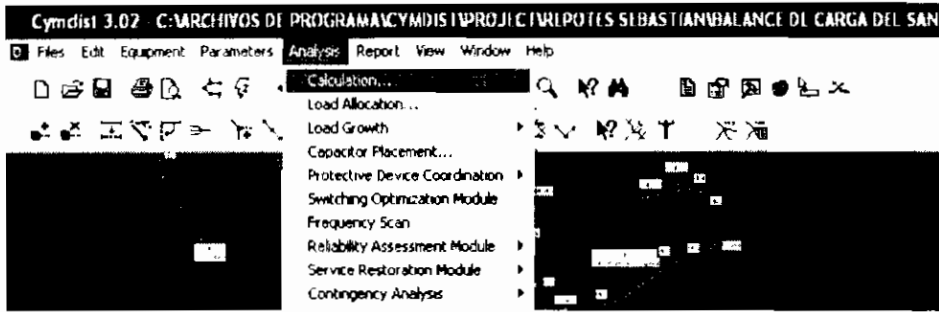


Figura 3.19

A continuación active la opción **“Balance de Carga”** (Load balancing) y presione simulación.

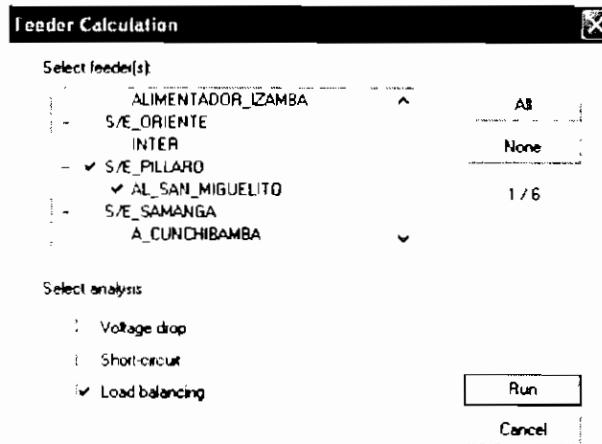


Figura 3.20

Al completar el análisis se puede solicitar un reporte con **“Reporte > Reporte sobre los cálculos”** (Report > On Calculation).

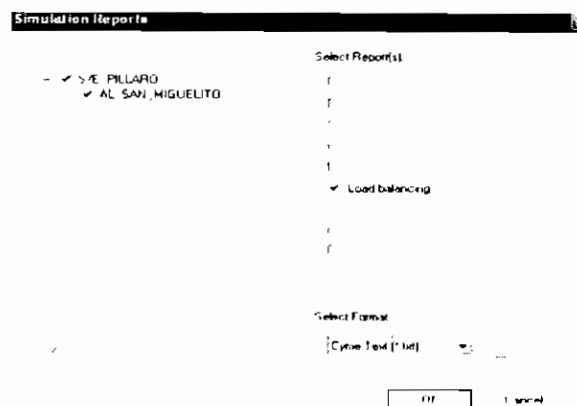


Figura 3.21

3.2.2.4 Dimensionamiento y Ubicación Óptima de Capacitores.

Este análisis sugiere el dimensionamiento y la ubicación óptima de los capacitores a ser instalados a fin de obtener el factor de potencia deseado en la subestación.

Elija **“Análisis > Ubicación de Capacitores”** (Analysis > Optimal Capacitor Placement). Aparecerá el cuadro de diálogo siguiente.

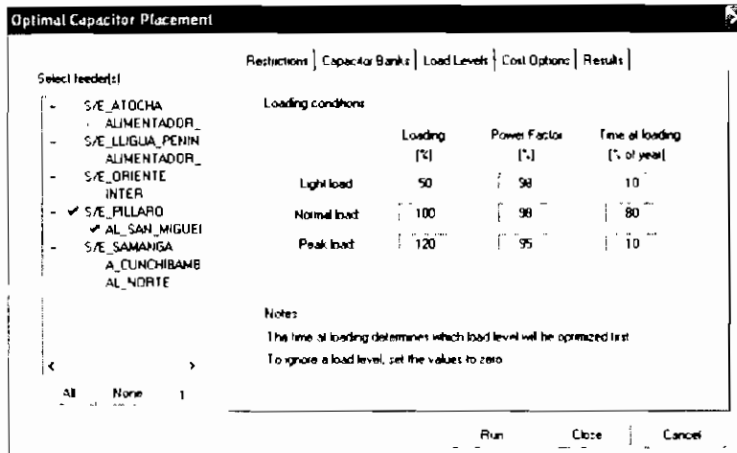


Figura 3.22

En el este cuadro se señala los alimentadores en que se van a ubicar los capacitores.

Se pueden definirse hasta tres niveles de carga (mínima, normal y pico), que determinan las condiciones de carga para las cuales optimizará los capacitores.

Para cada una de las tres condiciones de carga se ingrese tres cantidades:

“Carga” (Load) representa un multiplicador global en % de la carga real distribuida.

“Factor de potencia” (Power Factor) es el factor de potencia deseado en la subestación en %.

“Duración de la carga” (Time at loading) es el lapso de tiempo en porcentaje anual del año en que se aplica una condición particular de carga.

Pulse **“Ejecutar”** (Run) para iniciar la simulación. Al completarse la ficha de resultados mostrará los resultados de simulación tal como se indica en el cuadro de la figura 3.23.

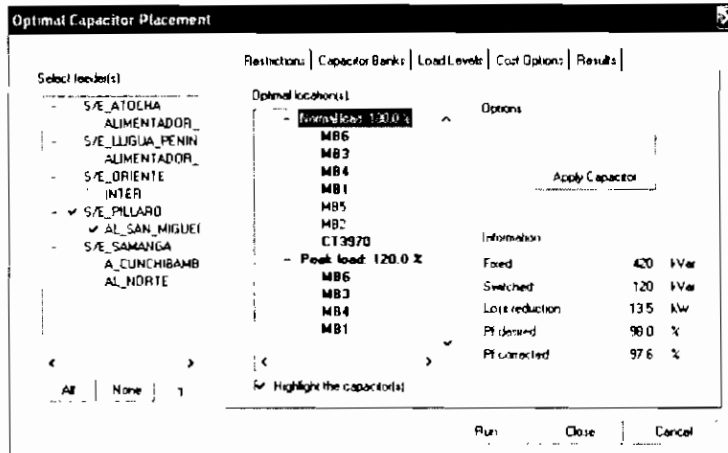


Figura 3.23

Aparecerá cuantos kVAR se sugieren por sección que se instale, también se indica la reducción de pérdidas obtenida con la compensación capacitiva y el factor de potencia deseado en la subestación.

Para modificar los capacitores sugeridos se selecciona **“Modificar capacitores”** (Modify Capacitor) puede cambiar la capacidad en kVAR, la conexión del banco de capacitores, el nivel de voltaje y el tipo de control que puede ser manual o controlado.

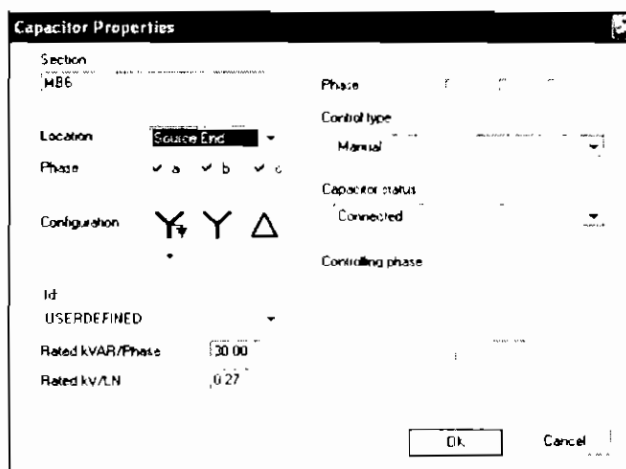


Figura 3.24

3.2.2.5 Dimensionamiento y Ubicación Reguladores de Voltaje.

Para agregar un regulador en una sección haga doble clic con el botón izquierdo en la sección, aparece el cuadro de "Características de la Sección", encuentre el encabezado **Equipo-Extremo fuente**. Pulse en la flecha bajo **"Tipo"** (type) y señale Regulador.

Al instalar el regulador y presionar después el botón "Ajustes" se puede regular los ajustes individuales. A continuación se indica el cuadro de diálogo siguiente.

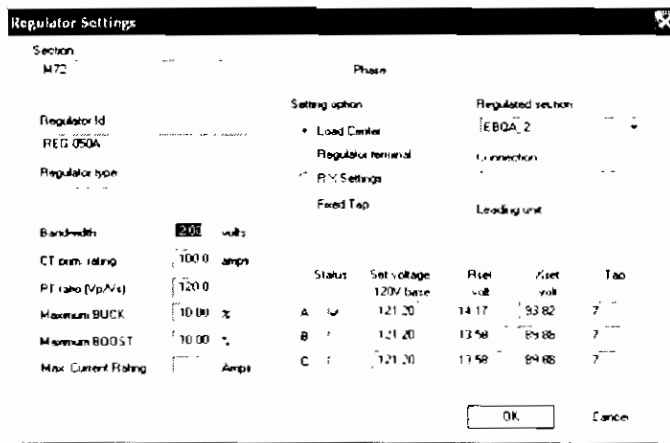


Figura 3.25

Se puede escoger el tipo de regulador monofásico o trifásico, Los kVA Nominal por fase, el punto de regulación, si el regulador es trifásico se elige únicamente una fase a regular, los ajustes del cambiador de tomas de carga (LTC).

En la figura 3.26 se puede apreciar la instalación de un regulador de voltaje en la sección M72 de la red de media tensión del alimentador San Miguelito.

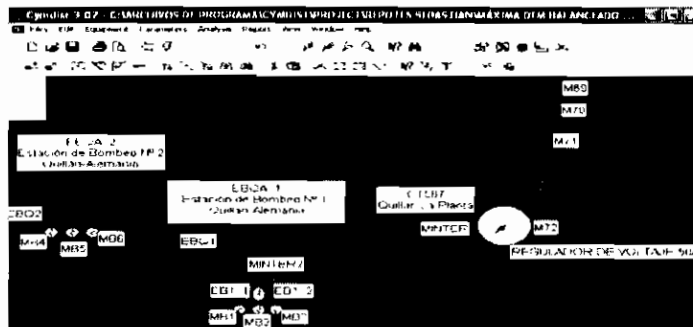


Figura 3.26

3.2.3 ALGORITMOS UTILIZADOS POR EL PROGRAMA COMPUTACION CYMDIST.

3.2.3.1 Método de los kVA y kWh Conectados

Este método se utiliza para la Distribución de Carga.

Se tiene que "s" y "k" representan la sección y la fase respectivamente.

$$TKVA(k) = \sum_s kVA(s, k)$$

$$TKWH(k) = \sum_s kWH(s, k)$$

$$kWalloc(s, k) = kWdem(k) \times \frac{kVA(s, k)}{TKVA(k)}$$

$$kWalloc(s, k) = kWdem(k) \times \frac{kWH(s, k)}{TKWH(k)}$$

$$kVARalloc(s, k) = kWalloc(s, k) \times \left(\frac{1}{PF(k)} \right)^2 - 1$$

Donde:

$kWH(s, k)$ = es el número de kWh facturados para la sección "s", fase "k".

$kWdem(k)$ = es la demanda en kW en la fase "k".

$PF(k)$ = es el factor de potencia en la fuente, en la fase "k".

3.2.3.2 Método del Flujo de Potencia Utilizado por el CYMDIST

Se considera una red de distribución radial indicada en la figura 3.27 en la que:

$$S = V \times I^* \quad \text{donde:} \quad I = \frac{S^*}{V^*}$$

Se sigue los siguientes pasos:

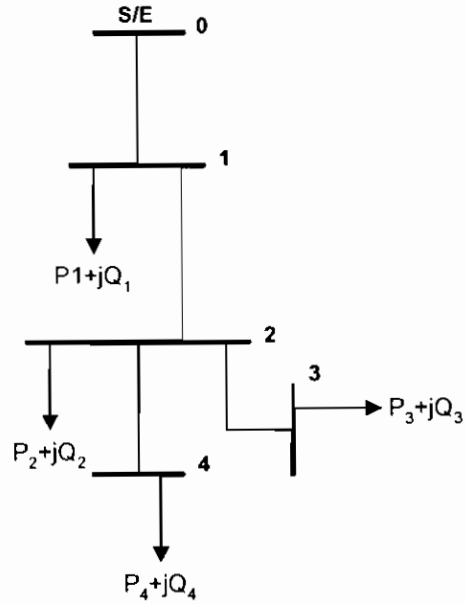


Figura 3.27 Red de Distribución Radial.

1. Inicialmente los voltajes en todos los nodos de la red se suponen en 1 p.u.
2. Se calcula las corrientes por cada ramal comenzando desde los extremos.

$$I_{24} = I_4 = \frac{(P_4 - jQ_4)}{V_4^*}$$

$$I_{23} = I_3 = \frac{(P_3 - jQ_3)}{V_3^*}$$

$$I_{12} = I_{23} + I_{24} + I_2 = I_{23} + I_{24} + \frac{(P_2 - jQ_2)}{V_2^*}$$

$$I_{01} = I_{12} + I_1 = I_{12} + \frac{(P_1 - jQ_1)}{V_1^*}$$

3. Calculada la corriente en cada tramo se debe determinar la caída de tensión por cada uno de la siguiente forma:

$$\Delta V_{01} = Z_{01} \times I_{01}$$

Donde:

Z_{01} = es la impedancia del tramo 0-1.

I_{01} = es la corriente por el tramo 0-1 calculado en el 2 paso.

V_{01} = 1 p.u. ya que es el voltaje en la subestación.

4. Se procede a calcular los voltajes en cada nodo:

El voltaje en el nodo 1 será:

$$V_1 = V_0 - \Delta V_{01}$$

$$V_1 = V_0 - Z_{01} \times I_{01} \quad \text{Reemplazando 3 en 4.}$$

El cálculo se repite para todos los nodos de la red partiendo desde la subestación hacia los extremos, entonces:

$$V_2 = V_1 - Z_{12} \times I_{12}$$

$$V_3 = V_2 - Z_{23} \times I_{23}$$

$$V_4 = V_2 - Z_{24} \times I_{24}$$

5. Se procede hacer el chequeo de convergencia.

$$\max_{\forall i} |V_i^{k+1} - V_i^k| < \epsilon$$

Donde:

K = es el número de iteraciones

I = es el número o identificativo del nodo.

Si para todos los nodos de la red se cumple el chequeo de convergencia el flujo termina, sino con los nuevos valores de voltaje se va al paso 2 para determinar las nuevas corrientes¹⁰.

¹⁰ Tomado del Manual de Referencia CYMDIST. Septiembre 1999.

CAPITULO 4

4 OPERACIÓN ACTUAL DE LOS ALIMENTADORES EN ESTUDIO

Para conocer el estado actual de un sistema de distribución al incrementar carga, es necesario realizar un diagnóstico de las condiciones de operación de la red de distribución en estado estable como punto de partida para dar soluciones en la medida pertinente a cada caso.

La carga incrementada en los alimentadores Izamba y San Miguelito es la demanda requerida por el Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania ubicado en el sector de Quillán la Planta perteneciente al Cantón Píllaro de la Provincia de Tungurahua ilustrado en el PLANO 2. El proyecto va a operar con dos Estaciones de Bombeo cada una con tres motores que funcionan continuamente y un motor adicional en cada estación en caso de emergencia.

En la tabla 4.1 se ilustra la carga total requerida por el Proyecto de Agua Potable.

EQUIPO	CANTIDAD	POTENCIA	POTENCIA TOTAL
Cámara de Transformación	2	600 kVA	1200 kVA
Motor de Inducción	6	200 HP	1200 HP
Motores Emergentes	2	200 HP	400 HP

Tabla 4.1

Datos Técnicos:

- Cámara de Transformación:

Marca:	ECUATRAN
Tipo:	Trifásico
Potencia Aparente:	600 /660 kVA
Nivel de voltaje:	13800 / 460 V
Impedancia Z+:	6,0 (%)
Impedancia Z0:	6,0 (%)

LTC:

Ancho de Banda: 1380 V

Número de Taps: 5

Rango: +1/-3

- **Motor de Inducción:**

Marca:	EMERSON
Modelo:	R935
Tipo:	Jaula de Ardilla
Fases:	3
Potencia Nominal:	200 HP
Voltaje Nominal:	460V
Eficiencia a plena carga:	95%
Factor de Potencia:	0,895
Corriente a Plena carga:	220 A

Datos a Rotor Bloqueado:

Factor de Potencia: 0,195

Letra Código NEMA: G

Corriente: 1408 A

Hay que destacar que los equipos eléctricos mencionados fueron adquiridos anteriormente por la Empresa Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Ambato EMAPA dueña del Proyecto.

La recopilación de la información correspondiente a la topología y parámetros técnicos de las redes se realizó en el periodo comprendido entre los meses de abril y mayo del 2004, con el propósito de tener actualizada y precisa la topología de los circuitos primarios se efectuó el levantamiento de las redes eléctricas existentes y redes proyectadas hasta el lugar de implantación del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania con la ayuda del Sistema de Posicionamiento Global (GPS) y los datos descargados en el programa Sistema de Integración de Datos (SID) del Departamento de Planificación que es una base cartográfica de todo el sistema eléctrico de la EEASA.

Los datos de demanda de los alimentadores Izamba y San Miguelito se los adquirió de registros escritos en las subestaciones correspondientes al año 2003 y de la medición de demanda y corrientes de estos alimentadores.

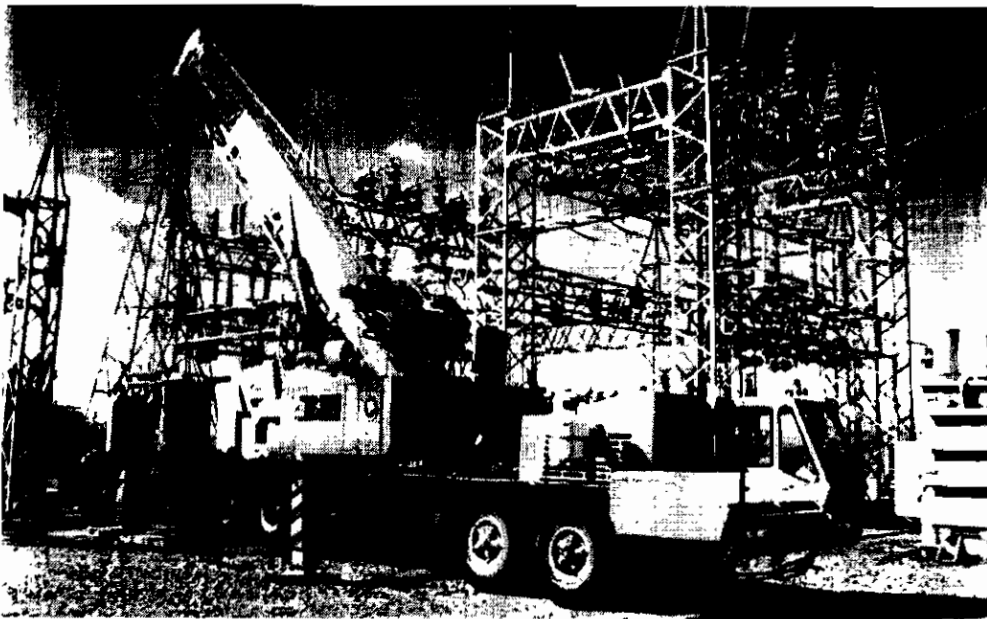
De los resultados obtenidos de la simulación digital para demanda máxima y mínima, constan: caídas de voltaje, cargabilidad en conductores, pérdidas eléctricas por conducción, balance de carga, entre otros.

4.1 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ORIENTE

Al momento la S/E Oriente opera con un transformador provisional alquilado a TRANSELECTRIC de 10 MVA, debido a que el transformador de potencia de esta subestación quedo fuera de servicio por un cortocircuito trifásico provocado cuando

un tensor de un poste a la salida de la subestación se enrolló en las tres fases de un alimentador actuando tardíamente las protecciones.

La Sección de Subestaciones del departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA, a realizado la adquisición del transformador de potencia igual capacidad que el anterior de 13/18 MVA, actualmente se está coordinando conjuntamente con la Empresa Contratista encargada del montaje e instalación del nuevo transformador de potencia, la fotografía 4.1 muestra el montaje del nuevo transformador marca SIEMENS.



Fotografía 4.1 Montaje de la cuba del transformador de potencia.

El Transformador de la S/E Oriente tiene los siguientes pasos de TAPs:

Voltaje Nominal	Voltaje de Operación (TAPs)
13800 V	13800 V (actual)
	14145 V
	14500 V

Suministra a sus primarios un voltaje de 13,8 kV.

La subestación Oriente posee una carga instalada de 13/18 MVA.

La subestación Oriente, a sufrido cambios y ampliaciones, posee una demanda máxima de 10,53 MVA en las lecturas registradas en el año 2003 (día 30 de septiembre 2003).

En la tabla 4.2, se indica las demandas máximas, mínimas y media de los primarios de esta subestación.

S/E	N°	ALIMENTADOR	TIPO	HORA	DEMANDA [kW]	
					Máxima	Mínima
ORIENTE	1	Olimpica	Urbano	20:00	1868	694
	2	Universidad	Urbano	20:00	1715	1029
	3	Totoras	Rural	20:00	3404	1292
	13	Oriente-Lligua	-	20:00	3014	1684

Tabla 4.2 Demandas de los Alimentadores de la S/E Oriente.

4.1.1 OPERACIÓN ACTUAL DE LA INTERCONEXIÓN ORIENTE-LLIGUA

Esta Interconexión provee de energía eléctrica a los alimentadores Catiglata e Izamba de la S/E de transferencia Lligua-Península, con una demanda que supera los 3 MVA a la hora pico.

El calibre de los conductores de la interconexión es 1/0 ACSR tanto para las fases como para el neutro, configuración (3x1/0 ACSR +1/0N). Ocasionando caídas de voltaje del 3%, y perdidas del orden de 40 kW.

4.2 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN LLIGUA-PENÍNSULA

La S/E Lligua-Península actualmente se encuentra con sus equipos e instalaciones funcionales, operables y con apariencia. Ya que recientemente se culmino el mantenimiento preventivo de esta S/E.

En la tabla 4.3 se presentan las demandas máximas y mínimas registradas en el año 2003, de los alimentadores Catiglata e Izamba pertenecientes a esta S/E.

S/E	N°	ALIMENTADOR	TIPO	HORA	DEMANDA [kW]	
					Máxima	Minima
LLIGUA - PENINSULA	48	Izamba	Rural	19:00	1166	212
	4	Catiglata	Residencial	13:00	1980	1188

Tabla 4.3 Demandas de los alimentadores de la S/E Lligua-Península.

4.2.1 OPERACIÓN ACTUAL DEL PRIMARIO IZAMBA

Para simular al Alimentador Izamba en la configuración actual y con la carga del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, se realizó las siguientes consideraciones:

Como la S/E Lligua-Península es de Transferencia se simuló desde la S/E de Distribución Oriente que es la que provee de energía al Alimentador Izamba, incluyendo los siguientes efectos:

La carga los alimentadores Universidad, Olímpica y Totoras de la S/E Oriente, el banco de capacitores de la S/E Oriente que opera a la hora pico, la Interconexión Oriente-Lligua, la carga concentrada de los circuitos primarios Catiglata y circuito Izamba.

Actualmente la carga del alimentador Izamba se encuentra transferida al alimentador Norte, por la emergencia presentada en el transformador de la S/E Oriente, pero la S/E Oriente tomará su carga normal a finales del año en curso.

Para poder realizar la distribución de carga en el alimentador Izamba se ha recurrido a los registros de partes diarias de las subestaciones y se ha considerado el día de mayor demanda en el alimentador Izamba, ocurrido el día miércoles 23 de enero del 2003 a las 20:00 horas, estos valores son los siguientes:

- Alimentador Izamba

Demanda máxima: 1166kW $fp = 0,96$.

IA = 48 A

IB = 58 A

IC = 48 A

- Alimentador Catiglata

Demanda máxima: 1782 kW $fp = 0,96$.

Demanda de los alimentadores de la S/E Oriente para el día de mayor demanda del circuito Izamba:

- Olímpica 1765 kW $fp = 0,96$
- Universidad 1555 kW $fp = 0,96$
- Totoras 2961 kW $fp = 0,96$

Banco de capacitores de la S/E Oriente:

- Capacidad 2700 kVAR, conexión estrella, voltaje línea-línea: 13,8 kV.

Cuando opera a plena carga el Proyecto Quillán-Alemania, la mayor parte del alimentador Izamba presenta condiciones anormales como desbalances, sobrecargas y caídas de voltaje superiores al cinco por ciento de lo establecido para redes de media tensión, adicionalmente se presenta grandes caídas de voltaje en baja tensión en los motores de las estaciones bombeo Quillán-Alemania y bajo factor de potencia en la S/E Lligua-Península.

El reporte completo resultado de la simulación para demanda máxima, de todas las secciones del alimentador Izamba incluida la interconexión Oriente-Lligua se muestra en el ANEXO 4.2. En el se aprecia caídas de voltaje, la cargabilidad de los conductores respecto al límite térmico, las pérdidas por efecto joule.

4.2.1.1 Perfil de Voltaje del Alimentador Izamba

A continuación en la figura 4.2.1, se presenta el perfil de voltaje de cada fase, el eje de las ordenadas es el Voltaje y el eje de las abscisas es la distancia en metros desde la S/E Oriente recorriendo la Interconexión Oriente-Lligua, el Circuito Izamba y la derivación de este hacia el Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania.

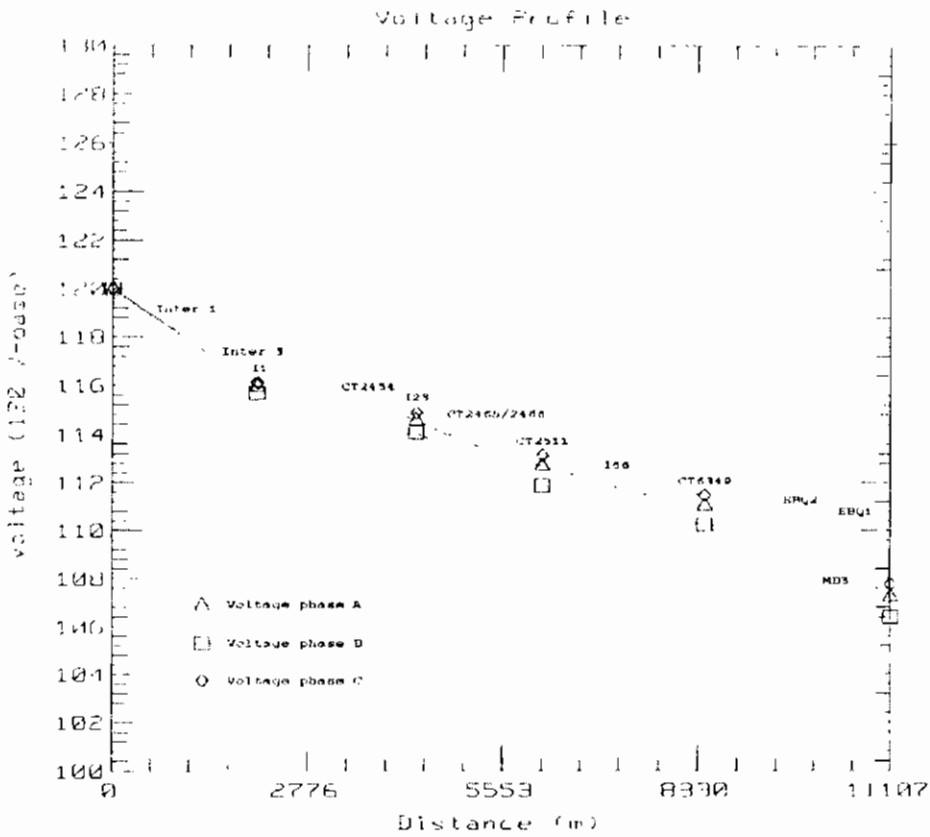


Figura 4.2.1 Perfil de Voltaje del Circuito Izamba

Se puede apreciar que las fases se encuentran desbalanceadas, la fase B presenta la mayor caída de voltaje con respecto a las fases A y C, por lo que la fase B esta más sobrecargada.

4.2.1.2 Perfil de Potencia Reactiva del Alimentador Izamba

En la figura 4.2.2 se muestra el perfil del flujo de los kVAR para cada fase, el eje de la ordenadas representa los kVAR y el eje de las abscisas la distancia en metros desde la S/E Oriente, la Interconexión Oriente-Lligua, el alimentador Izamba y culmina con el motor MB3 de la cámara de transformación de la primera estación de bombeo Quillán-Alemania.

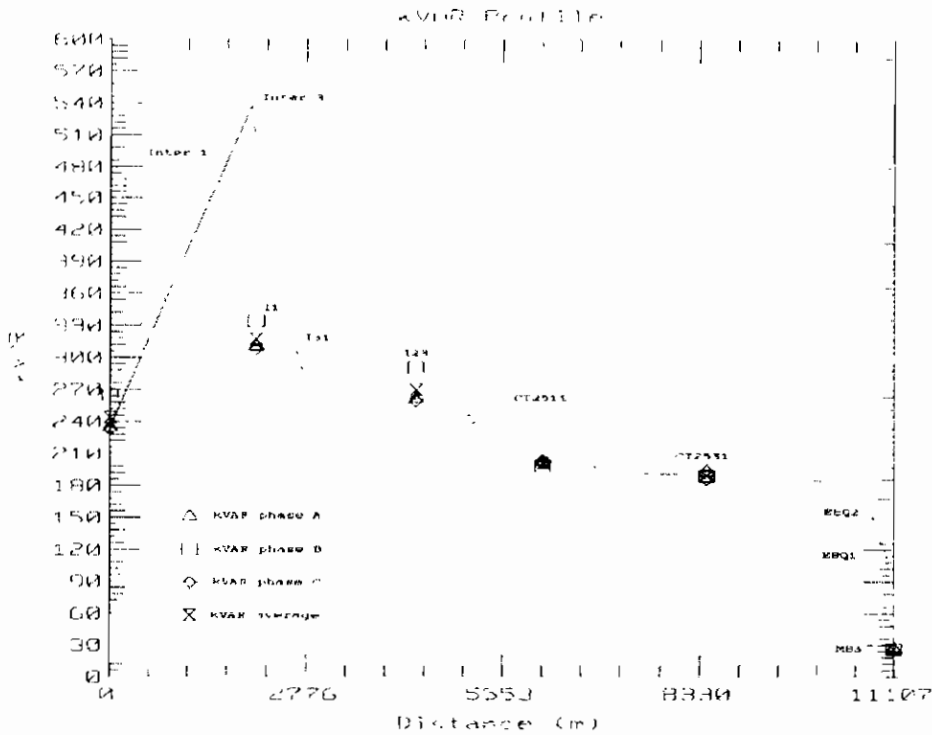


Figura 4.2.2 Perfil de los kVAR del Circuito Izamba

Debido al banco de capacitores de 2,7 MVAR, la potencia reactiva crece hasta 570 kVAR en la Interconexión Oriente-Lligua, en el recorrido del alimentador Izamba la potencia reactiva disminuye debido a la presencia de cargas, luego se mantiene casi constante hasta llegar a la segunda cámara de transformación del proyecto Quillán-Alemania, en la primera cámara de transformación cae 120 kVAR y en el motor MB3 disminuye en 30 kVAR.

4.2.1.3 Cargabilidad en los Conductores

Este se refiere al porcentaje de corriente que circula por el conductor con respecto a su límite térmico, en condiciones normales de operación no debe sobrepasar el 100%. Resultado de la simulación se presentan las secciones sobrecargas en la tabla 4.4.

Obteniéndose las secciones más sobrecargadas: CT1778 con 1899% de cargabilidad para la fase B y para la sección CT2487 con 1899% en la fase B.

SECCIONES SOBRECARGADAS DEL ALIMENTADOR IZAMBA CONFIGURACION ACTUAL							
Sección	Calibre del conductor	Fases	Caída de voltaje (%)	Corriente	Cargabilidad	Desbalance	Perdidas
				A	(%)	(%)	KW
iB Sobrecarga en las fases ABC	3P_#6ACSR_#6N	A	3.67	3	281.37	41.59	0
		B	3.9	1	141.97	28.56	
		C	3.48	2	172.81	13.04	
CT2441 Sobrecarga en las fases ABC	3P_#6ACSR_#6N	A	3.69	2	220.43	23.52	0
		B	3.91	1	142.04	20.4	
		C	3.5	2	172.89	3.12	
CT1789 Sobrecarga en la fase B	1P_#6ACSR_#6N	B	3.93	1	131.49	0	0
CT2498/CT2499 Sobrecarga en las fases AC	3P_#6ACSR_#6N	A	3.85	2	238.13	20.53	0
		B	4.12	1	87.73	55.59	
		C	3.65	3	266.86	35.07	
CT2500/CT2501 Sobrecarga en las fases AC	3P_#6ACSR_#6N	A	3.86	2	197.33	13.85	0
		B	4.12	1	87.77	49.36	
		C	3.66	2	234.85	35.5	
CT5915 Sobrecarga en las fases AC	3P_#6ACSR_#6N	A	3.86	1	136.13	23.46	0
		B	4.12	1	87.85	20.33	
		C	3.66	1	106.82	3.13	
CT2453 Bajo voltaje B Sobrecarga en la fase B	1P_#6ACSR_#6N	B	5.84	2	166.91	0	0
CT1778 Bajo voltaje ABC Sobrecarga en las fases ABC	3P_#6ACSR_#6N	A	6.11	1	102.55	87.97	0.6
		B	7.48	19	1898.8	122.8	
		C	5.67	6	554.99	34.87	
CT2487 Bajo voltaje ABC Sobrecarga en las fases ABC	3P_#6ACSR_#6N	A	6.13	1	102.94	87.77	0.3
		B	7.71	19	1899.3	125.7	
		C	5.7	5	522.74	37.89	
IB4 Bajo voltaje ABC Sobrecarga en las fases A	2P_#6ACSR_#6N	A	6.13	1	103.5	199.9	0
		B	7.73	0	0.03	99.93	
		C	5.7	0	0.03	99.92	

Tabla 4.4 Secciones sobrecargadas de Alimentador Izamba

4.2.1.4 Pérdidas en Conductores

Las pérdidas totales de potencia activa en los conductores de la Interconexión Oriente-Lligua y del alimentador Izamba, para una demanda de 10589 kW, son 220,11 kW, es decir representa un 2,0787% de la demanda total.

Las pérdidas en la Interconexión Oriente-Lligua son 123,9 kW; representan el 1,17% de la demanda total de la S/E Oriente.

En la tabla 4.5 se muestra un resumen de anomalías como máxima caída de tensión, secciones más sobrecargadas y mayores pérdidas.

SUBESTACION	DEM MAX		CIRCUITO	MAXIMA CAIDA DE TENSION			SECCION MAS CARGADA			PERDIDAS		
	KW	KVAR		Sección	Fase	Vacc (%)	Sección	Fase	Cap (%)	Sección	KW	KVAR
Oriente	10589	732,1	Inter Oriente-Ligue		A B C		INTER1	A B C	63,0 66,5 62,8	INTER1	119,7	113,8
Ligue-Peninsula			Izamba	IB5 CT853 EBQ1 EBGA_2 MB2 MB2 MB2	A B C B A B C A B C A B C	6,1 7,9 5,7 8,1 8,6 9,2 8,2 10,4 11,1 10,0 10,6 11,3 10,2	IB CT2500CT2501 CT1778 CT2487	A B C A B C A B C	281,4 142,0 172,8 197,3 87,8 234,9 102,6 1898,8 555,0 102,9 1899,3 522,7	I1 H2 EBQ2 K9 I23 CT2457 CT2518 CT2454 CT2512	2,7 2,7 2,7 2,9 3,2 3,4 2,7 4,2 5,1	4,8 1,6 3,1 1,7 1,9 2,1 1,6 2,6 3,1

Tabla 4.5

4.3 OPERACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN PILLARO

La subestación Pillaro tiene una capacidad total instalada de 5/6,25 MVA. Sus instalaciones son nuevas ya que empezó a operar en el año 2001. El 31 de diciembre del 2003 se registro la demanda máxima de la S/E la cual es 3,5 MVA.

Con la demanda del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania de 1,2 MVA, la S/E Pillaro alcanza una demanda de 4,7 MVA que puede ser proporcionado por esta S/E, acercándose a su capacidad nominal de 5 MVA.

De los registros de partes diarias de la subestación Pillaro se obtuvo los datos de demanda máxima, mínima y media de los alimentadores servidos presentados en la tabla 4.6.

	N°	ALIMENTADOR	TIPO	HORA	DEMANDA [kW]		
					Máxima	Minima	Media
PILLARO	50	Pillaro Centro	Residencial	19:30	1400	400	600
	51	San Andrés	Rural	19:30	1300	500	500
	52	San Miguelito	Rural	19:30	650	200	200

Tabla 4.6 Demandas de los alimentadores de la S/E Pillaro.

4.3.1 OPERACIÓN ACTUAL DEL PRIMARIO SAN MIGUELITO

Con el objeto de saber la demanda actual y el balance de las fases del alimentador San Miguelito se instaló por el lapso de un mes un registrador de demanda a la salida de la S/E Pillaro. En el ANEXO 4.3 se aprecia la instalación del registrador de demanda así como las curvas de corrientes correspondientes al día de máxima y mínima demanda del alimentador San Miguelito en el que las corrientes 1, 2, 3 corresponden a las fases A, B y C.

La demanda máxima calculada con el registrador es 532 kVA y ocurrió el día miércoles 19 de mayo del 2004 a las 19:10 horas, el valor de las corrientes de las fases son:

$$IA = 15 \text{ A} \quad fp = 0,97$$

$$IB = 21 \text{ A} \quad fp = 0,98$$

$$IC = 34 \text{ A} \quad fp = 0,97$$

La mínima demanda encontrada con el registrador es 140,45 kVA y ocurrió el domingo 23 de mayo del 2004 a las 3:50 horas, las corrientes de las fases son:

$$IA = 3,6 \text{ A} \quad fp = 0,91$$

$$IB = 7,0 \text{ A} \quad fp = 0,91$$

$$IC = 10 \text{ A} \quad fp = 0,87$$

El alimentador San Miguelito dispone en el sector de Quillán La Planta lugar de implantación del Proyecto de Agua Potable de una derivación monofásica cuya configuración de los conductores mayoritariamente es (1x4ACSR+4N) que se origina de la sección trifásica M19 de configuración (3x2ACSR+2N) ubicado en el sector de San Miguelito.

Para lo cual se plantea cambiar la configuración de la red monofásica de media tensión a la trifásica existente en el lugar como se aprecia en la tabla 4.7 empezando en la sección CT 4566.

Cambio de Configuración en el Alimentador San Miguelito

Sección	Configuración actual	Configuración Propuesta Inicialmente	Longitud m
CT4551	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	68
M19	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	116
CT4552	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	77,8
CT4566	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	124
M20	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	33
CT4568	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	329
M66	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	365
CT4569	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	171
M67	1P_#2ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	442
M68	1P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	51
M69	1P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	189
M70	1P_#2ACSR_#2N	3P_#2ACSR_#2N	61
M71	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	265
CT567	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	103
M72	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	95
MINTER	1P_#4ACSR_#4N	3P_#2ACSR_#2N	1000
MINTER2	-	3P_#2ACSR_#2N	200
EBQ1	-	3P_#2ACSR_#2N	450
Total de conductor a cambiar de configuración 3P_#2ACSR_#2N:			4062

Tabla 4.7 Demandas de los alimentadores de la S/E Pillaro.

A continuación se realiza la corrida de flujo para demanda máxima operando el proyecto Quillán-Alemania a plena carga.

El reporte completo de la simulación de flujo de potencia en el alimentador San Miguelito se muestra en el ANEXO 4.4. En el se obtiene el perfil de voltaje, la cargabilidad de los conductores respecto al límite térmico y las pérdidas por efecto joule.

4.3.1.1 Perfil de Voltaje del Alimentador San Miguelito

En la figura 4.3.1, se presenta el perfil de voltaje por fase desde la S/E Pillaro recorriendo el troncal del alimentador San Miguelito y la derivación de este hacia el Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania concluyendo en el motor MB6 de la segunda Estación de Bombeo (EBQA_2) con una distancia de 8447m desde la S/E Pillaro.

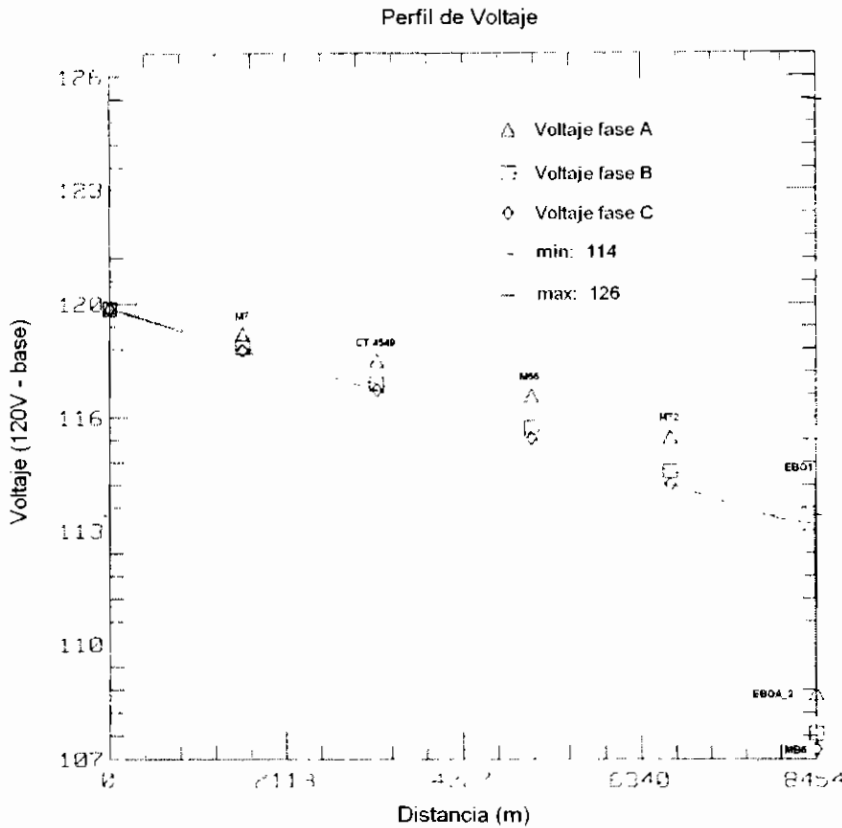


Figura 4.3.1 Perfil de Voltaje del Circuito San Miguelito

Se deduce que la fase mas cargada es la fase C por lo presenta mayor caída de voltaje que las fases B y A, además se puede apreciar que en el punto de entrega EBQA_2 la caída de voltaje acumulada es 107V, valor que supera el límite permitido de 114 V.

4.3.1.2 Perfil de Potencia Reactiva del Alimentador San Miguelito

La figura 4.3.2 se muestra el perfil del flujo de los kVAR para cada fase desde la S/E Píllaro recorriendo el troncal del alimentador San Miguelito, la derivación del mismo hacia el Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania y para finalmente culminar en el Motor MB6 de la cámara de transformación de la segunda estación de bombeo Quillán-Alemania.

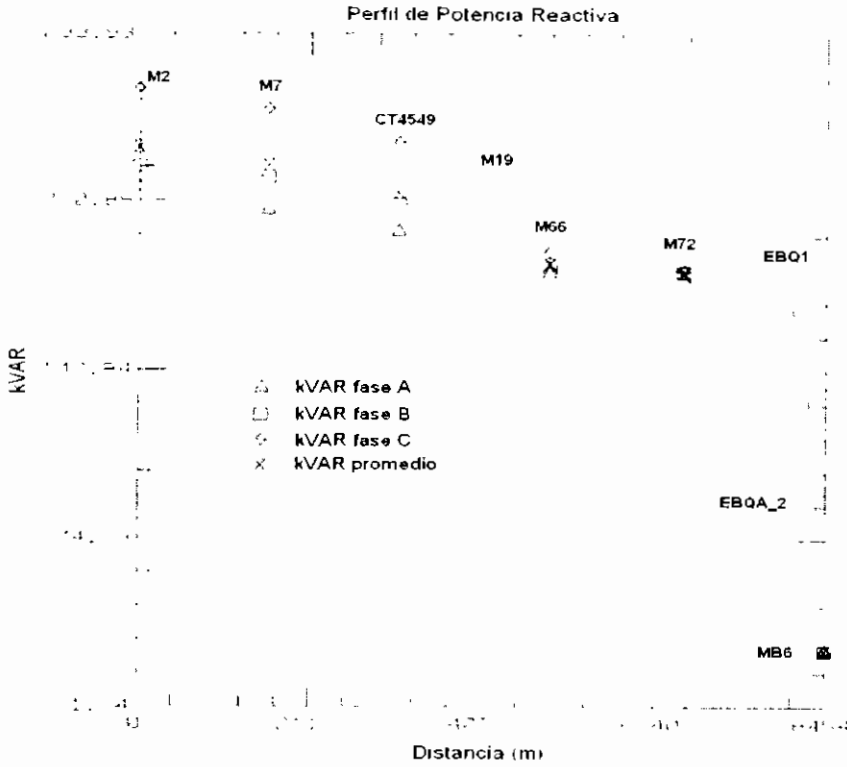


Figura 4.3.2 Perfil de los kVAR del Circuito San Miguelito

La potencia reactiva decrece en el recorrido del alimentador San Miguelito debido a la presencia de cargas, desde la derivación del trocal sección M19 hasta la primera cámara de transformación del Proyecto Quillán-Alemania la potencia reactiva es de 190 kVAR, en la segunda cámara de transformación cae drásticamente en 92,8 kVAR hasta llegar finalmente al motor MB6 cuya potencia reactiva es 28 kVAR.

4.3.1.3 Cargabilidad en los Conductores

Resultado de la simulación se presentan las secciones más sobrecargadas: M20 con 722 % fase A, 729% fase B y 834% fase C; las secciones EBQA_1 y EBQA_2 tienen sobrecarga en las fases A, B y C de 83,8%, 83,9% y 83,9%.

4.3.1.4 Pérdidas en Conductores

Las pérdidas totales de potencia activa en los conductores del alimentador San Miguelito, para una potencia total de la S/E de 1584,4 kW, y factor de potencia de 0,908 es 120,06 kW y 0,648, es decir representa un 7,577 % de la demanda total.

En la tabla 4.8 se indica un resumen de anomalías presentadas en el alimentador San Miguelito.

SUBESTACION	DEM MAX		CIRCUITO	MAXIMA CAIDA DE TENSION			SECCION MAS CARGADA			PERDIDAS									
	kW	kVAR		Sección	Fase	Vacc (%)	Sección	Fase	Cap (%)	Sección	kW	kVAR							
Pillaro	1584,4	732,3	San Miguelito	MINTER2	C	5,07													
				EBQ1	C	5,21	M20	A	721,7	B	728,5	CT4568	2,3	1,4					
												EBQA_1	A	8,72	C	833,6	M3	2,4	2,8
																	B	9,61	MB
				C	9,98														
				MB1, MB2, MB3	A	9,18	EBQA_1	A	83,8	B	83,9	C	83,9	M67	3,1	1,9			
														M66	2,5	1,5			
														MINTER	6,6	4			
				EBQA_2	A	8,88	EBQA_2	A	83,8	B	83,9	C	83,9	EBQA_1	20,6	13,1			
														EBQA_2	20,6	13,1			
				MB4, MB5, MB6	A	9,34													
														B	10,23				
														C	10,61				

Tabla 4.8 Anormalidades presentadas en el Alimentador San Miguelito.

CAPITULO 5

5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PARA OBTENER LA REGULACIÓN ADECUADA

Para mejorar las condiciones operativas, a fin de cumplir con las normas, se pueden tomar las siguientes alternativas:

- Manipulación de taps en los transformadores.
- Cambio de la configuración del alimentador monofásico a trifásico.
- Incremento de la sección en conductores de alimentadores primarios.
- Balance de Carga en los alimentadores primarios.
- Implementar capacitores shunt en los alimentadores primarios.
- Implementar reguladores de voltaje en alimentadores primarios.

5.1 MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR IZAMBA

Con el incremento de la demanda del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, al final del alimentador Izamba en el Sector Corazón de Jesús, la mayor concentración de cargas de tipo residencial ubicadas en la Parroquia de Izamba sufren caídas de voltaje del orden del 6%, y mas aún en los extremos de las dos ramificaciones del troncal del alimentador como en el sector del aeropuerto que se presentan caídas del voltaje para las fases A, B y C: 6,14%, 7,91% y 5,70%, y en a la entrada del Proyecto Quillán-Alemania las caídas de voltaje son: 8,58%, 9,21% y 8,16% para las fases A, B y C; y en los motores MB1, MB2 y MB3 las caídas de voltaje son 10,6%, 11,3% y 10,3% para las fases A, B y C como se aprecia en la figura 5.1.1. Los campos se toman de color TOMATE para indicar condiciones de

bajo voltaje, en la mayor parte del alimentador Izamba hay problemas de regulación de voltaje, con caídas de voltaje mayores al 5% del voltaje nominal según lo establecido por el CONELEC en la regulación 004/01 de la calidad de servicio eléctrico.

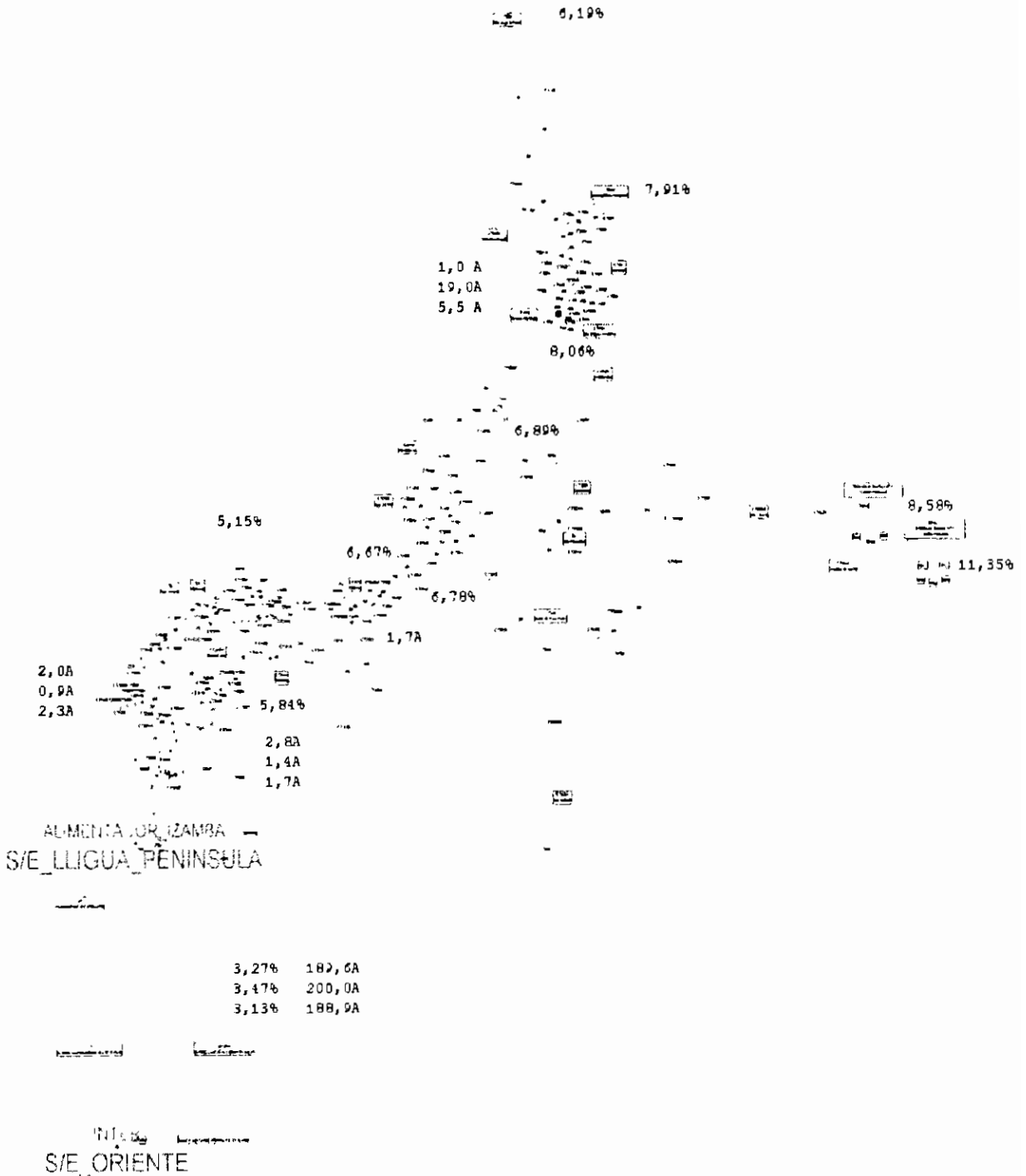


Figura 5.1.1 Simulación del alimentador Izamba para máxima demanda, operando las dos Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania a plena carga.

Para corregir las anomalías que se presentan al momento de atender la demanda del Proyecto Quillán-Alemania se ha realizado lo siguiente:

5.1.1 CAMBIAR EL TAP DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION ORIENTE

El nivel de voltaje en el que se encuentra operando actualmente el transformador de la subestación Oriente en su secundario es 13,8kV. Al bajar un paso de TAP (2,5 % del voltaje nominal) elevamos a 14,145 kV el voltaje de la barra de los alimentadores e interconexiones de la Subestación Oriente.

Se mejora la regulación de voltaje en el troncal principal del alimentador Izamba pero se siguen teniendo problemas en las siguientes derivaciones:

En la derivación hacia el sector de Quillán la máxima caída de voltaje esta al final de la red trifásica y es del 10%.

En la derivación hacia el sector del aeropuerto, en la urbanización del Aeropuerto la máxima caída de voltaje es del 7,8 %.

De los resultados obtenidos con esta alternativa se puede decir que la caída de voltaje en las derivaciones del alimentador Izamba no cumple con la regulación.

Una desventaja de subir el nivel de voltaje del transformador de la subestación Oriente es que al mejorar el servicio de los usuarios conectados al alimentador Izamba, al mismo tiempo se está afectando al resto de alimentadores de la Subestación Oriente con un sobrevoltaje, por lo que esta alternativa no es recomendable.

5.1.2 CAMBIO DEL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES

Se procede a realizar el cambio de conductores en las secciones que presentan problemas operacionales.

La interconexión Oriente-Lligua presenta 123,9 kW y 117,8 kVAR en pérdidas, razón por la cual se propone cambiar la configuración de conductores actual de (3*1/0ACSR+1/0N) a (3*266ACSR+1/0N), de longitud de 2070 m.

El alimentador Izamba empieza con una configuración (3*266ACSR+1/0N), hasta el redondel de la entrada a Izamba, luego tiene (3*1/0ACSR+1/0N) y (3*2ACSR+2N). Para mejorar la regulación de voltaje se cambia el troncal a (3*266ACSR+1/0N), desde la sección I28 hasta la I61 con esta longitud a cambiar es de 2024 m.

Se cambia la derivación del troncal hacia la estación de bombeo Quillán-Alemania desde la sección CT2511 hasta la sección en EBQ1 con una distancia de 5113 m, a la configuración (3*266ACSR+1/0N).

Adicionalmente se cambió secciones que presentaban sobrecarga.

El reporte del flujo de potencia para el alimentador Izamba con el cambio de conductores se indica en el ANEXO 5.1.

5.1.3 BALANCE DE CARGA

Con el objeto de tener las tres fases del alimentador equilibradas, con la ayuda del Programa CYMDIST se realizó el balance de carga:

Cambiar la fase B por la fase A en el ramal monofásico que parte de la sección I89. Se reducen las pérdidas en 0,821 kW con este cambio de configuración.

En el ANEXO 5.2 se presenta el reporte del balance de carga recomendado.

5.1.4 UTILIZACIÓN DE CAPACITORES SHUNT

Se procede a la ubicación y dimensionamiento de capacitores mediante el programa CYMDIST, con el fin de obtener la regulación adecuada de voltaje y factor de potencia de 0,97 en el alimentador Izamba. Obteniéndose los siguientes bancos de capacitores en las secciones que necesitan ser compensadas:

Banco de Capacitores en Media Tensión:

Ubicación (Sección): I85, CT419

Capacidad: 90 KVAR

Tipo: Trifásico

Conexión: Estrella

Voltaje Nominal: 13800 V

Banco de Capacitores en Baja Tensión:

Ubicación (Sección): MB1, MB2, MB3, MB4, MB5 y MB6.

Capacidad: 90 kVAR por motor

Tipo: Trifásico

Conexión: Delta

Voltaje Nominal: 460 V

Total de kVAR de Compensación Capacitiva: 720 kVAR

Con la ubicación de estos capacitores se tiene que la sección con las caídas de voltaje más altas es la MB2, las caídas de voltaje acumuladas para la fase A 3,94%, fase B 3,72% y fase C 3,57%.

La demanda de la S/E Lligua-Península es de 4195,7 kVA con un factor de potencia de 0,98 y en la S/E Oriente la demanda es de 10449,8 kVA y factor de potencia 1.

Consiguiendo finalmente que las caídas de voltaje y el factor de potencia, estén dentro de la regulación de voltaje que exige el CONELEC en el reglamento de calidad de servicio eléctrico.

Las pérdidas inicialmente en el alimentador Izamba eran de 220,11 kW y 264,58 kVAR y después de los cambios realizados las pérdidas son 80,87 kW y 160,28 kVAR. Se han reducido a 139,24 kW y 104,3 kVAR.

En la figura 5.1.2 se presenta con color verde claro el reforzamiento de la red de media tensión a (3x266 ACSR+1/0N) de la interconexión Oriente-Lligua, el troncal del alimentador Izamba hasta la estación de bombeo Quillán-Alemania.

En el gráfico 5.1.3 del perfil de voltaje se puede observar que la tensión disminuye a 116,4 V en la sección EBQ1 que corresponde a la primera cámara de transformación de la Estación de Bombeo Quillán-Alemania y junto al motor MB3 en baja tensión la tensión es de 115,16 V, que se encuentra aproximadamente a 11085 metros desde la S/E Oriente y a 9016 metros desde la S/E Lligua-Península. Estos valores de tensión están por encima de 114V que es el límite del -5% de caída de tensión establecido.

El gráfico 5.1.4 muestra el perfil del flujo de los kVAR para cada fase desde la S/E Oriente-Lligua.

En el ANEXO 5.3 se presenta el reporte del flujo de potencia considerando el reforzamiento de conductores, el balance de carga y la ubicación de capacitores shunt.

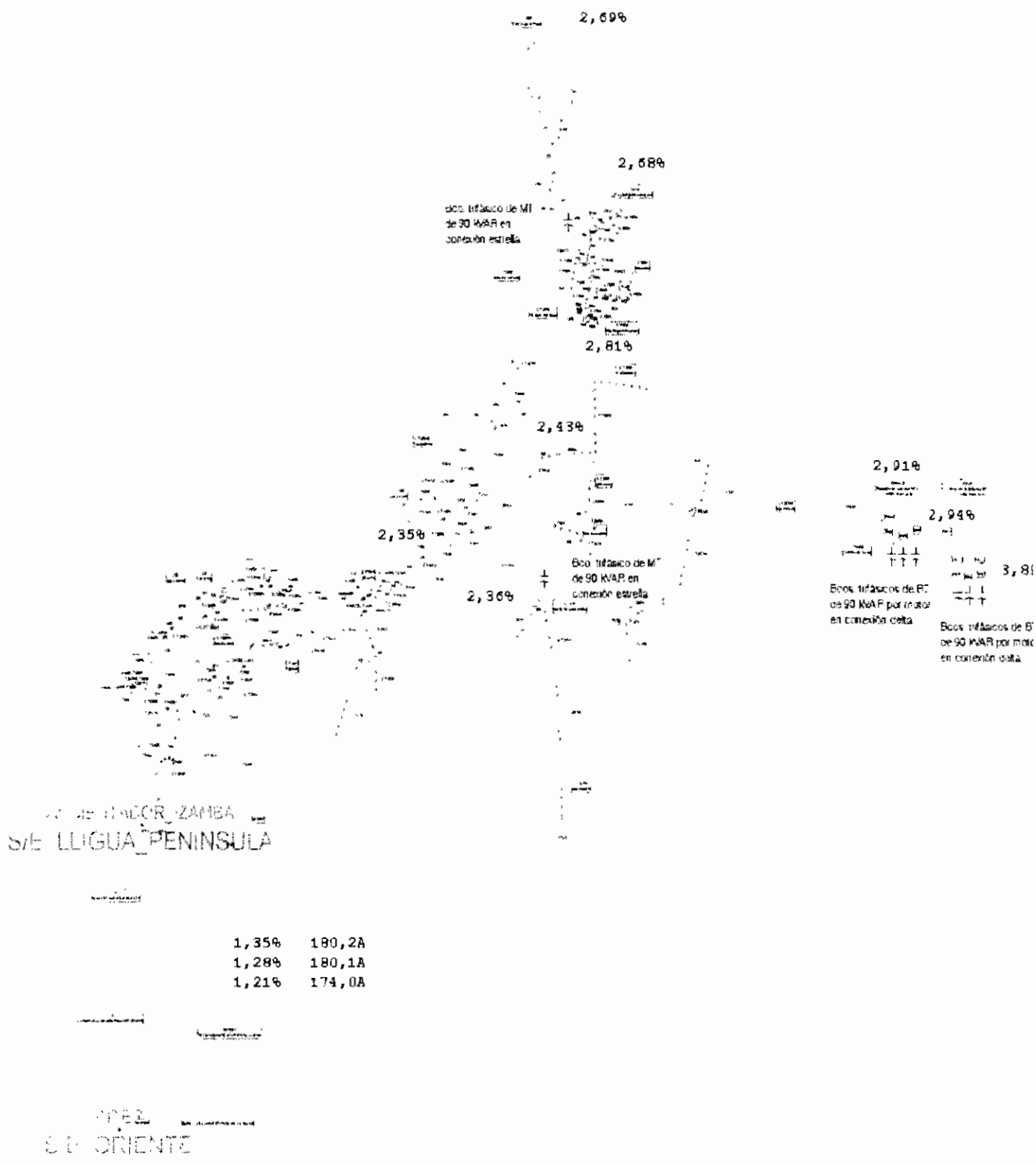


Figura 5.1.2 Configuración final del alimentador Izamba con compensación capacitiva.

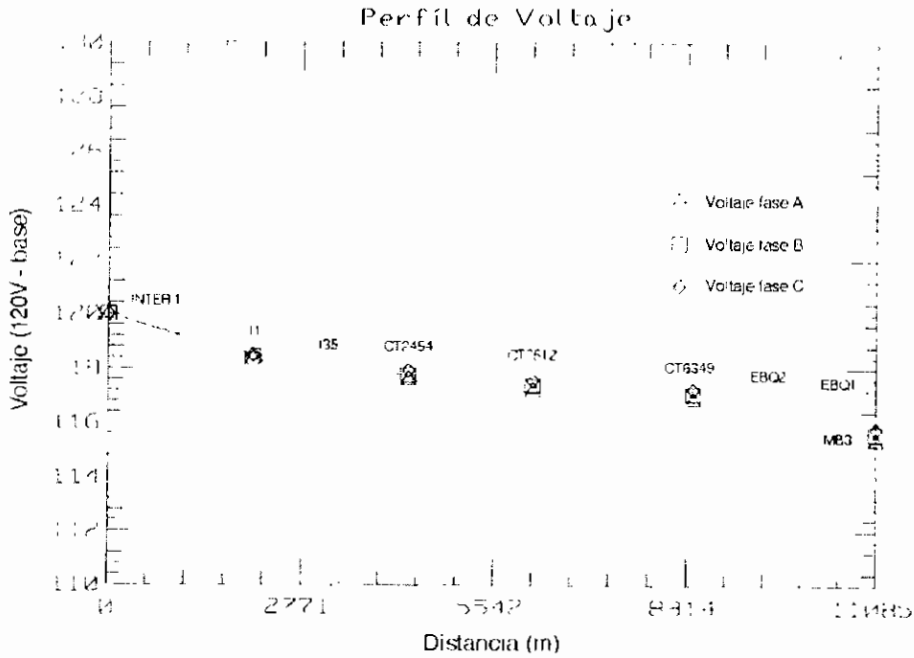


Gráfico 5.1.3 Perfil de voltaje del alimentador Izamba con compensación capacitiva

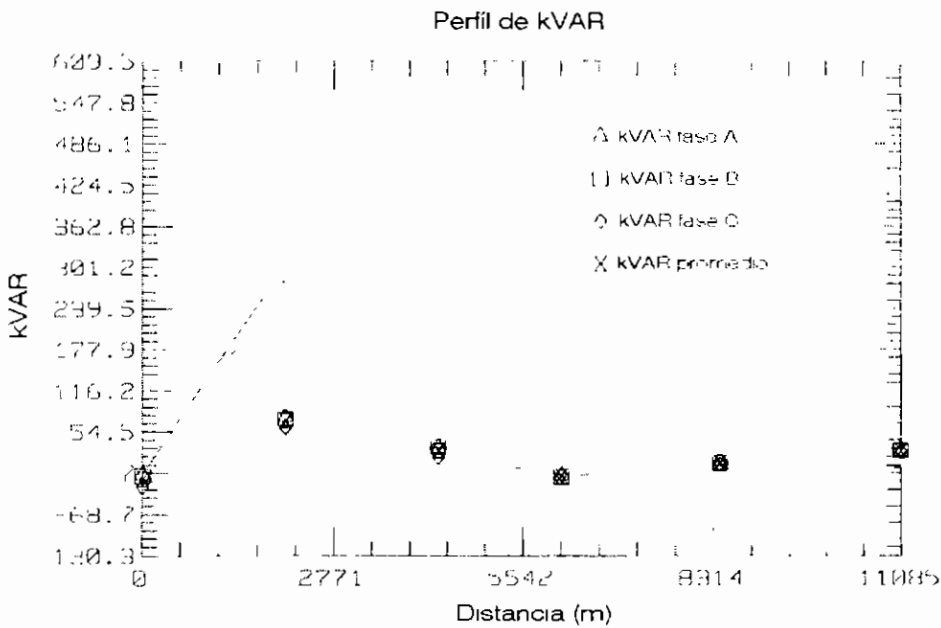


Gráfico 5.1.4 Perfil del flujo de los kVAR del alimentador Izamba con compensación capacitiva

Posteriormente se realiza la simulación del alimentador con los bancos de capacitores instalados para la condición de demanda mínima del alimentador Izamba.

Se obtiene que las caídas de tensión acumuladas en MB2 que es son las más grandes en las fases A, B y C son: 2,79%, 3,05% y 2,46%.

No se presentan sobrevoltajes mayores al 5% como se aprecia en el perfil de voltaje.

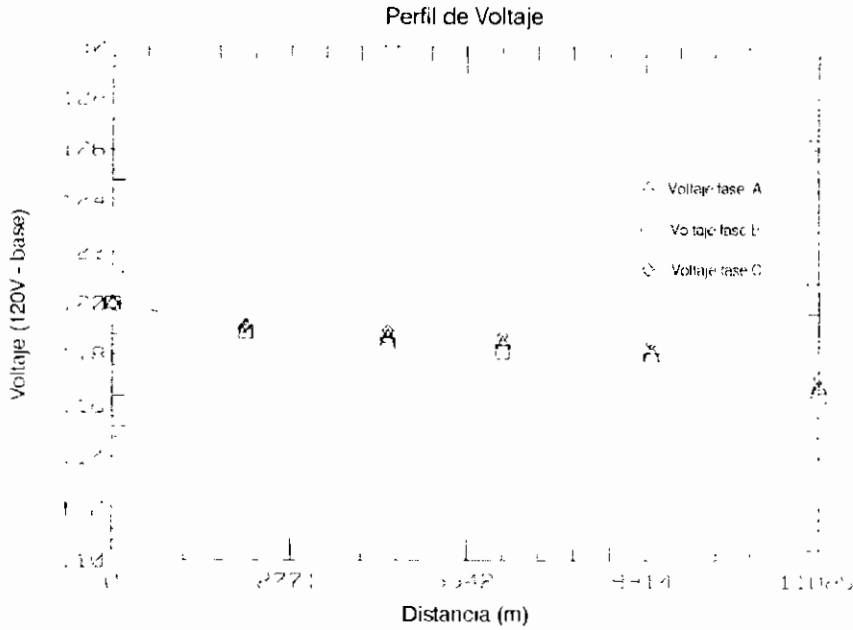


Figura 5.15 Perfil de Voltaje del alimentador Izamba para mínima demanda.

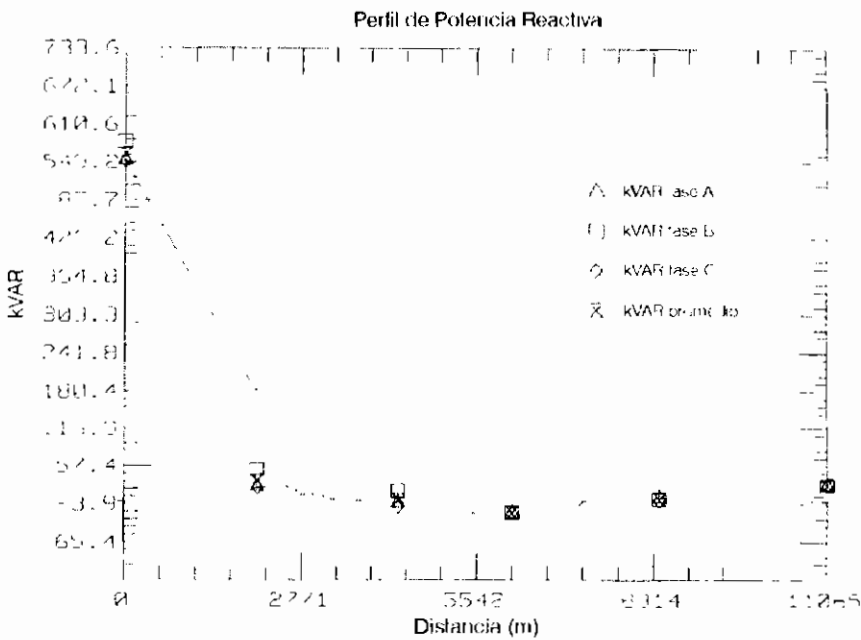


Figura 5.16 Perfil de los kVAR del alimentador Izamba para mínima demanda

5.1.5 UTILIZACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE

Se instaló el regulador de voltaje antes de las derivaciones del troncal del alimentador Izamba en la sección I61, con el objetivo de mejorar el voltaje en los extremos de las dos derivaciones del alimentador.

Con respecto al reforzamiento de conductores en el numeral 5.1.2 se propone el reemplazo de conductores al calibre (3*1/0ACSR+1/0N), de la derivación del alimentador Izamba hacia la primera Estación de Bombeo Quillán-Alemania EBQ1, en total 5113 m.

Con el regulador de voltaje la mayor caída de voltaje se presenta en la sección I61, para las fases: A 3,2%, B 3% y C 2,9%.

La demanda total de la S/E Oriente es 10475,0 kVA, con un factor de potencia del 0,99 y las pérdidas son del 95.56 kW y 175.61 kVAR.

En la S/E Lligua-Península la demanda es 4399,4 kVA y el factor de potencia es 0,94. Las pérdidas en el alimentador Izamba son 53,75 kW y 101,66 kVAR.

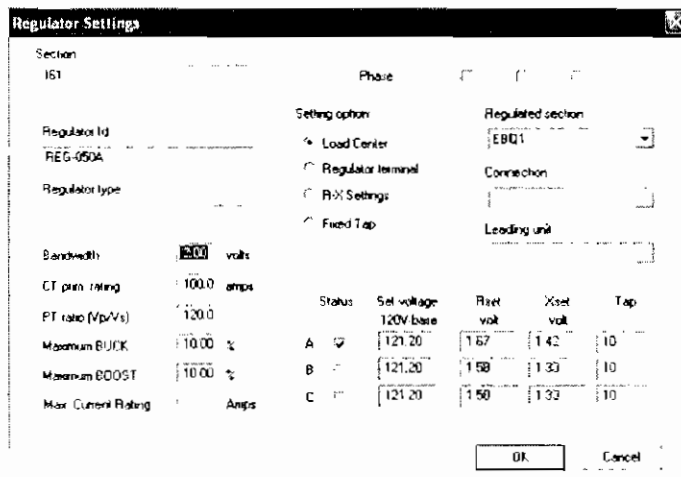


Figura 5.1.7 Datos de Calibración del regulador de Voltaje

De acuerdo a las especificaciones el tiempo de seteo del regulador de voltaje utilizado es a partir de 10 seg., hasta los 120 seg., con incrementos de 10 seg.¹¹

¹¹ Tomado del Catalogo "Voltage Regulators VR-32", Marca COOPER, Modclo S225-10-5, 2004.

El tiempo desde que arranca el motor hasta alcanzar su valor nominal es 8 seg.

En la figuras 5.1.8 y 5.1.9 se ilustra el perfil de voltaje y de potencia reactiva del alimentador Izamba con la alternativa del regulador de voltaje.

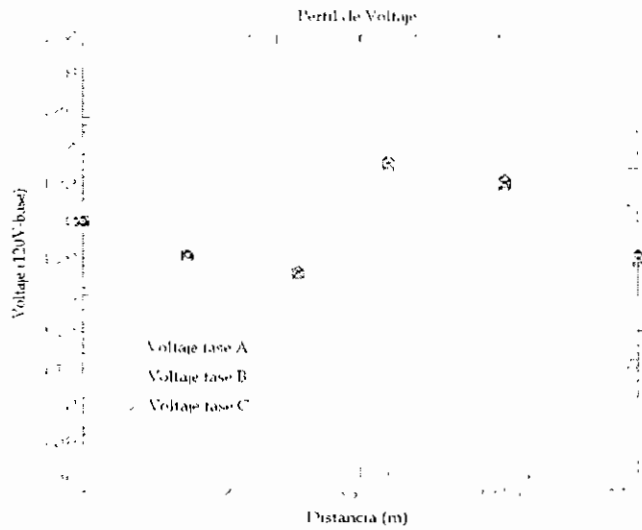


Figura 5.1.8 Perfil de Voltaje del Alimentador Izamba utilizado el regulador de voltaje

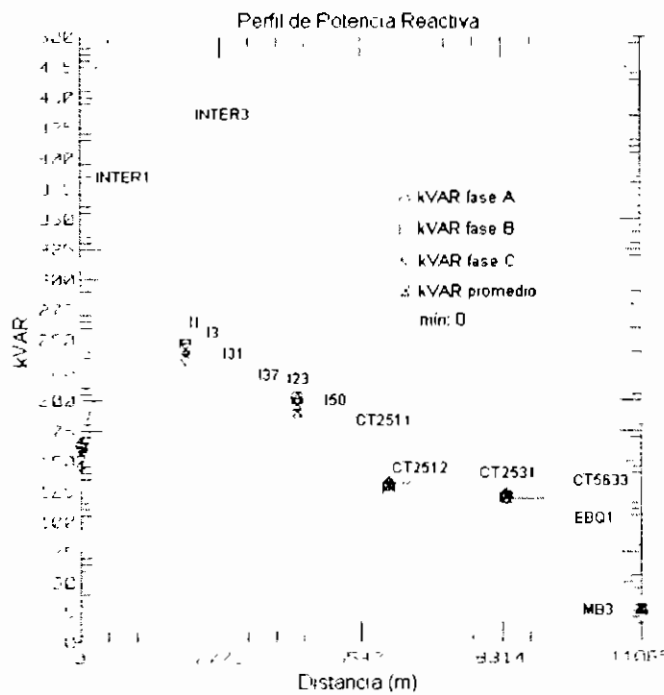


Figura 5.1.9 Perfil de Potencia Reactiva del Alimentador Izamba utilizado el regulador de voltaje

Los resultados de la simulación al utilizar el regulador de voltaje, se indican en el ANEXO 5.4.

5.1.6 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPENSACION EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

En la figura 5.1.10 se ilustran las alternativas de compensación realizadas.

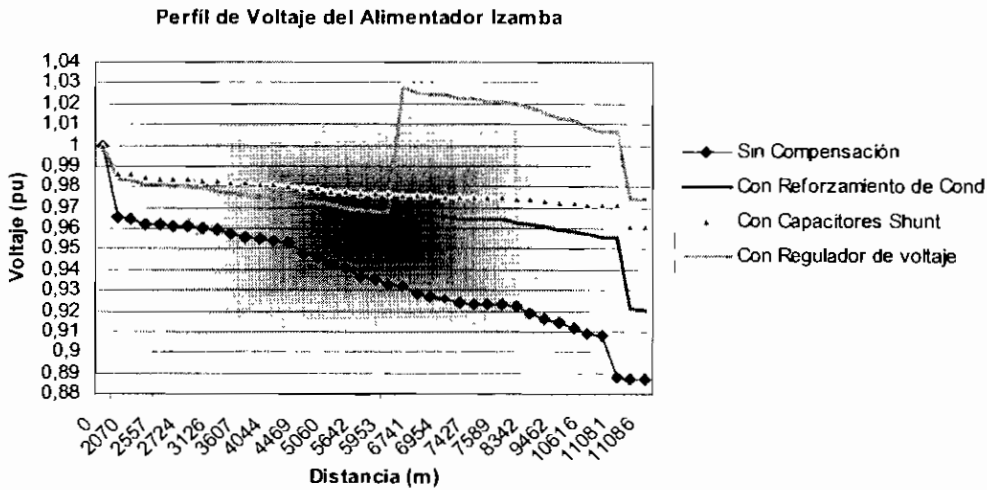


Figura 5.1.10

Al proveer de potencia y energía al Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania sin realizar ninguna adecuación a la red de media tensión, se tiene un voltaje de 0,887pu en la Estación de Bombeo #1, lo que representa una caída de voltaje del 11,3% valor que es muy alto y debe ser mejorado para servir al Proyecto.

Con el reforzamiento de conductores de la interconexión Oriente-Lligua y parte del troncal del alimentador Izamba a ACSR (3x266+1/0N), además del balance de carga en el alimentador, el voltaje más crítico obtenido es 0,92 pu, que corresponde a una caída de voltaje del 8%.

Añadiendo capacitores shunt al reforzamiento de conductores y balance de carga, el voltaje se mejora a 0,961 pu, que corresponde a una caída de voltaje del 3,9% valor que es bastante bueno, además el factor de potencia se mejora a 0,95 para el caso de demanda mínima.

Al utilizar el regulador de voltaje, con reforzamiento de conductores y balance de carga, los voltajes más críticos son 0,97 pu y 1,03 pu, obteniendo una caída de voltaje del 3%. El regulador de voltaje no actúa durante el arranque de motores por su velocidad de respuesta lenta. Siendo mejor la alternativa que utiliza capacitores.

5.1.7 ARRANQUE DE LOS MOTORES DE LA ESTACION DE BOMBEO

Una vez resuelto el problema de la regulación de voltaje mediante la utilización de capacitores óptimos se procede a resolver el arranque de los motores de las bombas de agua, para lo cual se sugiere tomar las siguientes recomendaciones:

- Evitar arrancar todos los motores al mismo tiempo, esto se logra con la ayuda de un By-pass en cada estación de bombeo.
- Antes del arranque del motor se debe conectar el banco de capacitores que está junto al motor para contar con la potencia reactiva necesaria al momento del arranque.
- Mediante un variador de velocidad de tipo arranque progresivo se procede al arranque de cada motor, este variador arrancará al motor en tres o cuatro pasos hasta alcanzar paulatinamente el voltaje nominal según lo programado, el primer paso de arranque debe ser mayor al 40% del voltaje nominal para conseguir arrancarlo. Se realizó la simulación en CYMDIST arrancando la última bomba MB6 y con las bombas MB1, MB2, MB3, MB4 Y MB5 operando a plena carga.

En la figura 5.1.11 se muestra la regulación de voltaje del motor MB6 al arrancarlo a voltaje reducido en pasos del 10% del voltaje nominal.

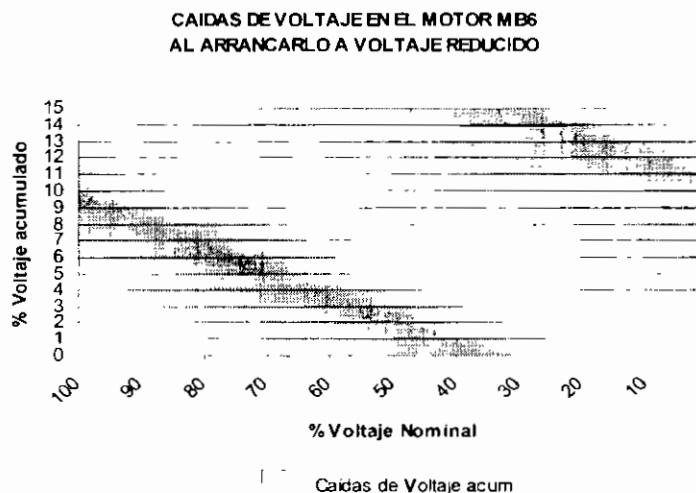


Figura 5.1.11.

En la figura 5.1.12 se aprecia la corriente y la potencia reactiva del motor MB6 con varios los pasos de arranque.

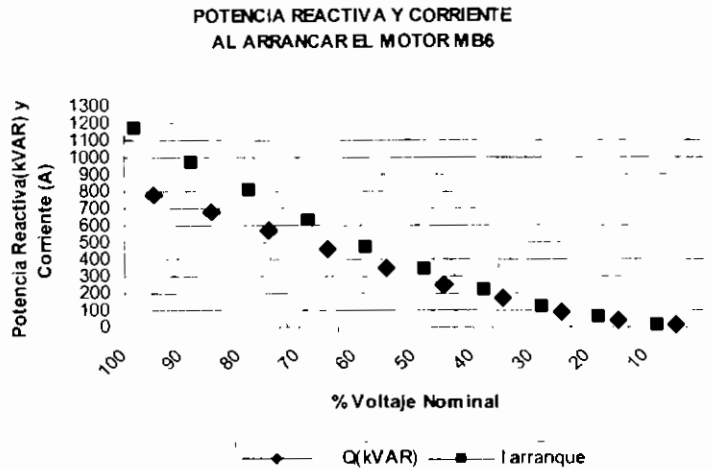


Figura 5.1.12

En el ANEXO 5.5 se indican tabulados la regulación, corriente de arranque y potencia reactiva de cada estación de bombeo con las secciones que contienen los motores.

5.1.8 COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR IZAMBA

Con el incremento de demanda del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, el cual se encuentra ubicado al final de una derivación del troncal trifásico de dicho alimentador, la corriente en el alimentador Izamba se incrementa considerablemente y por lo tanto la antigua coordinación de protecciones es inadecuada.

Con el propósito de brindar mayor confiabilidad a los usuarios servidos y al proyecto indicado, se realiza la coordinación fusible – fusible mediante tablas de los seccionadores del alimentador Izamba y se propone que el departamento de Subestaciones y Subtransmisión de la EEASA vea la posibilidad de coordinar los relés – fusible, del alimentador Izamba como del totalizador de la S/E Izamba, además de la coordinación de los relés de la interconexión Oriente-Lligua.

Las tablas 5.1 y 5.2 listan los valores máximos de corriente de falla para los cuales el fusible protector coordinará con el fusible protegido, de tal forma que la protección de los enlaces esté asegurada. Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo máximo de despeje para fusibles protectores y para el 75% de las curvas de mínimo tiempo de fusión de los fusibles protegidos.

Un estudio típico se presenta en la figura 5.1.13 para una parte de un sistema de distribución, con un fusible A ubicado en el troncal, y fusibles B y C colocados en los ramales, conociendo además la máxima corriente de falla simétrica y las corrientes de carga para cada punto de coordinación. Para este ejemplo los fusibles tipo T pueden ser usados en todos los equipos de protección.

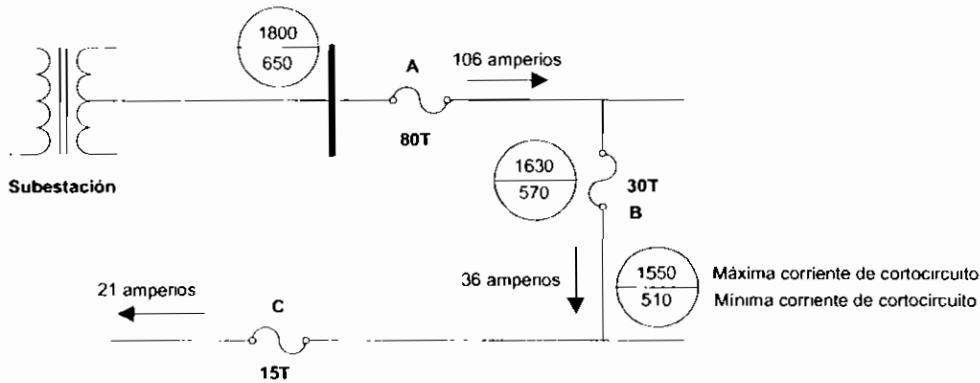


Figura 5.1.13. Ejemplo de Coordinación de fusibles

Para la coordinación de protecciones del ejemplo anterior empleando la tabla 5.1 de coordinación no se tiene ninguna dificultad. Para un fusible 15T como enlace protector, si se coordina con un fusible 25T este brindará protección para una corriente máxima de falla en el punto B hasta de 730 amperios. La tabla presenta que el fusible 15T se coordinará con un fusible 30T hasta los 1700 amperios, y un 30T se coordinará con un 80T hasta los 5000 amperios de corriente máxima de falla en el punto A¹².

¹² Tomado de la Tesis de los Sres. Ing(s). MARCIAL L., ORLANDO D., "Incremento del Margen de Confiabilidad en los Alimentadores Primarios de la S/E de Distribución Huachi Mediante el Mejoramiento del Sistema de Protecciones", EPN, pp. 51-55, Julio 2003.

TABLE 2A3
EEI-NEMA Type K Fuse Links

Protecting Fuse-Link Rating—Amperes	Protected Link Rating—Amperes													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Maximum Fault-Current Protection Provided by Protecting Link—Amperes														
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100													2400	9100
140K														4000

This table shows maximum values of fault currents at which EEI-NEMA Type K fuse links will coordinate with each other. The table is based on maximum clearing-time curves FL2B for protecting links and 75 percent of minimum melting-time curves FL1B for protected links.

Tabla 5.1 Coordinación entre fusibles tipo K

TABLE 3A3
EEI-NEMA Type T Fuse Links

Protecting Fuse-Link Rating—Amperes	Protected Link Rating—Amperes													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Maximum Fault-Current Protection Provided by Protecting Link—Amperes														
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

This table shows maximum values of fault currents at which EEI-NEMA Type T fuse links will coordinate with each other. The table is based on maximum clearing-time curves FL4B for protecting links and 75 percent of minimum melting-time curves FL3B for protected links.

Tabla 5.2 Coordinación entre fusibles tipo T

Datos ingresados por el Programa CYMDIST 3.02S:

Voltaje Nominal de la S/E: 13,8 kV

Capacidad de Cortocircuito: 73,86 MVAcc

Impedancia Equivalente de la S/E:

$$Z1: 0,4239+j2,5433 [\Omega]$$

$$Z0: 4,1112+j17,5829 [\Omega]$$

El reporte de las corrientes de cortocircuito y corrientes para demanda máxima del Alimentador Izamba se incluyen en el ANEXO 5.6.

Para los ramales monofásicos se ha dimensionado los seccionadores fusibles tomando en cuenta el incremento de la demanda y los desbalances en 50% la corriente nominal.

En la tabla 5.3 se muestra los valores de los tirafusibles tipo K y las barras a implementarse.

PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR IZAMBA

Sección Id	Equipo Id	Fase	Nominal (Amps)	Voltaje (kV)	Device Tipo	Estado
I1	DUMMY	ABC	500	19,92	Barra Seccio	Cerrado
I31	S&C_POSIT-140	ABC	140	7,2	Fusible	Cerrado
I39	DUMMY	ABC	500	19,92	Barra Seccio	Cerrado
I22	S&C_POSIT-125	ABC	125	7,2	Fusible	Cerrado
CT2457	S&C_POSIT-100	ABC	100	7,2	Fusible	Cerrado
I53	S&C_POSIT-100	ABC	100	7,2	Fusible	Cerrado
CT20351	S&C_POSIT-25	ABC	25	7,2	Fusible	Cerrado
I81	S&C_POSIT-20	ABC	20	7,2	Fusible	Cerrado
I100	S&C_POSIT-6	B	6	7,2	Fusible	Cerrado
I88	S&C_POSIT-2	B	2	7,2	Fusible	Cerrado
CT6331	S&C_POSIT-5	A	5	7,2	Fusible	Cerrado
CT6432	S&C_POSIT-3	ABC	3	7,2	Fusible	Cerrado
CT2511	S&C_POSIT-80	ABC	80	7,2	Fusible	Cerrado
CT419	S&C_POSIT-65	ABC	65	7,2	Fusible	Cerrado
CT20356	S&C_POSIT-65	ABC	65	7,2	Fusible	Cerrado
EBQ2	DUMMY	ABC	500	19,92	Barra Seccio	Abierto
EBQA_1	S&C_POSIT-50	ABC	50	7,2	Fusible	Cerrado
EBQA_2	S&C_POSIT-50	ABC	50	7,2	Fusible	Cerrado
MB4	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
MB6	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
MB5	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
MB1	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
MB3	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
MB2	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fusible	Cerrado
CT20346	S&C_POSIT-6	C	6	7,2	Fusible	Cerrado
I72	S&C_POSIT-5	C	5	7,2	Fusible	Cerrado
CT2521	S&C_POSIT-10	B	10	7,2	Fusible	Cerrado
20354	S&C_POSIT-6	B	6	7,2	Fusible	Cerrado
CT20349	S&C_POSIT-2	ABC	2	7,2	Fusible	Cerrado
CT3596	S&C_POSIT-7	ABC	7	7,2	Fusible	Cerrado
CT20222/CT2459	S&C_POSIT-12	ABC	12	7,2	Fusible	Cerrado
CT2453	S&C_POSIT-8	B	8	7,2	Fusible	Cerrado
CT3059	S&C_POSIT-3	B	3	7,2	Fusible	Cerrado
CT2532	S&C_POSIT-10	ABC	10	7,2	Fusible	Cerrado
CT5614	S&C_POSIT-5	A	5	7,2	Fusible	Cerrado
CT20221	S&C_POSIT-6	ABC	6	7,2	Fusible	Cerrado
CT3891	S&C_POSIT-7	ABC	7	7,2	Fusible	Cerrado
CT5253	S&C_POSIT-10	B	10	7,2	Fusible	Cerrado
CT20198	S&C_POSIT-10	C	10	7,2	Fusible	Cerrado
CT2498/CT2499	S&C_POSIT-8	ABC	8	7,2	Fusible	Cerrado
I5	S&C_POSIT-40	ABC	40	7,2	Fusible	Cerrado
I20	DUMMY	ABC	500	19,92	Barra Seccio	Abierto
I11	S&C_POSIT-15	ABC	15	7,2	Fusible	Cerrado
CT823	S&C_POSIT-3	ABC	3	7,2	Fusible	Cerrado
I8	S&C_POSIT-10	ABC	10	7,2	Fusible	Cerrado
CT2442	S&C_POSIT-5	ABC	5	7,2	Fusible	Cerrado

Tabla 5.3

En el ANEXO 5.7 se indican las curvas de la coordinación de protecciones del alimentador Izamba.

5.2 MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

Con la inclusión de la carga del proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania al alimentador San Miguelito ha reducido notablemente la calidad del servicio eléctrico en cuanto a regulación de voltaje.

- Cambio de la configuración del alimentador monofásico a trifásico.
- Reforzamiento de conductores.
- Balance de carga del alimentador San Miguelito.
- Manipulación de taps en los transformadores de distribución.
- Implementar capacitores shunt en el alimentador primario.
- Implementar reguladores de voltaje en el alimentador primario.

5.2.1 CAMBIO DE LA CONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR MONOFÁSICO A TRIFÁSICO.

La derivación monofásica del alimentador San miguelito que va hacia el sector de Quillán-La Planta es el recorrido mas cercano para atender la demanda del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, por tal razón se a procedido a cambiar de configuración monofásica (1x4ACSR+4N) a trifásica (3x2ACRS+2N), indicada anteriormente en la tabla 4.7 con una longitud de 4062 metros.

En la figura 5.2.1 se aprecia con color tomate las anomalías presentadas al operar a plena carga las dos estaciones de bombeo.

Las caídas de voltaje acumulas mas grandes se encuentran en las secciones de las cámaras de transformación del: EBQA_1 para las fases A, B y C: 8,72%, 9,61% y 9,98%; en EBQA_2: 8,88%, 9,77% y 10,14%; en los motores MB1, MB2 y MB3 se

tiene caídas de 9,18%, 10,07% y 10,45%; en MB4, MB5 y MB6 son 9,34%, 10,23% y 10,61%.

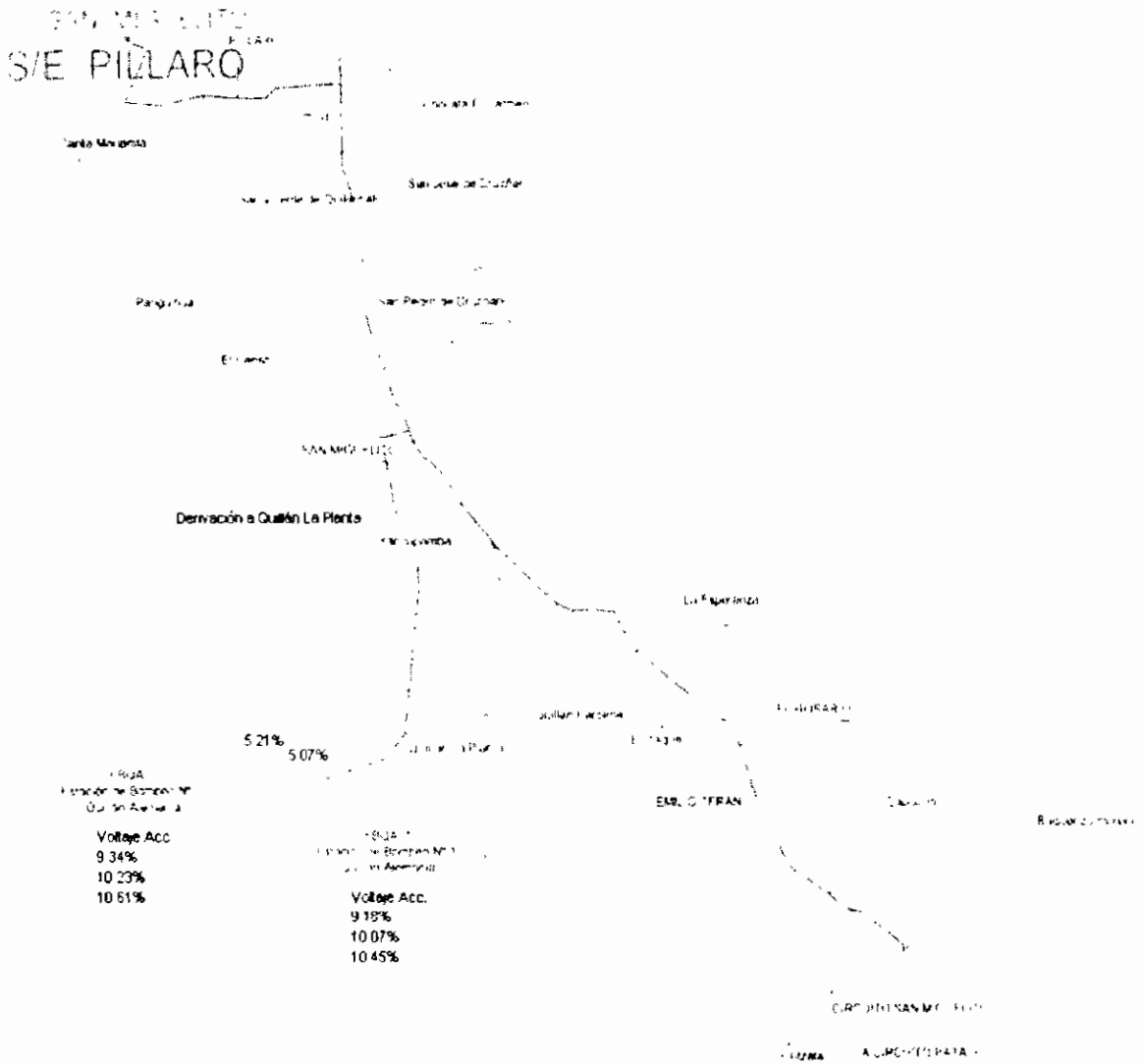


Figura 5.2.1 Simulación del alimentador San Miguelito para máxima demanda, operando la estación de bombeo Quillán-Alemania a plena carga.

5.2.2 INCREMENTO DE LA SECCION DE CONDUCTORES

Al no obtener solución del flujo de potencia, se procedió a incrementar la sección de la derivación cambiada de configuración anterior. Previamente se simuló incrementando paulatinamente el calibre del conductor hasta llegar al calibre del

trocal del alimentador San Miguelito. En la tabla 5.4 se indica las secciones reforzadas.

Cambio de Calibres Propuesto en el Alimentador San Miguelito

Sección	Configuración Propuesta Inicialmente	Configuración Propuesta Finalmente	Longitud m
CT4551	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	68
M19	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	116
CT4552	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	77,8
CT4566	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	124
M20	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	33
CT4568	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	329
M66	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	365
CT4569	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	171
M67	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	442
M68	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	51
M69	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	189
M70	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	61
M71	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	265
CT567	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	103
M72	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	95
MINTER	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	1000
MINTER2	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	200
EBQ1	3P_#2ACSR_#2N	3P_#2/0ACSR_#2/0N	450
Total de conductor a cambiar de configuración 3P_#2/0ACSR_#2/0N			4062

Tabla 5.4

Las secciones con caídas de voltaje acumulado mas grandes se presentan en las cámaras de transformación de las estaciones de bombeo #1 y #2 (secciones EBQA_1 y EBQA_2) y en los motores.

Sección	Caída de voltaje acumulada	
	Fase	%
EBQA_1	A	4,42
	B	5,29
	C	5,59
MB1, MB2, MB3	A	4,53
	B	5,41
	C	5,71
EBQA_2	A	4,52
	B	5,39
	C	5,68
MB4, MB5, MB6	A	4,62
	B	5,5
	C	5,8

Tabla 5.5

Con el reforzamiento de conductores las perdidas se han reducido en 57,66 kW y 21,61 kVAR, el factor de potencia es de 89,9%. Todos los reportes de la simulación se presentan en el ANEXO 5. 8.

5.2.3 BALANCE DE CARGA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

El programa CYMDIST sugiere dos desplazamientos y que en total hacen economizar 0,455 kW, indicados en el ANEXO 5.9.

Cambio de la fase C por la fase A, ramal monofásico que se desprende del trocal trifásico del alimentador San Miguelito ubicado en el poste # 6922 Uno de los transformadores pertenecientes a dicho ramal es el transformador monofásico # CT-3275.

Una vez que se construya la línea trifásica que parte desde la Parroquia de San Miguelito hacia el sector de Quillán la Planta para proveer energía al Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, se recomienda cambiar la fase C por la fase A, del ramal monofásico ubicado en el poste #7118 del que se alimenta el transformador monofásico CT-4567.

En la figura 5.2.2 se muestra la ubicación de los ramales monofásicos a cambiar con color azul.

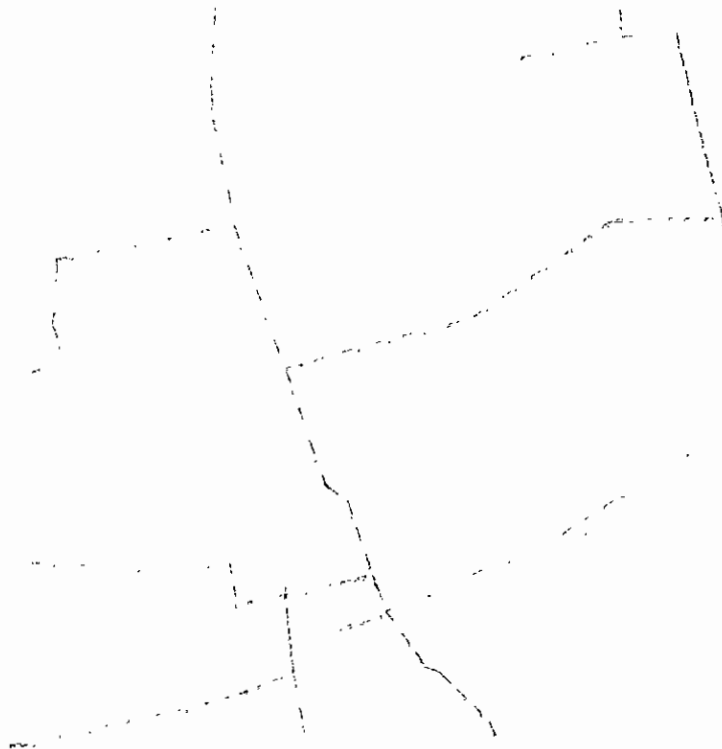


Figura 5.2.2

5.2.4 UTILIZACIÓN DE CAPACITORES SHUNT

Para demanda máxima del alimentador San Miguelito el programa sugirió que se instale un total de 540 kVAR de condensadores fijos de baja tensión a 460V en las secciones: MB1, MB2, MB3, MB4, MB5, en bancos de condensadores trifásicos de 90 kVAR conmutados en conexión delta. Así se reducen las pérdidas en 15,36 kW y 38,83 kVAR, además se aumenta el factor de potencia de 0,90 a 0,99.

Sección	Nivel de Voltaje L-L (V)	Cap.del Bco. 3ø de Capacitores (kVAR)	Tipo de Banco	Caída de Voltaje	
				dV(%)	fase
MB1	460	90	Fijo	3,85	C
MB2	460	90	Fijo	3,93	C
MB3	460	90	Fijo	3,87	C
MB4	460	90	Fijo	3,96	C
MB5	460	90	Fijo	4,01	C
MB6	460	90	Fijo	3,96	C

Tabla 5.6 Capacitores recomendados para máxima demanda.

Las caídas de voltaje acumuladas más altas se encuentran en las secciones que pertenecen a los motores de la segunda estación de bombeo, siendo la sección MB5 la más desfavorable, donde las caídas de voltaje en las fases A, B y C son 2,7%, 3,7% y 4%.

El perfil de voltaje para máxima demanda se indica en la figura 5.2.3 en el se aprecia que la regulación de voltaje esta dentro de los límites permitidos.

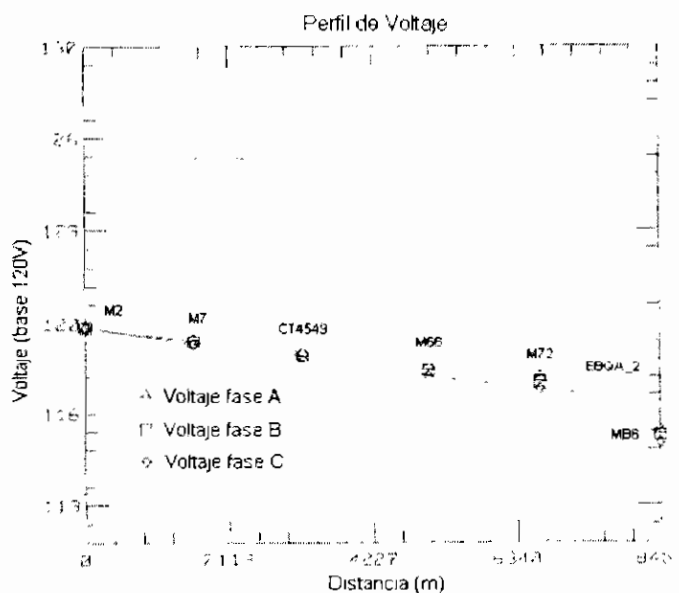


Figura 5.2.3

El perfil de potencia reactiva se indica en la figura 5.2.4, en el se aprecia la disminución de potencia reactiva hasta la sección M19, después se mantiene casi constante, para luego recuperarse en la sección de consumo de los motores en este caso MB6.

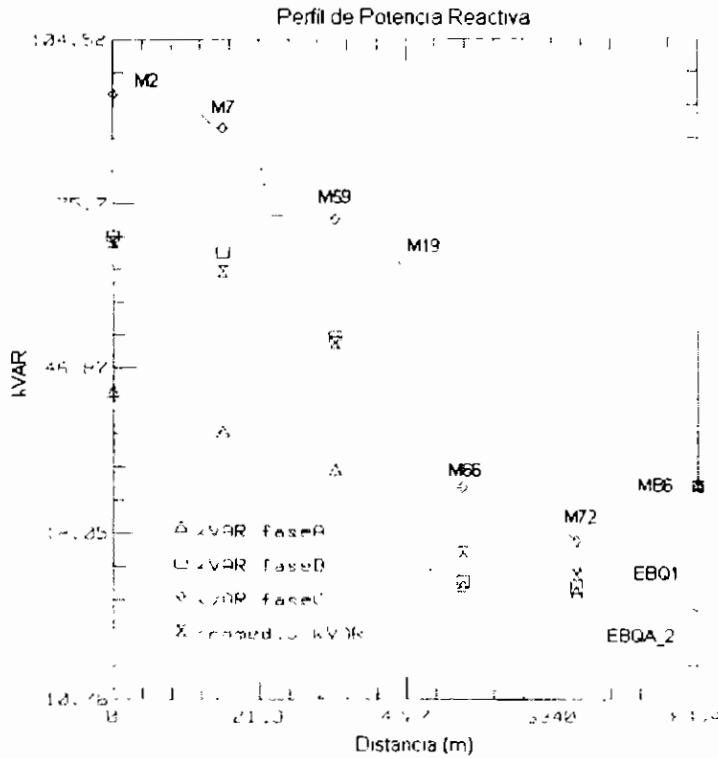


Figura 5.2.4 Perfil de potencia reactiva para máxima demanda del alimentador San Miguelito.

Para mínima demanda del alimentador San Miguelito la regulación de voltaje se mantiene dentro de los límites 114V y 124 V como se observa en la figura 5.2.5, la mayor caída de voltaje acumulada se presenta en la sección MB5 para la fase A de 3,23%, B 3,51% y C 3,61%.

La potencia total de la S/E es 1124,4 kW, con un factor de potencia es de 0,994. Las pérdidas son de 41,17kW y 70,64kVAR.

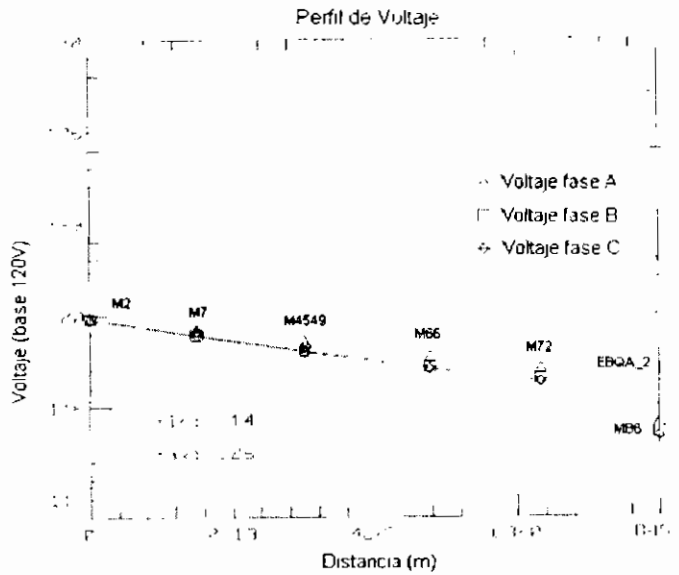


Figura 5.2.5 Perfil de Voltaje para mínima demanda del alimentador San Miguelito utilizando capacitores shunt.

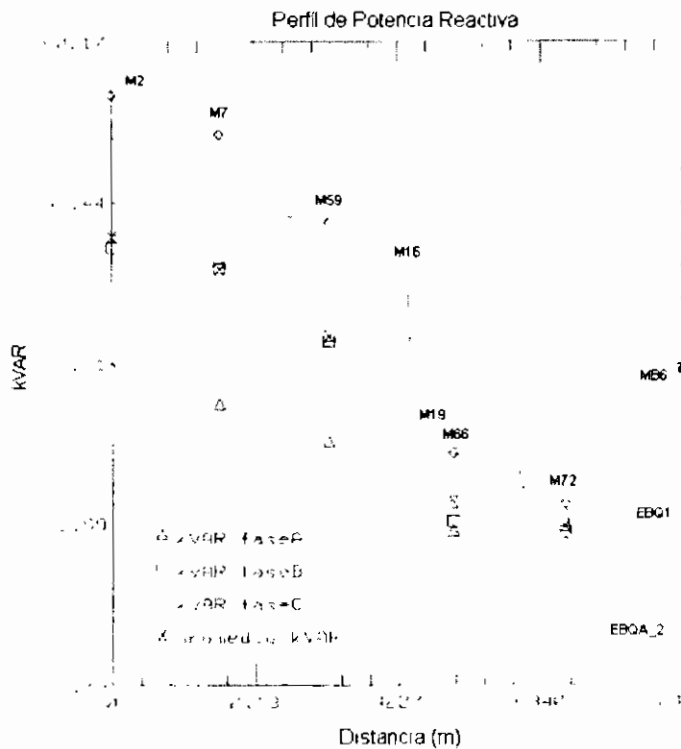


Figura 5.2.6 Perfil de Potencia Reactiva para mínima demanda del alimentador San Miguelito utilizando capacitores shunt.

En el ANEXO 5.10 se muestra el reporte de los capacitores sugeridos por CYMDIST y la simulación para máxima y mínima demanda.

5.2.5 UTILIZACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE

Partiendo de la construcción de la red de media tensión para servir al Proyecto de Agua potable Quillán-Alemania se ubica el regulador de voltaje en la sección MINTER2 junto a la primera cámara de transformación EBQA_1. Previamente se ha colocado el regulador de voltaje en otras secciones, pero en ella se obtiene menores caídas de voltaje.

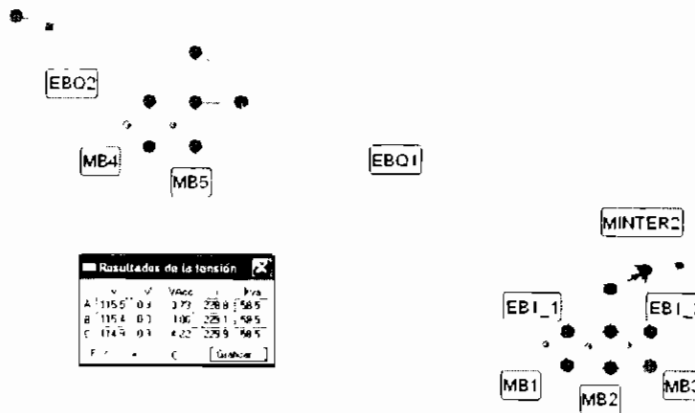


Figura 5.2.7

Las secciones que presentan las caídas de voltaje acumuladas más grandes son: MB4, MB5 y MB6 en la fase A con 3,73%, B 3,86% y C con 4,22%, en la sección MINTER2 fase A con 4,38%, fase B 4,49% y fase C 4,78%. El perfil de voltaje se muestra en la figura 5.2.8.

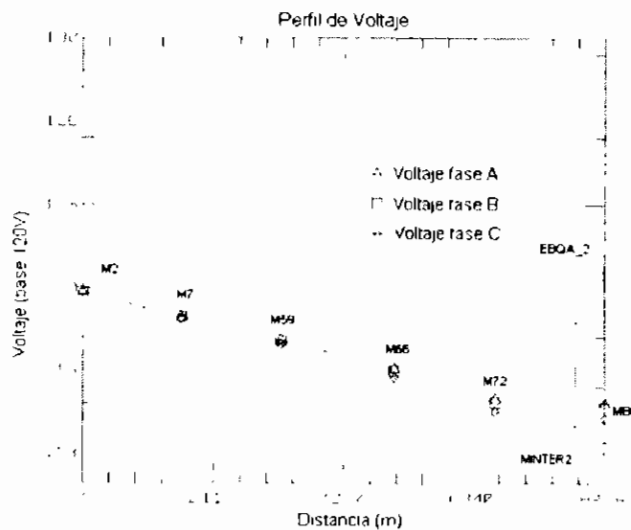


Figura 5.2.8 Perfil de Voltaje para máxima demanda del alimentador San Miguelito.

El perfil de potencia reactiva se muestra en la figura 5.2.9 en el se observa el agotamiento de los reactivos en las secciones de la estación de bombeo #2.

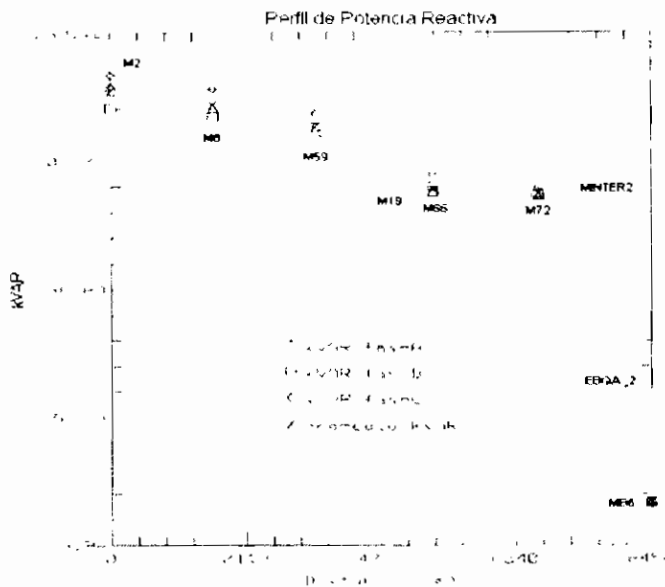


Figura 5.2.9 Perfil de Potencia Reactiva para máxima demanda del alimentador San Miguelito.

La demanda del alimentador San Miguelito es de 1575,7 kW y un factor de potencia de 0,91. Las pérdidas en dicho alimentador son 111,34 kW y 128,05 kVAR.

En el ANEXO 5.11 se indica los resultados de la simulación para esta alternativa, así mismo como los parámetros del regulador requerido junto con su calibración.

De acuerdo a las especificaciones el tiempo de seteo del regulador de voltaje utilizado es a partir de 10 seg., hasta los 120 seg., con incrementos de 10 seg." y el tiempo desde que arranca el motor hasta alcanzar su valor nominal es 8 seg.

5.2.6 COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS DE COMPENSACION EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

En la figura 5.2.10 se ilustran las alternativas de compensación realizadas en el alimentador San Miguelito.

Al proveer de potencia y energía directamente al Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, mediante la red trifásica existente de configuración ACSR (3x2+2N) en

el sector de San Miguelito, se tiene un voltaje de 0,894 pu en la estación de bombeo #2, lo que significa una caída de voltaje del 10,6%.

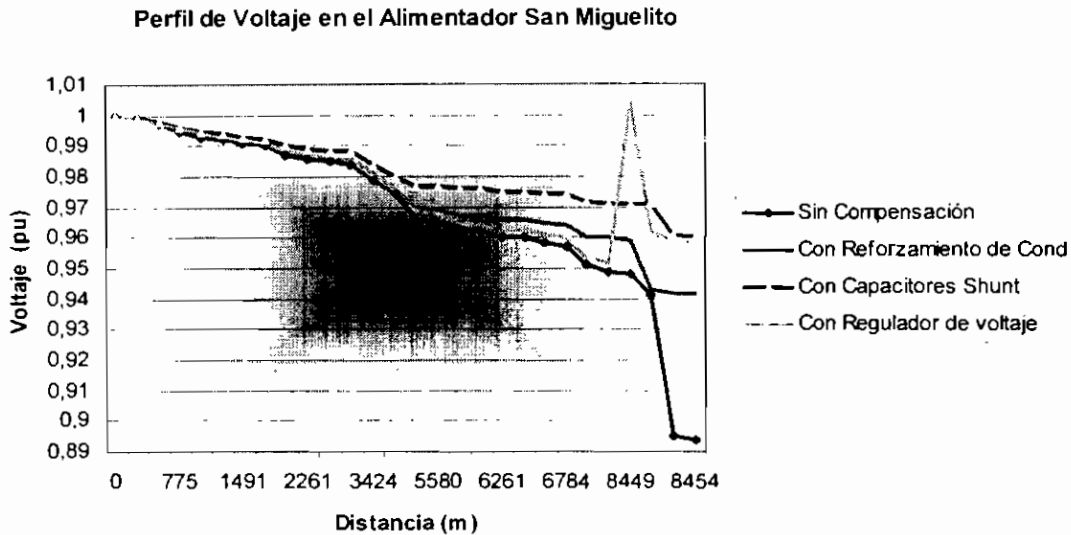


Figura 5.2.10

Con el reforzamiento de conductores con calibre ACSR (3x2/0+2/0N) de la derivación del troncal del alimentador San Miguelito hacia Proyecto de Agua Potable, el voltaje de la estación de bombeo #2 ha mejorado a 0,94 pu obteniendo una caída de voltaje del 6%.

Con el balance de carga y la utilización de capacitores shunt, el voltaje ha subido a 0,96 pu, obteniendo una caída de voltaje del 4% y se mejora adicionalmente el factor de potencia de 0,91 a 0,99.

Con la red trifásica inicial, balance de carga y utilización de un regulador de voltaje, el voltaje mas crítico es 0,952 pu, es decir tiene una caída de voltaje del 4,8%.

El regulador de voltaje presenta el inconveniente de que su respuesta de actuación es muy lenta para los arranques de motores, y no alcanzará a regular el voltaje, por lo que la mejor alternativa técnicamente es la que utiliza el reforzamiento de conductores, balance de carga y utilización de capacitores shunt.

5.2.7 ARRANQUE DE LOS MOTORES DE LA ESTACION DE BOMBEO

El Arranque sigue los mismos pasos que en el caso del alimentador Izamba mencionados en el numeral 5.1.7. Es decir mediante un variador de velocidad de

tipo arranque progresivo se procede al arranque de cada motor, este variador arrancará al motor en pasos del voltaje nominal según lo programado, para este efecto se realizó la simulación en CYMDIST arrancando la última bomba MB6 y con las bombas MB1, MB2, MB3, MB4 Y MB5 operando a plena carga.

En la figura 5.2.11 se observa la regulación de voltaje al arrancar a voltaje reducido en pasos del 10% del voltaje nominal el motor de la Bomba #6 (MB6).

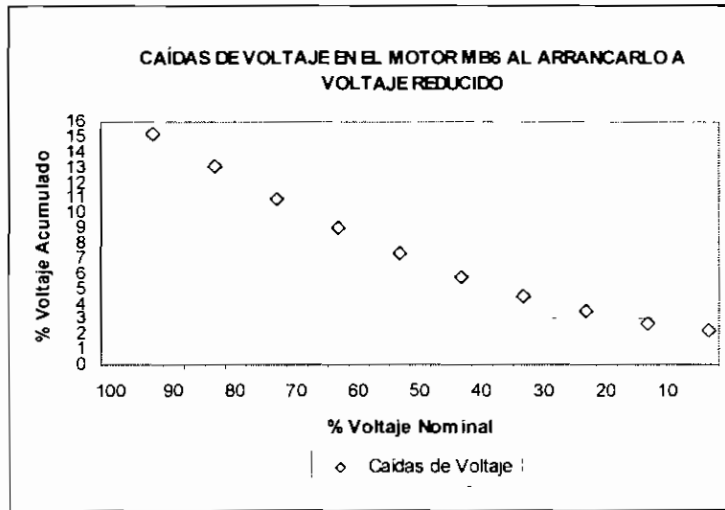


Figura 5.2.11.

En la figura 5.2.12, se aprecia la corriente y la potencia reactiva del motor MB6 con varios los pasos de arranque.

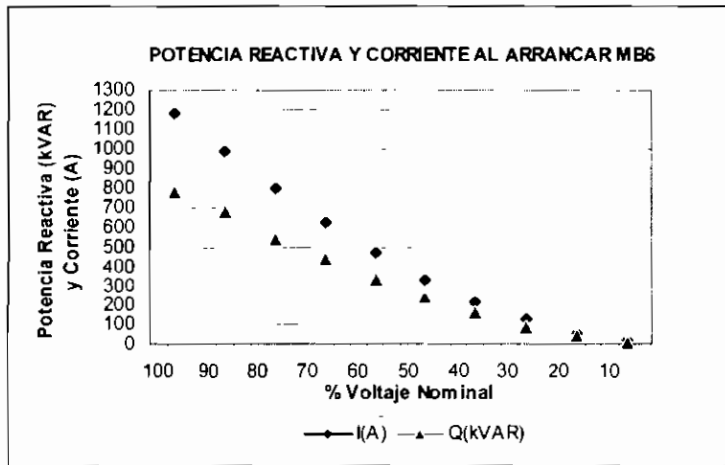


Figura 5.2.12

Se recomendable arrancar los motores en tres o cuatro pasos hasta alcanzar paulatinamente el voltaje nominal. De acuerdo al tamaño de los motores el primer paso de arranque debe ser no menor al 40% del voltaje nominal para conseguir arrancarlo.

En el ANEXO 5.12. Se indican tabulados la regulación, corriente de arranque y potencia reactiva de cada estación de bombeo con las secciones que contienen los motores.

5.2.8 COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

De manera similar a la Coordinación de los seccionadores fusibles del alimentador Izamba se resuelve:

Datos ingresados por el Programa CYMDIST 3.02S:

Capacidad Nominal de la S/E Píllaro: 5 MVA

Voltaje Nominal de la S/E: 13,8 kV

Capacidad de Cortocircuito: 59,39 MVAcc

Impedancia Equivalente de la S/E Píllaro:

$$Z1: 0,5271+j3,1630 [\Omega]$$

$$Z0: 5,1114+j21,8671 [\Omega]$$

Con estos datos se calcula las corrientes de cortocircuito del alimentador San Miguelito, indicadas en el ANEXO 5.13.

Las curvas de coordinación de protecciones y la descripción de las protecciones utilizadas se aprecian en el ANEXO 5.14.

Con la coordinación de protecciones a lo largo del troncal del alimentador San Miguelito se proporciona mayor confiabilidad a los clientes que utilizan este servicio eléctrico y al mismo tiempo resulta rentable para la Empresa Eléctrica Ambato ya

que las fallas de cortocircuito debido a descargas atmosféricas, cortocircuitos entre líneas y línea tierra, pueden ser despejadas independientemente, evitando sacar de servicio a la mayor carga del circuito.

En la Tabla 5.7 se ilustran los valores de los tirafusibles propuestos a cambiar con el incremento de demanda del alimentador San Miguelito.

Protecciones del Alimentador San Miguelito

Section Id	Equipment Id	Phase	Rating (Amps)	Voltage (kV)	Device Type	State
M8	S&C_POSIT-200	ABC	200	7,2	Fuse	Close
M14	S&C_POSIT-140	ABC	140	7,2	Fuse	Close
M18	S&C_POSIT-65	ABC	65	7,2	Fuse	Close
CT20397	S&C_POSIT-65	ABC	65	7,2	Fuse	Close
CT20399	S&C_POSIT-30	ABC	30	7,2	Fuse	Close
M40	S&C_POSIT-30	ABC	30	7,2	Fuse	Close
M41	S&C_POSIT-3	A	3	7,2	Fuse	Close
CT4593	S&C_POSIT-6	ABC	6	7,2	Fuse	Close
M92	S&C_POSIT-100	ABC	100	7,2	Fuse	Close
M96	S&C_POSIT-3	C	3	7,2	Fuse	Close
CT1365	S&C_POSIT-3	AB	3	7,2	Fuse	Close
CT4585	S&C_POSIT-5	A	5	7,2	Fuse	Close
CT4589	S&C_POSIT-3	A	3	7,2	Fuse	Close
M82	S&C_POSIT-2	A	2	7,2	Fuse	Close
M81	S&C_POSIT-2	B	2	7,2	Fuse	Close
CT6512	S&C_POSIT-3	B	3	7,2	Fuse	Close
M20	S&C_POSIT-80	ABC	80	7,2	Fuse	Close
MINTER	DUMMY	ABC	500	19,92	Switch	Close
EBQA_2	S&C_POSIT-50	ABC	50	7,2	Fuse	Close
MB4	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
MB6	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
MB5	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
EBQ2	DUMMY	ABC	500	19,92	Switch	Open
EBQA_1	S&C_POSIT-50	ABC	50	7,2	Fuse	Close
MB1	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
MB3	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
MB2	S&C_POSIT-250	ABC	250	0,28	Fuse	Close
M74	S&C_POSIT-3	C	3	7,2	Fuse	Close
CT3275	S&C_POSIT-5	A	5	7,2	Fuse	Close
CT20392	S&C_POSIT-5	B	5	7,2	Fuse	Close
CT4542	S&C_POSIT-2	B	2	7,2	Fuse	Close
M54	S&C_POSIT-10	ABC	10	7,2	Fuse	Close
M55	S&C_POSIT-5	C	5	7,2	Fuse	Close
CT20393	S&C_POSIT-2	ABC	2	7,2	Fuse	Close
CT6472	S&C_POSIT-2	A	2	7,2	Fuse	Close

Tabla 5.7

CAPITULO 6

6 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Es importante saber las ventajas económicas que se conseguirán al implementar las alternativas propuestas en los alimentadores Izamba y San Miguelito, para atender la demanda de Potencia y Energía del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania.

A continuación se realiza un breve análisis que evidencia los beneficios económicos de las alternativas en los alimentadores mencionados.

6.1 EVALUACION ECONÓMICA DEL ALIMENTADOR IZAMBA

Como el estudio operativo reduce las pérdidas, el incremento en el beneficio neto que se obtiene por estas inversiones está dado por la reducción en los costos asociados a las pérdidas menos los costos de inversión necesarios en el sistema para reducir el nivel de pérdidas.

6.1.1 CALCULO DE LOS COSTOS EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

El costo representa la rentabilidad que se está sacrificando en la mejor alternativa para invertir en el proyecto.

Estos costos incluyen los rubros de materiales, equipos y herramientas, mano de obra, transporte, gastos de administración, impuestos, etc. cuyos valores se muestran en las tablas 6.1 y 6.2.

PRESUPUESTO**ALIMENTADOR: IZAMBA CON CAPACITORES SHUNT**

sep-04

PROYECTO: QUILLAN - ALEMANIA

RED DE MEDIA TENSION

RESUMEN

#	Sección Rubro	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
1	Reconocimiento, replanteo e inventario /km de red	106,48	8,284	882,11
2	Transporte de postes de hormigón de 11 m. 400 kg	220,49	118	26017,37
3	Transporte de postes de hormigón de 12.5 metros	306,92	4	1227,68
4	Transporte de postes de hormigón de 6.5 metros	140,49	5	702,43
5	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 11 m.	60,2	118	7103,72
6	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 12.5 m.	78,37	4	313,47
7	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 6.5 m.	39,18	5	195,92
8	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. B.T.	56,26	13	731,44
9	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. M.T.	72,27	50	3613,69
10	Estructura 3Ø M.T. CR2	474,66	8	3797,26
11	Estructura 3Ø M.T. CR	246,48	6	1478,89
12	Estructura 3Ø M.T. CP2	270,78	17	4603,33
13	Estructura 3Ø M.T. CP	136,63	118	16122,44
14	Estructura 1Ø M.T. UP	96,9	8	775,17
15	Estructura de B.T., una, dos y tres fases	30,15	157	4734,18
16	Tendido y regulado de conductor ACSR 266	3317,86	19,303	64044,65158
17	Tendido y regulado de conductor ACSR 1/0	1937,79	6,435	12469,68
18	Tendido y regulado de conductor ACSR 2	779,4	2,101	1637,52
19	Tendido y regulado de conductor ACSR 4	503,86	5,68	2861,9248
20	Tendido de conductor subterráneo XLPE 2/0	14039,62	3,914	54951,05
21	Instalación seccionador tripolar 200A-15kV	692,02	6	4152,12
22	Instalación de fusibles de 2-15A	86,65	64	5545,6
23	Instalación de fusibles de 40A	88,38	9	795,42
24	Instalación de fusibles de 80A	90,76	9	816,84
25	Instalación de fusibles de 140A	98,55	12	1182,6
26	Instalación de banco de capacitores de 90 kVAR-13.8 kV	806,13	2	1612,26
27	Instalación de banco de capacitores de 90 kVAR-460 V	2470,18	6	14821,08

SUBTOTAL1 \$ 237189,8464

INTERCONEXION: ORIENTE-LLIGUA

RED DE MEDIA TENSION

RESUMEN

#	Sección Rubro	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
1	Reconocimiento, replanteo e inventario /km de red	106,48	2,07	220,41
2	Transporte de postes de hormigón de 11 m. 400 kg	220,49	30	6614,70
3	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 11 m.	60,2	30	1806,00
4	Instalación de torres metálicas de 13.8 kV	5000	3	15000,00
5	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. M.T.	72,27	20	1445,40
6	Estructura 3Ø M.T. CR2	474,66	5	2373,30
7	Estructura 3Ø M.T. CP2	270,78	7	1895,46
8	Estructura 3Ø M.T. CP	136,63	18	2459,34
9	Estructura de B.T., una, dos y tres fases	30,15	30	904,50
10	Tendido y regulado de conductor ACSR 266	3317,86	6,396	21221,03
11	Tendido y regulado de conductor ACSR 1/0	1937,79	2,132	4131,37
12	Seccionador tripolar barra 300A-15kV	871,24	2	1742,48

SUBTOTAL2 \$ 59813,99

TOTAL = SUBTOTAL 1 + SUBTOTAL2 = 297003,84

Tabla 6.1

PRESUPUESTO**ALIMENTADOR: IZAMBA CON REGULADOR DE VOLTAJE**

sep-04

PROYECTO: QUILLAN - ALEMANIA

RED DE MEDIA TENSION

RESUMEN

#	Sección Rubro	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
1	Reconocimiento, replanteo e inventario /km de red	106,48	8,284	882,08032
2	Transporte de postes de hormigón de 11 m 400 kg	220,49	118	26017,82
3	Transporte de postes de hormigón de 12.5 metros	306,92	4	1227,68
4	Transporte de postes de hormigón de 6.5 metros	140,49	5	702,45
5	Excavación, distribución, parada de postes Horm 11 m.	60,2	118	7103,6
6	Excavación, distribución, parada de postes Horm 12.5 m	78,37	4	313,48
7	Excavación, distribución, parada de postes Horm 6.5 m.	39,18	5	195,9
8	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. B T	56,26	13	731,38
9	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. M.T.	72,27	50	3613,5
10	Estructura 3Ø M T CR2	474,66	8	3797,28
11	Estructura 3Ø M T. CR	246,48	6	1478,88
12	Estructura 3Ø M T CP2	270,78	17	4603,26
13	Estructura 3Ø M T. CP	136,63	118	16122,34
14	Estructura 1Ø M T. UP	96,9	8	775,2
15	Estructura de B T , una, dos y tres fases	30,15	157	4733,55
16	Tendido y regulado de conductor ACSR 266	3317,86	6,254	20749,89644
17	Tendido y regulado de conductor ACSR 1/0	1937,79	19,484	37755,90036
18	Tendido y regulado de conductor ACSR 2	779,4	2,101	1637,5194
19	Tendido y regulado de conductor ACSR 4	503,86	5,68	2861,9248
20	Tendido de conductor subterráneo XLPE 1/0	14135,79	3,914	55327,48206
21	Instalación seccionador tripolar 200A-15kV	692,02	6	4152,12
22	Instalación de fusibles de 2-15A	86,65	64	5545,6
23	Instalación de fusibles de 40A	88,38	9	795,42
24	Instalación de fusibles de 80A	90,76	9	816,84
25	Instalación de fusibles de 140A	98,55	12	1182,6
26	Reguladores de voltaje trifásico, 50 Amperios, +- 10 %, 13,8 kV	81027,51	1	81027,51

SUBTOTAL 1 \$

285763,4734

INTERCONEXION: ORIENTE-LLIGUA

RED DE MEDIA TENSION

RESUMEN

#	Sección Rubro	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
1	Reconocimiento, replanteo e inventario /km de red	106,48	2,07	220,41
2	Transporte de postes de hormigón de 11 m 400 kg	220,49	30	6614,70
3	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 11 m	60,2	30	1806,00
4	Instalación de torres metálicas de 13.8 kV	5000	3	15000,00
5	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro M T	72,27	20	1445,40
6	Estructura 3Ø M T CR2	474,66	5	2373,30
7	Estructura 3Ø M T CP2	270,78	7	1895,46
8	Estructura 3Ø M T CP	136,63	18	2459,34
9	Estructura de B T , una, dos y tres fases	30,15	30	904,50
10	Tendido y regulado de conductor ACSR 266	3317,86	6,396	21221,03
11	Tendido y regulado de conductor ACSR 1/0	1937,79	2,132	4131,37
12	Seccionador tripolar barra 300A-15kV	871,24	2	1742,48

SUBTOTAL 2 \$

59813,99

TOTAL = SUBTOTAL 1 + SUBTOTAL 2 =**345577,47**

Tabla 6.2

6.1.2 CALCULO DE LOS BENEFICIOS EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

Los beneficios procedentes de mejorar condiciones operativas consisten en la disminución en la facturación por potencia y energía y el ahorro por inversiones.

Del flujo de potencia realizado al Alimentador Izamba a máxima carga se obtuvo las siguientes pérdidas totales.

Alimentador Izamba	
Alternativa:	Perdidas Trifásicas Totales kW
Sin Compensación	220,11
Con Capacitores Shunt	80,87
Con Regulador de Voltaje	95,56

Tabla 6.3

Entonces las pérdidas de energía anuales se calculan con el factor de carga (F_c):

$$F_c = \frac{\bar{D}}{D_{\text{máx}}} | r$$

$$F_c = \frac{2038}{2819} = 0,72$$

Factor de pérdidas ($F_{\text{pérd}}$):

$$F_{\text{pérd}} = \frac{\text{Pérd. reales en una instal.}}{\text{Pérdidas a Demanda máx.}}$$

$$F_{\text{pérd}} = \frac{\sum I_i^2 \cdot R \cdot \Delta t}{I_{\text{máx}}^2 \cdot R \cdot T}$$

Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas:

$$F_{\text{pérd}} = 0,7 f_c^2 + 0,3 f_c$$

$$F_{\text{pérd}} = 0,579$$

Se calcula las pérdidas de energía anuales de la siguiente manera:

$$E_p = P_p \cdot F_p \cdot 365 \cdot 24$$

Cálculo de las Pérdidas de Energía en el Alimentador Izamba

Alternativa:	Pérdidas Trifásicas Totales kW	Energía de Pérdidas kWh-año
Sin Compensación	220,11	1'116175,345
Con Capacitores Shunt	80,87	410090,8643
Con Regulador de Voltaje	95,56	484583,6897

Tabla 6.4

Con los valores indicados anteriormente se calculan los montos del ahorro anual por disminución de las pérdidas y el valor presente para un período de vida útil del equipo de 30 años. De los datos de precios medios de energía mensual en la EEASA para el sector residencial es de US\$ ¢ 11,41, para el sector industrial de US\$ ¢ 11,11.

El alimentador Izamba atiende cargas industriales y residenciales, donde el porcentaje de la carga industrial es el 30%.

$$$/año = E_{pérdidas-año} * \$/kW-hora$$

Las pérdidas anuales sin compensación son:

$$$/año = (0,70 * E_{pérdidas-año}) * (\$,1141) + (0,30 * E_{pérdidas-año}) * (\$,1111)$$

$$$/año = \$ 126351,05$$

Las pérdidas anuales con capacitores shunt son:

$$$/año = \$ 46422,29$$

Las pérdidas anuales con regulador de voltaje son:

$$$/año = \$ 54854,87$$

El ahorro anual al utilizar la compensación shunt es:

$$\text{AHORRO ANUAL} = \$ 79928,76$$

El ahorro anual al utilizar regulador de voltaje es:

$$\text{AHORRO ANUAL} = \$ 71496,18$$

Los valores presentes de los ahorros obtenidos en cada alimentador, considerando periodos de 30 años y una tasa de interés del 10%, se calcula con la siguiente expresión:

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

Donde:

- VP: Valor presente del ahorro (dolares)
- A: Ahorro anual
- i: Interés anual (10%)
- n: Vida útil (30 años)

El valor presente al utilizar capacitores shunt es:

VP = \$ 753481,61

El valor presente al utilizar regulador de voltaje es:

VP = \$ 673988,33

Los valores de ahorro para los dos casos se indican en la tabla 6.5

Alimentador Izamba		
Alternativa:	Ahorro Anual USD	Valor Presente USD
Con Capacitores Shunt	79928,76	753481,61
Con Regulador de Voltaje	71496,18	673988,33

Tabla 6.5

6.1.3 DETERMINACION DE LA RELACION BENEFICIO /COSTO EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

La relación beneficio-costos (RBC) es un indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión, se calcula de la siguiente manera:

$$RBC = \frac{B - D}{C}$$

Donde:

B: Ventajas o Beneficios económicos de un proyecto

C: Gastos que exige un proyecto

D: Desventajas.

Si $RBC > 1$, se acepta el proyecto los beneficios están por arriba de los costos.

Si $RBC = 1$, el proyecto permite cubrir exactamente todos los costos.

Si $RBC < 1$, se rechaza el proyecto, el valor presente neto de los beneficios es menor que el valor presente de los costos.

Por lo tanto, la relación beneficio costo para cada alternativa es la siguiente:

$RBC \text{ Compensación Shunt} = (753481,61/297003,84) = 2,537$

$RBC \text{ Regulador de Voltaje} = (673988,33/345577,47) = 1,950$

Alimentador Izamba				
Alternativa:	Años	VPN(\$)	Inversión (\$)	RBC
Capacitores Shunt	4,9	298240,09	297003,84	1,004
	30	753481,61	297003,84	2,537
Regulador de Voltaje	7	348073,33	345577,47	1,007
	30	673988,33	345577,47	1,95

Tabla 6.6

Es decir que con el ahorro de pérdidas con la propuesta de capacitores shunt la inversión se paga en 4,9 años y con la propuesta que utiliza regulador de voltaje se paga en 7 años.

Del análisis realizado y lo estipulado en el numeral 5.1.6 para el mejoramiento del Alimentador Izamba, la mejor alternativa técnicamente, es la de cambio de conductores, balance de carga y utilización de capacitores shunt. De igual manera esta es la mejor propuesta financiera.

PRESUPUESTO

ALIMENTADOR: SAN MIGUELITO CON REGULADOR DE VOLTAJE
PROYECTO: QUILLAN - ALEMANIA

SEPTIEMBRE-04

RED DE MEDIA TENSION

RESUMEN				
#	Sección Rubro	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
1	Reconocimiento, replanteo e inventario /km de red	106,48	3,622	385,68
2	Transporte de postes de hormigón de 11 m. 400 kg	220,49	40	4850,70
3	Transporte de postes de hormigón de 12.5 metros	306,92	4	1227,68
4	Transporte de postes de hormigón de 6.5 metros	140,49	5	702,43
5	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 11 m.	60,20	40	1806,03
6	Excavación, distribución, parada de postes Horm 12.5 m	78,37	4	313,47
7	Excavación, distribución, parada de postes Horm. 6.5 m.	39,18	5	195,92
8	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. B.T.	56,26	13	731,44
9	Ensamblaje de acces. Tensores incluido neutro. M.T.	72,27	52	3758,23
10	Estructura 3Ø M T CR2	474,66	3	1423,97
11	Estructura 3Ø M T CR	246,48	1	246,48
12	Estructura 3Ø M.T. CP2	270,78	7	1895,49
13	Estructura 3Ø M.T. CP	136,63	33	1366,31
14	Tendido y regulado de conductor ACSR 2	779,40	14,923	11630,99
15	Tendido de conductor subterráneo XLPE 1/0	14135,79	1,895	26787,32
16	Instalación seccionador tripolar 200A-15kV	692,02	3	2076,06
17	Instalación de fusibles de 2-10A	86,65	23	1992,95
18	Instalación de fusibles de 30-50A	88,38	12	1060,56
19	Instalación de fusibles de 80A	90,76	9	816,84
20	Instalación de fusibles de 100A	91,57	3	274,71
21	Instalación de fusibles de 140A	98,55	3	295,65
22	Reguladores de voltaje trifásico, 50 Amperios, +- 10 %, 13,8 kV	81027,51	1	81027,51

TOTAL \$ 144866,41

Tabla 6.8

6.2.2 CALCULO DE LOS BENEFICIOS EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

Del flujo de potencia realizado al alimentador San Miguelito a máxima carga se obtuvo las siguientes pérdidas totales.

Alimentador San Miguelito	
Alternativa:	Perdidas Trifásicas Totales kW
Sin Compensación	120,06
Con Capacitores Shunt	47,04
Con Regulador de Voltaje	111,34

Tabla 6.9

Las pérdidas de energía anuales se calculan con el factor de carga (F_c):

$$F_c = \frac{\bar{D}}{D_{\max}} \Big|_r$$

$$F_c = \frac{667,2}{1584,4} = 0,421$$

$$F_{\text{pérd}} = 0,7 f_c^2 + 0,3 f_c$$

$$F_{\text{pérd}} = 0,25$$

Cálculo de las pérdidas de energía anuales:

$$E_p = P_p * F_p * 365 * 24$$

Cálculo de las Pérdidas de Energía en el Alimentador San Miguelito

Alternativa:	Perdidas Trifásicas Totales kW	Energía de Pérdidas kWh-año
Sin Compensación	120,06	263418,1
Con Capacitores Shunt	47,04	103208,3
Con Regulador de Voltaje	111,34	244286,0

Tabla 6.10

Con los valores indicados anteriormente se calculan los montos del ahorro anual por disminución de las pérdidas y el valor presente para un período de vida útil del equipo de 30 años. De los datos de precios medios de energía mensual en la EEASA para el sector residencial es de US\$ ¢ 11,41, para el sector industrial de US\$ ¢ 11,11.

El alimentador San Miguelito atiende cargas industriales y residenciales, donde el porcentaje de la carga residencial es el 41%.

$$\$/\text{año} = E_{\text{pérdidas-año}} * \$/\text{kW-hora}$$

Las pérdidas anuales sin compensación son:

$$\$/\text{año} = (0,41 * E_{\text{pérdidas-año}}) * (\$,1141) + (0,59 * E_{\text{pérdidas-año}}) * (\$,1111)$$

$$\$/\text{año} = \$ 29589,8$$

Las pérdidas anuales con capacitores shunt son:

$\$/año = \$ 11593,4$

Las pérdidas anuales con regulador de voltaje son:

$\$/año = \$ 27440,6$

El ahorro anual al utilizar capacitores shunt es:

AHORRO ANUAL = \$ 17996,4

El ahorro anual al utilizar regulador de voltaje es:

AHORRO ANUAL = \$ 2149,1

El valor presente de los ahorros obtenidos en cada alternativa, con períodos de 30 años y una tasa de interés del 10%.

El valor presente al utilizar capacitores shunt es:

VP = \$ 169650,2

El valor presente al utilizar regulador de voltaje es:

VP = \$ 20259,5

Los valores de ahorro para los dos casos se indican en la tabla 6.11

Alimentador San Miguelito		
Alternativa:	Ahorro Anual USD	Valor Presente USD
Con Capacitores Shunt	17996,4	169650,2
Con Regulador de Voltaje	2149,1	20259,5

Tabla 6.11

6.2.3 DETERMINACION DE LA RELACION BENEFICIO/COSTO EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

La relación beneficio costo para cada alternativa es la siguiente:

RBC Capacitores Shunt = $(169650,2/102503,4) = 1,655$

RBC Regulador de Voltaje = $(20259,5/144866,4) = 0,147$

Alternativa:	Años	VPN(\$)	Inversión (\$)	RBC
Capacitores Shunt	8,9	102910,6	102503,4	1,004
	30	169650,2	102503,4	1,655
Regulador de Voltaje	30	20259,5	144866,41	0,147

Tabla 6.12

Después de realizar la evaluación técnico-económico se puede decir que la alternativa propuesta que sugiere el cambio de conductores, balance de carga y utilización de capacitores shunt, da excelentes resultados técnicos y la inversión se recupera en un período de 8,9 años y al 9 año empieza a generar ganancias, mientras que con la propuesta del regulador de voltaje la inversión no se llega a recuperar.

En la tabla 6.13 se muestran la evaluación económica de los dos alimentadores sugeridos para atender la demanda de potencia y energía del proyecto de agua potable Quillán-Alemania, ambas alternativas utilizan capacitores shunt que proporcionan resultados técnicos excelentes.

Alimentador	Propuesta	Período de análisis	Beneficios (\$)	Inversión (\$)	RBC
Izamba	Con Capacitores Shunt	4,9 años	298240,1	297003,84	1,004
		30 años	753481,6	297003,84	2,537
San Miguelito	Con Capacitores Shunt	8,9 años	102910,6	102503,39	1,004
		30 años	169650,2	102503,39	1,655

Tabla 6.13

Si lo que interesa en el proyecto es principalmente el aspecto económico se seleccionaría el alimentador Izamba, en el la inversión inicial es alta pero en 4,9 años se recupera la inversión y a partir del 5 años genera ganancias, pero en el aspecto técnico hay que realizar muchos cambios que tardarían mas tiempo en realizarlos.

Pero si para nuestro proyecto queremos resultados técnicos excelentes ejecutados en el menor tiempo invirtiendo menos que la otra alternativa obteniendo ganancias a partir del 9 año, debemos pensar en la alternativa propuesta para el alimentador San Miguelito.

CAPITULO 7

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Las dos alternativas para dotar de potencia y energía al Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania en el alimentador Izamba y San Miguelito son:
 - Reforzamiento de conductores, balance de carga y la Inclusión de capacitores shunt.
 - Reforzamiento de conductores, balance de carga y la inclusión de un regulador de voltaje.
- El cambio de conductores entre tramos en la red de media tensión genera una reducción en inversión y en pérdidas técnicas haciendo que esta opción sea necesario en las dos alternativas.
- Con buen criterio se escogió los capacitores mediante un análisis del nivel de carga, factor de potencia deseado y capacidad mínima del banco a instalarse. Dando como resultado que para el alimentador Izamba los capacitores utilizados son dos bancos trifásicos de 90 kVAR en conexión estrella a 13,8 kV línea-línea ubicados: en la entrada a la urbanización El Aeropuerto y en el sector de Jesús del Gran Poder; y seis bancos trifásicos de 90 kVAR en conexión delta a 460 V línea-línea, ubicados junto a cada motor de las estaciones de bombeo de agua potable.

Para el alimentador San Miguelito los capacitores requeridos son seis bancos trifásicos de 90 kVAR en conexión delta, 460 V línea-línea, junto a cada motor.

La instalación propuesta de capacitores permitirían aumentar la potencia disponible en la instalación sin necesidad de ampliar los equipos, como

consecuencia de la reducción de la intensidad de corriente que se produce al mejorar el factor de potencia. Al mismo tiempo las penalizaciones en el conjunto de la facturación quedan suprimidas.

- Durante el arranque de los motores de las estaciones de bombeo de agua, se producen transitorios que el regulador de voltaje no lo detecta, pues su respuesta mecánica es muy lenta, lo que no permite regular el voltaje adecuadamente.
- La central de generación térmica Lligua consta de dos unidades cada una de 2500 kVA y la central hidráulica Península de cuatro unidades cada una de 625 kVA, están interconectadas a la S/E Lligua-Península físicamente pero no alimentan a dicha S/E debido a sus costos de operación muy altos para la primera y la segunda porque esta atendiendo a la S/E Loreto, razón por la que adicionalmente existe problemas de regulación de voltaje en el alimentador Izamba.
- Debido a que la demanda de carga es de 1200 kVA para los alimentadores en estudio, las protecciones actuales no son las correctas, haciéndose necesario un análisis mas profundo y completo tanto en las subestaciones como en los alimentadores para mayor confiabilidad de la línea.
- Para atender el incremento de carga el alimentador San Miguelito presenta una caída de voltaje menor a la del alimentador Izamba.
- En el alimentador Izamba, el costo de la inversión es de 297003,8 USD y el tiempo de recuperación de la inversión son 4,9 años, los beneficios por recuperación de pérdidas de energía son mayores; en tanto que para el alimentador San Miguelito la inversión es 102910,6 USD, el tiempo de recuperación de la inversión es 8,9 años puesto que los beneficios por recuperación de pérdidas de energía son menores.
- De acuerdo a las opciones que se plantearon para mejorar las condiciones operativas, tanto para el alimentador Izamba como en el alimentador San

Miguelito, la alternativa más adecuada es el cambio de conductores, balance de carga e instalación de capacitores shunt.

- La alternativa del circuito Izamba proporciona más beneficios generados de la reducción de pérdidas de energía, pero para ejecutarla deben reforzarse varios tramos del mismo con calibre 266 MCM y algunas derivaciones, además requiere cambiar toda la Interconexión Oriente-Lligua de calibre 2/0 a calibre 266MCM, lo que implicaría una mayor inversión inicial.
- El Programa computacional CYMDIST es una herramienta sumamente poderosa para realizar estudios “condicionales” gracias a su estructura de base de datos orientada a proyectos.
- De acuerdo a las normas ANSI C84.1-1995, los transformadores de potencia que sirven a las estaciones de bombeo de agua potable deben ser dimensionados de acuerdo a la carga que servirán, además el nivel de voltaje debería ser de 480 V en baja tensión y no de 460 V, creando altas caídas de tensión siendo estas corregidas con la inclusión de capacitores de baja tensión en cada motor.

7.2 RECOMENDACIONES

- El alimentador Izamba es uno de los más antiguos del sistema eléctrico de la EEASA, en la actualidad presenta problemas operativos y de carga, se hace necesario una readecuación del mismo. La ejecución del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania puede considerarse como un motivo para el mejoramiento de dicho alimentador y el aumento de su capacidad para operación en condiciones normales.
- Al observar las condiciones actuales del alimentador San Miguelito, puede constatarse que este por la reconfiguración a la que ha sido sometido por los cambios en el sistema para dar un mejor servicio al sector proporcionaría un servicio adecuado al Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, puesto que la inversión para atender esta demanda sería menor a la del alimentador Izamba,

ya que el único cambio en la configuración sería en un tramo de 3.8 Km. comprendido desde la Parroquia de San Miguelito hasta el sector de Quillán La Planta, con conductor ACSR(3x2/0+2/0N).

- Con este incremento de demanda para los dos casos los transformadores de potencia en las subestaciones Oriente y Píllaro quedan saturados, por tanto para futuros incrementos de carga en los alimentadores se recomienda realizar un análisis en los transformadores mencionados.
- Para el arranque de los motores de las bombas de agua se sugiere tomar las siguientes recomendaciones:
 - Evitar arrancar todos los motores al mismo tiempo, esto se logra con la ayuda de un By-pass en cada estación de bombeo.
 - Antes del arranque del motor se debe conectar el banco de capacitores que está junto al motor para contar con la potencia reactiva necesaria al momento del arranque.
 - Usar un variador de velocidad de tipo arranque progresivo que procede arrancar los motores en tres o cuatro pasos hasta alcanzar paulatinamente el voltaje nominal, el primer paso de arranque debe ser no menor al 40% del voltaje nominal para conseguir arrancarlo.
- El Departamento de Operación y mantenimiento de la EEASA tiene que operar y mantener alrededor de 40 alimentadores primarios, la falta de herramientas de análisis de los sistemas de distribución a impedido que se realicen estudios que mejoren las condiciones operativas, el programa computacional CYMDIST3.02S permite realizar análisis completo de sistemas de distribución, por lo que se sugiere que se concrete su adquisición de la última versión.
- Para atender la demanda de potencia y energía del Proyecto de Agua Potable Quillán-Alemania, se recomienda que la alternativa escogida se realice lo más rápido posible, de tal manera que el costo social de los habitantes del sector norte de la ciudad de Ambato sea mínimo.

- Entre los beneficios que genera el Proyecto de Agua Potable están la reducción de costos de provisión de agua potable, que en la actualidad son servidos de tanqueros y con el riesgo de enfermedades si se usa el agua contaminada, otro beneficio importante es el incremento de la plusvalía de los terrenos ya que acelerará el crecimiento urbanístico de la zona y necesitará de redes eléctricas que brinden un nivel de voltaje adecuado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] EEASA, "Revista Informativa", No. 1, p. 11, Ambato, Enero de 1983.
- [2] EEASA, "Revista Informativa por los 45 aniversarios", diario El Heraldo – La Hora, Julio 2004.
- [3] EEASA, Dirección electrónica: <http://www.easa.com.ec>, Mayo 2004.
- [4] CONELEC, "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación No. CONELEC -004/01, Dirección electrónica: <http://www.conelec.gov.ec>, Mayo 2004.
- [5] AMERICAN NATIONAL STANDARD, For Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60Hz). ANSI C84.1-1995, National Electrical Manufacturer Association, Rosslyn, Virginia 1996.
- [6] ECUACIER. "Boletín Informativo", Año XI N° 4, Junio 1999.
- [7] BRIONES RODRIGO Y FREIRE LUIS. "Reconfiguración de Circuitos Primarios de Distribución del Área de Servicio Urbano de la Ciudad de Riobamba", EPN, Quito-Ecuador, 2003.
- [8] MINISTERIO DE ENERGÍAS Y MINAS, "Eficiencia Energética Electricidad", Cáp. 3, Quito- Ecuador.
- [9] CYME INTERNATIONAL INC, CYMDIST3.02, "Manual de Referencia" Agosto de 1999. Canadá.
- [10] CYME INTERNATIONAL INC, CYMDIST, "Manual de Referencia" Septiembre de 1999. St. Bruno QC-Canadá.
- [11] COOPER POWER SYSTEMS, "Voltage Regulators", S225-10-5, Catalogue, 2004.

-
- [12] MARCIAL, L. – ORLANDO, D. "Incremento del Margen de Confiabilidad en los Alimentadores Primarios de la S/E de Distribución Huachi Mediante el Mejoramiento del Sistema de Protecciones", EPN, pp. 51-55, Julio 2003.
- [13] EEASA, "Guías de Diseño", Redes Aéreas, EEASA, 2000.
- [14] OREJUELA, Víctor. "Distribución II", Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador, 1984.
- [15] WILLIS, H. Lee, "Power Distribution Planning Reference Book", Cap. 4, Cap. 9. New York, 1997.
- [16] SCHNEIDER ELECTRIC, "Variadores de Velocidad", Altivar 68, Catálogo, 2004.
- [17] SCHNEIDER ELECTRIC, "Condensadores de Baja Tensión 230V a 690V", Varplus M, Catálogo, 2004.
- [18] ABB, "Softstartes", Type PSS/PST/PSTB, Catalogue, 2004.
- [19] CYME INTERNATIONAL INC, CYMTCC, "Manual de Referencia" Septiembre de 1997, St. Bruno QC-Canadá.
- [20] UNSJ, Instituto de Energía Eléctrica, Curso de Postgrado: "Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia" Modulo VI, Tema 4, Julio 2001.
- [21] BRAND, Luís – MONCADA, Juan. "Protecciones de Sistemas Eléctricos", Santiago de Chile, 1976.
- [22] RUIZ, Raúl. Conferencia IEEE: "Modernos Sistemas de Protección para Distribución y Potencia", Quito, Noviembre 2003.
- [23] HARPER, Enríquez. "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales", Editorial Limusa, España, 2003.
- [24] S&C ELECTRIC COMPANY, "Selection Guide for Transformer-Primary Fuses in Medium-Voltage Industrial, Commercial, and Institutional Power Systems", Data Bulletin 240-110, August 6, 1984.

ANEXO 1.1

Sistemas de voltajes nominales estandarizados y rangos de voltaje.

Clase de Voltaje	Sistema de Voltaje Nominal (Nota a)			Voltaje Nominal de utilización (Nota i)	Rango de Voltaje A (Nota b)			Rango de voltaje B (Nota b)		
	Dos conductores	Tres conductores	Cuatro conductores	Dos conductores Tres conductores Cuatro conductores	Maximo	Minimo		Maximo	Minimo	
					Voltaje de utilización y Servicio (Nota c)	Voltaje de Servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de utilización y Servicio	Voltaje de Servicio	Voltaje de utilización
Bajo Voltaje (Nota 1)	SISTEMAS MONOFÁSICOS									
	120	120/240		115 115/230	126 126/252	114 114/228	110 110/220	127 127/254	110 110/220	106 106/212
	SISTEMAS TRIFÁSICOS									
			208Y/120 (Nota d) 240-120	200 230/115	216Y/126 252/126	197Y/114 228/114	191Y/110 220/110	220Y/127 254/127	191Y/110 (Nota 2) 220/110	164Y/106 (Nota 2) 212/106
	240		480Y/277	230	252	228	220	254	220	212
	480			460	504Y/291	456Y/263	440Y/254	508Y/293	440Y/254	424Y/245
	600			460	504	456	440	508	440	424
	(Nota e)			575	630 (Nota e)	570	550	635 (Nota e)	550	530
Medio Voltaje	2400		4160Y/2400		2520 4370/2520	2340 4050Y/2340	2160 3740Y/2160	2540 4400Y/2540	2280 3950Y/2280	2080 3600/2060
	4160				4370	4050	3740	4400	3950	3800
	4800				5040	4560	4320	5080	4560	4160
	6900				7240	6730	6210	7260	6560	5940
			8320Y/4800		8730Y/5040	8110Y/4980		8800Y/5080	7900Y/4560	
			12000Y/6930		12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6580	(Nota f)
			12470Y/7200		13080Y/7560	12160Y/7020	(Nota f)	13200Y/7620	11850Y/6640	
			13200Y/7620		13860Y/8000	12870Y/7430		13970Y/8070	12504Y/7240	
			13800Y/7970		14490Y/8370	13460Y/7770		14520Y/8380	13110Y/7570	
	13800				14490	13460	12420	14520	13110	11880

ANEXO 1.2

Tan Dn Coefl antes de la Compensación (valor existente)	Coef D	Tan Dn Coefl después (Compensado)													
		0,90	0,96	0,96	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1	
0,40	0,40	1,587	1,691	1,805	1,932	2,061	2,192	2,324	2,459	2,593	2,727	2,861	2,995	3,129	
0,41	0,41	1,474	1,525	1,576	1,627	1,678	1,729	1,780	1,831	1,882	1,933	1,984	2,035	2,086	
0,42	0,42	1,361	1,402	1,443	1,484	1,525	1,566	1,607	1,648	1,689	1,730	1,771	1,812	1,853	
0,43	0,43	1,248	1,289	1,330	1,371	1,412	1,453	1,494	1,535	1,576	1,617	1,658	1,699	1,740	
0,44	0,44	1,135	1,176	1,217	1,258	1,299	1,340	1,381	1,422	1,463	1,504	1,545	1,586	1,627	
0,45	0,45	1,022	1,063	1,104	1,145	1,186	1,227	1,268	1,309	1,350	1,391	1,432	1,473	1,514	
0,46	0,46	0,909	0,950	0,991	1,032	1,073	1,114	1,155	1,196	1,237	1,278	1,319	1,360	1,401	
0,47	0,47	0,796	0,837	0,878	0,919	0,960	1,001	1,042	1,083	1,124	1,165	1,206	1,247	1,288	
0,48	0,48	0,683	0,724	0,765	0,806	0,847	0,888	0,929	0,970	1,011	1,052	1,093	1,134	1,175	
0,49	0,49	0,570	0,611	0,652	0,693	0,734	0,775	0,816	0,857	0,898	0,939	0,980	1,021	1,062	
0,50	0,50	0,457	0,498	0,539	0,580	0,621	0,662	0,703	0,744	0,785	0,826	0,867	0,908	0,949	
0,51	0,51	0,344	0,385	0,426	0,467	0,508	0,549	0,590	0,631	0,672	0,713	0,754	0,795	0,836	
0,52	0,52	0,231	0,272	0,313	0,354	0,395	0,436	0,477	0,518	0,559	0,600	0,641	0,682	0,723	
0,53	0,53	0,118	0,159	0,200	0,241	0,282	0,323	0,364	0,405	0,446	0,487	0,528	0,569	0,610	
0,54	0,54	0,005	0,046	0,087	0,128	0,169	0,210	0,251	0,292	0,333	0,374	0,415	0,456	0,497	
0,55	0,55	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,56	0,56	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,57	0,57	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,58	0,58	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,59	0,59	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,60	0,60	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,61	0,61	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,62	0,62	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,63	0,63	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,64	0,64	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,65	0,65	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,66	0,66	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,67	0,67	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,68	0,68	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,69	0,69	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,70	0,70	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,71	0,71	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,72	0,72	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,73	0,73	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,74	0,74	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,75	0,75	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,76	0,76	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,77	0,77	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,78	0,78	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,79	0,79	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,80	0,80	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,81	0,81	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,82	0,82	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,83	0,83	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,84	0,84	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,85	0,85	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,86	0,86	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,87	0,87	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,88	0,88	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,89	0,89	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	
0,90	0,90	0,000	0,041	0,082	0,123	0,164	0,205	0,246	0,287	0,328	0,369	0,410	0,451	0,492	

Tabla del Factor K para el dimensionamiento de capacitores

ANEXO 4.2

CONFIGURACIÓN ACTUAL RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

Wavelength (nm)	Type	Ph	NV P/Bm (120 V)	based (100 V)	based (75 V)	V/Disp (75 V)	Acc Disp (75 V)	Thru amp (20 V)	Thru amp (50 V)	initial (50 V)	initial (20 V)	NV MW	NVAP MW	NVA MW	PE (%) MW	Strichlines MW	Strichlines (%)	Spot Height (mm)	Dist from center (mm)
1325	COND	A	13.25	114.23	0.96	0.02	3.98	85	14.96	4.45	588.6	271.1	648	91	0.2	0.4		41	1465
1321		B	13.21	114.87	0.957	0.02	4.28	97	17.2	9.85	690	298.7	742.8	92					
1328		C	13.28	115.48	0.962	0.01	3.76	84	14.81	5.4	584.8	267.4	641	91					
1325	COND	A	13.25	115.18	0.96	0.03	4.01	85	49.24	4.45	588.6	271	647.9	91	0.7	0.1		22	1482
1322		B	13.22	114.82	0.957	0.04	4.32	97	56.61	9.85	580	288.6	742.6	92					
1328		C	13.28	115.45	0.967	0.03	3.8	84	48.75	5.4	584.7	267.7	644.9	91					
1324	COND	A	13.24	115.16	0.96	0.02	4.03	85	14.96	4.45	588.3	270.9	647.7	91	0.2	0.4		41	1529
1322		B	13.22	114.8	0.957	0.02	4.34	97	17.2	9.85	679.2	288.4	742.7	92					
1327		C	13.27	115.43	0.962	0.01	3.81	84	14.81	5.4	584.5	267.2	642.7	91					
1324	COND	A	13.24	115.17	0.959	0.04	4.07	85	14.96	4.45	588.3	270.8	647.6	91	0.5	0.9		101	1629
1322		B	13.22	114.8	0.956	0.05	4.38	97	17.2	9.85	679.9	289.3	742.7	92					
1327		C	13.27	115.39	0.962	0.03	3.84	84	14.81	5.4	584.5	267.2	642.6	91					
1324	COND	A	13.24	115.11	0.959	0.01	4.08	84	14.84	4.62	583.1	269	642.2	91	0.1	0.2		21	1650
1319		B	13.19	114.74	0.956	0.01	4.39	97	17.13	10.04	678.2	289.9	729.5	92					
1327		C	13.27	115.38	0.962	0.01	3.85	83	14.72	5.42	580.4	265.7	638.4	91					
1324	COND	A	13.24	115.1	0.959	0	4.08	1	0.59	23.42	7.5	2.3	7.8	9.6	9.6	0	0	95	1745
1319		B	13.19	114.73	0.956	0	4.39	1	0.56	20.3	4.8	1.4	5	9.6	9.6	0	0		
1327		C	13.27	115.38	0.962	0	3.85	1	0.47	3.17	5.9	1.8	6.1	9.6	9.6	0	0		
1323	COND	A	13.23	115.07	0.959	0.07	4.15	83	14.67	4.89	575.6	266.7	634.4	91	0.9	1.6		125	1825
1319		B	13.19	114.63	0.955	0.08	4.47	96	17.01	10.32	671.3	285.4	737.4	92					
1328		C	13.28	115.32	0.961	0.05	3.9	81	14.58	5.44	574.5	263.9	632.2	91					
1322	COND	A	13.22	114.96	0.958	0.05	4.2	82	14.55	5.07	570.3	264.6	628.6	91	0.6	1.1		125	1951
1317		B	13.17	114.56	0.955	0.06	4.53	96	16.93	10.52	667.7	283.6	729.5	92					
1326		C	13.26	115.27	0.961	0.04	3.84	82	14.49	5.45	570.4	262.3	627.8	91					
1322	PROT	A	13.22	114.96	0.958	0	4.2	0	0.49	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1317		B	13.17	114.56	0.955	0	4.53	0	0.49	0.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1326		C	13.26	115.27	0.961	0	3.84	0	0.48	0.29	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1325	COND	A	13.25	115.22	0.961	0	3.94	82	16.4	5.45	570.3	262	627.6	91					
1322	COND	A	13.22	114.96	0.958	0.02	4.22	82	27.35	5.07	570.1	264.6	628.5	91	0.4	0.3		70	2081
1317		B	13.17	114.53	0.954	0.03	4.56	96	31.64	10.52	667.5	283.4	729.1	92					
1325		C	13.25	115.25	0.96	0.02	3.96	82	17.24	5.45	570.3	262.1	627.6	91					
1321	COND	A	13.21	114.86	0.957	0.06	4.28	82	27.96	5.07	570	264.5	628.3	91	1	1		85	4056
1316		B	13.16	114.44	0.954	0.07	4.63	96	31.64	10.52	667.3	283.2	728.9	92					
1325		C	13.25	115.18	0.96	0.06	4.02	82	27.24	5.45	570.2	262	627.5	91					
1321	COND	A	13.21	114.86	0.957	0	4.28	1	0.36	23.49	4.5	1.3	4.7	9.6	9.6	0	0	111	4177
1316		B	13.16	114.44	0.954	0	4.63	0	0.33	20.29	2.9	0.8	3	9.6	9.6	0	0		
1325		C	13.25	115.18	0.96	0	4.02	0	0.28	3.2	3.5	1.1	3.7	9.6	9.6	0	0		
1321	COND	A	13.21	114.82	0.957	0.03	4.32	82	35.85	5.23	565.1	262.9	623.3	91	0.6	0.4		32	4098
1316		B	13.16	114.39	0.953	0.04	4.67	95	41.87	10.69	664	282	725.3	92					
1324		C	13.24	115.14	0.96	0.03	4.05	82	35.76	5.46	566.4	260.7	623.5	91					
1317	COND	A	13.17	114.54	0.955	0.23	4.55	81	35.55	5.41	559.9	261.3	617.9	91	4.7	2.6		221	4771
1312		B	13.12	114.07	0.951	0.27	4.84	96	41.88	10.89	660.3	280.8	717.2	92					
1321		C	13.21	114.9	0.957	0.21	4.25	81	35.53	5.48	562.3	259.4	619.2	91					
1315	COND	A	13.15	114.33	0.951	0.17	4.72	81	35.55	5.26	558.6	260.7	616.5	91	3.7	1.9		120	4491
1309		B	13.09	113.82	0.948	0.21	5.15	95	41.5	10.6	655.9	268.9	716.7	92					
1319		C	13.19	114.7	0.956	0.16	4.41	81	35.53	5.33	561.2	258.7	617.9	91					
1319	COND	A	13.19	114.7	0.956	0	4.42	2	0.94	0	11.8	3.5	12.3	9.6	0	0	135	4677	
1319	COND	C	13.19	114.69	0.956	0.01	4.42	1	0.47	0	5.9	1.7	6.1	9.6	0	0	340	4892	
1314	COND	A	13.14	114.27	0.952	0.05	4.77	81	35.55	4.87	557.6	260.2	615.3	91	0.9	0.6		51	4342
1308		B	13.08	113.75	0.948	0.06	5.21	96	41.5	11.28	634.6	268	716.1	92					
1318		C	13.18	114.65	0.955	0.05	4.46	79	34.83	6.82	548.5	234.7	604.7	91					
1314	COND	A	13.14	114.27	0.952	0	4.78	3	1.96	11.77	22.4	6.8	23.4	9.6	0	0	88	4630	
1308		B	13.08	113.74	0.948	0.01	5.22	5	2.19	42.65	26.2	10.7	37.7	9.6	0	0			
1318		C	13.18	114.65	0.955	0	4.46	2	1.06	30.88	17.6	5.3	18.4	9.6	0	0			

** Low voltage on phase

Equipment ID	Type	Ph	V Ph Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW	Seet length (m)	Dist from source (m)	
(P33) 10 #40 CTR #4N	COND	B	12.98	112.84	0.94	0	5.97	1	0.39	0	4.8	14	5	96	0	0	108	5322
1 Low voltage on phase																		
(P37) 11 #20 CTR #2N	COND	A	13.05	113.46	0.945	0.03	5.45	71	31.07	6.49	478.8	235.9	531.8	90	0.6	0.3	78	5252
1 Low voltage on phase																		
(P39) 11 #40 CTR #4N	COND	A	13.04	113.41	0.945	0.04	5.49	71	31.07	6.21	478.6	235.8	533.6	90	0.6	0.4	42	5294
1 Low voltage on phase																		
(P53) 14 #40 CTR #4N	COND	A	13.04	113.41	0.945	0.01	5.49	1	0.6	0	7.5	2.2	7.8	96	0	0	227	5524
1 Low voltage on phase																		
(P54) 31 #40 CTR #4N	COND	A	13.03	113.33	0.944	0.07	5.56	70	30.62	7.15	471	237.5	525.7	90	1.4	0.7	80	5374
1 Low voltage on phase																		
(P55) 31 #40 CTR #4N	COND	B	12.95	112.63	0.939	0.09	6.14	83	36.22	9.84	561.3	259	618.2	91				
1 Low voltage on phase																		
(P56) 31 #40 CTR #4N	COND	B	12.95	112.63	0.939	0	6.14	0	0	0	0	0	0	96	0	0	46	5471
1 Low voltage on phase																		
(P57) 31 #40 CTR #4N	COND	B	12.95	112.63	0.939	0	6.14	0	0.23	0	2.9	0.9	3	96	0	0	35	5460
1 Low voltage on phase																		
(P58) 31 #20 CTR #2N	COND	A	13.03	113.26	0.944	0.05	5.61	70	30.62	6.98	470.8	233.3	525.3	90	0.9	0.5	62	5426
1 Low voltage on phase																		
(P59) 31 #40 CTR #4N	COND	A	13.02	113.24	0.944	0.02	5.63	69	30.35	7.39	465.9	231.9	520.4	90	0.4	0.2	25	5461
1 Low voltage on phase																		
(P60) 31 #40 CTR #4N	COND	B	12.94	112.52	0.938	0	6.23	1	0.78	0	9.6	2.9	10.3	96	0	0	62	5522
1 Low voltage on phase																		
(P61) 31 #20 CTR #2N	COND	A	13	113.03	0.942	0.17	5.81	69	30.35	6.83	465.8	231.8	520.3	90	2.9	1.7	203	5664
1 Low voltage on phase																		
(P62) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.91	112.27	0.936	0.21	6.44	80	35.29	8.33	544.9	253.8	601.1	91				
1 Low voltage on phase																		
(P63) 31 #40 CTR #4N	COND	A	13.05	113.47	0.946	0	5.44	1	0.7	3.35	8.6	2.6	9	96	0	0	14	5678
1 Low voltage on phase																		
(P64) 31 #40 CTR #4N	COND	A	13	113.03	0.942	0	5.81	1	0.48	23.41	6	1.8	6.3	96	0	0	67	5745
1 Low voltage on phase																		
(P65) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.99	112.96	0.941	0.06	5.67	68	22.49	7.33	453.9	228.1	508	89	0.8	0.8	99	5762
1 Low voltage on phase																		
(P66) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.99	112.96	0.941	0	5.87	0	0.24	0	3	0.9	3.1	96	0	0	45	5807
1 Low voltage on phase																		
(P67) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.98	112.84	0.94	0.1	5.97	67	22.35	7.72	450.7	227	504.6	89	1.4	1.4	168	5930
1 Low voltage on phase																		
(P68) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.97	112.81	0.94	0.03	5.99	67	22.29	7.79	448.8	226.2	502.6	89	0.4	0.4	45	5975
1 Low voltage on phase																		
(P69) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	2	1.21	10.46	15	4.4	15.6	96	0	0	118	6093
1 Low voltage on phase																		
(P70) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	1	0.6	47.52	7.5	2.1	7.8	96	0	0	78	6171
1 Low voltage on phase																		
(P71) 31 #40 CTR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	1	0.6	47.51	7.5	2.1	7.8	96	0	0	78	6249
1 Low voltage on phase																		

Equipment ID	Type	Ph	kV Ph/Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc. drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power KVAR	Thru Power KVA	PF (%)	Section losses kW	Section losses KVAR	Dist. from Source (m)	Dist. from Source (ft)	
(C14512) (C14512) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	0	0.01	96.97	0	0.1	0.1	0	0	0	290	6493	
		B	12.88	111.98	0.933	0	6.69	0	0.16	20.53	1.9	0.5	2	97					
		C	13.02	113.23	0.944	0	5.64	1	0.47	123.5	5.9	1.7	6.1	96					
Low voltage on phase			ABC																
(C120142) (C14512) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	0	0	95.27	0	0	0	0	0	0	165	6664	
		B	12.88	111.97	0.933	0	6.69	0	0.16	190.5	1.9	0.5	2	96					
		C	13.02	113.23	0.944	0	5.64	0	0	95.25	0	0	0	0					
Low voltage on phase			ABC																
(C14411) (C14411) 1P #4ACGR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	1	0.61	28.38	7.5	2.2	7.8	96	0	0	102	5351	
		H	12.88	111.97	0.933	0	6.69	2	0.98	16.16	12.1	3.5	12.6	96					
		C	13.02	113.23	0.944	0	5.64	2	0.95	12.23	11.8	3.5	12.3	96					
Low voltage on phase			ABC																
(C11249) (R63) 1P #2ACGR #4N	COND	B	12.88	111.97	0.933	0	6.69	1	0.59	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	101	6457	
Low voltage on phase			B																
(C13965) (R63) 1P #4ACGR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	1	0.61	23.38	7.5	2.3	7.8	96	0	0	44	5395	
		B	12.88	111.97	0.933	0	6.69	1	0.39	20.02	4.8	1.4	5	96					
		C	13.02	113.23	0.944	0	5.64	1	0.48	3.36	5.9	1.8	6.1	96					
Low voltage on phase			ABC																
(R64) (R64) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.97	112.8	0.94	0	6	0	0	97.81	0	0	0	0	0	0	227	6578	
		B	12.88	111.97	0.933	0	6.69	0	0	97.83	0	0	0	0					
		C	13.02	113.23	0.944	0	5.64	1	0.47	195.6	5.9	1.7	6.1	96					
Low voltage on phase			ABC																
(C1219) (R64) 1P #4ACGR #4N	COND	C	13.02	113.22	0.944	0	5.65	1	0.48	0	5.9	1.8	6.1	96	0	0	180	6178	
Low voltage on phase			C																
(C1213) (R61) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.96	112.68	0.939	0.11	6.1	56	24.65	0.22	368.5	203.3	420.9	88	1.2	0.7	152	6127	
		B	12.86	111.67	0.932	0.1	6.76	55	24.23	1.46	359.6	198.6	410.8	88					
		C	13.01	113.12	0.943	0.11	5.73	57	24.9	1.24	376	202	426.9	88					
Low voltage on phase			ABC																
(C13132) (C12511) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.9	112.15	0.935	0.44	6.54	56	24.65	0.41	368.1	201	420.4	88	5.1	3.1	636	6763	
		B	12.8	111.34	0.928	0.44	7.22	55	24.23	1.27	359.2	198.4	410.4	88					
		C	12.95	112.58	0.938	0.45	6.18	56	24.76	0.86	373.2	201.1	424	88					
Low voltage on phase			ABC																
(C12513) (C12512) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.95	112.58	0.938	0	6.18	0	0.19	0	2.4	0.7	2.4	96	0	0	395	1968	
Low voltage on phase			C																
(R65) (C12512) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.89	112.07	0.934	0.07	6.61	56	24.47	0.11	363.5	201.2	415.4	87	0.8	0.5	96	6859	
		B	12.8	111.26	0.927	0.07	7.28	55	24.24	0.84	357.6	197.6	408.5	88					
		C	12.94	112.5	0.938	0.07	6.25	56	24.62	0.73	369.2	199.5	419.6	88					
Low voltage on phase			ABC																
(C12514) (R65) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.94	112.46	0.937	0.01	6.26	2	1	0	12.4	3.4	12.8	96	0	0	399	2258	
Low voltage on phase			C																
(C120338) (C12514) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.93	112.46	0.937	0.02	6.28	2	0.9	0	11.2	3.2	11.6	96	0	0	674	2832	
Low voltage on phase			C																
(C120339) (C120339) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.93	112.46	0.937	0	6.28	0	0.19	0	2.4	0.6	2.4	97	0	0	434	8266	
Low voltage on phase			C																
(C12512) (C14511) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.93	112.46	0.937	0	6.29	0	0.09	0	1.2	0.3	1.2	97	0	0	394	8660	
Low voltage on phase			C																
(R65) (R65) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.88	111.97	0.933	0.08	6.69	56	24.47	1.13	363.2	201.1	415.2	87	0.9	0.5	117	6976	
		B	12.78	111.16	0.926	0.08	7.36	55	24.24	0.16	357.3	197.4	408.2	88					
		C	12.93	112.41	0.937	0.08	6.33	54	23.89	1.29	356.5	195.9	406.8	88					
Low voltage on phase			ABC																
(C12113) (C1419) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.84	111.68	0.931	0.24	6.93	56	24.47	1.32	362.9	200.9	414.8	87	2.7	1.6	348	7374	
		H	12.75	110.88	0.924	0.24	7.6	55	24.24	0.26	357	197.3	407.4	88					
		C	12.89	112.13	0.934	0.23	6.56	54	23.75	1.68	353.9	195	404.1	88					
Low voltage on phase			ABC																
(R66) (C12518) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.83	111.57	0.93	0.09	7.02	55	24.29	0.83	359	199.5	410.7	87	1	0.6	125	7449	
		B	12.74	110.76	0.923	0.09	7.69	55	24.24	0.61	356.1	196.8	406.9	88					
		C	12.88	112.03	0.934	0.08	6.65	54	23.75	1.43	353	194.6	403.1	88					
Low voltage on phase			ABC																
(C15011) (R66) 1P #2ACGR #4N	COND	C	12.88	112.02	0.934	0	6.65	0	0.19	0	2.4	0.7	2.4	96	0	0	296	2745	
Low voltage on phase			C																
(C12519) (R66) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.83	111.57	0.93	0	7.02	0	0.24	0	3	0.9	3.1	96	0	0	188	2637	
Low voltage on phase			A																
(R67) (R66) 1P #2ACGR #4N	COND	A	12.82	111.5	0.929	0.06	7.08	55	18.27	0.52	355.7	198.5	407.3	87	0.6	0.5	118	7567	
		B	12.73	110.7	0.923	0.06	7.75	55	18.36	1.06	355.8	196.6	406.5	88					
		C	12.88	111.96	0.933	0.06	6.7	54	17.88	1.58	350.4	193.8	400.4	88					
Low voltage on phase			ABC																

Line ID	Type	Ph	V based (120 V)	base (PH)	V Drop (%)	Acc. drop (%)	Thru amps	loading (%)	Initial (%)	Thru Power kW	Thru Power KVAR	Thru Power kVA	Thru PF (%)	Section losses kW	Section losses KVAR	Line length (m)	Dist. from source (m)	
001	COND	A	12.82	111.5	0.929	0	7.08	1	0.46	33.25	7.5	2.3	7.8	96	0	0	44	7611
		B	12.73	110.7	0.923	0	7.75	3	1.26	81	20.3	5.7	21	96				
		C	12.88	111.96	0.933	0	6.7	1	0.36	47.75	5.9	1.8	6.1	96				
Low voltage on phase			ABC															
002	COND	A	12.82	111.5	0.929	0	7.08	1	0.46	23.41	7.5	2.3	7.8	96	0	0	139	710
		B	12.73	110.7	0.923	0	7.75	1	0.3	20.03	4.8	1.4	5	96				
		C	12.88	111.96	0.933	0	6.7	1	0.36	3.38	5.9	1.8	6.1	96				
Low voltage on phase			ABC															
003	COND	B	12.73	110.68	0.922	0.02	7.77	2	1.27	0	15.4	4.3	16	96	0	0	422	8038
Low voltage on phase			B															
004	COND	B	12.73	110.67	0.922	0.01	7.77	1	0.56	0	6.8	1.9	7	96	0	0	104	8142
Low voltage on phase			B															
005	COND	B	12.73	110.67	0.922	0	7.77	0	0.16	0	1.9	0.5	2	97	0	0	196	8538
Low voltage on phase			B															
006	COND	B	12.73	110.67	0.922	0	7.78	0	0.16	0	1.9	0.6	2	96	0	0	138	8676
Low voltage on phase			B															
007	COND	B	12.73	110.67	0.922	0.01	7.77	1	0.31	0	1.9	1	4	97	0	0	485	8523
Low voltage on phase			B															
008	COND	B	12.73	110.67	0.922	0	7.78	0	0.16	0	1.9	0.5	2	97	0	0	524	9047
Low voltage on phase			B															
009	COND	A	12.81	111.39	0.928	0.1	7.18	54	17.92	1.5	348	196.1	399.4	87	0.3	0.4	213	7168
		B	12.72	110.59	0.927	0.09	7.84	52	17.44	1.25	335.1	188.8	385.6	87				
		C	12.86	111.04	0.932	0.1	6.8	53	17.62	0.25	344.1	191.9	394.2	87				
Low voltage on phase			ABC															
010	COND	A	12.79	111.21	0.927	0.15	7.33	51	17.72	0.72	343.2	194.4	394.4	87	1.4	1.4	317	8095
		B	12.7	110.41	0.926	0.15	7.89	52	17.44	0.87	335.1	190.5	385.4	87				
		C	12.84	111.66	0.93	0.15	6.95	53	17.62	0.14	344	191.6	393.8	87				
Low voltage on phase			ABC															
011	COND	A	12.77	111.05	0.925	0.13	7.46	53	17.72	0.98	342.7	194	393.8	87	1.3	1.2	275	8364
		B	12.68	110.76	0.919	0.12	8.12	52	17.31	1.37	331.7	189.3	381.9	87				
		C	13.02	111.5	0.929	0.13	7.08	53	17.62	0.4	343.5	191.2	392.2	87				
Low voltage on phase			ABC															
012	COND	C	12.82	111.5	0.929	0	7.09	2	1.3	0	15.9	4.6	16.5	96	0	0	27	8191
Low voltage on phase			C															
013	COND	C	12.82	111.46	0.929	0.03	7.12	2	1.3	0	15.8	4.6	16.5	96	0	0	681	9072
Low voltage on phase			C															
014	COND	C	12.82	111.45	0.929	0.01	7.13	1	0.58	0	7.1	2	7.3	96	0	0	348	9420
Low voltage on phase			C															
015	PROT	C	12.82	111.45	0.929	0	7.13	1	19.87	0	7.1	2	7.4	96	0	0	0	9420
Low voltage on phase			C															
016	COND	C	12.82	111.45	0.929	0	7.13	0	0.29	0	3.5	1.1	3.7	96	0	0	121	9541
Low voltage on phase			C															
017	COND	C	12.82	111.45	0.929	0	7.13	0	0.29	0	3.5	1	3.7	96	0	0	105	9525
Low voltage on phase			C															
018	COND	C	12.82	111.45	0.929	0	7.13	0	0.19	0	2.4	0.7	2.5	96	0	0	108	9633
Low voltage on phase			C															
019	COND	C	12.82	111.45	0.929	0	7.13	0	0.1	0	1.2	0.3	1.2	97	0	0	287	9736
Low voltage on phase			C															
020	COND	A	12.77	111.01	0.926	0.03	7.49	53	17.72	2.38	342.3	193.7	393.3	87	0.3	0.3	64	8478
		B	12.68	110.72	0.919	0.03	8.15	52	17.31	0	331.3	189	381.4	87				
		C	12.82	111.45	0.929	0.03	7.13	51	16.9	2.38	327.2	186.3	376.5	87				
Low voltage on phase			ABC															
021	COND	A	12.77	111	0.925	0.01	7.5	0	0.24	0	3	0.6	3.1	97	0	0	468	9096
Low voltage on phase			A															
022	COND	A	12.71	110.7	0.923	0.25	7.25	53	17.59	2.13	339.2	192.8	390.2	87	2.3	2.2	523	8953
		B	12.64	109.93	0.916	0.24	8.39	52	17.18	0.26	328.3	188	378.3	87				
		C	12.79	111.18	0.926	0.24	7.35	51	16.9	1.87	327.1	186.3	376.4	87				
Low voltage on phase			ABC															
023	COND	A	12.7	110.4	0.92	0.26	8	53	17.59	2.22	338.4	192.7	389.2	87	2.3	2.2	531	9484
		B	12.61	109.64	0.914	0.24	8.63	52	17.13	0.43	326.6	187.1	376.4	87				
		C	12.75	110.88	0.924	0.24	7.6	51	16.9	1.78	326.4	185.7	375.5	87				
Low voltage on phase			ABC															
024	COND	A	12.87	110.2	0.918	0.16	8.17	51	17.07	0.21	326.4	188.1	376.7	87	1.5	1.4	354	9838
		B	12.59	109.44	0.912	0.17	8.8	52	17.14	0.58	325.9	186.5	375.5	87				
		C	12.73	110.69	0.922	0.16	7.86	51	16.9	0.79	325.6	185.1	374.6	87				
Low voltage on phase			ABC															

Equipment ID	Type	Ph	kV	based	based	V Drop	Acc drop	Thru	loading	unbal	Thru Power	Thru Power	Section losses	Line l	Dist. from			
(179)			Ph Pfc	(120 V)	(P.U)	(%)	(%)	amps	(%)	(%)	kW	kVAR	kVA	PF (%)	length (m)	source (m)		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.72	0.939	0	6.06	3	0.96	69.86	21	5.6	21.7	97	0	0	81	2314
		B	12.84	111.64	0.93	0.02	6.96	19	6.4	100.3	137	49.7	142.7	96				
		C	13.02	113.25	0.944	0	5.62	7	2.22	30.44	49.3	14.1	50.1	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.72	0.939	0	6.07	3	0.48	52.71	10.5	3.1	10.9	96	0	0	167	232
		B	12.84	111.64	0.93	0	6.96	0	0.09	72.02	1.9	0.5	2	97				
		C	13.02	113.25	0.944	0	5.63	1	0.38	19.31	8.2	2.4	8.6	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	C	13.02	113.25	0.944	0	5.63	1	0.36	0	5.9	1.8	6.1	96	0	0	123	2600
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.72	0.939	0	6.07	1	0.35	192.9	7.5	2.2	7.6	96	0	0	235	2712
		B	12.84	111.65	0.93	0	6.96	0	0	96.46	0	0.1	0.1	0				
		C	13.02	113.25	0.944	0	5.63	0	0	96.41	0	0.1	0.1	0				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.71	0.939	0	6.07	1	0.35	196.6	7.5	2.2	7.8	96	0	0	205	2912
		B	12.84	111.65	0.93	0	6.96	0	0	98.33	0	0	0	0				
		C	13.02	113.25	0.944	0	5.63	0	0	98.31	0	0	0	0				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.71	0.939	0.01	6.08	1	0.84	83.36	10.5	2.5	10.8	97	0.2	0.1	288	2602
		B	12.82	111.5	0.929	0.12	7.08	19	11.04	119.3	135	39.7	140.7	96				
		C	13.02	113.24	0.944	0.01	5.63	6	1.23	35.92	40	11.7	41.7	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.71	0.939	0	6.08	0	0.18	0	3	0.9	3.1	96	0	0	79	2601
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.96	112.67	0.939	0.03	6.14	1	102.55	87.97	7.5	1.7	7.7	98	0.6	0.2	669	8233
		B	12.77	111.03	0.925	0.4	7.48	19	1898.82	122.8	134.9	39.7	140.6	96				
		C	13.02	113.19	0.943	0.04	5.67	6	554.99	34.87	40	11.8	41.7	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.65	0.939	0.02	6.13	1	102.94	87.77	7.5	1.8	7.7	97	0.3	0.1	358	8660
		B	12.74	110.74	0.923	0.24	7.71	19	1899.29	125.7	134.3	39.6	140	96				
		C	13.01	113.17	0.943	0.02	5.7	5	522.74	37.89	32.7	11.2	39.3	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.13	1	0.59	87.58	7.5	1.9	7.7	97	0	0	50	8718
		B	12.73	110.72	0.923	0.02	7.73	19	10.85	128.6	134	39.6	139.7	96				
		C	13.01	113.16	0.943	0	5.7	5	2.8	41	15.3	10.5	36.8	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.13	1	103.5	199.9	7.5	2	7.7	97	0	0	11	8729
		B	12.71	110.72	0.923	0	7.73	0	0.03	99.93	0	0	0	0				
		C	13.01	113.16	0.943	0	5.7	0	0.03	99.92	0	0	0	0				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.13	1	0.45	0	7.5	2	7.7	97	0	0	285	9014
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.13	0	0.18	0	3	0.7	3.1	98	0	0	85	9102
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.63	0.939	0	6.14	0	0.18	0	3	0.7	3.1	97	0	0	717	9839
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.63	0.939	0	6.14	0	0.18	0	3	0.8	3.1	96	0	0	442	10251
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	B	12.73	110.71	0.923	0.01	7.74	0	26.9	0	1.9	0.4	2	98	0	0	717	9420
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	B	12.73	110.71	0.923	0	7.74	0	27.32	0	1.9	0.6	2	96	0	0	120	9540
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.13	0	0.01	99.85	0	0.1	0.1	0	0.1	0.1	224	8942
		B	12.72	110.61	0.922	0.09	7.83	19	10.89	137.6	132	39.1	137.7	96				
		C	13.01	113.16	0.943	0	5.7	5	2.85	37.78	35.3	10.5	36.8	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	A	12.95	112.64	0.939	0	6.14	0	0	99.93	0	0	0	0	0.1	0.1	215	9152
		B	12.71	110.5	0.921	0.09	7.91	19	10.89	137.7	131.9	39.1	137.5	96				
		C	13.01	113.16	0.943	0	5.7	5	2.85	37.75	35.3	10.6	36.9	96				
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	D	12.71	110.5	0.921	0.01	7.92	6	2.71	0	43.4	12.9	45.3	96	0	0	56	9213
** Low voltage on phase																		
11140AC GP #2N	COND	B	12.71	110.5	0.921	0	7.92	1	0.45	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	84	9297
** Low voltage on phase																		

Section ID	Equipment ID	Type	Ph	kV	based	based	V Drop	Acc drop	Thru	loading	unbal	Thru Power	Thru Power	Section losses	Sect	length(m)	Dist from		
				Ph Ph	(120 V)	(P.U.)	(%)	(%)	amp	(%)	(%)	kW	kVAR	kVA	PF (%)	kW	kVAR	source(m)	
~101	(1100)	COND	B	12.69	110.35	0.92	0	8.04	2	1.28	0	15.4	4.6	16.1	96	0	0	92	9875
			** Low voltage on phase																
~102	(1101)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0	8.05	1	0.8	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	44	9919
			** Low voltage on phase																
~1023	(11023)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0	8.05	1	0.4	0	4.8	1.4	5	96	0	0	77	9996
			** Low voltage on phase																
~102	(1101)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0	8.05	1	0.48	0	5.8	1.7	6	96	0	0	70	9945
			** Low voltage on phase																
~102	(1102)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0	8.05	1	0.48	0	5.8	1.7	6	96	0	0	50	9995
			** Low voltage on phase																
~1021	(11021)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0	8.05	0	0.24	0	2.9	0.8	3	96	0	0	105	10100
			** Low voltage on phase																
~1046	(104)	COND	B	12.69	110.35	0.92	0.01	8.04	5	3.03	0	36.7	10.9	38.2	96	0	0	91	9718
			** Low voltage on phase																
~105	(105)	COND	B	12.69	110.35	0.92	0	8.04	5	2.64	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	28	9746
			** Low voltage on phase																
~104	(1103)	COND	B	12.69	110.35	0.92	0	8.04	5	2.64	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	15	9761
			** Low voltage on phase																
~105	(1104)	COND	B	12.69	110.34	0.92	0.01	8.05	5	2.64	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	65	9876
			** Low voltage on phase																
~105	(1105)	COND	B	12.69	110.34	0.919	0	8.05	1	0.84	0	10.1	3	10.6	96	0	0	8	9834
			** Low voltage on phase																
~106	(1106)	COND	B	12.69	110.34	0.919	0	8.05	0	0.24	0	2.9	0.9	3	96	0	0	12	9866
			** Low voltage on phase																
~106	(1106)	COND	B	12.69	110.34	0.919	0	8.05	0	0.24	0	2.9	0.9	3	96	0	0	55	9921
			** Low voltage on phase																
~107	(1107)	COND	B	12.69	110.34	0.919	0	8.05	3	1.8	0	21.7	6.5	22.6	96	0	0	25	9851
			** Low voltage on phase																
~108	(1107)	COND	B	12.69	110.33	0.919	0	8.06	3	1.8	0	21.7	6.5	22.6	96	0	0	59	9909
			** Low voltage on phase																
~1085	(1108)	COND	B	12.69	110.33	0.919	0	8.06	1	0.6	0	7.2	2.2	7.6	96	0	0	12	9921
			** Low voltage on phase																
~109	(1108)	COND	B	12.69	110.33	0.919	0	8.06	2	1.2	0	14.5	4.3	15.1	96	0	0	70	9979
			** Low voltage on phase																
~1084	(1109)	COND	B	12.69	110.33	0.919	0	8.06	1	0.8	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	15	9994
			** Low voltage on phase																
~1083	(1103)	COND	B	12.69	110.33	0.919	0	8.06	1	0.4	0	4.8	1.4	5	96	0	0	70	10049
			** Low voltage on phase																
~121	(1128)	COND	A	13.22	114.94	0.958	0	4.22	0	0	0.03	0	0	0	0	0	0	16	3897
			B			13.17	114.53	0.954	0	4.56	0	0	0.33	0	0	0	0	0	0
			C			13.25	115.25	0.96	0	3.96	0	0	0.3	0	0	0	0	0	0
~15205	(111)	COND	A	13.28	115.46	0.962	0	3.79	1	0.59	23.46	7.5	2.3	7.8	96	0	0	44	3019
			B			13.24	115.14	0.96	0	4.05	1	0.38	20.34	4.8	1.4	5	96	0	0
			C			13.3	115.69	0.964	0	3.59	1	0.47	3.12	5.9	1.8	6.1	96	0	0
~11904	(112)	COND	A	13.28	115.46	0.962	0	3.79	1	0.59	23.46	7.5	2.3	7.8	96	0	0	18	2993
			B			13.24	115.14	0.96	0	4.05	1	0.38	20.33	4.8	1.4	5	96	0	0
			C			13.3	115.69	0.964	0	3.59	1	0.47	3.12	5.9	1.8	6.2	96	0	0
~111	(1123)	COND	A	13.33	115.94	0.966	0	3.38	89	15.78	0.02	660	192.5	687.5	96	0	0	0	2054
			B			13.3	115.69	0.964	0	3.59	90	15.81	0.19	660	192.5	687.5	96	0	0
			C			13.35	116.11	0.968	0	3.24	89	15.76	0.17	660	192.5	687.5	96	0	0
~10_2	(INTER4)	COND	A	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96	0	0	0	0
			B			13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96	0	0
			C			13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96	0	0
~10_1	(INTER4)	COND	A	13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	-915.4	915.4	0	0	0	0	0
			B			13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	-915.4	915.4	0	0	0
			C			13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	915.4	915.4	0	0	0
			CAP			915.43 kVAR (adjusted)	900.00 kVAR (rated) at 7.90 kV (LG)												
			B			915.43 kVAR (adjusted)	Switch Control type	MANUAL											
			C			915.43 kVAR (adjusted)													

**REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA
SIMULADO PARA DEMANDA MÁXIMA**

Consideraciones:

- * La simulación se realizó desde la S/E Oriente, a través de la Interconexión Oriente-Ligua
- * Se consideraron las cargas concentradas de los siguientes alimentadores:
Universidad Olímpica y Totoras además del banco de capacitores de 2,7 MVAR de los S/E Oriente
Circuito Catiglata de la S/E Ligua-Península
- * Conectado el Proyecto Quillán-Alemania y operando a plena carga

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDISTW

FEEDER	INTER	
DATE	2004/7/14	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	0.0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	0.0 %(kW)	0.0 %(kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.2 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL CAPACITOR		2746.3 kVAR (Adjusted)
TOTAL SHUNT REACTOR		0.0 kVAR (Adjusted)
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.7 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES		18.97 kVAR
TOTAL LOSSES	220.11 kW	264.58 kVAR
	344.16 kVA	63.95 PF(%)

TOTAL POWER FROM SUBSTATION	10589.0 kW	732.1 kVAR
	10614.2 kVA	99.8 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

--> Phase A	Section = MB1	Voltage = 0.894 (p.u.)
--> Phase B	Section = MB1	Voltage = 0.887 (p.u.)
--> Phase C	Section = MB1	Voltage = 0.898 (p.u.)

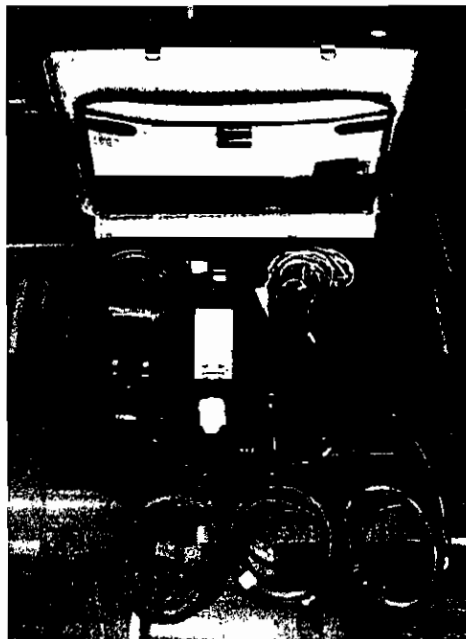
ANEXO 4.3

**REGISTRADOR DE DEMANDA UTILIZADO Y
CURVAS DE DEMANDA MÁXIMA Y MÍNIMA DEL
ALIMENTADOR SAN MIGUELITO**



Fotografía 4.1

Instalación del registrador de demanda en el alimentador San Miguelito.



Fotografía 4.2

Registrador de Demanda Circutor Modelo AR5

GRAFICO DE CORRIENTES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO
CORRESPONDIENTES AL DIA DE MAYOR DEMANDA DEL MES DE MAYO DEL 2004.

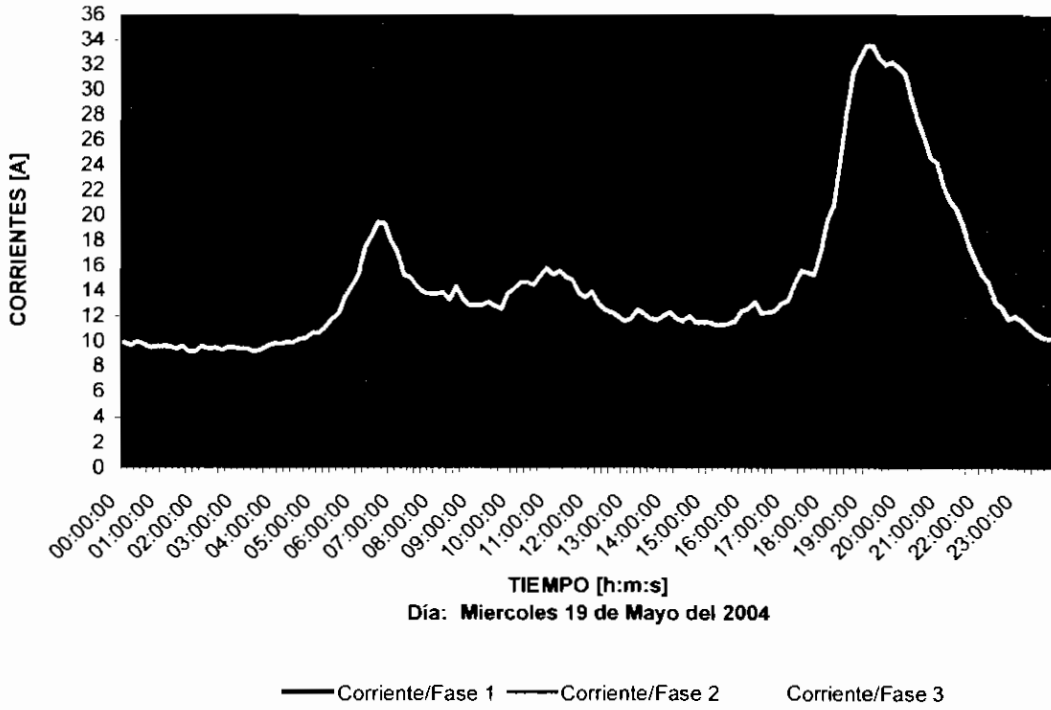
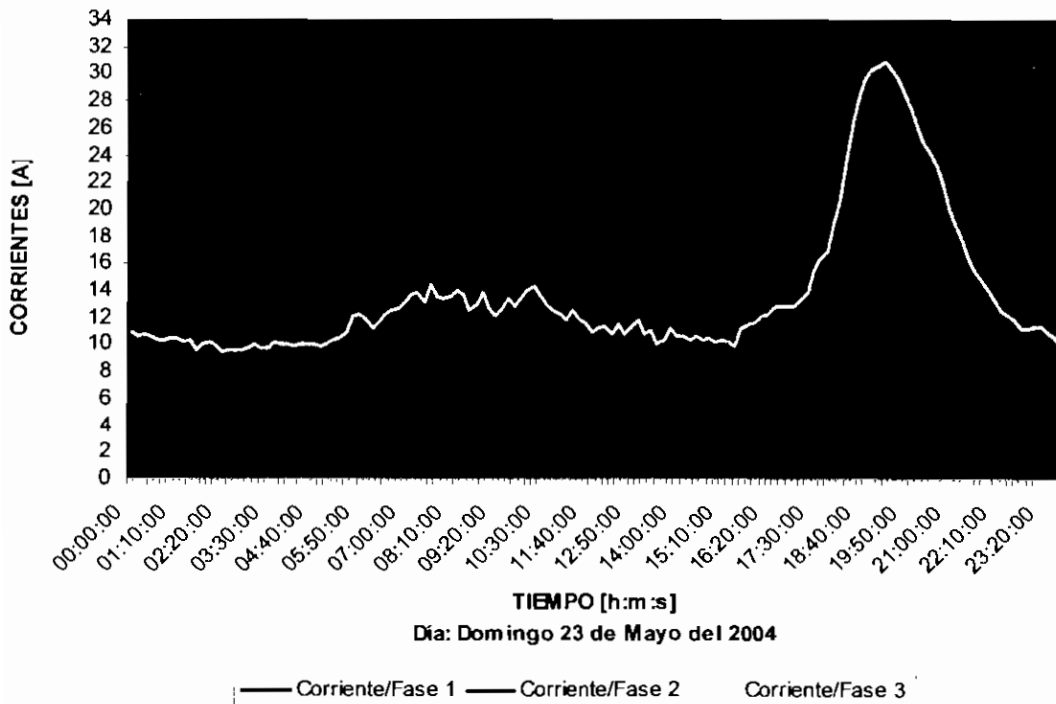


GRAFICO DE CORRIENTES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO CORRESPONDIENTES
AL DIA DE MENOR DEMANDA DEL MES DE MAYO DEL 2004.



ANEXO 4.4

CONFIGURACIÓN ACTUAL RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

ID Sección ID Equipo	Tipo	kV L L	base (120 V)	base (120 V)	dV (%)	dV acum (%)	Thru amps	desbal (%)	Potencia trás kW	Potencia trás kVAR	Potencia trás kVA	Carga sección Conc kW - kVAR	Carga sección Dist kW kVAR	Pérdidas secc kW - kVAR	Secc longit(m)	Dist del fuente(m)		
-->CT3128 1P_#4ACSR_#4N	(M35) COND A	13.55	117.78	0.982	0.00	1.85	0	0.00	3.3	1.0	3.5	98 3.3	1.0	0.0	0.0	31	5952	
-->CT3171 1P_#2ACSR_#2N	(M93) COND C	13.42	116.73	0.973	0.00	2.73	1	0.00	8.7	1.5	8.9	98 4.5	1.2	0.0	0.0	361	9985	
-->CT3210 1P_#4ACSR_#4N	(CT3211) COND C	13.20	114.82	0.957	0.01	4.31	1	0.00	4.5	1.1	4.6	97 4.5	1.2	0.0	0.0	486	8709	
-->CT3211 1P_#4ACSR_#4N	(M78) COND C	13.21	114.83	0.957	0.00	4.31	1	0.00	8.9	2.3	9.2	97 4.5	1.2	0.0	0.0	46	8223	
-->CT3275 S&C_POSIT-5 1P_#4ACSR_#4N	(M13) PROT C COND C	13.47 13.47	117.12 117.10	0.978 0.976	0.00 0.02	2.40 2.42	5 5	0.00 0.00	35.8 35.8	9.4 9.4	37.0 37.0	97 0.0 97 4.5	0.0 1.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0 193	3930 4123	
-->CT3349 1P_#4ACSR_#4N	(M47) COND C	13.43	116.78	0.973	0.00	2.70	1	0.00	8.7	1.8	8.9	97 6.7	1.8	0.0	0.0	32	5367	
-->CT3350 1P_#4ACSR_#4N	(CT20398) COND C	13.43	116.75	0.973	0.00	2.71	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.6	0.0	0.0	248	5955	
-->CT3970 3P_2/0ACSR_#2N	(M90) COND A B C	13.54 13.44 13.42	117.70 116.83 116.74	0.981 0.974 0.973	-0.00 0.00 0.00	1.92 2.84 2.72	0 0 3	61.23 99.17 160.40	3.3 -0.0 22.4	0.0 -0.1 5.2	3.4 0.1 23.0	98 3.3 0 0.0 97 0.0	1.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	38	9473	
-->CT441 1P_#2ACSR_#4N	(CT4599) COND B	13.43	116.79	0.973	0.00	2.87	1	0.00	5.1	1.1	5.2	98 5.1	1.2	0.0	0.0	387	10556	
-->CT4526 1P_#4ACSR_#4N	(M28) COND A	13.73	119.38	0.985	0.00	0.51	0	0.00	2.2	0.7	2.3	98 2.2	0.7	0.0	0.0	20	3295	
-->CT4527 1P_#2ACSR_#2N	(CT4529) COND A	13.73	119.39	0.995	0.01	0.51	2	0.00	12.2	3.3	12.6	97 5.5	1.7	0.0	0.0	374	2763	
-->CT4528 1P_#4ACSR_#4N	(M29) COND A	13.73	119.39	0.995	0.00	0.51	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.7	0.0	0.0	364	3289	
-->CT4529 1P_#2ACSR_#2N	(CT5628) COND A	13.73	119.40	0.995	0.00	0.50	2	0.00	14.4	3.9	14.9	96 2.2	0.7	0.0	0.0	165	2389	
-->CT4530 1P_#2ACSR_#4N	(M4) COND A	13.74	119.44	0.995	0.02	0.47	3	0.00	22.1	5.9	22.9	97 1.1	0.3	0.0	0.0	477	1516	
-->CT4541 1P_#4ACSR_#4N	(CT1957) COND A	13.67	118.87	0.991	0.00	0.94	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.7	0.0	0.0	344	2606	
-->CT4542 S&C_POSIT 3 1P_#4ACSR_#4N	(M9) PROT B COND B	13.60 13.60	118.29 118.28	0.986 0.986	0.00 0.01	1.43 1.43	1 1	0.00 0.00	5.1 5.1	1.1 1.1	5.2 5.2	98 0.0 98 5.1	0.0 1.2	0.0 0.0	0.0 0.0	0 428	2491 2917	
-->CT4543 1P_#2ACSR_#2N	(CT1959) COND A	13.63	118.58	0.988	0.00	1.20	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.7	0.0	0.0	468	3379	
-->CT4549 3P_2/0ACSR_#2N	(M59) COND A B C	13.61 13.53 13.51	118.34 117.68 117.48	0.986 0.981 0.979	0.08 0.12 0.13	1.39 1.94 2.10	58 86 77	13.12 2.24 15.37	408.6 483.8 552.2	208.0 218.8 246.5	458.5 513.2 604.7	89 0.0 90 0.0 91 11.2	0.0 0.0 3.0	0.0 0.0 0.0	1.3 0.0 0.0	1.6 0.0 0.0	226	3424
-->CT4550 3P_2/0ACSR_2/0N	(M13) COND A B C	13.58 13.49 13.48	118.07 117.31 117.07	0.984 0.978 0.976	0.03 0.04 0.04	1.81 2.24 2.44	58 83 71	9.16 1.86 11.03	407.7 441.7 503.5	207.1 214.1 231.8	457.3 490.9 554.3	89 0.0 90 0.0 91 8.7	0.0 0.0 1.8	0.0 0.0 0.0	0.4 0.0 0.0	0.5 0.0 0.0	79	4009
-->CT4551 3P_#2ACSR_#2N	(M18) COND A B C	13.55 13.46 13.43	117.85 117.03 116.77	0.982 0.975 0.973	0.04 0.05 0.05	1.79 2.48 2.89	51 53 60	7.00 2.49 9.49	348.4 363.9 414.2	191.6 197.6 209.0	397.6 414.1 483.9	88 0.0 88 12.6 88 0.0	0.0 3.0 0.0	0.0 0.0 0.0	0.5 0.0 0.0	0.3 0.0 0.0	88	4443
-->CT4552 3P_#2ACSR_#2N	(M19) COND A B C	13.54 13.45 13.42	117.77 116.94 116.87	0.981 0.974 0.972	0.00 0.00 0.00	1.86 2.55 2.78	0 1 1	52.56 8.91 43.65	2.2 5.1 8.7	0.6 1.2 1.7	2.3 5.3 8.9	96 2.2 98 5.1 97 4.5	0.7 1.2 1.2	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	78	4637
-->CT4553 1P_#4ACSR_#4N	(M85) COND C	13.42	116.86	0.972	0.00	2.78	0	0.00	2.2	0.8	2.3	97 2.2	0.6	0.0	0.0	221	5162	
-->CT4555 1P_#4ACSR_#4N	(M24) COND B	13.51	117.51	0.979	0.01	2.08	2	0.00	15.4	3.4	15.7	98 5.1	1.2	0.0	0.0	145	4352	
-->CT4556 1P_#4ACSR_#4N	(CT4555) COND B	13.51	117.50	0.979	0.01	2.08	1	0.00	10.3	2.2	10.5	98 7.7	1.8	0.0	0.0	343	4895	
-->CT4557 1P_#4ACSR_#4N	(M25) COND B	13.51	117.50	0.979	0.00	2.09	0	0.00	2.6	0.5	2.6	98 2.6	0.6	0.0	0.0	248	5047	
-->CT4559 1P_#4ACSR_#4N	(M23) COND C	13.46	117.05	0.975	0.03	2.48	4	0.00	31.3	8.3	32.4	97 4.5	1.2	0.0	0.0	320	4649	
-->CT4560 1P_#4ACSR_#4N	(M64) COND C	13.45	116.98	0.975	0.00	2.51	1	0.00	11.2	3.0	11.8	97 11.2	3.0	0.0	0.0	54	5441	
-->CT4561 1P_#4ACSR_#4N	(M64) COND C	13.45	116.99	0.975	0.00	2.51	1	0.00	4.5	1.2	4.6	97 4.5	1.2	0.0	0.0	215	5601	
-->CT4563 1P_#4ACSR_#4N	(M49) COND C	13.43	116.78	0.973	0.00	2.70	2	0.00	13.4	3.5	13.9	97 4.5	1.2	0.0	0.0	66	5507	
-->CT4565 1P_#4ACSR_#4N	(M48) COND C	13.43	116.80	0.973	0.00	2.67	3	0.00	24.6	6.5	25.4	97 4.5	1.2	0.0	0.0	41	4847	
-->CT4566 3P_#2ACSR_#2N	(M18) COND A B C	13.53 13.44 13.40	117.88 116.84 116.56	0.981 0.974 0.971	0.07 0.08 0.09	1.94 2.63 2.67	51 51 59	5.55 4.86 10.20	345.8 345.5 408.9	190.8 193.3 207.0	395.0 395.9 456.5	88 0.0 87 0.0 88 4.5	0.0 0.0 1.2	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	124	4682	
-->CT4567 1P_#4ACSR_#4N	(M20) COND C	13.40	116.52	0.971	0.00	2.90	3	0.00	22.4	6.0	23.1	97 11.2	3.0	0.0	0.0	44	4759	

ID Sección ID Equipo	Tipo		kV L-L	base (120 V)	base (120 V)	dV (%)	dV acum (%)	Thru amps	desbal (%)	Potencia tráns kW	Potencia tráns kVAR	Carga sección Conc kW - kVAR	Carga sección Dist kW kVAR	Pérdidas secc kW - kVAR	Secc longit(m)	Dist del fuente(m)
-->CT4568 3P_#2ACSR_#2N	(M20)	COND A	13.50	117.42	0.978	0.20	2.15	51	3.44	345.5	190.6	394.6	88 0.0	0.0 0.0	2.3 1.4	328 5044
		B	13.40	116.56	0.971	0.21	2.87	51	2.53	345.1	183.2	395.5	87 0.0	0.0 0.0		
		C	13.37	116.25	0.969	0.23	3.13	55	5.96	379.6	199.5	428.9	89 4.5	1.2 0.0		
-->CT4569 3P_#2ACSR_#2N	(M06)	COND A	13.46	117.03	0.975	0.10	2.48	51	3.07	344.1	188.9	393.0	88 0.0	0.0 0.0	1.2 0.7	171 5580
		B	13.36	116.15	0.968	0.11	3.21	51	2.16	343.5	192.4	393.8	87 0.0	0.0 0.0		
		C	13.32	115.80	0.965	0.12	3.50	55	5.24	373.4	197.3	422.3	88 0.0	0.0 0.0		
-->CT4571 1P_#4ACSR_#4N	(M81)	COND B	13.46	117.01	0.975	0.00	2.49	1	0.00	5.1	1.2	5.3	98 5.1	1.2 0.0	0.0 0.0	111 5657
-->CT4572 1P_#2ACSR_#4N	(M78)	COND C	13.27	115.41	0.962	0.00	3.82	1	0.00	4.5	1.2	4.6	97 4.5	1.2 0.0	0.0 0.0	230 6887
-->CT4573 1P_#4ACSR_#4N	(M79)	COND C	13.27	115.40	0.962	0.01	3.84	1	0.00	6.7	1.7	6.9	97 2.2	0.6 0.0	0.0 0.0	599 7524
-->CT4574 1P_#4ACSR_#4N	(CT4573)	COND C	13.27	115.39	0.962	0.00	3.84	1	0.00	4.5	1.2	4.6	97 4.5	1.2 0.0	0.0 0.0	274 7799
-->CT4575 1P_#4ACSR_#4N	(M83)	COND A	13.54	117.77	0.981	0.00	1.88	0	0.00	2.2	0.6	2.3	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	196 8476
-->CT4576 3P_#2ACSR_#2N	(M36)	COND A	13.54	117.76	0.981	0.01	1.88	6	8.43	45.4	11.3	46.6	97 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	202 6244
		B	13.45	116.97	0.975	0.01	2.52	7	22.08	51.3	10.2	52.3	98 0.0	0.0 0.0		
		C	13.43	116.76	0.973	0.00	2.66	4	30.51	28.1	6.3	29.7	98 4.5	1.2 0.0		
-->CT4576 1P_#4ACSR_#4N	(M37)	COND A	13.54	117.74	0.981	0.01	1.88	1	0.00	7.7	2.1	8.0	97 3.3	1.0 0.0	0.0 0.0	474 6815
-->CT4579 1P_#4ACSR_#4N	(CT4576)	COND A	13.54	117.74	0.981	0.00	1.88	1	0.00	4.4	1.2	4.6	97 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	382 7198
-->CT4580 1P_#4ACSR_#4N	(M45)	COND A	13.54	117.74	0.981	0.00	1.89	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	363 7637
-->CT4581 1P_#4ACSR_#4N	(M43)	COND A	13.54	117.72	0.981	0.01	1.90	1	0.00	7.7	2.1	8.0	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	236 7237
-->CT4582 1P_#4ACSR_#4N	(M44)	COND A	13.54	117.72	0.981	0.00	1.90	0	0.00	3.3	1.0	3.5	96 3.3	1.0 0.0	0.0 0.0	199 7532
-->CT4583 1P_#4ACSR_#4N	(M44)	COND A	13.54	117.72	0.981	0.00	1.90	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	400 7732
-->CT4584 1P_#4ACSR_#4N	(M41)	COND A	13.54	117.70	0.981	0.00	1.92	0	0.00	3.3	1.0	3.5	96 3.3	1.0 0.0	0.0 0.0	230 6116
-->CT4585 1P_#2ACSR_#2N	(CT1730)	COND A	13.53	117.69	0.981	0.01	1.93	2	0.00	16.6	4.5	17.2	96 5.5	1.7 0.0	0.0 0.0	264 7878
-->CT4588 1P_#2ACSR_#2N	(M106)	COND A	13.53	117.67	0.981	0.00	1.94	1	0.00	7.7	2.2	8.0	96 3.3	1.0 0.0	0.0 0.0	301 8786
-->CT4587 1P_#4ACSR_#4N	(CT4586)	COND A	13.53	117.66	0.980	0.00	1.95	0	0.00	2.2	0.6	2.3	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	116 9309
-->CT4588 1P_#4ACSR_#4N	(CT4586)	COND A	13.53	117.66	0.980	0.01	1.95	1	0.00	4.4	1.2	4.6	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	408 9192
-->CT4589 S&C_POSIT-3 1P_#4ACSR_#4N	(M106)	PROT A	13.53	117.67	0.981	0.00	1.94	0	0.00	3.3	0.9	3.4	97 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0 8484
		COND A	13.53	117.67	0.981	0.00	1.94	0	0.00	3.3	0.9	3.4	97 1.1	0.3 0.0	0.0 0.0	300 6784
-->CT4590 1P_#4ACSR_#4N	(CT4589)	COND A	13.53	117.67	0.981	0.00	1.94	0	0.00	2.2	0.6	2.3	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	238 9022
-->CT4591 3P_#2ACSR_#2N	(M85)	COND A	13.53	117.69	0.981	0.00	1.92	1	63.28	6.9	2.1	9.1	97 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	96 7991
		B	13.44	116.87	0.974	0.00	2.81	5	70.21	41.0	8.4	41.9	98 12.8	3.0 0.0		
		C	13.43	116.77	0.973	0.00	2.89	3	6.92	22.4	4.9	22.8	98 0.0	0.0 0.0		
-->CT4593 3P_#2ACSR_#2N	(CT4591)	COND A	13.53	117.69	0.981	0.00	1.92	1	55.31	6.9	2.1	9.1	97 3.3	1.0 0.0	0.0 0.0	372 6363
		B	13.44	116.85	0.974	0.01	2.62	4	42.07	28.2	5.5	26.7	98 0.0	0.0 0.0		
		C	13.43	116.77	0.973	0.00	2.89	3	13.24	22.4	4.9	22.8	98 0.0	0.0 0.0		
-->CT4595 1P_#4ACSR_#4N	(M104)	COND B	13.44	116.84	0.974	0.00	2.63	1	0.00	5.1	1.1	5.3	96 5.1	1.2 0.0	0.0 0.0	239 9017
-->CT4597 1P_#2ACSR_#4N	(M102)	COND B	13.43	116.82	0.973	0.01	2.65	2	0.00	17.9	3.8	18.4	98 2.6	0.6 0.0	0.0 0.0	222 9409
-->CT4598 1P_#4ACSR_#4N	(M103)	COND B	13.43	116.81	0.973	0.00	2.66	1	0.00	5.1	1.2	5.3	98 5.1	1.2 0.0	0.0 0.0	126 9789
-->CT4598 1P_#2ACSR_#4N	(M103)	COND B	13.43	116.80	0.973	0.01	2.87	1	0.00	10.3	2.2	10.5	98 5.1	1.2 0.0	0.0 0.0	506 10168
-->CT4600 1P_#2ACSR_#4N	(M87)	COND A	13.53	117.69	0.981	0.00	1.93	0	0.00	2.2	0.5	2.3	97 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	583 9365
-->CT4609 1P_#4ACSR_#4N	(M06)	COND C	13.42	116.71	0.973	0.01	2.74	1	0.00	6.9	2.1	9.2	97 4.5	1.2 0.0	0.0 0.0	261 10239
-->CT4629 3P_#2ACSR_#2N	(M31)	COND A	13.56	117.67	0.982	0.01	1.77	6	4.80	58.7	14.9	60.8	97 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	145 4757
		B	13.46	117.06	0.975	0.01	2.45	9	11.87	66.3	14.0	70.7	98 0.0	0.0 0.0		
		C	13.43	116.61	0.973	0.01	2.66	6	7.07	57.0	13.5	56.8	97 16.8	4.6 0.0		
-->CT4767 2P_#4ACSR_#4N	(CT1365)	COND A	13.53	117.69	0.981	0.00	1.92	0	95.40	-0.0	-0.1	0.1	0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	817 8901
		B	13.44	116.86	0.974	0.01	2.62	1	95.40	5.1	1.1	5.2	98 5.1	1.2 0.0		
-->CT5224 1P_#2ACSR_#2N	(M32)	COND A	13.55	117.85	0.982	0.00	1.79	1	0.00	5.5	1.6	5.6	96 5.5	1.7 0.0	0.0 0.0	67 5064

ID Sección ID Equipo	Tipo	kV L-L	base (120 V)	base (120 V)	dV (%)	dV acum (%)	Thru amps	desbal (%)	Potencia kW	Tráns kVAR	Potencia tráns kVA	Carga sección Conc kW - kVAR	Carga sección Dist kW kVAR	Pérdidas secc kW - kVAR	Secc longt(m)	Dist del luente(m)
-->CT5601 1P_#4ACSR_#4N	(CT20394) COND C	13.40	116.51	0.971	0.00	2.91	1	0.00	4.5	1.2	4.6	97 4.5	12 0.0	0.0 0.0	248	5318
-->CT5628 1P_#2ACSR_#4N	(M51) COND A	13.73	119.41	0.995	0.00	0.49	2	0.00	16.6	4.6	17.2	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	102	2224
-->CT566 1P_#4ACSR_#4N	(CT567) COND C	13.21	114.86	0.957	0.03	4.28	2	0.00	15.7	3.9	16.1	97 2.2	0.6 0.0	0.0 0.0	598	7288
-->CT567 3P_#2ACSR_#2N	(M71) COND A B C	13.36 13.26 13.21	116.21 115.29 114.90	0.968 0.961 0.957	0.06 0.07 0.07	3.16 3.93 4.25	51 51 53	1.80 0.87 2.67	341.6 340.9 354.8	188.7 191.1 192.0	390.2 390.8 403.4	88 0.0 87 0.0 88 2.2	0.0 0.0 0.0 0.0 0.6 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	103	6690
-->CT568 1P_#4ACSR_#4N	(M71) COND C	13.22	114.98	0.958	0.00	4.19	0	0.00	2.2	0.6	2.3	97 2.2	0.6 0.0	0.0 0.0	250	6837
-->CT5741 3P_2/0ACSR_#2N	(M91) COND A B C	13.54 13.44 13.42	117.70 116.83 116.74	0.981 0.974 0.973	-0.00 0.00 0.00	1.92 2.84 2.72	0 0 1	97.61 97.63 195.24	0.0 -0.0 6.7	-0.1 -0.1 1.8	0.1 0.1 6.9	0 0.0 0 0.0 97 8.7	0.0 0.0 0.0 0.0 1.8 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	39	9547
-->CT5807 3P_2/0ACSR_1/0N	(M34) COND A B C	13.55 13.46 13.43	117.82 117.01 116.80	0.982 0.975 0.973	0.01 0.01 0.00	1.82 2.49 2.87	7 8 4	9.15 31.20 40.35	53.2 84.1 29.1	13.4 13.0 8.1	54.8 85.5 29.7	97 0.0 98 12.8 98 0.0	0.0 0.0 3.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	108	5464
-->CT6472 S&C_POSIT-3 1P_#4ACSR_#4N	(M28) PROT A COND A	13.73 13.73	119.38 119.38	0.995 0.995	0.00 0.00	0.51 0.52	0 0	0.00 0.00	2.2 2.2	0.6 0.6	2.3 2.3	97 0.0 97 2.2	0.0 0.0 0.7 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0	0 341	3275 3616
-->CT6489 1P_#4ACSR_#4N	(M52) COND A	13.73	119.41	0.995	0.00	0.49	0	0.00	2.2	0.8	2.3	96 2.2	0.7 0.0	0.0 0.0	274	2539
-->CT6512 S&C_POSIT-3 1P_#2ACSR_#4N	(M17) PROT B COND B	13.46 13.48	117.08 117.08	0.976 0.976	0.00 0.00	2.44 2.44	1 1	0.00 0.00	7.7 7.7	1.8 1.8	7.9 7.9	97 0.0 97 7.7	0.0 0.0 1.8 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0	0 101	4452 4552
-->CT6529 1P_#2ACSR_#2N	(M55) COND C	13.62	118.43	0.987	0.00	1.31	1	0.00	11.2	3.0	11.8	97 11.2	3.0 0.0	0.0 0.0	74	2540
-->CT8573 1P_#2ACSR_#2N	(M58) COND C	13.62	118.42	0.987	0.00	1.31	1	0.00	6.7	1.8	6.9	97 8.7	1.8 0.0	0.0 0.0	65	2741
-->CT7548 3P_2/0ACSR_#2N	(CT1959) COND A B C	13.62 13.55 13.53	118.46 117.86 117.68	0.987 0.982 0.981	0.09 0.13 0.14	1.28 1.79 1.94	59 66 77	12.82 2.36 15.20	411.2 464.4 552.9	209.0 220.3 247.4	461.2 514.0 805.8	89 2.2 90 0.0 91 0.0	0.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	14 240	1.7 3152
-->CT859 3P_2/0ACSR_2/0N	(M10) COND A B C	13.65 13.59 13.57	118.67 118.15 118.00	0.989 0.985 0.983	0.05 0.06 0.07	1.11 1.54 1.67	60 66 77	11.87 2.39 14.06	422.1 470.3 553.8	212.5 222.1 248.5	472.8 520.1 806.9	89 8.3 90 0.0 91 0.0	2.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.7 0.8 0.0 0.0 0.0 0.0	117	2697
-->EB1_1 3P_DEFAULT2	(EBQA_1) COND A B C	0.42 0.41 0.41	109.10 108.03 107.58	0.909 0.900 0.896	0.36 0.37 0.37	9.09 9.98 10.35	243 245 246	0.80 0.19 0.61	52.6 52.6 52.6	26.3 26.3 26.3	58.8 58.8 58.8	89 0.0 89 0.0 89 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.6 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0	4	8003
** Tension baja en la fase	ABC															
-->EB1_2 3P_DEFAULT2	(EBQA_1) COND A B C	0.42 0.41 0.41	109.10 108.03 107.58	0.909 0.900 0.896	0.36 0.37 0.37	9.09 9.98 10.35	243 245 246	0.80 0.19 0.61	52.6 52.6 52.6	26.3 26.3 26.3	58.8 58.8 58.8	89 0.0 86 0.0 89 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.8 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0	4	8003
** Tension baja en la fase	ABC															
-->EB2_2 3P_DEFAULT2	(EBQA_2) COND A B C	0.42 0.41 0.41	108.90 107.83 107.38	0.908 0.899 0.895	0.37 0.37 0.37	9.25 10.14 10.52	243 245 246	0.80 0.19 0.61	52.6 52.6 52.6	26.3 26.3 26.3	58.8 58.8 58.8	89 0.0 89 0.0 89 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.6 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0	4	6453
** Tension baja en la fase	ABC															
-->EBQ1 3P_#2ACSR_#2N	(MINTER2) COND A B C	13.23 13.12 13.08	115.06 114.13 113.75	0.959 0.951 0.948	0.14 0.14 0.14	4.12 4.89 5.21	25 26 25	0.29 0.85 0.37	189.4 189.0 187.1	93.5 94.8 92.9	193.5 193.8 191.2	88 0.0 87 0.0 87 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.7 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0	450	6434
** Tension baja en la fase	C															
-->EBQ2 3P_2/0ACSR_2/0N	(EBQ1) COND A B C	13.23 13.12 13.08	115.06 114.13 113.75	0.959 0.951 0.948	-0.00 -0.00 -0.00	4.12 4.89 5.21	0 0 0	0.65 0.16 0.49	0.0 0.0 0.0	-0.2 -0.2 -0.2	0.2 0.2 0.2	0 0.0 0 0.0 0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	800	9234
** Tension baja en la fase	C															
DUMMY	PROT A B C	13.23 13.12 13.08	115.06 114.13 113.75	0.959 0.951 0.948	0.00 0.00 0.00	4.12 4.89 5.21	0 0 0	0.00 0.00 0.00	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	0 0.0 0 0.0 0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0	9234
** Tension baja en la fase	C															
-->EBOA_1 CAMARA_EB	(MINTER2) XFO A B C	0.44 0.43 0.43	114.46 113.46 113.04	0.954 0.945 0.942	0.64 0.70 0.73	4.62 5.45 5.80	25 26 25	0.36 0.49 0.86	169.1 168.7 166.6	93.6 94.8 93.0	193.3 193.8 191.0	87 0.0 87 0.0 87 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	10.6 32.1 0.0 0.0 0.0 0.0	0	7984
** Tension baja en la fase	BC															
3P_DEFAULT2	COND A B C	0.42 0.42 0.41	109.54 108.47 108.02	0.913 0.904 0.900	4.10 4.16 4.19	8.72 9.61 9.98	728 735 738	0.60 0.19 0.61	164.5 164.7 164.6	83.0 83.1 83.2	164.3 164.5 164.6	89 0.0 89 0.0 89 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	20.6 13.1 0.0 0.0 0.0 0.0	15	7999
** Tension baja en la fase	ABC															
-->EBQA_2 CAMARA_EB	(EBQ1) XFO A B C	0.44 0.43 0.43	114.28 113.27 112.86	0.952 0.944 0.941	0.85 0.71 0.74	4.77 5.61 5.95	25 26 25	0.37 0.49 0.86	189.2 188.8 188.8	93.7 94.9 93.1	193.4 193.8 191.0	87 0.0 87 0.0 87 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	10.6 32.2 0.0 0.0 0.0 0.0	0	6434
** Tension baja en la fase	BC															
3P_DEFAULT2	COND A B C	0.42 0.42 0.41	109.34 108.27 107.83	0.911 0.902 0.899	4.11 4.17 4.19	8.88 9.77 10.14	729 736 739	0.60 0.19 0.61	164.6 164.8 164.8	83.1 83.1 83.2	164.3 164.5 164.6	89 0.0 89 0.0 89 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	20.6 13.1 0.0 0.0 0.0 0.0	15	8449
** Tension baja en la fase	ABC															
-->M1 DUMMY	(AL_SAN_MIGUELITO) PROT A B C	13.80 13.80 13.80	120.00 120.00 120.00	1.000 1.000 1.000	0.00 0.00 0.00	0.00 0.00 0.00	65 71 83	11.24 2.85 14.09	404.0 513.7 608.7	226.8 235.9 269.8	516.5 565.3 663.9	90 0.0 91 0.0 91 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0	0

ID Sección ID Equipo	Tipo	kV L L	base (120 V)	base (120 V)	dV (%)	dV acum (%)	Thru amps	desbal (%)	Potencia kW	tráns kVAR	Potencia kVA	tráns PF (%)	Carga sección Conc kW - kVAR	Carga sección Dist kW kVAR	Pérdidas secc kW kVAR	Secc longit(m)	Dist del fuente(m)
M1	MOT	A	0.42	108.99	0.908	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		B	0.41	107.91	0.899	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		C	0.41	107.46	0.896	-> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
** Tension baja en la fase		ABC															
-->MB3		(EB1_2)															
3P_DEFAULT2	COND	A	0.42	108.99	0.908	0.09	9.18	243	0.80	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	8004
		B	0.41	107.91	0.899	0.09	10.07	245	0.19	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
		C	0.41	107.46	0.896	0.09	10.45	246	0.61	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
** Tension baja en la fase		ABC															
M1	MOT	A	0.42	108.99	0.908	-> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		B	0.41	107.91	0.899	-> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		C	0.41	107.46	0.896	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
** Tension baja en la fase		ABC															
-->MB4		(B2_1)															
3P_DEFAULT2	COND	A	0.42	108.80	0.907	0.09	9.34	243	0.80	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	8454
		B	0.41	107.72	0.896	0.09	10.23	245	0.19	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
		C	0.41	107.27	0.894	0.09	10.61	246	0.61	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
** Tension baja en la fase		ABC															
M1	MOT	A	0.42	108.80	0.907	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		B	0.41	107.72	0.898	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		C	0.41	107.27	0.894	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
** Tension baja en la fase		ABC															
-->MB5		(EBQA_2)															
3P_DEFAULT2	COND	A	0.42	108.80	0.907	0.46	9.34	243	0.80	52.6	26.3	58.6	89	0.0	0.0	0.0	8454
		B	0.41	107.72	0.898	0.46	10.23	245	0.19	52.6	26.3	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
		C	0.41	107.27	0.894	0.47	10.61	246	0.61	52.6	26.3	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
** Tension baja en la fase		ABC															
M1	MOT	A	0.42	108.80	0.907	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		B	0.41	107.72	0.898	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		C	0.41	107.27	0.894	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
** Tension baja en la fase		ABC															
-->MB6		(EB2_2)															
3P_DEFAULT2	COND	A	0.42	108.80	0.907	0.09	9.34	243	0.80	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	8454
		B	0.41	107.72	0.898	0.09	10.23	245	0.19	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
		C	0.41	107.27	0.894	0.09	10.61	246	0.61	52.4	26.1	58.6	89	0.0	0.0	0.0	
** Tension baja en la fase		ABC															
M1	MOT	A	0.42	108.80	0.907	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		B	0.41	107.72	0.898	--> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
		C	0.41	107.27	0.894	-> Carga en marcha			52.35 kW	26.09 kVAR	58.49 kVA	89 % PF					
** Tension baja en la fase		ABC															
-->MINTER		(M72)															
3P_#2ACSR_#2N	COND	A	13.27	115.38	0.962	0.83	3.85	51	0.29	341.2	188.4	389.8	88	0.0	0.0	0.0	7784
		B	13.16	114.45	0.954	0.64	4.62	51	0.65	340.4	180.9	390.3	87	0.0	0.0	0.0	
		C	13.12	114.07	0.951	0.83	4.94	51	0.37	336.4	187.3	385.0	87	0.0	0.0	0.0	
DUMMY	PROT	A	13.27	115.38	0.962	0.00	3.85	51	0.29	339.0	187.4	387.3	88	0.0	0.0	0.0	7784
		B	13.16	114.45	0.954	0.00	4.62	51	0.65	338.2	189.8	387.8	87	0.0	0.0	0.0	
		C	13.12	114.07	0.951	0.00	4.94	51	0.37	334.3	186.2	382.6	87	0.0	0.0	0.0	
-->MINTER2		(MINTER)															
3P_#2ACSR_#2N	COND	A	13.25	115.23	0.960	0.13	3.98	51	0.29	339.0	187.4	387.3	88	0.0	0.0	0.0	7544
		B	13.14	114.30	0.953	0.13	4.75	51	0.65	338.2	189.8	387.8	87	0.0	0.0	0.0	
		C	13.10	113.92	0.949	0.13	5.07	51	0.37	334.3	186.2	382.6	87	0.0	0.0	0.0	
** Tension baja en la fase		C															

REPORTE SUMARIO DE CAIDA DE TENSION DESBALANCEADA - CYMDISTW

ALIMENTADOR		AL_SAN MIGUELITO	
TENSION PRIMARIA	13.8 kVLL	0.0 Grados	
FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS	0.0 % (kW)	0.0 % (kVAR)	
CARGA TOTAL LEIDA (NO REGULADA)	522.0 kW	138.7 kVAR	
	540.1 kVA	96.8 PF (%)	
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA)	522.0 kW	138.7 kVAR	
	540.1 kVA	96.8 PF (%)	
TOTAL CONDENSADOR	0.0 kVAR (Regulado)		
REACTANCIA SHUNT TOTAL	0.0 kVAR (Regulado)		
CARGA TOTAL DESDE EL MOTOR	942.3 kW	489.7 kVAR	
POTENCIA TOTAL DEL GENERADOR	0.0 kW	0.0 kVAR	
	0.0 kVA	0.0 PF (%)	
POTENCIA TOTAL A OTROS ALIMENTADOR	0.0 kW	0.0 kVAR (Anillo)	
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES	17.23 kVAR		
PÉRDIDAS TOTALES	120.06 kW	141.15 kVAR	
	185.31 kVA	84.79 PF (%)	
	-----	-----	
POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACION	1584.4 kW	732.3 kVAR	
	1745.5 kVA	90.8 PF (%)	
SECCION CON MENOR TENSION			
--> Fase A	Sección = MB4	Tension = 0.907 (p.u.)	
--> Fase B	Sección = MB4	Tension = 0.898 (p.u.)	
--> Fase C	Sección = MB4	Tension = 0.894 (p.u.)	

ANEXO 5.1

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA CON EL CAMBIO DE CALIBRE DE LOS CONDUCTORES

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph Ph	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power KVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW KVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)	
>CT2453 (146) 3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.39	116.43	0.97	0	2.97	0	0.23	23.78	3	0.9	3.1	96	0	0	205	6094
		B	13.42	116.67	0.972	0	2.78	0	0.15	20.66	1.9	0.5	2	96				
		C	13.44	116.84	0.974	0	2.63	0	0.18	3.12	2.4	0.7	2.4	96				
>CT5614 (146) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.39	116.43	0.97	0	2.97	1	0.44	0	7.5	2.2	7.8	96	0	0	143	6032
->47 (CT5614) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.39	116.43	0.97	0	2.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62	6094
-->CT2453 (143) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.42	116.67	0.972	0.01	2.78	2	0.94	0	12.1	3.4	12.5	96	0	0	241	5426
-->148 (CT2453) 1P_#6ACSR_#6N	COND	B	13.42	116.66	0.972	0	2.78	1	64.29	0	4.8	1.2	5	97	0	0	62	5488
->149 (148) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.42	116.66	0.972	0	2.78	0	0.15	0	1.9	0.4	2	98	0	0	168	5656
-->CT1785 (149) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.42	116.66	0.972	0	2.78	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	550	6206
>CT3059 (148) 1P_#6ACSR_#6N	COND	B	13.42	116.66	0.972	0	2.78	0	36.82	0	2.9	0.8	3	96	0	0	257	5745
->CT2465/2466 (142) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.39	116.47	0.971	0.01	2.94	74	13.04	1.53	518.1	239.7	570.8	91	0.1	0.1	17	5077
		B	13.42	116.88	0.972	0.01	2.77	74	13.12	2.15	523.3	239	575.4	91				
		C	13.44	116.86	0.974	0.01	2.81	70	12.37	3.68	481.9	230.9	543.4	91				
->150 (CT2465/2466) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.39	116.45	0.97	0.02	2.96	74	13.04	1.98	518	239.7	570.8	91	0.2	0.3	55	5132
		B	13.42	116.66	0.972	0.02	2.79	74	13.01	1.71	518.5	237.6	570.3	91				
		C	13.44	116.64	0.974	0.02	2.63	70	12.32	3.69	489.5	230.2	540.9	90				
->151 (150) 3P_#2ACSR_#2N	COND	A	13.39	116.45	0.97	0	2.96	1	0.44	196.8	7.5	2.2	7.8	96	0	0	99	5231
		B	13.42	116.66	0.972	0	2.79	0	0	98.41	0	0	0	0				
		C	13.44	116.84	0.974	0	2.63	0	0	98.41	0	0	0	0				
>CT2470 (151) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.39	116.45	0.97	0	2.96	1	0.59	0	7.5	2.3	7.8	96	0	0	13	5244
->152 (151) 3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.39	116.45	0.97	0	2.96	0	0	0.17	0	0	0	0	0	0	93	5324
		B	13.42	116.86	0.972	0	2.79	0	0	0.01	0	0	0	0				
		C	13.44	116.84	0.974	0	2.63	0	0	0.17	0	0	0	0				
->153 (150) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.39	116.42	0.97	0.02	2.98	73	12.86	1.06	510.5	237.3	563	91	0.2	0.4	60	5192
		B	13.41	116.63	0.972	0.02	2.81	74	13.01	2.19	518.4	237.5	570.3	91				
		C	13.43	116.82	0.974	0.02	2.65	70	12.72	3.24	489.4	230.1	540.8	91				
-->CT1756 (153) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.41	116.63	0.972	0	2.81	1	0.38	0	4.8	1.4	5	96	0	0	108	5300
-->CT1576 (153) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.39	116.41	0.97	0.01	2.99	73	12.86	1.36	510.4	237.2	562.9	91	0.1	0.2	38	5230
		B	13.41	116.62	0.972	0.01	2.82	73	12.89	1.6	513.6	236	565.2	91				
		C	13.43	116.81	0.973	0.01	2.66	70	12.32	2.95	489.4	230	540.7	91				
->154 (CT1576) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.39	116.39	0.97	0.01	3.01	73	12.86	1.66	510.4	237.2	562.8	91	0.1	0.3	42	5272
		B	13.41	116.6	0.972	0.01	2.83	72	12.78	1	508.7	234.4	560.1	91				
		C	13.43	116.79	0.973	0.01	2.67	70	12.32	2.66	489.3	230	540.7	91				
-->CT5810 (154) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.38	116.39	0.97	0	3.01	1	0.59	0	7.5	2.2	7.8	96	0	0	227	5499
->155 (154) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.38	116.36	0.97	0.03	3.03	72	12.69	0.74	502.8	234.8	555	91	0.3	0.5	80	5352
		B	13.41	116.57	0.971	0.03	2.86	72	12.78	1.47	508.7	234.4	560	91				
		C	13.43	116.76	0.973	0.02	2.7	70	12.32	2.21	489.3	229.9	540.6	91				
-->156 (155) 3P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.41	116.57	0.971	0	2.86	0	0.23	0	2.9	0.8	3	96	0	0	51	5403
-->157 (156) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.41	116.57	0.971	0	2.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	5449
>CT1575 (156) 3P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.41	116.57	0.971	0	2.86	0	0.23	0	2.9	0.9	3	96	0	0	35	5438
>CT2468/CT2469 (155) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.38	116.34	0.969	0.02	3.05	72	12.69	0.92	502.7	234.7	554.8	91	0.2	0.4	62	5414
		B	13.4	116.55	0.971	0.02	2.88	72	12.71	1.11	505.7	233.4	556.9	91				
		C	13.43	116.74	0.973	0.02	2.72	70	12.32	2.03	489.2	229.8	540.5	91				
->158 (CT2468/CT2469) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.38	116.33	0.969	0.01	3.06	71	12.58	0.54	498.2	233.2	550.1	91	0.1	0.1	25	5439
		B	13.4	116.54	0.971	0.01	2.89	72	12.65	1.04	502.7	232.4	553.8	91				
		C	13.42	116.73	0.973	0.01	2.72	70	12.32	1.58	489.2	229.7	540.4	91				
-->CT6193 (158) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.4	116.54	0.971	0	2.89	1	0.76	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	62	5501
->159 (158) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.37	116.25	0.969	0.07	3.13	71	12.58	1.15	498.2	233.2	550	91	0.6	1.2	203	5642
		B	13.39	116.46	0.971	0.06	2.95	70	12.42	0.17	493	229.5	543.8	91				
		C	13.42	116.66	0.972	0.08	2.79	70	12.32	0.98	488.1	229.8	540.3	91				
->CT3853 (159) 3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.37	116.25	0.969	0	3.13	1	0.68	23.67	11	3.3	11.5	96	0	0	14	5656
		B	13.39	116.46	0.971	0	2.95	1	0.55	20.57	7.1	2.1	7.4	96				
		C	13.42	116.65	0.972	0	2.79	1	0.68	3.11	8.8	2.8	9	96				

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW kVAR	Secl length(m)	Dist from source(m)	
->CT2510 (CT3853) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.37	116.24	0.969	0	3.13	1	0.47	23.68	6	1.8	6.3	96	0	0	67	5723
		B	13.39	116.46	0.971	0	2.95	1	0.3	20.57	3.9	1.1	4	96				
		C	13.42	116.65	0.972	0	2.79	1	0.37	3.11	4.7	1.4	4.9	96				
->K60 (I59) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.36	116.21	0.968	0.03	3.16	70	12.32	0.76	487	229.5	538.3	90	0.3	0.5	98	5740
		B	13.39	116.43	0.97	0.03	2.98	69	12.25	0.18	485.8	227	536.2	91				
		C	13.41	116.62	0.972	0.03	2.82	69	12.11	0.94	480.3	226.7	531.1	90				
->CT2509 (I60) 1P #4ACSR #4N	COND	A	13.36	116.21	0.968	0	3.16	0	0.24	0	3	0.9	3.1	96	0	0	45	5785
->CT5605 (I60) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.36	116.14	0.968	0.05	3.21	69	12.25	0.38	483.9	228.4	535.1	90	0.5	0.9	168	5908
		B	13.38	116.36	0.97	0.05	3.03	69	12.25	0.37	485.7	226.9	536	91				
		C	13.4	116.56	0.971	0.05	2.87	69	12.12	0.75	480.2	226.5	530.9	90				
->K61 (CT5605) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.35	116.13	0.968	0.01	3.23	69	12.27	0.32	482.2	227.7	533.2	90	0.1	0.3	45	5953
		B	13.38	116.35	0.97	0.01	3.05	69	12.23	0.42	484.5	226.3	534.8	91				
		C	13.4	116.54	0.971	0.01	2.88	68	12.09	0.74	478.8	225.9	529.5	90				
->CT3596 (I61) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	2	1.18	10.25	15	4.3	15.8	96	0	0	118	6071
		B	13.38	116.34	0.97	0	3.05	2	1.09	16.44	14	4	14.5	96				
		C	13.4	116.53	0.971	0.01	2.89	3	1.66	26.69	21.2	6.2	22.1	96				
->K62 (CT3598) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	1	0.59	47.38	7.5	2.1	7.8	96	0	0	78	6149
		B	13.38	116.34	0.969	0	3.05	2	1.09	1.68	14	4	14.5	96				
		C	13.4	116.53	0.971	0	2.89	3	1.66	49.06	21.2	6.2	22.1	96				
->CT4431 (I62) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	1	0.59	47.37	7.5	2.1	7.8	96	0	0	78	6227
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	2	1.09	1.68	14	4	14.5	96				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	3	1.66	49.04	21.2	6.2	22.1	96				
->CT4512 (CT4431) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	0	0.01	96.79	0	0.1	0.1	0	0	0	250	6477
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	0	0.15	27.13	1.9	0.5	2	97				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	1	0.46	123.9	5.9	1.7	6.1	96				
->CT20342 (CT4512) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	0	0	94.95	0	0	0	0	0	0	165	6642
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	0	0.15	189.9	1.9	0.5	2	96				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	0	0	94.93	0	0	0	0				
->K63 (CT4431) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	1	0.59	28.14	7.5	2.2	7.8	96	0	0	102	6329
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	2	0.95	15.49	12.1	3.5	12.6	96				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	2	0.97	12.65	11.8	3.5	12.3	96				
->CT5259 (I63) 3P #4ACSR #4N	COND	B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	1	0.57	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	101	6430
->CT30065 (I63) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.24	1	0.59	23.67	7.5	2.3	7.8	96	0	0	44	6373
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	1	0.38	20.57	4.8	1.4	5	96				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	1	0.46	3.1	5.9	1.8	6.1	96				
->K64 (I63) 3P #4ACSR #4N	COND	A	13.35	116.12	0.968	0	3.23	0	0	97.68	0	0	0	0	0	0	227	6556
		B	13.38	116.33	0.969	0	3.06	0	0	97.68	0	0	0	0				
		C	13.4	116.52	0.971	0	2.9	1	0.46	195.4	5.9	1.7	6.1	96				
->CT2187 (I64) 3P #4ACSR #4N	COND	C	13.4	116.51	0.971	0	2.91	1	0.46	0	5.9	1.8	6.1	96	0	0	160	6716
->CT2511 (I61) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.35	116.08	0.967	0.04	3.26	53	9.32	0.16	358.4	191.9	406.6	88	0.3	0.5	152	6105
		B	13.37	116.3	0.969	0.04	3.08	52	9.18	1.63	354.2	188.8	401.3	88				
		C	13.4	116.49	0.971	0.04	2.92	54	9.5	1.79	368.1	193.8	416	88				
->CT2512 (CT2511) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.33	115.9	0.968	0.15	3.42	53	9.32	0.04	356.3	191.7	406.4	88	1.1	2.1	636	6741
		B	13.35	116.12	0.968	0.15	3.24	52	9.18	1.44	354.1	188.6	401.2	88				
		C	13.37	116.3	0.969	0.16	3.08	53	9.44	1.4	365.7	192.9	413.4	88				
->CT2513 (CT2512) 1P #4ACSR #4N	COND	C	13.37	116.3	0.969	0	3.08	0	0.18	0	2.4	0.7	2.4	96	0	0	305	7046
->K65 (CT2512) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.33	115.87	0.968	0.02	3.44	52	9.25	0.27	355	190.3	402.8	88	0.2	0.3	96	6837
		B	13.35	116.09	0.967	0.02	3.26	52	9.18	0.99	353.7	188.1	400.6	88				
		C	13.37	116.27	0.969	0.02	3.11	53	9.39	1.27	362.9	191.7	410.4	88				
->CT2514 (I65) 1P #4ACSR #4N	COND	C	13.37	116.26	0.969	0.01	3.12	2	0.97	0	12.4	3.4	12.8	96	0	0	399	7236
->CT20339 (CT2514) 1P #4ACSR #4N	COND	C	13.37	116.23	0.969	0.02	3.14	2	0.87	0	11.2	3.1	11.6	96	0	0	574	7810
->CT4251 (CT20339) 1P #4ACSR #4N	COND	C	13.37	116.23	0.969	0	3.14	0	0.18	0	2.4	0.6	2.4	97	0	0	434	8244
->CT2517 (CT4251) 1P #4ACSR #4N	COND	C	13.37	116.23	0.969	0	3.14	0	0.09	0	1.2	0.3	1.2	97	0	0	394	8638
->CT419 (I65) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.32	115.84	0.965	0.03	3.47	52	9.25	0.76	354.9	190.2	402.7	88	0.2	0.4	117	6954
		B	13.35	116.05	0.967	0.03	3.29	52	9.18	0.04	383.6	188.1	400.5	88				
		C	13.37	116.24	0.969	0.03	3.13	52	9.1	0.8	350.5	188.2	397.8	88				
->CT2518 (CT419) 3P 266ACSR_1/0N	COND	A	13.31	115.73	0.964	0.09	3.56	52	9.25	0.96	354.9	190.1	402.6	88	0.6	1.1	346	7302
		B	13.33	115.95	0.966	0.08	3.37	52	9.18	0.24	353.8	188	400.4	88				
		C	13.36	116.14	0.966	0.08	3.22	51	9.05	1.2	348.1	187.4	395.3	88				

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW	Section losses kVAR	Section length(m)	Dist from source(m)
->I66 (CT2518) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.3	115.69	0.964	0.03	3.59	52	9.18	0.45	351.7	188.9	399.2	88	0.2	0.4	125	7427
		B	13.33	115.92	0.966	0.03	3.4	52	9.18	0.49	353.4	187.7	400.1	88				
		C	13.35	116.1	0.968	0.03	3.25	51	9.05	0.95	347.9	187.1	395	88				
>CT6011 (I66) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.35	116.1	0.968	0	3.25	0	0.18	0	2.4	0.7	2.4	96	0	0	296	7723
>CT2519 (I66) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.69	0.964	0	3.59	0	0.24	0	3	0.9	3.1	96	0	0	186	7615
>I67 (I66) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.3	115.66	0.964	0.03	3.62	52	9.11	0.14	348.6	187.9	396	88	0.2	0.4	118	7545
		B	13.33	115.88	0.966	0.03	3.43	52	9.18	0.95	353.3	187.6	400	88				
		C	13.35	116.07	0.967	0.03	3.27	51	9	1.09	345.5	186.4	392.5	88				
>I68 (I67) 3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.66	0.964	0	3.62	1	0.45	32.88	7.5	2.2	7.8	96	0	0	44	7589
		B	13.33	115.88	0.966	0	3.43	3	1.2	80.3	20.3	5.6	21	96				
		C	13.35	116.07	0.967	0	3.27	1	0.35	47.43	5.9	1.8	6.1	96				
->CT20349 (I68) 3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.66	0.964	0	3.62	1	0.45	23.69	7.5	2.3	7.8	96	0	0	119	7708
		B	13.33	115.88	0.966	0	3.43	1	0.29	20.58	4.8	1.4	5	96				
		C	13.35	116.07	0.967	0	3.28	1	0.35	3.11	5.9	1.8	6.1	96				
>CT2521 (I68) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.86	0.965	0.02	3.45	2	1.21	0	15.4	4.2	16	96	0	0	427	8016
->20354 (CT2521) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.85	0.965	0.01	3.46	1	0.53	0	6.8	1.9	7	96	0	0	304	8320
->I69 (20354) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.85	0.965	0	3.46	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	196	8516
->CT6162 (I69) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.85	0.965	0	3.46	0	0.15	0	1.9	0.6	2	96	0	0	138	8654
->CT2583 (CT2521) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.85	0.965	0.01	3.46	1	0.3	0	3.9	1	4	97	0	0	485	8501
->CT2525 (CT2583) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.32	115.85	0.965	0	3.46	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	524	9025
>CT20356 (I67) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.29	115.6	0.963	0.05	3.66	51	8.93	1.11	341	185.8	388.3	88	0.3	0.6	201	7746
		B	13.32	115.83	0.965	0.05	3.48	49	8.71	1.39	333	181.8	379.4	88				
		C	13.34	116.01	0.967	0.05	3.32	50	8.86	0.27	339.5	184.5	388.4	88				
>CT20355 (CT20356) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.28	115.51	0.963	0.07	3.74	50	8.83	0.32	336.4	184.1	383.5	88	0.5	0.9	317	8063
		B	13.31	115.74	0.965	0.07	3.55	49	8.71	0.99	332.9	181.7	379.2	88				
		C	13.33	115.92	0.966	0.08	3.4	50	8.86	0.68	339.4	184.4	386.3	88				
->I70 (CT20355) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.28	115.44	0.962	0.06	3.8	50	8.83	0.57	336.3	183.9	383.3	88	0.4	0.8	279	8342
		B	13.3	115.66	0.964	0.06	3.61	49	8.65	1.51	329.8	180.6	376	88				
		C	13.32	115.84	0.965	0.07	3.46	50	8.86	0.94	339.2	184.2	386	88				
->I71 (I70) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.84	0.965	0	3.47	2	1.25	0	15.9	4.5	16.5	96	0	0	27	8369
->CT20346 (I71) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.8	0.965	0.03	3.5	2	1.25	0	15.9	4.5	16.5	96	0	0	681	9050
->I72 (CT20346) 2P_#4ACSR_#4N S&C_POSIT-5	COND	C	13.32	115.8	0.965	0.01	3.5	1	0.55	0	7.1	2	7.3	96	0	0	348	9398
	PROT	C	13.32	115.8	0.965	0	3.5	1	19.12	0	7.1	2	7.3	96	0	0	0	9398
->CT20352 (I72) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.79	0.965	0	3.51	0	0.28	0	3.5	1.1	3.7	96	0	0	121	9519
->I73 (I72) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.79	0.965	0	3.51	0	0.28	0	3.5	1	3.7	96	0	0	105	9503
->CT5301 (I73) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.79	0.965	0	3.51	0	0.19	0	2.4	0.7	2.5	96	0	0	108	9611
->CT5199 (I73) 2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.32	115.79	0.965	0	3.51	0	0.09	0	1.2	0.3	1.2	97	0	0	267	9770
>CT6349 (I70) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.27	115.42	0.962	0.02	3.82	50	8.83	2.01	336.1	183.6	383	88	0.1	0.2	64	8406
		B	13.3	115.65	0.964	0.01	3.63	49	8.65	0.11	329.7	180.4	375.8	88				
		C	13.32	115.83	0.965	0.01	3.48	48	8.49	1.9	323.2	179.4	369.6	87				
->CT3538 (CT6349) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.27	115.41	0.962	0.01	3.82	0	0.23	0	3	0.8	3.1	97	0	0	668	9074
->CT2531 (CT6349) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.26	115.27	0.961	0.13	3.94	50	8.76	1.75	333.1	182.8	380	88	0.8	1.5	525	8931
		B	13.28	115.51	0.963	0.12	3.75	49	8.58	0.37	326.8	179.5	372.8	88				
		C	13.3	115.68	0.964	0.12	3.6	48	8.49	1.38	323.2	179.4	369.6	87				
->CT20353 (CT2531) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.24	115.12	0.959	0.13	4.07	50	8.76	1.84	332.8	182.4	379.5	88	0.8	1.5	531	9462
		B	13.27	115.36	0.961	0.12	3.86	48	8.56	0.54	325.5	178.9	371.5	88				
		C	13.29	115.54	0.963	0.12	3.72	48	8.49	1.29	322.9	179	369.2	87				
->CT5633 (CT20353) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.23	115.02	0.958	0.08	4.15	48	8.5	0.22	321.3	178.6	367.6	87	0.5	1	354	9815
		B	13.28	115.27	0.961	0.08	3.94	48	8.56	0.49	325.3	178.5	371.1	88				
		C	13.28	115.44	0.962	0.08	3.8	48	8.49	0.27	322.6	178.7	368.8	87				

Section ID	Equipment ID	Type	phase	kV Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW	Section losses kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)
>CT2480 (I80)	3P_#4ACSR_#2N	COND	A	13,33	115.95	0.966	0	3.38	1	0.34	196.4	7.5	2.2	7.8	96	0	0	205	7895
			B	13.36	116.17	0.968	0	3.19	0	0	98.22	0	0	0	0				
			C	13.39	116.47	0.971	0	2.94	0	0	98.21	0	0	0	0				
--I81 (I79)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,33	115.91	0.966	0.04	3.41	7	4.24	12.22	54	15.4	56.2	96	0.1	0	288	7580
			B	13.35	116.06	0.967	0.07	3.26	12	7.12	47.31	90.7	26.4	94.4	96				
			C	13.39	116.45	0.97	0.02	2.96	5	3.14	35.08	40.1	11.7	41.7	96				
--CT20357 (I81)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.33	115.9	0.966	0	3.41	0	0.18	0	3	0.9	3.1	96	0	0	79	7659
--CT1778 (I81)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,32	115.79	0.965	0.1	3.51	7	4.01	15.73	51	14.5	53	96	0.2	0.1	668	8248
			B	13,33	115.9	0.966	0.16	3.42	12	7.12	49.73	90.6	26.4	94.4	96				
			C	13,39	116.4	0.97	0.04	3	5	3.14	34	40	11.7	41.7	96				
>CT2487 (CT1778)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.72	0.964	0.06	3.57	7	4.01	14.61	50.9	14.7	53	96	0.1	0.1	398	8646
			B	13,32	115.78	0.965	0.09	3.51	12	7.12	51.67	90.5	26.5	94.3	96				
			C	13,38	116.37	0.97	0.02	3.02	5	2.96	37.05	37.7	11.1	39.3	96				
--I82 (CT2487)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.71	0.964	0.01	3.57	7	4.01	13.47	50.9	14.7	53	96	0	0	50	8696
			B	13,31	115.77	0.965	0.01	3.53	12	7.12	53.87	90.4	26.5	94.2	96				
			C	13,38	116.37	0.97	0	3.03	5	2.77	40.19	35.3	10.5	36.8	96				
--I84 (I82)	2P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.71	0.964	0	3.57	1	0.59	199.8	7.5	2	7.7	97	0	0	11	8707
			B	13,31	115.77	0.965	0	3.53	0	0	99.92	0	0	0	0				
			C	13,38	116.37	0.97	0	3.03	0	0	99.92	0	0	0	0				
--CT6331 (I84)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.71	0.964	0	3.58	1	0.44	0	7.5	2	7.7	97	0	0	285	8992
>I86 (CT6331)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.31	115.71	0.964	0	3.58	0	0.17	0	3	0.7	3.1	98	0	0	88	9080
--I87 (I86)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.7	0.964	0	3.58	0	0.18	0	3	0.7	3.1	98	0	0	717	9797
--CT6092 (I87)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,31	115.7	0.964	0	3.59	0	0.18	0	3	0.8	3.1	96	0	0	442	10239
--I88 (I82)	1P_#5ACSR_#6N	COND	B	13,31	115.76	0.965	0.01	3.53	0	25.68	0	1.9	0.4	2	98	0	0	712	9408
>CT5167 (I88)	1P_#5ACSR_#6N	COND	B	13,31	115.76	0.965	0	3.53	0	26.12	0	1.9	0.6	2	96	0	0	120	9528
--I83 (I82)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.68	0.964	0.03	3.6	6	3.43	21.98	43.4	12.8	45.3	96	0.1	0	224	8920
			B	13,31	115.71	0.964	0.05	3.58	12	6.97	58.84	88.4	26.1	92.2	96				
			C	13,38	116.36	0.97	0.01	3.04	5	2.77	36.85	35.3	10.5	36.8	96				
--I85 (I83)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.65	0.964	0.03	3.63	6	3.43	21.97	43.4	12.8	45.3	96	0.1	0	215	9135
			B	13.3	115.65	0.964	0.05	3.63	12	6.98	58.82	88.4	26.1	92.2	96				
			C	13,38	116.34	0.97	0.01	3.05	5	2.77	36.85	35.3	10.6	36.9	96				
--I89 (I85)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.64	0.964	0.01	3.63	6	2.59	0	43.4	12.9	45.3	96	0	0	56	9191
--CT839 (I89)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.64	0.964	0	3.63	1	0.43	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	84	9275
--CT840 (I89)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.64	0.964	0	3.63	2	0.86	0	14.5	4.3	15.1	96	0	0	28	9219
>CT841 (CT840)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.64	0.964	0	3.64	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	109	9328
--I90 (I89)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0.01	3.64	3	1.29	0	21.7	6.4	22.6	96	0	0	135	9326
>CT637 (I90)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0	3.64	1	0.43	0	7.2	2.2	7.6	96	0	0	18	9344
--CT838 (I90)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0	3.64	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	108	9434
--I91 (I90)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0	3.64	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	102	9428
>CT6147 (I91)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0	3.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	9556
>CT836 (I91)	1P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.3	115.63	0.964	0	3.64	1	0.43	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	67	9495
--I92 (I85)	3P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.3	115.63	0.964	0.01	3.64	12	6.98	43.09	88.3	26.2	92.1	96	0	0	47	9182
			C	13,38	116.34	0.97	0	3.05	5	2.77	43.09	35.3	10.6	36.9	96				
--I95 (I92)	3P_#4ACSR_#4N	COND	B	13,29	115.58	0.963	0.04	3.66	12	6.98	43.09	88.3	26.2	92.1	96	0	0	186	9346
			C	13,38	116.33	0.969	0.01	3.06	5	2.77	43.09	35.3	10.6	36.9	96				
--I96 (I95)	3P_#4ACSR_#4N	COND	C	13,38	116.33	0.969	0.01	3.06	4	2.08	0	26.5	6	27.7	96	0	0	82	9430
--CT20115 (I96)	3P_#4ACSR_#4N	COND	C	13,38	116.32	0.969	0	3.06	1	0.69	0	6.6	2.7	9.2	96	0	0	98	9528
--CT850 (I96)	3P_#4ACSR_#4N	COND	C	13,38	116.32	0.969	0	3.06	2	1.39	0	17.8	5.3	18.4	96	0	0	40	9470

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power KW	Thru Power KVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses KW	Sect kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)
--CT851 (CT850)	COND	C	13.38	116.32	0.969	0	3.07	1	0.69	0	8.8	2.6	9.2	96	0	0	108	9578
>CT852 (CT851)	COND	C	13.38	116.32	0.969	0	3.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	9685
--CT847 (I95)	COND	B	13.29	115.58	0.963	0	3.68	1	0.57	9.61	7.2	2.2	7.6	96	0	0	24	9372
		C	13.38	116.33	0.969	0	3.06	1	0.69	9.61	8.8	2.7	9.2	96				
--CT846 (CT847)	COND	C	13.38	116.33	0.969	0	3.06	1	0.69	0	8.8	2.7	9.2	96	0	0	163	9535
>I97 (I95)	COND	B	13.29	115.56	0.963	0.01	3.7	11	6.41	0	81.1	24	84.5	96	0	0	64	9412
>CT842 (I97)	COND	B	13.29	115.56	0.963	0	3.7	1	0.38	0	4.8	1.4	5	96	0	0	83	9495
>CT844 (I97)	COND	B	13.29	115.54	0.963	0.02	3.71	10	6.02	0	76.2	22.6	79.5	96	0	0	71	9483
>CT845 (CT844)	COND	B	13.28	115.52	0.963	0.02	3.74	9	5.45	0	69	20.4	71.9	96	0	0	108	9591
>I98 (CT845)	COND	B	13.28	115.51	0.963	0	3.74	8	4.86	0	61.7	18.3	64.4	96	0	0	14	9605
--I99 (I98)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0.01	3.75	3	1.98	0	25.1	7.4	26.1	96	0	0	124	9729
--CT843 (I99)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0	3.75	1	0.38	0	4.8	1.4	5	96	0	0	21	9750
>CT2524 (I99)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0	3.75	0	0.15	0	1.9	0.6	2	96	0	0	118	9847
>I100 (I99)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0	3.75	2	1.45	0	18.3	5.4	19.1	96	0	0	32	9761
>CT920 (I100)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0	3.75	0	0.23	0	2.9	0.9	3	96	0	0	56	9817
>I101 (I100)	COND	B	13.28	115.5	0.962	0	3.75	2	1.72	0	15.4	4.5	16.1	96	0	0	92	9653
>CT922 (I101)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.75	1	0.76	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	44	9897
>CT923 (CT922)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	1	0.38	0	4.8	1.4	5	96	0	0	77	9974
>I102 (I101)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.75	1	0.46	0	5.8	1.7	6	96	0	0	70	9923
>CT924 (I102)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	1	0.46	0	5.8	1.7	6	96	0	0	50	9973
--CT921 (CT924)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	0	0.23	0	2.9	0.8	3	96	0	0	105	10078
--CT846 (I98)	COND	B	13.28	115.5	0.963	0.01	3.75	5	2.9	0	36.7	10.9	38.2	96	0	0	91	9696
--I103 (CT846)	COND	B	13.28	115.5	0.962	0	3.75	4	2.52	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	28	9724
--I104 (I103)	COND	B	13.28	115.5	0.962	0	3.75	4	2.52	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	15	9739
--I105 (I104)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0.01	3.76	4	2.52	0	31.8	9.5	33.2	96	0	0	65	9804
>CT856 (I105)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	1	0.8	0	10.1	3	10.6	96	0	0	8	9612
>I106 (CT856)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	0	0.23	0	2.9	0.9	3	96	0	0	32	9844
>CT857 (I106)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	0	0.23	0	2.9	0.9	3	96	0	0	55	9899
--I107 (I105)	COND	B	13.28	115.49	0.962	0	3.76	3	1.72	0	21.7	6.5	22.6	96	0	0	25	9629
>I108 (I107)	COND	B	13.28	115.48	0.962	0	3.76	3	1.72	0	21.7	6.5	22.6	96	0	0	59	9887
>CT865 (I108)	COND	B	13.28	115.48	0.962	0	3.76	1	0.57	0	7.2	2.2	7.6	96	0	0	12	9899
>I109 (I108)	COND	B	13.28	115.48	0.962	0	3.77	2	1.14	0	14.5	4.3	15.1	96	0	0	70	9957
--CT854 (I109)	COND	B	13.28	115.48	0.962	0	3.77	1	0.76	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	15	9972
>CT853 (I109)	COND	B	13.28	115.48	0.962	0	3.77	1	0.38	0	4.8	1.4	5	96	0	0	70	10027
>I21 (I28)	COND	A	13.45	118.99	0.975	0	2.51	0	0	0.13	0	0	0	0	0	0	16	3975
		B	13.47	117.15	0.976	0	2.37	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0		
		C	13.49	117.29	0.977	0	2.26	0	0	0.13	0	0	0	0	0	0		
--CT5205 (I32)	COND	A	13.51	117.46	0.979	0	2.11	1	0.58	23.59	7.5	2.3	7.8	98	0	0	44	3010
		B	13.52	117.8	0.98	0	2	1	0.37	20.56	4.8	1.4	5	98				
		C	13.64	117.7	0.981	0	1.92	1	0.46	3.03	5.9	1.8	6.1	98				

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph-Ph (120 V)	based (P.U)	based (%)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW	Section losses kVAR	Section length (m)	Dist from source (m)
->CT5004 3P_#4ACSR_#4N (I32)	COND	A	13.51	117.46	0.979	0	2.11	1	0.58	23.58	7.5	2.3	7.8	96	0	0	18	2993
		B	13.52	117.6	0.98	0	2	1	0.37	20.56	4.8	1.4	5	96				
		C	13.54	117.7	0.981	0	1.91	1	0.46	3.03	5.9	1.8	6.2	96				
->CAT1 (ITR3) 3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.57	117.96	0.983	0	1.7	88	15.51	0.08	660	192.5	687.5	96	0	0	0	2069
		B	13.58	118.05	0.984	0	1.62	88	15.5	0	660	192.5	687.5	96				
		C	13.59	118.13	0.984	0	1.56	88	15.49	0.07	660	192.5	687.5	96				
->O_2 (INTER4) 3P_1/0ACSR_1/0N	COND	A	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96	0	0	0	0
		B	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96				
		C	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96				
->O_1 (INTER4) 3P_1/0ACSR_1/0N	COND	A	13.8	120	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
		B	13.8	120	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		C	13.8	120	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	CAP	A	**DISCONNECTED**		900.00 kVAR (rated) at 7.90 kV (LG)													
		B	**DISCONNECTED**		--- Switch Control type MANUAL													
		C	**DISCONNECTED**															

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDISTW

FEEDER	INTER	
DATE	2004/8/20	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	0.0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	0.0 % (kW)	0.0 % (kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL CAPACITOR	0.0 kVAR (Adjusted)	
TOTAL SHUNT REACTOR	0.0 kVAR (Adjusted)	
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.6 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES	20.86 kVAR	
TOTAL LOSSES	93.47 kW	193.63 kVAR
	215.01 kVA	43.47 PF(%)
TOTAL POWER FROM SUBSTATION	10482.3 kW	3405.5 kVAR
	11002.6 kVA	95.1 PF(%)
SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE		
> Phase A	Section = MB1	Voltage = 0.920 (p.u.)
> Phase B	Section = MB1	Voltage = 0.923 (p.u.)
> Phase C	Section = MB1	Voltage = 0.924 (p.u.)

ANEXO 5.2

REPORTE DEL BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

REPORTE DEL BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

Considerando:

- * Reforzamiento de Conductores.
- * Las Estaciones de Bombeo Operan a plena carga.

LOAD BALANCING REPORT: ALIMENTADOR IZAMBA

LOAD BALANCING OF SINGLE-PHASE: YES
LOAD BALANCING OF TWO-PHASE: YES
LOAD BALANCING OF THREE-PHASE: YES

MINIMUM KVA FOR A TAP CHANGE: 1.00 kVA
MINIMUM KW REDUCTION / CHANGE: 0.10 kW
THREE-PHASE UNBALANCED FACTOR: 0.00 %

Sections beginning at	From config	To config	Suggested moves			Loss Reduction
			A	B	C	
189	B	A	(B to A)			0.821 kW

Total loss reduction: 0.821 kW

ANEXO 5.3

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA UTILIZANDO CAPACITORES PARA MÁXIMA Y MÍNIMA DEMANDA

Datos encontrados con el programa computacional

CYMDIST 3.02S

REPORT DE FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA UTILIZANDO CAPACITORES SHUNT PARA MÁXIMA DEMANDA

Section ID	phase	kV	based	based	V Drop	Acc drop	Thru	loading	unbal	Thru Power	Thru Power	Section losses	Sect	Dist	from			
Equipment ID	Type	Ph-Ph	(120 V)	(P U)	(%)	(%)	amps	(%)	(%)	kW	kVAR	kVA	PF (%)	kW	kVAR	length(m)	source(m)	
->INTER																		
S/E_ORIENTE	SUB	A	13,8	120	1	0	0	439	83,97	0,45	3498,8	-8,7	3498,8	-100	0	0	0	0
		B	13,8	120	1	0	0	439	83,96	0,43	3498,3	-11,2	3498,3	-100				
		C	13,8	120	1	0	0	433	82,87	0,88	3452,6	-27,8	3452,7	-100				
>INTER4	(INTER)																	
DUMMY	PROT	A	13,8	120	1	0	0	439	87,83	0,45	3498,8	-8,7	3498,8	-100	0	0	0	0
		B	13,8	120	1	0	0	439	87,81	0,43	3498,3	-11,2	3498,3	-100				
		C	13,8	120	1	0	0	433	86,67	0,88	3452,6	-27,8	3452,7	-100				
->INTER1	(INTER4)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,61	118,38	0,986	1,35	1,35	180	31,84	1,18	1404,8	295,9	1435,6	98	40,7	74,2	2000	2000
		B	13,62	118,47	0,967	1,20	1,28	180	31,81	1,1	1404,3	293,5	1434,6	98				
		C	13,63	118,55	0,968	1,21	1,21	174	30,75	2,28	1358,6	277,1	1386,6	98				
->INTER3	(INTER1)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,61	118,32	0,986	0,05	1,4	180	31,84	1,18	1390,1	271,1	1418,3	98	1,4	2,5	68	2068
		B	13,62	118,42	0,987	0,04	1,32	180	31,82	1,1	1390,8	268,1	1416,4	98				
		C	13,63	118,5	0,987	0,04	1,25	174	30,75	2,28	1348	254,8	1369,9	98				
DUMMY	PROT	A	13,61	118,32	0,986	0	1,4	180	36,04	1,18	1389,7	270,3	1415,7	98	0	0	0	2068
		B	13,62	118,42	0,987	0	1,32	180	36,01	1,1	1390,4	267,2	1415,8	98				
		C	13,63	118,5	0,987	0	1,25	174	34,81	2,28	1345,6	253,9	1369,3	98				
>ITR3	(INTER3)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,61	118,32	0,986	0	1,4	180	31,84	1,18	1369,7	270,3	1415,7	98	0	0	1	2069
		B	13,62	118,42	0,987	0	1,32	180	31,82	1,1	1390,4	267,2	1415,8	98				
		C	13,63	118,5	0,987	0	1,25	174	30,75	2,28	1345,6	253,9	1369,3	98				
DUMMY	PROT	A	13,61	118,32	0,986	0	1,4	180	36,04	1,18	1389,8	270,3	1415,7	98	0	0	0	2069
		B	13,62	118,42	0,987	0	1,32	180	36,01	1,1	1390,4	267,2	1415,8	98				
		C	13,63	118,5	0,987	0	1,25	174	34,81	2,28	1345,6	253,9	1369,3	98				
>ITR1	(ITR3)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,61	118,32	0,986	0	1,4	0	0	0,08	0	0	0	0	0	1	2070	
		B	13,62	118,42	0,987	0	1,32	0	0	0	0	0	0	0	0			
		C	13,63	118,5	0,987	0	1,25	0	0	0,07	0	0	0	0	0			
DUMMY	PROT	A	13,61	118,32	0,986	0	1,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2070	
		B	13,62	118,42	0,987	0	1,32	0	0	0	0	0	0	0	0			
		C	13,63	118,5	0,987	0	1,25	0	0	0	0	0	0	0	0			
>I1	(ITR3)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,59	118,18	0,985	0,12	1,52	93	16,5	2,17	729,6	77,6	733,8	99	2	3,7	381	2450
		B	13,6	118,29	0,986	0,11	1,43	93	16,5	2,14	730,4	74,7	734,2	99				
		C	13,61	118,38	0,987	0,1	1,35	87	15,46	4,3	685,6	61,4	688,3	100				
->I2	(I1)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,59	118,13	0,984	0,03	1,56	93	16,5	2,17	728,9	76,6	732,9	99	0,6	1	107	2557
		B	13,6	118,25	0,985	0,03	1,46	93	16,5	2,14	729,7	73,5	733,4	99				
		C	13,61	118,35	0,986	0,03	1,38	87	15,46	4,3	685	60,4	687,8	100				
->I3	(I2)																	
3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13,58	118,1	0,984	0,02	1,58	93	16,5	2,17	728,8	76,2	732,6	99	0,4	0,7	78	2833
		B	13,6	118,22	0,985	0,02	1,48	93	16,5	2,14	729,5	73,1	733,1	100				
		C	13,61	118,32	0,986	0,02	1,4	87	15,46	4,3	684,8	60,1	687,5	100				
->CT2442	(I3)																	
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,1	0,984	0	1,58	1	0,58	23,63	7,5	2,2	7,8	96	0	0	91	2724
		B	13,6	118,22	0,985	0	1,48	1	0,37	20,8	4,8	1,4	5	96				
		C	13,61	118,32	0,986	0	1,4	1	0,45	3,03	5,9	1,7	8,1	96				
->I4	(CT2442)																	
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,1	0,984	0	1,58	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	164	2888
		B	13,6	118,22	0,985	0	1,48	0	0	0,01	0	0	0	0				
		C	13,61	118,32	0,986	0	1,4	0	0	0,09	0	0	0	0				
->I5	(I3)																	
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,1	0,984	0,01	1,59	8	4,64	5,23	60,1	17,5	62,6	96	0	0	34	2667
		B	13,6	118,22	0,985	0,01	1,48	9	5,04	14,32	65,4	18,8	68,1	96				
		C	13,61	118,32	0,986	0	1,4	6	3,55	19,55	46,1	13,3	47,9	96				
->I6	(I5)																	
3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,09	0,984	0	1,59	8	3,5	5,23	60,1	17,5	62,6	96	0	0	43	2710
		B	13,59	118,21	0,985	0	1,49	9	3,8	14,32	65,4	18,8	68,1	96				
		C	13,61	118,32	0,986	0	1,4	6	2,68	19,55	46,1	13,3	47,9	96				
->I7	(I6)																	
3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,09	0,984	0	1,59	7	3,21	3,83	55,1	16	57,4	96	0	0	28	2736
		B	13,59	118,21	0,985	0	1,49	8	3,82	16,98	62,2	17,9	64,7	96				
		C	13,61	118,31	0,986	0	1,4	6	2,45	20,81	42,1	12,1	43,8	96				
->CT2440	(I7)																	
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,09	0,984	0	1,59	1	0,39	23,57	5	1,5	5,2	96	0	0	10	2748
		B	13,59	118,21	0,985	0	1,49	0	0,25	20,55	3,2	1	3,4	96				
		C	13,61	118,31	0,986	0	1,4	1	0,3	3,02	3,9	1,2	4,1	96				
->I8	(I7)																	
3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13,58	118,09	0,984	0	1,6	2	0,95	10,99	16,2	4,8	16,9	96	0	0	103	2641
		B	13,59	118,21	0,985	0	1,49	2	0,87	1,97	14,8	4,3	15,5	96				
		C	13,61	118,31	0,986	0	1,41	2	0,74	12,98	12,7	3,7	13,3	96				

Section ID	phase	kV	based	based	V Drop	Acc drop	Thru	loading	unbal	Thru Power	Thru Power	Section losses	Sect	Dist from			
Equipment ID	Type	Ph-Ph	(120 V)	(P U)	(%)	(%)	amps	(%)	(%)	kW	kVAR	kVA	PF (%)	kW	kVAR	length(m)	source(m)
>CT20107 (I8)	COND B	13.59	118.2	0.985	0	1.5	1	59.67	0	4.5	1.3	4.7	96	0	0	177	3018
>CT2441 (I8)	COND A	13.58	118.07	0.984	0.01	1.61	2	0.95	23.64	16.2	4.8	16.9	96	0	0	367	3208
	B	13.59	118.2	0.985	0	1.5	1	0.61	20.61	10.4	3	10.9	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0.01	1.41	2	0.74	3.03	12.7	3.8	13.3	96				
--->CT5287 (CT2441)	COND A	13.58	118.07	0.984	0	1.61	1	0.29	23.65	5	1.5	5.2	96	0	0	210	3418
	B	13.59	118.2	0.985	0	1.5	0	0.19	20.62	3.2	0.9	3.3	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	1	0.23	3.03	3.9	1.1	4.1	96				
>I9 (I7)	COND A	13.58	118.08	0.984	0.01	1.6	4	1.97	1.55	33.9	9.7	35.3	96	0	0	166	2904
	B	13.59	118.2	0.985	0.01	1.5	6	2.56	27.78	44	12.6	45.8	96				
	C	13.61	118.31	0.986	0	1.41	3	1.48	26.24	25.5	7.2	26.5	96				
>CT20172 (I9)	COND A	13.58	118.07	0.984	0	1.6	0	0.23	0	3	0.9	3.1	96	0	0	232	3136
>I10 (I9)	COND A	13.58	118.06	0.984	0.01	1.61	4	1.36	7.56	30.9	8.9	32.1	96	0	0	291	3195
	B	13.59	118.18	0.985	0.02	1.52	6	1.94	31.59	44	12.7	45.8	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0.01	1.41	3	1.12	24.03	25.5	7.2	26.5	96				
>I11 (I10)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	3	1.15	0.99	25.9	7.6	27	96	0	0	118	3313
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	4	1.37	18.85	31.2	9.1	32.5	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	3	0.95	17.87	21.6	6.3	22.5	96				
>I17 (I11)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	0	0.13	11.61	3	0.8	3.1	96	0	0	214	3527
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	1	0.21	42.4	4.8	1.4	5	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	0	0.1	30.78	2.4	0.6	2.4	97				
---< I221 (I12)	COND B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	0	0.13	0	2.9	0.9	3	96	0	0	49	3576
--->CT2447 (I12)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	0	0.13	23.86	3	0.9	3.1	96	0	0	148	3675
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	0	0.08	20.62	1.9	0.5	2	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	0	0.1	3.05	2.4	0.7	2.5	96				
>CT2749 (I11)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	3	1.01	0.58	22.9	6.6	23.9	96	0	0	15	3378
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	4	1.16	15.37	26.3	7.7	27.5	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	3	0.85	15.95	19.2	5.7	20	96				
--->CT2448 (CT2749)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	1	0.35	23.59	4.5	1.4	4.7	96	0	0	47	3375
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	0	0.22	20.56	2.9	0.9	3	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	0	0.27	3.03	3.5	1.1	3.7	96				
--->I13 (CT2749)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	2	0.68	15	15.4	4.6	16.1	96	0	0	40	3368
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.52	3	1.04	28.92	23.5	6.9	24.4	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	2	0.69	13.91	15.7	4.6	16.3	96				
>CT823 (I13)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	1	0.39	23.59	5	1.5	5.2	96	0	0	33	3401
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	0	0.25	20.55	3.2	1	3.3	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	1	0.3	3.03	3.9	1.2	4.1	96				
>CT2449 (I13)	COND A	13.58	118.06	0.984	0	1.62	1	0.46	26	10.5	3.1	10.9	96	0	0	42	3410
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	3	0.89	43.01	20.3	5.9	21.1	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	2	0.52	17.01	11.8	3.5	12.3	96				
>I15 (CT2449)	COND A	13.58	118.05	0.984	0	1.62	1	0.46	22.46	10.5	3.1	10.9	96	0	0	45	3455
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	2	0.81	35.52	18.3	5.4	19.1	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	2	0.52	13.05	11.8	3.5	12.3	96				
>CT20177 (I15)	COND A	13.58	118.05	0.984	0	1.62	0	0	99.22	0	0	0	0	0	0	69	3524
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	2	0.84	198.4	14.5	4.3	15.1	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	0	0	99.22	0	0	0	0				
>CT20178 (CT20177)	COND A	13.58	118.05	0.984	0	1.62	0	0	99.06	0	0	0	0	0	0	105	3629
	B	13.59	118.16	0.985	0	1.53	1	0.42	198.1	7.2	2.1	7.5	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	0	0	99.05	0	0	0	0				
--->CT2450/CT2451 (I15)	COND A	13.58	118.05	0.984	0	1.62	1	0.46	20.61	10.5	3.1	10.9	96	0	0	34	3469
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	1	0.17	55.84	3.9	1.1	4	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	2	0.52	35.23	11.8	3.5	12.3	96				
--->CT3832 (CT2450/CT2451)	COND A	13.58	118.05	0.984	0	1.62	1	0.35	23.64	6	1.8	6.2	96	0	0	103	3592
	B	13.59	118.17	0.985	0	1.53	1	0.22	20.6	3.9	1.1	4	96				
	C	13.6	118.3	0.986	0	1.42	1	0.27	3.04	4.7	1.4	4.9	96				

Section ID Equipment ID	Type	phase	kV Ph-Ph (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power KVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW	KVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)		
-I28 (I28)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.53	117.69	0.981	0.01	1.93	76	13.47	1.89	594.6	33.9	595.6	100	0.1	0.2	30	3959
			B	13.55	117.85	0.982	0.01	1.79	77	13.68	3.48	604.7	34	605.7	100				
			C	13.57	117.99	0.983	0.01	1.67	71	12.51	5.37	554.2	19.1	554.5	100				
-I22 (I28)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.53	117.66	0.981	0.02	1.95	76	13.47	1.89	594.6	33.9	595.6	100	0.3	0.6	85	4044
			B	13.55	117.83	0.982	0.02	1.81	77	13.68	3.48	604.7	33.9	605.7	100				
			C	13.57	117.97	0.983	0.02	1.69	71	12.51	5.37	554.2	19	554.5	100				
-CT11701 (I22)	3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.53	117.66	0.981	0	1.95	1	0.35	23.65	4.5	1.3	4.7	96	0	0	111	4155
			B	13.55	117.83	0.982	0	1.81	0	0.22	20.59	2.9	0.8	3	96				
			C	13.57	117.97	0.983	0	1.69	0	0.27	3.06	3.5	1.1	3.7	96				
-CT12444 (I22)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.53	117.65	0.98	0.01	1.96	76	13.36	1.76	590	32.3	590.9	100	0.1	0.2	32	4076
			B	13.55	117.82	0.982	0.01	1.82	77	13.61	3.63	601.7	32.9	602.6	100				
			C	13.57	117.97	0.983	0.01	1.69	70	12.43	5.39	550.6	17.9	550.9	100				
-CT2454 (CT2444)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.52	117.59	0.98	0.05	2.01	75	13.25	1.6	585	30.8	585.8	100	0.8	1.4	223	4299
			B	13.54	117.76	0.981	0.05	1.87	77	13.54	3.8	598.5	31.8	599.3	100				
			C	13.56	117.92	0.983	0.04	1.73	70	12.34	5.4	546.6	16.6	546.9	100				
-I23 (CT2454)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.52	117.54	0.979	0.04	2.05	75	13.25	1.77	584.7	30.3	585.4	100	0.6	1.1	170	4469
			B	13.54	117.72	0.981	0.04	1.9	76	13.47	3.47	595.3	30.5	596.1	100				
			C	13.56	117.88	0.982	0.03	1.76	70	12.34	5.24	546.4	16.3	546.7	100				
-CT20198 (I23)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.56	117.88	0.982	0	1.77	2	0.91	0	11.8	3.5	12.3	96	0	0	136	4605
-CT2403 (CT20198)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.56	117.87	0.982	0.01	1.77	1	0.46	0	5.9	1.7	6.1	96	0	0	340	4645
-I24 (I23)	3P_266ACSR_10N	COND	A	13.52	117.52	0.979	0.01	2.06	75	13.25	2.47	584.4	30	585.2	100	0.2	0.3	51	4520
			B	13.54	117.7	0.981	0.01	1.91	76	13.47	4.18	595.1	30.1	595.9	100				
			C	13.56	117.87	0.982	0.01	1.77	68	12.07	6.66	534.5	12.5	534.6	100				
-CT1891 (I24)	3P_#2ACSR_#2N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	3	1.32	11.52	22.4	6.8	23.4	96	0	0	88	4608
			B	13.53	117.7	0.981	0.01	1.92	5	2.12	42.18	36.2	10.7	37.7	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	2	1.03	30.66	17.6	5.3	18.4	96				
-I25 (CT3891)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	2	0.66	48.14	11.2	3.4	11.7	96	0	0	51	4659
			B	13.53	117.69	0.981	0	1.92	5	2.12	66.79	36.2	10.7	37.7	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	2	1.03	18.64	17.6	5.3	18.4	96				
-CT3892 (I25)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0	99.74	0	0	0	0	0	0	54	4713
			B	13.53	117.69	0.981	0	1.93	5	2.12	101.5	36.2	10.8	37.7	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.78	2	1.03	1.71	17.6	5.3	18.4	96				
-CT3894 (CT3892)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0	99.76	0	0	0	0	0	0	49	4762
			B	13.53	117.68	0.981	0	1.93	5	2.12	141	36.2	10.6	37.7	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	1	0.52	41.24	8.8	2.7	9.2	96				
-I26 (CT3894)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0	99.79	0	0	0	0	0	0	42	4804
			B	13.53	117.68	0.981	0	1.93	5	2.12	199.6	36.2	10.8	37.7	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	0	0	99.79	0	0	0	0				
-CT20179 (I26)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.68	0.981	0	1.94	1	0.56	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	54	4858
-I27 (I26)	1P_#4CU_#4N	COND	A	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0	99.83	0	0	0	0	0	0	84	4888
			B	13.53	117.67	0.981	0	1.94	4	1.66	199.7	28.9	8.6	30.2	96				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	0	0	99.83	0	0	0	0				
-CT3895 (I27)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.67	0.981	0	1.94	3	1.69	0	21.7	6.5	22.6	96	0	0	24	4912
-CT5253 (CT3895)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.67	0.981	0	1.94	2	1.12	0	14.5	4.3	15.1	96	0	0	96	4908
-CT5254 (CT5253)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.66	0.981	0	1.95	1	0.56	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	59	5057
-I40 (I27)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.67	0.981	0	1.94	1	0.56	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	42	4930
-CT3893 (I40)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.53	117.67	0.981	0	1.94	1	0.56	0	7.2	2.2	7.6	96	0	0	28	4958
-CT3890 (I25)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.51	117.51	0.979	0	2.07	2	0.66	199.3	11.2	3.4	11.7	96	0	0	59	4718
			B	13.53	117.69	0.981	0	1.92	0	0	99.66	0	0	0	0				
			C	13.56	117.87	0.982	0	1.77	0	0	99.66	0	0	0	0				

Section ID Equipment ID	phase Type	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru loading amps	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW - kVAR	Secl length (m)	Dist from source (m)		
-149 (148)	COND B	13.52	117.56	0.98	0	2.04	0	0.15	0	1.9	0.4	2	98	0	0	168	5656
-11175 (149)	COND B	13.52	117.55	0.98	0	2.04	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	550	6206
-13059 (148)	COND B	13.52	117.56	0.98	0	2.04	0	38.52	0	2.9	0.8	3	96	0	0	257	5745
-CT2465/2466 (142)	COND A	13.5	117.37	0.978	0	2.19	66	11.7	1.55	516.1	8.8	516.2	100	0	0.1	17	5077
	B	13.52	117.58	0.98	0	2.02	67	11.79	2.33	521	7.7	521.1	100				
	C	13.54	117.76	0.981	0	1.86	63	11.08	3.88	490.3	1.2	490.3	100				
-150 (CT2465/2466)	COND A	13.5	117.36	0.978	0.01	2.2	66	11.7	2.03	516.1	8.8	516.2	100	0.1	0.3	55	5132
	B	13.52	117.56	0.98	0.01	2.03	66	11.68	1.86	516.2	6.2	516.2	100				
	C	13.54	117.75	0.981	0.01	1.87	62	11.02	3.88	487.9	-1.9	487.9	100				
-151 (150)	COND A	13.5	117.36	0.978	0	2.2	1	0.44	196.8	7.5	2.2	7.8	96	0	0	99	5231
	B	13.52	117.56	0.98	0	2.03	0	0	98.39	0	0	0	0				
	C	13.54	117.75	0.981	0	1.87	0	0	98.39	0	0	0	0				
-12470 (151)	COND A	13.5	117.36	0.978	0	2.2	1	0.58	0	7.5	2.3	7.8	96	0	0	13	5244
-152 (151)	COND A	13.5	117.36	0.978	0	2.2	0	0	0.17	0	0	0	0	0	0	93	5324
	B	13.52	117.56	0.98	0	2.03	0	0	0.01	0	0	0	0				
	C	13.54	117.75	0.981	0	1.87	0	0	0.17	0	0	0	0				
-153 (150)	COND A	13.49	117.34	0.978	0.01	2.21	65	11.53	1.04	508.6	6.5	508.6	100	0.2	0.3	60	5152
	B	13.52	117.55	0.98	0.01	2.04	66	11.68	2.37	516.1	6.2	516.2	100				
	C	13.54	117.74	0.981	0.01	1.88	62	11.02	3.41	487.8	2	487.9	100				
-111756 (153)	COND B	13.52	117.55	0.98	0	2.04	1	0.37	0	4.8	1.4	5	96	0	0	108	5300
-111576 (153)	COND A	13.49	117.34	0.978	0.01	2.22	65	11.53	1.36	508.5	6.4	508.5	100	0.1	0.2	38	5230
	B	13.52	117.54	0.98	0.01	2.05	66	11.57	1.73	511.3	4.6	511.3	100				
	C	13.54	117.74	0.981	0.01	1.89	62	11.02	3.1	487.8	2	487.8	100				
-154 (CT1576)	COND A	13.49	117.33	0.978	0.01	2.23	65	11.53	1.69	508.5	6.3	508.5	100	0.1	0.2	42	5272
	B	13.52	117.53	0.979	0.01	2.05	65	11.46	1.09	506.4	3.1	506.4	100				
	C	13.54	117.73	0.981	0.01	1.89	62	11.02	2.78	487.8	-2.1	487.8	-100				
-154810 (154)	COND A	13.49	117.32	0.978	0	2.23	1	0.58	0	7.5	2.2	7.8	96	0	0	227	5499
-155 (154)	COND A	13.49	117.31	0.978	0.01	2.24	64	11.36	0.69	500.9	4.1	500.9	100	0.2	0.4	80	5352
	B	13.51	117.52	0.979	0.01	2.07	65	11.46	1.6	506.4	3.1	506.4	100				
	C	13.54	117.71	0.981	0.01	1.91	62	11.02	2.3	487.7	-2.1	487.7	100				
-156 (155)	COND B	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0.22	0	2.9	0.8	3	96	0	0	51	5403
-157 (156)	COND B	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46	5449
-111575 (156)	COND B	13.51	117.52	0.979	0	2.07	0	0.22	0	2.9	0.9	3	96	0	0	35	5438
-CT2466/CT2469 (155)	COND A	13.49	117.29	0.977	0.01	2.25	64	11.36	0.89	500.9	3.9	500.9	100	0.2	0.3	62	5414
	B	13.51	117.51	0.979	0.01	2.08	65	11.4	1.22	503.4	2.1	503.4	100				
	C	13.54	117.7	0.981	0.01	1.92	62	11.02	2.11	487.7	2.2	487.7	100				
-158 (CT2468/CT2469)	COND A	13.49	117.29	0.977	0	2.26	64	11.26	0.48	496.3	2.5	496.3	100	0.1	0.1	25	5439
	B	13.51	117.5	0.979	0	2.08	64	11.33	1.14	500.4	1.2	500.5	100				
	C	13.54	117.7	0.981	0	1.92	62	11.02	1.62	487.6	2.3	487.6	100				
-15193 (158)	COND B	13.51	117.5	0.979	0	2.09	1	0.75	0	9.6	2.9	10.1	96	0	0	62	5401
-159 (158)	COND A	13.48	117.25	0.977	0.04	2.3	64	11.26	1.14	496.3	2.5	496.3	100	0.5	0.9	203	5442
	B	13.51	117.46	0.979	0.03	2.12	63	11.11	0.16	490.8	1.7	490.8	100				
	C	13.53	117.66	0.98	0.03	1.95	62	11.02	0.97	487.6	-2.3	487.6	100				
-CT3853 (159)	COND A	13.48	117.25	0.977	0	2.3	1	0.86	23.67	11	3.3	11.5	96	0	0	14	5656
	B	13.51	117.46	0.979	0	2.12	1	0.55	20.57	7.1	2.1	7.4	96				
	C	13.53	117.66	0.98	0	1.95	1	0.67	3.11	8.6	2.6	9	96				
-CT2510 (CT3853)	COND A	13.48	117.24	0.977	0	2.3	1	0.47	23.68	6	1.8	6.3	96	0	0	67	5723
	B	13.51	117.46	0.979	0	2.12	1	0.3	20.57	3.9	1.1	4	96				
	C	13.53	117.65	0.98	0	1.95	1	0.37	3.11	4.7	1.4	4.9	96				

Section ID	phase	kV	based	based	V Drop	Acc drop	Thru loading	unbal	Thru Power	Thru Power	Section losses	Sect	Dist from				
Equipment ID	Type	Ph Ph	(120 V)	(P U)	(%)	(%)	amps	(%)	kW	KVAR	kVA	PF (%)	kW	KVAR	length(m)	source(m)	
>I60 (I59)	COND A	13,48	117,23	0,977	0,02	2,31	62	11,01	0,72	485,1	-1,1	485,1	100	0,2	0,4	98	5740
	B	13,51	117,44	0,979	0,02	2,13	62	10,95	0,21	483,5	-4,1	483,6	-100				
	C	13,53	117,64	0,98	0,02	1,97	61	10,83	0,93	478,8	-5,2	478,8	100				
>CT12509 (I60)	COND A	13,48	117,22	0,977	0	2,31	0	0,23	0	3	0,9	3,1	96	0	0	45	5785
>CT5605 (I60)	COND A	13,48	117,19	0,977	0,03	2,34	62	10,94	0,31	482,1	2,2	482,1	100	0,4	0,7	168	5908
	B	13,5	117,41	0,978	0,03	2,16	62	10,95	0,42	483,5	-4,2	483,5	100				
	C	13,52	117,61	0,98	0,03	2	61	10,83	0,73	478,7	-5,3	478,8	-100				
-->I61 (CT5605)	COND A	13,48	117,18	0,977	0,01	2,35	62	10,91	0,25	480,4	-2,8	480,4	100	0,1	0,2	45	5953
	B	13,5	117,4	0,978	0,01	2,17	62	10,93	0,47	482,4	-4,7	482,4	100				
	C	13,52	117,6	0,98	0,01	2	61	10,8	0,72	477,4	-5,9	477,5	-100				
-->CT3596 (I61)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	2	1,16	10,25	15	4,3	15,6	96	0	0	118	6071
	B	13,5	117,39	0,978	0	2,17	2	1,08	16,44	14	3,9	14,5	96				
	C	13,52	117,59	0,98	0,01	2,01	3	1,64	26,69	21,2	6,2	22,1	96				
>I62 (CT3596)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	1	0,58	47,38	7,5	2,1	7,8	96	0	0	78	6149
	B	13,5	117,39	0,978	0	2,17	2	1,08	1,68	14	4	14,5	96				
	C	13,52	117,58	0,98	0	2,01	3	1,64	49,06	21,2	6,2	22,1	96				
>CT4431 (I62)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	1	0,58	47,37	7,5	2,1	7,8	96	0	0	78	6227
	B	13,5	117,39	0,978	0	2,18	2	1,08	1,68	14	4	14,5	96				
	C	13,52	117,58	0,98	0	2,02	3	1,64	49,05	21,2	6,2	22,1	96				
>CT4512 (CT4431)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	0	0,01	96,73	0	-0,1	0,1	0	0	0	250	6477
	B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	0	0,15	27,15	1,9	0,5	2	97				
	C	13,52	117,57	0,98	0	2,02	1	0,46	123,9	5,9	1,7	6,1	96				
-->CT120342 (CT4512)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	0	0	94,86	0	0	0	0	0	0	165	6642
	B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	0	0,15	189,7	1,9	0,5	2	96				
	C	13,52	117,57	0,98	0	2,02	0	0	94,84	0	0	0	0				
>I63 (CT4431)	COND A	13,48	117,17	0,976	0	2,36	1	0,58	28,14	7,5	2,2	7,8	96	0	0	102	6329
	B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	2	0,94	15,49	12,1	3,5	12,6	96				
	C	13,52	117,58	0,98	0	2,02	2	0,91	12,65	11,8	3,5	12,3	96				
-->CT15259 (I63)	COND B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	1	0,56	0	7,2	2,2	7,5	96	0	0	101	6430
>CT30065 (I63)	COND A	13,47	117,17	0,976	0	2,36	1	0,58	23,67	7,5	2,3	7,8	96	0	0	44	6373
	B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	1	0,38	20,57	4,8	1,4	5	96				
	C	13,52	117,58	0,98	0	2,02	1	0,46	3,1	5,9	1,8	6,1	96				
-->I64 (I63)	COND A	13,48	117,18	0,976	0	2,35	0	0	97,64	0	0	0	0	0	0	227	6556
	B	13,5	117,38	0,978	0	2,18	0	0	97,64	0	0	0	0				
	C	13,52	117,57	0,98	0	2,02	1	0,46	195,3	5,9	1,7	6,1	96				
-->CT2187 (I64)	COND C	13,52	117,57	0,98	0	2,03	1	0,46	0	5,9	1,8	6,1	96	0	0	160	6716
-->CT2511 (I61)	COND A	13,47	117,16	0,976	0,02	2,36	46	8,1	0,32	356,7	-10,2	356,8	-100	0,2	0,4	152	6105
	B	13,5	117,38	0,978	0,02	2,18	45	7,99	1,78	352	-13,8	352,3	100				
	C	13,52	117,57	0,98	0,02	2,02	47	8,3	2,1	366,7	-9,2	366,8	100				
-->CT2512 (CT2511)	COND A	13,46	117,08	0,976	0,07	2,44	46	8,1	0,11	356,6	-10,2	356,8	-100	0,9	1,6	636	6741
	B	13,49	117,29	0,977	0,07	2,26	45	7,99	1,56	352	-13,8	352,2	100				
	C	13,51	117,48	0,979	0,08	2,1	47	8,25	1,67	364,3	10	364,4	100				
>CT2513 (CT2512)	COND C	13,51	117,48	0,979	0	2,1	0	0,18	0	2,4	0,7	2,4	96	0	0	305	7046
-->I65 (CT2512)	COND A	13,46	117,06	0,976	0,01	2,45	45	8,04	0,45	353,4	-11,5	353,6	-100	0,1	0,2	96	6837
	B	13,49	117,28	0,977	0,01	2,27	45	7,99	1,08	351,7	-14,2	352	100				
	C	13,51	117,47	0,979	0,01	2,11	46	8,19	1,52	361,6	-11,1	361,8	100				
-->CT2514 (I65)	COND C	13,51	117,45	0,979	0,01	2,13	2	0,96	0	12,4	3,4	12,8	96	0	0	399	7236
>CT20339 (CT2514)	COND C	13,5	117,43	0,979	0,02	2,14	1	0,87	0	11,2	3,1	11,6	96	0	0	574	7810
-->CT4251 (CT20339)	COND C	13,5	117,42	0,979	0	2,15	0	0,18	0	2,4	0,5	2,4	97	0	0	434	8244
-->CT2517 (CT4251)	COND C	13,5	117,42	0,979	0	2,15	0	0,09	0	1,2	0,3	1,2	97	0	0	394	8638

Section ID Equipment ID	phase Type	kV Ph-Ph (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Section losses kW - kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)						
->CT1419 (I65)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.48	117.04	0.975	0.02	2.46	45	8.04	0.71	353.3	-11.6	353.5	-100	0.7	0.3	117	6954
			B	13.49	117.28	0.977	0.02	2.28	45	7.99	0.07	351.6	-14.7	351.9	-100				
			C	13.51	117.45	0.979	0.01	2.13	45	7.92	0.77	349.2	14.5	349.5	100				
	CAP		A	28.55 kVAR (adjusted) --- 30.00 kVAR (rated) at 7.97 kV (LG)															
			B	28.66 kVAR (adjusted) --- Switch Control type MANUAL															
			C	28.75 kVAR (adjusted) - -															
->CT2518 (CT1419)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.45	118.99	0.975	0.05	2.51	46	8.04	0.97	353.3	16.9	353.7	100	0.5	0.8	348	7302
			B	13.48	117.21	0.977	0.04	2.33	45	7.99	0.28	351.6	14.4	351.9	100				
			C	13.5	117.4	0.978	0.04	2.17	45	7.86	1.25	346.8	13.4	347.1	100				
->I66 (CT2518)	4P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.45	116.97	0.975	0.02	2.53	45	7.97	0.4	350.1	15.8	350.5	100	0.2	0.3	125	7427
			B	13.48	117.19	0.977	0.02	2.34	45	7.99	0.57	351.4	14.2	351.7	100				
			C	13.5	117.38	0.978	0.02	2.19	45	7.86	0.97	346.7	13.2	346.9	100				
->CT6011 (I66)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.5	117.37	0.978	0	2.19	0	0.18	0	2.4	0.7	2.4	96	0	0	296	7723
->CT2519 (I66)	1P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.45	116.97	0.975	0	2.53	0	0.23	0	3	0.9	3.1	96	0	0	188	7615
->I67 (I66)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.45	116.95	0.975	0.02	2.54	45	7.9	0.05	347.1	14.9	347.4	100	0.2	0.3	118	7545
			B	13.47	117.17	0.978	0.02	2.36	45	7.99	1.09	351.4	14.1	351.7	100				
			C	13.5	117.36	0.978	0.01	2.2	44	7.81	1.14	344.3	12.5	344.5	100				
->I68 (I67)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.45	116.95	0.975	0	2.54	1	0.44	32.67	7.5	2.2	7.8	96	0	0	44	7589
			B	13.47	117.17	0.976	0	2.36	3	1.19	80.29	20.3	5.6	21	96				
			C	13.5	117.38	0.978	0	2.2	1	0.35	47.42	5.9	1.8	6.1	96				
->CT20349 (I68)	3P_#2ACSR_#4N	COND	A	13.45	116.95	0.975	0	2.55	1	0.44	23.69	7.5	2.3	7.8	96	0	0	119	7708
			B	13.47	117.17	0.976	0	2.36	1	0.28	20.58	4.8	1.4	5	96				
			C	13.5	117.36	0.978	0	2.2	1	0.35	3.11	5.9	1.8	6.1	96				
->CT12521 (I68)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.15	0.976	0.02	2.38	2	1.2	0	15.4	4.2	16	96	0	0	427	8016
->20354 (CT2521)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.14	0.976	0.01	2.38	1	0.52	0	6.8	1.9	7	96	0	0	304	8320
->I69 (20354)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.14	0.976	0	2.39	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	196	8516
->CT16162 (I69)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.14	0.976	0	2.39	0	0.15	0	1.9	0.8	2	96	0	0	138	8654
->CT2563 (CT2521)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.14	0.976	0.01	2.38	1	0.3	0	3.9	1	4	97	0	0	485	8501
->CT2525 (CT2583)	1P_#4ACSR_#4N	COND	B	13.47	117.14	0.976	0	2.39	0	0.15	0	1.9	0.5	2	97	0	0	524	9025
->CT20356 (I67)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.45	116.92	0.974	0.03	2.57	44	7.73	1.16	339.5	12.6	339.8	100	0.2	0.4	201	7746
			B	13.47	117.14	0.976	0.02	2.38	43	7.52	1.58	331.1	8.4	331.2	100				
			C	13.49	117.33	0.978	0.03	2.23	43	7.68	0.43	336.3	10.7	338.5	100				
->CT20355 (CT20356)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.44	116.87	0.974	0.04	2.61	43	7.63	0.26	335	11.1	335.1	100	0.4	0.7	317	8063
			B	13.47	117.1	0.976	0.04	2.42	43	7.52	1.14	331	6.3	331.1	100				
			C	13.49	117.28	0.977	0.04	2.27	43	7.66	0.88	338.2	10.6	338.4	100				
->I70 (CT20355)	3P_266ACSR_1/0N	COND	A	13.44	116.83	0.974	0.03	2.64	43	7.63	0.55	334.8	10.9	335	100	0.3	0.6	279	8342
			B	13.46	117.06	0.975	0.03	2.45	42	7.46	1.72	328	7.3	328.1	100				
			C	13.48	117.24	0.977	0.04	2.3	43	7.68	1.17	338.1	10.5	338.3	100				
->I71 (I70)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.24	0.977	0	2.3	2	1.23	0	15.9	4.5	16.5	96	0	0	27	8369
->CT20346 (I71)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.2	0.977	0.03	2.33	2	1.23	0	15.9	4.5	16.5	96	0	0	681	9050
->I72 (CT20346)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.19	0.977	0.01	2.34	1	0.55	0	7.1	2	7.3	96	0	0	348	9398
	S&C_POSIT-5	PROT	C	13.48	117.19	0.977	0	2.34	1	18.89	0	7.1	2	7.3	96	0	0	0	9398
->CT20352 (I72)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.19	0.977	0	2.34	0	0.28	0	3.5	1.1	3.7	96	0	0	121	9519
->I73 (I72)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.19	0.977	0	2.34	0	0.27	0	3.5	1	3.7	96	0	0	105	9503
->CT5301 (I73)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.19	0.977	0	2.34	0	0.18	0	2.4	0.7	2.5	96	0	0	108	9611
->CT5199 (I73)	2P_#4ACSR_#4N	COND	C	13.48	117.19	0.977	0	2.34	0	0.09	0	1.2	0.3	1.2	97	0	0	267	9770

Section ID Equipment ID	phase Type	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section losses kW - kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)		
->CT6037 (176)																		
3P #2ACSR #4N	COND	A	13.47	117.15	0.976	0.01	2.38	2	1.01	100.9	17.2	5.2	18	96	0	0	185	6506
		B	13.5	117.38	0.978	0	2.19	1	0.23	55.36	3.9	1.1	4	96				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	1	0.27	45.49	4.7	1.3	4.9	96				
->CT2489 (CT6037)																		
3P #2ACSR #4N	COND	A	13.47	117.14	0.976	0	2.38	2	0.75	157.4	12.7	3.8	13.3	96	0	0	140	6646
		B	13.5	117.38	0.978	0	2.19	0	0.06	80.81	1	0.2	1	97				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	0	0.07	76.54	1.2	0.3	1.2	97				
->CT968 (CT2489)																		
3P #2ACSR #4N	COND	A	13.47	117.14	0.976	0	2.38	0	0.09	23.79	1.5	0.4	1.6	96	0	0	106	6752
		B	13.5	117.38	0.978	0	2.19	0	0.06	20.66	1	0.3	1	96				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	0	0.07	3.13	1.2	0.3	1.2	96				
->CT2483 (175)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.47	117.15	0.976	0	2.37	10	3.28	1.37	76.5	6.6	76.8	-100	0	0	57	6211
		B	13.5	117.37	0.978	0.01	2.19	13	4.28	28.65	100.4	0.5	100.4	100				
		C	13.52	117.56	0.98	0	2.01	7	2.42	27.28	55.4	-12.8	56.8	97				
->CT20351 (CT2483)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.47	117.12	0.976	0.03	2.4	10	3.28	0.02	76.5	-6.6	76.8	-100	0.1	0.1	347	6558
		B	13.49	117.33	0.978	0.03	2.22	13	4.28	30.42	100.4	0.5	100.4	100				
		C	13.52	117.58	0.98	0	2.02	7	2.28	30.39	51.6	-13.9	53.7	-97				
->CT5394 (CT20351)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.08	0.976	0.03	2.43	10	3.28	2.11	78.5	-6.5	76.8	-100	0.1	0.1	397	8955
		B	13.49	117.29	0.977	0.03	2.26	12	4.07	26.82	95.5	-0.9	95.5	-100				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	7	2.28	28.93	51.6	-13.8	53.6	97				
->177 (CT5394)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.06	0.976	0.01	2.45	9	2.97	4.41	69	-8.7	69.5	-99	0	0	211	7166
		B	13.49	117.27	0.977	0.02	2.27	12	4.07	31.02	95.5	-0.8	95.5	100				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	7	2.28	26.61	51.6	-13.7	53.6	-97				
->178 (177)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.06	0.975	0	2.45	9	2.97	4.41	69	-8.7	69.5	-99	0	0	45	7211
		B	13.49	117.27	0.977	0	2.28	12	4.07	31.03	95.5	0.6	95.5	-100				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.02	7	2.28	26.62	51.6	-13.7	53.6	-97				
->CT2484 (178)																		
3P #4ACSR #4N	COND	A	13.46	117.06	0.975	0	2.45	1	0.35	23.7	4.5	1.4	4.7	96	0	0	22	7233
		B	13.49	117.27	0.977	0	2.28	0	0.23	20.54	2.9	0.9	3	96				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	0	0.27	3.16	3.5	1.1	3.7	96				
->179 (178)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.05	0.975	0.01	2.46	8	2.79	5.86	64.5	10.1	65.3	99	0	0	81	7292
		B	13.48	117.26	0.977	0.01	2.29	12	3.95	33.32	92.6	-1.7	92.6	-100				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	6	2.15	27.47	48.3	-14.8	50.5	-96				
->CT6036 (179)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.05	0.975	0	2.46	1	0.47	52.88	10.5	3.1	10.9	96	0	0	163	7455
		B	13.48	117.26	0.977	0	2.29	0	0.08	72.34	1.9	0.4	2	98				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	1	0.36	19.46	8.2	2.3	8.6	96				
->CT2736 (CT6036)																		
1P #2ACSR #4N	COND	C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	1	0.35	0	5.9	1.8	6.1	96	0	0	123	7576
->180 (CT6036)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.46	117.05	0.975	0	2.46	1	0.33	192.3	7.5	2.2	7.8	96	0	0	235	7690
		B	13.48	117.26	0.977	0	2.28	0	0	96.15	0	-0.1	0.1	0				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	0	0	96.14	0	-0.1	0.1	0				
->CT2480 (180)																		
3P #10ACSR #2N	COND	A	13.48	117.04	0.975	0	2.48	1	0.33	196.4	7.5	2.2	7.8	96	0	0	205	7895
		B	13.48	117.26	0.977	0	2.28	0	0	98.18	0	0	0	0				
		C	13.52	117.57	0.98	0	2.03	0	0	98.18	0	0	0	0				
->181 (179)																		
3P #4ACSR #4N	COND	A	13.46	117.01	0.975	0.04	2.49	7	4.16	11.99	54	-13.1	55.6	-97	0.1	0	288	7580
		B	13.48	117.19	0.977	0.06	2.35	12	6.77	43.33	90.6	-2.1	90.7	100				
		C	13.52	117.56	0.98	0.01	2.04	6	3.24	31.33	40.1	-17.1	43.5	92				
->CT20357 (181)																		
1P #2ACSR #4N	COND	A	13.46	117.01	0.975	0	2.49	0	0.18	0	3	0.9	3.1	96	0	0	79	7654
->CT11778 (181)																		
3P #4ACSR #4N	COND	A	13.44	116.91	0.974	0.08	2.57	7	3.96	15.04	51	-13.9	52.9	-96	0.2	0.1	668	8248
		B	13.46	117.02	0.975	0.14	2.48	12	6.77	45.41	90.6	2.1	90.6	-100				
		C	13.52	117.52	0.979	0.03	2.06	6	3.24	30.37	40	-17	43.5	-92				
->CT2487 (CT11778)																		
3P #4ACSR #4N	COND	A	13.44	116.66	0.974	0.05	2.62	7	3.95	14.2	50.9	-13.8	52.8	-97	0.1	0	398	8646
		B	13.45	116.92	0.974	0.08	2.57	12	6.77	46.94	90.4	-2	90.5	-100				
		C	13.51	117.51	0.979	0.01	2.08	5	3.1	32.73	37.7	-17.6	41.6	-91				
->182 (CT2487)																		
3P #4ACSR #4N	COND	A	13.44	116.85	0.974	0.01	2.63	7	3.95	13.37	50.9	-13.7	52.7	-97	0	0	50	8696
		B	13.44	116.91	0.974	0.01	2.58	12	6.77	48.42	90.4	-1.9	90.4	-100				
		C	13.51	117.5	0.979	0	2.08	5	2.96	35.05	35.3	-18.3	39.8	-89				

Section ID Equipment ID	phase Type	kV Ph Ph	based (120 V)	based (P U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power KVAR	Thru Power KVA	PF (%)	Section losses kW	Section losses KVAR	Section length (m)	Dist from source (m)	
>I84 (I82) 2P_#4ACSR_#4N	COND A	13.44	116.85	0.974	0	2.83	1	0.58	199.8	7.5	2	7.7	97	0	0	11	8707	
	B	13.44	116.91	0.974	0	2.58	0	0	99.92	0	0	0	0					
	C	13.51	117.5	0.979	0	2.08	0	0	99.91	0	0	0	0					
>CT6331 (I84) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.44	116.84	0.974	0	2.63	1	0.44	0	7.5	2	7.7	97	0	0	285	8592	
>I86 (CT6331) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.44	116.84	0.974	0	2.63	0	0.17	0	3	0.7	3.1	98	0	0	88	9080	
>I87 (I86) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.44	116.84	0.974	0	2.64	0	0.17	0	3	0.7	3.1	98	0	0	717	9797	
>CT6092 (I87) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.44	116.83	0.974	0	2.64	0	0.18	0	3	0.8	3.1	96	0	0	442	10239	
>I88 (I82) 1P_#6ACSR_#6N	COND B	13.44	116.9	0.974	0.01	2.58	0	25.43	0	1.9	0.4	2	98	0	0	712	9408	
>CT5167 (I88) 1P_#6ACSR_#6N	COND B	13.44	116.9	0.974	0	2.58	0	25.86	0	1.9	0.6	2	96	0	0	120	9528	
>I83 (I82) 3P_#4ACSR_#4N	COND A	13.43	116.82	0.974	0.02	2.65	6	3.46	20.45	43.4	-15.7	46.2	94	0.1	0	224	8920	
	B	13.44	116.85	0.974	0.05	2.62	11	6.63	52.35	86.4	2.4	88.5	100					
	C	13.51	117.5	0.979	0.01	2.09	5	2.96	31.89	35.3	-18.2	39.7	89					
>I85 (I83) 3P_#4ACSR_#4N	COND A	13.43	116.79	0.973	0.03	2.68	6	3.46	20.46	43.4	-15.6	46.1	94	0.1	0	215	9135	
	B	13.43	116.79	0.973	0.05	2.67	11	6.63	52.38	86.4	-2.3	88.4	100					
	C	13.51	117.48	0.979	0.01	2.1	5	2.96	31.92	35.3	-18.2	39.7	89					
	CAP	28.43 kVAR (adjusted) --- 30.00 kVAR (rated) at 7.97 kV (1 G)																
	B	28.45 kVAR (adjusted) --- Switch Control type MANUAL																
	C	28.76 kVAR (adjusted) ---																
>I89 (I85) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0	2.68	6	2.56	0	43.4	12.9	45.3	96	0	0	56	9751	
>CT839 (I89) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0	2.68	1	0.43	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	84	9275	
>CT1840 (I89) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0	2.68	2	0.65	0	14.5	4.3	15.1	96	0	0	28	9219	
>CT1841 (CT1840) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0	2.68	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	109	9328	
>I90 (I89) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0.01	2.69	3	1.28	0	21.7	6.4	22.6	96	0	0	135	9326	
>CT1837 (I90) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.78	0.973	0	2.69	1	0.43	0	7.2	2.2	7.8	96	0	0	18	9344	
>CT1838 (I90) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.77	0.973	0	2.69	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	108	9434	
>I91 (I90) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.77	0.973	0	2.69	1	0.43	0	7.2	2.1	7.5	96	0	0	102	9428	
>CT16147 (I91) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.77	0.973	0	2.69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128	9556	
>CT836 (I91) 1P_#2ACSR_#4N	COND A	13.43	116.77	0.973	0	2.69	1	0.43	0	7.2	2.2	7.5	96	0	0	67	9495	
>I92 (I85) 3P_#4ACSR_#4N	COND B	13.43	116.78	0.973	0.01	2.69	12	6.91	43.09	88.3	26.1	92.1	96	0	0	47	9182	
	C	13.51	117.48	0.979	0	2.1	5	2.75	43.09	35.3	10.6	36.9	96					
>I95 (I92) 3P_#4ACSR_#4N	COND B	13.42	116.72	0.973	0.04	2.73	12	6.91	43.09	88.3	26.1	92.1	96	0	0	166	9448	
	C	13.51	117.48	0.979	0.01	2.1	5	2.75	43.09	35.3	10.6	36.9	96					
>I96 (I95) 3P_#4ACSR_#4N	COND C	13.51	117.47	0.979	0.01	2.11	4	2.06	0	26.5	8	27.7	96	0	0	82	9430	
>CT20115 (I96) 3P_#4ACSR_#4N	COND C	13.51	117.46	0.979	0	2.11	1	0.69	0	8.8	2.7	9.2	96	0	0	98	9528	
>CT850 (I96) 3P_#4ACSR_#4N	COND C	13.51	117.47	0.979	0	2.11	2	1.37	0	17.6	5.3	18.4	96	0	0	40	9470	
>CT851 (CT850) 3P_#4ACSR_#4N	COND C	13.51	117.46	0.979	0	2.11	1	0.69	0	8.8	2.6	9.2	96	0	0	108	9578	
>CT852 (CT851) 3P_#4ACSR_#4N	COND C	13.51	117.46	0.979	0	2.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	9685	
>CT847 (I95) 3P_#4ACSR_#4N	COND B	13.42	116.72	0.973	0	2.73	1	0.57	9.61	7.2	2.2	7.6	96	0	0	24	9372	
	C	13.51	117.47	0.979	0	2.1	1	0.69	9.61	8.8	2.7	9.2	96					

Section ID Equipment ID	phase Type	kV Ph-Ph	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	Thru Power PF (%)	Section losses kW - kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)		
--->CT5205 (I32)																		
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.57	117.99	0.983	0	1.67	1	0.58	23.59	7.5	2.3	7.8	96	0	0	44	3019
		B	13.58	118.12	0.984	0	1.57	1	0.37	20.56	4.8	1.4	5	96				
		C	13.6	118.23	0.985	0	1.48	1	0.46	3.03	5.9	1.8	6.1	96				
>CT5004 (I32)																		
3P_#4ACSR_#4N	COND	A	13.57	117.99	0.983	0	1.67	1	0.58	23.58	7.5	2.3	7.8	96	0	0	10	2993
		B	13.58	118.12	0.984	0	1.57	1	0.37	20.56	4.8	1.4	5	96				
		C	13.6	118.23	0.985	0	1.48	1	0.46	3.03	5.9	1.8	6.2	96				
->CAT1 (I32)																		
3P_#266ACSR_1/0N	COND	A	13.61	118.32	0.986	0	1.4	88	15.46	0.08	660	192.5	687.5	96	0	0	0	2069
		B	13.62	118.42	0.987	0	1.32	87	15.45	0	660	192.5	687.5	96				
		C	13.63	118.5	0.988	0	1.25	87	15.44	0.07	660	192.5	687.5	96				
>O_2 (INTER4)																		
3P_1/0ACSR_1/0N	COND	A	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96	0	0	0	0
		B	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96				
		C	13.8	120	1	0	0	274	90.95	0	2094	610.8	2181.3	96				
-->O_1 (INTER4)																		
3P_1/0ACSR_1/0N	COND	A	13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	-915.4	915.4	0	0	0	1	1
		B	13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	-915.4	915.4	0				
		C	13.8	120	1	0	0	115	38.17	0	0	-915.4	915.4	0				
	CAP	A	915.44 kVAR (adjusted) - 900.00 kVAR (rated) at 7.90 kV (LG)															
		B	915.44 kVAR (adjusted) - Switch Control type MANUAL															
		C	915.44 kVAR (adjusted)															

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYM - ISTW

FEEDER	INTER	
DATE	2004/7/17	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	> Degree
LOAD GROWTH FACTOR	0.0%(kW)	0.0%(kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	9426.5 kW	763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL CAPACITOR		3419.3 kVAR (Adjusted)
TOTAL SHUNT REACTOR		0.0 kVAR (Adjusted)
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.6 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES		21.20 kVAR
TOTAL LOSSES	80.87 kW	160.28 kVAR
	179.53 kVA	45.05 PF(%)

TOTAL POWER FROM SUBSTATION	10449.7 kW	-47.5 kVAR
	10449.8 kVA	100.0 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

-> Phase A	Section = MB2	Voltage = 0.97 (pu)
-> Phase B	Section = MB2	Voltage = 0.97 (pu)
-> Phase C	Section = MB2	Voltage = 0.97 (pu)

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA UTILIZANDO CAPACITORES SHUNT SIMULADO PARA MÍNIMA DEMANDA

Considerando.

- * Reforzamiento de Conductores, Balance de Carga.
- * Las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania opera a plena carga

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDISTW

FEEDER	INTER + IZAMBA	
DATE	2004/7/18	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	0.0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	0.0 %(kW)	0.0 %(kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	4410.1 kW	1834.0 kVAR
	4776.3 kVA	92.3 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	4410.1 kW	1834.0 kVAR
	4776.3 kVA	92.3 PF(%)
TOTAL CAPACITOR		686.8 kVAR (Adjusted)
TOTAL SHUNT REACTOR		0.0 kVAR (Adjusted)
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.6 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES		21.55 kVAR
TOTAL LOSSES	42.54 kW	90.95 kVAR
	100.41 kVA	42.37 PF(%)

TOTAL POWER FROM SUBSTATION	5395.0 kW	1686.3 kVAR
	5652.4 kVA	95.4 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

- > Phase A Section = MB2 Voltage = 0.972 (p.u.)
- > Phase B Section = MB2 Voltage = 0.969 (p.u.)
- > Phase C Section = MB2 Voltage = 0.975 (p.u.)
- > Phase C: Section = MB2 Voltage = 0.975 (p.u.)

ANEXO 5.4

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA UTILIZANDO REGULADOR DE VOLTAJE

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR IZAMBA UTILIZANDO REGULADOR DE VOLTAJE SIMULADO PARA MÁXIMA DEMANDA

Considerando

- * Reforzamiento de Conductores, Balance de Carga
- * Las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania opera a plena carga

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDISTW

FEEDER	INTER	
DATE	2004/8/20	
SOURCE VOLTAGE	13 8 kVLL	0 0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	0.0 %(kW)	0.0 %(kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	9426.5 kW	2763.1 kVAR
	9823.1 kVA	96.0 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	9426 5 kW	2763 1 kVAR
	9823 1 kVA	96 0 PF(%)
TOTAL CAPACITOR		2746.3 kVAR (Adjusted)
TOTAL SHUNT REACTOR		0 0 kVAR (Adjusted)
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942 3 kW	469 7 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0 0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0 0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES		21 86 kVAR
TOTAL LOSSES	95 56 kW	175 61 kVAR
	199 93 kVA	47.80 PF(%)

TOTAL POWER FROM SUBSTATION	10464 4 kW	471 7 kVAR
	10475 0 kVA	99 8 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

--> Phase A	Section = I61	Voltage = 0.968 (p u)
--> Phase B	Section = I61	Voltage = 0.970 (p.u)
--> Phase C	Section = I61	Voltage = 0.971 (p u)

ANEXO 5.5

RESULTADO DE LA SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR IZAMBA PARA EL ARRANQUE DE LOS MOTORES DEL PROYECTO DE AGUA POTABLE QUILLÁN-ALEMANIA

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL ALIMENTADOR IZAMBA PARA EL ARRANQUE DE LOS MOTORES DEL PROYECTO DE AGUA POTABLE QUILLÁN-ALEMANIA

Condiciones

- * Compensacion mediante capacitores shunt
- * Para la maxima demanda del alimentador Izamba
- * Reforzamiento de conductores de la Interconexion troncal del alimentador con (3x266+1*0N)
- * El Proyecto Quillán-Alemania La MB1, MB2, MB3, MB4 y MB5 operan a plena carga
- * Arrancando el motor MB6

A continuacion se presentan puntos tabulados de arranque con pasos del 10% del voltaje nominal hasta alcanzar el valor de linea 460 V y con la inclusion de un banco de capacitores de capacidad 90 kVAR en conexion delta, junto a cada motor

CAMARA DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION DE BOMBEO # 1

SECCION		EBQA_1					MB1					MB2					MB3							
% de Voltaje nominal	Fase	Voltaje L-L (V)	Voltaje (pu)	Caídas de Voltaje acum (%DV)	I (A)	Perd (kW)	Voltaje L-L (V)	Voltaje (pu)	Caídas de Voltaje acum (%DV)	Larranque (A)	FP(%) Q(kVAR)	Perd (kW)	Voltaje L-L (V)	Voltaje (pu)	Caídas de Voltaje acum (%DV)	Larranque (A)	FP(%) Q(kVAR)	Perd (kW)	Voltaje L-L (V)	Voltaje (pu)	Caídas de Voltaje acum (%DV)	Larranque (A)	FP(%) Q(kVAR)	Perd (kW)
100	A	13339	0.967	2.54	22.3	0.001	432	0.939	5.26	221.3	94.82	0.006	432	0.939	5.28	221.3	94.78	0.029	432	0.939	5.26	221.3	94.82	0.006
	B	13371	0.969	2.31	22.2	0.001	433	0.942	5.02	220.6	53	0.006	433	0.942	5.04	220.6	53	0.028	433	0.942	5.02	220.6	53	0.006
	C	13395	0.97	2.5	22.3	0.001	434	0.943	4.86	220.3		0.006	434	0.943	5.88	220.3		0.028	434	0.943	4.86	220.3		0.006
90	A	13430	0.973	2.31	22.1	0.001	435	0.946	4.7	232.7	89.5	0.006	435	0.946	4.72	232.9	89.5	0.028	435	0.946	4.7	232.7	89.5	0.006
	B	13462	0.976	1.78	22	0.001	436	0.949	4.46	232.1	78	0.006	436	0.949	4.48	232.2	78	0.028	436	0.949	4.46	232.1	78	0.006
	C	13462	0.977	1.63	22.1	0.001	437	0.95	4.3	231.8		0.006	437	0.95	4.32	231.8		0.028	437	0.95	4.3	231.8		0.006
80	A	13516	0.979	1.52	21.9	0.001	438	0.953	4.17	231.1	89.5	0.006	438	0.953	4.19	231.2	89.5	0.028	438	0.953	4.17	231.1	89.5	0.006
	B	13548	0.982	1.29	21.9	0.001	439	0.955	3.94	230.6	78	0.005	439	0.955	3.95	230.6	78	0.027	439	0.955	3.94	230.6	78	0.005
	C	13569	0.983	1.14	21.9	0.001	440	0.957	3.78	230.2		0.005	440	0.957	3.8	230.2		0.027	440	0.957	3.78	230.2		0.005
70	A	13595	0.985	1.06	21.8	0.001	441	0.959	3.69	229.7	89.5	0.005	441	0.959	3.71	229.7	89.5	0.027	441	0.959	3.69	229.7	89.5	0.005
	B	13627	0.987	0.83	21.7	0.001	442	0.961	3.45	229.1	78	0.005	442	0.961	3.47	229.2	78	0.027	442	0.961	3.45	229.1	78	0.005
	C	13648	0.989	0.68	21.8	0.001	443	0.963	3.29	228.7		0.005	443	0.963	3.31	228.8		0.027	443	0.963	3.29	228.7		0.005
60	A	13667	0.99	0.65	21.6	0.001	444	0.964	3.25	228.4	89.5	0.005	444	0.964	3.27	228.4	89.5	0.027	444	0.964	3.25	228.4	89.5	0.005
	B	13698	0.993	0.42	21.6	0.001	445	0.967	3.02	227.8	78	0.005	445	0.966	3.03	227.9	78	0.027	445	0.967	3.02	227.8	78	0.005
	C	13719	0.994	0.27	21.6	0.001	445	0.968	2.86	227.5		0.005	445	0.968	2.88	227.5		0.027	445	0.968	2.86	227.5		0.005
50	A	13667	0.99	0.5	21.6	0.001	444	0.964	3.25	227.3	89.5	0.005	444	0.964	3.27	227.3	89.5	0.027	444	0.964	3.25	227.3	89.5	0.005
	B	13698	0.993	0.42	21.6	0.001	445	0.967	3.02	226.7	78	0.005	445	0.966	3.03	226.8	78	0.027	445	0.967	3.02	226.7	78	0.005
	C	13719	0.994	0.27	21.6	0.001	445	0.968	2.86	226.4		0.005	445	0.968	2.88	226.4		0.027	445	0.968	2.86	226.4		0.005
40	A	13782	0.999	0.32	21.4	0.001	448	0.973	2.55	226.3	89.5	0.005	448	0.973	2.57	226.4	89.5	0.027	448	0.973	2.55	226.3	89.5	0.005
	B	13814	1.001	-0.24	21.4	0.001	448	0.975	2.31	225.8	78	0.005	449	0.975	2.33	225.8	78	0.026	449	0.975	2.31	225.8	78	0.005
	C	13834	1.002	-0.39	21.4	0.001	448	0.977	2.16	225.4		0.005	449	0.977	2.17	225.5		0.026	449	0.977	2.16	225.4		0.005
30	A	13825	1.002	-0.26	21.4	0.001	449	0.976	2.29	225.6	89.5	0.005	449	0.976	2.31	225.6	89.5	0.026	449	0.976	2.29	225.6	89.5	0.005
	B	13856	1.004	-0.49	21.3	0.001	450	0.979	2.05	225.1	78	0.005	450	0.978	2.07	225.1	78	0.026	450	0.979	2.05	225.1	78	0.005
	C	13876	1.006	-0.64	21.4	0.001	451	0.98	1.9	224.7		0.005	451	0.98	1.92	224.7		0.026	451	0.98	1.9	224.7		0.005
20	A	13855	1.004	-0.44	21.3	0.001	450	0.979	2.1	225.1	89.5	0.005	450	0.978	2.12	225.1	89.5	0.026	450	0.979	2.1	225.1	89.5	0.005
	B	13886	1.006	-0.66	21.2	0.001	451	0.981	1.87	224.5	78	0.005	451	0.981	1.89	224.6	78	0.026	451	0.981	1.87	224.5	78	0.005
	C	13907	1.008	-0.81	21.3	0.001	452	0.983	1.71	224.2		0.005	452	0.982	1.73	224.2		0.026	452	0.983	1.71	224.2		0.005
10	A	13874	1.005	-0.54	21.3	0.001	451	0.98	1.99	224.7	89.5	0.005	451	0.98	2.01	224.8	89.5	0.026	451	0.98	1.99	224.7	89.5	0.005
	B	13905	1.008	-0.77	21.2	0.001	452	0.982	1.75	224.2	78	0.005	452	0.982	1.77	224.2	78	0.026	452	0.982	1.75	224.2	78	0.005
	C	13926	1.009	-0.92	21.3	0.001	453	0.984	1.6	223.8		0.005	453	0.984	1.62	223.9		0.026	453	0.984	1.6	223.8		0.005

CAMARA DE TRANSFORMACION DE LA ESTACION DE BOMBEO #2

SECCION		FBOA_2										MB4				MBS				MB6			
% de Voltaje nominal	Fase	Voltage L-L (V)	Voltage L (V)	Perd (kW)	Perd (kW)	Voltage L-L (V)	Voltage L (V)	Caidas de Voltage acum (%DV)	Larranque (A)	FPC(%) QIKVAR	Perd (kW)	Voltage L (V)	Voltage (pu)	Caidas de Voltage acum (%DV)	Larranque (A)	FPC(%) QIKVAR	Perd (kW)	Voltage L-L (V)	Voltage (pu)	Caidas de Voltage acum (%)	Larranque (A)	FPC(%) QIKVAR	Perd (kW)
100A	A	13550	394	0.004	394	0.857	1346	244.5	244.5	80.5	0.005	394	0.857	1348	244.5	80.5	0.034	391	0.85	0.8	1167	2010	0.14
	B	13542	395	0.004	395	0.859	1348	244.8	244.8	80.5	0.005	395	0.859	1350	245.2	80.5	0.034	392	0.852	0.8	1171	2010	0.15
	C	13404	396	0.004	396	0.861	1332	243.5	243.5	80.5	0.005	396	0.861	1334	243.5	80.5	0.034	393	0.854	0.8	1172	2010	0.14
90A	A	13442	405	0.003	405	0.88	1132	250.3	250.3	80.5	0.006	405	0.88	1134	237.7	80.5	0.032	402	0.874	0.7	965.2	195	0.102
	B	13474	406	0.003	406	0.882	1111	249.4	249.4	80.5	0.006	406	0.882	1112	237	80.5	0.032	403	0.876	0.7	968.3	195	0.102
	C	13405	407	0.003	407	0.884	1096	249.2	249.2	80.5	0.006	407	0.884	1098	236.7	80.5	0.032	404	0.878	0.7	970	195	0.102
80A	A	13327	415	0.002	415	0.902	923	244.3	244.3	80.5	0.006	415	0.901	925	244.4	80.5	0.031	413	0.897	0.7	808.4	195	0.067
	B	13359	416	0.002	416	0.904	909	243.7	243.7	80.5	0.006	416	0.904	911	243.8	80.5	0.031	414	0.899	0.7	810.4	195	0.067
	C	13380	416	0.002	416	0.905	894	243.3	243.3	80.5	0.006	416	0.905	896	243.4	80.5	0.031	414	0.901	0.7	811.7	195	0.067
70A	A	13267	424	0.001	424	0.921	744	239	239	80.5	0.006	424	0.921	746	239.1	80.5	0.03	422	0.918	0.7	623.5	195	0.041
	B	13298	425	0.001	425	0.924	722	238.5	238.5	80.5	0.006	425	0.923	724	238.6	80.5	0.03	423	0.92	0.7	625	195	0.041
	C	13269	426	0.001	426	0.925	707	238.1	238.1	80.5	0.006	426	0.925	709	238.2	80.5	0.03	424	0.922	0.7	626	195	0.041
60A	A	13178	432	0.001	432	0.939	576	234.5	234.5	80.5	0.006	432	0.939	578	234.6	80.5	0.029	431	0.937	0.7	498	195	0.023
	B	13214	433	0.001	433	0.941	554	233.9	233.9	80.5	0.006	433	0.941	556	234.1	80.5	0.029	432	0.939	0.7	499	195	0.023
	C	13231	434	0.001	434	0.943	539	233.6	233.6	80.5	0.006	434	0.943	541	233.7	80.5	0.029	433	0.941	0.7	500	195	0.023
50A	A	13178	445	0.001	445	0.959	304	227.5	227.5	80.5	0.006	445	0.959	306	227.6	80.5	0.028	444	0.957	0.7	248	195	0.012
	B	13214	446	0.001	446	0.97	281	226.9	226.9	80.5	0.006	446	0.97	283	227	80.5	0.028	445	0.969	0.7	249	195	0.012
	C	13231	447	0.001	447	0.972	266	226.6	226.6	80.5	0.006	447	0.972	268	226.7	80.5	0.028	446	0.971	0.7	250	195	0.012
40A	A	13194	451	0.001	451	0.979	204	225	225	80.5	0.006	451	0.979	206	225.1	80.5	0.027	450	0.977	0.7	166	195	0.008
	B	13230	451	0.001	451	0.981	191	224.5	224.5	80.5	0.006	451	0.981	193	224.6	80.5	0.027	451	0.983	0.7	167	195	0.008
	C	13248	452	0.001	452	0.983	176	224.1	224.1	80.5	0.006	452	0.983	178	224.2	80.5	0.027	452	0.985	0.7	168	195	0.008
30A	A	13206	454	0.001	454	0.986	132	223.3	223.3	80.5	0.006	454	0.986	134	223.4	80.5	0.026	453	0.984	0.7	125	195	0.005
	B	13242	454	0.001	454	0.988	119	222.7	222.7	80.5	0.006	454	0.988	121	222.8	80.5	0.026	454	0.99	0.7	126	195	0.005
	C	13248	455	0.001	455	0.99	104	222.4	222.4	80.5	0.006	455	0.99	106	222.5	80.5	0.026	455	0.992	0.7	127	195	0.005
20A	A	13285	456	0.001	456	0.991	88	222.2	222.2	80.5	0.006	456	0.991	90	222.3	80.5	0.026	456	0.993	0.7	118	195	0.004
	B	13321	457	0.001	457	0.993	75	221.7	221.7	80.5	0.006	457	0.993	77	221.8	80.5	0.026	457	0.995	0.7	119	195	0.004
	C	13327	458	0.001	458	0.995	64	221.4	221.4	80.5	0.006	458	0.995	66	221.5	80.5	0.026	458	0.997	0.7	120	195	0.004

ANEXO 5.6

REPORTE DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

REPORTE DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR IZAMBA

Section Id	Phase	Corriente Nominal			Corrientes de Cortocuito					
		IA (Amps)	IB (Amps)	IC (Amps)	kVLN	LL (Amps)	LLG (Amps)	*LL (Amps)	LG Min (Amps)	LG Max (Amps)
I1P2	ABC	211.8	211.8	205.7	8	3090	2712	2676	1030	1030
I1R1	ABC	211.8	211.8	205.7	8	3090	2712	2676	1030	1030
I1H1	ABC	211.8	211.8	205.7	8	3089	2711	2675	1030	1030
CAT1	ABC	88.8	88.8	88.8	8	3089	2711	2675	1030	1030
CA11	ABC	88.8	88.8	88.8	8	3089	2711	2675	1030	1030
I1	ABC	127.8	127.7	122.1	8	3089	2711	2675	1030	1030
I1	ABC	127.8	127.7	122.1	8	2908	2550	2519	993	993
I2	ABC	127.8	127.7	122.1	8	2861	2508	2478	983	983
I3	ABC	127.8	127.7	122.1	8	2828	2478	2449	976	976
C15408	ABC	119.5	119.2	115.8	8	2792	2447	2418	968	968
I31	ABC	118.9	118.8	115.3	8	2792	2447	2418	968	968
I31	ABC	118.9	118.8	115.3	8	2697	2362	2336	948	948
I32	ABC	118.9	118.8	115.3	8	2689	2355	2329	946	946
C15904	ABC	1	0.7	0.8	8	2677	2342	2318	943	943
C15205	ABC	1	0.7	0.8	8	2658	2324	2302	940	940
I33	ABC	117.1	117.6	113.9	8	2632	2304	2280	933	933
C15836	ABC	114.5	114.6	111.8	8	2594	2270	2246	924	924
I34	ABC	113.9	114.2	111.4	8	2526	2209	2188	909	909
I36	ABC	113.9	114.2	108.2	8	2512	2197	2175	906	906
C120196	ABC	113.9	114.2	108.2	8	2512	2197	2175	906	906
I37	ABC	113.9	114.2	108.2	8	2498	2185	2164	903	903
C15407	ABC	113.9	114.2	108.2	8	2465	2155	2135	895	895
I38	ABC	113.3	113.8	107.7	8	2458	2149	2129	893	893
C12432	ABC	112.4	113.2	107	8	2402	2100	2080	880	880
I39	ABC	111.8	112.8	106.6	8	2364	2065	2047	871	871
I39	ABC	111.8	112.8	106.6	8	2364	2065	2047	871	871
I1R1	ABC	111.8	112.8	106.6	8	2364	2065	2047	871	871
I28	ABC	111.8	112.9	106.6	8	2355	2057	2039	869	869
I21	ABC	0	0	0	8	2347	2050	2032	867	867
I2	ABC	111.8	112.9	106.6	8	2355	2057	2039	869	869
I2	ABC	111.8	112.9	106.6	8	2329	2035	2017	862	862
C12444	ABC	111.2	112.5	106.2	8	2320	2027	2009	860	860
C12454	ABC	110.6	112.1	105.7	8	2257	1973	1955	845	845
I23	ABC	110.6	111.8	105.7	8	2211	1934	1915	833	833
I24	ABC	110.6	111.6	104.3	8	2197	1922	1903	830	830
C12456	ABC	107.9	107.4	102.2	8	2185	1912	1892	827	827
I41	ABC	107.9	107.1	102.2	8	2154	1885	1866	819	819
C12457	ABC	106.6	106.2	101.2	8	2154	1885	1866	819	819
C12457	ABC	106.6	106.2	101.2	8	2103	1842	1821	806	806
I42	ABC	105.7	106.2	101.2	8	2064	1809	1788	796	796
C12465/2466	ABC	102.5	103	99.2	8	2060	1805	1784	795	795
I50	ABC	102.5	102.5	98.9	8	2048	1795	1773	791	791
I53	ABC	101.7	102.5	98.9	8	2048	1795	1773	791	791
I53	ABC	101.7	102.5	98.9	8	2034	1783	1762	788	788
C11576	ABC	101.7	101.9	98.9	8	2026	1776	1754	785	785
I54	ABC	101.7	101.3	98.9	8	2016	1768	1746	783	783
I55	ABC	100.8	101.3	98.9	8	1999	1753	1731	778	778
C12468/C12469	ABC	100.8	101	98.9	8	1985	1741	1719	775	775
I58	ABC	100.3	100.6	98.9	8	1980	1737	1715	773	773
I60	ABC	100.3	99.5	98.9	8	1937	1700	1678	762	762
I60	ABC	99	98.7	97.9	8	1918	1683	1661	756	756
C15605	ABC	98.6	98.7	97.9	8	1884	1655	1632	747	747
I61	ABC	98.4	98.6	97.8	8	1876	1648	1624	745	745
I74	ABC	14.4	15.4	11.8	8	1848	1625	1600	738	738
I75	ABC	12.4	13.8	10.3	8	1820	1602	1576	731	731
C12483	ABC	10.2	13.3	7.5	8	1805	1589	1563	727	727
C120351	ABC	10.2	13.3	7	8	1805	1589	1563	727	727
C120351	ABC	10.2	13.3	7	8	1716	1516	1486	704	704
C15394	ABC	10.2	12.6	7	8	1624	1439	1406	680	680
I77	ABC	9.2	12.6	7	8	1578	1401	1367	668	668
I78	ABC	9.2	12.6	7	8	1569	1393	1359	665	665
I79	ABC	8.6	12.3	6.6	8	1552	1379	1344	660	660
I81	ABC	7.3	12	5.7	8	1552	1379	1344	660	660
I81	ABC	7.3	12	5.7	8	1468	1314	1271	640	640
CT1778	ABC	7	12	5.7	8	1293	1173	1120	595	595

Section Id	Phase	IA (Amps)	IB (Amps)	IC (Amps)	kVLN	LLL (Amps)	LLG (Amps)	LL (Amps)	LG Min (Amps)	LG Max (Amps)
CT5251	B		2		8	0	0	0	793	793
CT5253	B		2		8	0	0	0	785	785
CT5254	B		1		8	0	0	0	779	779
CT20179	B		1		8	0	0	0	797	797
CT20198	C			1.6	8	0	0	0	813	813
CT20198	C			1.6	8	0	0	0	818	818
CT5403	C			0.8	8	0	0	0	783	783
CT11701	ABC	0.6	0.4	0.5	8	2267	1987	1963	850	850
I30	ABC	0	0	0	8	2223	1962	1925	844	844
I29	ABC	0	0	0	8	2344	2048	2030	866	866
CT1177/CT30022	ABC	1	0.7	0.8	8	2399	2099	2078	881	881
CT30001	ABC	0	0	0	8	2465	2154	2135	896	896
CT2435	ABC	0	0	3.6	8	2489	2173	2155	902	902
I34	ABC	3	3.4	2.3	8	2620	2292	2269	931	931
CT201113	ABC	0.6	1.8	0.5	8	2592	2264	2245	925	925
I	ABC	0.6	0.8	0.5	8	2543	2224	2202	916	916
CT2497	B		0.4		8	0	0	0	892	892
CT2498/CT2499	ABC	2.4	1.7	1.9	8	2620	2292	2269	931	931
CT2498/CT2499	ABC	2.4	1.7	1.9	8	2586	2258	2239	924	924
CT12500/CT12501	ABC	2	1.7	1.5	8	2512	2200	2175	910	910
CT2339	B		0.8		8	0	0	0	884	884
CT5915	ARC	1.4	0.9	1.1	8	2493	2186	2159	906	906
CT20114	ABC	0	0	0	8	2685	2350	2325	945	945
I5	ABC	8.1	8.8	6.2	8	2828	2478	2449	976	976
I5	ABC	8.1	8.8	6.2	8	2802	2452	2427	971	971
I6	ABC	8.1	8.8	6.2	8	2773	2425	2402	965	965
CT1817	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2750	2402	2381	961	961
I7	ABC	7.4	8.4	5.7	8	2755	2408	2386	962	962
I6	ABC	4.6	5.9	3.4	8	2648	2315	2293	940	940
I10	ABC	4.2	5.9	3.4	8	2494	2189	2160	909	909
I17	ABC	0.7	1.7	0.5	8	2282	2014	1976	864	864
I18	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2233	1973	1934	853	853
I19	ABC	0	0	0	8	2204	1948	1909	846	846
I20	ABC	0	0	0	8	2149	1904	1861	834	834
I20	ABC	0	0	0	8	2149	1904	1861	834	834
CT20257	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2210	1954	1914	848	848
CT1789	B		1.3		8	0	0	0	864	864
CT1789	B		1.3		8	0	0	0	852	852
I11	ABC	3.5	4.2	2.9	8	2494	2189	2160	909	909
I11	ABC	3.5	4.2	2.9	8	2435	2141	2109	897	897
CT2749	ABC	3.1	3.6	2.6	8	2428	2135	2103	895	895
I13	ABC	2.1	3.2	2.1	8	2409	2119	2086	891	891
CT2449	ABC	1.4	2.7	1.6	8	2389	2102	2069	887	887
I15	ABC	1.4	2.5	1.6	8	2368	2085	2051	883	883
CT2450/CT2451	ABC	1.4	0.5	1.6	8	2353	2072	2038	879	879
CT3490	ABC	0	0	0.5	8	2329	2053	2017	874	874
I16	ABC	0	0	0	8	2315	2040	2004	871	871
CT3832	ABC	0.8	0.5	0.6	8	2299	2029	1991	868	868
CT2911	ABC	0.4	0.3	0.3	8	2239	1981	1939	855	855
CT20177	ABC	0	2	0	8	2332	2056	2019	875	875
CT20178	ABC	0	1	0	8	2277	2012	1972	863	863
CT1823	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2409	2119	2086	891	891
CT1823	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2387	2102	2067	887	887
CT2448	ABC	0.6	0.4	0.5	8	2397	2111	2076	889	889
I12	ABC	0.4	0.6	0.3	8	2336	2058	2023	876	876
CT2447	ABC	0.4	0.3	0.3	8	2271	2004	1966	861	861
CT221	B		0.4		8	0	0	0	871	871
CT20172	A	0.4			8	0	0	0	909	909
I8	ABC	2.2	2	1.7	8	2755	2408	2386	962	962
I8	ABC	2.2	2	1.7	8	2688	2347	2328	948	948
CT2441	ABC	2.2	1.4	1.7	8	2463	2168	2133	903	903
CT5287	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2345	2074	2031	879	879
CT20107	B		0.6		8	0	0	0	919	919
CT2440	ABC	0.7	0.4	0.5	8	2747	2400	2379	960	960
CT2442	ABC	1	0.7	0.8	8	2828	2478	2449	976	976
CT2442	ABC	1	0.7	0.8	8	2758	2409	2389	963	963
I4	ABC	0	0	0	8	2631	2308	2279	939	939

Section Id	Phase	IA (Amps)	IB (Amps)	IC (Amps)	kVLN	LLL (Amps)	LLG (Amps)	LL (Amps)	LG Min (Amps)	LG Max (Amps)
CT6037	ABC	2.4	0.5	0.6	8	1714	1517	1484	704	704
CT2489	ABC	1.8	0.1	0.2	8	1674	1485	1450	694	694
CT968	ABC	0.2	0.1	0.2	8	1645	1462	1425	687	687
CT2492	C			1.2	8	0	0	0	649	649
CT6432	ABC	2.1	1.7	1.6	8	1848	1625	1600	738	738
CT6432	ABC	2.1	1.7	1.6	8	1815	1599	1572	730	740
CT6433	ABC	0	1.7	1.6	8	1744	1545	1511	714	714
CT5247	ABC	0	0.7	1.6	8	1699	1510	1471	703	703
CT6434	ABC	0	0	1.6	8	1658	1478	1436	694	694
CT2511	ABC	87.4	86.9	88.2	8	1876	1648	1624	745	745
CT2511	ABC	87.4	86.9	88.2	8	1847	1623	1600	737	737
CT2512	ABC	87.4	86.9	88	8	1735	1527	1503	705	705
I05	ABC	87.1	86.9	87.8	8	1720	1514	1489	700	700
CT419	ABC	87.1	86.9	86.5	8	1720	1514	1489	700	700
CT419	ABC	87.1	86.9	86.5	8	1701	1498	1473	695	695
CT2518	ABC	90.1	89.9	89.2	8	1647	1452	1427	679	679
I66	ABC	89.8	89.9	89.2	8	1629	1436	1411	674	674
I67	ABC	89.5	89.9	89	8	1612	1421	1396	669	669
CT20356	ABC	88.7	87.8	88.4	8	1612	1421	1396	669	669
CT20356	ABC	88.7	87.8	88.4	8	1584	1397	1371	660	660
CT20355	ABC	88.3	87.8	88.4	8	1541	1360	1335	647	647
I70	ABC	88.3	87.5	88.4	8	1505	1329	1304	636	636
CT6349	ABC	88.3	87.5	86.8	8	1497	1322	1297	633	633
CT2531	ABC	88	87.2	86.8	8	1435	1269	1243	614	614
CT20353	ABC	88	87.1	86.8	8	1377	1219	1193	595	595
CT5633	ABC	86.8	87.2	86.8	8	1341	1187	1162	583	583
EBQ2	ABC	86.8	86.8	86.8	8	1341	1187	1162	583	583
EBQ2	ABC	86.8	86.8	86.8	8	1266	1122	1097	558	558
EBQ1	ABC	43.4	43.4	43.4	8	1228	1089	1063	545	545
MINTER2	ABC	0	0	0	8	1205	1069	1043	538	538
EBQA_1	ABC	43.4	43.4	43.4	8	1228	1089	1063	545	545
EBQA_1	ABC	43.4	43.4	43.4	8	1226	1088	1062	544	544
EBQA_1	ABC	43.4	43.4	43.4	0.3	9687	10363	8389	10609	10609
MB2	ABC	238.8	238.4	238.1	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
MB2	ABC	265.6	265.2	264.9	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
EB1_2	ABC	1068	1069	1070	0.3	9183	9491	7952	9591	9591
MB3	ABC	1068	1069	1070	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
MB3	ABC	1159	1161	1162	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
EB1_1	ABC	238.8	238.4	238.1	0.3	9183	9491	7952	9591	9591
MB1	ABC	238.8	238.4	238.1	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
MB1	ABC	265.4	265	264.7	0.3	9065	9304	7850	9366	9366
EBQA_2	ABC	43.4	43.4	43.4	8	1266	1122	1097	558	558
EBQA_2	ABC	43.4	43.4	43.4	8	1265	1121	1096	558	558
EBQA_2	ABC	43.4	43.4	43.4	0.3	9763	10423	8455	10670	10670
MB5	ABC	238.5	238.1	237.8	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
MB5	ABC	265.2	264.8	264.5	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
EB2_2	ABC	1069	1071	1072	0.3	9251	9544	8012	9641	9641
MB6	ABC	1069	1071	1072	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
MB6	ABC	1160	1162	1163	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
B2_1	ABC	238.5	238.1	237.8	0.3	9251	9544	8012	9641	9641
MB4	ABC	238.5	238.1	237.8	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
MB4	ABC	265.1	264.7	264.4	0.3	9132	9356	7908	9414	9414
CT5460	B		0.3		8	0	0	0	562	562
CT3538	A	0.4			8	0	0	0	591	591
I71	C			2.2	8	0	0	0	634	634
CT20346	C			2.2	8	0	0	0	634	634
CT20346	C			2.2	8	0	0	0	591	591
I72	C			1	8	0	0	0	570	570
I72	C			1	8	0	0	0	570	570
I73	C			0.5	8	0	0	0	564	564
CT5199	C			0.2	8	0	0	0	550	550
CT5301	C			0.3	8	0	0	0	558	558
CT20352	C			0.5	8	0	0	0	564	564
I68	ABC	1	2.8	0.8	8	1601	1412	1386	666	666
CT2521	B		2.1		8	0	0	0	666	666
CT2521	B		2.1		8	0	0	0	636	636
CT2583	B		0.5		8	0	0	0	604	604
CT2525	B		0.3		8	0	0	0	571	571
20354	B		0.9		8	0	0	0	636	636
20354	B		0.9		8	0	0	0	615	615

Section Id	Phase	IA (Amps)	IB (Amps)	IC (Amps)	kVLN	LLL (Amps)	LLG (Amps)	LL (Amps)	LG Min (Amps)	LG Max (Amps)
CT2487	ABC	7	12	5.4	8	1202	1099	1041	571	571
I82	ABC	6.0	12	5.2	8	1191	1090	1031	569	568
I83	ABC	6.1	11.8	5.2	8	1145	1052	991	555	555
I85	ABC	6.1	11.8	5.2	8	1103	1017	955	543	543
I92	BC		12.3	4.9	8	0	1009	948	540	540
I95	BC		12.3	4.9	8	0	984	921	532	532
I97	B		11.3		8	0	0	0	528	528
CT844	B		10.6		8	0	0	0	524	524
CT845	B		9.6		8	0	0	0	519	519
I98	B		8.6		8	0	0	0	518	518
CT846	B		5.1		8	0	0	0	514	514
I103	B		4.4		8	0	0	0	512	512
I104	B		4.4		8	0	0	0	511	511
I105	B		4.4		8	0	0	0	508	508
I107	B		3		8	0	0	0	507	507
I108	B		3		8	0	0	0	504	504
I109	B		2		8	0	0	0	501	501
CT853	B		0.7		8	0	0	0	497	497
CT854	B		1.3		8	0	0	0	500	500
CT865	B		1		8	0	0	0	504	504
CT856	B		1.4		8	0	0	0	508	508
I106	B		0.4		8	0	0	0	506	506
CT857	B		0.4		8	0	0	0	504	504
I99	B		3.5		8	0	0	0	512	512
I100	B		2.5		8	0	0	0	512	512
I100	B		2.5		8	0	0	0	510	510
I101	B		2.1		8	0	0	0	506	506
I102	B		0.8		8	0	0	0	502	502
CT924	B		0.8		8	0	0	0	500	500
CT921	B		0.4		8	0	0	0	495	495
CT922	B		1.3		8	0	0	0	504	504
CT923	B		0.7		8	0	0	0	500	500
CT920	B		0.4		8	0	0	0	508	508
CT924	B		0.3		8	0	0	0	506	506
CT843	B		0.7		8	0	0	0	511	511
CT842	B		0.7		8	0	0	0	524	524
CT847	BC		1	1.2	8	0	981	918	530	530
CT848	C			1.2	8	0	0	0	522	522
I96	C			3.7	8	0	0	0	527	527
CT850	C			2.4	8	0	0	0	525	525
CT851	C			1.2	8	0	0	0	520	520
CT852	C			0	8	0	0	0	514	514
CT20115	C			1.2	8	0	0	0	522	522
I89	A	6			8	0	0	0	540	540
I90	A	3			8	0	0	0	534	534
I91	A	1			8	0	0	0	530	530
CT836	A	1			8	0	0	0	527	527
CT6147	A	0			8	0	0	0	524	524
CT838	A	1			8	0	0	0	529	529
CT837	A	1			8	0	0	0	533	533
CT840	A	2			8	0	0	0	539	539
CT841	A	1			8	0	0	0	534	534
CT839	A	1			8	0	0	0	537	537
I88	B		0.3		8	0	0	0	568	568
I88	B		0.3		8	0	0	0	518	518
CT5167	B		0.3		8	0	0	0	510	510
I84	ABC	1	0	0	8	1189	1006	1029	567	567
CT6331	A	1			8	0	0	0	567	567
CT6331	A	1			8	0	0	0	553	553
I86	A	0.4			8	0	0	0	549	549
I87	A	0.4			8	0	0	0	517	517
CT6092	A	0.4			8	0	0	0	499	499
CT20357	A	0.4			8	0	0	0	635	635
CT6036	ABC	1.4	0.3	1.1	8	1519	1352	1316	651	651
I80	ABC	1	0	0	8	1474	1314	1277	639	639
CT2480	ABC	1	0	0	8	1437	1283	1245	628	628
CT2736	C			0.8	8	0	0	0	644	644
CT2484	ABC	0.6	0.4	0.5	8	1562	1388	1353	663	663
CT2491	ABC	2.4	0.5	3.1	8	1784	1573	1545	722	722
I76	ABC	2.4	0.5	1.9	8	1769	1561	1532	718	718

Section Id	Phase	IA (Amps)	IB (Amps)	IC (Amps)	kVLN	LLL (Amps)	LLG (Amps)	LL (Amps)	LG Min (Amps)	LG Max (Amps)
I69	B		0,3		8	0	0	0	603	603
CT16162	B		0,3		8	0	0	0	594	594
CT20349	ABC	1	0,7	0,8	8	1601	1412	1386	666	666
CT20349	ABC	1	0,7	0,8	8	1572	1389	1361	658	658
CT2519	A	0,4			8	0	0	0	660	660
CT16911	C			0,3	8	0	0	0	652	652
CT2514	C			1,7	8	0	0	0	670	670
CT20339	C			1,5	8	0	0	0	628	628
CT4251	C			0,3	8	0	0	0	599	599
CT2517	C			0,2	8	0	0	0	575	575
CT2513	C			0,3	8	0	0	0	681	681
CT3596	ABC	2,1	1,9	2,9	8	1876	1648	1624	745	745
CT3596	ABC	2,1	1,9	2,9	8	1830	1613	1585	734	734
I62	ABC	1	1,9	2,9	8	1800	1590	1559	728	728
CT4431	ABC	1	1,9	2,9	8	1770	1567	1533	721	721
I63	ABC	1	1,7	1,6	8	1732	1537	1500	712	712
I64	ABC	0	0	0,8	8	1649	1473	1428	693	693
CT2187	C			0,8	8	0	0	0	680	680
CT30065	ABC	1	0,7	0,8	8	1715	1525	1485	708	708
CT5259	B		1		8	0	0	0	704	704
CT4512	ABC	0	0,3	0,8	8	1677	1495	1453	700	700
CT20342	ABC	0	0,3	0	8	1619	1449	1402	686	686
CT2509	A	0,4			8	0	0	0	752	752
CT3853	ABC	1,5	1	1,2	8	1932	1696	1673	760	760
CT2510	ABC	0,8	0,5	0,6	8	1904	1675	1649	754	754
CT16193	B		1,3		8	0	0	0	767	767
I56	B		0,4		8	0	0	0	773	773
CT1575	B		0,4		8	0	0	0	770	770
I57	B		0		8	0	0	0	769	769
CT5810	A	1			8	0	0	0	761	761
CT1756	B		0,7		8	0	0	0	777	777
I51	ABC	1	0	0	8	2010	1765	1741	783	783
I52	ABC	0	0	0	8	1969	1734	1705	774	774
CT2470	A	1			8	0	0	0	782	782
CT20222/CT2459	ABC	3,6	3,7	2,4	8	2064	1809	1788	796	796
CT20222/CT2459	ABC	3,6	3,7	2,4	8	2027	1781	1755	788	788
I43	ABC	3,6	3,3	2	8	2007	1765	1738	783	783
CT2453	B		1,6		8	0	0	0	783	783
CT2453	B		1,6		8	0	0	0	760	760
I48	B		0,7		8	0	0	0	752	752
CT3059	B		0,4		8	0	0	0	752	752
CT3059	B		0,4		8	0	0	0	723	723
I49	B		0,3		8	0	0	0	737	737
CT1785	B		0,3		8	0	0	0	688	688
CT2532	ABC	3,6	1,7	2	8	2007	1765	1738	783	783
CT2532	ABC	3,6	1,7	2	8	1924	1700	1667	764	764
CT2414	ABC	3,2	1,7	2	8	1872	1658	1621	751	751
I44	ABC	3,2	1,4	2	8	1846	1637	1599	745	745
CT1757	ABC	2,8	1,1	1,7	8	1789	1590	1549	731	731
I45	ABC	2,8	1,1	1,4	8	1779	1582	1540	729	729
I46	ABC	1,4	0,3	0,3	8	1761	1568	1525	725	725
CT15614	A	1			8	0	0	0	725	725
CT15614	A	1			8	0	0	0	714	714
I47	A	0			8	0	0	0	709	709
CT2463	ABC	0,4	0,3	0,3	8	1682	1506	1457	707	707
CT2462	ABC	1,4	0,9	1,1	8	1726	1541	1495	717	717
CT16140	ABC	0,4	0,3	0,3	8	1802	1602	1560	735	735
CT20221	ABC	1,5	1	1,2	8	2154	1885	1866	819	819
CT20221	ABC	1,5	1	1,2	8	2090	1837	1810	805	805
CT3891	ABC	3,1	5	2,4	8	2197	1922	1903	830	830
CT3891	ABC	3,1	5	2,4	8	2160	1892	1870	822	822
I25	ABC	1,5	5	2,4	8	2138	1875	1851	817	817
CT3890	ABC	1,5	0	0	8	2113	1856	1830	811	811
CT3892	ABC	0	5	2,4	8	2115	1857	1832	812	812
CT3894	ABC	0	5	1,2	8	2095	1841	1814	807	807
I26	ABC	0	5	0	8	2078	1828	1799	803	803
I27	ABC	0	4	0	8	2044	1801	1770	796	796
I40	B		1		8	0	0	0	791	791
CT3893	B		1		8	0	0	0	789	789
CT3895	B		3		8	0	0	0	793	793

ANEXO 5.7

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES FUSIBLE- FUSIBLE DEL ALIMENTADOR IZAMBA

REPORTE DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR IZAMBA

Desde la S/E Lligua-Península hasta las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania.

Tensión trazado curvas: 13.8 kV

Por: Sebastián Vinueza R.

Fecha: 8-21-2004

1- Arranque Motor

kV = 0.46

Plena carga = 255.0 A

Rotor bloqueado = 1408.0 A

Tiempo acumul. = 8.00 sec

2- LVCB

Type = ABB LS, LH 250 - 400A

kV = 0.46

Plug rating = 350 A

ADJ PU = 5

Nombre disp.: EBQA_1 (L)

3- Transformador EBQA_1 (L)

Z = 5.75%

P = 600 kVA

kV = 13.8

Nombre disp.: EBQA_1 (S)

4- Fusible EBQA_1 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 40k A

kV = 13.8

Nombre disp. CT20356 (S)

6- Fusible CT20356 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 80k A

kV = 13.8

Nombre disp.: CT419 (S)

7- Fusible CT419 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 80k A

kV = 13.8

Nombre disp.: CT2511 (S)

8- Fusible CT2511 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 80k A

kV = 13.8

Nombre disp.: I53 (S)

9- Fusible I53 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

Nombre disp.: CT2457 (S)

10- Fusible CT2457 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

Nombre disp.: I22 (S)

11- Fusible I22 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

Nombre disp.: I31 (S)

13- Fusible I31 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

16- Relé

Type = ABB SPAJ140C EI

Cociente TC =1:1

kV = 13.8

51 Elementos = Gama 0.05/2.4 A

Ajustes = Toma: 2.20 A TD: 0.6

Corr. Trab. = 1500k A

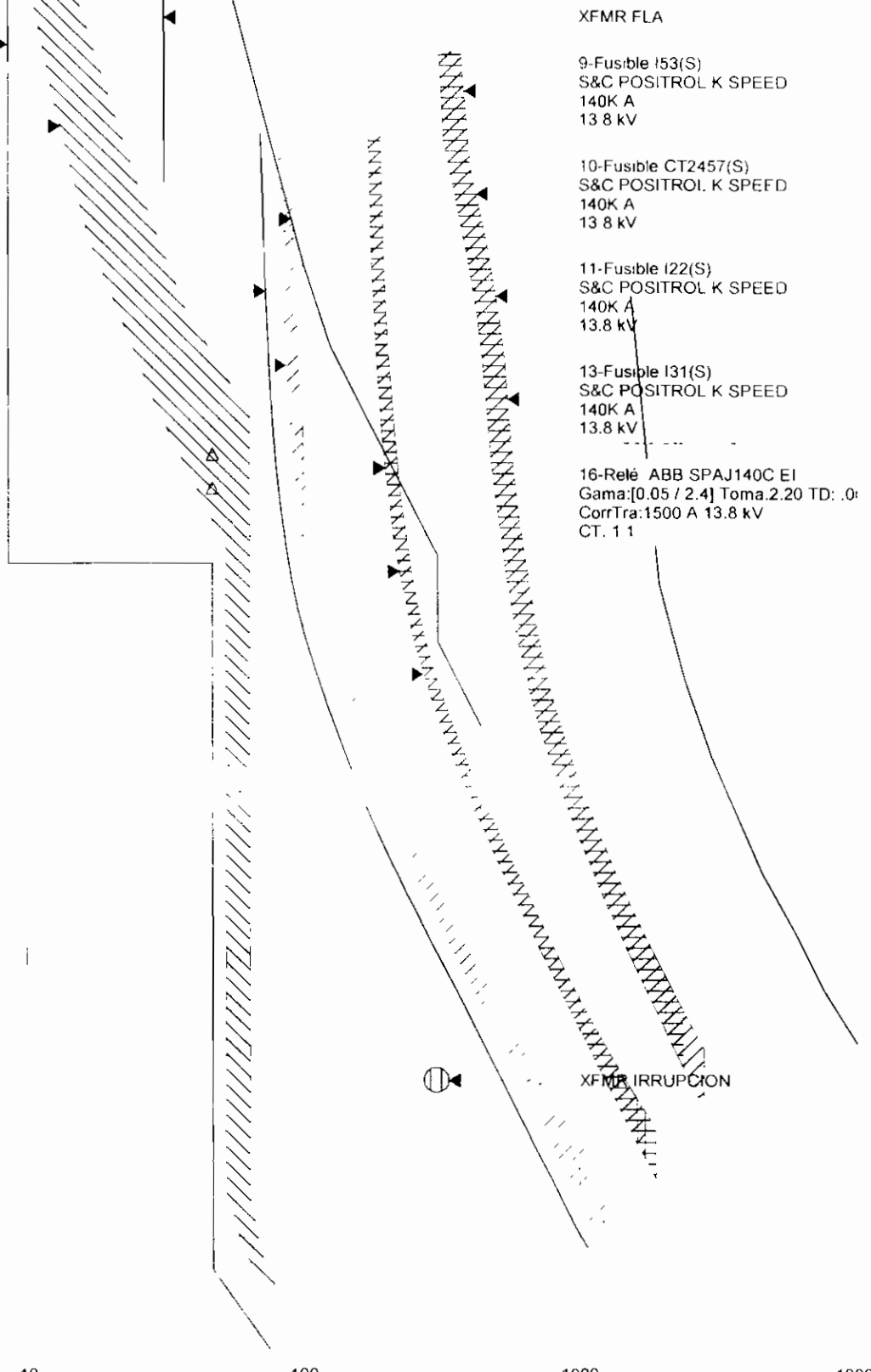
No 50 Elementos

Corriente en amperios: x 1 a 13.8 kV y x 30 000 a 0 46kV.

- 1-Arranque Motor
Plena Carga 255 0 A
Rotor Bloque 1408 0 A
Tiempo ac 3.31 sec
- 2-LVGB ABB LS. LH 250-400A
ABB LS. LH 250-400A
Plug 250
ADJ PU 7
- 3-Transformador EBQA_1(L)
Z=5 75 %
P=600 kVA
13 8 kV
FLA=25 10 A
- L-L FALLA SEC
- 4-Fusible CT2511(S)
S&C POSITROL K SPEED
40K A
13.8 kV
- 6-Fusible CT20356(S)
S&C POSITROL K SPEED
80K A
13 8 kV
- 7-Fusible CT419(S)
S&C POSITROL K SPEED
80K A
13 8 kV
- 8-Fusible CT2511(S)
S&C POSITROL K SPEED
80K A
13.8 kV

- XFMR FLA
- 9-Fusible I53(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13 8 kV
- 10-Fusible CT2457(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13 8 kV
- 11-Fusible I22(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV
- 13-Fusible I31(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV
- 16-Relé ABB SPAJ140C EI
Gama:[0.05 / 2.4] Toma.2.20 TD: .0:
CorrTra:1500 A 13.8 kV
CT. 1 1

- 16-Relé ABB SPAJ140C EI
- 15-ITR1(S)
- 14-I1(S)
- 13-Fusible I31(S)
- 12-I39(I)
- 11-Fusible I22(S)
- 10-Fusible CT2457(S)
- 9-Fusible I53(S)
- 8-Fusible CT2511(S)
- 7-Fusible CT419(S)
- 6-Fusible CT20356(S)
- 5-FBQ2(S)
- 4-Fusible EBQA_1(S)
- 3-Transformador EBQA 1(L)
- 2-LVGB ABB LS. LH 250-400A
- 1-Arranque Motor



EMPRESA ELECTRICA AMBATO

DOM

Coordinación desde la Estación de Bombeo Quillán-Alemania
Hacia la S/E Ligua-Peninsula

TENSION DE TRAZADO .13.8 kV

POR: H. Sebastián Vinuesa R

NRO: 1/2

FECHA: 8-21-2004

REPORTE DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR IZAMBA II

Desde la S/E Lligua-Península hasta el Sector del Aeropuerto.

Tensión trazado curvas: 13.8 kV

Por: Sebastián Vinuesa R.
Fecha: 8-21-2004

Nombre disp.: I81 (S)

1- Fusible I81 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 10k A
kV = 13.8

Nombre disp.: CT20351 (S)

2- Fusible CT20351 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 10k A
kV = 13.8

Nombre disp.: I53 (S)

3- Fusible I53 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 140k A
kV = 13.8

Nombre disp.: CT2457 (S)

4- Fusible CT2457 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 140k A
kV = 13.8

Nombre disp.: I22 (S)

5- Fusible I22 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 140k A
kV = 13.8

Nombre disp.: I31 (S)

7- Fusible I31 (S)
Type = S&C POSITROL k SPEED
Valor nom = 140k A
kV = 13.8

10- Relé

Type = ABB SPAJ140C EI
Cociente TC = 1:1
kV = 13.8
51 Elementos = Gama 0.05/2.4 A
Ajustes = Toma: 2.20 A TD: 0.6
Corr. Trab. = 1500k A
No 50 Elementos

Corriente en amperios x 1 a 13.8 kV

3-Fusible I53(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

2-Fusible CT20351(S)
S&C POSITROL K SPEED
10K A
13.8 kV

4-Fusible CT2457(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

5-Fusible I22(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

7-Fusible I31(S)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

10-Relé ABB SPAJ140C EI
Gama:[0.05 / 2.4] Toma:2.20 TD:0.6
CorrTra:1500 A 13.8 kV
CT:1.1

10-Relé ABB SPAJ140C EI
1.1

9-ITR1(S)

8-I1(S)

7-Fusible I31(S)

6-I39(L)

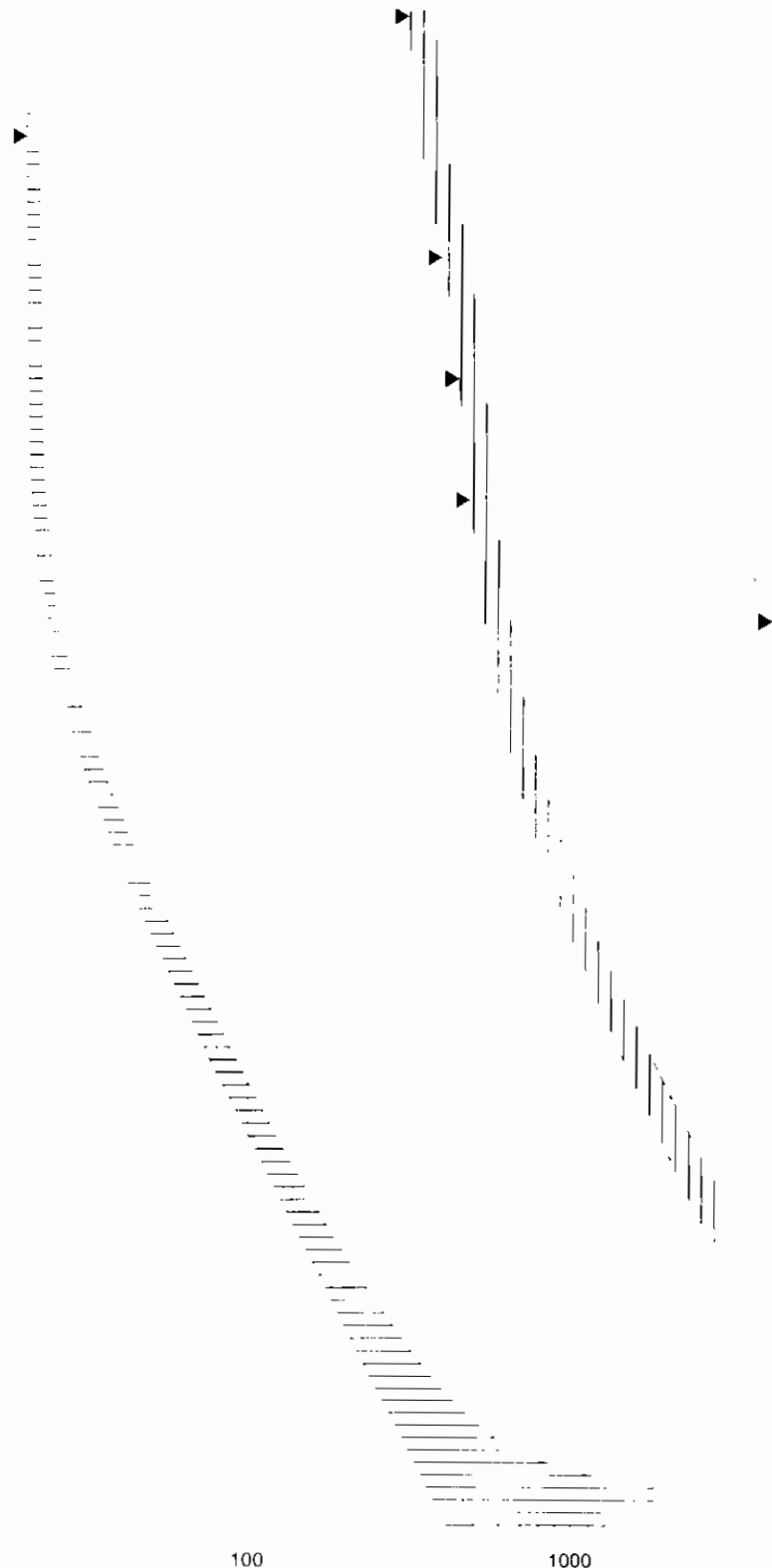
5-Fusible I22(S)

4-Fusible CT2457(S)

3-Fusible I53(S)

2-Fusible CT20351(S)

1-Fusible I81(S)



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
Coordinación de Protecciones del Alimentador Izamba
Desde el Sector El Aeropuerto
Hacia la S/E Lligua-Peninsula

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR H. Sebastián Vinuesa R

NRO 2/2
FECHA. 8-21-2004

ANEXO 5.8

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO CON EL REFORZAMIENTO DE CONDUCTORES

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

Section ID Equipment ID	Fase Type	kV Ph Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	PF %	Section losses kW	Section losses kVAR	Secl length (m)	Dist from source (m)	
-M91 (CT13970) 3P_2/0ACSR_#2N	COND	A	7.82	117.80	0.982	0.00	1.83	0	0.00	97.26	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	35	9507
		B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	0	0.00	97.29	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0		
		C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	1	0.26	194.55	6.6	2.0	6.9	96	0	0	0	0		
-CT5741 (M91) 3P_2/0ACSR_#2N	COND	A	7.82	117.80	0.982	0.00	1.83	0	0.00	97.61	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	39	9547
		B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	0	0.00	97.63	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0		
		C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	1	0.26	195.24	6.6	2.0	6.9	96	7.0	95	0	0		
-M92 (CT5741) 3P_2/0ACSR_#2N	COND	A	7.82	117.80	0.982	-0.00	1.83	0	0.00	0.56	0.0	-0.0	0.0	0	0	0	0	0	196	9742
		B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	0	0.00	0.24	0.0	-0.0	0.0	0	0	0	0	0		
		C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	0	0.00	0.31	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0		
S&C_POSIT-100	PROT	A	7.82	117.80	0.982	0.00	1.83	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	9742
		B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0		
		C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0		
--M93 (CT3970) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.75	116.78	0.973	0.00	2.88	2	0.91	0.00	15.5	4.1	16.0	97	0	0	0	0	15.7	9624
->CT3171 (M93) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.75	116.78	0.973	0.00	2.89	1	0.39	0.00	6.6	1.8	6.9	97	4.5	95	0	0	36.1	9985
-->CT1780 (CT3171) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.75	116.77	0.973	0.00	2.69	0	0.13	0.00	2.2	0.4	2.3	98	2.3	95	0	0	507	10492
->M94 (CT1780) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.75	116.77	0.973	-0.00	2.69	0	0.01	0.00	0.0	-0.2	0.2	0	0	0	0	0	584	11076
->M95 (M94) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.75	116.77	0.973	0.00	2.69	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0	183	11259
-->M96 (M93) S&C_POSIT-3	PRDT	C	7.75	116.78	0.973	0.00	2.88	1	39.40	0.00	8.9	2.4	9.2	97	0	0	0	0	0	9624
	COND	C	7.75	116.77	0.973	0.01	2.69	1	0.69	0.00	8.9	2.4	9.2	97	0	0	0	0	354	9978
-->CT4609 (M96) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	0.01	2.70	1	0.69	0.00	8.8	2.5	9.2	96	4.6	95	0	0	261	10239
->M97 (CT4609) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	0.00	2.70	1	0.34	0.00	4.4	1.1	4.6	07	0	0	0	0	338	10577
->CT1301 (M97) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	0.00	2.70	1	0.35	0.00	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95	0	0	127	10705
->M98 (CT1301) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	0.00	2.70	0	0.01	0.00	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	199	10904
->M99 (M98) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	0.00	2.70	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0	2.7	10981
-->M100 (M99) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	-0.00	2.70	0	0.00	0.00	0.0	-0.0	0.0	0	0	0	0	0	129	11110
->M101 (M97) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.76	0.973	-0.00	2.70	0	0.01	0.00	0.0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	536	11113
-->M102 (M86) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.86	0.974	0.01	2.62	2	1.04	0.00	17.6	5.4	18.4	96	0	0	0	0	218	9186
-->CT4597 (M102) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.85	0.974	0.01	2.63	2	1.04	0.00	17.6	5.4	18.4	96	2.6	95	0	0	222	9409
->M103 (CT4597) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.84	0.974	0.01	2.63	2	0.89	0.00	15.1	4.6	15.8	96	0	0	0	0	254	9663
->CT4598 (M103) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.83	0.974	0.01	2.64	1	0.59	0.00	10.0	3.1	10.5	96	5.3	95	0	0	506	10168
->CT441 (CT4599) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.82	0.974	0.00	2.65	1	0.30	0.00	5.0	1.6	5.3	96	5.3	95	0	0	387	10556
-->CT4598 (M103) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.64	0.974	0.00	2.64	1	0.40	0.00	5.0	1.6	5.3	95	5.3	95	0	0	126	9789
->CT4600 (M87) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.82	117.79	0.982	0.00	1.84	0	0.13	0.00	2.2	0.6	2.3	96	2.3	94	0	0	563	9365
->M104 (CT4593) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.76	116.88	0.974	0.01	2.60	1	0.59	0.00	10.0	3.0	10.5	96	0	0	0	0	415	8778
->CT120405 (M104) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	1	0.30	0.00	5.0	1.5	5.3	96	5.3	95	0	0	470	9248
->CT4595 (M104) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.76	116.87	0.974	0.00	2.61	1	0.39	0.00	5.0	1.6	5.3	95	5.3	95	0	0	238	9017
-->CT1365 (M85) 2P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.82	117.80	0.982	0.00	1.84	0	0.08	65.17	1.1	0.2	1.1	99	1.2	94	0	0	389	8284
		B	7.76	116.90	0.974	0.01	2.58	1	0.39	65.17	5.0	1.4	5.2	96	0	0	0	0		
-->CT4767 (CT1365) 2P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.82	117.80	0.982	0.00	1.84	0	0.01	95.40	0.0	0.1	0.1	0	0	0	0	0	617	8901
		B	7.76	116.89	0.974	0.01	2.59	1	0.39	95.40	5.0	1.5	5.2	96	5.3	95	0	0		
-->CT4585 (CT1730) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.82	117.79	0.982	0.01	1.84	2	0.97	0.00	16.4	5.3	17.3	95	5.6	94	0	0	264	7878

Section ID Equipment ID	Type	Fase	kV Ph Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	PF %	Section losses kW - kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)
-M105 (CT4585) IP #2ACSR #2N	COND	A	7.82	117.78	0.982	0.01	1.85	1.064	0.00	11.0	3.4	11.5	96	0.0	0	0.0	0.0	246	8124
>M106 (M105) IP #2ACSR #2N	COND	A	7.82	117.77	0.981	0.01	1.85	1.064	0.00	11.0	3.5	11.5	95	0.0	0	0.0	0.0	360	8484
>CT4586 (M106) IP #2ACSR #2N	COND	A	7.82	117.77	0.981	0.00	1.86	1.045	0.00	7.7	2.5	8.1	95	3.5	94	0.0	0.0	301	8786
>CT4586 (CT4586) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.76	0.981	0.01	1.86	1.034	0.00	4.4	1.4	4.6	95	2.3	94	0.0	0.0	406	9192
>CT4587 (CT4588) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.76	0.981	0.00	1.87	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	118	9309
->CT4589 (M106) S&C_POSIT-3 IP #4ACSR #4N	PROT COND	A	7.82	117.77	0.981	0.00	1.85	0.1468	0.00	3.3	1.0	3.4	95	0.0	0	0.0	0.0	0	8484
			7.82	117.77	0.981	0.00	1.86	0.026	0.00	3.3	1.0	3.4	95	1.2	94	0.0	0.0	300	8784
->CT4590 (CT4589) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.77	0.981	0.00	1.86	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	238	9022
>M42 (M39) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.84	0.982	0.00	1.80	1.060	0.00	7.7	2.4	8.0	95	0.0	0	0.0	0.0	203	6843
>M43 (M42) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.83	0.982	0.00	1.81	1.060	0.00	7.7	2.4	8.0	95	0.0	0	0.0	0.0	158	7001
->CT4581 (M43) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.83	0.982	0.01	1.81	1.060	0.00	7.7	2.5	8.1	95	2.3	94	0.0	0.0	236	7237
>M44 (CT4581) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.82	0.982	0.00	1.81	1.043	0.00	5.5	1.8	5.8	95	0.0	0	0.0	0.0	95	7333
>CT4582 (M44) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.82	0.982	0.00	1.81	0.026	0.00	3.3	1.1	3.5	95	3.5	94	0.0	0.0	199	7532
>CT4583 (M44) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.82	0.982	0.00	1.82	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	96	2.3	94	0.0	0.0	400	7732
->CT4578 (M37) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.85	0.982	0.01	1.79	1.060	0.00	7.7	2.4	8.0	95	3.5	94	0.0	0.0	474	6814
>CT4579 (CT4578) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.84	0.982	0.00	1.80	1.034	0.00	4.4	1.4	4.6	96	2.3	94	0.0	0.0	382	7196
>M45 (CT4579) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.84	0.982	0.00	1.80	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	56	7254
>CT4580 (M45) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.82	117.84	0.982	0.00	1.80	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	283	7037
->M82 (M36) S&C_POSIT-3 IP #4ACSR #4N	PROT COND	A	7.83	117.88	0.982	0.00	1.77	0.976	0.00	2.2	0.7	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	0	6042
			7.83	117.88	0.982	0.00	1.77	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	56	6099
->M83 (M82) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.83	117.88	0.982	0.00	1.77	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	95	0.0	0	0.0	0.0	182	6280
->CT4575 (M83) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.83	117.87	0.982	0.00	1.77	0.017	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	196	6476
->CT3128 (M35) IP #4ACSR #4N	COND	A	7.83	117.89	0.982	0.00	1.76	0.026	0.00	3.3	1.1	3.5	95	3.5	94	0.0	0.0	31	5652
->M80 (M33) IP #2ACSR #4N	COND	B	7.77	117.07	0.976	0.00	2.44	1.030	0.00	5.0	1.6	5.3	96	0.0	0	0.0	0.0	82	5357
>M81 (M80) S&C_POSIT-3 IP #4ACSR #4N	PROT COND	B	7.77	117.07	0.976	0.00	2.44	1.2256	0.00	5.0	1.6	5.3	95	0.0	0	0.0	0.0	0	5357
			7.77	117.06	0.976	0.00	2.45	1.039	0.00	5.0	1.6	5.3	95	0.0	0	0.0	0.0	190	5546
->CT4571 (M81) IP #4ACSR #4N	COND	B	7.77	117.06	0.976	0.00	2.45	1.039	0.00	5.0	1.6	5.3	95	5.3	95	0.0	0.0	111	5657
>CT5224 (M32) IP #2ACSR #2N	COND	A	7.83	117.95	0.983	0.00	1.71	1.032	0.00	5.5	1.9	5.8	95	5.8	94	0.0	0.0	67	5064
>CT8512 (M17) S&C_POSIT-3 IP #2ACSR #4N	PROT COND	B	7.78	117.13	0.976	0.00	2.39	1.3392	0.00	7.5	2.4	7.9	95	0.0	0	0.0	0.0	0	4452
			7.78	117.13	0.976	0.00	2.39	1.045	0.00	7.5	2.4	7.9	95	7.9	95	0.0	0.0	101	4552
>M46 (M17) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.86	0.974	0.02	2.62	3.191	0.00	24.3	7.4	25.4	96	0.0	0	0.0	0.0	354	4806
->CT4565 (M46) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.85	0.974	0.00	2.62	3.191	0.00	24.3	7.4	25.5	96	4.6	95	0.0	0.0	41	4847
>M47 (CT4565) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.82	0.973	0.03	2.65	3.156	0.00	19.9	6.1	20.8	96	0.0	0	0.0	0.0	489	5135
->CT3349 (M47) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.82	0.973	0.00	2.65	1.052	0.00	6.6	2.1	7.0	95	7.0	95	0.0	0.0	32	5367
->M48 (M47) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.82	0.973	0.00	2.65	2.104	0.00	13.3	4.1	13.9	96	0.0	0	0.0	0.0	67	5403
->M49 (M48) IP #4ACSR #4N	COND	C	7.76	116.81	0.973	0.00	2.65	2.104	0.00	13.3	4.1	13.9	96	0.0	0	0.0	0.0	39	5441

Section ID Equipment ID	Type	Phase	kV Ph Gd	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA-	PF %	Section losses kW	kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)	
>MB3 (EB1_2)	3P OEFAULT2	COND	A	0.25	114.56	0.955	0.02	4.53	231	11.54	0.72	52.4	26.1	58.5	89	0.0	0	0.0	0.1	1	8004
			B	0.25	113.51	0.946	0.02	5.41	233	11.64	0.20	52.4	26.1	58.5	89	0.0	0				
			C	0.25	113.15	0.943	0.02	5.71	234	11.68	0.52	52.4	26.1	58.5	89	0.0	0				
			BC																		
** Low voltage on phase	M1	MOT	A	0.25	114.56	0.955															
			B	0.25	113.51	0.946															
			C	0.25	113.15	0.943															
** Low voltage on phase			BC																		
>MB2 (EBQA_1)	3P DEFAULT2	COND	A	0.25	114.56	0.955	0.11	4.53	231	11.54	0.72	52.4	26.2	58.6	89	0.0	0	0.1	0.3	5	8004
			B	0.25	113.51	0.946	0.11	5.41	233	11.64	0.20	52.4	26.2	58.6	89	0.0	0				
			C	0.25	113.15	0.943	0.11	5.71	234	11.68	0.52	52.4	26.2	58.6	89	0.0	0				
** Low voltage on phase	M1	MOT	A	0.25	114.56	0.955															
			B	0.25	113.51	0.946															
			C	0.25	113.15	0.943															
** Low voltage on phase			BC																		
>CT566 (CT567)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.71	0.964	0.03	3.58	2	1.22	0.00	15.5	4.5	16.1	96	2.3	95	0.0	0.0	598	7288
->M73 (CT566)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.70	0.964	0.01	3.59	2	1.05	0.00	13.3	3.9	13.8	96	0.0	0	0.0	0.0	245	7533
->CT20400 (M73)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.69	0.964	0.00	3.59	2	1.05	0.00	13.3	4.0	13.9	96	4.6	95	0.0	0.0	61	7594
->M74 (CT20400)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.69	0.964	0.01	3.59	1	0.70	0.00	8.9	2.6	9.2	96	0.0	0	0.0	0.0	254	7848
	S&C_POSIT 3	PROT	C	7.68	115.69	0.964	0.00	3.59	1	40.06	0.00	8.9	2.6	9.2	96	0.0	0	0.0	0.0	0	7848
->M75 (M74)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.68	0.964	0.01	3.60	1	0.70	0.00	8.9	2.6	9.2	96	0.0	0	0.0	0.0	276	8124
>M76 (M75)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.68	0.964	0.00	3.60	1	0.70	0.00	8.8	2.7	9.2	96	0.0	0	0.0	0.0	53	8177
->CT3211 (M76)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.68	0.964	0.00	3.60	1	0.70	0.00	8.8	2.7	9.2	96	4.6	95	0.0	0.0	46	8273
->CT3210 (CT3211)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.68	115.67	0.964	0.01	3.61	1	0.35	0.00	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95	0.0	0.0	486	8709
->CT568 (M71)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.69	115.79	0.965	0.00	3.51	0	0.17	0.00	2.2	0.6	2.3	96	2.3	95	0.0	0.0	250	6837
>M77 (M70)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.70	115.91	0.966	0.00	3.41	0	0.17	0.00	2.2	0.6	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	191	6514
->CT2536 (M77)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.70	115.91	0.966	0.00	3.41	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	96	2.3	95	0.0	0.0	145	6659
->M78 (M67)	1P_#2ACSR_#4N	COND	C	7.70	116.04	0.967	0.01	3.30	1	0.65	0.00	11.1	3.1	11.5	96	0.0	0	0.0	0.0	635	6656
->CT4572 (M78)	1P_#2ACSR_#4N	COND	C	7.70	116.04	0.967	0.00	3.30	1	0.26	0.00	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95	0.0	0.0	230	6887
->M79 (M78)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.70	116.04	0.967	0.01	3.30	1	0.52	0.00	5.6	1.9	6.9	96	0.0	0	0.0	0.0	270	6926
->CT4573 (M79)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.70	116.02	0.967	0.01	3.32	1	0.52	0.00	6.6	1.9	6.9	96	2.3	95	0.0	0.0	599	7524
->CT4574 (CT4573)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.70	116.02	0.967	0.00	3.32	1	0.35	0.00	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95	0.0	0.0	274	7799
->CT4567 (M20)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.70	0.973	0.00	2.75	3	1.74	0.00	22.1	6.9	23.2	96	11.6	95	0.0	0.0	44	4759
->CT20384 (CT4567)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.69	0.972	0.01	2.76	1	0.87	0.00	11.1	3.4	11.6	96	7.0	95	0.0	0.0	311	5070
>CT5601 (CT20384)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.69	0.972	0.00	2.76	1	0.35	0.00	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95	0.0	0.0	246	5318
>CT4552 (M19)	3P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.83	117.92	0.983	0.00	1.73	0	0.13	52.51	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	78	4637
			B	7.77	117.05	0.975	0.00	2.46	1	0.30	9.05	5.0	1.6	5.3	95	5.3	95				
			C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.67	1	0.39	43.46	6.6	2.0	6.9	96	4.6	95				
>M50 (CT4552)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.67	0	0.17	0.00	2.2	0.6	2.3	97	0.0	0	0.0	0.0	24	4681
->M22 (M50)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.67	0	0.17	0.00	2.2	0.6	2.3	97	0.0	0	0.0	0.0	83	4744
->M65 (M22)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	0	0.17	0.00	2.2	0.6	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	197	4941
->CT4553 (M65)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.75	116.79	0.973	0.00	2.68	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	96	2.3	95	0.0	0.0	221	5162
->CT3275 (M13)	S&C_POSIT-5	PROT	C	7.78	117.17	0.976	0.00	2.36	5	95.24	0.00	35.4	10.8	37.0	96	0.0	0	0.0	0.0	0	3930
	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.78	117.15	0.976	0.02	2.38	5	2.77	0.00	35.4	10.8	37.0	96	4.6	95	0.0	0.0	193	4123

Section ID Equipment ID	Type	Fase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	PF %	Section losses kW	kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)
->M23 (CT3275) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.78	117.13	0.978	0.02	2.39	4	2.42	0.00	31.0	9.5	32.4	96	0.0	0	0.0	0.0	206	4329
-->CT4559 (M23) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.09	0.976	0.03	2.42	4	2.42	0.00	31.0	9.5	32.4	96	4.6	95	0.0	0.0	320	4649
-->M61 (CT4559) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.09	0.976	0.00	2.42	4	2.08	0.00	26.6	8.2	27.8	96	0.0	0	0.0	0.0	29	4678
-->M62 (M61) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.07	0.976	0.02	2.44	4	2.08	0.00	26.6	8.2	27.8	96	0.0	0	0.0	0.0	223	4902
-->CT260 (M62) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.06	0.975	0.01	2.45	4	2.08	0.00	26.6	8.2	27.8	96	11.6	95	0.0	0.0	134	5035
-->M63 (CT260) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.05	0.975	0.01	2.46	2	1.21	0.00	15.5	4.8	16.2	96	0.0	0	0.0	0.0	239	5275
-->M64 (M63) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.04	0.975	0.00	2.47	2	1.21	0.00	15.5	4.8	16.2	96	0.0	0	0.0	0.0	112	5386
-->CT4561 (M64) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.04	0.975	0.00	2.47	1	0.35	0.00	4.4	1.4	4.6	96	4.6	95	0.0	0.0	215	5601
-->CT4560 (M64) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.77	117.04	0.975	0.00	2.47	1	0.87	0.00	11.1	3.5	11.6	95	11.6	95	0.0	0.0	54	5441
-->CT20392 (M12) S&C_POSIT-3 1P_#2ACSR_#2N	PROT COND	B B	7.81 7.81	117.58 117.57	0.980 0.980	0.00 0.02	2.01 2.03	3 3	89.82 118	0.00 0.00	20.1 20.1	6.2 6.2	21.0 21.0	96 96	0.0 5.3	0 95	0.0 0.0	0.0 0.0	0 375	3631 4006
-->M60 (CT20392) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.81	117.56	0.980	0.00	2.03	2	0.89	0.00	15.1	4.7	15.8	95	0.0	0	0.0	0.0	126	4132
-->M24 (M60) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.81	117.56	0.980	0.00	2.03	2	0.89	0.00	15.1	4.7	15.8	95	0.0	0	0.0	0.0	75	4207
-->CT4555 (M24) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.80	117.55	0.980	0.01	2.04	2	1.18	0.00	15.1	4.7	15.8	95	5.3	95	0.0	0.0	145	4352
-->CT4556 (CT4555) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.80	117.54	0.979	0.01	2.05	1	0.78	0.00	10.0	3.1	10.5	95	7.9	95	0.0	0.0	343	4695
-->M25 (CT4556) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.80	117.54	0.979	0.00	2.05	0	0.20	0.00	2.5	0.7	2.6	96	0.0	0	0.0	0.0	106	4801
-->CT4557 (M25) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.80	117.54	0.979	0.00	2.05	0	0.20	0.00	2.5	0.8	2.6	96	2.6	95	0.0	0.0	246	5047
-->CT4543 (CT1959) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.88	118.63	0.989	0.00	1.14	0	0.13	0.00	2.2	0.7	2.3	96	2.3	94	0.0	0.0	468	3379
-->CT4542 (M9) S&C_POSIT-3 1P_#4ACSR_#4N	PROT COND	B B	7.86 7.86	118.32 118.31	0.986 0.986	0.00 0.01	1.40 1.41	1 1	22.29 0.39	0.00 0.00	5.0 5.0	1.5 1.5	5.3 5.3	96 96	0.0 5.3	0 95	0.0 0.0	0.0 0.0	0 426	2491 2917
-->CT4541 (CT1957) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.90	118.92	0.991	0.00	0.90	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	344	2606
-->M53 (M8) 3P_2/0ACSR_2/0N	COND	A B C	7.90 7.87 7.87	119.02 118.60 118.48	0.992 0.986 0.987	-0.00 0.00 0.00	0.82 1.17 1.27	1 3 5	0.32 0.73 1.32	59.69 7.77 67.46	8.2 18.8 34.3	2.8 6.1 10.5	8.7 19.8 35.9	95 95 96	0.0 0.0 0.0	0 0 0	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	56	2112
-->CT20404 (M53) 3P_2/0ACSR_2/0N	COND	A B C	7.90 7.87 7.87	119.02 118.59 118.47	0.992 0.988 0.987	0.00 0.00 0.00	0.82 1.17 1.27	1 3 2	0.32 0.73 0.84	43.38 29.49 13.89	8.2 18.8 16.6	2.8 6.1 5.2	8.7 19.8 17.4	95 95 95	8.7 19.8 17.4	94 95 95	0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0	131	2243
-->M54 (CT20404) S&C_POSIT-5 3P_2/0ACSR_2/0N	PROT COND	A B C A B C	7.90 7.87 7.87 7.90 7.87 7.87	119.02 118.59 118.47 119.02 118.59 118.47	0.992 0.988 0.987 0.992 0.986 0.987	0.00 0.00 0.00 -0.00 -0.00 -0.00	0.82 1.17 1.27 0.82 1.17 1.27	0 0 0 0 0 0	0.05 0.05 0.05 0.00 0.00 0.00	0.27 0.09 0.19 0.27 0.09 0.19	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	-0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 86	2243 2329
-->M55 (M53) S&C_POSIT-3 1P_#4ACSR_#4N	PROT COND	C C	7.87 7.86	118.48 118.45	0.987 0.987	0.00 0.02	1.27 1.29	2 2	78.39 1.37	0.00 0.00	17.7 17.7	5.4 5.4	18.5 18.5	96 96	0.0 0.0	0 0	0.0 0.0	0.0 0.0	0 355	2112 2467
-->CT6529 (M55) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.86	118.45	0.987	0.00	1.29	1	0.65	0.00	11.1	3.4	11.6	96	11.6	95	0.0	0.0	74	2540
-->M56 (CT6529) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.86	118.45	0.987	-0.00	1.29	0	0.00	0.00	0.0	-0.1	0.1	0	0.0	0	0.0	0.0	72	2612
-->M57 (M56) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.86	118.45	0.987	-0.00	1.29	0	0.00	0.00	0.0	-0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	211	2823
-->M58 (M55) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.86	118.45	0.987	0.00	1.29	1	0.39	0.00	6.6	2.0	6.9	96	0.0	0	0.0	0.0	209	2676
-->CT6573 (M58) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.86	118.45	0.987	0.00	1.29	1	0.39	0.00	6.6	2.1	7.0	95	7.0	95	0.0	0.0	65	2741

Section ID Equipment ID	Type	Fase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA-	PF %	Section losses kW - kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)	
->CT20393 (M5)																				
S&C_POSIT 3	PROT	A	7.93	119.37	0.995	0.00	0.52	0	9.69	43.43	2.2	0.7	2.3	95	0.0	0	0.0	0.0	0	1289
		B	7.91	119.12	0.993	0.00	0.73	1	22.19	29.54	5.0	1.6	5.3	95	0.0	0				
		C	7.90	119.04	0.992	0.00	0.80	1	19.51	13.88	4.4	1.3	4.6	96	0.0	0				
3P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.37	0.995	0.00	0.52	0	0.13	43.43	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	207	1496
		B	7.91	119.12	0.993	0.00	0.73	1	0.29	29.54	5.0	1.6	5.3	95	5.3	95				
		C	7.90	119.04	0.992	0.00	0.80	1	0.26	13.88	4.4	1.3	4.6	96	4.6	95				
->CT20395 (M4)																				
IP_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.48	0.996	0.00	0.43	0	0.19	0.00	3.3	1.1	3.5	94	3.5	94	0.0	0.0	24	1053
->CT4530 (M4)																				
IP_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.46	0.998	0.02	0.45	3	1.27	0.00	21.9	6.9	23.0	95	1.2	94	0.0	0.0	477	1516
->M26 (CT4530)																				
IP_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.45	0.995	0.01	0.46	3	1.21	0.00	20.8	6.6	21.8	95	0.0	0	0.0	0.0	167	1683
->M27 (M26)																				
1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.45	0.995	0.00	0.46	3	1.21	0.00	20.8	6.6	21.8	95	0.0	0	0.0	0.0	109	1792
->CT1930 (M27)																				
1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.45	0.995	0.00	0.46	3	1.21	0.00	20.8	6.6	21.9	95	2.3	94	0.0	0.0	24	1818
>M51 (CT1930)																				
IP_#2ACSR_#2N	COND	A	7.93	119.43	0.995	0.01	0.47	2	1.08	0.00	18.6	5.9	19.5	95	0.0	0	0.0	0.0	306	2121
->CT5628 (M51)																				
1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.43	0.995	0.00	0.48	2	0.95	0.00	16.4	5.3	17.3	95	2.3	94	0.0	0.0	102	2224
->CT4529 (CT5628)																				
1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.93	119.42	0.995	0.00	0.48	2	0.83	0.00	14.2	4.5	14.9	95	2.3	94	0.0	0.0	165	2389
->CT4527 (CT4529)																				
1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.93	119.41	0.995	0.01	0.49	2	0.70	0.00	12.1	3.8	12.6	95	5.8	94	0.0	0.0	374	2763
->M28 (CT4527)																				
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.40	0.995	0.01	0.50	1	0.34	0.00	4.4	1.3	4.6	96	0.0	0	0.0	0.0	512	3275
>CT5472 (M28)																				
S&C_POSIT-3	PROT	A	7.93	119.40	0.995	0.00	0.50	0	0.66	0.00	2.2	0.7	2.3	95	0.0	0	0.0	0.0	0	3275
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.40	0.995	0.00	0.50	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	341	3616
->CT4526 (M28)																				
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.40	0.995	0.00	0.50	0	0.17	0.00	2.2	0.8	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	20	3295
->M29 (CT4527)																				
1P_#6ACSR_#6N	COND	A	7.93	119.41	0.995	0.00	0.49	0	28.83	0.00	2.2	0.7	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	162	2925
>CT4528 (M29)																				
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.41	0.995	0.00	0.49	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	364	3289
->M52 (M51)																				
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.43	0.995	0.00	0.47	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	96	0.0	0	0.0	0.0	144	2265
->CT6489 (M52)																				
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.93	119.43	0.995	0.00	0.48	0	0.17	0.00	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0.0	0.0	274	2539

REPORTE RESUMIDO DEL FLUJO DE POTENCIA
UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDS12W

FEEDER	AL_SAN_MIGUELIT	
DATE	2004/6/18	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	0.0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	-100.0 %(kW)	-100.0 %(kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	515.0 kW	167.5 kVAR
	541.6 kVA	95.1 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	515.0 kW	167.5 kVAR
	541.6 kVA	95.1 PF(%)
TOTAL CAPACITOR	0.0 kVAR (Adjusted)	
TOTAL SHUNT REACTOR	0.0 kVAR (Adjusted)	
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.7 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES	17.47 kVAR	
TOTAL LOSSES	62.40 kW	119.54 kVAR
	134.84 kVA	46.27 PF(%)
TOTAL POWER FROM SUBSTATION	1519.7 kW	739.3 kVAR
	1690.0 kVA	89.9 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

-> Phase A Section = MB4 Voltage = 0.954 (p.u.)
-> Phase B Section = MB4 Voltage = 0.945 (p.u.)
-> Phase C Section = MB4 Voltage = 0.942 (p.u.)

ANEXO 5.9

REPORTE DEL BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

**Datos encontrados con el programa computacional
CYMDIST 3.02S**

REPORTE DEL BALANCE DE CARGA EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

Considerando:

- * Reforzamiento de Conductores.
- * Las Estaciones de Bombeo Operan a plena carga.

LOAD BALANCING REPORT : AL_SAN_MIGUELITO

LOAD BALANCING OF SINGLE-PHASE: YES
LOAD BALANCING OF TWO-PHASE: YES
LOAD BALANCING OF THREE-PHASE: YES

MINIMUM KVA FOR A TAP CHANGE: 5.00 kVA
MINIMUM KW REDUCTION / CHANGE: 0.10 kW
THREE-PHASE UNBALANCED FACTOR: 0.00 %

Sections beginning at	From config	To config	Suggested moves			Loss Reduction
			A	B	C	
CT3275 (En el poste # 6922)	C	A	(C to A)			0.335 kW
CT4567 (En el poste # 7118)	C	A	(C to A)			0.120 kW

Total loss reduction: 0.455 kW

ANEXO 5.10

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO UTILIZANDO CAPACITORES PARA MÁXIMA Y MÍNIMA DEMANDA

Datos encontrados con el programa computacional

CYMDIST 3.02S

Section ID EquipmentID	Type	Phase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power .kW	Thru Power .kVAR	Thru Power .kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	Section losses PF %	kW	kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)	
->M88 (M87)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.21	0	0.13	77.3	3.3	0.9	3.4	96	0	0	0	0	167	8968
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	2	0.68	23.1	17.6	5.1	18.3	96	0	0	0	0		
			C	7.81	117.56	0.98	0	2.03	3	0.85	54.2	22.1	6	22.9	97	0	0	0	0		
->M89 (M88)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.21	0	0.13	81.8	3.3	1	3.4	96	0	0	0	0	115	9083
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0.01	97.9	0	-0.2	0.2	0	0	0	0	0		
			C	7.81	117.56	0.98	0	2.03	3	0.85	159	22.1	6	22.9	97	0	0	0	0		
->M90 (M89)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.21	0	0.13	61.5	3.3	1	3.4	96	0	0	0	0	351	9435
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0.01	96.2	0	-0.2	0.2	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.55	0.98	0.01	2.04	3	0.85	160	22.1	8	22.9	96	0	0	0	0		
->CT3970 (M90)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.2	0	0.13	81.2	3.3	1.1	3.5	95	3.5	94	0	0	38	9473
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0	99.2	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.55	0.98	0	2.05	3	0.85	160	22.1	6.1	23	96	0	0	0	0		
->M91 (CT3970)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.2	0	0	97.2	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	35	9507
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0	97.3	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.55	0.98	0	2.05	1	0.26	194	6.6	2	6.9	96	0	0	0	0		
->CT5741 (M91)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.2	0	0	97.8	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	39	9547
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0	97.8	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.54	0.98	0	2.05	1	0.26	195	6.6	2	6.9	96	7	95	0	0		
->M92 (CT5741)	3P_2D0ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.2	0	0	0.55	0	0	0	0	0	0	0	0	196	9742
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0	0.24	0	0	0	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.54	0.98	0	2.05	0	0	0.31	0	0	0	0	0	0	0	0		
	S&C POSIT 100	PROT	A	7.87	118.55	0.988	0	1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9742
			B	7.81	117.82	0.98	0	1.98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
			C	7.8	117.54	0.98	0	2.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
->M93 (CT3970)	1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.8	117.54	0.98	0	2.05	2	0.9	0	15.5	4.1	18	97	0	0	0	0	152	9624
->CT3171 (M93)	1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.8	117.53	0.979	0	2.05	1	0.39	0	6.6	1.7	6.9	97	4.6	95	0	0	361	9985
->CT1780 (CT3171)	1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.8	117.53	0.979	0	2.06	0	0.13	0	2.2	0.4	2.3	98	2.3	95	0	0	507	10492
->M94 (CT1780)	1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.8	117.53	0.979	0	2.06	0	0.01	0	0	-0.2	0.2	0	0	0	0	0	584	11078
->M95 (M94)	1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7.8	117.53	0.979	0	2.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	183	11259
->M96 (M93)	S&C_POSIT-3	PROT	C	7.8	117.54	0.98	0	2.05	1	39.14	0	6.9	2.4	9.2	97	0	0	0	0	0	9624
	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.53	0.979	0.01	2.06	1	0.88	0	6.9	2.4	9.2	97	0	0	0	0	354	9678
->CT4609 (M96)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.52	0.979	0.01	2.07	1	0.88	0	6.8	2.5	9.2	98	4.6	95	0	0	281	10239
->M97 (CT4609)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.52	0.979	0	2.07	1	0.34	0	4.4	1.1	4.8	97	0	0	0	0	338	10577
->CT1301 (M97)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.51	0.979	0	2.07	1	0.34	0	4.4	1.3	4.6	98	4.8	95	0	0	127	10705
->M98 (CT1301)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.51	0.979	0	2.07	0	0.01	0	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	199	10904
->M99 (M98)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.51	0.979	0	2.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	77	10981
->M100 (M99)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.51	0.979	0	2.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129	11110
->M101 (M97)	1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7.8	117.52	0.979	0	2.07	0	0.01	0	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	536	11113
->M102 (M88)	1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.61	0.98	0.01	1.99	2	1.03	0	17.6	5.4	18.4	96	0	0	0	0	218	9186
->CT4597 (M102)	1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.6	0.98	0.01	2	2	1.03	0	17.6	5.4	18.4	96	2.6	95	0	0	222	9409
->M103 (CT4597)	1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.6	0.98	0.01	2	2	0.89	0	15.1	4.8	15.8	96	0	0	0	0	254	9663
->CT4599 (M103)	1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.58	0.98	0.01	2.01	1	0.58	0	10	3.1	10.5	96	5.3	95	0	0	508	10188
->CT441 (CT4599)	1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.58	0.98	0	2.02	1	0.3	0	5	1.5	5.3	96	5.3	95	0	0	387	10556

Section ID Equipment ID	Type	Phase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	Section losses PF %	kW	kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)
->CT4598 (M103) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.59	0.98	0	2.01	1	0.39	0	5	1.6	5.3	95	5.3	95	0	0	126	9789
->CT4600 (M87) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.54	0.988	0	1.21	0	0.13	0	2.2	0.6	2.3	96	2.3	94	0	0	563	9365
->M104 (CT4593) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.81	117.63	0.98	0.01	1.97	1	0.59	0	10	3	10.5	96	0	0	0	0	415	8778
>CT20405 (M104) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7.81	117.63	0.98	0	1.98	1	0.29	0	5	1.5	5.2	96	5.3	95	0	0	470	9248
->CT4595 (M104) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7.81	117.63	0.98	0	1.98	1	0.39	0	5	1.8	5.3	95	5.3	95	0	0	239	9017
->CT1365 (M85) 2P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.21	0	0.08	65.2	1.1	0.2	1.1	99	1.2	94	0	0	389	8284
		B	7.81	117.86	0.98	0.01	1.95	1	0.39	65.2	5	1.4	5.2	96	0	0				
->CT4767 (CT1365) 2P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.55	0.988	0	1.21	0	0.01	95.3	0	-0.1	0.1	0	0	0	0	0	817	8901
		B	7.81	117.85	0.96	0.01	1.96	1	0.39	95.3	5	1.5	5.2	96	5.3	95				
->CT4585 (CT1730) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.54	0.988	0.01	1.22	2	0.96	0	16.4	5.2	17.3	95	5.8	94	0	0	264	7878
->M105 (CT4585) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.53	0.988	0.01	1.22	1	0.64	0	11	3.4	11.5	96	0	0	0	0	248	8124
->M106 (M105) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.53	0.988	0.01	1.23	1	0.64	0	11	3.4	11.5	95	0	0	0	0	360	8484
->CT4586 (M106) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.87	118.52	0.988	0	1.23	1	0.45	0	7.7	2.5	8.1	95	3.5	94	0	0	301	8786
>CT4588 (CT4586) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.51	0.988	0.01	1.24	1	0.34	0	4.4	1.4	4.6	95	2.3	94	0	0	406	9192
->CT4587 (CT4588) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.51	0.988	0	1.24	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	118	9309
->CT4589 (M106) SAC_POSIT-3	PROT	A	7.87	118.53	0.988	0	1.23	0	14.59	0	3.3	1	3.4	95	0	0	0	0	0	8484
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.52	0.986	0	1.23	0	0.25	0	3.3	1	3.4	95	1.2	94	0	0	300	8784
->CT4590 (CT4589) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.52	0.988	0	1.23	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	238	9022
->M42 (M39) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.59	0.988	0	1.18	1	0.59	0	7.7	2.4	8	95	0	0	0	0	203	6843
->M43 (M42) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.58	0.988	0	1.18	1	0.59	0	7.7	2.4	8	95	0	0	0	0	156	7001
->CT4581 (M43) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.58	0.988	0.01	1.19	1	0.59	0	7.7	2.5	8.1	95	2.3	94	0	0	236	7237
->M44 (CT4581) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.58	0.988	0	1.19	1	0.42	0	5.5	1.8	5.8	95	0	0	0	0	95	7333
->CT4582 (M44) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.57	0.988	0	1.19	0	0.26	0	3.3	1.1	3.5	95	3.5	94	0	0	199	7532
->CT4583 (M44) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.57	0.988	0	1.19	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	96	2.3	94	0	0	400	7732
->CT4578 (M37) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.8	0.988	0.01	1.17	1	0.59	0	7.7	2.4	8	95	3.5	94	0	0	474	6815
->CT4579 (CT4578) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.58	0.988	0	1.17	1	0.34	0	4.4	1.4	4.6	98	2.3	94	0	0	382	7198
->M45 (CT4579) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.59	0.988	0	1.17	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	96	0	0	0	0	56	7254
->CT4580 (M45) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.87	118.58	0.988	0	1.18	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	383	7637
->M82 (M38) SAC_POSIT-3	PROT	A	7.88	118.63	0.989	0	1.14	0	9.7	0	2.2	0.7	2.3	96	0	0	0	0	0	6042
1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.88	118.63	0.989	0	1.14	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	96	0	0	0	0	56	6099
->M83 (M82) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.88	118.63	0.989	0	1.14	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	0	0	0	0	182	6280
->CT4575 (M83) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.88	118.63	0.989	0	1.15	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	196	8476
->CT3128 (M35) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.88	118.84	0.988	0	1.14	0	0.26	0	3.3	1.1	3.5	95	3.5	94	0	0	31	5952
->M80 (M33) 1P_#2ACSR_#4N	COND	B	7.82	117.82	0.982	0	1.82	1	0.29	0	5	1.8	5.3	96	0	0	0	0	82	5357

Section ID Equipment ID	Type	Phase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P U)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal. (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	Section losses PF %	Sect kW	Section losses kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)
-->M73 (CT566) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,86	0,974	0,01	2,62	2	1,04	0	13,3	3,9	13,8	96	0	0	0	0	245	7533
-->CT20400 (M73) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,85	0,974	0	2,62	2	1,04	0	13,3	4	13,9	96	4,6	95	0	0	61	7594
-->M74 (CT20400) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,85	0,974	0,01	2,63	1	0,69	0	8,9	2,6	9,2	96	0	0	0	0	254	7848
S&C_POSIT-3	PROT	C	7,76	116,85	0,974	0	2,63	1	38,65	0	8,9	2,6	9,2	96	0	0	0	0	0	7848
-->M75 (M74) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,84	0,974	0,01	2,63	1	0,69	0	8,9	2,6	9,2	96	0	0	0	0	276	8124
>M76 (M75) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,84	0,974	0	2,64	1	0,69	0	8,8	2,7	9,2	96	0	0	0	0	53	8177
-->CT3211 (M76) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,84	0,974	0	2,64	1	0,69	0	8,8	2,7	9,2	96	4,6	95	0	0	46	8223
-->CT3210 (CT3211) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,76	116,83	0,974	0,01	2,64	1	0,35	0	4,4	1,3	4,6	96	4,6	95	0	0	486	8709
-->CT568 (M71) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,78	118,93	0,974	0	2,56	0	0,17	0	2,2	0,8	2,3	96	2,3	95	0	0	250	8837
-->M77 (M70) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,01	0,975	0	2,49	0	0,17	0	2,2	0,6	2,3	96	0	0	0	0	191	6514
>CT2536 (M77) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,01	0,975	0	2,49	0	0,17	0	2,2	0,7	2,3	96	2,3	95	0	0	145	6659
>M78 (M87) 1P_#2ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,09	0,976	0,01	2,43	1	0,65	0	11,1	3,1	11,5	96	0	0	0	0	635	6656
-->CT4572 (M78) 1P_#2ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,08	0,976	0	2,43	1	0,28	0	4,4	1,3	4,6	96	4,6	95	0	0	230	6887
-->M79 (M78) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,08	0,976	0,01	2,43	1	0,52	0	8,6	1,9	6,9	96	0	0	0	0	270	6926
-->CT4573 (M79) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,07	0,976	0,01	2,45	1	0,52	0	8,8	1,9	8,9	96	2,3	95	0	0	599	7524
-->CT4574 (CT4573) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,77	117,06	0,976	0	2,45	1	0,35	0	4,4	1,3	4,6	96	4,6	95	0	0	274	7799
-->CT4567 (M20) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,8	117,52	0,979	0	2,07	3	1,73	0	22,1	8,9	23,2	96	11,6	95	0	0	44	4759
-->CT20394 (CT4567) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,8	117,51	0,979	0,01	2,08	1	0,86	0	11,1	3,4	11,8	96	7	95	0	0	311	5070
-->CT5601 (CT20394) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,8	117,5	0,979	0	2,08	1	0,34	0	4,4	1,3	4,8	96	4,8	95	0	0	248	5318
-->CT4552 (M19) 3P_#2ACSR_#2N	COND	A	7,88	118,7	0,989	0	1,08	0	0,13	52,5	2,2	0,7	2,3	95	2,3	94	0	0	78	4637
		B	7,82	117,83	0,982	0	1,8	1	0,3	9,06	5	1,6	5,3	95	5,3	95				
		C	7,81	117,58	0,98	0	2,02	1	0,39	43,5	8,6	2	6,9	96	4,6	95				
-->M50 (CT4552) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,81	117,58	0,98	0	2,02	0	0,17	0	2,2	0,6	2,3	97	0	0	0	0	24	4661
-->M22 (M50) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,81	117,58	0,98	0	2,02	0	0,17	0	2,2	0,8	2,3	97	0	0	0	0	83	4744
-->M65 (M22) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,81	117,58	0,98	0	2,02	0	0,17	0	2,2	0,6	2,3	96	0	0	0	0	197	4941
-->CT4553 (M65) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,81	117,58	0,98	0	2,02	0	0,17	0	2,2	0,7	2,3	96	2,3	95	0	0	221	5162
-->CT3275 (M13) S&C_POSIT-5	PROT	C	7,82	117,85	0,982	0	1,79	5	94,68	0	35,4	10,8	37	96	0	0	0	0	0	3930
1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,83	0,982	0,02	1,81	5	2,75	0	35,4	10,8	37	96	4,6	95	0	0	193	4123
-->M23 (CT3275) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,81	0,982	0,02	1,83	4	2,41	0	31	9,5	32,4	96	0	0	0	0	206	4329
-->CT4559 (M23) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,77	0,981	0,03	1,86	4	2,41	0	31	9,5	32,4	96	4,6	95	0	0	320	4649
-->M61 (CT4559) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,77	0,981	0	1,86	4	2,07	0	26,6	8,2	27,8	96	0	0	0	0	29	4678
-->M62 (M61) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,75	0,981	0,02	1,88	4	2,07	0	26,6	8,2	27,8	96	0	0	0	0	223	4902
-->CT260 (M62) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,74	0,981	0,01	1,89	4	2,07	0	26,8	8,2	27,8	96	11,6	95	0	0	134	5035
-->M63 (CT260) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,72	0,981	0,01	1,8	2	1,21	0	15,5	4,8	16,2	96	0	0	0	0	239	5275

Section ID Equipment ID	Type	Phase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	Section losses PF %	Sect kW	Section losses kVAR	Sect length(m)	Dist from source(m)
->M54 (M53) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,72	0,981	0	1,9	2	1,21	0	15,5	4,8	16,2	96	0	0	0	0	112	5386
->CT4561 (M54) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,72	0,981	0	1,9	1	0,34	0	4,4	1,4	4,6	96	4,6	95	0	0	215	5601
->CT4560 (M54) 1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,82	117,72	0,981	0	1,9	1	0,86	0	11,1	3,5	11,8	95	11,6	95	0	0	54	5441
->CT20392 (M12) S&C_POSIT-3	PROT	B	7,85	118,21	0,985	0	1,49	3	89,34	0	20,1	6,2	21	98	0	0	0	0	0	3631
1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7,85	118,19	0,985	0,02	1,51	3	1,18	0	20,1	6,2	21	96	5,3	95	0	0	375	4006
->M50 (CT20392) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7,85	118,19	0,985	0	1,51	2	0,88	0	15,1	4,7	15,8	95	0	0	0	0	126	4132
->M24 (M60) 1P_#2ACSR_#2N	COND	B	7,85	118,18	0,985	0	1,51	2	0,88	0	15,1	4,7	15,8	95	0	0	0	0	75	4207
->CT4555 (M24) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7,85	118,18	0,985	0,01	1,52	2	1,17	0	15,1	4,7	15,8	95	5,3	95	0	0	145	4352
->CT4556 (CT4555) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7,85	118,16	0,985	0,01	1,53	1	0,78	0	10	3,1	10,5	95	7,9	95	0	0	343	4695
->M25 (CT4556) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7,85	118,16	0,985	0	1,53	0	0,19	0	2,5	0,7	2,6	96	0	0	0	0	106	4801
->CT4557 (M25) 1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7,85	118,16	0,985	0	1,53	0	0,19	0	2,5	0,8	2,6	96	2,6	95	0	0	246	5047
->CT4543 (CT1959) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7,91	119,13	0,993	0	0,73	0	0,13	0	2,2	0,7	2,3	96	2,3	94	0	0	468	3379
->CT4542 (M9) S&C_POSIT-3	PROT	B	7,88	118,74	0,99	0	1,05	1	22,21	0	5	1,5	5,3	96	0	0	0	0	0	2491
1P_#4ACSR_#4N	COND	B	7,88	118,74	0,989	0,01	1,05	1	0,39	0	5	1,5	5,3	96	5,3	95	0	0	426	2917
->CT4541 (CT1957) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7,92	119,31	0,994	0	0,57	0	0,17	0	2,2	0,7	2,3	95	2,3	94	0	0	344	2606
->M53 (M8) 3P_2/0ACSR_2/0N	COND	A	7,93	119,37	0,995	0	0,52	1	0,32	59,7	8,2	2,8	8,7	95	0	0	0	0	56	2112
		B	7,9	118,95	0,991	0	0,88	3	0,73	7,77	18,8	6,1	19,8	95	0	0	0	0		
		C	7,89	118,83	0,99	0	0,98	5	1,32	67,5	34,3	10,5	35,9	96	0	0	0	0		
->CT20404 (M53) 3P_2/0ACSR_2/0N	COND	A	7,93	119,37	0,995	0	0,52	1	0,32	43,4	8,2	2,8	8,7	95	8,7	94	0	0	131	2243
		B	7,9	118,94	0,991	0	0,88	3	0,73	29,5	18,8	6,1	19,8	95	19,8	95	0	0		
		C	7,89	118,83	0,99	0	0,98	2	0,64	13,9	16,6	5,2	17,4	95	17,4	95	0	0		
->M54 (CT20404) S&C_POSIT-5	PROT	A	7,93	119,37	0,995	0	0,52	0	0,05	0,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2243
		B	7,9	118,94	0,991	0	0,88	0	0,05	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		C	7,89	118,83	0,99	0	0,98	0	0,05	0,19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3P_2/0ACSR_2/0N	COND	A	7,93	119,37	0,995	0	0,52	0	0	0,27	0	0	0	0	0	0	0	0	86	2329
		B	7,9	118,94	0,991	0	0,88	0	0	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		C	7,89	118,83	0,99	0	0,98	0	0	0,19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
->M55 (M53) S&C_POSIT-3	PROT	C	7,89	118,83	0,99	0	0,98	2	78,16	0	17,7	5,4	18,5	96	0	0	0	0	0	2112
1P_#4ACSR_#4N	COND	C	7,89	118,81	0,99	0,02	0,99	2	1,36	0	17,7	5,4	18,5	98	0	0	0	0	355	2467
->CT6529 (M55) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7,89	118,81	0,99	0	1	1	0,64	0	11,1	3,4	11,6	96	11,6	95	0	0	74	2540
->M56 (CT6529) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7,89	118,81	0,99	0	1	0	0	0	0	-0,1	0,1	0	0	0	0	0	72	2612
->M57 (M56) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7,89	118,81	0,99	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	211	2823
->M56 (M55) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7,89	118,8	0,99	0	1	1	0,39	0	6,6	2	6,9	96	0	0	0	0	209	2676
->CT6573 (M58) 1P_#2ACSR_#2N	COND	C	7,89	118,8	0,99	0	1	1	0,39	0	6,6	2,1	7	95	7	95	0	0	65	2741
->CT20393 (M5) S&C_POSIT-3	PROT	A	7,94	119,59	0,997	0	0,34	0	9,67	43,4	2,2	0,7	2,3	95	0	0	0	0	0	1269
		B	7,92	119,34	0,995	0	0,55	1	22,15	29,6	5	1,6	5,3	95	0	0	0	0	0	
		C	7,92	119,26	0,994	0	0,62	1	19,47	13,9	4,4	1,3	4,6	96	0	0	0	0	0	
3P_#2ACSR_#4N	COND	A	7,84	119,59	0,997	0	0,34	0	0,13	43,4	2,2	0,7	2,3	95	2,3	94	0	0	207	1496
		B	7,82	119,34	0,995	0	0,55	1	0,29	29,6	5	1,6	5,3	95	5,3	95	0	0	0	
		C	7,92	119,26	0,994	0	0,62	1	0,26	13,9	4,4	1,3	4,6	96	4,6	95	0	0	0	
->CT20395 (M4) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7,85	118,86	0,997	0	0,28	0	0,19	0	3,3	1,1	3,5	94	3,5	94	0	0	24	1083
->CT4530 (M4) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7,84	119,64	0,997	0,02	0,3	3	1,27	0	21,9	6,9	23	95	1,2	94	0	0	477	1516

Section ID Equipment ID	Type	Phase	kV Ph-Gd	based (120 V)	based (P.U.)	V Drop (%)	Acc drop (%)	Thru amps	loading (%)	unbal (%)	Thru Power kW	Thru Power kVAR	Thru Power kVA	PF (%)	Section load Spot kVA	Section losses PF %	kW	kVAR	Sect length (m)	Dist from source (m)
→M26 (CT4530) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.63	0.997	0.01	0.31	3	1.21	0	20.8	6.6	21.8	95	0	0	0	0	167	1863
→M27 (M26) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.62	0.997	0	0.31	3	1.21	0	20.8	6.6	21.8	95	0	0	0	0	109	1792
→CT1930 (M27) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.62	0.997	0	0.31	3	1.21	0	20.8	6.8	21.9	95	2.3	94	0	0	24	1816
→M51 (CT1930) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.94	119.61	0.997	0.01	0.33	2	1.06	0	16.6	5.9	19.5	95	0	0	0	0	306	2121
→CT5628 (M51) 1P_#2ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.61	0.997	0	0.33	2	0.95	0	16.4	5.3	17.3	95	2.3	94	0	0	102	2224
→CT4529 (CT5628) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.94	119.6	0.997	0	0.33	2	0.83	0	14.2	4.5	14.9	95	2.3	94	0	0	185	2389
→CT4527 (CT4529) 1P_#2ACSR_#2N	COND	A	7.94	119.59	0.997	0.01	0.34	2	0.7	0	12.1	3.8	12.8	95	5.8	94	0	0	374	2763
→M28 (CT4527) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.58	0.997	0.01	0.35	1	0.34	0	4.4	1.3	4.6	96	0	0	0	0	512	3275
→CT6472 (M28) S&C_POSIT-3 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.58	0.997	0	0.35	0	9.64	0	2.2	0.7	2.3	95	0	0	0	0	0	3275
→CT4526 (M28) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.58	0.997	0	0.35	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	20	3295
→M29 (CT4527) 1P_#3ACSR_#6N	COND	A	7.94	119.59	0.997	0	0.34	0	28.79	0	2.2	0.7	2.3	96	0	0	0	0	162	2925
→CT4528 (M29) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.59	0.997	0	0.35	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	364	3289
→M52 (M51) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.61	0.997	0	0.33	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	96	0	0	0	0	144	2265
→CT6489 (M52) 1P_#4ACSR_#4N	COND	A	7.94	119.61	0.997	0	0.33	0	0.17	0	2.2	0.7	2.3	95	2.3	94	0	0	274	2539

UNBALANCED VOLTAGE DROP SUMMARY REPORT - CYMDISTW

FEEDER	AL_SAN_MIGUELIT	
DATE	2004/7/2	
SOURCE VOLTAGE	13.8 kVLL	0.0 Degree
LOAD GROWTH FACTOR	-100.0 % (kW)	-100.0 % (kVAR)
TOTAL LOAD READ (NON-ADJUSTED)	515.0 kW	187.5 kVAR
	541.6 kVA	95.1 PF(%)
TOTAL LOAD USED (ADJUSTED)	515.0 kW	187.5 kVAR
	541.6 kVA	95.1 PF(%)
TOTAL CAPACITOR		490.1 kVAR (Adjusted)
TOTAL SHUNT REACTOR		0.0 kVAR (Adjusted)
TOTAL LOAD FROM MOTOR	942.3 kW	469.8 kVAR
TOTAL POWER FROM GENERATOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
TOTAL POWER TO OTHER FEEDER(S)	0.0 kW	0.0 kVAR (Loop)
TOTAL CONDUCTOR CAPACITANCES		17.72 kVAR
TOTAL LOSSES	47.04 kW	80.71 kVAR
	93.42 kVA	50.35 PF(%)
TOTAL POWER FROM SUBSTATION	1504.4 kW	210.0 kVAR
	1519.0 kVA	99.0 PF(%)

SECTION WITH THE LOWEST VOLTAGE

→ Phase A	Section = MB5	Voltage = 0.971 (p.u.)
→ Phase B	Section = MB5	Voltage = 0.963 (p.u.)
→ Phase C	Section = MB5	Voltage = 0.960 (p.u.)

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO UTILIZANDO CAPACITORES SHUNT SIMULADO PARA MÍNIMA DEMANDA

Considerando.

- * Reforzamiento de Conductores, Balance de Carga.
- * Las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania opera a plena carga

REPORTE SUMARIO DE CAÍDA DE TENSIÓN DESBALANCEADA - CYMDISTW

ALIMENTADOR AL_SAN_MIGUELITO		
TENSIÓN PRIMARIA	13.8 kVLL	0.0 Grados
FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS	0.0 %(kW)	0.0 %(kVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA)	140.9 kW	89.9 kVAR
	167.1 kVA	84.3 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA)	140.9 kW	89.9 kVAR
	167.1 kVA	84.3 PF(%)
TOTAL CONDENSADOR		492.8 kVAR (Regulado)
REACTANCIA SHUNT TOTAL		0.0 kVAR (Regulado)
CARGA TOTAL DESDE EL MOTOR	942.3 kW	469.6 kVAR
POTENCIA TOTAL DEL GENERADOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
POTENCIA TOTAL A OTROS ALIMENTADORES	0.0 kW	0.0 kVAR (Anillo)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES		17.86 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES	41.17 kW	70.64 kVAR
	81.76 kVA	50.36 PF(%)
<hr/>		
POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN	1124.4 kW	119.5 kVAR
	1130.7 kVA	99.4 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN

--> Fase A	Sección = MB5	Tensión = 0.968 (p.u.)
--> Fase B	Sección = MB5	Tensión = 0.965 (p.u.)
--> Fase C	Sección = MB5	Tensión = 0.964 (p.u.)

ANEXO 5.11

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO UTILIZANDO REGULADOR DE VOLTAJE

Datos encontrados con el programa computacional

CYMDIST 3.02S

REPORTE DEL FLUJO DE POTENCIA DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO UTILIZANDO REGULADOR DE VOLTAJE SIMULADO PARA MÁXIMA DEMANDA

Considerando:

* Reforzamiento de Conductores, Balance de Carga.

* Las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania opera a plena carga.

-> Ajustes del regulador

Tipo de regulador:	REG-050A		MINTER2		Punto de carga	->ID = MB6	BW	TC	TP
	Opciones de control:	F	tensión	Ajustes					
controlado:	A	121.2	10.5	77.0	9	2	100	120	

REPORTE SUMARIO DE CAÍDA DE TENSIÓN DESBALANCEADA - CYMDISTW

ALIMENTADOR	AL_SAN_MIGUELITO	
TENSIÓN PRIMARIA	13.8 kVLL	0.0 Grados
FACTOR DE INCREMENTO DE CARGAS	0.0 %(kW)	0.0 %(kVAR)
CARGA TOTAL LEÍDA (NO REGULADA)	522.0 kW	138.7 kVAR
	540.1 kVA	96.6 PF(%)
CARGA TOTAL UTILIZADA (REGULADA)	522.0 kW	138.7 kVAR
	540.1 kVA	96.6 PF(%)
TOTAL CONDENSADOR		0.0 kVAR (Regulado)
REACTANCIA SHUNT TOTAL		0.0 kVAR (Regulado)
CARGA TOTAL DESDE EL MOTOR	942.3 kW	469.7 kVAR
POTENCIA TOTAL DEL GENERADOR	0.0 kW	0.0 kVAR
	0.0 kVA	0.0 PF(%)
POTENCIA TOTAL A OTROS ALIMENTADORES	0.0 kW	0.0 kVAR (Anillo)
CAPACITANCIA TOTAL DE CONDUCTORES		17.34 kVAR
PÉRDIDAS TOTALES	111.34 kW	128.05 kVAR
	169.69 kVA	65.61 PF(%)
POTENCIA TOTAL DESDE SUBESTACIÓN	1575.7 kW	719.1 kVAR
	1732.0 kVA	91.0 PF(%)

SECCIÓN CON MENOR TENSIÓN

-> Fase A	Sección = MINTER2	Tensión = 0.956 (p.u.)
-> Fase B	Sección = MINTER2	Tensión = 0.955 (p.u.)
-> Fase C	Sección = MINTER2	Tensión = 0.952 (p.u.)

ANEXO 5.12

**RESULTADO DE LA SIMULACIÓN DEL ALIMENTADOR
SAN MIGUELITO PARA EL ARRANQUE DE
LOS MOTORES DEL PROYECTO DE AGUA POTABLE
QUILLÁN-ALEMANIA**

RESULTADOS DE LA SIMULACION EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO PARA EL ARRANQUE DE MOTORES DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO

Consideraciones

- * Compensación mediante capacitores
- * Para la máxima demanda del alimentador
- * Reforzamiento de conductores de la derivación del Troncal hacia Quilán La Planta ACSR (3x200-2 (N))
- * La MB1, MB2, MB3, MB4 y MB5 operan a plena carga
- * Arrancando el motor MB6

A continuación se presentan puntos tabulados de arranque con pasos del 10% del voltaje nominal hasta alcanzar el valor de línea 460 V y con la inclusión de un banco de capacitores de capacidad 90 KVAR en conexión Delta junto a cada motor

CAMARA 1		MB1			MB2			MB3		
% de Voltaje nominal	Fase	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia
100	A	4.99	236.1	89.5	5.05	236.3	89.5	4.99	236.1	89.5
	B	5.86	238.4		5.91	238.6		5.86	238.4	
	C	6.16	239.2		6.22	239.3		6.16	239.2	
90	A	4.52	234.2	89.5	4.58	234.4	89.5	4.52	234.2	89.5
	B	5.38	236.5		5.44	236.6		5.38	236.5	
	C	5.68	237.2		5.74	237.3		5.68	237.2	
80	A	4.08	232.1	89.5	4.11	232.6	89.5	4.08	232.1	89.5
	B	4.94	234.6		4.99	234.8		4.94	234.6	
	C	5.23	235.3		5.29	235.5		5.23	235.3	
70	A	3.67	230.8	89.5	3.71	231	89.5	3.67	230.8	89.5
	B	4.52	233		4.58	233.1		4.52	233	
	C	4.82	233.7		4.87	233.8		4.82	233.7	
60	A	3.3	229.1	89.5	3.36	229.5	89.5	3.3	229.1	89.5
	B	4.15	231.5		4.2	231.6		4.15	231.5	
	C	4.44	232.2		4.49	232.3		4.44	232.2	
50	A	2.97	228.1	89.5	3.03	228.3	89.5	2.97	228.1	89.5
	B	3.82	230.5	78KVAR	3.88	230.3	78KVAR	3.82	230.2	78KVAR
	C	4.11	230.9		4.16	231		4.11	230.9	
40	A	2.7	227.1	89.5	2.76	227.2	89.5	2.7	227.1	89.5
	B	3.54	229.1	78KVAR	3.6	229.2	78KVAR	3.54	229.1	78KVAR
	C	3.83	229.8		3.89	229.9		3.83	229.8	
30	A	2.48	226.3	89.5	2.54	226.4	89.5	2.48	226.3	89.5
	B	3.32	228.2	78KVAR	3.38	228.4	78KVAR	3.32	228.2	78KVAR
	C	3.61	228.9		3.66	229.1		3.61	228.9	
20	A	2.32	225.7	89.5	2.38	225.8	89.5	2.32	225.7	89.5
	B	3.16	227.6	78KVAR	3.22	227.8	78KVAR	3.16	227.6	78KVAR
	C	3.45	228.3		3.5	228.4		3.45	228.3	
10	A	2.22	225.3	89.5	2.28	225.3	89.5	2.22	225.3	89.5
	B	3.06	227.2	78KVAR	3.12	227.4	78KVAR	3.06	227.2	78KVAR
	C	3.35	227.9		3.4	228.1		3.35	227.9	
CAMARA 2		MB4			MB5			MB6		
% de Voltaje nominal	Fase	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia	Caidas de Voltaje [%DV]	Larranque [A]	Factor de potencia
100	A	13,51	259.8	89,5	13,56	260	89,5	14,24	1183	19,5
	B	14,28	262,3		14,33	262,5		14,98	1172	
	C	14,55	263,1		14,6	263,3		15,25	1169	
90	A	11,44	252,8	89,5	11,49	252,9	89,5	12,06	987,1	19,5
	B	12,21	255,2		12,27	255,3		12,78	978,1	
	C	12,49	255,9		12,54	256,1		13,05	975,2	
80	A	9,47	246,5	89,5	9,53	246,6	89,5	9,93	801,2	19,5
	B	10,26	248,7		10,32	248,9		10,7	794,1	249KVAR
	C	10,54	249,5		10,59	249,6		10,97	791,7	
70	A	7,67	240,9	89,5	7,71	241	89,5	7,99	628,6	19,5
	B	8,45	243,1		8,51	243,2		8,77	623	441KVAR
	C	8,73	243,8		8,78	243,9		9,05	621,2	
60	A	6,01	236,1	89,5	6,07	236,2	89,5	6,24	471,9	19,5
	B	6,82	238,1	78KVAR	6,87	238,3		7,03	467,8	149KVAR
	C	7,09	238,7		7,15	239		7,41	466,1	
50	A	4,57	232	89,5	4,62	232,1	89,5	4,69	333,8	19,5
	B	5,38	234	78KVAR	5,43	234,1	78KVAR	5,5	331	241KVAR
	C	5,65	234,7		5,71	234,8		5,77	330	
40	A	3,34	228,6	89,5	3,4	228,7	89,5	3,39	217	19,5
	B	4,16	230,6	78KVAR	4,22	230,7	78KVAR	4,2	215,1	161KVAR
	C	4,44	231,2		4,49	231,4		4,48	214,5	
30	A	2,37	226	89,5	2,43	226,1	89,5	2,35	123,5	19,5
	B	3,19	227,9	78KVAR	3,24	228,1	78KVAR	3,16	122,5	94KVAR
	C	3,47	228,6		3,52	228,7		3,44	122,1	
20	A	1,65	224,1	89,5	1,71	224,3	89,5	1,69	55,4	19,5
	B	2,48	226	78KVAR	2,54	226,2	78KVAR	2,41	54,9	42KVAR
	C	2,76	226,7		2,82	226,8		2,69	54,8	
10	A	1,22	223	89,5	1,28	223,1	89,5	1,13	13,9	19,5
	B	2,05	224,9	78KVAR	2,11	225	78KVAR	1,95	13,8	11KVAR
	C	2,33	225,5		2,39	225,7		2,23	13,8	

ANEXO 5.13

REPORTE DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

M1	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2485	2181	2152	828	828	90.1	93.2	96.2
M2	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2415	2117	2092	816	816	90.1	93.2	96.2
M3	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2278	1992	1972	791	791	90.1	93.2	96.2
CT1927	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2182	1905	1889	773	773	90.1	93.2	96.2
M4	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2093	1829	1812	755	755	90.1	93.2	95.9
CT4530	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	718	718	0.6		
M26	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	706	706	0.6		
M27	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	698	698	0.6		
CT1930	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	696	696	0.6		
M51	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	676	676	0.5		
M52	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	665	665	0.1		
CT6489	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	645	645	0.1		
CT5628	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	669	669	0.5		
CT4529	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	659	659	0.4		
CT4527	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	636	636	0.4		
M29	1P #6ACSR #6N	A	8.0	0	0	0	623	623	0.1		
CT4528	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	599	599	0.1		
M28	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	602	602	0.1		
CT4526	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	601	601	0.1		
CT6472	DEFAULT	A	8.0	0	0	0	602	602	0.1		
CT6472	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	581	581	0.1		
CT20395	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	753	753	0.1		
M5	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	2014	1764	1744	739	739	89.5	93.2	95.9
CT20393	DEFAULT	ABC	8.0	2014	1764	1744	739	739	0.1	0.3	0.3
CT20393	3P #2ACSR #4N	ABC	8.0	1939	1705	1680	723	723	0.1	0.3	0.3
M6	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1855	1715	1693	727	727	89.4	93.0	95.7
M7	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1926	1691	1668	721	721	89.4	93.0	95.7
M8	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1803	1589	1562	694	694	89.4	93.0	95.7
M8	S&C_POSIT-200	ABC	8.0	1803	1589	1562	694	694	89.4	93.0	95.7
M53	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1790	1577	1550	691	691	0.3	1.0	2.0
M55	S&C_POSIT-5	C	8.0	0	0	0	691	691			1.0
M55	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	665	665			1.0
M58	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	652	652			0.4
CT6573	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	648	648			0.4
CT6529	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	660	660			0.6
M56	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	656	656			-0.0
M57	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	643	643			0.0
CT20404	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1758	1551	1522	684	684	0.3	1.0	1.0
M54	S&C_POSIT-10	ABC	8.0	1758	1551	1522	684	684	-0.0	-0.0	-0.0
M54	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1738	1534	1505	679	679	-0.0	-0.0	-0.0
CT1957	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1754	1547	1519	683	683	89.2	92.2	94.0
CT4541	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	658	658	0.1		
M9	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1701	1503	1473	671	671	89.1	91.9	94.0
CT4542	DEFAULT	B	8.0	0	0	0	671	671		0.2	
CT4542	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	641	641		0.2	
M10	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1681	1486	1456	666	666	89.2	91.7	94.0
CT959	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1656	1465	1434	661	661	89.2	91.7	94.0
M11	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1627	1441	1409	654	654	88.9	91.7	94.0
CT1959	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1612	1428	1396	650	650	88.9	91.7	94.0
CT4543	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	623	623	0.1		
CT7548	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1585	1388	1355	638	638	88.9	91.4	94.0
M59	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1556	1380	1347	635	635	88.8	91.5	94.0
CT4549	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1514	1345	1311	624	624	88.8	91.5	94.0
M12	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1478	1314	1280	615	615	88.8	91.5	93.4
CT20392	S&C_POSIT-5	B	8.0	0	0	0	615	615			1.0
CT20392	1P #2ACSR #2N	B	8.0	0	0	0	595	595		1.0	
M60	1P #2ACSR #2N	B	8.0	0	0	0	589	589		0.8	
M24	1P #2ACSR #2N	B	8.0	0	0	0	585	585		0.8	
CT4555	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	577	577		0.8	
CT4556	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	558	558		0.5	
M25	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	552	552		0.1	
CT4557	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	539	539		0.1	
M13	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1428	1272	1237	601	601	88.8	90.6	93.4
CT3275	S&C_POSIT-5	A	8.0	0	0	0	601	601	0.5		
CT3275	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	589	589	0.5		
M23	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	577	577	0.5		
CT4559	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	560	560	0.5		
M61	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	558	558	0.4		
M62	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	546	546	0.4		
CT260	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	539	539	0.4		
M63	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	527	527	0.2		
M64	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	521	521	0.2		
CT4560	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	519	519	0.2		
CT4561	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	511	511	0.1		
CT4550	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1416	1261	1226	598	598	88.4	90.6	93.4
M14	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1391	1240	1205	591	591	88.4	90.6	93.1
M14	DEFAULT	ABC	8.0	1391	1240	1205	591	591	88.4	90.6	93.1
M15	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1384	1234	1198	589	589	88.4	90.6	93.1
M16	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1360	1214	1178	583	583	88.4	90.6	93.1
CT4551	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1350	1206	1169	580	580	87.0	87.4	89.2
M19	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1334	1191	1155	576	576	87.0	86.9	89.2
CT4552	3P #2ACSR #2N	ABC	8.0	1320	1180	1143	572	572	0.1	0.3	0.4
M50	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	571	571			0.1
M22	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	566	566			0.1
M65	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	555	555			0.1
CT4553	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	544	544			0.1
CT4566	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1317	1177	1140	571	571	86.9	86.6	88.9
M20	3P 2/0ACSR 2/0N	ABC	8.0	1312	1173	1136	570	570	86.9	86.6	88.6
M20	S&C_POSIT-60	ABC	8.0	1312	1173	1136	570	570	86.9	86.7	88.6
CT4567	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	567	567	0.4		
CT20394	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	551	551	0.2		
CT5601	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	538	538	0.1		

CT4568	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1269	1136	1099	558	558	86.6	86.7	88.6
M66	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1224	1097	1060	545	545	86.6	86.7	88.4
CT4569	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1204	1080	1042	539	539	86.6	86.7	88.4
M67	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1154	1038	1000	524	524	86.7	86.7	88.4
M78	1P_#2ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	499	499			0.6
M79	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	487	487			0.4
CT4573	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	463	463			0.4
CT4574	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	453	453			0.3
CT4572	1P_#2ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	490	490			0.3
M68	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1149	1033	995	523	523	86.7	86.7	87.9
M69	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1129	1016	978	517	517	86.7	86.7	87.9
M70	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1123	1011	973	515	515	86.7	86.7	87.9
M77	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	506	506			0.1
CT2536	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	500	500			0.1
M71	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1097	988	950	507	507	86.7	86.7	87.8
CT566	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	498	498			0.1
CT567	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1087	980	942	504	504	86.7	86.7	87.7
CT566	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	478	478			0.9
M73	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	468	468			0.8
CT20400	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	466	466			0.8
M74	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	456	456			0.5
M74	S&C_POSIT_3	C	8.0	0	0	0	456	456			0.5
M75	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	446	446			0.5
M76	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	444	444			0.5
CT3211	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	442	442			0.5
CT3210	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	425	425			0.3
M72	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1078	972	934	501	501	86.7	86.7	86.8
MINTER	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	992	897	859	473	473	86.7	86.7	86.8
MINTER	DUMMY	ABC	8.0	992	897	859	473	473	86.7	86.7	86.9
MINTER2	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	977	884	846	468	468	86.7	86.7	86.9
EBQA_1	S&C_POSIT_50	ABC	8.0	977	884	846	468	468	43.3	43.4	43.4
EBQA_1	3P_DEFAULT2	ABC	8.0	975	882	844	467	467	43.3	43.4	43.4
EBQA_1	CAMARA_EB	ABC	0.3	9138	10022	7914	10171	10171	43.3	43.4	43.4
MB2	DEFAULT	ABC	0.3	9138	10022	7914	10171	10171	244.6	245.0	245.9
MB2	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	244.6	245.0	245.9
MB2	M1	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	271.0	271.5	272.4
EB1_2	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8244	8573	7139	8672	8672	1042	1041	1037
MB3	DEFAULT	ABC	0.3	8244	8573	7139	8672	8672	1042	1041	1037
MB3	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	1042	1041	1037
MB3	M1	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	1131	1130	1126
EB1_1	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8244	8573	7139	8672	8672	244.4	244.9	245.8
MB1	DEFAULT	ABC	0.3	8244	8573	7139	8672	8672	244.4	244.9	245.8
MB1	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	244.4	244.9	245.8
MB1	M1	ABC	0.3	8040	8287	6963	8355	8355	270.8	271.3	272.2
EBQ1	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	943	855	817	456	456	43.4	43.4	43.4
EBQ2	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	889	807	770	438	438	0.0	0.0	0.0
EBQ2	DUMMY	ABC	8.0	889	807	770	438	438	0.0	0.0	0.0
EBQA_2	S&C_POSIT_50	ABC	8.0	943	855	817	456	456	43.4	43.4	43.5
EBQA_2	3P_DEFAULT2	ABC	8.0	942	853	815	456	456	43.4	43.4	43.5
EBQA_2	CAMARA_EB	ABC	0.3	9044	9951	7833	10094	10094	43.4	43.4	43.5
MB5	DEFAULT	ABC	0.3	9044	9951	7833	10094	10094	245.1	245.6	246.5
MB5	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	245.1	245.6	246.5
MB5	M1	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	271.6	272.1	273.0
EB2_2	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8165	8514	7071	8614	8614	1043	1041	1038
MB6	DEFAULT	ABC	0.3	8165	8514	7071	8614	8614	1043	1041	1038
MB6	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	1043	1041	1038
MB6	M1	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	1129	1127	1123
B2_1	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	8165	8514	7071	8614	8614	245.0	245.5	246.4
MB4	DEFAULT	ABC	0.3	8165	8514	7071	8614	8614	245.0	245.5	246.4
MB4	3P_DEFAULT2	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	245.0	245.5	246.4
MB4	M1	ABC	0.3	7965	8231	6897	8301	8301	271.4	271.8	272.8
M17	3P_2D0ACSR_20N	ABC	8.0	1349	1205	1168	580	580	1.6	3.7	4.5
M46	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	560	560			1.4
CT4565	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	558	558			1.4
M47	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	533	533			1.2
M48	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	529	529			0.8
M49	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	527	527			0.8
CT4563	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	524	524			0.8
CT20398	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	514	514			0.5
CT3350	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	503	503			0.1
CT3349	1P_#4ACSR_#4N	C	8.0	0	0	0	531	531			0.4
CT6512	S&C_POSIT_3	B	8.0	0	0	0	580	580		0.4	
CT6512	1P_#2ACSR_#4N	B	8.0	0	0	0	575	575		0.4	
M18	S&C_POSIT_65	ABC	8.0	1349	1205	1168	580	580	1.6	3.3	3.1
M18	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1330	1189	1152	575	575	1.6	3.3	3.1
M31	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1328	1185	1149	574	574	1.6	3.3	3.1
CT4629	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1306	1168	1131	568	568	1.6	3.3	3.1
M32	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1275	1141	1104	559	559	1.6	3.3	2.1
CT5224	1P_#2ACSR_#2N	A	8.0	0	0	0	556	556	0.2		
CT20397	S&C_POSIT_65	ABC	8.0	1275	1141	1104	559	559	1.5	3.3	2.1
CT20397	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1250	1120	1083	552	552	1.5	3.3	2.1
M33	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1240	1111	1074	549	549	1.5	3.3	1.5
M80	1P_#2ACSR_#4N	B	8.0	0	0	0	546	546		0.3	
M81	DEFAULT	B	8.0	0	0	0	546	546		0.3	
M81	1P_#4ACSR_#4N	B	8.0	0	0	0	536	536		0.3	
CT4571	1P_#4ACSR_#4N	B	8.0	0	0	0	531	531		0.3	
M34	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1230	1103	1065	546	546	1.5	3.1	1.5
CT5807	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1217	1092	1054	543	543	1.5	3.1	1.5
CT20396	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1186	1065	1027	533	533	1.5	2.4	1.5
M35	3P_2D0ACSR_10N	ABC	8.0	1165	1047	1009	527	527	1.4	2.4	1.5
CT3128	1P_#4ACSR_#4N	A	8.0	0	0	0	526	526	0.1		
M36	3P_2D0ACSR_#2N	ABC	8.0	1152	1036	998	523	523	1.3	2.4	1.5
M82	DEFAULT	A	8.0	0	0	0	523	523	0.1		
M82	1P_#4ACSR_#4N	A	8.0	0	0	0	521	521	0.1		

M83	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	512	512	0	1		
CT4575	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	503	503	0	1		
CT4576	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1131	1018	980	516	516	1	2	4	15
M37	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1121	1009	971	513	513	1	2	4	13
CT4578	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	492	492	0	2		
CT4579	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	476	476	0	1		
M45	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	474	474	0	1		
CT4580	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	459	459	0	1		
M38	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1099	990	952	506	506	1	0	2	13
M39	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1092	983	946	504	504	1	0	2	13
M42	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	495	495	0	2		
M43	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	488	488	0	2		
CT4581	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	478	478	0	2		
M44	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	474	474	0	2		
CT4583	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	459	459	0	1		
CT4582	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	467	467	0	1		
CT20399	S&C POSIT-30	ABC	8.0	1092	983	946	504	504	0	6	2	13
CT20399	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1051	948	910	490	490	0	8	2	13
M40	S&C POSIT-30	ABC	8.0	1051	948	910	490	490	0	8	2	11
M40	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1022	922	885	480	480	0	8	2	11
M84	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1009	911	874	476	476	0	7	2	12
CT1730	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	1006	909	871	475	475	0	7	2	12
CT4585	S&C POSIT-5	A	8.0	0	0	0	475	475	0	5		
CT4585	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	466	466	0	5		
M105	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	458	458	0	3		
M106	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	447	447	0	3		
CT4589	S&C POSIT-3	A	8.0	0	0	0	447	447	0	1		
CT4589	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	437	437	0	1		
CT4590	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	429	429	0	1		
CT4586	1P #2ACSR #2N	A	8.0	0	0	0	439	439	0	2		
CT4588	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	425	425	0	1		
CT4587	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	421	421	0	1		
M85	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	984	889	852	467	467	0	2	2	12
CT1365	S&C POSIT-3	AB	8.0	0	889	852	467	467	0	0	2	2
CT1365	2P #4ACSR #4N	AB	8.0	0	848	807	452	452	0	0	2	2
CT4767	2P #4ACSR #4N	AB	8.0	0	787	743	431	431	-0	0	2	2
CT4591	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	976	882	845	464	464	0	2	2	12
CT4593	S&C POSIT-6	ABC	8.0	976	882	845	464	464	0	2	1	12
CT4593	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	948	858	821	454	454	0	2	1	12
M104	1P #2ACSR #2N	B	8.0	0	0	0	442	442	0	5		
CT4595	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	434	434	0	3		
CT20405	1P #2ACSR #2N	B	8.0	0	0	0	429	429	0	3		
M86	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	940	851	814	451	451	0	1	0	12
M87	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	917	831	795	443	443	0	1	0	12
CT4800	1P #2ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	427	427	0	1		
M88	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	906	821	785	439	439	0	1	0	12
M102	1P #2ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	433	433	0	9		
CT4597	1P #2ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	426	426	0	9		
M103	1P #2ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	419	419	0	8		
CT4598	1P #4ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	415	415	0	3		
CT4599	1P #2ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	406	406	0	5		
CT441	1P #2ACSR #4N	B	8.0	0	0	0	396	396	0	3		
M89	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	899	815	778	436	436	0	1	-0	12
M90	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	876	795	759	428	428	0	1	-0	12
CT3970	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	874	793	757	427	427	0	1	-0	12
M93	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	423	423	0	8		
M96	S&C POSIT-3	C	8.0	0	0	0	423	423	0	5		
M96	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	412	412	0	5		
CT4609	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	404	404	0	5		
M97	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	394	394	0	2		
M101	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	379	379	0	-0		
CT1301	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	391	391	0	3		
M98	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	385	385	0	-0		
M99	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	383	383	0	-0		
M100	1P #4ACSR #4N	C	8.0	0	0	0	380	380	0	-0		
CT3171	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	414	414	0	4		
CT1780	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	401	401	0	1		
M94	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	388	388	0	-0		
M95	1P #2ACSR #2N	C	8.0	0	0	0	383	383	0	-0		
M91	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	872	791	755	426	426	0	0	-0	4
CT5741	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	869	789	753	426	426	-0	0	-0	4
M92	3P 2/0ACSR #2N	ABC	8.0	857	778	743	421	421	-0	0	-0	-0
M92	S&C POSIT 100	ABC	8.0	857	778	743	421	421	0	0	0	0
M41	S&C POSIT-3	A	8.0	0	0	0	480	480	0	1		
M41	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	462	462	0	1		
CT4584	1P #4ACSR #4N	A	8.0	0	0	0	453	453	0	1		

ANEXO 5.14

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES FUSIBLE-FUSIBLE DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

REPORTE DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO

Desde la S/E Píllaro hasta las Estaciones de Bombeo Quillán-Alemania.

Tensión trazado curvas: 13.8 kV

Por: Sebastián Vinueza R.

Fecha: 8-19-2004

1- Arranque Motor

kV = 0.46

Plena carga = 255.0 A

Rotor bloqueado = 1408.0 A

Tiempo acumul. = 8.00 sec

2- LVCB

Type = ABB J 400 LINE JS, JH

kV = 0.46

Plug rating = 400 A

ADJ PU = 5

Nombre disp.: EBQA_2 (L)

3- Transformador EBQA_2 (L)

Z = 5.75%

P = 600 kVA

kV = 13.8

Nombre disp.: EBQA_2 (S)

4- Fusible EBQA_2 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 40k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M20 (L)

5- Fusible M20 (L)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 80k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M14 (L)

6- Fusible M14 (L)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M8 (L)

7- Fusible M8 (L)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 200k A

kV = 13.8

8- Relé

Type = ABB SPAJ140C EI

Cociente TC = 1:1

kV = 13.8

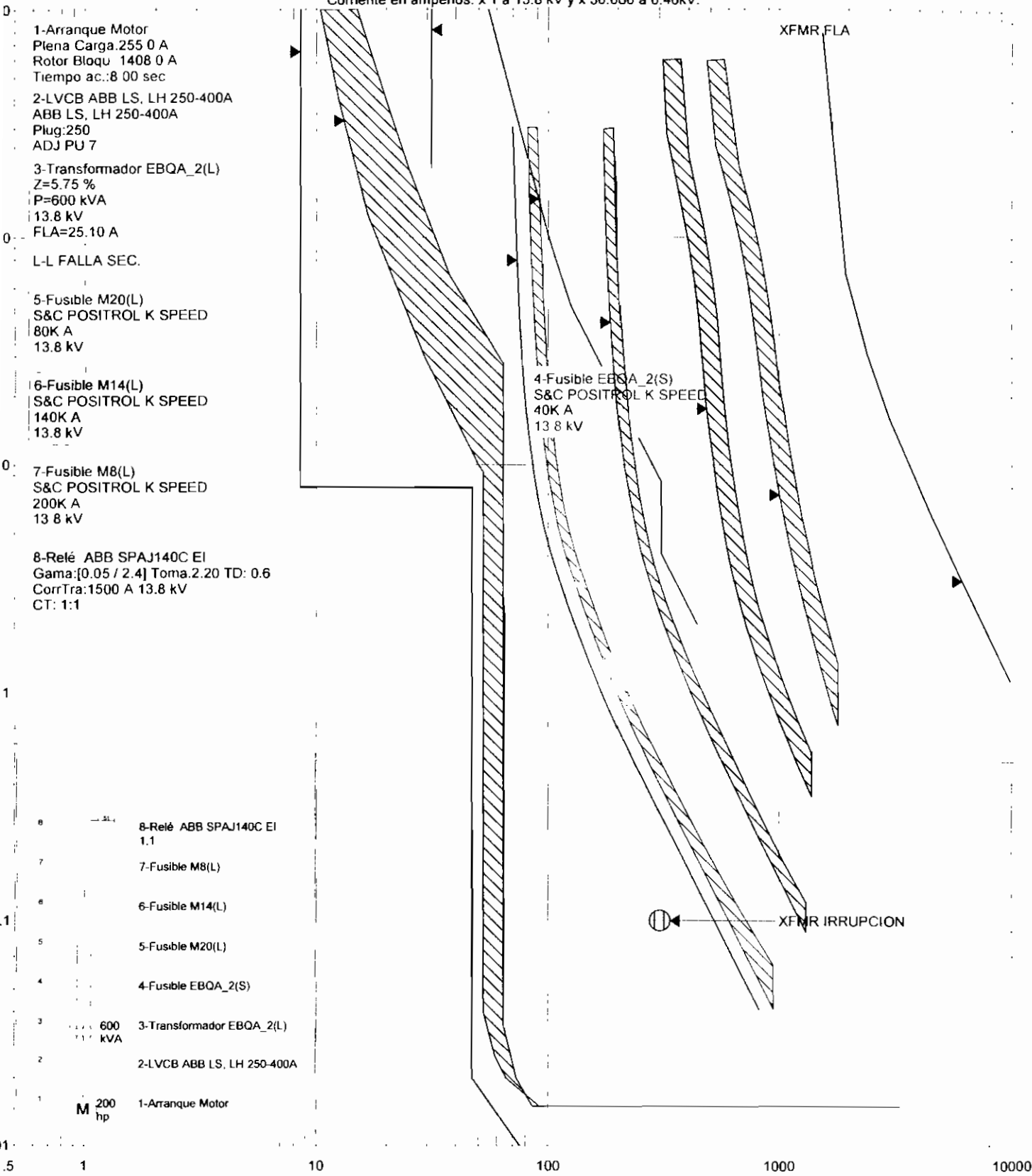
51 Elementos = Gama 0.05/2.4 A

Ajustes = Toma: 2.20 A TD: 0.6

Corr. Trab. = 1500k A

No 50 Elementos

Corriente en amperios: x 1 a 13.8 kV y x 30.000 a 0,46kV.



1-Arranque Motor
Plena Carga.255 0 A
Rotor Bloqu 1408 0 A
Tiempo ac.:8 00 sec

2-LVCB ABB LS, LH 250-400A
ABB LS, LH 250-400A
Plug:250
ADJ PU 7

3-Transformador EBQA_2(L)
Z=5.75 %
P=600 kVA
13.8 kV
FLA=25.10 A

L-L FALLA SEC.

5-Fusible M20(L)
S&C POSITROL K SPEED
80K A
13.8 kV

6-Fusible M14(L)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

7-Fusible M8(L)
S&C POSITROL K SPEED
200K A
13.8 kV

8-Relé ABB SPAJ140C EI
Gama:[0.05 / 2.4] Toma.2.20 TD: 0.6
CorrTra:1500 A 13.8 kV
CT: 1:1

XFMR.FLA

4-Fusible EBQA_2(S)
S&C POSITROL K SPEED
40K A
13.8 kV

8-Relé ABB SPAJ140C EI
1.1

7-Fusible M8(L)

6-Fusible M14(L)

5-Fusible M20(L)

4-Fusible EBQA_2(S)

3-Transformador EBQA_2(L)
600 kVA

2-LVCB ABB LS, LH 250-400A

1-Arranque Motor
200 hp

XFMR IRRUPCION

EMPRESA ELECTRICA AMBATO (DOM)
COORDINACION DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO
DESDE LA ESTACION DE BOMBEO QUILLAN-ALEMANIA

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR: H. SEBASTIAN VINUEZA R.

NRO: 1/2

FECHA: 8-19-2004

REPORTE DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR SAN MIGUELITO II

Desde la S/E Píllaro hasta el Sector de Emilio Terán.

Tensión trazado curvas: 13.8 kV

Por: Sebastián Vinuesa R.

Fecha: 8-19-2004

Nombre disp.: CT4593 (S)

1- Fusible CT4593 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 6k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M40 (S)

2- Fusible M40 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 30k A

kV = 13.8

Nombre disp.: CT20399 (S)

3- Fusible CT20399 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 30k A

kV = 13.8

Nombre disp.: CT20397 (S)

4- Fusible CT20397 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 65k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M18 (S)

5- Fusible M18 (S)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 65k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M14 (L)

6- Fusible M14 (L)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 140k A

kV = 13.8

Nombre disp.: M8 (L)

7- Fusible M8 (L)

Type = S&C POSITROL k SPEED

Valor nom = 200k A

kV = 13.8

8- Relé

Type = ABB SPAJ140C EI

Cociente TC = 1:1

kV = 13.8

51 Elementos = Gama 0.05/2.4 A

Ajustes = Toma: 2.20 A TD: 0.6

Corr. Trab. = 1500k A

No 50 Elementos

Corriente en amperios. x 1 a 13.8 kV

6-Fusible M14(L)
S&C POSITROL K SPEED
140K A
13.8 kV

1-Fusible CT4593(S)
S&C POSITROL K SPEED
6K A
13.8 kV

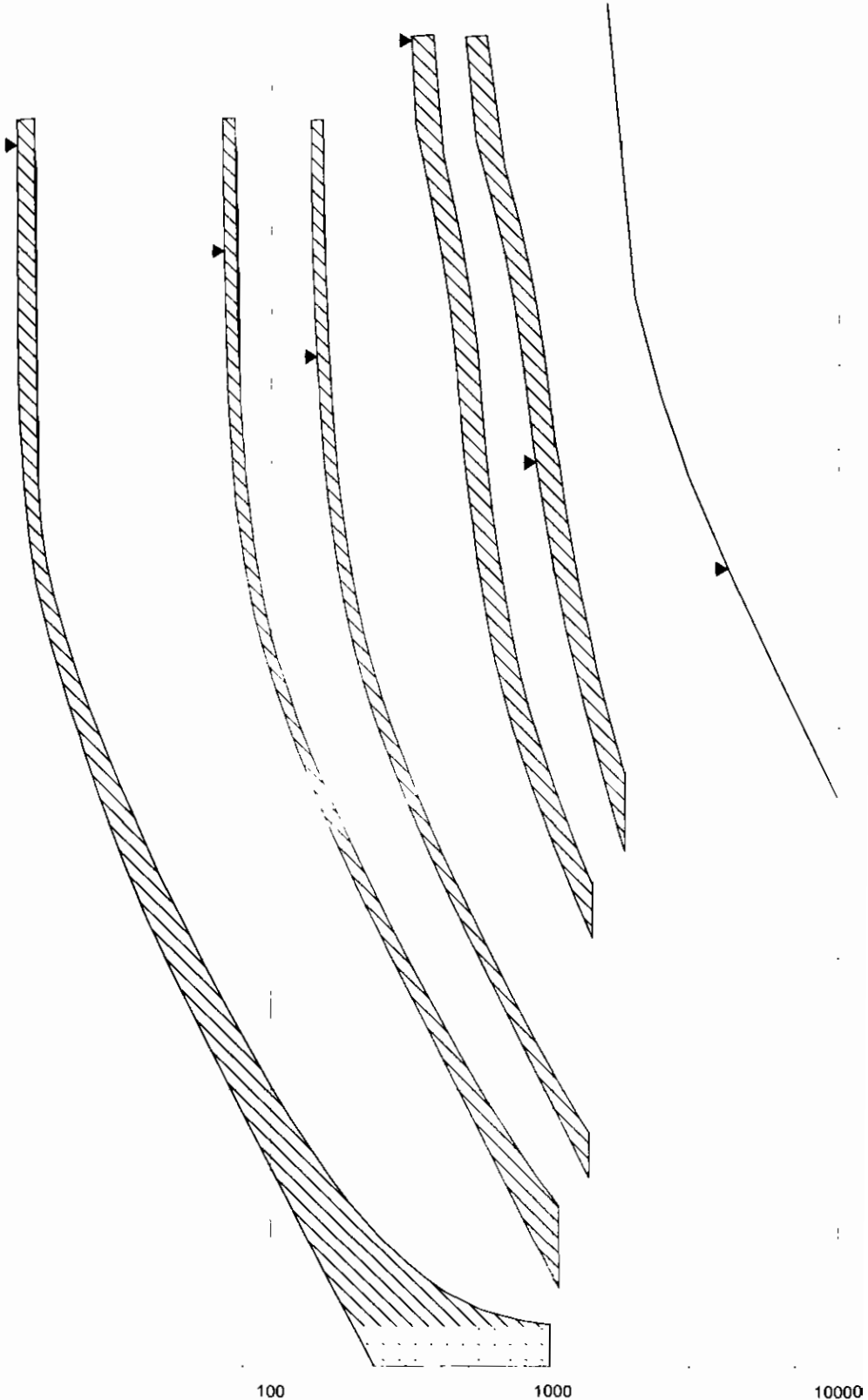
2-Fusible M40(S)
S&C POSITROL K SPEED
30K A
13.8 kV

5-Fusible M18(S)
S&C POSITROL K SPEED
65K A
13.8 kV

7-Fusible M8(L)
S&C POSITROL K SPEED
200K A
13.8 kV

8-Relé ABB SPAJ140C EI
Gama:[0.05 / 2.4] Toma.2.20 TD: 0.6
CorrTra:1500 A 13.8 kV
CT. 1:1

- 8 1:1
- 7 M8(L)
- 6 M14(L)
- 5 M18(S)
- 4 CT20397(S)
- 3 CT20399(S)
- 2 M40(S)
- 1 CT4593(S)



EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
COORDINACION DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR
SAN MIGUELITO II
HASTA EL EL SECTOR DE EMILIO TERÁN

TENSION DE TRAZADO :13.8 kV
POR: H. Sebastián Vinuesa R

NRO 2/2
FECHA: 8-19-2004

PLANO 1

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA.**