

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

**PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA  
AGROINDUSTRIAL DEL SECTOR LAS GOLONDRINAS (QUININDÉ)**

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

**EDGAR RAFAEL BASTIDAS ALVEAR**

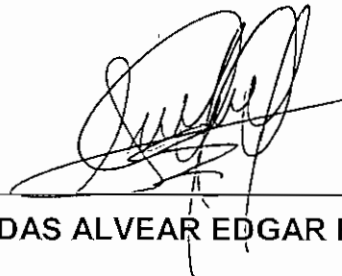
**DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA**

**Quito, DICIEMBRE 2003**

## DECLARACIÓN

Yo EDGAR RAFAEL BASTIDAS ALVEAR, 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.



---

**BASTIDAS ALVEAR EDGAR RAFAEL**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por EDGAR RAFAEL BASTIDAS ALVEAR, bajo mi supervisión.



Ing. Mentor Poveda  
DIRECTOR DE PROYECTO

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por darme la vida y poder disfrutar de ella.

Un agradecimiento muy especial al Ing. Mentor Poveda, por su acertada dirección en el presente proyecto de titulación.

A mi madre, hermanos, sobrinos y toda mi familia, quienes me supieron apoyar en todo momento y circunstancias de la vida.

A mis amigos, con quienes hemos compartido nuestros triunfos y fracasos, pero con quienes afrontamos los retos y hemos logrado salir adelante.

A todas las personas que hicieron posible la realización del presente trabajo.

## DEDICATORIA

A una persona especial y única en el mundo, mi madre Bertha, quien con su ejemplo de lucha diaria e incansable, ha permitido que llegue a la culminación de mis estudios universitarios.

A la memoria de mi padre Leonardo y mi cuñado Galo, para quienes faltan palabras para describirlos y tan sólo quedará impregnado un gracias por todo.

A mis hermanos Celso, Alicia, Gonzalo, Victoria, Miguel, Marcelo, Matilde y Patricio, quienes con palabras de aliento y su apoyo incondicional, fueron un pilar fundamental para poder concluir una etapa en mi vida.

A mi hermana Alicia y mi sobrino Juan Carlos, por abrirme las puertas de su hogar y permitirme ser un miembro más en su familia.

A mi hermano Gonzalo, por ser un eje en la familia y por todo su apoyo brindado.

A todas las personas que han formado y forman parte de mi vida, que siempre me han apoyado para alcanzar un sueño en mi vida y a quienes crean ver en mí un ejemplo de superación.

## CONTENIDO

CONTENIDO.....	1
RESUMEN.....	3
PRESENTACIÓN.....	4
CAPÍTULO 1.....	5
1 GENERALIDADES.....	5
1.1 INTRODUCCION.....	5
1.2 OBJETIVOS.....	6
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
1.3 ALCANCE.....	7
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	7
1.5 METODOLOGÍA.....	8
CAPÍTULO 2.....	9
2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EMELESA.....	9
2.1 INTRODUCCIÓN.....	9
2.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA [3].....	9
2.2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN.....	10
2.2.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	11
2.2.3 SUBESTACIONES.....	11
2.2.4 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	12
2.2.5 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN.....	12
2.2.6 SECUNDARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	14
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN QUININDÉ [4].....	15
2.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.....	16
2.4 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.....	19
CAPÍTULO 3.....	20
3 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.....	20
3.1 INTRODUCCIÓN.....	20
3.2 BASES TEÓRICAS [6].....	21
3.3 DESCRIPCIÓN DEL PAQUETE DPA/G 3.1 PARA WINDOWS [7].....	23
3.4 DATOS GENERALES DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.....	23
3.4.1 ÁREA DE INFLUENCIA Y CARACTERÍSTICAS SOCIO- ECONÓMICAS.....	23
3.4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	25
3.4.3 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS.....	26
3.5 DESCRIPCIÓN DE LA MODELACIÓN DIGITAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.....	28
3.6 FORMA DE TRABAJO EN EL PAQUETE COMPUTACIONAL.....	29
3.7 RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA.....	32
3.8 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.....	35
CAPÍTULO 4.....	38
4 PLANEAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTUDIO.....	38
4.1 INTRODUCCIÓN.....	38
4.2 HERRAMIENTAS DE LA PLANIFICACIÓN [9].....	39
4.2.1 PLANIFICACIÓN A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	40

---

4.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN QUININDÉ [10] ....	41
4.3.1	ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA EMELESA.....	41
4.3.2	DATOS HISTORICOS DE DEMANDA Y ENERGIA.....	42
4.4	PROPUESTAS DE MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS [11].....	49
4.4.1	FORMAS DE MEJORAR LAS CONDICIONES OPERATIVAS.....	49
4.5	NUEVA SUBESTACIÓN GOLONDRINAS [8] .....	55
4.5.1	CRITERIOS PARA RECONFIGURACIÓN .....	56
4.5.2	DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE GRAVEDAD .....	56
4.5.3	UBICACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN .....	58
CAPÍTULO 5 .....		66
5	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	66
5.1	INTRODUCCIÓN .....	66
5.2	ELEMENTOS DE ANÁLISIS [13] [14].....	67
5.3	MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS BENEFICIO/ COSTO.....	68
5.3.1	PUNTO DE EQUILIBRIO .....	69
5.3.2	PERIODO DE AMORTIZACIÓN .....	69
5.3.3	VALOR PRESENTE NETO.....	69
5.3.4	TAZA INTERNA DE RETORNO .....	70
5.4	CONSIDERACIONES GENERALES .....	70
5.5	COSTOS DE LOS PROYECTOS .....	72
5.6	BENEFICIOS DE LOS PROYECTOS.....	75
5.7	ESQUEMA DE ANÁLISIS .....	76
5.7.1	ALTERNATIVA 1 (Buenos Aires) .....	77
5.7.2	ALTERNATIVA 2 (Simón Bolívar).....	78
5.7.3	NO HACER NADA.....	78
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	80
7	BIBLIOGRAFÍA.....	82
ANEXO 1.....		84
ANEXO 2.....		88
ANEXO 3.....		101
ANEXO 4.....		114
ANEXO 5.....		116
ANEXO 6.....		121

## RESUMEN

El presente trabajo analiza la operación del Alimentador Golondrinas, asociado a la Subestación Quinindé, poniendo mayor énfasis en el análisis de la calidad del servicio eléctrico que brinda a sus usuarios, en lo que respecta al nivel de voltaje.

La operación actual del alimentador debido a su gran extensión, presenta grandes caídas de voltaje, llegando al 22.18% a demanda máxima, en su punto más crítico, por lo cual es urgente tomar acciones que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico de la zona.

Para obtener una correcta operación se realiza el planeamiento del sistema de distribución de la zona que sirve el Alimentador Golondrinas, se proponen alternativas para mejorar el perfil de voltaje, de las cuales la implementación de una nueva subestación, es una solución sólida y a largo plazo.

Al analizar las alternativas de ubicación de una nueva subestación se escoge la alternativa de ubicarla en el sector Simón Bolívar, por ser técnica y económicamente más ventajosa; además está lo más cercana al centro de carga. Con el propósito un mejor servicio al usuario conectado al alimentador se realiza la reconfiguración del alimentador, logrando con esto alcanzar caídas de voltaje aceptables.

La incorporación de una nueva subestación resulta rentable para la Empresa Eléctrica Esmeraldas (EMELESA), ya que mediante la redistribución de la carga, permite la reducción de las pérdidas e incrementa la capacidad de suministro de energía eléctrica a sus usuarios, aumentando los ingresos económicos por concepto de comercialización.



## PRESENTACIÓN

El trabajo aquí presentado trata el análisis del Alimentador Golondrinas, asociado a la Subestación de Distribución Quinindé, ubicada en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Esmeraldas (EMELESA); este estudio contempla el análisis del estado de operación actual de este primario, para dar alternativas de solución a la problemática de la calidad del servicio eléctrico, en lo que corresponde a niveles de voltaje.

Además, se basa en los criterios generales de los sistemas de distribución eléctrica, indicando las posibles alternativas de expansión y los principios que rigen su selección. En el ámbito de la simulación digital se utiliza el paquete computacional DPA, para la evaluación de las condiciones actuales y futuras; al modelar completo al Alimentador Golondrinas, se propone la determinación y posterior análisis de las posibles configuraciones, como la viabilidad de cada una de estas, en cuanto a mejorar la excesiva caída de voltaje, obteniendo los efectos que las distintas acciones de mejora proporcionan a la red.

Luego se propone el mejoramiento de la red existente del sistema en estudio, profundizando el estudio en el planeamiento de una nueva subestación en la zona que sirve dicho alimentador, incluyendo cambios para su mejor funcionamiento, sugiriendo el equipamiento necesario y adecuado. Se evalúa el comportamiento de la red tomando en consideración las mejoras realizadas.

Debido a la importancia se realiza una evaluación técnica económica del sistema propuesto, basado en los costos y beneficios que proporciona el sistema mejorado, tanto para la empresa como para la zona a la que sirve el alimentador, con una discriminación de las alternativas que no presenten mayor rentabilidad.

Finalmente se presentan las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

## CAPÍTULO 1

### 1 GENERALIDADES

#### 1.1 INTRODUCCION

Debido al desarrollo tecnológico, que se ha experimentado en los últimos tiempos, ha hecho que cada día se exijan servicios de mayor calidad. La energía eléctrica o electricidad, como se le conoce en forma común, es un servicio muy importante no solo por las aplicaciones técnicas que se pueden tener a través de los distintos tipos de industrias y los variados usos comerciales y residenciales, sino también por la función social que tiene en el desarrollo del país.

Una de las partes más importantes dentro del sistema eléctrico, son los sistemas de distribución, ya que este tiene como obligación garantizar el servicio de energía eléctrica en forma continua, con calidad y cantidad suficiente a los consumidores finales. [1] El planificador por consiguiente se enfrenta con el frecuente problema de determinar la mejor estrategia de expansión del sistema de manera de mantenerlo permanentemente adaptado. Por esto, la planificación de sistemas de distribución es esencial para asegurarse que el crecimiento futuro de la demanda en energía eléctrica pueda ser satisfecho agregando elementos y equipos técnicamente adecuados.

El nuevo Reglamento del Sector Eléctrico, determina que: "La Distribución será realizada por Empresas Eléctricas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida. El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el plan maestro de electricidad". [2]

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 OBJETIVO GENERAL

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el planeamiento del sistema de Distribución de la zona agroindustrial del sector Las Golondrinas (Quinindé), realizando los estudios eléctricos para mejorar la operación del Alimentador Golondrinas, que parte de la subestación Quinindé, perteneciente al sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas SA (EMELESA), y como resultado de este estudio, sugerir la implementación de acciones tendientes a mejorar la calidad del servicio eléctrico que presta a sus abonados.

### 1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

En el proyecto han sido fijados los siguientes objetivos intermedios que apuntan al objetivo general y son necesarias para llegar al mismo:

- Realizar el levantamiento del alimentador Golondrinas, ya que este es la base sobre el cual se guía para la elaboración del proyecto. En este levantamiento de datos deberá fijarse la topología de la misma, además se elaborará una distribución de los consumidores por tipos.
- Mediante la utilización del programa computacional DPA realizar la modelación del alimentador para dar un diagnóstico general de la situación actual del sistema eléctrico de Quinindé y la zona de "Las Golondrinas", estableciendo los parámetros de calidad del servicio en lo que respecta al nivel de voltaje.
- Obtener datos históricos de la demanda en la zona así como el incremento de población para establecer los índices de crecimiento y determinar la demanda futura que se tendrá en la zona y deberá ser atendida por la empresa.
- Examinar alternativas para mejorar las condiciones de servicio del área en estudio y desarrollar la mejor de ellas de acuerdo con la realidad del sistema y la disponibilidad de la información. Seleccionar la alternativa más conveniente para la empresa y para la evolución prevista de la carga.

- Realizar una evaluación técnica económica de la alternativa que responda a un nuevo planeamiento del sistema de manera integral, como paso previo al dimensionamiento y localización de los elementos de la red aplicables al caso específico.
- Plantear recomendaciones fundamentales, para lograr la calidad del servicio en el caso propuesto y sugerir acciones a ser tomadas considerando el entorno a la problemática del alimentador.

### **1.3 ALCANCE**

Analizar las alternativas de ubicación de la nueva subestación y escoger la técnica y económicamente más ventajosa, tomando en cuenta criterios como la ubicación geográfica de las nuevas áreas de servicio y desventajas como son el largo tiempo que se necesita para su instalación y puesta en servicio, además de su alto costo lo que limita su aplicación inmediata. El enfoque del proyecto esta orientado por lo tanto a llenar un vacío en la información que maneja la empresa, al proporcionar recomendaciones específicas y fundamentadas que permitirán tomar decisiones acertadas en el manejo de la problemática del planeamiento.

La planificación de un Sistema de Distribución no se puede realizar en un solo estudio, sino en varias etapas de planificación por períodos de tiempo, por lo que al excluir lo mencionado anteriormente el alcance del tema se concreta en establecer la mejor alternativa de ubicación de una nueva subestación en el sector "Las Golondrinas" y las rutas de los principales alimentadores, realizando la investigación siempre con miras a su aplicación en el sistema.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

Debido al desarrollo agroindustrial en la zona de "Las Golondrinas", con el correspondiente crecimiento en la demanda energética de los últimos años y su proyección, se ve la necesidad de realizar estudios serios del desarrollo del sistema de distribución, para evitar que el crecimiento de la zona se vea detenido por la falta de un suministro seguro y confiable de energía.

Al mismo tiempo, el conocimiento teórico de los sistemas de distribución, constituye el eje fundamental a partir del cual se buscará determinar las mejores estrategias para cumplir con los objetivos planteados, ajustando la investigación a la disponibilidad de la Empresa a fin de satisfacer las necesidades de la zona. El análisis de las soluciones será el instrumento básico que permita obtener los resultados buscados en el estudio.

## **1.5 METODOLOGÍA**

Para el desarrollo del presente estudio se pretende obtener el registro de demandas y consumos a la salida del alimentador y de los principales consumidores que posee el alimentador, para mediante la ayuda de una herramienta computacional, realizar el análisis de su situación actual y establecer soluciones para los requerimientos de suministro eléctrico de la zona.

La metodología que se utilizará para determinar el desarrollo del área en estudio se fundamenta en determinar la nueva demanda en el año horizonte, con los índices obtenidos mediante datos históricos de demanda y población. Analizar la incidencia que tiene y tendrán la incorporación de una nueva subestación en cuanto al nivel de voltaje, permitiendo de esta manera analizar el impacto que sufre el sistema existente.

Luego, realizar un análisis en macro de la mejor opción y realizar recomendaciones determinando puntos que deben ser robustecidos con la implementación de nuevos elementos y la modificación o ampliación de otros, para que en conjunto se maneje en mejor forma la configuración de la red.

## CAPÍTULO 2

### 2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EMELESA

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

La misión de la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A. es "Suministrar un servicio eléctrico de calidad a los clientes de su área de concesión para de esta forma ayudar a su desarrollo socio - económico". Para cumplir permanentemente esta misión, la Empresa requiere realizar diagnósticos técnicos y de gestión en forma periódica, a fin de determinar la calidad de servicio que está brindando a sus usuarios y tomando en cuenta estas condiciones, planificar mejoras, cambios y expansiones de sus instalaciones.

Se entiende que un servicio eléctrico es de calidad, cuando se cumple por lo menos estas características técnicas:

- El nivel de voltaje de entrega a los abonados debe estar dentro de los rangos permitidos por las normas.
- La frecuencia (Hz.) De la red debe permanecer en su valor nominal.
- El número de desconexiones de la red debe ser mínimo.
- Las pérdidas técnicas y no técnicas deben ser mínimas para que no afecten el rendimiento de la gestión Técnico-Económica.

#### 2.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA <sup>[3]</sup>

En la actualidad EMELESA sirve aproximadamente a 46.000 abonados residenciales, 4.900 comerciales y 460 industriales con una demanda máxima de 51 MW. La energía casi en su totalidad proviene del Sistema Nacional Interconectado.

Para brindar el servicio a los abonados descritos, EMELESA dispone de los siguientes sistemas:

## 2.2.1 SISTEMA DE GENERACIÓN

Los datos de las centrales de generación se indican en la Tabla 2.1.

2.2.1.1 **Central Propicia.**- Esta central está formada por dos grupos que entran en funcionamiento a la hora de demanda máxima solamente los días en que se requiere su generación a solicitud del CENACE.

2.2.1.2 **Central San Lorenzo.**- Esta central entra en funcionamiento solo en emergencias, cuando sale de servicio el alimentador que sirve a la ciudad del mismo nombre, por lo tanto, en ningún caso trabaja en paralelo con el Sistema Nacional Interconectado.

2.2.1.3 **Central de Refinería.**- Esta central sirve solamente para su auto consumo, es decir no aporta a los flujos de carga del sistema de EMELESA, se la toma en cuenta solo para determinar los niveles de cortocircuito de la red.

**TABLA 2.1**

*Centrales de generación Térmica relacionadas con el sistema eléctrico  
EMELESA*

CENTRALES TERMICAS	UNIDAD	MARCA	MVA	VOL. (kV)	Xd' (pu)	Xo (pu)
Propicia	U1	BRUSH	5,52	13,8	j 5,78	j 1,52
	U2	BRUSH	5,52	13,8	j 5,78	j 1,52
Refinería	U1	MELCO	7,813	13,2	0,129 + j 6,54	0,3 + j 1,198
	U2	MELCO	7,813	13,2	0,129 + j 6,54	0,3 + j 1,198
	U3	MELCO	7,813	13,2	0,129 + j 6,54	0,3 + j 1,198
	U4		12,5	13,2	0,1 + j 1,66	0,043 + j 0,79
San Lorenzo	U1	CATERPILAR	1,1	13,8	j 18,18	j 9,09

NOTA: Valores de Xd' y Xo en pu. en base 100 MVA

## 2.2.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El Sistema Eléctrico de EMELESA está interconectado al Sistema Nacional a 69 kV a través de dos líneas controladas por los interruptores 52-L3 y 52-L4 que están ubicados en la Central Térmica Esmeraldas. La línea L4 sirve exclusivamente a la Refinería Esmeraldas y a Petrocomercial. La línea L3 sirve la carga de la ciudad de Esmeraldas y a los Cantones de la Provincia.

De la subestación Propicia salen dos líneas a 69 kV, una para servir a las subestaciones Santas Vainas y Las Palmas y la otra línea que alimenta a la subestación de secciónamiento Wínchele; desde cuyas barras se sirve a las subestaciones Atacames, Quinindé, Rocafuerte y Agua Potable. Finalmente, el sistema de subtransmisión se complementa con las líneas Rocafuerte - Borbón, Atacames - Muisne y sus respectivas Subestaciones de 69/13.8 kV.

## 2.2.3 SUBESTACIONES

El Sistema Eléctrico de EMELESA, tiene 11 subestaciones de las cuales, solo una, Wínchele es de secciónamiento, las 10 restantes son de transformación, 9 de relación 69/13.8 kV y 1 de relación 69/4.16 kV. De las 11 subestaciones, tres son de particulares (Refinería, Petrocomercial y Agua Potable)

De las ocho Subestaciones de EMELESA, tres (Santas Vainas, Borbón y Muisne) fueron construidas en 1992 como parte del proyecto de Subtransmisión B1 del INECEL con equipo japonés.

Las Subestaciones Wínchele, Atacames, Propicia son las más modernas, las cuales fueron equipadas con equipos de la fase B2. Las restantes tan solo con mantenimientos se hallan operables como son en este caso las de Quinindé, Las Palmas y Rocafuerte.

En la Tabla 2.2 se indican las características técnicas de los transformadores de las Subestaciones del sistema eléctrico de EMELESA.



TABLA 2.2

*Transformadores de potencia del sistema eléctrico de EMELESA*

TRANSFOR. EN LA S/E	MARCA	POTENCIA (MVA)	RELACION TRANSF.	TAP	CONEX.	Zcc (%) PROPIA BASE
Propicia	MITSUBISHI	12/16	69/13,8	3	DYn1	6%
Santas Vainas	MITSUBISHI	10/12,5	69/13,8	3	DY1	7,62%
Rocafuerte	RHONA	2,5/2,8	67/13,2	5	DY1	6,6%
Atacames	MITSUBISHI	10/12	69/13,8	3	DYn1	7,26%
Quinindé	PAUWELS	5/6,25	69/13,8	4	DYn1	6,5%
Quinindé	YORK SHIRE EL.	1,5	67/13,8	4	DY1	6,1%
Agua Potable	ABB-W	10	69/4,16	3	DY1	8%
Borbón	MITSUBISHI	5	69/13,8	3	DY1	6,84%
Muisne	MITSUBISHI	2,5	69/13,8	2	DY1	6,66%
Refinería 1	MITSUBISHI	7,5/8,4/9,4	69/13,2	3	DY1	7,19%
Refinería 2	MITSUBISHI	7,5/8,4/9,4	69/13,2	3	DY1	6,16%
Petrocomercial	ABB-W	5	69/14,5	3	DY11	6,4%
Las Palmas	YORK SHIRE EL.	3,75	67/13,2	3	DY11	7,21%

#### 2.2.4 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

En los años 1982 y 1984 se construyeron las líneas Propicia-Wínchele-Quinindé, Wínchele-Atacames, Wínchele-Rocafuerte y Propicia-Santas Vainas; Posteriormente, en el año 1992 entraron en servicio las líneas: Atacames-Muisne, Rocafuerte-Borbón y Santas Vainas- Las Palmas. La mayoría de las estructuras son en postes de hormigón armado y se completan con estructuras metálicas especialmente en los ángulos o vanos largos.

#### 2.2.5 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

De las ocho subestaciones de transformación 69/13.8 kV salen 27 alimentadores de distribución (13.8 kV) Las redes troncales de estos alimentadores tienen conductor 1/0 ACSR, con excepción de los alimentadores: Las Golondrinas, Sur Grande, San Lorenzo y las salidas de los alimentadores Norte (0.5 Km) y Viche (hasta la población de San Mateo) que tienen conductor 4/0 ACSR.

En la Tabla 2.3 se indican únicamente las longitudes de las redes troncales de cada alimentador, no se incluyen las derivaciones trifásicas ni las monofásicas.

**TABLA 2.3**

*Datos de las subestaciones y los alimentadores del sistema eléctrico  
EMELESA*

DESDE S/E	HASTA FIN DEL ALIMENTADOR	LONG. TRONCAL (km.)	CONDUCTOR
Quinindé	Centro	3	1/0
	Petrocupa	25	1/0
	Santo Domingo	15	1/0
	Golondrinas	40	4/0
Rocafuerte	Lagarto	13	1/0
	Achilube	22	1/0
	Rocafuerte	1,5	1/0
Atacames	Atacames	30	1/0
	Tonsupa	20	1/0
Propicia	Aeropuerto	6	1/0
	Sur Grande	7,5	4/0
	Tolita	6	1/0
	Viche	33	4/0
	Pradera	20	1/0
Santas Vainas	Balao	7,5	1/0
	Norte	2,5	1/0
	C. Olmedo	2,5	1/0
	C. Sucre	3	1/0
	Sur Chico	3	1/0
Muisne	Muisne	5	1/0
	San Francisco	35	1/0
Borbón	Borbón 1	0,8	1/0
	Borbón 2	20	1/0
	Limonés	28	1/0
	San Lorenzo	45	4/0
Las Palmas	Puerto Libre	1	1/0
	Las Palmas	2	1/0

## 2.2.6 SECUNDARIOS DE DISTRIBUCIÓN

A pesar que en los secundarios es donde se tiene la mayor cantidad de elementos dentro del sistema, en EMELESA la información disponible para realizar estudios es muy escasa, solamente se tiene, por alimentador, el número de transformadores de distribución, como se indica en Tabla 2.4 y la capacidad instalada total mostrada en la Tabla 2.5

**TABLA 2.4**

*Cantidad de Transformadores de Distribución por tipo y por alimentador*

ALIMENTADOR	TOTAL MONOFASICO	TOTAL TRIFASICO	TOTAL POR ALIMEN.
Centro Sucre	39	20	59
Centro Olmedo	79	16	95
Sur Chico	104	9	113
Balao	19	7	26
Norte	34	14	48
Tolita (V. Petroecuador)	65	34	99
Aeropuerto	56	1	57
Sur Grande	176	28	204
Viche	165	27	192
Pradera(vuelta larga)	157	10	167
Tonsupa	171	10	181
Atacames	183	46	229
Muisne	29	9	38
San Francisco	62	5	67
Quinindé (Petrocupa)	68	6	74
Quinindé-golondrinas	247	7	254
Quinindé-Sto. Domingo	120	24	144
Quinindé-centro	46	4	50
Rocafuerte	13	4	17
Achilube	141	7	148
Lagarto	79	4	83
San Lorenzo	77	14	91
Borbón (2)-Maldonado	18	4	22
Borbón-limonas	38	13	51
Borbón(1)-centro	8	2	10
Las palmas	76	24	100
Puerto Libre	12	16	28
<b>Total general</b>	<b>2282</b>	<b>365</b>	<b>2647</b>

**TABLA 2.5.**

*kVA instalados por alimentador*

CARGA INSTALADA EN CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES				
SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	TOTAL (kVA)		
		Monofásico	Trifásico	Total
Santas Vainas	Centro Sucre	1365	1958	3323
	Centro Olmedo	3055	1725	4780
	Sur Chico	3520	663	4183
	Balao	520	3835	4355
	Norte	1410	1295	2705
Propicia	Tolita (V. Petroecuador)	1518	3280	4798
	Aeropuerto	1925	75	2000
	Sur Grande	4848	3885	8733
	Viche	2638	2900	5538
	Pradera(Vuelta Larga)	3328	665	3993
Atacames	Tonsupa	4430	1055	5485
	Atacames	4035	4198	8233
Muisne	Muisne	740	705	1445
	San Francisco	983	360	1343
Quinindé	Petrocupa	980	270	1250
	Golondrinas	3429	380	3809
	Santo Domingo	2063	1823	3885
	Quinindé – Centro	1528	350	1878
Rocafuerte	Rocafuerte	318	180	498
	Achilube	1913	355	2268
	Lagarto	1233	185	1418
Borbón	Borbón - San Lorenzo	1933	958	2890
	Borbón(2) – Maldonado	485	325	810
	Borbón – Limones	975	1275	2250
	Borbón(1) – Centro	245	125	370
Las Palmas	Las Palmas	2635	3890	6525
	Puerto Libre	290	2570	2860

### 2.3 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN QUININDÉ [4]

La Subestación Quinindé es la instalación eléctrica más importante de esta zona y de su confiabilidad en la operación dependerá la continuidad y la calidad del servicio en ese cantón.

Está interconectada al sistema eléctrico de Esmeraldas con una línea de transmisión de 70 Km a 69 kV, que une las subestaciones Wínchele y Quinindé. En la subestación Wínchele se tiene el interruptor 52Q que energiza o también desenergiza la línea a Quinindé y por ende la Subestación.

La Subestación está constituida por dos transformadores de potencia de 69/13.8 kV: T1 de 1500 kVA y T2 de 6250 kVA.

El transformador T1 de 1500 kVA cuenta con un reconectador de 13.8kV (R1), la protección se la realiza con fusibles tanto en alta (89-0F1) como en el lado de baja (89-7F1) Tiene un solo alimentador que se denomina "Santo Domingo".

El transformador T2 de 6250 kVA está protegido, en su lado de alta tensión, por fusibles (89-0F2) y en el lado de baja se tiene un interruptor de 13.8 kV (52 – 701) que es comandado por las protecciones propias del transformador. Este transformador T2 tiene los siguientes alimentadores:

- *GOLONDRINAS*
- *SANTO DOMINGO*
- *CENTRO*
- *QUININDÉ*
- *CUPA*

### **2.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS**

Los equipos importantes de la Subestación y sus características técnicas son los siguientes:

#### **2.3.1.1 TRANSFORMADOR DE 6.25 MVA (T2)**

MARCA: *POUWELS*

MODELO *C-086*

CONEXIÓN: *Dyn1*

POTENCIA: *5 / 6.25 MVA*

ENFRIAMIENTO: *ONAN / ONAF*

VOLTAJE PRIMARIO: *69 +/-2x2.5% kV.*

VOLTAJE SECUNDARIO: *13.8 kV.*

IMPEDANCIA (base 5 MVA): *6.5 %*

### **2.3.1.2 TRANSFORMADOR DE 1.5 MVA (T1)**

MARCA: YORK SHIRE EL.  
CONEXIÓN: Dy1  
ENFRIAMIENTO: OA/FA  
VOLTAJE PRIMARIO: 67 +/-2x2.5% kV  
VOLTAJE SECUNDARIO: 13.2 kV  
IMPEDANCIA (base 1.5 MVA): 6.1 %

### **2.3.1.3 INTERRUPTOR DE 13.8 kV (52-701)**

EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE  
MARCA: Southwales Switchgear Ltd. Blackwood mon  
Protective current transformer  
CLASE: L100  
RELACIÓN: 600/5 MR  
SERIE: 368203  
TIPO: RO. NORMA BS116  
VOLTAJE: 33 KV. 60 Hz  
CORRIENTE: 800 A.  
VOLTAJE DE IMPULSO: 200 kV  
kA de cc: 17.48  
Bobina de Disparo: 120 VDC  
Bobina de Cierre: 120 VAC  
Corriente Auxiliar: 120 V, 60 Hz.

### **2.3.1.4 RECONECTADORES DE 13.8 kV.**

#### **2.3.1.4.1 ALIMENTADOR GOLONDRINAS**

MARCA: Mc. Grow Edison  
TIPO: "RX"  
BIL: 110 KV.  
Voltaje máximo nom. 15.5 kV  
Mínimo disparo a tierra: 70 A  
Mínimo disparo: 450 A  
Máx. Corriente de Interrupción: 6 kA

Corriente Nominal Permanente: 250 A

Voltaje de la bobina de cierre: 14.4 kV

#### 2.3.1.4.2 *ALIMENTADOR CENTRO - CUPA*

MARCA: Mc. GrawEdison

TIPO: "6H"

BIL: 110 kV

Voltaje máximo nom. 15.5 kV

Mínimo disparo a tierra: 50 A

Mínimo disparo: 100 A

Máx. Corriente de Interrupción: 2 kA

Corriente Nominal Permanente: 50 A

Voltaje de la bobina de cierre: 14.4 kV

#### 2.3.1.4.3 *ALIMENTADOR SANTO DOMINGO*

MARCA: Mc. GrawEdison

TIPO: "VGH"

BIL: 110 KV.

Voltaje máximo nom. 15.5 kV

Mínimo disparo a tierra: 140 A

Mínimo disparo: 280 A

Máx. Corriente de Interrupción: 2 kA

Corriente Nominal Permanente: 140 A

Voltaje de la bobina de cierre: 14.4 kV

#### 2.3.1.5 **TABLERO DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL**

MARCA: ELECTRO ECUATORIANA

TIPO: INTEMPERIE.

INCLUYE:

Un banco de 10 baterías.

Un rectificador -- cargador de baterías

Un tablero con: Un relé de sobre corriente SPAJ 140 C

Un medidor Fulcrum.

Alarmas y manijas de control

---

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS

Dentro del sistema eléctrico de Quinindé, el Alimentador Golondrinas, resulta ser muy importante, pues sirve a la parte Agro – Industrial; que es el sector mas fuerte y de mayor crecimiento de la zona.

Las principales características, extraídas del levantamiento realizado al Alimentador Golondrinas y cuyos datos se encuentran en el Anexo 1; son las siguientes:

- El nivel de voltaje del alimentador es 13.8 kV.
- Longitud del troncal 40 Km
- Longitud del sistema trifásico 66.4 Km
- Longitud de las derivaciones de la fase A 14.7 Km
- Longitud de las derivaciones de la fase B 26.3 Km
- Longitud de las derivaciones de la fase C 1.9 Km
- Longitud total del alimentador 109 Km
- Carga total instalada en transformadores de distribución en el alimentador 6019 kVA.
- Carga trifásica instalada en el alimentador 4245 kVA.
- Carga monofásica instalada en la fase A del alimentador 455 kVA.
- Carga monofásica instalada en la fase B del alimentador 967 kVA.
- Carga monofásica instalada en la fase C del alimentador 353 kVA.
- Su configuración es mayoritariamente radial trifásica, con ramales trifásicos y monofásicos.
- Es un alimentador aéreo en su totalidad por lo cual la disposición de los conductores se realiza conforme a las normas del Ex-INECEL, predominando el montaje en estructuras tipo CP, VP, para la parte trifásica y UP, UR para la parte monofásica, los postes son de hormigón de 9 y 11 metros de altura.



## CAPÍTULO 3

### 3 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Cada zona de estudio, dentro del área de concesión, tiene sus propias características, tanto socio-económicas como geográficas, por lo que las condiciones operativas, en las redes de distribución, deben ser evaluadas por parte de las Empresas Distribuidoras, como un caso particular. [5]

En la actualidad, casi todas las empresas eléctricas del país, tienen como norma, ante el aumento de la demanda, realizar construcciones al final del terminal del primario más próximo al lugar donde se solicite el servicio, sin tomar en cuenta, el área que rodea al sector en mención, ni los primarios aledaños, haciendo con este método, que los primarios abarquen extensas zonas y que sus condiciones operativas no sean las mejores.

El objetivo de este capítulo, es evaluar la operación actual del alimentador, para lograr ese objetivo se realizará su modelación digital en el programa DPA/G siendo necesario conocer las características del alimentador primario en cuanto a carga, longitud, recorrido, características topológicas y eléctricas de los conductores, entre otros.

Finalmente y una vez realizada la modelación digital del alimentador primario, se describirá la condición operativa del mismo, si el primario, no tiene las condiciones operativas aceptables, se propondrá mejoras para su correcta operación.

### 3.2 BASES TEÓRICAS [6]

El sistema eléctrico y sus características abarcan no solamente los diversos tipos de equipos que se usan y su agrupación para conformar la carga, sino también el grupo de consumidores que integran un sector. Antes de proceder al diagnóstico y estudio es necesario explicar brevemente los conceptos y definiciones involucrados.

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.-** Se define al sistema de distribución como la parte del Sistema de Potencia, comprendida desde las subestaciones de entrega en bloque hasta los puntos de suministro de energía a los consumidores.

**SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.-** Dentro del Sistema de Potencia, es la instalación que incluye la recepción de las líneas de subtransmisión, el transformador de reducción de alto voltaje a voltaje de media tensión, la salida de los alimentadores primarios y los equipos asociados de protección, control y seccionamiento.

**ALIMENTADOR PRIMARIO.-** Sección de red primaria que se inicia en las barras de la subestación de distribución y que constituye por su capacidad de transporte de energía, la parte principal de la red, conocida para efectos de operación y mantenimiento como primario, que enlaza la subestación de distribución con los transformadores de distribución.

**TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.-** Transformador de reducción de media tensión de distribución primaria al voltaje de utilización.

**CARGA.-** Es la potencia eléctrica activa o aparente de los equipos de los usuarios y se refleja en la red de diferente manera, dependiendo del tipo de equipo conectado.

**CARGA INSTALADA.-** Es la suma de todas las potencias nominales de los equipos conectados a la red.

**DEMANDA.-** Es la carga de un sistema o una instalación eléctrica medida en los terminales de recepción en kW, kVA, A, kvar, etc., la cual es promediada en un intervalo de tiempo dado llamado intervalo de demanda, delta t. Por lo general estos intervalos de tiempo tienen una duración de 15 a 60 minutos.

**DEMANDA MÁXIMA.**- La demanda máxima de una instalación o sistema es la mayor de todas las demandas la cual ocurre durante un periodo específico de tiempo, así, existe la demanda máxima en un día, en una semana, en un mes, en un año. La demanda máxima es un valor de mucha importancia, pues con este se pueden llegar a determinar las condiciones operativas extremas de un sistema.

**CAÍDA DE VOLTAJE.**- La caída de voltaje es la diferencia entre los voltajes del terminal de envío y del terminal de recepción de una línea.

**CARGA EN LOS CONDUCTORES.**- Se define como el porcentaje de corriente que está circulando por el conductor con relación al límite térmico. Cuando por un conductor circula una corriente mayor a la nominal se produce calentamiento en los mismos, llegando a producir alteraciones de las propiedades mecánicas y eléctricas.

**CRECIMIENTO DE LA CARGA.**- La evolución de la demanda y su distribución en el sistema definida en principio por la distribución de la población y por la tendencia en la utilización de la energía para diferentes aplicaciones, esta influenciada por múltiples factores asociados básicamente al desarrollo regional, orientados por planes concretos de obras de infraestructura y otros.

**ÁREAS DE SERVICIO DE SUBESTACIONES Y PRIMARIOS.**- Se define como área de servicio de una subestación o un primario los sectores geográficos hasta donde estos prestan sus servicios; incluyendo en sus límites, las acometidas desde las redes secundarias.

**PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**- El propósito fundamental de la planificación de un sistema eléctrico, es asegurar que un suministro adecuado esté siempre disponible para satisfacer la demanda estimada en la cantidad y la ubicación previstas en un futuro próximo y más lejano.

**RECONFIGURACIÓN DE PRIMARIOS.**- Se define a la reconfiguración de primarios como: una alteración a la estructura topológica de los alimentadores primarios. Logrando con esto mejorar las condiciones operativas, es decir, evitar sobrecargas en los transformadores de las subestaciones, tener porcentajes bajos en carga en los conductores con respecto al límite térmico y caídas de voltaje, minimizar las pérdidas reales de energía y prestar un servicio continuo a los consumidores.

### **3.3 DESCRIPCIÓN DEL PAQUETE DPA/G 3.1 PARA WINDOWS [7]**

DPA/G es un producto de alta capacidad de graficación, que utiliza una base de datos SQL y esto brinda flexibilidad en la salida de datos, dispone una sensible estructura de datos los que permiten modelar las características físicas y eléctricas de un primario de distribución rápidamente y en detalle

El DPA/G es un sistema que trabaja gráficamente bajo Microsoft Windows. Este programa trabaja una base de datos SQL, en la cual se tiene una información muy basta de propiedades eléctricas, como son conductores con todos sus parámetros eléctricos, reguladores de voltaje, capacitores, seccionadores, equipo de protección, motores, generadores y otros.

### **3.4 DATOS GENERALES DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS**

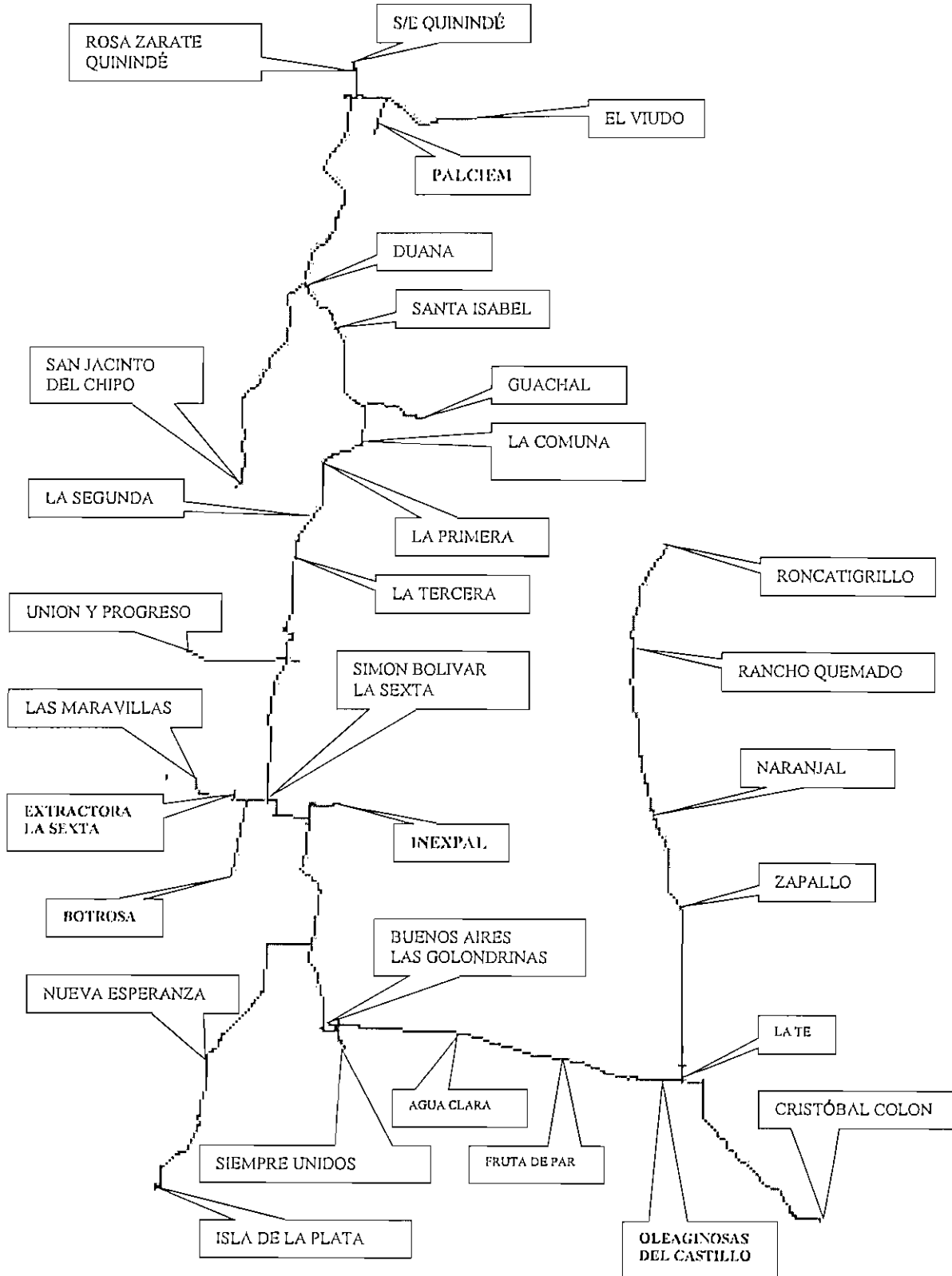
#### **3.4.1 ÁREA DE INFLUENCIA Y CARACTERÍSTICAS SOCIO-ECONÓMICAS**

Este alimentador primario es de tipo radial, el cual sirve a importantes poblaciones del cantón Rosa Zarate (Quinindé), como son: Quinindé, Duana, Santa Isabel, La Comuna, La Primera, La Segunda, La Tercera, Simón Bolívar, Buenos Aires, Las Golondrinas, Agua Clara, Fruta de Par, La Té, El Viudo, San Jacinto del Chipo, Guachal, Unión y Progreso, Las Maravillas, Nueva Esperanza, Isla de la Plata, Siempre Unidos, Cristóbal Colón, Zapallo, Naranjal, Rancho Quemado y Ronca Tigrillo. Su diagrama unifilar se presenta en el Anexo 1. En el Esquema 1 se presenta el diagrama unifilar del Alimentador Golondrinas.

Las actividades económicas que se encuentran en las zonas especificadas anteriormente y relacionadas con el consumo de energía eléctrica, son:

- La agricultura, que es una importante actividad del sector, comprende de manera destacada los cultivos de: palma africana, palmito, banano, café, cacao, maíz y plantas tropicales, en esta actividad, están inmersas las principales empresas, que marcan el desarrollo y crecimiento, tanto socio-económico, como el incremento de la demanda de energía eléctrica de la zona.

ESQUEMA 1  
ESQUEMA DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS



- La ganadería, es otra de las fuentes de ingresos de la zona, debido, que esta actividad, se sustenta en la crianza de porcinos y finos vacunos, para la producción cárnica y lechera.
- La industria, está desarrollada, a partir de los principales productos de la zona, es así como se tienen las empresas madereras, las extractoras de aceite de palma africana, las envasadoras de palmito, las piladoras de arroz entre otras.
- La inclusión de pequeñas artesanías y comercios, como también el desarrollo urbanístico de las comunidades por las cuales atraviesa el alimentador marcan también uno de los factores a tomar en cuenta para el desarrollo del sector.

Este alimentador de 13.8 kV con un conductor 4/0 ACSR en el troncal; actualmente alcanza unos 62 Km de longitud hasta el punto más alejado, cuyo centro de carga se encuentra aproximadamente a 30 Km. El nivel de voltaje se ve afectado para los usuarios rurales, alejados eléctricamente de la subestación de distribución, por cuanto, siendo los circuitos primarios de gran longitud, la caída de tensión excede los rangos tolerables.

### 3.4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para, realizar el diagnóstico técnico, de la realidad actual del alimentador, se necesitan los datos, que se presentan en el Anexo 1, para lo cual se realizó un recorrido del primario de la siguiente forma:

- Verificación de la topología de la red (ubicación geográfica y características eléctricas)
- Tipo de circuito (trifásico, monofásico)
- Ubicación, potencia y número de transformadores.
- Ubicación y potencia reactiva de los bancos de capacitores.
- Ubicación y potencia de los reguladores de voltaje.
- Estructura (número y tipo)

- Longitud (Km) del vano adelante.
- Calibre del conductor.
- Fases a las que se conectan los transformadores
- Derivaciones
- Fases a las que se conectan las derivaciones.
- Recopilación de la información de los equipos de medición.

Para el levantamiento (recopilación) de datos, se tomó como referencia, el número de postes, tomando como inicio a la subestación y la ubicación geográfica de los mismos (Referencia: cartas geográficas del IGM)

De los datos proporcionados por los registradores digitales se conoce con certeza que el día de máxima demanda es el Jueves 24 de Julio del presente año. Los datos adquiridos el día de demanda máxima en distintos puntos del alimentador se presentan en el Anexo 2.

### 3.4.3 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS

La disposición de los conductores en las estructuras, es de vital importancia, en el análisis de una red de distribución aérea, debido a que estos establecen, los parámetros de las impedancias propias y mutuas en las redes de distribución, las cuales intervienen en las caídas de voltaje y pérdidas de potencia, que tiene el alimentador.

Estas disposiciones de los conductores o tipos de estructuras, según las normas del Ex – INECEL, (en las cuales se basa EMELESA, para realizar los proyectos), pueden ser de tipo CP, VP como se aprecia en la Figura 3.1 y Figura 3.2 respectivamente, para la parte trifásica y estructuras del tipo UP y UR en la Figura 3.3 donde la red es monofásica. Las dimensiones de las figuras, vienen dadas en centímetros. Las estructuras, UP y UR, tienen igual montaje y disposición de los conductores, su diferencia radica, en el tipo de aislador que sostiene al conductor, pues el tipo UR, sirve para retención.

FIGURA 3.1

*Estructura CP*

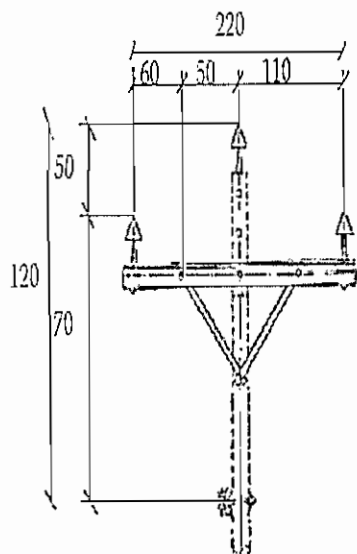


FIGURA 3.2

*Estructura VP*

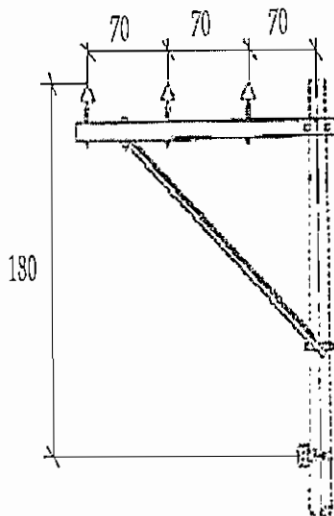
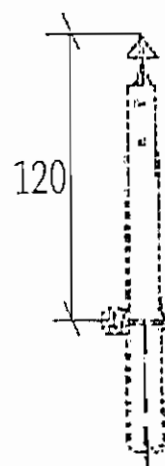


FIGURA 3.3

*Estructura UP*



La naturaleza de las impedancias y de cargas desbalanceadas en los sistemas de distribución, han hecho que las empresas tomen la decisión de mantener el neutro a lo largo de la red.

De acuerdo al material y calibre de los conductores, se tienen sus valores de resistencia y reactancia, los cuales son establecidos por los fabricantes. La Tabla 3.1 muestra los calibres de los conductores que son utilizados en el presente trabajo. [8]

TABLA 3.1

<i>DATOS DE CONDUCTORES</i>			
Calibre	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ ) (1 m. esp.)	Capacidad de Corriente (A)
ACSR 4/0	0.368	0.45	340
ACSR 1/0	0.696	0.50	230
ACSR 2	1.051	0.50	180
ACSR 4	1.5972	0.50	140



---

### 3.5 DESCRIPCIÓN DE LA MODELACIÓN DIGITAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS.

Para el análisis de los alimentadores primarios, se necesitan los datos de campo, elaborar un plano esquemático del alimentador y preparar la información de varios parámetros, algunos comunes y otros propios del alimentador, los que deben reflejar las características reales del alimentador como son:

- Voltaje nominal del alimentador.
- Configuración del alimentador (codificada según el alimentador), espaciado entre conductores, distancias por nodo y calibre del conductor para las fases y el neutro.
- Potencia instalada por cada fase y por nodo.
- Demanda máxima del alimentador primario y factor de potencia medida al inicio del mismo.

Para la simulación se identifica los tipos de demanda (máxima, media y mínima), los mismos que sirven también, para identificar el factor de potencia y voltaje en dicha circunstancia, los cuales se toman del Anexo 2, correspondiente a mediciones. Cabe indicar que las mediciones se han realizado en las principales industrias de la zona, las mismas que se encuentran distribuidas a lo largo del Alimentador Golondrinas, para tener una referencia de comparación con la modelación.

Debido que las demandas máximas y mínimas, no se presentan a la misma hora, se determina las demandas coincidentes, tomando como referencia la demanda máxima y mínima del alimentador Golondrinas. En la Tabla 3.2 se indica cada uno de los parámetros involucrados con los cuales se realiza la simulación del alimentador en estado normal de operación. Conviene indicar que los datos tomados son para el mismo intervalo de tiempo, en consideración que tanto para la subestación, alimentador y principales industrias de las cuales se tienen registros, se utiliza 15 minutos.

**TABLA 3.2**

<i>DEMANDAS MÁXIMAS, MEDIAS Y MÍNIMAS COINCIDENTES</i>							
UBICACIÓN	TIEMPO	P. Activa kW	P. Reactiva Kvar	P. Aparente kVA	Factor de P FP	Voltaje	
						Medido	%
SUBESTACIÓN QUININDÉ	19:45	4180,00	1050,00	4300,00	0,97	13649,25	98,91
		3820,00	1120,00	3990,00	0,96	13660,02	98,99
	13:00	3460,00	1180,00	3670,00	0,95	13590,17	98,48
ALIMENTADOR GOLONDRINAS	19:45	3420,03	847,62	3528,45	0,97	13253,29	96,04
		2523,24	849,10	2671,18	0,95	13641,29	98,85
	13:00	1892,35	724,42	2035,26	0,93	13733,21	99,52
BOTROSA	19:45	310,46	4,93	312,93	1,00	12761,33	92,47
		630,71	191,14	663,56	0,96	13028,73	94,41
	13:00	463,23	189,73	505,12	0,93	13293,71	96,33
PALCIEN	19:45	152,76	42,58	158,93	0,96		0,00
		137,31	52,02	149,45	0,94		0,00
	13:00	62,08	0,33	65,65	1,00		0,00
INEXPAL	19:45	6,55	2,11	7,18	0,95	12410,00	89,93
		43,34	41,62	63,52	0,84	12670,00	91,81
	13:00	70,12	81,31	114,47	0,65	12630,00	91,52
EXTRACTORA LA SEXTA	19:45	133,76	35,20	138,34	0,97	13210,00	95,72
		118,87	38,82	125,99	0,95	13370,00	96,88
	13:00	138,86	48,93	150,30	0,94	13190,00	95,58

### 3.6 FORMA DE TRABAJO EN EL PAQUETE COMPUTACIONAL

Al iniciar el trabajo con el DPA/G, se debe crear una nueva base de datos, como respaldo de la original del programa. Cabe destacar que la base de datos, con la que cuenta el programa original, tiene como unidades de trabajo, el sistema inglés, por lo cual, hay que elaborar en una nueva, para trabajar con las unidades del sistema internacional, de manera similar, se puede trabajar con un voltaje base de 120V o en porcentaje, para una mejor interpretación de los resultados obtenidos en la simulación, se trabaja en porcentaje.

Primeramente todas las secciones son ingresadas en la base de datos del alimentador, al realizar la construcción del mapa digital del alimentador (Build), el cual determina que sección esta inmediatamente después el punto de alimentación aguas abajo. A partir de la subestación, se va colocando las respectivas secciones en cada primario. A cada sección se le da un nombre y se especifica el tipo de conductor, número de conductores, separación entre conductores, longitud de la sección y la carga total de la sección.

Para la modelación del sistema se hace una simplificación del mismo concentrando cargas muy cercanas a una misma sección, con esto se busca una simplificación de la red al ingresar al computador. El programa considera a la carga concentrada en la mitad de cada sección. Se debe poner especial énfasis en las secciones al final de cada alimentador, tratando de colocar sus cargas en secciones cortas, para que la carga se ubique en la modelación en coincidencia con la situación real, ya que es la zona donde las caídas de voltaje son mayores y donde más se siente el efecto de las pérdidas. De esta manera queda ya configurado el alimentador que será simulado.

Luego, se realiza la distribución de cargas en el alimentador, distribuyendo la demanda total que tiene, a sus secciones, en proporción a los kVA conectados. El programa realiza la primera iteración, donde se calculan las pérdidas usando los kVA de las cargas y un voltaje constante en cada sección, añadiendo pérdidas y cargas asignadas a cada sección y luego comparando esos kVA a los kVA dados. Si la diferencia entre la demanda del alimentador en kVA y los calculados en la primera iteración es más grande que el criterio de convergencia se hace otra iteración. Las cargas distribuidas y los niveles de voltaje en cada sección se ajustan otra vez y se recalculan las pérdidas.

Este proceso es repetido hasta que la diferencia de los kVA y los voltajes están dentro del criterio de convergencia. Luego se ajusta el factor de potencia de la carga distribuida y esta secuencia completa se repite hasta que los kVA y el factor de potencia converjan.

Para cada sección se puede modelar los valores por fase de kW, kvar, kVA, kWh, usuarios y cargas puntuales. Como se muestra en la Tabla 3.3, se ha tomado de las principales empresas de la zona, los registros históricos de demanda y factor de potencia y a estas se les ubica como cargas puntuales, porque son las que tienen mayor capacidad instalada e influyen directamente en el comportamiento del alimentador.

**TABLA 3.3**

<i>DEMANDAS MÁXIMAS HISTÓRICAS DE LOS PRINCIPALES CONSUMIDORES</i>			
EMPRESA	DEMANDA HISTORICA kW	FACTOR DE POTENCIA FP	CAPACIDAD INSTALADA kVA
BOTROSA	1222*	0,92	2000
EXTRACTORA EL ROCIO	59	0,7	150
EXTRACTORA LA SEXTA	174	0,91	200
EXTRC LAS MARAVILLAS	28	0,8	30
INEXPAL	160	0,74	200
OLEAGINOSAS DEL CASTILLO	191	0,98	750
PALCIEM	209	0,72	300

NOTA: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Esmeraldas SA

\* Funcionando generador propio con 600 kW de aporte

Además, de los datos indicados anteriormente, el alimentador posee, un banco de capacitores de 600 kvar y un regulador de 115 kVA, con una regulación del +/- 10% y 150 Amperios. Las consideraciones adicionales que se toman en cuenta para la modelación y posterior corrida de flujo son:

- El tipo de estructura usado para la red trifásica, es tipo CP, mientras que para las derivaciones monofásicas se utiliza la estructura UP.
- La denominación de las secciones se lo realiza en base a la comunidad o industria que se aproxima el alimentador, tomando como inicio la subestación.
- La modelación se la realiza para las condiciones de demanda máxima media y mínima, correspondiente a las mediciones de la salida del alimentador.

- Los voltajes y el factor de potencia, utilizados son también los medidos en las barras, en las condiciones antes mencionadas.
- Los postes o nodos involucrados en el presente trabajo son los que poseen carga, esto se realiza para un mejor manejo de datos.

### **3.7 RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA**

Los estudios de flujos de potencia, son de gran importancia, en la planeación y diseño, de la expansión futura de los sistemas de distribución eléctrica, así como también, en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes, por lo cual se debe poner énfasis, en el sistema a ser modelado, para obtener resultados confiables.

Uno de los parámetros fundamentales dentro de la modelación, es la distribución de carga a lo largo del alimentador. Los componentes del alimentador Golondrinas, tienen la característica de carga distribuida uniformemente a lo largo del alimentador y concentrada al final; la cargabilidad de los componentes del sistema, se obtiene de acuerdo a la demanda del sistema.

El principal inconveniente de los sistemas de distribución, es la enorme dificultad que se encuentra ante el deseo de mantener constante la tensión de alimentación, a lo largo del circuito. El programa usado presenta opciones analíticas muy útiles, tales como: análisis de flujos de potencia por fase como también el análisis de flujos de potencia con el sistema balanceado. Los estudios de flujos de potencia, se realizan considerando condiciones estables de operación del alimentador, esto es, sin disturbios.

Para realizar el análisis del alimentador primario y determinar su estado de operación se examinan puntos básicos como son: Demanda, Nivel de voltaje, Capacidad conducción de corriente de los conductores y Pérdidas de demanda, en el Alimentador Golondrinas, los cuales se obtienen del flujo de potencia.

Las corridas de los flujos de potencia, determinan la cargabilidad de las líneas y los transformadores, las pérdidas técnicas resistivas del sistema y las regulaciones de voltaje en las líneas. Los resultados correspondientes al flujo de potencia del sistema por fase para el Alimentador Golondrinas en condiciones estables o normales, se presentan en el Anexo 3, del cual se presenta la Tabla 3.4, con un resumen de los resultados más sobresalientes que presenta el Alimentador Golondrinas para su posterior análisis.

TABLA 3.4

<i>RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DESBALANCEADO</i>								
DEMANDA	FASE	MAXIMA CAÍDA DE VOLTAJE				MAXIMA CARGA DEL CONDUCTOR		
		NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAÍDA	% NIVEL	NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAPACIDAD		
MAXIMA	A	SIMON BOLIVAR 2	13,06	86,44	VIA GOLONDRINAS	45,29		
	B	RONCA TIGRILLO	33,49	66,01	VIA GOLONDRINAS	75,29		
	C	SIMON BOLIVAR 2	3,49	96,01	VIA GOLONDRINAS	38,24		
MEDIA	A	SIMON BOLIVAR 2	10,91	88,49	VIA GOLONDRINAS	34,84		
	B	RONCA TIGRILLO	23,13	76,27	VIA GOLONDRINAS	53,23		
	C	SIMON BOLIVAR 2	4,83	94,57	VIA GOLONDRINAS	30,26		
MÍNIMA	A	SIMON BOLIVAR 2	8,65	90,85	VIA GOLONDRINAS	26,52		
	B	RONCA TIGRILLO	14,57	84,93	VIA GOLONDRINAS	37,17		
	C	SIMON BOLIVAR 2	5,05	94	VIA GOLONDRINAS	23,91		
		CARGA ACUMULADA EN EL ALIMENTADOR				PÉRDIDAS ACUMULADAS EN EL ALIMENTADOR		
DEMANDA	FASE	KVA	KW	KVAR	FP	KVA	KW	KVAR
MAXIMA	A	987,5	961,5	224,7	0,97	172,6	70,4	157,6
	B	1641,4	1526,2	603,9	0,93	477,6	202,3	432,1
	C	833,7	823,9	127,7	0,99	100,2	40,6	91,6
MEDIA	A	758,7	721,2	235,6	0,95	110,5	45	101
	B	1159,2	1042,3	507,2	0,9	238,2	100	216,2
	C	659	639,5	159,4	0,97	73	29,6	66,8
MÍNIMA	A	578,1	547,5	185,9	0,95	70,7	28,8	64,6
	B	810,2	714,8	381,5	0,88	125	52	113,6
	C	521,2	504,4	131,6	0,97	53,2	21,6	48,6

La magnitud del voltaje en cada uno de los nodos del Alimentador Golondrinas, permite determinar el perfil de voltaje, es así como se puede observar en los Gráficos 3.1, 3.2, y 3.3, el comportamiento del mismo para cada una de las condiciones de demanda dadas, ya que un grafico nos permite una visualización real de la situación del alimentador en estudio.

GRAFICO3.1

*Perfil de voltaje para demanda mínima*

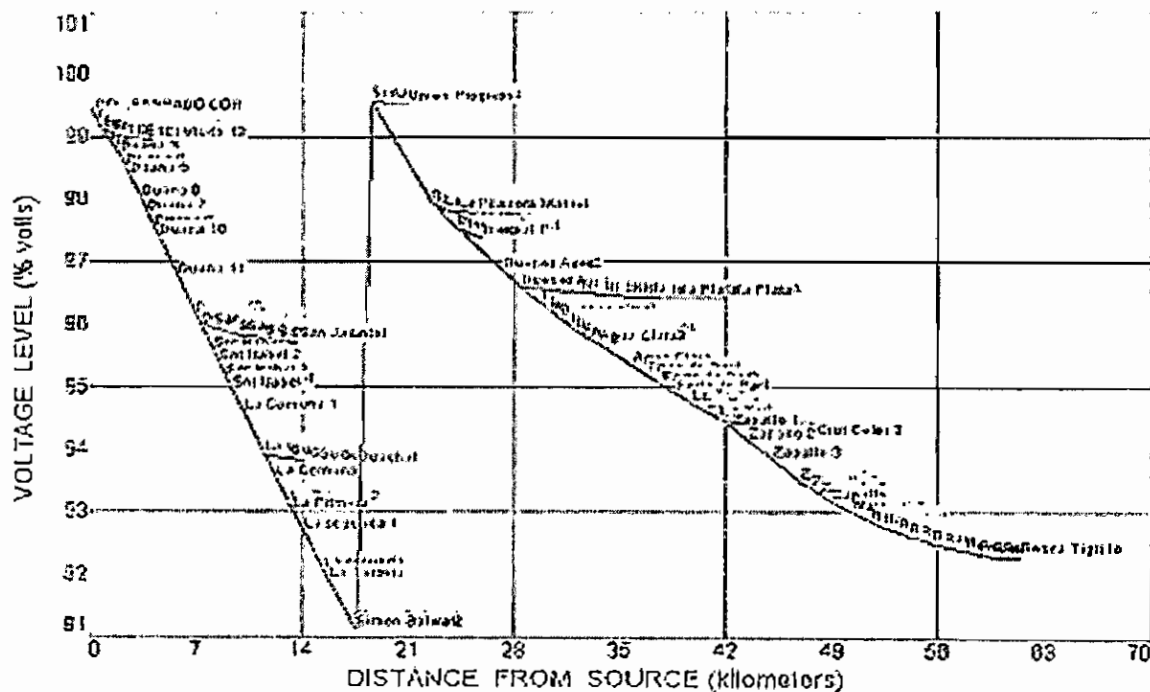


GRAFICO3.2

*Perfil de voltaje para demanda media*

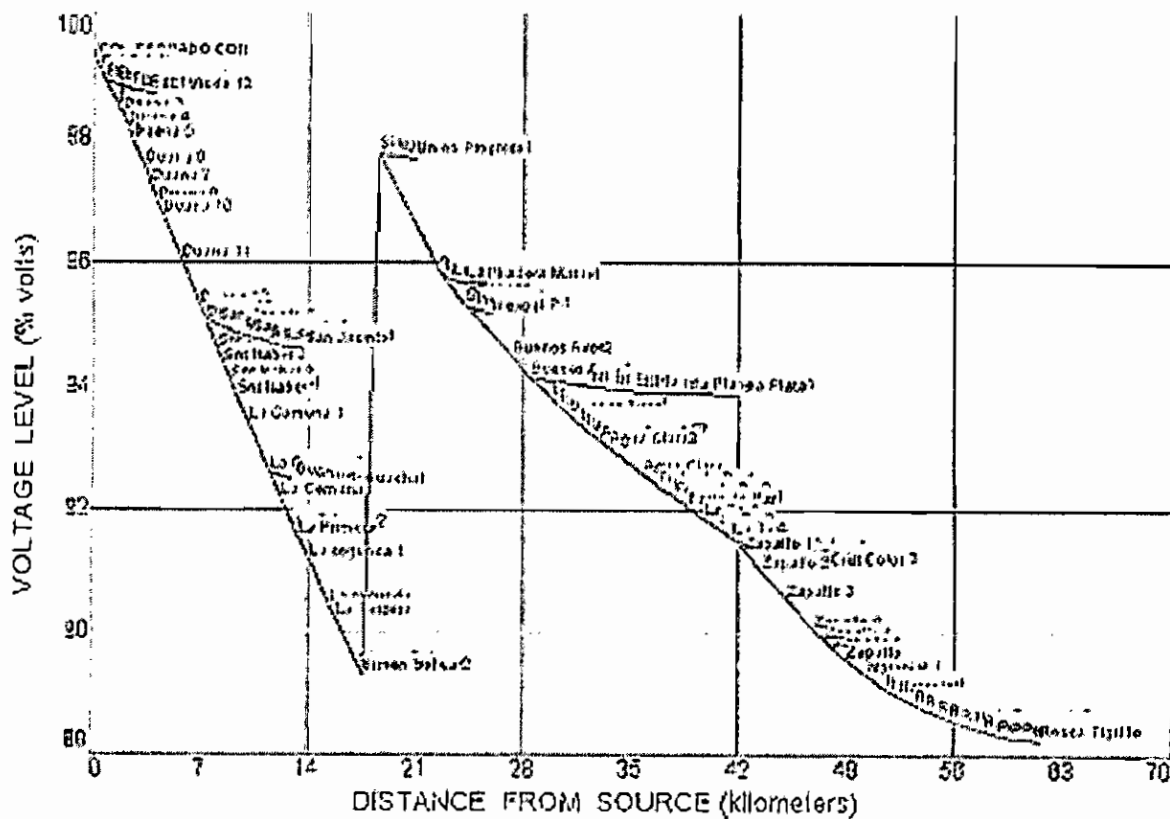
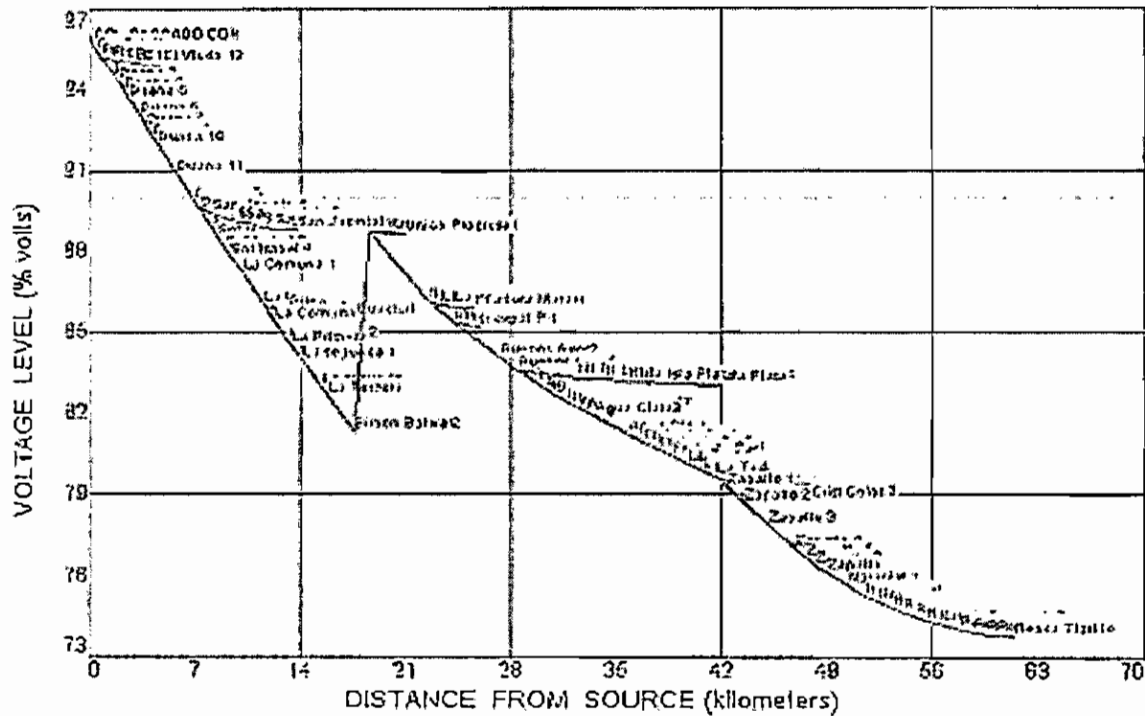


GRAFICO3.3

*Perfil de voltaje para demanda máxima*



### 3.8 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS

El análisis de la situación actual del alimentador, no solo consiste en conocer al sistema en su estructura, dimensionamiento y capacidad, sino que implica el conocimiento de sus condiciones actuales de operación, el abastecimiento de la demanda actual en estado estable.

Para realizar el análisis del alimentador primario y determinar su estado de operación se examinan puntos básicos como son: Demanda, Nivel de voltaje, Capacidad conducción de corriente de los conductores y Pérdidas de demanda.

La capacidad de la subestación Quindé, es de 6.25 MVA, mientras que el Alimentador Golondrinas tiene una capacidad instalada de 5.3 MVA, lo cual representa que el alimentador representa el 84.3% de la capacidad de dicha subestación.



De igual manera se observa que la demanda máxima de la subestación es 5.47 MVA y la demanda máxima del alimentador es 3.42 MVA, es decir representa el 62.52% del total de la subestación.

Al analizar la capacidad instalada en transformadores de distribución frente a la demanda del alimentador, se observa que solo el 64.9% de su capacidad es utilizado, es decir el 35.1% de la capacidad no es utilizado lo cual representa pérdidas para la empresa.

Otro punto de análisis que se observa en los datos técnicos del alimentador es el porcentaje de desequilibrio que existe entre las fases, es así como la fase A se encuentra con el 31% de la carga, la fase B con el 40% de la carga y la fase C con el 29% de la carga, es decir no existe un balance de fases.

La variación de voltaje con respecto al nominal en usuarios del tipo rural es  $\pm 10\%$  [8], partir del cual se sanciona con multas y penalizaciones. Es así que uno de los parámetros que preocupan es el nivel de voltaje que se presenta en el Alimentador Golondrinas, como se aprecia en la Figura 3.3 él mas critico es cuando ocurre la demanda máxima obteniéndose un 33.49% de caída en el sector mas alejado.

Además el alimentador al ser tan extenso no es técnicamente adecuado dado que no cumple con los parámetros de Confiabilidad, continuidad de servicio, niveles de voltaje por lo cual es necesario implementar modificaciones.

En distribución eléctrica, se debe considerar la capacidad de los conductores para llevar corriente por encima de la temperatura ambiente. Las consideraciones de cargabilidad de los conductores utilizados, vienen expresadas en base a los parámetros que se encuentran especificados en la Tabla 3.1; de los resultados presentados en la Tabla 3.4, la sección mas cargada sin duda es la del inicio del alimentador que se encuentra con 75.29% de su capacidad con el sistema desbalanceado a demanda máxima, por lo cual se puede aun incrementar la demanda para este tramo.

Es imprescindible conocer y evaluar las pérdidas la incidencia de las mismas ya que estas se deben a varios factores entre ellos, la resistencia que presenta el conductor al paso de la corriente eléctrica, las mismas que varían en relación cuadrática con la demanda del alimentador

Como se puede observar en la Tabla 3.4, las pérdidas a demanda máxima, media y mínima son significativas, representando el 13.53%, 8.91% y 6.14% respectivamente de pérdidas que tiene el alimentador, lo cual representa una pérdida de recursos y dinero para la empresa.

Uno de los parámetros que más llaman la atención es el factor de potencia, que existe en las industrias de la zona, de lo cual se deduce que no existe un control para este alimentador, deteriorando la calidad del producto haciendo inaceptables las condiciones de operación en cuanto al nivel de voltaje que entrega al resto de los consumidores y aumentando por consiguiente las pérdidas.

## CAPÍTULO 4

### 4 PLANEAMIENTO DEL SISTEMA EN ESTUDIO

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

La inconsistencia del modelo producción / consumo eléctrico, que constituye el paradigma actualmente predominante, dentro del sistema eléctrico, exige un diagnóstico de la situación actual y futura, basada en la planificación, pues en este caso, se están manejando conceptos y situaciones relacionadas directamente a las generaciones actuales y futuras.

El propósito de la planificación de un sistema de distribución eléctrico, es asegurar que un suministro adecuado, esté disponible para satisfacer la demanda estimada, en la cantidad y la ubicación previstas, en un futuro próximo y más lejano, con el mínimo costo posible, con una confiabilidad y calidad del suministro satisfactorio, sin descuidar las condiciones de estética. La planificación de los sistemas de distribución, tiene que ser tomada de forma cuidadosa, sistemática y de un alto nivel de decisión, por la necesidad de utilizar en la forma más eficiente los recursos que manejan. Además, los planes y programas de desarrollo eléctrico, deben ser coordinados, asumidos y ejecutados bajo la dirección, intervención y supervisión de la dirección de las empresas

La planificación de un sistema de distribución, dada la cantidad de variables que encierra y su dinamismo, resulta una tarea no muy fácil, pero actualmente, se tiene la posibilidad de utilizar avanzados programas computacionales, si bien esto implica una inversión económica, preparación del personal, los resultados que se obtendrían a corto y largo plazo justifican la inversión realizada.

---

## 4.2 HERRAMIENTAS DE LA PLANIFICACIÓN [9]

La planificación de la expansión y operación, de los sistemas de suministro de energía eléctrica, con el pasar del tiempo, ha experimentado una serie de cambios; tradicionalmente las funciones de la planificación implicaban encontrar el plan de expansión que minimicé los costos de largo plazo, satisfaciendo solo ciertas condiciones de calidad de producto y servicio.

Los métodos para establecer previsiones de la demanda de energía eléctrica son numerosos, pero conceptualmente pueden agruparse en dos categorías.

En los métodos analíticos se considera que la producción de energía está incluida en la actividad económica general y su evolución histórica puede evaluarse como un factor de crecimiento que perdurará en la extrapolación de esta tendencia. Otro método dentro de esta misma categoría relaciona la producción eléctrica con la economía a través de un modelo econométrico que analiza indicadores y factores de ambos campos. El modelo que la experiencia internacional ha demostrado como más útil, consiste en establecer la correlación entre incrementos anuales de la producción eléctrica y algún índice macro-económico tal como el PIB.

La segunda categoría de métodos es la "proyección directa", que puede ampliar el conocimiento de la demanda a través de una encuesta que analice los puntos esenciales del consumo y su posible evolución. Este método es aplicable solamente en casos de pronóstico a corto plazo y su mayor utilidad consiste en el desglose de las demandas en mensuales, diarias y hasta horarias del sistema en estudio.

La planificación eléctrica tradicional, generalmente adoptada por los países desarrollados, se ha basado en gran medida, en políticas de oferta de energía eléctrica, para cubrir la proyección de la demanda, de acuerdo con modelos económicos y demográficos.

En la actualidad, la planificación puede realizarse con diferentes alcances, por lo que se puede planificar en varias etapas de tiempo hasta alcanzar el año horizonte.

#### **4.2.1 PLANIFICACIÓN A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO.**

El objetivo principal de la planificación, es establecer de año en año las necesidades de energía y demanda prioritarias para que la empresa pueda atender el servicio eléctrico a los abonados, el planificador deberá definir ciertas metas en el año horizonte, dado que algunas veces es necesario efectuar acciones correctivas dentro de los cronogramas de actividades previamente elaborados para cumplir con las especificaciones dadas en las normas y guías preparadas para el efecto.

Para establecer las bases del planeamiento del sistema de distribución es necesario dividir la planificación en etapas temporales de corto, mediano y largo plazo y de situación: sistemas de redes locales y regionales; para finalmente establecer una complementariedad entre los análisis globales y marginales.

##### **4.2.1.1 CORTO PLAZO.**

La planificación en este período debe simular el comportamiento del sistema, basado en obras en ejecución y otras en proceso de decisión para su financiamiento. El período de planificación a corto plazo en el sistema de Distribución comprende un período entre  $n+1$  y  $n+3$  años, donde  $n$  corresponde al año de partida.

##### **4.2.1.2 MEDIANO PLAZO**

La metodología a seguirse en este proceso es sobre las bases creadas en el planeamiento de corto plazo, establecer nexos objetivos y concretos a desarrollarse dentro del sistema. El período de planificación a mediano plazo, comprende un período entre  $n+3$  y  $n+8$  años, donde  $n$  corresponde al año de partida.

#### 4.2.1.3 LARGO PLAZO

El estudio de largo plazo, tiene como fundamento principal, conocer las diferentes formas de acoplamiento entre la estructura de la red de transmisión y el programa de obras establecido para el mediano plazo. Para el área de Distribución, el período de largo plazo comprende entre  $n+8$  y  $n+15$  años, donde  $n$  constituye el año de partida.

Con relación al concepto mismo de la planeación, existen enfoques distintos de analizar los problemas de un alimentador, por esto, la definición precisa de las características es de primordial importancia para evitar modificaciones y cambios posteriores en el proyecto, que muchas veces ocasionan gastos de tiempo y dinero mayores que el costo del proyecto original.

Con estos criterios, se realizara un análisis para definir los parámetros necesarios para el mejoramiento del sistema, acorde a las necesidades técnicas y a la capacidad económica de la empresa.

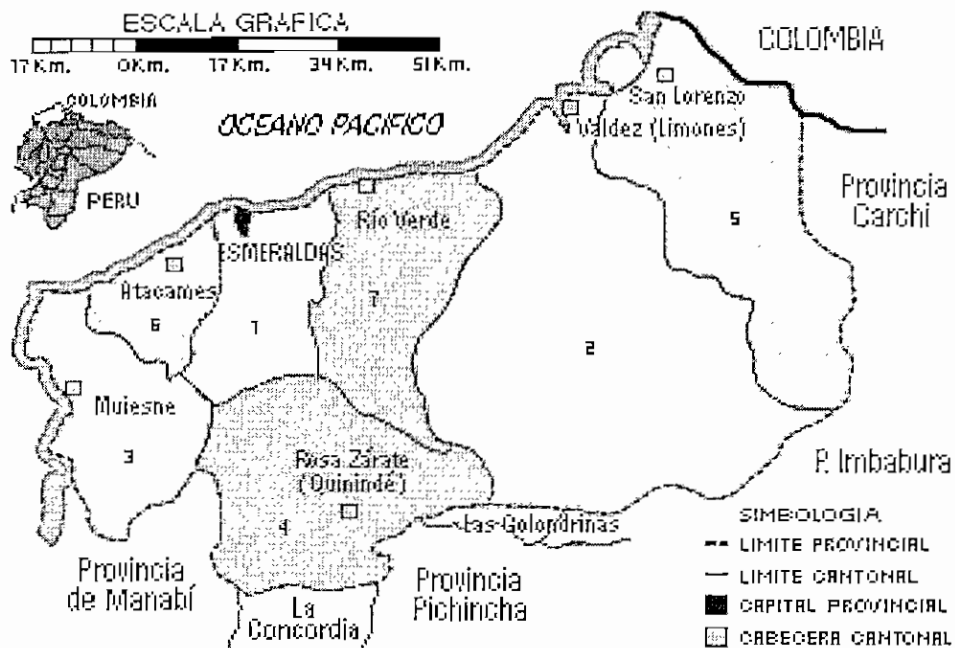
### 4.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN QUININDÉ [10]

Las proyecciones son determinadas por la aplicación de las matemáticas, información de datos históricos, experiencias y buen juicio del planificador. De todos modos, las proyecciones serán razonablemente exactas para los próximos cinco años pero no más allá de los diez años.

#### 4.3.1 ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA EMELESA

La provincia de Esmeraldas tiene 15.573,4 kilómetros cuadrados de superficie y como se aprecia en el Grafico 4.1, esta distribuida en siete cantones que son: 1) Esmeraldas, 2) Eloy Alfaro, 3) Muisne, 4) Rosa Zarate, 5) San Lorenzo, 6) Atacames y 7) Río Verde.

GRAFICO 4.1



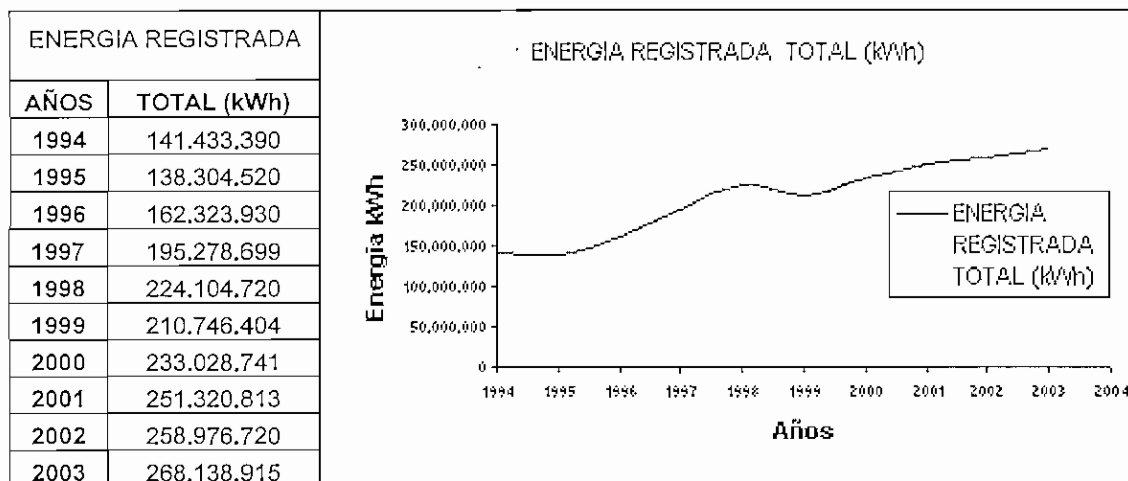
Según los datos de proyecciones de población, periodo 1990-2000 del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), la provincia de Esmeraldas registra una población de 416.272 habitantes, 203.176 urbanos y 213.096 rurales.

La población económicamente activa (PEA), en el ámbito cantonal, según el censo de 1990, se encuentra distribuida de la siguiente manera: Esmeraldas (56.7%), Quinindé (20%), Eloy Alfaro(8.6%), Muisne(7.4%) y San Lorenzo (7.3%) A nivel provincial la rama de actividad económica esta distribuida por la actividad agrícola 42%, servicios 27% y comercio 13%. Sumando los tres grupos se llega al 81% de la PEA de la provincia.

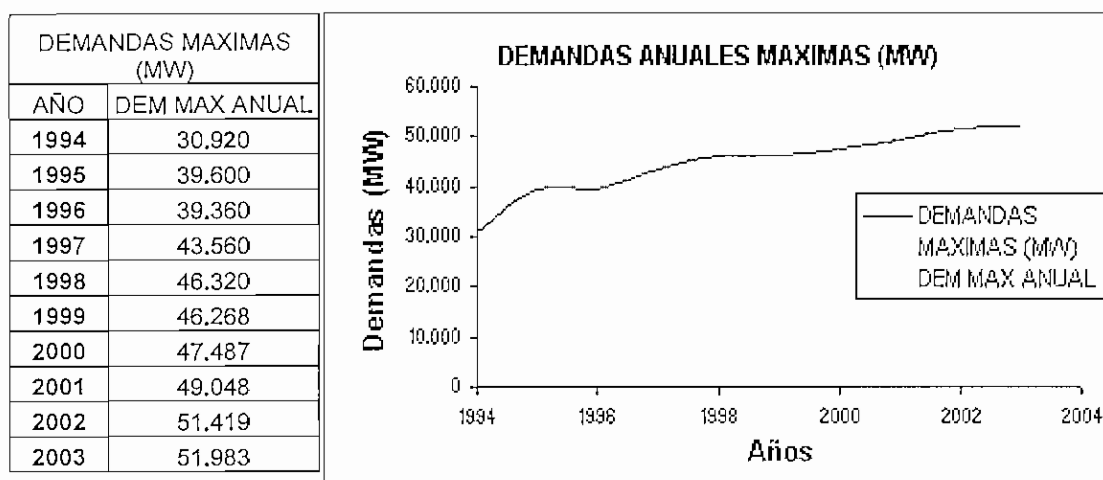
#### 4.3.2 DATOS HISTORICOS DE DEMANDA Y ENERGIA

La Empresa Eléctrica Esmeraldas tiene el control de la energía que recibe del sistema nacional interconectado en la subestación Termoesmeraldas (frontera de interconexión), en donde se tienen instalados medidores registradores de energía y demanda, de los cuales se han obtenido los registros históricos de energía y la demanda máxima total ingresada al sistema en la frontera con TRANSELECTRIC, para los años 1994 - 2003, como se puede observar en el Tabla 4.1 y 4.2.

**TABLA 4.1**



**TABLA 4.2**



Puesto que a partir del último trimestre de 1998 y durante todos los meses de 1999, se ha tenido un descenso en el consumo de energía eléctrica en el ámbito nacional, ha sido necesario analizar si esta tendencia afectará en las proyecciones de la demanda en el mediano plazo, por lo que el comportamiento de los años 2000, 2001, 2002 y 2003 adquirieron particular relevancia.

La metodología utilizada para la proyección de la demanda es la interpolación estadística que parte con  $n$  puntos o pares de valores  $(x_i, y_i)$  obtenidos como resultado de las mediciones realizadas o de los datos históricos. Con dichos valores se define un polinomio de grado  $m$  ( $m < n$ ) o una función  $f(x)$  que pase lo mas cerca posible de los puntos conocidos.



Para que el pronóstico tenga una sustentación lógica, en la proyección se considera que el crecimiento no puede ir mas allá del periodo de los datos históricos disponibles. Este crecimiento aplicando la interpolación estadística y mediante el análisis de los mínimos cuadrados, los cuales se realizan con el paquete computacional Excel, se determina que la tendencia lineal es la que más se ajusta a los valores históricos dispersos, dichas tendencias se observan en los Gráficos 4.2 y 4.3, para energía y demanda respectivamente, donde la X representa los años.

GRAFICO 4.2

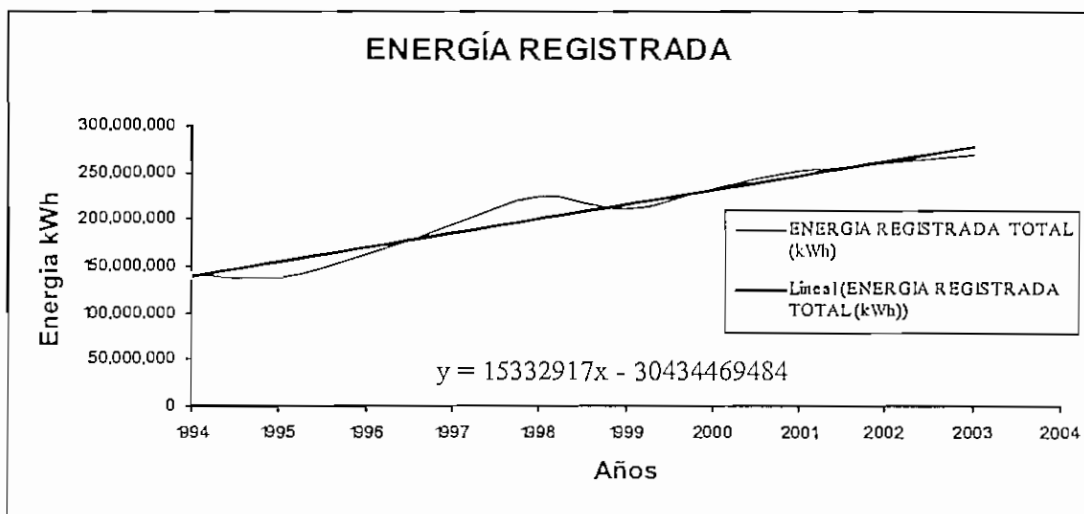
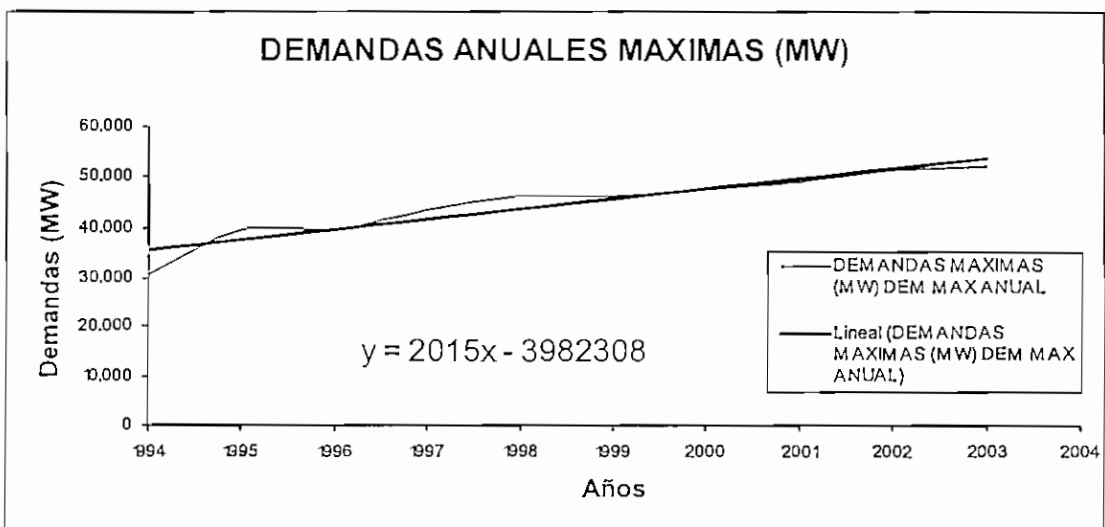


GRAFICO 4.3



La finalidad, al establecer la energí­a previsible, es dar los elementos de base para dimensionar el conjunto de instalaciones que cubran la demanda resultante y facilitar la elecci3n de prioridades en inversiones; programar el ritmo de puesta en marcha de los recursos naturales y analizar la planificaci3n y explotaci3n de las nuevas instalaciones.

De las Tablas 4.1 y 4.2 y con las ecuaciones presentadas en los Gráficos 4.2 y 4.3, se realizan las proyecciones cuyos resultados se presentan en las Tablas 4.3 y 4.4 hasta el ańo 2013, estableci3ndose a este como el ańo horizonte, los resultados presentados nos permiten tener una idea de la capacidad que se requiere para todo el sistema EMELESA.

**TABLA 4.3**

ENERGIA PROYECTADA	
AÑOS	TOTAL (kWh)
1994	139.367.014
1995	154.699.931
1996	170.032.848
1997	185.365.765
1998	200.698.682
1999	216.031.599
2000	231.364.516
2001	246.697.433
2002	262.030.350
2003	277.363.267
2004	292.696.184
2005	308.029.101
2006	323.362.018
2007	338.694.935
2008	354.027.852
2009	369.360.769
2010	384.693.686
2011	400.026.603
2012	415.359.520
2013	430.692.437

**TABLA 4.4**

DEMANDAS PROYECTADAS (MW)	
AÑOS	DEM MAX ANUAL
1994	35.602
1995	37.617
1996	39.632
1997	41.647
1998	43.662
1999	45.677
2000	47.692
2001	49.707
2002	51.722
2003	53.737
2004	55.752
2005	57.767
2006	59.782
2007	61.797
2008	63.812
2009	65.827
2010	67.842
2011	69.857
2012	71.872
2013	73.887

El índice de crecimiento anual promedio en la frontera para el período estimado es 6.13% de la energía y el 3.8% para la demanda. Al no ser la demanda máxima coincidente la tomada en la frontera de interconexión, no se puede asignar un porcentaje de esta a cada una de las zonas que conforman el sistema y el no disponer de datos históricos de la demanda para las subestaciones, se ha adoptado el siguiente procedimiento (tomado del Plan de Expansión de EMELESA):

- Con los registros históricos del número de abonados en cada zona, presentados en el Anexo 4, se obtiene el resumen mostrado en la Tabla 4.5, del cual se han determinado los índices de crecimiento anual del número de clientes.
- Con los índices de crecimiento de los usuarios de cada zona, se aplica a la demanda máxima de cada una de las subestaciones mostrada en la Tabla 4.6 y se procede a obtener el crecimiento anual de la misma.
- Se ha determinado la demanda individual para cada usuario de cada zona (kVA/abonado), esta demanda individual se ha aplicado al crecimiento de clientes de cada zona y se obtiene la proyección de la demanda.

**TABLA 4.5**

<i>REGISTROS HISTORICOS DE LOS CONSUMIDORES</i>						
<b>AÑO</b>	<b>ATACAMES</b>	<b>LIMONES</b>	<b>MATRIZ</b>	<b>MUISNE</b>	<b>QUININDÉ</b>	<b>SAN LORENZO</b>
1995	49224	23220	328172	15580	70859	24271
1996	54718	26402	345605	17539	74275	25933
1997	60713	28354	356108	17720	79111	27604
1998	67054	30580	349918	22045	84178	28914
1999	64692	31371	317951	23498	88829	36149

TABLA 4.6

SUBESTACIÓN	DEMANDAS EN 13.8 kV		
	ACTIVA (MW)	REACTIVA (Mvar)	FP
PROPICIA	10,42	3,43	0,95
SANTAS VAINAS	9,5	4	0,92
MUISNE	0,9	0,31	0,95
BORBON	2,93	1,24	0,92
REFINERIA	8,13	3,56	0,92
PETROCOMERCIAL	1,59	0,47	0,96
ROCAFUERTE	1,52	0,31	0,98
QUININDÉ 6,25	5,47	1,14	0,98
QUININDÉ 1,5	1,4	0,35	0,97
ATACAMES	4,64	1,16	0,97
LAS PALMAS	3,75	0,94	0,97
AGUA POTABLE	2,22	0,84	0,94

Demandas máximas de la distintas subestaciones del sistema eléctrico EMELESA

Una vez aplicado el procedimiento anterior se obtienen los resultados que se presentan en las Tabla 4.7, de ellos interesa el crecimiento de la zona que es parte de este estudio, es así como se presenta en la Tabla 4.8 la proyección de la demanda para la zona de Quinindé, aplicando los mismos índices zonales para la demanda cuyo crecimiento tiene la forma de la ecuación  $y = 0,04x^3 - 215,76x^2 + 433050,08x - 289722537,55$ , en donde x representa los años a proyectar.

TABLA 4.7

INDICES DE CRECIMIENTO DE CADA ZONA Y DEMANDA PROMEDIO POR CLIENTE				
ZONAS	D <sub>max</sub> (MVA)	# CLIENTES (1999)	IND. CRECIMIENTO (ZONA)	DEM/CLIENTE (kVA)
ESMERALDAS	26,69	29579	3,89%	0,87
LIMONES Y SAN LORENZO	3,18	5878	9,75%	0,49
MUISNE	0,95	2085	12,99%	0,4
QUININDÉ	6,56	7814	<b>6,37%</b>	0,79
ATACAMES	4,78	6007	10,75%	0,72

\* Datos tomados del plan de expansión de EMELESA

TABLA 4.8

PROYECCION DEMANDA (MW) SUBESTACIÓN QUININDÉ CON INDICE DE CRECIMIENTO LOCAL											
Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Demanda</b>	5,47	6,76	8,76	9,36	9,86	10,46	11,60	12,38	13,16	13,93	14,71

En cuanto a la perspectiva del número de consumidores o usuarios por tipo de consumo del servicio eléctrico de la subestación Quinindé; el análisis ha considerado para la proyección, el desarrollo del consumo medio unitario anual de los principales sectores, para lo cual se determinan los porcentajes de crecimiento de los diferentes tipos de consumo y se calcula un promedio de dichos porcentajes; a la energía proyectada que ingresa a la subestación se aplican los porcentajes promedio de cada tipo de consumo para determinar la participación de cada uno de ellos.

Al igual que se realizó la proyección de la demanda en la subestación se realiza la proyección para el alimentador, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 4.9.

**TABLA 4.9**

<i>PROYECCION DEMANDA (MW) ALIMENTADOR GOLONDRINAS CON INDICE DE CRECIMIENTO LOCAL</i>											
<b>AÑO</b>	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>DEMANDA</b>	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9	6,2

Además en la proyección realizada se ha tomado en cuenta la capacidad no utilizada de las principales industrias y que al tener una infraestructura adecuada entraría en funcionamiento, es decir se ha tomado en cuenta el crecimiento de las cargas puntuales.

Al analizar los datos de la Tabla 4.8, se puede notar que la carga en la zona en estudio es mayor que la capacidad que tiene la subestación para el año 2004, lo cual exige realizar modificaciones al sistema.

Además el Alimentador Golondrinas con la capacidad que actualmente tiene para servir a los usuarios, es insuficiente, aun sin tomar en cuenta su crecimiento; al tener un mayor porcentaje de carga este alimentador no podrá ofrecer las características de calidad de energía que se exige en la Regulación 004/01 del CONELEC, por lo cual se deben tomar acciones de mejora al alimentador.

---

## **4.4 PROPUESTAS DE MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS [11]**

Ya que evaluar e s a nalizar p ropuestas e n cuanto a su calidad desde dos planos distintos: por un lado, su adecuación a los objetivos del planificador y por otro, el nivel con que esos objetivos son satisfechos, hace falta analizar las posibles soluciones.

Para la reconfiguración de alimentadores primarios, debe existir un conjunto de criterios básicos que orienten la concepción técnica de un sistema primario, en lo que se refiere a niveles de voltaje empleados, caídas de voltaje máximas, conductores y cables a utilizarse con sus calibres límites, pérdidas aceptables, y otros.

Debido a la gran diversidad de alternativas y a las posibilidades que existen para desarrollarlas, deben tomarse en cuenta los factores técnicos y económicos que se involucran en cada una de estas, dado que en muchas ocasiones estas soluciones son tomadas como una herramienta de control en tiempo real y no han sido implementadas mediante un estudio previo de reconfiguración de alimentadores este estudio será de gran ayuda en las fases de planeación y diseño del sistema.

### **4.4.1 FORMAS DE MEJORAR LAS CONDICIONES OPERATIVAS**

Como es de suponer, una empresa de distribución, debe tener políticas establecidas y vigentes para el manejo del sistema existente. Por lo tanto la primera alternativa a considerar, será la planteada de acuerdo a dichas políticas. Si se requieren cambios en estas políticas, se necesita de un análisis cuidadoso que justifique plenamente dichos cambios.

Con el fin de dar un mejor servicio a los diferentes usuarios y cumplir con las restricciones impuestas por las mismas empresas de distribución se pueden tomar en cuenta las siguientes alternativas posibles:

- 
- Aplicación de equipos de regulación de voltaje en las subestaciones de distribución.
  - Aplicación de capacitores en las subestaciones de distribución.
  - Balance de carga en alimentadores primarios.
  - Incremento del tamaño de los conductores en los alimentadores primarios.
  - Cambio del número de fases en ramales del alimentador (de monofásico a trifásico)
  - Transferencias de carga entre alimentadores existentes y a nuevos alimentadores.
  - Instalación de nuevas subestaciones y alimentadores primarios.
  - Incremento de los niveles primarios de voltaje.
  - Aplicación de reguladores de voltaje en los alimentadores primarios.
  - Aplicación de capacitores shunt en los alimentadores primarios.
  - Aplicación de capacitores serie en los alimentadores primarios.
  - Manipulación de los taps de los transformadores de distribución.
  - Uso de LTC's de los transformadores de las subestaciones de distribución.

Se deben analizar las diferentes alternativas en la búsqueda de la solución recomendable de expansión del sistema, esta solución debe contemplar confiabilidad y calidad del producto.

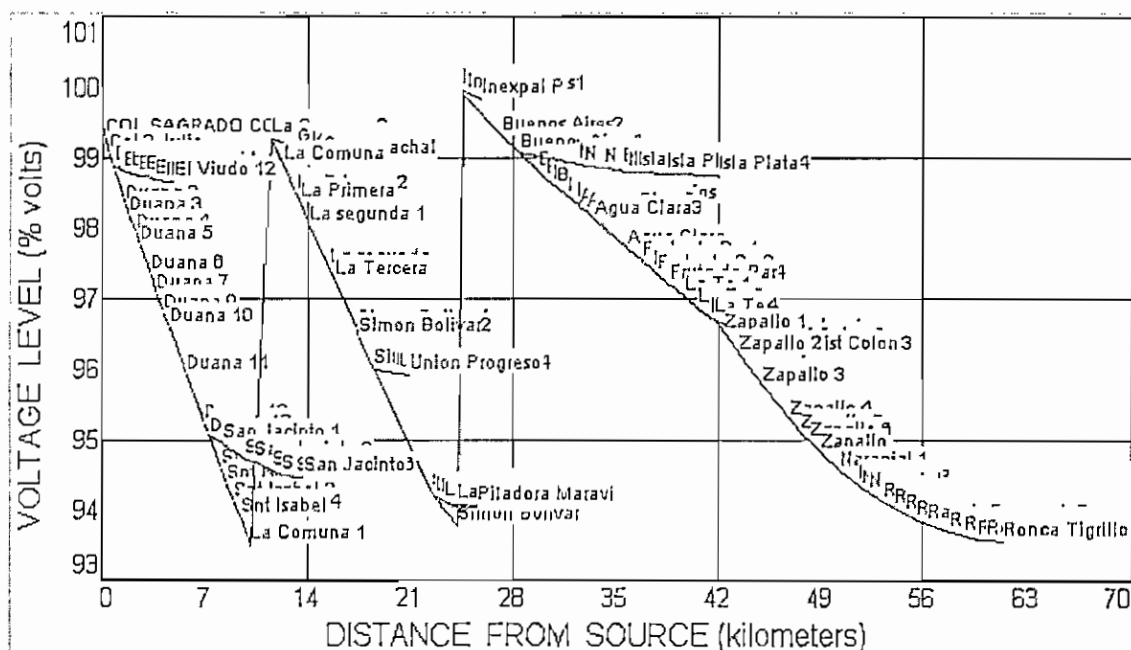
Al analizar cada una de las alternativas propuestas se presenta una síntesis evaluadas desde el punto de vista técnico y observando la factibilidad de inclusión en el sistema analizado.

El control de voltaje en las redes de distribución se ha realizado típicamente usando cambiadores de tomas en carga (LTC's: Load Tap Changers) o reguladores de voltaje de línea. Por lo general, estos controles se definen para un nivel de voltaje deseado con una variación admisible. Si el nivel de voltaje sale fuera de esta variación, se realiza una corrección hasta alcanzar después de un retardo de tiempo predefinido el nivel de voltaje nominal.

La incorporación de reguladores a lo largo del alimentador, crea un perfil de voltaje adecuado en el sistema, debido a que reduce las pérdidas y aumenta la capacidad de carga de equipos reduciendo las corrientes y las variaciones de voltaje en las líneas y los transformadores. Es así como se incorpora dos reguladores al alimentador observando el perfil de voltaje que presenta para la condición de demanda máxima, se encuentra que los lugares recomendables para la ubicación de los reguladores son las poblaciones de La Comuna y Simón Bolívar, los resultados se presentan en el Anexo 4, del cual lo mas destacado es la disminución de la caída de voltaje a 8.48% en la parte mas alejada del alimentador, como se observa en el Grafico 4.4.

GRAFICO 4.4

*Perfil de Voltaje a demanda máxima con incorporación de dos reguladores de voltaje en el Alimentador Golondrinas*



Esta alternativa es una alternativa a corto plazo, ya que la incorporación de carga al alimentador requerirá de una incorporación de un nuevo regulador al sistema lo cual no es técnicamente factible. Además el objetivo de este trabajo es dar una solución a largo plazo por lo cual la alternativa no es tomada en cuenta.



Para satisfacer la necesidad de potencia reactiva capacitiva que compense la potencia reactiva inductiva en las redes de distribución, se utilizan bancos de capacitores fijos o controlados. Estos bancos están situados en alimentadores de distribución y barras de subestaciones de distribución. Los bancos de capacitores ayudan a mejorar el perfil de voltaje ya que disminuyen los reactivos que circulan en la red y mejoran el flujo de potencia a través del alimentador. Al ser un elemento adicional, para mejorar el nivel de voltaje en el alimentador, la alternativa de ubicar bancos es también una solución a corto plazo.

El balance de las cargas en un sistema de distribución se realiza para equilibrar la carga en cada una de las fases, es decir para equilibrar el sistema y evitar que se sobrecargue una fase. Se recalca, que tanto la alternativa de los taps de los transformadores de distribución como realizar un balance de carga entre los primarios no presentan gastos de los equipos adicionales.

Para equilibrar la carga en el alimentador en cada una de las fases, se dispone del banco de datos con las cargas que posee el alimentador, con datos como capacidad y a que fase esta conectada, se realiza una suma por cada una de las fases para poder apreciar a que fase se asignó mayor carga y poder transferir dicha carga a otra fase que no este sobrecargada, cabe indicar que no se logra equilibrar las cargas en los alimentadores en un 100%. En el Alimentador Golondrinas se puede notar claramente que la sobrecarga esta en la fase B, por lo analizado el equilibrar las fases es una alternativa que debe ser tomada muy en cuenta para que el sistema continúe funcionando hasta que se incorpore una solución a mediano y largo plazo.

El cambio de calibre del conductor es un método por medio del cual se logra mejorar los niveles de voltaje, ya que se aumenta la sección del conductor y por lo tanto disminuye la resistencia del mismo, además en las secciones que se encuentran sobrecargados se cambia el calibre a una mayor y las pérdidas disminuyen. Es así como en el alimentador analizado se necesita cambiar el calibre del conductor en los tramos iniciales para mejorar la capacidad de conducción de corriente y en los tramos finales para reducir las pérdidas.

Como se esperaba, por la extensión del alimentador las pérdidas que posee son altas, aun incorporando el cambio de conductor al sistema, el nivel de voltaje no experimenta mayor cambio, por lo cual se debe incorporar elementos adicionales, como los analizados anteriormente razón por la cual la alternativa no se toma en cuenta.

El cambio de configuración de monofásico a trifásico en ramales de un alimentador queda justificado cuando existen cargas que no han podido ser equilibradas y las pérdidas en el ramal son elevadas. Para el caso de estudio sería necesario cambiar el ramal final del alimentador en donde se tiene un circuito monofásico y la carga esta conectada a la fase B, incrementando las pérdidas en dicha fase. El cambio de configuración requiere realizar cambios en el tipo de estructura utilizada y el tipo de conductor, realizando una inversión que no justifica porque la carga que posee no es significativa y la distancia entre los centros de carga son largos.

El cambio del nivel de voltaje en un alimentador se considera en dos casos, primero cuando se quiere establecer el voltaje estandarizado en el sistema o cuando las pérdidas son excesivas y no existe otra manera de mejorar el servicio al consumidor. La justificación tiene que ser económica ya que técnicamente si es factible realizarlo. Uno de los elementos más importantes y que representa mayores costos en la red de distribución, es el transformador. Un cambio del nivel del voltaje representaría un cambio total de transformadores en el alimentador, un reemplazo del transformador de la subestación y su costo es elevado.

Para realizar la transferencia de carga entre alimentadores se necesita que dicho alimentador se encuentre cerca de otra subestación o a su vez cerca de otro alimentador para mediante las técnicas de seccionamiento de la red y de transferencia de carga lograr tener un servicio con parámetros de calidad. En el caso analizado en este estudio el alimentador es radial y cubre una amplia zona y no se encuentra alimentadores aledaños con los cuales se pueda realizar una transferencia de carga.

Es necesario definir la ubicación de una nueva subestación y alimentadores primarios cuando la carga total del área llega a exceder la capacidad de la subestación debido al normal crecimiento del consumo eléctrico y esta ya no puede expandirse o en forma alternativa, el exceso de carga no puede ser transferido a una subestación vecina.

La ubicación de un nuevo alimentador, para disminuir la carga al alimentador es una alternativa que se analiza separando hasta el sector de La Comuna es decir se realiza un bypass en el alimentador del cual se puede concluir que a pesar de disminuir en parte las pérdidas, el nivel de voltaje no mejora mayormente ya que la distancia del alimentador y la característica que tiene el alimentador concentrada al final no permite que esta alternativa tenga los resultados deseados.

Con el análisis de las alternativas anteriores, la ubicación de una nueva subestación, es la alternativa adecuada para el caso en estudio, además por los siguientes criterios que influyen su elección:

- Por las condiciones actuales de operación del alimentador que no son las adecuadas para el consumidor, en lo que respecta al nivel de voltaje que se entrega por parte de la empresa, es así que se conoce que las empresas están incorporando reguladores por su cuenta para mitigar la caída de voltaje, pero esta acción lo único que está logrando es aumentar el problema que actualmente tiene el alimentador en cuanto a capacidad.
- La Empresa BOTROSA, tiene que emplear generación propia para satisfacer su demanda, lo cual le representa mayores costos que el comprar directamente a la empresa eléctrica EMELESA; otras industrias tienen que restringir su producción en las horas de mayor demanda, lo que implica pérdidas económicas para las industrias. Así como a la empresa eléctrica también le representa pérdidas al no poder comercializar esa energía.
- La longitud del Alimentador Golondrinas, técnicamente no es el adecuado y la característica de mayor concentración de carga al final del alimentador, no permite lograr las mejoras operativas suficientes con la incorporación de pocos

elementos en el sistema para mantenerlo en condiciones operativas, lo cual representa inversión y sobre todo es un desperdicio de recursos por parte de la empresa eléctrica

- El crecimiento que ha experimentado la zona que es agroindustrial, permite prever que la demanda se incrementará con los índices anotados en el crecimiento de la demanda, por lo cual es necesario tener capacidad de reserva disponible para tales incrementos y que de esta manera no se paralice el desarrollo de la zona.

Sin lugar a dudas la necesidad de incorporar una subestación para mejorar la calidad y confiabilidad del sistema, es vital para la zona, las principales razones que justifican esta decisión son: la escasa capacidad que tiene la subestación Quinindé para servir el incremento de la demanda, las limitadas mejoras operativas que logran todos los otros recursos investigados, como balance de fases, uso de reguladores, aplicación de capacitores, entre los más importantes; las pérdidas en los ingresos que sufre la empresa eléctrica por las deficiencias en la calidad del servicio, las mejoras sustanciales en reducción de pérdidas y perfil de voltaje que inciden en la imagen de la empresa.

Para la incorporación de una nueva subestación, es necesario un estudio técnico-económico, pues así como se obtienen grandes ventajas como son el aumento de la capacidad del sistema, mejora en los niveles de voltaje, disminución en las pérdidas, mayor confiabilidad, y otros, también presenta desventajas como son el largo tiempo que se necesita para su instalación y puesta en servicio, además de su alto costo lo que limita su aplicación directa.

#### **4.5 NUEVA SUBESTACIÓN GOLONDRINAS [8]**

La alternativa de instalar una nueva subestación constituye una alternativa a largo plazo, demandando un estudio previo por el costo que esto representa. Como es lógico, la presencia de una nueva subestación y su capacidad se determina después de un estudio de las condiciones actuales de un sistema y de una proyección de la demanda, con sus consecuencias en el sistema.

#### **4.5.1 CRITERIOS PARA RECONFIGURACIÓN**

Para asignar las nuevas áreas de servicio de cada subestación, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:

1. La ubicación geográfica de las nuevas áreas de servicio de cada subestación debe ser acorde a la localización de cada subestación y tener límites basados en accidentes geográficos de fácil identificación.
2. La demanda asignada a cada subestación debe ser repartida proporcionalmente en cada una de ellas.
3. Encontrar límites entre subestaciones de tal manera que las áreas asignadas tengan su centro de gravedad de la carga lo más cerca posible de la ubicación real de cada subestación.

Por otro lado los parámetros que se deben tomar en cuenta para aceptar esta alternativa como válida son los siguientes: disponibilidad del terreno (costos), regulaciones del uso de tierra, localización de otras subestaciones existentes, así como de líneas de subtransmisión; se debe analizar el estado y la capacidad de las mismas. Otros factores importantes a considerar son: niveles de voltaje de los primarios, selección de la ruta de los alimentadores tamaño y capacidad de los equipos a utilizar, calibre de conductores, procedimientos, relaciones con los clientes, etc.

#### **4.5.2 DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE GRAVEDAD**

El procedimiento para encontrar el centro de carga, es a través de micro-áreas que vienen a ser subdivisiones del área de servicio de un sistema de distribución, en cuadrículas que tengan una superficie homogénea con una demanda proyectada que represente una fracción de la demanda máxima prevista por el primario. El centro de gravedad de la carga está definido como un punto con momentos eléctricos iguales para todas las cargas en el área considerada.

El centro de gravedad de la carga no es igual al centro geométrico del área de servicio, debido que la carga no se encuentra distribuida uniformemente, por esto al plano de micro áreas del área de servicio se escogen arbitrariamente ejes de referencia, entonces se calculan los momentos eléctricos de la siguiente manera:

$$\text{Centro de gravedad de la carga en } X = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Demanda en el eje } X * \text{Distancia en } X) i}{\text{Demanda Total}}$$

$$\text{Centro de gravedad de la carga en } Y = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Demanda en el eje } Y * \text{Distancia en } Y) i}{\text{Demanda Total}}$$

Por otra parte, la suposición que la subestación será correctamente ubicada cuando se haga coincidir con el centro de carga, considerando este como un punto estático en el que pudiera considerarse concentrada toda la carga, es también erróneo ya que físicamente este puede coincidir con lugares que no prestan garantía para la instalación de los equipos que conforman la subestación.

Para la ubicación del centro de carga se divide la carga para el número de alimentadores que se pronostica tener en el caso analizado son cuatro dado que el actual se debe mantener con un porcentaje de carga y la subestación por lo menos tres alimentadores para mejorar la calidad del servicio eléctrico (confiabilidad) y además se deben definir las zonas de incidencia de cada uno de los alimentadores.

La determinación del centro de carga en un alimentador de tipo rural como es el caso en estudio, no demuestra más que una aproximación debido a que las cargas no se encuentran distribuidas uniformemente sino más bien se encuentran concentradas a lo largo de una carretera o a lo largo del alimentador, por lo cual se han elegido dos alternativas de ubicación que brindan las garantías antes mencionadas para la construcción de una nueva subestación como son los poblados de Simón Bolívar (La Sexta) y Buenos Aires (Las Golondrinas)

Para el porcentaje de carga asignado para el actual alimentador, se tomaron en cuenta dos aspectos como son: la carga que será asignada a cada uno de los alimentadores y la factibilidad de operación del mismo, debido que el alimentador ya se encuentra construido, por esto al alimentador actual se ha seccionado entre las poblaciones denominadas Santa Isabel y La Comuna, lugar en donde podrá realizarse transferencia de carga en casos de contingencias.

Por lo mencionado anteriormente la distribución de la demanda se la representa en porcentajes relativos a la participación de cada uno de los alimentadores en cada uno de los casos analizados.

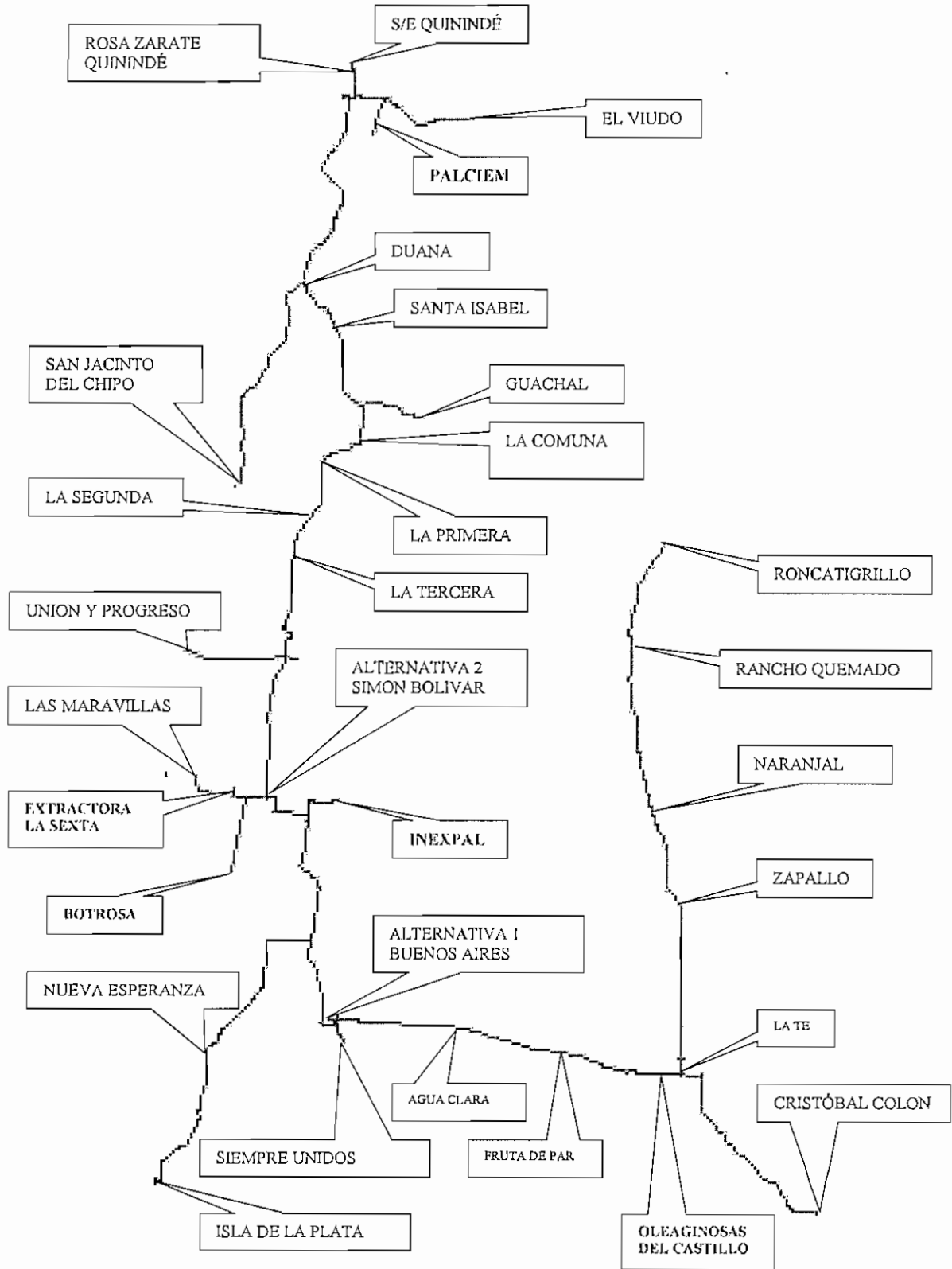
Al variar la ubicación de la subestación, también varían los límites del área de servicio de cada alimentador, por lo cual se tiene que analizar también las condiciones operativas de los primarios de las subestaciones adyacentes, porque cambiar los límites de los primarios implica modificar la carga instalada en los mismos y por lo tanto las caídas de voltaje en ramales extremos de los primarios

#### **4.5.3 UBICACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN**

Luego de elegir las posibles ubicaciones de la nueva subestación, es lógico que el siguiente paso sea la selección de la ruta de los alimentadores primarios, que se basa en la estructura actual del alimentador a fin de aprovechar todos los recursos disponibles.

Como se mencionó y se muestra en el Esquema 2, las alternativas de ubicación de la subestación están en los poblados de Simón Bolívar y Buenos Aires, estos sitios fueron designados debido que se encuentran lo más próximos a las cargas representativas del alimentador (principales consumidores) y cumplen con facilidades para movimiento de equipo durante la construcción y mantenimiento, constan de espacios que permiten las salidas de todos los primarios previstos en el desarrollo final de la subestación, facilidad para la construcción de las líneas de subtransmisión que requieren mayor espacio que un primario de distribución, además son las áreas de mayor densidad de carga.

**ESQUEMA 2**  
**ESQUEMA DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS CON**  
**LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS**





Para obtener resultados que permitan evaluar las condiciones técnicas de las dos alternativas, se debe realizar la simulación de los nuevos alimentadores denominados como auxiliares y que cubren una respectiva zona y con una carga instalada para cada una de las alternativas como se presenta en la Tabla 4.10 y Tabla 4.11 para la Alternativa 1 y para la Alternativa 2 respectivamente.

**TABLA 4.10**

<i>ALTERNATIVA 1</i>		
<i>BUENOS AIRES (Golondrinas)</i>		
ALIMENTADOR	POBLACIONES	CARGA INSTALADA (kVA)
AUX 1	Buenos Aires, Las Golondrinas, Siempre Unidos, Agua Clara, Fruta de Par, La Té, Cristóbal Colón, Zapallo, Naranjal, Rancho Quemado, Ronca Tigrillo	1675
AUX 2	La Comuna, Guachal, La Primera, La Segunda, La Tercera, Simón Bolívar, Buenos Aires, Unión y Progreso	745
AUX 3	Las Maravillas (BOTROSA)	2295
GOLONDRINAS	Quinindé, El Viudo, San Jacinto del Chipó, Santa Isabel	1304

**TABLA 4.11**

<i>ALTERNATIVA 2</i>		
<i>SIMON BOLIVAR (La Sexta)</i>		
ALIMENTADOR	POBLACIONES	CARGA INSTALADA (kVA)
AUX 1	Simón Bolívar, Buenos Aires, Las Golondrinas, Siempre Unidos, Agua Clara, Fruta de Par, La Té, Cristóbal Colón, Zapallo, Naranjal, Rancho Quemado, Ronca Tigrillo	2195
AUX 2	Las Maravillas (BOTROSA)	2295
AUX 3	La Comuna, Guachal, La Primera, La Segunda, La Tercera, Simón Bolívar, Unión y Progreso	225
GOLONDRINAS	Quinindé, El Viudo, San Jacinto del Chipó, Santa Isabel	1304

El porcentaje de participación y la demanda proyectada para cada uno de los alimentadores propuestos se muestra en la Tabla 4.12. Cabe indicar que el alimentador Aux. 1 tiene el mayor porcentaje de carga y recorrido por lo cual será el que defina las condiciones críticas de operación, el alimentador Aux. 2 y Aux. 3 para la Alternativa 1 y 2 respectivamente por ser un alimentador expreso para la zona de Las Maravillas que posee la mayor industria maderera de la zona (BOTROSA) es un alimentador de recorrido corto con carga industrial y el alimentador Aux. 3 y Aux. 2 para la alternativa 1 y 2 respectivamente, que a pesar de ser un alimentador con un recorrido largo la densidad de carga en la zona es muy baja, así este alimentador permanecería para realizar transferencia de carga con el alimentador Golondrinas cuyo recorrido se escogió por facilidad de operación y estética del sistema.

**TABLA 4.12**

ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2		
BUENOS AIRES (Golondrinas)			SIMON BOLIVAR (La Sexta)		
	% PARTICIPACIÓN	MVA		% PARTICIPACIÓN	MVA
Aux. 1	27,8	1,757	Aux. 1	36	2,276
Aux. 2	12,4	0,784	Aux. 2	38,1	2,408
Aux. 3	38,1	2,408	Aux. 3	4,2	0,266
Golondrinas	21,7	1,372	Golondrinas	21,7	1,372

Considerando los datos mostrados en la tabla anterior, permite tener una idea del tipo y potencia de transformador que debería ser instalado en la nueva subestación, es decir para abastecer la demanda de la zona sería necesario instalar un transformador de 5 a 7 MVA.

Como se puede obtener el crecimiento de la demanda, también se podría obtener el crecimiento de la potencia instalada, pero eso requiere de un análisis muy detallado como por ejemplo saber la cargabilidad, tipo de usuarios, de cada uno de los transformadores que contiene el alimentador, lo cual no es parte del estudio, por lo tanto para tener un referente de comparación en cuanto a pérdidas y niveles de voltaje se realiza la simulación con los porcentajes que se establecieron anteriormente y la demanda actual como se muestran en la Tabla 4.13.

**TABLA 4.13**

<i>ALTERNATIVA 1</i>			<i>ALTERNATIVA 2</i>		
<i>BUENOS AIRES (Golondrinas)</i>			<i>SIMON BOLIVAR (La Sexta)</i>		
	% PARTICIPACIÓN	MVA		% PARTICIPACIÓN	MVA
Aux. 1	27,8	0,993	Aux. 1	36	1,286
Aux. 2	12,4	0,443	Aux. 2	38,1	1,361
Aux. 3	38,1	1,361	Aux. 3	4,2	0,150
Golondrinas	21,7	0,775	Golondrinas	21,7	0,775

Una vez obtenidos los resultados de la simulación que se presentan en el Anexo 6, para el análisis desbalanceado a demanda máxima, se presenta un resumen en las Tablas 4.14 y 4.15, para Alternativa 1 y Alternativa 2 respectivamente.

**TABLA 4.14**

*ALTERNATIVA 1*

*BUENOS AIRES (GOLONDRINAS)*

ALIMENTADOR	FASE	MAXIMA CAÍDA DE VOLTAJE			MAXIMA CARGA DEL CONDUCTOR			
		NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAÍDA	% NIVEL	NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAPACIDAD		
AUX 1	A	CRISTOBAL COLON	4.49	95.51	L GOLONDRINAS 2	16.15		
	B	RONCA TIGRILLO	15.33	84.67	AGUA CLARA 1	42.86		
	C	SIEMPRE UNIDOS 5	0.11	99.89	AGUA CLARA 1	15.54		
AUX 2	A	GUACHAL	7.49	92.51	BUENOS AIRES 9	37.49		
	B	UNION PROGRESO 4	2.55	97.45	FICO 2	31.46		
	C	LA COMUNA	3.60	96.40	FICO2	19.36		
AUX 3	A	PILADORA MARAVILLAS	1.07	98.93	FICO 3	10.84		
	B	BOTROSA P	0.66	99.34	FICO3	7.98		
	C	BOTROSA P	1.06	98.94	LAS MARAVILLAS	9.70		
GOLONDRINAS	A	SNT ISABEL	0.73	99.27	VIA GOLONDRINAS	18.67		
	B	SAN JACINTO	2.79	97.21	VIA GOLONDRINAS	41.01		
	C	EL VIUDO 12	0.48	99.52	VIA GOLONDRINAS	19.97		
		CARGA ACUMULADA EN EL ALIMENTADOR				PÉRDIDAS ACUMULADAS EN EL ALIMENTADOR		
DEMANDA	FASE	KVA	KW	KVAR	FP	KVA	KW	KVAR
AUX 1	A	353.1	333.3	116.5	0.94	8.1	4.5	6.7
	B	759.8	708.3	275.1	0.93	75.9	45.6	60.7
	C	321.6	303.9	105.3	0.94	4.7	2.4	4.0
AUX 2	A	1172.7	1103.0	398.5	0.94	53.8	26.2	47.0
	B	1449.0	1358.3	504.8	0.94	98.3	55.5	81.1
	C	745.8	702.0	251.6	0.94	16.5	7.2	14.9
AUX 3	A	1410.3	1327.1	477.0	0.94	57.3	27.7	50.2
	B	1623.8	1524.7	558.7	0.94	100.2	56.3	82.9
	C	958.1	903.0	320.1	0.94	19.4	8.3	17.5
GOLONDRINAS	A	1819.3	1715.4	606.0	0.94	59.1	28.4	51.8
	B	2522.3	2376.0	846.3	0.94	110.7	61.2	92.3
	C	1395.7	1318.3	458.3	0.94	21.7	9.4	19.5

**TABLA 4.15**  
*ALTERNATIVA2*

*SIMON BOLIVAR (LA SEXTA)*

ALIMENTADOR	FASE	MAXIMA CAÍDA DE VOLTAJE			MAXIMA CARGA DEL CONDUCTOR			
		NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAÍDA	% NIVEL	NOMBRE DE LA SECCIÓN	% CAPACIDAD		
AUX 1	A	CRISTOBAL COLON	8.45	91.55	SIMON BOLIVAR	25.09		
	B	RONCA TIGRILLO	21.06	78.94	SIMON BOLIVAR	43.23		
	C	SIEMPRE UNIDOS 5	0.63	99.37	FICO 1	18.77		
AUX 2	A	UNION PROGRESO	4.14	95.86	UNION PROGRESO 2	41.9		
	B	UNION PROGRESO 4	1.86	98.14	FICO 2	33.97		
	C	BOTROSA P	0.49	99.51	FICO2	16.86		
AUX 3	A	GUACHAL	0.51	99.49	GUACHAL 1	3.67		
	B	LA SEGUNDA 1	0.09	99.91	SIMON BOLIVAR 2	1.33		
	C	LA COMUNA	0.20	99.80	SIMON BOLIVAR 2	2.09		
GOLONDRINAS	A	SNT ISABEL 1	0.73	99.27	VIA GOLONDRINAS	19.10		
	B	SAN JACINTO	2.80	95.20	VIA GOLONDRINAS	41.58		
	C	EL VIUDO 12	0.49	97.51	VIA GOLONDRINAS	20.43		
CARGA ACUMULADA EN EL ALIMENTADOR					PÉRDIDAS ACUMULADAS EN EL ALIMENTADOR			
DEMANDA	FASE	KVA	KW	KVAR	FP	KVA	KW	KVAR
AUX 1	A	548.6	512.7	195.1	0.93	31.6	14.3	28.2
	B	946.8	866.6	381.2	0.92	149.0	74.4	129.0
	C	411.2	383.7	147.7	0.93	18.0	7.7	16.3
AUX 2	A	1434.9	1351.8	481.1	0.94	49.1	24.5	425
	B	1689.4	1571.3	620.6	0.93	161.1	81.0	139.3
	C	780.4	733.9	265.4	0.94	20.1	8.6	18.2
AUX 3	A	1472.4	1387.5	493.0	0.94	49.2	24.6	42.6
	B	1718.5	1599.0	629.7	0.93	161.2	81.0	139.3
	C	826.2	777.4	279.8	0.94	20.2	8.6	18.3
GOLONDRINAS	A	1882.5	1776.7	622.3	0.94	51.0	25.4	44.2
	B	2610.7	2444.9	915.6	0.94	171.8	86.0	148.8
	C	1264.8	1193.7	418.4	0.94	22.6	9.8	20.4

Es muy importante observar los perfiles de voltaje que se presentan en las Figuras 4. 4 y 4.5 para cada una de las alternativas presentadas, en donde se puede notar claramente la incidencia que tiene las nuevas configuraciones en la caída de voltaje. Además como se mencionó anteriormente el alimentador Aux. 1, será el de mayor importancia en la nueva subestación por lo cual requiere de un análisis más prolijo del mismo, ya que es el de mayor longitud y mayor porcentaje de carga. Uno de los parámetros que debemos tomar en cuenta es el desequilibrio de carga que tiene la nueva configuración, para reconfigurar y balancear las fases y obtener un porcentaje de caída de voltaje menor. Cabe indicar que la fase que se encuentra sobrecargada es la fase B.

FIGURA 4.4  
 Perfil de voltaje para la Alternativa 1  
 Buenos Aires (Golondrinas)

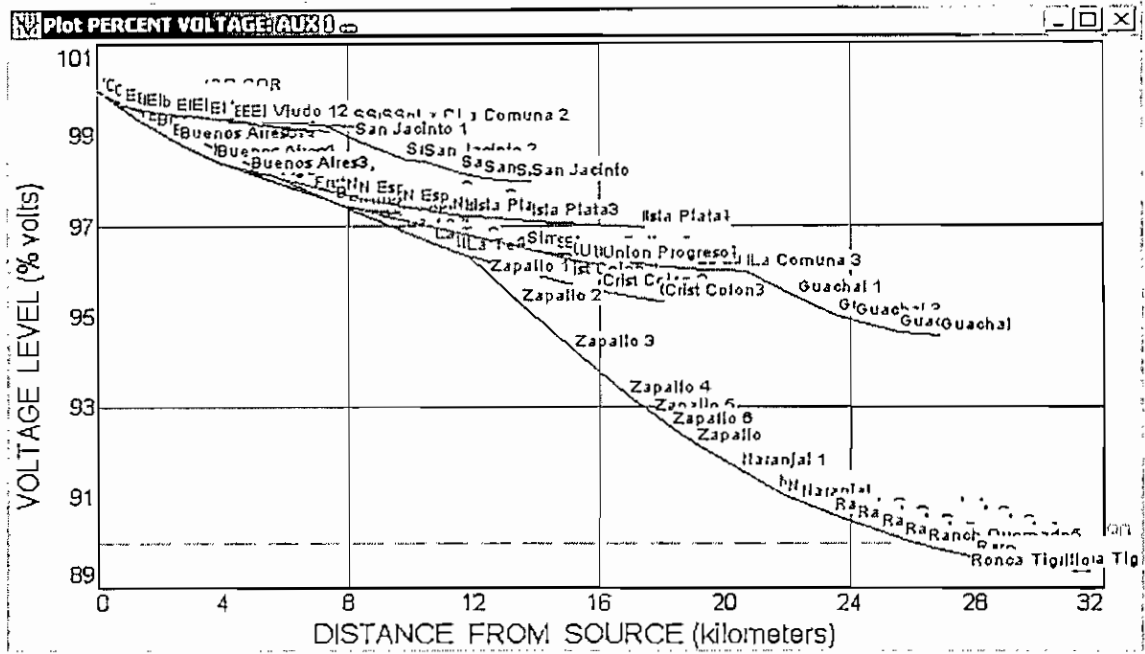
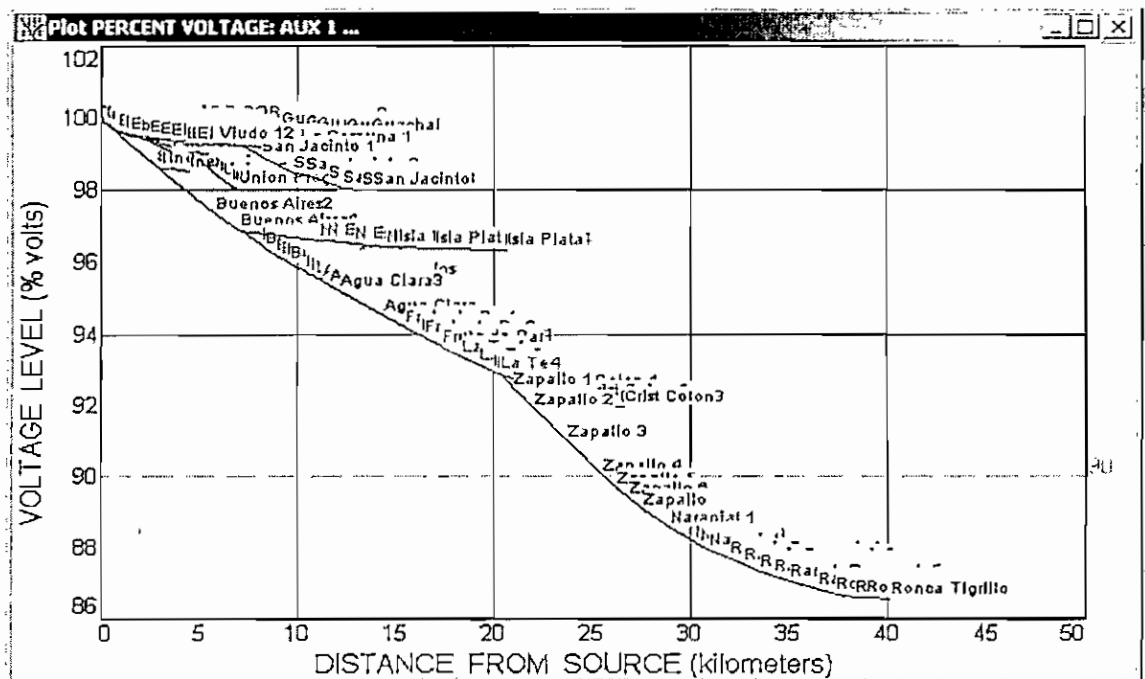


FIGURA 4.5  
 Perfil de voltaje para la Alternativa 2  
 Simón Bolívar (La Sexta)



Una vez analizados los cuadros y gráficos anteriores se puede encontrar que el porcentaje de pérdidas en cada uno de los alimentadores que se presenta en la Tabla 4.16, no varían de manera significativa en cada uno de las alternativas.

**TABLA 4.16**

<i>PÉRDIDAS PARA DEMANDA MAXIMA EN LOS ALIMENTADORES</i>		
<b>ALIMENTADOR</b>	<b>ALTERNATIVA 1</b>	<b>ALTERNATIVA 2</b>
AUX 1	4,51	8,03
AUX 2	3,64	1,21
AUX 3	1,31	0,26
GOLONDRINAS	0,67	0,69
<b>TOTAL</b>	<b>10,13</b>	<b>10,19</b>

Al comparar las pérdidas totales obtenidas con la ubicación de la nueva subestación con las del alimentador actual estas disminuyen en un 2.6%, lo cual implica un ahorro en cuanto a recursos ya que no se ha incluido ningún elemento adicional es decir no tiene incorporados reguladores o bancos de capacitores que podrían disminuir aun más las pérdidas en la nueva configuración, además del ahorro económico que implica el reducir las pérdidas.

Analizando el alimentador Aux. 1, se aprecia claramente que tanto las pérdidas como el perfil de voltaje son mejores en la Alternativa 1, por lo cual técnicamente se recomendaría esta alternativa. Pero el análisis debe conjugar criterios técnicos y económicos. En este análisis deben ser considerados factores importantes como el tiempo necesario para estudios, diseños, licitaciones o concursos si fuera necesario para la construcción y el equipo, entre otros.

## CAPÍTULO 5

### 5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

Teniendo establecido que un proyecto es el proceso de búsqueda y hallazgo de una solución inteligente al planteamiento de un problema, con la intención de resolver una de muchas necesidades humanas; es indispensable entender que tal acción debe tomarse con una base de decisión que justifique la aplicabilidad del proyecto. Tal aplicabilidad o viabilidad del proyecto obedece a estimar las ventajas y desventajas de asignar recursos a su realización, asegurando así la mayor productividad de los recursos.

La mayor parte de las decisiones se toman mediante la selección de la que se crea la mejor de varias alternativas posibles. En una gran cantidad de estos problemas, se llega a la decisión en forma intuitiva; esto es, no existe un esfuerzo sistemático para definir, medir y pesar las ventajas o los inconvenientes de las alternativas posibles. Muchas veces en el sector eléctrico, los ejecutivos toman decisiones intuitivas porque posiblemente no están al tanto de otra forma de llegar a ellas, o también por la muy buena razón de que el problema es de aquellos en los cuales no es posible realizar el intento sistemático de pesar las alternativas, bien sea porque el procedimiento no es útil o porque no es posible.

La evaluación económica, se refiere a identificar los costos y beneficios que representa la incorporación de un proyecto para la sociedad y de esta manera, medir el rendimiento del proyecto que satisfaga los requerimientos técnicos y que produzcan los mayores beneficios económicos en términos de recursos para las entidades e individuos en conjunto.

## 5.2 ELEMENTOS DE ANÁLISIS <sup>[13]</sup> <sup>[14]</sup>

El concepto de lo qué es una decisión sólida, no está totalmente definido desde el punto de vista cuantitativo, pero está asociado con la toma de una decisión, que sin necesidad de ser óptima para un caso específico, presenta un comportamiento "bueno" o "razonable" para todo el universo de posibles escenarios futuros. Bajo la premisa de que existe un compromiso entre rentabilidad y riesgo, una decisión sólida limita el riesgo que se desea asumir, y dentro de esa limitación selecciona la "mejor" alternativa desde el punto de vista de quien decide.

En términos cualitativos, la función a cumplir en la planificación estratégica bajo incertidumbre, puede definirse como el encontrar una estrategia que cumpla con las siguientes condiciones:

- Óptima, o cercana a la óptima, bajo condiciones favorables;
- Buena bajo una amplia gama de posibilidades; y
- Aceptable bajo las más adversas condiciones.

La evaluación tiene por objeto establecer si son viables o no las inversiones. Igualmente estimar indicadores que permitan priorizar los proyectos de inversión estableciendo cuáles son los proyectos prioritarios y cuáles no lo son. La mejor herramienta para este propósito es el análisis beneficio / costo, en el cuál se comparan todos los beneficios y costos de los proyectos y se determina la rentabilidad que se obtendría si se llevaran a cabo las inversiones.

El análisis beneficio / costo es el proceso de colocar cifras en dólares en los diferentes costos y beneficios de una actividad. Al utilizarlo, se puede estimar el impacto financiero acumulado de lo que se quiere lograr. Un análisis beneficio / costo por si solo no puede ser una guía clara para tomar una buena decisión ya que existen otros puntos que deben ser tomados en cuenta, como son los costos indirectos, impuestos, entre otros.



En el caso de los proyectos eléctricos, el análisis beneficio / costo debe hacerse bajo dos puntos de vista diferentes. El primero, con el objeto de determinar la rentabilidad económica para la empresa que lo ejecuta y el segundo con el objeto de establecer la rentabilidad social sobre la Zona como un todo.

El análisis beneficio /costo involucra los siguientes 6 pasos:

1. Llevar a cabo una lluvia de ideas o reunir datos provenientes de factores importantes relacionados con cada una de sus decisiones.
2. Determinar los costos relacionados con cada factor. Algunos costos, con la mano de obra, serán exactos mientras que otros deberán ser estimados.
3. Sumar los costos totales para cada decisión propuesta.
4. Determinar los beneficios en dólares para cada decisión.
5. Poner las cifras de los costos y beneficios totales en forma de una relación donde los beneficios son el numerador y los costos son el denominador.
6. Comparar las relaciones beneficios a costos para las diferentes decisiones propuestas. La mejor solución en términos financieros es aquella con la relación más alta de beneficios a costos.

Estos análisis se pueden realizar, si existe información suficiente y confiable. La obtención de buenos resultados depende de la calidad de la información utilizada.

### **5.3 METODOS PARA EL ANÁLISIS BENEFICIO/ COSTO**

Diferentes métodos pueden ser utilizados para calcular la relación beneficio/costo. Los métodos más sofisticados consideran el tiempo–valor del dinero, como parte del análisis beneficio / costo. El tiempo–valor del dinero, también conocido como el factor de descuento, es simplemente un método utilizado para convertir el valor futuro del dinero en valor presente (dólares futuros a dólares presentes).

Este método se basa sobre la premisa de que el dólar de hoy tiene mas valor que un dólar en unos años en el futuro debido a los intereses o a la ganancia que se pueda obtener. Incluir el tiempo–valor del dinero, puede ser crucial para la salud financiera de una empresa, ya que los esfuerzos por mejorar pueden requerir de compromisos de capital por un período de tiempo prolongado.

Los métodos comunes para el análisis beneficio / costo incluyen: Punto de equilibrio, Periodo de devolución, Valor presente neto y Tasa interna de retorno

### **5.3.1 PUNTO DE EQUILIBRIO**

Observar el punto de equilibrio para realizar un esfuerzo por mejorar es una de las formas más sencillas de hacer el análisis de beneficio/ costo. El punto de equilibrio es el tiempo que tomaría para que el total de los ingresos incrementados y/o la reducción de gastos sea igual al costo total. Sin embargo, no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

### **5.3.2 PERIODO DE AMORTIZACIÓN**

El periodo de amortización es el tiempo requerido para recuperar el monto inicial de una inversión de capital. Este método calcula la cantidad de tiempo que se tomaría para lograr un flujo de caja positivo igual a la inversión total. Toma en cuenta beneficios, tales como el valor asegurado. Este método indica esencialmente la liquidez del esfuerzo por mejorar un proceso en vez de su rentabilidad. Al igual que el análisis del punto de equilibrio, el análisis del periodo de devolución no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

### **5.3.3 VALOR PRESENTE NETO**

El valor presente neto, representa el valor presente de los flujos salientes de caja menos la cantidad de inversión inicial. El valor presente del flujo de caja futuro es calculado utilizando el costo del capital como un factor de descuento es convertir el valor futuro del dinero en valor presente (dólares futuros a dólares presentes) y se expresa como  $1 + a$  tasa de interés

### 5.3.4 TAZA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que hace que la ecuación de la inversión inicial, con el valor presente de los futuros flujos de caja entrantes sean igual a cero.

## 5.4 CONSIDERACIONES GENERALES

En el capítulo anterior se analizaron las condiciones técnicas de las posibles alternativas que la empresa puede considerar para la ubicación de una nueva subestación, dicho análisis señaló únicamente las posibilidades técnicas sin señalar su costo. En este capítulo se realiza el análisis económico para determinar la conveniencia de las alternativas que se plantean en el capítulo anterior y que fueron consideradas individualmente. Este análisis es una condición necesaria para poder establecer conclusiones y recomendaciones objetivas en lo referente a la temática analizada y al caso en consideración.

Aunque en general el análisis económico puede emprenderse con mucha profundidad y precisión, en este estudio se desarrollará en forma simplificada, suficiente para el nivel de planificación y exacta sobre los costos que se involucran en el análisis. En el capítulo se presentan los indicadores referenciales sobre la conveniencia de tomar acciones por parte de la empresa, respecto a la ubicación de la nueva subestación.

Para el análisis se han tomado las siguientes consideraciones :

1. Se podría plantear un conjunto amplio de alternativas, pero las de mayor factibilidad son las analizadas.
2. Se requiere asesoría para evaluar los factores tecnológicos y sus efectos en los parámetros económicos.
3. Se deben considerar todas las alternativas incluso la nula, es decir, el hacer nada.

4. Se enfrenta el futuro, por lo que hay que hacer predicciones, lo que origina el riesgo asociado a todo proyecto de inversión.
5. Solo se deben considerar los factores relevantes relacionados con el problema.
6. Hay necesidad de hacer suposiciones y simplificaciones.
7. Si se requiere usar modelos, se deben probar previamente.
8. Se debe aplicar el juicio o sentido común, para los factores no cuantificables NO CUANTIFICABLES.
9. Hay que DECIDIR.

Para evaluar un proyecto desde el punto de vista socioeconómico, existen algunos indicadores típicos que coadyuvan a evaluar en términos sociales un proyecto, puesto que éstos suelen originar modificaciones al ponerse en operación. Al evaluar un proyecto de inversión, se puede comparar los indicadores con sus similares del producto interno bruto o de otro proyecto de características parecidas.

Hasta hace poco tiempo no se pedía que los proyectos de inversión contemplaran un análisis de cómo su construcción, operación o ambas podría afectar el equilibrio de la naturaleza. Hoy en día se requiere conocer si el proyecto afectara de alguna manera los seres vivos (sean humanos, animales o vegetales); si es así, el proyecto en su fase de diseño deberá contemplar un estudio que considere o respete la normatividad de los desarrollos sustentables. Se puede afirmar que para las dos alternativas en consideración, se trata de un costo muy similar para solventar los problemas ambientales.

Por el análisis anterior se nota que en algunas ocasiones, no hace falta valorar todos los beneficios o costos que están presentes. Las consideraciones no cuantificables deben incluirse en la decisión final como se hace en otros métodos de análisis. De todas maneras, los resultados de un análisis beneficio/costo correcto deben coincidir con los resultados proporcionados por otros métodos de análisis como valor presente, valor anual equivalente o tasa de retorno sobre la inversión incremental.

## 5.5 COSTOS DE LOS PROYECTOS

Los costos de los proyectos son de dos tipos:

- Costos de inversión.
- Costos de operación y mantenimiento.

Los costos de inversión dependen del proyecto en particular y deben ser presentados en precios constantes del año base. Es conveniente desglosar los costos de inversión en las siguientes categorías:

- Materiales y equipos
- Mano de obra
- Imprevistos
- Subsidios e impuestos.

Dentro de los requerimientos para la construcción del proyecto se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos que se involucran dentro de cada uno de ellos:

1. Estudios y diseños
2. Lugar de construcción (terrenos y vías)
3. Equipos y materiales
4. Montaje y puesta en servicio

A continuación se presentan los elementos básicos para cubrir las necesidades de equipamiento de las alternativas en estudio. Sin embargo se necesita un mayor detalle de cada uno de los elementos a ser considerados, pero con el análisis en macro es suficiente para la etapa de planeamiento.

Es así como, en la Tabla 5.1. se presenta los costos para la construcción de la nueva subestación, en la Tabla 5.2 los costos que representa la construcción de una salida a 69 kV, además para los sistemas de subtransmisión (69 kV) y distribución (13.8 kV), se tienen los precios referenciales de constructores dedicados a esta actividad, los precios referenciales son por kilómetro de línea construida, lo cual se observa en las Tablas 5.3 y 5.4 respectivamente.

**TABLA 5.1**

<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN 5/6,25 MVA</i>		
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
1	ESTUDIOS Y DISEÑOS (5%) DEL COSTO TOTAL	\$ 22.000,00
2	COMPRA DE TERRENO	\$ 5.000
3	EQUIPOS	
	TRANSFORMADOR 10/12 MVA, 69/13.8 KV	\$ 200.000
	INTERRUPTOR DE 69 KV EN SF6	\$ 70.000
	INTERRUPTOR DE 13.8 KV EN SF6	\$ 40.000
	SECCIONADOR DE 69 KV CON PALANCA	\$ 7.000
	CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA	\$ 2.000
	PORTICO DE 69 KV	\$ 3.000
	PARARRAYOS 69 KV	\$ 12.000
	SECCIONADORES DE 15 KV (39) (\$ 80 C/U)	\$ 3.120
	PARARRAYOS 15 KV (15) (\$ 90 C/U)	\$ 1.350
	PORTICO DE 13.8 KV	\$ 3.500
	MISELAÑOS PARA CONTROL, PROTECCION	\$ 15.000
	RECONECTADORES (4)	\$ 80.000
4	MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	
	MANO DE OBRA	\$ 30.000
	ADMINISTRACION Y DIRECCION TECNICA	\$ 10.000
	TRANSPORTE DE EQUIPOS	\$ 5.000
	OBRAS CIVILES CON SALA DE CONTROL	\$ 35.000
COSTO TOTAL DE LA SUBESTACIÓN		\$ 543.970,00

**TABLA 5.2**

<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA POSICIÓN EN UNA SUBESTACIÓN 5/6,25 MVA</i>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO</b>
1	ESTUDIOS Y DISEÑOS (5%) DEL COSTO TOTAL	\$ 6.000,00
2	COMPRA DE TERRENO	\$ 2.000
3	EQUIPOS	
	INTERRUPTOR DE 69 KV EN SF6	\$ 70.000
	SECCIONADOR DE 69 KV CON PALANCA	\$ 7.000
	CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA	\$ 2.000
	PORTICO DE 69 KV	\$ 3.000
	PARARRAYOS 69 KV	\$ 12.000
	SECCIONADORES FUSIBLES 69 KV	\$ 6.000
	MISELAÑOS PARA CONTROL, PROTECCION	\$ 10.000
	TC's 69 KV	\$ 6.500
	TP'S 69 KV	\$ 6.500
4	BANCO DE BATERIAS CON CARGADOR	\$ 10.000
	MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	
	MANO DE OBRA	\$ 11.000
	ADMINISTRACION Y DIRECCION TECNICA	\$ 4.000
	TRANSPORTE DE EQUIPOS	\$ 3.000
	OBRAS CIVILES CON SALA DE CONTROL	\$ 2.000
<b>COSTO TOTAL DE LA POSICIÓN</b>		<b>\$ 161.000,00</b>

**TABLA 5.3**

<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA A 69kV</i>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>COSTO/km</b>
1	ESTUDIOS Y DISEÑOS	\$ 1.000,00
2	COMPRA DE TERRENO (CON DERECHO DE VIA)	\$ 2.000
3	EQUIPOS	\$ 12.000
4	MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	\$ 10.000
<b>COSTO TOTAL POR KILOMETRO DE LÍNEA</b>		<b>\$ 25.000,00</b>

**TABLA 5.4**

<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA A 13,8kV</i>		
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO/km
1	ESTUDIOS Y DISEÑOS	\$ 1.000,00
2	COMPRA DE TERRENO (CON DERECHO DE VIA)	\$ 1.000
3	EQUIPOS	\$ 7.000
4	MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	\$ 4.000
COSTO TOTAL POR KILOMETRO DE LÍNEA		\$ 13.000,00

## 5.6 BENEFICIOS DE LOS PROYECTOS

La incorporación de la subestación beneficia en la operación del sistema eléctrico para efectos de atender el incremento futuro de la demanda y por lo tanto tener un mayor porcentaje de venta de energía.

Uno de los beneficios cuantificables es la disminución de las pérdidas en el alimentador por lo tanto es la recuperación de kW y kWh, lo cual implica para la empresa mayores ingresos económicos, como se indica en la Tabla 5.6. Cabe indicar que los sistemas incorporados como alternativas no disponen de ningún elemento adicional para reducir el porcentaje de pérdidas en esta modelación. El valor asumido para evaluar las pérdidas es 8 centavos el kWh.

**TABLA 5.6**

Sistema	%pérdidas	pérdidas kW	pérdidas diarias kWh	\$al día	\$ al año
Actual	13,53	462,73	11105,42	88,84	32427,84
Alternativa 1	10,13	346,45	8314,70	66,52	24278,94
Alternativa 2	10,19	348,50	8363,95	66,91	24422,74

Analizando la tabla anterior se nota claramente la importancia que tiene la incorporación de una nueva subestación en el sistema, que a más de reducir las pérdidas implica ingresos a la empresa los cuales pueden ser utilizados para pagar la inversión, es decir se autofinanciaría el proyecto.



Al mejorar la confiabilidad del sistema, EMELESA obtiene mayores beneficios económicos en cuanto disminuyen las penalizaciones por energía no suministrada al usuario. Además las pérdidas económicas que no han podido ser cuantificadas de manera detallada, es cuando las empresas dejan de producir y los beneficios que EMELESA, recibiría al poder comercializar esta energía.

La empresa eléctrica al no suministrar la energía a sus consumidores en condiciones satisfactorias, tiene penalizaciones de tipo económico, es decir tiene que pagar una multa de 8 dólares por cada kWh, según el Reglamento del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

En cuanto a mejorar el nivel de voltaje no solamente es un beneficio para el consumidor al incrementar la eficiencia y la vida útil de la maquinaria, sino además el beneficio es para la empresa debido a que no tiene que incorporar elementos a la red como son reguladores de voltaje o banco de capacitores.

Al tener un número mayor de alimentadores se puede mejorar la planificación en lo que se refiere a operación y mantenimiento de cada uno de los alimentadores optimizando recursos técnicos y humanos.

No se toma en cuenta la situación actual ya que el único "beneficio" que presentaría es que la empresa no tendría que realizar ninguna inversión, es decir el usuario seguirá siendo servido pero no con las condiciones técnicas adecuadas.

## **5.7 ESQUEMA DE ANÁLISIS**

Tomando en cuenta que, la duración en la vida de un equipo o de una instalación es el tiempo por el cual está en condiciones de ofrecer la eficiencia funcional antes definida, de manera que opere correctamente desde el punto de vista técnico, que el número de fallas que se presente sea el menor posible o que las reparaciones que sea necesario hacer no resulten costosas comparativamente con el costo del equipo o de la instalación.

Para el análisis se tomará en cuenta cada uno de las alternativas con los costos que representaría tener el proyecto completo, luego se compara con un beneficio estimado por las condiciones anteriores que asciende a la cantidad de \$2.000.000 para establecer un índice entre los dos, este beneficio se toma a un groso modo ya que existen parámetros en los beneficios que no pueden ser cuantificados al azar sino que necesitan un estudio profundo, además las dos alternativas analizadas presentan beneficios similares.

### 5.7.1 ALTERNATIVA 1 (BUENOS AIRES)

Para esta alternativa es necesario la construcción de la subestación con su respectiva posición, también la construcción de la línea de subtransmisión de 69 kV con una extensión de aproximadamente 38 km, en cuanto se refiere a los alimentadores a 13.8 kV se tendría que construir uno para el alimentador expreso a la zona de Las Maravillas cuya extensión tendía unos 12 km aproximadamente, además se tendría unos 3 km en lo que corresponde a las salidas de los alimentadores.

Con las consideraciones anteriores y tomando los datos presentados en las Tablas 5.1, 5.2, 5.3, y 5.4 el costo total para la implementación de esta alternativa se presenta en la Tabla 4.6.

**TABLA 4.6**

<i>ALTERNATIVA 1</i>			
<b>ELEMENTO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO</b>	<b>TOTAL</b>
SUBESTACIÓN 5/6.25 MVA, 69/13.8 KV	1	\$543.970	\$543.970
POSICIÓN 69 KV	1	\$161.000	\$161.000
LÍNEA 69 kV (km)	38	\$25.000	\$950.000
LÍNEA 13,8 KV (km)	15	\$13.000	\$195.000
COSTO TOTAL PROYECTO			\$1.849.970

### 5.7.2 ALTERNATIVA 2 (SIMÓN BOLÍVAR)

A igual que la alternativa anterior es necesario la construcción de la subestación con su respectiva posición, también la construcción de la línea de subtransmisión de 69 kV con una extensión de aproximadamente 28 km, en cuanto se refiere a los alimentadores a 13.8 kV se tendría que construir unos 3 km en lo que corresponde a las salidas de los alimentadores.

Con las consideraciones anteriores y tomando los datos presentados en las Tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 el costo total para la implementación de esta alternativa se presenta en la Tabla 5.7.

**TABLA 5.7**

<i>ALTERNATIVA 2</i>			
<b>ELEMENTO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO</b>	<b>TOTAL</b>
SUBESTACIÓN 5/6.25 MVA, 69/13.8 KV	1	\$543.970	\$543.970
POSICIÓN 69 KV	1	\$161.000	\$161.000
LÍNEA 69kV (Km.)	28	\$25.000	\$700.000
LÍNEA 13,8 (Km)	3	\$13.000	\$39.000
COSTO TOTAL PROYECTO			\$1.443.970

### 5.7.3 NO HACER NADA

Al calcular la relación beneficio/costo para una alternativa dada, es importante darse cuenta que los beneficios y los costos utilizados en el cálculo representan los incrementos o las diferencias entre dos alternativas. Esta alternativa siempre se dará puesto que no hacer nada es a veces una alternativa aceptable, a pesar de los incrementos de elementos que se necesitarían en la red para poder mejorar en algo el sistema en cuanto a confiabilidad y calidad de servicio; pero los costos que esto implicaría serían enormes con relación al beneficio, además los costos que representan el bajo nivel de voltaje y las pérdidas que tiene el sistema con la configuración actual, hacen que esta alternativa no sea evaluada y a su vez es desechada.

Ahora, al realizar la relación beneficio/costo ( $B / C: > 1$ . Entre mayor sea la relación mayor prioridad tiene el proyecto); se encuentra, que la Alternativa 1 (Buenos Aires) tiene una relación de 1.08, en tanto, la Alternativa 2 (Simón Bolívar) presenta una relación de 1.39, lo cual indica Alternativa 2 (Simón Bolívar), es la mejor alternativa de construcción. Por otro lado, Alternativa 1 (Buenos Aires) presenta uno de los mayores inconvenientes ya que se tendría que construir un tramo de línea de 69 kV y otro de 13.8 kV de mayor longitud que la Alternativa 2, lo cual representa un impacto ambiental de consideración en la zona.

Debido que el análisis de viabilidad económica y social de los proyectos se lleva a cabo cuando técnicamente se ha comprobado que éstos pueden realizarse. Sin embargo, la evaluación de los proyectos generalmente permite tener herramientas de juicio sobre el dimensionamiento de los mismos. Por lo cual analizando técnica y económicamente el proyecto que mejor se ajusta a los requerimientos planteados es la Alternativa 2, es decir la subestación debería ser ubicada en el sector Simón Bolívar (La Sexta).

## CAPÍTULO 6

### 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ◆ La situación actual del alimentador Golondrinas es crítica debido al porcentaje de pérdidas del 12.27% que posee, además el porcentaje de caída de voltaje excede los límites tolerables para un alimentador, es así que se tiene un 22.18% a demanda máxima, por lo cual es urgente tomar acciones que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico de la zona.
- ◆ Al analizar las diferentes formas de mejorar las condiciones operativas del Alimentador Golondrinas, se encuentra que la única solución sólida y de largo plazo es la incorporación de una nueva subestación en el sector Simón Bolívar. Cabe indicar que los ingresos económicos por reducción de las pérdidas de energía en el alimentador y los incrementos de ventas podrían solventar la inversión que se realice para incorporar la nueva subestación.
- ◆ La incorporación de una nueva subestación en el sector Simón Bolívar (La Sexta), se vuelve ineludible debido a que el Alimentador Golondrinas representa el 62,53% de la demanda actual en la Subestación Quinindé, a lo cual se añade el crecimiento de la demanda que esta zona experimentará y que en total asciende a 6.2 MW para el año horizonte. Además los recursos económicos que la empresa está perdiendo al dejar de vender energía a las industrias que han optado por la generación propia y parar su producción por las deficientes condiciones del servicio, justifican plenamente la incorporación de la subestación al sistema de EMELESA.

- ◆ Como la proyección de demanda se realizó para 10 años estableciendo el 2013 como año horizonte, se encuentra que la capacidad instalada de la subestación Quinindé (6,25 MVA), no abastece dichos incrementos que llegan a 14,75 MW, por lo cual se hace necesario la incorporación de un nuevo transformador en dicha subestación.
  
- ◆ Al redistribuir la carga y seccionar el actual Alimentador Golondrinas ubicando una nueva subestación, la carga que posee actualmente la Subestación Quinindé se reduce significativamente, por lo cual se recomienda la instalación de un transformador en la Subestación Quinindé de una potencia de 10 MVA y el que actualmente sirve ahí trasladarlo a la nueva subestación denominada en este trabajo como La Sexta, de esta manera se ahorra y optimiza recursos para la Empresa.
  
- ◆ Las deficiencias operativas que presenta actualmente el alimentador pueden ser mitigadas para un corto tiempo, mientras se construye la nueva subestación. Se recomiendan como alternativas: la ubicación de un nuevo regulador en la Zona de Agua Clara, cambiar el calibre del conductor en la salida del alimentador y en la red a partir de Golondrinas, además de equilibrar las cargas ya que la fase B es la que mayor porcentaje de carga posee, esta carga puede repartirse con la fase C.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

1. **CALLE, Jorge; VILLAVICENCIO, Luis.** "Optimización de la operación de los alimentadores primarios de distribución", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1991.
2. **CONELC,** "Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación N° CONELC – 004/01, Dirección electrónica: [www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec), Mayo, 2001.
3. **SERCONEL Cia. Ltda.,** "Diagnóstico técnico del sistema eléctrico EMELESA", Memoria Técnica, 2000.
4. **SERCONEL Cia. Ltda.,** "Manual de operación de la subestación Quinindé", Manual de operación, 2000.
5. **INSUASTI, Alex; ZALDUMBIDE, Alex.** "Planeamiento a corto plazo del sistema de distribución del área de Papallacta - Baeza", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2002.
6. **POVEDA, Mentor.** "Planificación de sistemas de distribución", Escuela Politécnica Nacional, 1987.
7. **Scott & Scott,** "Manual del Usuario DPA/G"
8. **WESTINGHOUSE,** "Distribution Systems: Electric Utility Engineering Reference Book", Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, Pa., U.S.A., 1965.

- 
9. **ESPIN, Luis.** "Planificación de sistemas de distribución, subestaciones y alimentadores trifásicos", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1986.
  10. **EMPRESA ELÉCTRICA ESMERALDAS (EMELESA),** "Plan de expansión 2001-2010", Memoria Técnica, 2000.
  11. **RIVERA, Lucio.** "Planeamiento a corto plazo para el sistema eléctrico de la ciudad de Ibarra", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1987.
  12. **KAROLYS, Marco.** "Análisis de la incorporación de la subestación Pérez Guerrero", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1998.
  13. **VÉLEZ, Claudio.** "Evaluación del seccionamiento en redes de distribución mediante índices de confiabilidad y costos", Escuela Politécnica Nacional, 1988.
  14. **GONEN – TURAN,** "Electronic Power Distribution System Engineering", McGraw- Hill, New York, US, 1986.



**ANEXO 1**  
**DATOS DEL LEVANTAMIENTO DEL**  
**ALIMENTADOR GOLONDRINAS**

DATOS DEL LEVANTAMIENTO												
POSTE No	ESTRUCTURA TIPO	LONGITUD METROS	CALIBRE	FASES			TRANSFORMADOR			UBICACIÓN GEOGRAFICA		
				A	B	C	KVA	A	B	C	X	Y
0	CP	0	4/0	X	X	X					68,8	36,6
6	CP	265	4/0	X	X	X	50	X	X	X	70,1	36,7
15	VP	310	4/0	X	X	X	75	X	X	X	70,35	36,7
20	CP	225	4/0	X	X	X					70,7	36,7
25	VP	140	4/0	X	X	X	62,5		X		70,7	36,6
28	VP	100	4/0	X	X	X	134		X		70,7	36,5
39	CP	530	4/0	X	X	X	15		X		71,6	36,45
42	CP	150	4/0	X	X	X	50	X			71,8	36,4
47	CP	250	4/0	X	X	X	10		X		72,3	36,1
54	CP	440	4/0	X	X	X	75	X	X	X	72,5	35,9
57	CP	300	4/0	X	X	X	10	X			72,7	35,7
64	CP	700	4/0	X	X	X	10	X			73,2	35,85
67	CP	450	4/0	X	X	X	5	X			73,5	36,1
71	CP	400	4/0	X	X	X	25		X		74	36,1
72	CP	100	4/0	X	X	X	15		X		74,1	36,1
75	CP	300	4/0	X	X	X	5	X			74,1	36
87	CP	1200	4/0	X	X	X	5			X	75,2	35,6
99	CP	1200	4/0	X	X	X	5		X		76,2	35
102	CP	250	4/0	X	X	X					76,5	34,9
104	CP	100	4/0	X	X	X	10			X	76,6	35,05
112	CP	800	4/0	X	X	X	10			X	77,2	35,55
116	CP	400	4/0	X	X	X	10	X			77,5	35,8
121	CP	500	4/0	X	X	X	5		X		77,9	36
124	CP	300	4/0	X	X	X	5			X	78,3	36,1
125	CP	100	4/0	X	X	X	5			X	78,4	36,1
132	CP	700	4/0	X	X	X	5			X	78,9	36,1
145	CP	1300	4/0	X	X	X	5		X		80,2	36,5
146	CP	100	4/0	X	X	X					80,3	36,6
154	CP	800	4/0	X	X	X	5	X			81,3	36,7
162	CP	800	4/0	X	X	X	10		X		81,65	36,05
163	CP	100	4/0	X	X	X	10			X	81,7	35,9
165	CP	200	4/0	X	X	X	10			X	81,9	35,7
172	CP	700	4/0	X	X	X	25			X	82,5	34,35
185	CP	1300	4/0	X	X	X	15		X		83,85	35
189	CP	400	4/0	X	X	X	5		X		84,3	34,65
204	CP	1500	4/0	X	X	X	5	X			86	34,5
206	CP	200	4/0	X	X	X	10			X	86,7	34,5
216	CP	1000	4/0	X	X	X	10		X		88,2	34,25
256	CP	4000	4/0	X	X	X					92,2	33,7
261	CP	250	4/0	X	X	X	15	X			92,2	34
278	CP	1400	4/0	X	X	X					92,6	35,1
282	CP	400	4/0	X	X	X	5	X			93	35,1
309	CP	2700	4/0	X	X	X	10	X			95,4	35,4
319	CP	1100	4/0	X	X	X					96,7	35,25
320	CP	100	4/0	X	X	X	10			X	97	35,2
331	CP	1100	4/0	X	X	X	5		X		97,7	35,4
333	CP	200	4/0	X	X	X	50		X		98,1	35,5
338	CP	500	4/0	X	X	X	15	X			98,4	35,55

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

341	CP	300	4/0	X	X	X	15			X	98,9	35,55
343	CP	200	4/0	X	X	X	75	X	X	X	99,1	35,55
345	CP	200	4/0	X	X	X	25		X		99,3	35,55
353	VP	810	4/0	X	X	X	25			X	99,2	35,7
357	VP	210	4/0	X	X	X	30	X	X	X	99,1	35,7
359	CP	100	4/0	X	X	X	15		X		99,1	35,8
362	CP	160	4/0	X	X	X	30	X	X	X	99,1	36,05
364	CP	100	4/0	X	X	X					99,2	36,05
366	CP	300	1/0	X	X	X	75	X	X	X	99,2	36,3
368	CP	400	1/0	X	X	X	25			X	99,2	36,6
373	CP	500	1/0	X	X	X	15		X		99,2	37
392	CP	2300	1/0	X	X	X	10			X	99,4	39,6
402	CP	1000	1/0	X	X	X	5		X		99,7	40,9
410	CP	800	1/0	X	X	X	5	X			99,9	41,7
412	CP	200	1/0	X	X	X	10	X			100,05	42,05
420	CP	800	1/0	X	X	X	5			X	100,2	42,8
421	CP	100	1/0	X	X	X	10			X	100,3	43,1
431	CP	1000	1/0	X	X	X	5	X			100,5	44,3
440	CP	900	1/0	X	X	X	5			X	100,8	45
450	CP	700	1/0	X	X	X	25			X	108,8	45,8
453	CP	150	1/0	X	X	X					100,9	46,7
455	CP	200	1/0	X	X	X	25		X		100,5	46,7
6,2	UP	40	4	X			15	X			70,2	36,9
20,0	CP	30	4/0	X	X	X	30	X	X	X	70,7	36,75
20,1	CP	40	1/0	X	X	X	37,5			X	70,7	36,8
20,2	CP	60	1/0	X	X	X	25		X		70,75	36,9
20,5	CP	400	1/0	X	X	X	25			X	70,9	37,35
20,7	CP	160	1/0	X	X	X	10	X			70,9	37,45
20,9	CP	110	1/0	X	X	X					70,9	37,5
20,9,8	CP	950	1/0	X	X	X	50		X		71,7	38,45
20,9,13	CP	500	1/0	X	X	X	300	X	X	X	71,6	39,1
							15			X	71,6	39,1
20,9,14,5	UP	600	4			X	10			X	71,5	39,5
20,9,14,13	UP	800	4			X	10			X	71,5	39,9
20,9,14,15	UP	200	4			X	5			X	71,5	40,1
20,9,14,18	UP	300	4			X	5			X	71,5	40,4
20,15	CP	500	1/0	X	X	X	100	X	X	X	72,4	37
102,5	UP	950	4			X	10		X		76,9	34,5
102,19	UP	1600	4			X	5		X		78,5	34,2
102,25	UP	600	4			X	5		X		79,2	33,8
102,37	UP	1200	4			X	5		X		80	33,2
102,43	UP	700	4			X	25		X		80,9	33,1
102,52	UP	1000	4			X	5		X		81,9	33,2
102,56	UP	500	4			X	10		X		82,4	32,95
146,10	UP	1650	4	X			5	X			80,3	37,8
146,18	UP	1290	4	X			5	X			80,5	38,2
146,21	UP	540	4	X			5	X			80,55	38,8
146,29	UP	1440	4	X			10	X			81	39,7
146,37	UP	1260	4	X			10	X			81,4	40,5
216,14	CP	1500	4	X	X	X	5			X	88,1	32,7
216,16	CP	200	4	X	X	X	5	X			88,1	32,4
216,21	VP	450	4	X	X	X	15	X			87,9	32,1
216,24	VP	150	4	X	X	X	25		X		87,9	31,95
216,28	VP	150	4	X	X	X	15	X			87,9	31,8

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

256,3	CP	250	4/0	X	X	X	30	X	X	X	92,2	33,45
256,10	CP	350	4/0	X	X	X	25		X		92,2	33
256,14	CP	250	4/0	X	X	X	15			X	92,2	32,9
256,14,7	CP	700	4/0	X	X	X					91,3	32,8
256,14,7,10	UP	1500	2	X			25	X			92	31,2
256,14,9	CP	200	4/0	X	X	X	200	X	X	X	91	32,8
256,39	CP	1600	4/0	X	X	X	2000	X	X	X	94,4	32,7
278,2	CP	300	4	X	X	X	5	X			92,3	35,1
278,6	CP	400	4	X	X	X	5	X			92,3	35,6
278,16	CP	1000	4	X	X	X	200	X	X	X	92,4	36,6
319,30	CP	4100	2	X	X	X	45	X	X	X	98,5	33,5
319,32	CP	400	2	X	X	X	5	X			98,9	33,1
319,39	CP	1400	2	X	X	X	5	X			100,2	32,1
319,47	CP	1600	2	X	X	X	10	X			101,7	31,9
319,52	CP	400	2	X	X	X	10	X			102	31,8
319,57	CP	250	2	X	X	X	15		X		102,3	31,75
319,66	CP	1900	2	X	X	X	5	X			103,3	31
319,81	CP	3500	2	X	X	X	20	X			104,1	30,7
319,83	CP	100	2	X	X	X	10		X		104	30,6
364,4	VP	210	4/0	X	X	X	25		X		99,3	36,1
364,6	VP	120	4/0	X	X	X	30	X	X	X	99,4	36,1
364,8	VP	120	4/0	X	X	X	25	X			99,5	36,1
364,10	VP	120	1/0	X	X	X	10	X			99,6	36,1
364,12	CP	120	1/0	X	X	X	150	X	X	X	99,7	36,2
364,12,4	UP	500	2	X			10	X			100	36,3
453,21	UP	3000	2	X			5	X			103	48,1
453,31	UP	1500	2	X			5	X			104	49
453,43	UP	1800	2	X			25	X			105,2	50,3
453,48	UP	200	2	X			25	X			105,2	50,9
457,4	UP	750	1/0		X		5		X		99,9	46,7
457,11	UP	1050	1/0		X		5		X		98,9	46,7
457,22	UP	1650	1/0		X		5		X		97,2	46,7
457,34	UP	1800	1/0		X		15		X		95,9	46,8
457,39	UP	750	1/0		X		25		X		95,5	46,7
457,43	UP	600	1/0		X		15		X		95,3	46,5
457,48	UP	750	1/0		X		15		X		95,1	46,2
457,57	UP	1350	1/0		X		15		X		94,3	46,1
457,65	UP	1200	1/0		X		10		X		93,1	45,9
457,67	UP	300	1/0		X		25		X		92,6	45,8
457,70	UP	450	1/0		X		10		X		92,1	45,6
457,77	UP	1050	1/0		X		10		X		91,7	45,5
457,82	UP	750	1/0		X		5		X		91,3	45,3
457,87	UP	750	1/0		X		5		X		90,9	45,3
457,92	UP	750	1/0		X		10		X		90,1	45,3
457,97	UP	750	1/0		X		15		X		89,8	45,2
457,108	UP	1500	1/0		X		10		X		88,5	45,05
457,114	UP	900	1/0		X		10		X		87,7	45
457,120	UP	900	1/0		X		25		X		86,7	45,1
457,124	UP	600	1/0		X		25		X		86,1	45,2
457,132	UP	1200	1/0		X		10		X		84,9	45,8

## **ANEXO 2**

### **DATOS DE LAS MEDICIONES EN LA SUBESTACIÓN QUININDÉ, EN EL ALIMENTADOR GOLONDRINAS Y EN LAS PRINCIPALES INDUSTRIAS DE LA ZONA**

**SUBESTACIÓN QUININDÉ 6,25 MVA**

*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<i>TIEMPO</i>	<i>TC</i>	<i>MW</i>	<i>MVAR L</i>	<i>MVA T</i>	<i>VOLT PR</i>	<i>F.P.</i>
0:15	1	3,34	1,02	3,52	13841,60	0,96
0:30	1	3,40	1,09	3,59	13822,21	0,95
0:45	1	3,33	1,03	3,50	13847,14	0,95
1:00	1	3,37	1,02	3,53	13855,44	0,96
1:15	1	3,46	1,09	3,64	13824,98	0,95
1:30	1	3,47	1,09	3,65	13800,02	0,95
1:45	1	3,36	1,05	3,55	13816,67	0,95
2:00	1	3,39	1,06	3,56	13805,57	0,95
2:15	1	3,40	0,99	3,53	13632,40	0,96
2:30	1	3,40	0,95	3,55	13544,98	0,96
2:45	1	3,46	0,98	3,61	13525,17	0,96
3:00	1	3,52	0,96	3,65	13685,70	0,96
3:15	1	3,68	1,05	3,84	13738,79	0,96
3:30	1	3,78	1,05	3,93	13736,00	0,96
3:45	1	3,89	0,99	4,01	13761,09	0,97
4:00	1	3,92	0,98	4,05	13836,07	0,97
4:15	1	3,89	1,01	4,04	13869,26	0,97
4:30	1	3,76	0,96	3,87	13954,64	0,97
4:45	1	3,71	0,93	3,84	13940,91	0,97
5:00	1	3,70	0,99	3,81	13921,65	0,97
5:15	1	3,76	1,05	3,92	13847,14	0,96
5:30	1	3,83	1,12	3,99	13772,22	0,96
5:45	1	3,84	1,12	4,01	13769,44	0,96
6:00	1	3,81	1,12	3,98	13813,89	0,96
6:15	1	3,84	1,18	4,50	13763,87	0,96
6:30	1	3,84	1,20	4,02	13677,30	0,95
6:45	1	3,77	1,18	3,95	13702,49	0,95
7:00	1	3,84	1,27	4,05	13691,30	0,95
7:15	2	3,81	1,24	4,02	13688,50	0,95
7:30	2	3,89	1,30	4,10	13666,09	0,95
7:45	2	3,95	1,33	4,15	13666,09	0,95
8:00	2	3,86	1,32	4,07	13592,99	0,95
8:15	2	3,73	1,29	3,95	13564,77	0,95
8:30	2	3,52	1,18	3,73	13618,34	0,95
8:45	2	3,40	1,14	3,59	13654,87	0,95
9:00	2	3,34	1,14	3,53	13705,29	0,95
9:15	2	3,31	1,08	3,52	13705,29	0,95
9:30	2	3,28	1,80	3,46	13786,13	0,95
9:45	2	3,30	1,05	3,47	13716,46	0,95
10:00	2	3,30	1,06	3,47	13730,42	0,95
10:15	2	3,22	1,09	3,42	13783,35	0,95
10:30	2	3,12	1,05	3,30	13761,09	0,95
10:45	2	3,16	1,08	3,37	13713,67	0,95
11:00	2	3,25	1,15	3,47	13666,09	0,94
11:15	2	3,31	1,18	3,52	13680,10	0,94
11:30	2	3,27	1,12	3,46	13696,89	0,95
11:45	2	3,33	1,12	3,53	13654,87	0,95
12:00	2	3,27	1,11	3,46	13682,90	0,95

## CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

---

12:15	2	3,37	1,14	3,56	13666,09	0,95
12:30	2	3,39	1,17	3,59	13638,02	0,95
12:45	2	3,37	1,17	3,58	13615,52	0,94
13:00	2	3,46	1,18	3,67	13590,17	0,95
13:15	2	3,47	1,17	3,67	13592,99	0,95
13:30	2	3,52	1,17	3,71	13604,26	0,95
13:45	2	3,47	1,17	3,67	13584,53	0,95
14:00	2	3,50	1,18	3,71	13592,99	0,95
14:15	2	3,53	1,23	3,73	13623,96	0,94
14:30	2	3,46	1,15	3,67	13671,69	0,95
14:45	2	3,46	1,18	3,65	13682,90	0,95
15:00	2	3,47	1,14	3,67	13646,45	0,95
15:15	2	3,50	1,12	3,68	13643,64	0,95
15:30	2	3,37	1,08	3,55	13671,69	0,95
15:45	2	3,67	1,09	3,83	13643,64	0,96
16:00	2	4,18	1,12	4,33	13322,50	0,97
16:15	2	4,91	1,24	5,06	13273,51	0,97
16:30	2	5,12	1,06	5,22	13285,06	0,98
16:45	2	5,28	1,08	5,38	13244,61	0,98
17:00	2	5,44	1,12	5,56	13221,45	0,98
17:15	2	5,47	1,14	5,59	13270,63	0,98
17:30	2	5,47	1,15	5,57	13293,71	0,98
17:45	2	5,31	1,09	5,43	13319,62	0,98
18:00	2	5,28	1,14	5,40	13273,51	0,98
18:15	2	5,14	1,12	5,26	13325,38	0,98
18:30	2	5,06	1,11	5,17	13371,30	0,98
18:45	2	4,91	1,09	5,03	13397,07	0,98
19:00	2	4,86	1,14	4,98	13539,33	0,97
19:15	2	4,64	1,08	4,78	13576,07	0,97
19:30	2	4,48	1,08	4,60	13652,06	0,97
19:45	2	4,18	1,05	4,30	13649,25	0,97
20:00	2	3,95	1,05	4,10	13791,68	0,97
20:15	2	3,83	0,96	3,95	13654,87	0,97
20:30	2	3,80	0,99	3,95	13682,90	0,97
20:45	2	4,14	1,21	4,30	13640,83	0,96
21:00	2	4,08	1,24	4,24	13581,71	0,96
21:15	2	3,87	1,14	4,05	13649,25	0,96
21:30	2	3,90	1,23	4,08	13629,59	0,95
21:45	2	3,95	1,26	4,14	13657,67	0,95
22:00	2	3,96	1,32	4,18	13666,09	0,95
22:15	1	3,90	1,29	4,10	13716,46	0,95
22:30	1	3,89	1,30	4,10	13680,10	0,95
22:45	1	3,81	1,27	4,02	13724,84	0,95
23:00	1	3,77	1,27	3,98	13758,30	0,95
23:15	1	3,71	1,29	3,93	13775,00	0,94
23:30	1	3,53	1,21	3,74	13847,14	0,95
23:45	1	3,31	1,03	3,49	13935,41	0,95
0:00	1	3,30	0,99	3,44	13954,64	0,96

**ALIMENTADOR GOLONDRINAS**

*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<b>TIEMPO</b>	<b>TC</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR L</b>	<b>KVA T</b>	<b>VOLT PR</b>	<b>F.P.</b>
0:15	1	2725,18	975,74	2907,52	13657,67	0,94
0:30	1	2720,26	980,67	2897,66	13688,89	0,94
0:45	1	2661,12	970,82	2838,53	13685,70	0,94
1:00	1	2528,06	921,54	2695,62	13722,05	0,94
1:15	1	2523,14	931,39	2700,24	13724,84	0,94
1:30	1	2508,35	921,54	2680,83	13705,29	0,94
1:45	1	2488,64	891,97	2651,26	13722,05	0,94
2:00	1	2370,37	803,26	2513,28	13791,68	0,95
2:15	1	2252,10	689,92	2370,37	13849,41	0,96
2:30	1	2212,67	684,99	2330,64	13847,14	0,96
2:45	1	2330,94	783,55	2468,93	13816,67	0,95
3:00	1	2266,88	808,19	2419,65	13819,44	0,94
3:15	1	2271,81	758,91	2204,86	13841,60	0,95
3:30	1	2345,73	798,34	2488,64	13822,21	0,95
3:45	1	2414,72	852,54	2572,42	13800,02	0,94
4:00	1	2340,80	808,19	2488,64	13794,46	0,95
4:15	1	2291,52	813,12	2444,29	13802,79	0,94
4:30	1	2316,16	798,34	2454,14	13733,21	0,95
4:45	1	2311,23	753,98	2439,36	13592,99	0,95
5:00	1	2355,58	783,55	2488,64	13496,81	0,95
5:15	1	2365,44	758,91	2488,64	13567,60	0,95
5:30	1	2414,72	763,84	2574,78	13710,88	0,95
5:45	1	2532,99	798,34	2661,12	13716,46	0,95
6:00	1	2616,77	827,90	2754,75	13716,46	0,95
6:15	1	2616,77	744,13	2725,18	13791,68	0,96
6:30	1	2695,62	798,34	2823,74	13844,37	0,96
6:45	1	2661,00	818,05	2789,25	13883,07	0,96
7:00	1	2532,99	744,13	2646,34	13938,16	0,96
7:15	2	2528,06	739,20	2646,34	13929,91	0,96
7:30	2	2520,06	793,41	2661,12	13885,83	0,95
7:45	2	2666,05	911,68	2823,74	13794,46	0,95
8:00	2	2675,90	926,46	2838,53	13733,21	0,94
8:15	2	2715,33	926,46	2877,95	13775,00	0,95
8:30	2	2725,18	960,96	2892,74	13805,57	0,94
8:45	2	2764,61	1010,24	2946,94	13696,89	0,94
9:00	2	2695,62	956,03	2868,10	13680,10	0,94
9:15	2	2715,33	1005,31	2897,66	13691,30	0,94
9:30	2	2735,04	1039,81	2932,16	13666,09	0,94
9:45	2	2685,76	995,46	2873,02	13666,09	0,94
10:00	2	2754,75	1039,81	2951,87	13660,48	0,94
10:15	2	2769,54	1059,52	2971,58	13649,25	0,93
10:30	2	2774,46	1133,44	3001,15	13493,97	0,93
10:45	2	2365,44	926,46	2547,78	13609,89	0,93
11:00	2	2326,02	911,68	2503,42	13595,81	0,93
11:15	2	2222,53	887,04	2399,94	13674,50	0,93
11:30	2	2227,46	857,47	2395,01	13671,69	0,93
11:45	2	2153,54	798,34	2306,30	13710,88	0,94
12:00	2	2109,18	763,84	2247,17	13766,66	0,94
12:15	2	2128,90	758,91	2266,88	13682,90	0,94



CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

12:30	2	2143,68	768,77	2286,59	13733,21	0,94
12:45	2	1996,27	768,77	2119,04	13761,09	0,93
13:00	2	1892,35	724,42	2035,26	13733,21	0,93
13:15	2	2025,41	803,26	2183,10	13663,28	0,93
13:30	2	2050,05	813,12	2212,67	13652,06	0,93
13:45	2	2104,26	852,54	2276,74	13666,09	0,93
14:00	2	2079,62	813,12	2242,24	13666,09	0,93
14:15	2	2148,61	837,76	2306,30	13629,59	0,93
14:30	2	2104,26	827,90	2271,81	13660,48	0,93
14:45	2	2207,74	827,90	2365,44	13640,83	0,94
15:00	2	2178,18	857,47	2340,80	13604,26	0,93
15:15	2	2202,82	867,33	2375,30	13581,71	0,93
15:30	2	2276,74	872,26	2444,29	13576,07	0,93
15:45	2	2276,74	857,47	2439,36	13573,24	0,94
16:00	2	2301,38	882,11	2468,93	13584,53	0,93
16:15	2	2296,45	877,18	2459,07	13561,95	0,93
16:30	2	2321,09	896,90	2498,50	13584,53	0,93
16:45	2	2321,09	926,46	2498,50	13621,15	0,93
17:00	2	2232,38	882,98	2390,08	13674,50	0,94
17:15	2	2232,38	837,76	2385,15	13646,45	0,94
17:30	2	2301,38	847,62	2454,14	13623,96	0,94
17:45	2	2217,60	813,12	2365,44	13638,02	0,94
18:00	2	2188,03	808,19	2340,80	13649,25	0,94
18:15	2	2434,43	832,83	2577,34	13547,81	0,95
18:30	2	2794,18	882,11	2932,16	13224,35	0,95
18:45	2	3089,86	842,69	3208,13	13270,63	0,96
19:00	2	3124,35	729,34	3217,98	13256,18	0,97
19:15	2	3301,76	803,26	3400,32	13215,65	0,97
19:30	2	3395,39	822,98	3493,95	13227,24	0,97
19:45	2	3420,03	847,62	3528,45	13253,29	0,97
20:00	2	3360,90	832,83	3469,31	13308,11	0,97
20:15	2	3311,62	842,69	3420,03	13290,82	0,97
20:30	2	3237,70	852,54	3351,04	13259,07	0,97
20:45	2	3203,20	847,62	3316,54	13336,87	0,97
21:00	2	3119,42	827,90	3227,84	13362,71	0,97
21:15	2	3065,22	832,83	3183,49	13419,93	0,97
21:30	2	2986,37	832,83	3104,64	13556,29	0,96
21:45	2	2838,53	773,70	2942,02	13592,99	0,96
22:00	2	2670,98	763,84	2784,32	13626,78	0,96
22:15	1	2508,35	758,91	2626,62	13688,50	0,96
22:30	1	2404,86	714,56	2513,28	13730,42	0,96
22:45	1	2360,51	655,42	2454,14	13663,28	0,96
23:00	1	2631,55	822,98	2759,68	13638,02	0,95
23:15	1	2833,60	980,67	3001,15	13618,34	0,95
23:30	1	2730,11	931,39	2887,81	13584,53	0,95
23:45	1	2656,19	891,97	2808,96	13635,21	0,95
0:00	1	2704,90	1000,38	2922,30	13626,78	0,94

**BOTROSA**

*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<b>TIEMPO</b>	<b>TC</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR L</b>	<b>KVA T</b>	<b>VOLT PR</b>	<b>F.P.</b>
0:15	1	936,32	305,54	990,53	12764,33	0,95
0:30	1	951,10	325,25	1007,78	12725,25	0,95
0:45	1	941,25	315,39	995,46	12779,33	0,95
1:00	1	938,78	312,93	992,99	12842,14	0,95
1:15	1	919,07	305,54	968,35	12972,77	0,95
1:30	1	960,96	325,25	1020,10	12865,99	0,95
1:45	1	970,82	340,03	1032,42	12854,07	0,94
2:00	1	928,93	300,61	978,21	12946,16	0,95
2:15	1	810,66	204,51	840,22	13169,18	0,97
2:30	1	746,59	133,06	761,38	13259,07	0,98
2:45	1	697,31	140,45	719,49	13233,04	0,98
3:00	1	803,26	224,22	837,76	13046,40	0,96
3:15	1	744,13	246,40	788,48	13128,38	0,95
3:30	1	810,66	199,58	840,22	13183,72	0,97
3:45	1	874,72	256,26	914,14	13075,74	0,96
4:00	1	906,75	288,29	956,03	12987,53	0,95
4:15	1	879,65	266,11	924,00	13084,53	0,96
4:30	1	904,29	303,07	953,57	13093,31	0,95
4:45	1	899,36	290,75	951,10	13019,94	0,95
5:00	1	901,82	290,75	951,10	12928,38	0,95
5:15	1	919,07	310,46	973,28	12845,13	0,95
5:30	1	857,47	261,18	899,36	13022,88	0,96
5:45	1	840,22	243,94	877,18	13087,45	0,96
6:00	1	879,65	266,11	924,00	12966,86	0,96
6:15	1	840,22	253,79	882,11	12966,86	0,96
6:30	1	818,05	231,62	852,54	13034,65	0,96
6:45	1	899,36	308,00	956,03	12990,48	0,95
7:00	2	931,39	340,03	995,46	13046,40	0,94
7:15	2	899,36	283,36	946,18	13180,81	0,95
7:30	2	862,40	231,62	896,90	13131,30	0,97
7:45	2	842,69	209,44	872,26	13043,46	0,97
8:00	2	882,11	251,33	919,07	12865,99	0,96
8:15	2	867,33	256,26	904,29	12877,90	0,96
8:30	2	837,76	224,22	869,79	12981,62	0,97
8:45	2	825,44	231,62	859,94	12969,81	0,96
9:00	2	857,47	263,65	899,36	12794,32	0,96
9:15	2	822,98	226,69	857,47	12916,52	0,96
9:30	2	847,62	253,79	884,58	12886,82	0,96
9:45	2	835,30	266,11	879,65	12815,26	0,95
10:00	2	830,37	251,33	869,79	12836,18	0,96
10:15	2	855,01	266,11	896,90	12791,32	0,95
10:30	2	827,90	261,18	872,26	12812,27	0,95
10:45	2	864,86	305,54	919,07	12576,83	0,94
11:00	2	485,41	189,73	524,83	13017,00	0,93
11:15	2	463,23	187,26	502,66	13014,05	0,93
11:30	2	411,49	165,09	445,98	13105,01	0,93
11:45	2	426,27	160,16	458,30	13134,22	0,94
12:00	2	421,34	165,09	455,84	13261,96	0,93
12:15	2	433,66	172,48	468,16	13259,07	0,93

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

12:30	2	488,45	177,41	487,87	13204,05	0,93
12:45	2	460,77	187,26	497,73	13256,18	0,93
13:00	2	463,23	189,73	505,12	13293,71	0,93
13:15	2	448,45	187,26	490,34	13279,29	0,92
13:30	2	480,48	192,19	517,44	13154,62	0,93
13:45	2	455,84	172,48	492,80	13186,63	0,94
14:00	2	450,91	172,48	485,41	13192,44	0,93
14:15	2	475,55	187,26	514,98	13183,72	0,93
14:30	2	463,23	187,26	500,19	13172,09	0,93
14:45	2	436,13	167,55	470,62	13177,91	0,93
15:00	2	428,74	147,84	455,84	13160,45	0,95
15:15	2	404,10	147,84	433,66	13131,30	0,94
15:30	2	411,49	162,62	443,52	13072,81	0,93
15:45	2	431,20	162,62	463,23	13061,08	0,94
16:00	2	426,27	167,55	460,77	13087,45	0,93
16:15	2	433,66	170,02	470,62	13084,53	0,93
16:30	2	450,91	177,41	485,41	13052,27	0,93
16:45	2	441,06	167,55	475,55	13052,27	0,93
17:00	2	460,77	184,80	500,19	13058,14	0,93
17:15	2	357,28	93,63	372,06	13299,47	0,97
17:30	2	349,89	71,46	359,74	13250,40	0,98
17:45	2	357,28	73,92	367,14	13218,55	0,98
18:00	2	320,32	46,82	325,25	13319,62	0,99
18:15	2	362,21	86,24	376,99	13290,82	0,97
18:30	2	362,21	68,99	372,06	13058,14	0,98
18:45	2	386,85	71,46	394,24	12746,31	0,98
19:00	2	362,21	49,28	367,14	12803,30	0,99
19:15	2	330,18	19,71	337,57	12787,33	1,00
19:30	2	325,25	9,86	327,71	12686,04	1,00
19:45	2	310,46	4,93	312,93	12761,33	1,00
20:00	2	325,25	22,18	330,18	12737,28	1,00
20:15	2	367,14	54,21	374,53	12770,33	0,99
20:30	2	386,85	83,78	396,70	12752,32	0,98
20:45	2	396,70	93,63	409,02	12758,33	0,97
21:00	2	394,24	88,70	406,56	12877,90	0,98
21:15	2	396,70	93,63	409,02	12931,35	0,97
21:30	2	376,99	78,85	389,31	13058,14	0,98
21:45	2	404,10	105,95	416,42	13157,54	0,97
22:00	2	389,31	96,10	404,10	13235,93	0,97
22:15	1	391,78	103,49	409,02	13238,83	0,97
22:30	1	391,78	101,02	409,02	13377,04	0,97
22:45	1	364,67	56,67	364,53	13354,10	0,99
23:00	1	342,50	32,03	347,42	13402,79	1,00
23:15	1	714,56	187,26	744,13	1346,40	0,97
23:30	1	914,14	295,68	960,96	12854,07	0,95
23:45	1	891,97	278,43	638,78	12931,35	0,95
0:00	1	891,97	261,18	931,39	13005,22	0,96

**EXTRACTORA LA SEXTA**  
*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<b>TIEMPO</b>	<b>TC</b>	<b>kW</b>	<b>KVAR L</b>	<b>kVA T</b>	<b>kV PR</b>	<b>F.P.</b>
0:15	1	101,06	30,80	116,16	13,25	0,96
0:30	1	125,31	36,96	131,30	13,16	0,96
0:45	1	143,44	47,70	151,36	13,18	0,95
1:00	1	145,02	48,05	152,94	13,32	0,95
1:15	1	128,48	43,12	135,87	13,34	0,95
1:30	1	116,51	37,84	122,85	13,37	0,95
1:45	1	120,38	36,61	1256,37	13,40	0,96
2:00	1	137,28	45,94	145,02	13,34	0,95
2:15	1	143,09	52,45	152,64	13,65	0,94
2:30	1	145,02	55,97	156,29	13,64	0,93
2:45	1	142,91	52,45	153,12	13,54	0,94
3:00	1	138,51	54,21	149,60	13,51	0,93
3:15	1	133,06	46,29	141,68	13,46	0,94
3:30	1	106,48	37,49	113,87	13,58	0,94
3:45	1	121,62	44,88	130,59	13,47	0,94
4:00	1	132,70	45,06	140,80	13,49	0,95
4:15	1	80,96	28,51	86,77	13,43	0,94
4:30	1	27,46	6,86	28,51	13,62	0,97
4:45	1	26,40	5,98	27,28	13,52	0,98
5:00	1	23,94	5,10	24,64	13,82	0,98
5:15	1	24,29	4,58	24,64	13,38	0,98
5:30	1	23,41	4,93	24,11	13,51	0,98
5:45	1	23,94	5,28	24,64	13,84	0,98
6:00	1	23,06	4,05	23,41	13,22	0,98
6:15	1	20,94	3,17	21,30	13,76	0,99
6:30	1	19,36	2,11	19,54	14,05	0,99
6:45	1	18,48	1,23	18,66	13,37	1,00
7:00	2	18,66	1,06	19,01	13,49	1,00
7:15	2	18,66	1,06	19,01	13,49	1,00
7:30	2	28,69	11,44	31,50	13,37	0,93
7:45	2	70,05	26,75	76,03	13,34	0,93
8:00	2	133,41	40,48	140,10	13,22	0,96
8:15	2	121,26	35,90	126,72	13,47	0,96
8:30	2	139,57	45,58	146,96	13,43	0,95
8:45	2	133,94	43,47	140,98	13,35	0,95
9:00	2	133,76	39,60	139,57	13,32	0,96
9:15	2	121,44	37,49	127,42	13,31	0,96
9:30	2	117,04	35,38	122,32	13,46	0,96
9:45	2	115,46	32,56	120,03	13,32	0,96
10:00	2	128,83	40,30	135,17	13,28	0,95
10:15	2	139,39	43,82	146,26	13,27	0,95
10:30	2	142,21	44,18	149,07	13,25	0,95
10:45	2	140,80	43,65	147,31	13,03	0,96
11:00	2	144,32	48,93	152,94	13,38	0,95
11:15	2	135,70	43,47	143,09	13,41	0,95
11:30	2	137,98	45,76	146,43	13,39	0,95
11:45	2	132,70	42,59	141,33	13,22	0,95
12:00	2	132,18	44,35	142,74	13,22	0,95
12:15	2	134,64	44,00	145,20	13,05	0,95

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

12:30	2	138,51	47,52	149,07	13,21	0,95
12:45	2	140,98	49,10	152,24	13,19	0,94
13:00	2	138,86	48,93	150,30	13,19	0,94
13:15	2	126,02	41,89	136,40	13,17	0,95
13:30	2	132,88	45,41	142,38	13,22	0,95
13:45	2	144,50	49,10	154,53	13,40	0,95
14:00	2	145,20	49,46	155,76	13,20	0,95
14:15	2	138,69	44,70	148,02	13,24	0,95
14:30	2	145,20	48,58	155,41	13,26	0,95
14:45	2	132,35	42,06	141,50	13,17	0,95
15:00	2	115,46	33,62	122,85	131,13	0,96
15:15	2	133,94	46,11	143,26	13,24	0,95
15:30	2	146,08	48,05	154,88	13,41	0,95
15:45	2	139,74	45,41	147,66	13,55	0,95
16:00	2	134,82	42,06	142,21	13,39	0,95
16:15	2	131,65	39,78	138,34	13,43	0,96
16:30	2	131,65	40,83	138,34	13,36	0,96
16:45	2	143,44	46,29	151,36	13,41	0,95
17:00	2	141,50	46,99	149,60	13,45	0,95
17:15	2	139,39	49,98	148,72	13,64	0,94
17:30	2	137,28	46,46	145,20	13,64	0,95
17:45	2	141,86	48,40	149,95	13,71	0,95
18:00	2	139,74	48,40	149,25	13,53	0,94
18:15	2	131,82	46,99	141,15	13,57	0,94
18:30	2	137,28	45,94	145,38	13,34	0,95
18:45	2	137,10	45,06	144,32	13,20	0,95
19:00	2	128,66	36,78	134,11	13,17	0,96
19:15	2	132,70	38,54	138,86	13,10	0,96
19:30	2	137,46	39,60	143,09	13,09	0,96
19:45	2	133,76	35,20	138,34	13,21	0,97
20:00	2	129,89	37,31	135,34	13,10	0,96
20:15	2	143,09	42,94	149,60	13,20	0,96
20:30	2	144,85	46,64	152,24	13,09	0,95
20:45	2	145,90	47,52	153,47	13,20	0,95
21:00	2	147,84	47,87	55,41	13,28	0,95
21:15	2	145,55	46,99	153,12	13,33	0,95
21:30	2	142,03	48,58	150,13	13,45	0,95
21:45	2	143,09	51,57	152,59	13,53	0,94
22:00	2	142,91	48,22	151,71	13,51	0,95
22:15	1	136,75	49,63	147,49	13,40	0,94
22:30	1	138,86	53,15	152,42	13,14	0,93
22:45	1	139,74	48,75	151,18	13,26	0,94
23:00	1	135,17	50,16	147,49	13,28	0,94
23:15	1	146,78	55,26	157,52	13,40	0,94
23:30	1	147,66	55,44	157,70	13,22	0,94
23:45	1	128,30	38,72	134,46	13,39	0,96
0:00	1	130,59	41,36	136,93	13,48	0,95

**INEXPAL**

*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<i>TIEMPO</i>	<i>TC</i>	<i>KW</i>	<i>KVAR L</i>	<i>KVA T</i>	<i>kV PR</i>	<i>F.P.</i>
0:15	1	10,56	1,48	11,40	12,83	0,99
0:30	1	10,77	1,27	11,62	13,05	0,99
0:45	1	10,77	1,48	11,62	13,08	0,99
1:00	1	10,56	1,27	11,19	12,79	0,99
1:15	1	10,14	1,06	11,19	12,26	0,99
1:30	1	10,56	0,84	11,19	14,34	1,00
1:45	1	9,29	0,63	9,93	12,60	1,00
2:00	1	7,39	0,00	8,66	11,43	1,00
2:15	1	7,18	0,00	8,87	11,10	1,00
2:30	1	7,39	0,00	8,87	11,43	1,00
2:45	1	7,18	0,00	8,66	11,10	1,00
3:00	1	7,39	0,00	8,66	11,43	1,00
3:15	1	9,29	0,84	10,56	13,63	1,00
3:30	1	10,14	0,84	11,19	12,24	1,00
3:45	1	10,35	1,27	11,40	12,54	0,99
4:00	1	10,14	1,06	11,19	12,26	0,99
4:15	1	10,56	1,48	11,62	12,83	0,99
4:30	1	10,56	1,48	11,62	12,83	0,99
4:45	1	10,56	1,48	11,62	12,83	0,99
5:00	1	10,77	1,48	11,62	13,08	0,99
5:15	1	10,77	1,27	1,40	13,05	0,99
5:30	1	10,56	1,48	11,40	12,83	0,99
5:45	1	10,14	1,27	11,40	12,29	0,99
6:00	1	10,35	1,06	11,19	12,51	0,99
6:15	1	9,08	0,84	9,50	14,11	1,00
6:30	1	8,66	1,69	9,93	11,94	0,98
6:45	1	15,21	10,56	19,64	12,53	0,82
7:00	1	13,73	11,62	19,01	12,98	0,76
7:15	2	11,83	12,04	18,37	12,18	0,70
7:30	2	46,89	46,89	69,48	13,05	0,71
7:45	2	83,42	83,42	121,02	13,44	0,71
8:00	2	85,96	82,37	119,96	13,57	0,72
8:15	2	82,58	81,52	116,79	13,65	0,71
8:30	2	80,89	83,85	118,06	13,56	0,69
8:45	2	76,67	81,31	113,41	13,59	0,69
9:00	2	81,73	82,37	116,37	13,65	0,70
9:15	2	83,42	85,96	120,81	13,65	0,70
9:30	2	80,04	81,95	115,32	13,63	0,70
9:45	2	89,13	86,80	124,82	13,74	0,72
10:00	2	85,54	84,27	120,81	13,68	0,71
10:15	2	82,58	82,79	118,06	13,47	0,71
10:30	2	84,06	84,69	120,38	13,46	0,70
10:45	2	87,44	84,48	122,07	13,43	0,72
11:00	2	77,72	81,31	115,95	13,09	0,69
11:15	2	78,36	83,64	118,27	13,20	0,68
11:30	2	79,62	85,96	122,28	12,81	0,68
11:45	2	78,99	83,85	120,81	12,86	0,69
12:00	2	77,09	84,90	122,28	12,54	0,67
12:15	2	74,55	84,69	120,38	12,46	0,66

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

12:30	2	74,34	84,90	119,54	12,59	0,66
12:45	2	71,17	83,42	116,58	12,50	0,65
13:00	2	70,12	81,31	114,47	12,63	0,65
13:15	2	70,75	82,16	115,53	12,49	0,65
13:30	2	74,76	83,00	117,85	12,73	0,67
13:45	2	76,24	83,21	119,33	12,60	0,68
14:00	2	77,51	83,64	120,38	12,73	0,68
14:15	2	78,14	85,75	122,71	12,69	0,67
14:30	2	80,68	84,48	123,34	12,65	0,69
14:45	2	83,21	87,86	127,56	12,60	0,69
15:00	2	80,04	84,90	123,34	12,63	0,69
15:15	2	80,47	84,69	122,71	12,77	0,69
15:30	2	80,04	83,85	121,02	12,94	0,69
15:45	2	86,17	85,96	126,09	12,92	0,71
16:00	2	81,73	84,48	122,50	12,98	0,70
16:15	2	78,99	82,37	118,91	12,87	0,69
16:30	2	78,14	83,00	117,85	13,13	0,69
16:45	2	92,29	97,15	137,91	13,19	0,69
17:00	2	93,14	98,21	138,55	13,32	0,69
17:15	2	88,28	95,67	136,44	12,81	0,68
17:30	2	94,20	100,74	142,77	13,21	0,68
17:45	2	87,86	96,31	134,96	13,19	0,67
18:00	2	88,49	97,57	138,12	12,96	0,67
18:15	2	87,86	93,98	134,96	12,78	0,68
18:30	2	93,98	93,98	136,22	13,32	0,71
18:45	2	68,64	67,58	96,52	13,72	0,71
19:00	2	15,42	10,14	19,43	12,48	0,84
19:15	2	7,81	2,53	8,45	14,82	0,95
19:30	2	8,66	4,65	10,35	13,30	0,88
19:45	2	6,55	2,11	7,18	12,41	0,95
20:00	2	6,76	0,63	7,18	12,25	1,00
20:15	2	6,97	0,42	7,60	12,60	1,00
20:30	2	6,76	0,42	7,39	12,22	1,00
20:45	2	7,18	0,63	7,60	13,01	1,00
21:00	2	6,76	0,42	7,60	12,22	1,00
21:15	2	6,76	0,42	7,60	12,22	1,00
21:30	2	6,55	0,42	7,60	11,84	1,00
21:45	2	7,81	0,42	8,66	12,10	1,00
22:00	2	6,34	0,21	7,60	11,44	1,00
22:15	1	6,12	0,21	7,60	11,06	1,00
22:30	1	6,12	0,21	7,60	9,48	1,00
22:45	1	6,34	0,21	7,81	11,44	1,00
23:00	1	6,12	0,21	7,60	11,06	1,00
23:15	1	6,12	0,21	7,39	11,06	1,00
23:30	1	6,12	0,00	7,18	11,05	1,00
23:45	1	8,45	1,90	9,72	11,72	0,98
0:00	1	8,87	2,32	10,35	12,41	0,97

**PALCIEN**

*JUEVES, 24 DE JULIO DE 2003*

<b>TIEMPO</b>	<b>TC</b>	<b>KW</b>	<b>KVAR L</b>	<b>KVA T</b>	<b>F.P.</b>
0:15	1	130,98	48,43	140,41	0,94
0:30	1	138,78	50,70	148,53	0,94
0:45	1	161,21	70,20	176,49	0,92
1:00	1	153,41	73,78	171,61	0,90
1:15	1	153,08	62,40	166,08	0,93
1:30	1	163,48	70,53	178,44	0,92
1:45	1	144,63	58,83	156,66	0,93
2:00	1	141,38	57,53	154,06	0,93
2:15	1	153,08	68,25	168,03	0,91
2:30	1	161,21	68,90	175,84	0,92
2:45	1	143,33	67,28	158,93	0,91
3:00	1	149,51	64,03	163,48	0,92
3:15	1	143,66	59,15	156,01	0,92
3:30	1	150,48	60,78	163,16	0,93
3:45	1	123,83	54,93	136,18	0,91
4:00	1	149,18	66,30	163,81	0,91
4:15	1	154,38	58,50	165,76	0,94
4:30	1	136,83	50,05	146,58	0,94
4:45	1	144,96	58,50	156,66	0,93
5:00	1	155,68	66,30	169,66	0,92
5:15	1	175,51	79,30	193,06	0,91
5:30	1	158,93	75,73	176,81	0,90
5:45	1	169,66	84,18	189,81	0,90
6:00	1	171,94	81,58	190,79	0,90
6:15	1	194,69	93,61	216,46	0,90
6:30	1	153,08	71,50	169,34	0,91
6:45	1	158,93	73,45	176,16	0,91
7:00	1	164,78	77,68	182,99	0,90
7:15	1	134,56	66,95	151,13	0,90
7:30	1	127,41	57,20	140,08	0,91
7:45	1	156,66	64,03	169,66	0,93
8:00	1	169,34	73,13	184,94	0,92
8:15	1	180,71	78,33	197,29	0,92
8:30	1	179,09	73,78	194,36	0,92
8:45	1	175,51	78,65	193,06	0,91
9:00	1	191,44	90,68	211,91	0,90
9:15	1	193,06	85,16	211,26	0,91
9:30	1	169,01	70,53	183,96	0,92
9:45	1	171,94	73,45	187,54	0,92
10:00	1	173,24	74,75	189,49	0,92
10:15	1	176,81	75,73	193,39	0,92
10:30	1	193,39	87,43	212,56	0,91
10:45	1	169,01	76,70	185,91	0,91
11:00	1	158,61	69,55	173,89	0,92
11:15	1	171,29	82,23	190,79	0,90
11:30	1	108,88	44,20	118,96	0,93
11:45	1	96,21	21,45	101,41	0,98
12:00	1	93,61	19,18	97,18	0,98
12:15	1	100,76	29,58	106,93	0,96



## CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

12:30	1	70,20	6,18	73,45	1,00
12:45	1	64,03	5,20	69,88	1,00
13:00	1	62,08	0,33	65,65	1,00
13:15	1	78,98	7,80	82,23	1,00
13:30	1	78,65	11,70	90,36	0,99
13:45	1	90,36	6,50	95,23	1,00
14:00	1	81,58	0,00	91,33	1,00
14:15	1	62,08	1,30	78,00	1,00
14:30	1	49,73	13,98	52,65	0,96
14:45	1	50,38	12,35	52,98	0,97
15:00	1	63,38	8,45	66,95	0,99
15:15	1	78,98	0,00	89,06	1,00
15:30	1	72,80	0,65	85,48	1,00
15:45	1	80,93	0,00	85,81	1,00
16:00	1	75,73	0,98	82,55	1,00
16:15	1	91,98	16,90	97,18	0,98
16:30	1	71,83	3,90	84,18	1,00
16:45	1	81,58	24,70	92,31	0,96
17:00	1	112,78	33,15	118,96	0,96
17:15	1	147,88	62,40	160,88	0,92
17:30	1	141,06	61,43	154,71	0,92
17:45	1	134,88	46,15	143,33	0,95
18:00	1	153,08	62,73	166,41	0,93
18:15	2	147,88	52,33	156,98	0,94
18:30	2	129,03	44,53	137,16	0,95
18:45	2	132,28	44,53	140,08	0,95
19:00	2	118,31	35,43	124,16	0,96
19:15	2	167,06	75,08	182,99	0,91
19:30	2	142,68	44,20	149,83	0,96
19:45	2	152,76	42,58	158,93	0,96
20:00	2	182,34	71,18	196,31	0,93
20:15	2	173,56	78,98	190,79	0,91
20:30	2	179,41	78,00	196,31	0,92
20:45	2	154,71	55,58	164,46	0,94
21:00	2	165,76	65,00	178,44	0,93
21:15	2	157,63	58,18	168,68	0,94
21:30	2	184,94	82,88	203,46	0,91
21:45	2	183,64	80,28	200,54	0,92
22:00	2	167,38	68,90	182,01	0,92
22:15	1	160,23	66,63	173,89	0,92
22:30	1	169,66	76,05	186,89	0,91
22:45	1	153,73	55,58	164,46	0,94
23:00	1	133,58	35,43	139,43	0,97
23:15	1	109,86	23,08	113,43	0,98
23:30	1	68,25	14,30	71,83	0,98
23:45	1	103,68	35,10	111,48	0,95
0:00	1	156,98	57,85	167,71	0,94

### **ANEXO 3**

## **RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA PARA LAS CONDICIONES ACTUALES DEL ALIMENTADOR GOLONDRINAS**















CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Table with multiple columns containing student names, grades, and course identifiers. The table lists numerous students such as Agua Clara, Fruta de Par1, Crist Colon 1, Zapallo 1, Naranjal 1, Rancho Quemado1, Ronca Tigrillo1, Esperanza1, Isla Plata1, Inexpal1, Las Maravillas1, and Botroza, along with their respective scores across various subjects and semesters.



CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

FLUJO DE POTENCIA PARA SISTEMA A DEMANDA MÁXIMA

PROJECT: Scott & Scott
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER Golondrinas
Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTR, PRS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD PCT, LOAD THRU SECTION, KW, KVAR, AMPS, CUST, VOLTAGE PERCENT, SECT ACCUM, DROP, LEVEL, KW, KVAR, SECTION NAME. The table lists various feeders and sections such as Via Golondrinas, Col Sagrado Cor, and Duana 1-13, providing detailed load and voltage data for each.

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Table with columns for device name, type, and various numerical parameters. Includes entries like 'La Primera 1', 'Simon Boliviar1', 'Buenos Aires1', 'Golondrinas1', 'Siemp Unidos1', and 'Agua Clara1'.

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Table with columns for location, type, quantity, and various numerical values. Includes entries like Agua Clara, Fruta de Par1, Zapallo 1-6, Rancho Quemado1-5, Ronca Tigrillo1-3, N Esperanza1-3, Isla Plata1-4, Inexpal1-2, Las Maravillas1-3, Botroza, and Botroza P.



## **ANEXO 4**

# **REPORTE DE CONSUMIDORES Y DEMANDAS PARA LAS DIFERENTES ZONAS DE ESMERALDAS**





**ANEXO 5**

**RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA PARA EL  
SISTEMA CON LA INCORPORACION DE DOS  
REGULADORES**









**ANEXO 6**  
**FLUJOS DE POTENCIA PARA LAS DOS ALTERNATIVAS**  
**PROPUESTAS**

RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA PARA LA ALTERNATIVA 1

PROJECT: Scott & Scott
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 1
Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

Table with columns: SECTION NAME, LGTH, PHS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, PCT, LOAD THRU SECTION, VOLTAGE PERCENT, SECT ACCUM, DROPS, LEVEL, LOSSES, SECTION NAME. It lists various feeders and sections like FICO 1, Buenos Aires, Golondrina, Siemp Unidos, Agua Clara, Fruta de Parí, La Te, and Zapallo.

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Naranjal 2	1.2	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	19.2	214	69	32	0	0.5	13.6	86.4	0.8	0.9	Naranjal 2
Naranjal 3	0.3	B	1/0	AC	25	34	11	5	0.0	18.0	189	61	29	0	0.1	13.7	86.3	0.2	0.2	Naranjal 3
Naranjal	0.5	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	15.0	165	53	25	0	0.1	13.9	86.1	0.2	0.2	Naranjal
Ranch Quemado1	1.1	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	13.8	151	49	23	0	0.3	14.1	85.9	0.4	0.4	Ranch Ou emado1
Ranch Quemado2	0.8	B	1/0	AC	5	7	2	1	0.0	12.6	141	45	22	0	0.2	14.3	85.7	0.2	0.3	Ranch Ou emado2
Ranch Quemado3	0.8	B	1/0	AC	5	7	2	1	0.0	12.0	134	43	21	0	0.2	14.5	85.5	0.2	0.2	Ranch Ou emado3
Ranch Quemado4	0.8	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	11.5	123	39	19	0	0.2	14.7	85.3	0.2	0.2	Ranch Ou emado4
Ranch Quemado5	0.8	B	1/0	AC	15	20	6	3	0.0	10.3	106	34	16	0	0.1	14.8	85.2	0.1	0.1	Ranch Ou emado5
Rancho Quemado	1.5	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	8.5	89	28	14	0	0.2	15.0	85.0	0.2	0.2	Rancho O uemado
Ronca Tigrillo1	0.9	B	1/0	AC	0	0	0	0	0.0	7.3	82	26	13	0	0.1	15.2	84.8	0.1	0.1	Ronca Tigrillo1
Ronca Tigrillo2	0.9	B	1/0	AC	25	34	11	5	0.0	7.3	65	20	10	0	0.1	15.3	84.7	0.1	0.1	Ronca Tigrillo2
Ronca Tigrillo3	0.6	B	1/0	AC	25	34	11	5	0.0	4.2	31	10	5	0	0.0	15.3	84.7	0.0	0.0	Ronca Tigrillo3
Ronca Tigrillo	1.2	B	1/0	AC	10	14	4	2	0.0	1.2	7	2	1	0	0.0	15.3	84.7	0.0	0.0	Ronca Tigrillo

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	
Crist Colon	4.49	95.51	L Colondrinas2	16.15	8.09	4.52	6.70	
Ronca Tigrillo	15.33	84.67	Agua Clara1	42.86	75.91	45.56	60.72	
Siemp Unidos5	0.11	99.89	Agua Clara1	15.54	4.66	2.39	4.01	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
A	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	353.1	333.3	116.5	0.94	8.1	4.5	6.7
B	759.8	708.3	275.1	0.93	75.9	45.6	60.7
C	321.6	303.9	105.3	0.94	4.7	2.4	4.0
-----				-----			
TOTAL	1434.2	1345.4	496.9	0.94	88.6	52.5	71.4



CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott  
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 2  
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --				
				COHN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:	PHASE A			(feeder pf = 0.94)				770	282	103	0	100.0	21.7	40.3					
	PHASE B			(feeder pf = 0.94)				650	230	87	0	100.0	10.0	20.3					
	PHASE C			(feeder pf = 0.94)				398	146	53	0	100.0	4.8	10.9					
FICO 2	1.5	A	4/0 AC	0	0	0	0	0	0	37.4	770	282	103	0	1.1	1.1	98.9	4.2	9.7 FICO 2
FICO 2	B			0	0	0	0	0	0	31.5	650	230	87	0	0.5	0.5	99.5	3.0	6.8 FICO 2
FICO 2	C			0	0	0	0	0	0	19.4	398	146	53	0	0.4	0.4	99.6	1.1	2.6 FICO 2
FICO 2	A	SWITCH S1		AT LOAD END 104.0% cont. curr. 104.0% emrg. curr. 87.0% cont. curr. 87.0% emrg. curr. 53.5% cont. curr. 53.5% emrg. curr.															
Buenos Aires9	0.2	A	4/0 AC	25	77	23	10	0.0	37.5	727	261	98	0	0.1	1.2	98.8	0.5	1.2 Buenos Aires9	
Buenos Aires9	B			25	77	23	10	0.0	31.4	608	211	81	0	0.1	0.6	99.4	0.4	0.8 Buenos Aires9	
Buenos Aires9	C			25	77	23	10	0.0	19.4	358	132	48	0	0.1	0.5	99.5	0.1	0.3 Buenos Aires9	
Buenos Aires8	0.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	33.8	688	248	93	0	0.2	1.4	98.6	0.7	1.6 Buenos Aires8	
Buenos Aires8	B			0	0	0	0	0.0	27.7	570	199	76	0	0.1	0.7	99.3	0.5	1.1 Buenos Aires8	
Buenos Aires8	C			15	46	14	6	0.0	15.7	297	113	40	0	0.1	0.6	99.4	0.1	0.3 Buenos Aires8	
Buenos Aires7	0.5	A	4/0 AC	15	46	14	6	0.0	33.8	664	239	90	0	0.3	1.8	98.2	1.1	2.6 Buenos Aires7	
Buenos Aires7	B			0	0	0	0	0.0	27.7	569	198	76	0	0.1	0.8	99.2	0.8	1.8 Buenos Aires7	
Buenos Aires7	C			0	0	0	0	0.0	13.5	273	106	37	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.4 Buenos Aires7	
Buenos Aires6	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.6	640	230	87	0	0.1	1.9	98.1	0.4	1.0 Buenos Aires6	
Buenos Aires6	B			50	154	46	20	0.0	27.7	491	173	66	0	0.0	0.9	99.1	0.2	0.6 Buenos Aires6	
Buenos Aires6	C			0	0	0	0	0.0	13.5	273	106	37	0	0.0	0.7	99.3	0.1	0.2 Buenos Aires6	
Buenos Aires5	1.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	31.6	639	229	87	0	0.7	2.6	97.4	2.3	5.3 Buenos Aires5	
Buenos Aires5	B			5	15	5	2	0.0	20.3	406	147	55	0	0.2	1.1	98.9	0.9	2.1 Buenos Aires5	
Buenos Aires5	C			0	0	0	0	0.0	13.5	273	106	37	0	0.3	1.0	99.0	0.4	1.0 Buenos Aires5	
Buenos Aires4	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.6	673	224	87	0	0.1	2.6	97.4	0.2	0.5 Buenos Aires4	
Buenos Aires4	B			10	31	9	4	0.0	19.5	382	138	52	0	0.0	1.1	98.9	0.1	0.2 Buenos Aires4	
Buenos Aires4	C			0	0	0	0	0.0	13.5	273	105	37	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.1 Buenos Aires4	
Buenos Aires3	1.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	20.8	417	155	57	0	0.4	3.1	96.9	1.0	2.3 Buenos Aires3	
Buenos Aires3	B			0	0	0	0	0.0	12.0	242	95	33	0	0.1	1.2	98.6	0.3	0.8 Buenos Aires3	
Buenos Aires3	C			0	0	0	0	0.0	11.2	226	91	31	0	0.3	1.3	98.7	0.3	0.7 Buenos Aires3	
Buenos Aires2	2.7	A	4/0 AC	10	31	9	4	0.0	20.9	400	148	55	0	1.0	4.0	96.0	2.3	5.2 Buenos Aires2	
Buenos Aires2	B			0	0	0	0	0.0	12.0	242	95	33	0	0.3	1.5	98.5	0.8	1.8 Buenos Aires2	
Buenos Aires2	C			0	0	0	0	0.0	11.2	226	90	31	0	0.6	1.9	98.1	0.7	1.6 Buenos Aires2	
Buenos Aires1	0.4	A	4/0 AC	5	15	5	2	0.0	19.4	375	136	52	0	0.1	4.2	95.8	0.3	0.7 Buenos Aires1	
Buenos Aires1	B			0	0	0	0	0.0	12.0	241	91	33	0	0.0	1.5	98.5	0.1	0.3 Buenos Aires1	
Buenos Aires1	C			0	0	0	0	0.0	11.3	225	88	31	0	0.1	2.0	98.0	0.1	0.2 Buenos Aires1	
Simon Bolivar	1.4	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	15.4	307	102	42	0	0.4	4.5	95.5	0.7	1.6 Simon Bolivar	
Simon Bolivar	B			0	0	0	0	0.0	10.3	211	70	28	0	0.1	1.7	98.3	0.3	0.7 Simon Bolivar	
Simon Bolivar	C			0	0	0	0	0.0	9.6	196	66	26	0	0.2	2.2	97.8	0.3	0.6 Simon Bolivar	
Simon Bolivar5	0.3	A	4/0 AC	15	46	14	6	0.0	15.4	283	93	39	0	0.1	4.6	95.4	0.1	0.2 Simon Bo livar5	
Simon Bolivar5	B			0	0	0	0	0.0	10.3	211	70	28	0	0.0	1.7	98.3	0.1	0.1 Simon Bo livar5	
Simon Bolivar5	C			0	0	0	0	0.0	9.6	196	65	26	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.1 Simon Bo livar5	
Simon Bolivar4	4.0	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	12.6	250	79	35	0	0.8	5.4	94.6	1.3	3.0 Simon Bo livar4	
Simon Bolivar4	B			0	0	0	0	0.0	9.8	202	62	27	0	0.5	2.2	97.8	0.8	1.8 Simon Bo livar4	
Simon Bolivar4	C			0	0	0	0	0.0	9.1	186	58	25	0	0.6	2.9	97.1	0.7	1.6 Simon Bo livar4	
Simon Bolivar3	1.0	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	7.1	140	43	20	0	0.1	5.5	94.5	0.1	0.2 Simon Bo livar3	
Simon Bolivar3	B			10	31	9	4	0.0	6.0	108	33	14	0	0.1	2.3	97.7	0.1	0.1 Simon Bo livar3	
Simon Bolivar3	C			0	0	0	0	0.0	8.4	170	52	23	0	0.1	3.0	97.0	0.1	0.3 Simon Bo livar3	
Simon Bolivar2	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	7.1	140	43	20	0	0.0	5.5	94.5	0.0	0.0 Simon Bo livar2	
Simon Bolivar2	B			0	0	0	0	0.0	4.5	93	28	12	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0 Simon Bo livar2	
Simon Bolivar2	C			10	31	9	4	0.0	8.4	155	47	21	0	0.0	3.0	97.0	0.0	0.1 Simon Bo livar2	
Simon Bolivar1	1.5	A	4/0 AC	5	15	5	2	0.0	7.1	133	41	18	0	0.1	5.7	94.3	0.1	0.3 Simon Bo livar1	
Simon Bolivar1	B			0	0	0	0	0.0	4.5	93	28	12	0	0.1	2.4	97.6	0.1	0.1 Simon Bo livar1	
Simon Bolivar1	C			0	0	0	0	0.0	6.8	139	42	19	0	0.2	3.2	96.8	0.1	0.3 Simon Bo livar1	
La Tercera	0.4	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.0	5.7	94.3	0.0	0.1 La Tercera	
La Tercera	B			5	15	5	2	0.0	4.5	85	26	11	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La Tercera	
La Tercera	C			0	0	0	0	0.0	6.8	139	42	19	0	0.0	3.3	96.7	0.0	0.1 La Tercera	
La segunda	1.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.1	5.8	94.2	0.1	0.2 La segunda	
La segunda	B			15	46	14	6	0.0	3.8	54	16	7	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La segunda	
La segunda	C			0	0	0	0	0.0	6.8	139	42	19	0	0.2	3.4	96.6	0.1	0.3 La segunda	
La segunda 1	0.7	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.1	5.9	94.1	0.1	0.1 La segunda 1	
La segunda 1	B			0	0	0	0	0.0	1.5	31	9	4	0	-0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La segunda 1	
La segunda 1	C			25	77	23	10	0.0	6.9	100	30	14	0	0.1	3.5	96.5	0.0	0.1 La segunda 1	
La Primera	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.0	5.9	94.1	0.0	0.0 La Primera	
La Primera	B			0	0	0	0	0.0	1.5	31	9	4	0	-0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La Primera	
La Primera	C			10	31	9	4	0.0	3.0	46	14	6	0	0.0	3.5	96.5	0.0	0.0 La Primera	
La Primera 2	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.0	5.9	94.1	0.0	0.0 La Primera 2	
La Primera 2	B			0	0	0	0	0.0	1.5	31	9	4	0	-0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La Primera 2	
La Primera 2	C			10	31	9	4	0.0	1.5	15	5	2	0	0.0	3.5	96.5	0.0	0.0 La Primera 2	
La Primera 1	0.8	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.3	125	38	17	0	0.1	6.0	94.0	0.1	0.2 La Primera 1	
La Primera 1	B			10	31	9	4	0.0	1.5	15	5	2	0	-0.0	2.4	97.6	0.0	0.0 La Primera 1	
La Primera 1	C			0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0 La Primera 1	
La Comuna	0.8	A	4/0 AC	5	15	5	2	0.0	6.3	117	35	16	0	0.1	6.1	93.9	0.1	0.2 La Comuna	
La Comuna	B			0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.3	97.7	0.0	0.0 La Comuna	
La Comuna	C			0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0 La Comuna	
La Comuna 3	0.1	A	4/0 AC	0	0</														

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SECTION NAME	TYP	ACSR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32				
Las Maravillas1	C		0	9	7	1	0.0	0.5	5	4	1	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	Las Maravillas1																				
Inexpal1	0.3 A	4 ACSR	5	15	5	2	0.0	8.9	53	29	8	0	0.1	4.2	95.8	0.0	0.0	Inexpal1																				
Inexpal1	B		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Inexpal1																				
Inexpal1	C		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	Inexpal1																				
Inexpal2	0.4 A	4 ACSR	5	15	5	2	0.0	6.8	37	24	6	0	0.0	4.3	95.7	0.0	0.0	Inexpal2																				
Inexpal2	B		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Inexpal2																				
Inexpal2	C		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	Inexpal2																				
Inexpal	1.0 A	4 ACSR	0	0	0	0	0.0	4.8	29	22	5	0	0.1	4.4	95.6	0.0	0.0	Inexpal																				
Inexpal	B		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.1	1.7	98.3	0.0	0.0	Inexpal																				
Inexpal	C		0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.1	2.1	97.9	0.0	0.0	Inexpal																				
Inexpal P	0.0 A	4 ACSR	0	29	22	5	0.0	4.8	15	11	2	0	0.0	4.4	95.6	0.0	0.0	Inexpal P																				
Inexpal P	B		0	29	22	5	0.0	4.7	15	11	2	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	Inexpal P																				
Inexpal P	C		0	29	22	5	0.0	4.7	15	11	2	0	0.0	2.1	97.9	0.0	0.0	Inexpal P																				
N Esperanza1	4.1 A	2 ACSR	15	46	14	6	0.0	22.8	197	61	27	0	1.8	4.5	95.5	2.7	2.1	N Esperanza1																				
N Esperanza1	B		15	46	14	6	0.0	12.7	101	31	13	0	0.3	1.4	98.6	0.7	0.5	N Esperanza1																				
N Esperanza1	C		15	46	14	6	0.0	4.7	23	7	3	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	N Esperanza1																				
N Esperanza2	0.4 A	2 ACSR	5	15	5	2	0.0	18.1	163	50	22	0	0.2	4.6	95.4	0.2	0.1	N Esperanza2																				
N Esperanza2	B		0	0	0	0	0.0	7.9	78	23	10	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	N Esperanza2																				
N Esperanza2	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	N Esperanza2																				
N Esperanza3	1.4 A	2 ACSR	5	15	5	2	0.0	16.4	148	45	20	0	0.5	5.1	94.9	0.5	0.4	N Esperanza3																				
N Esperanza3	B		0	0	0	0	0.0	7.9	78	23	10	0	0.1	1.5	98.5	0.1	0.1	N Esperanza3																				
N Esperanza3	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	N Esperanza3																				
N Esperanza	1.6 A	2 ACSR	10	31	9	4	0.0	14.8	124	38	17	0	0.5	5.6	94.4	0.4	0.3	N Esperanza																				
N Esperanza	B		0	0	0	0	0.0	7.9	77	23	10	0	0.1	1.6	98.4	0.2	0.1	N Esperanza																				
N Esperanza	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	N Esperanza																				
Isla Plata1	0.4 A	2 ACSR	10	31	9	4	0.0	11.6	93	28	13	0	0.1	5.7	94.3	0.1	0.0	Isla Plata1																				
Isla Plata1	B		0	0	0	0	0.0	7.9	77	23	10	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	Isla Plata1																				
Isla Plata1	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Isla Plata1																				
Isla Plata2	0.3 A	2 ACSR	0	0	0	0	0.0	8.3	77	23	11	0	0.0	5.7	94.3	0.0	0.0	Isla Plata2																				
Isla Plata2	B		15	46	14	6	0.0	7.9	54	16	7	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	Isla Plata2																				
Isla Plata2	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Isla Plata2																				
Isla Plata3	1.9 A	2 ACSR	5	15	5	2	0.0	8.3	70	21	10	0	0.3	6.0	94.0	0.2	0.1	Isla Plata3																				
Isla Plata3	B		0	0	0	0	0.0	3.2	31	9	4	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	Isla Plata3																				
Isla Plata3	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Isla Plata3																				
Isla Plata4	3.5 A	2 ACSR	20	62	18	9	0.0	6.6	31	9	4	0	0.3	6.3	93.7	0.1	0.0	Isla Plata4																				
Isla Plata4	B		0	0	0	0	0.0	3.2	31	9	4	0	0.2	1.9	98.1	0.1	0.0	Isla Plata4																				
Isla Plata4	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.1	0.9	99.1	0.0	0.0	Isla Plata4																				
Isla Plata	0.1 A	2 ACSR	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	6.3	93.7	0.0	0.0	Isla Plata																				
Isla Plata	B		10	31	9	4	0.0	3.2	15	5	2	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	Isla Plata																				
Isla Plata	C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	Isla Plata																				

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----

--- WIRE LOAD MAXIMUM ---

----- LOSSES -----

SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
Guachal	7.49	92.51	Buenos Aires	27.49	15.74	21.72	40.26
Union Progreso	2.55	97.45	FICO 2	31.46	22.65	9.97	20.34
La Comuna	3.60	96.40	FICO 2	19.36	11.91	4.83	10.88

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1172.7	1103.0	398.5	0.94	53.8	26.2	47.0
B	1449.0	1358.3	504.8	0.94	98.3	55.5	81.1
C	745.8	702.0	251.6	0.94	16.5	7.2	14.9
TOTAL	3367.5	3163.3	1154.9	0.94	168.3	89.0	142.9

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott  
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 3  
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AUX 3		---- LOAD IN SECTION ----							---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.94)	224	79	30	0			100.0	1.4	3.3	
	PHASE B							(feeder pf = 0.95)	166	54	22	0			100.0	0.8	1.8	
	PHASE C							(feeder pf = 0.95)	201	69	27	0			100.0	1.1	2.6	
FICO3	5.0 A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	10.8	224	79	30	0	0.9	0.9	99.1	1.2	2.8	FICO3
FICO3	B		0	0	0	0	0.0	8.0	166	54	22	0	0.5	0.5	99.5	0.7	1.5	FICO3
FICO3	C		0	0	0	0	0.0	9.7	201	69	27	0	0.9	0.9	99.1	1.0	2.2	FICO3
FICO3	A	SWITCH S1						AT LOAD END	30.1%	cont. curr.	30.1%	emrg. curr.						FICO3
	B								22.1%	cont. curr.	22.1%	emrg. curr.						
	C								26.9%	cont. curr.	26.9%	emrg. curr.						
AUX J		---- LOAD IN SECTION ----							---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:	PHASE A							(feeder pf = 0.94)	224	79	30	0			100.0	1.4	3.3	
	PHASE B							(feeder pf = 0.95)	166	54	22	0			100.0	0.8	1.8	
	PHASE C							(feeder pf = 0.95)	201	69	27	0			100.0	1.1	2.6	
Las Maravillas3	0.3 A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	10.8	223	76	30	0	0.0	0.9	99.1	0.1	0.1	Las Maravillas3
Las Maravillas3	B		0	0	0	0	0.0	8.0	166	52	22	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.1	Las Maravillas3
Las Maravillas3	C		15	34	14	5	0.0	9.7	183	59	24	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.1	Las Maravillas3
Botroza	1.6 A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	5.8	119	39	16	0	0.1	1.0	99.0	0.1	0.2	Botroza
Botroza	B		0	0	0	0	0.0	5.8	119	39	16	0	0.1	0.7	99.3	0.1	0.2	Botroza
Botroza	C		0	0	0	0	0.0	5.8	119	39	16	0	0.1	1.1	98.9	0.1	0.2	Botroza
Botroza P	0.0 A	4/0 AC	0	119	39	16	0.0	5.8	60	20	8	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Botroza P
Botroza P	B		0	119	39	16	0.0	5.8	60	20	8	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Botroza P
Botroza P	C		0	119	39	16	0.0	5.8	60	20	8	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	Botroza P
Las Maravillas4	0.7 A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	5.1	104	36	14	0	0.1	1.0	99.0	0.0	0.1	Las Maravillas4
Las Maravillas4	B		0	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Las Maravillas4
Las Maravillas4	C		0	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Las Maravillas4
Las Maravillas5	0.2 A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Las Maravillas5
Las Maravillas5	B		0	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Las Maravillas5
Las Maravillas5	C		0	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Las Maravillas5
Las Maravillas	0.0 A	4/0 AC	0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Las Maravillas
Las Maravillas	B		0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Las Maravillas
Las Maravillas	C		0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	Las Maravillas
Piladora Maravi	1.5 A	2 ACSR	25	57	23	8	0.0	6.0	29	12	4	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	Piladora Maravi

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
Piladora Maravi	1.07	98.93	FICO3	10.84	3.56	1.44	3.25	
Botroza P	0.66	99.34	FICO3	7.98	2.00	0.80	1.84	
Botroza P	1.06	98.94	Las Maravillas3	9.70	2.81	1.13	2.57	

2 iteration(a) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1410.3	1327.1	477.0	0.94	57.3	27.7	50.2
B	1623.8	1524.7	558.7	0.94	100.2	56.3	82.9
C	958.1	903.0	320.1	0.94	19.4	8.3	17.5
TOTAL	3992.1	3754.8	1355.8	0.94	176.6	92.4	150.6

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott  
 LICENSED TO: Escuela Politécnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER Golondrinas  
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

Golondrinas	SECTION NAME	LGTH KM	PHS CPG	COND	LOAD IN SECTION			LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME
					CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT ACCUM	DROP	
FEEDER TOTALS:								(feeder pf = 0.95)	388	129	51	0		100.0	0.7	1.6	
	PHASE A							(feeder pf = 0.95)	851	288	113	0		100.0	4.8	9.4	
	PHASE B							(feeder pf = 0.95)	415	138	55	0		100.0	1.1	2.1	
Via Golondrinas	0.3 A 4/0 AC	17	25	8	3	0.0	18.7	376	125	50	0	0.1	0.1	99.9	0.2	0.4	Via Golondrinas
Via Golondrinas	B	17	25	8	3	0.0	41.0	839	283	111	0	0.2	0.2	99.8	0.9	2.1	Via Golondrinas
Via Golondrinas	C	17	25	8	3	0.0	20.0	403	134	53	0	0.0	0.0	100.0	0.2	0.5	Via Golondrinas
COL SAGRADO COR	0.0 A 4 ACSR	15	23	8	3	0.0	3.0	11	4	2	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	COL SAGRADO COR
Col 3 Julio	0.3 A 4/0 AC	25	38	13	5	0.0	16.4	321	106	42	0	0.1	0.2	99.6	0.2	0.4	Col 3 Julio
Col 3 Julio	B	25	38	13	5	0.0	39.8	806	271	107	0	0.2	0.4	99.6	1.0	2.3	Col 3 Julio
Col 3 Julio	C	25	38	13	5	0.0	18.7	371	123	49	0	0.0	0.0	100.0	0.2	0.5	Col 3 Julio
Col Juan XXXIIT	0.2 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	14.5	302	100	40	0	0.1	0.3	99.7	0.1	0.2	Col Juan XXXIIT
Col Juan XXXIIT	B	0	0	0	0	0.0	38.0	786	262	104	0	0.2	0.6	99.4	0.7	1.6	Col Juan XXXIIT
Col Juan XXXIIT	C	0	0	0	0	0.0	16.9	351	116	46	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.3	Col Juan XXXIIT
Urb N Quinindé	0.1 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.4	175	58	23	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.1	Urb N Quinindé
Urb N Quinindé	B	63	95	31	13	0.0	27.1	512	171	68	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.4	Urb N Quinindé
Urb N Quinindé	C	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Urb N Quinindé
Urb N Quinindé0	0.1 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.5	175	58	23	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Urb N Quinindé0
Urb N Quinindé0	B	134	204	67	27	0.0	22.5	363	121	48	0	0.0	0.7	99.3	0.1	0.2	Urb N Quinindé0
Urb N Quinindé0	C	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Urb N Quinindé0
Duana 1	0.5 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.5	175	58	23	0	0.1	0.5	99.5	0.1	0.2	Duana 1
Duana 1	B	15	23	8	3	0.0	12.6	249	84	33	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.4	Duana 1
Duana 1	C	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.1	Duana 1
Duana 2	0.2 A 4/0 AC	50	76	25	10	0.0	8.5	137	45	18	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Duana 2
Duana 2	B	0	0	0	0	0.0	11.5	237	80	32	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.1	Duana 2
Duana 2	C	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 2
Duana 3	0.3 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Duana 3
Duana 3	B	10	15	5	2	0.0	11.5	230	77	31	0	0.0	0.8	99.2	0.1	0.2	Duana 3
Duana 3	C	0	0	0	0	0.0	4.8	99	33	13	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 3
Duana 4	0.4 A 4/0 AC	25	38	13	5	0.0	4.8	80	26	11	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	Duana 4
Duana 4	B	25	38	13	5	0.0	10.8	203	68	27	0	0.1	0.9	99.1	0.1	0.2	Duana 4
Duana 4	C	25	38	13	5	0.0	4.8	80	27	11	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 4
Duana 5	0.3 A 4/0 AC	10	15	5	2	0.0	2.9	53	18	7	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	Duana 5
Duana 5	B	0	0	0	0	0.0	8.9	184	62	25	0	0.0	1.0	99.0	0.1	0.1	Duana 5
Duana 5	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 5
Duana 6	0.7 A 4/0 AC	10	15	5	2	0.0	2.2	38	13	5	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	Duana 6
Duana 6	B	0	0	0	0	0.0	8.9	184	62	25	0	0.1	1.1	98.9	0.1	0.3	Duana 6
Duana 6	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 6
Duana 7	0.5 A 4/0 AC	5	8	3	1	0.0	1.5	27	9	4	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	Duana 7
Duana 7	B	0	0	0	0	0.0	8.9	184	61	25	0	0.1	1.2	98.8	0.1	0.2	Duana 7
Duana 7	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 7
Duana 8	0.4 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 8
Duana 8	B	25	38	13	5	0.0	8.9	165	55	22	0	0.1	1.2	98.8	0.1	0.1	Duana 8
Duana 8	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 8
Duana 9	0.1 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 9
Duana 9	B	15	23	8	3	0.0	7.1	134	45	18	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	Duana 9
Duana 9	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 9
Duana 10	0.3 A 4/0 AC	5	8	3	1	0.0	1.1	19	6	3	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 10
Duana 10	B	0	0	0	0	0.0	6.0	123	41	16	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.1	Duana 10
Duana 10	C	0	0	0	0	0.0	2.9	61	20	8	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 10
Duana 11	1.2 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 11
Duana 11	B	0	0	0	0	0.0	6.0	123	41	16	0	0.2	1.4	98.6	0.1	0.2	Duana 11
Duana 11	C	5	8	3	1	0.0	2.9	57	19	8	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 11
Duana 12	1.2 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 12
Duana 12	B	5	8	3	1	0.0	6.0	119	39	16	0	0.1	1.6	98.4	0.1	0.2	Duana 12
Duana 12	C	0	0	0	0	0.0	2.6	53	18	7	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 12
Duana 13	0.3 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana 13
Duana 13	B	0	0	0	0	0.0	5.6	115	38	15	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Duana 13
Duana 13	C	0	0	0	0	0.0	2.6	53	18	7	0	-0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana 13
Duana	0.1 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	-0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Duana
Duana	B	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Duana
Duana	C	10	15	5	2	0.0	2.6	46	15	6	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Duana
Snt Isabel 1	0.8 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 1	B	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 1	C	10	15	5	2	0.0	1.8	30	10	4	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 2	0.4 A 4/0 AC	10	15	5	2	0.0	0.7	8	3	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 2	B	0	0	0	0	0.0	0.7	15	5	2	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 2	C	0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 3	0.5 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Snt Isabel 3
Snt Isabel 3	B	5	8	3	1	0.0	0.7	11	4	2	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Snt Isabel 3
Snt Isabel 3	C	0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Snt Isabel 3
Snt Isabel 4	0.3 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Snt Isabel 4
Snt Isabel 4	B	0	0	0	0	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Snt Isabel 4
Snt Isabel 4	C	5	8	3	1	0.0	1.1	19	6	3	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	Snt Isabel 4
Snt Isabel	0.1 A 4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	Snt Isabel
Snt Isabel																	

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

El Viudo 4	C		25	38	13	5	0.0	13.6	161	53	21	0	0.1	0.1	99.9	0.1	0.1	El Viudo 4
El Viudo 5	0.2 A	1/0 AC	10	15	5	2	0.0	8.4	103	34	14	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	El Viudo 5
El Viudo 5	B		0	0	0	0	0.0	13.1	172	57	23	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.1	El Viudo 5
El Viudo 5	C		0	0	0	0	0.0	10.7	142	47	19	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	El Viudo 5
El Viudo 6	0.1 A	1/0 AC	0	0	0	0	0.0	7.3	96	32	13	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	El Viudo 6
El Viudo 6	B		0	0	0	0	0.0	13.1	172	57	23	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	El Viudo 6
El Viudo 6	C		0	0	0	0	0.0	10.7	142	47	19	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	El Viudo 6
Agua Potable	0.5 A	1/0 AC	0	0	0	0	0.0	3.8	51	17	7	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Agua Potable
Agua Potable	B		0	0	0	0	0.0	3.9	51	17	7	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	Agua Potable
Agua Potable	C		0	0	0	0	0.0	3.8	51	17	7	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	Agua Potable
b Agua Potable	0.0 A	1/0 AC	33	51	17	7	0.0	3.8	25	8	3	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	b Agua P
b Agua Potable	B		33	51	17	7	0.0	3.9	25	8	3	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	b Agua P
b Agua Potable	C		33	51	17	7	0.0	3.8	25	8	3	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	b Agua P
El Viudo 7	1.0 A	1/0 AC	0	0	0	0	0.0	3.4	45	15	6	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	El Viudo 7
El Viudo 7	B		50	76	25	10	0.0	9.2	83	27	11	0	0.1	0.9	99.1	0.1	0.1	El Viudo 7
El Viudo 7	C		0	0	0	0	0.0	6.9	91	30	12	0	0.1	0.3	99.7	0.1	0.1	El Viudo 7
El Viudo 8	0.5 A	1/0 AC	0	45	15	6	0.0	3.4	23	7	3	0	-0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 8	B		0	45	15	6	0.0	3.4	23	7	3	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 8	C		0	45	15	6	0.0	6.9	68	22	9	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 9	0.6 C	4 ACSR	10	15	5	2	0.0	6.1	38	13	5	0	0.1	0.4	99.6	0.0	0.0	El Viudo 9
El Viudo 10	0.8 C	4 ACSR	10	15	5	2	0.0	4.0	23	8	3	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.0	El Viudo 10
El Viudo 11	0.2 C	4 ACSR	5	8	3	1	0.0	2.0	11	4	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	El Viudo 11
El Viudo 12	0.3 C	4 ACSR	5	8	3	1	0.0	1.0	4	1	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	El Viudo 12

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
Snt Isabel 2	0.73	99.27	Via Golondrinas	18.67	1.73	0.74	1.56
San Jacinto	2.79	97.21	Via Golondrinas	41.01	10.59	4.85	9.41
El Viudo 12	0.48	99.52	Via Golondrinas	19.97	2.31	1.07	2.05

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----				
A	KVA	KW	KVAR	PF	B	KVA	KW	KVAR
A	1819.3	1718.4	606.0	0.94	B	59.1	28.4	51.8
B	2522.3	2376.0	846.3	0.94	C	110.7	61.2	92.3
C	1395.7	1318.3	458.3	0.94		21.7	9.4	19.5

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA PARA LA ALTERNATIVA2

PROJECT: Scott & Scott
LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 1
Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AUX 1

---- LOAD IN SECTION ---- LOAD THRU SECTION ---- VOLTAGE PERCENT -- LOSSES --

Table with columns: SECTION NAME, LGTH, PHS, COND, CONN, KVA, KW, KVAR, AMPS, CUST, LOAD, PCT, KW, KVAR, AMPS, CUST, SECT, ACCUM, LEVEL, KW, KVAR, SECTION NAME. It lists various feeders and sections like FICO 1, Simon Bolivar, Buenos Aires, Golondrinas, and Agua Clara with their respective electrical parameters.

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Fruta de Par3	C	0	0	0	0	0.0	8.8	119	29	15	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	Fruta de Par3	
Fruta de Par4	0.8 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.5	145	37	20	0	0.2	6.8	93.2	0.2	0.2	Fruta de Par4	
Fruta de Par4	B	0	0	0	0	0.0	37.3	436	141	65	0	0.6	12.5	87.5	2.0	2.5	Fruta de Par4	
Fruta de Par4	C	5	6	2	1	0.0	8.8	116	28	15	0	-0.1	0.2	99.8	0.1	0.1	Fruta de Par4	
Fruta de Par	0.1 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.5	144	37	20	0	0.0	6.8	93.2	0.0	0.0	Fruta de Par	
Fruta de Par	B	0	0	0	0	0.0	37.3	434	138	65	0	0.1	12.5	87.5	0.3	0.3	Fruta de Par	
Fruta de Par	C	10	12	4	2	0.0	8.3	107	26	14	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	Fruta de Par	
La Te 1	1.0 A 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	11.5	141	36	20	0	0.2	7.1	92.9	0.2	0.2	La Te 1	
La Te 1	C	0	0	0	0	0.0	37.3	433	138	65	0	0.7	13.2	86.8	2.5	3.1	La Te 1	
La Te 1	B	0	0	0	0	0.0	7.4	101	24	13	0	-0.1	0.0	100.0	0.1	0.1	La Te 1	
La Te 2	0.9 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.0	138	35	19	0	0.2	7.3	92.7	0.2	0.2	La Te 2	
La Te 2	B	0	0	0	0	0.0	37.3	431	135	65	0	0.6	13.9	86.1	2.3	2.8	La Te 2	
La Te 2	C	5	6	2	1	0.0	7.4	97	23	13	0	-0.1	-0.1	100.1	0.1	0.1	La Te 2	
La Te 3	0.7 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	11.0	138	35	19	0	0.2	7.5	92.5	0.2	0.2	La Te 3	
La Te 3	B	0	0	0	0	0.0	37.4	429	132	65	0	0.5	14.4	85.6	1.8	2.2	La Te 3	
La Te 3	C	25	31	9	4	0.0	6.9	79	17	10	0	-0.1	-0.2	100.2	0.0	0.0	La Te 3	
La Te 4	0.2 A 1/0 AC	0	64	13	9	0.0	11.0	106	28	15	0	0.0	7.5	92.5	0.0	0.0	La Te 4	
La Te 4	B	0	64	13	10	0.0	37.4	395	124	61	0	0.1	14.5	85.5	0.3	0.4	La Te 4	
La Te 4	C	0	64	13	8	0.0	4.7	32	6	4	0	-0.0	-0.2	100.2	0.0	0.0	La Te 4	
Crist Colon 1	3.0 A 2 ACSR	5	6	2	1	0.0	8.0	71	21	10	0	0.5	8.0	92.0	0.3	0.2	Crist Colon 1	
Crist Colon 2	1.5 A 2 ACSR	5	6	2	1	0.0	7.4	64	19	9	0	0.2	8.2	91.8	0.1	0.1	Crist Colon 2	
Crist Colon 3	1.8 A 2 ACSR	25	31	9	4	0.0	6.7	40	13	7	0	0.2	8.4	91.6	0.1	0.1	Crist Colon 3	
Crist Colon	0.2 A 2 ACSR	25	31	9	4	0.0	3.4	15	4	2	0	0.0	8.4	91.6	0.0	0.0	Crist Colon	
La Te	0.2 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	7.5	92.5	0.0	0.0	La Te	
La Te	B	25	31	9	5	0.0	32.0	348	112	54	0	0.1	14.6	85.4	0.4	0.5	La Te	
La Te	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	-0.3	100.3	0.0	0.0	La Te	
Zapallo 1	0.8 B 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	29.3	329	107	51	0	0.4	15.0	85.0	1.2	1.4	Zapallo 1	
Zapallo 2	1.1 B 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	28.8	321	103	50	0	0.6	15.6	84.4	1.7	1.9	Zapallo 2	
Zapallo 3	1.7 B 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	28.3	314	100	49	0	0.9	16.6	83.4	2.5	2.8	Zapallo 3	
Zapallo 4	1.8 B 1/0 AC	15	18	5	3	0.0	27.7	299	93	47	0	1.0	17.6	82.4	2.6	2.9	Zapallo 4	
Zapallo 5	0.8 B 1/0 AC	25	31	9	5	0.0	26.1	272	83	43	0	0.4	17.9	82.1	0.9	1.0	Zapallo 5	
Zapallo 6	0.6 B 1/0 AC	15	18	5	3	0.0	23.3	246	75	39	0	0.3	18.2	81.8	0.6	0.7	Zapallo 6	
Zapallo	0.8 B 1/0 AC	15	18	5	3	0.0	21.7	227	69	36	0	0.3	18.5	81.5	0.6	0.7	Zapallo	
Naranjal 1	1.4 B 1/0 AC	15	18	5	3	0.0	20.0	208	63	34	0	0.5	19.0	81.0	1.0	1.1	Naranjal 1	
Naranjal 2	1.2 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	18.3	192	58	31	0	0.4	19.5	80.5	0.7	0.8	Naranjal 2	
Naranjal 3	0.3 B 1/0 AC	25	31	9	5	0.0	17.2	170	51	28	0	0.1	19.5	80.5	0.1	0.2	Naranjal 3	
Naranjal	0.5 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	14.4	148	44	24	0	0.1	19.7	80.3	0.2	0.2	Naranjal	
Ranch Quemado1	1.1 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	13.2	136	41	22	0	0.3	19.9	80.1	0.3	0.4	Ranch Qu	amado1
Ranch Quemado2	0.8 B 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	12.1	126	37	21	0	0.2	20.1	79.9	0.2	0.2	Ranch Qu	emado2
Ranch Quemado3	0.8 B 1/0 AC	5	6	2	1	0.0	11.5	120	35	20	0	0.2	20.3	79.7	0.2	0.2	Ranch Qu	emado3
Ranch Quemado4	0.8 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	11.0	111	33	18	0	0.2	20.4	79.6	0.2	0.2	Ranch Qu	emado4
Ranch Quemado5	0.8 B 1/0 AC	15	18	5	3	0.0	9.8	95	28	16	0	0.1	20.6	79.4	0.1	0.1	Ranch Qu	emado5
Rancho Quemado	1.5 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	8.1	80	23	13	0	0.2	20.8	79.2	0.2	0.2	Rancho Q	uemado
Ronca Tigriillo1	0.9 B 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	6.9	74	21	12	0	0.1	20.9	79.1	0.1	0.1	Ronca Tigriillo1	
Ronca Tigriillo2	0.9 B 1/0 AC	25	31	9	5	0.0	6.9	58	17	10	0	0.1	21.0	79.0	0.1	0.1	Ronca Tigriillo2	
Ronca Tigriillo3	0.6 B 1/0 AC	25	31	9	5	0.0	4.1	28	8	5	0	0.0	21.0	79.0	0.0	0.0	Ronca Tigriillo3	
Ronca Tigriillo	1.2 B 1/0 AC	10	12	4	2	0.0	1.2	6	2	1	0	0.0	21.1	78.9	0.0	0.0	Ronca Tigriillo	
N Esperanza1	4.1 A 2 ACSR	15	18	5	2	0.0	9.0	77	23	10	0	0.7	4.4	95.6	0.4	0.3	N Esperanza1	
N Esperanza1	B	15	18	5	3	0.0	5.2	40	12	6	0	0.1	5.5	94.5	0.1	0.1	N Esperanza1	
N Esperanza1	C	15	18	5	2	0.0	1.9	9	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	N Esperanza1	
N Esperanza2	0.4 A 2 ACSR	5	6	2	1	0.0	7.1	64	19	9	0	0.1	4.5	95.5	0.0	0.0	N Esperanza2	
N Esperanza2	B	0	0	0	0	0.0	3.3	31	9	4	0	0.0	5.5	94.5	0.0	0.0	N Esperanza2	
N Esperanza2	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	N Esperanza2	
N Esperanza3	1.4 A 2 ACSR	5	6	2	1	0.0	6.5	58	17	8	0	0.2	4.6	95.4	0.1	0.1	N Esperanza3	
N Esperanza3	B	0	0	0	0	0.0	3.3	31	9	4	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0	N Esperanza3	
N Esperanza3	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	N Esperanza3	
N Esperanza4	1.6 A 2 ACSR	10	12	4	2	0.0	5.8	49	14	7	0	0.2	4.8	95.2	0.1	0.1	N Esperanza4	
N Esperanza4	B	0	0	0	0	0.0	3.3	31	9	4	0	0.1	5.6	94.4	0.0	0.0	N Esperanza4	
N Esperanza4	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	N Esperanza4	
Isla Plata1	0.4 A 2 ACSR	10	12	4	2	0.0	4.5	37	11	5	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	Isla Plata1	
Isla Plata1	B	0	0	0	0	0.0	3.3	31	9	4	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0	Isla Plata1	
Isla Plata1	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Isla Plata1	
Isla Plata2	0.3 A 2 ACSR	0	0	0	0	0.0	3.2	31	9	4	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	Isla Plata2	
Isla Plata2	B	15	18	5	3	0.0	3.3	21	6	3	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0	Isla Plata2	
Isla Plata2	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Isla Plata2	
Isla Plata3	1.9 A 2 ACSR	5	6	2	1	0.0	3.2	28	8	4	0	0.1	5.0	95.0	0.0	0.0	Isla Plata3	
Isla Plata3	B	0	0	0	0	0.0	1.3	12	4	2	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0	Isla Plata3	
Isla Plata3	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Isla Plata3	
Isla Plata4	3.5 A 2 ACSR	20	24	7	3	0.0	2.6	12	4	2	0	0.1	5.1	94.9	0.0	0.0	Isla Plata4	
Isla Plata4	B	0	0	0	0	0.0	1.3	12	4	2	0	0.1	5.7	94.3	0.0	0.0	Isla Plata4	
Isla Plata4	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Isla Plata4	
Isla Plata	0.1 A 2 ACSR	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	5.1	94.9	0.0	0.0	Isla Plata	
Isla Plata	B	10	12	4	2	0.0	1.3	6	2	1	0	0.0	5.7	94.3	0.0	0.0	Isla Plata	
Isla Plata	C	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Isla Plata	
Inexpal1	0.3 A 4 ACSR	5	6	2	1	0.0	6.2	39	25	6	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	Inexpal1	
Inexpal1	B	0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	Inexpal1	
Inexpal1	C	0	0	0	0	0.0	4.6	29	22	5	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	Inexpal1	
Inexpal2	0.4 A 4 ACSR	5	6	2	1	0.0	5.5	33	23	5	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	Inexpal2	
Inexpal2	B	0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	Inexpal2	
Inexpal2	C	0	0	0	0	0.0	4.6	29	22	5	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	Inexpal2	
Inexpal	1.0 A 4 ACSR	0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.1	1.8	98.2	0.0	0.0	Inexpal	
Inexpal	B	0	0	0	0	0.0	4.7	29	22	5	0	0.1	2.4	97.6	0.0	0.0	Inexpal	
Inexpal	C	0	0	0	0	0.0	4.6	29	22	5	0	0.1	0.4	99.6	0.0	0.0	Inexpal	
Inexpal P	0.0 A 4 ACSR	0	29	22	5	0.0	4.7	15	11	2	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	Inexpal P	
Inexpal P	B	0	29	22	5	0.0	4.7	15	11									

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott 10/30/03 02:16:15  
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 2  
 Nominal Voltage = 11.80 KV Line to Line

AUX 2			--- LOAD IN SECTION ---				--- LOAD THRU SECTION ---				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --					
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM		SECTION NAME				
													LEVEL	KW		KVAR			
FEEDER TOTALS:		PHASE A						839	286	111	0		100.0	10.3	14.3				
		PHASE B						705	239	93	0		100.0	6.6	10.2				
		PHASE C						350	118	46	0		100.0	0.9	1.9				
FICO 2	0.6	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	40.5	839	286	111	0	0.5	0.5	99.5	2.1	4.8	FICO 2	
FICO 2	B			0	0	0	0.0	34.0	705	239	93	0	0.2	0.2	99.8	1.5	3.4	FICO 2	
FICO 2	C			0	0	0	0.0	16.9	350	118	46	0	0.1	0.1	99.9	0.4	0.8	FICO 2	
FICO 2	A	SWITCH RE						AT LOAD END 111.8%		cont. curr. 111.8%		emrg. curr.					FICO 2		
		B						93.6%		cont. curr. 93.6%		emrg. curr.							
		C						46.4%		cont. curr. 46.4%		emrg. curr.							
Simon Bolivar4	4.0	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	15.1	312	106	42	0	1.5	2.0	98.0	2.0	4.6	Simon Bo livar4	
Simon Bolivar4	B			0	0	0	0.0	15.0	310	105	41	0	0.6	0.8	99.2	1.9	4.4	Simon Bo livar4	
Simon Bolivar4	C			0	0	0	0.0	2.1	44	14	6	0	-0.1	0.1	99.9	0.0	0.1	Simon Bo livar4	
Simon Bolivar3	1.0	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	Simon Bo livar3	
Simon Bolivar3	B			10	87	28	12	0.0	4.2	44	14	6	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	Simon Bo livar3
Simon Bolivar3	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	Simon Bo livar3	
Union Progreso1	1.5	A	4 ACSR	0	0	0	0.0	41.8	310	102	42	0	1.6	3.5	96.5	3.8	1.9	Union Progreso1	
Union Progreso1	B			0	0	0	0.0	29.4	221	72	29	0	0.7	1.5	98.5	1.9	0.9	Union Progreso1	
Union Progreso1	C			5	44	14	6	0.0	5.8	22	7	3	0	-0.2	-0.1	100.1	0.0	0.0	Union Progreso1
Union Progreso2	0.2	A	4 ACSR	5	44	14	6	0.0	41.9	284	93	39	0	0.2	3.7	96.3	0.4	0.2	Union Progreso2
Union Progreso2	B			0	0	0	0.0	29.3	219	71	29	0	0.1	1.6	98.4	0.3	0.1	Union Progreso2	
Union Progreso2	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	-0.1	100.1	0.0	0.0	Union Progreso2	
Union Progreso3	0.5	A	4 ACSR	15	131	43	18	0.0	35.9	197	64	27	0	0.3	4.0	96.0	0.5	0.2	Union Progreso3
Union Progreso3	B			0	0	0	0.0	29.3	219	71	29	0	0.2	1.8	98.2	0.6	0.3	Union Progreso3	
Union Progreso3	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.1	-0.2	100.2	0.0	0.0	Union Progreso3	
Union Progreso4	0.2	A	4 ACSR	0	0	0	0.0	18.0	131	43	18	0	0.1	4.1	95.9	0.1	0.0	Union Progreso4	
Union Progreso4	B			25	218	71	29	0.0	29.3	109	36	15	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	Union Progreso4
Union Progreso4	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	-0.2	100.2	0.0	0.0	Union Progreso4	
Union Progreso4	B			16	131	43	18	0.0	18.0	65	21	9	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	Union Pr ogresso4
Union Progreso4	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	Union Pr ogresso4	
Union Progreso4	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	-0.2	100.2	0.0	0.0	Union Pr ogresso4	
Simon Bolivar5	0.3	A	4/0 AC	15	131	43	17	0.0	6.3	65	21	9	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Simon Bo livar5
Simon Bolivar5	B			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	Simon Bo livar5	
Simon Bolivar5	C			0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	Simon Bo livar5	
Las Maravillas1	0.3	A	4/0 AC	0	9	7	1	0.0	19.1	390	129	52	0	0.1	0.6	99.4	0.2	0.4	Las Maravillas1
Las Maravillas1	B			0	9	7	1	0.0	19.0	389	127	51	0	0.1	0.3	99.7	0.2	0.4	Las Maravillas1
Las Maravillas1	C			0	9	7	1	0.0	14.8	101	39	40	0	0.1	0.2	99.8	0.1	0.2	Las Maravillas1
Las Maravillas2	0.4	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	18.6	385	125	51	0	0.1	0.7	99.3	0.2	0.6	Las Maravillas2	
Las Maravillas2	B			25	218	71	29	0.0	18.5	275	88	36	0	0.1	0.3	99.7	0.1	0.3	Las Maravillas2
Las Maravillas2	C			0	0	0	0.0	14.3	297	95	39	0	0.1	0.3	99.7	0.1	0.3	Las Maravillas2	
Las Maravillas3	0.3	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	18.6	384	124	51	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.4	Las Maravillas3	
Las Maravillas3	B			0	0	0	0.0	8.0	166	52	22	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.1	Las Maravillas3	
Las Maravillas3	C			15	131	43	17	0.0	14.3	231	74	31	0	0.1	0.3	99.7	0.1	0.1	Las Maravillas3
Botroza	1.6	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	5.8	119	39	16	0	0.1	0.9	99.1	0.1	0.2	Botroza	
Botroza	B			0	0	0	0.0	5.8	119	39	16	0	0.1	0.5	99.5	0.1	0.2	Botroza	
Botroza	C			0	0	0	0.0	5.7	119	39	16	0	0.1	0.5	99.5	0.1	0.2	Botroza	
Botroza P	0.0	A	4/0 AC	0	119	39	16	0.0	5.8	60	20	8	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	Botroza P
Botroza P	B			0	119	39	16	0.0	5.8	60	20	8	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Botroza P
Botroza P	C			0	119	39	16	0.0	5.7	60	20	8	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	Botroza P
Las Maravillas4	0.7	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	12.8	265	85	35	0	0.2	0.9	99.1	0.3	0.6	Las Maravillas4	
Las Maravillas4	B			0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	-0.1	0.3	99.7	0.0	0.0	Las Maravillas4	
Las Maravillas4	C			0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.1	99.6	0.0	0.0	Las Maravillas4	
Las Maravillas5	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	Las Maravillas5	
Las Maravillas5	R			0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	Las Maravillas5	
Las Maravillas5	C			0	0	0	0.0	2.2	47	13	6	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Las Maravillas5	
Las Maravillas	0.0	A	4/0 AC	0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	Las Mara villas
Las Maravillas	B			0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	Las Mara villas
Las Maravillas	C			0	47	13	6	0.0	2.2	23	6	3	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	Las Mara villas
Piledora Maravi	1.5	A	2 ACSR	25	218	71	29	0.0	22.4	109	36	15	0	0.4	1.3	98.7	0.3	0.2	Piledora Maravi

---- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----				--- WIRE LOAD MAXIMUM ---				----- LOSSES -----				
SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	PERCENT	KVA	KW	KVAR
Union Progreso4	4.14	95.86		Union Progreso2	41.90	17.58	10.25	14.28				
Union Progreso4	1.86	98.14		FICO 2	33.97	12.17	6.61	10.22				
Botroza P	0.49	99.51		FICO 2	16.86	2.11	0.86	1.93				

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----						----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----					
A	B	C	KVA	KW	KVAR	A	B	C	KVA	KW	KVAR
1434.9	1351.6	481.1	0.94	49.1	24.5	42.5					
1689.4	1571.3	520.6	0.93	161.1	61.0	139.3					
780.4	733.9	265.4	0.94	20.1	6.6	18.2					



CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott 10/30/03 02:16:15  
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER AUX 3  
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

AUX 3			---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --							
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:		PHASE A										36	12	5	0			100.0	0.1	0.1	
		PHASE B										28	9	4	0			100.0	0.0	0.0	
		PHASE C										44	14	6	0			100.0	0.0	0.1	
FICO 3	1.6	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.7	36	12	5	0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	FICO 3
FICO 3		B		0	0	0	0	0.0	1.3	28	9	4	0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	FICO 3
FICO 3		C		0	0	0	0	0.0	2.1	44	14	6	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	FICO 3
FICO 3		A	SWITCH RE							AT LOAD END		4.7%	cont. curr.		4.7%	emrg. curr.					FICO 3
		B										3.7%	cont. curr.		3.7%	emrg. curr.					
		C										5.8%	cont. curr.		5.8%	emrg. curr.					
Simon Bolívar2	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.7	36	12	5	0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar2
Simon Bolívar2		B		0	0	0	0	0.0	1.3	28	9	4	0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar2
Simon Bolívar2		C		10	8	3	1	0.0	2.1	40	13	5	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar2
Simon Bolívar1	1.5	A	4/0 AC	5	4	1	1	0.0	1.7	34	11	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar1
Simon Bolívar1		B		0	0	0	0	0.0	1.3	28	9	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar1
Simon Bolívar1		C		0	0	0	0	0.0	1.7	36	12	5	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	Simon Bo livar1
La Tercera	0.4	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Tercera
La Tercera		B		5	4	1	1	0.0	1.3	26	8	3	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Tercera
La Tercera		C		0	0	0	0	0.0	1.7	36	12	5	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Tercera
La segunda	1.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda
La segunda		B		15	12	4	2	0.0	1.1	18	6	2	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda
La segunda		C		0	0	0	0	0.0	1.7	36	12	5	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda
La segunda 1	0.7	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda 1
La segunda 1		B		0	0	0	0	0.0	0.6	12	4	2	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda 1
La segunda 1		C		25	20	6	3	0.0	1.7	26	8	3	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La segunda 1
La Primera	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera
La Primera		B		0	0	0	0	0.0	0.6	12	4	2	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera
La Primera		C		10	8	3	1	0.0	0.8	12	4	2	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera
La Primera 2	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 2
La Primera 2		B		0	0	0	0	0.0	0.6	12	4	2	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 2
La Primera 2		C		10	8	3	1	0.0	0.4	4	1	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 2
La Primera 1	0.8	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.5	32	10	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 1
La Primera 1		B		10	8	3	1	0.0	0.6	8	3	1	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 1
La Primera 1		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Primera 1
La Comuna	0.8	A	4/0 AC	5	4	1	1	0.0	1.5	30	10	4	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna
La Comuna		B		0	0	0	0	0.0	0.2	4	1	1	0	-0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna
La Comuna		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna
La Comuna 3	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 3
La Comuna 3		B		0	0	0	0	0.0	0.2	4	1	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 3
La Comuna 3		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 3
La Comuna 2	1.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 2
La Comuna 2		B		5	4	1	1	0.0	0.2	2	1	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 2
La Comuna 2		C		0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	0.0	0.0	La Comuna 2
Guachal 1	1.7	A	4 ACSR	5	4	1	1	0.0	3.7	26	8	3	0	0.1	0.3	99.7	0.0	0.0	0.0	0.0	Guachal 1
Guachal 2	1.3	A	4 ACSR	5	4	1	1	0.0	3.1	22	7	3	0	0.1	0.4	99.6	0.0	0.0	0.0	0.0	Guachal 2
Guachal 3	0.5	A	4 ACSR	5	4	1	1	0.0	2.6	18	6	2	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	0.0	0.0	Guachal 3
Guachal 4	1.4	A	4 ACSR	10	8	3	1	0.0	2.1	12	4	2	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	0.0	Guachal 4
Guachal	1.3	A	4 ACSR	10	8	3	1	0.0	1.0	4	1	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	0.0	0.0	Guachal

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	DROP PERCENT	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY PERCENT	KVA	KW	KVAR	
Guachal	0.51	99.49	Guachal 1	3.67	0.15	0.10	0.12	
La segunda 1	0.09	99.91	Simon Bolívar2	1.33	0.04	0.02	0.04	
La Comuna	0.20	99.80	Simon Bolívar2	2.09	0.09	0.04	0.09	

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
A	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1472.4	1387.5	493.0	0.94	49.2	24.6	42.6
B	1718.5	1599.0	629.7	0.93	161.2	81.0	139.3
C	826.2	777.4	279.8	0.94	20.2	8.6	18.3

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROJECT: Scott & Scott 10/30/03 02:16:16  
 LICENSED TO: Escuela Politécnica Nacional  
 BY PHASE VOLTAGE ANALYSIS ON FEEDER Golondrinas  
 Nominal Voltage = 13.80 KV Line to Line

Golondrinas			--- LOAD IN SECTION ---					--- LOAD THRU SECTION ---					VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCLUM	LEVEL	KW		KVAR
FEEDER TOTALS:	KM	CFG												DROP	DROP				
PHASE A									0.95	389	129	53	0			98.0	0.8	1.6	
PHASE B									0.95	846	286	114	0			98.0	4.9	9.5	
PHASE C									0.95	416	139	56	0			98.0	1.1	2.1	
Via Golondrinas	0.3	A	4/0 AC	17	25	8	3	0.0	19.1	376	125	51	0	0.1	0.1	97.9	0.2	0.4	Via Golondrinas
Via Golondrinas		B		17	25	8	3	0.0	41.6	833	282	113	0	0.2	0.2	97.8	0.9	2.2	Via Golondrinas
Via Golondrinas		C		17	25	8	3	0.0	20.4	404	134	54	0	0.0	0.0	98.0	0.2	0.5	Via Golondrinas
COL SAGRADO COR	0.0	A	4 ACSR	15	23	8	3	0.0	3.1	11	4	2	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	COL SAGRADO COR
Col 3 Julio	0.3	A	4/0 AC	25	38	13	5	0.0	16.7	322	107	43	0	0.1	0.2	97.8	0.2	0.4	Col 3 Julio
Col 3 Julio		B		25	38	13	5	0.0	40.3	800	269	108	0	0.2	0.4	97.6	1.0	2.3	Col 3 Julio
Col 3 Julio		C		25	38	13	5	0.0	19.2	372	123	50	0	0.0	0.0	98.0	0.2	0.5	Col 3 Julio
Col Juan XXXIII	0.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	14.9	302	100	41	0	0.1	0.3	97.7	0.1	0.2	Col Juan XXXIII
Col Juan XXXIII		B		0	0	0	0	0.0	38.5	780	261	106	0	0.2	0.6	97.4	0.7	1.6	Col Juan XXXIII
Col Juan XXXIII		C		0	0	0	0	0.0	17.3	352	117	48	0	0.0	0.1	97.9	0.1	0.3	Col Juan XXXIII
Urb N Quindé	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.6	176	58	24	0	0.0	0.3	97.7	0.0	0.1	Urb N Quindé
Urb N Quindé		B		63	95	31	13	0.0	27.3	506	169	69	0	0.1	0.6	97.4	0.2	0.4	Urb N Quindé
Urb N Quindé		C		0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Urb N Quindé
Urb N Quindé0	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.6	176	58	24	0	0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	Urb N Quindé0
Urb N Quindé0		B		134	205	67	28	0.0	22.6	356	119	48	0	0.0	0.7	97.3	0.1	0.2	Urb N Quindé0
Urb N Quindé0		C		0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Urb N Quindé0
Duana 1	0.5	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	8.6	176	58	24	0	0.1	0.5	97.5	0.1	0.2	Duana 1
Duana 1		B		15	23	8	3	0.0	12.5	242	81	33	0	0.1	0.8	97.2	0.2	0.4	Duana 1
Duana 1		C		0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 1
Duana 2	0.2	A	4/0 AC	50	76	25	10	0.0	8.6	177	45	19	0	0.0	0.5	97.5	0.0	0.0	Duana 2
Duana 2		B		0	0	0	0	0.0	11.4	230	77	31	0	0.0	0.8	97.2	0.0	0.1	Duana 2
Duana 2		C		0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Duana 2
Duana 3	0.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	0.0	0.5	97.5	0.0	0.0	Duana 3
Duana 3		B		10	15	5	2	0.0	11.4	223	75	30	0	0.0	0.8	97.2	0.1	0.1	Duana 3
Duana 3		C		0	0	0	0	0.0	4.9	99	33	13	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Duana 3
Duana 4	0.4	A	4/0 AC	25	38	13	5	0.0	4.9	80	26	11	0	0.0	0.6	97.4	0.0	0.0	Duana 4
Duana 4		B		25	38	13	5	0.0	10.7	196	66	27	0	0.1	0.9	97.1	0.1	0.2	Duana 4
Duana 4		C		25	38	13	5	0.0	4.9	80	27	11	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Duana 4
Duana 5	0.3	A	4/0 AC	10	15	5	2	0.0	3.0	53	18	7	0	0.0	0.6	97.4	0.0	0.0	Duana 5
Duana 5		B		0	0	0	0	0.0	8.8	177	59	24	0	0.0	1.0	97.0	0.1	0.1	Duana 5
Duana 5		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	-0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Duana 5
Duana 6	0.7	A	4/0 AC	10	15	5	2	0.0	2.3	38	13	5	0	0.0	0.6	97.4	0.0	0.0	Duana 6
Duana 6		B		0	0	0	0	0.0	8.8	177	59	24	0	0.1	1.1	96.9	0.1	0.3	Duana 6
Duana 6		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 6
Duana 7	0.5	A	4/0 AC	5	8	3	1	0.0	1.5	27	9	4	0	0.0	0.6	97.4	0.0	0.0	Duana 7
Duana 7		B		0	0	0	0	0.0	8.8	177	59	24	0	0.1	1.2	96.8	0.1	0.2	Duana 7
Duana 7		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 7
Duana 8	0.4	A	4/0 AC	6	9	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 8
Duana 8		B		25	38	13	5	0.0	8.8	157	52	22	0	0.1	1.2	96.8	0.1	0.1	Duana 8
Duana 8		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 8
Duana 9	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 9
Duana 9		B		15	23	8	3	0.0	6.9	127	42	17	0	0.0	1.2	96.8	0.0	0.0	Duana 9
Duana 9		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 9
Duana 10	0.3	A	4/0 AC	5	8	3	1	0.0	1.1	19	6	3	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 10
Duana 10		B		0	0	0	0	0.0	5.7	115	38	16	0	0.0	1.3	96.7	0.0	0.0	Duana 10
Duana 10		C		0	0	0	0	0.0	3.0	61	20	8	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 10
Duana 11	1.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.8	15	5	2	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 11
Duana 11		B		0	0	0	0	0.0	5.7	115	38	16	0	0.1	1.4	96.6	0.1	0.2	Duana 11
Duana 11		C		5	8	3	1	0.0	3.0	57	19	8	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 11
Duana 12	1.2	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.8	15	5	2	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 12
Duana 12		B		5	8	3	1	0.0	5.7	112	37	15	0	0.0	1.6	96.4	0.1	0.2	Duana 12
Duana 12		C		0	0	0	0	0.0	2.6	53	18	7	0	-0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 12
Duana 13	0.3	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.8	15	5	2	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana 13
Duana 13		B		0	0	0	0	0.0	5.4	108	36	15	0	0.0	1.6	96.4	0.0	0.0	Duana 13
Duana 13		C		0	0	0	0	0.0	2.6	53	18	7	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana 13
Duana	0.1	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.8	15	5	2	0	-0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Duana
Duana		B		0	0	0	0	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	1.6	96.4	0.0	0.0	Duana
Duana		C		10	15	5	2	0.0	2.6	46	15	6	0	0.0	0.0	98.0	0.0	0.0	Duana
Snt Isabel 1	0.8	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.8	15	5	2	0	0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 1		B		0	0	0	0	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	1.6	96.4	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 1		C		10	15	5	2	0.0	1.9	31	10	4	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Snt Isabel 1
Snt Isabel 2	0.4	A	4/0 AC	10	15	5	2	0.0	0.8	8	3	1	0	-0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 2		B		0	0	0	0	0.0	0.4	8	3	1	0	0.0	1.6	96.4	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 2		C		0	0	0	0	0.0	1.1	23	8	3	0	0.0	0.1	97.9	0.0	0.0	Snt Isabel 2
Snt Isabel 3	0.5	A	4/0 AC	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.7	97.3	0.0	0.0	Snt Isabel 3
Snt Isabel 3		B		5	8	3	1	0.0	0.4	4	1	1	0	0.0	1.6	96.4	0.0	0.0	Snt Isabel 3
Snt Isabel 3		C		0	0	0	0</												

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

El Viudo 5	C	0	0	0	0	0.0	11.0	142	47	19	0	0.0	0.2	97.8	0.0	0.0	El Viudo 5
El Viudo 6	0.1 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	7.4	96	32	13	0	0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	El Viudo 6
El Viudo 6	B	0	0	0	0	0.0	13.4	172	57	23	0	0.0	0.8	97.2	0.0	0.0	El Viudo 6
El Viudo 6	C	0	0	0	0	0.0	10.9	142	47	19	0	0.0	0.2	97.8	0.0	0.0	El Viudo 6
Agua Potable	0.5 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	3.9	51	17	7	0	0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	Agua Potable
Agua Potable	B	0	0	0	0	0.0	4.0	51	17	7	0	0.0	0.8	97.2	0.0	0.0	Agua Potable
Agua Potable	C	0	0	0	0	0.0	3.9	51	17	7	0	0.0	0.2	97.8	0.0	0.0	Agua Potable
b Agua Potable	0.0 A 1/0 AC	33	51	17	7	0.0	3.9	25	8	3	0	0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	b Agua P
b Agua Potable	D	33	51	17	7	0.0	4.0	25	8	3	0	0.0	0.8	97.2	0.0	0.0	b Agua P
b Agua Potable	C	33	51	17	7	0.0	3.9	25	8	3	0	0.0	0.2	97.8	0.0	0.0	b Agua P
El Viudo 7	1.0 A 1/0 AC	0	0	0	0	0.0	3.5	45	15	6	0	0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	El Viudo 7
El Viudo 7	B	50	76	25	10	0.0	9.4	83	27	11	0	0.1	0.9	97.1	0.1	0.1	El Viudo 7
El Viudo 7	C	0	0	0	0	0.0	7.0	91	30	12	0	0.1	0.3	97.7	0.1	0.1	El Viudo 7
El Viudo 8	0.5 A 1/0 AC	0	45	15	6	0.0	3.5	23	7	3	0	-0.0	0.4	97.6	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 8	B	0	45	15	6	0.0	3.5	23	7	3	0	0.0	0.9	97.1	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 8	C	0	45	15	6	0.0	7.0	68	22	9	0	0.1	0.3	97.7	0.0	0.0	El Viudo 8
El Viudo 9	0.6 C 4 ACSR	10	15	5	2	0.0	6.2	38	13	5	0	0.1	0.4	97.6	0.0	0.0	El Viudo 9
El Viudo 10	0.8 C 4 ACSR	10	15	5	2	0.0	4.1	23	8	3	0	0.1	0.5	97.5	0.0	0.0	El Viudo 10
El Viudo 11	0.2 C 4 ACSR	5	8	3	1	0.0	2.1	11	4	2	0	0.0	0.5	97.5	0.0	0.0	El Viudo 11
El Viudo 12	0.3 C 4 ACSR	5	8	3	1	0.0	1.0	4	1	1	0	0.0	0.5	97.5	0.0	0.0	El Viudo 12

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----- --- WIRE LOAD MAXIMUM --- ----- LOSSES -----

SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
Snt Isabel 1	0.73	97.27	Via Golondrinas	19.10	1.81	0.77	1.64
San Jacinto	2.80	95.20	Via Golondrinas	41.58	10.71	4.93	9.51
El Viudo 12	0.49	97.51	Via Golondrinas	20.43	2.42	1.12	2.14

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----- ; ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----

	KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
A	1882.5	1776.7	622.3	0.94	51.0	25.4	44.2
B	2610.7	2444.9	915.6	0.94	171.8	86.0	148.8
C	1264.8	1193.7	416.4	0.94	22.6	9.8	20.4