

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

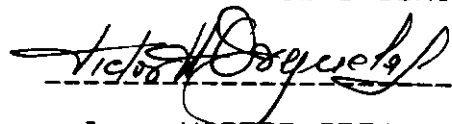
"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL CENTRO DE
CONTROL DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A."

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO

ANGEL AUGUSTO CURILLO PAGUAY

QUITO, MAYO, 1.989

Certifico que el presente Trabajo
fue realizado en su totalidad
por el Sr. ANGEL AUGUSTO CURILLO PAGUAY

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Victor Orejuela", is written over a horizontal dashed line.

Ing. VICTOR OREJUELA L.
Director de tesis.

A G R A D E C I M I E N T O

Mi agradecimiento al Ing Víctor Orejuela L. Director de Tesis, a los Inqs. Fernando Gómez y Raúl Ruiz (EEQ), Gabriel Arguello (INECEL) y a Control Proteus Cía Ltda., por su invaluable ayuda en la elaboración de esta tesis.

CAPITULO I**GENERALIDADES**

I.1	Introducción	1
I.2	Objetivos y alcance	3

CAPITULO II**MARCO REFERENCIAL DEL PROYECTO CENTRO DE CONTROL DE LA EEQSA**

II.1	Características generales	6
II.1.1	Situación actual y desarrollo del sector eléctrico en el Ecuador	6
II.1.2	El Sistema Eléctrico Quito (SEQ)	8
II.1.2.1	Datos generales de la EEQSA	8
II.1.2.2	Indices de desarrollo del SEQ	10
II.1.3	Descripción general del SEQ	10
II.2	Operación actual y proyecciones futuras	15
II.2.1	Operación del SEQ	15
II.2.2	El SEQ en condiciones de falla	20
II.2.3	Evaluación de la operación actual del SEQ	23
II.3	Aplicabilidad del Centro de Control	33

CAPITULO III

CENTRO DE CONTROL DE LA EEQSA

III.1	Descripción de funciones básicas	41
III.1.1	Introducción a los Centros de Control	41
III.1.2	El Centro de Control de la EEQSA (CCEEQ)	43
III.1.2.1	Estructura Jerárquica de operación	44
III.1.2.2	Operación en tiempo real	47
III.1.2.3	Requerimientos funcionales del SEQ	48
III.2	Dimensionamiento preliminar del CCEEQ	55
III.2.1	Centro de despacho	55
III.2.2	Unidades terminales remotas	58
III.2.3	Transductores	60
III.2.4	Sistema de comunicaciones	60
III.2.5	Localización y expandibilidad	61
III.2.6	Inversión aproximada	62

CAPITULO IV

ANALISIS TECNICO

IV.1	Tecnología de operación del sistema	72
IV.2	Resultados esperados con y sin la implantación del Centro de Control	72
IV.2.1	Ventajas en la supervisión y control	73
IV.2.2	Mejoras en la calidad de servicio	76
IV.2.3	Demanda y ajuste del suministro, planificación ...	78
IV.2.4	Mejor aprovechamiento de recursos humanos	79
IV.2.5	Preservación e incremento de la vida útil del equipamiento	81
IV.2.6	Optimización en inversiones futuras	81

IV.2.7	Beneficios adicionales	82
--------	------------------------------	----

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

V.1	Metodología de evaluación	83
V.2	Análisis de beneficios	85
V.3	Análisis de costos	102
V.4	Evaluación económica	109
V.4.1	Forma de cálculo	109
V.4.2	Resumen de la evaluación económica	110

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
--------------------------------------	-----

APENDICES

Apéndice 1.1	Glosario de términos	118
Apéndice 2.1	Clasificación de desconexiones según origen y causas	120
Apéndice 2.2	Clasificación de fallas según origen y causa por zonas	123
Apéndice 3.1	Sistema de comunicaciones	134
Apéndice 3.2	Detalle de subsistemas	136
Apéndice 5.1	Evaluación económica	138
Apéndice 5.2	Asignación de porcentajes de ahorro	148

REFERENCIAS	150
-------------------	-----

CAPITULO I

GENERALIDADES

I.1 Introducción

Los Centros de Control en la actualidad se encuentran, cada vez más difundidos y representan una importante alternativa en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, a fin de realizarla dentro de márgenes óptimos de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio.

La función principal del Centro de Control, es la de mantener el estado normal de operación del Sistema de Potencia, minimizando el paso a estados emergentes, mediante una supervisión central que vigila las condiciones del sistema de manera integral.

Los Centros de Control al contar con información actualizada y completa sobre el estado del Sistema de Potencia, permiten la evaluación del efecto de desconexión de líneas, transformadores y unidades de generación en la operación de la red, lo que facilita la toma de acciones preventivas de tal manera que el Sistema se mantenga en estado normal, de

esta forma se garantiza la seguridad en el suministro de energía eléctrica.

Las acciones de control, sobre el equipamiento en condiciones de emergencia, que se pueden realizar en forma centralizada, permiten volver al sistema a su estado normal en forma rápida, minimizando así los tiempos de reposición de servicio y pérdidas ocasionadas a los usuarios por la interrupción del suministro de energía eléctrica.

Constituyen pues, una herramienta fundamental en la operación de un Sistema de Potencia, con el objeto de lograr una mayor eficiencia y cumplir con normas fundamentales de confiabilidad y calidad al menor costo posible.

El análisis beneficio/costo, permite determinar la factibilidad de la implantación de Centros de Control.

En el país, durante los últimos años se ha venido tratando con mayor interés el tema de centros de control computarizados, sobre todo por parte de INECEL, en el Sistema de Supervisión y Control (SSC), para el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En lo que concierne al Centro de Control de la Empresa Eléctrica Quito S.A. (CCEEQ), este ha merecido especial atención por parte de los principales personeros de la empre-

sa, quienes están interesados en mejorar las condiciones de servicio al usuario.

Por su parte el departamento técnico y principalmente Despacho de Carga, ha venido evaluando las necesidades reales y las limitaciones del sistema actual.

Se ha recopilado información estadística, referente a contingencias en la operación, desde el año de 1985 y con ella se han elaborado reportes de generación, de fallas clasificadas por su origen, causa, etc., que han permitido conocer la evolución del Sistema Quito y descubrir sus limitaciones.

Se han realizado estudios iniciales de los requerimientos funcionales del Sistema Eléctrico Quito y estos han servido base en la elaboración del presente trabajo.

1.2 Ojetivos y Alcance

Objetivos

El principal objetivo de este trabajo de tesis es, dar los elementos de juicio necesarios para que, en base al estudio del estado de operación actual del Sistema Eléctrico de Potencia de la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA), establecer la factibilidad técnico-económica de un Centro de Control, para mejorar su operación y obtener beneficios técnicos.

cos y económicos.

Alcance

Inicialmente se presenta un enfoque general de la situación actual y desarrollo que ha experimentado el sector eléctrico en el Ecuador y el Sistema Eléctrico Quito (SEQ). De este último se detalla información referente a su organización, evolución, equipamiento y proyecciones, constituyendo esto, el marco referencial del Proyecto CCEEQ.

Luego se realiza un análisis de las condiciones operativas, con el propósito de determinar las limitaciones y principales problemas que se tienen al momento.

Se estudian un grupo de funciones aplicables a la Supervisión y Control de Sistemas de Potencia similares a los que tienen las empresas eléctricas del Ecuador. Desde luego que el equipamiento que se presenta es para un sistema como el SEQ o similar.

A continuación se realiza un estudio técnico donde, se establecen las ventajas y facilidades operativas que se tendrían con la implantación del Centro de Control. Se hace relación además con el funcionamiento actual a fin de evidenciar los resultados esperados.

El análisis económico permite evaluar hasta donde es posible hacerlo, beneficios y costos. Finalmente se halla una relación beneficio/costo que ayuda en la determinación de la factibilidad del proyecto.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Un glosario de términos se encuentra en el Apéndice 1.1.

CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL DEL PROYECTO CENTRO DE CONTROL DE LA EEGSA.

Este capítulo detalla las condiciones actuales del SEQ en lo que tiene que ver con su grado de desarrollo, organización y evolución. Se analizan con mayor detenimiento los problemas existentes en el modo de operación y los distintos tipos de fallas que se presentan en los diversos niveles de voltaje del Sistema de Potencia.

II.1 Características Generales

II.1.1 Situación actual y desarrollo del Sector Eléctrico en el Ecuador.

La operación de las centrales de Generación y del sistema de transmisión, que cubre todo el país al que se denomina Sistema Nacional Interconectado (SNI), se halla a cargo de INECEL, en tanto que la distribución y comercialización de energía, ha sido encargada a las Empresas Eléctricas.

La operación del sector eléctrico ecuatoriano durante el año 1987 se resume a continuación:

A nivel nacional, el crecimiento de la capacidad instalada fue de 9.7 % con 1805.4 MW a fines de 1987, de los que 900.5 MW tienen origen hidráulico. Este crecimiento de potencial eléctrico nacional se orientó a atender 1018.6 MW de demanda máxima en el período.

La generación de energía de origen hidráulico creció en 5.1%, mientras la energía térmica disminuyó en 16.9%, esto respecto a 1986.

La venta de energía a los usuarios fue de 4220.1 GWH, lo que significó de 1986 a 1987, un crecimiento equivalente al 9.5%. El número de abonados fue de 1'114.138, que significó un 6.5% de crecimiento en el año.

Cada abonado consumió 3.7 MWH en el año; es decir, el equivalente a 306.7 KWH mensuales, con un crecimiento del 2.92% . Ref(22).

Para 1993 se estima que el país contará con 2490 MW de capacidad de generación, de los cuales 1535 MW (61.1%) corresponderán a centrales hidráulicas.

Se tiene previsto hasta 1993 la incorporación de recursos hidráulicos de generación como son : Daule Peripa 130 MW (enero 1991), Paute - Molino Fase C1 200 MW (enero 1992), Paute - Molino Fase C2 300 MW (enero 1993). Por su parte las

Empresas regionales no incrementarán su parque generador, excepto pequeños proyectos hidroeléctricos con fines de electrificación rural. Ref(2).

II.1.2 El Sistema Eléctrico Quito

II.1.2.1 Datos generales de la EEQSA

a) Constitución

El Sistema Eléctrico de Potencia de la Empresa Eléctrica Quito (SEQ) está regido por la Empresa Eléctrica Quito SA (EEQSA), que desde el punto de vista legal, está constituida como una empresa de derecho privado, dada su composición de capitales.

La Finalidad principal de la EEQSA, es la de controlar sus recursos propios de generación y distribuir y comercializar la energía eléctrica, desde los puntos de interconexión con el SNI hasta los abonados.

b) Organización

La EEQ para la administración y control de su Sistema de Potencia cuenta con la siguiente organización:

- Junta de Accionistas

- Directorio
- Gerencia General
- Departamento técnico
- Departamento de Distribución y Comercialización
- Departamento Financiero
- Auditoría Interna
- Planificación

c) Trabajadores

El número de trabajadores a marzo de 1988, fue de 1387 Ref(3) repartidos en: Generación, Transmisión y Distribución, Comercialización y Administración y Contabilidad, siendo los 2 últimos los más numerosos.

d) Area se servicio

Cubre la Provincia de Pichincha, excepto el Cantón Sto. Domingo de los Colorados (que está servido por la Empresa Eléctrica Sto Domingo) y un pequeño sector que limita con la Provincia de Imbabura, que es atendido por la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE).

El requerimiento de potencia de la ciudad de Quito representa aproximadamente el 85% del consumo total de la Provincia.

II.1.2.2 Índices de desarrollo del Sistema Eléctrico Quito

Los índices alcanzados hasta el año 1987, son los siguientes:

Población total	1'512.115
Población servida	1'191.900
% población servida	78,82%
Demanda máxima	244,5 MW
Nro. de abonados	259.238

II.1.3 Descripción general del sistema Eléctrico Quito actual.

La máxima demanda en el año 1987 fue de 244.5 MW y una energía total de 1'258.116 MWH. El sistema a nivel de generación, transmisión y subtransmisión (138 y 46 KV), está formado de la siguiente manera:

a) Centrales propias de generación

- Cumbayá	:	hidráulica - 39.96 MW
- Nayón	:	hidráulica - 29.7 MW
- Guangopolo	:	hidráulica - 9.40 MW
- Los Chillos	:	hidráulica - 1.98 MW
- Pasochoa	:	hidráulica - 4.48 MW
- Machachi	:	hidráulica - 2 MW

- Guangolopo 2 : térmica 34.32 MW

b) Potencia entregada por INECEL

La capacidad total de entrega máxima es de 150 + 5% MW, ésta puede aumentar si las condiciones del sistema así lo requieran, con la consiguiente penalización por parte de INECEL.

c) Sistema de subtransmisión.

Actualmente se encuentran en servicio 142.27 Km de líneas de subtransmisión a 46 KV y 25 Km de líneas a 138 KV. Ref(12)

d) Subestaciones principales.

Se encuentran a niveles de voltaje de 138 y 46 KV y son las siguientes:

- Sta Rosa
- Vicentina
- Selva Alegre
- Norte
- Sur
- Eplicachima
- San Rafael

e) Sistema de Distribución

Opera a niveles de voltaje de 6.3 KV, 13.2 KV y 22.8 KV, esto a nivel de alimentadores primarios.

Subestaciones de distribución:

- De 46/23 KV son en total 6, y tienen una capacidad de 127.5 MVA.
- De 46/6.3 KV en total 22 con capacidad total de 280.25 MVA.
- De 46/13.2 KV en total 3, capacidad total 33 MVA

f) Demanda y Energía.

En los cuadros 2.1A y 2.1B, se muestran los cambios que ha sufrido la demanda del Sistema Quito, en el período 1978-1987 y en el primer trimestre de 1988. En este último período la demanda máxima fue de 246.73 MW y un factor de carga promedio de 59.0%.

La demanda ha permanecido aproximadamente constante durante el primer semestre /88 y el incremento promedio durante los 3 últimos años fue de 6.30%.

La máxima demanda ocurre en el mes de diciembre. La

curva de demanda más significativa para el período Enero-Junio/88 corresponde al mes de abril con un máximo de 248.8 MW y un mínimo de 64 MW. Esta curva se presenta en la Figura 2.1.

En el cuadro 2.2 constan los datos de energía disponible para el primer trimestre / 88. Se observa que la compra de energía representa el 76.85% del total y el porcentaje promedio de pérdidas de 18.68%.

De la descomposición de la facturación que se tiene en los cuadros 2.3A y 2.3B, se desprende que el mayor número de abonados son del tipo residencial y representan el 84.47%. En cuanto a energía también este grupo es mayoritario con un 44.6% del total. El precio medio por KWH mayor le corresponde a las entidades públicas y las recaudaciones del sector residencial representan el 40.17% Ref(3).

g) Pronósticos de demanda y energía.

En el Cuadro 2.4 se tienen los pronósticos de demanda y energía del Sistema Quito, para el período 1993-2007, que servirá para el estudio económico en la cuantificación de beneficios obtenidos.

h) Configuración actual del Sistema Quito.

En la fig. 2.2 se muestra un diagrama unifilar del Sistema Quito actual y en los cuadros 2.5 A y 2.5 B, el equipamiento con que cuenta actualmente por cada subestación.

i) Programas de expansión.

Actualmente está en ejecución un plan de obras que a 1992 tendrá una capacidad en S/E de interconexión con INECEL de 392.0 MVA y en distribución de 617.0 MVA.

Se ha previsto también la construcción de 6 nuevas S/E de distribución y la ampliación de 4, en subtransmisión se ampliarán 10 S/E de seccionamiento. El equipamiento para el año 2003 consta también en el cuadro 2.5A y 2.5B, que según el plan de obras, incrementará 1 S/E de distribución y 2 S/E de interconexión.

El Sistema Quito esperado a 1992 y 2003 consta en las figuras 2.3 y 2.4 respectivamente.

La configuración del sistema de subtransmisión en el año 1992 tendrá un anillo completo a nivel de 138 KV pero contando solo con un circuito entre las S/E Vicentina - Kennedy - 18 - Pomasqui, en el año 2003 se com-

pletará el anillo a nivel de 138 KV a doble circuito y aparecerá un segundo punto de alimentación de la red troncal de transmisión del SNI a 230 KV en la S/E Pomasqui. Ref(2).

El crecimiento de la ciudad y el consiguiente incremento del consumo residencial, están relacionadas con una expansión urbana a zonas de reserva como los Valles de los Chillos y Tumbaco, esto significa que la EEQ deberá instalar o equipar S/E junto a estos nuevos centros de carga, que estarán cada día más lejanos de los centros de supervisión actuales de la empresa. Ref(2).

II.2 Operación actual y proyecciones futuras

II.2.1 Operación del Sistema Eléctrico Quito

En el caso de la Empresa Eléctrica Quito, se han definido dos etapas de operación : la primera corresponde al sistema de subtransmisión y generación, la segunda comprende desde el disyuntor de alimentación en baja tensión de las subestaciones de distribución hasta los abonados.

Las funciones actuales en la EEQSA en cada una de las etapas son las siguientes:

Despacho de Potencia o Despacho de Carga.

- a) Programación operativa de las unidades de generación de sistema, así como la compra de energía al SNI en períodos diario, mensual o anual.
- b) Operación de la red de subtransmisión en sus niveles de 138 y 46 KV. Supervisión del estado de disyuntores, seccionadores, niveles de voltaje en las diferentes barras de la red de cobertura y de los flujos de potencia en las líneas de la red.
- c) Despacho de carga entre las unidades de la EEQSA y supervisión de que la alimentación del SNI no supere los valores contractuales.
- d) Programación y comando de maniobras en el sistema para labores de mantenimiento.
- e) Reportes operacionales diarios, mensuales y anuales.

Despacho de Distribución.

- a) Supervisión del estado de disyuntores de alimentación en baja tensión y de salida de alimentadores primarios (22.8, 13.2 y 6.3 KV) en las S/E de Distribución, niveles de tensión en las barras de baja tensión.

- b) Atención de reclamos de clientes por teléfono o personalmente y definición de zonas afectadas.
- c) Coordinación con el Área de Operación y Mantenimiento de Distribución de las operaciones de los disyuntores de salida de los alimentadores primarios para trabajos de mantenimiento.
- d) Reparto de las reparaciones a realizarse a las 2 camionetas del Área urbana y a los 7 operadores de las zonas rurales. Ref(23).

Facilidades con que se cuenta para la operación

- Un reloj que sirve de referencia para el intercambio de información horaria.
- Un panel mímico (Sistema de telemedida) con lecturas de voltaje y corrientes de la subestación Vicentina.
- Sistema de radio VHF con 3 canales y 4 líneas telefónicas, 2 de ellas para atención al público.
- Un computador personal con impresora, donde se tiene la base de datos para la evaluación de reportes.
- Diagramas unifilares y mapas de la ciudad.

Adquisición de datos y ejecución de órdenes de control

La ejecución de las órdenes de control y actuación sobre equipos de corte (previa la orden de Despacho de potencia, Despacho de Distribución o los supervisores de operación del sistema de distribución) es realizada por el personal de tableristas, operadores de las centrales u operadores de distribución. Ref(23).

La rutina de adquisición de datos se lo hace utilizando 2 formularios y se resume a continuación:

Datos recolectados en Despacho de Carga

Formulario 1	# Datos/T	# Datos/Día
Flujos	20	540
Voltaje	2	54
Caudal	1	27
Nivel de reservorio	2	54
Calculados	9	243
Total Formulario 1	34	933
Formulario 2	# Datos/T	# Datos/Día
Flujos	6	162
Voltaje	9	243
Amperaje	1	27
Total Formulario 2	16	432
Total General	50	1365

f: período de 1 hora y de 15 30 minutos en horas pico.

Este proceso de adquisición de datos requiere de 10 minutos aproximadamente para la recolección horaria.

Ref(20).

Después el mismo personal de Despacho tiene que darle un tratamiento a la información recibida, el proceso que sigue es:

- a) Con los datos recibidos se controla que los valores totales de la potencia activa entregada por el SNI al SEQ, no superen la cifra de potencia activa controlada (150 MW + 5%).
- b) Se calcula también el factor de potencia de la entrega, cuyo valor debe cumplir con lo definido en el contrato de compra venta de energía.
- c) El valor del voltaje de entrega debe controlar que esté dentro de una tolerancia $\pm 5\%$ con respecto al valor nominal.
- d) El operador controla que los caudales de la Central de Guangopolo estén dentro de los límites 9.6 máximo y 8.5 mínimo (m³/seg) y para Cumbayá que el nivel esté dentro de los rangos operativos de 5.5 a 7.3. Ref(13)

II.2.2 El Sistema Eléctrico Quito en condiciones de falla.

La EEQSA en el año de 1983, comienza a utilizar (para definir el origen y la causa de las desconexiones de los primarios de distribución y de las líneas de su sistema de subtransmisión), los códigos recomendados por la CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional), para el manejo estadístico de fallas. En una primera etapa hasta el año de 1985, toda la labor se llevaba en forma manual y a partir de ese año se lo hace con la ayuda de un computador.

a) Recopilación de la información.

La información que se recopila, es concerniente a alimentadores primarios que se han desconectado así como de los relés de protección actuados; en el caso del sistema de subtransmisión los datos se refieren a disyuntores operados y relés de protección actuados.

b) Codificación de las fallas por origen y causa.

Las fallas son codificadas de acuerdo a su origen y causa, aplicando las recomendaciones de la CIER (Apéndice 2.1). Ref(21).

c) Evaluación de reportes.

De los reportes obtenidos en Despacho de Carga se analiza el comportamiento actual del Sistema Quito en condiciones de falla. Se analiza el período comprendido entre Enero-Junio de 1988.

Se hace un ordenamiento inicial, en los diversos niveles del Sistema de Potencia, esto es, subtransmisión y distribución para los voltajes 22.8 KV, 13.2 KV y 6.3 KV. Constan los S/E y la energía no vendida, número de desconexiones y tiempo de desconexión asociados (Apéndice 2.2).

Se ha destacado el origen y causa de la falla. Respecto a la hora de desconexión, para un mismo tipo de falla, a pesar de existir el mismo tiempo de desconexión, la cantidad de energía no vendida no es la misma, esto porque depende de la hora a la que se produjo la desconexión, por efecto de la demanda. También la cantidad de energía no vendida considerando de un mismo período de tiempo, no es la misma para todas las S/E, por las diferentes características de carga que tiene cada una.

- En el cuadro 2.6 se tiene una clasificación de todas las S/E en orden a la cantidad de energía no vendida. La S/E 15 en el período de estudio tiene un total de

172.5 MWH no vendidos que son el 11.59% respecto al total; junto con las S/E's 19, 10 nueva y 18 tienen las cantidades más significativas, en cuanto a energía perdida se refiere, con un 40.5% del total.

Las S/E Olímpico y Cumbayá Tumbaco no son muy susceptibles a fallas (0.2% del total).

- Del cuadro 2.7 se desprende que la S/E con el mayor número de desconexiones es la S/E 15 con un total de 72 desconexiones, cantidades un tanto similares se tienen para las S/E's Eplicachima, San Rafael/22.

El menor número les corresponde a la S/E Cumbayá/Tumbaco y Argelia. También se puede apreciar que el mayor tiempo de desconexión le corresponde a la S/E 2 con un total de 137.42 horas, que significa el 16.23% del total (846.41 horas) similares cantidades se tienen para las S/E's 15 y 10 nueva. El menor tiempo de desconexión es para las S/E Argelia y Olímpico.

- En el cuadro 2.8, se clasifica la cantidad de energía no vendida en orden al origen y causa más predominantes sin constar la S/E donde se registró la desconexión. Se desprende que el nivel de 6.3KV es el más susceptible y es allí donde se pierde la mayor cantidad de energía: 293.17 MWH (19.7% del total),

siendo el tiempo de desconexión también el mayor 183.16 Horas (21.64%). La causa que lo motiva corresponde a desconexiones programadas por ampliaciones o mejoras (código 9-90).

II.2.3 Evaluación de la operación actual del Sistema Quito

Existen muchas variables que intervienen en el funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia. Para el sistema Eléctrico Quito, se han clasificado los principales problemas que tiene en su modo de operación, estos se analizan a continuación.

a) Problemas en el intercambio de información.

- No se conocen en tiempo real los cambios que ocurren en las subestaciones de distribución, S/E de interconexión con INECEL, ni de las de generación.
- Se tienen retrasos, además de inseguridad de la información de los cambios del Sistema de Potencia, esto principalmente porque Despacho de Carga no está provisto de un sistema supervisorio que posibilite manejar, sostener y controlar la información, acerca de las S/E de distribución y de generación en forma instantánea.

- Existen problemas en las comunicaciones debido a interferencias por saturación de la banda de VHF que ahora es el principal medio de transferencia de información, dentro del Sistema Quito.
 - No se conocen las potencias de carga de la mayoría de las S/E de distribución. Esto imposibilita una previsión de carga, maniobras de transferencia o una adecuada planificación.
 - Tampoco se conoce el estado de taps de los transformadores a nivel de S/E de distribución, o la conexión o desconexión de capacitores. Esto va en detrimento de la calidad de servicio.
 - De la información que se recauda al final, es decir de los 1365 datos diarios, una parte no son de utilidad y por otro lado no se identifica la prioridad en cuanto a recepción y análisis de esta información.
- b) Problemas que existen debido a la configuración del sistema.

Los efectos de algún disturbio en el SNI afectan grandemente al Sistema de la EEQ. Se mencionan algunos que se tienen ahora. Ref(14).

- Para prevenir la interrupción total del servicio, ante una falla en el SNI, actualmente se ha optado por sacar carga, sin embargo sectores productivos importantes quedan sin servicio eléctrico. Ref(14)

- En condiciones de emergencia en el SNI, debido a las limitaciones en las comunicaciones, resulta casi imposible coordinar la normalización del SEQ con el SNI. Por ejemplo a veces se energiza con voltajes demasiado altos, con el consiguiente riesgo para el equipo.

c) Falta de análisis post falla.

- En el caso de ocurrir un disturbio en el sistema, se trata de reponer la energía a los usuarios, sin haber hecho un análisis detenido, de las condiciones en que quedó el sistema luego de ocurrido el disturbio, es decir debido a la falta de información, no se tienen elementos de juicio, que permitan reponer el servicio, con la seguridad de tener niveles de voltaje adecuados en los diversos puntos, por ejemplo.

d) Problemas en la operación y mantenimiento.

- Existe un retraso en el restablecimiento de ser-

vicio.

- El Sistema Eléctrico Quito, en condiciones de emergencia y ante la presencia de disturbios por la dificultad de obtener información, la supervisión prácticamente desaparece y el proceso de restauración del sistema al estado normal es lento y con riesgo.

II.3 Aplicabilidad del Centro de Control

En lo que concierne a la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, interesa sobremanera controlar la calidad y la seguridad del servicio que se da al usuario, cuidando de tener unos costos de operación bajos.

a) Calidad de servicio.

La EEQSA debería suministrar energía que tenga baja fluctuación de voltaje y frecuencia, en forma ininterrumpida, hasta donde sea posible.

b) Confiabilidad en el Suministro de potencia.

Por confiabilidad en el suministro de potencia, se asume que la capacidad de suministro debería ser garantizada por la entrega de INECEL, ya que la EEQ no al-

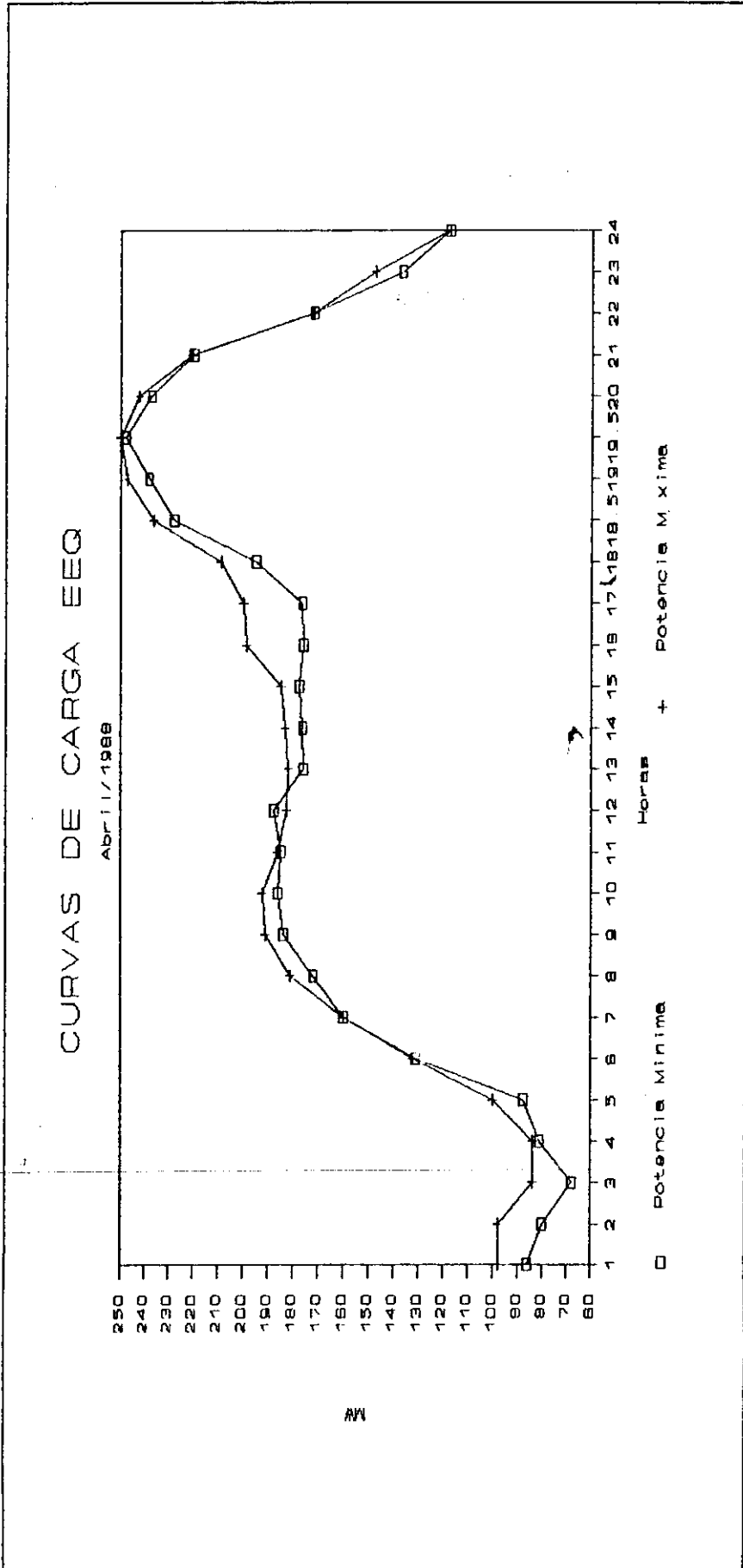
canza a cubrir su propia demanda.

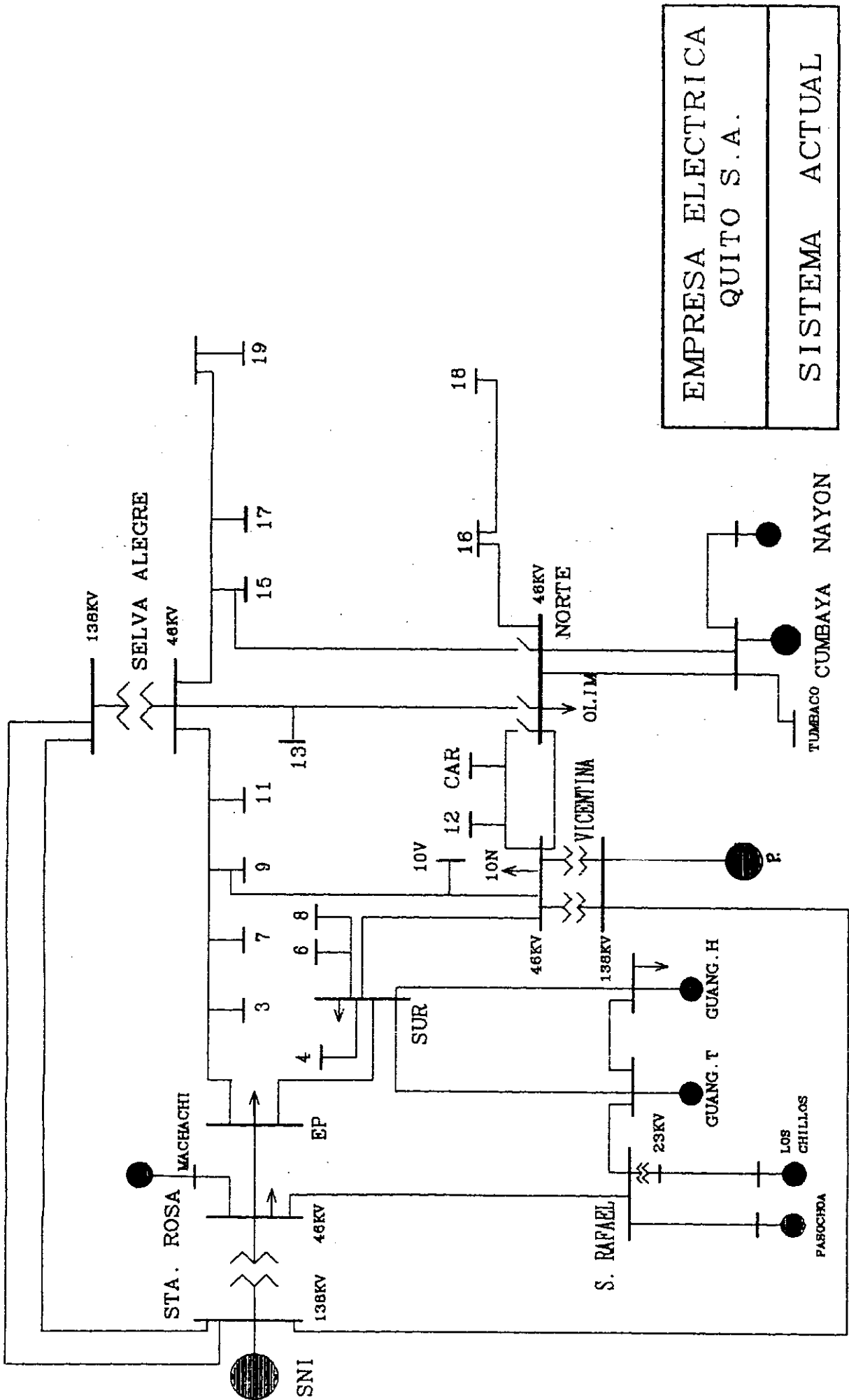
Por otro lado si se tiene un suministro suficientemente seguro, pero si los demás componentes del sistema (líneas de subtransmisión, transformadores, líneas de distribución, etc) no lo son tanto, entonces la confiabilidad de todo el sistema se reduce. Ref(14). Una permanente supervisión del el sistema de potencia ayudaría en este sentido.

c) Supervisión y Control.

Hoy la supervisión y control del Sistema Eléctrico no puede hacerse en todos los puntos de la red, debido a que no se tiene información de todas las instalaciones. Por otro lado esta supervisión y monitoreo se realiza en forma discreta, cada hora y no en forma continua como debería ser. La recolección, procesamiento y despliegue de la información podría automatizarse.

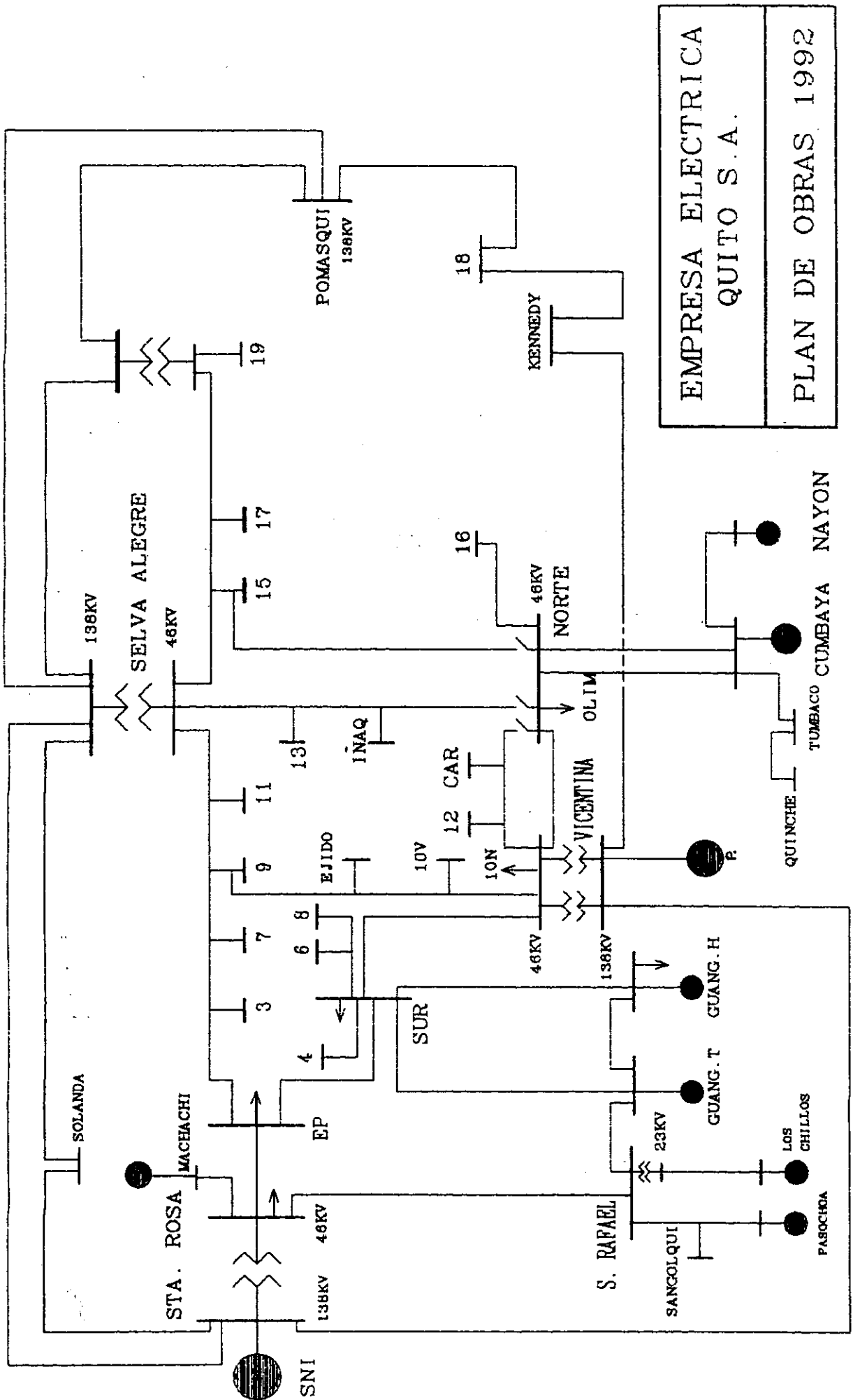
Para el año 2003 se contará con 32 S/E y 4 centrales de generación y el intercambio de información con INECEL en 5 puntos de interconexión. Por lo tanto de mantenerse el esquema actual de operación y supervisión se incrementará el volumen de información y se requerirá mayor tiempo del operador para la recolección, mediante el registro manual.





EMPRESA ELECTRICA
QUITO S.A.
SISTEMA ACTUAL

Fig 2.2 S.E.Q. a 1988



EMPRESA ELECTRICA
QUITO S.A.

PLAN DE OBRAS 1992

Fig 2.3 S.E.Q. a 1992

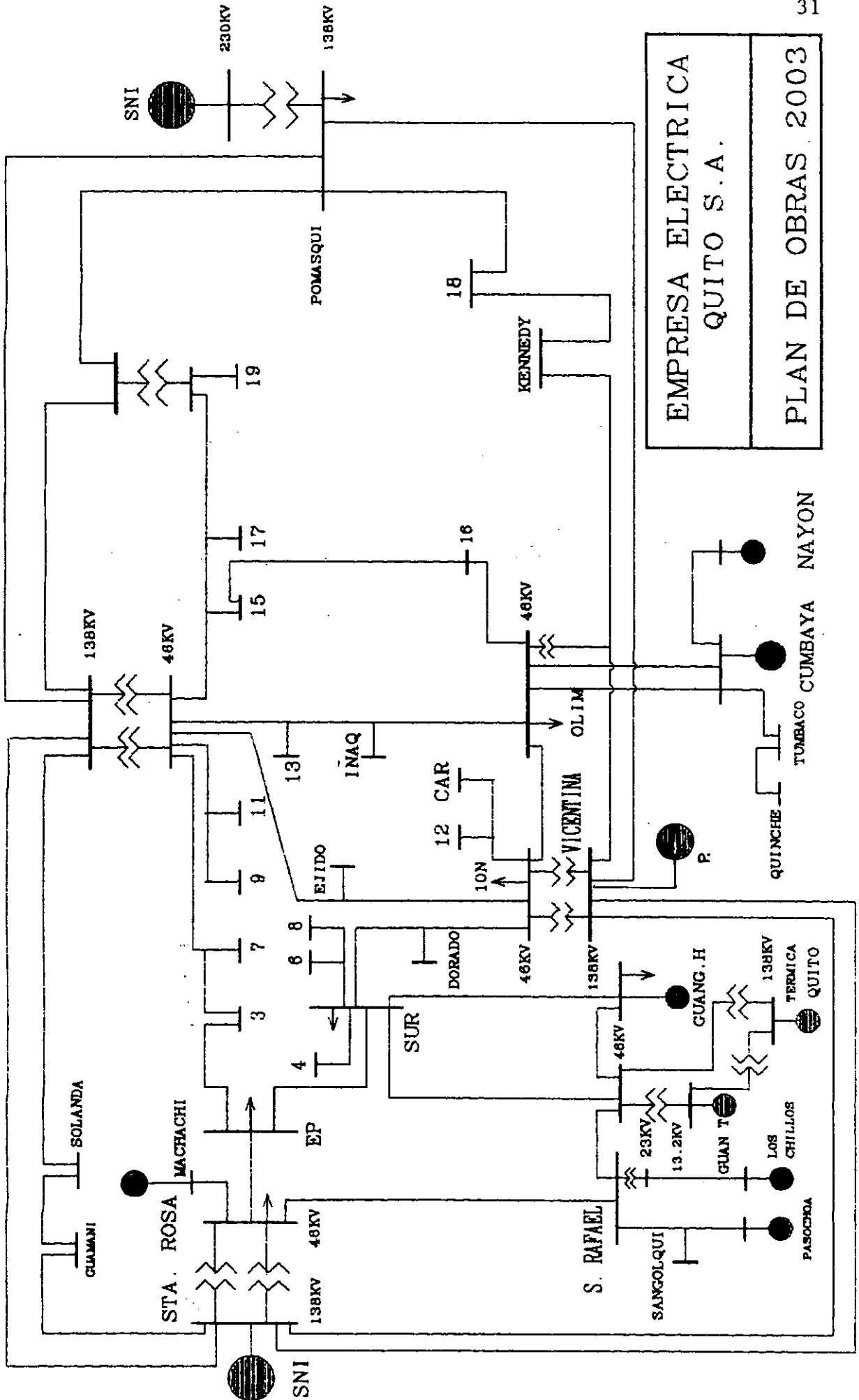


Fig 2.4 S.E.Q. a 2003

CUADRO 2.1A. CAMBIOS EN LA DEMANDA MAXIMA Y FACTOR DE CARGA

AÑO	DEMANDA (MW)	MAX. INCREMEN. %	FACTOR DE CARGA ANUAL %
1978	134.4	6.08	57.6
1979	148.2	10.27	56.3
1980	163.8	10.53	57.2
1981	171.2	4.52	58.3
1982	183.6	7.24	58.5
1983	194.1	5.72	58.4
1984	203.6	4.89	59.2
1985	219.5	7.81	58.1
1986	235.7	7.38	58.4
1987	244.5	3.73	58.7

CUADRO 2.1 B.

AÑO 1988	DEM MAX (MW)	INCREMEN. %	FACT. CARGA %
ENERO	244.6	0.041	6
FEBRERO	248.8	1.72	61.6
MARZO	244.2	1.85	61.7
ABRIL	248.8	1.88	61.6
MAYO	247	0.72	62.5
JUNIO	247	0.00	64.4

CUADRO 2.2 Energía Disponible primer trimestre /88

Mes	Energía Bruta (MMH)		Autoconsumo (MMH)			Total Neta EEO	Compra energía	Total energía	Pérdidas energía	Z pérdidas
	Hidrául	Térmica	Total	Hidrául.	Térmica					
Enero	23051	2405	25456	73	136	209	83101	108348	15253	18.08
Febrero	23606	124	23730	67	22	89	80351	103992	19393	18.65
Marzo	25202	1712	26913	72	100	172	87724	114465	24410	23.07

CUADRO 2.3 A. Descomposición de la Facturación

MES	RESIDENCIAL				COMERCIAL				INDUSTRIAL			
	MILES S/.	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD	MILES	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD	MILES S/.	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD
ENERO	274313	39006	7.03	224914	120557	13603	8.86	34432	235042	28450	8.26	4747
FEBRERO	284088	39335	7.22	225817	119072	13117	9.08	34530	185943	20888	8.90	4718
MARZO	299034	40194	7.44	227056	124789	13283	9.39	35407	209550	23348	8.98	3936

CUADRO 2.3 B Descomposición de la Facturación

MES	ENTIDADES OFICIALES				ALUMBRADO PUBLICO Y OTRAS				TOTAL FACTURACION MENSUAL			
	MILES S/.	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD	MILES	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD	MILES	MNH	PRECIO MEDIO	ABONAD
ENERO	70274	7762	9.05	2264	25538	4273	5.98	1	725724	93094	7.80	266358
FEBRERO	65644	7343	8.94	2267	25875	3916	6.61	1	680622	84599	8.05	267333
MARZO	67144	7041	9.54	2282	27563	4199	6.58	1	728000	88055	8.27	268682

**CUADRO 2.4 PRONOSTICOS DE DEMANDA Y ENERGIA PARA EL PERIODO
1993-2007**

AÑO	POTENCIA (MW)	TASA DE CRECIMIENTO %	ENERGIA (GWH)	TASA DE CRECIMIENTO %
1993	369	7.61	1915	8.72
1994	393	6.51	1043	6.66
1995	419	6.51	2179	6.66
1996	446	6.51	2324	6.66
1997	475	6.51	2478	6.66
1998	506	6.51	2643	6.66
1999	538	6.34	2809	6.28
2000	572	6.34	2985	6.28
2001	608	6.34	3173	6.28
2002	647	6.34	3372	6.28
2003	688	6.34	3584	6.28
2004	731	6.34	3809	6.28
2005	778	6.34	4048	6.28
2006	827	6.34	4303	6.28
2007	879	6.34	4573	6.28

CUADRO 2.5A Capacidad de Subestaciones del SEQ

INTERCONEXION CON INECEL

S/E	RELACION TRANSF.	CAPACIDAD (MVA)	
		1987	2003
Sta Rosa	138/46	75	75
Vicentina	138/46	2*45	2*45
Selva Alegre	138/46	100	2*100
19	138/46	-	100
Fomasqui	230/138	-	225
Norte	138/46	-	100
Guangopolo	138/13.8	27	-
Guangopolo	138/46	-	100
Total		292.2	965

Cuadro 2.58 Capacidad de Subestaciones del SEQ.

DISTRIBUCION

S/E	RELACION TRANSF.	CAPACIDAD (MVA)	
		1987	2003
SUR	46/6.3	6.25	20
3	46/23/6.3	20	2*20
4	46/6.3	10	20
6	46/6.3	6.25	6.25
7	46/6.3	20	2*20
8	46/6.3	10	10
9	46/6.3	10	10
10 VIEJA	46/6.3	2*6.25	2*6.25
10 NUEVA	46/6.3	20	20
11	46/6.3	10	10
12	46/6.3	10	10
13	46/6.3	2*6.25	2*6.25
15	46/6.3	20	2*20
16	46/6.3	2*20	2*20
17	46/6.3	2*6.25	2*6.25
18	46/23	20	-
18	138/23		2*33
19	46/23/13.8	20	-
19	46/23	-	2*33
OLIMPICO	46/6.3	20	20
CAROLINA	46/6.3	20	2*20
EPLICACHIMA	46/23	2*20	2*20
TUMBACO	46/23	20	2*20
SN. RAFAEL	46/13.8	10	-
SN. RAFAEL/22	46/23	20	2*20
STA. ROSA	46/23	20	20
MACHACHI	46/22/6.3	7.5	7.5
EJIDO	46/6.3	-	2*20
IRAQUITO	46/6.3	-	2*20
SOLANDA	138/23	-	2*33
KENNEDY	138/23	-	2*33
QUINCHE	46/23	-	20
SANGOLQUI	46/23	-	20
GUAMANI	138/23	-	33
TOTAL		417.5	1081.75

CUADRO 2.6 CLASIFICACION DE LAS S/E POR ENERGIA NO ATENDIDA
ENEROJUNIO/88

S/E	ENERGIA NO ATEN. (MWH)	Nº DE DESCONEX	T. DE DESCONEX (HORAS)
15	172.5	72	125.54
19	167.3	42	31.58
10 Nueva	147.24	44	80.07
18	114.7	51	54.4
3	102.23	31	28.38
17	93.59	40	48.36
2	92.51	68	137.42
Tumbaco	65.04	25	20.28
12	59.35	25	39.34
8	58.15	30	35.38
9	49.24	28	26.06
6	44.36	25	15.06
Eplicachima	41.78	68	22.19
Carolina	38.56	29	12.54
16	38.21	33	13.55
Sn. Rafael	33.04	46	16.31
4	24.74	19	9.31
10 Vieja	24.71	38	28.4
7	24.32	41	16.26
Sn. Rafael/22	22.15	59	29.14
13	15.89	22	5.18
11	15.78	8	3.51
Sta. Rosa	14.98	54	16.2
Guang/Ilum	4.91	27	6.03
Argelia	4.28	1	3.21
Machachi	2.8	5	7.26
Olimpico	2.28	5	0.32
Cumba/Tumba	0.63	2	4.15
TOTAL	1487.64	939	846.41

CUADRO 2.7 CLASIFICACION DE LAS S/E POR NUMERO DE DESCONEXIONES ENERO/JUNIO/88

S/E	ENERGIA NO ATEN. (MWH)	Nº DE DESCONEX	T. DE DESCONEX (HORAS)
15	172.5	72	125.54
2	92.51	68	137.42
Eplicachima	41.78	68	22.19
Sn. Rafael/22	22.15	59	29.14
Sta. Rosa	14.98	54	16.2
18	114.7	51	54.4
Sn. Rafael	33.04	46	16.31
10 Nueva	147.24	44	80.07
19	167.3	42	31.58
7	24.32	41	16.26
17	93.59	40	48.36
10 Vieja	24.71	38	28.4
16	38.21	33	13.55
3	102.23	31	28.38
8	58.15	30	35.38
Carolina	38.56	29	12.54
9	49.24	28	26.06
Guang/Ilum	4.91	27	6.03
12	59.35	25	39.34
Tumbaco	65.04	25	20.28
6	44.36	25	15.06
13	15.89	22	5.18
4	24.74	19	9.31
11	15.78	8	3.51
Machachi	2.8	5	7.26
Olimpico	2.28	5	0.32
Cumba/Tumba	0.63	2	4.15
Argelia	4.28	1	3.21
TOTAL	1487.64	939	846.41

CUADRO 2.8 CLASIFICACION POR ORGEN Y CAUSA MAS PREDOMINANTES
ENERO/JUNIO/88

ORIGEN	CAUSA	ENERGIA NO ATEN. (MWH)	Nº DE DESCONEX	T. DE DESCONEX (HORAS)
4.3	9-90	293.17	74	183.16
1	7-70	198.13	34	45.13
4.3	9-93	180.05	123	136.33
4.1	4-49	178.55	119	77.5
3	9-90	141.88	10	16.48
4.3	4-49	113.32	134	73.14
4.1	8-81	54.2	85	35.38
4.3	3-25	29.62	18	17.4
3	8-81	27.78	11	6.33
4.3	1-18	18.47	10	13.42
4.3	9-91	18.45	12	45.31
4.3	4-47	17.74	4	6.24
4.1	9-92	14.94	2	5.58
4.3	9-92	12.6	83	23.02
4.2	3-35	11.59	4	4.54
4.1	3-35	10.6	3	4.28
4.3	3-33	10.55	1	2.35
4.3	4-51	8.73	21	8.09
4.1	9-90	8.28	10	6.36
4.2	9-90	8.18	11	3.25
4.2	4-49	7.91	23	5.38
3	4-50	7.77	16	3.57
4.3	4-50	7.61	9	2.48
4.1	1-18	7.38	8	6.29
4.3	4-41	7.36	5	4.24
4.1	9-91	7.28	1	2.17
4.3	2-20	6.78	2	4.56
4.1	0-5	6.38	3	2.38
4.3	0-1	6.31	3	2.13
4.2	8-81	5.94	16	5.33
4.1	9-93	4.73	11	4.57
4.1	4-51	4.69	11	3.49
4.1	4-50	4.59	3	0.49
4.1	0-1	4.55	9	3.12
4.2	9-90	3.99	5	2.47
4.3	1-14	3.76	2	2.44
3	0-1	3.42	3	0.47
4.2	9-93	3.36	1	2.2
4.3	4-44	3.35	4	2.02
4.3	3-31	3.24	1	1
4.3	1-19	2.55	1	1.05
4.3	9-51	2.27	1	1.12
4.1	4-40	2.13	1	1.33
4.3	3-30	2.06	3	1.65

Continuación Cuadro 2.8

ORIGEN	CAUSA	ENERGIA NO ATEN. (MWH)	Nº DE DESCONEX	T. DE DESCONEX (HORAS)
4.2	4-52	1.84	1	4.28
4.3	4-53	1.68	2	0.12
4.2	2-20	1.44	2	1.14
3	7-72	1.36	2	0.31
4.3	4-43	1.15	2	1.02
4.3	4-50	1.06	1	0.5
4.1	4-44	1.02	1	0.27
4.1	3-31	0.46	1	0.1
4.2	1-18	0.42	3	0.11
4.3	3-31	0.22	1	0.45
4.2	4-51	0.17	3	0.12
4.3	2	0.15	1	0.05
4.2	9-92	0.13	2	0.08
4.2	4-45	0.1	1	0.04
4.2	3-30	0.09	1	0.04
4.2	4-43	0.06	1	0.06
4.3	4-41	0.05	2	0.14
4.1	3-30	0.04	1	0.14
TOTAL		1487.64	939	846.41

CAPITULO III

CENTRO DE CONTROL DE LA EEGSA

En este capítulo se enfoca de manera general, las funciones que podría tener un moderno Centro de Control, tomando como base la evaluación de la operación actual del SEQ hecha en el capítulo anterior.

III.1 Descripción de Funciones Básicas

III.1.1 Introducción a los Centros de Control

Los Centros de Control Computarizados, son parte de una evolución en la automatización de la operación de un Sistema de Potencia. Haciendo una breve reseña, en la década de los años 20, el primer sistema de control supervisorio era instalado para controlar una estación de potencia.

El primer sistema electrónico fue puesto en operación en la mitad de la década de los años 50, dando paso a los microcomputadores (1965), que sin embargo eran utilizados solo para aplicaciones específicas.

Durante la segunda mitad de la década de los 70, se

comienza por normalizar conceptos. Finalmente en 1975 aparece el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y en 1977 el Sistema EMS (Energy Managment System).

Los Centros de Control de hoy se componen de computadores de tiempo real de variada complejidad. Estos a menudo trabajan en estructuras jerárquicas, para cubrir en mejor forma, diferentes requerimientos funcionales.

La información se toma de los elementos del sistema a ser controlados, usándose transductores, pasándose a través de UTR's (Unidades Terminales Remotas), esta información se transmite hasta el Centro de Control vía PLC (Power Line Carrier), radiofrecuencia, telefónica, etc.. Allí se encuentran operadores que observan y controlan todo el proceso, usando VDU's (Visual Display Unit) y paneles mímicos.

Las VDU's muestran lo que está sucediendo en el sistema, la red o la estación de potencia en forma rápida y comprensible.

Actualmente se han desarrollado conceptos normalizados de control computarizado mediante los diversos sistemas en software, para encontrar las soluciones a los variados requerimientos de los usuarios en determinados sistemas.

Ref(10).

Los grandes centros de control usan avanzada supervisión de red además de herramientas de simulación, que ayudan al operador a prevenir disturbios. Se incluyen también programas de control de generación que optimizan la operación del sistema de potencia. El control centralizado significa que todas las acciones de control pueden ser tomadas de un solo lugar.

Los requerimientos funcionales de un centro de control difieren dependiendo del área de aplicación. Los requerimientos básicos siempre incluyen las llamadas funciones SCADA y por adición las funciones EMS. Ref(11).

Las funciones de un Centro de Control deben servir para ofrecer seguridad a la demanda y economía.

III.1.2 El Centro de Control de la EEQSA (CCEEQ)

Con base en el análisis de la operación actual del Sistema de Potencia de la EEQSA, hecho en el capítulo anterior, se plantea ahora una alternativa, esto es, un Centro de Control que permitiría optimizar la administración de la red de distribución.

Las funciones de un Sistema de Control, que podrían ser implantadas para la supervisión del Sistema Quito son las del SCADA.

La aplicación de estas funciones bajo las condiciones eléctricas actuales y previstas del Sistema Quito se analizan a continuación.

III.1.2.1 Estructura jerárquica de operación.

La conformación física y la organización del sector eléctrico ecuatoriano presenta, una división entre la red de generación-transmisión que está a cargo de INECEL y la de distribución que administran las empresas distribuidoras; estas también cuentan con recursos de generación. Sin embargo su incidencia es cada vez menor frente a los recursos de INECEL, no solo por su capacidad, sino porque en un alto porcentaje son unidades generadoras térmicas, cuyo empleo será restringido por el ingreso de importantes unidades hidráulicas al SNI. Esto lleva a concluir con la delimitación de la función operativa entre generación-transmisión y distribución.

Por tanto resulta evidente la conformación de una estructura jerárquica de operación y el establecimiento de responsabilidades y funciones para cada uno.

- En el primer nivel están los Centros de Control Nacionales y es aquí donde se encuentra el Sistema de Supervisión y Control (SSC)-INECEL, que se encargaría de supervisar y controlar la operación de las instalaciones de generación-transmisión que comprende

el SNI y coordinar la función operativa a nivel nacional.

- En un segundo nivel jerárquico se ubican los Centros de Control de Generación (CCG) y los Centros de Control del Area CCA que realizan la supervisión y control de operación de las instalaciones de subtransmisión-distribución, así como recursos propios de generación. Aquí se localizaría el CCEEQ. Estos deberían mantener una adecuada coordinación con de SSC. Ref(19). Esto se ilustra en la fig. 3.1 siguiente.

S/E, CENTRALES DE GENERACION SNI

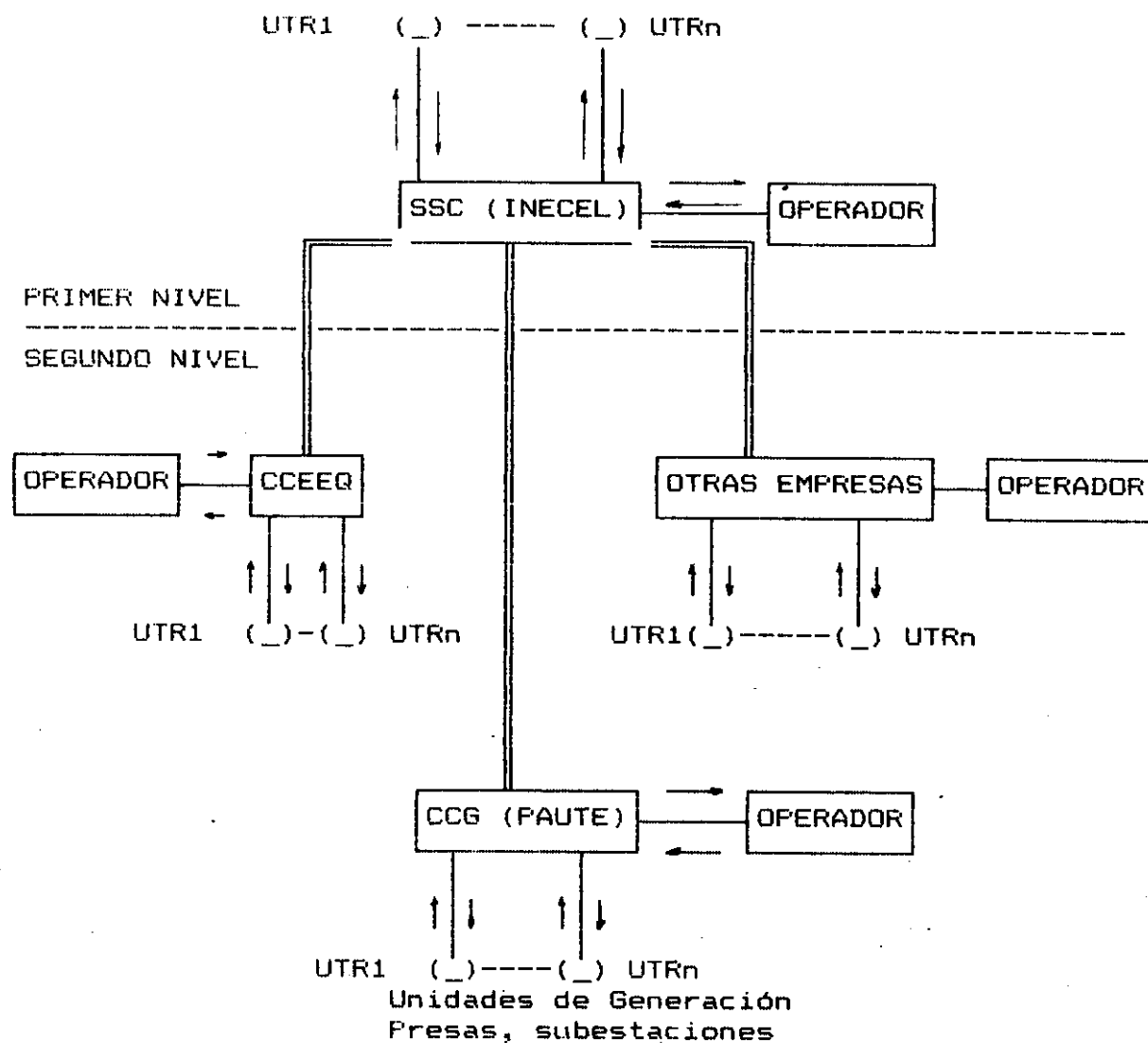


Fig. 3.1 Estructura jerárquica de operación.

La implantación de esta estructura permitiría una coordinación central a nivel nacional y al mismo tiempo descentralizar la toma de decisiones y acciones para el manejo del sistema de potencia.

Por la necesidad de coordinar en forma integral la operación, el particionamiento de la red como áreas (primer nivel SSC y segundo nivel CCEEQ) no sería enteramente desacoplado, sino que existiría para los dos, una zona observable y de interés mutuo, que sería la interconexión o puntos de enlace INECEL-EEQSA.

III.1.2.2 Operación en tiempo real.

Se pretende tener una visión inmediata del estado actual del sistema, y este podría clasificarse en 4 modos o estados de operación esto es: normal, alerta, emergencia y restaurativo. Fig 3.2.

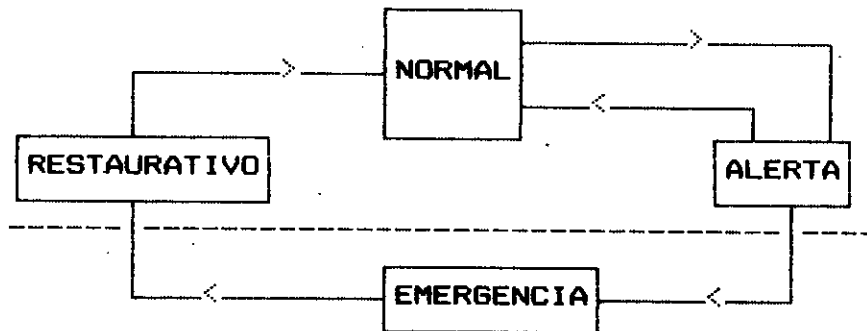


Fig. 3.2 Estados de operación de un sistema.

Con los recientes progresos en computadores digitales y tecnología de transmisión de datos, el control del sistema de potencia puede realizarse instante a instante, esto es lo que se llama operación en tiempo real. Para esto será necesario centralizar la toma de decisiones que modifiquen las condiciones operativas del Sistema de Potencia. El sistema

se encontrará en estado normal cuando se satisfaga la demanda del consumidor en índices aceptables de frecuencia y voltaje. Un diagrama de bloques de la operación de un sistema en tiempo real se observa en la Fig. 3.3, que consta al final del capítulo.

III.1.2.3 Requerimientos Funcionales del Sistema Quito.

La función principal de un Sistema SCADA, es la de recolectar automáticamente los datos necesarios de los puntos del sistema, a supervisarse y controlarse. Estos datos incluyen KW de líneas, KW generados, corriente en las líneas, voltajes de barra, estados de disyuntores, etc. es decir, información relativa a obtener la operación segura del equipamiento del sistema de potencia.

Para el caso del SEQ se puede concebir en principio, un Centro de Control que cubra todas las S/E del sistema, con un control hasta las salidas de los alimentadores primarios de las S/E. Esto es, los niveles de subtransmisión de 46KV y en baja tensión 22.8 KV, 13.2 KV y 6.3 KV, además de los puntos de enlace con INECEL.

Toda esta información debería obtenerse de las S/E del sistema de Potencia, que serían controladas. Un detalle de las funciones que se implementarían, se presenta a continuación:

Supervisión de la red.

Las características de esta función son las siguientes:

- Adquisición automática de datos.

a) Escalamiento de los valores analógicos, esto es, la transformación en medidas de ingeniería de las medidas analógicas.

b) Filtrado de medida de valores análogos: Para tener mediciones más precisas.

c) Filtrado de indicaciones de estados: A fin de tener valores más exactos de los niveles lógicos 0L y 1L.

c) Señalamiento: De valores como válidos, desactualizados y manualmente ingresados.

d) Entradas manuales: De datos que pueden ser medición de niveles de agua, cargas fijas etc.

- Supervisión de :

a) Valores analógicos contra límites: Esto permitiría establecer una operación del sistema de potencia sobre valores que pueden ser observados con ciertos límites críticos de corrientes en líneas, voltajes, etc. Sería posible supervisar cada valor contra un límite y alarma superior o inferior de

cuidado. Además sería posible definir un intervalo permisible para cada valor. En la pantalla el valor podría cambiar de color (y posiblemente ser distinguido de alguna otra manera) cuando atravieza un límite. Ref(9).

Para el Sistema Quito se establecerían valores límites en:

Generación: potencia máxima y mínima.

Transformadores: potencia máxima, taps máximo mínimo y temperatura máxima.

Barras: Voltaje máximo y mínimo

Líneas: Cargabilidad máxima, máxima corriente en alimentadores primarios. Ref(12)

- b) Indicación de cambios de estado: de disyuntores, bancos de capacitores o taps de transformadores.
- c) Distribución de potencia reactiva en subestaciones de potencia.

- Manejo de eventos.

- Cálculo de valores análogos:

- a) Expresiones matemáticas básicas.
- b) Cálculos de corrientes
- c) Cálculo de valores promedios.

- d) Sumario o resumen de valores análogos usando indicaciones de estados.

Esto permitiría tener datos reales y actualizados en función de datos medidos de potencia activa, reactiva o voltajes en diferentes puntos de la red.

- Cálculo de valores límites:

- a) Capacidad de generación reactiva
b) Capacidad de carga de líneas de subtransmisión.

Control Remoto.

Para realizar el control remoto de los componentes del sistema Eléctrico de Potencia se puede tener un diálogo en línea que se ilustra a continuación:



La secuencia usual de control a efectuarse consiste de los siguientes pasos:

- a) Selección de la subestación.
b) Selección de objetos que pueden ser circuitos de disyuntores, cambiadores de taps, etc.
c) Selección de funciones de control, operación, valores

de referencia etc.

- d) Selección de una nueva posición o valor.
- e) Ejecución / Cancelación.

Este control podría ser efectuado en forma simple por el operador y ofrecería seguridad, contra mala operación.

Secuencias de control iniciadas serían automáticamente canceladas, si una pausa de larga duración (aproximadamente 30 seg) es hecha entre alguno de los estados. Ref(9).

Los comandos de control dependiendo de las condiciones del sistema podrán ser dirigidos a través de las UTR's a:

- abrir o cerrar disyuntores.
- cambiar la posición de taps de transformadores
- conectar o desconectar bancos de capacitores de la subestación.

Recopilación de Información.

El Sistema debería disponer de, un banco de datos donde se almacenaría y estaría disponible la información en tiempo real proveniente de las UTR's, esto posibilitaría realizar:

- Cálculos de valores estadísticos
- Almacenamiento y chequeo de valores estadísticos

- Correcciones. Ref(9)

- Emisión de reportes.

Para el SEQ interesan reportes que podrían ser horarios o diarios de:

- Voltajes en barras del Sistema.

- MW y MVAR de generación y de entrega por parte de INECEL

- Caudales del río San Pedro y reservorios de Guangopolo y Cumbayá.

- Curvas de carga. Ref(12).

- Reporte de disturbios para inmediatos análisis.

- Potencias en transformadores y alimentadores primarios.

Planeamiento.

- Determinación de la topología de red.

- Determinación de la configuración de S/E

- Flujo de carga

- Redes equivalentes

Esta función podría desarrollarse fuera de línea.

Un sistema de control tiene, alta velocidad en la adquisición de datos y en la emisión de acciones de control, el tiempo de respuesta para las funciones anteriores se ha establecido en los siguientes valores:

- Operación de control	máx 3 seg.
- Medida de valores	máx 30 seg.
- Indicación alarma/estado	máx 10 seg. Ref(14)

En forma adicional y como ilustración, se presentan tiempos de respuesta individuales para algunas funciones: Ref(11)

DESCRIPCION	MAX. TIEMPO RESPUESTA
Indicación de estado de objetos conectados a los miniterminales	7 seg
Distribución de pot. reactiva entre S/E	5 seg
Capacidad de Generación de reactivos	5 seg
Capacidad de carga de una línea	5 seg
Bloqueo de Control	2 seg
Corrección de valores estadísticos	2 seg
Determinación de topología de red	30 seg
Presentación de partes vivas de la instalación	8 seg
Determinación de la red equivalente	10 seg
Cálculo de Flujo de Carga	30 seg
Reportes en pantalla	4 seg
Listado en VDU de objetos literales para selección	1 seg
Impresión de reportes (en impresora)	20 min

III.2 Dimensionamiento preliminar del CCEEQ.

A continuación se describe un Centro de Control típico que bien podría ser aplicado al Sistema Eléctrico Quito o a otro cualquiera, sin embargo aquí se particularizará la aplicación, pues este trabajo está dirigido al análisis del Sistema de la EEQ.

III.2.1 Centro de Despacho.

- El sistema SCADA puede tener 2 computadores principales, además de elementos de monitoreo, control y reportes del estado de medida de las S/E en las que serán instaladas las UTR's.

Estos computadores deberían estar disponibles todo el tiempo, uno normalmente en línea que podría estar dedicado al monitoreo continuo del sistema y el otro en espera (STAND BY), ó fuera de línea listo para tomar inmediatamente toda la información en caso de alguna falla del primero. El computador en espera, sería capaz de pasar de su posición fuera de línea, a realizar trabajos de pruebas y modificaciones del sistema. El computador principal y también el de espera recibirían al instante la información estado/alarma del Sistema de Potencia.

Cada computador debería estar equipado con un VDU en color.

- El principal enlace de comunicación entre el operador y el sistema de potencia, estaría asociado con el VDU a color y el teclado. Las VDU serían de alta resolución, el teclado alfanumérico con teclas de funciones especiales, para facilitar al operador cuando realizar entradas. Los estados de circuitos de disyuntores, se mostrarían en distinto color para fácil identificación. Ref(6).
- Los escritorios de control permitirían que distintas zonas del sistema sea controlado por los operadores en forma independiente. Una operación de control sobre un mismo elemento hecha en forma simultánea, sería bloqueada.
- El enlace entre los dos computadores permitiría el paso de parámetros del sistema (por ejemplo límite de alarmas) entre ellos para observar y actualizar la base de datos.
- Se haría necesaria también, la instalación de un coprador de video, para obtener copias del VDU.
- Podrían instalarse también impresoras que permitan im-

primir eventos y datos, o eventos/alarmas y datos medidos.

- Un subsistema de comunicaciones (Front- End, ver Apéndice 1.1), realizaría el enlace entre el operador y las UTR's, incluyendo recepción de datos, selección y control de aparatos y otras funciones.
- Debería proveerse de equipo modular por posibles ampliaciones además de programas flexibles.
- Este equipamiento debería estar libre de interrupciones o distorsiones en el suministro de energía, para esto sería necesario tener equipo de emergencia en caso de pérdida de energía, esto es una UPS (Uninterruptible Power Supply) de acuerdo a la potencia total del equipo del Centro de Control.

La UPS podría tener una capacidad de potencia en espera para no menos de 1 hora, para la total potencia requerida por el Centro de Control, incluyendo la iluminación de emergencia. Un sistema SCADA aplicable a la EFQSA podría tener una configuración similar al de la figura 3.4. que consta al final del capítulo. Ref(23).

III.2.2 Unidades terminales Remotas (UTR's)

Son las que se encargan de recoger la información y hacer llegar las señales de control de los puntos a ser supervisados. Serían instaladas en cada una de las S/E, las comunicaciones se llevarían a través de enlaces de radiofrecuencia en UHF que es el más aconsejado, según Ref(26). Cada UTR tendría las siguientes funciones básicas:

- Comunicación con el centro de control
- Examen de los estados o alarmas y detección de sus cambios.
- Adquisición de valores análogos y digitales chequeo de conversión análogo, digital con precisión y sobre rangos.
- Salidas de comandos de operación.
- Salidas de comandos de regulación.
- Salidas de señales análogas y digitales. Ref(24).

La información recogida involucra también a las centrales de generación propias que serían controladas desde el Centro de Control y mediante enlace computador - computador los datos de entrega de INECEL a través del SSC.

La información transmitida al Centro de Control para el caso de la EEO referiría a lo siguiente:

Información discreta:

- Estado de disyuntores, seccionadores de líneas, transformadores y capacitores.
- Estado de selectores para control de disyuntores.
- Estado de selectores de las unidades de generación a ser controladas.

Información analógica:

- MW y MVAR en cada extremo de líneas y transformadores de la red.
- Voltajes de las barras.
- MW y MVAR de c/generador.
- Posición de taps de transformadores
- MVAR de capacitores .
- MW y MVAR de entrega de INECEL a la EEQ en los puntos de interconexión.
- Factor de Potencia.
- Frecuencia Ref(6), Ref(12)

El tamaño de la UTR está definido por la cantidad de la información que recibe para ser transmitida, además del número de salidas de control. Un inventario de los puntos de control para cada subestación del SEQ, para el año 1992 se presenta en el cuadro 3.1, el mismo que sirve para establecer el tipo de UTR requerida. Ref(25). Para la inversión a-

proximada se han considerado las 36 subestaciones que se tendrían en 1992.

III.2.3 Transductores.

El trabajo requerido en las S/E incluye instalar transductores y relés de interposición que son los encargados de recolectar directamente la información desde seccionadores, transformadores, etc. La cantidad y tipo de transductores están definidos por el número de señales análogas a recibirse y transmitirse, esto es, para generadores, líneas de 46 KV, transformadores y primarios. En el cuadro 3.2 consta un inventario del número de señales análogas, el mismo que sirve para determinar el número y tipo de transductores (de voltaje potencia, etc.) del equipamiento.

III.2.4 Sistema de Comunicaciones. Ref(26)

Tendría que existir un sistema de comunicaciones, altamente confiable entre el CCEER y todas las subestaciones y centrales generación de la EEQSA, así como también la interconexión con el SSC de INECEL. Existen alternativas para la transmisión de datos, como: vía PLC (Power Line Carrier), radiofrecuencia, línea telefónica o fibra óptica.

La primera es difícil de aplicarla en el anillo de 46 KV debido al sistema de distribución Ref(14).

Por fibra óptica dado su costo, no se justifica su utilización por el bajo volumen de información a transmitirse.

De las dos alternativas restantes, los costos se optimizan con la utilización de líneas telefónicas para enlaces cortos (de hasta 5 Km.) y radiofrecuencia en UHF para enlaces mayores.

Para los enlaces telefónicos se instalarían cables telefónicos autosuspendidos en los postes de alumbrado y distribución.

Existirían además repetidoras de radio ubicadas en las montañas del Pichincha (Antenas), en Puengasí y Guanguiltagua.

III.2.5 Localización y expandibilidad

El sitio de ubicación del CCEEG estaría determinado por el sistema de comunicaciones, existiendo 2 alternativas : la S/E Carolina y la S/E Santa Rosa. Del Estudio de Comunicaciones Ref(26), se establece una diferencia de 1.000 dólares más, cuando se ubica en Sta. Rosa, respecto a Carolina (Los montos globales y el material y equipo se muestran en el Apéndice 3.1.), siendo el equipamiento similar.

Además, después que el sistema de Control inicial sea

puesto en servicio, nuevas funciones serían implementadas, más S/E serían automatizadas, funciones existentes serían modificadas. Este futuro crecimiento y cambio tendría que ser considerado en las comunicaciones. Ref(7).

El equipamiento considerado en este trabajo corresponde al sistema SINDAC 3. Ref(23), que fácilmente expandirse al SINDAC 5 con la consecuente adición de funcioners.

III.2.6 Inversión Aproximada

La fuente de información para la elaboración de este presupuesto aproximado fueron: cotizaciones que se actualizaron a febrero de 1989 Ref(23), para el sistema SCADA y del Sexto Convenio EEQSA-EPN para el sistema de comunicaciones. Ref(26).

Consideraciones hechas

Sistema SCADA

- El número de UTR's corresponde al sistema estimado a 1992, y es igual al total de subestaciones que existirían a esa fecha, por otro lado el número de señales análogas determinan el número de transductores.

Se consideraron UTR's del mismo tipo Ref(24), para to-

das las subestaciones con capacidad suficiente de entradas y salidas (discretas, análogas, digitales y de control), en conformidad con los requerimientos de las S/E del SEQ.

- Un detalle de cada subsistema del equipamiento se presenta en el Apéndice 3.2
- En el equipamiento no están considerados relés de interposición, canales de comunicaciones sistema telefónico en el CCEEQ ni el sistema de aire acondicionado. Ref(23). Tampoco se incluye la instalación de las UTR's pero si la puesta en marcha de éstas.
- Los precios son FOB y adicionalmente se establecerán los costos de transporte y de instalación.
- Los costos por transporte son el 1% del equipamiento y los de instalación el 10% (información proporcionada en DOSNI-INECEL).
- No se consideran gastos financieros ni tampoco costos por obras civiles que se podrían necesitar.
- Los gastos por operación y mantenimiento, se sumarán al final en la evaluación económica, pues tienen que ser calculados a lo largo del período de vida útil y

llevados a valor presente de enero de 1993.

Sistema de Comunicaciones Ref(26)

- Los precios son FOB promedios. En el Apéndice 3.1 constan montos globales en sucres, que corresponden a materiales de compra local, lo demás están en dólares y sobre este valor se considerará adicionalmente el 1% por concepto de transporte y el 10% por instalación. Para efectos de cálculo de la inversión total, todo se pone en dólares.

- En este costo total no se incluyen:

Costos de los equipos de computación que se requieren en S/E que sirvan de enlace con otras del mismo SEQ, para la transmisión de datos.

Adicionalmente tampoco los costos de los computadores que se ubicarían en los sitios de concentración de información (Guanguiltaqua, Fuengasi y Antenas), los mismos que deberían ser de mayor capacidad y velocidad de procesamiento.

- En lo que se refiere a la instalación del sistema, se considera que convendría que la EEQSA realice el tendido de los cables telefónicos, sin embargo para la

evaluación del total de la inversión, se han considerado como gastos por la instalación total del sistema, el 10% del costo total de material y equipo.

Las cantidades se han aproximado para tener valores enteros.

Los montos globales a febrero/89, para los diferentes componentes de lo que podría ser el CCEEQ son los siguientes:

Presupuesto de inversión CCEEQ. Ref(23)

	Coronas Suecas(SEK)	Dólares (1 US\$=6.3SEK)
SINDAC 3:		
Subsistema de computador y equipo de mantenimiento	1.848.000	302.000
Subsistema Front-End	127.000	20.000
Unidades Terminales Remotas	2'753.000	437.000
Consolas de Control	184.000	29.000
Repuestos	633.000	100.000
UPS	437.000	69.000
Transductores de potencia activa	381.000	61.000
Transductores de potencia reactiva	420.000	67.000
Transductores de voltaje y frecuencia	43.000	7.000
Programas, integración y pruebas	1'380.000	219.000
Subtotal 1		1'311.000

Entrenamiento	288.888	46.000
Manejo del proyecto e ingeniería	748.000	119.000
Fuesta en marcha del sistema central	403.000	64.000
Servicio y soporte durante el período de garantía	345.000	55.000
Enlace computador-computador con INECEL.	260.000	41.000
Subtotal 2		325.000
Gastos de transporte (1% Subtotal 1)		11.310
Gastos de instalación (10% Subtotal 1)		113.100
Subtotal 3		124.410
TOTAL 1		1'760.410
Sistema de Comunicaciones. Ref(26)		
Enlace radiofrecuencia en UHF :		
Material compra local (sucres)	30.340.000	(*) 60.680
Material importación		112.620
Transporte (1% mat. imp.)		1.130
Gastos Instalación (10% Total mat.)		17.330
(*) 1U\$=500 sucres.		
TOTAL 2		191.760
TOTAL GENERAL		1'952.170

Estableciendo un promedio por subestación (asumiendo a todas de iguales características), quedaría un valor igual a:

Costo por S/E: 54.230.00 U\$ (total 36 S/E).

El valor a utilizarse en la relación beneficio/costo, es aquel que se tendría a enero de 1993, considerando tasas de actualización del 8%, 10% y 12%, sin tomar en cuenta escalamiento de costos. Estos valores se calculan mediante la relación:

$$V_f = V_a (1 + i)^n$$

donde: Va: valor actual
 Vf: valor futuro
 i: tasa de actualización
 n: número de años Ref(29)

Entonces los valores a considerar son:

Tasa de actualización	Valor a enero de 1993 (Dólares)
8%	2'655.900
10%	2'858.200
12%	3'071.800

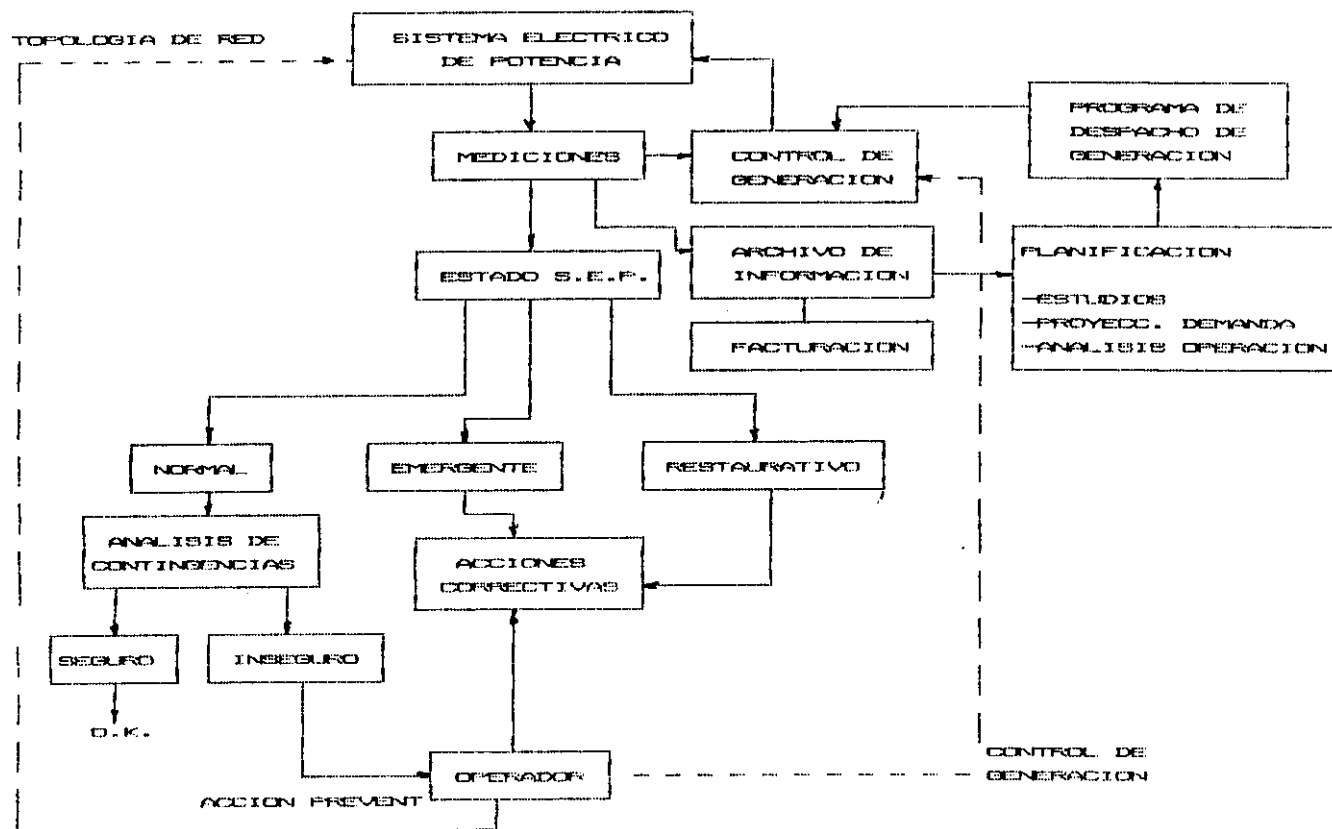


Fig. 3.3 Diagrama de bloques de la operación de un sistema eléctrico en tiempo real.

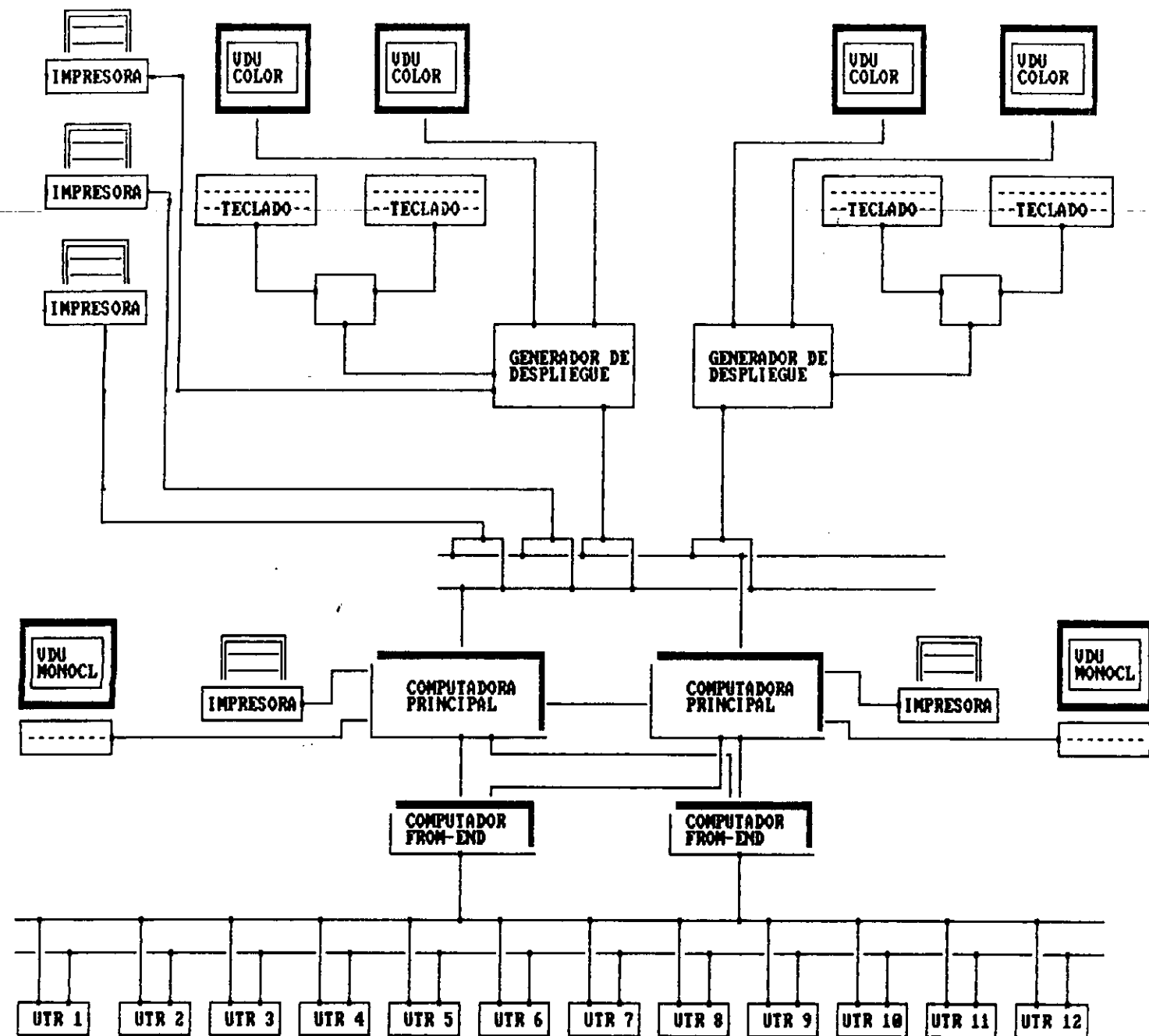


Figura 3.4 Sistema SCADA Aplicable al S.E.Q.

Inventario de los puntos de Control del SEQ para el SCADA a 1992

S/E	DISCRETOS	ANALOGAS	CONTROL	TOTAL
Sta Rosa	73	23	19	115
Eplicachima	68	22	18	108
San Rafael	69	28	19	116
S/E y C. Guangopolo	94	32	23	149
Sur	55	28	15	98
Vicentina y 10 Nueva	85	30	25	140
Norte y Olimpico	71	31	18	120
Selva Alegre	88	20	23	131
19	51	23	13	87
S/E de Distribucion				
3	34	16	10	60
4	23	14	7	44
6	20	11	6	37
8	27	16	8	51
7	37	19	11	67
9	25	15	8	48
10 Vieja	34	18	10	62
11	20	11	6	37
12	23	13	7	43
13	39	20	11	70
15	38	19	11	68
16	56	27	16	99
17	38	21	12	71
Carolina	33	18	10	61
Tumbaco	23	13	7	43
El Ejido	33	19	10	62
Iñaquito	33	19	10	62
Quinche	21	11	6	38
Sangolquí	33	13	8	54
Machachi	39	16	9	64
Solanda	35	13	10	58
Kennedy	35	13	10	58
18	35	13	10	58
Pomasqui	12	6	3	10
S/E y Central Cumbayá	102	18	12	132
Nayón	25	6	3	34
Guangopolo Hidr.	27	9	6	42
Total	1554	644	410	2612

Ref(25)

Cuadro 3.2

Inventario de señales análogas a 1992

S/E	Pot. Act.	Pot.React.	Voltaje
Sta Rosa	10	10	3
Eplicachima	9	10	3
San Rafael	12	12	4
S/E y Cent. Guangopolo	12	11	9
Sur	13	12	3
Vicentina y 10 Nueva	13	13	4
Norte y Olímpico	13	14	4
Selva Alegre	10	10	2
19	9	10	3
S/E de Distribución			
3	7	7	2
4	7	6	1
6	5	5	1
8	7	6	1
7	8	9	2
9	7	7	1
10 Vieja	8	8	2
11	5	5	1
12	6	6	1
13	9	9	2
15	8	9	2
16	12	13	2
17	10	10	1
Carolina	15	15	3
Tumbaco	6	6	1
El Ejido	9	8	2
Iñaquito	9	8	2
Quinche	5	5	1
Sangolquí	6	7	1
Machachi	7	7	2
Solanda	6	7	2
Kennedy	5	6	2
18	5	6	2
Pomasqui	3	3	3
S/E y Centr. Cumbayá	6	6	4
Nayón	2	2	2
Guangopolo Hidr.	4	4	1
Total	288	292	79

Ref(25)

CAPITULO IV

ANALISIS TECNICO

El objetivo que se persigue en la operación de un Sistema de Potencia, es el de satisfacer la demanda del consumidor en forma continua y dentro de rangos pre-establecidos, manteniendo buena calidad de servicio

En este capítulo se muestran las ventajas técnicas que se tendrían, si se implantaran las funciones del SCADA en el Sistema Eléctrico Quito.

IV.1 Tecnología de operación del Sistema

Asumiendo que la capacidad de suministro de energía de la EEQ esté garantizada y los componentes del Sistema de Potencia (líneas de subtransmisión, transformadores, líneas de distribución, etc.) sean mantenidas suficientemente funcionales, entonces se podría pensar en otra tecnología de operación, que se tendría precisamente con un sistema automático de supervisión y control.

IV.2 Resultados esperados con y sin la implantación del Centro de Control

IV.2.1 Ventajas en la Supervisión y Control.

- El operador podría supervisar en forma continua el estado del Sistema de Potencia. La función de adquisición de datos se haría en forma periódica y relacionada con valores límites de operación, esto permitiría detectar en forma oportuna, situaciones anormales de operación y tomar acciones correctivas inmediatas.

- A diferencia de lo que sucede actualmente, en que el despachador solo puede recibir información en forma periódica y emitir órdenes de control que son ejecutadas por el personal de operadores de distribución, con el CCEEQ se podrían realizar acciones de control directas sobre disyuntores, transformadores, capacitores, etc, es decir sobre el equipamiento hasta nivel de alimentadores primarios.

- Según las especificaciones técnicas de equipamiento de firmas como FERRANTI, ABB (Asea Brown Boveri) y otras, así como del estudio de Sistema de Supervisión y Control (SSC). El tiempo de respuesta promedio aproximado, para que el operador conozca en forma confiable y precisa las condiciones de operación después de ocurrida una interrupción es de 10 seg.
En condiciones actuales se lo hace en 10 minutos

aproximadamente. Un listado de los tiempos de respuesta se hizo en el Capítulo anterior.

- Una evaluación de contingencias antes de iniciar una acción restaurativa, se tendría en un tiempo de 2 a 3 minutos, contrastando notablemente con los hasta 30 minutos que toma hacerlo en las condiciones actuales.
- Muchas acciones de control restaurativa con el Centro de Control como abrir o cerrar disyuntores, conectar o desconectar capacitores etc., podrían hacerse en apenas 3 segundos, evitándose el empleo de hasta 30 minutos que actualmente se emplea solo en llegar hasta el lugar de la falla, sin tomar en cuenta el tiempo que toma realizar la restauración. Desde luego que no todas las acciones de restauración se podrían realizar en forma central desde el CCEEQ. Se tendría una ventaja adicional de que muchas de las fallas serían prevenidas con el control en línea del sistema y la adecuada programación de la operación.
- Adicionalmente el número de desconexiones también se reduciría en un porcentaje de aproximadamente el 20% según un análisis pormenorizado, que se realiza en el Capítulo V.
- Como consecuencia de la óptima operación, supervisión y control se podrían disminuir las pérdidas que le

EEQ sufre como consecuencia de la energía no vendida y el impacto social que provoca la pérdida de energía eléctrica para el usuario, que se traduce en pérdidas de la producción, disminución de la vida útil de equipos, daño de productos refrigerados, alteración de procesos químicos industriales, necesidad de inversión en grupos de emergencia particulares etc.

- Se podrían evitar perjuicios para la sociedad por razones tales como ausencia de ciertos servicios básicos, problemas en el tráfico, edificios, hospitales, etc. Ref(1). Si bien existen normas para la instalación de grupos de emergencia, la importación de estos equipos al final representan una fuerte inversión, con el adicional de gastos por mantenimiento, combustibles y transferencias automáticas. No se está hablando de eliminar estos problemas por completo con el Centro de Control, pero sí de disminuirlos.

- Control de flujo de potencia.

El flujo de potencia está sujeto a restricciones por la configuración y equipamiento del sistema, además de cambios provocados por variaciones horarias de la demanda y suministro o condiciones metereológicas. Al realizar un monitorear continuo del flujo de potencia en las salidas de alimentadores primarios y transfor-

madores, traería consigo ventajas como una operación estable, evitando sobrecargas en el equipamiento. Análisis de flujos de carga realizados fuera de línea respaldarían la toma de decisiones en lo que se refiere a establecer límites de operación.

- En los VDU's el operador podría observar mediciones, alarmas y señalizaciones exactas, permitiendo una adecuada y oportuna interpretación de parámetros operativos en régimen normal y en emergencia. Podía evitarse el desfase de tiempo, entre la ocurrencia del evento y el reporte de novedades a Despacho de Carga.

IV.2.2 Mejoras en la calidad de servicio

- Regulación de voltaje.

Siempre se tendrán variaciones de voltaje a cada momento en conformidad con el cambio de la demanda. Se podría evitar la influencia sobre el equipamiento que se tiene, cuando la variación está fuera de límites de operación, lo que provoca un claro detrimento en la vida útil. Además podrían evitarse consecuencias negativas que se tienen en los componentes del sistema de Potencia cuando el voltaje es demasiado bajo como son: la reducción de la capacidad de conducción por las líneas de transmisión o cuando el voltaje es demasiado a lo alto que incide directamente en el

deterioro del aislamiento del equipo del sistema.

Esto se podría superar con una optimización en la regulación de potencia reactiva operando en forma automática sobre capacitores de las S/E y estaciones de generación.

- Control de frecuencia

Con esto podrían lograrse mejoras en la producción del sector industrial al estabilizarse mejor la velocidad de los motores eléctricos y tener un correcto funcionamiento de equipos de precisión como: computadores, equipo médico etc.

El enlace computador - computador del CCEEQ con el SSC facilitaría este objetivo, pues es responsabilidad del SNI el control de la frecuencia.

- Sistema confiable y seguro

La implantación de un SCADA bien podría justificarse, al lograrse un sistema de potencia confiable y seguro. Usando el monitoreo de datos se tendrían elementos de juicio que permitirían reconfigurar parte del sistema eléctrico para corregir problemas de igual forma sería posible detectar disturbios en función

del análisis de tendencias. Ref(4).

Se darían entonces facilidades al operador para que pueda detectar y analizar potenciales disturbios, que de presentarse podrían llevar al sistema a un estado de emergencia. Es importante por lo tanto, llegar a conocer cada estado vulnerable del sistema y alertar convenientemente al operador. Esto se haría fuera de línea, utilizando la información recolectada.

Se requerirá que el sistema comunicaciones en centrales de generación y S/E sea muy confiable, pues todo gravita en la transmisión oportuna y eficaz de los datos hasta el centro de control.

IV.2.3 Demanda y ajuste del suministro, planificación

- Esto significa que, se tendría permanentemente un balance entre demanda y suministro, es decir la información obtenida serviría para coordinar el suministro en concordancia con la fluctuación de la demanda.
- Con las modernas técnicas de planificación se podrían evaluar las posibles alternativas para aliviar la carga cuando se necesite. Esto permitiría al planificador diseñar un óptimo sistema de distribución conforme a todos los requerimientos del usuario.

- Programas de soporte tales como el CMF (Constrained Multi-Feeder) permiten además de planificar el sistema de distribución, simultáneamente diseñar un sistema de muchos alimentadores y de ser necesario reconfigurar el sistema.

Estas funciones entonces ayudarían también en las tareas que realice el Departamento de Planificación.

El CMF calcula pérdidas en distribución y caídas de voltaje para cada segmento de alimentador. Se podrían también tabular los cambios del sistema hechos por el programa y hacer una lista de costos de capital asociado. Ref(5).

IV.2.4 Mejor aprovechamiento de los recursos humanos

- El operador podría tener un conocimiento global del sistema sin la pérdida de tiempo que se tiene ahora por razones de adquisición de información. Actualmente en intervalos de 1 hora y de 15 a 30 minutos en horas pico, se recolectan datos de flujo, caudal, nivel de reservorio, amperajes en un total de 50 datos/periodo y 1365 datos/día, en este proceso el operador ocupa gran parte de su tiempo que bien podría emplearlo en resolver problemas como analizar límites

violados por ejemplo y no solo limitarse al procedimiento actual, que es, actuar para restaurar al Sistema en caso de daños o disturbios:

- El trabajo del personal de operación y mantenimiento de distribución sería más efectivo con la inclusión de un Centro de Control, el lugar y tipo de falla serían más exactamente localizados e identificados, facilitando las labores de reparación y restablecimiento de servicio. Actualmente la presencia de disturbios, cambio de estado de disyuntores, actuación de alarmas y protecciones etc, en muchos de los casos solo se determinan, cuando la camioneta de operadores llega a la S/E, para confirmar la información obtenida por atención a reclamos de los usuarios.
- Se optimizaría la supervisión, tanto por la oportunidad de los datos cursados, como por la eliminación de procesos rutinarios necesarios que provocan errores en la recopilación de información. Ref(1). Esto tiene relación con la cantidad y calidad de la información transmitida y la posterior elaboración de reportes.
- Se incrementaría la seguridad para el personal de operación y mantenimiento, al poder realizarse ciertas acciones de control como, recierre, bloqueo, etc. desde una posición central.

IV.2.5 Preservación e incremento de la vida útil del equipamiento

- La supervisión bajo límites de operación y la emisión de alarmas en líneas, transformadores etc. permitiría evaluar oportunamente eventuales condiciones emergentes de operación que pueden perjudicar la vida útil del equipo.

IV.2.6 Optimización en inversiones futuras.

Al contar con la información adecuada, se podrían realizar análisis más reales de las alternativas de equipamiento y costos de expansión. Se podrían analizar también los cambios de configuración de alimentadores debido a fallas o salida de alimentadores.

- Las funciones de supervisión permitiría una operación del sistema más cerca de límites de diseño, con esto se tendrían argumentos, para un menor dimensionamiento del sistema y postergación de algunas inversiones.
- Con una adecuada supervisión se lograría una oportuna detección de problemas en equipos, evitándolos en algunos casos y en otros notificando al personal de mantenimiento, para que realice una revisión oportuna. Esto evitaría inversiones que tendrían que hacer-

se en equipamiento.

IV.2.7 Beneficios adicionales.

- Se llevaría un completo registro de cada alarma y evento significativo y cada entrada sería registrada con el tiempo de ocurrencia. Una variedad de formatos permitiría al despachador una rápida llamada, de la información necesitada.
- Se podría llevar en mejor forma el control de la energía comprada a INECEL, de pérdidas, etc.
- Se podrían aplicar programas especiales para obtener beneficios adicionales. Existen programas disponibles para los sistemas SCADA, que incluyen procesamiento histórico de base de datos, secuencia de eventos, sistema de interfase de manejo de carga (Load Management), etc.

Además de estas funciones, en etapas posteriores, se podrían integrar otros análisis de red, optimización de flujos de potencia reactiva, regulación de voltaje, etc, dentro del paquete que se conoce como EMS (Energy Management System) y que básicamente estaría dirigido a sistemas de potencia como el SNI por ejemplo.

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO

En un estudio de factibilidad para la implantación de un Centro de Control, para la operación de un sistema eléctrico de potencia, se compara la inversión que se haría, con los beneficios estimados durante el tiempo de vida útil. Esto se presenta mediante una relación final Beneficio/Costo.

Los análisis beneficio/costo, desde luego varían de sistema a sistema por la naturaleza y configuración de los mismos, además del país donde se implementan. El grado de desarrollo influye en la cuantificación de los beneficios y costos. Cabe mencionar que muchos factores que intervienen en el análisis presentan la dificultad de ser cuantificados, de ahí que, se los ha clasificado como beneficios o costos no cuantificables y cuantificables.

V.1 Metodología de evaluación

Las desconexiones y consecuentemente los requerimientos de energía que no son atendidos, provocan pérdidas al usua-

rio y a las empresas eléctricas. Estas pérdidas están en función del número de salidas forzadas y del tiempo total fuera de servicio, que provoca una cierta cantidad de energía no atendida .

Es necesario por tanto, tratar de determinar (dentro de esta evaluación económica), un porcentaje de ahorro de la energía no atendida debido a desconexiones forzadas, que pueda ser atribuido a la implantación de un Centro de Control, esto es lo que se denomina: disminución del impacto de las desconexiones forzadas.

Sobre este valor de energía no atendida debido a desconexiones forzadas, se aplicará el porcentaje de ahorro, al mismo que, se asignará un valor monetario llamado costo social, dando origen a los beneficios cuantificables.

Los costos serán aquellos que tienen que ver con el equipamiento aproximado, que se analizó en el capítulo III, más los gastos por operación y mantenimiento, que se analizan en este capítulo.

Todos estos valores serán llevados a valor presente a enero de 1993 (fecha que se tomará de partida para el período vida útil del equipamiento de 15 años), utilizando tasas de actualización del 8, 10 y 12%.

El análisis comparativo se hará considerando moneda constante, esto es sin considerar escalamiento ni en los costos ni en los beneficios Ref(1), tampoco se considerarán gastos financieros.

Cabe señalar que, para la cuantificación del financiamiento requerido, entonces si se deberá tomar en cuenta los valores correspondientes a escalamiento de costos y gastos financieros que tendrían relación con el programa de construcción. Ref(1).

Una vez determinados los costos y beneficios a valor presente a enero de 1993, fecha que se considerará como de entrada en funcionamiento del CCEEQ, se calcularán entonces las relaciones beneficio/costo

V.2 Análisis de Beneficios

Como el objetivo es, mostrar todos los beneficios que se tendrían con un centro de control, se muestran aquí los que son cuantificables y los que no lo son, dada la subjetividad en la asignación de un valor económico en unos casos y su no aplicabilidad a nuestro medio, en otros.

Beneficios no cuantificables y no aplicables a nuestro medio.

Las diferentes formas en que un Sistema SCADA puede lograr beneficios económicos son las siguientes:

a) Reducción de la demanda de la carga (ahorros pico)

Esto se lograría estableciendo una curva de carga con límites de carga pico, evitando en lo posible llegar al valor contratado a INECEL y menos sobrepasarlo, pues existen recargos contractuales en estos casos, desde luego que si la demanda lo exige se tendría que establecer, un nuevo tope (más alto) de potencia comprada a INECEL.

Esto más bien es una administración de la carga ó LDC (Load Control Direct) y se realizaría actuando sobre cargas importante donde se instalarían aparatos de control individual. Esto no es aplicable al SEQ, por la inversión adicional que representaría la instalación de los aparatos mencionados y el costo no se lo puede cuantificar al no disponer de precios referenciales, además que se tendría que determinar el número de usuarios de alta carga industrial, sujetos a este tipo de control.

Un control como este, con el fin de modificar la curva de carga, utilizando las funciones del SCADA en sistemas de EEUU, producen ahorros sustanciales del 10 al

50% del costo total del sistema (SCADA) al año Ref(4).

- b) Reducción de pérdidas en las líneas con un control automático del factor de potencia.

Con esto lo que se pretende es, disminuir la potencia perdida en las líneas, nótese que se está hablando del sistema de subtransmisión, aunque como consecuencia de mantener niveles óptimos de voltaje en distribución, también se disminuyen las pérdidas a ese nivel. Esto desde luego haría necesaria la conexión al sistema de equipamiento adicional al existente (capacitores, motores síncronos, etc) para lograr este objetivo, además que las pérdidas dependen de los parámetros propios de las líneas, los mismos que solo serían manejables mediante una nueva reconfiguración de la red. Este punto no es aplicable al Sistema Quito.

- c) Reducción de las pérdidas en las líneas con control automático de voltaje.

El efecto de tener un control automático desde el Centro de Control sobre los LTC's de los transformadores y también sobre los bancos de capacitores ayudan a mantener un nivel de voltaje adecuado con un mínimo de pérdidas. Las limitaciones serían las mismas expuestas en el punto anterior. Haciendo referencia a estudios similares en sistemas norteamericanos, donde si se pue-

de operar de esta forma, los ahorros que se tienen vienen a representar del 5 ó 15% del costo del sistema de control implementado. Ref(4). No es aplicable al Sistema Quito.

- d) Elevado factor de potencia, para evitar penalizaciones. Esto es importante considerar, dada la existencia de un contrato de compra - venta con INECEL y donde una de las cláusulas establece, penalizaciones por bajo factor de potencia el mismo que tiene que estar entre 1 y 0.95 en atraso a partir de enero de 1985, siempre en el mismo sentido de la potencia activa en cualquier hora del día. Ref(15). Cabe destacar que en el caso de la EEQSA últimamente no se han tenido que realizar pagos por este concepto.

Las limitaciones que existen para el Sistema Quito nuevamente son de equipamiento y por eso no es aplicable en toda su magnitud este método de control, de lo contrario se tendrían ahorros significativos, cuando se tuvieran estos recargos.

- e) Detección de cargas trifásicas desbalanceadas (ahorro de reconfiguración)

Mediante el uso de la función del SCADA, topología de red. No cuantificable.

- f) Manejo secuencial de la carga (salida de cargas industriales grandes).

Habría que realizar un estudio muy específico de los tipos de abonados servidos y el impacto de estas desconexiones. No es aplicable a nuestro medio, sin embargo en norteamérica esta suele ser la mejor aplicación del Sistema SCADA teniéndose ahorros que pueden llegar a restituir el Sistema en 6 meses a tres años. Esto supone la existencia de generación propia en estas cargas. Ref(4).

- g) Reducción en inversiones de nuevas S/E, mediante la optimización en la topología de red. Ref(4)

Aplicable al Sistema Quito, no cuantificable.

- h) Ahorros por reducción de mano de obra en la operación y mantenimiento. No cuantificable.
- i) Detección a tiempo de posibles fallas en el equipamiento más costoso, no cuantificable.
- j) Prevención de problemas de orden judicial por pérdidas de vidas o daños a personas causadas por fallas no detectadas en el sistema.

En nuestro medio sin embargo no se han dado todavía casos de acusaciones legales de este tipo contra la EEQ. No cuantificable.

- k) Reducción de juicios contra la Empresa por parte de abonados, al atribuir sus pérdidas a la salida del sistema.

Igual al anterior punto, no cuantificable.

Estos puntos se han calificado como no cuantificables, por la dificultad de asignar un valor monetario a su beneficio.

Beneficios Cuantificables

Son aquellos beneficios económicos susceptibles de ser valorizados y que se obtendrían con la implantación del CCEEQ.

- a) Ahorro en el consumo de combustibles.

La Empresa Eléctrica Quito actualmente utiliza sus recursos de generación térmicos en horas pico en forma ocasional. La energía térmica generada durante el período Enero-Junio/88 fue de 5118 MWH que respecto a la energía total generada (187184 MWH = E. Hidráulica +

Energía) representa el 2.7%.

El consumo de combustibles para las Centrales Térmicas de la EEQSA al año, considerando un costo unitario a octubre de 1988 (sin incluir químicos) son: Ref(reportes EEQ).

Combustibles:	Diesel	34'994.559
	Bunker	92'649.110
Lubricantes:	Rotela	19'194.026
	Argina	23'586.896
Total al año:		170'424.593 Sucres
		340.849 US\$
		(1 US\$ = 500 Sucres)

Las estadísticas internacionales señalan, que la implantación de un Centro de Control, logra un ahorro en el consumo de combustibles entre el 1% y el 4% Ref(1), INECEL utiliza el 2%. Estos ahorros se tienen gracias a las funciones de control automático de generación y planificación de la demanda.

Para el caso del CCEEQ, que no dispondría de la función de control automático de generación, sino de un monitoreo continuo (además que la energía térmica no sufrirá incremento, pues no se tienen previstas ampliaciones) y

con el fin de no sobreestimar beneficios, no se considerará ningún valor de ahorro en el consumo de combustibles, por otro lado es una cantidad que no incide mayormente en el monto global.

- b) Ahorros por disminución del impacto de las desconexiones forzadas.

Disminución del impacto de las desconexiones forzadas

Como se mencionó anteriormente, es necesario estimar o asignar un porcentaje de ahorro al disminuir las desconexiones. No existen estudios actualizados disponibles, de una evaluación cuantitativa, que puedan servir como base. Existe además el riesgo, de caer en estimaciones solo muy aproximadas en el mejor de los casos, dado el carácter aleatorio y diverso, de las salidas forzadas y las mejoras atribuibles a la implantación del Centro de Control.

Existen 2 referencias, que establecen porcentajes de ahorro, INECEL adopta el 50%, con la implantación de un EMS (Energy Management System) para el SNI. Ref(1) y los autores Cegrell-Dallfors Ref(10), que establecen entre el 20 y 50% de ahorro, al implantar sistemas SCADA y EMS en la operación de un Sistema de Potencia.

No es el objetivo de esta tesis, el establecer este porcentaje de ahorro, sin embargo se menciona un procedimiento, que bien podría seguirse, para evaluar la cantidad de energía no atendida posible de evitarse. El método sugerido contiene lo siguiente:

- Recolectar información estadística

Debería disponerse de información referente a las salidas forzadas, en forma desagregada, haciendo constar los lugares exactos donde se produjo la desconexión, esto es, en la S/E, alimentadores primarios, transformadores de distribución abonados, etc.

Esta misma información también debería ser muy específica en cuanto tiene que ver con el motivo de la desconexión. Esto en lo que se refiere, al lugar y causa de la salida forzada. Respecto al tiempo total de desconexión, éste debería tener información, acerca de, cuanto se tomó en recolectar la información, en la evaluación de la misma, en acudir al lugar de la falla y en la reparación de la misma.

A este dato debería adjuntarse, la cantidad de energía no atendida en ese periodo, que estaría en función de la zona afectada por la desconexión, la hora a la cual ocurrió y el tiempo que duró la misma.

- Clasificación de la información

Se debería ordenar y discriminar las causas de las salidas forzadas, para clasificarlas en forma prioritaria, las que puedan ser atendidas desde el Centro de Control.

- Evaluación

Se tendrían que asignar porcentaje de ahorro en tiempo (de conocimiento, evaluación y de control) y en número de salidas, basados en experiencias de otros Centros de Control (de ser posible conseguir esta información) o a criterio de quien realice el trabajo.

Finalmente se sacarían cantidades totales por zonas y totales generales, que establecerían el porcentaje de ahorro atribuible a mejoras en la operación.

Evaluación para el caso de la EEQSA.

La información estadística de fallas, que se obtuvo para el caso de la EEQSA (la más completa en lo que se refiere a las Empresas Eléctricas), se basa en las recomendaciones de la CIER, que desde luego es muy valiosa para otros propósitos, sin embargo para este caso específico es muy general. Esto conlleva a hacer suposiciones, para seguir con

el esquema de evaluación descrito anteriormente.

- En lo que tiene que ver con el lugar donde se produjo la falla, se suponen que corresponden a fallas en las S/E, que es donde se tienen registradas las salidas forzadas. Además que, hasta los alimentadores primarios de las S/E iría la supervisión y control.
- Con base en la descripción de los códigos para el origen y causa de las fallas o salidas en un Sistema de Potencia, se seleccionan las que podrían ser mejoradas. No se han considerado, las provocadas por : Condiciones Climáticas, Medio Ambiente, Animales, Fabricación, Programadas ni Terceros, solo las Propias de la Red, Otros Sistemas y Otras Causas. El detalle de estas causas se encuentran en el Apéndice 2.1.

En el cuadro 5.1, se muestran todas las desconexiones consideradas con el número de desconexiones, cantidad de energía no atendida, tiempo total y tiempo por desconexión asociados.

De estos tiempos, se desconoce la descomposición de los mismos, esto es, cuanto se tomó en recopilar la información, en evaluarla, en llegar al lugar y en proceder con la reparación, por esta razón se asumirá un porcentaje de ahorro sobre este único dato que se dispone.

Los porcentajes considerados, se asignan de tal forma de no sobreestimar beneficios. En el cuadro 5.2, se tienen todos los valores estimados en el caso en que se tendría un Centro de Control, consta la demanda equivalente para cada falla, el número y tiempo por desconexión y finalmente el nuevo valor de energía no atendida. Entre paréntesis constan los porcentajes de ahorro considerados.

Las razones para la asignación de aquellos porcentajes se detallan en el Apéndice 5.2.

Los cuadros mencionados y el cálculo de los porcentajes se muestran a continuación:

Origen	Causa	Energ. no Atend. (MWH)	Númro. Descon.	Tiemp. (Horas)	Tiemp/Desc
4.1	4-40	2.13	1	1.55	1.55
4.3	4-41	0.05	2	0.233	0.12
4.3	4-41	7.36	5	4.40	0.88
4.3	4-43	1.15	2	1.033	1.02
4.2	4-43	0.06	1	0.10	0.1
4.1	4-44	1.02	1	0.45	0.45
4.3	4-44	3.35	4	2.033	0.51
4.2	4-45	0.1	1	0.067	0.067
4.3	4-47	17.74	4	6.4	1.6
4.2	4-49	7.91	23	5.633	0.24
4.1	4-49	178.55	119	77.833	0.65
4.3	4-49	113.32	134	73.233	0.55
4.3	4-50	1.06	1	0.833	0.833
4.3	4-50	1.06	1	0.833	0.833
3	4-50	7.77	16	3.95	0.25
4.1	4-50	4.59	3	0.817	0.27
4.3	4-51	8.73	21	0.15	0.388
4.2	4-51	0.17	3	0.20	0.07
4.1	4-51	4.69	11	3.817	0.35
4.2	4-52	1.84	1	4.467	4.47
1	7-70	198.13	34	45.217	1.33
3	7-72	1.36	2	0.517	0.26
3	8-81	27.78	11	6.55	0.55
4.2	8-81	5.94	16	5.55	0.35
4.1	8-81	54.2	85	35.633	0.42
Total		649.0	501	277.66	17.32

Cuadro 5.1 Fallas susceptibles a ser cuantificadas como beneficios al usarse un Centro de Control.

Causa	Demanda Equiv. (MW)	Nmro. de. Descon. (*)	Tiemp/Desc. (Horas) (*)	Energia no Atend. (MWH)
4-40	1.374	1(0%)	1.24 (20%)	1.073
4-41	0.215	2(0%)	0.11 (10%)	0.047
4-41	1.673	5(0%)	0.792(10%)	6.625
4-43	1.113	1(50%)	0.033	0.037
4-43	0.60	1(50%)	0.033	0.019
4-44	2.267	1(50%)	0.033	0.075
4-44	1.648	2(50%)	0.033	0.109
4-45	1.50	1(50%)	0.06 (10%)	0.09
4-47	2.772	2(50%)	1.44 (10%)	7.983
4-49	1.404	18(20%)	0.24 (0%)	6.065
4-49	2.294	95(20%)	0.65 (0%)	141.655
4-49	1.5447	107(20%)	0.55 (0%)	91.041
4-50	1.272	1(0%)	0.75 (10%)	0.954
4-50	1.967	16(0%)	0.23 (10%)	7.239
4-50	5.62	3(0%)	0.24 (10%)	4.046
4-51	1.071	21(0%)	0.369(5%)	8.299
4-51	0.85	3(0%)	0.066(5%)	0.169
4-51	1.229	11(0%)	0.333(5%)	4.495
4-52	0.412	1(0%)	2.24 (50%)	0.923
7-70	4.382	17(50%)	0.67 (50%)	49.971
7-72	2.632	2(0%)	0.247(5%)	1.30
8-81	4.241	9(20%)	0.472(20%)	18.016
8-81	1.07	13(20%)	0.28 (20%)	3.895
8-81	1.521	68(20%)	0.336(20%)	34.752
Total		401	11.447	388.818

Cuadro 5.2 Valores estimados con un Centro de Control

(*) Entre paréntesis consta el porcentaje de ahorro considerado.

Calculando los ahorros, se tienen:

En el número de desconexiones:

$$(401/501)*100 = 80.03\% \quad \text{Ahorro } 19.96\% \quad \text{---- } 20\%$$

En el tiempo de desconexión:

$$(11.447/17.318)*100 = 66.098\% \quad \text{Ahorro } 33.9\% \quad \text{---- } 34\%$$

En energía no atendida:

$$(388.818/649.0)*100 = 59.91\% \quad \text{Ahorro } 40.08\% \quad \text{---- } 40\%$$

Entonces, la disminución del **Impacto de las Desconexiones Forzadas**, sería de **40%** aproximadamente, sobre las estimaciones hechas.

Cuantificación del ahorro por disminución del impacto de las desconexiones forzadas.

Aquí se analizan de las estadísticas de fallas, la cantidad de energía no vendida, debido a desconexiones forzadas.

La Empresa Eléctrica Quito y su Departamento de Despacho de Carga, empezó a recopilar esta información desde el año de 1985 y los resultados generales son:

AÑO	ENERGIA NO ATENDIDA MWH
1985	6014
1986	4192
1987	4173

Energía generada (GWH) 1986 : 1204.9
1987 : 1279.0 Ref(12).

Como se aprecia, la cantidad de energía no vendida ha disminuido y se debe justamente a que mediante la evaluación de la información obtenida, se ha ido conociendo la operación del sistema, bajo condiciones de falla, además se han ido desarrollando adecuadas estrategias de mantenimiento que han hecho al sistema más operable, tal es así que, paralelamente han disminuido el número de desconexiones y el tiempo total de desconexión.

También es evidente que si bien se mejoró ostensiblemente en principio, después en los años 1986 y 1987 los valores aparecen aproximadamente inalterables, esto se debe a que no se puede avanzar en la misma relación en las actuales condiciones de equipamiento y simplemente se llegó a superar el problema hasta donde fue posible.

Para corroborar este argumento se muestran los mismos datos, pero referentes al primer semestre del año 1988.

Enero-Junio/88 - Energía no vendida = 1487.64 MWH

Considerando que falta el 2do semestre del año que es el más crítico (mes de Diciembre) se estima, que seguirá la misma tendencia que el año anterior.

De los reportes de la EEQSA, para el período Enero-Junio/88, referentes a la Generación térmica e hidráulica y a la Energía entregada por INECEL a la EEQSA, se tiene:

Total Generación EEQ = 187.184 MWH

Total Entregado INECEL = 476.498 MWH

Total Generación 663.682 MWH

Entonces la energía no vendida (1487.64 MWH) representa el 0.22% del total de generación. Sin embargo para el análisis económico, se tomará en cuenta solo el total de energía no atendida atribuible a mejorarse (para el mismo semestre de estudio, en el cuadro 5.1 anterior se encontró este valor de energía no atendida y fue de 649.00 MWH). El porcentaje de energía no atendida es:

$$(649.00 \text{ MWH} / 663682 \text{ MWH}) * 100 = 0.098\%$$

Sobre este porcentaje, se calculará el ahorro, de llegarse a implantarse un Centro de Control.

V.3 Análisis de Costos.

Estos se refieren a las inversiones y gastos adicionales que acarrea el CCEEQ, además costos sociales.

a) Costos Sociales de la restricción de energía eléctrica.

No existen estudios actualizados, sobre el impacto que tiene una restricción de energía en los diversos sectores económicos a nivel nacional ni tampoco dentro del área de concesión de la EEQSA.

Este análisis no está dentro de los objetivos de esta tesis, sin embargo y con el fin de estimar el efecto negativo que tiene el corte de energía, en los sectores industriales de comercio y residenciales, se establecen las cargas asociadas con cada una de las subestaciones y su localización geográfica con el objeto de relacionar, la pérdida de energía con la importancia industrial del sector al que sirve y finalmente atribuir un costo social en base a estadísticas internacionales y las utilizadas por INECEL para el SNI.

Las cargas asociadas a las S/E y su localización son las siguientes:

Subestación Sur : Sirve a la zona Centro Sur de Quito.

Alimenta a las S/E de distribución Nro. 6 y Nro. 8. La carga representa aproximadamente el 4% de la carga total del sistema.

Subestación San Rafael: Sirve en el área periférica de Quito. La carga es aproximadamente el 19% del total del sistema.

Subestación Sta. Rosa: Sirve al sur urbano y periférico. Alimenta a las S/E Machachi, Hospitalillo y a cargas conectadas a la propia S/E. Representa el 2% del total.

Subestación Norte: Alimenta la zona norte de la ciudad, con las S/E de distribución N° 15, N°16, N°17, N°18 y N°19.

Mediante un interruptor desde la barra principal se alimenta a la S/E Olímpico. La carga representa el 27% del total aproximadamente.

Subestación Olímpico: La carga representa el 27% del total aproximadamente.

Subestación Vicentina: Se encuentra situada en el sector de la Vicentina y alimenta a las S/E N° 12, Carolina, 10 Nueva y 10 Vieja. La carga representa aproxima-

damente el 11% del total.

Subestación Eplicachima: Alimenta al Sector Sur, mediante las S/E de distribución N^o 3, N^o7, N^o9, N^o11, N^o13 y N^o4 y a la carga conectada directamente a la S/E de Eplicachima. Las cargas conectadas representan el 27% de la carga total aproximadamente.

Subestación Guangopolo: La carga de distribución conectada es pequeña y no representa mayor aporte al total. Ref(15).

De aquí se concluye que las S/E más importantes como son Eplicachima (27%) y Norte (27%); están alimentando a los más importantes sectores industriales, los mismos que se ubican en la periferia norte y Sur de Quito predominantemente. A estas mismas subestaciones de potencia están conectadas las S/E de distribución 15, 19, 3, 17, que en su orden tienen las mayores cantidades de energía no vendida según cuadro 2.6, lo que da una idea de la magnitud del perjuicio económico que representa una pérdida de energía.

Las S/E San Rafael (19%) y Vicentina (11%) suministran energía a zonas de la ciudad, con características predominantemente de comercio, oficinas públicas hospitalares, etc. como son la zona centro y parte de la zona

norte, además del valle de los Chillos.

Una restricción de energía tiene un efecto muy negativo en lo que se refiere a servicios, pues existe el agravante que, en la mayoría de edificios no existen grupos de generación de emergencia para suplir la falta en el suministro de energía.

Como ejemplo de las graves consecuencias que tienen las restricciones de energía, vale citar el análisis del apagón ocurrido en Nueva York en julio de 1977, para el cual, el costo total social y económico fue evaluado en un equivalente cercano al 20% de los activos correspondientes a generación y transmisión de las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica a la mencionada ciudad. Ref(17).

Para la asignación de un valor por KWh restringido para nuestro medio, se menciona un estudio realizado por la ECUA-CIER, en agosto de 1975, en donde se establece que a nivel nacional, el costo era de aproximadamente 18 veces el costo de la energía de aquella época. Ref(27).

Haciendo la relación con el costo actual de la energía (aproximadamente 10 sucres/KWH), vendría a representar 180 sucres/KWH no atendido.

Se muestran estudios del efecto social en otro país latinoamericano con características de industrias similares a las nuestras Ref (18). Los datos recopilados aplicables al sistema Quito son:

Costos por pérdida de Energía a nivel Industrial (Chile 1973)

Tipo de Industria	Costo en US\$ por KWH (Perdido para una restricción con duración)	
	0.33 H	1.5 H
Papel	0.20	0.17
Imprentas	0.86	0.71
Productos Metálicos	1.11	0.91
Textiles	1.17	0.96
Químicos	1.83	1.82
Plásticos	2.01	2.01
Madera	2.28	2.28
Misceláneos	2.28	2.28
Alimentos	2.84	2.84
Calzado	3.20	3.20
Tabaco	8.11	8.11
Bebidas	3.90	3.90
Promedio	2.48	2.43U\$/KW

El tiempo promedio según el cuadro 5.1, para el caso de la EEOISA es de 0.55 horas.

Existen otros valores referenciales para otros países latinoamericanos como Argentina y Brasil que están entre 1 U\$/KWH y 3 U\$/KWH.

Por su parte INECEL utiliza, generalmente, valores comprendidos entre 1.0 U\$ y 3.0 U\$ por KWH restringido.

Para el sistema Quito se considerarán 3 alternativas de cálculo considerando el valor de venta de energía 10 sucres/KWH, 0.5 U\$/KWH que podría ser el caso del estudio realizado en 1975 actualizado, y 1.5 U\$/KWH que podría ser un promedio del rango encontrado en varios países latinoamericanos.

Los cálculos a lo largo del período de vida útil se tabulan en el Apéndice 5.1.

c) Costos Anuales.

Estos se deben a:

- Costos por mantenimiento, reparación y repuestos.
- Costos por personal de operación y administración.

Estos costos toman en cuenta, la organización que tendría el Centro de Control, para su operación. Se han tomado como base, datos referenciales de sistemas similares ya implementados en latinoamérica y los costos asumidos por INECEL.

Estos valores son calculados en el período de vida útil y se han mantenido constantes, debido a que están ex-

presados en dólares, considerada como moneda dura en análisis de proyecciones económicas. A valor presente enero de 1993 (de la evaluación detallada que consta en el Apéndice 5.1), utilizando tasas de actualización de 8%, 10% y 12%, los costos totales son:

Tasa	Mant. Rep. (U\$)	Operación (U\$)
8%	890.000	2'224.000
10%	798.000	1'994.000
12%	721.000	1'802.000

c) Costo total de inversión.

Representa el costo total aproximado de : la implantación (encontrado en el capítulo III), funcionamiento y mantenimiento a enero de 1993. Estos totales suman:

Tasa	Costos Totales (U\$)
8%	5'769.900
10%	5'650.200
12%	5'594.800

Estos valores se relacionarán con el total de beneficios a la misma fecha, para hallar las relaciones beneficio/costo. Apéndice 5.1.

V.4 Evaluación económica

V.4.1 Forma de cálculo.

En el Apéndice 5.1, constan tabulados todos los beneficios y costos estimados. Estos se han evaluado en el período 1993-2007.

La energía estimada durante el período, ha sido obtenida de datos de planificación de la EEQSA y se ha considerado una tasa de crecimiento constante de 6.28% a partir de 1990.

No se consideran ahorros en el consumo de combustibles.

La energía disminuida debido a desconexiones forzadas es el 0.098%.

El costo social de la energía no atendida debido a desconexiones forzadas, considera tres alternativas: 10 sucres/KWH, 0.5 U\$/KWH y 1.5 U\$/KWH.

La disminución del impacto de las desconexiones forzadas es del 40%.

El total de beneficios se trasladan a valor presente a enero de 1993, utilizando tasas de actualización del 8, 10 y

12%. En igual forma se procede con los costos.

No se consideran escalamiento ni en los costos ni en los beneficios, tampoco gastos financieros.

Esta evaluación se detalla en el Apéndice 5.1.

V.4.2 Resumen de la evaluación económica.

Del resumen de la evaluación económica, en el constan las relaciones finales de beneficio/costo (Apéndice 5.1), se establecen las siguientes conclusiones:

El proyecto es factible, cuando se asume un costo social para la energía restringida de 1.5 U\$/KWH.

Las relaciones finales para las tres alternativas son las siguientes:

Alternativa 1: Costo social 10 sucres/KWH

Alternativa 2: Costo social 0.5 U\$/KWH

Alternativa 3: Costo social 1.5 U\$/KWH

Tasa	Ben/Cost	Ben/Cost	Ben/Cost
	Alt. 1	Alt. 2	Alt.3
8%	0.034	0.853	2.593
10%	0.031	0.765	2.296
12%	0.027	0.685	2.054

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Modo de operación del Sistema Eléctrico Quito.

- El estudio inicial que se realizó del Sistema Eléctrico Quito, ha servido para mostrar las principales dificultades que se tienen en el modo de operación del Sistema de Operación.

El proceso de recolectar información estadística de fallas en la forma como lo viene haciendo la EEQSA, ha servido para conocer de alguna manera la evolución del sistema, establecer zonas sensibles y delinear estrategias de mantenimiento. Este es un procedimiento que no se ha difundido mayormente en el resto de las empresas eléctricas del país y que se hace necesario se empiece por implementar.

- En lo que se refiere a la operación del Sistema Quito, se ha llegado a establecer que existen problemas de tipo organizativo por un lado y limitaciones en equipamiento por otro, que hacen que la operación tenga

dificultades.

- Actualmente la supervisión y monitoreo del Sistema Quito, en lo que a Despacho de Carga (o de Potencia) se refiere, se realiza en forma discreta cada hora y no en forma continua. Cuando se presentan condiciones emergentes, por la dificultad de obtener información, la supervisión prácticamente desaparece, haciendo que el proceso de volver el sistema a su estado normal sea lento y con riesgo para el equipamiento.
- Respecto a las responsabilidades de supervisión de los Departamentos de Operación y Mantenimiento de Distribución y del Sistema Rural, no se recopila la información en forma horaria, sino solo cuando se presentan problemas. Esto dificulta realizar una planificación operativa, análisis post-operativo o programar maniobras para labores de mantenimiento.
- Siempre dentro del modo de operación actual, podría añadirse, que en condiciones de emergencia se requiere de un tiempo considerable hasta conocer y confirmar la ocurrencia de un evento, como puede ser, cambio de estado de disyuntores, actuación de alarmas, actuación de protecciones, etc. que en algunos casos requiere el envío de una camioneta con operadores a la S/E para obtener dicha información.

Centro de Control.

- El principal objetivo de un Centro de Control es el de mantener el estado normal de operación de un Sistema de Potencia y ante la presencia de disturbios, contar con funciones de ayuda al operador en la toma de decisiones tendientes a volver el sistema a su condición inicial.
- Las funciones SCADA, que han sido analizadas en este trabajo, estarían en capacidad de soportar los requerimientos de operación del Sistema Quito. Se podrían añadir nuevas funciones que permitan cubrir las necesidades de un sistema cada vez más grande y con mayores problemas.
- Sin duda el grupo de funciones analizadas representan la mejor alternativa en la operación de cualquiera Sistema de Potencia con características similares al de la Empresa Eléctrica Quito. Las ventajas técnicas son evidentes.
- El equipamiento es lo más aproximado posible, sin entrar en detalles, que constituirían especificaciones de fabricantes. Además se han hecho constar los rubros no considerados de equipos o materiales que serían determinados en la instalación misma.

- La participación de técnicos nacionales, en la implantación de un Centro de Control de este tipo, constituiría una valiosa experiencia, que daría argumentos para el establecimiento en condiciones mas específicas de sistemas de supervisión en otros lugares del país. Se evidencia la falta de experiencia real, en la utilización de sistemas computarizados para la supervisión y control de la producción y distribución de energía eléctrica.

- La supervisión tiene otra alternativa, la misma que, estaría basada en microcomputadores, teniéndose ahorros sustanciales en los costos por equipamiento, desde luego que al crecer el sistema y tener las características descritas a 1992, sería necesario hacer nuevas adquisiciones en otros computadores, más unidades terminales remotas, etc., que provocaría cambios en las inversiones, es decir, se presentaría un análisis de una inversión hoy, en comparación con inversiones adicionales futuras, pues la obsolescencia sería un hecho.

Este tipo de análisis no se ha realizado, pues, es muy difícil en nuestro medio, conseguir suficiente y variada información que permita analizar mas alternativas. Es difícil conseguir precios unitarios ya que las empresas fabricantes elaboran ofertas con rubros globales y exclusivos para cada sistema.

- Se recomienda entonces, el análisis de un equipamiento basado en microcomputadores, estableciendo niveles hasta donde llegaría el control y supervisión (es decir, la capacidad máxima de UTR's, etc.) y el tiempo hasta cuando se haría imprescindible realizar nuevas inversiones y las implicaciones de éstas. El sistema de comunicaciones, debería ser el mismo en cualquier caso, en lo que se refiere a la transmisión de información.

Técnico Económico

- En lo posible se han descrito todas las ventajas técnicas atribuibles a la implantación de un Centro de Control, esto pone de manifiesto la conveniencia técnica y hasta justificación si se quiere, de un sistema de supervisión y control.
- El análisis y evaluación económica en sus distintos puntos se ha realizado con la premisa, no de justificar económicamente la implantación, sino mas bien de establecer parámetros de análisis y determinar conclusiones. Tal es así que, para el costo social de la energía restringida por desconexiones forzadas, ese valor se ha considerado como variable.
- Sobre el costo social, se hace necesario realizar un estudio particular para nuestro medio, en base a en-

cuestas y metodologías seguidas por otros países con experiencia en esta rama. Esto es muy necesario, pues en los proyectos al querer determinarse su factibilidad, utilizan este parámetro. De esta forma se asignaría un valor mas real del KWH restringido en análisis beneficio/costo.

En la determinación del porcentaje, de disminución del impacto de las desconexiones forzadas, se ha procedido a describir una metodología de evaluación, la misma que podría ser profundizada y así determinarse lo que más se ajuste a las condiciones del Sistema Quito.

Las dificultades que se presentaron en la evaluación, fueron descritas oportunamente, sin embargo cabe recalcar la necesidad de establecer otro procedimiento de recolección de información estadística que sería exclusivo para análisis de este tipo.

Los diversos factores utilizados en el análisis económico, siempre se tomaron bajo la premisa de no sobreestimar beneficios, por esta razón no se han considerado ahorros en combustibles, por ser hasta cierto punto subjetiva una asignación económica.

Muchas asunciones, se han tenido que hacer ante la falta de información, la misma que a pesar de existir en

APENDICE 1.1 Ref (28),(30).

Glosario de Términos

- Alfanumérico : Letras, números, signos de puntuación y símbolos usados para representar información y datos.
- Análogo : Variable física cuantificada, que se presenta en forma continua.
- Bit : Elemento binario simple, el menor elemento en la capacidad de almacenamiento del computador.
- Byte: Un número de bits consecutivos. En microcomputadores un byte refiere a 8 bits.
- Código: Una forma de representar datos.
- Comunicación: El proceso de transferir información de un lugar a otro.
- Digital : Información expresada en código binario.
- Driver : Programas que efectivamente ejecutan la operación de entrada/salida sobre el dispositivo físico.
- Entrada : Datos de información transferida al computador.
- En línea: Expresión que se emplea para referirse a cualquier sistema, en el cual el proceso de entrada de datos para obtener un resultado, se produce de manera virtual y simultánea con el suceso que genera datos.
- Evento: Son considerados los siguientes hechos: cambio en el estado de cualquiera de los elementos del SEP, violación de límites, falla de algún elemento del sistema de control.
- Front-End Computer: Computador dedicado a las comunicaciones, el cual maneja el barrido de datos y transfiere la información recibida al computador principal.
- Interfase: Un aparato que sirve como límite común entre otros dos aparatos, tales como 2 computadores.
- Modem: Un aparato que convierte las señales digitales de un computador en una forma compatible con aparatos de transmisión y viceversa.

Software : Algún programa (set de instrucciones) que pueden ser cargados en un computador de alguna fuente.

Tiempo real : Ver en línea.

APENDICE 2.1 Ref(21).

CLASIFICACION DE DESCONEXIONES SEGUN ORIGEN Y CAUSAS

ORIGEN

CODIGO	
1	INTERCONEXION O EXTERNA A LA EMPRESA
2	GENERACION DEL SISTEMA
3	SUBTRANSMISION DEL SISTEMA
4	DISTRIBUCION PRIMARIA DEL SISTEMA
4.1	LINEA DE 22 KV
4.2	LINEA DE 13.8 KV
4.3	LINEA DE 6.3 KV
4.4	LINEA DE 2.3 KV
5	DISTRIBUCION SECUNDARIA

CAUSA

0	CONDICIONES CLIMATICAS
1	MEDIO AMBIENTE
2	ANIMALES
3	TERCEROS
4	PROPIAS DE LA RED
5	(NO EXISTE)
6	FABRICACION
7	OTROS SISTEMAS
8	OTRAS CAUSAS
9	PROGRAMADAS

**DETALLE DE LAS CLASES DE CAUSAS
(CODIGOS)**

CONDICIONES CLIMATICAS

0	1	Descarga atmosférica (Rayos)
0	2	Lluvia
0	3	Nieve o granizo
0	4	Hielo
0	5	Viento fuerte
0	6	Neblina
0	7	Calor solar (líneas se expanden)

1 **MEDIO AMBIENTE**

1	10	Depósito salino
1	11	Contaminación industrial
1	12	Corrosión
1	13	Vibración o choque mecánico
1	14	Incendio no ocasionado por fallas
1	15	Deslizamiento de tierra o excavación
1	16	Inundación
1	17	Terremoto
1	18	Arboles (sin incluir podas)
1	19	Materiales llevados por el viento

2 **ANIMALES**

- 2 20 Pájaros
2 21 Insectos
2 22 Otros animales

3 **TERCEROS**

- 3 30 Daños o interferencia intencional
3 31 Daño o interferencia accidental de
 particulares (Excepto causa 35)
3 32 Daño o interferencia accidental por trabajos
 de otras empresas de servicio público o sus
 contratistas
3 33 Falla en equipamiento y/o instalaciones de
 consumidores o de otros concesionarios
3 34 Error de operación en equipamientos, instala-
 ciones de consumidores o de otros concesiona-
 rios.
3 35 Choque de vehículos
3 36 Daño o interferencia accidental por terceros
 no identificados

4 **PROPIAS DE LA RED**

- 4 40 Problemas en trabajos en líneas energizadas
4 41 Interferencia accidental (contactos, daños)
 por personal de la empresa o contratistas de
 la misma (incluyendo causa 40)
4 42 Errores de operación en distribución o en el
 sistema de Potencia (maniobras indebidas,
 cierre fuera de sincronismo, errores de cál-
 culos de ajustes, etc., incluyendo operacio-
 nes para atender mantenimiento)
4 43 Circuito incorrectamente identificado
4 44 Condiciones anormales de operación (sobrecar-
 ga, rechazo de carga, oscilaciones de poten-
 cia, falta de tensión, etc.)
4 45 Instalación o construcción deficiente
4 46 Aplicación incorrecta de equipamientos
4 47 Diseño o proyecto inadecuado
4 48 Protección, medición y supervisión (operación
 inadecuada, falla de equipamiento, ruidos,
 armónicas, etc.)
4 49 Equipamiento, materiales y accesorios (deter-
 ioro del equipamiento por envejecimiento
 desgaste o exceso de uso, fallas, defectos
 explosiones, roturas, caídas, etc.)
4 50 Defectos, fallas de mantenimiento inadecuado
 de líneas o equipamiento (errores de cableado
 y/o conexión, errores de ajuste y direcciona-
 lidad transformadores de medida y/o protec-

		ción, errores de relación, errores de calibración y aplicación de ajustes, etc).
4	51	Maniobras sin tensión por seguridad o características restrictivas de equipamiento.
4	52	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
4	53	Problemas en circuito de corriente alterna y corriente continua (fortuitos, fusible quemado, baja tensión, cortocircuito en el secundario de corriente alterna, etc.)
6		FABRICACION
6	60	Falla en el proyecto del fabricante
6	61	Falla de materiales
6	62	Falla de montaje en fábrica
7		OTROS SISTEMAS
7	70	Falla en el sistema de alimentación externa a la empresa
7	71	Falla en la generación de otro sistema
7	72	Desconexión deliberada (diferente del que está siendo considerado)
7	73	Falla en otros sistemas (diferente del que está siendo considerado)
8		OTRAS CAUSAS
8	80	No clasificados
8	81	No determinadas, causa desconocida
8	82	Incidentes por casusa fugaz (desconexiones fugaces que causan interrupciones superiores a 3 minutos)
9		PROGRAMADAS (PROPIAS)
9	90	Programadas por ampliaciones o mejoras
9	91	Programadas por reparaciones (Mantenimiento correctivo)
9	92	Programadas por mantenimiento preventivo
9	93	Programadas propias no clasificadas
9		PROGRAMADAS (EXTERNAS)
9	94	Programadas por sistema de alimentación externa a la Empresa
9	95	Programada en otro subsistema de la Empresa
9	96	Programada externa no clasificada

APENDICE 2.2

CLASIFICACION DE FALLAS SEGUN ORIGEN Y CAUSA POR ZONAS (INTERCONEXION SNI, SUBTRANSMISION, LINEA 23 KV, LINEA 13.2 KV Y LINEA 6.3 KV)

INTERCONEXION CON SNI

S/E	ORIGEN	CAUSA	ENERG NO ATEND. (MW)	Nº DE DESCONEX	T.DE DESCONEX (HORAS)
10 Nueva	1	7-70	7.97	1	1.56
10 Vieja	1	7-70	14.24	1	1.56
11	1	7-70	8.08	1	1.05
12	1	7-70	5.58	1	1.11
13	1	7-70	6.09	1	1.02
15	1	7-70	18.18	4	5.39
16	1	7-70	17.7	1	1.43
17	1	7-70	4.61	2	3.5
18	1	7-70	15.37	1	1.52
19	1	7-70	13.16	2	2.02
2	1	7-70	--	--	--
3	1	7-70	14.53	4	5.09
4	1	7-70	8.7	1	1.21
6	1	7-70	7.91	3	3.36
7	1	7-70	7.6	1	2.14
8	1	7-70	3.77	1	0.46
9	1	7-70	6.32	1	0.48
Argelia	1	7-70	--	--	--
Carolina	1	7-70	10.31	1	1.1
Cumbatumba	1	7-70	--	--	--
Epillicachima	1	7-70	9.72	1	1.25
Guamb/Ilumb	1	7-70	--	--	--
Machachi	1	7-70	--	--	--
Olimpico	1	7-70	--	--	--
San Rafael /2	1	7-70	1.81	1	1.28
San Rafael	1	7-70	11.55	2	2.44
Santa Rosa	1	7-70	4.93	3	2.16
Tumbaco	1	7-70	--	--	--
TOTAL	1	7-70	198.13	34	45.13

SUBTRANSMISION

Defectos, fallas o mantenimiento inadecuado (equipo)

10 Nueva	30	4-50	6.05	7	1.13
10 Vieja	30	4-50	4.77	9	2.44
TOTAL	30	4-50	10.82	16	3.57

Programadas por ampliación o mejoras

15	3	9-90	9.84	4	1.14
17	3	9-90	5.82	4	1.18
19	3	9-90	126.22	2	14.16
TOTAL	3	9-90	141.88	10	16.48

No determinadas, causa desconocida

11	3	8-81	5.27	1	0.46
13	3	8-81	5.2	2	1.46
15	3	8-81	3.66	1	0.35
17	3	8-81	2.26	1	0.23
19	3	8-81	2.45	1	0.21
5	3	8-81	4.4	2	1.36
7	3	8-81	2.95	1	0.3
9	3	8-81	1.59	2	0.36
TOTAL	3	8-81	27.78	11	6.33

Desconexión deliberada, debido a problemas de generación

19	3	7-72	1.36	2	0.31
TOTAL	3	7-72	1.36	2	0.

Descargas atmosférica

2	3	0-1	0.72	1	0.22
Eplicachima	3	0-1	2.29	1	0.16
Machachi	3	0-1	0.41	1	0.09
TOTAL	3	0-1	3.42	3	0.47

LINEA 22.8 KV

Deterioro en equipos materiales y accesorios

18	4.1	4-49	70.05	34	37.44
3	4.1	4-49	65.12	4	8.35
Eplicachima	4.1	4-49	8.56	24	4.12
En Rafael L/22	4.1	4-49	11.99	27	19.13
En Rafael	4.1	4-49	0.17	4	0.16
Sta Rosa	4.1	4-49	2.07	16	2
Tumbaco	4.1	4-49	20.59	10	5.5
TOTAL	4.1	4-49	178.55	119	77.5

No determinada, causa desconocida

18	4.1	8-81	19	12	12.14
En Rafael	4.1	8-81	0.16	2	0.17
Tumbaco	4.1	8-81	13.35	6	3.56
Carolina	4.1	8-81	2.36	1	1.12

Eplicachima	4.1	8-81	11.85	26	7.13
San Rafael/22	4.1	8-81	1.83	11	2.56
Sta Rosa	4.1	8-81	5.65	27	7.5
TOTAL	4.1	8-81	54.2	85	35.38

Descargas atmosféricas

Eplicachima	4.1	0-1	4.11	6	2.39
Sta Rosa	4.1	0-1	0.41	3	0.33
TOTAL	4.1	0-1	4.55	9	3.12

Programadas por ampliación o mejoras

3	4.1	9-90	0.68	2	0.4
Sn Rafael L/22	4.1	9-90	2.42	7	4.36
Tumbaco	4.1	9-90	5.14	1	1.2
TOTAL	4.1	9-90	8.24	10	6.36

EN ORDEN AL ORIGEN**Arboles (sin incluir podas)**

Sn Rafael L/22	4.1	1-18	3.46	4	0.2
18	4.1	1-18	1.2	1	0.35
Eplicachima	4.1	1-18	2.02	2	4.12
Sta Rosa	4.1	1-18	0.7	1	1.22
TOTAL	4.1	1-18	7.38	8	6.29

Programadas, propias no clasificadas

Sn Rafael L/22	4.1	9-93	0.28	4	0.19
8	4.1	9-93	0	1	0.01
Eplicachima	4.1	9-93	0.37	2	0.11
Tumbaco	4.1	9-93	1.29	3	0.22
3	4.1	9-93	2.79	1	4.04
TOTAL	4.1	9-93	4.73	11	4.57

Maniobras sin Tensión por Seguridad

Sta Rosa	4.1	4-51	0.04	2	0.02
Sn Rafael L/22	4.1	4-51	0.34	4	0.2
Sn Rafael	4.1	4-51	0.1	2	0.08
Tumbaco	4.1	4-51	2.45	2	0.45
Machachi	4.1	4-51	1.76	1	2.34
TOTAL	4.1	4-51	4.69	4.69	3.49

Choque de vehículos

18	4.1	3-35	9.05	2	2.12
Sta Rosa	4.1	3-35	1.55	1	2.16
TOTAL	4.1	3-35	10.6	3	4.28

Sobrecarga, rechazo de carga, falta de tensión.

2	4.1	4-44	1.02	1	0.27
TOTAL	4.1	4-44	1.02	1	0.27

Viento fuerte

3	4.1	0-5	4.48	1	1.38
Eplicachima	4.1	0-5	1.9	2	1
TOTAL	4.1	0-5	6.38	3	2.38

Problemas en trabajos en líneas energizadas.

3	4.1	4-40	2.13	1	1.33
TOTAL	4.1	4-40	2.13	1	1.33

Diseño o interferencia intencional

Eplicachima	4.1	3-30	0.04	1	0.14
TOTAL	4.1	3-30	0.04	1	0.14

Interferencia accidental

Eplicachima	4.1	3-31	0.46	1	0.1
TOTAL	4.1	3-31	0.46	1	0.1

Defecto fallas o mantenimiento inadecuado de líneas o equipos

Sn Rafael L/22	4.1	4-50	0.02	1	0.02
Eplicachima	4.1	4-50	4.57	2	0.47
TOTAL	4.1	4-50	4.59	3	0.49

Programadas para reparaciones

Tumbaco	4.1	9-91	7.28	1	2.17
TOTAL	4.1	9-91	7.28	1	2.17

Programadas para mantenimiento preventivo

Tumbaco	4.1	9-92	14.94	2	5.58
TOTAL	4.1	9-92	14.94	2	5.58

LINEA DE 13.8 KV

Arboles (sin incluir podas)

19	4.2	1-18	0.12	1	0.03
Sn Rafael	4.2	1-18	0.3	2	0.08
TOTAL	4.2	1-18	0.42	3	0.11

Pájaros

19	4.2	2-20	1.44	2	1.14
TOTAL	4.2	2-20	1.44	2	1.14

Choque de vehiculos

19	4.2	3-35	11.26	2	4.17
Sn Rafael	4.2	3-35	0.33	2	0.37
TOTAL	4.2	3-35	11.59	4	4.54

Interferencia intencional

19	4.2	3-30	0.09	1	0.04
TOTAL	4.2	3-30	0.09	1	0.04

Deterioros en equipos, materiales y accesorios

19	4.2	4-49	3.57	11	2.08
Sn Rafael	4.2	4-49	4.34	12	3.31
TOTAL	4.2	4-49	7.91	23	5.38

EN ORDEN AL ORIGEN

Instalación o construcción deficiente

Sn Rafael	4.2	4-45	0.1	1	0.04
TOTAL	4.2	4-45	0.1	1	0.04

Circuito incorrectamente identificado

Sn Rafael	4.2	4-43	0.06	1	0.06
TOTAL	4.2	4-43	0.06	1	0.06

Maniobra sin tensión por seguridad

Sn Rafael	4.2	4.51	0.17	3	0.12
TOTAL	4.2	4.51	0.17	3	0.12

Maniobra para la localización de fallas, tentativas de restablecimiento de servicio

Sn Rafael	4.2	4.52	1.84	1	4.28
TOTAL	4.2	4.52	1.84	1	4.28

Desconocidas

Sn Rafael	4.2	8-81	0.29	1	0.05
19	4.2	8-81	5.65	15	5.28
TOTAL	4.2	8-81	5.94	16	5.33

Programadas para ampliaciones o mejoras

19	4.2	9-90	0.46	2	0.24
Sn Rafael	4.2	9-90	7.68	8	3
Sta Rosa	4.2	9-90	0.04	1	0.01
TOTAL	4.2	9-90	8.18	11	3.25

Programadas para reparaciones

2	4.2	9-90	0.28	2	0.14
Sn Rafael	4.2	9-90	3.71	3	2.33
TOTAL	4.2	9-90	3.99	5	2.47

Para mantenimiento preventivo

Sn Rafael	4.2	9-92	0.13	2	0.08
TOTAL	4.2	9-92	0.13	2	0.08

Propias no clasificadas

Sn Rafael	4.2	9-93	3.36	1	2.2
TOTAL	4.2	9-93	3.36	1	2.2

EN ORDEN AL ORIGEN 4.3 LINEA DE 6.3 KV

LINEA DE 6.3 KV

Arboles (sin incluir Podas)

10 Nueva	4.3	1-18	7.61	3	2.53
Carolina	4.3	1-18	9.95	3	2.54
10 Vieja	4.3	1-18	0.17	1	3.29
Guang/Ilumb	4.3	1-18	0.11	1	0.11
Cumba/Tumba	4.3	1-18	0.63	2	4.15
TOTAL	4.3	1-18	18.47	10	13.42

Incendio no ocasionado por fallas

Carolina	4.3	1-14	3.76	2	2.44
TOTAL	4.3	1-14	3.76	2	2.44

Inundación

16	4.3	1-14	1.89	1	2.24
Olimpico	4.3	1-14	0.15	1	0.03
TOTAL	4.3	1-14	2.04	2	2.27

Daños o interferencia intencional

2	4.3	3-30	2.06	3	1.65
TOTAL	4.3	3-30	2.06	3	1.65

Interferencia accidental

Carolina	4.3	3-31	3.24	1	1
TOTAL	4.3	3-31	3.24	1	1

Accidental por trabajos de otras empresas

16	4.3	3-31	0.22	1	0.45
TOTAL	4.3	3-31	0.22	1	0.45

Choque de vehículos

10 Nueva	4.3	3-25	1.3	1	0.27
15	4.3	3-25	7.86	2	2.3
17	4.3	3-25	5.44	4	4.2
2	4.3	3-25	0.41	1	0.31
4	4.3	3-25	5.89	2	3.1
6	4.3	3-25	0.89	1	1.18
19	4.3	3-25	1.52	1	1.1
3	4.3	3-25	0.76	2	0.36
4	4.3	3-25	3.92	2	2
9	4.3	3-25	1.63	2	1.38
TOTAL	4.3	3-25	29.62	18	17.4

Interferencia accidental, misma empresa

15	4.3	4-41	0	1	47.1
2	4.3	4-41	0.05	1	0.04
TOTAL	4.3	4-41	0.05	2	47.14

Error de operación en distribución o en SEP

10 Nueva	4.3	4-41	0.88	1	0.18
10 Vieja	4.3	4-41	0.52	1	0.16
15	4.3	4-41	5.96	3	3.5
TOTAL	4.3	4-41	7.36	5	4.24

Deterioro en equipo materiales y accesorios

10 Vieja	4.3	4-49	2.49	5	2.51
12	4.3	4-49	2.62	5	2.15
13	4.3	4-49	0.81	4	0.27
16	4.3	4-49	15.89	11	8.03
17	4.3	4-49	1.6	6	1.06
2	4.3	4-49	5.47	11	5.37
2	4.3	4-49	4.53	20	4
4	4.3	4-49	5.48	4	2.26
6	4.3	4-49	0.69	4	0.33
7	4.3	4-49	2.82	6	4.03
8	4.3	4-49	1.77	4	1.06
9	4.3	4-49	34.66	8	20.28
Argelia	4.3	4-49	4.28	1	3.21
Carolina	4.3	4-49	7.58	9	3.13
Guang/Ilum	4.3	4-49	1.15	7	0.14
Olimpico	4.3	4-49	0.45	2	0.17
Sn Rafael	4.3	4-49	0.72	2	0.3
10 Nueva	4.3	4-49	10.01	7	4.33
11	4.3	4-49	0.72	2	1.18
15	4.3	4-49	6.44	5	2.3
18	4.3	4-49	0.03	1	0.03
Guang/Ilum	4.3	4-49	3.11	9	2.21
Machachi	4.3	4-49	0	1	1.06
TOTAL	4.3	4-49	113.32	134	72.21285

Programadas por ampliaciones o mejoras

10 Nueva	4.30	9-90	86.13	10	52.11
12	4.30	9-90	33.93	7	25.31
15	4.30	9-90	79.37	16	48.24
17	4.30	9-90	57.96	2	28.06
2	4.30	9-90	0.3	3	0.32
3	4.30	9-90	3.64	1	2.51
7	4.30	9-90	1.87	6	2.5
8	4.30	9-90	29.08	10	20.49
9	4.30	9-90	0.14	2	0.2
Carolina	4.30	9-90	0.41	6	0.12
Guang/Ilum	4.30	9-90	0.03	5	0.35
Guang/Illumb	4.30	9-90	0.08	2	0.44
10 Vieja	4.30	9-90	0.21	3	0.09
6	4.30	9-90	0.02	1	0.02
TOTAL	4.30	9-90	293.17	74	183.16

EN ORDEN AL ORIGEN LINEA DE 6.3 KV

Mantenimiento correctivo

12	4.3	9-91	0.49	1	0.25
17	4.3	9-91	1.18	2	1.3
2	4.3	9-91	16.55	4	42.04
8	4.3	9-91	0.14	4	0.4
Machachi	4.3	9-91	0.09	1	0.52
TOTAL	4.3	9-91	18.45	12	45.31

Programadas para mantenimiento preventivo

11	4.3	9-92	0.82	3	0.21
13	4.3	9-92	1.98	14	1.16
15	4.3	9-92	2.31	6	0.45
17	4.3	9-92	1.4	9	1.19
3	4.3	9-92	1.07	9	0.47
7	4.3	9-92	2.08	24	1.36
10 vieja	4.3	9-92	0	1	15.12
12	4.3	9-92	0.03	1	0.01
2	4.3	9-92	0.18	1	0.14
4	4.3	9-92	0.34	3	0.17
6	4.3	9-92	0.32	6	0.28
9	4.3	9-92	2.07	6	0.46
TOTAL	4.3	9-92	12.6	83	23.02

Programadas propias no clasificadas

15	4.3	9-93	9.44	22	4.5
16	4.3	9-93	2.48	18	0.58
17	4.3	9-93	9.32	8	4.2
2	4.3	9-93	58.54	15	79.3
3	4.3	9-93	0.06	2	0.02
4	4.3	9-93	0.26	6	0.12
6	4.3	9-93	34.53	10	9.19
9	4.3	9-93	0.06	2	0.04
10 Nueva	4.3	9-93	31.18	13	17.05
10 vieja	4.3	9-93	2.76	11	3.15
12	4.3	9-93	11.21	7	7.35
8	4.3	9-93	20.18	7	9.21
Carolina	4.3	9-93	0.03	2	0.02
TOTAL	4.3	9-93	180.05	123	136.33

Maniobras sin tensión por seguridad

10 vieja	4.3	4.51	0.29	3	0.26
11	4.3	4.51	0.89	1	0.21
12	4.3	4.51	3.22	2	1.24
13	4.3	4.51	1.81	1	0.47

15	4.3	4.51	0.07	1	0.02
16	4.3	4.51	0.03	1	0.02
2	4.3	4.51	0.29	2	0.32
3	4.3	4.51	0.02	1	0.02
7	4.3	4.51	0.22	1	0.17
Carolina	4.3	4.51	0.92	4	0.26
Guang/Ilum	4.3	4.51	0.43	3	1.05
Machachi	4.3	4.51	0.54	1	2.45
TOTAL	4.3	4.51	8.73	21	8.09

Operación inadecuada, protección, medición y supervisión

15	4.3	4-48	5.08	4	1.5
9	4.3	4-48	1.96	4	0.48
10 vieja	4.3	4-48	0.57	1	0.1
TOTAL	4.3	4-48	7.61	9	2.48

Diseño, proyecto inadecuado

17	4.3	4-47	4	2	2.24
15	4.3	4-47	13.74	2	4
TOTAL	4.3	4-47	17.74	4	6.24

Descarga atmosférica

10 Nueva	4.3	0-1	2.16	1	0.44
10 vieja	4.3	0-1	3.34	1	0.51
9	4.3	0-1	0.81	1	0.38
TOTAL	4.3	0-1	6.31	3	2.13

Sobrecarga, rechazo de carga oscilaciones

2	4.3	4-44	1.05	2	0.4
8	4.3	4-44	2.28	2	1.58
TOTAL	4.3	4-44	3.35	4	2.02

Pájaros

7	4.3	2-20	6.78	2	4.56
TOTAL	4.3	2-20	6.78	2	4.56

Prob. en el circuito de AC/DC

Olímpico	4.3	4-53	1.68	2	0.12
TOTAL	4.3	4-53	1.68	2	0.12

Circuito incorrectamente identificado

10 vieja	4.3	4.43	0.12	1	0.05
8	4.3	4.43	0.93	1	0.57
TOTAL	4.3	4.43	1.15	2	1.02
Lluvia					
4	4.3	2	0.15	1	0.05
TOTAL	4.3	2	0.15	1	0.05
Maniobra sin tensión					
12	4.3	9-51	2.27	1	1.12
TOTAL	4.3	9-51	2.27	1	1.12
Falla equipos, instalaciones de consumidores					
15	4.3	3-33	10.55	1	2.35
TOTAL	4.3	3-33	10.55	1	2.35
Fallas mantenimiento inadecuado					
2	4.3	4-50	1.06	1	0.5
TOTAL	4.3	4-50	1.06	1	0.5
Mat. llevados por el viento					
3	4.3	1-19	2.55	1	1.05
TOTAL	4.3	1-19	2.55	1	1.05

APENDICE 3.1 Ref(26)

SISTEMA DE COMUNICACIONES

Estimación de costos considerando el Centro de Control en la S/E Carolina.

ITEM	DESCRIPCION	CANT	VALOR UNITA.	VALOR TOTAL	MONEDA
1	Cable telefónico de 10 pares autosuspendidos.	60 Km.	500.000	30.000	sucres
2	Mástiles	17	20.000	340.000	sucres
3	Cable coaxial con blindaje helicoidal continuo y dieléctrico de espuma	1000 pies	2,00	2.000	dólares
4	Modems de radiofrecuencia con capacidad de transmisión de 9600 baudios (precio FOB).	4	4.500	18.000	dólares
5	Modems de radiofrecuencia con capacidad de velocidad de transmisión de 2400 baudios (precio FOB).	13	2.500	32.500	dólares
6	Modems telefónicos con capacidad de velocidad de transmisión de hasta 1200 baudios (precio FOB).	48	700	33.600	dólares
7	Conectores de UHF tipo N macho	34	30	1.020	dólares
8	Antenas	17	500	8.500	dólares
9	UPS en los centros de concentración de la información (2KVA 5min.)	4	4.000	16.000	dólares
10	Computadores para el sistema SCADA.			5.000	dólares
TOTALES				30'340.000	sucres
				111.620	dólares
TOTAL (1U\$ = 500 sucres)				172.300	dólares

SISTEMA DE COMUNICACIONES

Estimación de costos considerando el Centro de Control en la S/E Sta. Rosa.

ITEM	DESCRIPCION	CANT	VALOR UNITA.	VALOR TOTAL	MONEDA
1	Cable telefónico de 10 pares autosuspendidos.	60 Km.	500.000	30.000	suces
2	Mástiles	17	20.000	340.000	suces
3	Cable coaxial con blindaje helicoidal continuo y dieléctrico de espuma	1000 pies	2,00	2.000	dolares
4	Modems de radiofrecuencia con capacidad de transmisión de 9600 baudios (precio FOB).	4	4.500	18.000	dólares
5	Modems de radiofrecuencia con capacidad de velocidad de transmisión de 2400 baudios (precio FOB).	13	2.500	32.500	dólares
6	Modems telefónicos con capacidad de velocidad de transmisión de hasta 1200 baudios (precio FOB).	48	700	33.600	dólares
7	Conectores de UHF tipo N macho	34	30	1.020	dólares
8	Antenas	17	500	8.500	dólares
9	UPS en los centros de concentración de la información (2KVA 5min.)	4	4.000	16.000	dólares
10	Estación repetidora de UHF (incluye sistema de alimentación)	1	6.000	6.000	dólares
TOTAL				30.340.000	suces
				112.620	dólares
TOTAL (1 U\$ = 500 suces)				173.300	dólares

APENDICE 3.2 Ref(23)

DETALLE DE SUBSISTEMAS

- Computadores 2 - Unidad central de procesamiento (CPU)
 MODCOMP Classic, 192K de memoria.
 2 - Moving head discs con 2x2x2.5M de capacidad.
 2 - Floppy disc con 150K de capacidad.
 1 - Enlace CPU-CPU.MC 4820 de alta velocidad.
 1 - Unidad de alarma SA-01.
 2 - Teletypewriter T 1612.

Se incluyen interfaces necesarias.

- Hombre/Máquina 1 - Operador de consola
 1 - Consola de control
 2 - VDU en color
 2 - Generador de despliegue
 1 - Teclado
 1 - Tally T 1612
 1 - Programador de consola
 1 - Consola de control
 2 - VDU en color
 2 - Generador de despliegue
 1 - Teclado
 1 - Tally T 6112
 1 - Terminal de video

Adquisición de datos

- 2 - Computadores Front-End
 Unidades terminales remotas

UPS

- 1 - Sistema duplicado 2x10 KVA
 2 - Rectificadores 220 VB 75
 2 - Inversores EMD 10-220/230
 2 - Baterías
 2 - Cajas Fusibles baterías
 4 - Fusibles baterías
 3 - Cubículos de distribución
 2 - Estabilizador magnético

Transformadores

Potencia activa:
 CTC23 trifásico 3 hilos

Potencia reactiva:

APENDICE 5.1

COSTOS TOTALES

Costos a valor presente de enero de 1993 (Miles de U\$)

	Tasa de actualización		
	8%	10%	12%
Inversión equip.	2655.90	2858.20	3071.80
Gastos manten. repuest.	890.00	798.00	721.00
Gastos personal oper.	2224.00	1994.00	1802.00
Total	5769.90	5650.20	5594.80

RESUMEN DE LA EVALUACION ECONOMICA

Alternativa 1: Costo social 10 sucres/KWH (0.02U\$/KWH)

Alternativa 2: Costo social 0.5 U\$/KWH

Alternativa 3: Costo social 1.5 U\$/KWH

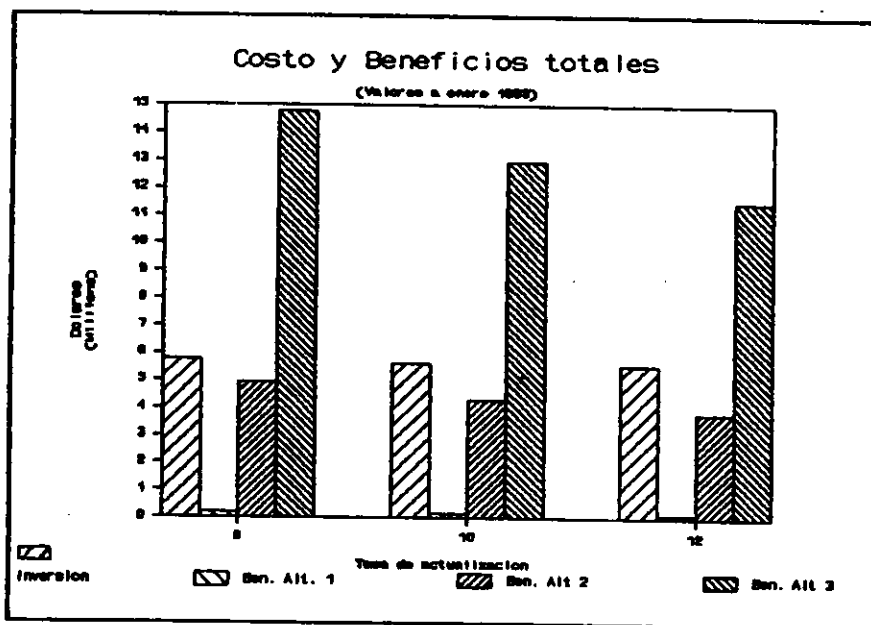
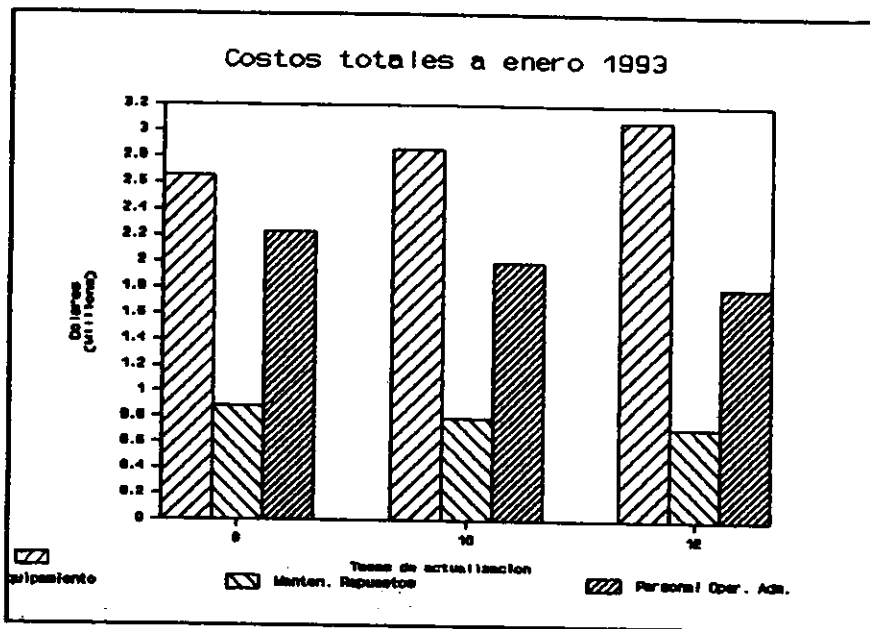
Relaciones beneficio/costo

Tasa	Inver.	Benef. Alt.1	Benef. Alt.2	Ben/Cos Alt.1	Ben/Cos Alt.2
8%	5769.90	196.85	4921.20	0.034	0.853
10%	5650.20	172.96	4323.94	0.031	0.765
12%	5594.80	153.24	3831.02	0.027	0.685

Relaciones beneficio/costo

Tasa	Inver.	Benef. Alt.3	Ben/Cos Alt.3
8%	5769.90	14763.59	2.559
10%	5650.20	12971.81	2.296
12%	5594.80	11493.07	2.054

Nota : Inversiones y beneficios en miles de dólares



Beneficios cuantificables que se podrían tener con el CCEEQ

Alternativa 1: Costo social 10 sucres/KWH restringido

(0.02 U\$/KWH)
1U\$ = 500 sucres

Valores a junio.

AÑO	(1)	(2)	(3)	(4)
1993	1915	1876.70	37.53	15.01
1994	2043	2002.14	40.04	16.02
1995	2179	2135.42	42.71	17.08
1996	2324	2277.52	45.55	18.22
1997	2478	2428.44	48.57	19.43
1998	2643	2590.14	51.80	20.72
1999	2809	2752.82	55.06	22.02
2000	2985	2925.30	58.51	23.40
2001	3173	3109.54	62.19	24.88
2002	3372	3304.56	66.09	26.44
2003	3584	3512.32	70.25	28.10
2004	3809	3732.82	74.66	29.86
2005	4048	3967.04	79.34	31.74
2006	4303	4216.94	84.34	33.74
2007	4573	4481.54	89.63	35.85

(1) Energía en GWH

(2) Energía perdida por desconexiones (MWH)-0.098%(1)

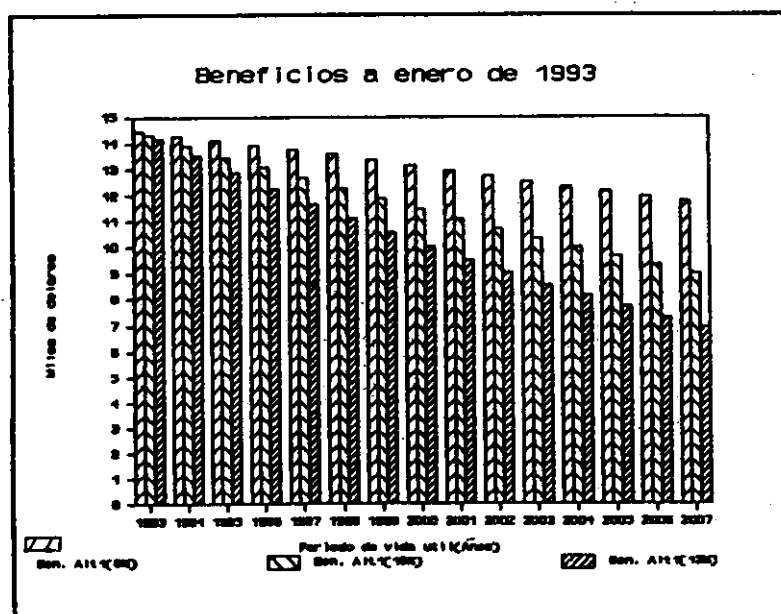
(3) Pérdidas por desconexiones (miles U\$)-Costo social*(2)

(4) Ahorro estimado (miles U\$)-40%(3)

Valor actual de beneficios (miles U\$)

Alternativa 1: 0.02 U\$/KWH

AÑO	Beneficios a enero 1993			
	Tasa actualización			
	8%	10%	12%	
1993	15.01	14.44	14.31	14.18
1994	16.02	14.27	13.89	13.52
1995	17.08	14.09	13.46	12.87
1996	18.22	13.92	13.05	12.25
1997	19.43	13.74	12.65	11.67
1998	20.72	13.57	12.27	11.11
1999	22.02	13.35	11.85	10.54
2000	23.40	13.14	11.45	10.00
2001	24.88	12.93	11.07	9.50
2002	26.44	12.73	10.69	9.01
2003	28.10	12.52	10.33	8.55
2004	29.86	12.32	9.98	8.11
2005	31.74	12.13	9.64	7.70
2006	33.74	11.94	9.32	7.31
2007	35.85	11.74	9.00	6.93
Total		196.85	172.96	153.24



Beneficios cuantificables que se podrían tener con el CCEEQ

Alternativa 2: Costo social 0.5 U\$/KWH

Valores a junio.

ANO	(1)	(2)	(3)	(4)
1993	1915	1876.70	938.35	375.34
1994	2043	2002.14	1001.07	400.43
1995	2179	2135.42	1067.71	427.08
1996	2324	2277.52	1138.76	455.50
1997	2478	2428.44	1214.22	485.69
1998	2643	2590.14	1295.07	518.03
1999	2809	2752.82	1376.41	550.56
2000	2985	2925.30	1462.65	585.06
2001	3173	3109.54	1554.77	621.91
2002	3372	3304.56	1652.28	660.91
2003	3584	3512.32	1756.16	702.46
2004	3809	3732.82	1866.41	746.56
2005	4048	3967.04	1983.52	793.41
2006	4303	4216.94	2108.47	843.39
2007	4573	4481.54	2240.77	896.31

(1) Energía en GWH

(2) Energía perdida por desconexiones (MWH)-0.098%(1)

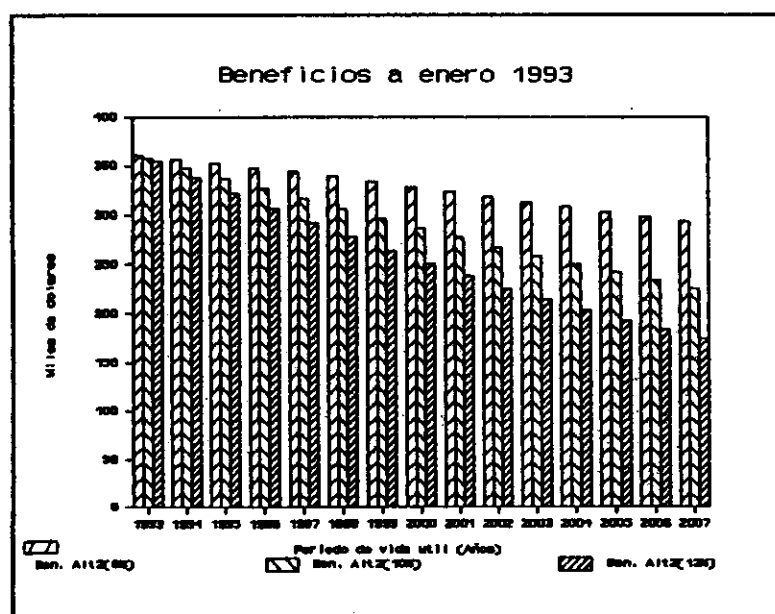
(3) Pérdidas por desconexiones (miles U\$)-Costo social*(2)

(4) Ahorro estimado (miles U\$)-40%(3)

Valor actual de beneficios (miles U\$)

Alternativa 2: 0.5 U\$/KWH

AÑO		Beneficios a enero 1993 Tasa actualización		
		8%	10%	12%
1993	375.34	361.17	357.87	354.66
1994	400.43	356.77	347.09	337.83
1995	427.08	352.33	336.53	321.71
1996	455.50	347.94	326.30	306.36
1997	485.69	343.52	316.29	291.66
1998	518.03	339.25	306.69	277.75
1999	550.56	333.85	296.31	263.56
2000	585.06	328.49	286.26	250.07
2001	621.91	323.31	276.62	237.34
2002	660.91	318.14	267.25	225.20
2003	702.46	313.09	258.23	213.71
2004	746.56	308.10	249.49	202.80
2005	793.41	303.18	241.04	192.43
2006	843.39	298.41	232.93	182.64
2007	896.31	293.64	225.04	173.30
Total		4921.20	4323.94	3831.02



Beneficios cuantificables que se podrían tener con el CCEEG

Aternativa 3 : 1.5 U\$/KWH restringido

Valores a junio

AÑO	(1)	(2)	(3)	(4)
1993	1915	1876.70	2815.05	1126.02
1994	2043	2002.14	3003.21	1201.28
1995	2179	2135.42	3203.13	1281.25
1996	2324	2277.52	3416.28	1366.51
1997	2478	2428.44	3642.66	1457.06
1998	2643	2590.14	3885.21	1554.08
1999	2809	2752.82	4129.23	1651.69
2000	2985	2925.30	4387.95	1755.18
2001	3173	3109.54	4664.31	1865.72
2002	3372	3304.56	4956.84	1982.74
2003	3584	3512.32	5268.48	2107.39
2004	3809	3732.82	5599.23	2239.69
2005	4048	3967.04	5950.56	2380.22
2006	4303	4216.94	6325.41	2530.16
2007	4573	4481.54	6722.31	2688.92

(1) Energía en GWH

(2) Energía perdida por desconexiones (MWH)-0.098%(1)

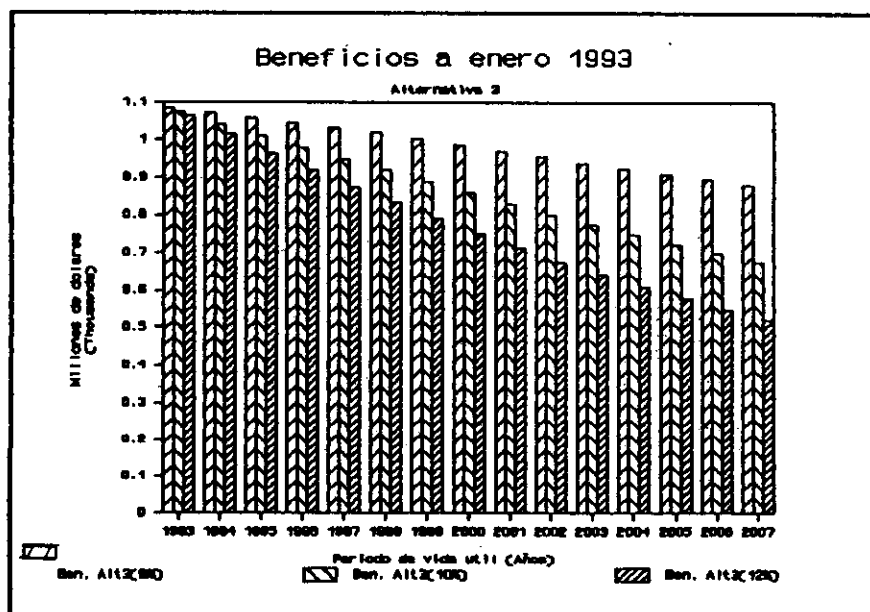
(3) Pérdidas por desconexiones (miles U\$)-Costo social*(2)

(4) Ahorro estimado (miles U\$)-40%(3)

Valor actual de beneficios (miles U\$)

Alternativa 3: 1.5 U\$/KWH

AÑO	Beneficios a enero 1993			
	Tasa actualización			
	8%	10%	12%	
1993	1126.02	1083.51	1073.62	1063.99
1994	1201.28	1070.31	1041.25	1013.48
1995	1281.25	1057.00	1009.61	965.14
1996	1366.51	1043.83	978.90	919.07
1997	1457.06	1030.55	948.88	874.98
1998	1554.08	1017.75	920.05	833.25
1999	1651.69	1001.55	888.95	790.70
2000	1755.18	985.47	858.77	750.22
2001	1865.72	969.94	829.87	712.02
2002	1982.74	954.42	801.74	675.61
2003	2107.39	939.28	774.68	641.14
2004	2239.69	924.30	748.47	608.39
2005	2380.22	909.54	723.12	577.29
2006	2530.16	895.21	698.79	547.90
2007	2688.92	880.91	675.12	519.90
Total	14763.59	12971.81	11493.07	



Gastos de Personal para operación y mantenimiento (miles U\$)

Valor a Enero de 1993

AÑO		Tasa de actualización		
		8%	10%	12%
1993	250	240.5626	238.3656	236.2277
1994	250	222.7431	216.6960	210.9176
1995	250	206.2436	196.9964	188.3193
1996	250	190.9663	179.0876	168.1422
1997	250	176.8207	162.8069	150.1270
1998	250	163.7228	148.0063	134.0419
1999	250	151.5952	134.5511	119.6803
2000	250	140.3659	122.3192	106.8574
2001	250	129.9684	111.1993	95.40844
2002	250	120.3411	101.0903	85.18611
2003	250	111.4270	91.90027	76.05902
2004	250	103.1731	83.54570	67.90984
2005	250	95.53072	75.95064	60.63379
2006	250	88.45437	69.04603	54.13731
2007	250	81.90219	62.76912	48.33688
Total		2223.817	1994.330	1801.985

Gastos de mantenimiento, reparacion y repuestos (miles U\$)

Valores a enero de 1993

AÑO		Tasa de actualización		
		8%	10%	12%
1993	100	96.22504	95.34625	94.49111
1994	100	89.09726	86.67841	84.36706
1995	100	82.49746	78.79856	75.32774
1996	100	76.38654	71.63505	67.25691
1997	100	70.72828	65.12277	60.05081
1998	100	65.48914	59.20252	53.61679
1999	100	60.63810	53.82047	47.87214
2000	100	56.14638	48.92770	42.74298
2001	100	51.98739	44.47973	38.16337
2002	100	48.13647	40.43612	34.07444
2003	100	44.57081	36.76011	30.42361
2004	100	41.26927	33.41828	27.16393
2005	100	38.21228	30.38025	24.25351
2006	100	35.38174	27.61841	21.65492
2007	100	32.76087	25.10764	19.33475
Total		889.5271	797.7323	720.7941

APENDICE 5.2

Razones, para la asignación de porcentajes de ahorro en la evaluación del impacto de las desconexiones forzadas.

Causa	Consideraciones
4-40	Se considera un 0% de ahorro en el número de desconexiones y 20% en el tiempo de desconexión. Estas salidas forzadas corresponden a problemas de trabajos en líneas energizadas y bajo el supuesto de que son a nivel de S/E y salidas a limentadores primarios, entonces se ahorraría tiempo al poder realizarse algunas maniobras de control centralmente, con el sistema energizado con menor riesgo. Esto en forma general, pues se desconoce que tipo de trabajo se realizaba cuando se produjo la desconexión, originando dificultad de atribuir en forma más precisa a labor a ser realizada por el Centro de Control.
4-41	0% en el número de desconexiones y 10% en tiempo, considerando que las interferencias accidentales podrían evitarse en algo con una supervisión central, que asigne tareas de revisión al personal de mantenimiento.
4-43	50% en el número de desconexiones, pues los circuitos podrían ser más fácilmente identificados, disminuyendo las salidas forzadas en número. En tiempo se ha considerado el máximo que tomaría en identificar parte del sistema desde el Centro de Control (2 minutos).
4-44	50% en el número, ya que con un monitoreo, podrían disminuirse las salidas anormales de operación. En tiempo, igual que el caso anterior, es el estimado para que se recpte la información y se emita una señal de control (2 min). En este y el caso anterior, se supone la no intervención de operadores de mantenimiento.
4-45	50% en número y 10% en tiempo. Estas salidas corresponden a instalaciones o construcciones deficientes. Aquí la información recolectada hará posible readequaciones. El ahorro en tiempo considerado es bajo.
4-47	50% en el número y 10% en tiempo. Se deben a proyecto inadecuados. Los ahorros se estiman en base a las mismas razones anteriores.
4-49	20% en el número y 10% en tiempo. La causa corres-

ponde a detrimento en equipamiento. Se mencionó en las ventajas técnicas la influencia positiva que se tendría en la vida útil del equipo.

- 4-50 0% en el número y 10% en tiempo. Salidas que se refieren a errores de calibración, etc. o mantenimiento inadecuado. Las razones son similares a las anteriores, pero menos determinantes.
- 4-51 0% en el número y 5% en tiempo. Refiere a maniobras sin tensión por seguridad o características restrictivas del equipo. Razones similares a la causa 4-40, pero con una incidencia mucho menor del Centro de Control.
- 4-52 0% en el número y 50% en tiempo. Son maniobras para localización de fallas y tentativas de restablecimiento. Aquí se considerado como 0% de ahorro en el número de salidas forzadas, pues apenas se tiene registrada una desconexión. Desde luego que sí se tendrían ahorros en ese sentido. Respecto al tiempo, varias maniobras se podrían realizar centralmente, sin personal de mantenimiento, ahorrándose notablemente respecto al tiempo que toma hacerlo en las condiciones anteriores.
- 7-70 50% en el número y 50% en tiempo. Son fallas externas al sistema de la Empresa. Estos porcentajes están en relación con los de INECEL. pues existiría un enlace computador-computador entre Centros de Control y las desconexiones o fallas en el SNI le afectarían en el mismo porcentaje al Sistema Eléctrico Quito.
- 7-72 0% en el número y 5% en el tiempo. Son desconexiones deliberadas con impacto muy pequeño del Centro de Control.
- 8-81 20% en el número y 20% en tiempo. Son desconexiones por causas desconocidas. Bajo la consideración de que son desconexiones registradas en la S/E y hasta allí llegaría la supervisión. Entonces si se conocerían más exactamente, las causas que motivan estas desconexiones. El 20% todavía es un tanto conservador.

REFERENCIAS

- (1) INECEL-Ecuador, "Proyecto Sistema de Supervisión y Control (SSC) para el SNI", Agosto/87.
- (2) GOMEZ F., RUIZ R., "Requerimientos Operativos del SEQ".
- (3) INECEL-Ecuador, "Estadísticas Eléctricas", Enero, Febrero y Marzo/88".
- (4) TOMAS A., KUTSCHER P., "Technical and Cost Benefits Justify SCADA/EMS", Transmission and Distribution, March/88.
- (5) McDANEL R., BROOKS C., "Computerized Distribution Planning", Transmission and Distribution, March/84.
- (6) JAMES C., MILLER, "Utility Selects Building Block Approach for SCADA System", Transmission and Distribution, MAY/84.
- (7) Dy LIACO T., "The Organization of Central and Local Controls in Distribution Automation", IEEE Transmission and Distribution Committee, July/79.
- (8) SCHEIDT J., "A Survey of Power System Control Center Justifications", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No1, Jan/Febr 1979.
- (9) CEGRELL T., "Power System Control Technology".
- (10) CEGRELL T., DAHLFORS F., "125 Computerized Power System Control Centres an Experience Base Future Concepts", International Conference on Large High Voltage Electric System, August/Sept 1984.
- (11) CEGRELL T., "Technical Specifications".
- (12) GOMEZ F., RUIZ R., "Especificaciones Funcionales del Centro de Control de la EEQ", JIEE, Vol. 9, 1988.
- (13) ALBUJA M., "Semiautomatización del Despacho de Carga de la EEQSA", Tesis EPN, 1987.
- (14) JCI, "Feasibility on Report Load Dispatch Center Project", 1985.
- (15) INECEL-Ecuador, "Tarifas Vigentes Para Suministro a Nivel de 69 KV", 1988.
- (16) HALLO V., "Pronóstico Horario de la Demanda en Barras de Subtransmisión", Tesis EPN, 1988.

- (17) SYSTEM POWER/ENERGY, "New York City's Blackout: a \$350 million Drain", IEEE Spectrum, November /78.
- (18) MUNASINGHE M., "The Economics of Power System Reliability and Planning".
- (19) UQUILLAS G., "Control de Emergencia en la Operación de SEP", JIEE, Vol. Nº7, 1986.
- (20) ROMERO N., "Análisis del Estado Actual de Funcionamiento del Despacho de Carga del Sistema Eléctrico Quito".
- (21) GOMEZ F., GOMEZ P., "Desarrollo y Mantenimiento de una Base de Datos para Fallas a Nivel de S/E de Distribución y A/P en el SEQ", Nov/87.
- (22) INECEL-Ecuador, "Estadísticas Eléctricas", Boletín Estadístico Nº22, 1987.
- (23) ASEA TRANSMISSION, "Technical Specifications"
- (24) ASEA TRANSMISSION, "COLLECTOR 300 Remote Control Terminal: Specifications"
- (25) GOMEZ F., "Inventario de los puntos de control del SEQ para el SCADA", NOV/88
- (26) CEVALLOS M., PEÑAFIEL P., "Sistema de Comunicaciones para el Proyecto SCADA de la EEQSA", FEB/89.
- (27) CIER-ECUADOR, "Costo Social de la Restricción de Energía Eléctrica", Agosto/1975.
- (28) IEEE, "Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms".
- (29) TARQUIN A., "Ingeniería Económica".
- (30) EPN-Ecuador, "Seminario de Computadores Personales", Agosto/1985.