

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**TESIS DE GRADO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA AUTOMATIZACION  
DE LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO  
INTERCONECTADO DE POTENCIA DE  
PETROPRODUCCION (SEIP)**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE  
ELECTRONICA Y CONTROL**

**CARLOS ALONSO RUIZ ACURIO**

**Quito, Marzo de 1999**

Certifico que el presente trabajo ha sido  
realizado en su totalidad por el señor:

Carlos Alonso Ruiz Acurio

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Medardo Cadena", is written over a horizontal line. The signature is stylized and somewhat cursive.

Ing. Medardo Cadena

**DIRECTOR DE TESIS**

## DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a Petroproducción, a mi familia y en especial a mi hijo Carlos Iván.

## **AGRADECIMIENTO**

El eterno agradecimiento a Dios, mis padres y a mi esposa Elizabeth por el apoyo incondicional, moral y económico sin el cual jamás hubiera concluido mi carrera. Agradezco al Ing. Medardo Cadena, a la Escuela Politécnica Nacional, a mis compañeros de Petroproducción y demás personas que de una u otra forma colaboraron para la realización de este trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

### GENERALIDADES

INTRODUCCION.....	1
OBJETIVO.....	4
ALCANCE.....	4

### CAPITULO I

#### DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DE PETROPRODUCCION (SEIP)

1.1.- INTRODUCCION.....	7
1.2.- BREVE DESCRIPCION DEL PROCESO DE EXTRACCION DEL PETROLEO .....	8
1.2.1.- Bombeo Eléctrico.....	9
1.2.2.- Bombeo Hidráulico.....	9
1.2.3.- Levantamiento por gas (Gas Lift).....	10
1.2.4.- Levantamiento Mecánico.....	10
1.3.- UBICACION, AREA DE COBERTURA Y CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE PETROPRODUCCION.....	11
1.3.1.- Ubicación y Area de Cobertura.....	11
1.3.2.- Configuración del SEIP.....	15
1.4.- CENTRALES DE GENERACION.....	18
1.4.1.- Ubicación y Características de los generadores en el SEIP.....	18
1.5.- SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DEL SISTEMA.....	24
1.6.- LINEAS DE SUBTRANSMISION Y ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	29
1.7.- CARGA Y SERVICIOS ABASTECIDOS POR EL SEIP.....	35
1.7.1.- Descripción de las cargas.....	35
1.7.2.- Demanda en el SEIP.....	39

1.8.- INTEGRACION DE LAS AREAS AUCA Y LIBERTADOR AL SEIP.....	43
1.8.1.- Parque generador existente en Auca y Libertador.....	43

## CAPITULO II

### DESCRIPCION ACTUAL DE LA OPERACION DEL SEIP

2.1.- INTRODUCCION.....	50
2.2.- MARCO REFERENCIAL DE LA OPERACION EN EL SEIP.....	50
2.2.1.- Esquema organizacional de la empresa.....	50
2.2.2.- Operación del SEIP.....	53
2.2.4.- Operación de Subestaciones y coordinación generación – carga..	55
2.3.- ELEMENTOS DISPONIBLES PARA LA OPERACION EN EL SEIP.....	55
2.3.1.- Control potencia activa-frecuencia.....	55
2.3.2.- Control de potencia reactiva - voltaje.....	56
2.3.3.- Comunicaciones.....	56
2.3.4.- Equipos de protección, control y sincronización.....	56
2.3.5.- Accesorios de ayuda a la operación.....	57
2.4.- LIMITACIONES EN LA OPERACION.....	57
2.4.1.- Problemas de infraestructura.....	57
2.4.2.- Problemas de organización.....	58
2.4.3.- Problemas de eficiencia operativa.....	59
2.5.- EVALUACION DE LA DISMINUCION EN LA PRODUCCION DE PETROLEO POR FALLAS Y PROBLEMAS OPERATIVOS EN EL SEIP... 59	
2.5.1.- Reporte de suspensiones del servicio no programados durante 1997.....	59
2.5.2.- Evaluación de las pérdidas de producción de petróleo debido a la calidad de voltaje y frecuencia en el SEIP.....	64
2.5.2.1.- Datos estadísticos de frecuencia en el SEIP.....	64
2.5.2.2.- Efectos técnicos de reducción de la frecuencia en los motores de inducción.....	68

2.5.2.3.- Evaluación de pérdidas de producción de petróleo debido a la reducción de frecuencia.....	68
2.5.3.- Datos estadísticos de la variación de voltaje en el SEIP.....	69
2.5.3.1.- Efectos técnicos en motores por mala calidad de voltaje..	72
2.5.3.2.- Evaluación de pérdidas de producción de petróleo a causa de voltaje .....	72
2.5.4.- Pérdidas no cuantificables debido a las interrupciones forzadas.....	74
2.5.5.- Pérdidas totales debido a la indisponibilidad y calidad del SEIP.....	75
2.6.- DEFICIENTE ADMINISTRACION DE LA CARGA.....	76
2.6.1.- Evaluación de pérdidas pico por falta de administración de la demanda.....	81

### CAPITULO III

#### BASES TEORICAS DE OPERACION DE SISTEMAS DE POTENCIA

3.1.- INTRODUCCION.....	83
3.2.- PROBLEMAS OPERATIVOS EN UN SISTEMA DE POTENCIA.....	83
3.2.1.- Primer problema operativo.- Balance generación-carga y mantenimiento de frecuencia constante.....	84
3.2.3.- Segundo problema operativo.- Mantener la frecuencia nominal ....	85
3.2.4.- Tercer problema operativo.- control de potencia reactiva y voltaje.	85
3.4.- HERRAMIENTAS DE UN SISTEMA OPERATIVO.....	86
3.4.1.- Programación o planificación operativa.....	86
3.4.2.- Operación instantánea y despacho de carga.....	87
3.4.2.1.- Regímenes operativos de un sistema de potencia.....	88
3.4.2.2.- Control de potencia activa – frecuencia.....	90
3.4.2.3.- Seccionamiento de carga.....	95
3.4.2.4.- Control de potencia reactiva – voltaje.....	96
3.4.3.- Análisis post – operativo.....	98
3.4.4.- Herramientas para la optimización operativa y de estudios.....	99

3.5.- EVALUACION DE HERRAMIENTAS OPERATIVAS DISPONIBLES EN EL SEIP EN BASE A LOS CRITERIOS EXPUESTOS.....	100
3.5.1.- Herramientas de programación operativa.....	101
3.5.2.- Herramientas de operación y supervisión a tiempo real.....	101
3.5.2.1.- Herramientas de control potencia – frecuencia.....	101
3.5.2.2.- Control de potencia reactiva – voltaje.....	103
3.5.2.3.- Compensación de voltaje en la carga.....	104
3.5.3.- Analisis post – operativo.....	104
3.5.4.- Herramientas de optimización operativa.....	104

## CAPITULO IV

### MARCO TEORICO DE CENTROS DE CONTROL

4.1.- INTRODUCCION.....	105
4.2.- CENTROS DE CONTROL.....	105
4.3.- FUNCIONALIDAD DE LOS SISTEMAS SCADA.....	108
4.3.1.- Supervisión y adquisición de datos del proceso.....	108
4.3.1.1.- Adquisición de datos de indicaciones de estado.....	109
4.3.1.2.- Adquisición de mediciones analógicas.....	111
4.3.1.3.- Adquisición de señales digitales y de contadores.....	112
4.3.2.- Manejo de comunicaciones entre las UTRs y la estación central...	113
4.3.3.- Funciones de control supervisorio del proceso.....	114
4.3.3.1.- Comandos.....	114
4.3.3.2.- Comandos de incremento/decremento (raise/lower).....	114
4.3.3.3.- Valores de consigna (set point).....	115
4.3.4.- Funciones de procesamiento de eventos y de información histórica.....	116
4.3.4.1.- Procesamiento de eventos.....	116
4.3.4.2.- Información histórica.....	117
4.3.5.- Interfaces hombre / máquina.....	118

4.3.6.- Comunicaciones.....	119
4.3.7.- Funciones para desarrollo y mantenimiento. ....	120
4.3.8.- Funciones de seguridad.....	120
4.3.9.- Seccionamiento de carga.....	120
4.3.10.-Confiability/Disponibilidad.....	121
4.3.11.- Bases de datos (BDD).....	121
4.3.12.- Modo de simulación y entrenamiento.....	123
4.4.- FUNCIONES DE APLICACION A LA PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA.....	123
4.4.1.- Funciones de manejo de energía EMS (ENERGY MANAGEMENT SYSTEM) .....	124
4.4.1.1.- Programación de la generación.....	124
4.4.1.2.- Funciones de control de la generación.....	126
4.4.1.3.- Funciones de análisis de la red (NA).....	132
4.4.1.4.- Funciones del simulador de entrenamiento para funciones EMS.....	137
4.4.2.- Funciones de manejo de la distribución (DMS).....	138
4.4.2.1.- Funciones de análisis y optimización de las redes de distribución.....	138
4.4.2.2.- Funciones de administración de post – falla.....	138
4.4.2.3.- Funciones de planeamiento.....	138
4.5.- ANALOGIAS ENTRE SISTEMAS EMS Y DMS.....	139
4.6.- DIFERENCIAS ENTRE UN EMS Y UN DMS.....	139
4.7.- SISTEMAS OPERATIVOS DEL CENTRO DE CONTROL.....	140

## CAPITULO V

### ANALISIS TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN PETROPRODUCCION

5.1.- INTRODUCCION.....	144
-------------------------	-----

5.2.- REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DEL CENTRO DE CONTROL.....	144
5.2.1.- Descripción de funciones consideradas.....	145
5.2.1.1.- Funciones de adquisición de datos.....	146
5.2.1.2.- Funciones de supervisión.....	147
5.2.1.3.- Funciones de control.....	149
5.2.1.4.- Funciones de estudio y planificación.....	150
5.2.1.5.- Funciones de comunicación.....	150
5.2.1.6.- Funciones adicionales.....	151
5.2.2.- Análisis de las funciones SCADA en la solución de los problemas operativos.....	153
5.2.2.1.- Solución a los problemas de infraestructura.....	153
5.2.2.2.- Solución a los problemas de organización.....	154
5.2.2.3.- Solución a los problemas de eficiencia operativa.....	155
5.2.2.4.- Solución a problema de frecuencia.....	156
5.2.2.5.- Solución a problemas de suspensiones no programadas.....	157
5.2.2.6.- Solución a problemas de administración óptima de carga.....	158
5.3.- REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS A IMPLEMENTARSE.....	161
5.3.1.- Determinación y codificación de equipos del sistema de potencia que van a ser parte del sistema SCADA.....	161
5.3.2.- Definición de parámetros de medición y control.....	170
5.3.3.- Equipamiento requerido .....	173
5.3.3.1.- Equipamiento del centro de control.....	173
5.3.3.2.- Equipamiento de campo.....	177
5.3.4.- Acoplamiento de medición y control entre equipos del sistema de potencia y del sistema SCADA.....	180
5.3.5.- Comunicación centro de control – UTRs.....	189
5.4.- LIMITACIONES AL PROYECTO.....	190

## CAPITULO VI

## ANALISIS ECONOMICO

6.1.- INTRODUCCION.....	191
6.2.- INDICES ECONOMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACION DEL PROYECTO.....	192
6.2.1.- Relación Beneficio - Costo.....	192
6.2.2.- Tasa interna de retorno (TIR).....	194
6.2.3.- Flujo neto de caja.....	195
6.2.4.- Periodo de recuperación (PR).....	195
6.2.5.- Valor actual neto (VAN).....	196
6.3.- COSTOS DEL PROYECTO.....	198
6.3.1.- Costos de inversión.....	199
6.3.2.- Costos de operación y mantenimiento.....	201
6.4.- BENEFICIOS.....	202
6.4.1.- Beneficios cuantificables.....	202
6.4.2.- Beneficios no cuantificables.....	205
6.5.- ANALISIS DE SENSIBILIDAD.....	206
6.6.- METODOLOGIA DE LA EVALUACION.....	207
6.7.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	208
6.7.1.- Variación de la relación beneficio- costo (RBC) en función del incremento de beneficios para diferentes precios del barril exportado .....	209
6.7.2.- Variación de la relación beneficio- costo (RBC) en función del incremento de beneficios para diferentes tasa de interés.....	210
6.7.3.- Representación gráfica de la tasa interna de retorno (TIR) para diferentes porcentajes de beneficios aspirados.....	212
6.7.4.- Variación de la tasa interna de retorno (TIR) en función de los porcentajes de beneficios aspirados.....	214
6.7.5.- Valor actual neto (VAN) en función de los porcentajes de	

---

beneficios aspirados para diferentes precios del barril de petróleo..	215
6.7.6.- Periodo de recuperación de la inversión (PR) en función de los porcentajes de beneficios aspirados para diferentes precios del barril de petróleo.....	217
CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES.	
CONCLUSIONES.....	219
RECOMENDACIONES.....	220
COMENTARIOS FINALES .....	221
BIBLIOGRAFIA.....	223

## GENERALIDADES

### INTRODUCCION.-

Petroproducción, es una empresa estatal encargada de la explotación de petróleo, cuyas operaciones se desarrollan principalmente en la región Nororiental del Ecuador, en las áreas de producción denominadas Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, Auca y Libertador.

La extracción de petróleo en todo el distrito en un gran porcentaje depende de la energía eléctrica, generada por sus propias unidades de generación, minicentrales y por el sistema de potencia de mayor importancia en Petroproducción denominado Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción (SEIP), que abarca parte de los campos: Lago Agrio, Sacha y Shushufindi, y que en el futuro incluirá otros campos, como se contempla en el proyecto denominado "Plan Maestro de Electrificación" de Petroproducción.

Considerando que la explotación de petróleo, es uno de los pilares de la economía del país, el suministro de energía eléctrica a los pozos de producción debe ser seguro, de calidad y al menor costo.

Se requiere *seguridad* para evitar suspensiones de servicio parciales o totales, que se producen bajo el esquema actual de operación del sistema eléctrico de Petroproducción, y que provocan pérdidas en la producción y disminución de la vida

útil de los equipos, principalmente de aquellos instalados bajo la superficie, produciendo disminución de ingresos por una parte; y por otra, costos adicionales al tener que reemplazar equipos que se ven afectados por las suspensiones de servicio.

La *calidad* está relacionada con un suministro de energía eléctrica en condiciones adecuadas de voltaje y frecuencia, evitando que los equipos se vean afectados en la duración de su vida útil y en su funcionalidad.

Por otro lado, dada la reducción de los precios de petróleo a nivel mundial, ha disminuido el presupuesto para las tareas de producción de petróleo, lo que implica adopción de medidas tendientes a optimizar los procesos relacionados con esta tarea, al considerarse el SEIP un pilar importante del funcionamiento de la empresa, es necesario hacerle más eficiente y confiable.

Esta situación ha impulsado a los profesionales responsables del sector eléctrico de Petroproducción, a analizar posibilidades para optimizar los recursos y buscar alternativas para mejorar las condiciones de operación del SEIP, recurriendo al uso de las nuevas tecnologías existentes.

Una de las alternativas consideradas en los actuales momentos por las empresas eléctricas para lograr estos objetivos, es la incorporación de tecnología punta, sobre la base de conocimientos de sistemas eléctricos de potencia, control, electrónica digital, comunicaciones e informática. La teoría de control en este caso está aplicada

hacia la operación de los sistemas de potencia evolucionando el concepto de despacho de carga a una filosofía compleja que incluye el control supervisorio y control distribuido en tiempo real de los sistemas de potencia.

En los últimos 15 años la tecnología de los sistemas de control automático ha estado caracterizada por la sustitución de los clásicos bucles de control analógico por los reguladores y servomecanismos por sistemas de control digital.

La utilización de computadoras digitales en control de procesos no sólo permite resolver problemas específicos de regulación y seguimiento de consignas con una mejor relación prestaciones-coste; sino que además, es posible realizar funciones de supervisión y tratamiento de datos con un reducido coste adicional.

Sin embargo cuando se trata de ejecutar un proyecto hay que enfrentar a dos medios importantes interconectados entre sí, el físico y el económico. El éxito que tengan para alterar el medio físico y producir así bienes y servicios depende de los conocimientos que posean sobre las leyes físicas. Las soluciones a problemas en una situación no necesariamente pueden ser factibles en otra situación, es importante analizar si el medio físico es el adecuado.

La factibilidad económica es el prerrequisito esencial para una exitosa aplicación de la ingeniería. Debido a los costos elevados que implican la ejecución de este tipo de proyectos, es necesario presentar a las autoridades el respectivo sustento, que sirva

como medida para la toma de decisión, proporcionando una herramienta para otorgar prioridad y presupuestación al proyecto.

### **OBJETIVO.-**

Determinar la factibilidad, desde un punto de vista técnico y económico, de implementar un sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA básico, para mejorar las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción SEIP.

### **ALCANCE.-**

Para cumplir con este objetivo, el estudio parte de una descripción de la configuración actual del SEIP, con sus características y elementos más importantes, así como un análisis de las condiciones actuales de operación del sistema y una evaluación de los resultados bajo el esquema actual de operación.

Luego de describir brevemente los principios básicos para la operación de un sistema eléctrico de potencia en forma general, se procede a una revisión sobre la estructura, funcionamiento y herramientas de un centro de control, para finalmente analizar la estructura, características y especificaciones funcionales de un sistema que se adapte a las condiciones actuales y futuras del SEIP, para terminar con una evaluación económica del proyecto y poder concluir la factibilidad o no de su implementación.

En el primer capítulo, se describe al SEIP, las centrales de generación, las subestaciones con los equipos que poseen, los parámetros más importantes de las líneas eléctricas de transmisión y distribución. Adicionalmente se incluye una descripción y características de las principales cargas.

En el segundo capítulo, se realiza una evaluación de las condiciones de operación actuales y calidad del suministro, obtenidos de levantamientos de información, de reportes e informes, así como de la experiencia del personal técnico encargado de la operación.

En el tercer capítulo, se presentan los problemas operativos en un sistema de potencia, y las herramientas existentes para la operación aplicables a Petroproducción.

En el cuarto capítulo, se describe la teoría acerca de los centros de control modernos que incluyen funciones SCADA de tipo general, y breves conceptos de la funcionalidad (EMS) sin ahondar en detalles.

En el quinto capítulo, se presentan las alternativas para mejorar la operación del SEIP, con el fin de superar los problemas operativos, que se describen en el capítulo dos, basándose en los fundamentos teóricos expuestos en los capítulos tercero y cuarto. Se hará una evaluación de las funciones y equipos necesarios que deberán

incluirse en el sistema SCADA a implementarse, así como la determinación de la factibilidad técnica de su implementación.

En el sexto capítulo, se determina la factibilidad económica del proyecto, mediante el cálculo de los índices de rentabilidad: relación beneficio/costo (RBC), el valor de la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y la determinación de los períodos de recuperación de capital (PR); sobre la base de la funcionalidad y equipamiento considerado en el capítulo quinto. Se realizará el estudio de sensibilidad, para variaciones en el porcentaje de beneficios aspirados con respecto al máximo posible, precios de venta del barril de petróleo y variación en la tasa de interés, consideradas como variables sensitivas que afectan al entorno del sector petrolero.

Por último se presentan los comentarios y conclusiones al presente estudio, con el objeto de delinear los caminos a seguir por los actores involucrados en el presente análisis sobre la base de las recomendaciones planteadas.

# **CAPITULO I**

**DESCRIPCION DEL SISTEMA**

**ELECTRICO INTERCONECTADO**

**DE PETROPRODUCCION (SEIP)**

## CAPITULO I

### DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO DE PETROPRODUCCION (SEIP).

#### 1.1.- INTRODUCCION.-

Petroproducción dispone para las operaciones de explotación de petróleo, de sus propios sistemas de generación, subtransmisión y distribución, constituyendo el sistema eléctrico la base fundamental para sus tareas; puesto que, un gran porcentaje de sus equipos y herramientas trabajan con energía eléctrica.

En el presente capítulo se presenta una descripción general del SEIP, su estructura y componentes, parque generador, equipos de patio en subestaciones, líneas de subtransmisión, alimentadores de distribución y las cargas.

Dada la importancia de tener un único sistema de potencia integrado, frente a la alternativa de contar con centrales aisladas, se describirá en forma general la idea del proyecto denominado "Plan Maestro de Electrificación" que tiene como uno de sus objetivos unificar al SEIP las áreas Auca Norte y Libertador.

## 1.2.- BREVE DESCRIPCION DEL PROCESO DE EXTRACCION DE PETROLEO

El petróleo en estado natural denominado *crudo*, se encuentra ubicado desde los 5.000 pies por debajo de la superficie, formando lagunas subterráneas denominadas "Yacimientos", conformados por petróleo, agua denominada "*de formación*", gas y sedimentos. Para la extracción del crudo se deben perforar un hoyo que se denomina "*pozo*", la ubicación geográfica del sitio donde se inicia la perforación del pozo en la superficie, han acostumbrado a denominar *locación del pozo* (ver figura 1.1). Luego el crudo debe ser transportado por la tubería construida íntegramente de acero con diámetros de 4 1/2" o 6 5/8", diseñado para soportar presiones de 1.500 psi denominada "*línea de flujo*" hacia las "*Estaciones de Producción*", que son los sitios en donde se concentra el crudo proveniente de los pozos de la zona y se separan el agua de formación, el petróleo, el gas y los sedimentos. De las estaciones de producción, el petróleo es transportado por líneas de flujo hacia la estación de Bombeo No. 1 en Lago Agrio para su envío por el Oleoducto (línea de flujo de mayor diámetro) hasta Esmeraldas.

El gas es enviado a las centrales de generación para su utilización, y a las refinerías para su procesamiento industrial. El agua es reinyectada por los pozos a los yacimientos.

También se envía cierta cantidad de Petróleo a las refinerías para su procesamiento.

Cuando la presión existente en el fondo del pozo es mayor que en la superficie, el crudo existente en los yacimientos fluye o emerge por el pozo en forma *natural*; caso contrario, es necesario el empleo de métodos artificiales para su extracción

hasta la superficie, denominándose "*métodos de levantamiento artificial*", entre los principales están:

**1.2.1.- Bombeo Eléctrico.-** Se instala bombas con motor eléctrico en el fondo del pozo, para extracción de petróleo a una profundidad que oscila entre 5.000 y 10.000 pies. Debido a la utilización de bombas eléctricas sumergidas, a este método se denomina también Bomba Electro Sumergible (BES).

**1.2.2.- Bombeo Hidráulico.-** existen dos métodos:

a) Crudo de Fuerza (Power Oil) .-

Básicamente el sistema consiste en inyectar "*crudo de fuerza*" (Power Oil o PO) llamado también "*crudo motriz*", con una presión en superficie de alrededor de 3.800 psi hacia el fondo del pozo, donde está instalada la bomba hidráulica. El crudo motriz utilizado como fuente energética, ingresa al motor de la bomba y la acciona, permitiendo que la mezcla de fluido de formación que pasa a través de la bomba, sea empujado hacia la superficie, conjuntamente con el crudo del yacimiento. El crudo motriz a utilizarse como fuente energética se obtiene en superficie mediante el accionamiento de bombas de alta presión, movidas por motores o turbinas a gas, diesel o eléctricos

#### b) Flujo de agua (Water Flood).-

Este método consiste en inyectar agua al yacimiento para remplazar al agua extraída, esto permite elevar la productividad en los pozos alrededor del pozo inyector.

#### 1.2.3.- Levantamiento por gas (Gas lift).-

Para elevar la presión de fondo del pozo, se inyecta gas a alta presión al yacimiento para que el petróleo fluya. La presión de inyección, es de alrededor de 1.450 psi el gas utilizado es aquel sobrante de las refinerías, denominado "*gas residual*".

#### 1.2.4.- Levantamiento Mecánico.-

Existe otro método alternativo compuesto de un pistón mecánico, que al introducirlo al fondo del pozo, permite succionar petróleo, se denomina balancín por la forma del dispositivo usado sobre la superficie.

Todas las instalaciones y equipos usados para la extracción, producción y transporte del petróleo desde el pozo hasta las estaciones de producción, y de estas hacia la estación central ubicada en Lago Agrio se denominan "*Facilidades de Producción*".

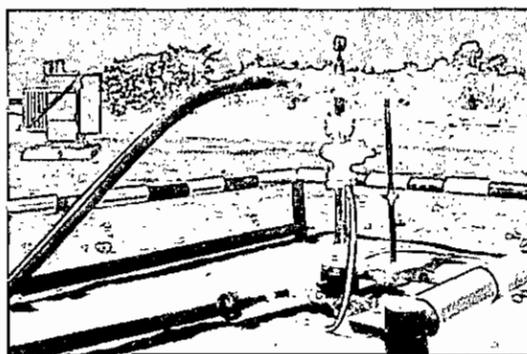


figura No 1.1  
Locación del pozo

### 1.3.- UBICACION, AREA DE COBERTURA Y CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE PETROPRODUCCION.

#### 1.3.1.- UBICACION Y AREA DE COBERTURA

Petroproducción es una de las tres Filiales del Sistema Petroecuador, y sus funciones consisten en explotar las cuencas sedimentarias, operar los campos hidrocarburíferos asignados a Petroecuador, y transportar el petróleo desde campos productores, hasta los tanques de almacenamiento en la estación de bombeo N° 1 del oleoducto transecuatoriano en Lago Agrio. *La misión de la empresa es la de asegurar al estado ecuatoriano la provisión de crudos y sus derivados manteniendo el equilibrio entre producción y reservas; y preservando el ecosistema.*

Los pozos de producción a cargo de Petroproducción, en su totalidad se encuentran ubicados en las provincias de Napo, Sucumbíos y Pastaza, con una producción actual de 323.000 barriles diarios de petróleo.

Petroproducción está dividida por factores geográficos y administrativos en 4 Distritos: Quito, Guayaquil, Península y Amazónico; de los cuales, indudablemente los más importantes por sus funciones y el volumen operacional son el Amazónico y Quito.

Por razones de facilidad operacional, administrativa y de logística, al distrito Amazónico se lo ha dividido en cinco grandes áreas:

- **Area Lago Agrio**, con sus estaciones: Charapa, Bermejo, Guanta, Dureno y Lago Agrio Central, Norte, con una producción de 18.000 Bls<sup>1</sup>.
- **Area Shushufindi**, con sus estaciones Shushufindi Central, Norte, Sur, Suroeste, Aguarico y Limoncocha, con una producción diaria de 108.000 Bls.
- **Area Sacha**, con sus estaciones Sacha, Sacha Norte1, Sacha Norte2, Sur, Pucuna, Paraíso, Coca, Payamino, Biguno, con una producción diaria de 67.000 Bls.
- **Area Auca**, con sus estaciones Auca, Auca Sur 1 – 2, Auca Este, Pindo, Puma, Puma, Conga, Rumiyacu, Cononaco, Tiguino, Culebra, Yuca, Yulebra, Anaconda, Yuca Sur y Palanda, con una producción diaria de 55.000 Bls.

---

<sup>1</sup> Bls = abreviatura de barriles, unidad de medida de volumen de venta de petróleo.

- **Area Libertador**, con sus estaciones: Atacapi, Parahuaco, Pichincha, Secoya, Shuara, Shushuqui, Frontera, Tapi, Tetete, Cuyabeno, Singue, Sansahuari, Peña Blanca, y VHR<sup>1</sup>, con una producción diaria de 75.000 Bls.

A los sitios ubicados en el distrito amazónico, en donde se realizan las operaciones de producción de petróleo, se suele denominar *campo*, y se relacionan con las áreas o estaciones, así tenemos el campo Auca, el campo Bermejo, etc.

**Energía Eléctrica.**- Un elemento básico para la producción de petróleo es la energía eléctrica. A medida que avanza la explotación de los yacimientos, es más difícil producir y es necesario incrementar los sistemas de recuperación artificial, lo cual implica tener energía para el funcionamiento de los equipos requeridos. Igualmente con el transcurso del tiempo, la producción de agua se incrementa y debe ser reinyectada a los yacimientos para evitar la contaminación del medio ambiente, por lo que también se incrementa la demanda de energía; por otra parte, se eliminan equipos a combustión, y se reemplazan por sistemas eléctricos por facilidad operativa y de optimización de recursos, lo cual involucra incremento de la demanda de energía.

La generación de la energía eléctrica, para la operación de todos los equipos eléctricos involucrados en la producción de petróleo en el distrito amazónico, se realiza de tres maneras:

---

<sup>1</sup>VHR = abreviatura de Víctor Hugo Ruales, extrabajador petrolero fallecido.

1. Generadores unitarios, el suministro de energía eléctrica es atendido mediante un generador, localizado en el sitio mismo de la ubicación de la carga. En ciertos casos dependiendo de la importancia de la carga, se dispone de un generador en reserva en frío (stand by), el costo promedio aproximado es de 18 centavos de dólar el KWh.
2. Sistemas aislados de potencia el suministro de energía eléctrica es atendido por pequeñas minicentrales de generación, que abastecen a varias cargas dispersas no muy lejanas, se utiliza sistemas de distribución radial. El costo promedio aproximado es de 12 centavos de dólar el KWh.
3. Mediante el Sistema Eléctrico Interconectado de Potencia (SEIP), que suministra de energía eléctrica a una parte de los equipos eléctricos que conforman las facilidades de producción, campamentos, talleres, refinerías, etc. de las áreas Lago Agrio, Sacha y Shushufindi. Los costos de generación son a diesel 12 centavos y a gas 4.8 centavos de dólar / KWh.

Entre las principales ventajas de tener un sistema único interconectado frente a varios sistemas que operan en forma aislada se puede citar las siguientes:

- Se asegura la continuidad en el suministro de la energía eléctrica, evitando así los paros programados por mantenimiento que obligan suspender la producción de petróleo.
- Mejor calidad del servicio en cuanto a voltaje y frecuencia

- Mejor disposición operativa para enfrentar las contingencias
- Posibilidad de optimizar costos de operación

Dadas estas ventajas, se ha considerado dentro del Plan Maestro de Electrificación de la empresa, la inclusión de las cargas de los campos Auca y Libertador con sus centrales de generación más importantes al SEIP, dejando fuera de servicio los generadores unitarios que actualmente se encuentran dispersos por toda el área involucrada.

Para el efecto, se ha contemplado la construcción de subestaciones, líneas de subtransmisión y alimentadores de distribución.

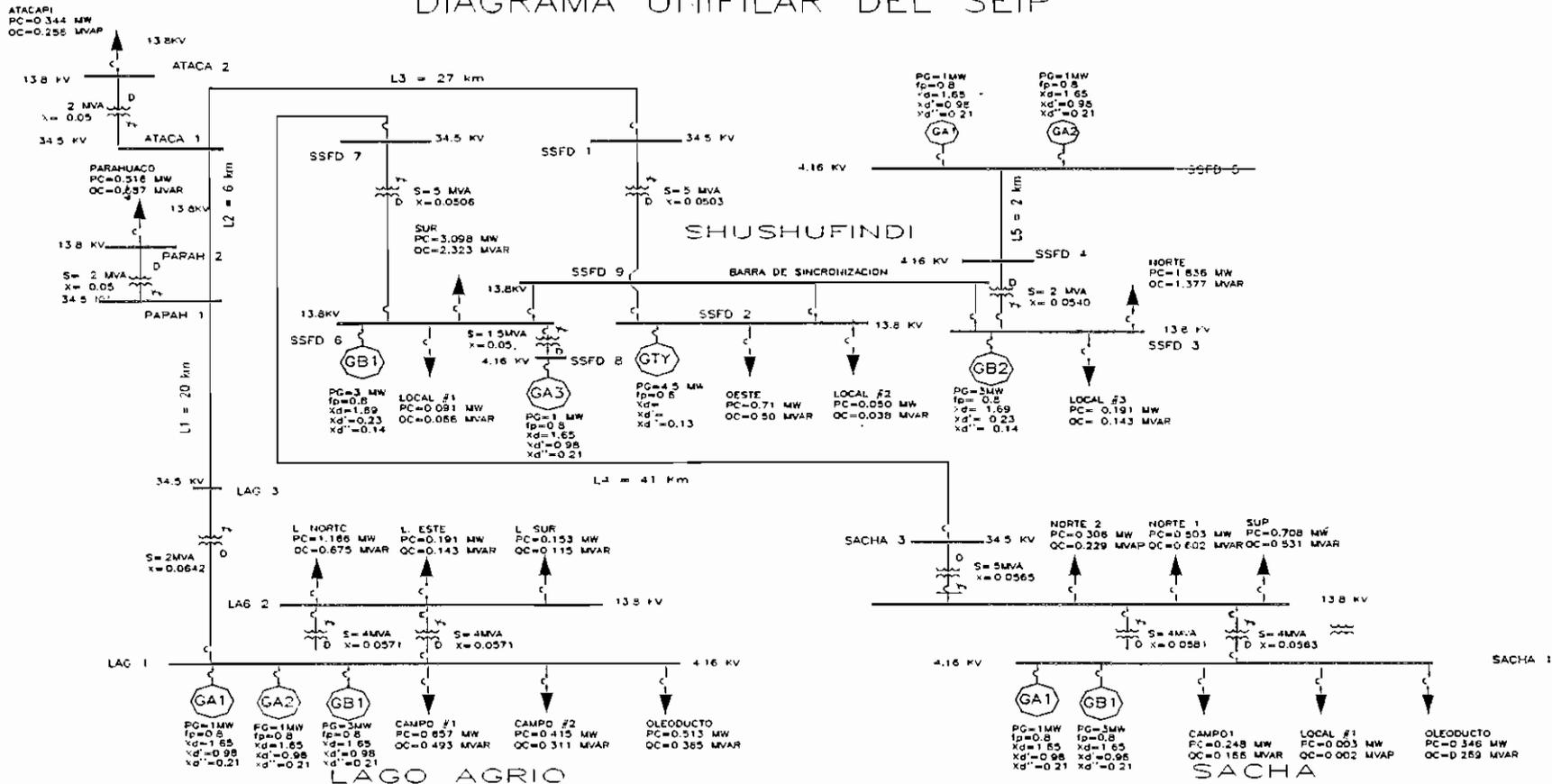
Aunque esta tesis no incluye el estudio del "Plan Maestro de Electrificación" de Petroproducción es importante considerarlo; puesto que, las soluciones operativas que se plantean en este trabajo deben satisfacer las condiciones actuales y futuras del SEIP.

### **1.3.2.- CONFIGURACION DEL SEIP.-**

Como se puede apreciar en la figura 1.2, el Sistema Eléctrico de Petroproducción, integra las tres centrales de generación principales ubicadas en los campos Lago, Sacha y Shushufindi, que se encuentran interconectados entre si, a través de un sistema de subtransmisión, conformando en conjunto lo que se denomina el SEIP. En la figura 1.3 se presenta el diagrama unifilar del SEIP.



# DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIP



NOMENCLATURA	
	GENEFAADOR
	TRANSFORMADOR
	BARRA
	LINEA ELECTRICA
	CAPCA
	INTERRUPTOR

TEMA DE TESIS:  
FACTIBILIDAD DE AUTOMATIZAR  
LA OPERACION DEL SEIP

**FIGURA No 1.3**

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIP		
DEPARTAMENTO: S.E.P.	DIBUJO CAD:	DIBUJADO POR: CARLOS RUIZ
DIRECTOR: INC. M. CADENA	ESCALA SIN	ESCALA ESCALA
		FECHA JULIO/10/98

## 1.4.- CENTRALES DE GENERACION.

Como se ha señalado, las tres centrales de generación del SEIP, se denominan Central de Generación Lago, Sacha y Shushufindi, cuyos nombres corresponden a la denominación de los campos de producción en los que se encuentran ubicadas. En el cuadro No 1.1 constan los generadores existentes en el SEIP con sus características más importantes.

### 1.4.1.- UBICACION Y CARACTERISTICAS DE LOS GENERADORES EN EL SEIP.

**CENTRAL DE GENERACION LAGO.-** La central Lago está conformada por dos unidades generadoras de tipo GA denominadas GA1 y GA2, y una unidad de tipo GB. Estas unidades generan a 4160 V y tienen una capacidad total instalada de 5000 kW y una potencia efectiva disponible de 4.815 kW.

**CENTRAL DE GENERACION SHUSHUFINDI.-** Está conformada por tres unidades generadoras tipo GA denominadas GA1, GA2 y GA3; dos tipo GB denominadas GB1 y GB2; y una tipo GTY. Las unidades tipo GA generan a 4.160 V, mientras que las tipo GB y GTY generan a 13.800 V. La capacidad total instalada en este campo es de 12.750 kW, mientras que la potencia efectiva disponible es de 12.278 kW.

**CENTRAL DE GENERACION SACHA.-** Está conformada por dos unidades generadoras GA y GB, una de cada tipo, las dos unidades están generando a 4.160 V y tienen una capacidad total instalada de 4.000 kW y una potencia efectiva disponible de 3.852 kW.

No	Nombre Central	Potencia Nominal (kW)	Potencia efectiva	Año instalación	Tipo	No Grupos	Voltaje (V)	Frec. (hz)
1	Lago	2000	1926	1971	GA	2	4160	60
	Agrio	3000	2889	1981	GB	1	4160	60
2	SSFD	3000	2889	1971,72,73	GA	3	4160	60
		6000	5778	1985,88	GB	2	13800	60
		3750	3611	1997	GTY	1	13800	60
3	SACHA	1000	963	1971	GA	1	4160	60
		3000	2889	1982	GB	1	4160	60
TOTAL		21750	20945			11		

Cuadro No 1.1

Ubicación y tipos de unidades generadoras en el Petroproducción.

A continuación se describen las características de las unidades tipo GA, GB y GTY.

#### UNIDAD TIPO GA:

Generador KATO, de 1000 kW de potencia nominal, 60HZ, 4160 Voltios de generación. Para control de voltaje dispone de un sistema de excitación que usa un generador asincrónico auxiliar de corriente alterna; el campo del mismo a su vez, es excitado mediante una fuente de voltaje de DC suministrada por un regulador Basler Electric modelo SR8A<sup>1</sup>, el cual se alimenta de energía del

generador principal, y regula el voltaje de alimentación al campo auxiliar en función de las variaciones de voltaje y corriente de salida del generador principal. El voltaje de salida del generador auxiliar que es función del voltaje alimentado por el regulador, es convertido de AC a DC mediante un rectificador de diodos y luego alimentado al rotor principal, que crea el campo magnético giratorio de excitación al estator principal.

El control de potencia/frecuencia, cuya función es controlar la velocidad de giro que produce el motor o primomotor en el eje de salida, mediante el control de paso de combustible, denominado también control de velocidad; es realizado por el gobernador, cuyo actuador es totalmente mecánico (tornillo sin fin).

El elemento motor está constituido por una turbina térmica marca Ruston que utiliza como combustible gas y/o diesel. Tiene una potencia de salida a condiciones nominales de presión y temperatura de 1750 HP y una velocidad de salida de 1200 RPM.

#### **UNIDAD TIPO GB.**

Generador General Electric, de 3000 KW de potencia nominal, 60 Hz. Las unidades ubicadas en Shushufindi generan a 13.800 Voltios mientras que la de Lago y Sacha generan a 4.160 Voltios. El sistema de excitación es similar al de la unidad GA.

---

<sup>1</sup> SR8 y SR4, designación a cierto tipo de regulador de voltaje.

El control de velocidad se realiza también mediante el gobernador, en este caso más moderno (digital), el actuador opera sobre la base de válvulas electromecánicas. La máquina motriz está constituida por una turbina TB-5000 con una potencia de 5000 HP, la velocidad de salida es de 1800 RPM.

El sistema de control Rustronic de la turbina se denomina MK1<sup>1</sup>, es un panel con equipos electrónicos de estado sólido, diseñado y fabricado por Ruston; para monitoreo del estado operativo y tareas de control manual y automático del arranque y parada en forma normal y de emergencia de la turbina.

#### **GENERADOR GTY o GC.**

Generador marca Ideal, tiene una potencia nominal de 3750 kW, 60HZ, genera a 13.800 V. La excitación se realiza mediante un generador auxiliar de imanes permanentes.

El control del arranque, parada, velocidad y demás variables de la unidad motriz se realiza a través de un sistema de control computarizado denominado MK2<sup>2</sup> que dispone de terminales para comunicación RS232. Este sistema controla las válvulas reguladoras del paso de combustible.

La máquina motriz es una turbina de marca European Gas Turbines (EGT), modelo Typhoon de 5.910 HP, a condiciones nominales de operación.

---

<sup>1</sup> MK1 = nominación del control de la turbina en honor al técnico de Ruston MARK quien lo desarrolló.

<sup>2</sup> MK2 = nominación del control más moderno de la turbina en honor al técnico MARK quien lo desarrolló.

TIPO	$X_d$	$X_d'$	$X_d''$	$X(+)$
GTY	1.68	0.211	0.158	0.165
GB	1.69	0.23	0.14	0.17
GA	1.85	0.98	0.21	0.168

Cuadro No 1.2

Impedancias de unidades generadoras

**VALORES DE EFICIENCIA EN LAS UNIDADES DE GENERACION<sup>[34]</sup>**

Las unidades de generación, tiene una potencia nominal instalada, pero debido a condiciones operacionales de las máquinas como altitud, humedad, temperatura; la potencia efectiva es menor.

**La potencia efectiva o potencia firme (PF)** <sup>[34]</sup>, es la potencia máxima que la unidad está en capacidad de generar sin que se produzcan daños en la unidad, la cuál se ve disminuida de su valor nominal por:

- **Los consumos propios**, para turbinas de gas, se estiman en un 1% de la nominal.
- **Pérdidas por operación fuera de rango (De-rating)** <sup>[34]</sup>: estos parámetros afectan directamente a la potencia de salida de las turbinas y por lo tanto de los generadores. Para facilitar los cálculos se ha decidido transmitir estas pérdidas a la potencia de entrega de los generadores eléctricos, con lo cual se tiene:

Pérdida de potencia por temperatura: 3% por cada 5°C sobre los 15 °C ambiente. Se considera como temperatura promedio ambiental 25°C.

Pérdida de potencia por altura: 0,9% por cada 100 metros sobre el nivel del mar (s.n.m), la altura de la ubicación de las centrales de generación es de aproximadamente 300 metros s.n.m.

En el cuadro No 1.3, se presentan los valores de pérdidas de potencia de las unidades y el total de pérdidas de todas las unidades existentes en el SEIP.

Pérdidas de potencia en turbinas en kW.				
Tipo de generador	Potencia nominal	Consumos Propios	De-rating	total
GA	1000	10	27.00	37
GB	3000	30	81.00	111
GTY	3750	37.5	101.25	138.75

Cuadro No 1.3

En el cuadro 1.4 se presentan la potencia nominal instalada y la potencia efectiva en las unidades generadoras.

Con estos valores se pueden establecer los valores de potencia efectiva disponible en cada campo.

Potencia Efectiva				
LUGAR	TIPO DE GENERADOR	VOLTAJE (V)	POTENCIA INSTALADA (KW)	POTENCIA EFECTIVA DISPONIBLE (kW)
LAGO AGRIO	GA1	4,160.00	1,000.0	963.0
	GA2	4,160.00	1,000.0	963.0
	GB	4,160.00	3,000.0	2,889.0
SHUSHUFINDI	GA1	4,160.00	1,000.0	963.0
	GA2	4,160.00	1,000.0	963.0
	GA3	4,160.00	1,000.0	963.0
	GB1	13,800.00	3,000.0	2,889.0
	GB2	13,800.00	3,000.0	2,889.0
	GTY	13,800.00	3,750.0	3,611.3
SACHA	TA1	4,160.00	1,000.0	963.0
	TB1	4,160.00	3,000.0	2,889.0
TOTAL			21,750.0	20,945.3

Cuadro No 1.4

## 1.5.- SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DEL SISTEMA

El SEIP dispone de 5 subestaciones; tres elevadoras con niveles de 4.16KV para generación y distribución; 13.8KV para distribución y 34.5V para subtransmisión y dos reductoras exclusivamente para distribución con voltajes a nivel primario de 34.5KV/13.8KV. En la figura No 1.4 se presentan los diagramas unifilares de estas subestaciones, las mismas que se detallan a continuación:

**SUBESTACIONES DE LAGO.-** Se dispone de tres subestaciones:

- De generación, encapsulada, localizada en el interior del cuarto de control turbinas, consta de una barra principal denominada de generación con un nivel de voltaje de 4.160 V, dispone de nueve tableros con sus respectivos interruptores, equipos de control y protección.
- Una subestación de distribución tipo exterior con barra principal y barra de transferencia de 13.8KV.
- Una subestación exterior de subtransmisión, permite la interconexión entre la central de generación Lago con la de Shushufindi, está conformada por un solo circuito y un by pass (circuito puente), dispone un transformador es de 5 MVA de 13.8/34.5/69 kV, con un intercambiador de Taps (LTC) para operación manual (local/remoto) y automática; el interruptor de potencia es de SF6.

**SUBESTACIONES DE SACHA.**- como se puede apreciar en la figura 1.4 la disposición es similar a la subestación de Lago Agrio, dispone de la siguientes subestaciones:

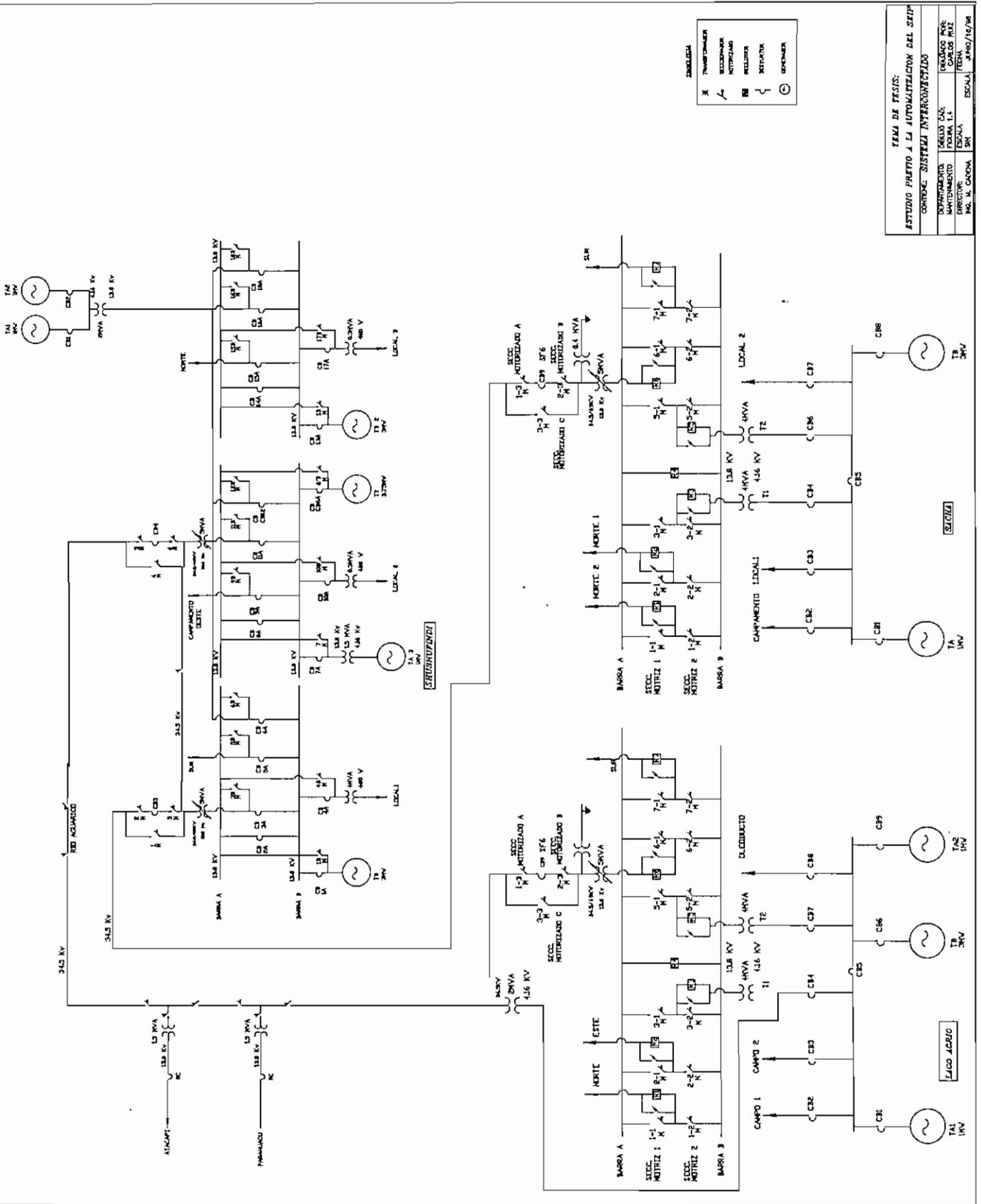
- Una de generación encapsulada localizada en el interior del cuarto de control de turbinas, consta de una barra principal denominada de generación con un nivel de voltaje de 4.160 V, dispone de ocho tableros (8) con sus respectivos interruptores, equipos de control y protección.
- Una subestacion tipo exterior de distribución con barra principal y de transferencia, se dispone de dos transformadores de 4MVA cada uno, para elevar el voltaje de 4.16 KV a 13.8 KV. La subestación de 13.8 KV, como se puede apreciar en la figura 1.4 es de barra principal y de transferencia, con siete circuitos: dos de entrada, tres para alimentadores primarios, uno para realizar la maniobra de cambio de barras, y uno de salida para la subestación de 34,5 KV. Los reconectores utilizan como medio de extinción del arco el aire y como líquido refrigerante aceite; se dispone también en todos los circuitos de seccionadores motorizados que permiten realizar maniobras en forma remota.
- Una subestación tipo exterior de subtransmisión, permite la interconexión entre la central de generación Sacha con la de Shushufindi, está conformada por un solo circuito y un by pass (circuito puente), dispone de un transformador de 5 MVA 13.8/34.5/69KV, con intercambiador de Taps (LTC)

para operación manual (local/remoto) y automática, el interruptor de potencia utiliza como medio de extinción del arco gas SF6.

**SUBESTACIONES DE SHUSHUFINDI.-** Como se puede apreciar en la figura 1.4, se dispone de:

- Una subestación tipo interior para generación y distribución primaria, con una barra principal y una de transferencia, con un nivel de voltaje de 13.8 KV, compuesta de tres secciones, desde donde se pueden realizar las maniobras para los interruptores.
- Una subestación tipo exterior para subtransmisión, dispone de dos transformadores de 5 MVA 13.8/34.5/69KV, con intercambiador de Taps (LTCs) para operación manual (local o remoto) y automática; dispone de dos circuitos, uno para interconexión a Sacha y otro para Lago Agrio con sus respectivos by pass. De igual manera se utilizan interruptores en SF6.

**SUBESTACIONES ATACAPI Y PARAHUACO.-** Son dos subestaciones tipo exterior para distribución, compuestas por un transformador de 2 MVA, un interruptor principal con su respectivo by pass.



En la figura 1.4 se presenta un diagrama unifilar en el que incluyen las unidades generadoras, subestaciones, así como las respectivas líneas de interconexión existentes en Petroproducción y que forman parte del SEIP.

En el cuadro No 1.5 se presentan las principales características de los transformadores que conforman el SEIP, que se encuentran instalados en las subestaciones, cabe indicar que todos disponen de enfriamiento con aceite recirculante tipo OA. En el cuadro No 1.6 se presentan las impedancias de los transformadores de las subestaciones del SEIP.

SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION DEL SEIP				
SUBESTACION	TIPO DE ENFRIAMIENTO	POTENCIA (MVA)	VOLTAJE (KV)	CONEXION
LAGO AGRIO	OA	5	13.8/34.5	Dyt1
	OA	4	4.16/13.8	Ytd1
	OA	4	4.16/13.8	Ytd1
	OA	2	4.16/34.5	Ytd1
SHUSHUFINDI	OA	5	13.8/34.5	Ytd1
	OA	5	13.8/34.5	Ytd1
SACHA	OA	5	13.8/34.5	Dyt1
	OA	4	4.16/13.8	Ytd1
	OA	4	4.16/13.8	Ytd1
ATACAPI	OA	2	13.8/34.5	Dyt1
PARAHUACO	OA	2	13.8/34.5	Dyt1
TOTAL		41		

Cuadro No 1.5

Impedancias de Transformadores en p.u (S base = 10 MVA)				
No TRAFO	UBICACION	S NOM (MVA)	X %	X p.u.
1	SHUSHUFINDI	5	5.03	0,101
2		1.5	5	0.333
3		5	5.03	0.101
4		2	5.4	0.270
5	SACHA	5	5.03	0.101
6		4	5.71	0.143
7	ATACAPI	1.5	5.03	0.335
8	PARAHUACO	1.5	5.03	0.335
9	LAGO	2	6.42	0.321
10		4	5.71	0.143

Cuadro No 1.6

### 1.6.- LINEAS DE SUBTRANSMISION Y ALIMENTADORES PRIMARIOS.-

El nivel de voltaje del sistema de subtransmisión de Petroproducción es a 34.5 KV y los alimentadores primarios a 4.16 KV y 13.8 KV.

La distribución de energía eléctrica hasta los pozos de producción, se la realiza a 13.8KV, voltaje que es reducido a 2.3 KV mediante un transformador ubicado en la locación del pozo; ya que, los motores de las bombas bajo superficie en los pozos operan en un rango de 1.2 a 2.3KV.

El transformador y el tablero que contiene el disyuntor, no se encuentran sumergidos y en conjunto reciben la denominación de "*equipo de superficie*". En la figura No 1.5 se muestra una foto del equipo de superficie de un pozo.

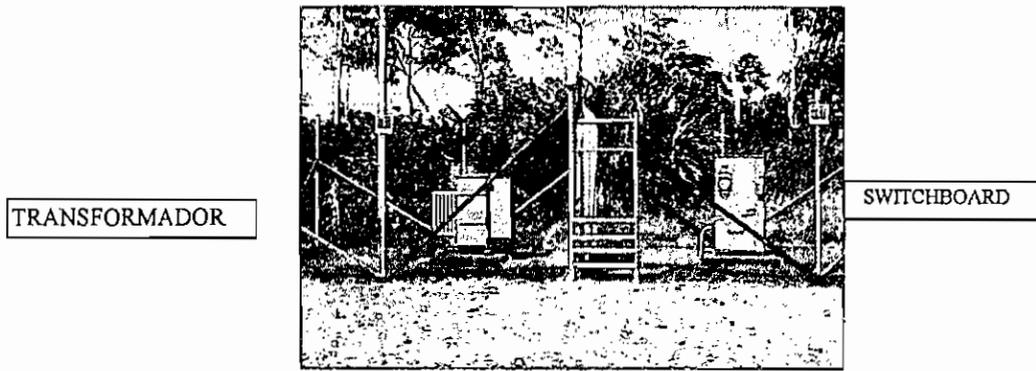


Figura No 1.5  
Equipo de superficie

Los conductores usados básicamente son ACSR 4Ø y 1Ø sobre estructuras típicas tipo A1 para distribución y tipo H para subtransmisión.

En el cuadro No 1.7 se realiza un resumen de las principales líneas de subtransmisión y alimentadores primarios de distribución y en las figuras 1.6, 1.7 y 1.8 se presentan el diagrama unifilar.

LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	VOLTAJE (kV)	LONGITUD (Km)
LAGO-PARAHUACO	34.5	20
PARAHUACO-ATACAPI	34.5	5
ATACAPI -- SHUSHUFINDI	34.5	27
SSFD-SACHA	34.5	41
TOTAL SUBTRANSMISION		93

Cuadro No 1.7 a  
Líneas de subtransmisión a nivel de 34.5 kV.

CAMPO	NOMBRE	VOLTAJE (kV)	LONGITUD (Km)
LAGO	NORTE	13.8	17.22
	SUR	13.8	8.65
	ESTE	13.8	5
	CAMPO 1	4.16	2.34
	CAMPO 2	4.16	1.02
	OLEODUCTO	4.16	1
	TOTAL		35.23
SHUSHUFINDI	NORTE	13.8	30.7
	SUR	13.8	26
	OESTE	13.8	7.5
	OLEODUCTO	4.16	0.8
	TOTAL		65
SACHA	NORTE 1	13.8	2.6
	NORTE 2	13.8	24.21
	SUR	13.8	14.14
	CAMPO	4.16	2
	TOTAL		42.95
ATACAPI	ATACAPI	13.8	5.39
PARAHUACO	PARAGUAYO	13.8	7.77
	TOTAL DISTRIBUCION		156.34

Cuadro No 1.7 b  
Alimentadores primarios.

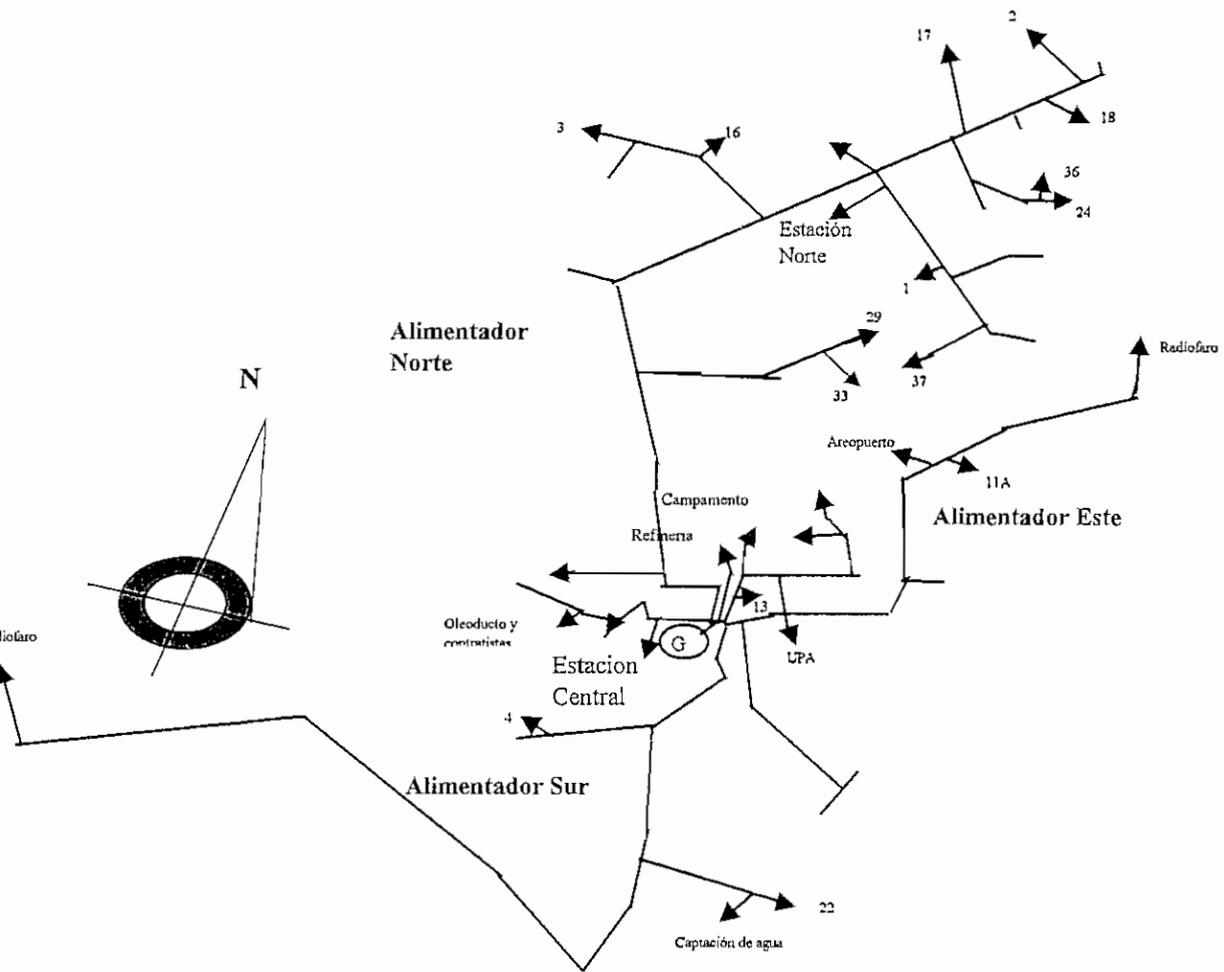


Figura No 1.6  
Alimentadores primarios en el campo Lago

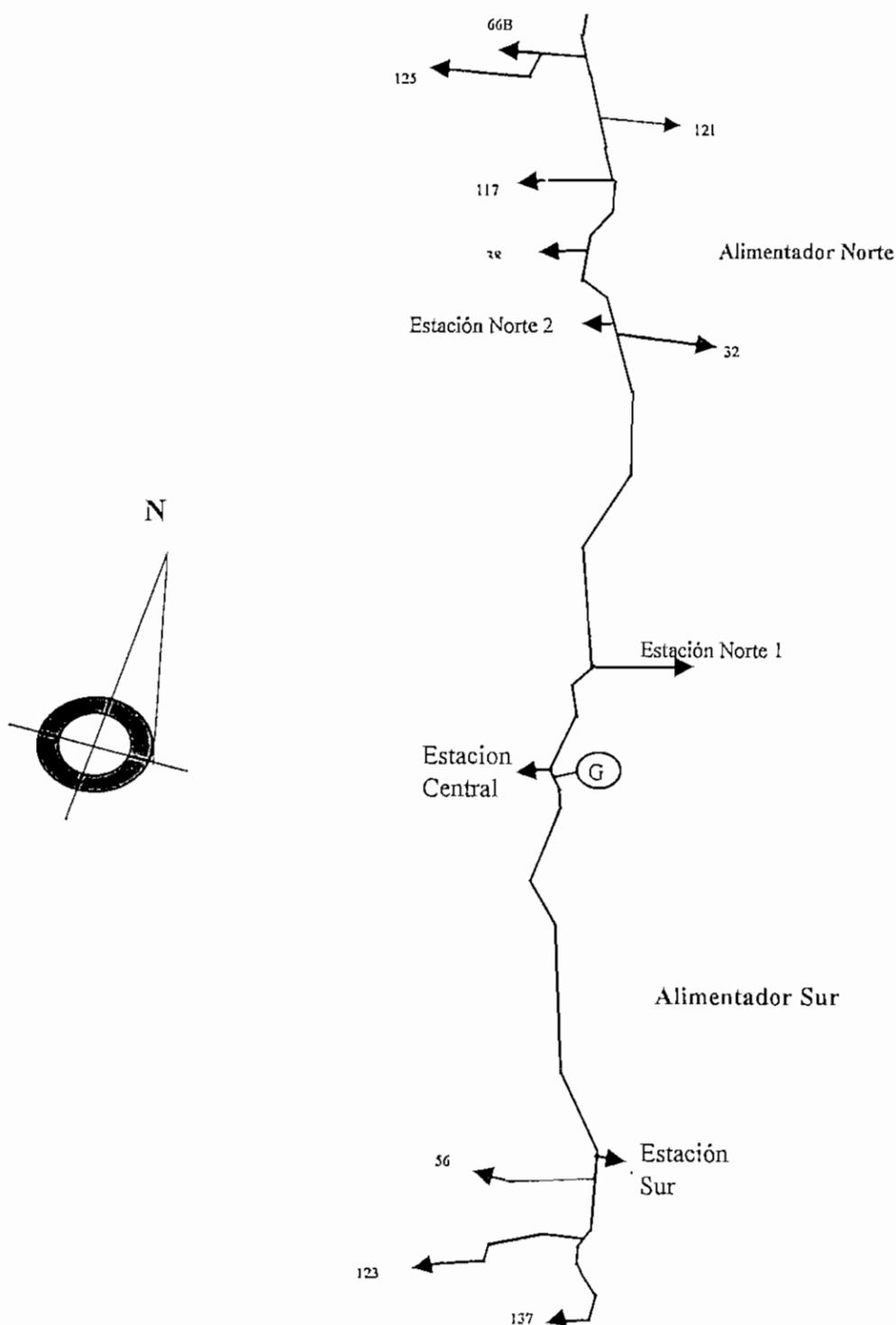


Figura No 1.7  
Alimentadores primarios en el campo Sacha

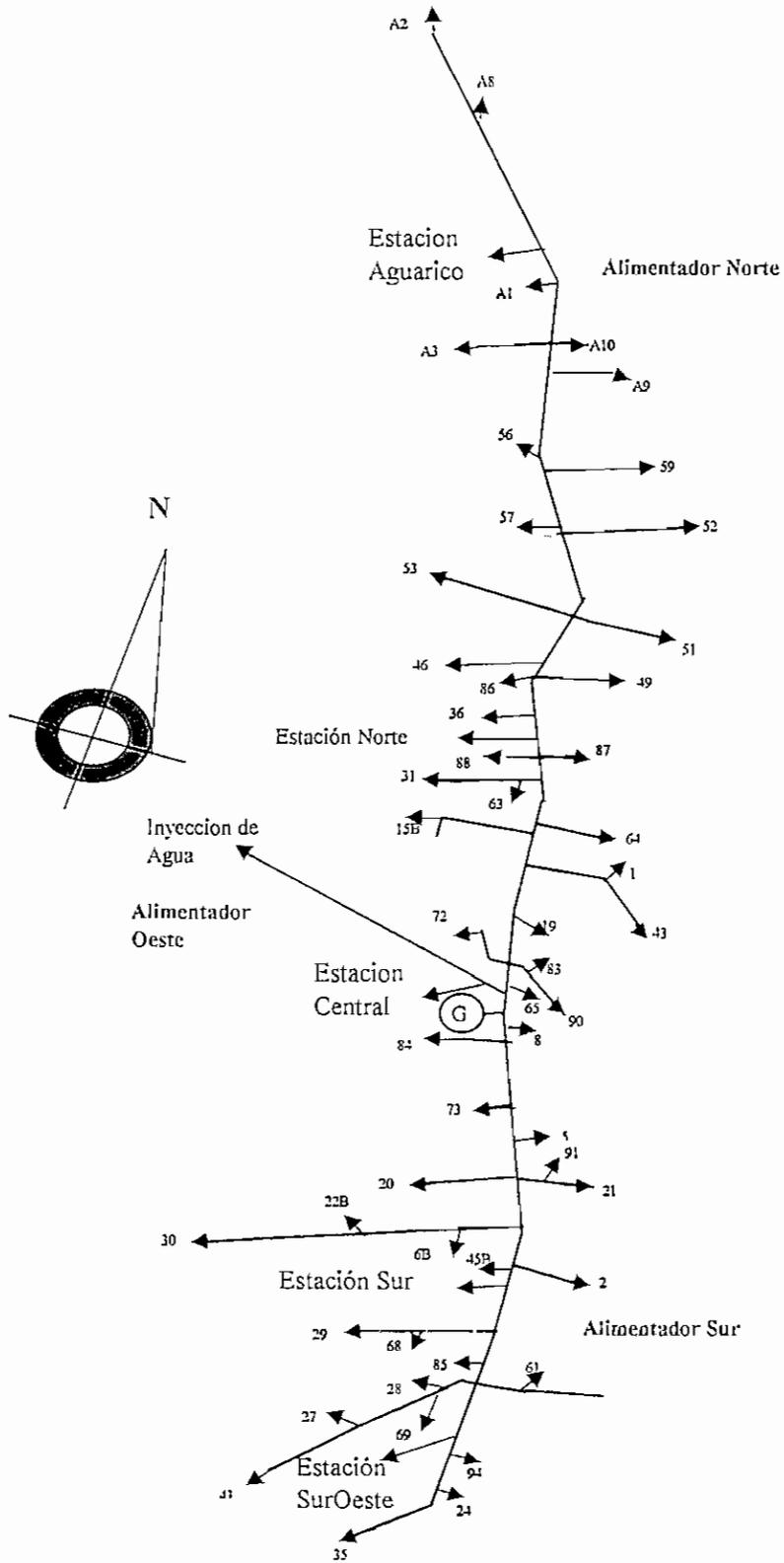


Figura No 1.8  
Alimentadores primarios en el campo Shushufindi

## 1.7.- CARGA Y SERVICIOS ABASTECIDOS POR EL SEIP

Básicamente el SEIP provee de energía eléctrica para la operación de equipos instalados en estaciones, pozos de producción, refinerías, talleres y campamentos.

### 1.7.1.- DESCRIPCION DE CARGAS.-

La carga principal del SEIP la constituyen:

- Motores de inducción para la extracción de petróleo mediante sistemas de levantamiento artificial BES y PO. ( 1150 – 2300 V; 50 – 300 HP)
- Motores para el sistema de bombeo que tienen la función de reinyectar el agua de formación, para cuidar el ecosistema ; (1150 – 2300 V, 50 – 250 HP)
- Motores de inducción que operan a 480 V, de mediana potencia comprendida entre 25 y 350 HP, para accionamiento de las bombas de bombeo o transferencia de petróleo a través de los oleoductos. (480 V, 5 – 250 HP).
- Sistemas de iluminación exterior e interior conformadas principalmente de lámparas incandescentes, fluorescentes y reflectores de mercurio de 1000 y 1500 vatios.
- Existe una gran cantidad de motores de pequeña potencia comprendida entre ¼ de HP y 40 HP en las refinerías, campamentos y talleres para diferentes

aplicaciones, especialmente para las centrales de aire acondicionado, equipos de línea blanca como: congeladores, refrigeradoras, hieleras, jugueras, cocinas eléctricas, hornos eléctricos, calentadores de agua, planchas, etc.

- Existen otras cargas de menor potencia como computadoras, radios, lámparas, impresoras, etc.

En las figuras 1.9, 1.10, 1.11 se pueden apreciar la ubicación de los pozos, en los campos Lago, Shushufindi y Sacha.

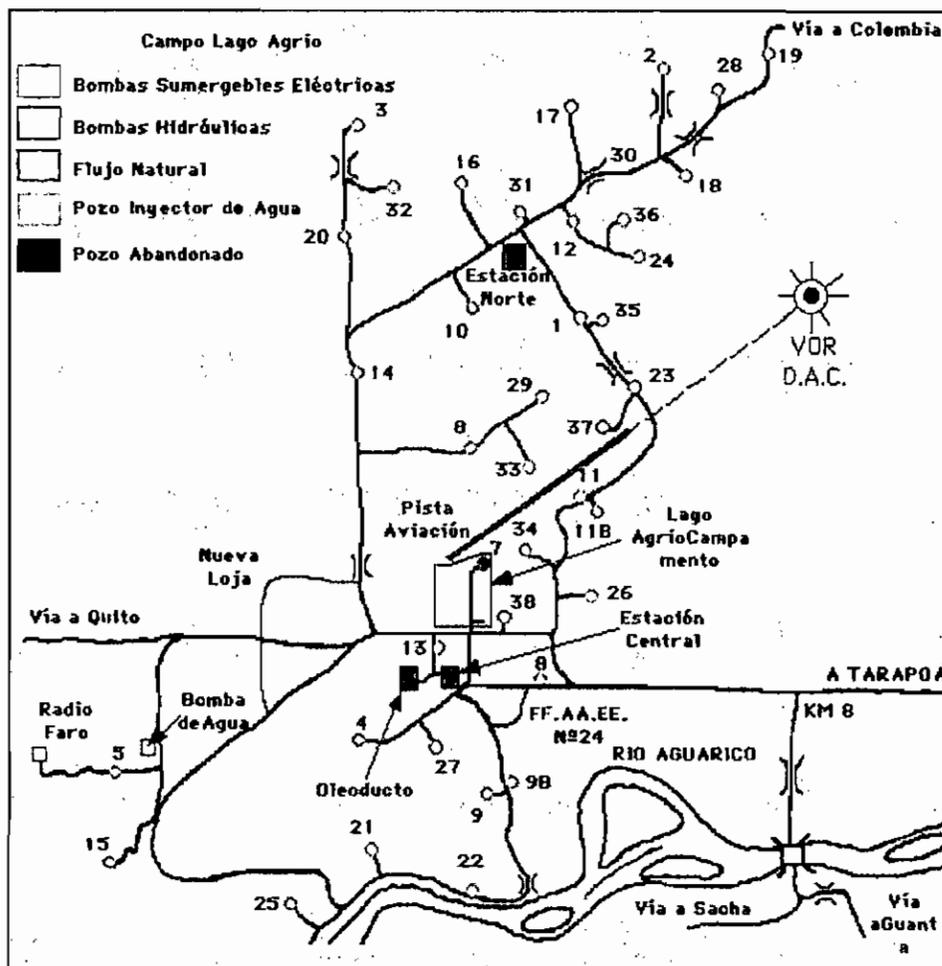


Figura No 1.9

Diferentes tipos de levantamiento artificial para extracción de petróleo, así como su ubicación geográfica en el campo Lago Agrío

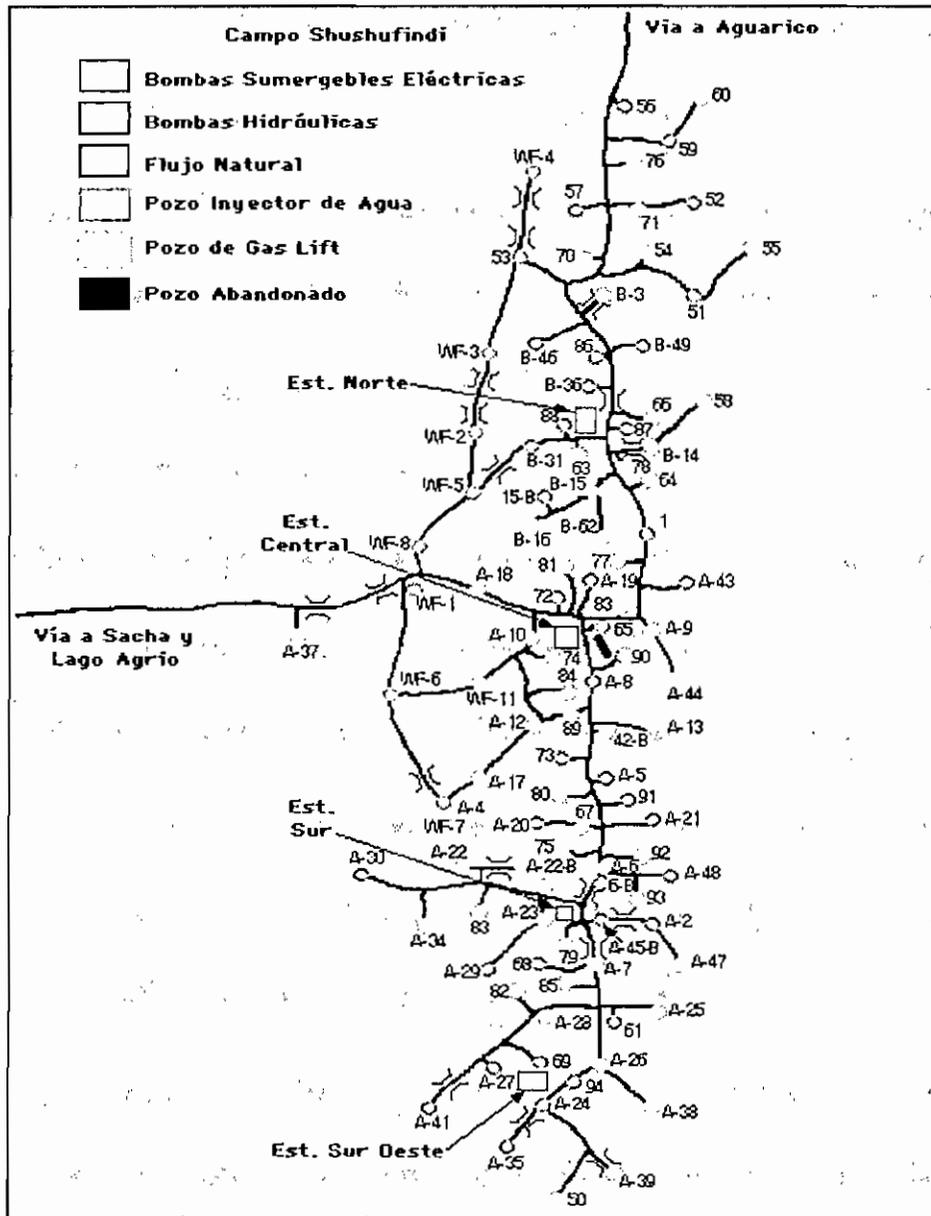


Figura No 1.10  
Diferentes tipos de levantamiento artificial para extracción de petróleo, así como su ubicación geográfica en el campo Shushufindi

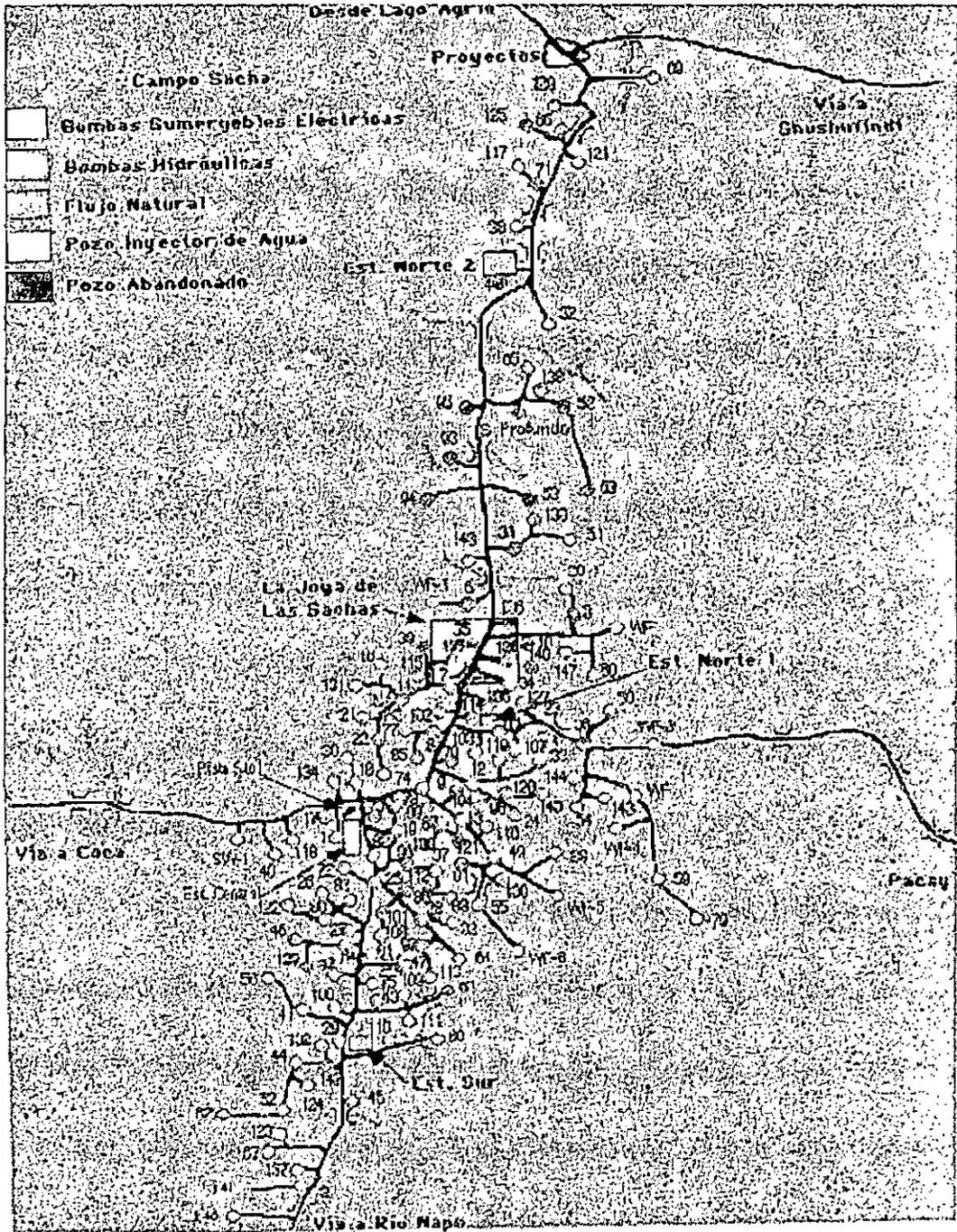


Figura No 1.11  
 Diferentes tipos de levantamiento artificial para extracción de petróleo, así como su ubicación geográfica en el campo Sacha

En el cuadro No 1.8 se presentan los valores máximos y mínimos de carga registrados durante un día típico en los diferentes alimentadores primarios correspondientes al SEIP.

Valores máximos y mínimos registrados							
Campo	Alimentador	KW		KVARs		f.p.	
		max	min	max	min	max	min
Shushufindi	norte	1505	1283	1098	978	0.84	0.82
	sur	3486	3069	2431	2207	0.84	0.82
	este	1228	751	695	441	0.83	0.81
Lago	norte	1068	778	980	477	0.84	0.82
	sur	180	138	158	121	0.8	0.73
	este	165	132	87	52	0.93	0.86
	campo1	668	400	324	130	0.83	0.75
	campo2	496	328	265	180	0.84	0.78
	Oleoducto	610	414	364	279	0.83	0.7
Sacha	norte 1	1068	778	980	477	0.84	0.82
	norte 2	1006	360	494	324	0.92	0.87
	sur	910	245	508	176	0.88	0.81
	Oleoducto	553	209	367	125	0.75	0.72
	Campamento	139	92	58	33	0.83	0.78

Cuadro No 1.8

#### Carga y factor de potencia en alimentadores primarios en el SEIP

Debido a la gran cantidad de equipos que conforman la carga del SEIP, que además es muy dinámica, no existe un levantamiento actualizado, por eso el estudio de carga se basa en la demanda registrada en las unidades de generación y en los datos mostrados en el cuadro No 1.8.

#### 1.7.2.- DEMANDA EN EL SEIP

Petroproducción no dispone de registradores de demanda, las subestaciones son no atendidas y en las centrales de generación los operadores anotan cada hora los datos de potencia activa instantánea medidos en las centrales de generación

Lago, Sacha y Shushufindi. Para el presente estudio se proyecta la demanda de potencia con los datos tomados por los operadores, demanda en la generación, para conocer la demanda de la carga habría que tomar en cuenta las pérdidas.

La demanda es dinámica puesto que constantemente los pozos de producción entran y salen de operación. Existen otros en funcionamiento que pasan a ser alimentados desde el SEIP, esto sumado a la existencia de nuevos pozos reinyectores de agua de formación, ocasiona que permanentemente se están instalando y retirando equipos de mayor o menor potencia.

En la figura No 1.12 se presenta una típica curva de demanda registrada el 28 de marzo de 1998. La carga es igual durante todos los días del año y no varía mucho entre el día y la noche. El factor de carga es mayor que 0.9.

De los datos leídos y presentados en la figura 1.12 se puede observar que la demanda es máxima a las 9H (13.130 kW). En el cuadro No 1.9 se presentan los valores registrados en forma horaria, y sobre estos datos se elabora la curva de demanda mostrada en la figura 1.12.

En este día, la unidad GTY (generador de turbina Typhoon), se encuentra en mantenimiento, y la unidad GA2 de Lago está como reserva en frío.

En la figura No 1.12 se puede observar que se dispone de un margen de reserva mínima de 7.815 KW, que corresponde al punto de mínima diferencia entre la potencia efectiva disponible (20.945 KW), con respecto a la demanda máxima (13.130 KW), las unidades están trabajando por debajo de su punto de potencia efectiva de generación.

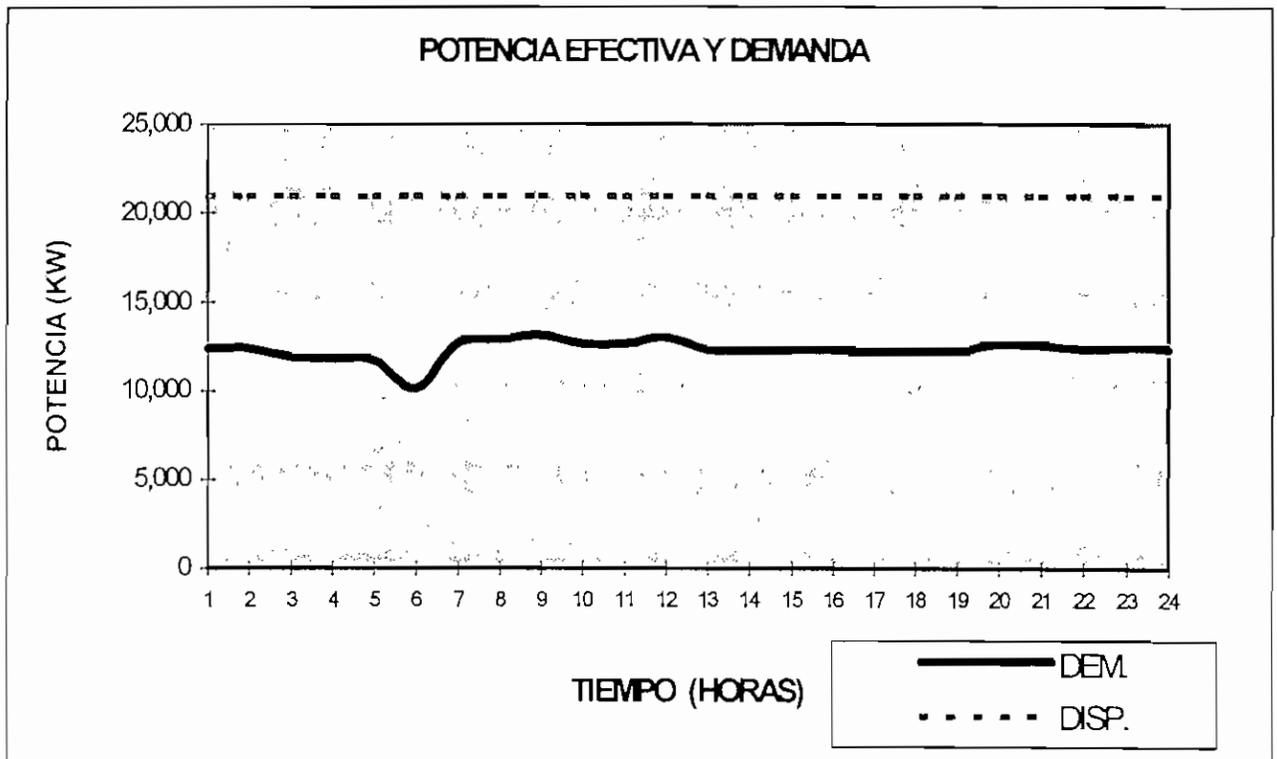


Figura No 1.12

Curva de demanda y potencia efectiva disponible el día 28 de marzo de 1998.

DÍA: 28		MES: 3		AÑO: 98								DEM.	POT. INSTALADA
SHUSHUFINDI						SACHA		LAGO AGRIO					
HORA	GT	GB1	GB2	GA1	GA2	GA3	GB1	GA1	GB1	GA1	GA2		
1		2200	2300	450	450	650	2200	650	2300	550	620	12370	21750
2		2250	2250	450	450	650	2200	620	2300	550	650	12370	21750
3		2150	2200	400	400	550	2100	600	2320	500	640	11860	21750
4		2100	2100	400	400	650	2100	600	2250	520	620	11740	21750
5		2100	2100	400	400	550	2100	600	2250	530	640	11670	21750
6		2200	210	500	500	570	2150	600	2200	600	600	10130	21750
7		2300	2250	500	500	600	2600	780	1950	600	630	12710	21750
8		2400	2500	500	500	800	2200	640	2500	820		12860	21750
9		2400	2400	600	600	680	2200	650	2750	850		13130	21750
10		2300	2400	620	650	680	2450	650	2250	600		12600	21750
11		2300	2400	600	600	600	2450	700	2350	650		12650	21750
12		2400	2300	550	550	700	2750	750	2350	650		13000	21750
13		2150	2450	600	700	580	2350	720	2200	550		12300	21750
14		2300	2150	600	650	650	2200	650	2300	750		12250	21750
15		2350	2200	650	600	630	2150	650	2350	750		12330	21750
16		2350	2300	620	600	600	2200	660	2300	700		12330	21750
17		2350	2200	620	600	600	2150	650	2300	700		12170	21750
18		2400	2200	610	600	600	2200	660	2300	700		12270	21750
19		2400	2200	600	600	680	2150	640	2300	700		12270	21750
20		2400	2400	500	550	630	2400	660	2400	700		12640	21750
21		2300	2300	500	500	650	2500	670	2400	750		12570	21750
22		2300	2300	500	500	650	2400	650	2380	700		12380	21750
23		2300	2300	550	550	650	2400	660	2300	700		12410	21750
24		2300	2400	600	600	650	2400	340	2400	700		12390	21750

Cuadro No 1.9

Datos de potencia de generación tomados por los operadores<sup>[7]</sup>.

Sobre la base de análisis de los registros históricos se encuentra que la demanda máxima registrada durante los cuatro últimos años no supera 14.400 KW.

Sin embargo por seguridad se requiere de suficiente reserva en caliente y en frío, para mantenimiento, emergencia, y crecimiento imprevisto de la demanda bajo estas consideraciones.

## 1.8.- INTEGRACION DE AREAS AUCA Y LIBERTADOR AL SEIP.

Las áreas Auca y Libertador no están integradas actualmente al SEIP, están abastecidas de energía eléctrica a través de centrales que operan en forma aislada. Dadas las desventajas y limitaciones que esto representa se encuentra en proceso de ejecución y la integración de estos campos al SEIP dentro del Plan Maestro de Electrificación de Petroproducción, cuyas tareas se explican más adelante. A continuación se realiza una descripción resumida de las partes del sistema eléctrico de las áreas Auca y Libertador.

### 1.8.1.- PARQUE GENERADOR EXISTENTE EN AUCA Y LIBERTADOR

En el cuadro No 1.10 se presenta las potencias instaladas en las centrales de generación existente en las áreas Auca y Libertador que pasarían a formar parte del SEIP.

**CENTRALES DE GENERACION AREA AUCA**

CAMPO	UNIDADES	POTENCIA(KW)	TOTAL (KW)
AUCA SUR	3	2 DE 550 Y 1 DE 800	1900
YUCA	3	800	2400
CONONACO	4	500	2000
TOTAL	10		7100

Cuadro No 1.10

**CENTRALES DE GENERACION AREA LIBERTADOR**

CAMPO	UNIDADES	POTENCIA(KW)	TOTAL (KW)
SECOYA	4	700	2800
TOTAL	4		2800

Cuadro No 1.11

Generadores que operan en los campos Auca y Libertador en forma unitaria y de minicentrales.

## GENERADORES QUE OPERAN EN EL CAMPO AUCA

#	CAMPO	LOCACION	No.	MARCA	SERIE	Vn (V)	Pn (kW)	P(KW)	icarga (A)	UTIL. %	OBSERVACIONES
1	ANACONDA	POZO 01	#01	KATO	11642-12	480	275	55.14	83	20.05	
2	AUCA	COMUNIC.	#01	KATO	9AB03095	480	113				RESERVA
3	AUCA	ESTACION	#02	CAT.	6FA06250	480	545				RESERVA
4	AUCA	ESTE	#01	KATO	11642-06	480	250	73.08	110	29.23	
5	AUCA	POZO 02	#01	KATO	90342-1	480	270	71.08	107	26.33	
6	AUCA	POZO 04	#01	KATO	91532-1	480	350	43.18	65	12.34	
7	AUCA	SUBESTACION SUR	#01	KATO	10030-02	480	555				RESERVA
8	AUCA	SUBESTACION SUR	#02	KATO	10030-01	480	555				RESERVA
9	AUCA	SUBESTACION SUR	#03	KATO	11654-02	480	830	597.89	900	72.03	
10	AUCA	SUR 01	#01	KATO	11641-01	480	455	182.02	274	40.01	
11	AUCA	REINYECCION	#01	KATO	11654-01	480	830	411.88	620	49.62	
12	ARMADILLO	POZO 01	#01	KATO	10180-02	480	275	89.68	135	32.61	
13	CONONACO	ESTACION	#01	KATO	93535-02	480	500	212.58	320	42.52	
14	CONONACO	ESTACION	#02	KATO	99873	480	500				RESERVA
15	CONONACO	ESTACION	#03	KATO	96014-02	480	500	225.87	340	45.17	
16	CONONACO	ESTACION	#04	KATO	93982	480	500	225.87	340	45.17	
17	CONONACO	POZO 08	#01	CAT.	8KFF00873	480	275	51.82	78	18.84	
18	CONONACO	POZO 11	#01	KATO	11642-01	480	275	91.68	138	33.34	
19	CONONACO	POZO 14	#01	KATO	11655-03	480	365	82.38	124	22.57	
20	CONONACO	POZO 15	#01	KATO	8KFF00882	480	275	56.47	85	20.53	
21	CONONACO	POZO 17	#01	KATO	11642-07	480	225	101.64	153	45.17	
22	CONONACO	POZO 18	#01	KATO	11642-11	480	275	45.17	68	16.43	
23	CULEBRA	POZO 03	#01	CAT	5GA03929	480	225	114.26	172	50.78	
24	CULEBRA	POZO 04	#01	CAT	6BA03664	480	275	95.66	144	34.79	
25	PALANDA	POZO 01	#01	CAT	6DA02860	480	365	131.54	198	36.04	
26	PALANDA	POZO 04	#01	KATO	84465-1	480	185	73.08	110	39.50	
27	PINDO	ESTACION	#01	KATO	99971-04	480	800	298.94	450	37.37	
28	PINDO	POZO 03	#01	KATO	82426-2	220	175	43.18	65	24.67	
29	PINDO	POZO 05	#01	CAT	8KFF00962	480	275	68.42	103	24.88	
30	PINDO	POZO 06	#01	CAT	8KFF00883	480	275	107.62	162	39.13	
31	TIGUINO	ESTACION	#01	KATO	11641-04	480	455				RESERVA
32	TIGUINO	ESTACION	#02	KATO	11655-07	480	365	166.08	250	45.50	
33	TIGUINO	POZO 03	#01	KATO	79257-3	480	295	86.36	130	29.28	
34	YUCA	ESTACION	#01	KATO	99971-02	480	800				RESERVA
35	YUCA	ESTACION	#02	KATO	99971-03	480	800	558.03	840	69.75	
36	YUCA	ESTACION	#03	KATO	99971-01	480	800	551.39	830	68.92	
37	YULEBRA	ESTACION 01	#01	KATO	11641-03	480	455	146.15	220	32.12	
38	YULEBRA	POZO 01	#01	KATO	11655-04	480	365	193.98	292	53.15	
39	YULEBRA	POZO 02	#01	CAT	3NA04398	480	575				RESERVA
40	YULEBRA	POZO 02	#02	CAT	6FA08799	480	500	265.73	400	53.15	
41	YULEBRA	POZO 04	#01	CAT	5KA03325	480	265	81.71	123	30.83	
42	YULEBRA	POZO 05	#01	CAT	8LF01465	480	400	56.47	85	14.12	
43	YULEBRA	POZO 06	#01	KATO	10180-04	480	275	81.71	123	29.71	
44	YULEBRA	POZO 07	#01	KATO	10029-05	480	275	79.72	120	28.99	
total							17,918.00	5,737.73			

Cuadro No 1.12

## GENERADORES QUE OPERAN EN EL AREA LIBERTADOR

#	CAMPO	LOCACION	No.	MARCA	SERIE	Vn (V)	Pn (kW)	P(KW)	I (A)	UTIL. %	OBSERVACIONES
1	CUYABENO	CAMPAMENTO	#01	CAT	6DA02853	240	365	106.96	322	29.30	
2	CUYABENO	CAMPAMENTO	#02	KATO	90242-3	240	265				RESERVA
5	CUYABENO	ESTACION	#01	CAT	1BN00563	480	585	484.95	730	82.90	
4	CUYABENO	ESTACION	#02	CAT	6FA06571	480	600				RESERVA
5	CUYABENO	REINYECCION AGUA	#01	CAT	6FA09576	480	455				RESERVA
6	CUYABENO	REINYECCION AGUA	#02	CAT	5NA01691	480	520	232.51	350	44.71	
7	FRONTERA	ESTACION	#01	CAT	5AA03631	240	64	27.24	82	42.56	
8	FRONTERA	POZO # 01	#01	CAT	6DA02783	480	365	90.35	136	24.75	
9	FRONTERA	POZO # 02	#01	KATO	11655-01	480	365	100.31	151	27.48	
10	FRONTERA	POZO # 03	#01	KATO	32426-1	480	175	39.86	60	22.78	
11	FRONTERA	POZO # 04	#01	KATO	11642-09	480	275	131.54	198	47.83	
12	FRONTERA	POZO # 05	#01	CAT	5KA03322	480	265	104.96	158	39.61	
13	LIBERTADOR	BODEGA GUARUMO	#01	CAT	6DA02782	480	365	385.31	580	105.56	
14	LIBERTADOR	BODEGA GUARUMO	#02	KATO	6FA06250	480	545				RESERVA
15	LIBERTADOR	BODEGA GUARUMO	#03	KATO		480	500	232.51	350	46.50	
16	LIBERTADOR	TALADRO COOPER	#01	CAT	5AA03421	480	60	16.61	25	27.68	
17	LIBERTADOR	TALADRO COOPER	#02	CAT	5AA03292	480	60				RESERVA
18	PACAYACU	POZO #04	#01	KATO	11642-03	480	275	47.83	72	17.39	
19	PACAYACU	POZO #05	#01	CAT	48B83063	480	225	57.80	87	25.69	
20	PICHINCHA	ESTACION	#01	CAT	6FA04490	480	545	272.37	410	49.98	
21	PICHINCHA	ESTACION	#02	KATO	96014-03	480	530				RESERVA
22	SANSASHUARI	ESTACION	#01	CAT	8KF00877	480	265				RESERVA
23	SANSASHUARI	ESTACION	#02	CAT	6JA03345	480	160	66.43	100	41.52	
24	SECOYA	ESTACION	#01	KATO	99185	480	700				RESERVA
25	SECOYA	ESTACION	#02	KATO	98692-02	480	700	577.96	870	82.57	
26	SECOYA	ESTACION	#03	KATO	98692-01	480	700	571.32	860	81.62	
27	SECOYA	ESTACION	#04	KATO	11318	480	775				EN MONTAJE
28	SECOYA	ESTACION	#05	CAT	5NA04701	480	440				RESERVA
29	SHUARA	ESTACION	#01	CAT	6DA02734	480	365	152.79	230	41.86	
30	SHUARA	ESTACION	#02	CAT	8KF00946	480	275				RESERVA
31	SHUARA	REINYECCION AGUA	#01	CAT	6FA04486	480	455	305.59	460	67.16	
32	SHUARA	POZO #6	#10	CAT	5GA03702	480	250	66.43	100	26.57	
33	SHUARA	POZO #11	#01	KATO	10029-04	480	275	63.77	96	23.19	
34	SHUSHUQUI	ESTACION	#01	KATO	96240-02	480	200				RESERVA
35	SHUSHUQUI	ESTACION	#02	CAT	96240-01	480	200	64.44	97	32.22	
36	TAPI	ESTACION	#01	CAT	5AA03632	208	60	21.59	75	35.98	
37	TETETE	ESTACION	#01	KATO	10005	480	530				RESERVA
38	TETETE	ESTACION	#02	KATO	11641-02	480	545	285.66	430	52.41	
39	VHR	ESTACION	#01	CAT	6DA02858	480	160				RESERVA
40	VHR	ESTACION	#02	KATO	1165502	480	365	187.34	282	51.33	
41	VHR	CAMPAMENTO	#01	CAT	6JA03348	480	365				RESERVA
42	VHR	CAMPAMENTO	#02	CAT	44BS3126	240	105	61.45	185	58.52	
TOTAL								15294.00	4755.87		

Cuadro No 1.13

En total se dispone de 86 unidades generadoras en las áreas Auca y Libertador, con un total de potencia instalada en generación de 33.212 KW y una lectura de potencia instantánea en bornes de generación de 10.492 KW, realizada una vez cada semana. Estos datos indican un porcentaje de utilización de las unidades de 32% respecto a la potencia nominal.

### ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.-

La distribución a los pozos se realiza al igual que en el SEIP a 13.8 KV con las mismas características de los conductores y estructuras. En el cuadro No 1.14, se resumen los alimentadores de distribución existentes nombre, nivel de voltaje y longitud:

#### ALIMENTADORES PRIMARIOS

CAMPO	NOMBRE	VOLTAJE (KV)	LONGITUD (Km)
AUCA	YUCA	13.8	11.31
	AUCA CENTRAL - AUCA SUR	13.8	8
	CONONACO	13.8	7.04
	CULEBRA- YULEBRA	13.8	3.08
	AUCA SUR 1-2	13.8	1.77
	TOTAL		
LIBERTADOR	SHUARA	13.8	6.6
	TOTAL		
<b>TOTAL DISTRIBUCION</b>			<b>37.8</b>

Cuadro No 1.14

## CARGAS AREA AUCA Y LIBERTADOR

Los equipos que operan con energía eléctrica, son de las mismas características a las cargas abastecidas por el SEIP, en el cuadro 1.15 se presenta la demanda máxima registrada en estas cargas a diferentes instantes de tiempo. Para el estudio de la carga se presenta las potencia media en todas las unidades generadoras que se encuentran operando en las áreas Auca Norte y Libertador,

CAMPO	TOTAL (KW)
AUCA NORTE	3,53
AUCA SUR	2,207
LIBERTADOR	4,755
<b>TOTAL</b>	<b>10.492</b>

Cuadro No 1.15

Los valores de las cargas que se muestran no constituyen los valores nominales de la carga instalada, sino es el promedio de las lecturas de potencia de consumo en bornes de generación.

## TAREAS DEL PROYECTO INTEGRACION DEL AUCA NORTE Y LIBERTADOR AL SEIP

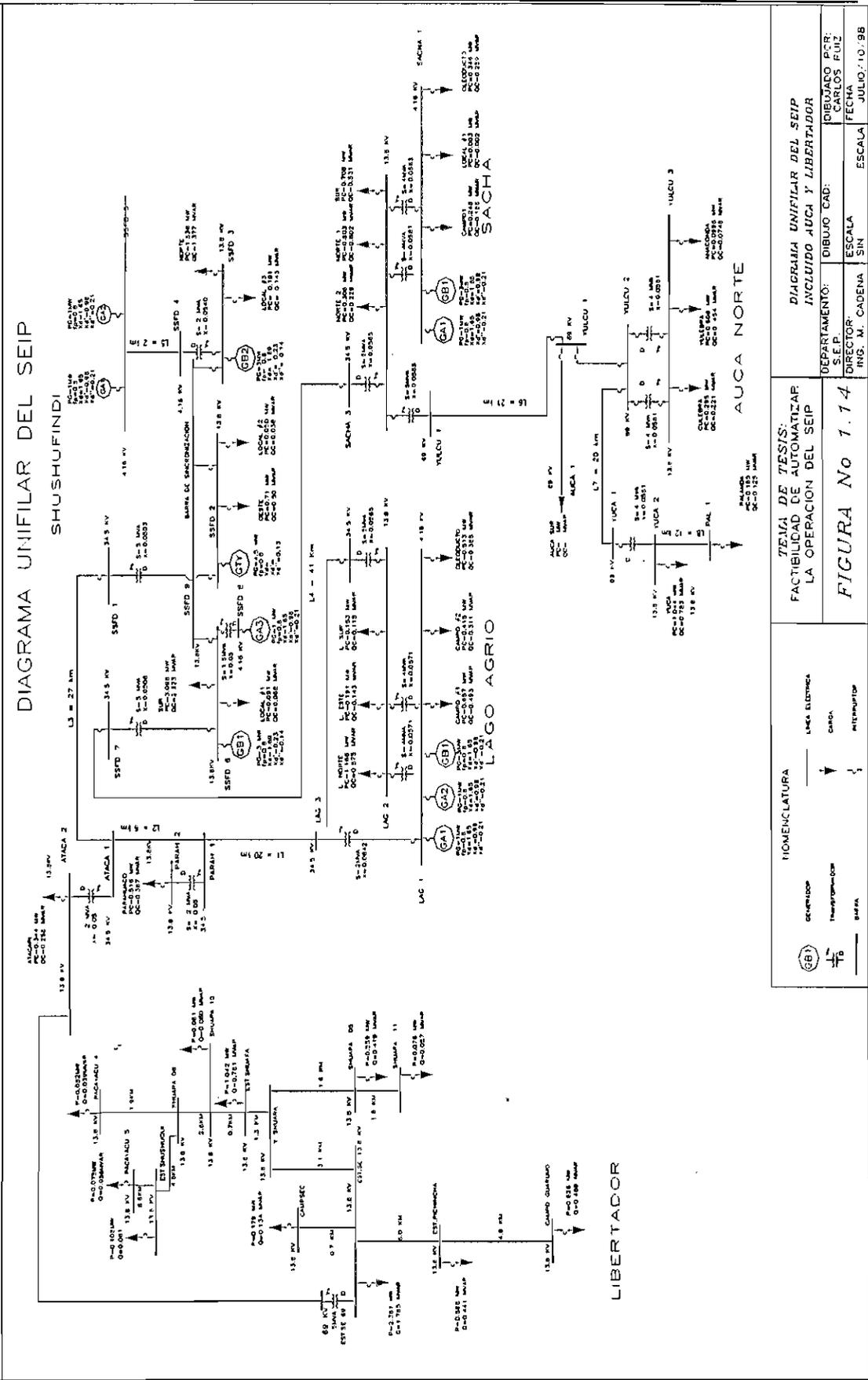
El proyecto considera las siguientes tareas a desarrollarse:

- a) Centralizar la alimentación de la energía eléctrica a las cargas de las zonas Auca Norte y Centro, mediante la construcción de dos subestaciones de

distribución: Una en Yulebra de 8 MVA, con tres alimentadores de distribución a 13.8 KV.

- b) Integración del sistema eléctrico unificado de las áreas Auca norte y centro al SEIP a nivel de 69 KV, para lo cual se ampliará la subestación Sacha de 69 KV en 5 MVA, y la construcción de 21 Km de línea de subtransmisión a 69 kV hasta la subestación Yulebra con 8 MVA de potencia, se deja previsto un circuito de salida para Auca Sur, y un circuito para interconexión con la subestación Yuca a 69 kV. En Yuca se ampliará la subestación en 4MVA para reducir el voltaje de 69/13.8 KV, y se construirán 20 km de línea de subtransmisión entre Yulebra – Yuca.
- c) Centralizar la alimentación de la energía eléctrica a las cargas de la zona del área Libertador, desde una subestación de distribución de 4 MVAs, a ubicarse en Secoya, con tres alimentadores primarios a nivel de 13.8 KV..
- d) Integración del sistema eléctrico unificado del área Libertador al SEIP, con la construcción de 10 km de líneas de subtransmisión entre Atacapi – Secoya a nivel de 69 KV y la instalación de una subestación de 5MVAs en Secoya.
- e) Integración de las centrales de generación Auca Sur, Yuca y Secoya al SEIP. Estas centrales están ubicadas en Auca y Libertador, son de menor tamaño y suman una potencia instalada de 7.1 MW.

A continuación en la figura 1.14 se muestra el diagrama unifilar en las variantes indicadas.



<b>TEMA DE TESIS:</b> FACILIDAD DE AUTOMATIZAF LA OPERACION DEL SEIP	<b>DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIP</b> INCLUIDO AUCA Y LIBERTADOR	DIBUJADO POR: CARLOS RUIZ
<b>FIGURA No 1.14</b>	DEPARTAMENTO: S.F.P.	FECHA: JULIO, 10, '98
<b>NOVENCLATURA</b> GENERADOR TRANSFORMADOR BARRA	LINEA ELECTRICA CARGA INTERRUPTOR	ESCALA SIN

## **CAPITULO II**

# **DESCRIPCION ACTUAL DE LA OPERACION DEL SEIP**

## CAPITULO II

### DESCRIPCION ACTUAL DE LA OPERACIÓN DEL SEIP.

#### 2. 1. - INTRODUCCION.-

En el capítulo anterior se realizó una descripción del estado actual del Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción (SEIP), su estructura física, funcionalidad, importancia, perspectivas de ampliación.

El objetivo del presente capítulo, es presentar los problemas operativos en el SEIP, determinando sus causas, para de esta manera presentar posteriormente alternativas de mejoramiento operativo; para el efecto, se presentan los datos estadísticos de fallas y se analizan las condiciones de operación del SEIP, sobre todo en lo referente a la calidad del servicio tomando como base reportes del departamento de Mantenimiento de Petroproducción. Adicionalmente se hará una evaluación de las pérdidas de producción originadas en fallas del sistema en el suministro de energía eléctrica bajo las condiciones actuales de operación.

#### 2.2.- MARCO REFERENCIAL DE LA OPERACIÓN EN EL SEIP

##### 2.2.1.- ESQUEMA ORGANIZACIONAL DE LA EMPRESA.-

La Gerencia de Petroproducción depende del Directorio, y tiene como áreas dependientes 4 Subgerencias: Administración, Finanzas, Exploración y Desarrollo, Operaciones; y las Unidades técnico - funcionales de Apoyo: Control de Gestión, Sistemas, Seguridad Física, Asesoría Legal, Relaciones Públicas, Aviación.

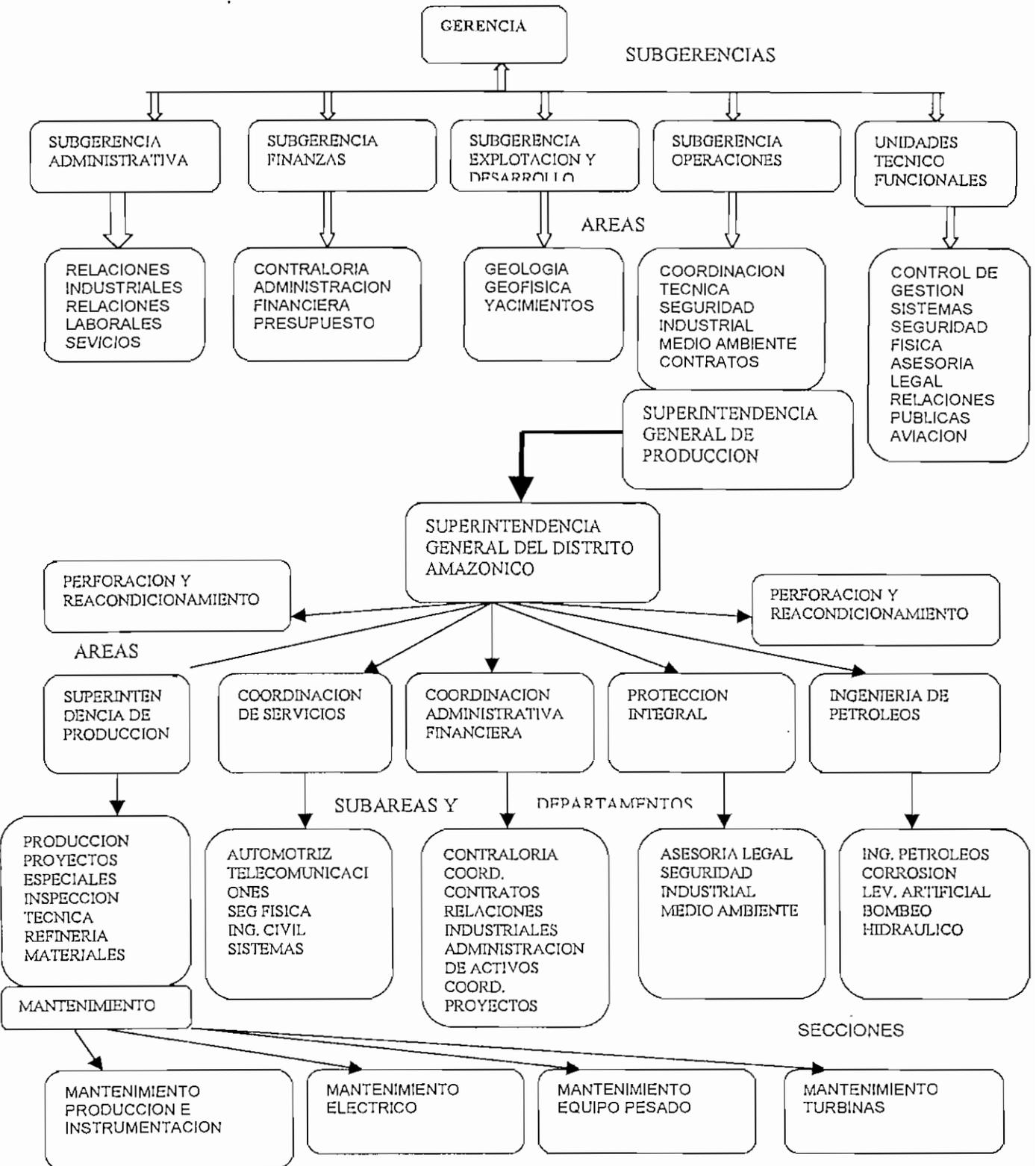


Figura No 2.1  
Organigrama de Petroproducción

Entre las funciones principales de la gerencia se encuentran las de cumplir con las decisiones del Directorio, ejercer representación legal, judicial y extrajudicial, administrar los bienes de la Empresa, autorizar gastos e inversiones, celebrar contratos, nominar al personal ejecutivo de su dependencia directa, contratar y remover personal, presentar al Directorio para aprobación los planes y presupuestos de la Filial<sup>1</sup>, entre otros.

La Subgerencia de Administración, tiene como objetivo la optimización del recurso humano y proveerle de los medios que garanticen la satisfacción de sus necesidades. Depende de la Gerencia y sus áreas dependientes son: Relaciones Industriales, Relaciones Laborales y Servicios Generales.

La Subgerencia de Finanzas, tiene como objetivo fundamental el mantener una información económica, financiera y contable confiable y oportuna para toma de decisiones. Depende de Gerencia y sus áreas dependientes son: Contraloría, Administración Financiera, Presupuesto. Funcionalmente existe dependencia de Finanzas Península y Administrativa/Financiera Guayaquil.

La Subgerencia de Exploración y Desarrollo, tiene como objetivo incrementar las reservas de hidrocarburos y proponer métodos y procedimientos que permitan la máxima recuperación a menores costos. Depende de Gerencia y sus áreas dependientes son: Geología, Geofísica y Yacimientos.

La Subgerencia de Operaciones, tiene como objetivo optimizar la producción de hidrocarburos procurando causar el menor impacto al Medio Ambiente. Depende de Gerencia y sus áreas dependientes son: la superintendencia de Producción, Coordinación Técnica, Seguridad Industrial, Medio Ambiente, Contratos y Materiales. El Distrito Amazónico depende de la Superintendencia General de Producción y dentro del Oriente tiene una estructura tal, que podría compararse a la de la Gerencia.

---

<sup>1</sup> Petroecuador constituye la matriz y esta conformada por las filiales: Petroproducción, Petroindustrial, Oleoducto y Petrocomercial.

Así, la Superintendencia del Distrito tiene como áreas de dependencia: Superintendencia de Operaciones, con sus subáreas y departamentos: Producción, Proyectos especiales, *Mantenimiento*, Inspección técnica, refinería y materiales. Coordinación de Servicios de la que dependen Seguridad física, Ingeniería Civil, Automotriz y Comunicaciones, Coordinación Administrativa Financiera de la que dependen Relaciones Industriales y Contabilidad.

Producción, se encarga de la operación de los equipos que integran las facilidades de producción o las cargas útiles para producir petróleo.

El departamento de Mantenimiento, está constituido por cuatro secciones: Electricidad, Equipo Pesado, Turbinas y Mantenimiento Producción.

Equipo Pesado, es la encargada del mantenimiento de motores de combustión.

La sección Turbinas, es la encargada del mantenimiento de las turbinas del distrito.

La sección Electricidad, es la encargada del mantenimiento de todos los equipos que operan con electricidad, desde las unidades de generación hasta las cargas.

La sección Mantenimiento Producción, es la encargada del mantenimiento de equipos relacionados a la producción de Petróleo, como válvulas, bombas, etc. de igual manera son los encargados del mantenimiento de toda la instrumentación existente en Petroproducción distrito oriente.

### **2.2.2.- OPERACIÓN DEL SEIP .**

*La misión de la unidad encargada de la operación del SEIP, es supervisar el correcto funcionamiento de las turbinas, unidades generadoras y realizar las tareas*

---

<sup>1</sup> Definición realizada el 6 de Septiembre de 1998 por los Ingenieros eléctricos del departamento de Mantenimiento.

*de despacho de carga para atender los requerimientos de energía eléctrica para la producción de petróleo, garantizando calidad, seguridad y economía<sup>1</sup>.*

En Petroproducción la operación del SEIP, se realiza de la siguiente manera:

La operación de las unidades de generación, consiste en vigilar constantemente el estado de la unidad motriz y del generador, así como de los servicios auxiliares para la correcta operación de la unidad; de estas tareas son responsables los operadores de la sección Turbinas ubicados en cada central de generación.

El despacho de carga, también es realizado por los operadores de turbinas consiste en atender la carga de cada área donde se encuentra ubicada la central de generación, manteniendo la potencia activa y temperatura dentro de los límites operativos. En caso de presentarse problemas operativos por exceso de demanda en otras áreas, esta central se desconecta del sistema interconectado. La contribución al resto del sistema se realiza siempre y cuando sus unidades lo permitan.

En vista de que las curvas de demanda son similares a diario, existe una programación operativa común para todos los días, la idea es tener una unidad tipo GA en reserva en cada campo, y si las unidades operativas no son suficientes para satisfacer la demanda, tendrá que entrar en operación la unidad de reserva en frío.

Las tareas para mantener el voltaje y frecuencia en valores nominales, son realizadas por los operadores en cada campo en coordinación con el resto de campos.

Para disminuir los costos de generación, se trata de operar el mayor tiempo posible a gas, lamentablemente esto depende de la disponibilidad de dicho combustible.

#### **2.2.4.- OPERACION DE SUBESTACIONES Y COORDINACION GENERACION - CARGA.-**

En las subestaciones del SEIP, no se dispone de operadores y cuando ha ocurrido una falla los usuarios (operadores de producción), reportan a Mantenimiento Eléctrico, quien dispone de técnicos para atender los reclamos 24 horas del día para que solucionen inmediatamente la falta del suministro de energía eléctrica.

El personal del departamento de Producción, es el encargado de la operación del sistema de levantamiento artificial, y es el responsable del correcto funcionamiento de los equipos de levantamiento artificial para la producción de petróleo; en caso de falla en el suministro de energía eléctrica, o de los equipos instalados, inmediatamente comunican al departamento de Mantenimiento sección electricidad, quienes atienden los reclamos.

Mantenimiento eléctrico realiza una lectura semanal del voltaje y corriente en los motores de los sistemas de levantamiento artificial.

### **2.3.- ELEMENTOS DISPONIBLES PARA LA OPERACION EN EL SEIP.-**

#### **2.3.1.- CONTROL POTENCIA ACTIVA - FRECUENCIA.-**

Para la medición de potencia activa y frecuencia se dispone de medidores analógicos, para subir /bajar frecuencia se dispone de un switch selector subir / bajar.

Para el control primario se dispone reguladores de velocidad en todas las unidades.

En los controladores de los motores de las BES, se dispone de un sistema de protección de baja frecuencia.

### **2.3.2.- CONTROL DE POTENCIA REACTIVA - VOLTAJE.-**

No se disponen de medidores de potencia reactiva en todas las unidades de generación del SEIP; se dispone de medidores analógicos de voltaje y de factor de potencia en la mayoría de unidades.

No se dispone de compensadores de carga como bancos de condensadores o motores sincrónicos, la única herramienta para compensación que existe son los cambiadores de Taps(LTC) automáticos, que disponen los transformadores de las subestaciones de subtransmisión.

El control de la magnitud de voltaje en barras de generación, la realizan periódicamente los operadores de la sección turbinas en cada central de generación.

### **2.3.3.- COMUNICACIONES.-**

La comunicación entre los operadores de las tres centrales de generación se realiza mediante teléfono y como método redundante se dispone de radio enlace.

### **2.3.4.- EQUIPOS DE PROTECCION, CONTROL Y SINCRONIZACION.-**

Cada central dispone de los equipos de medición, protección y control para realizar las tareas de sincronización con las otras centrales; de igual manera se dispone de medidores analógicos para medir la corriente suministrada a los diferentes alimentadores. Las líneas de subtransmisión y alimentadores primarios disponen de los equipos de protección para fallas por sobrecorriente.

Actualmente con la instalación de relés digitales se tiene la posibilidad de obtener lecturas de voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia y tiempo de fallas, en los alimentadores de distribución.

### **2.3.5.- ACCESORIOS DE AYUDA PARA LA OPERACION**

De igual manera cada unidad dispone de contadores electromecánicos de energía. Para indicar el estado de cada unidad (encendido/apagado) se dispone de luces indicadoras.

Para la operación de la unidad motriz o turbina, se dispone de una computadora que controla la secuencia de arranque y paro de la turbina, además de proveer información sobre el estado de operación de la turbina.

### **2.4.- LIMITACIONES EN LA OPERACION**

Existen una serie de debilidades descritas en el numeral 2.2, que han impedido cumplir con una operación adecuada en el SEIP, pero existen otra serie de amenazas que complican aún más la labor operativa, las cuales se detallan a continuación:

#### **2.4.1.- PROBLEMAS DE INFRAESTRUCTURA**

- a.- Déficit de energía (falta de generación frente a la demanda).
- b.- Equipos fuera de servicio como unidades generadoras, subestaciones, LTCs, etc.
- c.- Falta la infraestructura de un centro de despacho para cumplir con su misión.
- d.- Falta de recursos, de personal y de equipos.
- e.- Falta de estrategias e infraestructuras para solventar situaciones de emergencia y restaurar al sistema al régimen normal en cortos instantes de tiempo.
- f.- Falta de herramientas apropiadas para la operación, inadecuado sistema de mediciones.
- g.- No existe competencia
- h.- No existe documentación e información actualizada y completa

- i.- Carencia de una base de datos estadística ni un sistema informático integral.
- j.- Altos costos de generación por el tipo de combustible que se utiliza.

#### **2.4.2.- PROBLEMAS DE ORGANIZACION.-**

- k.- Falta de un ente jerárquico responsable de la operación.
- l.- No hay un organismo responsable de la planificación, ni de la realización de estudios especializados.
- m.-Organización deficiente
- n.- Falta de capacitación
- o.- Falta de una visión del SEIP.
- p.- Falta de reglas claras y la estructura de responsabilidades.
- q.- Falta de toma de conciencia de las autoridades de la importancia del SEIP y su apoyo; existe un déficit de comunicación con los mandos medios.
- r.- Dependencia del sistema petrolero.
- s.- No se aplican técnicas modernas de gerencia de procesos y calidad total.
- t.- No hay índices de desempeño
- u.- Falta comunicación y coordinación con el cliente.

#### **2.4.3.- PROBLEMAS DE EFICIENCIA OPERATIVA**

- v.- Falta de modernización operativa y de investigación.
- w.- Inadecuados índices de calidad del suministro en voltaje y frecuencia
- x.- Falta de estrategias y recursos en operación normal y de contingencias, como las funciones de seguridad.
- y.- Altos tiempos de restablecimiento del sistema

Los problemas presentados, obviamente van mucho mas allá de los problemas operativos, y su solución requiere de muchas acciones en conjunto, pero en la presente tesis se presentará una alternativa de solución exclusivamente del problema técnico operativo.

## **2.5.- EVALUACION DE LA DISMINUCION EN LA PRODUCCION DE PETROLEO POR FALLAS Y PROBLEMAS OPERATIVOS EN EL SEIP.**

Para evaluar el problema y considerar el planteamiento que se hace en este trabajo, sobre la necesidad de cambiar radicalmente la forma de operar el SEIP, es necesario cuantificar las pérdidas que se producen debido a la deficiente gestión operativa del SEIP.

Básicamente se analizarán las pérdidas de producción, debido a suspensiones de servicio y por mantener niveles de voltaje y frecuencia bajo los valores nominales. Existen otras pérdidas de petróleo sustanciales, que por falta de registros no pueden evaluarse y tan solo se pueden estimar. Existen otros casos en los que no puede cuantificar la magnitud de las pérdidas de producción y daños de equipos, pero se considerarán como pérdidas no cuantificables.

Normalmente las empresas eléctricas, cuantifican las pérdidas de una suspensión del suministro de energía eléctrica, evaluando la cantidad de energía eléctrica (kwh) no atendida y por los costos sociales que esto ocasiona, en Petroproducción por ser una empresa destinada a producir petróleo, se evaluarán las pérdidas en función del número de barriles que se han dejado de extraer; ya que, será una cantidad de dinero que el Estado deja de percibir por no poder disponer de petróleo para la exportación.

Si bien no se dispone de una base de datos de pérdidas de producción, para el efecto se basará en los reportes que realiza el departamento de mantenimiento.

### **2.5.1. – REPORTES DE SUSPENSION DEL SERVICIO NO PROGRAMADOS DURANTE 1997.**

Lamentablemente uno de los inconvenientes que se ha detectado, es la falta de reportes claros y bien detallados sobre las causas que han originado la suspensión

del suministro de energía eléctrica a los pozos. Si bien algunos reportes presentan datos generales como por ejemplo: falla turbinas, descarga eléctrica en la línea, etc. que dan una idea vaga sobre el tipo de falla, no constituyen un aporte muy significativo para el análisis y evaluación; ya que, generalmente no incluyen la causa real de la falla sino el efecto, por ejemplo: "falla turbinas".

A continuación se presenta un cuadro de reporte de fallas en el sistema.<sup>1</sup>

ESTADISTICA DE PAROS NO PROGRAMADOS EN EL SEIP EN 1997				
FECHA	POZOS AFECTADOS	HORAS	AREA	CAUSA
05/01/1997	33, 29, 03, 17, 24, 36, 18, 01, 13	2	LAGO	DESCONEXION PARALELO
06/01/1997	02, 01, 18, 29, 32, 33, 36, 17, 37	1	LAGO	FALLA PARALELO
09/01/1997	TODOS	3	DISTRITO	FALLA TURBINAS
20/01/1997	TODOS	1	DISTRITO	FALLA TURBINAS
21/01/1997	56	9	SACHA	MANT. LINEA DE ALTA
23/01/1997	46	10	SHUSHUFINDI	DESCONEXION ALIMENTADOR
24/01/1997	1	3,5	PARAHUACO	DESCONEXION PARALELO
28/01/1997	32, 34, 38, 44, 56, 121, 123, 13, 11	1	SACHA	FALLA TURBINA TB1
28/01/1997	71, 125	3	SACHA	CAMBIO TRANSFORMADOR
31/01/1997	43, 15A, 36	9	SHUSHUFINDI	DESCARGA ELECTRICA
02/02/1997	36	3	SHUSHUFINDI	CAMBIO FUSIBLES
06/02/1997	02, 01, 18, 29, 32, 33, 36, 17, 37	1	LAGO AGRIO	FALLA PUESTA EN PARALELO
10/02/1997	28, 73	1	SHUSHUFINDI	CAMBIO TRANSFORMADOR
11/02/1997	29, 36, 01, 37	1	LAGO AGRIO	FALLA TURBINAS
18/02/1997	TODOS	1	DISTRITO	FALLA DE TURBINA
19/02/1997	TODOS	1	DISTRITO	RECONECTADOR NORTE Y TURBINAS
11/03/1997	1, 4, 5	1	ATACAPI	FALLA PARALELO
12/03/1997	BES Y PO # 2	0,5	SACHA	FALLA DE PARALELO
18/03/1997	68, 41, 27, 29, 28, 61, 95, 94, 24, 36	1	SHUSHUFINDI	FALLA DE LINEA ELECTRICA
25/03/1997	1, 37, 17, 34	1	LAGO AGRIO	ACTUA RELE
11/04/1997	TODOS	1,5	DISTRITO	FALLA LINEA INTERCONECTADA
28/06/1997	TODOS	5	DISTRITO	FALLA TURBINAS SSFD
29/06/1997	2, 13, 27, 38,	11	LAGO AGRIO	FALLA SUMINISTRO ENERGIA
29/06/1997	11, 34	9	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
29/06/1997	22	11,5	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
29/06/1997	1	3	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
29/06/1997	17, 37	8	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
29/06/1997	02, 18, 24, 32, 33, 36	1	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS

<sup>1</sup> Fuentes: reporte de fallas Mantenimiento Eléctrico, Producción de petróleo Ing. de Petróleos.

29/06/1997	01, 02, 04	11	ATACAPI	FALLA SEIP
29/06/1997	5	10	PARAHUACO	FALLA SEIP
29/06/1997	TODOS DE SACHA	2	SACHA	FALLA SEIP
30/06/1997	11A, 34, 22	24	LAGO AGRIO	RESTRICCION DE ENERGIA
01/07/1997	37, 117, 121, 66B, 125, 123, 56, 137	0.5	SACHA	FALLA TURBINA TB1
01/07/1997	01, 02, 04	0.5	ATACAPI	FALLA SUMINISTRO ENERGIA
01/07/1997	01, 02, 05	0.5	PARAHUACO	LINEA SUR FALLA TURBINAS
01/07/1997	34, 11, 37	5	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
04/07/1997	TODOS	1	DISTRITO	POR FALLA DE TURBINAS
08/07/1997	TODOS	2	DISTRITO	POR FALLA DE TURBINAS
18/07/1997	24 POZOS	0.5	SHUSHUFINDI	SALIO DE PARALELO TURBIN.
20/07/1997	TODOS	1	DISTRITO	FALLA TURBINAS
19/08/1997	TODOS DE SHUSHUFINDI	0.5	SHUSHUFINDI	POR FALLA DE TURBINAS
19/08/1997	38, 66B, 121, 125, 117, 123, 137	1	SACHA	POR FALLA DE TURBINAS
16/10/1997	137, 38, 177, 121, 125	1	SACHA	LINEA SUR DESCARGA ELECT.
15/11/1997	TODOS DE SHUSHUFINDI	2	SHUSHUFINDI	DESCARGA ELECTRICA EN LINEA
18/11/1997	2	2.5	SHUSHUFINDI	ACTUA RELE
27/11/1997	38, 177, 121, 66b, 125, 56, 137	1	SACHA	FALLA DE TURBINAS TB
27/11/1997	11, 34, 13, 27, 38, 02, 03, 18, 33, 36, 01, 17, 37	2	LAGO AGRIO	POR FALLA DE TURBINAS
03/12/1997	TODOS	2	SHUSHUFINDI	POR FALLA DE TURBINAS

Cuadro No 2.1

De los datos presentados en tabla 2.1 se puede obtener la siguiente información en resumen:

	HORAS	%
FALLA TODO SEIP	19	0.22
FALLA PARCIAL DEL SEIP	175	2.00
NORMAL	8566	97.78

Cuadro 2.2

## Indisponibilidad del SEIP en 1997

Se puede observar que han existido 0.22 % de fallas críticas o suspensión total del servicio, lo que produce un paro en la producción de todos los pozos que son abastecidos del suministro de energía eléctrica por el SEIP y un 2% de algún equipo con falla, con un 97.78 % de disponibilidad de todo el sistema.

Esto quiere decir que el sistema en su totalidad está disponible el 99.78 % de tiempo lo cual podría considerarse aceptable, pero no lo es, por que esto significa 10 colapsos totales del sistema y 19 horas de suspensión total de suministro de energía en el sistema. En Inceel en 1997 no se registró ningún colapso total del sistema. Por otro lado suspender el suministro de energía eléctrica es motivo de enorme preocupación porque han ocasionado daños en los motores de las bombas y para cambiar un motor hay que cambiarlo a 3000 metros bajo de la superficie y los costos son muy altos.

En el cuadro presentado se han registrado 49 suspensiones parciales del servicio y diez caídas totales del sistema que se han reportado, (existen suspensiones de servicio no reportadas por ser de corta duración o no conocidas por los operadores) que han ocasionado pérdidas de producción de 38.380 barriles de petróleo durante 1997 <sup>(1)</sup>.

El cuadro anterior se puede representar en forma de pastel en la figura 2.2



Figura No 2.2

Porcentajes de suspensiones parciales, totales del suministro de energía Eléctrica y porcentaje del régimen normal en el SEIP.

## 2.5.2.- EVALUACION DE LAS PERDIDAS DE PRODUCCION DE PETROLEO DEBIDO A CALIDAD DE VOLTAJE Y FRECUENCIA EN EL SEIP.

Por calidad en cualquier tipo de industria se entiende "el conjunto de propiedades que debe tener un producto, para satisfacer cierto tipo de necesidades en dependencia de su funcionalidad" [3].

La calidad en el suministro de energía eléctrica, está dada a más de la continuidad en el servicio, por las condiciones de voltaje y frecuencia a nivel de usuario.

En el sistema de Petroproducción la carga principal, como se ha expuesto en el primer capítulo, está constituida por motores de inducción que permiten operar a las bombas para succión y descarga de petróleo y agua. En este sentido se ha considerado conveniente hacer un análisis sobre el voltaje y frecuencia que se tiene a este nivel.

### 2.5.2.1- DATOS ESTADISTICOS DE FRECUENCIA EN EL SEIP

En vista de la carencia de una base de datos estadísticos, fue necesario realizar lecturas de frecuencia en el SEIP; en las figuras 2.3 y 2.4 se presentan curvas de frecuencia sobre la base de las lecturas realizadas en cuatro días.

Las lecturas obtenidas para elaborar las curvas de frecuencias, se realizaron con la ayuda de un relé digital tipo DPU marca ABB, con una periodicidad de treinta minutos. De igual manera se instaló un equipo para monitoreo de las principales variables eléctricas en el pozo # 34 de Lago Agrío, que podría considerarse como un pozo representativo, en donde se obtuvo un valor de frecuencia que oscila alrededor de 59.8 Hz.

TIEMPO HORA	FRECUENCIA (Hz)				
	03/03/98	04/03/98	05/03/98	13/03/98	14/03/98
0.0	59.84	59.75	59.56	59.76	59.70
0.5	60.10	60.10	60.10	59.82	59.73
1.0	60.30	60.30	60.30	59.90	59.87
1.5	59.84	59.79	59.69	59.95	59.77
2.0	59.87	59.83	59.67	59.91	59.70
2.5	59.89	59.84	59.65	59.93	59.57
3.0	59.94	59.79	59.69	59.91	59.91
3.5	59.94	59.52	59.71	59.84	59.59
4.0	59.94	59.51	59.72	59.77	59.62
4.5	59.98	59.54	59.70	59.90	59.60
5.0	59.90	59.52	59.69	59.86	60.00
5.5	59.88	59.50	59.67	59.84	59.60
6.0	59.87	59.72	59.66	59.74	59.58
6.5	59.86	59.72	59.72	59.81	59.89
7.0	59.80	59.77	59.69	59.76	59.86
7.5	59.76	59.74	59.66	59.90	59.84
8.0	59.72	59.59	59.66	59.91	59.84
8.5	59.80	59.65	59.69	59.95	59.91
9.0	59.77	59.66	59.66	59.97	59.85
9.5	59.80	59.80	59.68	59.99	59.84
10.0	59.70	59.78	59.64	59.90	60.30
10.5	59.74	59.75	59.75	60.20	59.80
11.0	59.78	59.70	59.78	59.99	59.77
11.5	59.76	59.81	59.78	60.00	59.73
12.0	59.77	59.89	59.77	59.92	59.79
12.5	59.80	59.91	59.83	59.90	59.77
13.0	59.77	59.90	59.80	59.81	59.71
13.5	59.81	59.88	59.84	59.70	59.82
14.0	59.83	59.92	59.80	59.66	59.74
14.5	59.83	59.86	59.71	59.91	59.74
15.0	59.80	59.84	59.69	59.62	59.68
15.5	59.76	59.75	59.72	59.60	59.90
16.0	59.74	59.75	59.75	59.70	59.73
16.5	59.71	59.76	59.76	59.92	59.77
17.0	59.67	59.78	59.79	59.81	59.71
17.5	59.77	59.81	59.85	59.86	59.79
18.0	59.40	60.40	61.40	59.91	59.74
18.5	59.71	59.67	59.83	59.70	59.64
19.0	59.61	59.62	59.70	59.62	59.64
19.5	59.62	59.54	59.70	59.62	59.67
20.0	59.64	59.56	59.71	59.76	59.69

20.5	59.20	60.20	58.90	59.72	59.73
21.0	59.70	59.55	59.73	59.72	59.71
21.5	59.70	59.60	59.77	59.76	59.56
22.0	59.72	59.61	59.75	59.74	59.74
22.5	59.70	59.69	59.69	59.72	59.86
23.0	59.83	59.72	59.68	59.69	60.10
23.5	59.84	59.59	59.77	59.70	59.77
MAX	60.30	60.40	61.40	60.20	60.30
PROM	59.79	59.76	59.76	59.82	59.77
MIN	59.20	59.50	58.90	59.60	59.56

Cuadro No 2.3

Mediciones de Frecuencia en el SEIP, a intervalos de 30 minutos.

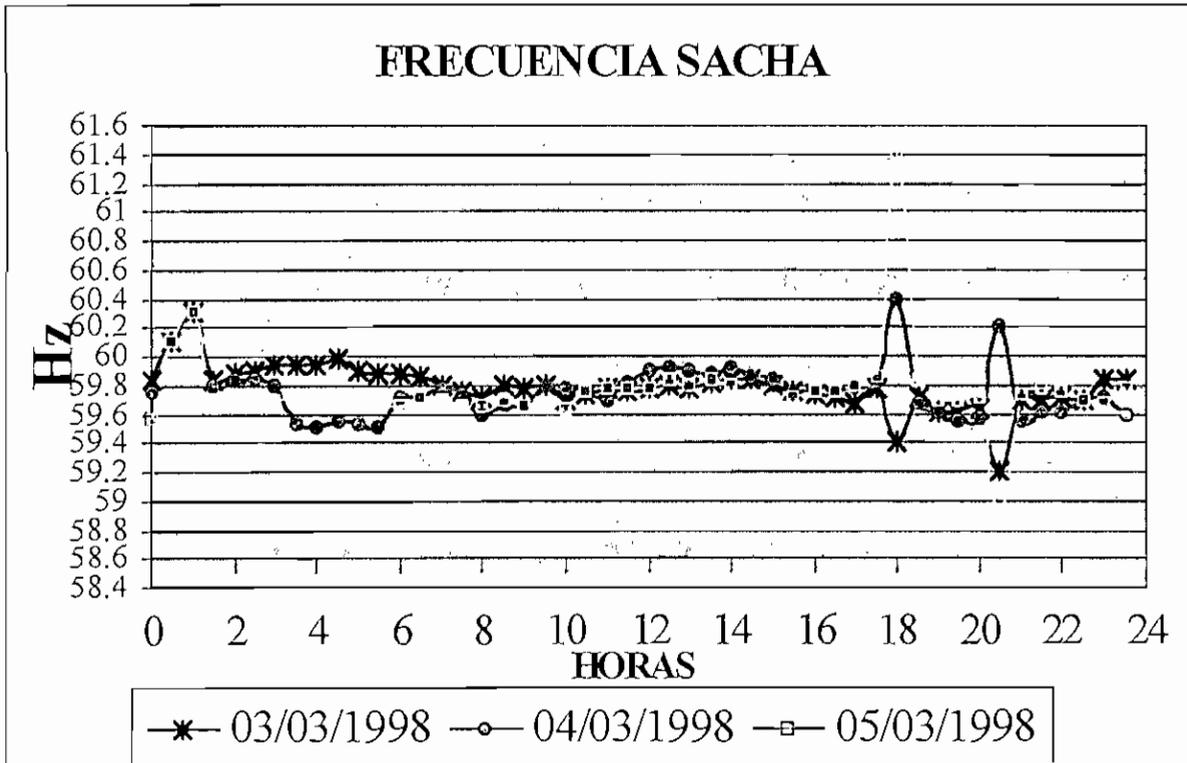


Figura No 2.3

Curva de frecuencia en el SEIP, datos tomados en Sacha.

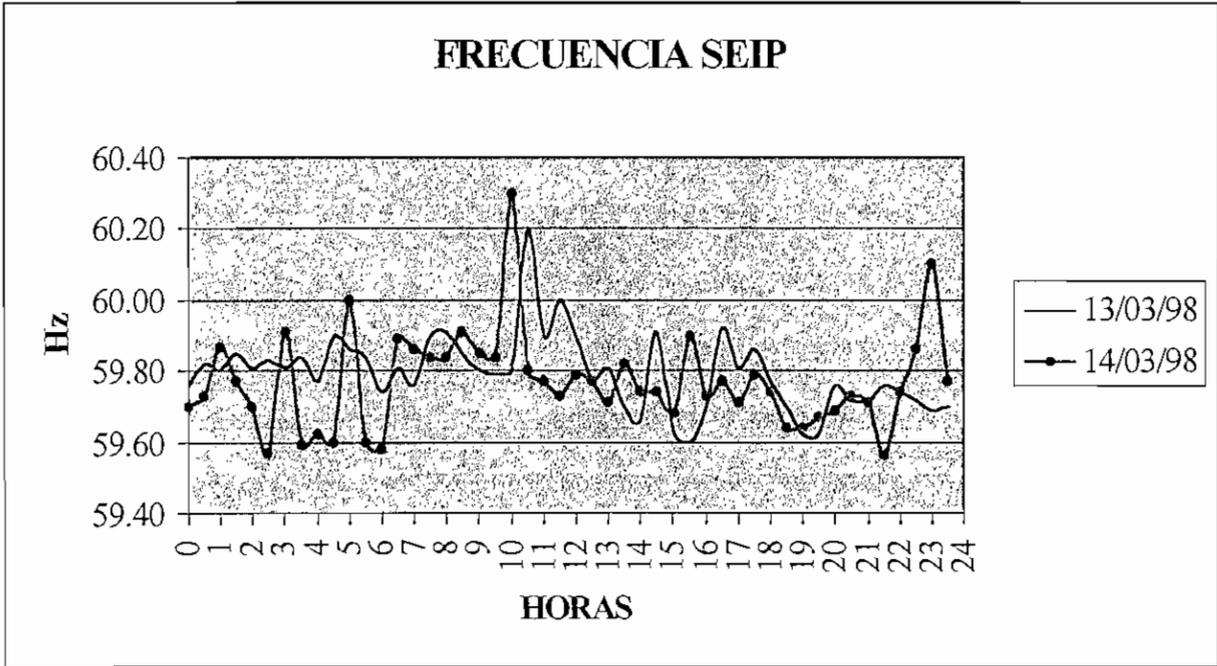


Figura No 2.4

Curva de datos de Frecuencia del SEIP tomados en Lago.

En estos registros se pueden observar variaciones importantes de frecuencia, encontrándose valores superiores a la nominal de 61.4 Hz y valores inferiores de hasta de 58,9 Hz. Para cuantificar la disminución en la producción de petróleo por efecto de la operación con baja frecuencia, se ha realizado sobre la base del promedio los datos tomados de frecuencia, que es aproximadamente de 59,8 Hz.

Es necesario aclarar que normalmente no se tiene registros de frecuencia en el sistema, las mediciones cuyos resultados se presentan, han sido realizados exclusivamente para este estudio.

### 2.5.2.2.- EFECTOS TECNICOS DE REDUCCION DE LA FRECUENCIA EN LOS MOTORES DE INDUCCION <sup>[2]</sup>

Varias características operacionales del motor de inducción se ven afectadas directamente por las variaciones de frecuencia, a saber:

1. La velocidad del motor se reduce en forma proporcional a la reducción de la frecuencia
2. El flujo y por lo tanto, la densidad de flujo en el circuito magnético del motor, se incrementan, por ser inversamente proporcionales a la frecuencia.
3. La corriente magnetizante debe aumentar al incrementar el flujo.
4. El par que debe desarrollar el motor es más alto debido a la reducción de la velocidad
5. Se incrementa el par de arranque del motor
6. Se eleva el par máximo.
7. El factor de potencia desciende en la mayor parte de los casos
8. Normalmente la eficiencia también tiende a reducir
9. La temperatura de operación se eleva por un incremento en las pérdidas acompañado al mismo tiempo de un descenso en la capacidad de enfriamiento del sistema de ventilación.
10. Aumenta el ruido de origen magnético en el motor, debido al mayor nivel de saturación en el circuito magnético.

Estos efectos reducen los niveles de producción y la vida útil del motor.

### 2.5.2.3.- EVALUACION DE PERDIDAS DE PRODUCCION DE PETROLEO DEBIDO A LA REDUCCION DE LA FRECUENCIA <sup>[4]</sup>.

De los efectos mencionados en el numeral anterior, la reducción de la velocidad es sin duda el más significativo. Al respecto David Divine <sup>[4]</sup> ha dedicado gran parte

de sus estudios a encontrar las ventajas y desventajas de la variación de la velocidad en bombas electrosumergibles. Si bien la producción depende de factores como presión, frecuencia, número de estados de la bomba, voltaje, etc; la velocidad para rangos pequeños de variación puede considerarse directamente proporcional a la producción de barriles de petróleo.

En el sistema abastecido por el SEIP se producen 34.728 barriles diarios (a 8 de Febrero de 1998). Si la frecuencia se reduce en 0.2 Hz, se produciría al día una disminución de 116 barriles de petróleo en la producción, y por tanto en 365 días se ve disminuida la producción en 42.253 barriles en el año debido a baja frecuencia.

Lamentablemente no se dispone de la actualidad de un procedimiento adecuado para calcular exactamente las pérdidas que se producen por baja frecuencia, ya que no existe el personal ni las herramientas necesarias para realizar esta evaluación en forma permanente. Este hecho merece ser tomado en cuenta para analizar los nuevos mecanismos de operación que se propone.

### **2.5.3.- DATOS ESTADISTICOS DE LA VARIACION DE VOLTAJE EN EL SEIP.**

De igual manera se realizaron lecturas de voltaje en barras de generación y en la carga. En la figura No 2.5, se presenta una curva realizada sobre los datos tomados en barras de la central de generación Shushufindi. La lectura de datos en la carga se realizó en la estación Shushufindi Sur, la curva correspondiente se muestra en la figura No 2.6.

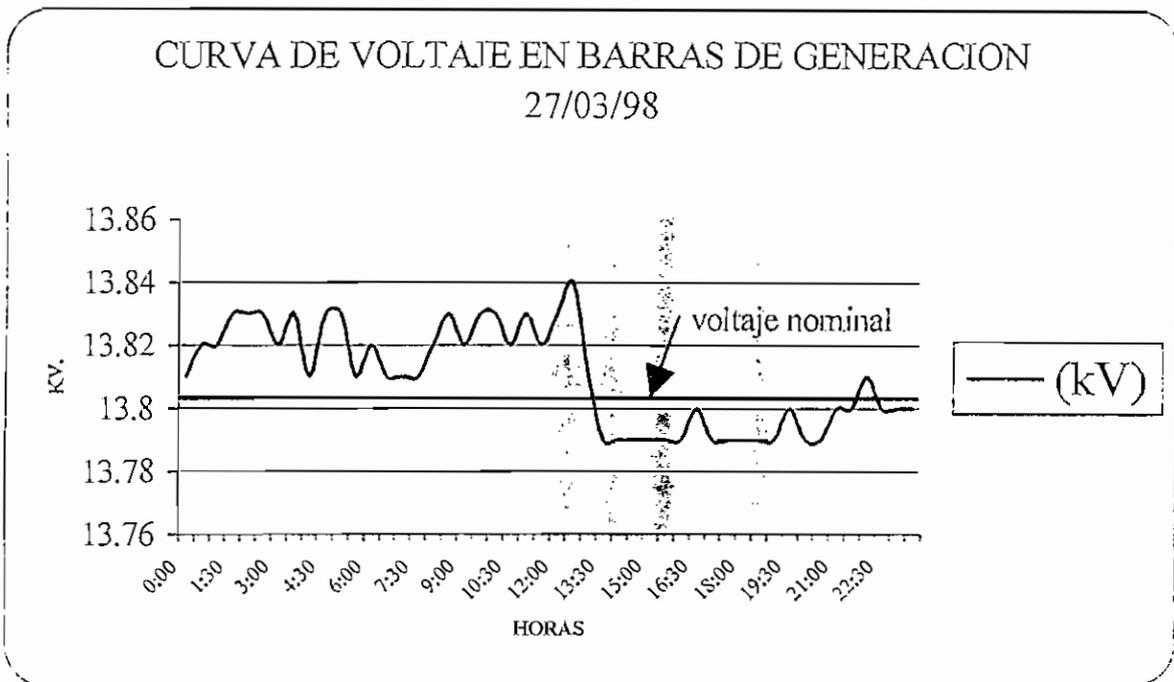


Figura No 2.5

Curva de voltaje en barras de generación del SEIP en Shushufindi.

Para la obtención de los datos se utilizó el relé DPU 2000, en la figura No 2.5 se puede apreciar un margen de variación no mayor a los 100 voltios ( $<0.5\%$ ), debe indicarse que esta barra es considerada como barra de referencia, puesto que es la central de generación de mayor capacidad, y no se dispone del voltaje nominal que correspondería a la barra slack.

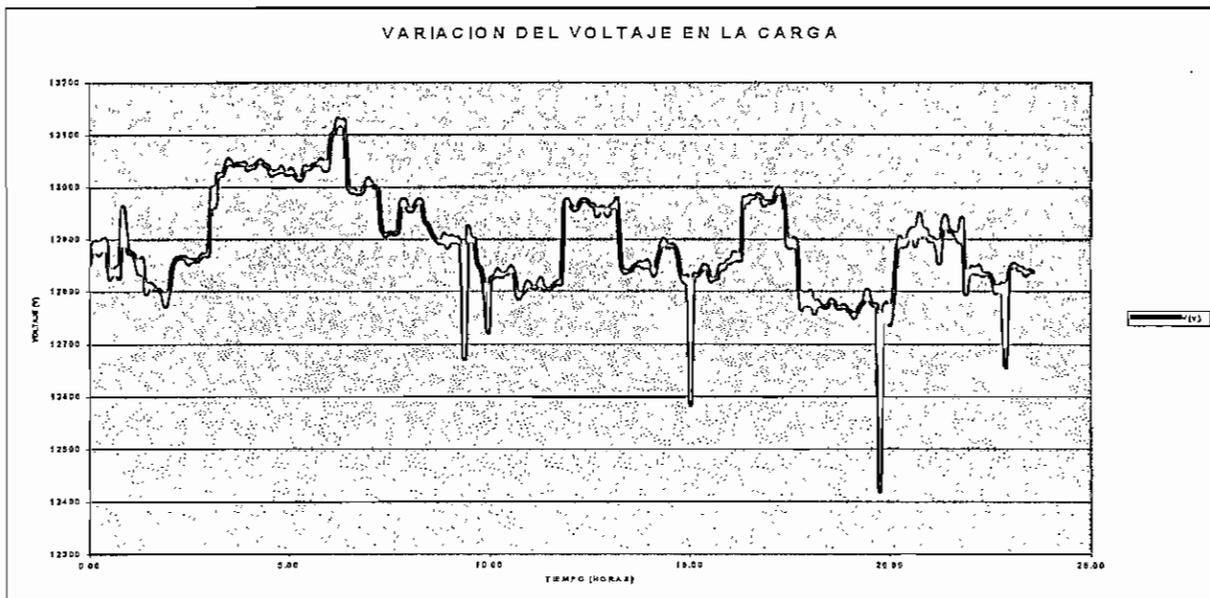


Figura No 2.6

Curva de voltaje del SEIP en la carga.

En la figura 2.6, se puede apreciar una curva de voltaje con datos tomados con un relé DPU 2000 en la Estación Shushufindi Suroeste, para tener una idea del voltaje entregado en la carga.

De la figura No 2.6 se puede apreciar diferencias entre picos de 700 voltios, lo que significa que existe instantes de tiempo, en que en la carga se tiene magnitudes de voltaje por debajo del 15% del voltaje nominal.

A continuación se presentan los efectos que producen estas variaciones y caídas de voltaje en los motores de inducción, que son la base fundamental para la producción de petróleo.

### 2.5.3.1.- EFECTOS TECNICOS EN MOTORES POR MALA CALIDAD DE VOLTAJE

Las variaciones de voltaje producen pérdidas económicas debido fundamentalmente a <sup>[2]</sup>:

- Pérdidas de potencia activa en motores asíncronos.- El valor de las pérdidas, depende del coeficiente de carga del mismo ( $\beta = I/I_n$ ).
- Consumo excesivo de potencia reactiva.- El consumo adicional, se produce cuando la tensión está por debajo de su valor nominal.
- Envejecimiento del aislamiento.- el tiempo de duración del aislamiento disminuye debido al calentamiento adicional por el aumento de corriente
- El deslizamiento del motor, se incrementa al debilitarse el campo magnético, por lo que la velocidad de operación desciende ligeramente.

### 2.5.3.2.- EVALUACION DE PERDIDAS DE PRODUCCION DE PETROLEO A CAUSA DE VOLTAJE

Las pérdidas de producción debidas a variaciones del nivel de voltaje en los motores de inducción, se pueden calcular en forma aproximada de acuerdo a la expresión siguiente:

$$P_{dp} = (0.55 - 0.58 * K_u) N_n * t. \text{ [barriles/día]}^{[3]}, \quad 2.1$$

Donde

$$K_u = U/U_n$$

$N_n =$  [barriles / hora], producción

$t =$  [horas/día], tiempo de trabajo en condiciones de bajo voltaje.

A manera de ejemplo, se hicieron lecturas en el pozo Lago # 29, con una producción de 61 Bls/hora se detectó que durante 3 minutos al día el voltaje cayó al 15 % de su valor nominal.

Datos:

$$K_u = 0.85$$

$$N_n = 61 \text{ barriles / hora}$$

$$t = 3 \text{ minutos / día} = 0.05 \text{ horas/día}$$

$$P_{dp} = (0.55 - 0.58 * 0.85) * 61 * 0.05 \text{ [barriles/día]}$$

$$P_{dp} = 0.17 \text{ barriles/día.}$$

Estimando similares condiciones para el resto del sistema, con una producción de 34.728 barriles diarios se tendrá una pérdida de:

$$F_{dp} = (0.55 - 0.58 * 0.85) * 34.728 * 0.05 \text{ [barriles/día]}$$

$$F_{dp} = 99 \text{ barriles/día}$$

Por lo tanto el total de pérdidas por caídas de voltaje en el año están alrededor de 36.125 barriles; cantidad estimada que no corresponde a un valor real, puesto que no se dispone de registros. Además se debe indicar que el equipo de protección del motor de la bomba bajo superficie se calibra a un porcentaje de sobre y bajo voltaje, que oscila entre el 10 y 30 %<sup>1</sup>, y al llegar a este límite, el interruptor se abre e interrumpe el suministro de energía al motor, lo que ocasiona pérdidas de producción mayores a las cuantificadas, puesto que el restablecimiento dura al menos 30 minutos.

No se puede determinar exactamente cuanto se deja de producir a causa de las variaciones y caídas de voltaje; ya que, las condiciones de producción y voltaje

---

<sup>1</sup> valores calibrados por los técnicos proveedores de las BES

para cada pozo son diferentes y con los recursos existentes, es imposible hacer un seguimiento en detalle de estos efectos.

Al igual que en el caso de problemas causados por variaciones de frecuencia, faltan datos y estudios para establecer las condiciones exactas de operación del SEIP en cuanto a voltaje, es por esta razón que no se cuantifica pérdidas por este motivo.

Resulta importante indicar que en los pozos existe un equipo de protección, control y monitoreo local, en donde se calibran los valores máximos y mínimos permitidos de corriente, voltaje, frecuencia, entre otros; la violación de cualquiera de estos valores que fijan los límites de operación, puede producir la salida de servicio de las bombas, sin que esta suspensión quede registrada por los operadores, puesto que, el mismo equipo de control está calibrado para que encienda, aunque nuevamente si se presentan las condiciones de los parámetros luego de cierto tiempo, entre 15 y 30 minutos. Lamentablemente a pesar de disponer de registro secuencial de eventos en los pozos, éstos no son llevados a una base de datos para su análisis.

#### **2.5.4.- PERDIDAS NO CUANTIFICABLES DEBIDO A LAS INTERRUPCIONES FORZADAS.-**

- Tiempos mayores en la suspensión en la producción: Es importante indicar que los tiempos de suspensión en producción de petróleo son mucho mayores a los de suspensión del suministro de energía eléctrica; ya que, luego del restablecimiento de la energía eléctrica, se realiza el restablecimiento en la producción de petróleo, que lleva un tiempo entre 30 minutos y una hora.

- Daños en los equipos y disminución de su vida útil: este es otro de los efectos debidos a la suspensión del servicio por voltajes y frecuencia fuera del rango nominal. El crudo que se ubica en todo el pozo se denomina *columna*; parar una bomba que está operando en forma normal puede ocasionar graves daños en el motor, ya que la columna desciende y dependiendo del contenido del crudo pueden presentarse atascamientos, lo que involucra tratamientos costosos al pozo y mayores tiempos de la producción.
- Otros efectos: Existen otros efectos en la suspensión del suministro de energía eléctrica de importancia, y que afectan la producción de petróleo, como son: la suspensión de los sistemas de levantamiento artificial power Oil, y otros motores que indirectamente afectan otros sistemas artificiales de extracción de petróleo como hidráulicos y mecánicos; Efecto sobre el sistema de bombeo de petróleo, paros en la refinería en las labores del personal, etc.

#### 2.5.5.-PERDIDAS TOTALES DEBIDO A LA INDISPONIBILIDAD Y CALIDAD DEL SEIP

En el cuadro No 2.4 se presenta un resumen de pérdidas de petróleo calculadas anteriormente, las mismas que se han cuantificado sobre la base de datos reales y datos estimados.

CAUSAS	DISMINUCION DE PRODUCCION
Baja frecuencia	38.380 barriles
Suspensiones del servicio	42.253 barriles
bajo voltaje	36.125 barriles
<b>TOTAL</b>	<b>116.758 barriles</b>

Cuadro No 2.4

Existen otras pérdidas, como daños en los equipos y disminución de su vida útil, que no se han cuantificado debido a la falta de información y de estudio previo; por lo tanto, no se pueden determinar un valor total de pérdidas en la producción y por problemas originados en el abastecimiento de energía eléctrica.

Las variaciones de frecuencia y desviaciones importantes con respecto al valor nominal de voltaje, obedecen a la falta de un esquema de operación adecuado ya la falta de herramientas operativas sistema de control potencia – frecuencia adecuado.

Los problemas de suspensiones parciales y totales del sistema pueden disminuir con un mejoramiento en la operación con modernas herramientas que incluyan funciones de seguridad.

Se han planteado una serie de dificultades o limitaciones operacionales del SEIP, no obstante por falta de una base de datos y de un sistema de registros, no se ha presentado una real cuantificación de sus efectos; tampoco se ha determinado la responsabilidad exacta de los problemas, por eso es necesario tener información en tiempo real de lo que sucede en el sistema, y disponer de una base de datos para realizar un análisis y estudios eléctricos, que permitan establecer los correctivos necesarios. Actualmente esta labor corresponde al centro de control o tradicionalmente al centro de despacho de carga.

## **2.6.- DEFICIENTE ADMINISTRACION DE LA CARGA.**

Durante el mes de Julio de 1998, se realizó un levantamiento de datos, con el fin de determinar los valores de demanda pico, y promedio de los treinta días del mes, arrojando los resultados que se muestran en el cuadro No 2.5 y en la curva que se aprecia en la figura No 2.6

DIA	PROMEDIO	PICO
1	11,568	12,530
2	11,680	12,670
3	10,040	11,720
4	10,060	11,720
5	11,127	11,990
6	11,546	12,820
7	11,631	12,350
8	11,589	12,540
9	11,504	12,100
10	11,559	12,150
11	11,578	12,140
12	11,119	12,070
13	11,425	12,220
14	11,245	11,950
15	11,001	12,050
16	9,753	10,990
17	9,273	12,120
18	9,986	11,510
19	10,686	12,880
20	11,022	12,870
21	11,829	13,150
22	12,237	13,220
23	12,174	13,750
24	12,103	13,550
25	11,421	13,150
26	12,140	13,290
27	12,710	13,670
28	12,472	13,150
29	12,472	13,510
30	12,706	13,510
31	12,460	13,640
MAX	12,710	13,750
PROM	11,423	12,612
MIN	9,273	10,990
MAX – PROM	1,287	1,138
PROM – MIN	2,150	1,622
MAX – MIN	3,436	2,760

Cuadro No 2.5

## Demanda pico y promedio de Julio/98

DIA	PROMEDIO	PICO
1	12,837	13,670
2	12,789	13,960
3	12,805	14,090
4	12,724	13,920
5	12,947	14,480
6	12,922	13,880
7	12,778	14,020
8	12,638	13,600
9	12,632	13,840
10	12,634	13,670
11	12,396	13,690
12	12,487	13,900
13	12,938	13,400
14	12,520	13,720
15	12,383	13,330
16	12,741	13,740
17	12,887	13,530
18	12,976	13,530
19	12,481	13,420
20	12,358	13,230
21	13,195	13,800
22	13,744	14,180
23	12,996	14,470
24	12,927	13,930
25	12,789	14,370
26	12,890	13,820
27	13,207	14,150
28	12,730	13,650
29	12,984	13,900
30	13,250	14,040
31	12,585	13,600
MAX	13,744	14,480
PROM	12,812	13,824
MIN	12,358	13,230
MAX - PROM	932	656
PROM - MIN	454	594
MAX - MIN	1,386	1,250

Cuadro No 2.5

## Demanda pico y promedio de Julio/98

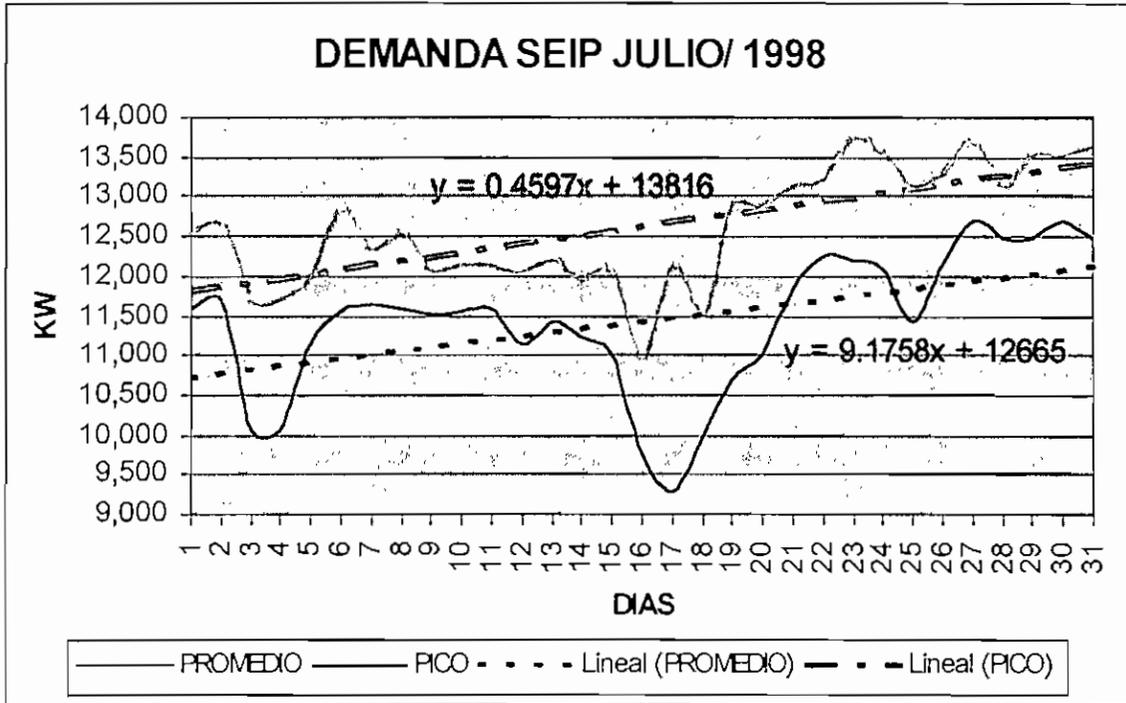


Figura No 2.6

Curva de valores de demanda pico y promedio del mes de Julio de 1998.

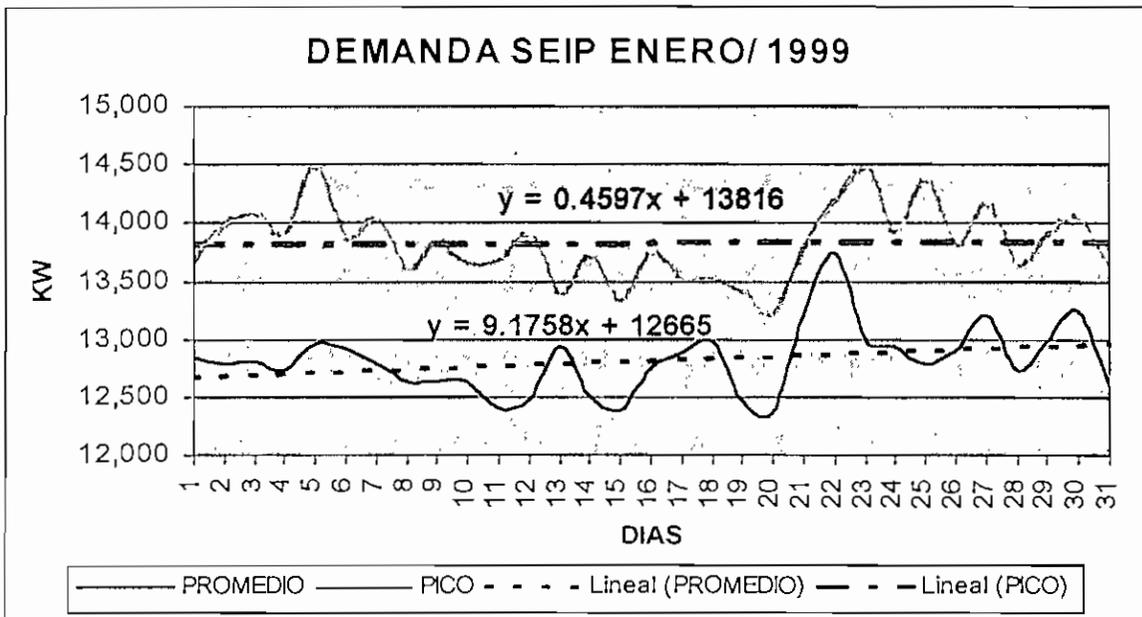


Figura No 2.7

Curva de valores de demanda pico y promedio del mes de enero de 1999

De los datos anteriores se realiza las siguientes conclusiones:

- (a) La demanda pico, se incrementó de 13,750 KW en el mes de Julio de 1998 a 14,480 KW en Enero de 1999, subió en 730 KW.
- (b) Las desviaciones de la demanda promedio, en el mes de Julio fueron de 3,436 KW, mientras que en enero fueron de 1,386 KW.
- (c) Las desviaciones de la demanda pico, en el mes de Julio fueron de 2,760 KW mientras que en el mes de enero fueron de 1250KW
- (d) En el mes de enero existe una menor desviación de la demanda.
- (e) Los márgenes de (b) y (c) representan los rangos en los que ha variado la demanda entre los límites pico y promedio. Esta franja puede ser disminuida con una mejor administración de la demanda en el mes de enero, mes en cual se les dio instrucciones a los operadores para que no arranquen las unidades en la noche.

A pesar que en el transcurso de los meses de julio y enero no se ha incrementado nuevas cargas en el sistema, la pregunta es ¿porqué hay diferentes valores de demanda pico entre un día y otro? Estas desviaciones obedecen a las siguientes causas:

- Los datos tomados no son confiables, la lectura de datos se realizó cada hora y en forma desincronizada, esto debido a que los operadores en las centrales de generación, no leen la potencia de generación al mismo tiempo en todas las unidades generadoras; además, es imposible que ellos no realizan una lectura continua. El carecer de registradores que recopilen la información de todo el distrito a tiempo real, hace imposible realizar la lectura de las demandas pico y promedio. Sin embargo esta información sirve de guía para tener una idea de la problemática presentada.
- No existe una administración óptima de la carga. Para el transporte de petróleo y reinyección de agua, se disponen de bombas de gran potencia (200 y 300 HP), las cuales operan únicamente ciertas horas dependiendo de las

necesidades. Estas bombas están ubicadas en los campos Lago, Sacha y Shushufindi y son controladas por los operadores de producción, quienes arrancan cuando existe alto nivel en los tanques sin ninguna coordinación con las centrales de generación.

A continuación se presenta un cuadro en donde se muestran los motores de las bombas de reinyección de agua y los tiempos de operación, lamentablemente no se dispone de los datos actuales de las bombas de Oleoducto, que son de mayor potencia en muchas ocasiones y en mayor número

### **2.6.1.-EVALUACION DE PERDIDAS PICO POR FALTA DE ADMINISTRACION DE LA DEMANDA.**

El personal de Mantenimiento, es la encargada de tomar la decisión para autorizar el suministro de energía del SEIP a nuevas bombas para producción de petróleo o para reinyección de agua, y es Ingeniería de Petróleos sobre la base de esta autorización la que programa la instalación, o rehabilitación de nuevos pozos.

La toma de la decisión para incremento de carga al SEIP se basa en garantizar las suficientes reservas de potencia para soportar contingencias, como salida inesperada de unidades o fallas en el sistema, para lo cual se ha definido el valor límite de la demanda en 14.5 MW<sup>1</sup>, sobre este valor está negada cualquier solicitud de incremento de carga al SEIP

El valor máximo de la demanda pico registrado es de 14.3 MW en el mes de enero de 1999, esto indica que actualmente la producción de energía eléctrica del SEIP, no satisface los requerimientos de desarrollo mayores a 200 KW, para incremento de producción de petróleo; por lo cual, se ha restringido el incremento de nuevas BES con suministro de energía eléctrica del SEIP.

---

<sup>1</sup> Límite establecido por el Departamento de Mantenimiento.

Un manejo adecuado de la carga ocasionaría disponer de una curva de demanda lineal, redistribuyendo los picos de demanda en las horas o días de menor demanda, esto permitirá reducir los picos de demanda y se pueda tomar la decisión de incrementar la carga hasta el límite permitido.

De la tabla de datos mostrados en las figuras 2.6 y 2.7, se calcula que la desviación de la demanda pico respecto al promedio es mayor a 500 KW, esto posibilita que Petroproducción podrá disponer, sin instalar más infraestructura de parque generador en aproximadamente 2'400.000 KWH al año.

Visto desde otro punto de vista, para producir un barril se requiere de 0.4 KW de potencia instalada, al disponer de una potencia de 500 KW, posibilita incrementar la producción en aproximadamente 1.400 barriles de petróleo al día. En el año se podría incrementar la producción en 528.000 barriles/año.

# **CAPITULO III**

**BASES TEORICAS DE LA**

**OPERACION DE SISTEMAS**

**DE POTENCIA**

## CAPITULO III

### BASES TEORICAS DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA

#### 3.1.- INTRODUCCION.-

En el capítulo anterior se realizó una descripción del estado operativo del SEIP y se cuantificó las pérdidas generadas por una parte de los problemas existentes en el sistema eléctrico de potencia.

A estas pérdidas, se suman la falta de recursos de la empresa para compra de repuestos y de nuevos equipos, que obliga al personal técnico y operativo a cuidar que los equipos eléctricos existentes en el SEIP, estén funcionando el mayor tiempo posible. Esto se logra naturalmente con una correcta operación.

Para evaluar si los procedimientos operativos presentados en el capítulo anterior son los adecuados, en el presente capítulo se facilita los conocimientos de las herramientas básicas para solucionar los problemas operativos de un sistema de potencia.

#### 3.2.- PROBLEMAS OPERATIVOS EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Normalmente un sistema de potencia está sujeto a variaciones de carga y/o perturbaciones; ya sea, por salida inesperada de unidades de generación, fallas en las líneas o variaciones inesperadas de carga, ocasionando desviaciones del estado normal del sistema, en instantes de tiempo modificando las condiciones de operación del sistema en las variables como voltaje, frecuencia e incluso dependiendo de la magnitud del evento, puede causar hasta la suspensión en el suministro del sistema eléctrico. La misión del operador, consiste en estar vigilante a estos instantes de tiempo para que luego de tener un claro conocimiento del problema operativo existente en el nuevo estado del sistema y con los suficientes

criterios técnicos sobre la base de lo programado, tome o coordine las acciones de control respectivas para restablecer al sistema a su estado normal, para lo cual dispone de tres herramientas básicas: lo programado en el pasado (programación operativa), la supervisión y operación a tiempo real, y el seguimiento con el análisis de los eventos sucedidos (análisis post-operativo), sustentado en el conocimiento de los equipos, componentes de su sistema y de la teoría de operación de sistemas de potencia.

Con estas herramientas el operador tratará de resolver los siguientes problemas operativos:

### **3.2.1.- PRIMER PROBLEMA OPERATIVO.- BALANCE GENERACION – CARGA Y MANTENIMIENTO DE FRECUENCIA CONSTANTE<sup>[5,19]</sup> .**

El primer problema operativo en un sistema de potencia a considerar, es el balance generación – carga, es ocasionado por incrementos de carga, perturbaciones o fallas en los elementos del sistema, el no resolver este problema puede ocasionar suspensiones del suministro de energía eléctrica y daños en los equipos.

La demanda del sistema es siempre dinámica, y por tanto los ajustes de generación deben ser continuos. En tiempos cortos (seg-min), la demanda tiene cambios rápidos en pequeña magnitud; en tiempos más largos (min-hora) la demanda tiene cambios lentos en gran magnitud. El objetivo básico y primario en la operación de un sistema de potencia, es mantener el balance entre la generación y el consumo total, para este fin existe una herramienta de operación denominada canal de control potencia activa – frecuencia (P-f)<sup>[5]</sup> .

El satisfacer la demanda de potencia activa con la generación, es un problema de conversión de energía, que involucra variables eléctricas y mecánicas, la diferencia en tiempos de actuación y en tiempos de respuesta entre los dos tipos

de variables origina variación de la velocidad de las máquinas, y por tanto desviaciones de frecuencia<sup>[5]</sup>. Los cambios rápidos producen desviaciones de frecuencia y las unidades de generación dependiendo de su tipo y velocidad de respuesta, absorben estos cambios y controlan así la frecuencia del sistema como parte del primer problema operativo, la herramienta disponible para este control es local en cada unidad denominada regulación "natural o primaria" y es automática.

### **3.2.3.- SEGUNDO PROBLEMA OPERATIVO.- MANTENER LA FRECUENCIA NOMINAL (60Hz).**

El segundo problema operativo es mantener la frecuencia constante y ajustada a su valor nominal (60 Hz), este problema operativo está enfocado en el despacho de carga mediante la denominada regulación secundaria, actuando en forma local o remota, dependiendo de las facilidades, pero es una acción que se realiza en coordinación con el centro de control del sistema de potencia, quien debe tener pleno conocimiento del estado de las variables y equipos del sistema, en cuanto a condiciones de generación, transmisión, distribución y demanda.

### **3.2.4.- TERCER PROBLEMA OPERATIVO.- CONTROL DE POTENCIA REACTIVA Y VOLTAJE<sup>[5]</sup>.**

El tercer problema operativo en la producción de energía eléctrica está dado por:

- Las curvas de capacidad en las unidades generadoras; el trabajar en la región permitida de estas curvas, evita daños en los generadores por excesivas corrientes de campo y prevenir desconexiones del paralelo de las unidades por inestabilidad.
- Los voltajes nominales de las cargas y equipos del sistema de potencia, los márgenes de variación de los niveles de voltaje están limitados por los daños que éstos pueden sufrir y las pérdidas en las líneas de transmisión de energía eléctrica.

### 3.4.- HERRAMIENTAS EN UN SISTEMA OPERATIVO.-

Para poder controlar los tres problemas operativos descritos, y ante los incrementos en las complejidades de un servicio cada día más exigente en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, se requiere de herramientas eficientes y ayudas para asegurar que el suministro de energía eléctrica sea seguro, de calidad y al menor costo.

Según Cegrel<sup>[19]</sup>, las principales actividades de operación deben desarrollarse desde un centro de control, en donde se implementan cada día funciones de ayuda al operador; sin embargo, existen herramientas de control básicas que necesariamente están ubicadas localmente.

Las herramientas de operación se mencionarán de acuerdo a las recomendaciones de Cegrel para la organización de las actividades del operador en los centros de control, el cual considera las siguientes herramientas operativas:

- Programación o planificación operativa (pre-despacho)
- Operación instantánea (despacho de carga)
- Evaluación y seguimiento operativo (pos-depacho).
- Herramientas de optimización operativa y de estudios

#### 3.4.1.- PROGRAMACION O PLANIFICACION OPERATIVA<sup>[21]</sup>.-

Es un proceso analítico que tiene como entrada información acerca de las proyecciones de la demanda de energía y potencia; la disponibilidad del parque generador, provisiones hidrológicas en distintos escenarios, costos de combustibles y otras restricciones operativas del sistema, que proporcionan un esquema de la operación del sistema eléctrico de potencia, en el corto plazo con un horizonte de una semana en períodos diarios, en mediano plazo con un

horizonte de un mes en períodos semanales y largo plazo con un horizonte de dos años en períodos mensuales.

Como resultado del planeamiento operativo se determinan según el horizonte, las reservas de potencia - energía, costos marginales, valoración del agua, costos referenciales de generación, los programas de mantenimiento, etc. . También corresponde mantener al personal preparado ante posibles contingencias en el sistema por ejemplo entrenamiento.

Los elementos básicos de esta herramienta operativa constituyen:

Los reportes o bases de datos.

Los estudios de planificación y proyección de la demanda.

La planificación de mantenimiento.

Estudios hidrológicos y de disponibilidad de combustible.

El predespacho, realiza los planes para mantener la alimentación de energía en períodos cortos de tiempo e incluye las siguientes actividades:

- Predicción de carga en períodos cortos de tiempo.
- Programación de la generación
- Planificación de intercambio
- Planificación de requerimientos de la potencia reactiva
- Planificación de paradas y de actividades de mantenimiento
- Desarrollo de planificadas acciones de conmutación
- Elaboración de planes para restauración, después de una perturbación.

### 3.4.2.- OPERACIÓN INSTANTÁNEA Y DESPACHO DE CARGA<sup>[21]</sup>.

Concierne al monitoreo de la potencia de generación, carga y voltajes, así como chequeo/reacción, para violación de límites, acción de los equipos de protección y fallas de equipos. *El denominado control de frecuencia de carga, está destinado a mantener los valores de frecuencia nominales y mantener los valores de*

*programados de producción e intercambio, sobre la base de la programación óptima de las unidades de generación* <sup>[19]</sup>.

Toma como referencia el esquema de operación prevista en la fase anterior, introduciendo el concepto de despacho económico, que procura establecer una programación horaria de generación que cubra la demanda y minimice los costos de producción. Se ejecuta en forma centralizada, la operación de las centrales de generación, de la red de transporte y coordinación de entrega de energía a los usuarios (empresas eléctricas o grandes industrias). Antiguamente existían paneles mímicos, en donde se ubicaban todos los instrumentos para medición, control y protección, pero los reportes y toma de decisiones las hacía el operador. Actualmente existen los sistemas computacionales, que ayudan a reducir el tamaño y aumentar las herramientas de operación concentrándolas en un centro de control.

El despacho ejecuta los planes desarrollados en el predespacho, y es el sistema de supervisión y control encargado de encontrar las necesidades instantáneas sobre la presente hora. Estas actividades normalmente incluyen:

- Monitoreo del sistema de potencia y estado
- Despacho de potencia para optimizar los costos de producción y para balancear la carga de la generación.
- Negociaciones de intercambio y evaluación de la economía y seguridad
- Realización de actividades de conmutación, planeados o reacciones posteriores a perturbaciones.

#### **3.4.2.1.- REGIMENES OPERATIVOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA<sup>[19]</sup> .-**

El estado actual de un sistema de potencia puede estar en uno de los cuatro modos o estados de operación, los cuales se muestran en la figura No 3.1 y son:

- El estado normal
- El estado de alerta, las condiciones de operación están cercanas de los límites operativos, se hacen presente ciertas perturbaciones
- El estado de emergencia, se detectan violaciones de los límites operativos con la consecuencia de salida de unidades y de líneas eléctricas del sistema de potencia.
- El estado restaurativo, estado en el cual se están tomando acciones correctivas.

La meta por sobretodo es mantener al sistema dentro del estado normal el mayor tiempo posible. Esto se logra al llevar al sistema rápidamente al estado normal cuando se ha detectado un movimiento hacia el estado de alerta ante la presencia de alguna perturbación. Si el sistema ha violado los límites operativos (estado de emergencia), la restauración debe ser segura y rápida.

El reintegrar la generación o los sistemas de transmisión es realizado por acciones propias del centro de control. Para poder satisfacer los requerimientos de los problemas operativos, se dispone de las herramientas operacionales que se mencionan en el presente capítulo.

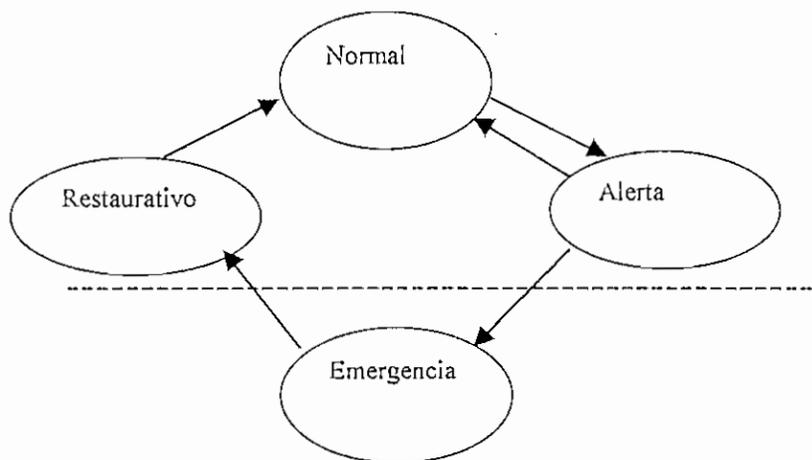


Figura No 3.1  
Los cuatro modos o estados de operación

### 3.4.2.2.- CONTROL DE POTENCIA ACTIVA – FRECUENCIA<sup>[5]</sup>.

Para satisfacer el control del primer y segundo problema operativo las unidades de generación disponen del canal de control denominados Potencia Activa-Frecuencia y para el control del tercer problema operativo se dispone del canal de control potencia reactiva- voltaje como se puede apreciar en la figura No 3.2, se presentan las principales herramientas de operación existentes para las unidades y que se describen a continuación:

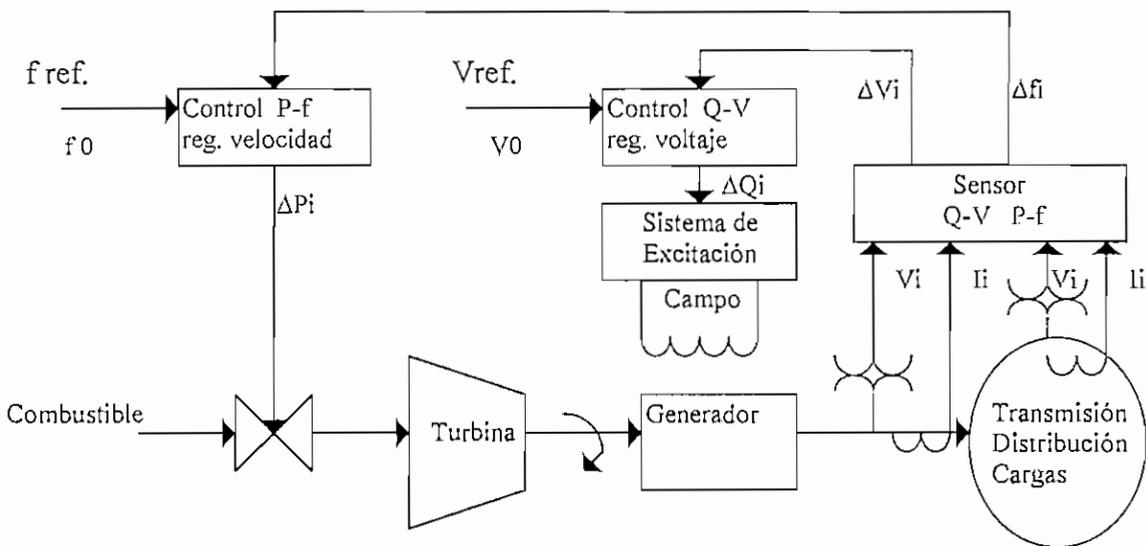


Figura No.3.2  
Ilustración en bloques del sistema de control de generación

#### a) REGULACION PRIMARIA<sup>[5]</sup>. -

Cada unidad dispone de un mecanismo de control potencia – frecuencia relacionado con el control de la válvula o mecanismo de ingreso de combustible a la parte motriz de la unidad generadora, el cual está controlado por el regulador de velocidad, comúnmente denominado governor; su función es mantener estable la velocidad de la unidad motriz, ante un descenso la velocidad de la unidad motriz a su valor de referencia, aumenta el paso de combustible con el objeto de incrementar la potencia al eje del generador, para de esta manera

estabilizar la velocidad a un valor constante diferente al valor nominal. Al ser la velocidad directamente proporcional a la frecuencia, esta variable también se estabiliza a un valor diferente del nominal.

A este proceso individual y automático de la máquina motriz de mantener la frecuencia constante ante demandas de carga se denomina Regulación Primaria o Natural.

Esta característica de regulación se puede apreciar en la figura No 3.3.

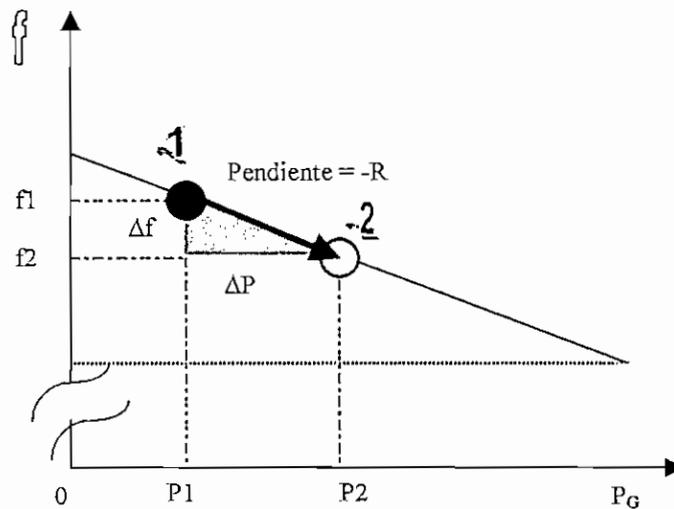


Figura No 3.3  
Regulación natural o primaria

La regulación teóricamente se puede aproximar a una línea recta como se muestra en el gráfico anterior, de donde la pendiente se denomina regulación(R):

$$R = (f_2 - f_1) / (P_2 - P_1) \quad 3.1$$

donde:

R = regulación

f1 = frecuencia en Hz en el punto 1 de operación.

$f_2$  = frecuencia en Hz en el punto 2 de operación.

$P_1$  = Potencia de salida para una frecuencia  $f_1$ .

$P_2$  = Potencia de salida para una frecuencia  $f_2$

La regulación, físicamente es la capacidad de reacción de una máquina ante una variación de la demanda de potencia, está sujeta a variables, como: la inercia de la máquina, capacidad de potencia de la máquina, velocidad de respuesta del sensor y actuador (válvula).

Como se puede apreciar en la figura No 3.3, en la operación de la unidad ha existido un incremento de potencia y la unidad pasa del punto de operación  $P_1$  al punto  $P_2$ , mientras que la frecuencia se reduce del punto de operación  $f_1$  a  $f_2$ .

Cuando se dispone de dos o más unidades que operan en paralelo, la repartición del incremento de carga se rige por dos hechos:

- Las máquinas operan siempre a la misma frecuencia
- Las máquinas toman o dejan carga de acuerdo a sus características de regulación.

A diferencia de cuando una unidad opera individualmente, todas las unidades operan a un mismo valor de frecuencia, pero ante un incremento/decremento de la demanda cada una absorbe una cantidad de potencia de acuerdo a sus características individuales de regulación; por tanto, la variación de frecuencia será común para todas las unidades, pero la variación del punto de operación en potencia es diferente, como se muestra en la figura No 3.4

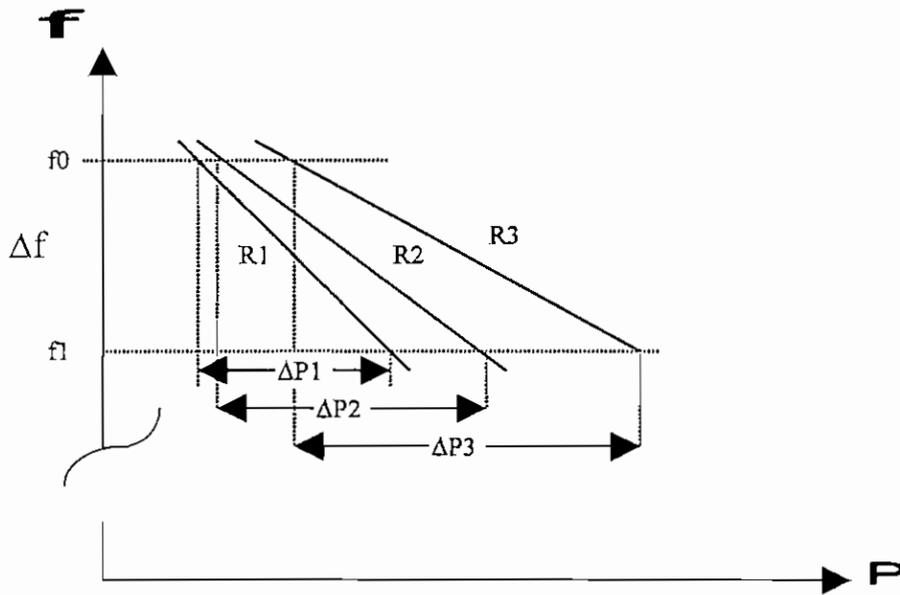


Figura No 3.4  
Curvas de regulación para varias unidades en una  
central de generación

Del gráfico anterior podemos deducir:

$$\Delta f = (f_0 - f_1) = -R_1 * \Delta P_1 = -R_2 * \Delta P_2 = -R_3 * \Delta P_3. \quad 3.2$$

Cada unidad de acuerdo a su capacidad y características de regulación suministra potencia  $\Delta P_1, \Delta P_2 \dots \Delta P_n$ , pero todas las unidades se estabilizarán a una determinada frecuencia ( $f_1$ ).

#### b) REGULACION SECUNDARIA<sup>[5]</sup>.-

Una vez realizada la regulación primaria, luego de una perturbación debido a variaciones de carga o unidades generadoras; es necesario llevar al sistema, a operar con valores nominales, la acción a seguir luego, desde un centro de control, corresponde al operador en pleno conocimiento del sistema redistribuir la carga incrementada o disminuida entre todas las unidades, hasta obtener un valor de frecuencia igual a la nominal, a este proceso se denomina regulación secundaria. Para la repartición de carga entre todas las unidades generadoras,

hasta volver el sistema a la frecuencia nominal, es un proceso de varios pasos de regulación primaria y secundaria, como se muestra en la figura No 3.5, de acuerdo con las características propias de regulación de todas las unidades del sistema de potencia y de la regulación del sistema

En la figura No 3.5, se puede apreciar que desde el punto de operación inicial 1 ( $P_0, f_0$ ) ha variado las condiciones de operación al punto 2 ( $P_1, f_1$ ), corresponde al operador llevar el sistema al punto de operación 3 ( $P_1, f_0$ ). Por regulación secundaria coordinada desde un centro de control, se envían órdenes a los operadores locales, para que ejecuten acciones de control a los reguladores de velocidad y si corresponde a subir la frecuencia abran las válvulas, inmediatamente por acción natural o primaria, el sistema se estabiliza en un punto transitorio de operación ( $P_1, f_1 + \Delta f_1$ ), si el valor de frecuencia, luego de este paso de regulación no es la nominal  $f_0$ , deberá realizarse otro paso similar al anterior para situarse en un punto de operación ( $P_1, f_1 + \Delta f_1 + \Delta f_2$ ), esta serie de pasos de regulación primaria y secundaria, se realizará hasta corregir la frecuencia al valor programado y que corresponde al punto de operación 2, redistribuyendo la carga entre los generadores con criterios de despacho económico.

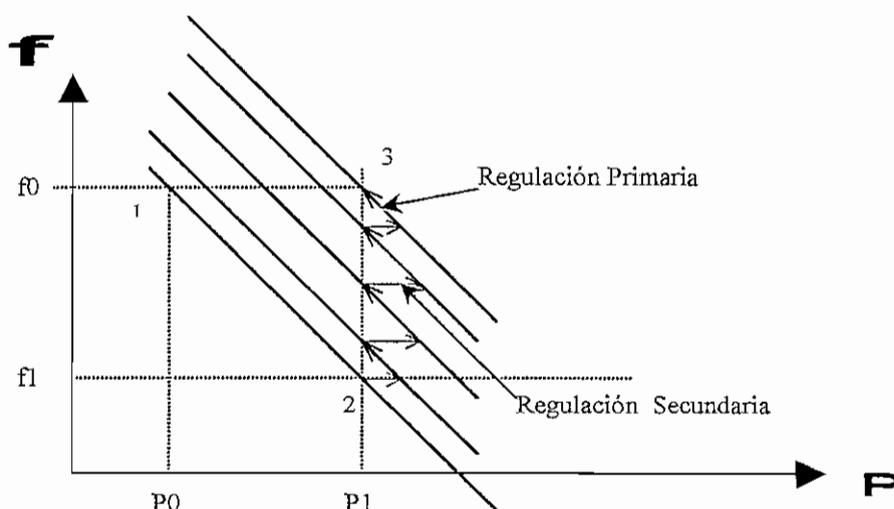


Figura # 3.5  
Proceso de regulación secundaria

Es necesario además para realizar la regulación secundaria, el conocimiento de los límites operativos de las unidades.

Actualmente en los centros de control, existen funciones que ayudan a redistribuir la potencia utilizando esos criterios, como: el predespacho, despacho, posdespacho, despacho económico, control automático de la generación, flujos óptimos, etc.

### 3.4.2.3 SECCIONAMIENTO DE CARGA<sup>[20,22]</sup>..-

Cuando se producen la salida de unidades generadoras de línea, ocasionan que la demanda instantánea de carga, sea demasiado alta respecto a la capacidad de generación del sistema, a consecuencia de este evento la velocidad de rotación de las unidades y la frecuencia disminuyen; pero si la energía cinética almacenada en las partes rotativas de las máquinas y la velocidad de actuación de los mecanismo de regulación primaria, no son suficientes para mantener el balance generación – carga, existe una herramienta de protección que actúa en forma automática denominada "seccionamiento de carga" (load shedding).

Esta herramienta, consiste en seccionar cargas sobre la base de los relés de baja frecuencia; esto ayuda a disminuir la carga del sistema con el objeto de disminuir el desequilibrio entre generación y carga, y permite sostener el sistema para que actúen los mecanismos de regulación. Si bien no puede considerarse un elemento operativo, es sin duda una herramienta que ayuda a manejar situaciones de contingencia.

Actualmente existen dos tipos de operación de los relés de baja frecuencia:

- Relés de baja frecuencia que operan en pasos, que se calibran para diferentes valores de frecuencia y van seccionando carga conforme la frecuencia llega a los valores calibrados.

- Los relés de baja frecuencia  $df/dt$ , detectan la velocidad con la que disminuye la frecuencia, y operan en forma rápida y segura, posibilitando seccionar diferentes cantidades de carga en un solo paso.

#### 3.4.2.4.- CONTROL POTENCIA REACTIVA – VOLTAJE (Q-V).-

El control Potencia Reactiva – Voltaje (Q-V), es una herramienta operacional que permite manejar los problemas operativos relacionados en los problemas de voltaje en la carga para que permanezcan dentro del rango permitido. A diferencia de la frecuencia, el voltaje es diferente en cada nodo de la red, y el mantener los valores nominales en todo el sistema de potencia, involucra mecanismos de control en las unidades de generación y equipos para compensación de voltaje ubicados cerca de la carga.

Para realizar el control de voltaje en las unidades de generación, están los sistemas de excitación, mientras que para realizar la tarea de compensación de voltaje en la carga o "compensación de la carga" existe las herramientas como: Cambiadores de TAPs, motores sincrónicos, bancos de capacitores, reguladores de voltaje.

#### CONTROL DE VOLTAJE EN UNIDADES DE GENERACION.-

Para ello existe la siguiente herramienta de operación:

##### a) Sistema de excitación.-

Cada unidad posee un sistema de excitación, que actúa en forma automática tratando de mantener constante el nivel de voltaje terminal a un valor de referencia dado.

En la figura No 3.2, se observa que un aumento o disminución de la corriente de campo, da como resultado aumento o disminución de la magnitud del voltaje en la barra.

La misión que debe realizar el sistema de excitación puede descomponerse en dos partes: La primera consiste en mantener la intensidad de corriente rotórica en el valor necesario durante la perturbación o cambios de carga y la segunda precisa el restablecimiento tan rápido como sea posible al valor prescrito de la tensión en bornes del generador.

La primera acción es automática, realizada por el regulador de voltaje que dispone cada unidad, mientras que el restablecimiento del voltaje al valor nominal es una acción de control manual a ejecutarse. De la experiencia de campo se puede decir que luego del estado transitorio, el voltaje generado por las unidades de generación sufre poca variación.

En un sistema de potencia, en donde se encuentran operando varias unidades con otras en paralelo con otros sistemas de generación, se presentan pérdidas de potencia especialmente reactiva en las líneas de transmisión de energía eléctrica, haciendo que la magnitud del voltaje al otro extremo de la línea sea menor, el problema del control de voltaje se traduce en un problema de control de flujos de potencia reactiva. Mientras el voltaje en una barra de generación o nodo puede mantenerse constante, el flujo de potencia reactiva ( $\Delta Q_i$ ) generada o absorbida por cada unidad varía.

El flujo de potencia reactiva en la unidad es controlado igualmente por la excitatriz, una excesiva corriente de campo puede producir calentamiento en el bobinado de campo, por tanto el control del flujo de potencia reactiva está limitado por la capacidad de la corriente de campo que no afecte las bobinas, y por los límites de estabilidad, estos límites son dados por el fabricante mediante en las curvas de capacidad.

## REGULACION DE VOLTAJE MEDIANTE LA COMPENSACION EN LA CARGA.-

En vista de que el voltaje en la carga es diferente al voltaje generado, por el efecto de caída de voltaje en las líneas eléctricas o por las características de la carga existen otros mecanismos de regulación que se mencionan a continuación:

### b) Control de TAPs en transformadores de Potencia.-

Otra forma de control del nivel de voltaje, constituye los cambiadores automáticos de Taps (LTC), los mismos que automáticamente, o en forma manual pueden cambiar la relación de transformación del transformador de potencia, obteniendo en el secundario, voltajes mayores o menores de acuerdo a los niveles requeridos.

### c) Control de Compensadores de Potencia Reactiva (VARs).-

Existen tanto compensadores estáticos como compensadores dinámicos.

Los compensadores estáticos, son equipos que sin ser equipos rotativos, aportan potencia reactiva al sistema mejorando el factor de potencia en los puntos donde se encuentran ubicados, conocidos como condensadores.

El uso de estos equipos está dado por limitaciones dadas por las características de las líneas de transmisión.

Los compensadores rotativos, están los generadores y motores sincrónicos, los cuales aportan reactivos al sistema con el objeto de mantener un valor adecuado de voltaje en el sistema.

### 3.4.3.- ANÁLISIS POST-OPERATIVO<sup>[5,19,21]</sup>.-

Es aquí donde se evalúa la operación del sistema eléctrico de potencia durante sus regímenes de estado normal, de alerta y de emergencia. Los reportes de operación y seguimiento directo de perturbaciones son hechos para crear datos estadísticos usados como datos de ingreso para planificación, así como para

propósitos de contabilidad. Los registros de perturbaciones constituyen una base para localización de fallas primarias y para una rápida restauración del sistema.

Entre las herramientas para las actividades a desarrollarse en las tareas post operativas / posdespacho están:

- Reportes cronológicos de eventos y actividades del operador (logging)
- Organización de datos estadísticos
- Generación de reportes operacionales
- Contabilidad de energía
- Análisis de perturbaciones

#### **3.4.4 HERRAMIENTAS PARA LA OPTIMIZACION OPERATIVA Y DE ESTUDIOS**

Estas herramientas constituyen un soporte para realizar la optimización operativa, como disminuir costos de generación o disminuir pérdidas en las líneas de transmisión que no constituye un objetivo de la presente tesis, por lo tanto esta herramienta no es analizada en detalle.

##### **a) Optimización Operativa.-**

Esta herramienta trata de optimizar los costos de generación, sobre la base de un conocimiento completo del sistema.

Entre los elementos básicos que ayudan a esta gestión están:

- Flujo Optimo de Potencia Activa (despacho económico )
- Flujo Optimo de Potencia Reactiva (minimización de pérdidas de transmisión)
- Flujo óptimo en general (despacho económico y minimización de pérdidas de transmisión)

Actualmente con el aparecimiento de los modernos centros de control, éstos disponen de otras herramientas de soporte para medición, supervisión y optimización operativa que ayudan a esta labor, funcionalidad que se le ha denominado Sistema de Manejo de Energía EMS (Energy Managment System), que se las detallará en el próximo capítulo.

#### **b).- Estudios Eléctricos.-**

Actualmente, existen herramientas operacionales de ayuda sobre la base de software, desarrollados por los fabricantes e implementados en los centros de control modernos, cuyo grado de aplicabilidad depende del grado de complejidad del sistema.

Estas herramientas en la operación sirven para:

La planificación

Optimización

Entrenamiento

Programación de intercambio

Transacciones y contratos.

De igual manera se han desarrollados sofisticados programas, que disponen los modernos centros de control para realizar estas tareas.

### **3.5.- EVALUACION DE HERRAMIENTAS OPERATIVAS DISPONIBLES EN EL SEIP EN BASE DE LOS CRITERIOS EXPUESTOS.**

Antiguamente existían los denominados centros de despacho de carga, actualmente la filosofía de la operación ha cambiado con el aparecimiento de los denominados centros de control, y es sobre la base de esta nueva filosofía operativa que evaluaremos la gestión.

### **3.5.1.- HERRAMIENTAS DE PROGRAMACION OPERATIVA.**

Esta herramienta operativa no existe en Petroproducción, el único criterio para programar las unidades generadoras, es tratar de cubrir la demanda, la programación de mantenimientos y las reservas.

Normalmente no se cumple las recomendaciones del fabricante, para mantenimiento de unidades sobre la base del número de horas de trabajo de la turbina.

Por seguridad en cada central de generación se procura al menos tener una unidad en reserva.

### **3.5.2.- HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN Y SUPERVISION A TIEMPO REAL**

No existe un centro de control, ni siquiera de despacho de carga, únicamente se dispone de herramientas de operación para medición y control local.

#### **3.5.2.1.- HERRAMIENTAS DE CONTROL POTENCIA - FRECUENCIA.-**

##### **a).- CONTROL PRIMARIO.-**

Para control del flujo de potencia activa/frecuencia, las unidades generadoras del distrito disponen de un governor mecánico, electrónico y digital.

El regulador en la unidad motriz de los generadores tipo GA, es accionado a través de un tren de engranajes auxiliares desde la caja de engranajes y controla, por medio de un servomecanismo, una válvula de combustible mediante la cual es regulado el suministro de combustible al quemador.

La velocidad a la cual el regulador de velocidad retiene la máquina motora (turbina de gas), es determinada por el equilibrio de dos fuerzas la fuerza del resorte del control de velocidad, la cual es una indicación de la velocidad requerida y la fuerza de los contrapesos, la cual es una indicación de la velocidad obtenida.

La velocidad seleccionada puede ser cambiada, cuando se quiere realizar un control externo, variando la compresión del resorte del control de la velocidad.

Esto se efectúa por medio de un mecanismo de sinfín y engranaje operado por motor o manualmente.

El governor de la unidad motriz del generador tipo GB, es electrónico denominado MK1 (diseñado por Mark), el mismo que está compuesto por un sensor de velocidad, la cual es transformada por el transductor a una señal de 0 – 20 mA, a su vez es ingresada a una tarjeta electrónica para su proceso de comparación con la señal de referencia, el error de estas dos señales es usado como control de una válvula reguladora de paso de combustible hacia los quemadores.

En las unidades de generación TY, el mecanismo es similar con la diferencia de que el control es digital mediante un microprocesador. En ambos casos, se puede monitorear el estado de la válvula y se puede ejercer control a través de un computador.

#### **b).- REGULACION SECUNDARIA.-**

La regulación secundaria, es realizada por un operador en cada central de generación y posteriormente se coordina con las otras centrales para realizar un control secundario en función de los requerimientos del sistema.

El criterio usado para la regulación secundaria, es cuidar las violaciones de sobre temperatura de las unidades motrices, y de mantener una potencia de salida no mayor al 80% de su potencia nominal.

Por último el criterio de mantener la frecuencia a su valor nominal es usado, según los operadores cada hora se trata de ajustar en 60hz.

#### **c).- SECCIONAMIENTO DE CARGA.**

Petroproducción no dispone de esta herramienta y los operadores seccionan la carga en forma manual, cuando ha salido de línea una unidad generadora sin

pleno conocimiento de las necesidades de la magnitud de carga a seccionar y de las consecuencias en las pérdidas de producción.

### 3.5.2.2.- CONTROL POTENCIA REACTIVA - VOLTAJE.-

Para realizar este control se dispone de un pequeño generador, que se llama Excitatriz Giratorio sin Escobillas (Brushless Rotary Exciter) montado en el mismo eje del generador principal. El procedimiento de regulación es el siguiente:

- El voltaje de salida de la unidad es censado mediante transformadores de potencial y alimentado al regulador de voltaje.
- En el regulador de voltaje, esta señal es rectificadora y comparada con la señal de referencia, de donde se obtiene la corriente de campo que alimenta al estator de la excitatriz. Cuando dos generadores operan en paralelo y la excitación de uno es excesiva éste provoca que la corriente circulatoria fluya entre los generadores. Esta corriente aparece como carga inductiva en la unidad con excitación excesiva, y capacitiva en la otra unidad. El circuito de compensación en paralelo, disminuye el voltaje del generador con una sobre excitación y eleva el voltaje en la otra unidad, tratando de minimizar el flujo de corriente entre las unidades. Esta acción se llama compensación en paralelo "Droop", y permite que dos o más generadores compartan la carga reactiva produciendo una menor caída de voltaje en el sistema.
- El regulador se convierte en una fuente de corriente, manteniendo un voltaje continuo (DC) constante. La corriente de campo es alimentada al estator de la excitatriz, la cual a su vez induce un voltaje de corriente alterna en el rotor de la excitatriz que gira a la misma velocidad del rotor principal del generador. El voltaje inducido es rectificado y alimentado al rotor principal, originando el campo del generador principal, controlado por el regulador de voltaje.
- Para momentos de arranque de grandes motores o cortocircuitos, en donde el voltaje disminuye drásticamente, en estas condiciones en que se producen grandes caídas de voltaje en el sistema, existe un mecanismo de inyección de corriente al regulador de voltaje en vez de voltaje, que permite inyectar

corriente al campo mediante la utilización de transformadores de corriente y mantener el voltaje denominado "sistema de soporte de excitación" (series boost).

- Para el caso de la unidad TY, se utiliza un sistema de excitación que utiliza un generador auxiliar de imanes permanentes, el cuál genera el voltaje de alimentación al regulador de voltaje. Esto permite que el voltaje de alimentación al regulador de voltaje sea independiente del sistema del voltaje alimentado al sistema de potencia.

### **3.5.2.3.- COMPENSACION DE VOLTAJE EN LA CARGA.-**

No se dispone de compensadores estáticos VARS, existen tres transformadores con control automático de Taps en las tres centrales de generación, en las locaciones de los pozos se dispone de transformadores con cambiadores manuales de Taps, no existen compensadores rotativos de reactivos.

### **3.5.3.- ANALISIS POST OPERATIVO**

No se dispone de herramientas para realizar la evaluación de eventos, ni siquiera se tiene registros de éstos, esta herramienta operativa no existe en Petroproducción.

### **3.5.4.- HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACION OPERATIVA.-**

No se realiza la evaluación operativa, peor la optimización operativa como despacho económico.

No existe supervisión del sistema de potencia, no se dispone de un centro de control, únicamente la operación esta limitada a usar los instrumentos analógicos de medida en forma aislada por cada central de generación. Se dispone de radio y teléfono para comunicación entre operadores de las tres centrales de generación.

# **CAPITULO IV**

**MARCO TEORICO DE**

**CENTROS DE CONTROL**

## CAPITULO IV

### MARCO TEORICO DE CENTROS DE CONTROL

#### 4.1.- INTRODUCCION.-

Sobre lo expuesto en los capítulos II y III, y en vista de que en la actualidad se han desarrollado herramientas automáticas que facilitan la gestión operativa, el objetivo del presente capítulo, es analizar las funciones y estructura física que disponen los centros de control modernos, para la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Se presenta una descripción de las funciones básicas para la operación, así como una breve descripción de los equipos requeridos para la implementación de un centro de control.

Para optimizar la operación de sistemas de potencia se dispone de cierta funcionalidad adicional de ayuda a la operación denominadas funciones de aplicación para el manejo de energía y distribución (SCADA EMS y DMS). Dada la extensión y complejidad que involucra el estudio de estas funciones, se realizará un análisis general sin ahondar en detalles.

#### 4.2.- CENTROS DE CONTROL.-

En la actualidad la tendencia en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, es automatizar los procesos mediante la implementación de centros de control computarizados, debido a las facilidades que éstos brindan para las tareas de adquisición de datos, supervisión y control.

Un centro de control moderno se puede definir como: "un sistema automatizado con una serie de *funciones de supervisión*, que vigila el correcto funcionamiento

de equipos y variables asociadas al sistema de potencia y de control, gracias a disponer de *funciones de medición* que permiten la lectura de las variables del sistema, de una serie de *funciones de proceso* para el tratamiento de las mismas y poder modificar el comportamiento de estas variables, mediante las *funciones de control*, todo en forma continua y a *tiempo real*, gracias a disponer de una serie de *funciones de comunicación* ”.

Todo este grupo de funciones, constituye la funcionalidad de los Sistemas SCADA, y se ejecutan gracias a programas requeridos que se denominan el *Software* del Sistema; pero para el desarrollo funcional del centro de control, se requiere también de equipos o computadoras denominado *hardware*.

La parte física de un sistema SCADA, se inicia desde una serie de sensores y transductores que permiten la adquisición y tratamiento de las señales del proceso para ser ingresadas a las unidades terminales remotas (UTRs), las cuales disponen del equipamiento necesario para la adquisición y el tratamiento de estas señales, así como enviar las señales de control a los equipos del sistema de potencia (en línea).

La información del sistema de potencia y de control se almacena ordenadamente en dispositivos en las UTRs, y en el centro de control estructurando las denominadas *bases de datos*.

Estas UTRs, son sistemas computacionales con su propia funcionalidad para operar por sí solos o bajo consignas de supervisión del centro de control, siempre en continua comunicación de envío y recepción de datos y comandos (tiempo real). Cuando estos datos se procesan fuera de línea para simular situaciones similares a las condiciones del sistema de potencia se suele denominar tiempo real extendido.

En el centro de control existen las computadoras que coordinan la comunicación entre la estación central y las UTRs, denominadas *servidores de comunicación* las cuales a su vez transfieren los datos y comandos en forma bidireccional a las computadoras centrales o *servidores de proceso*, que son las que tienen la funcionalidad básica de supervisión y adquisición de datos y de aquella requerida para cada aplicación específica.

En la actualidad no existe un centro de control para Sistemas Eléctricos de Potencia sin la intervención humana, por lo cuál existe ciertos equipos denominados *servidores de interface hombre-máquina*, que disponen de la funcionalidad para el proceso de ingreso y muestreo de datos e información, mediante dispositivos de entrada salida como: monitores o tubos de rayos catódicos (CRTs), equipos controladores de estos monitores, teclado, ratón, sistemas audibles, impresoras, copadoras de pantalla (hard copy), accesorios como teléfono, sistemas luminosos, etc. que en conjunto se denomina la *consola de operación*.

La aplicabilidad de estos modernos centros de control no corresponde únicamente a las tareas de operación, sino también ayudan a las tareas de mantenimiento, desarrollo, planificación y administración, para lo cual se requiere de otras funciones y equipos para tales tareas, así a parte de las consolas de mantenimiento, Ingeniería, programación, mantenimiento, capacitación, existe la posibilidad de que otras computadoras personales se integren a la red con otras aplicaciones denominadas de información tecnológica (IT).

Por seguridad, cada consola o computadora personal únicamente tendrá el acceso a cierta aplicabilidad del sistema, dependiendo de las necesidades y requerimientos del tipo de usuario.

Se han desarrollado variadas funciones SCADA, y de aplicación desarrollados por cada fabricante de centros de control, disponiendo así distintas características de hardware, software y costos, pero la tendencia es hacia la estandarización.

Así por ejemplo se citan a continuación algunos fabricantes de sistemas automáticos de operación de sistemas eléctricos de potencia como: SIEMENS dispone de un sistema de control de potencia SINAUT ESPECTRUM instalado en Venezuela, ABB dispone del SPIDER instalado en el CENACE de INECEL en Ecuador, ELIOP desarrolló el SHERPA instalado en las empresas eléctricas de Ambato y Centro Sur de Cuenca, entre otros.

### **4.3.- FUNCIONALIDAD DE LOS SISTEMAS SCADA**

El primer paso hacia la implementación de un centro de control de un sistema de eléctrico de potencia, es la determinación de la funcionalidad requerida, por ello a continuación se describen las funciones de carácter general denominadas de adquisición y supervisión de datos SCADA, identificándolas literalmente para en los próximos capítulos, ver su aplicabilidad a la solución de los problemas operativos de Petroproducción.

#### **4.3.1.- SUPERVISION Y ADQUISICIÓN DE DATOS DEL PROCESO<sup>[21]</sup>**

Este grupo de funciones permiten realizar la lectura cíclica de las señales de proceso a tiempo real, estos datos son alimentados a las UTRs locales para su procesamiento; luego, serán transportados hacia los servidores de comunicación, quién se encarga de enviar los datos a las computadoras de la estación central, para su utilización y elaboración de las bases de datos.

Este grupo de funciones tiene relación con la adquisición, procesamiento de las señales y del tratamiento de eventos especiales y de perturbaciones del sistema de potencia.

Existen tres tipos de señales que se adquieren en el proceso mediante switches, relés, sensores y transductores:

Indicaciones simples y dobles

Mediciones analógicas

Mediciones digitales y valores de acumuladores de contadores.

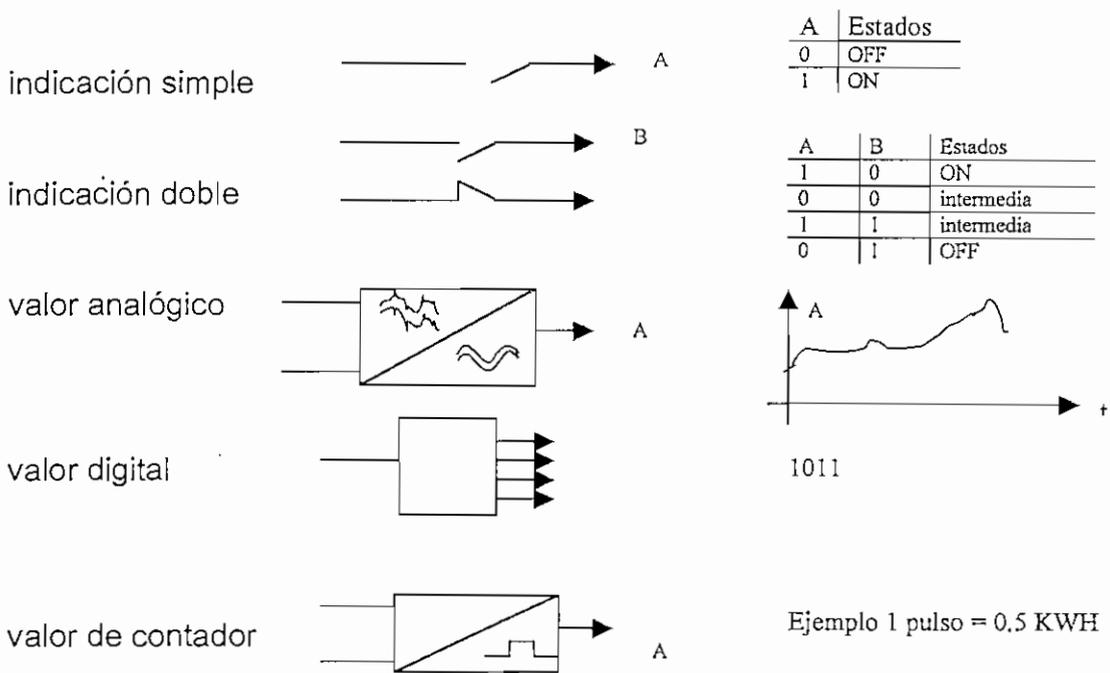


Figura No 4.1  
Señales del proceso

#### 4.3.1.1.- Adquisición de datos de indicaciones de estado.-

Las indicaciones del estado de los elementos del proceso, son ingresadas a las tarjetas de las UTRs, las cuales almacenan la información en la base de datos interna hasta la presencia de un cambio de estado.

Las indicaciones de estado típicas son de: interruptores, seccionadores, alarmas y otras señales.

Existe un procesamiento local con estas señales de indicación, antes de ser transmitida a la estación central mediante una serie de funciones que se describen a continuación:

Funciones de adquisición de datos de estado de las UTRs:

- a.- *Registro cíclico interno (cyclic scanning)*, detecta el estado de las entradas en forma periódica.
- b.- *Actualización de la base de datos*, Cuando se requiere un rearranque de la UTR ante una nueva instalación o actualización desde el centro de control.
- c.- *Filtrado Digital*, valida el estado de una indicación después de que se realiza un período de filtrado de la señal debido por ejemplo a ruido.
- d.- *Captura secuencial de estados*, registra mediante el cambio de estado cambios transitorios de los elementos del proceso en su propia base de datos.
- e.- *Supresión de posiciones intermedias*, en el caso de indicaciones dobles puede eliminar el almacenamiento en la base de datos de las posiciones intermedias en el caso de cambios transitorios.
- f.- *Protección de sobrecarga*, si una entrada está oscilando a altas frecuencias debido a la falla de algún contacto, puede ocasionar que se sature la memoria, el sistema interno detecta esta oscilación, y bloquea hasta que el contacto regrese a un estado normal.
- g.- *Registro Secuencial de eventos (SOE)*, Permite almacenar la información de cambios en el proceso, con resoluciones en el orden de milisegundos. Los eventos registrados, pueden ser enviados a la estación central para ser ordenados y presentados en una lista. La función del registro secuencial de eventos, puede escogerse para indicaciones, valores analógicos y valores digitales medidos.

#### 4.3.1.2.- Adquisición de Mediciones analógicas<sup>[21]</sup> .-

Los valores medidos analógicos pueden ser por ejemplo voltajes, corrientes, etc., estos valores son ingresados a la UTR, como cantidades mediante conversores Análogo - digitales.

Entre las funciones principales de la UTR, para la adquisición y tratamiento de datos analógicos medidos están:

- a.- *Conversión Análoga - Digital*, es necesario tener en cuenta la resolución, típica es de 12 bits.
- b.- *Selección del tiempo de muestreo*, típico de 0.1 a 60 segundos.
- c.- *Filtrado Digital*, para suavizar la señal de entrada (eliminar ruidos o falsas lecturas).
- d.- *Monitoreo de banda muerta*, compara el valor actual con el anterior si la diferencia excede al valor de la banda, el nuevo valor se reporta a la estación central.
- e.- *Supervisión de 4 límites*, es un tratamiento adicional que se le da a los valores analógicos medidos, si el valor de entrada sobrepasa uno de los límites se genera un mensaje a la estación central, informando la ocurrencia de un evento. Si un valor ha excedido un límite y tiene que regresar a la zona normal tiene que rebasar una histéresis, con el objeto de reducir el número de eventos significativos que se reportan a la estación central, dado que existen 4 límites, existen 4 zonas de histéresis, (alto: alarma y alerta, bajo: alarma y alerta).
- f.- *Procesamiento de zona cero*, existe una cierta zona en donde los valores leídos son considerados como valor cero.
- g.- *Conversión a unidades de ingeniería*, Las medidas ingresadas a las UTRs, deben ser convertidas a un sistema decimal, y decodificados o asignándoles una magnitud para ser leídas por los servidores de comunicación, con un formato adecuado así por ejemplo voltios, MVARs, etc.

- h.- *Registro Secuencial de Eventos (SOE)*, permite almacenar información de cambios en el proceso con resoluciones en el orden de milisegundos. Los eventos registrados pueden ser enviados a la estación central, para ser ordenados y presentados en una lista. La función de registro secuencial de eventos, puede ser escogida para indicaciones, valores análogos y digitales medidos.
- i.- *Post Morten Review (PMR)*, cuando ha ocurrido una contingencia o un evento importante, almacena la información en orden cronológico para poder estudiar el comportamiento del sistema. Estos datos son almacenados en un período antes y después de la contingencia, sin importar que se violen o no los límites operativos, luego cuando se activa la función PMR los datos son enviados a la estación central.

#### 4.3.1.3.- Adquisición de señales digitales y de contadores<sup>[21]</sup> .-

Estas señales son ingresadas como un paquete de ceros y unos, directamente al microprocesador, estas señales sirven para indicar posiciones de Taps en transformadores, lecturas de medidores digitales, etc.

Entre las principales funciones de las UTRs para la adquisición y procesamiento de este tipo de señales están:

- a.- *Selección del tipo de formato de ingreso (BCD o binario) y del intervalo del registro*
- b.- *Monitoreo de banda muerta*
- c.- *Actualización de la base de datos de la UTR*
- d.- *Registro secuencial de eventos (SOE).*

La lectura de los pulsos de los acumuladores de energía se realiza cuando se termina un período de medición predefinido, instante en que se actualiza automáticamente la base de datos local, y la información es marcada para transmitirse a la estación central.

Desde la estación central se pueden realizar requerimientos de lecturas intermedias, sin que esto signifique reiniciar el contador; además, la UTR tiene la posibilidad de almacenar en forma local los pulsos en caso de falla de comunicación.

Entre las principales funciones para la adquisición y tratamiento de este tipo de señales están:

*e.- Registro cíclico interno.*

*f.- Acumulación de pulsos y lecturas intermedias y de final de proceso.*

*g.- Actualización de la base de datos.*

#### **4.3.2.- MANEJO DE COMUNICACIONES ENTRE LAS UTRs Y LA ESTACION CENTRAL<sup>[21]</sup>**

Una función importante, es el manejo de las comunicaciones, una vez adquiridas y tratadas las señales a las UTRs, el siguiente paso es la transmisión de estas señales a la estación central, con la ayuda de los servidores de comunicación y de los medios físicos para el efecto.

Aquí existen dos tipos de funciones que se manejan en dos niveles de lenguajes o de protocolos basados en normas internacionales, la comunicación entre las UTRs y los servidores de comunicación se manejan en cierto protocolo específico como el RP 570/571, o el protocolo IEC 870-5, que está basado en las recomendaciones del modelo de referencia OSI.

El envío de datos entre los servidores de comunicación y los servidores de proceso o computadoras principales, se realiza mediante el uso de otros protocolos propios de redes locales de computadoras como ELCOM, ISO/OSI, IEC 870, ETHERNET, TCP/IP, etc., todos que cumplen normas internacionales.

Entre las principales tareas de esta función está:

- a.- *Manejo de UTRs para la adquisición de datos, poner orden en la solicitud de información*
- b.- *Manejo y chequeo de las líneas de comunicación*
- c.- *Redundancia, medios alternativos en caso de falla del sistema de servidores o equipos del sistema SCADA.*
- d.- *Sincronización, Todos los equipos deben estar sincronizados para evitar errores en las funciones SOE. y PMR.*
- e.- *Manejo de prioridades, atención a información de acuerdo con la importancia.*
- f.- *Manejo de protocolos, es importante disponer de un sistema multiprotocolo.*

#### 4.3.3- FUNCIONES DE CONTROL SUPERVISORIO DEL PROCESO<sup>[21]</sup>

El control del proceso es una función del sistema SCADA que se realiza mediante los comandos ejecutados desde el sistema central, a través de las UTRs

Las funciones de control pueden ser de varios tipos

##### 4.3.3.1.- Comandos

Esta función a su vez puede ser de dos tipos:

- a.- *Comandos ON / OFF* direccionado a objetos de dos estados físicos, así mediante esta función puede ejecutarse apertura y cierre de disyuntores, arranque parada de unidades de generación, selección de manual /automática para cambiadores automáticos de taps en transformadores.

**4.3.2.2.- Comandos Incremento/Decremento, (Raise/Lower),** Se envía pulsos de regulación al proceso, es aplicada por ejemplo a control MW/MVARs de unidades de generación y subida/bajada de cambiadores de Taps.

#### 4.3.2.3.- Valores de Consigna (set point)<sup>[10,21]</sup>.-

Esta función puede realizarse desde la consola de operación o desde un programa de control de la generación. Localmente existe la posibilidad de que una UTR pueda tener un lazo de control PID para ejecutar esta función. Es importante esta función en el manejo de potencia activa y reactiva de generación.

Estas acciones de control por condiciones de diseño y de seguridad requieren de ciertas condiciones y requisitos antes de ser activadas a saber:

- La consola del operador debe tener asignada una autoridad para ejecutar la operación.
- El objeto a controlar no debe tener una definición de "estado bloqueado".
- No se encuentran en progreso otras acciones de control sobre el mismo objeto
- La UTR y la línea de comunicaciones asociadas están operables
- Un comando de consigna (set point), es contrastado con los valores límites permisibles
- Para acciones de raise/lower, el objeto a controlar tiene que estar definido en el modo de "control remoto".

A todas las acciones de control que se ejecuten desde la estación central, se asigna un número de secuencia y monitorización del tiempo para evitar confusiones de las diferentes respuestas que se generen. Tras una acción de control, se arranca inmediatamente por software un circuito de supervisión que vigila el correcto desempeño de la acción caso contrario luego de cierto tiempo expedirá una indicación.

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<sup>(10)</sup>

La secuencia es:

- a) Selección de la central de generación.
- b) Selección de los objetos a controlar, que pueden ser: generadores, disyuntores, seccionadores motorizados, cambiadores de Taps, interruptores en pozos, entre los principales a considerar.

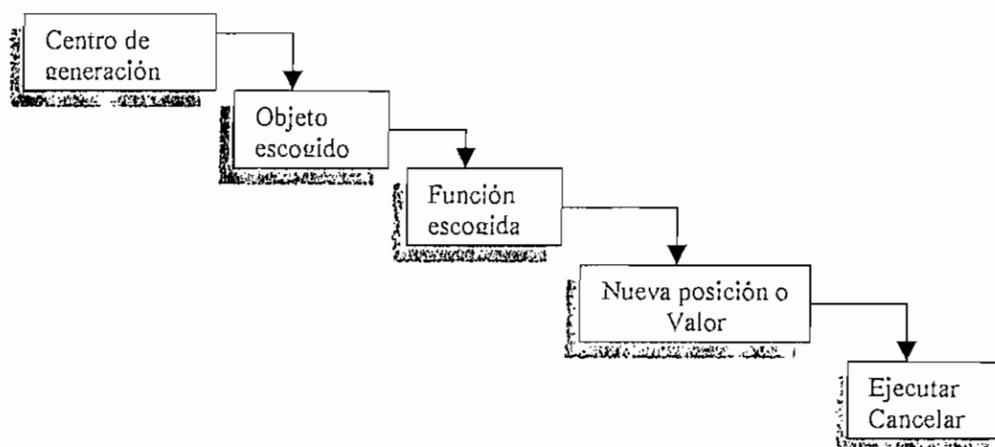


Figura No 4.2  
Secuencia de control

- c) Selección de funciones de control, operación valores de referencia, etc.
- d) Selección de una nueva posición o valor.
- e) Ejecución /Cancelación, antes de ejecutar la operación dependiendo de la prioridad de operación existirá las seguridades respectivas.

#### 4.3.4.- FUNCIONES DE PROCESAMIENTO DE EVENTOS Y DE INFORMACIÓN HISTORICA<sup>[10,21]</sup>

##### 4.3.4.1- Procesamiento de eventos.-

Cuando se opera un sistema de potencia, del sistema SCADA y su subsistema de Adquisición de datos, monitorea la información de los valores de corriente por líneas y transformadores, flujos de potencia activa y reactiva, voltajes de barra y

posiciones de taps en transformadores. Incluye mediciones consideradas como secundarias como: temperatura, presiones de gas, niveles de combustible, etc.

Los eventos son considerados como un cambio detectado en el estado de los objetos del sistema de potencia, así como en el sistema SCADA.

Los eventos son agrupados y almacenados de acuerdo a su naturaleza en diferentes sublistas de eventos de acuerdo a su clase y tipo. El procesamiento de eventos incluye la posibilidad de ejecutar registros automáticos de impresión y la activación de las alarmas audibles.

Procesamiento para una presentación de resumen de eventos (Event overview processing) EOP.- Colecciona eventos y los clasifica de acuerdo a su clase

Lista de eventos.- se puede presentar cronológicamente los eventos (SOE)

Presentación de alarmas

Proceso de eventos, seguimiento de eventos.

Clasificación de eventos

Activación de eventos, generalmente es el resultado de un cambio de estado.

#### 4.3.4.2.- Información histórica<sup>[10,21]</sup>

La función de manejo de información histórica (time tagged function), es utilizada para almacenar y acceder a datos relacionados con el tiempo. Los datos históricos son almacenados en una base de datos específica (time tagged database), en el subsistema de computación principal, la que constituye un super- conjunto de la base de datos ordinaria pero complementada con rutinas de acceso.

El acceso a los grupos TTD, se realiza con la misma lógica de direccionamiento de conceptos e instancias y propiedades que una base de datos ordinaria, a excepción de que se incluye un parámetro adicional "el tiempo". La presentación puede realizarse en forma de hojas de cálculo, como datos relacionados a gráficos

eléctricos, en forma de curvas, estructurado en forma de reportes, en forma de reportes Post morten Review.

Con estos datos existentes en los grupos TTD, se pueden realizar operaciones.

#### **4.3.5.- INTERFACES HOMBRE / MÁQUINA.-**

El valor de la información depende en gran medida de cómo se la presente a quién va a utilizar. Hoy en día existen facilidades operativas con mímicos multicolores en forma dinámica, presentadas en pantallas grandes denominadas VDU (vídeo display unit).

La interrelación entre centros de control, en sistemas interconectados en condiciones normales y de disturbios para compartir ventajas y responsabilidades han hecho que se busquen soluciones, que garanticen el intercambio de datos entre diferentes ambientes computacionales.

La información puede ser representada de distinta manera: Diagramas en-línea, muestreo tabular, curvas y lista de eventos.

Se denomina diálogos al proceso de comunicación entre los distintos equipos y el usuario, en el diseño de los diálogos se requiere de seguridad, simplicidad y flexibilidad.

Seguridad, que los datos sean confiables.

Simplicidad, que sea el diálogo fácil al usuario

Flexibilidad, que se pueden manejar varios datos a la vez y con los detalles requeridos.

#### 4.3.6.- COMUNICACIONES.-

Al igual que la recepción de datos, de igual o mayor importancia son las acciones de control a través de las RTUs, para lo cual factores como retardos (tiempo real), confiabilidad, disponibilidad, dependen en gran escala de los medios de comunicación utilizados entre RTUs, y centros de control con ellos, y los programas que involucra para esta gestión.

Es necesario aclarar que no es objeto de esta tesis, hacer precisiones sobre la teoría de hardware en sistemas SCADA; sino más bien, explicar las funciones que favorecen una operación óptima de sistemas eléctricos.

Estas unidades remotas en ciertos casos pueden programarse y tomar acciones de control por sí solas obteniendo una arquitectura distribuida.

Estas unidades terminales se comunican entre sí, o con otras por distintas maneras de acuerdo a su topología y ubicación. El proceso de comunicación entre ellas y con el centro de operación está definido como un lenguaje propio de comunicación entre computadoras denominado protocolo.

Las RTUs y centros de control, pueden estar distribuidas de diferente manera lo que se conoce como topología de la red, así en estrella, en anillo, multidrop, etc.

Cuando su topología es en anillo, hace falta un sistema de comunicación de cada una de ellas con un concentrador, si están cerca entre ellas se puede hablar de líneas de fibra óptica, o si están lejanas se puede hablar de otros métodos de comunicación como radio, microondas, satélite, o línea dedicada a través de módem en un proceso difuso.

#### 4.3.7.- FUNCIONES PARA DESARROLLO Y MANTENIMIENTO.-

Estos sistemas automáticos proveen de muchas facilidades para operación, por esta razón no requiere que el operador sea un experto en sistemas; sino más bien, un buen conocedor del manejo de las aplicaciones. Existen paquetes computacionales, que le permiten tener una información completa de los equipos que ayudan a la gestión del mantenimiento, así como compra de repuestos, etc. En cuanto a la planificación y toma de decisiones, existen paquetes asociados a las bases de datos que ayudan a esta gestión, por lo cuál se pueden ampliar el sistema ya sea en forma vertical y horizontal.

#### 4.3.8.- FUNCIONES DE SEGURIDAD

En vista de que existirán varios usuarios en la red (supervisión, mantenimiento, desarrollo, etc.), cada consola está limitada a ciertas aplicaciones para las operaciones del sistema de potencia y control (apertura de disyuntores, llamados a mantenimiento, etc.). Para ejecutar ciertos comandos y acceso a disponer de funciones y datos del sistema está controlada por identificaciones o claves denominada *función de control de autoridades* para garantizar seguridad de la operación.

Ante esta necesidad, es aún más importante la existencia de ambientes informáticos distribuidos con un orden de jerarquías.

#### 4.3.9.- SECCIONAMIENTO DE CARGA<sup>[20,21]</sup>.-

Acogiéndonos a la infraestructura de los sistemas SCADA SINAUT de SIEMENS, dentro de esta nueva filosofía de operación, esta función se considera como un soporte operativo básico, esta función permite realizar la desconexión o seccionamiento de ciertas cargas, ante la presencia de desequilibrios generación demanda en condiciones de emergencia, como una herramienta de ayuda para regresar al estado de operación normal del sistema de potencia.

Las herramientas disponibles de ayuda para ejecutar esta función son, los relés de baja frecuencia, quienes determinan la necesidad de un seccionamiento que puede coordinarse con las UTRs, esta tarea debe realizarse con cargas de menor importancia, hasta lograr operar dentro de los márgenes establecidos.

#### **4.3.10.- CONFIABILIDAD / DISPONIBILIDAD.-**

En vista que la toma de decisiones operativas, tácticas y estratégicas se basa en un sistema informático, no se puede prescindir de éste ni por cortos instantes de tiempo.

La redundancia de los equipos principales del centro de control, como servidores de aplicación y comunicaciones, garantiza una alta confiabilidad del sistema, para el efecto se disponen de funciones de autosupervisión y autodiagnóstico denominadas "watch dog".

#### **4.3.11.- BASES DE DATOS.- (BDD) <sup>[10,21]</sup>**

Una de las funciones básicas de los centros de control constituyen las bases de datos. El Sistema debería disponer de un banco de datos donde se almacene y esté a disposición la información en tiempo real, proveniente de las RTUs, que posibilite realizar:

Cálculos de valores estadísticos

Almacenamiento y chequeo de valores estadísticos,

Correcciones.

Emisión de reportes.

Curvas de carga

Reportes de disturbios

Potencia en transformadores y alimentadores primarios.

Estos datos y los demás que pueden ser considerados de importancia, se almacenan en forma organizada en la denominada "Base de Datos", y es una de las partes más importantes de un sistema SCADA. Contiene gran información de diferentes fuentes, pueden usarse para realizar cálculos por diferentes programas para producir otras bases de datos o para reducir a unidades manipulables.

Una BDD en tiempo real requiere que:

- Se escriban y lean los programas en forma estandarizada AQL<sup>1</sup> (Avanti query language)
- El sistema BDD se proteja a sí misma contra errores de hardware o en los programas.
- Los datos sean automáticamente convertidos y escalados
- Sea posible definir múltiples BDD para simulación, pruebas o entrenamiento.
- El acceso a la BDD sea rápido.

Para el usuario quizá no requiera saber de como se ingresa los datos sino más bien la forma lógica de acceder a estos. Por lo tanto existe una estructura lógica y una física de la BDD, con posibilidad de transacciones entre ellos.

La estructura lógica de la base de datos se organiza de tres maneras:

Jerárquica, es una relación entre niveles.

Relacional, que es una relación entre objetos.

En forma de red, menos usada.

La estructura física de la BDD depende del tipo de memoria que se use.

---

<sup>1</sup>En el Sistema SPIDER de ABB, la estructura y contenido de datos se manipula mediante el lenguaje DML (Data Manipulation Language), mientras que las consultas de información se ejecutan mediante un lenguaje denominado AQL (Avanti Query Language).

#### 4.3.12 MODO DE SIMULACION Y ENTRENAMIENTO<sup>[10,21]</sup>

El entrenamiento de los operadores puede ser ejecutado en un entorno relacionado a una base de datos de estudio, residente en una computadora principal fuera de línea (hot stand by), Las funciones que pueden ejecutarse en este ambiente son:

- a.- Ejecución de acciones de control: comandos y definición de valores de consigna*
- b.- Ingreso manuales de la información*
- c.- Selección de despliegues, reconocimiento de alarmas*
- d.- La ejecución de funciones de aplicación con propósitos de estudio.*

#### 4.4.- FUNCIONES DE APLICACION A LA PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA<sup>[12,21]</sup>.-

En virtud de que la presente tesis está orientada a la aplicación de los sistemas SCADA a la operación de la generación y distribución de la energía eléctrica, en el mercado existe un grupo de funciones adicionales, que permiten operar de una manera eficiente el manejo de la producción de energía (EMS), y de la distribución de la energía (DMS).

Los sistemas SCADA EMS, son un soporte operativo para el control de la generación y transporte de la energía eléctrica.

Las funciones SCADA DMS, son aplicadas a la distribución de energía en subestaciones y alimentadores primarios.

#### 4.4.1.- FUNCIONES DE MANEJO DE LA ENERGIA EMS (ENERGY MANAGEMENT SYSTEM)<sup>[12,21]</sup>.-

Este grupo de funciones adicionales, constituye un soporte operativo para la nueva filosofía operacional de los sistemas de potencia.

Para la etapa de planificación o programación operativa, para la operación y supervisión en tiempo real de la generación y transmisión de energía, y para la etapa de post-despacho operativo.

Entre las funciones del sistema EMS están:

- Programación de la generación
- Control de la generación.
- Análisis de Red.
- Simulador de entrenamiento.

##### 4.4.1.1.- PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN.-

La función de las tareas de programación es optimizar el uso de las unidades; de tal manera que, la cantidad total de recursos utilizados en el sistema sea el mínimo, sujetándose a ciertas reglas de seguridad. Este grupo de funciones tienen por objeto encontrar el planeamiento operativo para diversos horizontes.

Tienen como ingreso datos de las proyecciones de demanda de energía y potencia, la disponibilidad del parque generador, previsiones hidrológicas en diversos escenarios, costos de combustibles y otras restricciones operativas del sistema, dando como resultado las reservas de potencia y energía disponibles, costos marginales, predicción de carga, valoración del agua, costos referenciales de generación, programas de mantenimiento, transacciones de intercambio de potencia, etc; que ayudan a establecer un esquema operativo preliminar para

horizontes de una semana en períodos diarios, de un mes en períodos semanales y de uno o dos años en períodos mensuales.

De acuerdo a la estructura funcional del sistema EMS SPIDER de ABB y SINAUT de SIEMENS, se considera el siguiente grupo de funciones:

#### **a) Predicción de períodos cortos de tiempo.-**

Sirve para predecir la carga hasta 14 días en adelante. La predicción de carga del sistema, es la base para la planificación de las necesidades de generación, reservas en giro y reservas en frío o reserva de unidades apagadas (stand by).

En vista que estos procesos predictivos no son determinísticos, se usan técnicas de estimación, alrededor de un punto esperado como los mínimos cuadrados ponderados, y por ser un proceso estocástico que involucran errores, se usan los filtros de Kalman como filtros digitales.

La programación de la generación se la realiza en función de:

- Factores económicos
- Factores de tiempo (en la noche la carga incrementa)
- Factores de clima
- Eventos especiales (televisión, días cívicos, etc.)
- Efectos aleatorios

#### **b).- Unidad de programación (unit commitment).-**

El objetivo de esta unidad, es determinar el arranque y parada de las unidades disponibles, así como la programación de las transacciones para la compra de energía.

Básicamente aquí se consideran las unidades térmicas que usan combustible como gas, carbón, petróleo, o unidades nucleares.

Para resolver este problema, se usan algoritmos de optimización como programación dinámica con restricciones, como capacidades máximas y mínimas de generación.

Como datos para realizar la curva de costo incremental están:

- Precio del combustible
- Costo de arranque
- Costos de operación y mantenimiento
- Factores de penalización para pérdidas en líneas de transmisión.

#### c).- Programación de unidades de generación Hidráulicas.

Se refiere a la programación de las unidades hidráulicas en función de la cantidad de reservas de agua existentes en los reservorios, y de los niveles de caudal en los afluentes.

#### d).- Coordinación Hidro – Térmica.

Esta función se encarga de la programación de las unidades térmicas e hidráulicas, con el objetivo de minimizar los costos por combustible, arranque, parada, mantenimiento y operación, así como costos de energía y de intercambio. Naturalmente esta función está también sujeta a restricciones, como límites de generación y niveles críticos de reservorios y caudal.

#### 4.4.1.2.- FUNCIONES DE CONTROL DE LA GENERACIÓN<sup>[12,20,21]</sup>.-

Este grupo de funciones contribuyen a la supervisión y operación en tiempo real y la optimización del control de la generación, sobre la base de los esquemas operacionales de la programación operativa, realiza una programación horaria

tomando en cuenta las restricciones operativas, que permitan tener un producto de calidad en los costos mínimos posibles y con el máximo de seguridad.

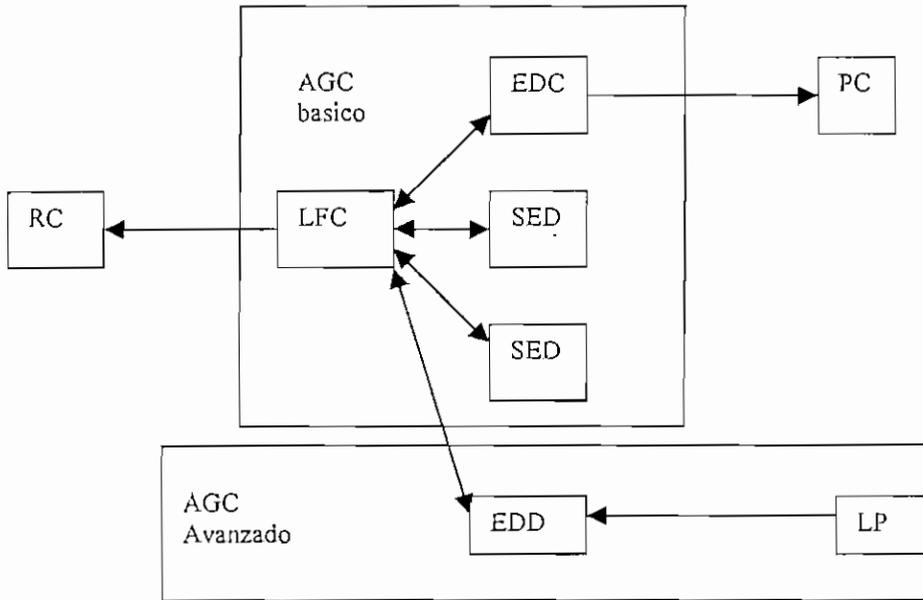


Figura No 4.3  
Esquema básico de las funciones de control de la generación.

En la actualidad los controles de generación están encaminados al control de potencia activa, pero la mira a futuro es también el control de la potencia reactiva.

Entre las variables a optimizar están:

- Grado de eficiencia en las unidades de generación y en los sistemas de transmisión.
- Costos y disponibilidad de combustible.
- Precio y disponibilidad de intercambio de potencia
- Procedimientos ante fallas de unidades de generación y pérdidas de sistemas de transmisión.

En la figura No 4.3 se ilustra el propósito del control de la generación:  
donde:

AGC básico: funciones básicas del control automático de generación.

AGC avanzado: funciones de control automático de la generación avanzado.

RC: corresponde a los cálculos de reservas.

LFC: control de frecuencia de carga.

EDS: Despacho Económico Estático.

SED: Despacho económico en modo de estudio.

EDD: Despacho económico en régimen dinámico.

PC: Costos de producción.

LP: predictor de carga.

#### a).- Control de frecuencia de carga LFC.-

El objetivo en un control de frecuencia, es alterar la potencia de salida de la unidad seleccionada, dentro de un área predefinida en una red eléctrica, en respuesta a cambios en el sistema de la frecuencia y/o flujos en las barras; así como, de sus propios valores programados, también contribuir a las obligaciones de regulación en su área y consideraciones de grado de intercambio con las otras áreas.

Para el intercambio de áreas se debe considerar:

Area propia

Areas adyacentes

Areas distantes

Areas interconectadas

Las desviaciones de potencia del área tomando en consideración la frecuencia son definidas en la siguiente expresión:

$$ACE = \Delta P + \beta \times \Delta f \quad 4.1$$

donde:

ACE: es el error de control del área.

$\Delta P$ : error de intercambio de potencia de la red en MW.

$\beta$  : BIAS, sesgo o factor de desviación de frecuencia ( MW/ 0.1hz)

$\Delta f$  : error de frecuencia.

El sesgo de frecuencia o factor de desviación de frecuencia, es usado para convertir el error de frecuencia a error de potencia está calibrado en MW/0.1hz y es función básicamente de la regulación del área y del amortiguamiento de la carga en régimen permanente.

Existen varios criterios para ciertas condiciones de perturbación.

Típicamente el programa es corrido entre 2 a 6 segundos

#### **b).- Despacho Económico ED.-**

El programa de despacho económico (ED), determina la carga óptima de operación de las unidades de generación, para cubrir los requerimientos de generación del sistema tomando en consideración todas las restricciones impuestas.

La función de cálculo de despacho económico, periódicamente establece los puntos de operación para todas las unidades generadoras térmicas en modo automático de manera que:

- Minimiza los costos de generación.
- Minimiza pérdidas
- Minimiza compensación de potencia reactiva.

El algoritmo utilizado, es minimizar la función de costo obtenida como la sumatoria de las curvas de entrada/salida o curvas de consumo específico, que relaciona la eficiencia de la conversión de la energía, con la potencia eléctrica de salida de todas las unidades de generación, con las restricciones de satisfacer la demanda de potencia de la red y los límites operativos.

#### **c).- Despacho Económico Estático (EDS).-**

El despacho Económico Estático realiza los cálculos sobre la base de la corriente en el instante en que realiza los cálculos.

La solución del EDS provee de dos puntos de operación al sistema:

- Los puntos bases para en control de frecuencia.
- Los puntos bases usados para costos de producción

#### **d).- Despacho Económico Dinámico (EDD).-**

El despacho económico dinámico realiza los cálculos tomando en consideración la corriente de una hora de tiempo y la predicción en esa hora.

La función EDD, es corrida con un horizonte de una hora y es discretizado ese horizonte en intervalos de cinco minutos.

Cuando se han corrido el EDS y el EDD, los valores de calibración para el LFC son tomados del EDD.

Para el cálculo del EDD, se necesita como datos de ingreso para intervalos de cinco minutos:

- Predicción de carga
- Requerimientos de intervalos de la red

- Manualmente la programación de generación.

#### e).- Despacho Económico en modo de Estudio SED.-

El despacho económico en modo de estudio es similar al EDS y es ejecutado por demanda del operador. La función SED utiliza los datos del sistema adaptándose a los requerimientos del operador.

#### f).- Costos de Producción PC.-

La función de costos de producción PC calcula el actual y óptimo costo de la producción para las unidades de generación. Los resultados de la función dan los costos en MWh de las unidades y los costos promedios para cada unidad en MWh.

#### g).- Cálculos de reservas RC.-

Los cálculos computacionales de reservas evalúan las reservas de regulación, las reservas de giro y las reservas de operación. Esos cálculos de reservas son comparados con los requerimientos de reservas especificadas de operación y son mostradas en el monitor.

Las reservas de regulación del sistema, es la cantidad de generación excedente de la capacidad de generación que está disponible por la regulación del AGC.

Está compuesto por la suma de las reservas de regulación de todas las unidades que operan reguladas bajo el AGC.

Las reservas de giro del sistema es el excedente sobre la capacidad total de generación de las unidades que están sincronizadas a la red.

Las reservas de operación, es el excedente sobre la capacidad de generación existente para un período de tiempo. Las reservas de operación es la suma de lo siguiente:

- Reserva de las unidades operativas o que están en línea.
- Reserva de toda la capacidad de generación de todas las unidades que pueden ser llevadas a operar en línea en un período de tiempo.
- La cantidad total de carga ininterrumpible
- La cantidad total programada de intercambio de venta dentro del período de reserva.
- La cantidad total de reservas para que sea capaz de cubrir la demanda considerada para intercambio.

#### **h).- Predicción de Carga LP.-**

La función de predicción de carga pronostica la carga para la próxima hora en intervalos de cinco minutos. Esta predicción de carga es usada por el EDD.

#### **4.4.1.3.- FUNCIONES DE ANÁLISIS DE RED (NA) <sup>[21]</sup>.-**

Comprende de un conjunto extenso de aplicaciones poderosas para análisis de red que contribuyen a tener una visión global confiable y permanente del sistema de potencia y contribuye a la seguridad. Facilita funciones de análisis en condiciones de falla en el sistema de potencia. Pueden ser aplicadas tanto en tiempo real como en modo de estudio.

Comprende de un conjunto de aplicaciones que están clasificadas en dos grupos:

- Funciones de Monitoreo.- las cuales tienen el propósito de actualizar un modelo de red del sistema de potencia consistente y confiable. Las funciones de este grupo son:
  - Cálculo Topológico de Red (Network Topology Calculation)
  - Chequeo de Razonabilidad (Network Plausibility Check)
  - Estimador de Estado (State Stimator)
  - Pronóstico de carga en barras (Bus Load Forecast)
  - Modelación Dinámica de Red (Dynamic Network Modeling)
- Función para análisis y seguridad.- esta función permite evaluar la seguridad en la operación del sistema de potencia. El programa base es el "flujo de potencia al operador" (Operator Load Flow OLF).

**a).- Cálculo Topológico de Red (NPC) <sup>[21]</sup>.-**

Efectúa la descripción de la conectividad de las subestaciones y construye un modelo topológico del sistema de potencia. Esta función tiene las siguientes características:

- Retardo de ejecución después de producido un cambio de estado en el sistema de Potencia
- Cálculo topológico de dos fases
- Detección de cambios en la topología y actualización incremental de las subestaciones
- Cálculo de las admitancias de barras, líneas y transformadores

**b).- Chequeo de Razonabilidad (NPC) <sup>[21]</sup>.-**

Las mediciones que se obtienen mediante el sistema de adquisición de datos pueden presentar errores considerables. La función de chequeo de razonabilidad de red trabaja directamente sobre la descripción que realiza la función de cálculo

topológico de red, usando el sistema redundante de mediciones para determinar e identificar los grandes errores en los datos del proceso. Esta función también asigna códigos de calidad a las mediciones que pueden ser mostrados en los despliegues.

**c).- Estimador de Estados (SE)<sup>[12,21]</sup>.-**

El propósito del estimador de estados es proveer una completa y confiable solución de la red a partir de las mediciones a tiempo real, medidas calculadas y valores ingresados por el operador.

Sobre la base de una redundancia en las mediciones o datos estadísticos y a un modelo del sistema, el estimador de estados compara punto a punto los valores medidos en la red con el modelo que más se ajusta a los valores medidos, esto permite al estimador de estados determinar valores de voltajes y ángulos en el sistema de potencia con referencia a la barra slack, filtrar las mediciones y estimar valores de medida en donde el sistema no es observable.

**d).- Pronóstico de carga en barras (BLF)<sup>[21]</sup>**

Esta función de aplicación pronostica las inyecciones de potencia activa y reactiva, en base a un conjunto de parámetros denominados factores de distribución.

Esta función de aplicación actualiza los parámetros de carga y realiza la predicción de cargas individuales en las barras. En la ejecución en tiempo real, las cargas para la hora, se basan en el pronóstico total de la carga del sistema y en los parámetros de predicción existentes.

La función también calcula y monitorea la diferencia entre la carga pronosticada y su correspondiente carga estimada. En el caso en que la diferencia exceda un valor límite definido se genera un evento.

Genera estadísticas de los errores de pronóstico de carga almacenadas por el tipo de día.

La verificación de la máxima carga del sistema, siempre se realiza un chequeo hora a hora para determinar si la carga interna del sistema alcanza un nuevo límite máximo.

**e).- Modelación dinámica de la red<sup>[21]</sup>**

La modelación dinámica de la red es una función de aplicación, que combina la información topológica con la información eléctrica, para determinar el estado y conectividad del sistema de potencia mediante código de colores.

Maneja los despliegues de los diferentes diagramas unifilares como: barras, líneas, generadores, compensadores y elementos de las subestaciones así como valores asociados y alarmas con diferentes colores de acuerdo a su estado.

**f).- Flujos de potencia del despachador (DPF)<sup>[21]</sup>.-**

Los flujos de potencia, es la denominación que se le da a la solución del estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de red. La solución obtenida mediante paquetes computacionales consiste en conocer los niveles de voltaje en todas las barras del sistema, tanto en magnitud como en ángulo, el flujo de potencia por todos los elementos de la red y las pérdidas.

Actualmente los flujos de potencia, son una herramienta de ayuda al operador y su cálculo es en línea o en tiempo real.

Cuando se requiere hacer simulaciones fuera de línea, estos flujos únicamente se ejecutan bajo solicitud del operador en la cual se pueden ingresar datos de prueba para examinar el comportamiento del sistema, ante ciertas circunstancias de prueba, se obtienen reportes en papel o en la pantalla.

Existen otras funciones que el Sistema SPIDER de ABB, no dispone pero el sistema SINAUT de SIEMENS dispone y las ponemos a consideración:

**g).- Cálculo de los factores de penalización (PFC) <sup>[20]</sup>.-**

El propósito de la función de cálculo de los factores de penalización, es proveer los cálculos y el manejo de los factores de penalización por pérdidas para uso de las funciones de aplicación de potencia, o de las aplicaciones de programación. Este programa es usado cuando se realizan transacciones contractuales de compra, venta o peaje de energía; ya sea, dentro de un área o entre áreas. Los factores de penalización usados, toman en consideración las pérdidas en la red de transmisión cuando se minimizan los costos de generación. Para encontrar el óptimo del sistema se requiere de ciertas condiciones de operación en cada punto específico del sistema de potencia, denominándose factor de nodo o factor de penalización.

**h).- Cálculo de cortocircuitos (OSC) <sup>[20]</sup>.-**

El propósito de los cálculos de cortocircuitos en línea es proveer los valores de las corrientes de cortocircuito en los elementos de falla en la red.

En modo de estudio existen paquetes que calculan corrientes de cortocircuitos usando distintos algoritmos que simulan fallas en el sistema y determinan las corrientes de falla. Es importante ayuda para dimensionamiento de equipos y calibración de equipos de protección.

**i).- Flujo Óptimo de Potencia (OPF) <sup>[20]</sup>.-**

El propósito de los flujos óptimos de potencia activa y reactiva, es resolver la función objetivo planteada que involucra las variables de operación del sistema considerando satisfacer las necesidades de la demanda, enmarcado dentro de los

límites o restricciones operativos y logrando minimizar los costos de generación y pérdidas simultáneamente.

La diferencia con el despacho económico, es que considera también las variables de control de potencia reactiva.

**j) Procesador del Estado de Red (NSP)<sup>[21]</sup>.**-

Calcula la topología y determina el modelo de nodo/ramal. El modelo es usado para cálculo de otras funciones NA.

**k).- Programación de barras (BS)<sup>[21]</sup>.**-

Calcula los valores de ingreso a los nodos de los valores de carga de potencia activa y reactiva, los valores de potencia activa y reactiva de generación; así como, las magnitudes de voltaje a ser usados por el Estimador de Estados (SE), como valores artificiales en las partes donde el sistema no es observable.

**4.4.1.4.- FUNCIONES DEL SIMULADOR DE ENTRENAMIENTO PARA FUNCIONES EMS (TS).**-

Una de las formas de estudiar las condiciones normales y anormales de un sistema de potencia es la simulación, mediante programas se pueden estudiar varias perturbaciones tales como: cortocircuitos, salida de generadores, incremento en la carga, variaciones en la carga, apertura o cierre de interruptores, etc. En base de estos resultados se pueden determinar las acciones a seguir en el caso de que estas perturbaciones se hagan presentes.

Actualmente se hacen seguimiento de fallas y modelos de red a tiempo real, para lo cual se utilizan algoritmos, como el estimador de estados, flujos óptimos, análisis de red todo en modo de estudio.

#### 4.4.2.- FUNCIONES DE MANEJO DE LA DISTRIBUCION (DMS)<sup>[11,18,23]</sup> .-

Son funciones orientadas al usuario final de la energía.

Este tipo de aplicaciones está destinado a las empresas eléctricas de distribución, y se las puede categorizar de la siguiente manera.

##### 4.4.2.1.- Funciones de análisis y optimización de las redes de distribución.-

Dentro de este grupo de funciones tenemos:

- Topología de red
- Flujos de potencia
- Ubicación de cargas de barra, también consideradas en las funciones EMS.
- Análisis de configuración
- Análisis de pérdidas
- Control y balanceo de voltaje y potencia de alimentadores
- Cortocircuitos.
- Automatización de subestaciones
- Monitoreo de subestaciones.

##### 4.4.2.2.- Funciones de Administración de Post – Falla.-

Dentro de este grupo de funciones podemos citar.

- Preparación y Administración de órdenes de maniobras.
- Manejo de llamadas de clientes por pérdidas de servicio.

##### 4.4.2.3. Funciones de Planeamiento.-

Aquí tenemos:

- Pronóstico y análisis de carga.

#### 4. 5.- ANALOGIAS ENTRE SISTEMAS EMS Y DMS<sup>[23]</sup>

Los sistemas SCADA EMS y DMS son similares en varias formas:

1. Los dos colectan información del estado del sistema y las mediciones vía dispositivos localizados remotamente denominados unidades terminales remotas UTRs.
2. Los procesos de información recibida y la presentación a los operadores se la realiza a través de un despliegue en el monitor.
3. Los dos contienen funciones analíticas que ayudan a interpretar la información a los operadores y permiten analizar la situación actual, pasada y futura.
4. Los dos almacenan información para posteriormente recuperar y realizar análisis históricos de eventos.
5. Los dos están conectados típicamente a otros sistemas computacionales para compartir los datos y resultados analíticos.

#### 4.6.- DIFERENCIAS ENTRE UN EMS Y UN DMS<sup>[23]</sup>

Existen algunas diferencias fundamentales a saber:

1. Los sistemas de distribución, son típicamente radiales y los de transmisión, están conectados a la red.
2. Los equipos de maniobra en un sistema de distribución están localizados no sólo en subestaciones; si no, a lo largo de toda la red de distribución, a diferencia que en los sistemas de transmisión sólo se encuentran en las subestaciones.
3. La base de datos de un sistema de distribución es mucho más grande que un sistema de transmisión.

4. En un sistema de distribución, la gran mayoría de elementos de campo son operados manualmente, en un sistema de transmisión la mayoría de dispositivos pueden ser remotamente controlados.
5. Un sistema de distribución su constitución física es mucho más dinámica. Los cambios de topología en un sistema de transmisión ocurren muy raramente.
6. Existen funciones de aplicación en un EMS, dedicadas al control de la generación, que no son necesarias en los sistemas DMS.

Existen otras funciones como Manejo de carga LMS, las cuales, tienen un control directo de carga, así medición automática, programación remota, servicio remoto de conexión y desconexión, detección de ausencia de servicio, detección de cargas desbalanceadas, monitoreo y registro de carga.

#### 4.7.- SISTEMAS OPERATIVOS DEL CENTRO DE CONTROL<sup>[15]</sup>.-

Los sistemas operativos de la red de computadoras, controlan todos los recursos del sistema (y su acceso compartido), y el procesamiento de la información en toda la red. Para ello, el sistema operativo debe ser multiusuario y en algunos casos multitarea.

Los sistemas operativos en red pueden ser:

*Cliente – servidor:* Arquitectura [architecture] de computación que distribuye el procesamiento entre los clientes y los servidores [clients / servers] en la red [network]. Los clientes solicitan la información de los servidores mientras que los servidores almacenan los datos y los programas, y proporcionan servicios globales de la red [network-wide services] a los clientes

*Red entre iguales (peer to peer).*- Estas redes se da una compartición de recursos de igual a igual, el software del sistema operativo se ejecuta en todas las estaciones de trabajo.

Introducen sus propios problemas de administración o gestión del sistema [system management], incluyendo la administración y la responsabilidad de realizar las copias de respaldo [backup], la confiabilidad y la seguridad [security].

Cada fabricante de redes de computadoras, producía sus propios sistemas operativos y de comunicación de redes de computadoras, esto implicaba tener sistemas cerrados, debido a que no podían interconectarse a otras redes de otros fabricantes. Para solucionar este inconveniente en 1980, la organización de estándares americana (ISO) creó un modelo de referencia para estandarizar la forma de comunicación y operación de redes de computadoras denominado modelo de referencia OSI (Open System Interconnection). La idea consiste en diseñar redes como una secuencia de capas, cada una de ellas construido sobre la anterior y que se comunican entre sí, por medio de reglas y convenciones denominadas *protocolos*.

Las capas del modelo de referencia OSI son:

Capa 1 (sólida)

Capa 2 (Enlace de datos)

Capa 3 (Red)

Capa 4 (transporte)

Capa 5 (Sesión)

Capa 6 (Presentación)

Capa 7 (Aplicación)

Al conjunto de capas y protocolos se denomina *Arquitectura de red*. La primera particularidad que se exige de esta arquitectura es que sea abierta.

Un sistema abierto, es aquel que cumple con los protocolos más usados en el mercado; es decir, se debe requerir los protocolos del modelo de referencia OSI, los cuales tienen las siguientes particularidades<sup>[18]</sup>:

Entre las funciones básicas de un sistema abierto están<sup>[21]</sup>:

*Compatibilidad*; capacidad de correr aplicaciones futuras

*Portabilidad*; Se refiere a la habilidad de usar sistemas operativos o aplicaciones de software de diferentes fabricantes.

*Interoperabilidad*; interconectarse a cualquier otro sistema

*Escalabilidad*; Posibilidad de extenderse en forma vertical y horizontal, y tener el soporte de repuestos y de actualización permanente.

En forma vertical, se entiende pues en la posibilidad de incrementar niveles o funciones jerárquicos para control de niveles.

En forma horizontal, posibilita aumentar equipos o funciones a un mismo nivel del sistema, ejemplo mayor número de UTRs.

Por iniciativa de DARPA<sup>[17]</sup>: ( Defense Advanced Research Projects Agency), quienes han realizado investigaciones para obtener una "red lógica", que a priori, permita la interconexión de todas las redes, cualquiera que sea la tecnología. Estas investigaciones convergen en la definición de una serie de protocolos que esquemáticamente corresponden a los niveles 3 (red), 4 (transporte) y 7 (aplicación) a los que generalmente se hacen referencia los dos protocolos principales TCP/IP.

El concepto de Internet , como su nombre lo indica ( interconexión de redes) busca interconectar dos redes haciendo posible a priori la comunicación entre dos máquinas cualquiera.

Esto supone la existencia de máquinas bisagra, llamadas pasarelas (gateway), que aseguran el enlace entre redes.

Esto obliga a definir que la arquitectura requerida para Petroproducción, deba ser abierta y que cumpla con los estándares de la ISO y con los protocolos IP en la capa de red y, TCP en la capa de transporte para control de transmisión,

asegurando la ausencia de problemas a futuro en los casos de extensión de su arquitectura o de la interconexión con cualquier otro sistema Scada.

### **Clasificación de las redes<sup>[24]</sup> -**

Las redes de computadoras se clasifican en:

a) Por su alcance:

- Redes de área local (LAN).- tienen unos pocos kilómetros de diámetro, una velocidad en el orden de los Mbps, pertenecen a una sola organización o empresa y utilizan un canal múltiple de acceso.
- Redes de área extendida (WAN).- pueden extenderse a países enteros, velocidades binarias bajo los 2 Mbps, pertenecen a varias organizaciones, se basan en enlaces punto a punto.
- Redes de área metropolitana (MAN).- Se extiende a toda un área urbana, tecnología LAN.

b) Por su pertenencia:

Redes públicas y privadas

c) Por su topología:

Arbol, Bus, Anillo, Estrella, Malla.

d) Por el tipo de enlaces que lo conforman

Punto a punto, cada computadora se comunica en forma parcial con otra.

Multipunto o difusión, una computadora puede comunicarse con varias a la vez.

# **CAPITULO V**

## **ANALISIS TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN PETROPRODUCCION**

## CAPITULO V

### ANALISIS TECNICO PARA LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN PETROPRODUCCION

#### 5.1.- INTRODUCCION.

El presente capítulo tiene como objetivo, analizar la posibilidad de solucionar los problemas planteados en el capítulo II, haciendo uso de los sistemas SCADA, así como determinar la factibilidad de implementar un centro de control y su interconexión con los equipos de control y monitoreo del sistema de potencia.

Se analizará el aporte que daría cada función del sistema SCADA, a la solución de los problemas operativos en el SEIP, con el fin de definir la funcionalidad básica requerida. Se efectuará asimismo el dimensionamiento y se definirán las características funcionales de las Unidades Terminales Remotas (UTR) requeridas. Se detallarán los equipos requeridos en el centro de control y en las centrales de generación, para que sea posible implementación de las funciones seleccionadas.

#### 5.2.- REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DEL CENTRO DE CONTROL.-

Los grandes objetivos del centro de control, gracias al soporte de la estructura y funcionalidad de un sistema SCADA BASICO, como se puede apreciar en la figura No 5. 1 son:

- Operación y supervisión en tiempo real desde un centro de control de las centrales de generación, de los subsistemas de subtransmisión y distribución.
- Facilidades para la capacitación del personal operativo.
- Herramientas de desarrollo e Ingeniería para la Planificación.

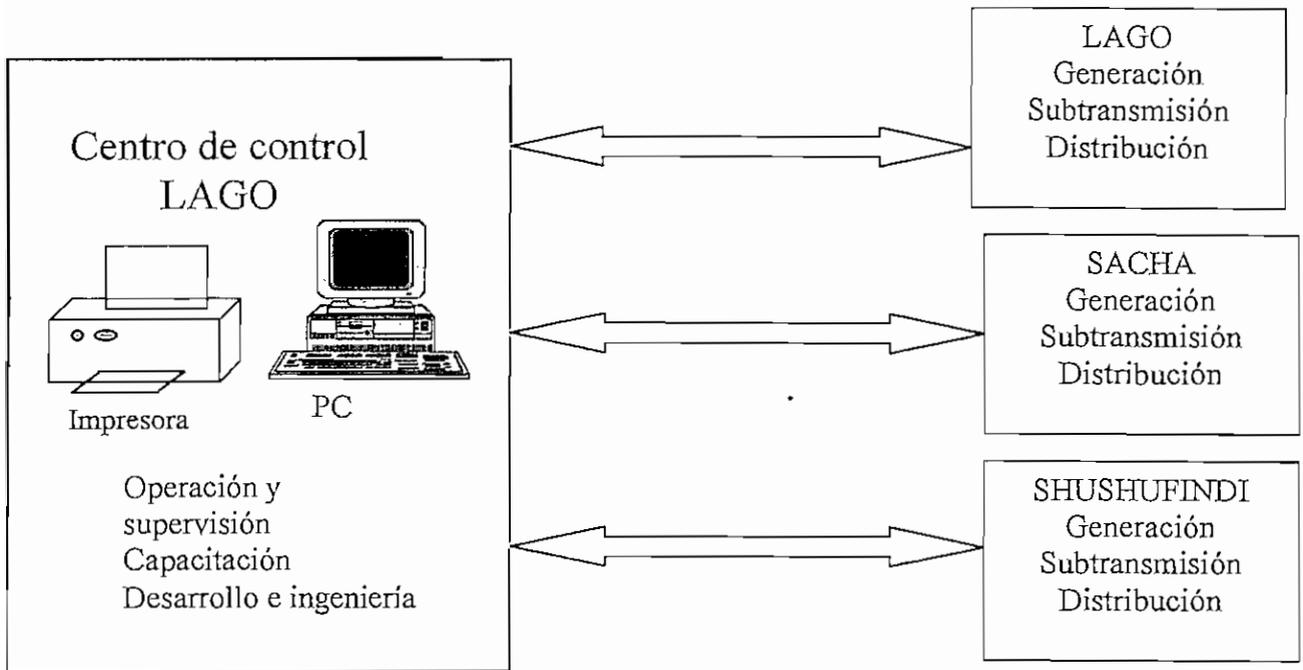


Figura No 5.1

Esquema general de la funcionalidad requerida

La disponibilidad de relés digitales inteligentes, facilita la implementación de la función de automatización y monitoreo de las subestaciones, que permitirá una supervisión y control de la distribución y subtransmisión.

Para cumplir con estos objetivos de desempeño del centro de control, se requerirá de la siguiente funcionalidad:

### 5.2.1 DESCRIPCION DE FUNCIONES CONSIDERADAS

Las funciones SCADA básicos a implementarse y su aporte operacional al SEIP se detalla a continuación:

### 5.2.1.1.- FUNCIONES DE ADQUISICION DE DATOS

- Adquisición y procesamiento de datos a tiempo real <sup>[21]</sup>.- Comprende un grupo de funciones que permiten recopilar los datos e información de sensores, transductores y relés de los centros de generación y subestaciones del SEIP, en principio llevarlas a las UTR locales, estas señales pueden ser utilizadas y tratadas en la UTR local, con su propia funcionalidad, y luego vía radio o teléfono enviadas al centro de control, en donde con la ayuda de la interfaz hombre máquina, puedan ser observadas en la consola del operador, puedan ser evaluadas con el soporte de las funciones de supervisión y sirvan de soporte para la planificación operativa.

Para el cumplimiento de la gestión operativa, se requerirá de un conjunto de funciones propias de la UTR, a saber:

- *Conversión Análoga / Digital*
- *Conversión a valores de Ingeniería*
- *Selección del tiempo de muestreo*
- *Monitoreo de banda muerta*
- *Registro Cíclico Interno para detectar estados de las entradas*
- *Filtrado Digital*
- *Captura secuencial de estados*
- *Conversión Análoga Digital*
- *Monitoreo de banda muerta*
- *Secuencia de toma de datos*
- *Protección de sobrecarga*
- *Conteo de pulsos de contadores de energía.*
- *Registro Secuencial de Eventos (SOE)* <sup>[21]</sup>.- Contribuye al análisis post operativo, presenta una descripción de los principales eventos en forma cronológica.

- *Post Morten Review* <sup>[21]</sup>.- Esta función también contribuye al análisis post operativo con la información histórica, la diferencia con la anterior es que presenta una información más completa como un registro oscilográfico de voltajes o corrientes de los instantes en que se produjo una perturbación, es parte también de los equipos de campo (UTRs).

#### 5.2.1.2.- FUNCIONES DE SUPERVISION<sup>[21]</sup>.-

Una vez obtenidos y procesados los datos en el centro de control se requerirá para las tareas de supervisión del siguiente grupo de funciones:

- *Interfaz hombre máquina*.- La interfaz hombre máquina funcionalmente estará diseñada para manejar los siguientes aspectos:
  - Esquemas de autoridad para definir accesos a despliegues, listas y la intervención sobre objetos del sistema de potencia y de control. Las autoridades para cada persona deben definirse de acuerdo a un conjunto de funciones de supervisión y control específicas
  - Generación de despliegues en pantalla en diferentes formatos, con información estática y dinámica. Funciones de selección de despliegues, listas y reportes.
  - Actualización en pantalla de la información dinámica y estática en forma cíclica o por requerimientos específicos
  - Funciones de comunicación que permitan ejecutar desde pantalla:
    - acciones de control
    - Reconocimiento de alarmas
    - Ingreso manual de información
    - Cambios en la configuración de los equipos
    - Control de cálculos
    - Solicitudes de impresión.

Este grupo de funciones será implementada en la consolas de operación, y se especificaran en detalle las características estructurales de despliegues, datos dinámicos y estáticos, planos, colores, etc. durante el desarrollo del proyecto. Para la normativa requerida para la interface hombre máquina, se basarán en estándares como OSF/MOTIF, Ingeniería de datos orientada a objetos, portabilidad que asegure posibilidad de interface de importación y exportación de datos con excel y word, etc.

*Manejo de eventos del Sistema de Potencia.*- Se describen los principios a aplicarse en el manejo de eventos del sistema de potencia, la función de manejo de eventos debe permitir que el operador tenga una visión general del sistema de potencia (y de control).

Entre los eventos se consideran los siguientes:

- Un valor ha superado un límite,
- El valor ha retornado a sus límites normales
- Modificación manual de los límites establecidos
- Cambio de estado de un disyuntor o seccionador
- Ejecución de un comando
- Orden de comando no realizada exitosamente

*Supervisión automática de 4 límites.*- Los valores de los parámetros que reflejan los cambios continuos en el sistema de potencia, deben mantenerse dentro de ciertos límites.

La función deberá permitir la supervisión de los límites superior e inferior con los niveles de atención y alarma. Cuando ha rebasado un límite es detectada en la UTR y se transmite al centro de control como un evento. La función de manejo de eventos y/o de secuencia automática de acciones de control (opcional), deberá ser iniciada cuando el valor supera en forma permanente los valores límites.

Deberá por tanto establecerse la banda muerta, para evitar que variaciones transitorias generen alarmas.

### 5.2.1.3.- FUNCIONES DE CONTROL<sup>[21]</sup>

Para las tareas de control, se requiere de una serie de funciones de estación, de campo y comunicaciones que se describen a continuación:

- Interface hombre máquina, ya descrita.
- Control del proceso.- Para el control del sistema de potencia están previstas las siguientes funciones:
  - Valores de consigna, Desde el centro de control se pueden enviar los valores de calibración (set point) de las unidades de control ubicadas en el campo. Cada UTR dispone de una unidad central de proceso, similar a un Controlador Lógico Programable (PLC), a la cual se puede acceder a realizar funciones de control local, como por ejemplo un controlador PID, control de la generación, seccionamiento automático de carga, o automatismo en el manejo de disyuntores.

Comandos.- Para las tareas de mando desde el centro de control, que permitan lograr cambios en el sistema de potencia mediante acciones de telecontrol se requerirá del soporte de las siguientes funciones propias de las UTRs:

- Comandos ON/OFF.- Para cerrar o abrir interruptores
- Comandos de puntos de calibración para regulación (set point).-
- Funciones automáticas locales (LAF), existirán un conjunto de acciones automática en la operación de interruptores para las funciones de seccionamiento de carga y secuencia automática en colapsos.
- Impresión
- Comandos subir / bajar frecuencia, voltaje y TAPs en LTCs.

#### 5.2.1.4.- FUNCIONES DE ESTUDIO Y PLANIFICACION

- Registros y procesamiento de información Histórica<sup>[21]</sup>.- Corresponde a la función (time tagged function) TTD, es utilizada para recolectar, almacenar y acceder a datos relacionados con el tiempo. Esta función también contribuye al estudio y planificación.
- Bases de datos.- El sistema de base, deberá recopilar y almacenar los datos de operación del sistema de potencia y de control en forma normalizada, los cuales servirán para evaluar el desempeño del sistema de potencia y de control como herramienta de estudio y de planificación.

#### 5.2.1.5.- FUNCIONES DE COMUNICACION.-

La misión de las funciones de comunicaciones entre los distintos equipos del sistema SCADA está la de regular<sup>[24]</sup>:

- Compartición de recursos
- Compartición de información
- Transporte de información
- Alta confiabilidad

Para lo cual las funciones requeridas en los servidores de comunicación serán :

- Diagnóstico de lazos y chequeo de estados de las líneas de comunicaciones
- Control de envío/recepción (colisión) de datos e interface de protocolos.
- Prueba de lazos de respaldo y sincronización de UTRs
- Enrutar las UTRs al medio de comunicación
- Sincronización de los relojes internos de los equipos del sistema, mediante la utilización de un equipo de comunicaciones vía satélite denominado GPS.

### 5.2.1.6.- FUNCIONES ADICIONALES.-

Tanto para las tareas de supervisión, control y planificación; se ha previsto un paquete funcional adicional complementario considerado o como parte de la funcionalidad EMS y DMS:

- Coloreo Dinámico de red, Es un paquete computacional que contribuye a dar un seguimiento real en el gráfico mostrado en el monitor al operador, para que este disponga de una herramienta didáctica que contribuya a una correcta supervisión del sistema. Esta herramienta debe requerirse tanto para modo en línea como en modo de estudio.
- Flujos de carga al operador.- Es un paquete computacional que contribuye al conocimiento en tiempo real de la demanda del sistema, los aportes de las unidades de generación, los flujos por el sistema de potencia, contribuyendo a una supervisión que ayude a distribuir eficientemente la carga entre los generadores, y respetando los límites de seguridad y economía. Permite planeamiento operativo a mediano, corto y largo plazo. También debe tenerse la posibilidad de correr estos flujos fuera de línea en modo de estudio.
- Flujos de carga, estabilidad y cálculos de cortocircuitos fuera de línea para realizar estudios.

En vista de que en Petroproducción se dispone de relés digitales se pueden implementar las siguientes funciones para manejo de la distribución (DMS):

- Automatización de las subestaciones y el monitoreo de los alimentadores de distribución <sup>[8]</sup> Es parte del grupo funcional denominado DMS, integrará las funciones de protección, control y monitoreo en base los relés instalados en Petroproducción, esto contribuirá a incrementar la seguridad del sistema de potencia. En el campo se instalará una computadora, en donde se tendrá

acceso al monitoreo local; mientras que, en el centro de control se podrá realizar monitoreo y calibración remota de relés.

Entre la funcionalidad están<sup>[8]</sup>:

*Control y supervisión de dispositivos de conmutación, tales como interruptores con enclavamiento a nivel de campo y estación.*

*Protección de líneas, alimentadores, transformadores, generadores y barras.*

*Indicación y ajuste de parámetros de protección.*

*Evaluación de registrador de fallas*

*Localizador de fallas*

*Marcador de tiempo y manejo de secuencia de eventos SOE de alimentadores de distribución.*

*Funciones de alarma y manejo de alarmas*

*Medición de tensión, corriente, frecuencia, potencia y energía en alimentadores de distribución.*

*Almacenamiento y evaluación de los datos históricos*

*Sincronización del tiempo por radio o satélite*

*Presentación al operador completamente gráfica*

*Funciones de ayuda al operador*

*Secuencias automáticas de conmutación*

*Dispositivos automáticos para seccionamiento de carga y restablecimiento de las subestaciones.*

Para la implementación de esta función, se requiere de la interconexión al sistema SCADA de los relés digitales. Para implementar la funcionalidad descrita para los relés de la familia SPACOM que dispone Petroproducción, se requiere del paquete desarrollado por ABB PIRAMIDE Base Station Monitoring System (SMS) SPA y SACO que incluye los accesorios:  
RECOM para realizar una descarga automática de datos  
REVAL para evaluación de perturbaciones

RESDA para la función de registros oscilográficos.

REPORT para manejo de alarmas y eventos.

- Seccionamiento de carga (Load Shedding), para la implementación de esta función, se requiere de relés de baja frecuencia y de UTRs con la función de automatización local (LAF), corresponderá al ingeniero de desarrollo, realizar la programación respectiva de acuerdo a las cargas definidas a seccionar.

Deberá considerarse más adelante la ampliación del sistema SCADA, al control y supervisión remota de los motores de las BES, cuyo estudio debe complementarse a la presente tesis.

## **5.2.2.- ANALISIS DE LAS FUNCIONES SCADA EN LA SOLUCION DE LOS PROBLEMAS OPERATIVOS**

En el capítulo 2, se expusieron los principales problemas de infraestructura, de organización y de deficiencia operativa existentes en el SEIP, problemas que podrán ser solucionados en parte con el aporte de la funcionalidad descrita:

### **5.2.2.1.- SOLUCION A LOS PROBLEMAS DE INFRAESTRUCTURA**

a.- Contribuye a optimizar el uso de energía eléctrica disponible, al disminuir:

- El valor del pico de demanda; esto es posible gracias a una coordinación de arranque de bombas de reinyección de agua, y de bombeo en horas no pico y un programa de operación en distintos horarios.

Esto permitirá incrementar la disponibilidad de energía disponible requerida, para incrementar mayor cantidad de pozos de producción de petróleo.

- b.- Agilita la solución de equipos fuera de servicio como unidades generadoras, subestaciones, LTCs, etc, al disponer de una base de datos de las causas que lo produjeron, así como otros datos importantes como la disponibilidad de repuestos.
- c.- Se dispondrá de un centro de despacho con una moderna infraestructura que contribuirá a realizar las tareas de programación operativa, operación y supervisión a tiempo real y el postdespacho operativo, así como de estudios, mantenimiento y entrenamiento.
- d.- Se fortalece la calidad del personal operativo y de equipos para las tareas de operación.
- e.- Permite disponer de estrategias e infraestructuras para solventar situaciones de emergencia y restaurar al sistema al régimen normal en cortos instantes de tiempo.
- f.- Se dispondrá de herramientas apropiadas para la operación y de un adecuado sistema de mediciones.
- g.- Se podrá evaluar la gestión, y estar preparados a ingresar a formar parte del mercado eléctrico mayorista y a las nuevas exigencias de un mercado competitivo
- h.- Se dispondrá de una documentación e información actualizada y completa
- i.- Se dispondrá de una base de datos estadística y de un sistema informático integral.
- j.- Se dispone de los medios para evaluar los costos de generación por el tipo de combustible que se utiliza, e implementar programas o mecanismos que permitan reducir sus costos.

#### **5.2.2.2.- SOLUCION A LOS PROBLEMAS DE ORGANIZACIÓN.-**

- k.- Existirá un primer nivel jerárquico responsable de la operación del SEIP, y un segundo nivel jerárquico ubicados en cada central de generación y subestación, integrados en forma vertical y que estarán coordinados a tiempo real en forma remota gracias a las comunicaciones.

- l.- Se dispondrá de un organismo responsable de la planificación y de la realización de estudios especializados.
- m.-Posibilita una reorganización operativa más eficiente
- n.- Se dispondrá de herramientas para la capacitación y entrenamiento.
- o.- Con la conformación de una estructura organizativa y de estudios se posibilita elaborar una visión del SEIP, especialmente frente a nuevas tendencias del sector eléctrico que exigen cambios.
- p.- Se puede mejorar el programa de capacitación
- q.- Es posible disponer un computador en las oficinas de las autoridades con algunas aplicaciones del sistema; obtención de reportes claros y un conocimiento a tiempo real el comportamiento del sistema, esto motivará a las autoridades de la importancia del SEIP, y generará su apoyo; se dispondrá un canal de comunicación con los mandos medios.
- r.- Se sigue con la dependencia del sistema petrolero.
- s.- Contribuye a aplicar técnicas modernas de gerencia de procesos y calidad total.
- t.- Es posible evaluar un costo real del KWh y elaborar índices de desempeño
- u.- Mejorará la comunicación y coordinación con el cliente; incluso, se deja disponible una ventana abierta para que a futuro la operación de las bombas estén en la misma sala de control, compartiendo ciertos recursos.

#### **5.2.2.3.- SOLUCION A PROBLEMAS DE EFICIENCIA OPERATIVA**

- v.- Realización de una modernización operativa
- w.- Mejora la calidad del suministro en voltaje y frecuencia
- x.- Permite elaborar estrategias y recursos en operación normal y de contingencias, como las funciones de seguridad.
- Y.- Disminuye los tiempos de restablecimiento del sistema y evitará la posibilidad de un colapso total del sistema.

El cuadro No 5.1 se resume la contribución de las funciones descritas en la solución de la problemática presentada:

FUNCIONES SCADA BASICOS A IMPLEMENTARSE	SOLUCION A PROBLEMAS DE			COMO
	INFRAESTRUCTURA	ORGANIZACIÓN	EFICIENCIA OPERATIVA	desde un centro de control se podrá:
Adquisición de datos (bases de datos)	a,c,f,h,i	k,o,q,s	v,w,x,y	Tener un conocimiento integral a tiempo real del sistema de potencia
Supervisión	a,c	k,q,s	k,q,s	Dar seguimiento integral a tiempo real
Registros y procesamiento de información histórica (TTD)	b,d,f,h,i,j	k,l,q,s,t	w,x,y	Tener una base de datos relacional histórica
Registros secuencial de eventos y Post Morten Review	c,e,f,h,i	k,l,m,q,s	w,x	Tener conocimiento exacto de eventos que aporten a la planificación y seguridad.
comandos	a,f,i,k	k,l,m,o,t	w,x	Mejorar la calidad y seguridad
FUNCIONES ADICIONALES				
Flujos de carga y Coloreo dinámico de red	a,c	k,q,s	v,w,x,y	Contribuye al monitoreo y supervisión
Automatización de las subestaciones	b,c,e,f,h	k,l,o	x,y	Integra el sistema de protecciones al centro de control.
Seccionamiento de carga	c,e,h		x,y	Evita colapso total del sistema

Cuadro No 5.1

#### 5.2.2.4.- SOLUCION A PROBLEMA DE FRECUENCIA

El mantenimiento de la frecuencia con desviaciones menores a 0.1 hz de la frecuencia nominal de 60 hz, técnicamente será posible gracias a:

- a) Con este proceso de modernización, la estructura operacional del SEIP varía radicalmente; estableciéndose dos niveles jerárquicos para la operación del sistema de potencia:

- En el centro de control se encontrará el primer nivel jerárquico, en donde se realizará las operaciones de despacho de carga y programación operativa del SEIP.
- Un sistema de operación distribuido en cada central de generación, cuyas acciones estarán supeditadas al primer nivel jerárquico.

Esto posibilita trabajar con un esquema operacional supervisorio del sistema; en la cual todas las unidades contribuirán en forma óptima a la solución del problema, teniendo al frente un ente responsable del sistema, con pleno conocimiento del conjunto y gracias a que dispone de herramientas y conocimientos que garanticen la certeza de sus acciones.

- b) Gracias a disponer de la herramienta de supervisión de límites, que constantemente vigile desviaciones mayores a 0.1 hz, esto permitirá al operador del centro de control a tiempo real tome los correctivos, sobre la base de la estructura operacional considerada en el punto a) y gracias a disponer de las herramientas SCADA de monitoreo y comandos raise/lower de frecuencia

#### **5.2.2.5.- SOLUCION A PROBLEMAS DE SUSPENSIONES NO PROGRAMADAS**

Esto es factible gracias a:

- a) Gracias a disponer de la herramienta de Supervisión y Operación en tiempo real del sistema de potencia; permite al operador identificar rápidamente un estado de alerta y pueda llevar de inmediato el sistema al estado normal. En caso de grandes perturbaciones, que lleven al sistema a un estado de emergencia, esta funcionalidad contribuirá a que el operador en el estado restaurativo, actúe de una manera rápida y segura evitando mayores

consecuencias, cambiando el sistema del estado de emergencia al estado normal rápidamente.

- b) Se podrá realizar ya las tareas análisis pos operativo, donde se evalúa la operación del sistema eléctrico de potencia en sus regímenes de estado normal, de alerta y de emergencia. En este proceso se ejecuta la codificación estadística de los datos reales, que a su vez constituyen la realimentación del proceso de planificación operativa, esto permitirá evitar las perturbaciones futuras, o planificar soluciones de restablecimiento operativo de estados de alerta y de emergencia.
- c) Con las funciones supervisión de manejo de eventos, supervisión de límites, alarmas y automatización de las subestaciones; aportarán a mejorar la seguridad del sistema de potencia, y disminuir el impacto de las perturbaciones.
- d) La función de seccionamiento de carga, si bien tradicionalmente no se ha considerado una herramienta operativa; los Sistemas SCADA SINAUT de SIEMENS, ya lo considera como una herramienta del sistema SCADA, que aporta a la seguridad del sistema y contribuye a evitar mayores efectos de las fallas en el sistema.

#### **5.2.2.6.- SOLUCION A PROBLEMAS DE ADMINISTRACION OPTIMA DE CARGA**

En Petroproducción existe una gran cantidad de unidades, que operan temporalmente, entre las de mayor importancia por su potencia, son las usadas para el bombeo de petróleo por el Oleoducto, cuyo número y cantidad total no está identificado, pero a futuro se podrá establecer ya que se está realizando el levantamiento de equipos y el tiempo de operación de cada unidad al día.

Otro conjunto de unidades de importancia que trabajan temporalmente; corresponde a las bombas para los sistemas denominados de reinyección de agua, los cuales expulsan el agua de formación extraída de los yacimientos junto

con el petróleo nuevamente a estas áreas subterráneas, en el cuadro No 5.2 se presentan las potencias y número de horas que operan al día los motores de estas unidades:

SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA EN EL SEIP					
CAMPO	LOCACION	POTENCIA INSTALADA (HP)			HORAS TRABAJO
		#	C/U	TOTAL	
LAGO	EST. NORTE	2	250	500	12H/DIA
		3	15	45	
SHUSHUFINDI	EST AGUARICO	2	300	600	8H/DIA
		2	15	30	
	EST.NORTE	2	50	100	24H/DIA
	EST.CENTRAL	2	50	100	24H/DIA
		2	30	60	
	EST.SUR	1	50	50	24H/DIA
	EST.SUROESTE	2	50	100	24H/DIA
SACHA	EST.NORTE2	1	250	250	16H/DIA
	EST.SUR	2	250	500	12 H/DIA
		2	75	150	
TOTAL		23		2485	

Cuadro No 5.2

Potencia instalada en motores de las bombas del sistema de reinyección de agua y tiempo de operación.

Del cuadro anterior, se puede observar que si bien existen bombas que operan las 24 H, existen bombas que operan temporalmente. Es necesario indicar que el tiempo de operación de estas unidades pueden variar; ya que, la cantidad de agua extraída no es constante y de un día para otro puede variar su caudal.

Debido a que el criterio de los "operadores de producción" para arrancar las unidades de reinyección de agua es únicamente esperar que exista un volumen considerable de agua en la estación donde se encuentra instalada la bomba, y al no tener ninguna influencia operativa con el resto de unidades ubicadas en otros campos, el criterio para el funcionamiento de las unidades de reinyección de agua es individual sin la respectiva coordinación, lo que ha ocasionado que todas las bombas puedan operar al mismo tiempo incrementando el pico de demanda.

Sin embargo los horarios de encendido de las unidades, pueden ser coordinados desde el centro de control y así evitar que todas las unidades estén trabajando al mismo tiempo, y en horas de demanda pico.

Esta tarea técnicamente será posible realizar gracias a disponer de:

- a) Una supervisión de la operación global del sistema; tanto para la parte de generación, así como para la parte operativa de producción, ya que todos los operadores de producción disponen de un equipo de comunicaciones. Además estas entidades corresponden a una misma empresa y trabajan en los mismos lugares.
- b) La gran cantidad de unidades que operan temporalmente, especialmente para bombeo de petróleo, y la variación de los períodos de operación temporal de estas unidades, dificulta la labor de programación operativa en la carga, pero gracias a la disponibilidad de la medición de la demanda del SEIP a tiempo real, ayudará a reducir los picos de la demanda; ya que, el operador ubicado en el centro de control llamará por radio a los operadores locales, para que apaguen ciertas unidades, redistribuyendo el horario de operación.
- c) La supervisión de los límites operativos con un sistema de mediciones sincronizadas a tiempo real del sistema completo de potencia; permitirá al operador actuar rápidamente con la ejecución de redistribución de trabajo de unidades.
- d) Gracias a disponer de una base de datos y de herramientas como un post-despacho operativo, permitirá realizar una programación de las unidades de carga que operan temporalmente de mayor importancia.

### **5.3.- REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS A IMPLEMENTARSE**

Una vez que se ha definido la funcionalidad básica requerida; es necesario definir la infraestructura requerida para la aplicabilidad descrita, para lo cual se requiere del siguiente proceso:

1. Determinar y codificar los equipos del sistema de potencia sobre los cuales operará el sistema SCADA.
2. Definir los parámetros de medición y control de cada equipo.
3. Determinar las características técnicas y funcionales de los equipos para adquisición de datos y control requeridos para cumplir con la funcionalidad del sistema SCADA.
4. Definir cómo se va a realizar físicamente el enlace entre equipos de fuerza y control.
5. Definir las comunicaciones entre equipos.

#### **5.3.1.- DETERMINACION Y CODIFICACION DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE POTENCIA QUE VAN A SER PARTE DEL SISTEMA SCADA**

Las subestaciones que son consideradas para la implementación del sistema SCADA son:

- Subestación Lago
- Subestación Sacha
- Subestación Shushufindi
- Subestación Atacapi
- Subestación Parahuaco

A futuro deberán integrarse tres subestaciones en Auca Norte, y tres subestaciones en el área Libertador, las cuales únicamente se mencionan, puesto

que todavía no existen estas subestaciones y sólo se encuentran en proyecto de ejecución.

Entre las centrales de generación consideradas están:

- Central de generación Lago
- Central de generación Sacha
- Central de generación Shushufindi

A futuro también deberán integrarse al sistema SCADA, de ser factible técnica y económicamente la supervisión y control del sistema de BES.

El centro de control estará ubicado en Lago Agrio, puesto que allí se encuentra el control de operaciones del distrito.

En la figura No 5.2. se ilustra una disposición esquemática general del sistema Scada a implementarse.

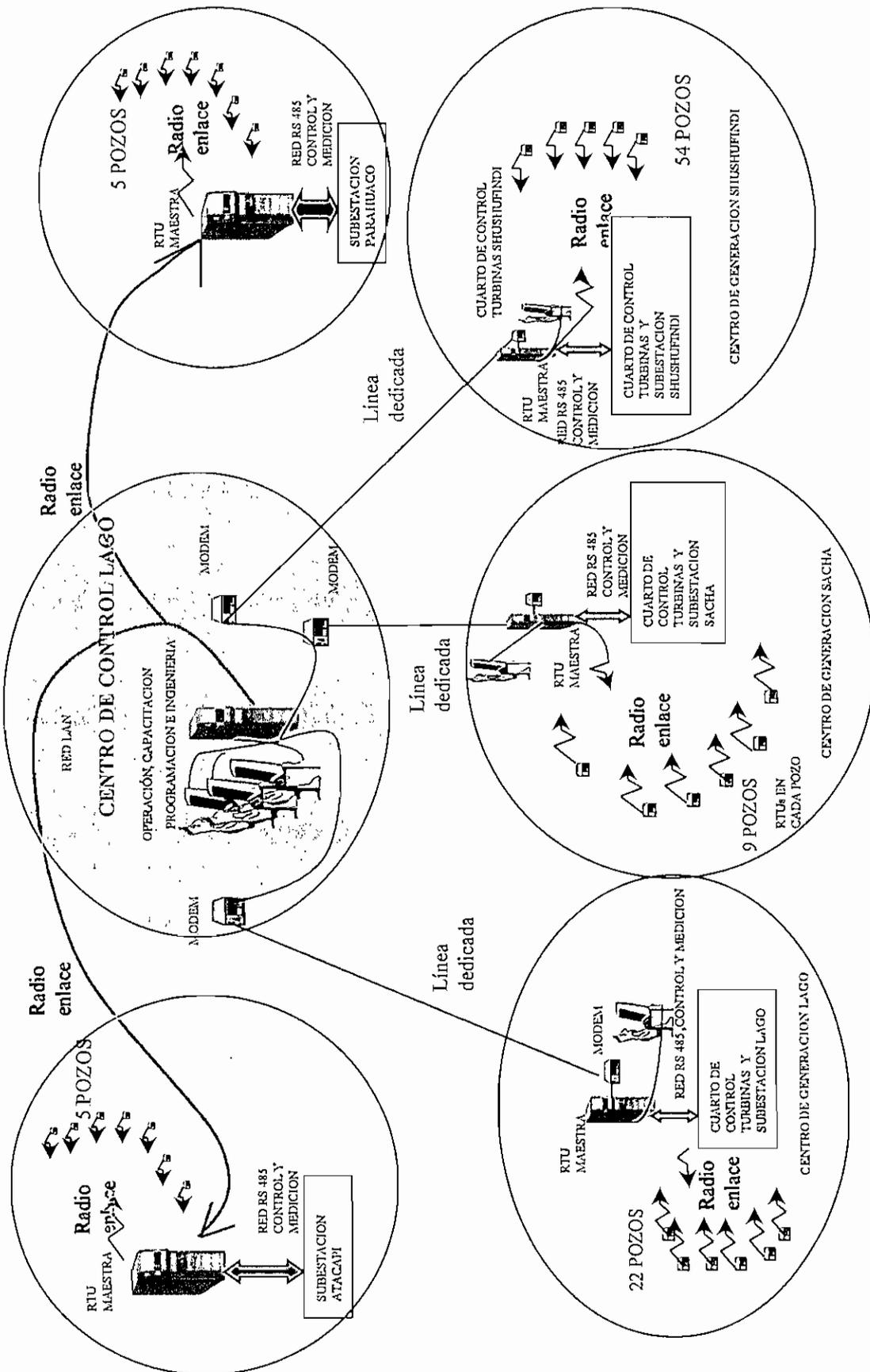


Figura No 5.2  
Arquitectura del Sistema Scada

La nominación de los equipos considerados en las subestaciones y centros de generación, se realizarán sobre la base de la siguiente consideración:

- Primero, las siglas de la abreviación de la ubicación del equipo: LA, SA, SSFD y ATA correspondiente a: LAGO, SACHA, SHUSHUFINDI, ATACAPI Y PARAHUACO respectivamente.
- Segundo, las siglas de identificación del equipo: CB circuit breaker (disyuntor), RC reconectador, SM seccionador motorizado, T para transformador y G para generador.
- Tercero, el número del equipo asignado en el capítulo I en cada campo. Para el caso de transformadores el número y la potencia y generadores también el tipo número asignados en el capítulo I.

En los siguientes cuadros se presentan las abreviaciones o nominaciones de todos los equipos considerados por campos, así como la especificación de las señales requeridas digitales (de estado abierto o cerrado) y analógicas (valores de corriente, voltaje, etc.), en cada equipo para monitoreo y las señales de salida de las UTRs digitales (comandos de cierre/apertura, incremento/decremento) y analógicas para control:

EQUIPO	SEÑALES DIGITALES		SEÑALES ANALOGICAS	
	ENTRADAS DE INDICACIONES	SALIDAS COMANDOS	ENTRADAS DE MEDICIONES	SALIDAS DE CONTROL
<b>DISYUNTORES SUBESTACION LAGO AGRIO</b>				
LACB1	open/close	open		
		close		
LACB2	open/close	open		
		close		
LACB3	open/close	open		
		close		
LACB4	open/close	open		
		close		
LACB5	open/close	open		
		close		
LACB6	open/close	open		
		close		
LACB7	open/close	open		
		close		

LACB8	open/close	open		
		close		
LACB9	open/close	open		
		close		
LACB10	open/close	open		
		close		
LACB11	open/close	open		
		close		
LACB12	open/close	open		
		close		
TODOS DISY.	local/remoto			
LARC1	open/close	open		
		close		
LARC2	open/close	open		
		close		
LARC3	open/close	open		
		close		
LARC4	open/close	open		
		close		
LARC5	open/close	open		
		close		
LARC6	open/close	open		
		close		
LARC7	open/close	open		
		close		
LASM1-1	open/close	open		
		close		
LASM2-1	open/close	open		
		close		
LASM3-1	open/close	open		
		close		
LASM5-1	open/close	open		
		close		
LASM6-1	open/close	open		
		close		
LASM7-1	open/close	open		
		close		
LASM2-1	open/close	open		
		close		
LASM2-2	open/close	open		
		close		
LASM2-3	open/close	open		
		close		
LASM2-5	open/close	open		
		close		
LASM2-6	open/close	open		
		close		
LASM2-7	open/close	open		
		close		
LASMA	open/close	open		
		close		
LASMB	open/close	open		
		close		
LASMC	open/close	open		
		close		
LACB69	open/close	open		
	baja presion de gas	close		

TRANSFORMADORES LAGO			
	baja presión de aire		
LAT15MVA	alta temperatura	subir tap	
	bajo nivel de aceite	bajar tap	
LAT1416	alta temperatura		
	bajo nivel de aceite		
	sobrepresión		
LAT2416	alta temperatura		
	bajo nivel de aceite		
	sobrepresión		
LATGND	alta temperatura		
	bajo nivel de aceite		

Cuadro No 5.3

Equipos considerados en la Subestación Lago

UNIDADES GENERADORAS LAGO			
LATA1	20	6	10
LATA2	20	6	10
LATB1	20	6	10

Cuadro No 5.4

Equipos considerados en la Central de generación Lago

DISYUNTORES SUBESTACION SACHA			
SACB1	open/close	open	
		close	
SACB2	open/close	open	
		close	
SACB3	open/close	open	
		close	
SACB4	open/close	open	
		close	
SACB5	open/close	open	
		close	
SACB6	open/close	open	
		close	
SACB7	open/close	open	
		close	
SACB8	open/close	open	
		close	
SACB10	open/close	open	
		close	
SACB11	open/close	open	
		close	
SACB12	open/close	open	
		close	
TODOS DISY.	local/remoto		
SASM1-1	open/close	open	
		close	
SASM2-1	open/close	open	

		close		
SASM3-1	open/close	open		
		close		
SASM5-1	open/close	open		
		close		
SASM6-1	open/close	open		
		close		
SASM7-1	open/close	open		
		close		
SASM2-1	open/close	open		
		close		
SASM2-2	open/close	open		
		close		
SASM2-3	open/close	open		
		close		
SASM2-5	open/close	open		
		close		
SASM2-6	open/close	open		
		close		
SASM2-7	open/close	open		
		close		
SASMA	open/close	open		
		close		
SASMB	open/close	open		
		close		
SASMC	open/close	open		
		close		
SACB69	open/close	open		
		close		
<b>TRANSFORMADORES SACHA</b>				
SAT15MVA	alta temperatura	subir tap		
	bajo nivel de aceite	bajar tap		
SAT1416	alta temperatura			
	bajo nivel de aceite			
	sobrepresión			
SAT2416	alta temperatura			
	bajo nivel de aceite			
	sobrepresión			
SATGND	alta temperatura			
	bajo nivel de aceite			

Cuadro No 5.5

Equipos considerados en la Subestación Sacha

<b>UNIDADES GENERADORAS SACHA</b>				
SATA1		20	6	10
SATB		20	6	10

Cuadro No 5.6

Equipos considerados en la Central de generación Sacha

DISYUNTORES SUBESTACION SHUSHUFINDI			
SSFDCB1	open/close	open	
		close	
SSFDCB2	open/close	open	
		close	
SSFDCB3	open/close	open	
		close	
SSFDCB4	open/close	open	
		close	
SSFDCB5	open/close	open	
		close	
SSFDCB6	open/close	open	
		close	
SSFDCBTA1	open/close	open	
		close	
SSFDCBTA2	open/close	open	
		close	
SSFDCB1A	open/close	open	
		close	
SSFDCB2A	open/close	open	
		close	
SSFDCB3A	open/close	open	
		close	
SSFDCB4A	open/close	open	
		close	
SSFDCB5A	open/close	open	
		close	
SSFDCB6A	open/close	open	
		close	
SSFDCB7A	open/close	open	
		close	
SSFDCB8A	open/close	open	
		close	
SSFDCB9A	open/close	open	
		close	
SSFDCB10A	open/close	open	
		close	
SSFDCB11A	open/close	open	
		close	
SSFDCB12A	open/close	open	
		close	
SSFDCB13A	open/close	open	
		close	
SSFDCB14A	open/close	open	
		close	
SSFDCB15A	open/close	open	
		close	
SSFDCB16A	open/close	open	
		close	
SSFDCB17A	open/close	open	
		close	
SSFDCB18A	open/close	open	
		close	
SSFDSM1B	open/close	open	
		close	
SSFDSM3B	open/close	open	
		close	
SSFDSM4B	open/close	open	

		close		
SSFDSM5B	open/close	open		
		close		
SSFDSM6B	open/close	open		
		close		
SSFDSM7B	open/close	open		
		close		
SSFDSM9B	open/close	open		
		close		
SSFDSM10B	open/close	open		
		close		
SSFDSM11B	open/close	open		
		close		
SSFDSM12B	open/close	open		
		close		
SSFDSM13B	open/close	open		
		close		
SSFDSM15B	open/close	open		
		close		
SSFDSM16B	open/close	open		
		close		
SSFDSM17B	open/close	open		
		close		
SSFDSM18B	open/close	open		
		close		
SSFDSMA1	open/close	open		
		close		
SSFDSMB1	open/close	open		
		close		
SSFDSMC1	open/close	open		
		close		
SSFDSMA2	open/close	open		
		close		
SSFDSMB2	open/close	open		
		close		
SSFDSMC2	open/close	open		
		close		
SSFDCB69LA	open/close	open		
		close		
SSFDCB69SA	open/close	open		
		close		
SSFDSMAB	open/close	open		
		close		
<b>TRANSFORMADORES SHUSHUFINDI</b>				
SSFDT15MVA	alta temperatura	subir tap		
	bajo nivel de aceite	bajar tap		
SSFDT25MVA	alta temperatura	subir tap		
	bajo nivel de aceite	bajar tap		

Cuadro No 5.7

Equipos considerados en la Subestación Shushufindi

UNIDADES GENERADORAS SHUSHUFINDI			
SSFDTA1	20	6	10
SSFDTA2	20	6	10
SSFDTB1	20	6	10
SSFDTB2	20	6	10
SSFDTB3	20	6	10
SSFDTY	20	6	10

Cuadro No 5.8

Equipos considerados en la Central de generación Shushufindi

DISYUNTORES SUBESTACION ATACAPI			
ATARC1	open/close	open	
		close	
TRANSFORMADORES ATACAPI			
ATA5MVA	alta temperatura	subir tap	
	bajo nivel de aceite	bajar tap	

Cuadro No 5.9

Equipos considerados en la Subestación Atacapi

DISYUNTORES SUBESTACION PARAHUACO			
PARRC1	open/close	open	
		close	
TRANSFORMADORES PARAHUACO			
ATA5MVA	alta temperatura	subir tap	
	bajo nivel de aceite	bajar tap	

Cuadro No 5.10

Equipos considerados en la Subestación Parahuaco

### 5.3.2.- DEFINICION DE PARAMETROS DE MEDICION Y CONTROL.

#### MEDICION.-

Para monitoreo se han considerado las siguientes variables:

En disyuntores , reconectores, seccionadores motorizados

Estado abierto o cerrado

En transformadores, de acuerdo a disponibilidad de sensores y transductores serán:

Temperatura, nivel de aceite y presión.

Voltaje con selector

Corrientes con selector

En el caso en que se disponga de los relés TPU2000<sup>1</sup>, de tendrán las mediciones y funciones disponibles entre las cuales están:

Amperios alta y baja en módulo y ángulo

Demandas de Amperios en los lados de alta y baja

Demandas pico de Amperios

Registro de fallas y resumen de los últimos 32 disparos.

Registro secuencial de los últimas 128 operaciones.

Almacenamiento oscilográfico de variables seleccionables en instantes antes y después del disparo.

En unidades generadoras:

Estado de encendido/apagado

Voltaje con selector

Corrientes con selector

Potencias activa, reactiva, factor de potencia. energía

En los casos en que se disponen de relés GPU2000<sup>2</sup>, deberán obtenerse todos los valores y funciones disponibles entre las cuales están:

Amperios, voltios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Demandas de Amperios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Demandas pico de Amperios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Factor de potencia y frecuencia

Registro de fallas y resumen de los últimos 32 disparos.

Registro secuencial de los últimas 128 operaciones.

Almacenamiento oscilográfico de variables seleccionables en instantes antes y después del disparo.

Funciones de protección y de alarmas para protección de pérdida de excitación, sobre voltaje, baja frecuencia entre otras. Estas funciones pueden cerrar contactos de salida del relé y de entrada a la UTR para una programación automática local.

---

<sup>1</sup>- Unidad de protección de transformadores

<sup>2</sup>- Unidad de protección de generadores

Los datos de medición obtenidos de los relés GPU2000 existentes, serán recibidos via pòrtico RS485 a las UTRs.

Se dejan disponible 4 canales analògicos para medición de temperatura, 1 canal para la velocidad y se dejan disponibles 6 canales analògicos para medir consumo de combustible, vibración, etc.

#### Alimentadores primarios.-

Como parte de la automatización y medición de las subestaciones constituyen los relés DPU2000<sup>1</sup>, los datos que se obtendrán vía pòrtico RS485 serán:

Amperios, voltios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Demandas de Amperios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Demandas pico de Amperios, vatios, Vars, KWh, KVARh

Factor de potencia y frecuencia

Registro de fallas y resumen de los últimos 32 disparos.

Registro secuencial de los últimas 128 operaciones.

Almacenamiento oscilogràfico de variables seleccionables en instantes antes y después del disparo del interruptor que comanda el relé.

#### CONTROL

##### En disyuntores , reconectadores, seccionadores motorizados

Cierre y apertura.

##### En transformadores, serán:

Subir y bajar voltaje en los casos en que se disponga de LTCs.

##### En unidades generadoras:

---

<sup>1</sup> Unidad de protección de líneas de subtransmisión y distribución

Se utilizarán una señal digital para subir y otra para bajar voltaje.

Se utilizarán una señal digital para subir y otra para bajar frecuencia.

Se deja disponible las suficientes reservas para a futuro poder realizar un control automático de generación; y otras señales que crean necesario para mejorar la seguridad y economía del sistema de potencia.

POSIBLES PUNTOS DE MEDIDA Y CONTROL EN UNIDADES GENERADORAS		
INDICACIONES	COMANDOS	MEDICIONES ANALOGICAS
alta temperatura operación	encendido	temperatura fase A
falla tablero control	apagado	temperatura fase B
parada emergencia	subir frecuencia	temperatura fase C
sobrevelocidad	bajar frecuencia	temperatura coginete 1
falla flama	subir voltaje	temperatura coginete 2
parada emergencia por	bajar voltaje	presión de gas
baja presión aceite		presión de diesel
cambio de combustible		temperatura
baja presión aceite		frecuencia
generador		voltaje
alta temperatura aceite		f.p.
parada emergencia por		potencia activa
alta temperatura aceite		potencia reactiva
alto nivel demister		corriente
parada alto nivel demister		
encendido/apagado		

Cuadro No 5.11

Parámetros posibles de medición y control en unidades generadoras

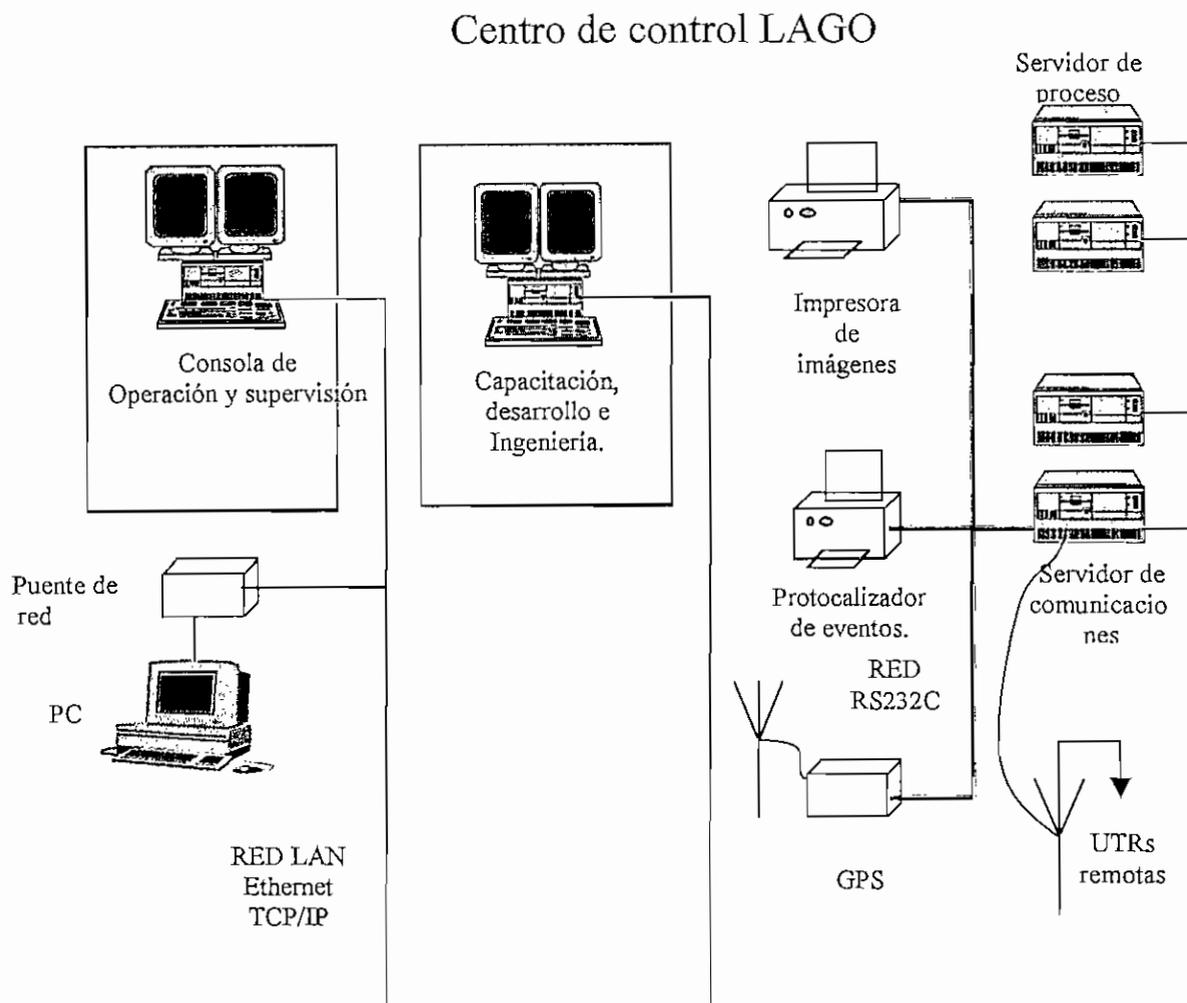
### 5.3.3.- EQUIPAMIENTO REQUERIDO

Para cumplir con las mediciones, controles y otras funciones SCADA establecidos; se requiere tanto de equipos de campo para cumplir con las tareas SCADA locales, del equipamiento en el centro de control para las funciones SCADA, en el centro de control, así como el equipo de comunicaciones.

#### 5.3.3.1 EQUIPAMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL<sup>[10,21]</sup>

Para cumplir con los objetivos propuestos y para posibles ampliaciones futuras; el sistema deberá estar constituido de acuerdo a estándares y destinado a satisfacer los requerimientos funcionales descritos. La implementación del Centro de Control

de Petroproducción se requiere del siguiente equipamiento, tanto para la sala de control, así como de los equipos de campo:



Infraestructura del centro de control

En la figura No 5.3 se puede apreciar un diagrama esquemático de la infraestructura del centro de control.

Las computadoras principales que trabajan bajo el ambiente de un sistema operativo multiusuario y multitarea, y con capacidad de ejecutar sus programas en tiempos de respuesta elevados, para el procesamiento de la información en tiempo real, los eventos que provienen del proceso y del propio sistema de control.

Las computadoras se comunicarán físicamente por medio de una red física de área local (LAN), constituido por un cable de fibra óptica, o un cable coaxial de banda ancha o de banda base, cualquier sistema que se implemente deberá cumplir con las recomendaciones de las normas internacionales, como la CITT, OSI, IEC, etc.

Debido al gran desarrollo de los equipos de computación, es imposible definir las características técnicas de equipos de computación, porque se estará limitando futuros desarrollos; sin embargo, en las bases se deberá especificar equipos con tecnología igual o superior a RISC, computadoras iguales o superiores al tipo ALPHA servidor. Entre los equipos considerados están:

**a).- Servidores de Aplicación**

Para correr los programas de aplicación de las funciones del sistema SCADA, Se requiere de un servidor principal y uno redundante. La redundancia es debido a tener una alta confiabilidad. Las normas de disponibilidad para sistemas SCADA están definidos por las especificaciones IEC 870-4, considerando los tiempos promedios de restauración del servicio (Mean Time to reotation MTTR) y de reparación (Mean Repair Time MRT). Generalmente los servidores de aplicación requieren de una disponibilidad superior al 99.8%, por eso se requiere que el servidor de redundancia este siempre operando (hot standby), y cuando el principal deje de operar ya sea por mantenimiento o por falla, este entra a operar con las mismas características que el principal.

**b).- Servidor de Comunicaciones**

Se requiere de dos computadoras para que actúen como servidores de comunicación, un principal y un redundante; para cumplir con las exigencias de confiabilidad requerida. Se debe incluir un reloj externo para sincronización de tiempo tipo GPS que disponga de la interface para conexión a los equipos del

sistema SCADA, y que sea capaz de sincronizar con el tiempo estándar mundial, que realice la transmisión de la señal de tiempo a todos los equipos digitales en línea requeridos para las tareas de comunicación sincrónica.

Estos servidores dispondrán de la funcionalidad de comunicación con las UTRs remotas, y otros servidores así como computadoras de la red LAN.

Para el caso de equipos que trabajen con otros protocolos diferentes a los usados por el sistema suministrado; el proveedor deberá desarrollar los equipos de interface de protocolo como gateways, ruteadores y puentes (bridge), para solucionar todo problema de comunicación, incluido el software. El sistema sugerido en forma global debe funcionar en forma correcta en cuanto a comunicaciones.

#### **c).- Servidor Hombre – Máquina**

Se requiere de dos consolas operativas, una para operación del sistema de potencia y otra para mantenimiento, entrenamiento, ingeniería y desarrollo de software con las respectivas funciones de seguridad.

Cada consola estará conformada por un servidor hombre máquina, dos monitores a color de alta resolución de 19 pulgadas, teclado alfanumérico, funcional y con control rápido del cursor. No se requiere redundancia; puesto que, cualquiera de las dos consolas podría servir para la operación, incrementando la confiabilidad.

Se requiere de una impresora de pantalla (hard copy); ésta se diferencia de las impresoras normales, puesto que imprime exactamente el contenido del monitor y es una impresora a colores de alta calidad.

Las impresoras y GPS, están conectados a la tarjeta de red NET, instalada el servidor de comunicaciones y que dispone varios pórticos RS232 con ANSI X3.28 y otros protocolos conocidos.

El disco duro para la base de datos debe tener una capacidad mínima de 6 Gigabytes.

#### d) Accesorios

Se requiere de accesorios como: Un sistema de información de la hora vía satélite GPS para sincronización de todos los procesadores del sistema, para evitar desfases de tiempo en eventos, comunicaciones etc., ratones, alarmas visuales y sonoras, teléfono, modems incluido en el servidor de comunicaciones.

#### 5.3.3.2 EQUIPOS DE CAMPO<sup>[8,10,21]</sup>

Los equipos de campo facilitan las tareas de telemedición y telecontrol, se ubican en los centros de generación y subestaciones y son las UTRs, relés inteligentes, transductores, sensores.

#### UNIDADES TERMINALES MAESTRAS (UTRs)

Las Unidades Terminales Remotas, son el corazón del sistema SCADA, serán las encargadas de realizar las funciones de adquisición de datos, procesamiento de datos, como escalamiento y cálculos, de igual manera, están en capacidad de formar sus propias bases de datos y se comunican a futuro con otras UTRs remotas ubicadas en los pozos, internamente disponen de:

Tarjetas con canales analógicos (entrada/salida)

Tarjetas con canales digitales (entrada/salida un polo/dos polos)

Tarjetas de red con pórtricos de comunicación (RS232C/RS485)

Modems para comunicación.

Las señales analógicas y digitales de entrada/salida, se conectan directamente a la UTR para su procesamiento y los relés inteligentes mediante pórticos RS232 y RS485 como se muestra en el gráfico No 5.4

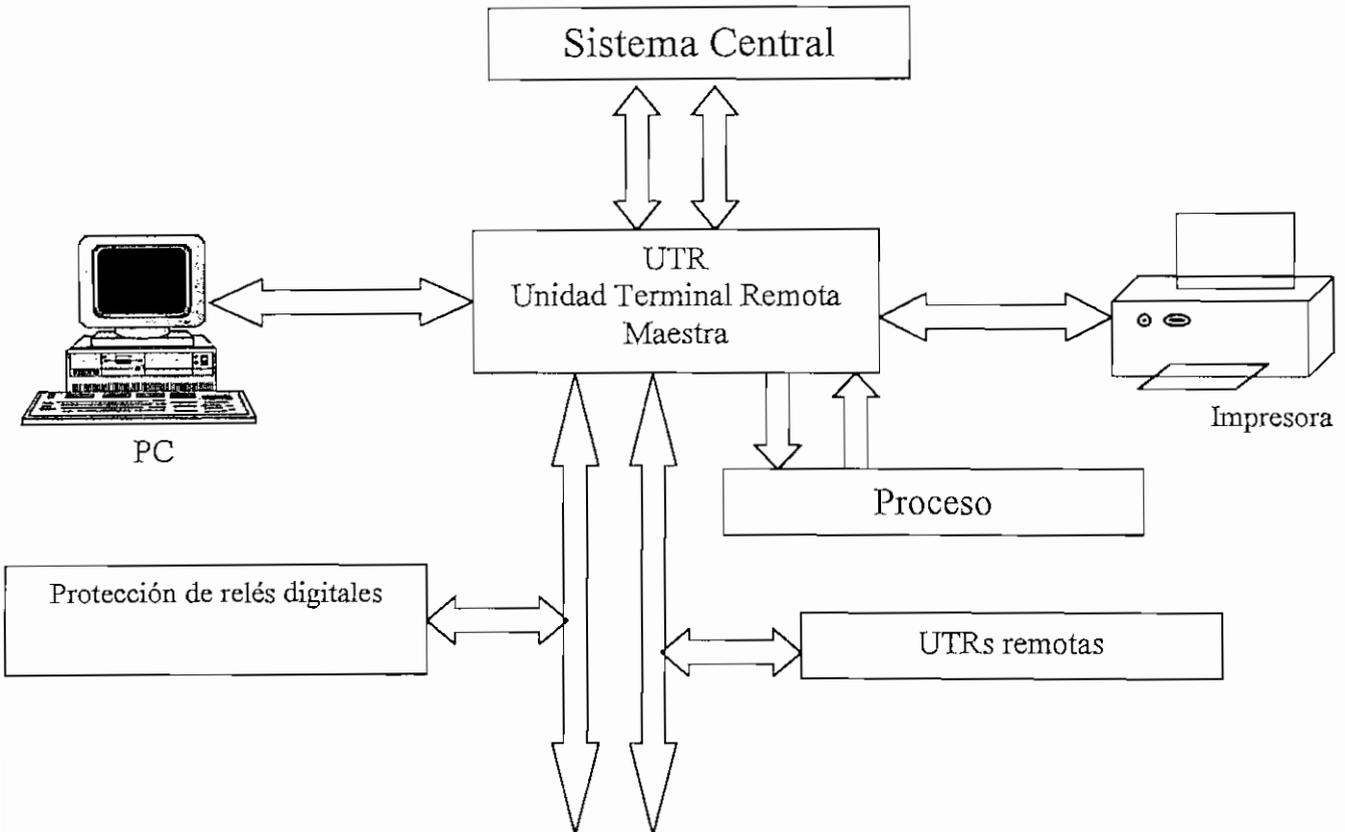


Gráfico No 5.4

Diagrama esquemático de conexión de una UTR

### Canales de entrada de señales Analógicas.-

Se obtendrán las señales analógicas, a través de mediciones obtenidas primero en los sensores como los transformadores de voltaje (PTs), transformadores de corriente (CTs), y transductores que existen en Petroproducción implementados.

Las entradas y salidas analógicas tendrán rangos de variación entre 4 – 20 mA. 0 – 10 VDC. Las señales de temperatura se alimentarán de los sensores de temperatura como termocuplas existentes, y la velocidad de giro del generador a partir de los sensores y transductores existentes.

### **Canales de entrada de señales digitales**

Se deberá realizar el cableado de las señales a disposición en el tablero hasta los terminales frontales.

Todos los disyuntores poseen contactos auxiliares disponibles en regletas, que facilitan esta tarea.

De igual manera para monitoreo de alarmas en generadores y transformadores se posee los contactos a disposición en regletas en el cuarto de control.

Para la UTR 232 de ABB por ejemplo la entrada digital se obtendrá un 1L con voltajes entre 24 y 60 VDC.

### **Canales de entrada de pórticos RS232 y 485.**

Petroproducción dispone de unidades de protección que disponen de medidas analógicas, digitales y de proceso, información que será transmitida a través del pórtico de comunicaciones RS485 a las UTRs

Mediante este pórtico, es posible disponer toda esta información en la UTR local. El dimensionamiento de una UTR también está dado por los puntos de medición y control realizados al sistema de potencia, denominados simplemente puntos.

A continuación en el cuadro No 5.12 se resume los puntos requeridos de las unidades terminales remotas.

<b>RESUMEN DE PUNTOS</b>						
SUBESTACION	DIGITALES		ANALOGICAS		COMUNICACIÓN	
	INDICACIONES	COMANDOS	MEDICION	CONTROL	RS232	RS485
LAGO AGRIO	108	90	30		3	3
SACHA	78	68	20		3	3
SHUSHUFINDI	174	140	60		3	3
ATACAPI	3	4			2	2
PARAHUACO	3	4			2	2
TOTAL						

Cuadro 5.12

Resumen de puntos de medida y control de las UTRs.

Las UTRs maestra, disponen de una tarjeta servidora de comunicaciones, módem, transmisor/receptor para radioenlace, cable y antena e infraestructura de reserva para futura comunicación con las UTRs esclavas que serán instaladas en los pozos.

#### **5.3.4.- ACOPLAMIENTO DE MEDICION Y CONTROL ENTRE EQUIPOS DEL SISTEMA DE POTENCIA Y DEL SISTEMA DE SCADA.-**

Las señales para indicaciones y medición se obtiene de sensores, transductores, contactos auxiliares de equipos de patio, de los disyuntores, seccionadores, unidades generadoras, transformadores, etc. estas señales ingresan a los canales de adquisición de datos que integran las unidades de protección digitales y las UTRs. Las señales de control como comandos, se realizan a través de las unidades de protección digital y de las UTRs con el auxilio de relés auxiliares. Para el caso de automatizaciones, en los que se requieren Controladores Lógicos Programable, estas unidades vienen incluidas en las Unidades Terminales Remotas.

En las Unidades de Protección y en las UTRs, existen dos canales para adquisición de datos:

- Canal Digital

- Canal Analógico

La forma como se integra las señales de control y de medición a estos canales se explicará a continuación.

#### a) Canal Analógico.-

Las mediciones analógicas de voltaje y corriente en las unidades generadoras y alimentadores primarios de 4.16 KV en Lago y Sacha, se receptorá de los transformadores de corriente (CTs) y de los transformadores de potencial (PTs), las cuales serán adecuadas a través de transductores de 0-5 A a 4 – 20 mA y de 0 –120 V a 4 – 20 mA respectivamente, señales que serán ingresadas a las tarjetas de entrada de los canales analógicos de las UTRs.

#### a) Canales de entrada/salida Digital.-

La interconexión de los canales de entrada/salida de las UTRs con los equipos de patio del sistema de potencia, se realizan de la siguiente manera:

- Para el ingreso de las señales de indicaciones y para ejecutar los comandos de apertura/cierre de disyuntores en Lago Agrío y Sacha y Shushufindi, se basará en el diagrama de conexión que se ilustra en la figura No 5.5.
- La interfase entre equipos de control y equipos de fuerza para ejecutar comandos remotos de incremento / decremento en reguladores de voltaje y frecuencia de las unidades generadoras; deberá implementar unos relés auxiliares para acoplar el contacto de salida de la tarjeta de control de velocidad de la máquina con la UTR, en realidad son dos relés auxiliares uno para subir y otro para bajar. El control de frecuencia, se realiza mediante un potenciómetro localizado en el tablero de control, para realizar un cambio de valor de resistencia desde la UTR, se acopla al eje del potenciómetro un motor

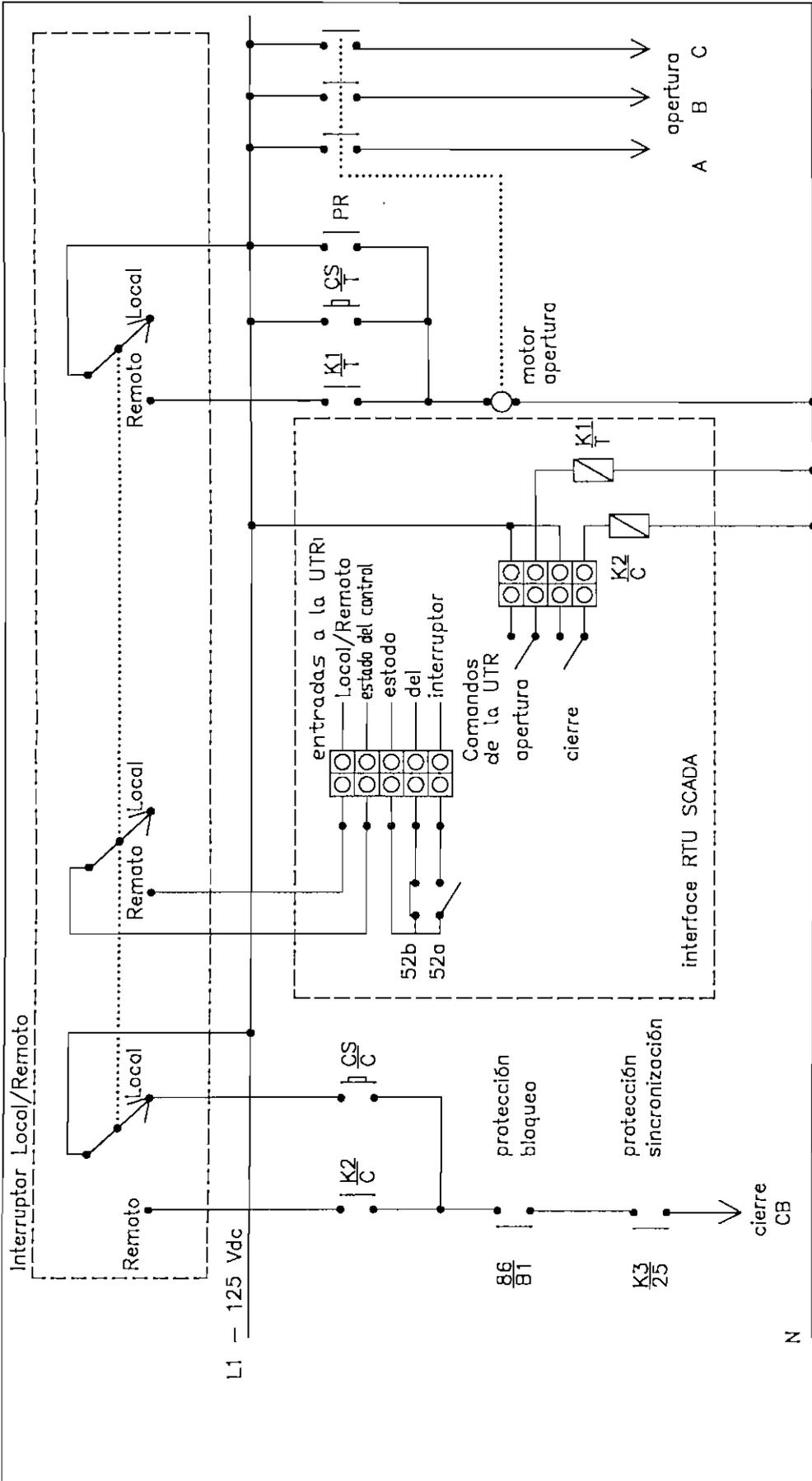
pasos que gira en los dos sentidos subir/bajar mediante pulsos de control digital a través de la UTR. El circuito de acople entre el motor de pasos y la UTR se ilustra en la figura No 5.6

- El control de voltaje, las unidades generadoras disponen de igual manera de potenciómetros, para subir o bajar el voltaje generado; el procedimiento de acople es exactamente el mismo y el diagrama de conexión se ilustra en la figura No 5.7

Entre las ventajas del uso de motor pasos de acople entre la señal analógica/digital, está la de disponer de mecanismos de limitación de carrera, evitando valores fuera del régimen normal. Estos límites corresponderán a los valores máximos de sobre y subexcitación.

- Los comandos para control de TAPs en transformadores se realiza a través del mecanismo motorizado que es parte del intercambiador de taps, este puede ser operado de las siguientes maneras:
  - Manual
    - local
    - remoto
  - automático

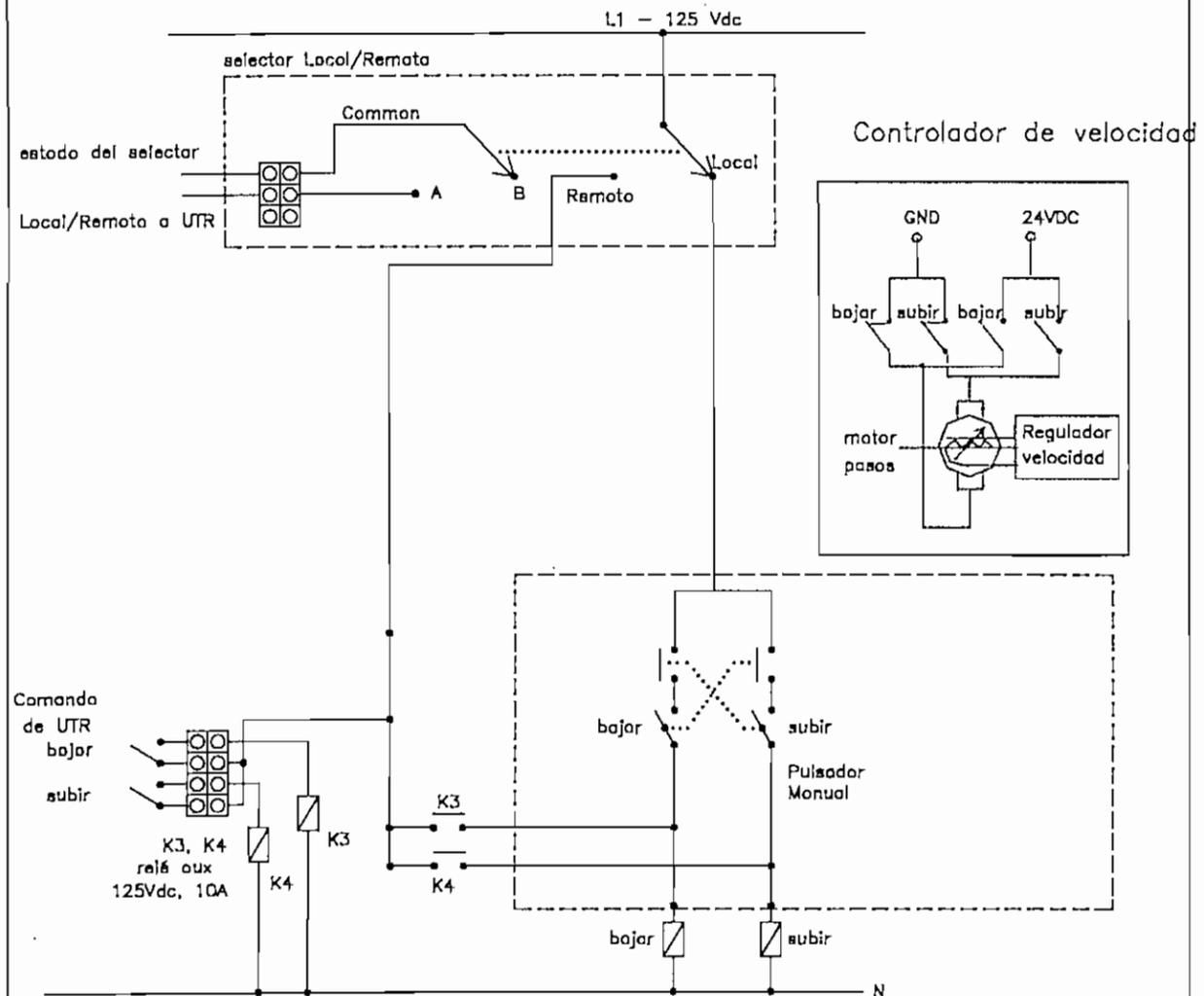
Cuando se encuentra seleccionado en la posición manual, el valor del tap puede modificarse ubicándose en el sitio del transformador en forma local moviendo el dial al valor del tap requerido en el transformador o también se puede variar el Tap en forma remota al cerrar/abrir un contacto remoto que hace girar el motor de giro del cambiador de taps. Estos contactos se dispondrán en el cuarto de control y podrán ser operados a través del sistema SCADA. El circuito de interconexión del LTC con la UTR se ilustra en la figura No 5.8.



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL	
CONEXION DE DISYUNTORES A RTUS	
TESIS: "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA AUTOMATIZAR LA OPERACION DEL SEIP"	
FECHA: 08/06/98	DIRECTOR: Ing. Melchor Cadena
FIGURA No 5.5	
ELABORADO POR: Carlos Ruiz	

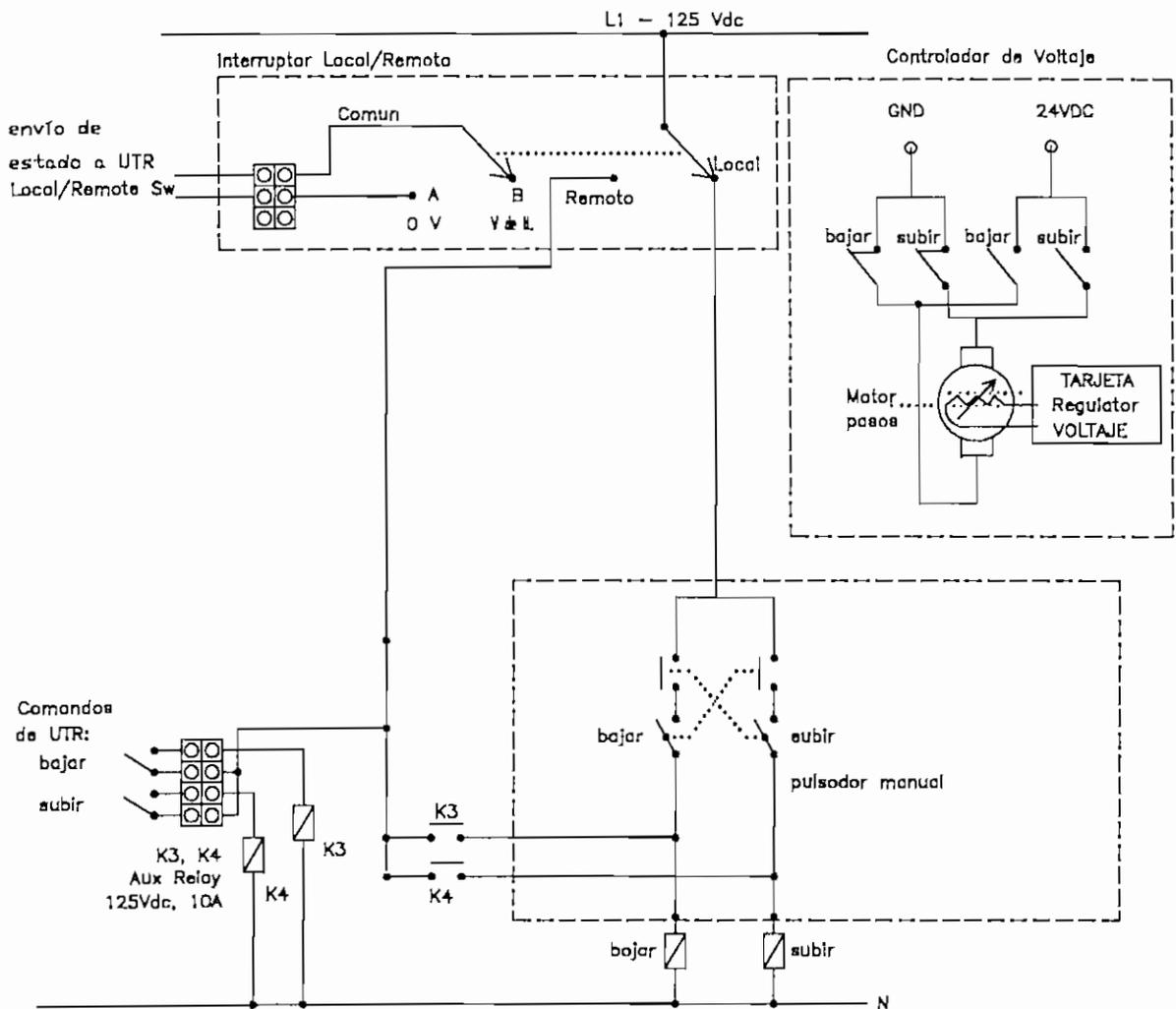
DIAGRAMA DE CONEXION DEL INTERRUPTOR

DIAGRAMA DE CONEXION PARA  
CONTROL DE FRECUENCIA



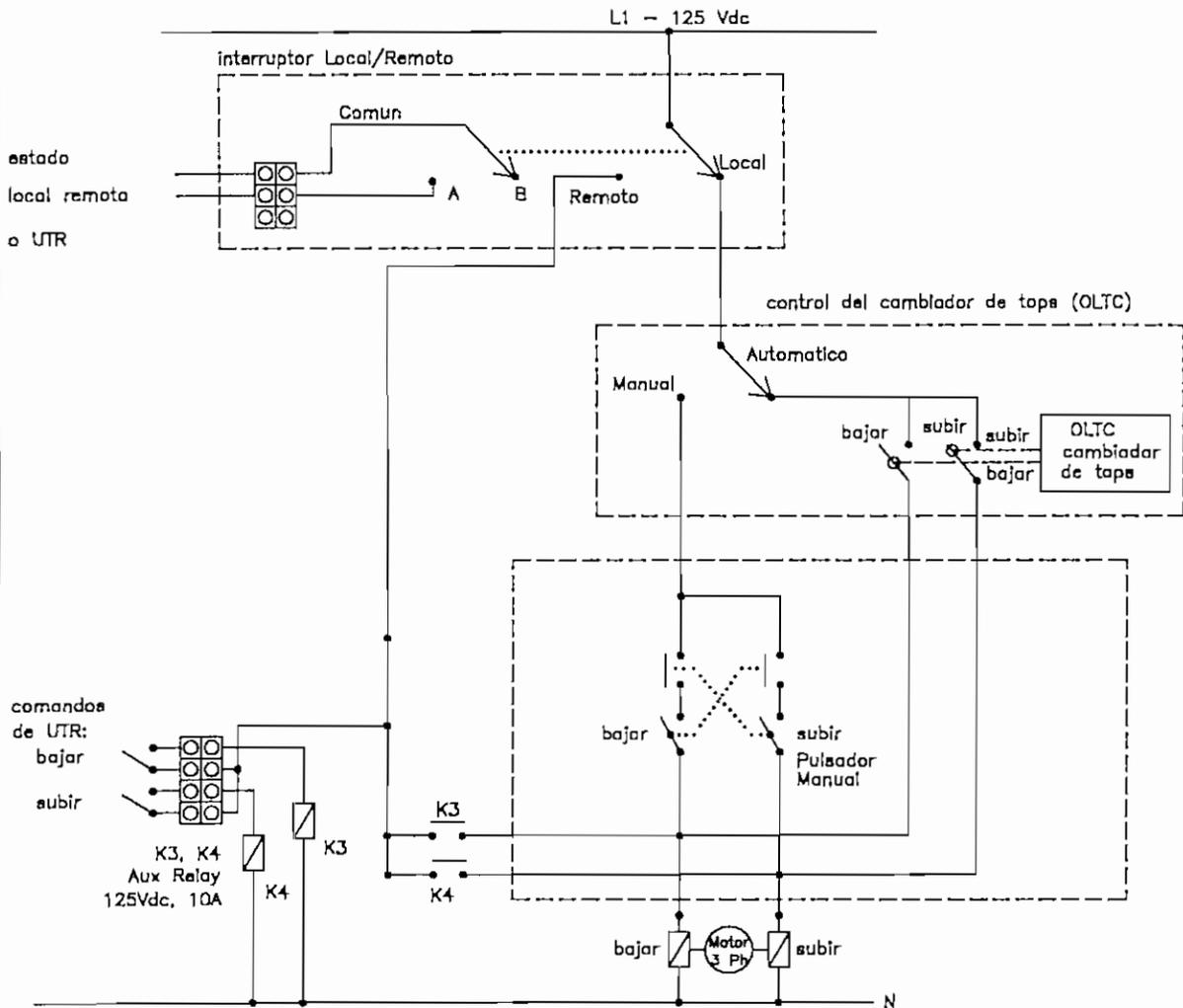
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		
CONEXION PARA CONTROL DE FRECUENCIA		
TESIS: "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA AUTOMATIZAR LA OPERACION DEL SEIP"		
<b>FIGURA No 5.6</b>		
FECHA: 10/06/98	DESIGNADO POR: Carlos Ruiz	APROBO: Ing. Medardo Cadena

DIAGRAMA DE CONEXION PARA  
EL REGULADOR DE VOLTAJE



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		
CONEXION PARA CONTROL DE VOLTAJE		
TESIS: "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA AUTOMATIZAR LA OPERACION DEL SEIP"		
FIGURA No 5.7		
FECHA: 10/05/98	DISEÑADO POR: Carlos Ruiz	DIRECTOR: Ing. Medardo Cadena

DIAGRAMA DE CONEXION  
PARA INTERCAMBIADOR DE TAPS EN TRANSFORMADORES



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		
DIAGRAMA DE CONEXION PARA OLTC T.		
TESIS: "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA AUTOMATIZAR LA OPERACION DEL SEIP"		
FIGURA No 5.8		
FECHA: 10/06/08	Dibujado por: Carlos Ruiz	Director: Ing. Medardo Cadena

## INTERFACE UNIDADES DE PROTECCION - UTRs

Se dispone de unidades de protección marca ABB los cuales corresponden a dos familias:

- a) SPACOM
- b) SERIE 2000

### a) **FAMILIA DE UNIDADES DE PROTOCOLO SPACOM<sup>[22]</sup>**

Esta formado por unidades que disponen las funciones de protección básicas y monitoreo de datos.

Estas unidades disponen de dos mecanismos de interface hombre – máquina, mediante un display digital y teclado al frente del equipo, o mediante una computadora en forma local, o mediante un centro de control mediante un sistema SCADA.

Cada relé dispone de una interface serial ubicada en la parte posterior, y un módulo SPA-ZC 17, o SPA-ZC-21 que permite acoplarse a un conductor de fibra de óptica que permite acceder a un bus tipo SPA o LON.

### **SPA BUS<sup>[8,22]</sup>.-**

Es el nombre del protocolo del bus conformado por relés inteligentes de la serie SPACOM marca ABB. Del modulo SPA-ZC-17C o SPA-ZC-21 en la parte posterior de los relés se conecta en forma serial un cable de fibra óptica al módulo SPA-ZC5B ó SPA-ZC20 (interfaces fibra óptica - RS232C) ubicada en la parte posterior de la tarjeta colectora de datos parte de una UTR de una PC local (normalmente se disponen de los colectores tipo SRIO marca ABB).

Las unidades de protección de la familia SPA, tienen las siguientes características de comunicación:

- Modo de transmisión serial (protocolo IEC 870–5-103), mediante cable de fibra óptica de plástico o de vidrio.
- Codificación ASCII
- La velocidad de transmisión de datos en este bus es máximo de 9600 bits/s.

#### b) UNIDADES DE PROTECCION 2000<sup>[8,13]</sup>

Estas unidades de protección inteligentes, disponen de todas las funciones de las UTRs para adquisición de datos y procesamiento a más de las funciones de protección.

Para la interface hombre –máquina, existen dos mecanismos, mediante un display y teclado al frente de la unidad y de dos pórticos de comunicación seriales aislados RS232 y 485 para comunicarse a través de un computador en forma local o a través de un sistema SCADA.

Se pueden comunicar mediante protocolos:

MODBUS PLUS

DNP3 (IEC870-5-103)

SPACOM

LON

La forma de interconexión será a un pórtico serial RS485 de la UTR mediante el protocolo IEC870-5-103, ó mediante el protocolo SPACOM, dependiendo del protocolo que disponga el relé y de la facilidad del suministrador.

### 5.3.5.- COMUNICACIONES CENTRO DE CONTROL - UTRs

Debido a la disponibilidad de una central telefónica en todo el distrito en Petroproducción, para los sitios en donde se dispone de teléfono, se usará en forma prioritaria este medio de transmisión, mediante el uso de líneas telefónicas dedicadas o de uso específico.

Como método redundante y alternativo, en los sitios que no se dispone de teléfono como Atacapi y Parahuaco, se deberá instalar la infraestructura para un sistema de radio especificado para un sistema SCADA, usualmente se utiliza un medio compartido de transmisión de tipo punto - multipunto de velocidades de hasta 19.2 kbps. Esto quiere decir, que todas las señales de control enviadas por la central del sistema SCADA, serán recibidas por todos los puntos remotos; y puesto que el sistema es del tipo poleable, sólo la UTR que está siendo requerida, enviará una respuesta al controlador central.

Para la implementación del sistema de comunicaciones vía radio se requiere de:

- Un radio (Transmisor/ receptor) punto multipunto.
- Antena del sistema central
- Cables y accesorios (fuente DC y AC)
- Frecuencia

En el campo se requiere de:

- radio transmisor/receptor
- antena
- Cables y accesorios (fuente DC)
- antena

La determinación del rango de frecuencia a solicitarse, así como de las especificaciones técnicas en las comunicaciones, deberá realizarse un estudio de propagación respectivo.

#### **5.4.- LIMITACIONES AL PROYECTO**

El presente estudio considera la supervisión y monitoreo del sistema eléctrico de potencia, se excluye el sistema de levantamiento artificial. El estudio de requerimientos funcionales y de equipos para su inclusión será motivo de otro análisis.

De igual manera, no se ha realizado el estudio de prefactibilidad de la implementación de la funcionalidad EMS (Energy Management System), por cuanto no es parte del alcance de la presente tesis.

En el primer capítulo se mencionó la interconexión de las zonas Auca Norte y parte del Libertador al SEIP, con las definiciones de portabilidad e interconectividad mediante el uso de un sistema abierto; esto facilitará a futuro integrar el control y monitoreo de estas áreas al sistema SCADA a instalarse en esta fase. Para estas áreas se requerirá de dos UTRs maestras. Las definiciones funcionales y dimensionamiento será motivo de otro análisis, una vez que esté definido el proyecto de ampliación del SEIP.

Corresponde a Petroproducción realizar el estudio propagación para poder definir la frecuencia de comunicación y características de transmisión.

# **CAPITULO VI**

## **ANALISIS ECONOMICO**

## CAPITULO VI

### ANALISIS ECONOMICO

#### 6.1.- INTRODUCCION

En el capítulo anterior se analizaron los beneficios y factibilidad técnica para modernizar el sector eléctrico de Petroproducción mediante el desarrollo de un proyecto que consiste en la implementación de un centro de control con funciones SCADA, dejando abierta la posibilidad a futuro de la implementación de otras funciones.

El presente capítulo tiene como objetivo, determinar la factibilidad económica del proyecto, para lo cual se utiliza los siguientes métodos de evaluación:

- La relación "Beneficio / Costo". Este método consiste en la cuantificación de los *costos* y los *beneficios* que generará el presente proyecto y el cálculo de la relación *Beneficio / Costo*.
- El Tasa Interna de Retorno (TIR), es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado que consiste en encontrar la tasa de interés que permita al final de la duración del proyecto únicamente recuperar los gastos de inversión.
- El Valor Neto Actual (VAN), determina la rentabilidad sobre la base del tiempo
- El Período de Recuperación de Capital (PR), determina el plazo de recuperación de una inversión.

Debido a que los costos y beneficios del proyecto están sujetos a variables externas a la empresa, se presenta adicionalmente un estudio de sensibilidad para determinar el comportamiento de los índices de cuantificación respecto de estas variaciones.

## 6.2.- INDICES ECONOMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACION DEL PROYECTO

### 6.2.1.- LA RELACION BENEFICIO - COSTO<sup>[26]</sup>.-

Un método de aplicación general para la toma de decisiones sobre un proyecto utiliza la llamada relación *Beneficio / Costo*.

Esta relación puede expresarse como:

$$BC = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} \quad 6.1$$

donde:

BC : Es la relación Beneficio Costo

*Beneficios:* Corresponden a los ingresos que produce el proyecto traídos a valor presente

*Costos:* Corresponde a los egresos o gastos para la operación del proyecto en el tiempo esperado, traídos a valor presente.

Un proyecto es atractivo cuando los beneficios derivados de su implementación exceden a los costos generados para su funcionamiento. Por lo tanto el primer paso de esta metodología de evaluación consiste en, determinar y cuantificar los beneficios así como los costos generados.

Siempre existirán al menos dos alternativas a considerarse en la ejecución de un proyecto, la una será la ejecución del proyecto (cuando no existen más alternativas), y la otra la de no hacer el proyecto. La metodología de la evaluación beneficio - costo, no sólo que ayuda a la evaluación de estas dos posibilidades si

no que da una estimación de qué tan rentable es el proyecto, radicando allí la importancia de este método.

La comparación entre estos dos términos tiene que realizarse dentro de las mismas unidades monetarias, y considerando un determinado instante de tiempo, para lo cual requiere de ciertos criterios económicos a considerar para la reducción de unidades monetarias en el tiempo.

### FACTOR VALOR PRESENTE<sup>[26]</sup>.

Este factor permite determinar el valor presente P de una cantidad futura F después de n años, a una tasa de interés i.

$$P = F \left( \frac{1}{(1 + i)^n} \right) \quad 6.2$$

P= Valor presente

F= Valor al año n o valor futuro

i= tasa de interés

- *Tasa de interés i* o tasa de crecimiento de capital, es la tasa de las ganancias recibidas por hacer la inversión. Una tasa de interés anual del 12% por ejemplo significa que por cada dólar utilizado se debe recibir un retorno de una cantidad adicional de 0,12 \$ al año.

Desde un punto de vista, el interés es una cantidad de dinero recibida como resultado de inversión de fondos, hayan sido ellos dados en préstamo o utilizados en adquisición de materiales, mano de obra o instalaciones.

El interés recibido es, en estos casos, una ganancia o utilidad. Desde otro punto de vista, el interés es una cantidad de dinero que se ha pagado como consecuencia de haber obtenido fondos en préstamo. El interés pagado en este caso es, un costo.

La relación entre interés y tiempo conduce y desarrolla el concepto de "el efecto del tiempo en el valor de la moneda" o "el valor del dinero en el tiempo", El hecho de que el dinero tenga un valor en el tiempo significa que iguales cantidades de dólares pero en distintos puntos en el tiempo tienen diferente valor, siempre y cuando la tasa de interés que se pueda devengar esté por encima de cero, ya que el dinero tiene el poder para generar ganancias, y es la tasa de interés la que mide esta capacidad.

- P es la cantidad de dinero que representa hoy de una cuantía de dinero a futuro F, ceñida a la tasa de interés i.

### 6.2.2.- TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)<sup>[26]</sup>.-

La tasa interna de Rendimiento (TIR) o Rentabilidad Interna Real (RIR), o Tasa Interna de Retorno, en un proyecto de inversión, es la tasa de interés i que hace que el valor actual de los flujos de beneficios (positivos) sea igual al valor actual de los flujos de inversión (negativos), considerando todo el tiempo de vida del proyecto.

Dicho de otra manera es la tasa de interés i que reduce a cero el valor presente P de una serie de ingresos y desembolsos.

El valor del TIR es el valor de i que hace cumplir la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{t=1}^n F_t \left( \frac{1}{(1+i)^n} \right) \quad 6.3$$

i= TIR

F<sub>t</sub>= Flujo de caja del año t

n = número de años, durante los cuales la suma de los valores actuales de los flujos de caja es cero.

### 6.2.3.- FLUJO NETO DE CAJA <sup>[26]</sup>.-

Las oportunidades de inversión, se describen generalmente con los ingresos y desembolsos de caja que se anticipa; se tendrán en realidad en caso de que la inversión se realice. La representación de las cantidades, y el momento en el cual se presentan los ingresos y desembolsos se conoce con el nombre de flujo de caja de inversión.

### 6.2.4.- PERIODO DE RECUPERACION (PR) <sup>[26]</sup>.-

El período o plazo de recuperación de una inversión, se define generalmente como la longitud de tiempo requerida par recuperar el costo inicial de una inversión a partir de los flujos de caja producidos por ella para una tasa de interés igual a cero.

Se calcula sumando los flujos de efectivo sucesivos hasta que la suma sea igual a la inversión inicial. Según este método la mejor inversión es aquella que tiene un plazo de recuperación más corto. El período de recuperación no toma en cuenta el orden cronológico de los flujos de caja,

El período de recuperación PR es el valor de n que hace cumplir la siguiente igualdad:

$$P = \sum_{t=1}^n F_t \quad 6.4$$

P= es el valor actual de la suma de los flujos de caja  $F_t$ , desde el año 1 hasta el año n.

### 6.2.5.- VALOR ACTUAL NETO (VAN).- <sup>[26,30]</sup>.-

Devuelve el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de interés  $i$  de una serie de pagos futuros (valores negativos) y entradas (valores positivos).

El valor neto consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de las inversiones y otros egresos en efectivo. La tasa que se utiliza es el rendimiento mínimo aceptable que puede esperarse de la empresa.

Para el cálculo del valor actual neto (VAN) se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n F_t \left( \frac{1}{(1+i)^t} \right) \quad 6.5$$

VAN = valor actual neto

$F_t$  = Flujo de caja al año  $t$

$i$  = tasa de interés que se espera del proyecto

$n$  = número de años de estudio del proyecto.

## IMPUESTOS

Tributo por la compra de los equipos a instalarse, y por las utilidades generadas es un valor normalizado en porcentaje. En Petroproducción por considerarse una empresa estatal no se considera este arancel.

## SEGUROS.-

Contrato por el cual una persona o entidad, se obliga a resarcir pérdidas o daños que ocurran en los equipos adquiridos.

En Petroproducción, de acuerdo a la clase de equipo se considera diferente valor de la prima. Los equipos se clasifican de acuerdo a su naturaleza de operación, así por ejemplo, una camioneta en equipo automotriz, un motor de combustión en equipo pesado, un transformador en equipo eléctrico, una computadora en equipo electrónico, etc.

En este caso los equipos del sistema SCADA constan dentro de la denominación de equipo electrónico y para el cálculo del costo del seguro (CS) se aplica la siguiente ecuación:

$$CS = 1\%(X) + 3.5\%(1\%X) + 10\%(1\%X+3.5\%(1\%X)) \quad 6.6$$

donde:

X = costo del equipo o equipos a asegurar

CS = costo del seguro para el año asegurado

Los tres términos de la ecuación corresponden a:

1% (X)	= 1% del costo de los equipos a asegurarse (es el término variable para las diferentes clases de equipos).
3.5% (1%X)	= pago a la superintendencia de Bancos.
10% (1%X+3.5%(1%X))	= IVA .

Por tanto CS, es el monto que se debe cancelar para asegurar los equipos anualmente, el valor de la prima anual dependerá de la depreciación del equipo.

## DEPRECIACION<sup>[25,26]</sup>.-

Es la disminución de valor de un activo físico con el paso del tiempo. Esta es una característica de todos los activos, a excepción de los terrenos. De acuerdo a las causas que ocasiona este fenómeno la depreciación se clasifica en:

*Depreciación Física.*- es consecuencia del deterioro por agentes externos (ejemplo: corrosión), daño y destrucción debido al uso.

*Depreciación Funcional.*- es consecuencia de la obsolescencia, o por insuficiencia para satisfacer los requerimientos funcionales. La obsolescencia se produce debido al descubrimiento de otro activo, que es notoriamente superior como para hacer antieconómico continuar usando el activo original.

La contabilidad de la depreciación tiene los siguientes objetivos:

- Intentar distribuir de manera sistemática la pérdida anticipada de valor a todo lo largo de la vida del proyecto
- Tener de manera continua una medida monetaria del valor del capital físico para efectos de cálculos por ejemplo la prima del seguro.
- Determinar el gasto del capital físico en que incurre ir produciendo cada unidad de bienes y servicios.

En la presente tesis se calcula la depreciación para evaluar la prima del seguro.

Para el cálculo de la depreciación existen varios métodos, pero el que se usará en la presente tesis es el método de la línea recta por ser uno de los más usados y de mayor facilidad, este método supone que el valor de un activo decrece a una tasa constante en el período de tiempo considerado.

### **6.3.- COSTO DEL PROYECTO.<sup>[26]</sup>**

Los costos de los proyectos tienen dos componentes:

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

### 6.3.1.- COSTOS DE INVERSION<sup>[9,23,28]</sup>.-

Los costos de inversión son tomados sobre la base de estudios anteriores<sup>[9,23,28]</sup> y de consultas realizadas a la empresa ABB. Estos valores corresponden a: costos por estudios, equipos e instalación hasta su funcionamiento. Para el presente proyecto serán financiados por recursos propios que deben costar en el presupuesto de la empresa.

El cálculo de todos los rubros, deben ser llevados al año base o representados en precios constantes del año base.

Los principales rubros de inversión para el equipamiento definido en el capítulo quinto son:

CENTRO DE CONTROL				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO
1	2	c/u	Consolas formadas por: Procesador de interface hombre máquina Tarjeta para interconexión a red LAN Multimedia/ teléfono/ fax/ internet/parl. micrófono. teclado alfanumérico/ ratón. Dos monitores Software de interface hombre máquina software para aplicaciones	\$200,000
2	2	c/u	Servidores de aplicación actuarán en línea un principal y uno para redundancia. Tarjeta para interconexión a red LAN Software de aplicaciones en línea y fuera de línea para Sistema SCADA	\$400,000
3	2	c/u	Servidores para comunicaciones actuarán en línea un principal y uno para redundancia. Tarjeta para interconexión a red LAN Software de aplicaciones en línea y Incluye modem y accesorios. fuera de línea para Sistema SCADA	\$200,000
4	1	c/u	Red Lan y Accesorios	\$10,000
5	2	c/u	Impresoras y UPS una de imágenes y una de reportes	\$10,000

6	1	c/u	Computador personal con multimedia	\$20,000
7	1	c/u	Interface de protocolos de RED LAN a PC. Interface de PC a Internet	\$10,000
8	1	c/u	Kit de equipos de radiocomunicaciones TX/RX, antena, accesorios, estudio y costo de frecuencia	\$50,000
9	1	c/u	Construcción del edificio y material civil, eléctrico y de mueblería	\$100,000
SUBTOTAL 1			US DOLARES	\$1,000,000
10	1	c/u	Montaje, capacitación y entrenamiento	\$100,000
SUBTOTAL 2			US DOLARES	\$1,100,000

Cuadro No 6.1 a  
Costos de equipos e instalación del centro de control

EQUIPOS DE CAMPO				
ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO
11	5	c/u	Unidades terminales Remotas Maestras Interface de adquisición de datos y de control especificada en el capítulo V Incluye software y accesorios	\$200,000
12	3	c/u	Computador personal con multimedia para interconectarse a UTR para posibilidad de supervisión y control Local. Incluye software y accesorios	\$20,000
13	5	c/u	Regletas frontales y kit de elementos requeridos para adecuación y tratamiento de señales, incluye material y mano de obra	\$50,000
14	5	c/u	Equipo de radiocomunicaciones como modem, radioenlace, antena y accesorios incluye equipos, software y mano de obra	\$30,000
SUBTOTAL 3			US DOLARES	\$300,000
15	1	c/u	Montaje, capacitación y entrenamiento	\$100,000
SUBTOTAL 4 : total equipos de campo			US DOLARES	\$400,000
SUBTOTAL 5 (TOTAL EQUIPOS DENTRO DE CONTROL Y CAMPO)				\$1,500,000
10% PARA IMPREVISTOS			US DOLARES	\$40,000
COSTO TOTAL EN DOLARES DE EQUIPOS, MONTAJE E INSTALACION				\$1,540,000

Cuadro No 6.1 b  
Costos de equipos e instalación de equipos de campo para sistema SCADA.

De los cálculos anteriores, se estima que el costo total de equipos, montaje, capacitación e instalación estimado, es de aproximadamente un millón quinientos cuarenta mil dólares.

### 6.3.2.- COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.-

Los costos para Operación y Mantenimiento se refieren básicamente a los rubros por:

COSTOS DE OPERACIÓN PRIMER AÑO			
ITEM	ESPECIFICACION	COSTO	
		MENSUAL	ANUAL
1	4 OPERADORES AL MES	\$4,000	\$48,000
2	1 SUPERVISOR MES	\$1,500	\$18,000
3	2 VEHICULOS	\$1,000	\$12,000
	<b>TOTAL OPERACIÓN</b>	<b>\$6,500</b>	<b>\$78,000</b>
COSTOS DE MANTENIMIENTO PRIMER AÑO			
4	1 TECNICO PROGRAMADOR	\$1,200	\$14,400
5	1 TECNICO ELECTRONICO	\$1,200	\$14,400
6	2 VEHICULOS	\$1,000	\$12,000
7	COSTOS DE REPUESTOS (1%)	\$1.083	\$13.000
8	SEGURO	\$493	\$14,803
	<b>TOTAL MANTENIMIENTO</b>	<b>\$15,693</b>	<b>\$197,203</b>
	<b>TOTAL OPERACIÓN + MANTENIMIENTO</b>	<b>\$16.283</b>	<b>\$195.400</b>

Cuadro No 6.2

Costos de operación y mantenimiento anual del sistema SCADA

La adquisición de repuestos se realiza automáticamente previo a las recomendaciones del proveedor; considerando un porcentaje del 1% anual respecto al monto total de equipos.

En conclusión: El total de costos previstos durante el primer año aproximadamente es de 1,540.000 dólares, que corresponde a la compra e instalación de los equipos.

El total de costos de operación y mantenimiento durante el primer año de funcionamiento del sistema previsto aproximadamente es de 200.000 dólares.

Para la evaluación beneficio costo, se presentarán detalladamente en valores actuales todos estos costos.

## **6.4.- BENEFICIOS**

Dada la característica del Proyecto es muy difícil cuantificar todos los Beneficios que se darán. Por subjetividad de ciertos beneficios, éstos serán presentados como Beneficios no cuantificables.

### **6.4.1.- BENEFICIOS CUANTIFICABLES.-**

Con el objeto de calcular los índices económicos que permitan evaluar la factibilidad económica del proyecto, es necesario cuantificar los beneficios; por carecer de una base de datos real y de estudios, se dificulta esta labor, por lo que los resultados de los cálculos presentados deben considerarse como valores estimados. El soporte para este cálculo corresponde a la factibilidad técnica expuesta en el capítulo anterior.

Sin embargo no se puede sobrestimar los beneficios aspirados, es necesario ser conservadores y asignar como metas de beneficios tan solo un porcentaje del máximo posible de beneficios, que podrían generarse teóricamente como consecuencia de disminuir el impacto de las desconexiones forzadas, desviaciones de frecuencia y la disminución de la demanda pico o ahorros pico. Al respecto no existe un estudio especializado, pero existen dos referencias que establecen porcentajes como techos de beneficios, INECEL adopta un techo del 50%, con la implantación de un SCADA EMS para el SNI<sup>[31]</sup>, los autores Cegrell – Dallfors<sup>[32]</sup>, establecen beneficios entre el 20 y 50% de ahorro, al implantar un sistema SCADA y un EMS en la operación de un sistema de potencia. En la

justificación técnico económica del Centro de Control de Generación Paute<sup>[33]</sup>, también establecen beneficios en la reducción de salidas forzadas de unidades entre el 25 y 50 % del total. Sobre esta base, se establecerán como techo de beneficios el disminuir el 50% de las pérdidas existentes de:

- a) *Disminución de las interrupciones en el SEIP.*- Actualmente existen pérdidas anuales de producción de 42.253 barriles de petróleo en el año. Con la supervisión de los límites operativos en potencia activa, reactiva, de temperatura; y debido a una continua supervisión del sistema y despacho de carga desde el centro de control. Se aspira disminuir como beneficio techo un 50% las salidas forzadas de las unidades de generación. Al tener un sistema eficiente de supervisión, los errores de operación humanos en situaciones de emergencia y el tiempo de restablecimiento de las unidades se reducirá en un 50% los colapsos o suspensiones totales del sistema.  
- Esto permite obtener beneficios al incrementarse la producción anual en aproximadamente 21.000 barriles de Petróleo.
- b) *Disminución de las desviaciones de frecuencia.*- Actualmente existe una desviación promedio de 0.2 hz, respecto al valor nominal de 60 hz.  
Con la implementación de un sistema de monitoreo, supervisión y control a tiempo real, se aspira a reducir la desviación de frecuencia en 0.1Hz.  
De acuerdo a los cálculos presentados en el capítulo II, esto representa un incremento en la producción de petróleo anual aproximado de 20.000 barriles.
- c) *Disminución del pico de demanda.*- De acuerdo al análisis realizado en el capítulo 2 y 5, se establece la factibilidad técnica de disponer 2'400.000 KWH/año, o la posibilidad de incrementar la producción de petróleo en 528.000 barriles al año. Sin embargo; siendo conservadores, se aspira como meta a la posibilidad de obtener de un 50% de estos beneficios, esto corresponderá aproximadamente a 1'200.000 KWH/año, o a su vez un incremento en la producción de 250.000 barriles/año.

En este caso para incrementar la producción de petróleo se requerirá de gastos de infraestructura en habilitar nuevos posos de producción, así por ejemplo costos en estudios, perforación, reacondicionamiento, oleoducto, etc.

Tomado como fuente el informe anual de actividades de Petroproducción realizada por la unidad de Producción y Control de Proyectos Quito, presentada en mayo de 1998, en este documento se estableció que el costo real de producción de un barril de petróleo fue de 2.27 dólares. El precio de venta en los últimos días ha sido de 7 dólares el barril. Para el cálculo de beneficios económicos de estos 250.000 barriles de incremento de petróleo habrá que restar precio de venta menos el costo de inversión.

De los beneficios a) y b) en cambio se incrementará la producción en 41.000 barriles/año sin necesidad de esta inversión.

La meta máxima del total de beneficios aspirados (100%), para un precio de venta de 7 dólares el barril es de aproximadamente 1'460.000 dólares. En la figura No 6.1, se puede apreciar un diagrama de los porcentajes esperados:

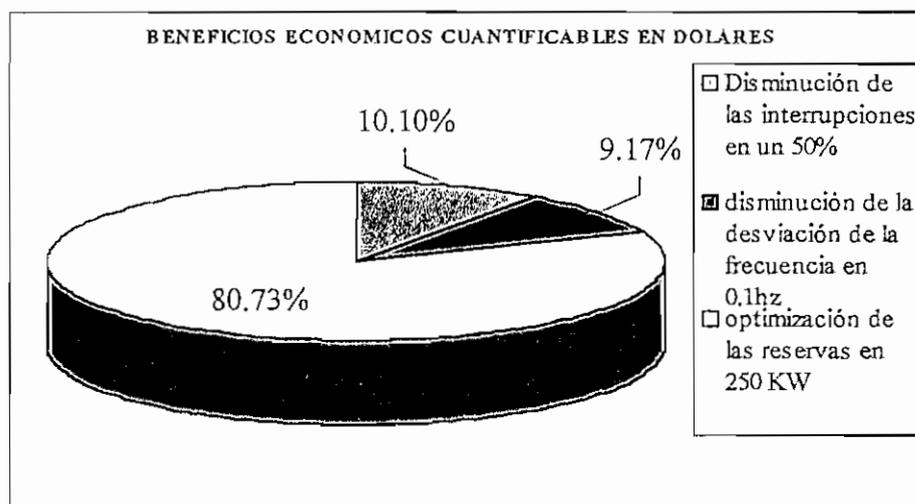


Figura No 6.1

Porcentajes de beneficios aspirados con el mejoramiento operativo, el 100% corresponde a 1'640.000 dólares.

#### 6.4.2.- BENEFICIOS NO CUANTIFICABLES

No se ha incluido en el cálculo de los índices económicos de la presente tesis, beneficios que por no tener el sustento de datos que faciliten su cálculo, se considerarán como beneficios no cuantificables:

- a) *Preservación de la vida útil de los equipos.*- Uno de los potenciales beneficios constituye la posibilidad de prolongar la vida útil de los equipos; debido a una operación de las unidades de generación dentro de límites operativos, al tener una supervisión de las variables del sistema y de los flujos.  
La disminución de las interrupciones y el mejor control supervisorio, disminuye la posibilidad de que se dañe una bomba eléctrica sumergible (BES) bajo superficie evitando pérdidas millonarias a la empresa.
- b) *Reducción del mantenimiento de los equipos.*- Una correcta base de datos, una supervisión de las tareas de mantenimiento y la correcta operación de las unidades, disminuirán las tareas de mantenimiento. Esto indirectamente produce reducción de recursos de personal, vehículos, combustibles, riesgos de trabajo, etc.
- c) *Modernización.*- Una de las mayores diferencias entre las grandes empresas y países desarrollados; es justamente la modernización y la investigación hacia la solución de problemas en torno a la gestión empresarial. En nuestro caso al disponer de un moderno sistema con herramientas de soporte para la investigación y desarrollo, así como al contar con un grupo de profesionales dedicados a esta labor fortalecerá enormemente a la empresa.
- d) *Mejor utilización del personal.*- El personal de operadores no es altamente capacitado ni entrenado. La implementación de este sistema permitirá disponer del personal capacitado sin mayores gastos adicionales y redistribuir de manera óptima el recurso humano.
- e) *Detección a tiempo de posibles fallas.*- Esto evitará costos en remplazo de equipos costosos y lo que es peor, la falta de estos reduciría la producción, Actualmente es difícil evaluar todo el tiempo el estado de los equipos en

operación del SEIP, debido primero a la magnitud y segundo debido a la falta de personal. Con el centro de control se podrá evaluar a tiempo el estado de los equipos más importantes de campo y prever su mantenimiento, sin esperar que ocurra un daño mayor. Este es un rubro no cuantificable que sí es aplicable a Petroproducción.

- f) *Seguridad.*- Quizá sea el beneficio más importante de tener la posibilidad de disponer de un centro de control con funciones Scada, que brinda mayor seguridad en las operaciones, esto permite evitar daños en los equipos por operaciones apresuradas, propias del ser humano.
- g) *Disponibilidad de información y reportes de información normal y emergente.*- Se podrá disponer de una información confiable completa y real del sistema de potencia y de control en las denominadas bases de datos.

#### **6.5.- ANALISIS DE SENSIBILIDAD** [ 25,26,31,33] .-

En vista de que los parámetros internos considerados para el cálculo de beneficios son estimados sobre la base de otros proyectos similares, y los parámetros externos son variables en función de otros agentes exógenos a la empresa, los beneficios pueden variar en función de estos parámetros. Se presenta un análisis que consiste en calcular los índices de rentabilidad del proyecto, variando estos parámetros con el fin de determinar cómo afectan cada una de estas variables a la rentabilidad del proyecto y el rango de variación de estas variables para el cual puede considerarse rentable el proyecto.

Entre las variables más importantes consideradas en el presente análisis están:

- a.- Incremento porcentual de beneficios esperados por debajo de la meta o techo esperado.
- b.- Variación de la tasa de interés.
- c.- Precio del barril de Petróleo.

## 6.6.- METODOLOGIA DE LA EVALUACION

### PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS.

Los ingresos máximos aspirados se derivan de los beneficios cuantificables que permitirá la implementación del proyecto cuyos porcentajes se presentan en el gráfico No 6.1. Los cuales a su vez varían de acuerdo con la variación de los parámetros considerados.

### EGRESOS.-

Los egresos se deben fundamentalmente a los costos de adquisición de equipos, instalación, seguro y gastos de operación y mantenimiento.

### FINANCIAMIENTO.-

El proyecto será financiado el 100% con fondos propios de la empresa, los cuales deberán incluirse en el plan estratégico de la empresa, sobre la base de los indicadores económicos considerados.

### PROCEDIMIENTO DE CALCULO

El proceso global de evaluación es el siguiente:

- a) Determinación de costos de adquisición e instalación de equipos estimados para el año base, se presentan en el cuadro de valores No 6.1.
- b) Actualización de los costos para el tiempo de duración del proyecto, los cuales son llevados a valor presente, en función de la tasa de interés  $i$ . El horizonte de estudio del proyecto es de 15 años, esta base del tiempo se considera sobre la base de estudios anteriores realizados por: Justificación técnico - económica del proyecto Centro de Control de Generación Paute<sup>[33]</sup>. Centro de

control en la empresa Eléctrica Regional Centro Norte<sup>[23]</sup>. Estudio de Factibilidad del Centro de Control de la Empresa Eléctrica Quito<sup>[28]</sup>.

- c) Se determinan los costos de operación y mantenimiento, se incluye como un costo de este tipo a la prima anual por concepto del seguro de los equipos. Para el primer año se calcula sobre la base de la ecuación 6.6 y los valores de la prima anual son revalorizados considerando una depreciación lineal de 15 años.
- d) Los costos de operación y mantenimiento, de acuerdo a los requerimientos para efectos de cálculo, también serán llevados a valor presente.
- e) Se realiza el flujo de caja sobre la base de los beneficios y costos estimados para el primer año, de igual manera se proyectan estos flujos de caja para los siguientes 15 años, de acuerdo a las variaciones en las variables consideradas para el estudio de sensibilidad.
- f) Se procede a realizar el cálculo de los indicadores económicos RBC, TIR, VAN, PR, variando: los porcentajes de mejoras bajo el techo esperado (mejorar el 50% de las pérdidas), la tasa de interés y el precio del barril de petróleo.
- g) Los resultados de este estudio de sensibilidad son expuestos en la presente tesis para su análisis en curvas.

## 6.7.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El presente estudio identifica las variables externas, que podrían afectar el proyecto en el futuro, razón por la cual se ha procedido a efectuar el correspondiente estudio de sensibilidad.

### 6.7.1.-VARIACION DE LA RELACION BENEFICIO - COSTO (RBC) EN FUNCION DEL INCREMENTO DE BENEFICIOS PARA DIFERENTES PRECIOS DEL BARRIL EXPORTADO.

La relación beneficio / costo se calcula llevando a valor presente los costos y beneficios con una tasa de interés del 15% anual en dólares, que es el valor que utiliza Petroproducción para sus cálculos.

Se realiza este análisis considerando un incremento porcentual de los beneficios desde 0% hasta un valor igual al 100% de los beneficios máximos esperados presentados en el gráfico 6.1

Se realiza el análisis asumiendo que los precios del barril de petróleo fluctuarán entre 6, 8, 10 y 12 dólares.

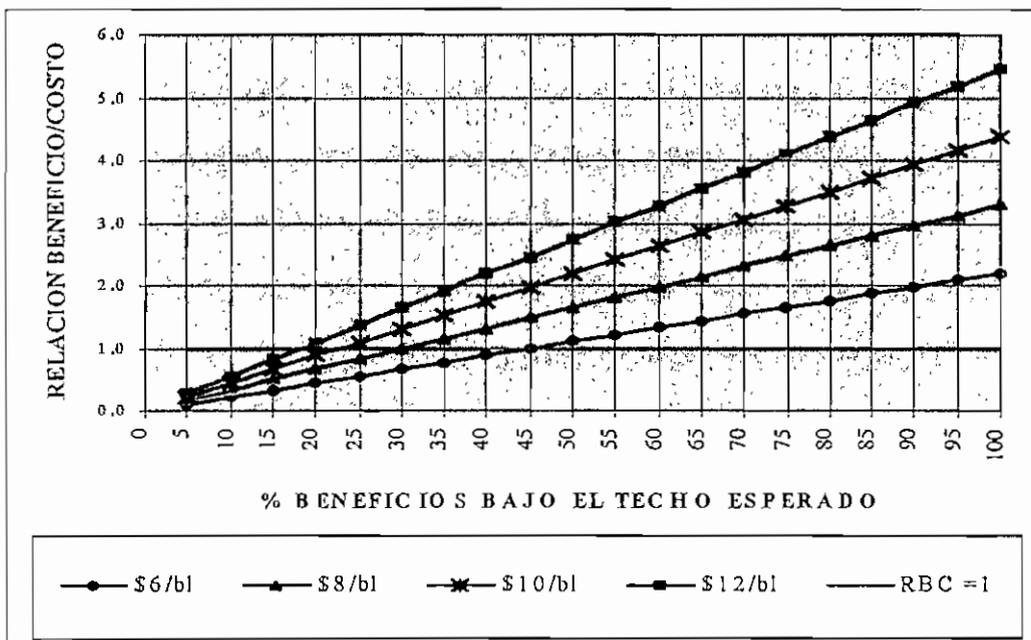


Figura No 6.2

Variación de la RBC en función de un incremento porcentual de beneficios por debajo del techo esperado (100% = 1'460.000 dólares), para diferentes precios del barril de petróleo y una tasa de interés del 15%.

En el gráfico No 6.2 en el eje "x" se utiliza como variable el porcentaje de mejoras bajo el techo, en el eje "y" se presentan las relaciones beneficio/costo obtenidos para cada porcentaje. Las curvas resultantes son específicamente para diferentes precios de venta del barril de petróleo, es este caso se estima que fluctuarán entre 6,8,10 y 12 dólares el barril.

Del gráfico se puede concluir:

- a) El caso de mínima rentabilidad ( $RBC = 1$ ) se presenta para el evento en que el precio del barril de petróleo está a 6 dólares y con la implementación del sistema SCADA se obtendrá un porcentaje de beneficios del 45% bajo el techo aspirado.
- b) El caso de máxima rentabilidad como se puede apreciar en la figura No 6.2 ( $RBC = 5.5$ ), se tiene cuando el precio de venta del barril de petróleo esté a 12 dólares y se cumpla con el 100% de beneficios aspirados. Esto significa que por cada millón de dólares invertidos se recuperará 5.5 millones de dólares.
- c) Obviamente se puede apreciar que mientras mayor es el precio de venta de petróleo, mayor es la rentabilidad, esto es porque el estudio económico del proyecto toma en consideración un producto final petróleo, ya que la energía eléctrica es función de la producción de este elemento y Petroproducción es una empresa destinada a esta labor.

#### **6.7.2.-VARIACION DE LA RELACION BENEFICIO – COSTO (RBC) EN FUNCION DEL INCREMENTO DE BENEFICIOS PARA DIFERENTES TASAS DE INTERES.**

La relación beneficio/costo se calcula llevando a valor presente los costos y beneficios para tasas de interés del: 8%, 12%, 16% y 20% en dólares.

Se realiza este análisis considerando un incremento porcentual de los beneficios desde 0% hasta un valor igual al 100% de los beneficios máximos esperados presentados en el gráfico 6.1.

Se realiza el análisis para el caso menos conservador, asumiendo que los precios del barril de petróleo promedio previsto en los 15 años estarán a 7 dólares.

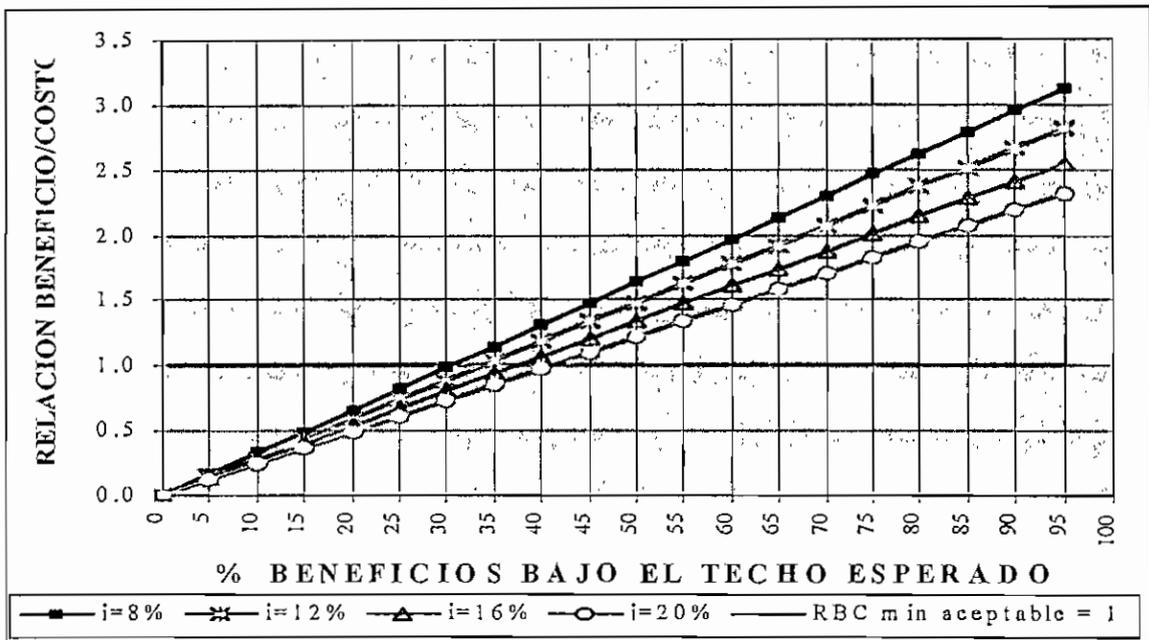


Figura No 6.3

Variación de la RBC en función del incremento porcentual de beneficios esperados por debajo del techo esperado (100%=1'460.000 dólares) para tasas de interés de 8,12,16 y 20%.

En la figura No 6.2 se presenta el cálculo de la relación beneficio/costo. El eje "y", representa los valores que corresponden a este índice, en función de los porcentajes de beneficios bajo el techo esperado (en el eje "x"), las líneas resultantes corresponden a la unión de los puntos calculados para diferentes tasas de interés. De las curvas obtenidas se puede deducir las siguientes conclusiones:

- Quando se considera a la tasa de interés como una variable que permita llevar a valor presente una cantidad futura, en este caso se considera al interés como

una tasa de actualización dentro del factor del valor presente. Por tanto mientras mayor es la tasa de actualización los valores futuros llevados a valor presente dan menores cantidades, lo que disminuye la relación beneficio - costo.

- b) El caso más crítico de menor rentabilidad del proyecto ( $RBC = 1$ ), para cuando el barril de petróleo esté a 7 dólares, se presenta para un porcentaje de beneficios sobre el 40% y para una tasa de interés del 14%.
- c) El caso de máxima rentabilidad ( $RBC = 3$ ) para un precio del barril de 7 dólares, se presenta cuando la tasa de interés sea del 8%.

### **6.7.3.-REPRESENTACION GRAFICA DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) . PARA DIFERENTES PORCENTAJES DE BENEFICIOS ASPIRADOS.**

El TIR es el valor de rentabilidad (tasa de interés o rendimiento monetario) para el cual el flujo de caja para el período de tiempo considerado del proyecto; beneficios (ingresos) – costos (egresos) llevados a valor presente es cero, lo que significa que los ingresos son iguales a los egresos.

Este concepto se puede explicar observando la figura No 6.4. En este gráfico, en el eje "x" se representan los valores de la tasa de interés o rentabilidad monetaria, y el eje "y" los valores del flujo de caja neto llevados a valor presente considerando un período de 15 años, estas curvas se realizaron aplicando la ecuación No 6.5, en este caso específico se consideró la venta a 7 dólares el barril de petróleo y se realizó el análisis para porcentajes de 25,50,75 y 100% bajo el techo de beneficios esperados.

Los valores del eje "x" en donde cortan las curvas, son las tasas de rentabilidad monetaria o tasas de interés que corresponde a la tasa interna de retorno, puesto que únicamente estos puntos de las curvas cumplen con la ecuación No 6.3.

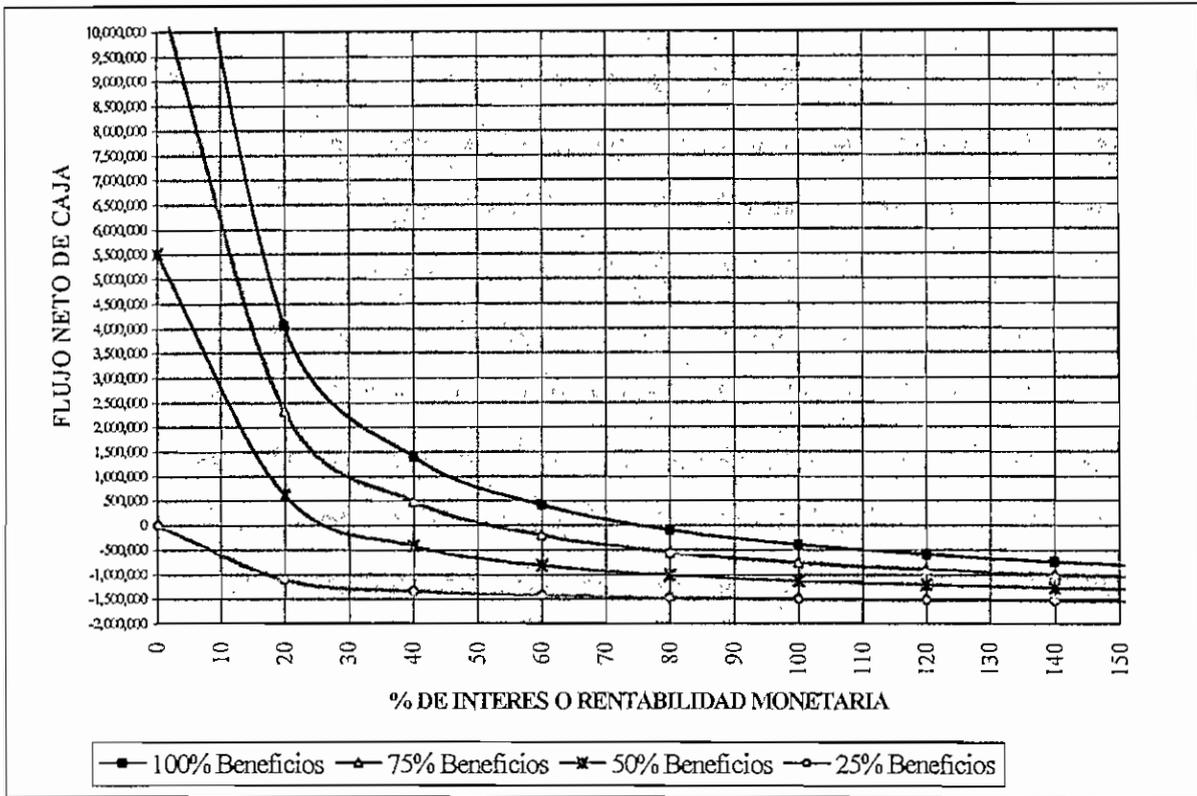


Figura No 6.4

Representación gráfica para el cálculo del TIR, para un precio de 7 dólares el barril de petróleo.

Para que un proyecto sea rentable el valor del TIR debe superar al interés bancario, así la rentabilidad monetaria del proyecto será superior al que genere una inversión bancaria.

Del gráfico presentado se realizan las siguientes conclusiones:

- a) La curva de cálculo de beneficios netos calculada para un porcentaje de beneficios aspirados del 25% bajo el techo, no es rentable en ningún punto de la curva. En la figura se puede apreciar que la curva cruza el eje "x" en un punto cuyo valor es cero, dando un TIR en estas condiciones del 0%, esto indica que el proyecto no es rentable o el dinero invertido no genera rentabilidad.

- b) Cada curva corresponde a un porcentaje de beneficios esperados en relación al máximo aspirado. Se puede apreciar claramente que mientras mayor es el porcentaje de beneficios aspirados, mayor es el valor del TIR
- c) El caso de mayor rentabilidad (TIR = 80%), para un precio del barril de 7 dólares, se presenta para cuando se tiene un 100% de beneficios o lo que es lo mismo se cumpla con el techo aspirado.

#### 6.7.4.-VARIACIONES DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) EN FUNCION DE LOS PORCENTAJES DE BENEFICIOS ASPIRADOS.

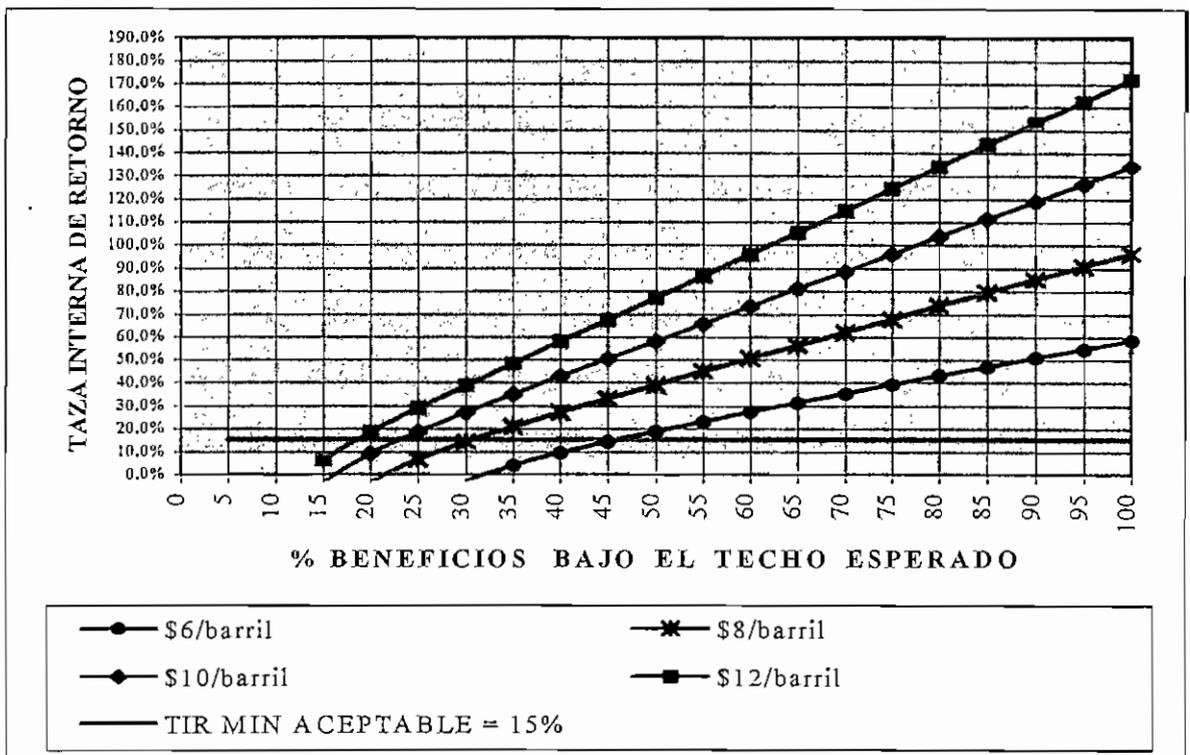


Figura No 6.5

Proyecciones del TIR para precios del barril de petróleo de 6,8,10 y 12 dólares en función del incremento de porcentajes de beneficios por debajo del techo esperado.

En la figura No 6.5 se presentan los valores de la Tasa Interna de Retorno calculados en función de los beneficios aspirados bajo el techo previsto de

beneficios. Se obtienen cuatro curvas que corresponden a valores calculados para precios del barril de petróleo de 6,8,10 y 12 dólares.

Del gráfico No 6.5 se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- a) Para un precio del barril de 6 dólares, el proyecto es rentable para un incremento de beneficios en la operación del SEIP superior al 45% bajo el techo. En general para los casos analizados, el proyecto es rentable para porcentajes de beneficios bajo el techo entre el 20 y 45%.
- b) El máximo valor de TIR encontrado en el presente análisis esta en 170%, para cuando el precio del barril de petróleo debe estar a 12 dólares y al mismo tiempo debe obtenerse todos los beneficios esperados.

#### **6.7.5.-VALOR ACTUAL NETO (VAN) EN FUNCION DE LOS PORCENTAJES DE BENEFICIOS ASPIRADOS PARA DIFERENTES PRECIOS DEL BARRIL DE PETROLEO.**

El valor actual neto corresponde a la suma de los flujos de caja llevados a valor presente para una de tasa de interés, el cual generalmente corresponde al mínimo de rentabilidad aspirado, en el caso de Petroproducción para propósitos de cálculo de VAN se realiza con una tasa del 15%.

En la figura 6.6 se presenta un gráfico de cálculo del VAN, en función del porcentaje de beneficios aspirados bajo el techo (eje "x"). En el eje "y" se presentan los valores del VAN en dólares. Se obtienen cuatro curvas que corresponden para precios de venta del barril de petróleo de 6,8,10 y 12 dólares.

De la figura No 6.5 se puede plantear las siguientes observaciones:

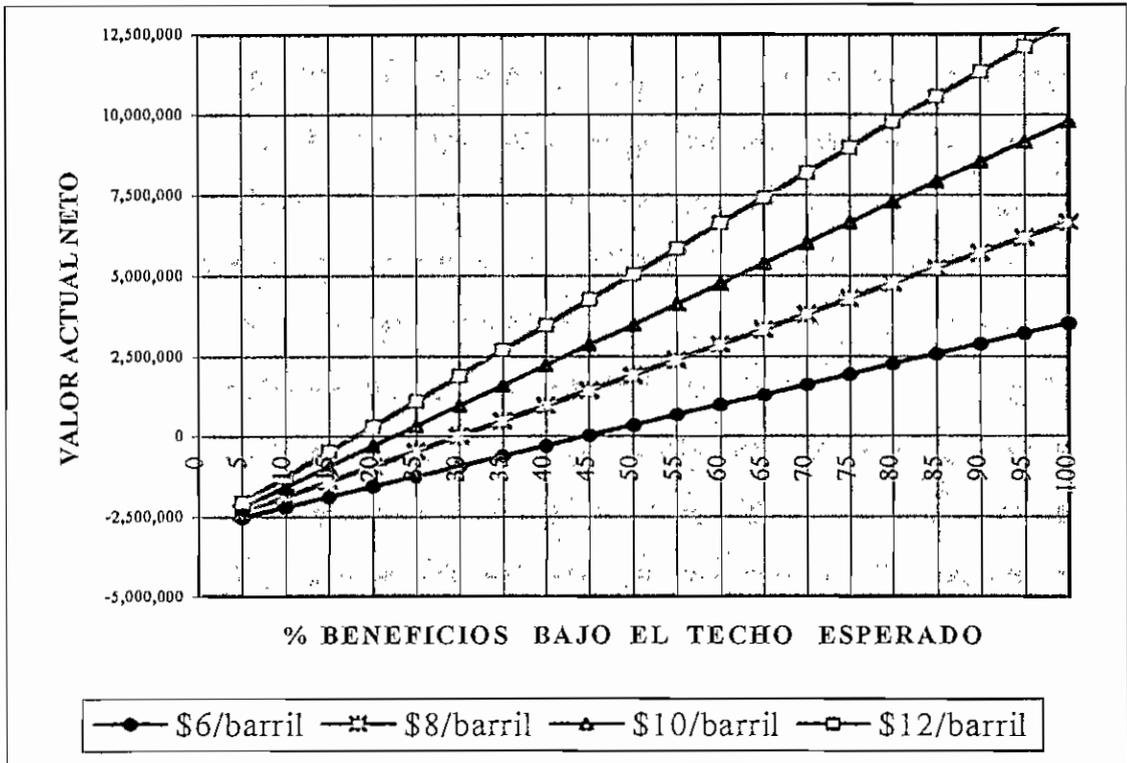


Figura No 6.6

VAN para diferentes porcentajes de beneficios por debajo el límite esperado y para diferentes precios del barril de petróleo.

- El caso de mínima rentabilidad, se presenta cuando el valor del VAN es igual a cero. En el gráfico se puede apreciar que esto sucede cuando el barril está a 6 dólares y el porcentaje de beneficios aspirados sea del 45%.
- El valor del VAN de mayor rentabilidad corresponde a US\$12'500.000 y se presenta para cuando el precio del barril esté a 12 dólares y se logre cumplir con el techo de beneficios aspirados con la implantación del proyecto

### 6.7.6.-PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PR) EN FUNCION DE LOS PORCENTAJES DE BENEFICIOS ASPIRADOS PARA DIFERENTES PRECIOS DEL BARRIL DE PETROLEO.

En la figura No 6.6 se puede apreciar las curvas de los períodos de recuperación de acuerdo con la ecuación No 6.4. En el eje "x" se representan los valores de los porcentajes de beneficios bajo el techo aspirado, mientras que el eje "y" indica el valor calculado de número de años en que se recuperará el proyecto.

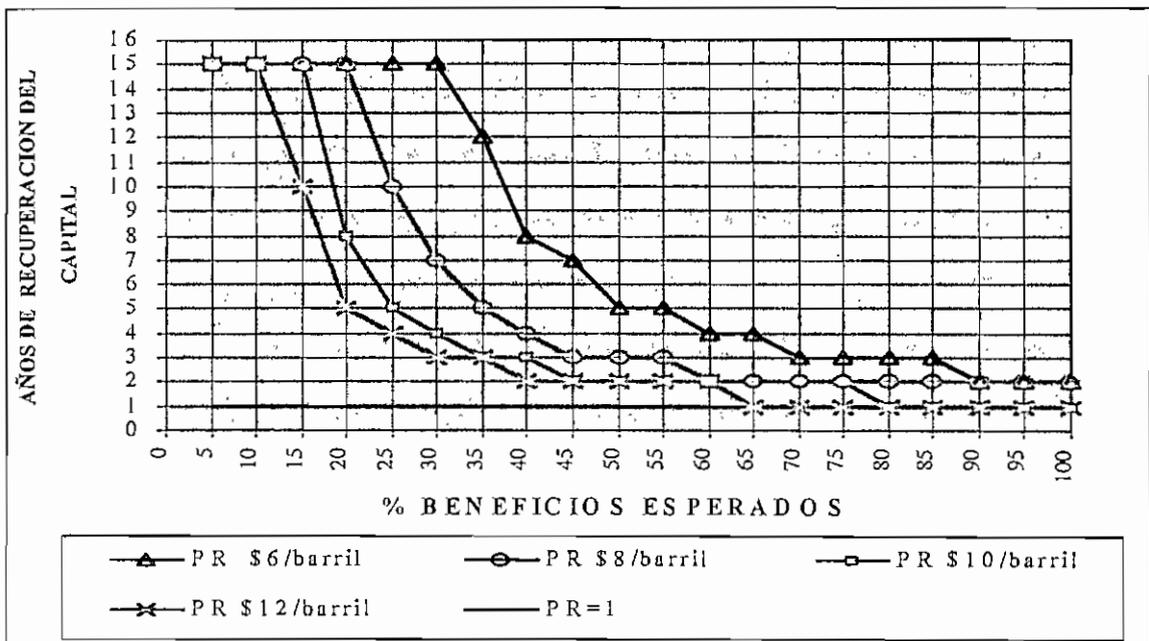


Figura No 6.7

PR para diferentes porcentajes de beneficios por debajo el límite esperado y para diferentes precios del barril de petróleo.

Las curvas corresponden a diferentes períodos de recuperación tomando en consideración que el petróleo estará en 6,8,10 y 12 dólares.

Del gráfico No 6.7 se plantean las siguientes conclusiones:

- a) Las curvas tienen un margen de error, puesto que no deberían sobreponerse, esto se debe a que los cálculos están en años, y existen casos en que el período de recuperación corresponde al mismo número de años, sin embargo pueden existir diferencias de meses o días.
- b) Para el escenario en que el barril de petróleo esté a 6 y 8 dólares y se consiga un porcentaje de mejoras del 100 %, el período de recuperación en este caso esta entre 1 y 2 años.
- c) Para los casos en que el porcentaje de beneficios sea inferior al 30% y el barril se venda a US\$6 el período de recuperación es de 15 años.
- d) Cuando los precios de venta del barril estén entre 10 y 12 dólares y el porcentaje de beneficios esté sobre el 80%, se recupera la inversión en menos de un año.
- e) En general el período de recuperación de la inversión es de pocos años, para un porcentaje de beneficios superior a un 80% bajo el techo, se recupera en general en un tiempo menor a dos años.

Del análisis de sensibilidad presentado, para el caso más crítico (precio de venta del barril de petróleo a US\$6) el proyecto será rentable si se logra un 45% de beneficios bajo el techo previsto.

En Petroproducción para que un proyecto sea factible económicamente el valor del TIR considerado de mínima rentabilidad es del 15%. De la mayoría de escenarios analizados en el presente estudio técnico - económico, el valor calculado del TIR es mayor al requerido para cuando se obtienen beneficios que oscilen entre el 25 – 50% bajo el techo esperado. Los valores de la relación beneficio/costo igualmente en este rango son mayores a uno y los períodos de recuperación son cortos. Como conclusión del estudio económico y sobre la base de todos los indicadores se puede concluir que *“el proyecto si es rentable”*.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES Y

COMENTARIOS FINALES

## CONCLUSIONES

- Sobre la base de los resultados obtenidos en la presente tesis, se ha determinado la existencia de una serie de problemas operativos de organización, infraestructura y de eficiencia operativa, muy difíciles de medirlos y cuantificarlos.
- Se ha determinado en esta tesis, que la solución a los problemas técnicos de baja frecuencia, suspensiones del servicio y administración de la carga pueden ser resueltos, si se disponen de las funciones SCADA; pero otros inconvenientes como bajo voltaje, no podrán ser resueltos, debido a que la solución de este problema involucra una compensación en la carga.
- Con la implementación del Centro de Control, la filosofía de operación del SEIP, variará radicalmente; ya no existirá la operación distribuida, y en su lugar existirán dos niveles jerárquicos de operación:
  - El Centro de Control se constituirá en el responsable de la operación del SEIP como primera jerarquía.
  - Las Centrales de generación aisladas, se constituirán en organismos aislados de soporte al centro de control y pasarán a formar parte de un segundo nivel jerárquico.
- De todos los casos estudiados se observa que el proyecto es rentable; excepto cuando las expectativas del proyecto no se cumplan en un porcentaje de beneficios menor al 45% del techo, y cuando el precio del barril de petróleo esté bajo los 6 dólares, escenarios muy difíciles de presentarse, por lo que los resultados del análisis de sensibilidad del proyecto determinan un amplio margen de rentabilidad.

- Del análisis económico, se puede indicar que la rentabilidad del proyecto es alta y los beneficios son muy buenos; ya que, existen bondades no cuantificadas, desde el mismo hecho de darle mayor jerarquía tecnológica a la empresa y al País.
- El presente proyecto no sólo que permitirá ahorros en la operación sino que representa una herramienta para la planificación, y permitirá evitar gastos innecesarios de recursos a futuro.

### RECOMENDACIONES

- En Petroproducción, por ser una empresa Petrolera cuya meta final es la producción del petróleo; el suministro eléctrico no ha sido considerado como una parte estratégica principal, como confirma su organigrama. La infraestructura eléctrica, ha ido creciendo de acuerdo a las necesidades sin una adecuada planificación; así Petroproducción supera en infraestructura a algunas empresas eléctricas del país. Este sector exige una reestructuración, donde se le dé la importancia y jerarquía que merece.
- En vista de las bondades técnicas y económicas presentadas en el estudio de factibilidad realizado en la presente tesis; se recomienda a las autoridades de Petroproducción, apoyar decididamente la ejecución del presente proyecto, que sin duda elevará el nivel técnico y de ingresos de la empresa.
- Se recomienda dejar las suficientes reservas de infraestructura en los equipos adquirirse como parte del centro de control del sistema SCADA, para la futura ampliación del SEIP a las zonas Auca y Libertador.
- Para la ejecución de este proyecto, requerirá de personal capacitado en las áreas de interés; debido a que la implantación de este sistema integra tecnología de punta, sobre la base de conocimientos que incluyen a más de los

campos de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Sistemas de Computación, otros asociados con la Ingeniería de Requerimientos y Especificaciones, y quizá estos dos últimos aspectos, es donde se establece la diferencia para concebir un sistema funcional y consistente. Complementariamente se requerirá de un proceso de desarrollo e investigación local de manera continua.

### COMENTARIOS FINALES

- Las base teórica para la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, es extensa y compleja, resultando imposible abarcarla en su totalidad en la presente tesis. Sin embargo, se ha tratado de enfocar los temas básicos que ayuden afrontar de mejor manera los problemas de operación en el SEIP.
- Los mayores inconvenientes en Petroproducción han sido: la falta de datos históricos en condiciones normales y de falla, lo que dificulta evaluar la gestión operativa del SEIP, no se dispone de reportes en forma detallada, no existe personal dedicado a esta actividad. El SEIP carece de un organismo centralizado responsable de la operación del sistema de potencia que administre eficientemente a tiempo real la generación y la carga.
- Una de las mayores revoluciones tecnológicas, ha sido el desarrollo de sofisticados sistemas automáticos para la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia; se han desarrollado poderosas herramientas que se han ido actualizando y serán parte de estos instrumentos y herramientas que se utilizarán para la solución de los problemas operativos descritos en el SEIP.
- El Sistema SCADA, constituye un aporte básico a la operación de un Sistema de Potencia, para las tareas de programación operativa, operación y supervisión a tiempo real y post despacho operativo. Para realizar las tareas de optimización operativa que permitan disponer de eficiencia de las mediciones (estimador de estados), eficiencia en generación (despacho económico) y

eficiencia en la supervisión (análisis de red), son parte de la funcionalidad EMS y la determinación de su factibilidad, no es parte del alcance del presente estudio.

- Es muy difícil estimar con precisión el costo del proyecto; los equipos necesarios para cada proyecto son específicos, y dependiendo de la aplicación para cada sistema de potencia, varían los requerimientos funcionales y de equipos. Por otra parte, el crecimiento acelerado de la tecnología cada día permite disponer de sistemas más sofisticados a menor precio; sin embargo, se ha podido estimar costos gracias a las referencias de estudios realizados por Inecel, Empresa Eléctrica Ambato, Centro de Generación Paute y referencias de ABB y Eliop de España.
- Debido a las estimaciones realizadas y para canalizar la factibilidad económica, se ha procedido a limitar un techo de beneficios que se obtendrá en el caso de que se lograra solucionar el 50% de los problemas operacionales descritos.
- La rentabilidad del proyecto está supeditada a varios factores internos a la empresa, tales como el porcentaje de beneficios obtenidos bajo el techo y factores externos no dependientes de Petroproducción, sino de carácter económico en el ámbito nacional, como es la fijación de la tasa de interés y en el ámbito mundial la determinación de los costos de petróleo sobre la base de la oferta y demanda; esto, obliga a realizar un análisis de sensibilidad considerando estos tres parámetros, tomando como base los valores existentes actualmente y con un régimen de variación con respecto a los normalmente existentes.
- Se aspira que el presente documento sirva de guía o referencia; ya que, con la crisis económica que afecta a nuestro país, no se puede mantener niveles altos de ineficiencia y desperdicio de recursos, y el sistema SCADA sin duda es una de las herramientas para mejorar el nivel tecnológico del Ecuador.

**BIBLIOGRAFIA**

- 1 BALSECA CELIANO, Reportes diarios año 1997, Departamento de Mantenimiento Sección Electricidad Petroproducción, Lago Agrio, Diciembre 1997
- 2 LAWRIE R.J. Biblioteca Práctica de Motores Eléctricos, Mc Graw Hill, Bogotá Colombia 1991.
- 3 CHAVEZ, NAVARRETE, Calidad de la Energía Eléctrica en los Sistemas de Distribución e Incidencia en la Operación de los Usuarios, XII Seminario Ecuatoriano de Distribución de Ingeniería Eléctrica, Lago Agrio , Abril 1994
- 4 DIVINE L DIVINE, A variable Speed Submersible Pumping System, Society Petroleum Engeneiers of AIME SPE 8241
- 5 ARGUELLO GABRIEL, Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, Escuela Politécnica Nacional, Marzo 1988
- 6 FRANCO ROBERTO, Reporte semanal de B.E.S, Ing. de Petróleos Petroproducción, Lago Agrio, Febrero 1998.
- 7 ESPIN RICARDO, Reporte diario Departamento Mantenimiento sección Turbinas, Petroproducción, Lago Agrio, Marzo 1998.
- 8.- PYRAMID ABB Network Partnet, Sistema de Automatización de Subestaciones, 1MRB520087-Bes, Suiza, Febrero1996
- 9.- CURILLO AGUSTO, Estudio de Prefactibilidad del Centro de Control de la Empresa Electrica Quito S.A., Tesis Escuela Politécnica Nacional, Quito, Mayo 1989
- 10.- ÅKE SKOGEVALL, ABB SPIDER Basics, ABB Network Partner S10, Västerås, Sweden, Diciembre –Mayo 1995
- 11.- GUZMAN RAFAEL, Sistemas SCADA en Distribución de Energía Eléctrica, Tesis de Grado Escuela Politécnica Nacional, Quito, Julio 1993
- 12.- ABB Network Control, SPIDER SCADA/EMS/DMS POWER APLICATIONS, 1KSE 300000–AMF/ Västerås, Sweden, Diciembre 1997.
- 13.- PANORAMA ABB Network Partner, Generator Protection Unit, Instruction Booklet 1MRA58976p-MIB, Allentown USA.

- 14.- TAMAYO MARTINEZ, Diccionario Dyson de computacion ACER SPIRE, 1995
- 15.- ANDREW S. TANENBAWM, Redes de Ordenadores, Prentice Hall, México 1991
- 16.- BRECHMAN G., Prontuario de Electricidad y Electrónica, EDITORIAL PARANINFO, Madrid – España 1996
- 17.- RIFFLET JEAN MARÍA, Comunicaciones en UNIX, Mc Graw Hill, España 1996
- 18.- CEVALLOS FAUSTO, Seminario Nacional de Control y Gestion de Cargas Eléctricas de Distribución, contribución # 7, Ambato 1997.
- 19.- TORSTEN CEGREL, Power System Control Technology, Chalmers University Sweden, 1984
- 20.- SIEMENS, Power System Control Sinout Espectrum, , Agosto 1998
- 21.- UQUILLAS GONZALO, "SISTEMA SCADA" GUPICEMA& PETROECUADOR, Lago Agrio, Septiembre 1998
- 22.- ABB Network Partner, SPAJ 140C Combined overcurrent and earth-Fault relays, Finland Abril 1994
- 23.- BAYAS JORGE, Automatización y Control de Subestaciones de Distribución, Empresa Eléctrica Ambato, Regional Centro Norte, XIV Seminario Ecuatoriano de Energía Eléctrica, Ibarra Junio 1996.
- 24.- VAZQUES MARCO, Tecnología de Redes de Computadores, Escuela Politécnica Nacional Centro de Educación Continua, Mayo 1994
- 25.- VEGA CELIO, Ingeniería Económica, Quito, Enero 1983
- 26.- THUESEN G.H. FABRICK W.J., THUESEN G.J., Ingeniería Económica, Prentice Hall Hispaneomericana S.A., Mexico 1986
- 27.- GRIJALVA SANTIAGO, Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución, tesis EPN, Julio 1994
- 28.- CURRILLO ANGEL, Estudio de prefactibilidad para la implementación de un Centro de Control en la Empresa Electrica Quito S.A., Quito, Mayo 1989
- 29.- SILVA - OTORONGO, Pérdidas técnicas en un Sistema de Distribución. Empresa Eléctrica Ambato, Julio 1997.

- 30.- MARÍN - KETHELHÖHN, INVERSIONES ESTRATEGICAS, Lil Costa Rica, 1995
- 31.- INECCEL ECUADOR, "Proyecto Sistema de Supervisión y control (SSC) para el SNI, Quito, Agosto 1987.
- 32.- CEGRELL T, DAHLFORS F.-"125 Computerized Power System Control Centres an Experience Base Future Concepts", International Conference on Large Hight Voltage Electric System, August-Sept 1984.
- 33.- JATIVA, GOMEZ, CAZCO.- Justificación Técnico Económica del Proyecto Centro de Control de Generación Paute, JIEE, Vol 14, 1993.
- 34.- TAPIA PABLO, Estudio de la Potencia útil de las turbinas de Sacha, Petroproducción, Sacha, Marzo 1998