

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD  
Y COMPUTACION**

**TESIS DE GRADO**

**“Gestión de los Grandes Consumidores  
Eléctricos dentro del Mercado Eléctrico  
Mayorista”**

**Previo a la obtención del Título de:**

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**ESPECIALIZACION POTENCIA**

**Presentado por:**

**Patricia Zulay Aparicio Sarango**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2005**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por su fe, a mi familia, por sus consejos, a mis amigos, por su apoyo y a mi director por creer y confiar en mis ideas, que han hecho que la realización de este proyecto sea posible.

## **DEDICATORIA**

A mi querida Madre que tanto amo y a quien le debo mis sueños, mis metas, mi perseverancia, y todo lo que soy.

A mis tres abuelos que aunque no los tenga físicamente presentes, siempre han sido mi guía permanente. A mi novio por su apoyo y su amor. Para ustedes.

## **DECLARACION EXPRESA**

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este trabajo me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

---

Patricia Aparicio Sarango

## **TRIBUNAL DE GRADUACION**

---

Ing. Hernán Gutiérrez

Presidente del tribunal

---

Ing. José Layana Ch.

Director de Tesis

---

Ing. Juan Saavedra M.

Tribunal

---

Ing. Adolfo Salcedo G.

Tribunal

# INDICE GENERAL

	<b>Pág</b>
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE TABLAS	XII
INDICE DE FIGURAS	XVI

## CAPITULO I

### Introducción

1.1. Justificación.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Alcance.....	4

## CAPITULO II

### Mercado Eléctrico Mayorista

2.1. Características del mercado eléctrico mayorista del Ecuador.....	7
2.1.1. Estructura del sector eléctrico.....	7
2.1.2. Tipos de mercado (ocasional y de contratos).....	13
2.1.3. Facturación en el mercado eléctrico mayorista.....	16
2.2. Sistema de medición comercial.....	26
2.3. Costos de la energía y servicios en el mercado eléctrico mayorista.....	29
2.3.1. Energía en el mercado ocasional.....	32
2.3.2. Potencia remunerable y servicios complementarios.....	34

2.3.3.	Reactivos.....	35
2.3.4.	Generación forzada y obligada.....	43
2.3.5.	Tarifa fija de transmisión.....	45
2.3.6.	Cargo variable de transmisión.....	47
2.3.7.	Peaje de distribución.....	49
2.4.	Ejemplo de cálculo de la facturación.....	53

## **CAPITULO III**

### **Grandes Consumidores de Energía**

3.1.	Situación actual de los Grandes Consumidores de Energía.....	61
3.1.1.	Centro de servicios de información.....	61
3.1.2.	Servicios que presta el centro de servicios a los GCE.....	94
3.1.3.	Características de los GCE.....	98
3.2.	Obligaciones y beneficios de ser Gran Consumidor.....	139
3.2.1.	Introducción.....	139
3.2.2.	Ejemplo de la reducción de pagos por energía al ser GCE.....	141
3.3.	Crecimiento de los Grandes Consumidores.....	143
3.3.1	Metodología para la proyección de los GCE.....	146
3.3.2	Escenarios de la proyección.....	155

## **CAPITULO IV**

### **Tecnología para la adquisición de información de Grandes Consumidores de Energía**

4.1	Introducción a los sistemas de supervisión y adquisición de datos.....	161
-----	--	-----

4.1.1. Uso de los sistemas de supervisión.....	161
4.1.2. Requisitos de los sistemas de supervisión.....	166
4.1.3. Módulos de los sistemas de supervisión.....	166
4.1.4. Comunicaciones de los sistemas de supervisión.....	168
4.2. Tipos de sistemas de adquisición de datos.....	171
4.2.1. Empresa Eléctrica de Loja.....	171
4.2.2. Empresa Eléctrica de Cuenca.....	183
4.2.3. Empresa Eléctrica Quito (EEQ).....	187
4.2.4. Centro Nacional y Control de Energía (CENACE).....	194
4.3. Beneficios del sistema de supervisión y adquisición de datos en la gestión de los grandes consumidores.....	208

## **CAPITULO V**

### **Propuesta de futuros servicios para los Grandes Consumidores**

5.1. Introducción.....	211
5.2. Nuevo servicios para la atención a los Grandes Consumidores.....	213
5.2.1. Diagnósticos de la energía.....	213
5.2.2. Administración de la energía.....	214
5.2.3. Control de la demanda, energía y reactivos.....	215
5.2.4. Estudio de la calidad de la energía.....	216
5.2.5. Capacitación.....	218
5.3. Análisis económico de futuros servicios propuestos.....	219
5.3.1. Análisis FODA.....	219
5.3.2. Análisis de la demanda de clientes.....	222
5.3.3. Costos de inversión y operación del proyecto.....	226



5.3.4. Financiamiento.....	230
5.3.5. Análisis de la rentabilidad del proyecto.....	247
5.3.6. Análisis del mínimo consumo de energía y mínimo ahorro económico para obtener beneficios del proyecto.....	274
<b>Conclusiones</b> .....	278
<b>Recomendaciones</b> .....	282
<i>ANEXO 1: PASOS PARA CALIFICAR COMO GRAN CONSUMIDOR.....</i>	283
<i>ANEXO 2: FORMULARIOS PARA LA CALIFICACIÓN COMO GRAN CONSUMIDOR.....</i>	284
<i>ANEXO 3: FORMULARIOS PARA LA RENOVACIÓN COMO GRAN CONSUMIDOR.....</i>	289
<i>ANEXO 4: VALORES A PAGAR POR LOS GRANDES CONSUMIDORES EN EL AÑO 2004.....</i>	295
<i>ANEXO 5: VALORES A PAGAR POR LOS GRANDES CONSUMIDORES EN EL AÑO 2005.....</i>	308
<i>ANEXO 6: LISTA DE GRANDES CONSUMIDORES EN OCTUBRE DEL 2004.....</i>	317
<i>ANEXO 7: CODIGO DEL PROGRAMA LUZ.....</i>	318
<i>ANEXO8: ACTUALES PAGOS POR PEAJES.....</i>	338
<b>Bibliografía.....</b>	339

# INDICE DE TABLAS

**Pág**

## **CAPITULO 2:**

Tabla 2.1: Totalización de rubros de agentes.....	21
Tabla 2.2: Ejemplo de pagos de reactivos.....	36
Tabla 2.3: Desvío de reactivos.....	38
Tabla 2.4: Costos fijos y Costos variables.....	39
Tabla 2.5: Horas de demanda media, base y punta.....	41
Tabla 2.6: Precio de peajes.....	52
Tabla 2.7: Lista de Grandes Consumidores de Octubre del 2004.....	54
Tabla 2.8: Pago total de reactivos en base, media y punta.....	59
Tabla 2.9: Desvío de reactivos de Erco.....	59
Tabla 2.10: Pago total de rubros de Erco.....	60

## **CAPITULO 3:**

Tabla 3.1: Equipos utilizados en el Centro de Servicios de Información.....	65
Tabla 3.2: Garantía de Equipos del Centro de Servicios de Información.....	93
Tabla 3.3: Valores mínimos de demanda y consumo para ser GCE.....	144
Tabla 3.4: Distribución de frecuencia de empresas distribuidoras.....	146
Tabla 3.5: Proyección del número de abonados de la empresa Centro Sur.....	149
Tabla 3.6: Proyección del número de abonados de la empresa Quito.....	149
Tabla 3.7: Proyección del número de abonados de la empresa Categ.....	150
Tabla 3.8: Porcentaje de participación de los tres grupos de distribuidoras.....	151

Tabla 3.9: Proyección del número de abonados del grupo “medianas”.....	153
Tabla 3.10: Proyección del número de abonados del grupo de “grandes”.....	154
Tabla 3.11: Proyección del número de abonados a nivel nacional.....	154
Tabla 3.12: Proyección del número de abonados a nivel nacional para el primer escenario.....	156
Tabla 3.13: Proyección del número de abonados a nivel nacional para el segundo escenario.....	157
Tabla 3.14: Proyección del número de abonados a nivel nacional para el tercer escenario.....	158
Tabla 3.15: Proyección del número de abonados a nivel nacional para el cuarto escenario.....	160

## **CAPITULO 5:**

Tabla 5.1: Valores mínimos de demanda y consumo para ser GCE.....	223
Tabla 5.2: Proyección de posibles GCE incluidos los actuales.....	227
Tabla 5.3: Número de GCE a quienes se brindará los diferentes servicios.....	227
Tabla 5.4: Costo total de inversión y gastos para los cuatro escenarios.....	229
Tabla 5.5: Costo total desglosado de inversión y gastos para el primer escenario.....	231
Tabla 5.6: Financiamiento del proyecto para el primer escenario.....	231
Tabla 5.7: Pagos mensuales para el primer escenario .....	232
Tabla 5.8: Costo total desglosado de inversión y gastos para el segundo escenario .....	233
Tabla 5.9: Financiamiento del proyecto para el segundo escenario.....	233

Tabla 5.10: Pagos mensuales para el segundo escenario.....	234
Tabla 5.11: Costo total desglosado de inversión y gastos para el tercer escenario.....	235
Tabla 5.12: Financiamiento del proyecto para el tercer escenario.....	235
Tabla 5.13: Pagos mensuales para el tercer escenario.....	236
Tabla 5.14: Costo total desglosado de inversión y gastos para el cuarto escenario.....	237
Tabla 5.15: Financiamiento del proyecto para el cuarto escenario.....	237
Tabla 5.16: Pagos mensuales para el cuarto escenario.....	238
Tabla 5.17: Servicios y su costo.....	239
Tabla 5.18: Número de abonados durante los 36 meses del primer escenario.....	241
Tabla 5.19: Ingresos de socios durante tres años del primer escenario.....	241
Tabla 5.20: Número de abonados durante los 36 meses del segundo escenario.....	242
Tabla 5.21: Ingresos de socios durante tres años del segundo escenario.....	242
Tabla 5.22: Número de abonados durante los 36 meses del tercer escenario.....	243
Tabla 5.23: Ingresos de socios durante tres años del tercer escenario.....	243
Tabla 5.24: Número de abonados durante los 36 meses del cuarto escenario.....	244
Tabla 5.25: Ingresos de socios durante tres años del cuarto escenario.....	244
Tabla 5.26: Depreciación de equipos y valor de rescate para el primer escenario.....	245
Tabla 5.27: Depreciación de equipos y valor de rescate para el segundo escenario.....	246
Tabla 5.28: Depreciación de equipos y valor de rescate para el tercer escenario.....	246

Tabla 5.29: Depreciación de equipos y valor de rescate para el cuarto escenario.....	246
Tabla 5.30: Utilidad bruta durante 36 meses para el primer escenario.....	248
Tabla 5.31: Utilidad bruta durante 36 meses para el segundo escenario.....	249
Tabla 5.32: Utilidad bruta durante 36 meses para el tercer escenario.....	250
Tabla 5.33: Utilidad bruta durante 36 meses para el cuarto escenario.....	251
Tabla 5.34: Utilidad neta durante tres años para el primer escenario.....	253
Tabla 5.35: Utilidad neta durante tres años para el segundo escenario.....	254
Tabla 5.36: Utilidad neta durante tres años para el tercer escenario.....	255
Tabla 5.37: Utilidad neta durante tres años para el cuarto escenario.....	256
Tabla 5.38: Flujo de caja durante tres años para el primer escenario.....	258
Tabla 5.39: Flujo de caja durante tres años para el segundo escenario.....	259
Tabla 5.40: Flujo de caja durante tres años para el tercer escenario.....	260
Tabla 5.41: Flujo de caja durante tres años para el cuarto escenario.....	262
Tabla 5.42 : Flujo acumulado del primer escenario.....	263
Tabla 5.43: Flujo acumulado del segundo escenario.....	265
Tabla 5.44: Flujo acumulado del tercer escenario.....	266
Tabla 5.45: Flujo acumulado del cuarto escenario.....	268

# INDICE DE FIGURAS

	<b>Pág</b>
<b>CAPITULO 2</b>	
Figura 2.1: Empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores.....	11
Figura 2.2: Ejemplo del pago del costo variable de transmisión.....	49
<b>CAPITULO 3:</b>	
Figura 3.1: Topología de árbol.....	67
Figura 3.2: Modelo Osi y TCP/IP.....	68
Figura 3.3: Vista de un medidor desde la aplicación vista .....	75
Figura 3.4: Vista de la aplicación reporte.....	76
Figura 3.5: Vista de la aplicación Management console.....	77
Figura 3.6: Red del Ion Enterprise.....	78
Figura 3.7: Ventana de configuración del medidor.....	80
Figura 3.8: Ventana principal del software Jeanread.....	83
Figura 3.9: Vista de los datos obtenidos por el maxcom.....	86
Figura 3.10: Envío de datos a la base de datos .....	88
Figura 3.11: Reporte enviado diariamente.....	89
Figura 3.12: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 1.....	126

Figura 3.13: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 2.....	128
Figura 3.14: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 3.....	132
Figura 3.15: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 4.....	135
Figura 3.16: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 5.....	137
Figura 3.17: Curvas de potencia remunerable y tarifa fija de transmisión del grupo 6.....	139

#### **CAPITULO 4:**

Figura 4.1: Funciones del Scada.....	164
Figura 4.2: Arquitectura del Scada propuesto para la empresa eléctrica de Loja .....	172
Figura 4.3: Arquitectura del sistema SCADA de la empresa eléctrica de Cuenca.....	184
Figura 4.4: Sistema de comunicación de la empresa eléctrica de Cuenca.....	185
Figura 4.5: Configuración actual de la comunicación del Scada de EEQ.....	190
Figura 4.6: Configuración de la red del Scada del CENACE .....	197

#### **CAPITULO 5:**

Figura 5.1: Crecimiento de los grandes consumidores eléctricos.....	225
Figura 5.2: Porcentaje de participación de los GCE.....	225

## **RESUMEN**

Luego de la desaparición del INECEL, cambia la estructura del sector eléctrico del Ecuador, se crea el Consejo Nacional de Electricidad, (CONELEC), el Centro Nacional de Control de Energía, (CENACE), las empresas de generación, transmisión, distribución; también , los grandes consumidores, (GCE). Los grandes consumidores son aquellos consumidores que cumpliendo con los requisitos establecidos por el Conelec, tienen la oportunidad de adquirir su energía a través de contratos directos con empresas generadoras y/o distribuidoras y son considerados también como agentes dentro del mercado eléctrico mayorista.

Sin embargo así como los grandes consumidores tienen muchos beneficios, también adquieren responsabilidades y no solo en cuanto al uso de la energía, las cuales se verán reflejadas en el pago de cada factura mensual. El Cenace es el organismo que lleva los registros y facturaciones, y es responsable de las liquidaciones de todos los agentes; para supervisar estas facturaciones, es necesario para los grandes consumidores, disponer de un grupo especial de profesionales que revise lo facturado, es decir, establecer un centro de operaciones, encargado de evaluar al mismo tiempo, los datos adquiridos, facturas calculadas y pagos establecidos por el CENACE. Este grupo de profesionales, aprovechando la instalación de equipos sofisticados, debe brindar



nuevos servicios sobre administración de energía y monitoreo en tiempo real del medidor de energía de cada planta.

En la tesis se muestran algunos sistemas de adquisición de datos con el objetivo, de establecer la importancia que tendría la implementación a futuro de un sistema de supervisión y adquisición de datos para los grandes consumidores, bajando los costos de energía y obteniendo un control sobre los factores que afectan este costo y eficiencia de cada proceso

Este trabajo, realiza un análisis económico del proyecto, de formar el centro de operación y supervisión de los grandes consumidores, para lo cual analiza cuatro diferentes escenarios, donde la variable es el mínimo consumo requerido para ser GCE que se reflejará en el número de posibles abonados (grandes consumidores), durante tres años. El objetivo es establecer si el proyecto es rentable, para lo cual, se determina el VAN, el TIR, y el TMAR.

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Justificación**

La aplicación de la ley del Régimen del Sector Eléctrico, el continuo crecimiento de los sistemas de potencia y los requisitos cada vez más exigentes del CENACE, del CONELEC, y del mismo usuario, hace necesario que los profesionales responsables de la supervisión y control de los sistemas de producción profundicen sus conocimientos sobre las variables que afectan las facturas del consumo de energía eléctrica de los grandes consumidores y sobre los procedimientos para realizar un uso mas eficiente de la energía, para de esta forma crear una aptitud diferente a la administración energética que, con el apoyo de técnicas modernas de análisis, les permita realizar un mejor uso de los recursos empresariales y del país.

La participación de los grandes consumidores dentro del mercado eléctrico mayorista, MEM, no es despreciable. Las empresas generadoras y la empresa de transmisión facturan a estos clientes, por mes, aproximadamente 3 millones de dólares en contratos de compra venta de energía y cerca de 2 millones de dólares por la energía del mercado ocasional y peajes. Lo indicado significa que en doce meses los grandes consumidores pagan en el mercado eléctrico cerca de 60 millones de Dólares, por lo que

es importante identificar esquemas administrativos que permita una mejor utilización de estos recursos.

El precio de la energía depende del contrato de compra venta de energía con la empresa de generación, y esta es una gestión que realizan directamente los grandes consumidores, sin embargo realizando un adecuado control de los reactivos y teniendo el punto de conexión en líneas de subtransmisión, esto es a nivel de 69 KV, es posible lograr ahorros de cerca de 400.000 dólares mensuales.

Las facturas de consumo de energía también están afectadas por el costo de la potencia y el consumo de reactivos, entre otros rubros. Este trabajo intenta dejar procedimientos y técnicas de análisis de estas variables, de tal forma que las personas que controlan los procesos de los grandes consumidores las utilicen como herramientas para gestionar y controlar el comportamiento de las mismas. También se podrá estimar el valor de las facturas por venir, lo que servirá para prevenir alguna mala facturación por parte del CENACE e inclusive darse cuenta si sus equipos de medición de consumo tienen funcionamiento defectuoso para prevenir pagos innecesarios por consumos o servicios no utilizados. Lo indicado se puede lograr estableciendo procedimientos claves para realizar un mejor uso de la energía y capacitando al personal.

Por lo indicado, el trabajo pretende, con la utilización de modernos sistemas de comunicación, tecnología avanzada, personal capacitado y nuevos servicios, diagnosticar y proyectar el comportamiento del consumo de energía de los grandes consumidores; y, con dicho diagnóstico determinar los procesos más adecuados y

realizar un consumo de energía más eficiente. Lo propuesto se considera, justifica plenamente la realización de este trabajo.

## **1.2 Objetivos**

Es objetivo general de este trabajo desarrollar un diagnóstico de la gestión comercial de los grandes consumidores durante el último año en el nuevo mercado eléctrico del Ecuador, con la finalidad de que personal especializado conozca sobre los factores que afectan el costo total de la energía eléctrica; y, trabajar sobre los mismos a fin de reducir ineficiencias que podrían estar afectando este costo.

Para lograr el objetivo general se analizarán los diferentes factores que afectan a la facturación que se realiza a los grandes consumidores, identificando a aquellos que son factibles de administrar para reducir el impacto final en el costo total de la energía al gran consumidor.

Así mismo, se determinarán las características de un centro de servicios de información que permita instruir y mostrar de una manera clara los procedimientos de liquidación del CENACE y al mismo tiempo realizar un seguimiento al comportamiento del consumo de la energía del gran consumidor.

También se analizarán los costos de inversión requeridos para obtener el nuevo servicio que se ofrecerá a los grandes consumidores con el fin de que la propuesta del nuevo servicio sea conveniente y con bajos aportes económicos mensuales.

Finalmente, se definirá las características principales de un sistema de supervisión y adquisición de datos, SCADA, para que los grandes consumidores logren tener un mejor conocimiento del funcionamiento de su empresa, y de esta forma, puedan reconocer y corregir ágilmente diversos problemas y factores que se verán reflejados en la planilla de consumo eléctrico.

### **1.3 Alcance**

Una vez que se ha justificado la realización de este trabajo y se ha propuesto los objetivos del mismo a continuación se presenta un resumen del alcance de la tesis.

El eje principal de la tesis es el análisis de la gestión de los grandes consumidores dentro del mercado eléctrico mayorista, MEM. Se incluye una breve reseña histórica del MEM, la facturación a los grandes consumidores, la situación actual de los grandes consumidores, la tecnología para la adquisición de información y los nuevos servicios que se propone para la atención a los grandes consumidores para lo cual se realizará un análisis de los costos de inversión.

En el capítulo uno se presenta la introducción a esta tesis, con la justificación y los objetivos propuestos para este trabajo. Finalmente se presenta el alcance del trabajo donde se realiza una descripción de los diferentes capítulos de la tesis.

En el capítulo dos se habla sobre el mercado eléctrico mayorista, sus características, costos y servicios, estructura del sector eléctrico, tipos de mercados, y los sistemas de medición comercial. Además se muestra un ejemplo con el cálculo de la facturación a los grandes consumidores. En este capítulo también se presentan fórmulas, cálculos y definiciones de los diferentes rubros que se incluyen en las facturas y paga el gran consumidor de energía.

En el capítulo tres se analiza a los grandes consumidores eléctricos, su situación actual dentro del mercado eléctrico mayorista, las características que presentan y el crecimiento potencial que tendrían. También se presentan las obligaciones y servicios de ser gran consumidor, equipos y comunicaciones utilizadas en el centro de servicios de información, programas utilizados, y los servicios que presta.

En el capítulo cuatro, veremos una introducción a los sistemas Scada, tipos de comunicación, requisitos para su implementación, también ejemplos de desarrollos de sistemas de adquisición de datos en las empresas eléctricas de Loja, Cuenca, Quito y el Scada del Cenace (Centro nacional de control de energía). Se plantean beneficios del sistema de supervisión y adquisición de datos en la gestión de los grandes consumidores.

En el capítulo cinco, se proponen servicios nuevos para el mejor manejo de la energía a los grandes consumidores. Dentro de los nuevos servicios está el de diagnóstico de la energía, administración y estudio de la calidad de la energía, cursos de

capacitación, etc. También se analiza la parte económica de la implementación de estos nuevos servicios con su costo de inversión, forma de financiamiento, se concluye si el proyecto es rentable o no, y por último se establece el mínimo requisito en consumo de energía que debe tener el gran consumidor para ser beneficiario de este proyecto.

## RESUMEN

Desde la desaparición del INECEL, el sector eléctrico nacional cambió su estructura, estando como prioridad el consejo nacional de electricidad, le sigue, el centro nacional de control de energía, las empresas de generación, transmisora, distribución, y también , los grandes consumidores, que son aquellas empresas que cumpliendo con los requisitos establecidos por el Conelec, tiene la oportunidad de adquirir su energía a través de contratos directamente establecidos con la empresa generadora y que serán considerados también como agentes dentro del mercado eléctrico mayorista.

Sin embargo así como tienen muchos beneficios, también adquieren algunas responsabilidades y no solo en cuanto al uso de la energía, las cuales se verán reflejadas en el pago de cada factura mensual. El Cenace es quien lleva estos registros y facturaciones, y quien es responsable de las liquidaciones de todos los agentes pero para estar seguros de que estas facturaciones estén bien evaluadas, es necesario tener un mini Cenace pero a favor de los grandes consumidores, es decir establecer un centro de operaciones, encargado de evaluar al mismo tiempo, los datos adquiridos, facturas calculadas y pagos establecidos por el Cenace. También aprovechando la instalación de equipos sofisticados, brindar nuevos servicios sobre administración de energía y monitoreo en tiempo real del medidor de energía de cada planta.



En la tesis se muestran algunos sistemas de adquisición de datos con el objetivo, de establecer la importancia que tendría la implementación a futuro de un sistema de supervisión y adquisición de datos para los grandes consumidores, bajando los costos de energía y obteniendo un control sobre los factores que afectan este costo y eficiencia de cada proceso

Para la tesis se realiza un análisis económico del proyecto, para cuatro diferentes escenarios, donde la variante es el mínimo consumo requerido para ser GCE que se reflejará en el número de posibles abonados (grandes consumidores), durante tres años, con el objetivo de establecer si el proyecto es rentable, se determina el VAN, el TIR, el TMAR.

## **CAPITULO 2**

### **MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

#### **2.1 Características del mercado eléctrico mayorista**

##### **2.1.1 Estructura del sector eléctrico**

El sector eléctrico nacional está estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

- **Consejo nacional de electricidad (CONELEC)**

El 10 de Octubre de 1996, en el Suplemento al Registro Oficial No. 43, se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y, se planteó como objetivo, proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco

de competitividad en el mercado de producción de electricidad, para lo cual se promovieron las inversiones de riesgo por parte del sector privado. Lo que estuvo orientado a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente.

La LRSE creó El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. Comenzó a organizarse a partir del 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE. El CONELEC se constituye como un ente regulador, normativo y controlador, a través del cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias, además tiene los siguientes objetivos:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;
- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.
- c) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
- d) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico.
- e) Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus

- servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;
- f) Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad.
  - g) Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico.
  - h) Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.
  - i) Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo.
  - j) Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en

el sector eléctrico.

- **Centro nacional de control de energía (CENACE)**

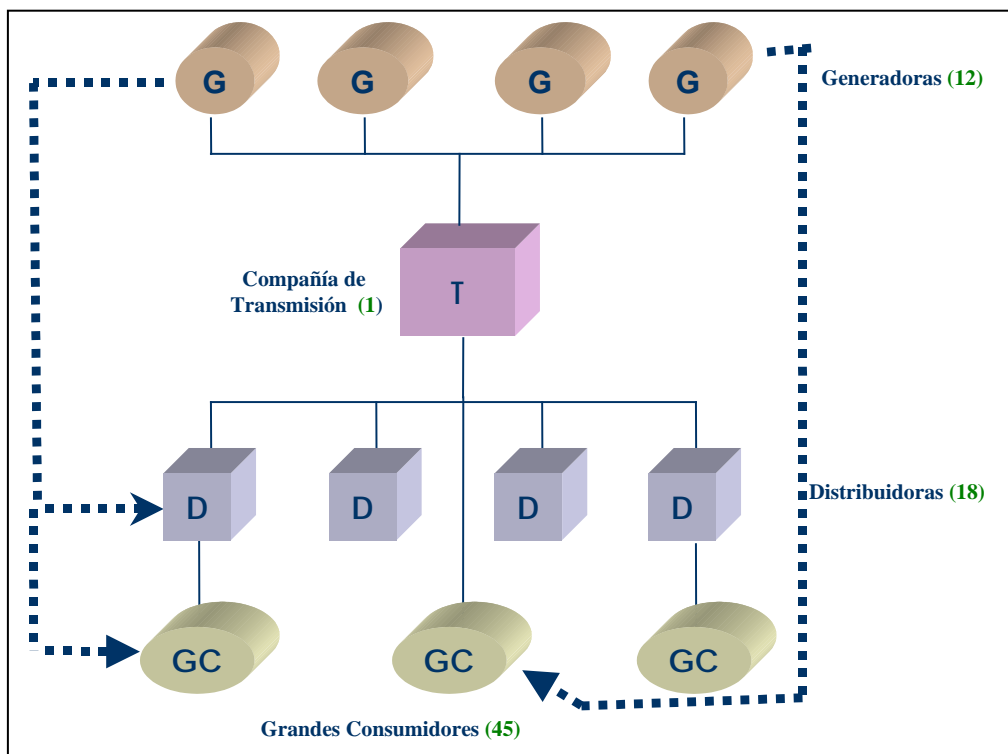
La Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, se constituyó como corporación civil de derecho privado, contando como sus miembros a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores. Inició su funcionamiento, en la nueva condición, a partir de 1 de febrero de 1999. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

Es responsable de la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista Interconectado, responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, y facilitando el acceso al sistema de transmisión.

- **Empresas de generación, transmisión y distribución.**

El MEM está constituido por los generadores, los distribuidores y los grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado S.N.I. y es el punto de encuentro entre la oferta y la demanda.

El MEM abarca todas las transacciones de suministro eléctrico que se celebra entre generadores y distribuidores, entre generadores y grandes consumidores e incluye también las transacciones de importación y exportación.



**FIGURA No 2.1: empresas de generación, transmisión y distribución.**

De la figura No 2.1 , se observa lo siguiente:

- Los Generadores (G) suministran energía a distribuidores o grandes consumidores a través de contratos o a través del MEM.
- Los Distribuidores (D) operan redes localizadas en forma monopólica, excepto con los grandes consumidores.
- Los Grandes Consumidores (GC) pueden comprar energía de generadores o del MEM.
- El transmisor (T) se constituye en vínculo entre los Agentes del MEM. No interviene en las transacciones de compra-venta de energía.

- El administrador del MEM y operador independientemente del sistema es la Corporación CENACE.

En Virtud del Art. 26 de la LRSE (Ley del Régimen del Sector Eléctrico) y por resolución del COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico) , adscrito al CONAM, (Consejo Nacional de Modernización), las instalaciones de generación y las de transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, constituyéndose seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas e iniciaron su operación el 1 de abril de 1999.

A inicios del año 2001, Hidroagoyán S.A. absorbió a Hidropucará S.A. A más de éstas, existen otras empresas generadoras, algunas de las cuales son completamente privadas.

Según la misma Ley, las empresas de distribución continuarán operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negocien con el CONELEC sus concesiones de conformidad con las disposiciones de la LRSE.

Las empresas generadoras, la transmisora y las distribuidoras, que tienen participación accionaria del Fondo de Solidaridad, tendrán a futuro participación del sector privado (algunas distribuidoras ya tienen) pues hasta el 51% de las acciones podrán ser transferidas a operadores calificados, que administrarán las empresas.

Hasta el 10% de dichas acciones se podrán a disposición de los trabajadores y ex – trabajadores del sector eléctrico.

La transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales sometidos a regulación de precios, mientras que la generación se desarrolla en un ambiente de libre competencia.

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica está realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con la Ley y la de Compañías

### **2.1.2 Tipos de mercado**

Las transacciones que pueden celebrarse en el MEM son:

- ❖ Transacciones en el Mercado Ocasional (Mercado Spot)
  - ❖ Contratos a Plazo de libre acuerdo entre las partes (Mercado de Contratos)
  - ❖ Importación y Exportación de Energía.
- 
- Mercado ocasional

El CENACE establece en forma horaria el precio de mercado, que es igual al costo marginal de la energía que resulta de un despacho económico de la oferta de generación. El precio de la energía se la define en una barra de referencia que se denomina “barra de mercado”. El valor de la energía, con la que se remunera a los generadores y que deben cancelar los distribuidores, varía en función del tiempo y



de su participación en las pérdidas del sistema, que se cuantifica a través de los “factores de nodo”. Cada barra del sistema tiene su factor de nodo asociado que lo calcula el CENACE.

Factor de nodo es un factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga o desde la barra de mercado. Las barras exportadoras (generalmente) tienen factores menores que 1.00 mientras que las importadoras tienen factores mayores a 1.00 . La barra de mercado tiene un factor igual a 1.00. El precio que un distribuidor debe cancelar por la energía adquirida en el mercado ocasional se calcula multiplicando el precio de mercado por el factor de nodo del distribuidor. A su vez, el valor que un generador recibe por la energía entregada al MEM en el mercado ocasional, se calcula multiplicando el precio de mercado por su factor de nodo.

La diferencia entre los valores pagados por los distribuidores y los valores que reciben los generadores es el cargo variable que recibe el transmisor. Para el despacho económico no se consideran los contratos a plazo

- Mercado de contratos a plazos.

Este mercado establece compromisos comerciales pero no necesariamente de producción o de consumo. Los contratos de compra-venta son acordados libremente entre generadores y distribuidores o entre generadores y grandes consumidores, y deben tener una duración mínima de un año. El precio de la energía es el precio pactado libremente a través de contratos, cuyo cumplimiento es verificado por el CENACE.

Los contratos deben considerar una curva de abastecimiento en términos horarios para días típicos. Los contratos son de tipo comercial pero que no afectan la operación física o en tiempo real del sistema. Si un generador no puede cumplir su contrato debe comprar energía en el mercado ocasional a costo marginal. Un distribuidor, en cierta hora, puede vender su excedente en el mercado ocasional a costo marginal, si su demanda es inferior a la contratada. Los generadores o distribuidores que no tienen contrato pueden vender o comprar en el mercado ocasional a costo marginal horario.

- a) **Energía de contratos pactados en la barra de mercado.-** Si un contrato de energía se pacta en la Barra de Mercado, el Generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de los montos económicos, correspondientes a las pérdidas de la energía contratada hasta la Barra de Mercado, mientras que el Distribuidor/Gran Consumidor debe llevar esta energía a su nodo, haciéndose cargo de los montos económicos correspondientes a las pérdidas de energía contratada, desde la Barra de Mercado hasta su punto o nodo de consumo. El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará según lo pactado en el contrato.
- b) **Energía de contratos pactados en la barra del Distribuidor o Gran Consumidor.-** Si un contrato de energía se hace en la Barra del distribuidor o Gran Consumidor, el Generador se hace responsable de llevar la cantidad contratada de energía pactada hasta ese punto. El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará según lo pactado en el contrato

c) **Energía de contratos pactados en la barra del Generador.**- Si un contrato de energía se hace en la Barra del Generador, el Distribuidor o Gran Consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía contratada pactada desde ese punto. El CENACE calculará los cargos variables de transmisión que correspondan y los asignará según lo pactado en el contrato.

- Exportación e importación de energía.

La importación eléctrica puede llevarse a cabo por cualquier distribuidor, gran consumidor, o empresa comercializadora observando para tal efecto las normas elaboradas por el CONELEC, para este propósito.

Para la exportación de energía eléctrica, se observan las normas elaboradas por el CONELEC para este propósito donde se especifican los requisitos a satisfacer una empresa solicitante para obtener la licencia y mantener su condición de comercializador para la importación y exportación de energía.

### **2.1.3 Facturación en el mercado eléctrico mayorista.**

El 16 de octubre de 2003 se expide el Reglamento Sustitutivo del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, mediante el cual se establecen nuevas normas aplicables a la administración financiera del Mercado Eléctrico Mayorista MEM a cargo del CENACE.

Según la LRSE, establece que las remuneraciones y las compras de los agentes en el mercado ocasional son liquidadas por el CENACE, quien determina los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del mercado.

Los artículos 32 y 36 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del MEM se refieren explícitamente al nuevo proceso de liquidación a cargo del CENACE y al proceso de facturación, a cargo de los Agentes. Sobre la base de los antecedentes expuestos el CENACE establece un procedimiento mediante el cual se determinan los valores a ser cobrados por los Agentes Acreedores a cada uno de los Agentes Deudores.

En este procedimiento se consideran los siguientes objetivos para el establecimiento de los rubros a ser facturados por los Agentes Acreedores a los Deudores en el MEM:

- Establecer en cada mes las relaciones bilaterales entre Agentes Acreedores y Agentes Deudores.
- En la generalidad de los casos, los agentes acreedores son los Generadores y el Transmisor y los Agentes deudores son los Distribuidores y Grandes Consumidores.
- En ciertos casos existen valores a favor y valores en contra para los diferentes Agentes del MEM, que en el global establecen, valores a cobrar para Generadores y el Transmisor y valores a pagar por parte de los Distribuidores y Grandes Consumidores.
- El CENACE realiza el proceso de liquidación diaria conforme lo ha venido haciendo, apegado a la normativa vigente del Sector Eléctrico.

- **Totalización de rubros.**

Si cada Agente emitiese documentos legales por cada uno de los valores en que es acreedor y recibiese otros por cada uno los rubros por los que es deudor la cantidad de documentos a emitir y recibir correspondería a la multiplicación del número de rubros por el número de Agentes, lo que representaría un legajo apreciable, de difícil control y seguimiento para las Autoridades del Sector. Ante esto, el CENACE simplifica el número de documentos mediante un agrupamiento adecuado de rubros.

Para el caso de los rubros a ser facturados por los Agentes Acreedores, se totalizará de la siguiente forma:

**R1:** Por Energía vendida en el mercado ocasional, el cual considerará:

- Ingreso por energía vendida en el Mercado Ocasional
- Reconocimiento por combustibles, según corresponda
- Restados los:
  - Pago por Energía comprada en el Mercado Ocasional para cumplir contratos.
- Pago por Consumo de Auxiliares.
- Descuento a Generadoras Hidroeléctricas no escindidas de Distribuidoras.
- Pago por reconocimiento de combustible

**R2:** Por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios, el cual considerará:

- Ingreso por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios del MEM, agrupados.
- Ingreso por Regulación Secundaria de Frecuencia
- Ingreso por Reemplazos
- Ingreso por Arranques y Paradas
- Ingreso por la Reserva Adicional de Potencia

**R3:** Por Regulación Primaria de Frecuencia RPF

**R4:** Ingreso por Reactivos

- Ingreso por Cargos Variables de Reactivos, más
- Ingreso por Cargos Fijos de Reactivos

**R5:** Ingreso por Generación Forzada y Obligada

- Ingreso por Generación Forzada, más
- Ingreso por Generación Obligada, restado
- Pago por Generación forzada u obligada

**R6:** Tarifa Fija de Transmisión

**R7:** Cargos Variables de Transmisión (del mercado ocasional y de contratos)

**R8:** Ingresos por Importación de energía en TIE's

- Ingresos por la Importación de energía

**R9:** Ingresos por Rentas en la Exportación de Energía en TIE's

- Ingresos por Rentas en la Exportación de Energía de Generadores

De la misma manera, para el caso de los Agentes Deudores se tiene:

**R1:** Pago por Energía comprada en el mercado ocasional, el cual considera:

- Pago por energía comprada en el Mercado Ocasional
- Pago por reconocimiento de combustibles a generadores.
- Restados:
  - Ingreso por Saldo de Energía de Contratos.
  - Descuento a Generadoras Hidroeléctricas no Escindida de Distribuidoras.

y considerando el Cargo Variable por Transporte de Energía en el Mercado Ocasional.

**R2:** Por Potencia Remunerable y Servicios Complementarios, el cual considerará:

- Pago por Potencia Remunerable y Servicios del MEM.

**R3:** Por Regulación Primaria de Frecuencia RPF

**R4:** Por Reactivos, el cual considera:

- Pago por Cargos variables de Reactivos, más
- Pago por Cargos Fijos de Reactivos

**R5:** Por Generación Forzada y Obligada, el cual considera:

- Pago por Generación Forzada, más
- Pago por Generación Obligada

**R6:** Tarifa Fija de Transmisión

**R7:** Cargos Variables de Transmisión (del mercado ocasional y de contratos)

**R8:** Pagos por Importación de energía en TIE's

- Pagos por la Importación de energía

**R9:** Pagos por Rentas en la Exportación de Energía en TIE's

- Pago de Rentas por parte de la Exportación de Energía

Tal como puede observarse en los rubros globalizados existe correlación entre estos. Sin embargo en el caso concreto del rubro por energía los componentes son diferentes.

En el siguiente cuadro se presentan los rubros a ser cobrados y pagados por los agentes acreedores y deudores respectivamente:

<b>Agentes Acreedores Facturan por:</b>	<b>Agentes Deudores son Facturados por:</b>
R1: Energía en el Mercado Ocasional	R1: Energía en el Mercado Ocasional
R2: Potencia Remunerable y Servicios Complementarios	R2: Potencia Remunerable y Servicios Complementarios
R3: Regulación Primaria de Frecuencia	R3: Regulación Primaria de Frecuencia
R4: Reactivos	R4: Reactivos
R5: Generación Forzada y Obligada	R5: Generación Forzada y Obligada
R6: Tarifa Fija de Transmisión	R6: Tarifa Fija de Transmisión
R7: Cargo Variable de Transmisión	R7: Cargo Variable de Transmisión
R8: Importación de Energía en TIEs	R8: Importación de Energía en TIEs
R9: Rentas en la Exportación de Energía	R9: Rentas en la Exportación de Energía

**TABLA No 2.1: Totalización de rubros**



La categorización anterior permite:

- Simplificar el número de agentes acreedores y deudores
- Presentación de facturas sin descuentos (sin valores negativos).
- Reducir el número de rubros a facturarse.

Dentro de estos rubros no consta el de peajes de distribución, ya que cada agente distribuidor se encarga individualmente de facturar a cada agente gran consumidor, sin embargo es otro valor que deben pagar y se suma al costo total mensual de la planilla de cada gran consumidor.

- **Asignación de valores**

El proceso de asignación de valores por los cuales los agentes acreedores facturan a cada uno de los agentes deudores se detalla a continuación:

- a) Para el rubro de energía vendida en el mercado ocasional, el valor total a ser cobrado por cada acreedor es asignado en forma proporcional al pago que efectúan los deudores por este mismo rubro.
- b) Para el caso de la potencia remunerable y otros servicios complementarios, debido a que la metodología establecida en la normativa permite especificar el porcentaje de pago de los correspondientes agentes, el cobro por este rubro por parte de los acreedores es repartido en esta misma proporción entre los agentes deudores.
- c) En el caso de la regulación primaria de frecuencia, al ser un servicio cobrado y pagado entre Agentes Generadores, su distribución es plenamente especificada.

- d) En el caso de los reactivos, debido a que también se conoce específicamente cual es el pago que hacen los receptores del servicio por este rubro, también su asignación se realiza en proporción a estos pagos.
- e) La generación forzada y obligada es distribuida en proporción a los pagos de los deudores por estos mismos rubros.
- f) La tarifa de transmisión es pagada por los distribuidores y grandes consumidores específicamente en proporción de la demanda máxima de cada uno de ellos, por lo que su forma de asignación está definida.
- g) El cargo variable por transporte de energía en el mercado ocasional se distribuye mensualmente entre los distribuidores que hayan consumido energía en el mercado ocasional. Para el caso del cargo variable de transmisión de contratos su distribución ya está definida entre los agentes que corresponda, conforme a lo establecido en la normativa.
- h) Los cargos por importación de energía se asignan en función de sus correspondientes valores de liquidación a cada agente depositante de las garantías.
- i) Las rentas de congestión en la exportación de energía están asignadas en forma proporcional a sus respectivos acreedores, ya que el único deudor es la exportación de energía del mercado colombiano.

Como resultado de este proceso de asignación se obtienen los valores a cobrar por los agentes acreedores a cada uno de los respectivos agentes deudores.

- **Interconexiones internacionales.**

El capítulo VII de la Decisión CAN 536 (Comunidad Andina de Naciones), el Reglamento para las Transacciones Internacionales de Electricidad y la Regulación CONELEC 002/03 establecen la responsabilidad del CENACE de administrar y responder financieramente por las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, para lo cual ha suscrito un acuerdo comercial con ISA y se ha implementado un esquema de garantías que permita al Administrador responder financieramente ante la factura emitida. Mensualmente, cada Administrador emite una factura por la energía exportada y es facturado por la energía importada.

Con estos antecedentes se aplica el siguiente tratamiento:

- Si Ecuador Importa, se emplea el esquema de garantías para responder financieramente ante el otro mercado por la energía consumida. Por tanto, es necesario eliminar el efecto de los pagos por la importación en los rubros que correspondan, a fin de que financieramente los agentes depositantes de las garantías respondan por la importación. A la par, y conforme a los plazos establecidos en la normativa, el CENACE emite una factura a cada Agente depositante de garantías para su respectivo descargo contable.
- Si Ecuador exporta, los agentes beneficiarios de las exportaciones facturan al CENACE por los montos que correspondan. Estos montos están determinados en función del reporte mensual de liquidación que emita la Corporación. El plazo de pago de estas facturas será conforme a los plazos establecidos en la normativa expedida por el CONELEC.

- **Procedimientos de facturación.**

En el nuevo esquema de liquidación singularizada y facturación, los acuerdos de contratos, que no sean los de energía, ya no pueden implementarse a través del CENACE; siendo los agentes del MEM los que deben ejecutarlos.

La liquidación de las transacciones, efectuada por el CENACE, son informadas a los agentes, hasta el décimo segundo día posterior al mes de la liquidación. Las facturas son emitidas por los agentes acreedores, en base a los valores liquidados por el CENACE, y entregadas a los agentes deudores que correspondan, hasta el día vigésimo del mes posterior al de la facturación. El vencimiento de dichas facturas es el último día laborable del mes posterior al de la facturación.

Para las facturas emitidas y entregadas con posterioridad al vigésimo día del mes posterior al de facturación, los agentes deudores tienen un plazo de diez (10) días laborables antes de su vencimiento, contados desde la notificación, misma que es realizada vía fax, sin perjuicio del envío de la notificación oficial.

Para el caso de la generación no escindida de las empresas de distribución, el CENACE publica la información de liquidación de estos Generadores al igual que como lo hace con los demás generadores del MEM. La emisión de las facturas corre a cargo de la empresa que posea la representación legal por estas instalaciones.

También los sobrecostos por generación forzada que se le designen al transmisor por restricciones operativas en su sistema, son asignados en la liquidación singularizada a los generadores que ingresaron a cubrir estas restricciones

La liquidación de los peajes de distribución, están a cargo del CENACE, los pagos que se hagan, son a favor de los distribuidores, de quienes utilicen sus instalaciones estos pagos además, están en función de la demanda máxima de cada usuario y de acuerdo al nivel de voltaje que esté conectado en la red del respectivo distribuidor. Por tanto, cada agente distribuidor debe emitir las respectivas facturas a los correspondientes agente por uso de la red, con base de la información proporcionada por el CENACE.

## **2.2 Sistema de medición comercial**

Ya que es preciso regular el sistema de medición comercial, de manera que se pueda cumplir en forma eficaz con la liquidación de las transacciones de cada uno de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, el CONELEC designó al CENACE como el encargado de la calibración y contrastación de medidores, actividades que están bajo la responsabilidad de cada Agente, también se han establecido los requisitos técnicos mínimos para el sistema de medición comercial, de sus medios de comunicación para el acceso de dicha información y de las pruebas de calibración, de manera que se disponga de un sistema confiable, seguro y oportuno para que la liquidación de las transacciones que efectúa el CENACE sea precisa y transparente, como lo requiere el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, para ello se han establecido puntos de medición, que son:

**Para las Centrales Hidroeléctricas:** La instalación del equipamiento para la medición se realiza en los nodos de intercambio (frontera) y se dispone de un medidor - registrador bidireccional con su respaldo correspondiente.

**Para las Centrales Térmicas:** La instalación de los equipamientos para la medición se realiza en bornes del generador (energía bruta), en el alimentador para consumo de auxiliares por unidad, en el alimentador de consumo de auxiliares de la central y en los nodos de intercambio (energía neta). Se dispone de un medidor - registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente, únicamente en los nodos de intercambio y en los bornes del generador, para el caso de unidades que puedan funcionar como compensadores sincrónicos.

Para las unidades que no funcionan como compensadores sincrónicos se tienen medidores – registradores unidireccionales o bidireccionales, con su respaldo correspondiente.

**Para Empresas de Distribución:** La instalación del equipo de medición se realiza en los nodos de intercambio con la Empresa de Transmisión, Generación ó Distribución, según sea el caso. Se dispone un medidor - registrador bidireccional con su respaldo correspondiente en cada uno de los puntos de interconexión.

**Para Grandes Consumidores:** La instalación del equipo de medición se la realiza en el (los) nodo(s) de interconexión con la Empresa de Distribución, de Transmisión ó de

Generación, según sea el caso. Es responsabilidad del Gran Consumidor instalar el medidor-registrador bidireccional con su correspondiente respaldo, en los casos en que se dispone de un grupo generador de emergencia que funcione en sincronismo con el sistema. Si no se dispone del grupo generador de emergencia con la característica antes indicada, el Gran Consumidor debe tener el medidor – registrador unidireccional o bidireccional, con su respaldo correspondiente.

**Para auto productores:** Los auto productores que participan con sus excedentes en el Mercado Eléctrico Mayorista, tienen un medidor-registrador bidireccional con su respaldo correspondiente en el punto de intercambio con el Distribuidor o Transmisor.

**Para Importación y Exportación:** La instalación del equipo de medición es efectuada en el nodo de interconexión internacional. Se dispone de un medidor - registrador bidireccional con su respaldo correspondiente en el punto de interconexión.

Los medidores - registradores, que están instalados en los diversos puntos, cuentan con un medio de comunicación dedicado y en el caso de no disponer de una línea dedicada es necesario contar con una central telefónica que asigne un canal al equipo de medición., para que el CENACE tenga el acceso remoto y permanente y en cualquier instante que lo requiera.

Las transacciones de energía en todos los puntos de intercambio se registran en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, con la información de la hora anterior, de forma que permite el cálculo de la energía movilizada en la hora. La información

almacenada en los medidores – registradores, está todo el tiempo a disposición del CENACE, la cual es, responsable de recolectar la información cuando lo estime pertinente.

Así mismo el agente del MEM que tiene la autorización, debidamente acordada, para utilizar las instalaciones de la subestación asociada a su frontera comercial, tiene la responsabilidad de supervisar la transmisión de las lecturas de energía hacia el CENACE.

Adicionalmente, debe tener mecanismos de respaldo que permitan enviar la información al CENACE, ante fallas o indisponibilidades temporales en los sistemas de descarga, registro o de comunicaciones. Entre los mecanismos de respaldo se dispone de la infraestructura necesaria para la transmisión electrónica de archivos (vía módem), correo electrónico y transmisión vía facsímile. Además, como último recurso se debe utilizar el envío de información por vía telefónica, con respaldo en medio magnético a través del servicio de correo. El propietario de las instalaciones en las que se ubican los equipos de medición, no puede por ningún motivo negar el acceso al personal del CENACE y de los Agentes, debidamente autorizados.

### **2.3 Costo de la energía y servicios en el mercado eléctrico mayorista (MEM)**

Los Grandes Consumidores al igual que todos los agentes del MEM están destinados a pagar por diferentes rubros una cierta cantidad de dinero, algunos dependiendo de la demanda máxima, otros de la energía consumida, otros por penalizaciones, etc.



Estos valores están muy a parte del valor total que se tiene que pagar por la energía consumida, que, para los Grandes Consumidores, se la paga por medio de contratos negociados con las generadoras.

El valor de alguno de estos rubros depende del contrato que se hizo, por ejemplo si fue hecho en barra de generación, quiere decir que el Gran Consumidor tendrá que pagar todos estos rubros desde la barra de generación hasta llegar al punto de consumo, pero si fue realizado en barra de gran consumidor, la generadora se hará cargo de estos pagos.

Los rubros de los Grandes Consumidores son los siguientes:

- Energía en el mercado ocasional (cuando la energía contratada no es suficiente)
- Potencia remunerable y servicios complementarios.
- Regulación primaria de frecuencia.
- Reactivos
- Generación forzada y obligada
- Tarifa fija de transmisión
- Cargo variable de transmisión
- Peaje de distribución.

Donde el rubro de potencia remunerable suele ser el más alto de todos, debido a que depende de la energía consumida en horas de demanda media y punta, le sigue la

tarifa fija de transmisión que depende de la demanda máxima consumida por la empresa por el precio de la transmisión.

Cuando el Gran Consumidor, no compra toda la energía y potencia que va a necesitar es indispensable que este la compre en el mercado ocasional, lógicamente a mayor precio.

Los peajes de distribución que se pagan dependen del punto de conexión que puede ser en DP (distribución primaria), SUB (subestaciones) o L/T (líneas de transmisión).

Los reactivos son penalizaciones que los grandes consumidores deben pagar por bajo factor de potencia y mal uso de los capacitores.

El cargo variable de transmisión depende de donde fue el contrato con la generadora, si el contrato fue en barra de generación entonces el gran consumidor deberá pagar o en ocasiones cobrar por cargos variables de transmisión, y si fue en barra de gran consumidor la generadora deberá pagar o cobrar por cargos variables de transmisión. El que paguen o cobren depende básicamente del nodo de intercambio.

A continuación se detallan cada uno de estos rubros.

### 2.3.1 Energía en el mercado ocasional

Los Distribuidores pagan por la energía recibida del Mercado Ocasional al precio marginal horario sancionado.

El CENACE registra los contratos de compra de energía a plazo de los Distribuidores, por lo tanto, dispone de los valores de energía de la curva de carga horaria de contratos para cada Agente del MEM.

La cantidad de energía horaria recibida por cada Distribuidor en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado de los registros del Sistema de Medición Comercial.

Las cantidades de energía recibidas por un Distribuidor o Gran Consumidor hora a hora del Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía recibida en su nodo y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada tenemos:

$$\mathbf{ERMODj}_h = | \mathbf{ERDj}_h - \mathbf{EcDj}_h |$$

Donde:

**ERMOD<sub>j,h</sub>** = Energía recibida del Mercado Ocasional por el Distribuidor j a la hora h (Kwh.) en su nodo de consumo.

**ERD<sub>j,h</sub>** = Energía recibida por el Distribuidor j a la hora h (kWh) y medida en su nodo de consumo.

**EcD<sub>j,h</sub>** = Energía total efectiva de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j en su nodo de consumo.

- **Pago de la energía**

Cada hora el CENACE evalúa el pago por compra de energía de los Distribuidores en el Mercado Ocasional al precio marginal horario, de la siguiente manera:

$$\mathbf{PERMOD}_{j,h} = \mathbf{FND}_{j,b} \times \mathbf{PEM}_h \times \mathbf{ERMOD}_{j,h}$$

Donde:

**PERMOD<sub>j,h</sub>** = Pago del Distribuidor j por compra de energía en el Mercado Ocasional a la hora h.

**FND<sub>j,h</sub>** = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h.

**PEM<sub>h</sub>** = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$/Kwh.).

$ERMOD_{j,h}$  = Cantidad de energía recibida por el Distribuidor j del Mercado

Ocasional a la a la hora h (kWh) en su nodo de consumo.

### 2.3.2 Potencia remunerable y servicios complementarios

Una vez obtenido el Cargo Equivalente de Energía, cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor debe pagar por Potencia Remunerable, Potencia Reemplazante, Reserva de Potencia, Reserva para RSF y costos de Arranque y Parada de las unidades Turbo-Vapor, para ello al final de cada mes se debe establecer el cobro a estos por medio de la relación entre la energía total entregada a cada agente distribuidor y Gran Consumidor  $EMESCEP_{m,d}$  y el CEP (Cargo equivalente de Potencia).

$$COSTOT_{\$m,d} = EMESCEP_{m,d} * CEP$$

Donde:

**CEP** = Cargo equivalente de Potencia

**COSTOT<sub>\$m,d</sub>** = Costo total que cada Distribuidor y Gran Consumidor d, deben aportar por concepto de Potencia a Remunerar, Reserva de Potencia, Regulación de Frecuencia, y costos de Arranques y Paradas.

**EMESCEP<sub>m,d</sub>** = Energía total recibida por el Distribuidores o Gran Consumidor en el mes m, en horas de demanda media y punta.

Al final de cada mes, el balance económico entre lo que pagan los Agentes Distribuidores y Grandes Consumidores y lo que cobran los generadores por los conceptos anteriormente descritos es cero.

### 2.3.3 Reactivos

Los costos de producción de la potencia y energía reactivas se calculan sobre la base de costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios.

**Costos fijos.-** El precio unitario de la potencia reactiva es declarado por el agente propietario y corresponde al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva, se incluye también la parte proporcional de equipos auxiliares que se utilizan exclusivamente para este tipo de operación de producción de reactivos. Con este costo declarado se remunera la potencia reactiva, es reajustado trimestralmente y estará sujeto a la verificación por parte del CENACE, si así es requerido.

El costo fijo es liquidado, según la energía demandada por los agentes, es decir que de toda la energía consumida en el mes se determina el porcentaje que a utilizado cada agente y según este porcentaje se cobran los costos fijos, por ejemplo.

Si se tienen solo tres Grandes Consumidores en el mercado, y el total a cobrar por costos fijos de las Generadoras es de \$ 2,845.11, entonces:

<b>EMPRESA</b>	<b>ENERGÍA DEMANDADA KWH</b>	<b>PARTICIPACION %</b>	<b>TOTAL \$</b>
E1	1,624,909.00	22.81%	648.97
E2	770,240.00	10.82%	307.84
E3	4,727,772.00	66.37%	1,888.30
<b>TOTAL</b>	<b>7,122,921.00</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 2,845.11</b>

**TABLA No 2.2: ejemplo de pago de reactivos**

**Costos variables.-** Es aquel costo que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático destinado exclusivamente para el control de voltaje.

En el caso de los generadores, se toma en cuenta la generación de reactivos solamente cuando opera como compensador síncrono.

En la determinación de los costos variables se toma en cuenta los siguientes rubros:

- Consumo de energía eléctrica activa para la producción de reactivos y para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.
- Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.

Solo se consideran los mantenimientos que sean necesarios debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.

- Combustible utilizado en arranques de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico.

El Costo Variable, de la energía reactiva en dólares americanos /kVARh, será igual a la suma de los diferentes costos señalados en los numerales anteriores, esto es:

$$\mathbf{CV = CEEC + CLQYO + CM + CC}$$

Donde:

**CEEC, (US\$/kVARh)** = Costo de energía eléctrica consumida.

**CLQYO, (US\$/kVARh)**= Costos de Lubricantes, Químicos, Agua y Otros Insumos.

**CM, (US\$/kVARh)** = Costos de Mantenimiento

**CC, (US\$/kVARh)** = Costo de Combustible

En los costos variables , la liquidación se la calcula midiendo los reactivos consumidos en horas de demanda base, media y punta.



Cada generador calcula su tarifa por utilización de equipos y suministros para la compensación de reactivos, este valor lo aprueba el CENACE.

Una vez que se totalizan los costos de producción por hora base, media y punta, se cobra a los agentes dependiendo de su participación en el mercado, es decir, se saca un porcentaje de participación y se lo multiplica para los costos totales por desvío de reactivos.

Por ejemplo si el total a pagar en la hora base es \$ **12,895.20** y los desvíos de reactivos de tres Grandes Consumidores son:

<b>EMPRESA</b>	<b>EN HORAS DEM BASE KVARH</b>	<b>DESVIO DE REACTIVOS %</b>	<b>TOTAL \$</b>
E1	10,483.00	2.36	304.30
E2	425,046.00	95.60	12,327.90
E3	9,199.00	2.04	263.00
<b>TOTAL</b>	<b>444,728.00</b>	<b>100</b>	<b>\$ 12,895.20</b>

**TABLA No 2.3: desvío de reactivos**

A estos valores calculados en el ejemplo anterior se les suman los totales de las horas de demanda media y punta liquidadas de la misma forma, es decir, de acuerdo al porcentaje de desvío de reactivos.

$$\mathbf{PDR = PHB + PHM + PHP + CF}$$

Donde:

**PDR** = Pago total por desvío de Reactivos

**PHB** = Pago en horas Base

**PHM** = Pago en horas Media

**PHP** = Pago en horas Punta

**CF** = Costos Fijos.

Entonces tenemos que:

<b>EMPRESA</b>	<b>COSTOS</b>		<b>TOTAL</b>
	<b>VARIABLES</b>	<b>COSTOS FIJOS</b>	<b>\$</b>
E1	304.30	648.97	953.27
E2	12,327.90	307.84	12,635.74
E1	263.00	1,888.30	2,151.30
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 12,895.20</b>	<b>\$ 2,845.11</b>	<b>\$ 15,740.31</b>

**TABLA No 2.4: costos variables y costos fijos**

El total a pagar por cada Gran Consumidor es la suma de los costos variable más los costos fijos.

El desvío de reactivos, se lo clasifica de la siguiente manera, según disposición del CONELEC

1. Desvío de reactivos en horas de demanda media.- Es toda la energía reactiva consumida por la industria, que calculando su factor de potencia, este, sea menor a 0.95 inductivo de lunes a viernes entre las siete de la mañana y cinco de la tarde.
2. Desvío de reactivos en horas de demanda punta.- Es toda la energía reactiva consumida por la industria, que calculando su factor de potencia , este, sea menor a 0.95 inductivo, de lunes a domingo entre las 5 de la tarde y 10 de la noche.
3. Desvío de reactivos en horas de demanda base.- Es toda la energía reactiva producida por la industria

En el siguiente ejemplo, las horas de demanda base, media y punta están diferenciadas con colores.

HORAS	KWH	KVARH	FP	
H1	5928.00	5652.00	0.7238	
H2	4464.00	4289.00	0.7211	
H3	4474.00	4277.00	0.7228	
H4	5493.00	5338.00	0.7172	BASE
H5	3420.00	3573.00	0.6915	
H6	5398.00	5059.00	0.7296	
H7	6012.00	5117.00	0.7615	
H8	3936.00	-926.00	0.9734	
H9	5510.00	161.00	0.9996	
H10	5064.00	1324.00	0.9675	
H11	4736.00	1994.00	0.9216	MEDIA
H12	4041.00	1400.00	0.9449	
H13	3475.00	562.00	0.9872	
H14	4032.00	1154.00	0.9614	
H15	5544.00	2859.00	0.8888	
H16	5972.00	3288.00	0.8760	
H17	6316.00	3290.00	0.8869	
H18	2151.00	-4277.00	0.4493	
H19	1994.00	-4414.00	0.4117	PIUNTA
H20	2103.00	-4291.00	0.4401	
H21	2551.00	-3816.00	0.5558	
H22	4089.00	1349.00	0.9497	
H23	5856.00	5222.00	0.7464	BASE
H24	5597.00	5240.00	0.7300	

**TABLA No 2.5: horas base, media y punta**

Siguiendo la disposición del CONELEC, se tiene que entre las 7 de la mañana y 10 de la noche (horas de demanda media y punta) como vemos en el ejemplo anterior, los desvíos de reactivos se encuentran a la hora H11, H12, H15, H16, H17 Y H22 debido a que en estas horas, tenemos un factor de potencia menor a 0.95 e inductivo. Entonces para determinar los reactivos que alguna generadora nos inyecta, tenemos que:

$$Q_{\text{requerido}} = Q_{\text{actual}} - (\text{Tang}(\cos^{-1} 0.95)) P$$

$$(\text{Tang}(\cos^{-1} 0.95)) = 0.328684$$

$$Q_{\text{requerido}} = Q_{\text{actual}} - (0.328684 * P)$$

Donde:

**Qrequerido** = Es el desvío de reactivos en (KVAR)

**Qactual** = Es la potencia reactiva actual

**P** = Potencia activa

Entonces para la H11 el desvío es =  $1994 - (0.328684 * 4736.00)$

Reactivos de más que consume la empresa = 437.35 KVAR.

En las horas de demanda base no tenemos desvío ya que durante todas estas horas la planta consume reactivos, y esto no es penalizado.

### 2.3.4 Generación forzada y obligada

**Generación obligada.-** Se considera que una máquina opera bajo una característica de “obligada” cuando se mantiene en funcionamiento en períodos que no son requeridos por el sistema (Confiabilidad y Seguridad del Sistema Nacional Interconectado o Cobertura de demanda). Una máquina operando de esta forma se remunera a costo variable. Los sobrecostos son asumidos por los Agentes en forma proporcional a la energía que retiren del sistema en los períodos de operación obligada.

El CENACE, al efectuar el Despacho Económico Programado diario, establece las unidades que entrarán en operación al día siguiente, junto con los montos aproximados de energía a ser despachados hora a hora en función del despacho económico.

De esta manera se tiene que los costos de generación son:

$$\text{\$ Gen Obligado} = \text{Energía Bruta} * \text{CV}$$

$$\text{\$ Dis } i = \text{Sobrecosto Gen Obli} * (\text{Ener Dis } i / \text{Ener Total Retirada})$$

**\$ Gen Obligado** = Costos por la generación obligada

**CV** = Cargo variable

**\$ Dis i** = Valor total a pagar por el distribuidor

**Ener Dis i** = Energía tomada por el distribuidor

**Generación forzada.-** Se considera que una máquina entra a operar con el carácter de forzada cuando su ingreso se debe a una restricción operativa o cuando se desea mantener calidad de servicio local, como por ejemplo bajos voltajes o sobrecarga de transformadores y líneas. La operación de estas unidades se remunera a costo variable. Esta operación puede ocasionar sobrecostos. Los sobrecostos que producen son asumidos por el agente responsable de la restricción.

Estos costos son:

$$\mathbf{\$ Gen Forzada = Energía Bruta * CV}$$

$$\mathbf{\$ Agente Resp. I = Sobrecosto Gen Forz * (Ener Agente Resp. i / Ener Total Agen Resp.i)}$$

Donde:

**\$ Gen Forzada** = Costos por la generación forzada

**CV** = Cargo variable

**\$ Agente Resp. i** = Valor total a pagar por el agente responsable

**Ener Agente Resp. i** = Energía tomada por el agente responsable

**Sobrecostos.-** Los sobrecostos producidos por la operación de generación forzada u obligada son determinados como la diferencia entre la remuneración del generador a su costo variable y la remuneración que hubiera tenido si operaría en forma económica.

Para remunerar a un generador que ha sido despachado debido a una generación forzada ó generación obligada se emplea el costo variable en lugar del precio de mercado. A este generador se le remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al costo marginal.

### 2.3.5 Tarifa fija de transmisión

Para cada agente distribuidor o gran consumidor la determinación de su demanda máxima, en el mes de evaluación, se la efectúa de la siguiente forma:

- Se define como el intervalo de referencia para el cálculo de la demanda máxima al intervalo de 15 minutos.



- Se realiza la sumatoria de las demandas de potencia medias cada 15 minutos medidas en los diferentes puntos de entrega del distribuidor o gran consumidor (Para el caso de los distribuidores incluye, entregas del S.N.I. y la generación inmersa en el sistema del distribuidor que aporta potencia directamente a dicho sistema).
- En el caso de que no se disponga de información para alguno de los puntos de entrega con el nivel de detalle definido como referencia, se procede a utilizar la información con grado de detalle inmediatamente superior (potencia media cada hora) sumándola a cada intervalo correspondiente de 15 minutos considerado como referencia.
- Si no se dispone de la información de potencias medias cada 15 minutos en ningún punto de entrega de un distribuidor, se toma como referencia en intervalo de potencias medias para cada hora.
- Obtenido el total de demanda para cada intervalo, se determina el máximo valor entre todos los intervalos de demanda del mes analizado.

Una vez obtenida la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor, se establece el correspondiente pago como el producto de la demanda máxima de cada agente distribuidor y gran consumidor y el precio definido por el CONELEC para la Tarifa de Transmisión.

De esta manera el pago por tarifa de transmisión es:

$$\mathbf{PTT\$d = DMAXd * TT\$}$$

Donde:

**PTT<sub>d</sub>** = Pago por Tarifa de Transmisión de cada Agente Distribuidor y Gran Consumidor d.

**DMAX<sub>d</sub>** = Demanda Máxima del Agente Distribuidor o Gran Consumidor d en el mes de evaluación.

**TT\$** = Tarifa de Transmisión fijada por el CONELEC.

### 2.3.6 Cargos variable de transmisión

El pago al Transmisor por cargos variables remunera a éste por las pérdidas técnicas de energía. La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía.

Así tenemos para los:

**GENERADORES:** \$ a Recibir por Gih = EgeneradaGih x FNih x PEMh

**DISTRIBUIDORES:** \$ a Pagar por Djh = ErecibidaDjh x FNjh x PEMh

**TRANSMISOR:** \$RVT = \$ a Pagar por Djh - \$ a Recibir por Gih

Para una hora determinada, la remuneración variable al transmisor es:

$$RVT_h = \left[ \sum_{j=1}^m ErDj_{,h} \times Fnj_{,h} \times PEM_h \right] - \left[ \sum_{i=1}^n EeGi_{,h} \times Fni_{,h} \times PEM_h \right]$$

Donde :

**RVT<sub>h</sub>** = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

**EeGi<sub>h</sub>** = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

**ErDj<sub>h</sub>** = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

**Fni<sub>h</sub>** = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

**Fni<sub>h</sub>** = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

La Remuneración Variable al Transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

En la Fig No 2.2 se observa como se realizan los cálculos de los ingresos de los generadores y el pago de los distribuidores o grandes consumidores, dependiendo del factor nodal, para sacar la remuneración variable al transmisor:

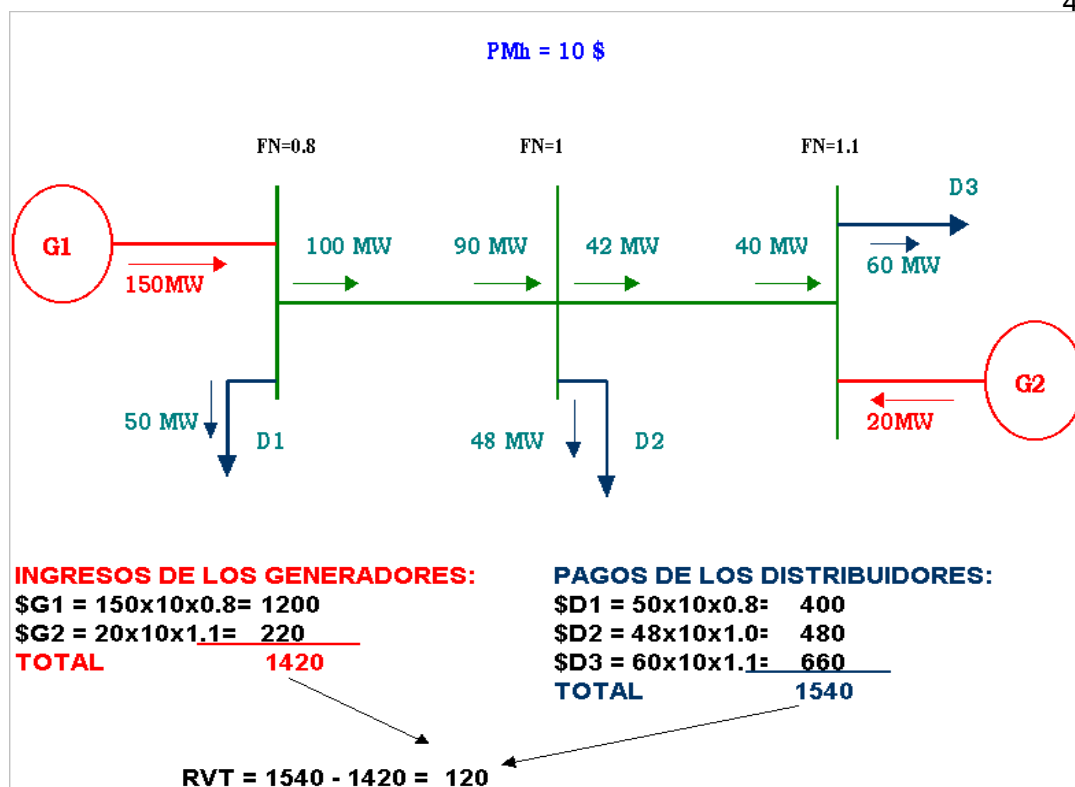


FIG No. 2.2: ejemplo del pago del costo variable de transmisión

La remuneración variable al Transmisor se obtiene de los dos mercados: Mercado Ocasional (MO) y los valores imputables del Mercado de Contratos a Plazo (MC).

### 2.3.7 Peajes de distribución.

Para facturar el peaje, se lo divide en dos partes: peaje en potencia y peaje en energía.

El peaje en potencia, depende de la demanda máxima mensual multiplicado por el peaje potencia. El valor de este peaje depende de el lugar de alimentación del

Gran Consumidor , que puede ser , en DP (distribución primaria), SUB (subestación), L/T (línea se subtransmisión), y del área de concesión.

Así tenemos que:

$$\text{PEAJE EN POTENCIA} = D_{\text{máx}} \times PP$$

Donde:

**D<sub>máx</sub>** = Demanda máxima

**PP** = Peaje potencia

El peaje en energía, depende de la cantidad de energía consumida en el mes, multiplicado por un peaje energía. El valor de este peaje depende de el lugar de alimentación del Gran Consumidor , que puede ser , en DP (distribución primaria), SUB (subestación), L/T (línea se subtransmisión), y del área de concesión.

Así tenemos que:

$$\text{PEAJE EN ENERGIA} = E_{\text{total}} \times PE$$

Donde:

$E_{\text{total}}$  = Energía total Consumida al mes

	PEAJES ENERGIA DE PERDIDAS			PEAJES POTENCIA		
	PEAJES DE DISTRIBUCION			PEAJES DE DISTRIBUCION		
	VIGENTES (US\$/kWh)			VIGENTES (US\$/kW)		
Empresas Distribuidoras	Líneas de Subtransmisión (L/S)	Subestaciones (SUB)	Distribución Primaria (DP)	Líneas de Subtransmisión (L/S)	Subestaciones (SUB)	Distribución Primaria (DP)
Ambato	0.0004	0.0006	0.0012	0.75	2.61	5.61
Azogues	0.0002	0.0003	0.0006	1.53	4.98	7.73
Bolívar	0.0005	0.0008	0.0017	1.67	3.71	7.95
Centro Sur	0.0004	0.0005	0.001	1.02	3.07	7.20
Cotopaxi	0.0005	0.0009	0.0017	0.48	2.38	5.86
El Oro	0.0005	0.0008	0.0016	0.95	2.34	5.13
EMELEC	0.0003	0.0004	0.0014	0.32	1.07	2.18
Esmeraldas	0.0003	0.0011	0.0022	0.75	2.06	4.01
Los Ríos	0.0003	0.0005	0.0018	0.53	1.87	4.15
Manabí	0.0005	0.0009	0.0018	1.40	3.47	5.60
Milagro	0.0005	0.0006	0.0018	0.96	2.15	4.04
Norte	0.0006	0.0008	0.0014	0.80	2.73	5.21
Quito	0.0003	0.0007	0.0015	0.29	2.01	4.12
Riobamba	0.0005	0.0012	0.002	1.24	3.65	8.06
Sta. Elena	0.0004	0.0006	0.0007	0.75	2.47	5.15
Sto. Domingo	0.0002	0.0004	0.0012	0.85	1.86	3.81
Sur	0.0002	0.0005	0.0015	1.12	4.24	9.59

PE = Peaje energía

En la siguiente tabla se ven los precios de los peajes para el mes de Octubre del 2004.

**TABLA No. 2.6: precios de peaje**

En esta tabla se nota que los valores de peaje tanto de potencia como de energía, en L/S son mínimos comparados con los de DP.

Así que resulta más económico si el Gran Consumidor se alimenta por medio de la línea de subtransmisión L/S (69 KV), que si lo hiciera de la línea primaria DP (13,8 KV).

#### **2.4 Ejemplo del cálculo de facturación**

Para entender mejor el proceso de facturación que realiza el Cenace a los grandes consumidores, se analiza el siguiente ejemplo, en el que tomaremos como referencia a una empresa real con datos reales, y podremos analizar el origen de cada rubro.

A continuación se muestra un cuadro donde están todos los grandes consumidores del mes de septiembre del 2004, la energía consumida en ese mes, la energía media y punta acumulada y la demanda máxima, toda esta información es necesaria para empezar con la facturación de los siguientes rubros:

1. Potencia Remunerable y Servicios Complementarios
2. Tarifa fija de transmisión
3. Generación forzada y obligada
4. Peajes de Distribución.
5. Cargos Variables de transmisión
6. Reactivos.

En donde escogemos a Erco para analizar la facturación.



GRANDES CONSUMIDORES	Energía Recibida Acumulada (kWh)	Energía Media y Punta Acumulada (kWh)	Demanda Máxima (kW)
ACOSA	2,325,875.00	1,197,738.00	3,988.00
ACUAMAR	459,801.66	295,805.41	1,095.42
ADELCA	2,492,676.00	1,266,437.00	7,168.00
AZUCARERA VALDEZ	505,299.00	266,748.00	1,532.00
NAVAL	1,772,810.00	1,081,546.00	3,996.00
BOPP QUITO	1,879,390.00	957,268.00	3,032.00
CARTONERA	1,394,557.00	758,736.00	2,936.00
CARTOPEL	2,452,023.00	1,300,644.00	4,160.00
CEDAL	904,759.00	526,573.00	2,032.00
CERVECERIA	2,013,576.77	1,177,640.55	3,948.73
CRIDESA	2,170,160.75	1,109,028.26	3,569.69
DANEC QUITO	816,491.00	440,652.00	1,784.00
DELTEX QUITO	1,024,298.00	636,515.00	2,240.00
EBC GUAYAQUIL	1,170,558.56	699,768.75	2,619.90
EBC QUITO	1,004,170.00	526,780.00	2,004.00
ECUACERAMICA	831,247.24	519,835.33	1,876.38
ECUDOS	253,256.96	146,398.96	882.9
EL CAFÉ	1,489,352.00	782,266.00	2,384.00
EMPESEC	649,145.00	398,491.00	1,760.00
ENKADOR	1,479,425.00	768,145.00	2,356.00
<b>ERCO</b>	<b>2,211,992.00</b>	<b>1,172,401.00</b>	<b>4,596.00</b>
EXPALSA	1,401,459.00	726,264.00	3,060.00
FADESA	801,393.14	502,951.80	1,864.10
FAMILIA SANCELA	1,062,183.00	572,582.00	4,096.00
FISA	950,025.71	503,283.73	2,198.82
GRAIMAN	1,901,591.00	976,948.00	3,316.00
GUAPAN	4,061,721.00	2,106,460.00	7,604.00
H_COLON_GYE	627,020.00	372,228.00	1,252.00
HOTEL ORO VERDE	506,901.78	285,513.66	1,159.73
INCASA	933,375.00	507,405.00	1,744.00
INTERAGUA	10,447,910.68	5,355,722.68	16,798.74
ITALPISOS	700,559.80	347,400.75	1,684.66
Kimberly	896,228.00	457,263.00	1,676.00
LA FABRIL GYE	727,675.09	401,624.22	1,378.63
LAFABRIL	1,422,013.00	763,287.70	2,736.80
MOLINERA	833,138.39	467,247.45	2,516.14
NIRSA	843,447.00	521,066.00	2,592.00
NOVOPAN QUITO	581,104.00	318,195.00	1,288.00
PAPELERA	4,379,973.99	2,281,902.78	7,133.60
PICA	2,109,303.04	1,195,962.95	4,077.60
PLASLIT	1,744,047.00	1,060,041.00	4,140.00
PLASTICAUCHO	839,359.00	527,126.00	2,000.00
PLASTICOS	1,081,554.00	561,057.00	2,116.00
PLASTIEMPAQUES	680,327.00	412,043.00	2,228.00
PLASTIGAMA	1,349,852.00	746,953.00	2,496.00
PROMARISCO	806,151.67	448,339.31	1,476.24
PRONACA	1,077,047.50	595,255.39	2,659.24
PROQUIMSA	1,200,280.67	613,155.64	2,393.51
PROVEFRUT	1,055,945.00	571,796.00	1,964.00
ROCACEM LAT	2,365,278.00	1,339,891.00	4,288.00
SAN CARLOS	1,413,193.96	754,395.15	2,495.57
TEXTILES RIO BLANCO	780,255.00	398,391.00	1,456.00
UNILEVER	1,313,161.00	768,980.00	2,612.00
<b>TOTAL</b>	<b>1,016,235,813.10</b>	<b>597,803,958.69</b>	<b>2,336,984.49</b>

**TABLA No 2.6: lista de grandes consumidores de Octubre del 2004**

Entonces para obtener la Potencia Remunerable y servicios complementarios (PRSC) es necesario saber el valor del cargo equivalente de energía por pagar (CEP) y también el acumulado de energía consumida en horas de demanda media y punta , entonces se tiene que según la tabla No. 2.7 el valor de la energía media y punta acumulada es de 1,172,401.00 Kwh, donde ;

- **CEP** = 1,58111 para ese mes
- **PRSC** = Energía media y punta acumulada x CEP
- **PRSC** = 1,172,401.00 KWH x 1,581111 = \$18,537
- **PRSC** = \$ 18,537

Para calcular la tarifa fija de transmisión (TFT) es necesario conocer la demanda máxima de ese mes y el costo de la tarifa entonces tenemos que:

$$\mathbf{TFT = Demanda\ máx \times precio\ de\ la\ transmisión.}$$

- **TFT** = 4,596.00 KW x 3.15
- **TFT** = \$ 14,477.4

Para calcular la generación forzada y obligada (GFO) es necesario saber el consumo total de energía de ese mes, y el factor por el cual será multiplicado este consumo, en el mes de septiembre fue del 0.17% del consumo de energía de cada gran consumidor, este valor es estándar para todos los grandes consumidores.

Entonces para Erco tenemos que el consumo total del mes de septiembre fue de:

- **GFO = 2,211,992.00 KWH x 0.0017 = \$ 3,760.38**
  
- **GFO = \$ 3,760.38**

Para calcular los peajes de distribución, primero se debe saber el nivel de voltaje del punto de conexión y la empresa distribuidora.

Erco tiene una subestación de 69 KV por lo tanto su conexión es en las líneas de subtransmisión, y la empresa distribuidora a quien tiene que pagar es Centro Sur, la cuál tiene una tarifa de:

- **Para peajes de distribución por potencia = \$ 1.02 a nivel de 69 KV**
  
- **Para peajes de distribución por energía = \$ 0.0004 a nivel de 69 KV**
  
- **Tenemos que la demanda máxima es de = 4,596.00 KW**

- **Y el consumo total de ese mes es de = 2,211,992.00 KWH**
- **Entonces el peaje por energía es = 0.0004 (\$/KWH) x 2,211,992.00 KWH**
- **Entonces el peaje por energía es = \$ 884.80**
- **El peaje por potencia es de = \$/ KWH 1.02 x 4,596.00 KWH = \$ 4,687.92**
- **El total por peajes = \$ 5,572.72**

Los cargos variables de transmisión (CVT), dependen del contrato, es decir si fue realizado en barra de gran consumidor, la generadora se encarga de pagar o cobrar los cargos variables, pero si fue realizado en barra de generación el gran consumidor deberá pagar o cobrar los cargos variables de transmisión. Otra opción es comprar en barra de mercado y pagan tanto la generadora como el gran consumidor. Este rubro también depende del factor de nodo, el costo marginal y la energía contratada así tenemos que:

$$\mathbf{Gc = Ec \times Cm \times (Fn - 1)}$$

$$\mathbf{Gener = Ec \times Cm (1 - Fn)}$$

Si el factor de nodo es  $> 1$  ; Para las generadoras es un ingreso

Para los Grandes Consumidores es un pago

Si el factor de nodo es  $< 1$ ; Para las generadoras es un pago

Para los Grandes Consumidores un ingreso

En este caso Erco compra energía en barra de gran consumidor por lo que no paga por cargos variables de transmisión.

$$\mathbf{CVT = 0}$$

Los reactivos se dividen en costos fijos y costos variables .

Los costos fijos (CF) en este caso son proporcional a la participación del gran consumidor en el MEM. Para este mes el total de los costos fijos fue de \$ 11,524.82 entonces.

- $\mathbf{CF = (\$ 11,524.82 \times 2,211,992.00 \text{ KWH}) / 1,016,235,813.10 \text{ KWH}}$
- $\mathbf{CF = \$ 25.20}$

Los costos variables dependen del comportamiento del factor de potencia y de las horas de demanda media, pico y base, también del costo total de reactivos a cada una de esas horas.

<b>PAGO TOTAL MEDIA</b>	<b>PAGO TOTAL BASE</b>	<b>PAGO TOTAL PUNTA</b>
<b>\$ 127,807.93</b>	<b>\$ 73,169.66</b>	<b>\$ 87,285.06</b>

**TABLA No. 2.8: pago total de reactivos**

- **PAGO H. MEDIA** =  $127,807.93 \times 0.006 = \$ 73.54$
- **PAGO H. PUNTA** =  $87,285.06 \times 0.008 = \$ 70.92$
- **PAGO H. BASE** =  $73,169.66 \times 0.0013 = \$ 98.15$

Entonces los desvíos para Erco en el mes de septiembre fueron:

<b>DEMANDA MEDIA</b>		<b>DEMANDA PICO</b>		<b>DEMANDA BASE</b>		<b>CV MEDIA</b>	<b>CV</b>	<b>CV BASE</b>
						<b>\$</b>	<b>PICO \$</b>	<b>\$</b>
-6,849	0.06 %	-3,156	0.08%	13,999	0.13 %	73.54	70.92	98.15

**TABLA No. 2.9: desvío de reactivos de Erco**

Se tienen también los CV por exportación e importación a Colombia (CVEI), el valor total se lo desglosa proporcionalmente a la participación del gran consumidor en el MEM.

El porcentaje de participación de Erco en el mes de Septiembre fue de : 0.22%, y el valor total de los CVEI fue de : 61,488.29

$$\text{TOTAL} = \text{CF} + \text{CV MEDIA} + \text{CV PICO} + \text{CV BASE} + \text{CVEI}$$

$$\text{PAGO POR REACTIVOS} = 25.20 + 73.54 + 70.92 + 98.15 + 61,488.29$$

$$\text{PAGO POR REACTIVOS} = \$ 402.24$$

<b>PRSC (\$)</b>	<b>TFT (\$)</b>	<b>GFO (\$)</b>	<b>PEAJE (\$)</b>	<b>CVT (\$)</b>	<b>REACTIVOS (\$)</b>	<b>TOTAL (\$)</b>
18,537	14,477.40	3,760.38	5,572.72	0	402.24	42,749.74

**TABLA No. 2.10: pago total de rubros de Erco**

A parte de estos valores, está también el costo de la energía según el contrato, que compran anualmente a la generadora con una tarifa fija mensual

Hay que tomar en cuenta que el valor de los peajes no son añadidos en la factura que emite el Cenace ya que ese pago es directamente con las distribuidoras.

## **CAPITULO 3**

### **GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA**

#### **3.1 Situación actual de los grandes consumidores.**

##### **3.1.1 Centro de servicios de Información**

El inicio de las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador se dio a partir del año de 1999, para entonces, el CENACE fue creado por la LRSE, como una corporación civil de derecho privado, sin fines de lucro, con funciones eminentemente técnicas, relacionadas con la Coordinación de la Operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la Administración de las Transacciones Técnicas y Financieras del MEM, estas incluyen el proceso para la determinación de los montos de energía transados, la evaluación y liquidación diaria de las transacciones comerciales en el mercado ocasional y a término, la facturación mensual, la determinación de penalizaciones y cargos por servicios prestados a los diferentes agentes; así como el cobro a los distribuidores, grandes consumidores e importadores y la remuneración a los agentes, exportadores y a la Empresa de transmisión.



Desde la creación del MEM, el número de agentes grandes consumidores, han ido creciendo a medida que los requisitos, para calificar como tal, disminuyen, así en la actualidad se cuenta con 70 empresas calificadas como grandes consumidores, las cuales participan y cumplen en todas las transacciones que se realizan dentro del MEM.

Para que el CENACE pueda cumplir con la administración de las Transacciones técnicas y financieras del MEM, que incluye, facturación mensual, determinación de penalizaciones, cobros y remuneración a los diferentes agentes, debe hacerlo en base a los datos de consumo de energía (Energía activa, reactiva, entrante y saliente) que se encuentran almacenados en los medidores, instalados en la planta de cada gran consumidor. Para acceder a esta información cada medidor, principal y de respaldo, tiene asignada una línea telefónica, ya sea convencional o base celular o puede ser una dirección IP pública (Ethernet), solo basta marcar el número o dirección respectiva desde algún centro de operación con su respectivo programa y conectarse al medidor, para bajar los datos que este tiene almacenado.

Estos datos son la base de todas las liquidaciones que el CENACE realiza a sus agentes, por lo tanto se deben verificar y corroborar que sean los correctos, la única fuente de verificación de estos datos es la página Web del CENACE, en la que diariamente publican las mediciones, liquidaciones y todas las transacciones realizadas en el MEM, es por esto que se ha creado un Centro de Servicios de Información (CESI) encargado de comprobar si la información adquirida y liquidada por el CENACE es la adecuada, además se realizan las validaciones de las facturas, penalizaciones, pagos y cobros de todos los Grandes Consumidores.

El CESI consta de equipos y programas apropiados y debidamente escogidos para realizar esta labor, además del personal altamente capacitado, para la verificación de facturas, y obtención de datos de los medidores de energía de cada planta. Los Grandes Consumidores podrán sentirse seguros de que el detalle de la facturación que reciben mensualmente es la correcta, sobretodo, si alguno de ellos lo desea, se podrá dar una explicación detallada de los diferentes rubros de tal planilla, ya que la información es almacenada en una base de datos, por si existiere algún motivo de reclamo o duda por parte del agente hacia el CENACE. Cada gran consumidor puede hacer uso del CESI, como mejor le convenga, así como también, aportar para el mejoramiento de este, en tal caso, toda la información que se encuentra en el, está en completo uso abierto a quien lo desee, lógicamente siempre y cuando sea agente gran consumidor y acceda tan solo a su información, sin alterar en lo absoluto los datos almacenados y obtenidos del medidor de energía.

Cada gran consumidor puede de hecho si es que lo desea, poner un centro de control en cada planta, para cumplir los mismos objetivos que el CESI, pero el costo, espacio físico, mano de obra, y el tiempo requeridos para esta labor serían un desperdicio y gasto innecesario, si es que existe ya un centro de operación global que cubre las necesidades del agente, en tal caso si fuese necesario se puede invertir en el CESI, para la adquisición de mejores equipos y extensión de sus funciones .

A continuación se detallarán las aplicaciones, componentes, y beneficios de este Centro.

- **Hardware del Centro de Servicios de Información “CESI”**

Para la compra de los equipos, se ha pedido consultoría a una empresa especializada en equipos de computación, se le indicó los objetivos del centro, la necesidad de tener equipos de alta tecnología, confiables, estables y sobre todo de gran capacidad para poder respaldar la información que diariamente se obtiene. Al mismo tiempo deberán ser equipos capaces de expandirse según las necesidades, y operar las 24 horas del día los 365 días del año. Los equipos instalados son los siguientes:

<b>EQUIPO</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
Servidor HP	Pro Liant DL 380 G3/P3060/512KB/1GB Processor Intel Xeon 3.06 GHz standar. Cache Memory 512 – KB Memory 1GB (Standar) to 12 GB (Maximum) running at 266 MHZ Storage Controller Smart Array 5i Plus Controller
Teclado del servidor HP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compaq integrated 1U Keyboard and Drawer</li> </ul>
Disco Duro HP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 36.4 GB Pluggable Ultra 320 SCSI 10,000 rpm Universal</li> </ul>
Switch 3COM	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Office Connect Dual Speed Switch 8 Plus</li> </ul>
Estación de Trabajo HP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Micro Tower Pentium IV</li> <li>• 2.8 GHz, 640 MB Ram, 40 GB HDD</li> <li>• CD Rom, Win XP Profess</li> <li>• Modem interno de 56 Kbps US Robotics</li> <li>• Modem externo de 56 Kbps US Robotics.</li> <li>• Monitor 19"CPQ S9500 TCO NH US</li> </ul>
Firewall Cisco PIX	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pix 515E-R AC Bundle (Chassis, Restricted SW, 2 FE Ports)</li> </ul>
UPS Tripp Lite	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Omni Smart 1400</li> </ul>
Closet Modular de telecomunicaciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Constituido por rack de 84"x20"x25" para montaje de equipos y elementos de 19"</li> <li>• Puertas frontales con visor de vidrio</li> <li>• Tapas laterales Para los extremos del cuerpo</li> <li>• Techo para módulo</li> <li>• Ventiladores extractores</li> <li>• Luz piloto y Microswitch</li> <li>• Soportes estructurales para equipos de 19"</li> <li>• Cerradura con llave puerta frontal</li> </ul>

**TABLA No. 3.1: equipos utilizados en el CESI**

Aparte de este hardware el CESI consta de un programa de antivirus (e-Trust Antivirus V 7) incluye protección antivirus para escritorio, servidor, estación de trabajo y gateway, además de las licencias correspondientes y por supuesto el instalador de la base de datos SQL Server y el Windows Server.

- **Comunicación entre los equipos.**

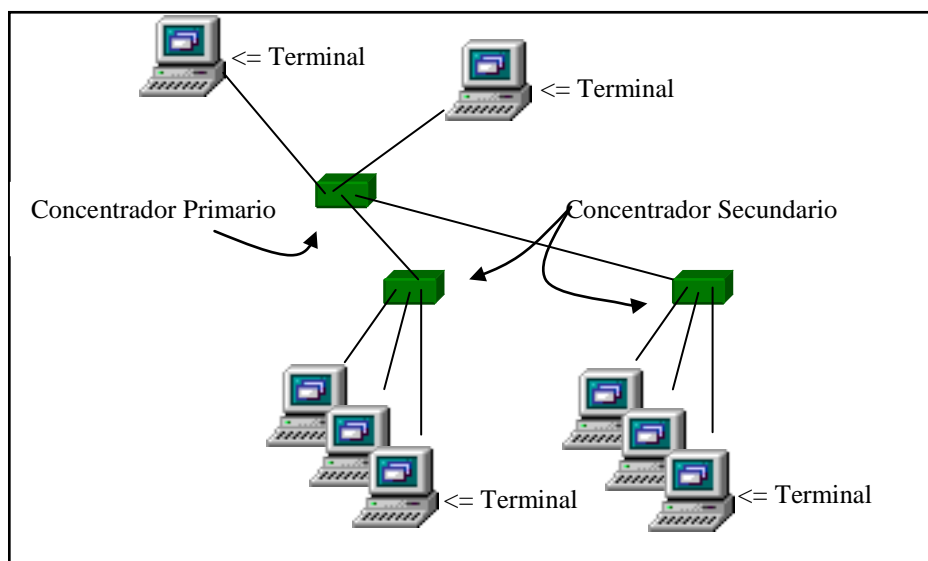
Los equipos de computación, como son, la estación de trabajo, el servidor, y demás computadores, se conectan a través de una red Lan de topología de árbol.

En esta topología lo que se tiene, son diferentes terminales conectadas entre sí, aunque no en forma directa. Para ello utiliza un elemento que organiza el flujo de la información en la red mediante switcheos que conectan a la terminal destino con la terminal origen. A este elemento se le denomina concentrador o switch y su tarea debe ser invisible a las terminales que se comunican.

Algunas de éstas terminales tienen más prioridad que otras y así es posible llevar la información a través de diferentes terminales

La ventaja es que si falla una terminal, la red sigue funcionando, pero si falla un switch dejan de funcionar todas las terminales conectadas a este.

A continuación veremos una figura de topología de árbol.



**FIGUARA NO. 3.1: topología de árbol**

Ahora bien, dos terminales que se comunican pueden tener una arquitectura y un sistema operativo diferente que hace imposible una comunicación directa entre ambas. Debido a esto se han desarrollado diversos protocolos, que consisten en una serie de reglas que indican a una terminal cómo debe llevar a cabo el proceso de comunicación, es decir estandarizan la forma en que dos terminales deben comunicarse y lo hacen utilizando por ejemplo tipo de cable, niveles de voltaje, frecuencia, etc., así como también, representación de datos, compresión y codificación, entre otras cosas.

Los protocolos o normalizaciones son establecidos por organizaciones de reconocimiento mundial, por ejemplo la ISO, IEEE, ANSI, etc.

Además el protocolo funciona bajo el concepto de cliente servidor, lo que significa que alguna computadora pide los servicios de otra computadora; la primera es el cliente y la segunda el servidor.

El modelo utilizado para la comunicación y transferencia de datos, es el de TCP/IP.

Algunas características del modelo TCP/IP:

- Combina las funciones de las capas de aplicación, presentación y sesión en una sola capa aplicativa.
- Combina las funciones de las capas de enlace de datos y física en una sola capa, llamada acceso a la red.
- Parece ser más simple por tener menos capas.
- Los protocolos TCP/IP son los estándares en torno a los cuales se desarrolló el Internet, de modo que la credibilidad del modelo TCP/IP se debe en gran parte a sus protocolos.

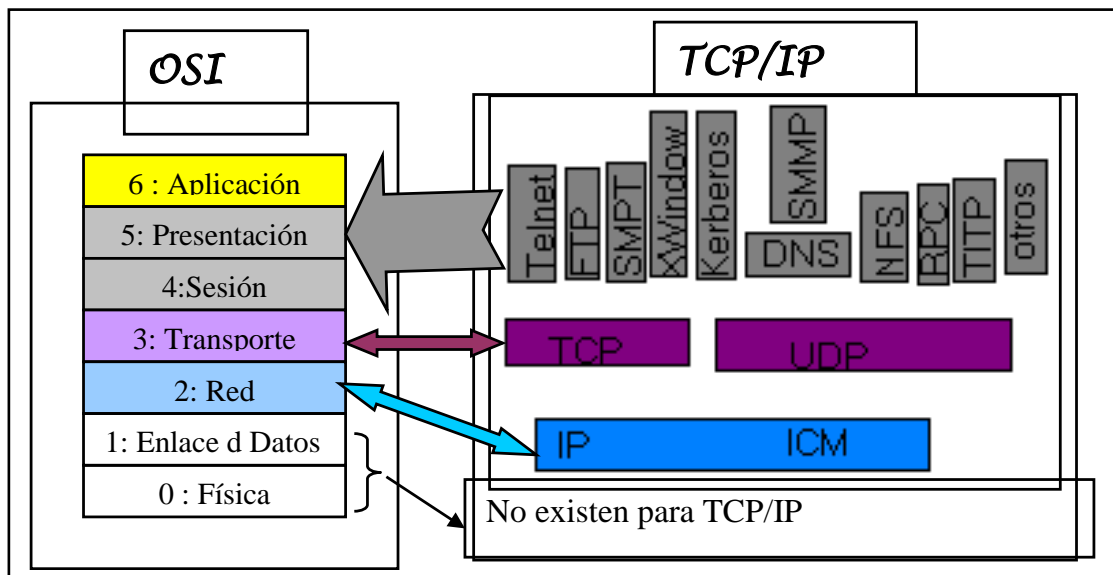


FIGURA No 3.2: modelo OSI y TCP/IP

**Capa de Red de TCP/IP.-** Se encargan de ruteo de información a través de una red de área amplia. Existen dos protocolos en este nivel, uno de ellos conocido como IP (Internet Protocol) que es el protocolo de ruteo más utilizado y trabaja bajo el principio de direcciones enmascaradas; también existe una versión más simplificada de IP llamada ICMP que se encarga de rutear paquetes sin ningún esquema de seguridad pero a mayor velocidad, se utiliza para transmisión de e-mail.

**Capa de Transporte:** La capa de Transporte de TCP/IP ofrece dos protocolos: TCP para redes orientadas a conexiones y UDP para redes no orientadas a conexión, en nuestro caso se utiliza el protocolo TCP.

También es importante hacer notar que en el nivel capa de transporte no existe control de flujo ni verificación de errores para administrar los paquetes que circula por la red. Sin embargo, algunas implementaciones particulares del TCP/IP como la de Windows si contempla esquemas de verificación de errores.

**Capa de Aplicación para TCP/IP:** Los servicios de aplicación de TCP/IP son idénticos a los de OSI pero incorporan características que en el protocolo de OSI corresponden a las capas de presentación y de sesión. Entre ellos se encuentran los siguientes:



1. **Telnet**: servicio de terminal remota para permitir a un usuario remoto acceder a los servicios de un servidor como si tuviera conexión directa.
2. **FTP**: protocolo para transferencia de archivos y servicios de directorio entre terminales remotas.
3. **SMTP**: protocolo para correo electrónico.
4. **Kerberos**: protocolo que ofrece servicios de encriptación y codificación de información y otros esquemas de seguridad para aplicaciones de usuario.
5. **TNS**: este protocolo permite mapear las direcciones lógicas de una terminal a un nombre simbólico más fácilmente identificable pro los usuarios de la red. Ese servicio a su vez es utilizado por otros servicios como el de correo electrónico y FTP.

Todos estos servicios están basados en TCP a nivel capa de transporte y aunque son más simples de usar no son tan seguros, entre ellos están:

- a) **RCP**: éste protocolo se utiliza para que los programas de usuario estén accesibles a otros usuarios en la red ofreciendo a estos últimos una interfaz con el primero.
- b) **TFTP**: idéntico a ftp pero sin verificación de errores.

En lo que se refiere a la comunicación con los medidores, la estación de trabajo tienen dos módems, uno interno y otro externo, el 80% de los medidores se conectan por vía telefónica convencional, un 15% por base celular y un 5% por dirección TCP/IP.

- **Programas del centro de servicios de información “CESI”**

El CESI funciona básicamente con cuatro tipos de programas de los cuales tres son para tener comunicación con los medidores y uno para procesamiento de datos y envío de reportes, los programas son :

1. Programa Ion Enterprise (Power Measurement)
2. Programa Jemread (Ametek)
3. Programa Maxcom (Siemens)
4. Programa Luz (EGRANCONEL)

### **1. Programa Ion Enterprise.-**

Los medidores de la serie ION 8000 ofrecen, medidas completamente bidireccionales y monitorean energía en los cuatro cuadrantes. Los medidores ofrecen todos los parámetros de energía tradicionales activos, reactivos y aparentes.

Pueden configurarse de modo que integren cualquier parámetro de potencia instantánea y ofrezcan mediciones del tipo voltio-hora, amperios-hora, etc. Los registros de energía pueden introducirse automáticamente en un programa planificado, almacena variables como:

- Kwh. (producidos y recibidos)
- kWh, kVARh & kVAh net (producidos y recibidos)
- kWh, kVARh & kVAh total (producidos + recibidos)
- kVARh, kVAh (producidos y recibidos)
- Voltios-hora, Amperios-hora y KQ-hora
- Integración de cualquier medición instantánea

Cálculo de la demanda en cualquier valor instantáneo y registrar al segundo la demanda pico (máxima) y la mínima con relojes fechadores, las mediciones incluyen:

- Demanda kW, kVAR y kVA, min./máx.
- Demanda de amperios y voltios, min./máx.
- Demanda KQ y acumulativa
- Demanda de cualquier medición instantánea

También mediciones instantáneas de:

- Voltaje y Corriente
- Potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAR)
- Potencia aparente (kVA)
- Factor de potencia y frecuencia

- Desequilibrio entre voltaje y corriente
- Inversión de la fase.

Estos medidores son controlados por el software ION ENTERPRISE, de la Power Measurement, sirve entre otras cosas para monitorear los medidores modelos 8500, 8400, 8300, 7600, 7500, 7350, 7330, 7300 y 6200.

Este programa ocupa un espacio de 7.15 MB, se instala en un sistema operativo de Windows 2000 Server y necesita del Microsoft Office (Excel y Outlook) para los reportes.

Ofrece soluciones de control, análisis completos de la calidad y fiabilidad de potencia y puede ayudar a reducir costos relacionados con la energía. Un paquete de aplicaciones poderoso permite obtener, procesar, analizar, guardar y compartir información a través de la red.

Se puede obtener la información a través de enlaces seriales, módems, inalámbricos o Ethernet para administrar un sitio individual o internet para conectar una red global de dispositivos.

Almacena datos históricos y eventos en una base de datos en red que cumple con la ODBC, despliega datos en tiempo real controla automática o manualmente cualquier operación dentro del sistema de energía remotamente, personaliza las gráficas para alarmas, indicadores de status, activadores de control y vistas de las

instalaciones, muestra los revestimientos de ondas de forma, armónicas impares/pares, THD, factor K, factor cresta, diagramas vectoriales y componentes simétricos, se puede configurar alarmas para anunciarlas a través de una variedad de métodos incluyendo una estación de trabajo de un operador, localizador o correo electrónico.

Genera reportes de calidad de potencia, energía y perfiles de carga basados en eventos o programación, etc.

El programa ION Enterprise consta de cuatro componentes o ventanas que son :

- a) Aplicación Vista
  - b) Aplicación Reporte
  - c) Aplicación Management Consola
  - d) Base de Datos SQL
- a) **Aplicación Vista**.- Provee vistas gráficas de información en tiempo real e histórico, analiza datos, reporta el estado del equipo y ofrece capacidades de control, reporta el status de los componentes del sistema de potencia en tiempo real, los valores de potencia y eventos del sistema. La siguiente figura nos muestra la pantalla principal de la consola vista de un medidor.

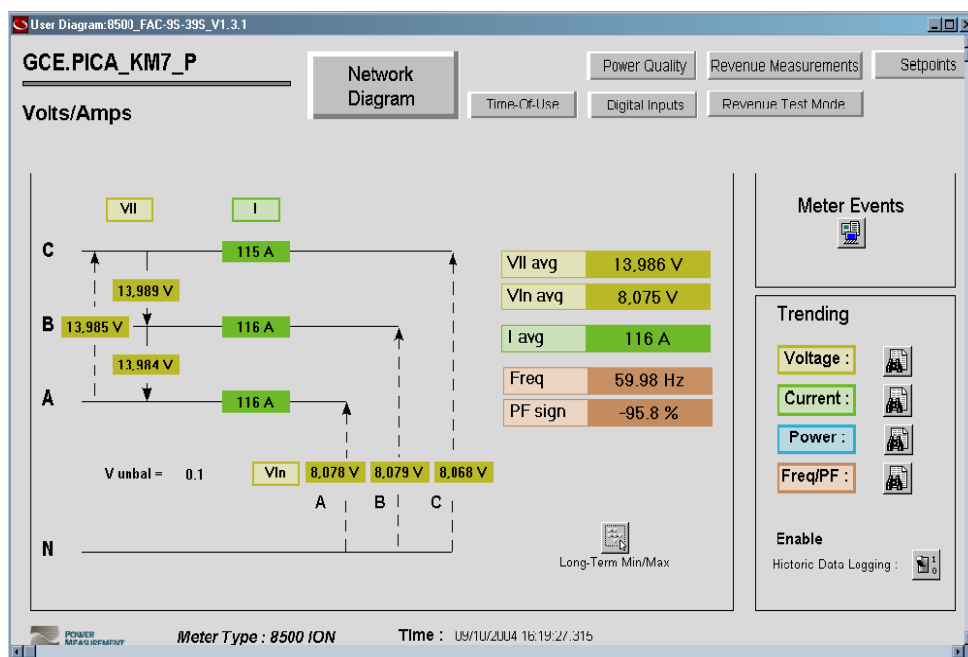


FIGURA No 3.3: vista de un medidor desde la aplicación vista

- b) **Aplicación Reporte.**- Produce perfiles de carga, distribución de costes calidad de energía, y reportes personalizados. Interpreta y analiza automáticamente la información desde la base de datos, los reportes pueden seguir un horario determinado, responder a eventos del sistema o ser manejados manualmente.

Existen varias opciones para imprimir los informes, almacenarlos en una carpeta, distribuirlos por correo electrónico o guardarlos en un formato HTML listo para páginas Web.

Podemos obtener calidad de potencia, perfiles de carga, energía y demanda, etc., son fáciles de configurar.



**FIGURA No 3.4: vista de la aplicación reporte**

- c) **Aplicación Management Console**.- Es una consola donde están configurados, los equipos, el servidor, los módems, las direcciones IP, con sus respectivos equipos de comunicación. Desde aquí se accede a los medidores y se programa la obtención de los datos, se niegan y accedan permisos para realizar diferentes aplicaciones.

Desde esta consola se pueden acceder a diferentes herramientas del sistema como por ejemplo, cambiar la configuración del equipo de medición, instalar módems de equipos remotos, archivar y ver la base de datos, configurar el software, etc.

Name	State	Type	Address	Connection	Enabled	Description
PAPELERA_P	Disconnected	Modem	2729581	Not Connected	YES	FUNCIONA
PICA_KM7	Connected	Modem	2261288	PATRICIA/COM	YES	FUNCIONA
PICA_KM9_P	Disconnected	Modem	2110609	Not Connected	YES	FUNCIONA
ENACA	Disconnected	Modem	2426204	Not Connected	YES	funciona P
PICA_KM11_P	Disconnected	Modem	2101452	Not Connected	YES	FUNCIONA
PRONACA_DURAN_P	Disconnected	Modem	2801742	Not Connected	YES	funciona
PRONACA_STO_DOMINGO	Disconnected	Modem	022773294	Not Connected	YES	funciona P
PRONACA_BUCAY	Disconnected	Modem	2727453	Not Connected	YES	funciona P
LAFABRILGYE_P	Disconnected	Modem	2493061	Not Connected	YES	FUNCIONA
SAN_CARLOS	Disconnected	Modem	2729546	Not Connected	YES	funciona P
PROMARISCO_P	Disconnected	Modem	2806811	Not Connected	YES	FUNCIONA
PINTEX_PLANTAB	Disconnected	Modem	022592865	Not Connected	YES	funciona R
PINTEX_PLANTA_A	Disconnected	Modem	022448339	Not Connected	YES	funciona R
EBCGYE	Disconnected	Modem	2232890	Not Connected	YES	funciona P
SOLUBLES_INSTANTANEO	Disconnected	Modem	2200781	Not Connected	YES	funciona R
FADESA	Disconnected	Modem	2495598	Not Connected	YES	funciona R
ECUACERAMICA	Disconnected	Modem	032967799	Not Connected	YES	funciona P
PROQUIMSA	Disconnected	Modem	2896708	Not Connected	YES	funciona R
ITALPISOS	Disconnected	Modem	072377072	Not Connected	YES	funciona R
MOLINERA	Disconnected	Modem	2441552	Not Connected	YES	FUNCIONA
CERVECERIA	Disconnected	Modem	2891770	Not Connected	YES	funciona R
ECUDOS	Disconnected	Modem	072423403	Not Connected	YES	

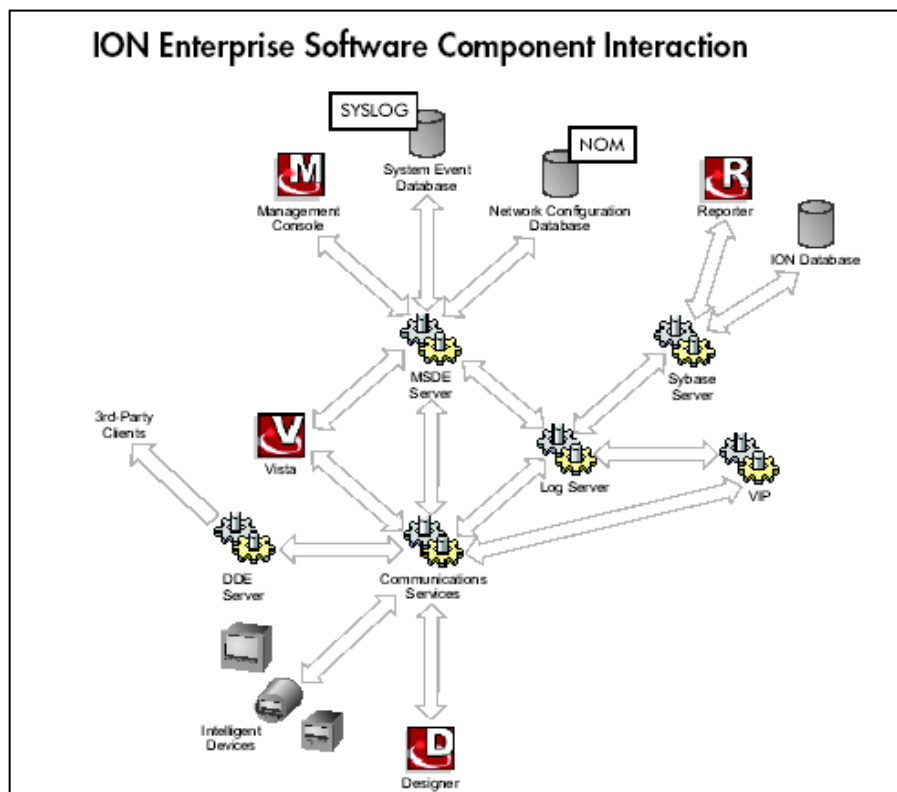
FIGURA No 3.5: vista de la aplicación Management Console

- d) **Base de Datos SQL.**- Se instala automáticamente en la estación de trabajo con el software Enterprise, la configuración de la red de esta base de datos registra la información de todo el sistema (topología, conexiones de red, computadoras, eventos, y toda la configuración de los equipos) y la almacena para ser analizada.

El siguiente diagrama nos muestra cómo los componentes del ION Enterprise operan en una red. En el centro del diagrama están los equipos de comunicación que se comunican con todos los componentes de la red tanto el software (consola, vista etc..) como el hardware (medidores).

Estos componentes envían y reciben información del servidor de la base de datos.





**FIGURA No 3.6: red del ION enterprise**

En este diagrama también se observa como el servidor usa los equipos de comunicación para conectarse a un medidor para bajar la información. Después de que los equipos se han conectado al medidor baja los datos y los envía a la base de datos para poder verlos en Vista y generar los reportes respectivos.

## **2. Programa Jeamread.-**

Es usado con los medidores eléctricos, polifásicos Jemstar, Jem10, Jem2, y Jem1, la función principal del programa es establecer la comunicación con el medidor y bajar los datos de este a una computadora principal, para futuros análisis. Este procedimiento se lo puede realizar manualmente o dejando programado automáticamente la bajada de información en intervalos regulados. Este programa

es muy sencillo y cada operación es de fácil acceso desplegando la ventana menú, utilizando los comando apropiados.

Jemread tiene algunas funciones que el usuario puede usar como organizar los datos y configurar los equipos de medición. Jemread tiene la flexibilidad de procesar los datos por grupos de medidores o un medidor a la vez.

Este programa no tiene la capacidad de cambiar nada de los parámetros de la configuración del medidor.

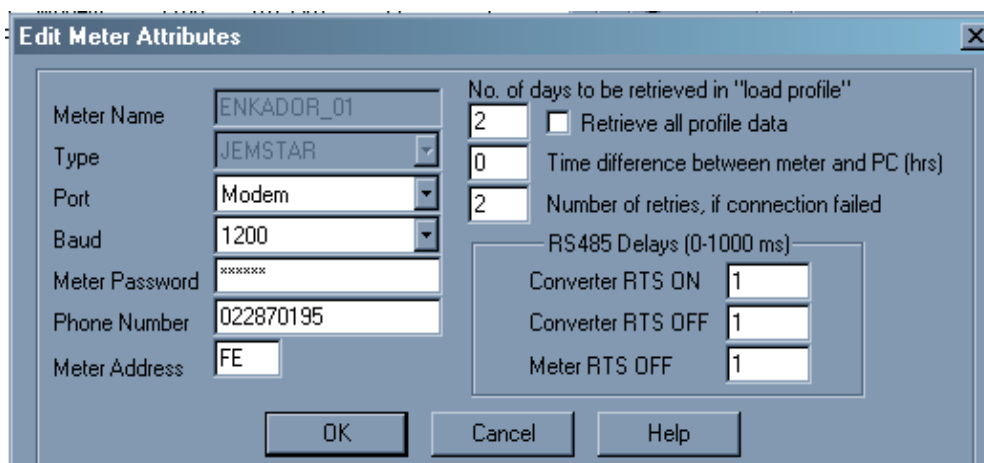
Jemread puede comunicarse con el medidor usando un direct serial (RS-232 o RS-485), puerto óptico o un módem.

Cada medidor deberá tener una única dirección para identificarlo en la red.

La comunicación puede ser manual, se deberá probar que todos los parámetros de la comunicación están correctos y que la comunicación es apropiada, se pueden configurar desde el puerto COM1 hasta el COM4, la velocidad es ajustable hasta 38400 bps.

El Jemread tiene un solo archivo par cada medidor, los archivos incluyen todos los parámetros necesarios para tener una conexión con el medidor, los siguientes datos están guardados en el archivo del quipo.

- Clave del medidor
- Puerto COM
- Velocidad
- Tipo de medidor
- Número telefónico
- Dirección del hardware



**FIGURA No 3.7: ventana de configuración del medidor**

Este programa tiene un historial de datos de:

- Perfil de carga para cada intervalo y cada canal
- Registro de datos.
- Status del medidor

El tiempo, día, valor numérico y unidades de ingeniería son grabadas para cada punto de dato. La longitud del archivo de historial puede ser ajustado desde un

día como mínimo o más, el límite es determinado solo por la capacidad del disco en la PC del usuario.

Los datos del medidor grabados en el archivo de historial pueden ser exportados con la opción “Export”, este archivo viene en un formato de separador de comas (CVS) el cual puede ser abierto en Excel. El archivo de historial puede ser actualizado automáticamente siempre y cuando los datos del medidor hayan sido leídos, este archivo puede ser borrado por un comando de usuario, un mensaje de cuidado aparecerá en la pantalla para prevenir el funcionamiento accidental de esta función. El programa automáticamente borra el archivo de historial si el intervalo del perfil de carga cambia.










Cada medidor puede tener diferentes intervalos, el programa sincronizará cada configuración del perfil de carga de cada medidor, cada vez que un comando de lectura o perfil de carga es ejecutado.

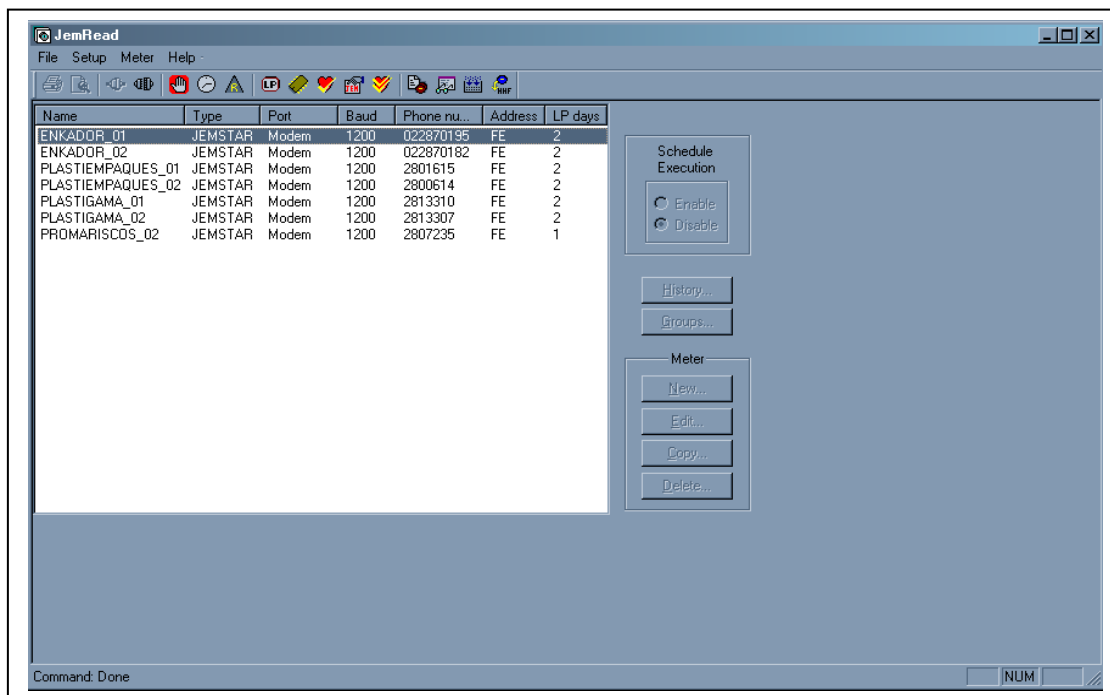
Para seleccionar grupos en el menú principal, el usuario activa la opción “Groups Wizard” el cual configura los medidores y automáticamente los lee si es que están programados, no existen límites del número de medidores que se pueden definir en los grupos de lectura de datos. El usuario tiene la opción de añadir fácilmente una programación que puede ser:

- Una por día
- Una vez por semana

- Una vez por mes
- Dos veces por mes

La opción de “Groups Wizard” permite al usuario programar algunos cambios para todos los medidores del grupo a la vez. El usuario define el día, y las veces al día que se ejecutará la lectura de los datos, durante la lectura algunos de los siguientes comandos pueden ser seleccionados por el usuario.

- Health Check 
- Freeze 
- Read Registers 
- Load Profile 
- Set Time 
- Meter Status 
- Site Monitor Alarm 
- Event Log Export 
- Register 



**FIGURA No 3.8: ventana principal del software Jemread**

La programación no funcionará si el programa está apagado, la lectura manual es parecida a la lectura programada, tienen los mismos comandos. Para ejecutar la lectura manual, se deberá seleccionar el medidor y luego escoger del menú principal cualquiera de los comandos, los datos de una lectura manual están integrados dentro del archivo de historial del medidor.

### **3. Programa Maxcom.-**

El contador de energía de estado sólido MAXsys 2510 es un medidor electrónico, programable y multifunción para aplicaciones donde se requiere una medición clase 20 (corriente nominal 5 A, corriente máxima 20 A) polifásica con capacidad bidireccional.

El medidor realiza lecturas directas de vatioshoras, varhoras, voltioshoras y amperioshoras por fase, para luego calcular los valores trifásicos de vatioshoras y varhoras (+/-kWh y +/-kvarh) y kVAh, kVA, factor de potencia, THD's de voltaje, corriente y energía y demás unidades eléctricas.

Por ser equipos programables, los contadores de energía MAXsys 2510 se proveen con paquetes de software basados en DOS y Windows . Dichos paquetes proveen la debida programación, comunicación y recolección de datos

Los medidores pueden ser vistos como partes de un sistema integral de medición de energía, el mismo que consiste de:

- Los medidores ubicados en el punto de medición
- Los paquetes de software que permiten la programación, recolección de datos, análisis ejecutados desde un PC fijo o portátil. El software puede soportar varios medidores ubicados en diversos puntos y lugares.

Los programas que conforman el paquete son los siguientes:

- MAXsys™ MAPPER, para la elaboración de las tablas de programación
- MAXcom, para comunicación y recolección de tablas de datos

En el primero se desarrolla el programa en sí, de esta forma se establecen los parámetros que permiten que el medidor registre la energía en el tiempo y condiciones requeridas por la empresa de servicio eléctrico.

Por otra parte, el software MAXcom es por medio del cual establece la comunicación con el medidor tiene un tamaño de 3.71Mb. En dicho estado, se puede descargar al MAXsys 2510 el programa desarrollado en MAPPER ó descargar desde el medidor a la PC los datos registrados de la energía consumida.

El MAXcom tiene dos modos de operación, uno es el Modo de Programación (Program Mode) y otro es el Modo de Recolección de Datos (Data Collection Mode).

Debido a que bajo condiciones normales el medidor es programado una sola vez, el modo de operación más utilizado es el de recolección de datos.

La ventana principal de MAXcom está dividida en tres bloques principales, como se muestra en la figura.

La parte izquierda resaltada en gris muestra la información pertinente a los parámetros de comunicación (por ejemplo: nombre del medidor, código de identificación, puerto de comunicación, entre otros).



En la parte central se puede visualizar todos los datos que fueron descargados desde el MAXsys al PC a manera de tablas. Los datos relacionados con la energía eléctrica registrada se ubican bajo la lengüeta “Profile”.

El tercer bloque muestra el estado actual de la comunicación (por ejemplo: cuando se marca el número telefónico, se espera la respuesta del medidor, si no hay tono de marcado, comandos de inicio y fin, recolección de tablas, etc.)

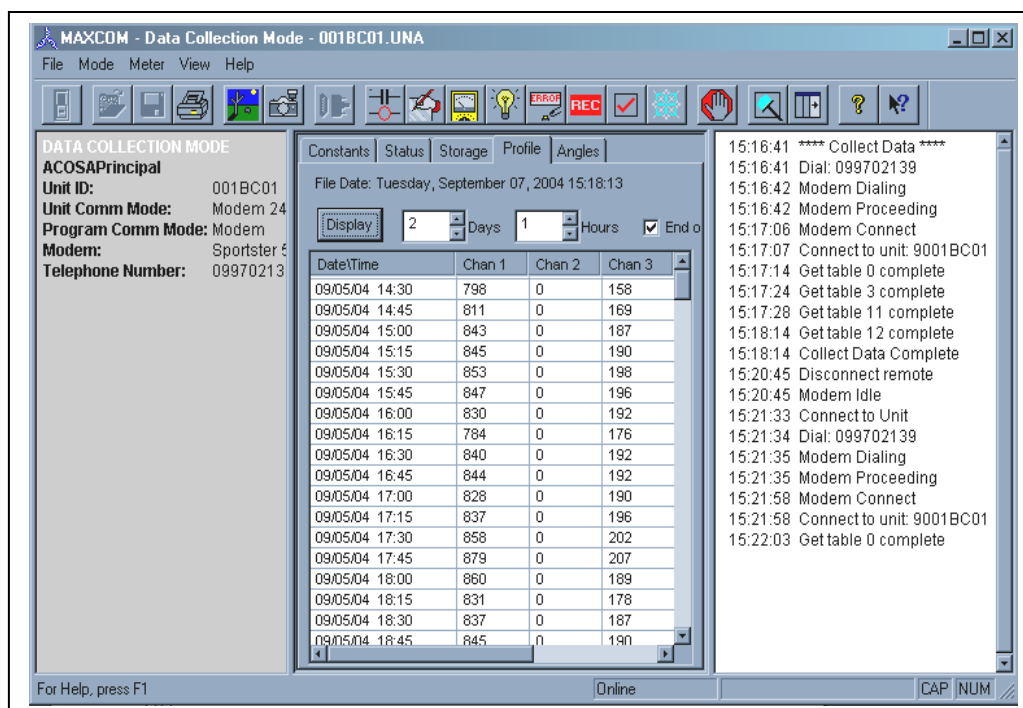


FIGURA No 3.9: vista de los datos obtenidos por el maxcom

#### 4. Programa Luz.-

Este programa está elaborado en Visual Basic, tiene un tamaño de 280 MB, funciona en un sistema operativo Windows 2000, está diseñado exclusivamente para

procesar y elaborar informes de perfil de carga para medidores marca Ion, Jemstar, Maxys, está comunicado directamente con la base de datos del servidor principal.

Las aplicaciones son las siguientes:

1. Almacena los datos obtenidos de los medidores, en la base de datos,
  2. Genera planillas de consumo
  3. Genera gráfico de perfil de carga
  4. Envía las planillas a cada dirección de correo electrónico establecida.
  5. Permite consultar datos ya almacenados.
- 
1. **Almacenamiento de datos**.- Una vez que se han obtenido los datos de consumo cada cuarto de hora, del medidor principal, se los deposita en la carpeta respectiva (dependiendo de la marca del medidor, debido a que tienen diferente formato) y se activa la orden de “importar”, el software los va almacenando uno por uno, si existe error en alguno de los datos o archivos el programa se detendrá y cerrará, mostrará un mensaje “error de ejecución”, si no existiera ningún problema, estos datos habrán sido almacenados directamente a la base de datos.

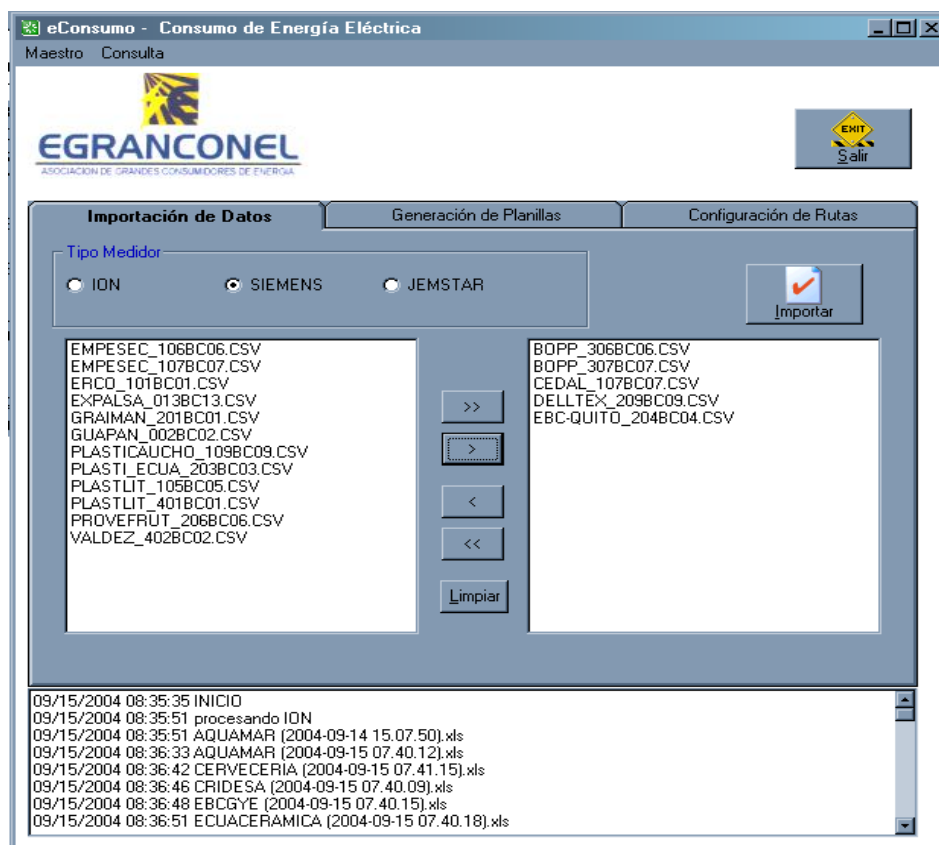


FIGURA No 3.10: envío de datos a la base de datos

2. **Generación de Planillas.**- Da la facilidad de emitir reportes de consumos (Kwh., kVARh, FP, demanda máxima, etc.), de cualquier empresa del día y mes que necesitemos, siempre y cuando los datos estén almacenados. Se pueden emitir reportes de empresas consolidadas, es decir si una empresa tiene dos plantas, y se desea saber el consumo total de ambas, el programa también genera este tipo de reportes unificados. Muestra un acumulado desde el primero del mes hasta la fecha que se desea, esto es muy eficiente para aquellas empresas que compran energía por contrato, con esto pueden tener un estimado de cuánta energía necesitan comprar.

Las horas están divididas por medio de colores en horas de demanda media, base y punta, según si es fin de semana, feriado o días laborables, así

sabremos si estamos dentro del límite establecido para desvío de reactivos, factor de potencia capacitivo o inductivo.

3. **Generación de gráfico de perfil de carga.**- Dentro del formato de las planillas está incluido lo que es la curva del perfil de carga, podremos darnos cuenta de que tan estable es el consumo diario, si existen picos o no y a qué hora.

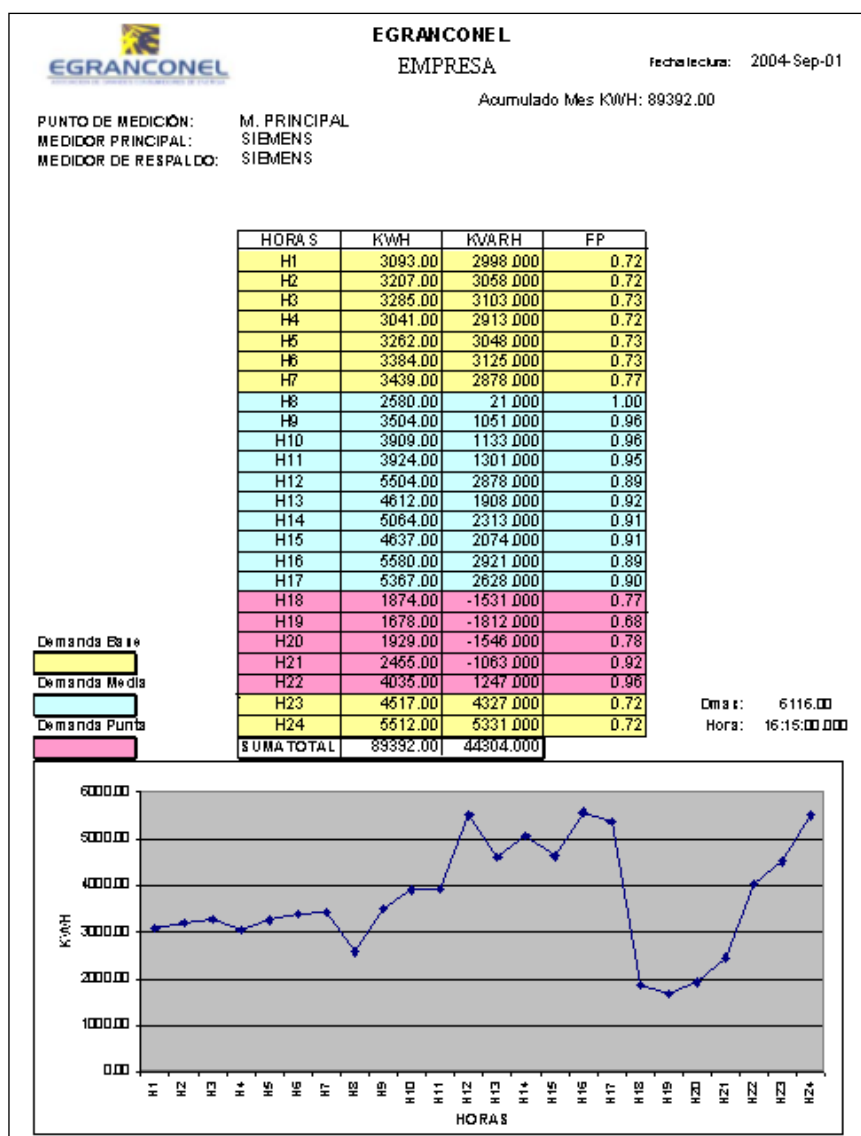


FIGURA No. 3.11: reporte enviado diariamente

4. **Envío de planillas.**-El programa envía la información automáticamente si la opción es activada, este archivo llegará al correo electrónico establecido en la base de datos, pueden ser tantos correos electrónicos como lo desee el gerente de la empresa, también se puede enviar con copia a otra persona, si esta opción no es activada, el correo no llegará a nadie, tan solo se generará y guardará en la base de datos.

Para que esta opción funcione, el servidor de correos desde donde se envía la información, debe estar activo y sin ningún tipo de problemas.

El tiempo en que llega la información depende del proveedor de internet y del ancho de banda.

Si existiese algún problema con la recepción del correo, el mensaje de “falla de correo enviado” aparecerá en la bandeja de entrada de la persona que está enviando el correo.

5. **Consulta de datos.**- Se pueden hacer dos tipos de consulta, que son:
  - a) Consulta de correos grabados en la base de datos, aquí se modifican o se añaden nuevos correos electrónicos a los cuales se quiere enviar la información.

- b) Consulta de datos obtenidos del medidor, con esta opción verificamos los datos que hemos bajado del medidor, y muestra también una gráfica de estos datos cada cuarto de hora y separados por días.

Estas aplicaciones pueden ser modificadas o mejoradas en Visual Basic, podemos verificar el correcto funcionamiento ejecutando el programa desde este lenguaje de programación.

El software está grabado en la estación de trabajo por lo tanto el usuario deberá tener el servicio de Internet y correo electrónico en esta computadora, no deberá fallar la comunicación con el servidor ya que no se tendría acceso a la base de datos .

## **5. Base de datos**

Para poder correr el programa, todos los datos deben estar almacenados en una base de datos llamada MSSQL Server, la misma que está instalada en el servidor. Nos permite tener grabada y respaldada toda la información que se obtiene de los medidores y que se procesa, también los correos electrónicos, y el programa LUZ, es decir mientras el servidor está apagado, el programa no podrá ser ejecutado, aunque esté instalado en la estación de trabajo, debido a que pierde comunicación con la base de datos.

Una vez que hemos puesto la medición en la base de datos, esta reconocerá cualquier modificación que se hagan a estos datos, es decir si se ingresan dos o más

veces el mismo archivo o datos, la base tomará en cuenta sólo la última información grabada.

Por medio de la base de datos también se puede verificar toda la información que en ella existe (datos, correos, etc.), hacer modificaciones, y mejoras.

El programa ION Enterprise también utiliza la base de datos MSSQL pero instalada en la estación de trabajo por lo que es completamente independiente a la instalada en el servidor principal y/o a este. Sirve para almacenar los datos del programa ION Enterprise para luego, poder ejecutar reportes y enviarlos a la base de datos del servidor.

La MSSQL Server puede ser instalada en la estación de trabajo, ya que sus requerimientos son los básicos como tener Windows 2000 y Microsoft Office, pero se recomienda que esté grabada en el servidor ya que el tamaño de datos que almacena es muy grande y sobre todo que crece día a día.

- **Mantenimiento del “CESP”**

**Hardware.-** Los equipos que se adquirieron para el centro de cómputo, tienen diferentes garantías por daño de fábrica, también se ha pactado un contrato de mantenimiento con la empresa vendedora de los equipos, para que, cada cierto tiempo, les den un mantenimiento preventivo, ya sea de cambiarles algunas piezas por otras nuevas o simplemente limpiar los equipos.

Y un mantenimiento correctivo, en caso de que suceda algún accidente, como incendios, cortos circuitos, etc., repondrán todo el equipo dañado.

Cuando ocurra algún robo todos los equipos están asegurados, por el 90% de su valor total.

Las garantías son las siguientes:

<b>EQUIPO</b>	<b>GARANTIA</b>
Servidor HP	3 años
Teclado del servidor HP	3 años
Disco Duro HP	3 años
Switch 3COM	1 año
Estación de Trabajo HP	1 año
Firewall Cisco PIX	3 meses
UPS Tripp Lite	3 años
Modular closet de telecomunicaciones	3 años
Equipos faltantes	3 años

**TABLA No. 3.2: garantía de equipos del CESI**

**Software.-** Dentro del contrato preventivo y correctivo, también incluye protección de todos los programas instalados en el servidor y estación de trabajo.



A veces el firewall utilizado no es suficiente para la protección de la máquina, contra virus, ya que el trabajo de envío de información se maneja por medio de el correo electrónico, sobretodo también se receptan e-mails a través del mismo servidor de correos, que es la fuente básica para que un virus entre, puede pasar que uno de ellos formatee o cause cualquier otro daño a la máquina o como puede ser también, por mal manejo del equipo, el contrato de mantenimiento incluye reposición del sistema operativo y toda la información que se encontraba en la máquina.

También las máquinas están protegidas con un software antivirus que automáticamente se actualiza a diario. Pero nunca es demasiada protección.

### **3.1.2 Servicios que se presta actualmente a los grandes consumidores**

Diariamente, el CENACE emite planillas de liquidación para todos los agentes del MEM, las cuales están detalladas y pueden ser vistas en la página Web del CENACE, de esta manera se puede llevar un control, y verificación de todos los datos obtenidos y de todas las transacciones realizadas en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) ya facturadas por la Corporación. Debido a estas facilidades de obtención de las transacciones y liquidaciones del MEM, sumado a la ayuda que da el centro de servicios de información, es posible tener una oportunidad para controlar los costos de ciertos rubros de estas liquidaciones, por parte de los grandes consumidores.

La mayoría de los Grandes Consumidores, no están todavía al tanto, de las formulaciones que tiene el CENACE para liquidar sus consumos, entre otras cosas, es por esto que es necesario, tener claro cuáles podrían ser los rubros que tendrían la posibilidad de disminuir la planilla de los Grandes Consumidores, y de que manera se lo podría hacer, sin necesidad de alterar el consumo de la industria.

La molestia para algunos, es que esta información detallada de las transacciones comerciales, tiene que ser buscada y obtenida, de la página Web del CENACE, por lo que, la mayoría de los Grandes Consumidores, no lo hacen ya que es algo tedioso y quita tiempo, así que, el Centro de Servicios de Información, no sólo se encarga de descargar datos de los medidores, si no que también, con los informes que se envían diariamente por medio de correos electrónicos, ayuda al técnico o persona encargada, a tener un medio de alerta si es que estuviera sucediendo algo extraño o poco común en el consumo de la energía, y sobre todo de una forma clara y comprensible, evitando el trabajo de buscar la información, y de descifrarla.

El Centro de Servicio de Información tiene algunas aplicaciones o servicios, entre ellos están:

- 1) Obtiene comunicación con los medidores
- 2) Almacena los datos obtenidos de los medidores, en la base de datos
- 3) Genera reportes de consumo
- 4) Genera gráfico de perfil de carga
- 5) Envía los reportes a cada dirección de correo electrónico establecida

6) Permite consultar datos ya almacenados.

7) Asesoramiento técnico.

1. **Comunicación con los medidores:** Para poder almacenar datos y obtenerlos es necesario comunicarnos por vía telefónica o base celular o dirección IP a través del modem al medidor de la planta, cada medidor dependiendo de la marca poseen un software, el cual no todos los grandes consumidores lo tienen, como es lógico pensar hay programas que son más caros que otros, en tal caso el Cesi posee todos estos programas gracias al apoyo que se tiene de todos los proveedores de este tipo de equipos.

2. **Almacenamiento de datos:** Una vez que se ha logrado la comunicación con los medidores y se procede a bajar la información, estos datos se los almacena en una base de datos para que queden respaldados por cualquier avería de los medidores o del sistema del Cenace.

3. **Generación de reportes:** El CESI tiene la aplicación de procesar la información con su programa luz y genera reportes donde especifica el consumo en Kwh. del día y el acumulado del mes hasta ese día, también la suma de las horas de demanda media, base y punta, estas se diferencian por colores.

4. **Gráfico de perfil de carga:** Con los datos de consumo obtenidos, también se emite un gráfico de perfil de carga diario, donde se puede observar el comportamiento de consumo de la planta hora a hora, ubicar el punto de demanda máxima, o si tuvieron

algún tipo de variación o problema en el consumo o en la recepción de la energía, se verifica la hora en que se dio este problema.

5. **Envío de reportes:** El CESI envía diariamente los reportes antes mencionados, a los diferentes responsables de las plantas con el afán de que los revisen y los evalúen a su mejor conveniencia, si existiere algún problema con algo, fácilmente pueden comunicarse con el CESI y pedir información del reporte y ayuda si fuese necesario.
6. **Consulta de datos:** La mayoría de los Grandes Consumidores, verifican el detalle de su planilla, algún tiempo después de haberla recibido, pero para esto es necesario tener almacenados los datos de consumo a veces de algunos meses anteriores, para poder comparar con los meses actuales, aquí es cuando la base de datos del CESI se pone en funcionamiento, garantizando el respaldo de toda la información adquirida de los medidores de energía de cada planta, y dependiendo de la marca del medidor, también la calidad de la energía, en muchas ocasiones para hacer algún tipo de reclamo a la empresa encargada del suministro de energía.
7. **Asesoramiento técnico:** Si por algún motivo se necesita el asesoramiento técnico del CESI, en despejar dudas sobre las penalizaciones, tarifa de la energía, pago de rubros excesivos, impuestos sobre la planilla de energía, ajuste de factor de potencia, mejoramiento de la calidad de la energía, entre otros, el Cesi cuenta con el personal adecuado y capacitado para despejar estas dudas.

### 3.1.3 Características de los grandes consumidores

En este capítulo trataremos sobre el comportamiento de los grandes consumidores, se verán diversas características entre ellos, como por ejemplo, la función que desempeñan, la ubicación, tipos de contratos con generadoras, subestaciones eléctricas ( DP, Sub, L/T), capacidad de energía consumida, etc.. Estas variables independientes, afectan el pago a rubros como por ejemplo, por reactivos, potencia remunerable, tarifa fija de transmisión, cargo variable de transmisión entre otras.

Estas características influirán en el comportamiento y precio de la energía de cada uno de ellos, algunos para bien, otros para mal. Este análisis está enfocado solo a los grandes consumidores que participaron hasta el mes de Octubre/04, ya que en la actualidad se han incorporado al MEM, algunos más.

- **Según su función:**

Según la función que desempeña cada una de ellas, afecta el factor de carga (fc) y el pago por reactivos, dependiendo el proceso que realicen.

Están divididas en 17 grandes grupos que son:

1. Fábricas de elaboración de madera.

2. Fábricas de procesamiento de pescado y camarón
3. Fábricas de elaboración de aluminio y acero
4. Fábricas de elaboración de azúcar.
5. Fábricas de elaboración de plásticos y caucho
6. Fábrica de elaboración de cartones
7. Fábricas de elaboración de cemento
8. Fábrica de elaboración de aceites y jabones
9. Fábrica de elaboración de textiles.
10. Fábrica de procesamiento de colas y cerveza
11. Fábrica de elaboración de cerámicas
12. Fábrica de elaboración de café
13. Fábrica de elaboración de papel
14. Fábrica de elaboración de productos químicos.
15. Fábrica de elaboración de balanceados.
16. Hoteles.
17. Otras.

1. **Fábricas de elaboración de madera.-** En este grupo se tienen dos fábricas, Novopán y Acosa, con la diferencia de que Novopán entró al MEM como gran consumidor desde el mes de agosto/04 cuando Acosa ya era gran consumidor.

Las dos se dedican a la elaboración de madera por lo que deberían tener un fc (factor de carga) parecido, debido a que el proceso al que se dedican es el mismo, sin embargo Acosa tal vez por haber estado participando más tiempo en

el MEM a podido corregir su factor de carga a 0.8 mientras que el factor de carga promedio de Novopán es de 0.65, el hecho de que tenga un mejor factor de carga implica que la energía ha sido eficientemente consumida es decir aprovechada.

En cuanto a reactivos Acosa, aún siendo mayor su producción, tiene menor pago por reactivos, que Novopán, lo cual también se puede deber al mayor tiempo de participación en el MEM y al personal capacitado, encargado de colocar equipos necesarios para eliminar reactivos.

- 2. Fábrica de procesamiento de pescado y camarón.-** A este grupo pertenecen cinco empresas; Expalsa, Aquamar, Empesec, Nirsa y Promariscos. Todas estaban dentro del MEM excepto Aquamar que ingresó en el mes de mayo.

Aquamar, Empesec y Nirsa tiene un factor de carga promedio de 0.56, Expalsa tiene un factor de carga de 0.67 y el mejor fc entre todos es el de Promariscos que es de 0.77.

Aquamar y Empesec son las que menos pagan en reactivos que es un 0.42% del pago total de la energía, mientras que Nirsa, Promariscos y Expalsa pagan una gran cantidad de dinero por reactivos, alrededor de unos 2.5% del pago total por energía.

3. **Fábricas de elaboración de aluminio y acero.-** Pertenecen a este grupo; Adelca, Cedal, Fisa, todas han estado participando en el MEM.

Adelca tiene un factor de carga muy bajo, no tiene un consumo eficiente de la energía, Cedal y Fisa, tienen un promedio de 0.61 en factor de carga.

En reactivos, todas pagan, pero Cedal y Fisa son las que pagan menor porcentaje por reactivos, que es de 0.55% del pago total de la energía pero Adelca paga mucho más, es aproximadamente alrededor del 1.60% del valor total de la energía.

4. **Fábricas de elaboración de azúcar.-** A este grupo pertenecen las empresas de : Azucarera Valdez, Ingenio Ecudos, Ingenio San Carlos, de los cuales Valdez y Ecudos, entraron a participar desde septiembre.

El factor de carga de estas empresas azucareras es muy bajo, ya que existen temporadas de zafra en donde cosechan la caña de azúcar por lo que no tienen un mayor consumo de energía como el resto de meses en los que procesan la caña, también estas tres empresas tienen autogeneración pero aún así necesitan comprar en el MEM para poder completar su consumo de energía. El factor de carga de Ecudos es el más bajo de todos, provocado tal vez por el mal manejo o funcionamiento de la autogeneración..



Los reactivos son aproximadamente iguales entre Azucarera Valdez y San Carlos, el pago está entre el 1.5% y el 2% del valor total de energía, mientras que Ecudos, paga el 10% del valor total de la energía solo en reactivos.

5. **Fábricas de elaboración de plástico y caucho.-** A este grupo pertenecen: Bopp, Pica, Plastlit, Plasticaucho, Plásticos Ecuatorianos, Plastigama, Plastiempques y Erco de los cuales Bopp y Plaslit entraron en el mes de Agosto en el MEM.

Tienen un factor de carga bastante parecido, el más bajo es el de Plasticaucho que tiene un promedio de 0.59 y el mejor de todos es el de Bopp que está alrededor de 0.85, los demás oscilan entre 0.62 y 0.75, que no se considera tan bajo.

En cuanto a reactivos, Plastlit, Pica y Erco son los que, de este grupo, tienen más bajo porcentaje de pago por reactivos que está entre el 0.50% y el 0.80%, pero Plasticaucho, Plásticos Ecuatorianos, Plastiempques y Plastigama, tienen muy altos porcentajes de pago por reactivos, un promedio del 3.5% del valor total pagado por energía

6. **Fábricas de elaboración de cartones.-** En este grupo tenemos a tres empresas que son; Cartonera, Cartopel e Incasa, en donde las tres han participado en el MEM todo el año 2004.

Cartonera e Incasa tienen un factor de carga promedio de 0.67, que es bajo comparado a 0.80 que tiene Cartopel, esto se debe muchas veces al mal manejo de la energía y de las máquinas que operan.

Cartonera tiene muy altos reactivos que son del 3.5% del pago por energía, le sigue Incasa que paga el 2%, en cambio Cartopel tiene un porcentaje del 0.5% en pago por reactivos.

7. **Fábrica de elaboración de cemento.-** A este grupo pertenecen las siguientes empresas: Cementos Chimborazo, Guapán, Rocacem Latacunga, las tres empresas han participado en el MEM durante todo el año 2004.

El factor de carga de las tres es el mismo, un valor bajo, aproximadamente de 0.65, y los reactivos son altos, y también tienen coincidencia, el menor de todos es el de Industrias Guapán que es del 0.52%, le sigue Rocacem Latacunga que tiene un pago del 0.8% del valor total de la energía y por último Cementos Chimborazo, que es del 0.96%.

8. **Fábrica de elaboración de aceites y jabones.-** A este grupo pertenecen 5 empresas que son; Danec, La Fabril Manta, Jabonería y La Fabril Guayaquil. Todas han pertenecido al MEM excepto Danec que ingresó en agosto.

Tienen un factor de carga bastante parecido, los factores de carga bajos son Danec y Jabonería que tienen un valor de 0.63 en cambio La Fabril de Manta y La Fabril de Guayaquil tienen más alto el factor de carga que es de 0.72.

En reactivos Danec, La Fabril Manta y Jabonería son quienes tienen menores porcentajes de pago por reactivos que están alrededor del 0.50% del valor de la energía, pero La Fabril Gye tiene un porcentaje del 1.23% del pago total de energía.

9. **Fábrica de elaboración de textiles.-** A este grupo pertenecen las siguientes empresas; Delltex Quito, Enkador, Pintex, Textiles Río Blanco , de los cuales Delltex Quito ingresó en agosto, Pintex recién en Octubre y Enkador y Textiles Río blanco ya pertenecían al MEM.

Delltex y Pintex que son las más recientes tienen un factor de carga bajo de aproximadamente 0.56, mientras que Enkador y Textiles río Blanco tienen un factor de carga muy bueno que es de 0.84.

En reactivos las cuatro tienen un porcentaje de pago parecido, que va desde el 1.5% hasta el 1.9% del pago total de la energía consumida.

**10. Fábrica de procesamiento de colas y cervezas.-** A este grupo pertenecen; Cervecería, Ebc Gye y Ebc Uio, donde Ebc Gye y Ebc Uio, ingresaron desde agosto del 2004 pero Cervecería ingreso en el MEM, en mayo del 2004

El factor de carga es bastante parecido, oscila entre 0.65 y 0.70, en cuanto a reactivos, Ebc Uio es el que tiene más bajo su porcentaje en pago por reactivos, que es de 0.95% le sigue Ebc Gye que tiene un porcentaje de 2.25% y por último Cervecería, que paga 3.77% del valor total de la energía.

**11. Fábrica de elaboración de Cerámicas.-** A este grupo pertenecen; Ecuacerámica, Graiman e Italpisos, estas empresas han participado en el MEM durante todo el año 2004, excepto Italpisos que entró en Marzo de ese mismo año.

Italpisos es la empresa que tiene más bajo el factor de carga, que es de 0.59, le sigue Ecuacerámica que es de 0.63 y Graiman, que es de 0.80.

El porcentaje que pagan por reactivos es alto para las tres empresas, el valor oscila entre el 2.35% y el 4% del valor total de la energía.

**12. Fábrica de elaboración de café.-** A este grupo pertenecen solo dos empresas que son; El Café y Sica (Solubles instantáneos), la cual entró a participar en el MEM desde octubre del 2004.

El factor de carga de El Café es muy bueno oscila entre 0.75 y 0.80, pero el factor de carga de Sica es de 0.69, tal vez por su poca participación en el MEM.

En cuanto a reactivos, Sica tiene un porcentaje del 0.42%, pero El Café tiene un pago del 7.16% del pago total de energía, lo cual es un valor muy alto de reactivos, sobretodo considerando que El Café tiene mayor consumo de energía que Sica.

**13. Fábrica de elaboración de papel.-** A este grupo pertenecen; Familia Sancela, Kimberly y Papelera, estas tres empresas han participado en el MEM durante todo el año 2004.

Familia Sancela tiene un bajísimo factor de carga que es de 0.37, este bajo factor de carga generalmente se suscita cuando la empresa es autogenerador, Kimberly tiene un factor de carga de 0.70 y el mejor de las tres que es el de Papelera es de 0.87.

Kimberly y Familia Sancela tienen el mismo porcentaje de pago por reactivos que es un promedio de 3.2%, mientras que Papelera tiene un porcentaje menor que es del 1% del valor total del costo de la energía. Sobre todo Papelera es una de las empresas que tiene un alto consumo de energía, casi tres veces más que de las otras dos.

**14. Fábrica de elaboración de productos químicos.-** A este grupo pertenecen; Codana, Aga, y Proquimsa, de las cuales Codana entró en Octubre, Proquimsa en mayo y Aga ha participado durante todo el año 2004.

El factor de carga de las tres es el mismo, un promedio de 0.83, lo cual es considerado un muy buen factor de carga, en cuanto a reactivos, los porcentajes son relativamente bajos y parecidos, el más alto es el de Codana que paga el 1.39%, le sigue Aga con un 0.52% y por último Proquimsa que paga 0.35% del valor total de la energía consumida.

**15. Fábrica de elaboración de balanceados y harinas.-** A este grupo pertenecen; Pronaca Durán, Pronaca Bucay, Pronaca Santo Domingo, Provefrut y Molinera, de estas, Pronaca Durán entró en marzo, Pronaca Bucay y Santo Domingo entraron en agosto, en cambio Molinera y Provefrut, participaron todo el 2004 desde inicios de año.

El factor de carga para Molinera es muy bajo es de 0.43 esta empresa es autogenerador, Pronaca Durán y Pronaca Bucay tienen un factor de carga de 0.56 mientras que Pronaca Santo Domingo y Provefrut, tienen un factor de carga de 0.65.

En reactivos, Pronaca Bucay y Santo Domingo son los que menos porcentaje en pago por reactivos tienen que es entre 0.60% y 0.90%, le siguen

Pronaca Durán y Provefrut, su valor oscila entre 1.60% y 2.80%, y la empresa que más paga es Molinera con 6.27% del valor total del pago de la energía consumida.

**16. Hoteles y Base Naval.-** A este grupo pertenecen; Hotel Colón, Hotel Oro Verde, y Base Naval, de las cuales Hotel Colón entró en mayo, Hotel Oro verde en agosto y la Base Naval ha participado durante principios del 2004.

El factor de carga de la Base Naval es la más baja que está en 0.57, y los factores de carga de Hotel Colón y Hotel Oro verde son de 0.62 y 0.68 respectivamente.

En los reactivos las tres empresas tienen un porcentaje parecido que oscila entre el 1.47% y 1.87% del pago total de la energía consumida, siendo la mayor Hotel Oro verde y la menor Base Naval .

**17. Otras.-** Dentro de este grupo se encuentran; la fábrica de envases de hojalata Fadesa , la fábrica de vidrio Cridesa e Interagua.

Fadesa entró al MEM el mes de mayo del 2004, tiene un bajo factor de carga que es en promedio de 0.59, debido a la actividad que realiza, y paga un porcentaje del 1.37% del valor total de la energía solo en reactivos.

Cridesa participa en el MEM desde inicios del año 2004, su factor de carga es muy bueno, el promedio es del 0.85, y el pago de reactivos es del 4.90% del costo de la energía consumida.

Interagua, ha participado en el MEM desde inicios del año 2004, el factor de carga de esta empresa es el mejor de todos, que es de 0.90, pero también es la que más paga en reactivos de las tres, ya que tiene mal control en sus capacitores, el porcentaje a pagar es de 5.43% del valor total a pagar por la energía consumida.

- **Según su ubicación:**

El costo variable de transmisión y el arreglo de contratos con una de las empresas generadoras, depende de la ubicación de la planta de producción.

Las empresas Generadoras son las siguientes:

1. Hidronación
2. Agoyán
3. Paute
4. Elepcosa
5. E.E.Q
6. Centro Sur
7. Elecaastro



## 8. Azogues.

En donde las empresas que compran a , Hidronación, Centro Sur, Elecaastro, Azogues, E.E.Q, Elepcosa, no pagan por cargos variables de transmisión, debido a que por el lado de Hidronación, está en el nodo de interconexión, y las otras empresas son también distribuidoras y asumen el costo variable de transmisión.

También el peaje de distribución, depende de la ubicación del, punto de conexión y la empresa distribuidora.

Según su ubicación se dividen en 9 grupos que son :

1. Guayaquil
  2. Quito
  3. Latacunga
  4. Durán
  5. Cuenca
  6. Riobamba
  7. Milagro
  8. Marcelino Maridueña
  9. Otros
1. **Guayaquil.-** En Guayaquil es donde se concentra el 40 % de los grandes consumidores eléctricos, en este grupo tenemos 23 empresas hasta Octubre del

2004, y va en aumento, es el grupo más grande en cuanto a la ubicación, el cual lo agruparemos según la empresa generadora a quien compran energía.

**Compran a Hidronación:**

- Cartonera
- Fisa
- Jabonería Nacional
- Fabril Gye
- Plastlit
- Plasticaucho
- Plastiempaqués.
- Plásticos Ecuatorianos

Estas empresas no pagan por cargos variables de transmisión, debido a que su nodo de interconexión es igual a 1y según la fórmula:

$$\text{Pago de GC} = (E_c \times C_m \times (F_n - 1))$$

Donde;

$E_c$  = Energía comprada

$C_m$  = Costo marginal

$F_n$  = Factor nodal

Entonces tenemos que si el  $F_n$  es igual a 1, el pago de los Grandes Consumidores es igual a cero.

En lo que respecta al punto de conexión La Fabril Gye y Plasticaucho, pagan un porcentaje entre el 30% y 45% del valor total a pagar por consumo de energía, por peaje, están en distribución primaria (DP) es decir pagan mucho más por peaje que el resto de las empresas que tienen el punto de conexión en línea de subtransmisión (L/S), como por ejemplo; Fisa, Plastlit, Jabonería, Cartonera y Plastiempaqués, que pagan entre el 3.5 % y 12% del valor total a pagar por consumo de energía, por estar conectados a la línea de subtransmisión (L/S). Sin embargo Plásticos Ecuatorianos que tiene su punto de conexión en distribución primaria, paga un porcentaje del 17 % del valor total de la energía.

**Compran a Agoyán:**

- Aga.
- Cridesa
- Ebc Gye
- Empesec
- Hotel Oro Verde
- Molinera
- Pica
- Sica
- Textiles Río Blanco.

Estas 9 empresas pagan por cargos variables de transmisión, ya que su nodo de intercambio es diferente de 1.00, por otro lado la empresa generadora no se hace cargo de este rubro en el contrato. De estas empresas, solo Ebc Gye y Sica tienen un alto porcentaje de pago del 14.5% del valor total de la energía consumida, el resto de las empresas el pago por costos variables de transmisión oscila entre 8% y 10% del pago de la energía.

En cuanto al peaje solo Aga, Cridesa, y molinera, están conectados a las líneas de subtransmisión (L/S) por lo que su porcentaje de pago está entre el 3% y 4% que es menor al que pagan el resto de las empresas que están en distribución primaria (DP), y su porcentaje está entre el 16% y 38% del pago de la energía.

**Compran a Paute:**

- Cervecería
- El Café
- Fadesa
- Hotel Colón
- Interagua
- Proquimsa

Estas empresas pagan por cargos variables de transmisión, debido a que su nodo de intercambio es diferente de 1.00, y compraron en barra de generador, es decir estas 6 empresas se hacen cargo de los costos variables de transmisión. El

porcentaje que pagan por este rubro está entre el 6% y el 10% del valor total de la energía.

En cuanto a peajes, Hotel Colón y Fadesa están conectados a la distribución primaria (DP) por lo que pagan un valor del 21.5% del costo total de la energía, mientras que Cervecería, El Café y Proquimsa, que están conectadas a la línea de subtransmisión (L/S), pagan un valor del 3.5% del costo total de energía, pero Interagua, por estar conectada directamente a la red de transelección, no paga ningún valor por concepto de peaje.

En Guayaquil, no existe ninguna otra compra a otra generadora, lo que es Base Naval es aparte ya que ellos no pagan, porque es empresa del estado, la cual estaría dentro de las que pertenecen a Guayaquil.

2. **Quito.-** En Quito se concentra el 15% de los grandes consumidores eléctricos, en este grupo tenemos 9 empresas hasta Octubre del 2004, y se aumenta cada mes.

#### **Compra a Hidronación:**

- Adelca

Esta empresa es la única en Quito que compra a Hidronación, como se había indicado los que tienen contrato con Hidronación no pagan costos variables de transmisión.

Tiene una conexión en línea de subtransmisión, por lo que paga un pequeño porcentaje del 4% del valor total de la energía.

**Compran a Agoyán:**

- Incasa
- Enkador

Como le compran a Agoyán y este no tiene un factor de nodo igual a 1 entonces estas empresas pagan un costo variable de transmisión de un 12% del valor total de la energía.

Su punto de conexión está en distribución primaria (DP) por lo que ambas pagan un 30% del costo total de la energía.

**Compran a E. E. Q.**

- Bopp
- Danec
- Delltex
- Ebc Quito
- Novopán
- Pintex

Como se había mencionado anteriormente las empresas que compran a E.E.Q. no pagan costos variables de transmisión, ya que como es una empresa distribuidora, esta asume todos los cargos por costos variables de transmisión.

Por otro lado, todas ellas tienen su punto de conexión en distribución primaria (DP), por lo que pagan valores entre el 30% y 40% del pago total de la energía.

Solo, Hidronación, Agoyán y E.E.Q. , venden energía a las empresas de Quito.

3. **Latacunga.-** En Latacunga se concentra el 9% de los grandes consumidores, son 5 empresas sumamente diferentes en lo que respecta a la actividad comercial.

#### **Compran a Hidronación:**

- Cedal
- Familia Sancela

Como habíamos mencionado las empresas que compran a Hidronación no pagan costos variables de transmisión.

Cedal tiene el punto de conexión en distribución primaria (DP), y paga el 48% del costo total de la energía, Familia Sancela tiene el punto de conexión en la

subestación de 13.8 Kw (SUB), por lo que el pago es menor al que tiene Cedal, este es el 38% del pago total por la energía.

### **Compran a Elepcosa:**

- Acosa
- Provefrut
- Rocacem Latacunga

Como Elepcosa es una empresa distribuidora, Acosa, Provefrut, y Rocacem Latacunga, no pagan por costos variables de transmisión.

Provefrut, tiene su punto de conexión en distribución primaria (DP) por lo que tiene un porcentaje de pago de 44.86 % del valor total por energía, mientras que, Acosa es de 17.16 % por que su punto de conexión está en subestación de 13,8 (SUB), pero Rocacem Latacunga paga un 5.11 % debido a que está conectado en líneas de subtransmisión (L/S).

En Latacunga, solo Hidronación y Elepcosa venden energía.

4. **Durán.-** En Durán se concentra el 9 % de los grandes consumidores. Son cinco empresas, que solo compran 4 a Hidronación y 1 a Paute.



**Compran a Hidronación:**

- Expalsa
- Plastigama
- Promarisco
- Pronaca Durán.

Como compran a Hidronación no pagan por cargos variables de transmisión.

Las 4 empresas tienen su punto de conexión en línea de subtransmisión (L/S) tienen un porcentaje parecido, está entre el 10 % y 12 % del costo total de la energía.

**Compran a Paute:**

- Aquamar.

Esta empresa paga el 7.6 % por cargos variables de transmisión.

Su punto de conexión está en la subestación de 13,8 de la empresa distribuidora (Sub), por lo que paga un porcentaje del 21.6 % por peaje.

5. **Cuenca.-** En Cuenca se concentran el 6% de los grandes consumidores, siendo sólo dos las empresas que venden energía, de las cuales una de ellas es una distribuidora, (Centro Sur).

**Compran a Centro Sur:**

- Itaipisos
- Graiman
- Cartopel

Como le compran a Centro Sur y esta es una empresa distribuidora, no pagan por cargos variables de transmisión.

Su punto de conexión es en distribución primaria (DP), por lo que pagan un porcentaje alto por peaje, que es el de; Cartopel y Graiman, 45%, pero Itaipisos paga el 60% de su costo total por la energía.

**Compran a Elecaastro:**

- Erco

Esta es la única empresa que compra a Elecaastro, y ya que la generadora asume los cargos variables de transmisión, Erco no paga por ellos.

Tiene su punto de conexión el líneas de subtransmisión (L/S), paga por peaje el 9% del pago total por energía.

6. **Riobamba.-** En Riobamba se concentra el 3% de los grandes consumidores, y una sola empresa generadora quien les vende dicha energía, Agoyán.

**Compran a Agoyán:**

- Cementos Chimborazo
- Ecuacerámica

Como dichas empresas compran a una generadora entonces, pagan por cargos variables de transmisión, un porcentaje igual del 5.3% del costo total de la energía.

Cementos Chimborazo, tiene su punto de conexión en líneas de subtransmisión (L/S) por lo que su porcentaje a pagar es de 12.6% del valor total de la energía.

Ecuacerámica, paga un 65% del costo total por energía, debido a que su punto de conexión es en distribución primaria (DP).

7. **Milagro.-** En Milagro existe el 3% de grandes consumidores y la única empresa que vende energía es Hidronación.

**Compran a Hidonación:**

- Codana
- Azucarera Valdez.

Como ambas empresas compran a Hidronación, ellas no pagan por cargos variable de transmisión.

Las dos empresas tienen su punto de conexión en distribución primaria (DP), por lo que pagan un alto porcentaje por peaje, Codana paga 48 % mientras Valdez paga 42 % del costo total de la energía.

8. **Marcelino Maridueña.-** Aquí existen dos empresas, que corresponden al 3% del total de los grandes consumidores, las cuales compran a Hidronación y Agoyán.

**Compran a Hidronación:**

- Papelera

Esta empresa no paga por cargos variables, y tiene su punto de conexión en líneas de subtransmisión (L/T), por lo que paga un bajo porcentaje del 7% del valor total por la energía.

**Compran a Agoyán:**

- San Carlos

Paga el 8.5 % por cargos variables de transmisión, y tiene su punto de conexión en distribución primaria (DP) por lo que paga el 42 % del pago total por energía, solo en peaje.

9. **Otros lugares.**- Existen otros lugares en los que hay pequeños porcentajes de grandes consumidores, en total es un porcentaje del 12% de grandes consumidores.

- Posorja.- Nirsa, compra a Paute paga 21 % por cargos variables de transmisión y 47% por peaje ya que tiene su punto de conexión en distribución primaria (DP)
- La Troncal.- Ecudos, compra a Hidronación por lo que no paga por cargos variables de transmisión, sin embargo su punto de conexión es en distribución primaria, y paga un porcentaje del 150 % del costo total de la energía.
- Manta.- La Fabril de Manta compra a Hidronación es decir no paga por cargos variables de transmisión, y tiene su punto de conexión en líneas de transmisión paga un 29% del valor total por energía, en peajes.
- Azogues.- Guapán , compra a la empresa distribuidora Azogues, la cual asume los costos variables de transmisión, su punto de conexión está en líneas de transmisión, y su porcentaje de pago es del 13.4 % del costo total de la energía.
- Babahoyo.- Kimberly, compra a Paute, paga el 17% en cargos variables de transmisión, su punto de conexión está en distribución primaria y su porcentaje es del 33% en peajes.

- Bucay.- Pronaca Bucay, compra energía a Agoyán, por lo tanto paga un 12 % por cargos variables de transmisión, su punto de conexión se encuentra en distribución primaria (DP), paga altos porcentajes por peajes que son del 40 % del pago total de la energía.
  - Santo Domingo.- Pronaca Santo Domingo, compra a Agoyán, paga un 12 % en cargos variables de transmisión, y como su punto de conexión está en distribución primaria, paga un 32% por peaje.
- 
- **Según su demanda máxima:**

Los grandes consumidores eléctricos, deben consumir un mínimo en demanda máxima para poder calificar como grandes consumidores, en el año 2004 este límite fue de; desde enero a junio de 790 Kw. y de julio a diciembre de 720 Kw.

Así como también tienen un mínimo consumo anual de energía, para calificar como grandes consumidores, en el 2004 fue de; desde enero hasta junio de 5500 Mwh, y de julio a diciembre de 5000 Mwh.

En esta clasificación analizaremos la potencia remunerable y la tarifa fija de transmisión que depende del consumo de energía y de la demanda máxima de cada empresa respectivamente.

La potencia remunerable es la energía total consumida en horas de demanda media y punta multiplicada por un valor o costo fijo designado por el Cenace cada cierto tiempo, generalmente cada trimestre.

La tarifa fija de transmisión, es la demanda máxima mensual multiplicado por el valor de esta transmisión, actualmente está en 3.15 ctv de dólar.

Agruparemos a los grandes consumidores dependiendo de su demanda máxima, entonces:

**Grupo 1:** Demanda máxima entre 0 – 1000 Kw.

**Grupo 2:** Demanda máxima entre 1000 – 2000 Kw.

**Grupo 3:** Demanda máxima entre 2000 – 3000 Kw.

**Grupo 4:** Demanda máxima entre 3000 – 4000 Kw.

**Grupo 5:** Demanda máxima entre 4000 – 6000 Kw.

**Grupo 6:** Demanda máxima entre 6000 – 8000 Kw.

**Grupo 7:** Demanda máxima entre 8000 – y más

Analizaremos el pago de cada empresa por estos dos rubros, por medio de porcentajes en referencia al pago total que se paga por energía.

Hay que tomar en cuenta que en lo que se refiere a Potencia remunerable lo óptimo sería un porcentaje no mayor al 27% del pago total de la energía, ya que, el precio de este rubro es aproximadamente la mitad de lo que se paga por energía, y

siempre se recomienda consumir también en horas de demanda base, para tener menos penalizaciones, y menos dinero que pagar por potencia remunerable .

En cuanto a la tarifa fija de transmisión, lo óptimo sería pagar un porcentaje no mayor del 16% del pago total de la energía, ya que este valor depende de la demanda máxima que es el valor más alto consumido según los datos almacenados en el medidor, cada cuarto de hora y multiplicado por cuatro, esta demanda máxima, a su vez es multiplicada por la tarifa de transmisión que es de \$ 3.15 por cada kw.

Si el porcentaje de la tarifa fija de transmisión, se eleva, se verá reflejado en un bajo factor de carga , y esto significa que no se está utilizando la energía eficientemente.

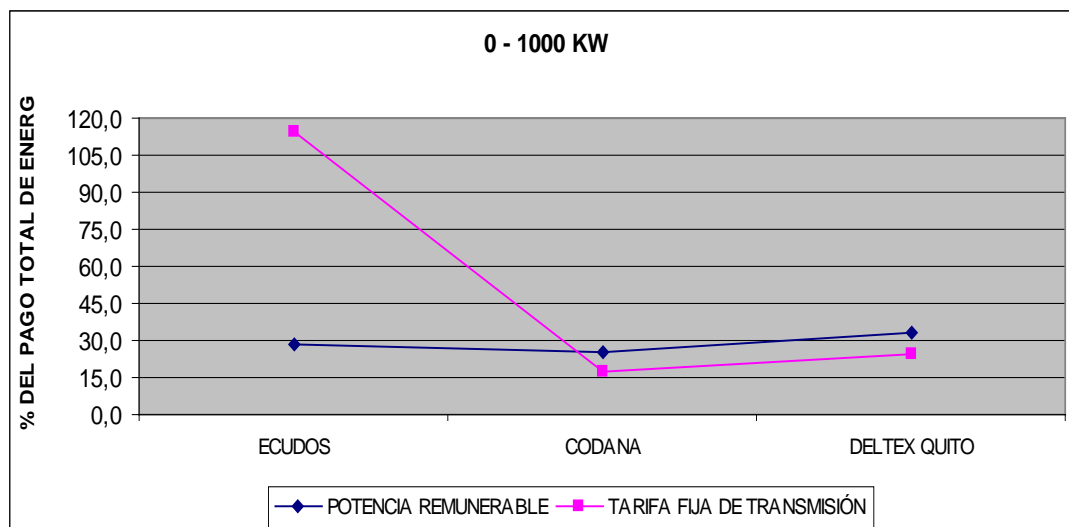
Entonces tenemos que:

### **GRUPO 1:**

A este grupo pertenecen las siguientes empresas:

- ✓ Ecados
- ✓ Codana
- ✓ Delltex Quito





**FIGURA No 3.12: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 1**

Ecudos paga el 28% del pago por energía, en potencia remunerable pero en tarifa fija de transmisión, el porcentaje es del 114%, debido a que no están utilizando adecuadamente la energía, y esto se ve reflejado en el factor de carga que es muy bajo.

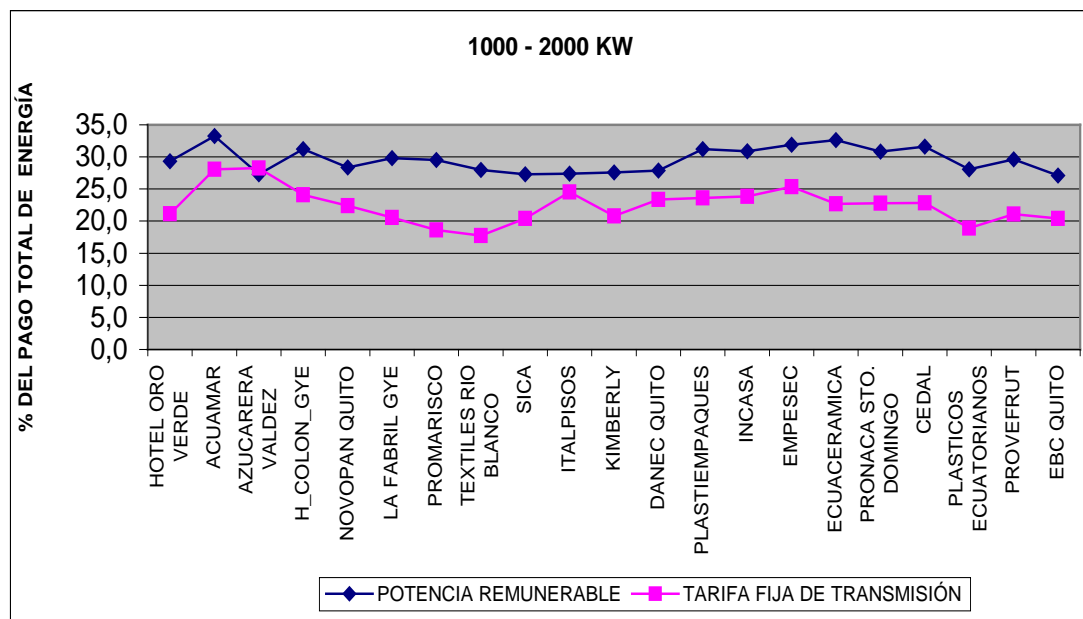
Codana paga el 25 % en potencia remunerable, mientras que en tarifa fija de transmisión paga el 17% del valor total de la energía consumida.

Deltex Quito paga el 33% en potencia remunerable, y en tarifa fija de transmisión un 24% del total que paga solo por energía.

**GRUPO 2:**

A este grupo pertenecen las siguientes empresas:

- ✓ Hotel Oro verde
- ✓ Acuamar
- ✓ Azucarera Valdez
- ✓ Hotel Colón
- ✓ Novopán Quito
- ✓ La Fabril
- ✓ Promariscos
- ✓ Textiles Río blanco
- ✓ Sica
- ✓ Itaipisos
- ✓ Kimberly
- ✓ Danec Quito
- ✓ Plastiempaqués
- ✓ Incasa
- ✓ Empesec
- ✓ Ecuacerámica
- ✓ Pronaca Santo Domingo
- ✓ Cedal
- ✓ Plásticos Ecuatorianos
- ✓ Provefrut
- ✓ Ebc Quito



**FIGURA No 3.13: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 2**

Hotel Oro verde, tiene un 28% de potencia remunerable y del pago de la tarifa de transmisión un 21% del costo total de energía.

Acuamar, tiene un 33% en potencia remunerable y un 28% en pago por tarifa de transmisión.

Azucarera Valdez tiene un 27% en pago por potencia remunerable y un 28 % en el pago por tarifa fija de transmisión.

Hotel Colón, tiene un 31% en pago por potencia remunerable, y un 24% en tarifa fija de transmisión.

Novopán , tiene un 28 % en pagos por potencia remunerable y un 22 % en tarifa fija de transmisión.

La Fabril, paga 29 % en potencia remunerable y 20 % en tarifa fija.

Promariscos, paga un 29% en potencia remunerable, y 18 % en tarifa fija de transmisión.

Textiles Río Blanco, paga un 27% en potencia remunerable y un 18% en tarifa fija de transmisión.

Sica, paga un 27% en potencia remunerable y un 20% en tarifa fija de transmisión.

Italpisos, paga un 27% en potencia remunerable y un 24 % en tarifa fija de transmisión.

Kimberly, paga el 27% en potencia remunerable y el 20% en tarifa fija de transmisión.

Danec Quito, paga el 28 % en potencia remunerable y 23 % en tarifa de transmisión.

Plastiempaques, paga el 31% en potencia remunerable y el 24% en tarifa de transmisión.

Incasa, paga el 31% en potencia remunerable, y el 24 % en tarifa fija de transmisión.

Empesec, paga el 32 % en potencia remunerable, y el 25% en tarifa de transmisión.

Ecuacerámica, paga el 33% en potencia remunerable, y el 23% en tarifa de transmisión

Pronaca Santo Domingo, paga el 31% en potencia remunerable, y el 23% en tarifa de transmisión.

Cedal, paga el 32% en potencia remunerable, y el 23% en tarifa fija de transmisión.

Plásticos Ecuatorianos, paga el 28 % en potencia remunerable, y el 19% en tarifa fija de transmisión.

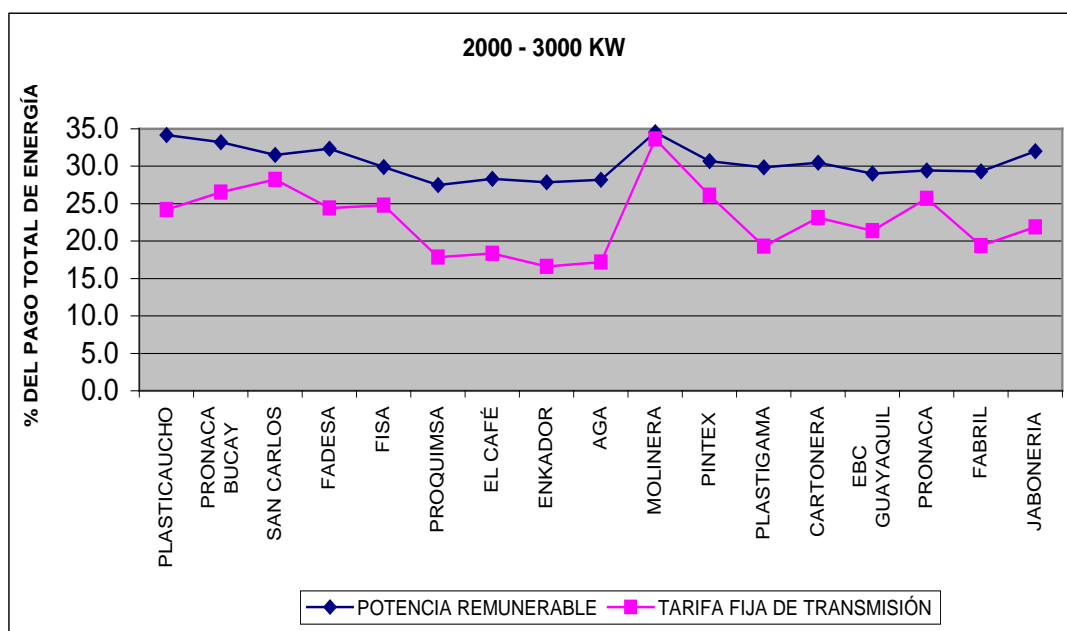
Provefrut, paga el 30% en potencia remunerable, y el 21% en tarifa fija de transmisión.

Ebc Quito, paga el 27% en potencia remunerable, y el 20 % en tarifa fija de transmisión.

### **GRUPO 3:**

A este grupo pertenecen las siguientes empresas.

- ✓ Plasticaucho
- ✓ Pronaca Bucay
- ✓ San Carlos
- ✓ Fadesa
- ✓ FISA
- ✓ Proquimsa
- ✓ El Café
- ✓ Enkador
- ✓ Aga
- ✓ Molinera
- ✓ Pintes
- ✓ Plastigama
- ✓ Cartonera
- ✓ Ebc Guayaquil
- ✓ Pronaca
- ✓ Fabril Manta
- ✓ Jabonería Nacional



**FIGURA No 3.14: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 3**

Plasticaucho, paga el 34% por potencia remunerable, y el 24% por tarifa fija de transmisión.

Pronaca Bucay, paga el 33% por potencia remunerable, y el 27% por tarifa fija de transmisión.

San Carlos, paga el 32% por potencia remunerable, y el 28% por tarifa fija de transmisión.

Fadesa, paga el 32% por potencia remunerable, y el 24% por tarifa fija de transmisión.

Fisa, paga el 30% por potencia remunerable, y el 25% por tarifa fija de transmisión.

Proquimsa, paga el 28% por potencia remunerable, y el 18% por tarifa fija de transmisión.

El Café, paga el 28% por potencia remunerable, y el 18% por tarifa fija de transmisión.

Enkador, paga el 28% por potencia remunerable, y el 17% por tarifa fija de transmisión.

Aga, paga el 28% por potencia remunerable, y el 17% por tarifa fija de transmisión.

Molinera, paga el 35% por potencia remunerable, y el 34% por tarifa fija de transmisión.

Pintex, paga el 31% por potencia remunerable, y el 26% por tarifa fija de transmisión.



Plastigama, paga el 30% por potencia remunerable, y el 19% por tarifa fija de transmisión.

Cartonera, paga el 30% en potencia remunerable, y el 23% por tarifa fija de transmisión.

Ebc Guayaquil, paga el 29% en potencia remunerable, y el 21% por tarifa fija de transmisión.

Pronaca, paga el 29% en potencia remunerable, y el 26% por tarifa fija de transmisión.

Fabril Manta, paga el 29% por potencia remunerable, y el 19% por tarifa fija de transmisión.

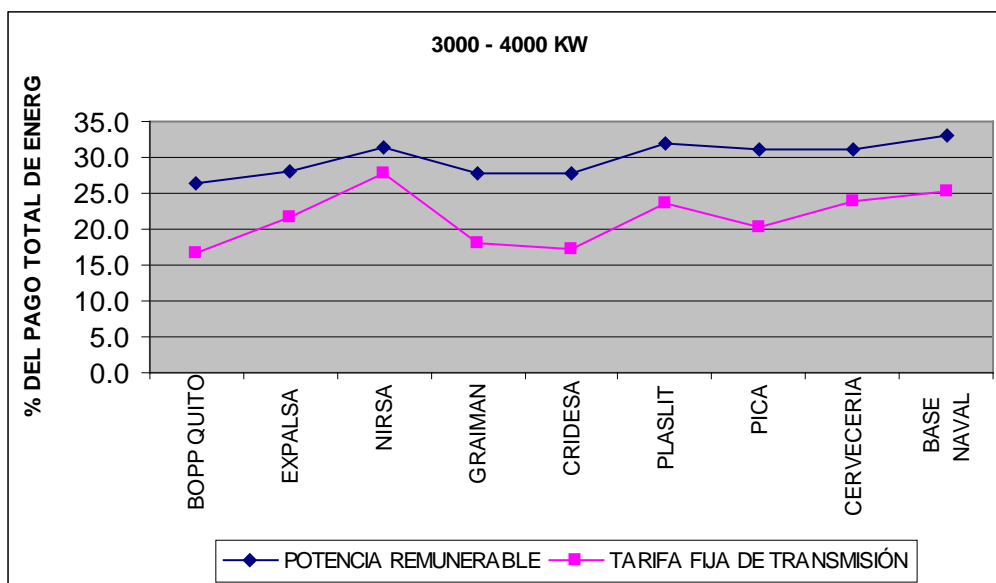
Jabonería Nacional, paga el 32% por potencia remunerable, y el 22% por tarifa fija de transmisión.

#### **GRUPO 4:**

A este grupo pertenecen las siguientes empresas:

- ✓ Bopp Quito
- ✓ Expalsa
- ✓ Nirsa
- ✓ Graiman

- ✓ Cidesa
- ✓ Plastlit
- ✓ Pica
- ✓ Cervecería
- ✓ Base Naval



**FIGURA No 3.15: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 4**

Bopp Quito, paga el 26% por potencia remunerable, y el 17% en tarifa fija de transmisión.

Expalsa, paga el 28% por potencia remunerable, y el 22% en tarifa fija de transmisión.

Nirsa, paga el 31% por potencia remunerable, y 28% por tarifa de transmisión.

Graiman, paga el 28% por potencia remunerable, y el 18% por tarifa fija de transmisión.

Cidesa, paga el 28% por potencia remunerable, y el 17% por tarifa fija de transmisión.

Plastlit, paga el 32% por potencia remunerable, y el 24% por tarifa fija de transmisión.

Pica, paga el 31% por potencia remunerable, y el 20% por tarifa fija de transmisión.

Cervecería, paga el 31% en potencia remunerable, y el 24% por tarifa fija de transmisión.

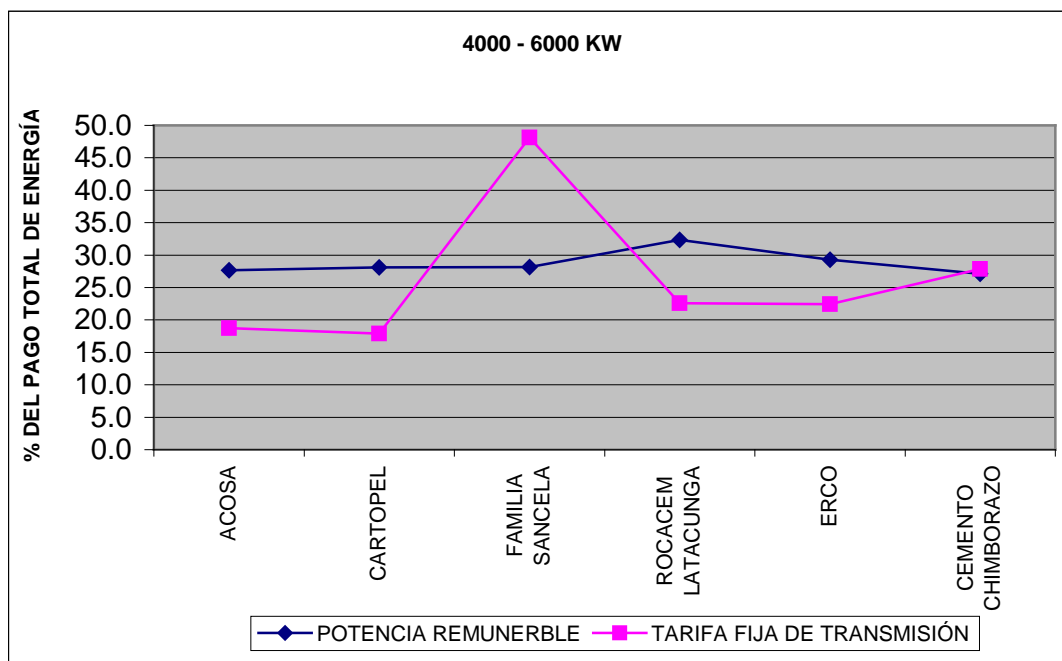
Base Naval, paga el 33% en potencia remunerable, y el 25% por tarifa fija de transmisión.

#### **GRUPO 5:**

A este grupo pertenecen las siguientes empresas:

- ✓ Acosa
- ✓ Cartopel
- ✓ Familia Sancela

- ✓ Rocacem Latacunga
- ✓ Erco
- ✓ Cementos Chimborazo



**FIGURA No 3.16: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 5**

Acosa, paga 28% por potencia remunerable, y el 19% por tarifa fija de transmisión.

Cartopel, paga el 28% por potencia remunerable, y el 18% por tarifa fija de transmisión.

Familia Sancela, paga el 28% por potencia remunerable, y el 48% por tarifa fija de transmisión.

Rocacem Latacunga, paga el 32% por potencia remunerable, y el 23% por tarifa fija de transmisión.

Erco, paga el 29% por potencia remunerable, y el 22% por tarifa fija de transmisión.

Cementos Chimborazo, paga el 27% por potencia remunerable, y el 28% por tarifa fija de transmisión.

#### **GRUPO 6:**

- ✓ Adelca
- ✓ Papelera
- ✓ Guapán

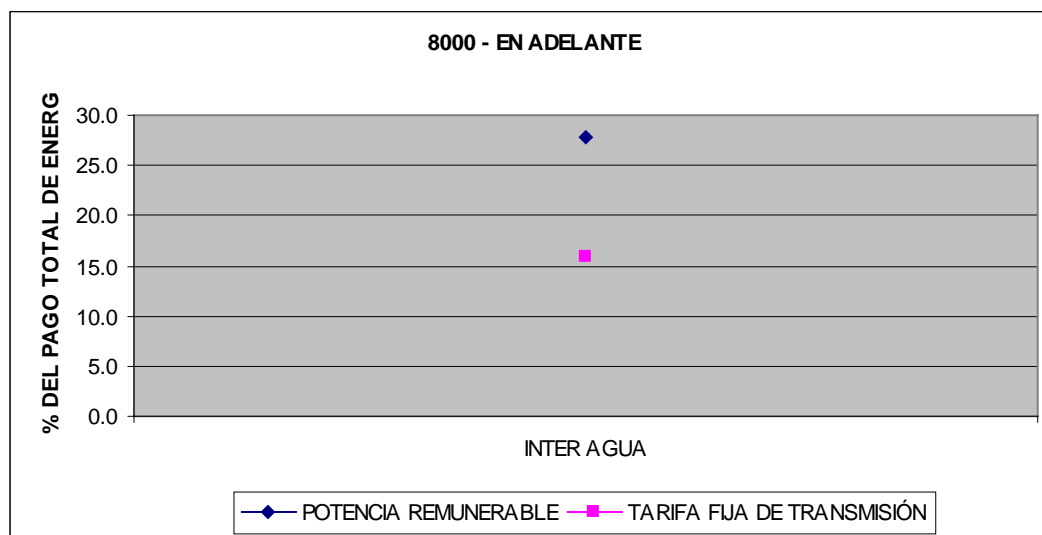
Adelca paga el 29% por potencia remunerable, y el 33% por tarifa fija de transmisión.

Papelera paga el 27% por potencia remunerable, y el 16% por tarifa fija de transmisión.

Guapán paga el 28% por potencia remunerable, y el 22% por tarifa fija de transmisión.

**GRUPO 7:**

✓ Interagua

**FIGURA No 3.17: curvas de potencia remunerable y tarifa fija del grupo 6**

Interagua paga el 28%, por potencia remunerable, y el 16% por tarifa fija de transmisión.

**3.2 Obligaciones y beneficios de ser gran consumidor de energía.****3.2.1 Introducción.**

Al ser calificado como gran consumidor, se tienen beneficios, pero a la vez se adquieren responsabilidades, por lo que se debe mantener una mejor administración de

la energía por parte del industrial, para evitar fuertes penalizaciones o pagos innecesarios por costo de energía, o simplemente la descalificación por parte del Conelec.

El aumento en el pago de la planilla eléctrica es responsabilidad única y exclusivamente del gran consumidor, quien debe revisar diariamente el proceso de la empresa y así no tener pagos tan altos por rubros impuestos.

Además, debe tener pleno conocimiento de cada liquidación que el Cenace realiza a sus consumos mensuales, debe estar al día en el pago de facturas y actualizado en temas como, nuevos procedimientos de liquidación, regulaciones actuales, impuestos y rubros a pagar.

Sin embargo pese a las diversas obligaciones y cuidados que debe tener, su planilla de consumo por energía le vendrá significativamente reducida, si es que ha sabido utilizar la energía eficientemente.

A continuación se dará un ejemplo de la reducción de costos por energía, al momento de ser gran consumidor ya que el mayor de los beneficios es la disminución del pago total por la factura de energía.

El siguiente ejemplo nos muestra el costo de la energía de una empresa cualquiera, antes y después de ser un gran consumidor.

### 1.2.2 Ejemplo de la reducción de pagos por energía al ser gran consumidor.

Una empresa de cartones, la cual tiene un consumo mensual de 784.000 Kwh., una demanda máxima de 1.932 Kw., se conecta a través de una subestación de 13.8 Kv. (subtransmisión). Antes de ser gran consumidor compra a la Categ y después compra a Hidronación.

- Antes:

Energía Eléctrica	37.744,00
Demanda	7.656,46
Comercialización	7,07
Interés mes	172,91
Financ Cont.	<u>6.101,19</u>
Total en energía	51.681,63

#### Tasas

F.E.R.U.M	4.540,75
Tasa de bomberos	8,14
Alumbrado Público	2.724,03
Recolec Basura	<u>5.675,06</u>
Total en tasas	12.947,98



TOTAL MES \$ 64.629,61

• Después:

Energía Comprada	23.520,00
Potencia Remunerable	9.263,00
Tarifa fija de transmisión	6.085,80
Reactivos	0,00
Generación Forzada y Obligada	1000,00
Cargos Variables de Transmisión	0,00
Peaje por energía	313,60
Peaje por demanda	<u>2.067,24</u>
Total en energía y rubros	42.249,64

**Tasas**

F.E.R.U.M	4.224,96
Alumbrado Público	2.535,00
Recolec Basura	<u>5.070,00</u>
Total en tasas	11.829,96

TOTAL DEL MES \$ 54.079,60

Diferencia = 64.629,61 – 54.079,60 = \$ 10.550,01 mensuales.

Con este ahorro, la empresa podría colocar una subestación de 69 Kv , lo cual hará que el pago del peaje sea menor aún.

Se debe poner mucha atención, en el pago de reactivos, para este ejemplo se ha considerado un pago de cero dólares que sería lo correcto, sin embargo , existen muchas empresas que tienen altos pagos por reactivos.

### **3.3 Crecimiento de los grandes consumidores**

Desde diciembre del 2002 hasta la actualidad, los Grandes Consumidores han tenido un gran incremento dentro del MEM, para finales de diciembre del 2002 eran tan solo 30 grandes consumidores, luego hasta junio del 2003 fueron 34, en diciembre del 2003, se elevaron a 45, en junio del 2004 llegaron a ser 63 grandes consumidores, este fue el mayor de los incrementos de todos los períodos, en diciembre del 2004 fueron 68 y actualmente son 75 grandes consumidores, durante estos períodos los requisitos de demanda y energía mínima para calificar como GCE han ido disminuyendo, como se ve en la siguiente tabla.

<b>PERIODO DE PRESENTACION DE LA SOLICITUD</b>	<b>DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)</b>	<b>CONSUMO ANUAL (MWh)</b>
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

**TABLA No. 3.3: Valores mínimos de demanda y consumo para ser gran consumidor.**

Sin embargo no es el único requisito que deben cumplir también están las siguientes obligaciones:

- a) Utilizar en sus instalaciones la energía eléctrica exclusivamente para su consumo propio, no estando permitida la reventa o comercialización de dicha energía.
- b) Tener instalado, en los puntos de suministro, el sistema de medición comercial, estos equipos podrán ser de propiedad del consumidor o del proveedor del servicio.
- c) Estar al día en los pagos con la empresa suministradora del servicio, al momento de presentar la solicitud ante el CONELEC.

- d) Presentar, el diagrama unifilar de su sistema, que tenga la firma de responsabilidad de un profesional en ingeniería eléctrica (en impreso y medio magnético),
- e) Realizar una inspección física a las instalaciones de la Empresa solicitante por parte del CONELEC conjuntamente con el CENACE y la Empresa(s) que emitieron las certificaciones

Una vez efectuada la inspección y con el informe favorable de la misma, el CONELEC, procederá a la emisión del certificado de Gran Consumidor.

El CONELEC revoca la calificación y lo notifica al Gran Consumidor, CENACE y a la Empresa Distribuidora si:

- a) El Gran Consumidor registra una demanda promedio mensual y un consumo anual inferiores a los exigidos , en los doce meses posteriores a la fecha de su calificación.
- b) El Gran Consumidor que esté revendiendo o comercializando la energía eléctrica a terceros o no la esté usando para su consumo propio.
- c) El Gran Consumidor incurre en actos que sean calificados como contravenciones, debidamente comprobados.

### **3.3.1 Metodología para la proyección de los GCE**

**a) Proyección por empresa de distribución.**

Esta proyección toma la información de la frecuencia de consumos superiores a 250 Mwh anuales de tres empresas distribuidoras, que son Centro Sur, Categ y Quito. Estos datos de distribución de frecuencia se utilizarán de base para proyectar el número de posibles GCE. A continuación se presenta la información de distribución de frecuencia de consumos superiores a 250 Mwh por año, para las referidas empresas

consumo MWH/año		# abonados en Centro Sur	TOTAL DE MWH	# abonados en Quito	TOTAL DE MWH	# de abonados en Gye	TOTAL DE MWH
Mínimo	Máximo						
250	350	24	6,941.88	896	255,795	186	54,632.61
350	500	12	5,126.53	1,000	485,482	161	66,710.01
500	750	19	11,260.13	-	0	160	97,325.14
750	1100	11	9,593.56	11	9,855	88	80,015.90
1100	1400	3	3,646.94	-	0	53	65,093.15
1400	1800	2	3,055.62	-	0	32	51,199.55
1800	2200	4	7,856.55	-	0	25	49,619.37
2200	2600	4	9,421.96	-	0	18	43,260.72
2600	3000	0	-	-	0	10	28,436.21
3000	4000	1	3,425.28	-	0	21	73,064.51
4000	5000	1	4,331.31	-	0	11	47,295.15
5000	7000	1	5,024.67	-	0	13	75,534.49
7000	8500	0	-	2	15,322	2	16,628.59
8500	9500	1	9,118.01	1	8,758	1	9,069.49
9500	11000	-	-	2	19,614	2	21,284.59
11000	12500	0	-	-	0	-	0.00
12500	14000	0	-	2	25,272	1	13,717.20
14000	adelante	0	-	3	67,202	4	163,588.19
<b>TOTAL</b>		<b>83</b>	<b>78,802</b>	<b>1,916</b>	<b>887,300</b>	<b>788</b>	<b>956,475</b>

**TABLA No. 3.4: distribución de frecuencia de empresas distribuidoras**

Como se observa en la tabla No 3.4 el número de abonados de la empresa eléctrica Centro sur es de 83 clientes que están dentro del rango de consumos superiores a 250 Mwh anuales, mientras que para la empresa eléctrica Quito son 1916 el número de abonados, y para la Categ es de 788 usuarios, entre industriales y comerciales.

También se tiene el total de energía de cada empresa distribuidora que consume este grupo de abonados, para la Centro Sur es de 78.8Gwh , para la Quito es de 887.3 Gwh y para Categ es de 956.5 Gwh anuales.

Con estos datos se saca la relación de Gwh por cada abonado para cada empresa distribuidora, dividiendo el total de energía entregada por la distribuidora que es consumida por abonados con una rango de consumo mayor a 250 Mwh para el número de abonados que consumen esta energía.

Se trabaja también con energía facturada, esta se determina en base a la energía disponible proyectada por el Conelec para cada empresa distribuidora, y el porcentaje de pérdidas para cada una de estas empresas distribuidoras, así se tiene que:

$$EF = (1 - \%P) \times ED$$

Donde:

EF = Energía Facturada

%P = Porcentaje de pérdidas para cada empresa distribuidora.

ED = Energía Disponible.

Luego se determina la relación o porcentaje del consumo total de los posibles grandes consumidores por cada distribuidora con respecto a la energía facturada, dividiendo el total de energía entregada por la distribuidora que es consumida por abonados con un rango de consumo mayor a 250 Mwh para la energía facturada :

Luego se determina el número de abonados, dividiendo el total de energía entregada por la distribuidora que es consumida por abonados con rangos de consumo mayores a 250 Mwh para la relación de Gwh por cada abonado

Para obtener la proyección de consumo de las distribuidoras, se debe utilizar el porcentaje de consumo de los posibles GCE con respecto al consumo total de la empresa distribuidora dividido para la energía facturada

A esta proyección se aumenta año a año un valor de 0.003 al porcentaje de consumo de los posibles GCE con respecto al consumo total de la empresa distribuidora del año anterior, para el resto de los años proyectados

Luego con este valor, se determina el número de abonados , dividiendo la proyección de consumos de distribuidoras para la relación de Mwh por abonados

A la relación, de Mwh por abonado, también se asume un incremento del 0.025% anual.

En las siguientes tablas se detalla el número de abonados proyectados para diez años, de las empresas Centro Sur, Quito y Categ, si es que la regulación contemplara como mínimo consumo los 250 Mwh anuales que hemos analizado.

### CENTRO SUR

AÑO	E DISPONIBLE Gwh	PERDIDAS %	E FACTURADA Gwh	RELACION Mwh/abonado	CONSUMO EN DIST	Gwh tot PGCE/EF	ABONADOS
2004	581	9.40%	526.68	0.949	78.8	14.96%	83
2005	619	9.20%	562.05	0.973	85.78	15.26%	88
2006	654	8.90%	595.79	0.998	92.72	15.56%	93
2007	692	8.60%	632.49	1.024	100.33	15.86%	98
2008	729	8.40%	667.76	1.051	107.92	16.16%	103
2009	767	8.10%	704.87	1.079	116.04	16.46%	107
2010	806	7.90%	742.33	1.109	124.43	16.76%	112
2011	847	7.70%	781.78	1.14	133.39	17.06%	117
2012	890	7.60%	822.36	1.173	142.78	17.36%	122
2013	934	7.60%	863.02	1.207	152.43	17.66%	126
2014	980	7.50%	906.5	1.242	162.83	17.96%	131
2015	1028	7.50%	950.9	1.28	173.65	18.26%	136

TABLA No. 3.5: proyección del número de abonados de la empresa Centro Sur

Para finales del año 2015 se estima que la empresa Centro Sur tenga 136 abonados, con consumos superiores a 250 Mwh por año.

### QUITO

AÑO	E DISPONIBLE Gwh	PERDIDAS %	E FACTURADA Gwh	RELACION Mwh/abonado	CONSUMO EN DIST	Gwh tot PGCE/EF	ABONADOS
2004	2832	15.30%	2398.7	0.463	887.3	36.99%	1916
2005	2987	15.20%	2532.98	0.475	945.83	37.34%	1993
2006	3130	15.10%	2657.37	0.487	1001.58	37.69%	2058
2007	3276	14.80%	2791.15	0.499	1061.78	38.04%	2126
2008	3424	14.50%	2927.52	0.513	1123.9	38.39%	2193
2009	3570	14.10%	3066.63	0.526	1188.04	38.74%	2257
2010	3718	13.90%	3201.2	0.541	1251.37	39.09%	2313
2011	3868	13.70%	3338.08	0.556	1316.57	39.44%	2368
2012	4018	13.60%	3471.55	0.572	1381.36	39.79%	2415
2013	4171	13.50%	3607.92	0.589	1448.25	40.14%	2461
2014	4329	13.50%	3744.59	0.606	1516.21	40.49%	2503
2015	4497	13.40%	3894.4	0.624	1590.51	40.84%	2549

TABLA No. 3.6: proyección del número de abonados de la empresa Quito



Para finales del año 2015 se estima que la empresa eléctrica de Quito tenga 2549 abonados, posibles grandes consumidores

### CATEG

AÑO	E DISPONIBLE Gwh	PERDIDAS %	E FACTURADA Gwh	RELACION Mwh/abonado	CONSUMO EN DIST	Gwh tot PGCE/EF	ABONADOS
2004	3510	25.30%	2621.97	1.214	956.48	36.48%	788
2005	3699	25.20%	2766.852	1.244	1020.39	36.88%	820
2006	3874	25.10%	2901.626	1.276	1081.7	37.28%	848
2007	4051	25.00%	3038.25	1.309	1144.79	37.68%	875
2008	4231	22.50%	3279.025	1.344	1248.63	38.08%	929
2009	4410	20.00%	3528	1.38	1357.55	38.48%	984
2010	4589	19.00%	3717.09	1.418	1445.18	38.88%	1020
2011	4772	18.00%	3913.04	1.458	1537.01	39.28%	1054
2012	4958	17.00%	4115.14	1.499	1632.86	39.68%	1089
2013	5149	16.00%	4325.16	1.543	1733.49	40.08%	1124
2014	5347	16.00%	4491.48	1.588	1818.12	40.48%	1145
2015	5556	15.00%	4722.6	1.636	1930.56	40.88%	1180

TABLA No. 3.7: proyección del número de abonados de la empresa Categ

Para finales del año 2015 se estima que la empresa Categ tenga 1180 abonados, posibles grandes consumidores

#### b) Proyección a nivel Nacional

Esta proyección toma la información de las mismas tres empresas eléctricas de las que anteriormente se realizó la proyección de los abonados con consumos superiores a 250 Mwh por año.

Estas tres empresas eléctricas representarán:

- a. El 66.3 % del consumo de energía nacional, a través de las empresas eléctricas Quito y Categ;

- b. El 22.4 % del consumo a través de la empresa eléctrica Centro sur

Donde se asume, se establecen los posibles grandes consumidores mayores a 250 Mwh por año, lo cual se presenta en la siguiente tabla.

	<b>PEQUEÑAS (0 - 300) GWh</b>	<b>MEDIAS (300 - 800) GWh</b>	<b>GRANDES (800 - 4000) GWh</b>	
	SUCUMBIOS	STA ELENA	MANABÍ	
	BOLIVAR	ESMERALDAS	GUAY - LOS RÍOS	
	AZOGUES	NORTE	QUITO	
	SUR	AMBATO	CATEG	
	RIOBAMBA	MILAGRO		
	LOS RIOS	EL ORO		
	COTOPAXI	CENTRO SUR		
	STO DOMINGO			
<b>TOTAL (GWh)</b>	<b>1358</b>	<b>2745</b>	<b>8134</b>	<b>2004</b>
<b>PORCENTAJE</b>	<b>11.10%</b>	<b>22.43%</b>	<b>66.47%</b>	
<b>TOTAL (GWh)</b>	<b>1439</b>	<b>2913</b>	<b>8608</b>	<b>2005</b>
<b>PORCENTAJE</b>	<b>11.10%</b>	<b>22.48%</b>	<b>66.42%</b>	

**TABLA No. 3.8: porcentaje de participación de los tres grupos de distribuidoras**

Para sacar este cálculo se trabaja con la energía total nacional disponible de todas las distribuidoras, también proyectadas por el Conelec para diez años. Se obtiene la energía facturada, restando del porcentaje de pérdidas también proyectada a diez años, de la energía disponible, igual que se hizo con el cálculo anterior. Luego en base a esa energía facturada nacional se determina el valor total de energía facturada para cada grupo del porcentaje que represente a nivel nacional cada grupo, así.

$$\mathbf{EFG = EFN * \%G}$$

Donde:

EFG = Energía facturada correspondiente al grupo

EFN = Energía facturada nacional

%G = Porcentaje que representa cada grupo a nivel nacional.

El porcentaje de consumo de los posibles GCE con respecto al consumo total de la empresa distribuidora (%) proyectado a nivel nacional se lo obtiene del % de las empresas distribuidoras que representan a cada grupo determinado anteriormente, es decir por ejemplo para la empresa Centro Sur el % es de 14.96%, así que este mismo valor se lo utilizará para las empresas medianas y todos los valores hasta el año 2015. También se hace lo mismo con la relación de Gwh por cada abonado (R) , se asume la misma a nivel nacional que la (R) de la empresa distribuidora

Se obtiene el CD que es el consumo en la distribuidora de posibles GC, pero a nivel nacional, así:

$$\mathbf{CD = EF / \%}$$

Donde:

CD = consumo en distribuidoras a nivel nacional

EF = Energía facturada a nivel nacional

% = Porcentaje que representa cada grupo de distribución a nivel nacional

Para determinar el número de abonados por cada grupo, se divide el CD para la R, así :

$$NA = CD / R$$

Donde:

NA = número de abonados para cada grupo

CD = Consumo en cada empresa distribuidora para cada grupo

R = Relación de Gwh por cada abonado

Luego se suman el número de abonados de los dos grupos y se obtiene una proyección a diez años del número de posibles grandes consumidores, como se puede observar en las siguientes figuras.

#### MEDIANAS (22.43%)

	E. FACTURADA	Gwh tot PGCE/EF	RELACION Mwh/abona	CONSUMO EN DIST	ABONADOS
2004	2086.19	14.96%	0.949	312.14	329
2005	2215.25	15.26%	0.973	338.09	347
2006	2351.86	15.56%	0.998	366	367
2007	2483.2	15.86%	1.024	393.89	385
2008	2695.55	16.16%	1.051	435.66	414
2009	2847.13	16.46%	1.079	468.7	434
2010	3001.58	16.76%	1.109	503.13	454
2011	3165.55	17.06%	1.14	540.11	474
2012	3323.12	17.36%	1.173	576.96	492
2013	3516	17.66%	1.207	621	515
2014	3728.24	17.96%	1.242	669.67	539
2015	3931.6	18.26%	1.28	717.99	561

TABLA No. 3.9: proyección del número de abonados del grupo “ medianas”

**GRANDES (66.31%)**

	<b>E. FACTURADA</b>	<b>Gwh tot PGCE/EF</b>	<b>RELACION Mwh/abona</b>	<b>CONSUMO EN DIST</b>	<b>ABONADOS</b>
<b>2004</b>	6171.13	36.74%	0.681	<b>2266.97</b>	3329
<b>2005</b>	6552.91	37.11%	0.698	<b>2431.79</b>	3484
<b>2006</b>	6957.01	37.49%	0.716	<b>2607.84</b>	3643
<b>2007</b>	7345.55	37.86%	0.734	<b>2781.03</b>	3787
<b>2008</b>	7973.68	38.24%	0.754	<b>3048.74</b>	4044
<b>2009</b>	8422.06	38.61%	0.774	<b>3251.76</b>	4200
<b>2010</b>	8878.94	38.99%	0.796	<b>3461.46</b>	4351
<b>2011</b>	9363.99	39.36%	0.818	<b>3685.67</b>	4507
<b>2012</b>	9830.1	39.74%	0.841	<b>3905.99</b>	4644
<b>2013</b>	10400.66	40.11%	0.866	<b>4171.71</b>	4820
<b>2014</b>	11028.46	40.49%	0.891	<b>4464.88</b>	5011
<b>2015</b>	11630.04	40.86%	0.918	<b>4752.04</b>	5178

**TABLA No. 3.10: proyección del número de abonados del grupo “Grandes”**

**ECUADOR**

<b>PROY DE ENERGIA</b>	<b>E DISPONIBLE</b>	<b>PERDIDAS</b>	<b>E FACTURADA</b>	<b>ABONADOS</b>
<b>2004</b>	12238	24.00%	9300.88	3658
<b>2005</b>	12961	23.80%	9876.28	3831
<b>2006</b>	13635	23.10%	10485.32	4010
<b>2007</b>	14322	22.70%	11070.91	4171
<b>2008</b>	15022	20.00%	12017.6	4458
<b>2009</b>	15733	19.30%	12693.38	4634
<b>2010</b>	16460	18.70%	13381.98	4805
<b>2011</b>	17211	18.00%	14113.02	4980
<b>2012</b>	17980	17.60%	14815.52	5136
<b>2013</b>	18773	16.50%	15675.46	5335
<b>2014</b>	19601	15.20%	16621.65	5550
<b>2015</b>	20477	14.40%	17528.31	5739

**TABLA No. 3.11: proyección del número de abonados a nivel nacional**

Para el año 2004 , el valor del número de abonados para el grupo de las medianas es de: 329, para el grupo de las grandes es de: 3329, y el total a nivel nacional es de 3658 número de posibles grandes consumidores si es que la regulación fuese como mínimo 250 Mwh anuales.

### 3.3.2 Escenarios de proyección

Se debe tomar en cuenta que según la regulación, los requisitos de demanda y consumo para calificar como gran consumidor, disminuyen solo hasta enero del 2005 sin embargo se ha estimado el número de posibles grandes consumidores, para cuatro diferentes escenarios.

**Primer escenario:** se asume que la regulación no cambia y que el requisito de potencia y energía siguen iguales.

En este caso para las empresas medianas se tiene que el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 32 posibles grandes consumidores, para las empresas medianas, teniendo un consumo de 268 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 8.3 Mwh por abonado y un porcentaje del 6.8 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores (en este caso 268 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Para el segundo grupo, las empresas grandes, el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 107 posibles grandes consumidores, teniendo un consumo de 1580 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 14.8 Mwh por abonado y un porcentaje del 13.6 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 1580 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Entonces para el total a nivel nacional se tiene que:

## ECUADOR

PROY DE ENERGIA	E DISPONIBLE	PERDIDAS	E FACTURADA	ABONADOS
2004	12238	24.00%	9300.88	65
2005	12961	23.80%	9876.28	71
2006	13635	23.10%	10485.32	76
2007	14322	22.70%	11070.91	82
2008	15022	20.00%	12017.6	91
2009	15733	19.30%	12693.38	97
2010	16460	18.70%	13381.98	103
2011	17211	18.00%	14113.02	110
2012	17980	17.60%	14815.52	116
2013	18773	16.50%	15675.46	124
2014	19601	15.20%	16621.65	132
2015	20477	14.40%	17528.31	139

TABLA No. 3.12: proyección del número de abonados a nivel nacional para el primer escenario

Sumados los posibles grandes consumidores de los dos grupos de empresas tenemos que para finales del año 2015 el número es de 139 posibles grandes consumidores a nivel nacional.

**Segundo escenario:** se asume que la regulación varía y que el requisito de potencia y energía disminuye un 30% de los actuales requerimientos, es decir mínimo 1800 Mwh y 400 Kw , en este caso para las empresas medianas se tiene que el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 96 posibles grandes consumidores, para las empresas medianas, teniendo un consumo de 422 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 4.4 Mwh por abonado y un porcentaje del 10.74 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 422 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Para el segundo grupo, las empresas grandes, el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 260 posibles grandes consumidores, teniendo un consumo de

2011 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 7.7 Mwh por abonado y un porcentaje del 17.3 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 2011 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Entonces el total para nivel nacional se tiene que:

ECUADOR				
PROY DE ENERGIA	E DISPONIBLE	PERDIDAS	E FACTURADA	ABONADOS
2004	12238	24.00%	9300.88	189
2005	12961	23.80%	9876.28	202
2006	13635	23.10%	10485.32	215
2007	14322	22.70%	11070.91	228
2008	15022	20.00%	12017.6	248
2009	15733	19.30%	12693.38	263
2010	16460	18.70%	13381.98	277
2011	17211	18.00%	14113.02	291
2012	17980	17.60%	14815.52	305
2013	18773	16.50%	15675.46	322
2014	19601	15.20%	16621.65	339
2015	20477	14.40%	17528.31	356

TABLA No. 3.13: proyección del número de abonados a nivel nacional para el segundo escenario

Sumados los posibles grandes consumidores de los dos grupos de empresas tenemos que para finales del año 2015 el número es de 356 posibles grandes consumidores a nivel nacional.

**Tercer escenario:** se asume que la regulación varía y que el requisito de potencia y energía disminuye un 30% de los anteriores requerimientos, es decir mínimo 750 Mwh y 250 Kw , en este caso para las empresas medianas se tiene que, el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 204 posibles grandes consumidores, para las empresas medianas, teniendo un consumo de 544 Mwh total anuales de las empresas



distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 2.7 Mwh por abonado y un porcentaje del 13.8 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores (en este caso 544 Mwh) en base a la energía nacional facturada

Para el segundo grupo, las empresas grandes, el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 611 posibles grandes consumidores, teniendo un consumo de 2470 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 4.04 Mwh por abonado y un porcentaje del 24.24 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 2470 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Entonces el total para nivel nacional se tiene que:

<b>ECUADOR</b>				
<b>PROY DE ENERGIA</b>	<b>E DISPONIBLE</b>	<b>PERDIDAS</b>	<b>E FACTURADA</b>	<b>ABONADOS</b>
<b>2004</b>	12238	24.00%	9300.88	463
<b>2005</b>	12961	23.80%	9876.28	909
<b>2006</b>	13635	23.10%	10485.32	953
<b>2007</b>	14322	22.70%	11070.91	992
<b>2008</b>	15022	20.00%	12017.6	1062
<b>2009</b>	15733	19.30%	12693.38	1105
<b>2010</b>	16460	18.70%	13381.98	1148
<b>2011</b>	17211	18.00%	14113.02	1191
<b>2012</b>	17980	17.60%	14815.52	1230
<b>2013</b>	18773	16.50%	15675.46	1279
<b>2014</b>	19601	15.20%	16621.65	1332
<b>2015</b>	20477	14.40%	17528.31	1379

**TABLA No. 3.14: proyección del número de abonados a nivel nacional para el tercer escenario**

Sumados los posibles grandes consumidores de los dos grupos de empresas tenemos que para finales del año 2015 el número es de 1379 posibles grandes consumidores a nivel nacional.

**Cuarto escenario:** se asume que la regulación varía y que el requisito de potencia y energía disminuye un 30% de los anteriores requerimientos, es decir mínimo 250 MKwh y 95 Kw , en este caso para las empresas medianas se tiene que el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 561 posibles grandes consumidores, para las empresas medianas, teniendo un consumo de 718 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 1.3 Mwh por abonado y un porcentaje del 18.26 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 718 Mwh) en base a la energía nacional facturada

Para el segundo grupo, las empresas grandes, el número de abonados hasta finales del año 2015 es de 5178 posibles grandes consumidores, teniendo un consumo de 4752 Mwh total anuales de las empresas distribuidoras que pertenecen a este grupo, con una relación de 0.92 Mwh por abonado y un porcentaje del 40.86 % que representa el consumo de posibles grandes consumidores ( en este caso 4752 Mwh) en base a la energía nacional facturada.

Entonces el total para nivel nacional se tiene que:

**ECUADOR**

PROY DE ENERGIA	E DISPONIBLE	PERDIDAS	E FACTURADA	ABONADOS
2004	12238	24.00%	9300.9	3658
2005	12961	23.80%	9876.3	3831
2006	13635	23.10%	10485.3	4010
2007	14322	22.70%	11070.9	4171
2008	15022	20.00%	12017.6	4458
2009	15733	19.30%	12693.4	4634
2010	16460	18.70%	13382	4805
2011	17211	18.00%	14113	4980
2012	17980	17.60%	14815.5	5136
2013	18773	16.50%	15675.5	5335
2014	19601	15.20%	16621.6	5550
2015	20477	14.40%	17528.3	5739

**TABLA No. 3.15: proyección del número de abonados a nivel nacional para el cuarto escenario**

Sumados los posibles grandes consumidores de los dos grupos de empresas tenemos que para finales del año 2015 el número es de 5739 posibles grandes consumidores a nivel nacional.

# **CAPITULO 4**

## **TECNOLOGÍA PARA LA ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN**

### **4.1 Introducción a los sistemas Scada**

#### **4.1.1 Usos de los sistemas de supervisión**

Dentro del estudio y desarrollo de sistemas tecnológicos en el campo electrónico y computacional, se hace necesario satisfacer las necesidades de la industria, las mismas que requieren dispositivos que automaticen labores tediosas y realicen controles autónomos, ayudando a un desarrollo más rápido y óptimo de tareas, que de otro modo, se convertirían en actividades tediosas y susceptibles de errores.

Es de esta manera que el trabajo realizado está destinado a intervenir en dicha función, vale decir, la automatización de sistemas de monitoreo y control orientados, no sólo a grandes clientes, sino, implementando una solución asequible para cualquier tipo de persona

Es además, muy necesario el que, cuando un sistema de control está destinado a atender a varios usuarios, exista alguna manera eficaz de reconocer al cliente que está

siendo atendido en el momento y que el trato sea personal es decir cliente - servidor.

De ahí surge la necesidad de identificar a usuarios y llevar registros de sus actividades, con relación al sistema en general.

Al crear sistemas basados en una PC, los usuarios están aprovechando las ventajas de las tecnologías de la computación mas recientes como tarjetas de adquisición de datos (DAQ) insertables, almacenamiento de datos a disco duro, ActiveX e Internet. A medida que ingenieros y científicos adoptan la computadora para resolver un mayor número de aplicaciones, estas se han vuelto más exigentes; tal es el caso de los sistemas en tiempo real. Si bien es cierto que un sistema de adquisición de datos y control en tiempo real no es fácil de lograr con una computadora personal, lo ideal sería contar con las mismas ventajas que ofrece una PC (interfaz gráfica, sistemas abiertos, conectividad, bajo costo) y la habilidad de crear aplicaciones lo suficientemente confiables para desempeñar el control de un sistema crítico.

"Tiempo Real" es uno de los términos mas comúnmente usados en la industria, pero su definición es ambigua. La mayoría de los ingenieros están de acuerdo en que Tiempo Real significa "con retrasos aceptables". El término *Tiempo Real duro* comúnmente se utiliza para definir a un sistema que debe ejecutarse sin falla y cumplir con los requerimientos de tiempo real en todo momento. El error más común es pensar que Tiempo Real significa en realidad, rápido; cuando de hecho, muchas aplicaciones de adquisición de datos y control tienen ciclos muy lentos.

Esta tecnología a tomado el nombre de SCADA, viene de las siglas de "Supervisory Control And Data Adquisition", es decir: adquisición de datos y control de supervisión.

Se trata de una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

Es por esto que los sistemas eléctricos también hacen uso de esta tecnología y avances en su desarrollo como por ejemplo tenemos que dentro del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) existe un sistema de control y adquisición de datos para lograr que el consumo de la energía sea lo más eficientemente posible.

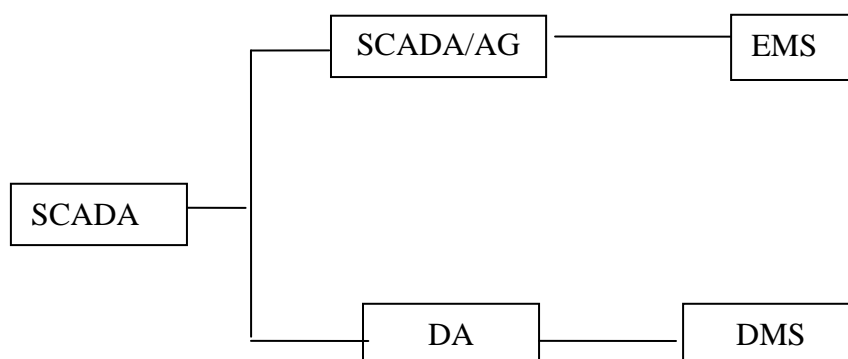
En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se

ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

Los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA.

La definición es la siguiente:

- **SCADA**: Supervisión, control y adquisición de datos
- **SCADA/AGC** : Scada, control automático de generación.
- **EMS** : Sistema de administración de energía
- **DA** : Sistema automático de distribución
- **DMS** : Sistema de manejo de distribución



**FIGURA No. 4.1: funciones del SCADA**

- **SCADA:** Abarca, adquisición de datos, control remoto, interfase de usuarios, análisis históricos de datos, reporte de escritura
- **SCADA/AGC:** Abarca, control automático de generación, cálculo del despacho económico, variación en el programa de transacción, evaluación de la transacción (Economía A y B), selección de la unidad en ejecución, proyección de cargas en períodos cortos.
- **EMS:** Comprende configuraciones de red(Network) , topología, procesos, estimación del estado, análisis de contingencia, balanceo trifásico con flujo de potencia, optimización del flujo de potencia, despacho simulado.
- **DA :** Comprende reducción de voltaje, manejo de carga, control del factor de potencia, proyección de cargas en períodos cortos, identificación de fallas, aislamiento de fallas, restauración del servicio, interfase con equipos electrónicos inteligentes (IEDS).
- **DMS :** Comprende operación de flujo de potencia para trifásico desbalanceados, interfase con planeamiento automatizado, facilidades de manejo (AM/FM), interfase con el sistema de información del cliente (CIS), gráficos, llamadas de problemas fuera de control.



#### 4.1.2 Requisitos de los sistema de supervisión

Un SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicar con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.
- Deben ser capaces de leer y/o escribir datos desde y hacia Unidades Terminales Remotas.
- Deben analizar los datos adquiridos y presentar estos datos de una manera gráfica para que el operador sea capaz de identificar el equipamiento de campo y las acciones que realiza sobre éste equipamiento.
- Deben ser capaces de leer y escribir en múltiples fuentes de datos, utilizando múltiples protocolos industriales.

#### 4.1.3 Módulos de los sistema de supervisión.

Los módulos o bloques software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

- **Configuración.**- permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.

- **Interfaz gráfico del operador.-** proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.
- **Módulo de proceso.-** ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.
- **Gestión y archivo de datos.-** se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- **Comunicaciones.-** se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

#### 4.1.4 Comunicaciones del los sistemas de supervisión.

Para que el sistema Scada pueda funcionar , se necesita tener una buena comunicación, existen diferentes maneras de transmisión de datos:

- **Cables Pares.-** Su disposición puede ser aérea o subterránea, opera hasta 2400 bit/ seg, son de alto de costo.
- **Pares Telefónicos Dedicados.-** Costo de arriendo mensual alto, se depende de terceros.
- **PLC Power Line Carrier**

##### **Ventajas:**

- El usuario tiene pleno control del sistema de comunicaciones
- Es un concepto de comunicaciones punto a punto.
- Puede llegar hasta 64 kbits/seg.
- Puede manejar comunicaciones de voz, telemedición, protección y canales para el SCADA

##### **Desventajas:**

- Sensible a los cambios en el clima que causan incrementos en la atenuación de la señal de la portadora.
- Altos costos.
- Las líneas de transmisión introducen muchos ruidos.

- **Radio.-** Operan en las bandas de frecuencias de 450 Mhz o de 900 Mhz, Bandas de spread spectrum en el orden de 900 Mhz, 2.4 Ghz o de 5.8 Ghz, requieren línea de vista. Spread spectrum usa radios inteligentes de baja potencia que evita la congestión de la banda.

**Ventajas:**

- Sistema aislado de las fallas de las líneas de transmisión.
- Mayor confiabilidad
- Bajos costos de instalación.
- Bajos costos de mantenimiento

**Desventajas:**

- Para el sistema de radio normal se requiere permiso de la SUPTEL.
  - Uso de repetidoras inciden en los costos iniciales.
  - El incremento de usuarios en las bandas cercanas produce ruidos e interferencias
- 
- **Microondas.-** Usan antenas parabólicas de plato que dirigen la energía de la onda hacia un rayo angosto. El rayo sigue la línea de vista, que en realidad es una línea curva por la refracción de la atmósfera. Se deben direccionar las antenas para evitar obstáculos en la línea de vista.

**Ventajas:**

- Tiene amplio ancho de banda

- Es un sistema bastante confiable
- Tiene excelentes características como troncal del sistema de comunicaciones.

#### **Desventajas:**

- Se requiere contar con el permiso de la SUPTEL.
- Se requiere de un cuidadoso cálculo para direccionar las antenas
- Requiere repetidoras cada 40-50 Km.
- Edificios o árboles altos pueden obstruir la línea de vista.
- **Fibra Óptica.-** Tiene los siguientes componentes básicos:
  - Transmisor
  - Cable de fibra
  - Receptor

Adicionalmente repetidores y divisores de señales. La información se transmite en la fibra mediante el principio de reflexión

#### **Ventajas:**

- Es inmune a la interferencia electromagnética presente en las subestaciones eléctricas y no le afectan las descargas atmosféricas.
- Tiene amplio ancho de banda
- Excelente para la transmisión de datos digitales.
- Permite velocidades mayores a 9600 bit/seg

**Desventajas:**

- Se requiere repetidores cada 20-30 Km.
- Se requiere de transmisores y receptores para convertir las señales analógicas a luz y viceversa.
- Costos altos.
- **Satélite.-** Usan los satélites geosincrónicos como repetidores. Se requiere comprar el hardware y software para los terminales terrestres y arrendar la capacidad requerida en el satélite.

**Ventajas:**

- Tiene un ancho de banda suficiente para las necesidades del SCADA y es un sistema muy confiable.

**Desventajas:**

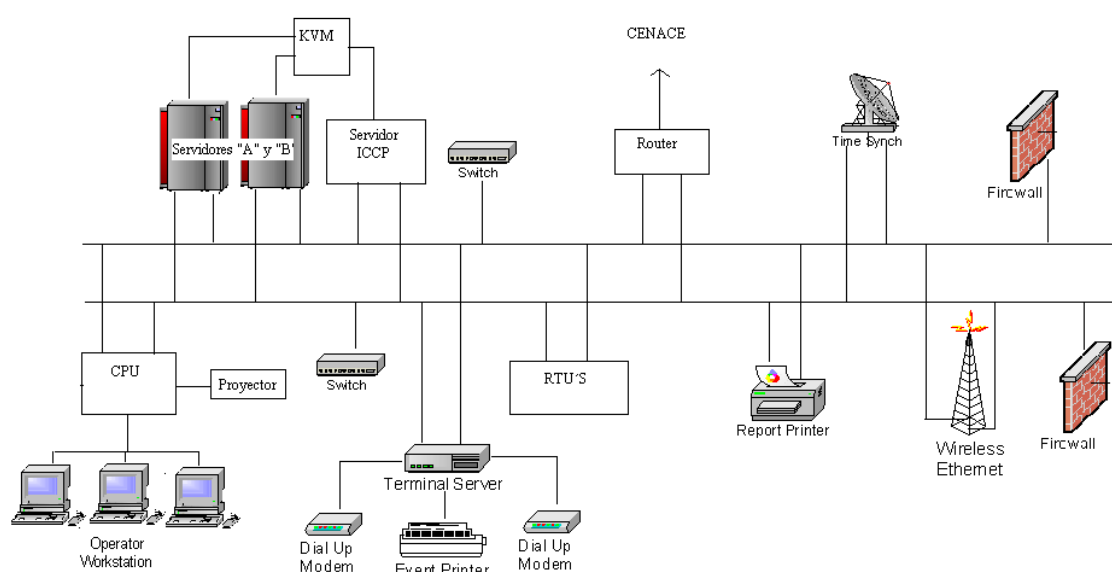
- Es un sistema muy costoso.

## **4.2 Tipos de sistemas de adquisición de datos.**

### **4.2.1 Scada Survalent para la Empresa Eléctrica de Loja**

En este año, la empresa eléctrica de Loja se propuso instalar un sistema Scada, con características similares a los sistemas de otras empresas, por ejemplo, que fuera de

protocolo abierto, que fuera de fácil adaptación al personal, que sea amigable, que llene las exigencias del Cenace, de fácil expansión, etc. Para lo cual se llamó a concurso a todas las empresas dispuestas a participar y desarrollar este sistema con características específicas, una de las empresas participantes propuso el siguiente Scada llamado Survalent :



**Figura No. 4.2: arquitectura del scada propuesto para la empresa eléctrica de Loja**

Es una red Lan doble, con comunicación vía wireless ethernet, pc's de trabajo, también existe comunicación vía dial up, con dos servidores activos, el uno principal y el otro de respaldo, con GPs para sincronización de horas, impresoras para eventos, otra para emisión de reportes, el software tiene las siguientes aplicaciones.

- **Interfaz Gráfica de Usuario**

La interfaz gráfica de usuario es del tipo "Full Graphics", por lo que está basada en vectores y soporta un número ilimitado de capas, así como un número ilimitado de vistas. Tiene la capacidad de importar información gráfica de formatos DXF y DWG,

para la integración de diagramas unifilares e información topográfica y/o geográfica para la localización de los circuitos y alimentadores del sistema.

- **Procesador de Topología y Conectividad**

El sistema incluye un procesador de topología/conectividad que procese el estado de la red para representar su estado mediante un color y/o tipo de línea específico. La configuración de esta función no requiere de ningún tipo de programación, sino que únicamente es necesario seleccionar aquellos dispositivos/elementos que están conectados entre sí. Esta aplicación considera todas las configuraciones válidas posibles de manera que en el caso que se haya seleccionado una opción equivocada o errónea, el sistema notifique al editor/operador el error durante la edición (ejem. by-pass de un interruptor de enlace). El sistema es capaz de manejar y representar circuitos trifásicos y/o monofásicos, es decir maneja la lógica de las tres fases de manera independiente, en forma que sea posible identificar aquellos circuitos que estén operando con una, dos o tres fases. La información de estado de los equipos de campo es recibida como un valor de telemedida y/o colocada manualmente, de tal forma que el sistema pueda representar la totalidad del sistema y su estado de conectividad aún cuando no todos los equipos de campo estén telemedidos o telecontrolados (cuchillas, cut-outs, fusibles, etc.). El sistema maneja y representa los siguientes estados de red:

- Desenergizada
- Desenergizada en anillo
- Energizada
- Energizada en paralelo



- Energizada en anillo
  - Energizada en paralelo
  - Energizada en paralelo y en anillo
  - Interrupción calculada
  - Parcialmente energizada en anillo
  - Parcialmente energizada
  - Parcialmente energizada en paralelo
  - Parcialmente energizada en anillo
  - Parcialmente energizada en paralelo y en anillo
  - Interrupción parcial calculada
- 
- **Preparación de Órdenes de Operación (Libranzas)**

El sistema integra una aplicación que permite definir las órdenes de operación (switcheo) directamente en la interfaz gráfica de usuario únicamente haciendo clic en el dispositivo que se operará y definiendo el tipo de operación (apertura/cierre, etc.) y la etiqueta que se requiere. Una vez que dicha secuencia de operación sea validada por un supervisor, la misma es ejecutada directamente por el (los) operador(es) del sistema directamente desde la interfaz hombre máquina. El sistema permite la integración de todos los dispositivos, incluso aquellos que no sean teledidos ni telecontrolados. Las órdenes de operación son creadas no solo en el sistema activo, sino también en modo simulación de manera que la secuencia de operación a ejecutar es evaluada antes de ejecutarla en el sistema real. Todas las secuencias de operación se archivan por un período ilimitado.

- **Redundancia Múltiple**

El sistema es doble redundante y tiene la capacidad de extender su capacidad para integrar más de dos servidores (mínimo 4 servidores) en configuración “Hot-stand by” para lograr lo que se conoce como redundancia múltiple.

- **Protocolos de comunicación**

El sistema incluye todos los protocolos de comunicación requeridos (DNP3.0, Modbus, IEC-60870-5-101/102/103/104, IEC-61850, etc.) directamente, sin requerir ningún tipo de convertidor de protocolos externo (hardware) o interno (software de terceras partes).

- **Líneas de comunicación**

El sistema no está limitado en el número de líneas de comunicación, por lo que es capaz de crecer ilimitadamente en el número de líneas de comunicación seriales y sobre TCP/IP en la medida que sea necesario, sin requerir el pago de ninguna licencia adicional o la actualización del software del sistema.

- **Dispositivos Electrónicos Inteligentes**

El sistema integra un número ilimitado de dispositivos de campo (subestaciones, UTRs, Medidores, Relevadores de protección, Controles, etc.) sin necesidad de alguna expansión o actualización ya sea de hardware o de software.

- **Sistema Abierto**

El sistema es totalmente abierto sin necesidad de utilizar ningún tipo de software propietario. Cualquiera de los componentes es de fácil adquisición de una fuente local y por lo menos dos proveedores de diferentes marcas suministran dichos equipos.

- **Tamaño de la base de datos**

El sistema maneja por lo menos 200,000 puntos en su base de datos de tiempo real (analógicos, digitales, control, etc.) y en caso de ser necesario la misma (base de datos en tiempo real) podrá ser expandida para manejar más puntos (ejem. 1'000,000 puntos), sin necesidad de requerir ningún tipo de expansión de hardware, codificación o pago de licencia adicional.

- **Estaciones de trabajo (locales/remotas)**

El sistema maneja un número ilimitado de estaciones de trabajo locales y/o remotas sin necesidad de ningún tipo de cambio y/o actualización de hardware o software. El sistema permite la instalación de más estaciones de trabajo sin necesidad de actualizar y/o modificar el software del sistema. De la misma forma, no es necesario pagar ningún tipo de licencia adicional por la adición de cualquier número de estaciones de trabajo. Únicamente será necesario instalar el hardware propio de la estación de trabajo y configurarlo para comunicarse con los servidores del sistema (red, VPN, dial-up, etc.).

- **Capacidad de manejo de alarmas/eventos y número ilimitado de usuarios**

El sistema maneja un mínimo de 100 alarmas/eventos por segundo en cada una de las estaciones de trabajo. También permite manejar un número ilimitado de usuarios con sus respectivas claves de acceso.

- **Número ilimitado de grupos de áreas de responsabilidad**

El sistema es capaz de manejar un número ilimitado de grupos de zonas. Dichas zonas incluyen cualquier combinación/permutación de áreas de responsabilidad con por lo menos 128 áreas de responsabilidad. Es posible habilitar/deshabilitar por lo menos las siguientes funciones de manera individual a cada uno de los usuarios o tipos de usuario:

- Alarmas
  1. Reconocimiento individual
  2. Reconocimiento página completa
  3. Reconocimiento estación completa
  4. Bloqueo
  5. Desbloqueo
  6. Silenciación de alarmas
- Edición
  1. Base de Datos
  2. Gráficos
  3. Reportes
  4. Límites de valores analógicos
  5. Notas

- Secuencias de automatización
  1. Edición
  2. Ejecución
- Operación
  1. Manual
  2. Control remoto
  3. Activación de puntos
  4. Etiquetado/Desetiquetado

- **Herramientas de Edición**

El sistema incluye poderosas herramientas de edición que permiten reducir no solo el tiempo de integración inicial, sino el mantenimiento de la base de datos en forma permanente. El sistema permite las siguientes herramientas de edición de la base de datos:

- Creación de la base de datos en una hoja de cálculo y su importación al sistema SCADA
- Modelado de puntos existentes para la creación de nuevos puntos con características similares
- Borrado de puntos existentes
- Clonación de estaciones completas (características similares)
- Capacidad de crear una librería de plantillas de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), en las que se puedan seleccionar los puntos que se requieren de cada equipo de campo. Las plantillas podrán ser modificables y

se podrán almacenar y utilizar tantas versiones o variaciones de las mismas como sean necesarias.

- Capacidad de crear un Dispositivo Electrónico Inteligente virtual que presente en forma gráfica (fotografía, dibujo, esquema, etc.), la misma información que los dispositivos de campo presentan al usuario en su pantalla frontal. La creación de nuevos dispositivos únicamente deberá requerir el cambio de nombre al nuevo dispositivo que se va a comunicar.

- **Comunicación con otros sistemas (ICCP)**

El sistema es capaz de comunicarse con otros servidores SCADA, DMS o EMS independientemente del tipo y modelo del sistema (cualquier fabricante) mediante el protocolo ICCP (Inter Control-Center Communication Protocol – TASE.2). El sistema funciona como cliente o servidor de información para un número ilimitado de nodos (servidores remotos), sin ninguna necesidad de pagar alguna licencia adicional ni de expansión de software/hardware. No se aceptan servidores por separado ni software de terceras partes para lograr esta función. El protocolo ICCP tiene uno o más de los protocolos residentes en el propio sistema SCADA, por lo que la definición de los puntos que serán transferidos vía ICCP es la misma que la ya existente en el sistema SCADA. Es decir, no es necesario tener que redefinir estos puntos en otras bases de datos y/o servidores diferentes a los de SCADA.

Diversos competidores utilizan software de terceras partes (ejem. LiveData). En estos casos, los puntos que son intercambiados via ICCP se tienen que volver a definir en la base de datos de esta aplicación (ejem Oracle o MS SQL Server). En la mayoría de

estos casos, la aplicación ICCP y su base de datos correspondiente reside en servidores independientes y lo que es peor, muchas veces, los términos utilizados para la definición del intercambio de información no es la misma entre el sistema SCADA y la aplicación ICCP (i.e. Nodo – Servidor remoto – Cliente remoto, etc.). Cada vez que se requiere agregar, eliminar o cambiar un punto en ICCP, se tiene que hacer en más de un punto, mientras que en este sistema todo se hace con la misma interfaz, lógica y estructura que cuando se define un punto cualquiera de la base de datos.

- **Intercambio automático de datos entre bases de datos relacionales**

El sistema integra una aplicación que permite intercambiar información de tiempo real, histórica, operaciones, eventos y secuencia de eventos de manera bidireccional (enviar y recibir) con cualquier tipo de base de datos relacional disponible en el mercado (ejem MS Access, MS SQL Server, Oracle, Sybase, etc.). La aplicación propuesta soporta un número ilimitado de conexiones/intercambios con otras bases de datos. El sistema SCADA envía y recibe información de diferentes bases de datos en diferentes horarios, aún cuando estas bases de datos estén en diferentes servidores o estaciones de trabajo. El intercambio puede ser manual o automatizado sin necesidad de programación, lo único que debe hacer el usuario es definir que datos son intercambiados entre el sistema SCADA y las demás bases de datos con las que tiene que interactuar.

- **Intercambio automático y/o manual de información con Hojas de Cálculo**

El sistema incluye una herramienta que permite extraer cualquier tipo de información disponible en el sistema SCADA (tiempo real, histórica, operaciones,

eventos, etc.) con bases hojas de cálculo (ejem. creación de reportes, gráficos, etc.). Este intercambio de información no requiere de ningún tipo de programación por parte del usuario, sino únicamente apuntar hacia la información que se necesita. El usuario especifica si se requiere actualizar dicha información y de ser así cada cuando se requiere la misma.

- **Anunciación de Alarmas Remota**

El sistema puede anunciar cualquier condición de alarma identificada por el sistema (operación, de sistema, etc.) remotamente mediante pager (ejem. SkyTel, Beeper, etc.), e-mail o SMS (Short Message Service). No existe ningún límite para la cantidad de condiciones y/o alarmas que se pueden reportar ni para la cantidad de servicios de anunciación remota (compañías de pager, servidores de E-mail y/o proveedores de SMS). Esta funcionalidad está totalmente integrada dentro del sistema SCADA, por lo que no es necesario integrar ningún software de terceros ni tener que redefinir las condiciones/puntos a anunciar remotamente en otro sistema o servidor. Es posible definir quiénes recibirán qué tipo de información, para que únicamente los usuarios interesados reciban la información que les interesa; ésta funcionalidad está directamente integrada con la definición de grupos de zona y áreas de responsabilidad anteriormente mencionada. El medio de comunicación a los proveedores de servicios de anunciación es serial o sobre cualquier arquitectura compatible con TCP/IP. Se define un número ilimitado de calendarios y combinaciones de los mismos (por día de la semana, fecha específica, rango de fechas específicas, fines de semana, días entre semana, todos los días, etc.) con su respectivo rango horario, para que los usuarios reciban notificaciones remotas. Es posible definir un rango de reanunciación si es que



una condición de alarma no ha sido reconocida después de un cierto tiempo o si la misma fue reconocida pero permanece en el sistema después de un período definible por el usuario.

- **Prioridad de Alarmas Maestra/Esclava**

El sistema integra la relación entre las diferentes condiciones de alarmas de manera que una condición de alarma que dependa (efecto) de otra, sea reconocida o suprimida automáticamente. El propósito principal de esta función es la de presentarle al operador única y exclusivamente aquellas condiciones que hayan causado la condición de alarma y evitar que se presente una avalancha de alarmas que sean consecuencia de la anterior. Es posible crear múltiples niveles maestra/esclava de manera que condiciones de prioridad inferior puedan tener a su vez otras condiciones de alarma como esclavas (efecto). Esta funcionalidad es completamente integrada al sistema SCADA y no requiere ningún software adicional o de terceras partes, ni la redefinición de los puntos de la base de datos.

- **Supresión de alarmas en condiciones de emergencia**

El sistema permite la supresión de alarmas de menor prioridad cuando el operador lo decida (por ejemplo, condiciones de emergencia del sistema debido a fenómenos naturales). Esta condición permite al operador enfocarse única y exclusivamente en las condiciones de alarma críticas en la operación del sistema, de manera que una vez que éstas hayan sido resueltas, el operador pueda continuar trabajando con las de menor prioridad hasta que el sistema regrese a su condición de operación normal.

- **Edición en línea**

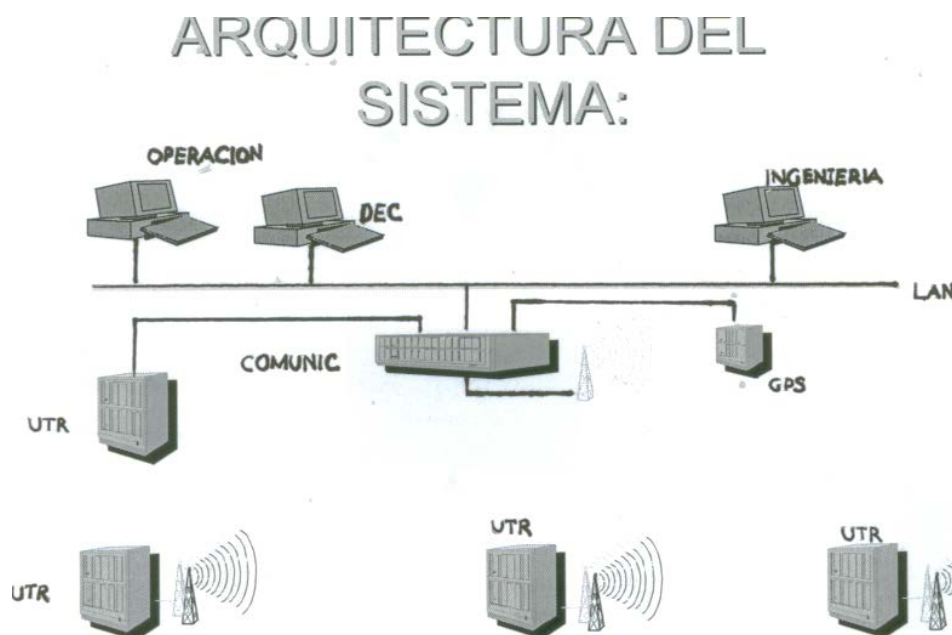
Todos los cambios y actualizaciones del sistema pueden hacerse y validarse completamente en línea. El sistema jamás requiere re-inicialización ni para la edición ni para la validación de cualquier cambio en la base de datos y/o gráficos del sistema, por muy extensos o complicados que estos sean. La información en las bases de datos en tiempo real e histórica siempre están disponibles en cada uno de los servidores y para cualquiera de las estaciones de trabajo (locales y/o remotas) que existan en el sistema.

#### **4.2.2 Scada de la Empresa Eléctrica de Cuenca**

El sistema Scada de la empresa eléctrica Centro Sur, fue implementado en 1996, por el proveedor Eliop – España, este sistema está constituido por los siguientes elementos:

En el centro de control se dispone de dos servidores en las que se ejecuta la aplicación Sherpa, la una principal y la otra de respaldo, el reloj GPS que permite realizar la sincronización, para el registro de la información, un radio modem a través del cual se envía o recibe información e impresoras para impresiones de eventos.

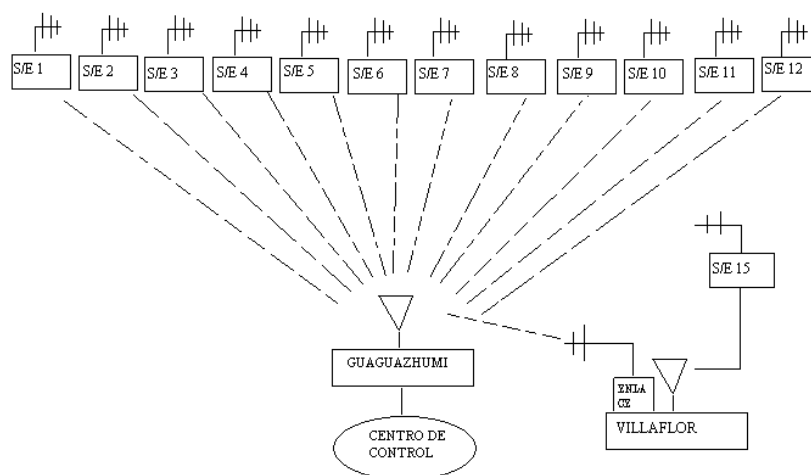
En las subestaciones se dispone de 12 RTU (Remote terminal Unit), una por cada subestación, que concentra las señales enviadas y recibidas a través de un radio modem.



**Figura No. 4.3: Arquitectura del sistema SCADA de la empresa eléctrica de Cuenca**

Sistemas de comunicaciones.- El sistema de comunicaciones utilizada para la transmisión de información desde las subestaciones hasta el centro de control es tipo radio\_frecuencia (UHF). Desde las subestaciones se envía la información a repetidoras ubicadas en lugares apropiados para la comunicación y desde aquí hasta el centro de control, en donde se tiene el radio modem que permite recibir la información en el computador principal, el cual se encuentra instalado el sistema Sherpa.

La siguiente figura muestra el sistema de comunicación.



**Figura No. 4.4: Sistema de comunicación de la empresa eléctrica de Cuenca**

RTU.- Para la instalación de las RTUs, se consideró el número de alimentadores en cada subestación y los requerimientos de señales digitales y analógicas de cada una de ellas para medición y control. Luego del cableado se procedió a la programación de canales, magnitudes a medir, límites de alarmas, etc. El tipo de RTU utilizado es de la serie 4000.

Una vez instalado el sistema se procedió a ingresar información a las diferentes tablas de la base de datos como es la tabla de canales, de alarmas, de datos de tiempo real, de usuarios, de características de hardware, etc. Para luego proceder a realizar las pruebas de funcionamiento, como son: de señales contadoras, desde contadores de energía obtenemos información de energía activa y reactiva, señales analógicas desde transductores o desde IEDs (DPU 2000R) (contrastando los valores del sistema con mediciones reales), señales digitales obtenidas de elementos de control, tales como apertura, cierre, estado, reseteo, los eventos hacen referencia a señales digitales de apertura, cierre o estado de los elementos. También el procesamiento de datos como

por ejemplo acumulación, cálculo de mínimos, máximos, promedios, etc., generación de informes, alertas a través de alarmas por apertura o cierre de elementos de control.

La versión del sistema SCADA que posee la EERCS.CA trabaja bajo el sistema operativo Unix, con bases de datos de Oracle para configuraciones, alarmas e históricos y los programas están desarrollados en lenguaje C.

En el centro de control se tienen dos computadoras en las que se ejecuta la aplicación Sherpa, una computadora se utiliza como principal y la otra como reserva. Cada 15 minutos el sistema registra los datos provenientes de las diferentes RTUs y debido a que la capacidad de disco del sistema es pequeño, se realiza un respaldo de los registros de interés cada 24 horas en una computadora con Windows NT.

La información que suministra el sistema SCADA corresponde a alarmas, estados, e información de potencias y energías, la misma que es utilizada para la generación de reportes y para el control remoto.

En cuanto al análisis comparativo se tiene que, antes de la implementación del sistema se requería de mayor cantidad de personal para operación y lectura, actualmente se tiene la operación concentrada en un solo lugar, lo cual ha permitido reducir el costo de producción. Además la información es oportuna y precisa

### 4.2.3 Scada de la Empresa Eléctrica de Quito

A fines de los 80 se puso en ejecución el proyecto piloto control y gestión de cargas de distribución, con el financiamiento proveniente de la Comisión de la Comunidad Europea de Naciones. Este proyecto se puso en funcionamiento a comienzos de la década del 90' e incluyó la instalación de un centro de control ubicado en las oficinas de Despacho de Distribución y de seis terminales remotas instaladas en igual número de subestaciones de distribución. Para la selección de las subestaciones se tomó en cuenta las posibilidades de su comunicación mediante línea dedicada y, por lo tanto, se decidió instalar las terminales remotas en subestaciones cercanas a las oficinas de despacho de distribución.

El sistema instalado permitió la automatización de las seis subestaciones de distribución, que se indica en el siguiente listado:

- Miraflores (09)
- Diez Nueva (Vicentina)
- Diez Vieja (El Dorado)
- Belisario Quevedo (11)
- La Floresta (12)
- Carolina (24)

De las RTU instaladas en estas seis subestaciones, cuatro se comunican mediante líneas telefónicas dedicadas, utilizándose dos pares por subestación con uno

de respaldo, y las dos restantes mediante un sistema de radio marca MDS1000 que utiliza un enlace con las siguientes frecuencias: Rx frec= 952.5 Mhz y Tx frec= 928.5 Mhz, con una velocidad de transmisión de datos de 1200 Bd. Para el uso de esta frecuencia se dispone de la autorización de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

En las comunicaciones por línea dedicada, los pares llegan a un rack de módems y de este se conectan a un PSD (Port Sharing Device) de 4 entradas y 1 salida, que se conecta al servidor del SCADA, con una velocidad de transmisión de 1200 Bd. El protocolo usado es un ILEX modificado.

Posteriormente, se decidió ampliar el Proyecto Piloto aumentando el número de subestaciones de distribución controladas por el sistema.

### **Situación actual:**

**Equipos utilizados.-** A comienzos de 1999 se compraron ocho terminales remotas marca ELIOP y tipo ELITEL 4000, con capacidad de almacenar la información recogida en la subestación en una base de datos, capacidad de comunicarse con más de un centro de control, usando uno o varios protocolos de comunicación.

El sistema de comunicación escogido para estas 8 RTU fue el radio, utilizando frecuencias autorizadas por la Superintendencia de Telecomunicaciones, en las siguientes frecuencias: Rx frec = 454.85 Mhz y Tx frec = 459.85 Mhz, con una velocidad de transmisión de datos de 1200 Bd. Se utilizan radios móviles marca TAIT tipo T2000II. Las nuevas terminales remotas se comunican mediante protocolo

propietario, denominado GESTEL, con la estación maestra ubicada en Despacho de Distribución. La estación maestra se encarga de convertir este protocolo al protocolo ILEX, de tal forma que se pueda comunicar con el Sistema SCADA ILEX 9000.

Las subestaciones donde se instaló una terminal remota son las siguientes:

- El Bosque (15)
- Río Coca (16)
- Cristiana (18)
- Cotocollao (19)
- Tumbaco (36)
- Epiclachima (21)
- Pomasqui (57)
- Eugenio Espejo (59).

Adicionalmente se dispone de una RTU marca ELIOP tipo ELITEL 4000 a ser instalada en la subestación San Rafael.

La Empresa Eléctrica Quito S.A., a la presente fecha cuenta con 27 subestaciones de distribución, 7 subestaciones con equipamiento para distribución y subtransmisión y 5 subestaciones con equipamiento de subtransmisión, lo cual hace un total de 39 subestaciones para atender el área de concesión de la Empresa.

Resumiendo, el equipamiento actual con que cuenta el Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito, es el siguiente:



- Seis terminales remotas antiguas.
- Nueve terminales remotas modernas.
- Una Red Lan a la que están conectadas el Server y dos estaciones de operación
- Una estación maestra (de ELIOP) y una impresora matricial.
- Un sistema de comunicaciones vía radio para recibir la información de ocho terminales remotas modernas.
- Otro sistema de comunicaciones vía radio para recibir la información de dos terminales remotas antiguas, y
- Líneas dedicadas para recibir la información de las cuatro terminales remotas antiguas restantes.

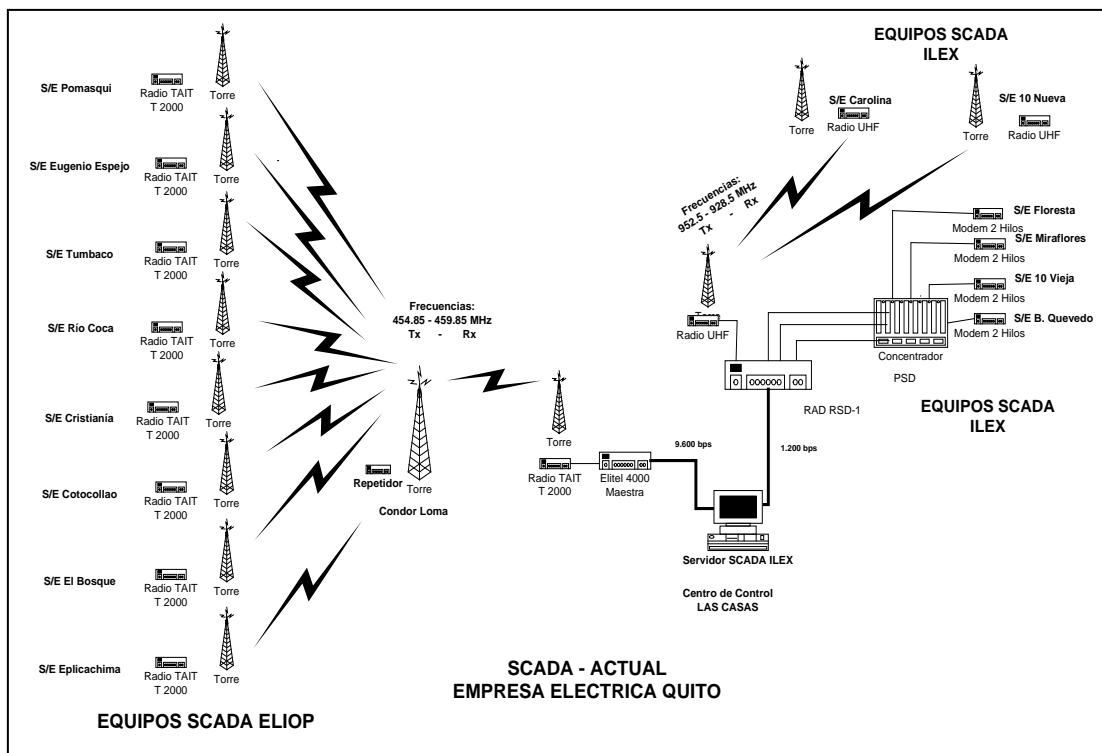


FIGURA No 4.5: configuración actual de la comunicación del Scada de la EEQ

La información básica de las subestaciones es:

- Voltajes de barra
- Corrientes o potencias en líneas
- Corrientes o potencias en transformador
- Posición del tap del transformador
- Estado de disyuntores y seccionadores
- Alarmas
- SOE Secuencia de eventos

**Programas utilizados.-** En cuanto a los programas computacionales que al momento dispone la EEQ para el manejo de la información comercial y de su red eléctrica, se tienen los siguientes:

- Sistema de Información Geográfica GIS, el mismo que contiene la base geográfica y la información de las redes de alta, media y baja tensión, así como las redes de alumbrado público.
- El Sistema de Información de Distribución SDI, el mismo que almacena la información referente a la desconexión de los alimentadores primarios de distribución, operaciones realizadas en las redes de media y baja tensión y reparaciones en las redes y en los domicilios de los usuarios.

- El Sistema de Información de Comercialización SIDECOM, el mismo que maneja toda la información histórica relativa a todos y cada uno de los clientes residenciales y comerciales de la Empresa.
- Los sistemas mencionados anteriormente están trabajando con bases de datos ORACLE y personal de EEQ cuenta con experiencia en el desarrollo de aplicaciones con estas bases de datos.
- El programa de análisis de redes de distribución denominado FEEDER ALL de ABB.

### **Actualización del Scada:**

La capacidad del sistema SCADA actual llegó a un nivel de utilización de todos los recursos disponibles y no permite el crecimiento del sistema a puntos, peor aún subestaciones, que se requiere se incluyan dentro del proceso de automatización.

Por esto, la Empresa Eléctrica Quita S.A. reemplazará su actual SCADA y el equipamiento de su Centro de Control actual por uno nuevo que en un principio integre a las subestaciones que actualmente disponen de RTU, permita que se vayan integrando las terminales remotas, concentradores de datos o computadores personales a instalarse en el resto de subestaciones y que en el futuro el sistema permita el desarrollo de la automatización tanto a nivel local de las subestaciones, como a nivel de las redes de

distribución. Este Centro de Control estará ubicado en el edificio principal de la Empresa en la ciudad de Quito.

El Centro de Control deberá monitorear y controlar las 9 RTU's marca ELIOP tipo ELITEL 4000 existentes, las mismas que deberán ampliarse, bajo responsabilidad de la Empresa, para supervisar y controlar el patio de subtransmisión de cada subestación. Además, las 6 RTU's marca ILEX existentes, se integrarán opcionalmente al nuevo sistema SCADA. Asimismo tendrá la capacidad de comunicarse con el Centro de Control del CENACE, que es el administrador del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, en el Ecuador.

En lo referente al protocolo de comunicaciones a usarse en el sistema SCADA, se debe instalar un protocolo estándar que puede ser el IEC 870-5-101 o el DNP3, que en su primera fase se usará bajo el sistema de comunicaciones vía radio actual, con conexiones seriales, y en un futuro, con la instalación de fibra óptica entre las principales subestaciones formando un troncal, el sistema de comunicaciones del SCADA será del tipo de red MAN, es decir, usando los protocolos IEC y/o DNP3 sobre TCP/IP.

En las RTU marca ELIOP existentes se incluirán nuevas tarjetas de comunicaciones que soporten uno o los dos protocolos mencionados.

#### 4.2.4 Scada del Centro Nacional de control de energía (CENACE)

La coordinación de la Operación en Tiempo Real del SNI, se realiza en base a los procesos de despacho de generación, control de reservas, redespacho, control de voltaje y análisis de flujos de potencia. Para este propósito, el CENACE dispone desde 1995, de un centro de control SCADA/EMS, denominado SPIDER y suministrado por la empresa ABB, que ha permitido establecer nuevos estándares operativos acordes con la importancia y complejidad del SNI.

El Sistema SPIDER está en cargo de relacionar a dos sistemas:

- Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA)
- Sistema de Administración de Energía (EMS)

**Funciones del Scada.**- El sistema SCADA del CENACE consta de las siguientes funciones:

- Adquisición de indicaciones, mediciones y valores acumulados de energía.
- Procesamiento de la información, presentando alarmas y eventos.
- Ingreso manual de valores del proceso
- Control del Proceso.
- Comunicación entre las unidades remotas y el Sistema Central.
- Supervisión del Sistema de Control

El Sistema SCADA es el encargado de recoger y procesar 534 mediciones y más de 3000 indicaciones, mediante las Unidades Terminales Remotas (UTR) y los Computadores Frontales (FE).

Entre las mediciones principales se tienen valores de flujo de potencia activa y reactiva, potencias activas y reactivas en generadores y carga, voltajes de barra y posiciones de taps en los transformadores. Como mediciones adicionales se tienen: niveles de agua en embalses, niveles de combustible, temperatura en subestaciones y frecuencias en puntos específicos del Sistema.

Mediante el Sistema SCADA, también se pueden controlar la apertura y cierre de disyuntores, aumento o disminución de potencia en generadores, cambio de posición de LTC's. No se dispone control alguno sobre seccionadores, pero se monitorea su estado.

**Elementos del Scada.-** El Sistema SCADA del CENACE tiene los siguientes elementos:

- Unidades Terminales Remotas (UTR).- Las UTR son las encargadas de la adquisición de datos. Estas unidades son microcomputadores que ejecutan internamente las funciones de adquisición y procesamiento de información en sitio. Poseen una base de datos propia que se actualiza únicamente cuando se realiza un cambio en el estado del sistema. El tipo de unidad terminal remota utilizado por el CEANCE es RTU400.

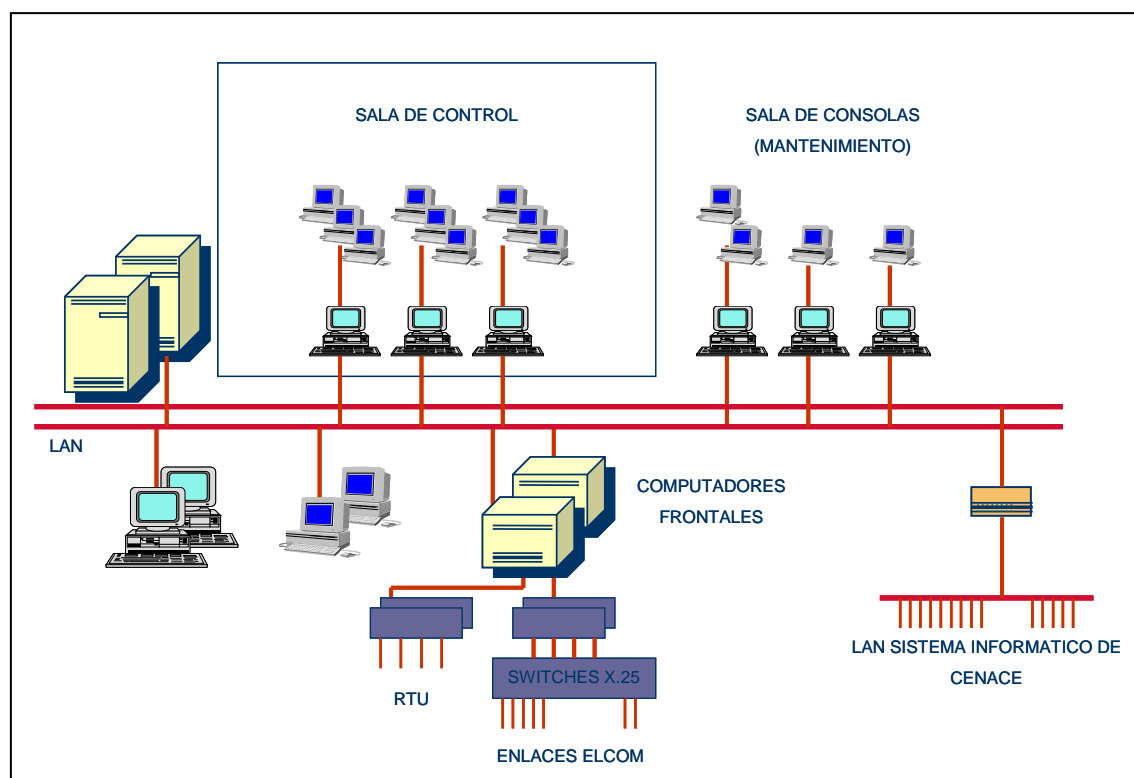
- Computadores Frontales (FE).- Un computador frontal es un sistema interfaz que maneja la comunicación entre las UTR y los computadores principales. La transferencia de información se realiza mediante rutinas de llamado, las mismas que se interrumpen cuando se ejecutan comandos hacia el proceso.

El CENACE utiliza una configuración redundante de computadores frontales, es decir, un computador en línea (on line) y un computador de respaldo (Standby) . Esto se hace por seguridad, ya que si el computador en línea falla, el computador de respaldo entraría inmediatamente a funcionar, sin permitir que la información pueda ser perdida en ningún momento. Los tipos de FE utilizados son: FE200

- Computadores Principales.- Los computadores principales trabajan con el sistema operativo VAX/VMS de DIGITAL.

Tienen una configuración redundante, de manera similar a los computadores frontales. El computador principal en línea envía al computador de respaldo una señal cada 2 segundos, indicando que está en funcionamiento. Si el computador de respaldo no recibe este mensaje por más de 10 segundos, se considera que el computador en línea tiene falla y es colocado como inoperable, entrando a funcionar inmediatamente el computador de respaldo.

La configuración dual tiene dos propósitos específicos, el primero de seguridad, ya enunciado, y el segundo para realizar trabajos de mantenimiento o cambios en la base de datos. Cabe destacar que el computador en línea actualiza la base de datos del computador de respaldo cada 30 segundos.



**FIGURA No 4.6: configuración de la red del Scada del Cenace**

**Programas de funciones Scada.-** Contiene las funciones básicas de supervisión y control, tales como: adquisición de datos, procesamiento de eventos, comunicación hombre-máquina, control de elementos del sistema de potencia y supervisión del sistema de control.

Los programas son agrupados en entidades funcionales, donde cada módulo está asociado a una letra, éstos son presentados a continuación:



- Base de Datos en tiempo real (A)
- Intercambio de datos en el proceso (B)
- Procesamiento de eventos (C)
- Interfaz hombre-máquina (D)
- Reportes de información (E)
- Supervisión del Sistema de Control (G)
- Generación y mantenimiento de la base de datos (H)
- Enlace entre computadores (J)
- Cálculos (K)
- Procesamiento de datos históricos (T)

**Funciones del EMS.-** Para ayudar a los operadores en la supervisión y toma de decisiones apropiadas en el sistema de control, se requieren unas funciones que combinen los datos adquiridos por el sistema SCADA con el modelo del SEP.

Las funciones en tiempo real que conforman el sistema EMS son conocidas como funciones de aplicación, las mismas, permiten realizar la modelación y análisis de red, así como también la operación del SEP. Estas funciones se dividen en:

- Funciones de Aplicación para Supervisión y Modelación
- Cálculo Topológico de Red (Network Topology Calculation (NTC))
- Modelación Dinámica de Red (Dynamic Network Modeling (DNM))
- Chequeo de Razonabilidad de Red (Network Plausibility Check (NPC))

- Estimador de estado (State Estimator (SE))
- Pronóstico de Carga en Barras (Bus Load Forecast (BLF))
- Funciones de Aplicación para análisis y Seguridad
- Flujo de Potencia del Operador (Operador Load Flor (OLF))
- Funciones de Aplicación para Planeamiento
- Pronóstico de Carga del Sistema (Short Term Load Forecast (SLF))

Las funciones EMS son una herramienta básica para mejorar la calidad, seguridad y economía.

Mejoran la calidad a través de:

- Chequeos continuos y marcando la calidad de los datos (NTC y SE)
- Reduciendo errores en mediciones (NCP y SE)
- Acciones selectivas en caso de fallas

Mejoran la seguridad a través de:

- Simulación de condiciones de red planificadas (OLF)
- Acción selectiva en caso de fallas

Mejoran la economía a través de:

- Pronóstico de Sistema de Carga (SLF)
- Reducción de pérdidas de transmisión (OLF)

**Programas de funciones EMS.**- Los programas están organizados de una forma modular que permite seleccionar un conjunto de funciones de aplicación asociadas al procesamiento de información que proviene del sistema de potencia. Cada función está implantada en un paquete de software que tiene a la base de datos como interfaz del resto del sistema.

Los programas EMS están diseñados e implantados en un Módulo de Análisis de Red que incluye una descripción detallada de las funciones de aplicación.

- **Módulo de análisis de Red.**- Comprende un conjunto de funciones de aplicación de monitoreo y análisis de red, que permiten al operador evaluar y comparar los valores calculados con los valores adquiridos en el proceso.

Un operador puede evaluar el resultado de cálculos en la misma forma en que recoge los datos y puede escoger entre comparar datos recogidos e información calculada. Todas las funciones comparten la base de datos en tiempo real. Los valores del proceso, tales como voltajes, valores de corriente, valores de carga, etc., caracterizan el estado del sistema de potencia y pueden ser representados en forma tabular y en diagramas unifilares.

Por petición se puede mostrar:

- Medición Actual
- Códigos de calidad d las mediciones

- Flujo de Potencia estimado y valores residuales proporcionados por el Estimador de Estado.
- Flujo de Potencia calculado por el flujo de Potencia del Operador (OLF)
- Carga pronosticada en barras desde Pronóstico de Carga en Barras (BLF).

Además, se dispone de información sobre la topología de subestaciones, voltajes de barra, ángulos de fase, generación, carga y pérdidas de potencia activa y reactiva.

- Cálculo Topológico de Red (NTC).- Esta función efectúa la descripción de la conectividad existente en las subestaciones y construye un modelo topológico del SEP. Posee las siguientes características:
  - Retardo de ejecución después de producido un cambio de estado en el SEP.
  - Cálculo topológico jerárquico en dos fases.
  - Detección de cambios en la topología y actualización de las subestaciones.
  - Cálculo de las admitancias de barras, líneas y transformadores.
- Modelación dinámica de Red (DNM).- DNM 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.

La función maneja a los despliegues de las subestaciones mediante coloreo, que caracterizan los diferentes estados eléctricos, así como su conectividad. Los datos para la modelación son suministrados por el NTC, y los resultados de esta modelación se presentan en diagramas unifilares y los símbolos a ser coloreados son: barras, líneas, generadores, transformadores, compensadores y elementos de la subestación (disyuntores y seccionadores), los datos erróneos también tienen asignados un color específico que caracteriza su inconsistencia.

- Chequeo de razonabilidad (NPC).- NPC chequea errores gruesos que pueden presentarse en las mediciones obtenidas a través del sistema SCADA. Trabaja directamente con la función del cálculo topológico de la Red (NTC), utilizando un sistema redundante de mediciones para determinar e identificar errores grandes en las mismas.

El proceso es el siguiente:

- 1) Análisis de ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en las barras, flujo de potencia activa en las líneas, flujo de potencia en líneas paralelas y consistencia de voltajes de barra
- 2) Las mediciones que no son clasificadas son sujetas a un análisis de tendencia, donde se calculan los cambios en la medición desde la última ejecución de la función de chequeo de razonabilidad.

3) Todas las mediciones que no satisfacen las ecuaciones de potencia, se revisan nuevamente para detectar errores de medición.

4) Estimador de estado (SE)

Esta función determina el estado más probable del sistema de potencia, a partir de un conjunto de mediciones redundantes. La función cumple con los siguientes objetivos:

- Detectar e identificar datos erróneos que han sido enviados al Centro de Control a través de las UTR`s o valores de mediciones que han sido ingresados manualmente
  - Calcular los datos que no se han enviado por alguna razón al centro de control, como por ejemplo daños en el sistema de transmisión de datos.
  - Proporcionar datos para ejecutar funciones asociadas a análisis de seguridad y pronóstico de demanda.
  - El estimador de estado trabaja con la información dada por el cálculo topológico de red y el chequeo de razonabilidad.
- 
- Pronóstico de carga en barras (BLF).- BLF pronostica las inyecciones de potencia activa y reactiva, en base a un conjunto de parámetros denominados factores de distribución.

Actualiza los factores de distribución de carga en base a un promedio de carga que se efectúa cada hora. Un pronóstico total de la carga se distribuye a las cargas individuales.

La función BLF consiste en las siguientes subfunciones:

- a) Actualización de los Parámetros de carga
  - b) Predicción de cargas individuales en las barras
  - c) Verificación de la máxima carga del sistema
- Flujo de Carga del Operador.- OLF es una herramienta utilizada para el análisis interactivo de las condiciones de operación del SEP. Es ejecutado en una base de estudio, donde el operador tiene completa libertad para cambiar las condiciones operativas del sistema sin interferir en la operación en tiempo real del mismo. El OLF está configurado por los siguientes módulos:

#### **1. Inicialización y Configuración de Datos:**

Una vez que el flujo de potencia es calculado, el resultado puede ser usado como los valores iniciales de un nuevo caso de estudio, para lo cual se procede a grabar los resultados. Se pueden realizar diversas maniobras como apertura/cierre de disyuntores, cambio en los valores de carga o de generación, cambio en los niveles de voltaje en los generadores y transformadores, cambio en la posición de los taps de los transformadores, valores de consigna para voltaje

## 2. Cálculo de Flujo de Potencia:

Se consideran tres tipos barras para el cálculo del flujo de potencia:

1. **Barra de Carga o PQ:** Se conocen las inyecciones de potencia activa y reactiva, mientras que las magnitudes de voltaje y sus ángulos de fase deben ser calculados.
2. **Barra de Generación o PV:** Se conocen la inyección de potencia activa y la magnitud del voltaje, el ángulo de fase debe ser calculado
3. **Barra Oscilante:** Se conoce la magnitud de voltaje de la barra y su ángulo de fase. Esta barra es tomada como referencia y se debe calcular las inyecciones de potencia activa y reactiva.

La solución del flujo de potencia incluye los siguientes valores:

- Magnitud del voltaje en barras y su respectivo ángulo de fase
- Potencia activa y reactiva en líneas y transformadores
- Pérdidas de Potencia activa y reactiva en líneas y transformadores
- Flujo de reactivos en capacitares y reactores.

Además se pueden ver los límites de reactivos alcanzados en polos generadores, taps de transformadores en posiciones extremas y barras con voltajes bajos y altos.



- Pronóstico de Carga del Sistema (SLF).- El pronóstico de carga del sistema está comprendido dentro de las funciones para planeamiento de producción. Para la operación en tiempo real, la función utiliza datos históricos dependientes de la condición atmosférica, tales como pronóstico del clima

La temperatura (que depende de las condiciones climáticas) es la única variable externa implantada para cada uno de los tipos de carga.

Los diferentes tipos de carga pueden tener varias horas especiales. También pueden existir días especiales :

Días que siempre ocurren en la misma fecha, por ejemplo el día de año nuevo

Días que ocurren en diferentes fechas, por ejemplo puentes para días festivos, el feriado de semana santa, etc. Estos días deben ser cambiados cada año.

- Base de datos.- La estructura de la base de datos es independiente de los programas que utilizan estos datos. Para el SPIDER, este sistema de administración de base de datos se denomina AVANTI, el cual es estructurado, mediante rutinas para definición mantenimiento y uso de la base de datos. Mediante AVANTI se puede trabajar con estructuras jerárquicas y en red, además de proveer servicios de

comunicación entre procesos. La base de datos debe tener protección en contra de fallas de hardware y software.

El AVANTI presenta las siguientes funciones:

- Acceso directo a archivos, por medio del número del récord o clave definida
- Conversiones de formato
- Efectiva comunicación entre procesos
- Varios tipos de bases de datos abiertas al mismo tiempo
- Soporte al multiusuario en sistemas de multiproceso lo que permite un comportamiento verdadero en tiempo real
- Transferencia efectiva entre bases de datos y el usuario
- Velocidad alta para acceso a disco
- Posee un lenguaje para la definición de base de datos (Data definition Lenguaje)
- Base de datos de estudio
- Soporte a configuraciones redundantes
- Rutinas de ayuda para acceso distribuido
- Editor de base de datos poderoso

### **4.3 Beneficios del SCADA en la gestión de los grandes consumidores**

El gasto en energía es uno de los rubros más importantes en la estructura de costos de una empresa, y es paradójicamente, uno de los conceptos menos vigilados. El gasto en energía es algo que "se da por hecho", que es inamovible y que no puede ser modificado ya que es de vitalidad para el progreso de una empresa

En un mundo global, la competencia por los mercados es una lucha sin cuartel donde gana quien tenga la mejor estrategia. Ante estructuras de precios cada vez más cerradas, las empresas han tratado de diferenciarse a través del servicio. Sin embargo, ahí la batalla también es cada vez más fuerte,

En esta guerra de precios, la tecnología ha jugado un papel preponderante para reducir los costos de producción y de energía lo que provoca que disminuya el valor del producto y hasta que aumente su calidad. Las empresas pueden ahorrar mucho dinero si controlan su gasto de energía.

Dentro de esta tecnología existen los sistemas de adquisición y control de datos (Scada) que son utilizados para monitoreo y control de cualquier sistema interno de una planta y en términos generales cualquier proceso que implique el control y adquisición de datos de entradas/salidas de variables analógicas o digitales, que le permite obtener información en tiempo real sobre consumo de energía de la empresa.

El Scada que se propone es un sistema de adquisición de datos en tiempo real, que con la instalación de una serie de medidores, sensores y transductores,

monitorea el consumo de la energía, y despliega en una PC las tendencias de consumo (actuales e históricas), balances de energía y los costos de la energía en los diferentes horarios.

Además de las funciones de adquisición de datos, el Scada tiene la capacidad de tomar acciones de control, tendientes a optimizar el uso de la energía, como por ejemplo la conexión y desconexión de capacitores en determinados horarios, para control de reactivos, generación de alarmas cuando algún parámetro indicativo salga de un rango prefijado entre otros:

- Control del pago por rubros de energía y potencia.
- Visibilidad continua de lo que ocurre en el consumo de energía.
- Tendencias de consumo.
- Balances de energía.
- Plataforma compatible con otros equipos.
- Una inversión que se paga sola.

Al estar vigilando constantemente la evolución del consumo de la energía, el SCADA genera bases de datos que sirven como fuente para un diagnóstico continuo del uso de la energía lo que sirve para poder tomar decisiones más oportunas ya que el sistema de adquisición de datos le permite conocer en tiempo real la facturación de energía.

Entre los beneficios obtenidos están:

- Obtener la concentración de la información de un proceso, tratándose del que se trate, en un solo punto, logrando con ello una operación más eficiente, más sencilla, más precisa y más económica.
- Reducción de tiempos muertos y operación más confiable del proceso
- Ir formando una base estadística de datos de operación del proceso para análisis y control estadístico.
- Una operación más segura, al tener un solo responsable y estar automatizada una buena parte de la toma de decisiones.

Este sistema Scada se implantaría en cada subestación de cada Gran Consumidor, y desde un solo centro de computo, se administrará y monitoreará las plantas y se ejecutarán acciones si fuese necesario.

## **CAPITULO 5**

### **PROPUESTA DE FUTUROS SERVICIOS PARA LOS GRANDES CONSUMIDORES**

#### **5.1 Introducción.**

Los reportes emitidos por el Centro de Adquisición de datos, sirven para conocer muchos detalles de la planta, como es el consumo, su perfil de carga, su situación en horas de demanda media, base, y punta, entre otras cosas.

Las personas responsables de esta información, tienen el trabajo de examinar estos reportes y tomar las medidas necesarias, pero por qué limitar el uso de este centro, si es posible expandirlo, para que no solo tome datos o emita reportes, sino también para monitorear el proceso del uso de energía de la planta

Después de proponer una nueva infraestructura como es el sistema Scada, se tiene que empezar a desarrollar este sistema, desde lo básico, que es el hecho de aumentar los servicios ofrecidos a los grandes consumidores, con una mejor calidad y mayor cobertura. Estos servicios, aparte de ser técnicos, son de asesoramiento del uso

de la energía, con bases en un diagnóstico elaborado en función de los datos obtenidos, historial almacenado, monitoreo continuo, nueva tecnología, etc.

Actualmente el ahorro de energía no solo depende de los servicios técnicos (manejo de máquinas, control de cargas, conexión de capacitores, operación de protecciones, etc.), si no también el manejo de la energía, debe contar con un buen asesoramiento, administración y una capacitación adecuada para llegar al problema, y tener las bases necesarias para encontrar la mejor solución.

El nuevo enfoque para la atención a los grandes consumidores tiene el objetivo de independizar a los usuarios para que puedan atender personalmente cualquier problema existente en la planta y proponer en conjunto con la información del CESI, proyectos en los cuales esté identificada la solución a un mejor ahorro y calidad de la energía .

Los servicios que se prestarían, serían básicamente:

- Diagnósticos de energía.
- Administración de la energía.
- Control de energía y reactivos.
- Estudios de Calidad de la Energía (frecuencia, flickers, armónicos, etc.)
- Emisión de reportes de consumo diarios y de facturación mensuales.
- Capacitación

## **5.2 Nuevos servicios para la atención a los grandes consumidores**

### **5.2.1 Diagnósticos de energía.**

El Ahorro de Energía, no puede llevarse a cabo, si no se conoce dónde y cómo se le está utilizando. En la mayoría de los casos, se requiere de una inspección y de un análisis de energía detallado de los consumos y pérdidas de energía, al que generalmente se le conoce como diagnóstico de energía.

- Un diagnóstico de energía es una herramienta técnica utilizada en la evaluación del uso de la energía.
- El diagnóstico de la energía representa una intervención temporal que lleva a conocer claramente el tipo y la cantidad de energía que se utiliza en cada uno de los procesos que conforman la operación industrial.
- El objetivo del diagnóstico de energía es determinar las acciones pertinentes para bajar los costos de producción por concepto de energía sin afectar la cantidad ni la calidad de la producción.

#### **Beneficios**

- Recopilación y desarrollo de la base de datos de consumos, costos de energía, de producción y definición de los índices de energía globales de la planta.



- Identificación y cuantificación preliminar de medidas de ahorro de energía, especialmente las de baja y nula inversión, mantenimiento y políticas de operación conociendo el perfil de carga.
- Identificación de todas las posibles medidas de ahorro de energía en una planta y establecimiento de un Programa de Ahorro de Energía.

### **5.2.2 Administración de la energía**

Aplicado a la industria, el concepto de Administración se encarga de encaminar los esfuerzos individuales hacia el mejor uso de los recursos. Sin embargo, la energía representa también un recurso vital en la actividad industrial actual.

La Administración de la energía es un servicio que se enfoca a mantener en la planta la más alta eficiencia en el consumo, distribución, transformación y conservación de energía. El programa de Ahorro de Energía se realiza mediante la gestión de la Administración de energía.

#### **Beneficios**

- La Administración de la energía ofrece un soporte de ingeniería externo a la planta en lo referente al manejo de la energía. Esto tiene como ventaja el incorporar esta importante actividad dentro de las funciones de la empresa sin incrementar la carga de trabajo de alguna persona o área, y sin incrementar el personal de la planta

para la realización de esta tarea al contar con una Empresa de Consultoría especializada y actualizada.

- Controlar el consumo de la energía mediante un monitoreo continuo.
- Disminuir el costo de la energía dentro del esquema de costos de la empresa.
- Lograr una continuidad en el Programa de Ahorro de Energía.
- Detectar nuevas áreas de oportunidad de Ahorro de Energía.

### **5.2.3 Control de la demanda energía y reactivos.**

El costo de la facturación de energía eléctrica está compuesto básicamente por cuatro conceptos: El cargo por energía consumida, El cargo por demanda eléctrica, La penalización o bonificación por factor de potencia y ajustes e impuestos. Si se desea disminuir el monto de la facturación de energía eléctrica se tienen las siguientes opciones:

- Disminuir los consumos de energía, gastar menos Kwh. Esto se puede lograr eliminando desperdicios, sustituyendo equipos por otros de mayor eficiencia o bien reducir los niveles de consumos relacionados con la producción. En la mayoría de los casos el consumo está directamente ligado a la producción.
- Mejorar el factor de potencia para disminuir el costo de reactivos y mejorar la calidad de la energía en el SNI.

- Controlar la demanda para reducir el cargo por demanda. Esto se puede lograr coordinando la operación de los equipos consumidores de energía eléctrica, sin afectar ni la calidad ni la cantidad de producción o sin deteriorar los niveles de confort. Esta medida es altamente rentable, ya que los periodos de recuperación suelen ser menores que los de las medidas de disminución de consumo de energía.

### **Beneficios**

- Reducción del monto de la facturación eléctrica por concepto de la demanda, sin deterioro de la producción o de los niveles de confort.
- Proyecto con periodos de recuperación menores a un año.

### **5.2.4 Estudios de la calidad de la energía**

En la actualidad el problema de la calidad de la energía ha cobrado una gran importancia debido al uso cada vez mayor de cargas no lineales operadas por dispositivos electrónicos de potencia o por cargas muy grandes con alto contenido de armónicas como los hornos de arco y de inducción, o equipo electrónico en general, como computadoras personales o equipos de control.

La calidad de Energía se refiere a tener un suministro eléctrico limpio con características determinadas de variaciones y ruido. Cuando existe un alto contenido de distorsión, transitorios o variaciones pronunciadas en la tensión, se ocasionan problemas en la operación de los equipos eléctricos alimentados con una energía de calidad diferente.

Los Estudios de Calidad de Energía están encaminados a:

- Determinar las variaciones instantáneas (transitorios) o lentas (regulación de voltaje) en la tensión de suministro.
- Determinar la presencia de armónicas en los voltajes y corrientes de la red .
- Determinar posibles resonancias con bancos de capacitores a instalar para compensar el bajo factor de potencia.
- Determinar las posibles causas de un mal funcionamiento en el equipo eléctrico.
- Reducción o eliminación de problemas de mal funcionamiento de equipo debido a la mala calidad de la energía eléctrica.

### **Beneficios**

- Conocer la Calidad de Energía que se tiene en la instalación eléctrica.
- Conocer las causas que originan el funcionamiento erróneo de equipos de control o de cómputo.
- Determinar la necesidad de instalación de filtros para reducir el contenido de armónicas.

- Instalación de bancos de capacitores sin el riesgo de provocar resonancias, con el consecuente deterioro de la calidad de la energía.

### **5.2.5 Capacitación.**

Uno de los principales problemas con los que se enfrentan las empresas que desean implantar Programas de ahorro de Energía, es la poca participación del personal. Este desinterés por los Programas de Ahorro de Energía se debe en gran parte a la falta de una cultura dentro del personal.

Una forma de propiciar una participación más activa del personal en estos programas es la Capacitación, con ella se logrará incrementar la cultura del personal de la empresa.

Los temas en los que se ofrecería capacitación son los siguientes:

- Energía y Medio Ambiente.
- Fundamentos de Energía Eléctrica.
- Tarifas Eléctricas en Ecuador
- Control de la demanda, energía y reactivos
- Distorsión Armónica y Factor de Potencia.
- Programas de Uso Racional de la Energía.
- Diagnósticos de energía.
- Administración de la energía.
- Oportunidades de ahorro de energía en Iluminación

- Beneficios de dispositivos de control de motores.
- Motores de Alta Eficiencia.

### **Beneficios**

- Incrementar los conocimientos sobre la disponibilidad, usos y medidas posibles de ahorro de energía.
- Conocimiento de nuevas tecnologías más eficientes energéticamente.

### **5.3 Análisis Económico de futuros servicios**

El CESI (Centro de servicios de información), es un proyecto en el cual los inversionistas son todos los clientes que deseen usar sus servicios, y es la determinación del número de grandes consumidores asociados a este proyecto, lo que permitirá obtener el costo beneficio de acuerdo a la inversión y al valor por cobrar por los servicios

A continuación se detallaran algunos parámetros para analizar la factibilidad de financiamiento del proyecto.

#### **5.3.1 Análisis FODA.**

Se entiende por FODA a las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que se presentan en un proyecto. Durante el transcurso y realización del proyecto se ha

ido detallando cada una de las características del CESI, a continuación se describirán puntualmente las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de este proyecto.

### **Calidad – Producto:**

#### Fortalezas:

- Producto de excelente calidad, debido a su gran tecnología.
- Todos necesitan de este servicio tarde o temprano
- Es autosuficiente.
- La calidad depende de los equipos adquiridos más que en el equipo humano.
- Buen proveedor de internet, y un buen ancho de banda.
- Respaldo de todos los equipos.
- Mantenimiento preventivo y correctivo inmediato.
- Provee de mucha información y muy sencilla de analizar.

#### Debilidades:

- Costo de los equipos es elevado si se quiere brindar un buen servicio.
- Si no hay ingresos no hay buenos equipos y por lo tanto la calidad baja.

#### Oportunidades:

- De adquirir mejores equipos y programas por las diversas influencias entre nuestros clientes
- El de aprovechar al máximo las ventajas y aplicaciones de los equipos que se van a instalar, sin necesidad de pagar a más personal.

**Amenazas:**

- El reemplazar un equipo puede tardar algún tiempo tanto en la reposición como en la adquisición o peor no encontrar el equipo adecuado.
- Daño permanente en los equipos.
- Se encuentre falla en alguno de los programas.
- Problemas en el servicio de internet.

**Clientes - Mercado:****Fortaleza:**

- Necesitan de este servicio para obtener ahorro de energía
- Son todos los grandes consumidores de energía.
- Cada cliente puede poseer algunas plantas de producción.
- Cada año aumenta el número de grandes consumidores de energía
- El 90% de los grandes consumidores ingresan al mercado eléctrico a través de la compañía.
- Una vez que son grandes consumidores necesitarán estos servicios para cumplir con las regulaciones.
- Muchos de ellos no conocen el modo de operación del mercado eléctrico, por lo que necesitan asesoramiento y claridad en los reportes y explicaciones.
- No hay competencia.
- Clientes con buen flujo de capital
- Basta que uno de ellos sepa del servicio para que los demás conozcan de él.

**Debilidades:**



- Al aprender el procedimiento del mercado eléctrico no necesiten de nuestros servicios.
- El crecimiento de los grandes consumidores se detenga

Oportunidades:

- Aplicable a cualquiera que consuma una gran cantidad de energía eléctrica.
- No es necesario que sea aún gran consumidor.

Amenazas:

- Un grupo de clientes trabaje independientemente y arrastre a los otros clientes, es decir aparezca la competencia
- Desconfianza y escepticismo hacia estos servicios.
- No tener los equipos necesarios para cumplir con la demanda de clientes.

### **5.3.2 Análisis de la demanda de clientes.**

En el Ecuador al igual que en la mayoría de los países latinoamericanos, se tiene el gran problema del costo de la electricidad, este es la mayor razón de los altos precios de los productos que compramos ya que utilizan gran cantidad de energía para poder producirlos y llegar a nosotros .

Desde hace algunos años atrás se conformó el mercado eléctrico mayorista, con sus participantes que son las generadoras, transmisor , distribuidoras y grandes consumidores de energía, estos últimos son empresas que estando dentro del rango permitido para calificar como grandes consumidores han escogido serlo debido a los

visibles ahorros económicos, que resulta ser gran consumidor, el problema de la mayoría es que no conoce los procedimientos del mercado eléctrico mayorista, ni sus transacciones ni las regulaciones ni penalizaciones.

El crecimiento de los grandes consumidores, depende mucho al rango establecido por el Conelec (Consejo Nacional de Electricidad), de Mwh (energía) anuales y Kw. (potencia) mensuales, como veremos a continuación.

<b>PERIODO DE PRESENTACION DE LA SOLICITUD</b>	<b>DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)</b>	<b>CONSUMO ANUAL (MWh)</b>
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

**TABLA No 5.1: valores mínimos de demanda y consumo para ser grandes consumidores**

Sin embargo hasta el 2005 este rango tanto en la potencia como en energía se ha detenido es decir el consumo mínimo establecido para ser considerado gran consumidor no ha disminuido, por lo tanto para este análisis económico se establecen cuatro escenarios.

El primer escenario, es aquel en el que se considera, que el rango establecido en la regulación, no varíe, tanto en energía y en potencia.

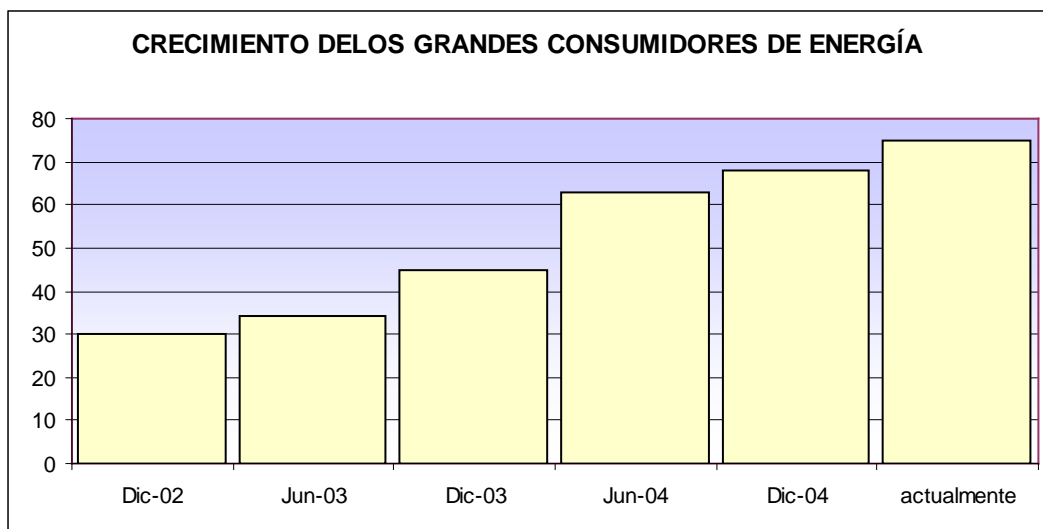
El segundo escenario, es aquel en el que se considera, que el rango establecido en la regulación, baje de 650 Kw a 400 Kw, en demanda y de 4500 Kwh a 1800 Kwh en consumo anual.

El tercer escenario, es aquel en el que se considera, que el rango establecido en la regulación, baje de 650 Kw a 250kw en demanda y de 4500 Kwh a 750 Kwh en consumo anual.

El cuarto escenario, es aquel en el que se considera, que el rango establecido en la regulación, baje de 650 Kw a 95kw en demanda y de 4500 Kwh a 250 Kwh en consumo anual.

Se espera que dentro de los próximos tres años estos requisitos bajen hasta ser muy parecidos al segundo escenario, si esto se da entonces existe la posibilidad de tener más del doble de clientes que podrán acceder a los servicios de este centro, y con este crecimiento, la oportunidad de adquirir mejor tecnología.

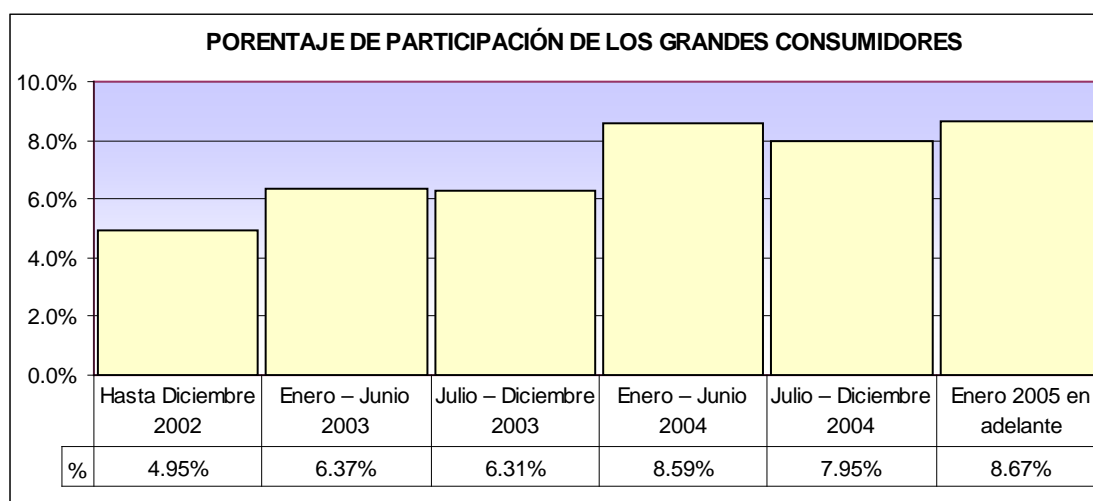
A continuación se analizarán algunos datos de cómo se ha desarrollado el crecimiento de estos industriales, hasta la actualidad.



**FIGURA No 5.1: crecimiento de los grandes consumidores de energía**

Hasta antes del 2002 ya habían 30 grandes consumidores, antes del 2003 , 45 grandes consumidores, antes del 2004, 62 grandes consumidores y actualmente llegan hasta 70 el número de grandes consumidores.

Así mismo el porcentaje de participación de los grandes consumidores a través de estos años ha ido aumentando, con excepción de diciembre del 2004 que el porcentaje bajó , como se observa en el siguiente gráfico.



**FIGURA No 5.2: porcentaje de participación de los grandes consumidores.**

Para el siguiente análisis económico, se ha realizado una estimación de futuros grandes consumidores en base a datos actuales e históricos, pero de los cuales solo un porcentaje de estos grandes consumidores estimados, será tomado en cuenta como participantes en estos nuevos servicios, esto es, por cada año que dure el financiamiento del proyecto se han escogido para el primer año, el 60% del total estimado de grandes consumidores, para el segundo año el 63% del total estimado de grandes consumidores y para el tercer año el 65% del total estimado de grandes consumidores.

### **5.3.3 Costos de Inversión y operación del proyecto**

Es necesaria la inversión de por lo menos el 60% de todos los grandes consumidores, no se asume el 100% para ninguno de los cuatro escenarios, con el objetivo de analizar el peor de los casos, esto es, que no todos los grandes consumidores formen parte de este proyecto

Lo más seguro es que terminado el último pago del financiamiento del proyecto el cual dura tres años, exista más del doble de clientes activos beneficiándose de los servicios, pero siempre se analiza la peor de las posibilidades, es por esto que se ha asumido un porcentaje del 60 % de grandes consumidores para el primer año, 63% de grandes consumidores para el segundo año y 65% de grandes consumidores para el tercer y último año, antes de sacar este porcentaje deben sumarse los actuales grandes consumidores que no están incluidos en estas cifras así:

**PROYECCION DE GCE MÁS LOS 70 ACTUALES**

	Inicios 1er año	finales 1er año	finales 2do año	finales 3er año
Primer escenario	141	146	152	160
Segundo escenario	272	285	298	318
Tercer escenario	561	590	617	661
Cuarto escenario	3901	4079	4241	4528

**TABLA No. 5.2: proyección de posibles GCE incluidos los actuales**

Luego de sacar el porcentaje, así:

**PORCENTAJE DE GCE UTILIZADO PARA PROYECTO**

	53% de GCE	60% DE GCE	63 % DE GCE	65% DE GCE
	Inicios 1er año	finales 1er año	finales 2do año	finales 3er año
<b>Primer escenario</b>	75	88	96	104
<b>Segundo escenario</b>	144	171	188	207
<b>Tercer escenario</b>	297	354	389	430
<b>Cuarto escenario</b>	2068	2447	2672	2943

**TABLA No. 5.3: número de GCE a quienes se brindará los diferentes servicios**

Se toma en cuenta desde inicios del primer año o lo que es igual, finales del año anterior de inicio del proyecto, ya que con estos grandes consumidores es con los que el proyecto empieza brindar sus servicios.

Para el primer escenario se asume que el crecimiento de clientes dentro del primer año es de 88 es decir el 60% del total de posibles grandes consumidores para el año 2006 , esto se lo tiene que hacer sumando los actuales grandes consumidores que son 70. Para el segundo año es de 96 clientes lo que implica un 63% del total de posibles grandes consumidores para el año 2007 y para el tercer año es de 104 clientes, que es aproximadamente el 65% del total de posibles grandes consumidores para el año 2008 .

Para el segundo escenario asume que el crecimiento de clientes dentro del primer año es de 171 es decir el 60% del total de posibles grandes consumidores para el año 2006 , esto se lo tiene que hacer sumando los actuales grandes consumidores que son 70. Para el segundo año es de 188 clientes lo que implica un 63% del total de posibles grandes consumidores para el año 2007 y para el tercer año es de 207 clientes, que es aproximadamente el 65% del total de posibles grandes consumidores para el año 2008 .

Para el tercer escenario Se asume que el crecimiento de clientes dentro del primer año es de 354 es decir el 60% del total de posibles grandes consumidores para el año 2006 , esto se lo tiene que hacer sumando los actuales grandes consumidores que son 70. Para el segundo año es de 389 clientes lo que implica un 63% del total de posibles grandes consumidores para el año 2007 y para el tercer año es de 430 clientes, que es aproximadamente el 65% del total de posibles grandes consumidores para el año 2008 .

Y para el cuarto escenario se asume que el crecimiento de clientes dentro del primer año es de 2447 es decir el 60% del total de posibles grandes consumidores para el año 2006 , esto se lo tiene que hacer sumando los actuales grandes consumidores que son 70. Para el segundo año es de 2672 clientes lo que implica un 63% del total de posibles grandes consumidores para el año 2007 y para el tercer año es de 2943 clientes, que es aproximadamente el 65% del total de posibles grandes consumidores para el año 2008 .

En la siguientes tabla, se muestran todos los equipos, programas, personal y servicios que se implementarán en este proyecto durante los tres años de financiamiento para los cuatros escenarios, con sus respectivos valores.

	<b>ESCENARIO 1</b>	<b>ESCENARIO2</b>	<b>ESCENARIO 3</b>	<b>ESCENARIO 4</b>
EQUIPOS	112000	238000	499250	3961000
PROGRAMAS	19817	19117	19417	66116
SEGURO DE QUIPOS	5600	7400	7300	39000
RECURSO HUMANO	11100	12600	15000	75000
MENTENIMIENTO DE OFICINA	18600	26400	28800	125000
SERVICIO DE IMTERNET	3000	6000	6000	18000
<b>TOTAL</b>	<b>170117</b>	<b>309517</b>	<b>575767</b>	<b>4284116</b>

**TABLA No. 5.4: costo total de inversión y gatos para los cuatro escenarios**

Se especifican algunas consideraciones que se han tomado en este análisis:

- Los valores incluyen IVA, para ninguno de los cuatro escenario
- El 90% de los equipos tienen garantía mínima de un año.
- Se asume tres personas para el trabajo de monitoreo, para el primer escenario, seis personas para el segundo y tercer escenario, y treinta personas para el cuarto escenario.
- Se paga mensualmente por tres líneas telefónicas, para el primer escenario, cuatro para el segundo y tercer escenario y diez para el tercer escenario, estas líneas telefónicas, son para los medidores que no poseen tarjeta de red y para servicios de oficina.
- En cuanto a la capacitación será dada, no solo al personal si no también a los socios.
- Se asume que todos los equipos son renovables como mínimo cada dos años



- El pago por equipos instalados es único mientras que el pago por servicios, es renovable ya sea mensual o anual.
- Los programas que se van a adquirir son nuevos, pero se podría hacer un convenio con la empresa que vende los medidores para que donen el software .
- Si se desea aumentar o mejorar la infraestructura se lo podrá hacer pero transcurrido los tres años, cuando la deuda ya esté cancelada
- El 25% de la deuda lo paga el socio, sin embargo el 75% restante se lo financia al banco y lo paga la empresa, mientras que los socios pagarán solo por el servicio.
- Ya que el proceso es semi – automatizado no requiere de mucho personal, tan solo de verificación.
- Tanto los servidores como las PCS de trabajo son de la marca HP, debido a la garantía prolongada de más de 1 año.
- Se ha incluido un rubro de caso fortuito aunque se lo considera un gasto de hecho no se lo va a utilizar ya que tenemos las garantías de los equipos y el seguro ya sea por daño de equipo o por catástrofe o robos.
- La adquisición de los equipos se la debe hacer en el primer mes, equipos como medidores, tarjeta de red, servidores, y demás.
- La instalación de los medidores corre por cuenta de la empresa que los vende.

#### **5.3.4 Financiamiento**

El financiamiento para la inversión inicial será: un 25% mediante el aporte de los socios y el restante 75% se solicitará un préstamo bancario, que será pagado mensualmente durante tres años.

**Primer escenario:** Se desglosan los valores de operación y la inversión en la siguiente tabla.

INVERSION					OPERACIÓN				
SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO	SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO
Medidor Ion 8400	55	1500	82500	único	Discos duros para respaldo de base de datos	2	500	1000	anual
Tarjeta de red	70	300	21000	único	Seguro de equipos	12	300	3600	anual
Software Ion Enterprise	1	6000	6000	único	Capacitación	12	800	9600	anual
Software emisión de reportes	1	5000	5000	único	Línea telefónica	12	350	4200	anual
Software monitoreo de medidores	1	5000	5000	único	Personal (servicio)	12	1000	12000	anual
Pc de monitoreo	2	750	1500	único	Servicio de Internet de 256 Kb	12	250	3000	anual
Servidor para internet con rack	1	2500	2500	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			<b>33400</b>	
Firewall para protección	1	2000	2000	único					
Mano de obra, personal (servicio)	3	500	1500	único					
Impresora a inyección	1	200	200	único					
UPS	1	1300	1300	único					
windows Svr Std 2003	1	672	672	único					
Windows Svr Cal English OLP	1	945	945	único					
Antivirus Symantec	1	1300	1300	único					
Microsoft office 2000	3	300	900	único					
Inmuebles	2	1200	2400	único	<b>TOTAL</b>			<b>170117</b>	
Caso fortuito	1	2000	2000	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			33400	Anual
<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			<b>136717</b>	Unico	<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			136717	Unico

**TABLA No. 5.5: costo total desglosado de inversión y gastos para el primer escenario**

**TABLA No 5.6: financiamiento del proyecto para el primer escenario**

solicita	<b>Pago por los socios.</b>	42,529.25	25%	Se un
	<b>Préstamo al banco</b>	127,587.75	75%	
	<b>TOTAL</b>	170,117.00		

préstamo ya sea a un banco local o internacional, la cantidad de \$127,587.75 con una tasa de interés activa del 12% anual (1% mensual), lo que dan 36 pagos mensuales de

4,237.74, que corresponde al monto de la deuda más los intereses, que en total suman 24,970.86

La amortización de la deuda contraída se puede observar en la siguiente tabla.

MES	MONTO	MENSUALIDAD	CAPITAL	INTERES	CAPITAL INSOLUTO
1	\$ 127,587.75	\$ 4,237.74	\$ 2,961.86	\$ 1,275.88	\$ 124,625.89
2	\$ 124,625.89	\$ 4,237.74	\$ 2,991.48	\$ 1,246.26	\$ 121,634.41
3	\$ 121,634.41	\$ 4,237.74	\$ 3,021.39	\$ 1,216.34	\$ 118,613.01
4	\$ 118,613.01	\$ 4,237.74	\$ 3,051.61	\$ 1,186.13	\$ 115,561.40
5	\$ 115,561.40	\$ 4,237.74	\$ 3,082.13	\$ 1,155.61	\$ 112,479.28
6	\$ 112,479.28	\$ 4,237.74	\$ 3,112.95	\$ 1,124.79	\$ 109,366.33
7	\$ 109,366.33	\$ 4,237.74	\$ 3,144.08	\$ 1,093.66	\$ 106,222.26
8	\$ 106,222.26	\$ 4,237.74	\$ 3,175.52	\$ 1,062.22	\$ 103,046.74
9	\$ 103,046.74	\$ 4,237.74	\$ 3,207.27	\$ 1,030.47	\$ 99,839.47
10	\$ 99,839.47	\$ 4,237.74	\$ 3,239.34	\$ 998.39	\$ 96,600.12
11	\$ 96,600.12	\$ 4,237.74	\$ 3,271.74	\$ 966.00	\$ 93,328.39
12	\$ 93,328.39	\$ 4,237.74	\$ 3,304.46	\$ 933.28	\$ 90,023.93
13	\$ 90,023.93	\$ 4,237.74	\$ 3,337.50	\$ 900.24	\$ 86,686.43
14	\$ 86,686.43	\$ 4,237.74	\$ 3,370.87	\$ 866.86	\$ 83,315.56
15	\$ 83,315.56	\$ 4,237.74	\$ 3,404.58	\$ 833.16	\$ 79,910.97
16	\$ 79,910.97	\$ 4,237.74	\$ 3,438.63	\$ 799.11	\$ 76,472.34
17	\$ 76,472.34	\$ 4,237.74	\$ 3,473.02	\$ 764.72	\$ 72,999.33
18	\$ 72,999.33	\$ 4,237.74	\$ 3,507.75	\$ 729.99	\$ 69,491.58
19	\$ 69,491.58	\$ 4,237.74	\$ 3,542.82	\$ 694.92	\$ 65,948.76
20	\$ 65,948.76	\$ 4,237.74	\$ 3,578.25	\$ 659.49	\$ 62,370.51
21	\$ 62,370.51	\$ 4,237.74	\$ 3,614.03	\$ 623.71	\$ 58,756.47
22	\$ 58,756.47	\$ 4,237.74	\$ 3,650.17	\$ 587.56	\$ 55,106.30
23	\$ 55,106.30	\$ 4,237.74	\$ 3,686.68	\$ 551.06	\$ 51,419.62
24	\$ 51,419.62	\$ 4,237.74	\$ 3,723.54	\$ 514.20	\$ 47,696.08
25	\$ 47,696.08	\$ 4,237.74	\$ 3,760.78	\$ 476.96	\$ 43,935.30
26	\$ 43,935.30	\$ 4,237.74	\$ 3,798.39	\$ 439.35	\$ 40,136.92
27	\$ 40,136.92	\$ 4,237.74	\$ 3,836.37	\$ 401.37	\$ 36,300.55
28	\$ 36,300.55	\$ 4,237.74	\$ 3,874.73	\$ 363.01	\$ 32,425.81
29	\$ 32,425.81	\$ 4,237.74	\$ 3,913.48	\$ 324.26	\$ 28,512.33
30	\$ 28,512.33	\$ 4,237.74	\$ 3,952.62	\$ 285.12	\$ 24,559.72
31	\$ 24,559.72	\$ 4,237.74	\$ 3,992.14	\$ 245.60	\$ 20,567.58
32	\$ 20,567.58	\$ 4,237.74	\$ 4,032.06	\$ 205.68	\$ 16,535.51
33	\$ 16,535.51	\$ 4,237.74	\$ 4,072.38	\$ 165.36	\$ 12,463.13
34	\$ 12,463.13	\$ 4,237.74	\$ 4,113.11	\$ 124.63	\$ 8,350.02
35	\$ 8,350.02	\$ 4,237.74	\$ 4,154.24	\$ 83.50	\$ 4,195.78
36	\$ 4,195.78	\$ 4,237.74	\$ 4,195.78	\$ 41.96	\$ 0.00
<b>Total</b>		<b>\$ 152,558.61</b>	<b>\$ 127,587.75</b>	<b>\$ 24,970.86</b>	<b>\$ 2,369,497.85</b>

**TABLA No 5.7: pagos mensuales para el primer escenario**

**Segundo escenario:** Se desglosan los valores de operación y la inversión en la siguiente tabla.

SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO	SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO
Medidor Ion 8400	130	1450	188500	único	Discos duros para respaldo de base de datos	3	500	1500	anual
Tarjeta de red	150	250	37500	único	Seguro de equipos	12	450	5400	mensual
Software Ion Enterprise	1	5000	5000	único	Capacitación	12	800	9600	mensual
Software emisión de reportes	1	5000	5000	único	Línea telefónica	12	800	9600	mensual
Software monitoreo de medidores	1	5000	5000	único	Personal (servicio)	12	1000	12000	mensual
Pc de monitoreo	4	750	3000	único	Servicio de Internet de 256 K	12	500	6000	mensual
Servidor para internet con rack	1	2500	2500	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			<b>44100</b>	
Firewall para protección	1	2000	2000	único					
Mano de obra, personal (servicio)	6	500	3000	único					
Impresora a inyección	2	200	400	único					
UPS	2	1300	2600	único					
windows Svr Std 2003	1	672	672	único					
Windows Svr Cal English OLP	1	945	945	único					
Antivirus Symantec	1	1300	1300	único					
Microsoft office 2000	4	300	1200	único					
Inmuebles	4	1200	4800	único	<b>TOTAL</b>			309517	
Caso fortuito	1	2000	2000	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			44100	Anual
<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			<b>265417</b>	Unico	<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			265417	Unico

**TABLA No. 5.8: costo total desglosado de inversión y gastos para el segundo escenario**

<b>Pago por los socios.</b>	77,379.25	25%
<b>Préstamo al banco</b>	232,137.75	75%
<b>TOTAL</b>	309,517.00	

**TABLA No 5.9: financiamiento del proyecto para el segundo escenario**

Se solicita un préstamo ya sea a un banco local o internacional, la cantidad de \$232,137.75 con una tasa de interés activa del 12% anual (1% mensual), lo que dan 36 pagos mensuales de 7,710.30, que corresponde al monto de la deuda más los intereses, que en total suman 45,432.88

La amortización de la deuda contraída se puede observar en la siguiente tabla.

MES	MONTO	MENSUALIDAD	CAPITAL	INTERES	CAPITAL INSOLUTO
1	\$ 232,137.75	\$ 7,710.30	\$ 5,388.92	\$ 2,321.38	\$ 226,748.83
2	\$ 226,748.83	\$ 7,710.30	\$ 5,442.81	\$ 2,267.49	\$ 221,306.03
3	\$ 221,306.03	\$ 7,710.30	\$ 5,497.23	\$ 2,213.06	\$ 215,808.79
4	\$ 215,808.79	\$ 7,710.30	\$ 5,552.21	\$ 2,158.09	\$ 210,256.58
5	\$ 210,256.58	\$ 7,710.30	\$ 5,607.73	\$ 2,102.57	\$ 204,648.85
6	\$ 204,648.85	\$ 7,710.30	\$ 5,663.81	\$ 2,046.49	\$ 198,985.05
7	\$ 198,985.05	\$ 7,710.30	\$ 5,720.44	\$ 1,989.85	\$ 193,264.60
8	\$ 193,264.60	\$ 7,710.30	\$ 5,777.65	\$ 1,932.65	\$ 187,486.95
9	\$ 187,486.95	\$ 7,710.30	\$ 5,835.43	\$ 1,874.87	\$ 181,651.53
10	\$ 181,651.53	\$ 7,710.30	\$ 5,893.78	\$ 1,816.52	\$ 175,757.75
11	\$ 175,757.75	\$ 7,710.30	\$ 5,952.72	\$ 1,757.58	\$ 169,805.03
12	\$ 169,805.03	\$ 7,710.30	\$ 6,012.24	\$ 1,698.05	\$ 163,792.79
13	\$ 163,792.79	\$ 7,710.30	\$ 6,072.37	\$ 1,637.93	\$ 157,720.42
14	\$ 157,720.42	\$ 7,710.30	\$ 6,133.09	\$ 1,577.20	\$ 151,587.33
15	\$ 151,587.33	\$ 7,710.30	\$ 6,194.42	\$ 1,515.87	\$ 145,392.91
16	\$ 145,392.91	\$ 7,710.30	\$ 6,256.37	\$ 1,453.93	\$ 139,136.54
17	\$ 139,136.54	\$ 7,710.30	\$ 6,318.93	\$ 1,391.37	\$ 132,817.61
18	\$ 132,817.61	\$ 7,710.30	\$ 6,382.12	\$ 1,328.18	\$ 126,435.49
19	\$ 126,435.49	\$ 7,710.30	\$ 6,445.94	\$ 1,264.35	\$ 119,989.55
20	\$ 119,989.55	\$ 7,710.30	\$ 6,510.40	\$ 1,199.90	\$ 113,479.15
21	\$ 113,479.15	\$ 7,710.30	\$ 6,575.50	\$ 1,134.79	\$ 106,903.65
22	\$ 106,903.65	\$ 7,710.30	\$ 6,641.26	\$ 1,069.04	\$ 100,262.39
23	\$ 100,262.39	\$ 7,710.30	\$ 6,707.67	\$ 1,002.62	\$ 93,554.72
24	\$ 93,554.72	\$ 7,710.30	\$ 6,774.75	\$ 935.55	\$ 86,779.97
25	\$ 86,779.97	\$ 7,710.30	\$ 6,842.50	\$ 867.80	\$ 79,937.47
26	\$ 79,937.47	\$ 7,710.30	\$ 6,910.92	\$ 799.37	\$ 73,026.55
27	\$ 73,026.55	\$ 7,710.30	\$ 6,980.03	\$ 730.27	\$ 66,046.52
28	\$ 66,046.52	\$ 7,710.30	\$ 7,049.83	\$ 660.47	\$ 58,996.69
29	\$ 58,996.69	\$ 7,710.30	\$ 7,120.33	\$ 589.97	\$ 51,876.37
30	\$ 51,876.37	\$ 7,710.30	\$ 7,191.53	\$ 518.76	\$ 44,684.83
31	\$ 44,684.83	\$ 7,710.30	\$ 7,263.45	\$ 446.85	\$ 37,421.39
32	\$ 37,421.39	\$ 7,710.30	\$ 7,336.08	\$ 374.21	\$ 30,085.31
33	\$ 30,085.31	\$ 7,710.30	\$ 7,409.44	\$ 300.85	\$ 22,675.86
34	\$ 22,675.86	\$ 7,710.30	\$ 7,483.54	\$ 226.76	\$ 15,192.33
35	\$ 15,192.33	\$ 7,710.30	\$ 7,558.37	\$ 151.92	\$ 7,633.96
36	\$ 7,633.96	\$ 7,710.30	\$ 7,633.96	\$ 76.34	\$ 0.00
<b>Total</b>		<b>\$ 277,570.63</b>	<b>\$ 232,137.75</b>	<b>\$ 45,432.88</b>	<b>\$ 4,311,149.78</b>

**TABLA No 5.10: pagos mensuales para el segundo escenario**

**Tercer escenario:** Se desglosan los valores de operación y la inversión en la siguiente tabla.

SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO	SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO
Medidor Ion 8400	320	1300	416000	único	Discos duros para respaldo de base de datos	3	500	1500	anual
Tarjeta de red	360	200	72000	único	Seguro de equipos	12	400	4800	mensual
Software Ion Enterprise	1	5000	5000	único	Capacitación	12	1000	12000	mensual
Software emisión de reportes	1	5000	5000	único	Línea telefónica	12	800	9600	mensual
Software monitoreo de medidores	1	5000	5000	único	Personal (servicio)	12	1000	12000	mensual
Pc de monitoreo	5	750	3750	único	Servicio de Internet de 256 K	12	500	6000	mensual
Servidor para internet con rack	1	2500	2500	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			<b>45900</b>	
Firewall para protección	1	2000	2000	único					
Mano de obra, personal (servicio)	6	500	3000	único					
Impresora a inyección	1	200	200	único					
UPS	1	1300	1300	único					
windows Svr Std 2003	1	672	672	único					
Windows Svr Cal English OLP	1	945	945	único					
Antivirus Symantec	1	1300	1300	único					
Microsoft office 2000	5	300	1500	único					
Inmuebles	6	1200	7200	único	<b>TOTAL</b>			575767	
Caso fortuito	1	2500	2500	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			45900	Anual
<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			<b>529867</b>	Unico	<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			529867	Unico

**TABLA No. 5.11: costo total desglosado de inversión y gastos para el tercer escenario**

<b>Pago por los socios.</b>	143,941.75	25%
<b>Préstamo al banco</b>	431,825.25	75%
<b>TOTAL</b>	575,767.00	

**TABLA No 5.12: financiamiento del proyecto para el tercer escenario**

Se solicita un préstamo ya sea a un banco local o internacional, la cantidad de \$431,825.25 con una tasa de interés activa del 12% anual (1% mensual), lo que dan 36 pagos mensuales de 14,342.78, que corresponde al monto de la deuda más los intereses, que en total suman 84,514.74

La amortización de la deuda contraída se puede observar en la siguiente tabla

MES	MONTO	MENSUALIDAD	CAPITAL	INTERES	CAPITAL INSOLUTO
1	\$ 431,825.25	\$ 14,342.78	\$ 10,024.53	\$ 4,318.25	\$ 421,800.72
2	\$ 421,800.72	\$ 14,342.78	\$ 10,124.77	\$ 4,218.01	\$ 411,675.95
3	\$ 411,675.95	\$ 14,342.78	\$ 10,226.02	\$ 4,116.76	\$ 401,449.94
4	\$ 401,449.94	\$ 14,342.78	\$ 10,328.28	\$ 4,014.50	\$ 391,121.66
5	\$ 391,121.66	\$ 14,342.78	\$ 10,431.56	\$ 3,911.22	\$ 380,690.10
6	\$ 380,690.10	\$ 14,342.78	\$ 10,535.88	\$ 3,806.90	\$ 370,154.22
7	\$ 370,154.22	\$ 14,342.78	\$ 10,641.24	\$ 3,701.54	\$ 359,512.98
8	\$ 359,512.98	\$ 14,342.78	\$ 10,747.65	\$ 3,595.13	\$ 348,765.34
9	\$ 348,765.34	\$ 14,342.78	\$ 10,855.12	\$ 3,487.65	\$ 337,910.21
10	\$ 337,910.21	\$ 14,342.78	\$ 10,963.68	\$ 3,379.10	\$ 326,946.54
11	\$ 326,946.54	\$ 14,342.78	\$ 11,073.31	\$ 3,269.47	\$ 315,873.23
12	\$ 315,873.23	\$ 14,342.78	\$ 11,184.05	\$ 3,158.73	\$ 304,689.18
13	\$ 304,689.18	\$ 14,342.78	\$ 11,295.89	\$ 3,046.89	\$ 293,393.29
14	\$ 293,393.29	\$ 14,342.78	\$ 11,408.84	\$ 2,933.93	\$ 281,984.45
15	\$ 281,984.45	\$ 14,342.78	\$ 11,522.93	\$ 2,819.84	\$ 270,461.52
16	\$ 270,461.52	\$ 14,342.78	\$ 11,638.16	\$ 2,704.62	\$ 258,823.35
17	\$ 258,823.35	\$ 14,342.78	\$ 11,754.54	\$ 2,588.23	\$ 247,068.81
18	\$ 247,068.81	\$ 14,342.78	\$ 11,872.09	\$ 2,470.69	\$ 235,196.72
19	\$ 235,196.72	\$ 14,342.78	\$ 11,990.81	\$ 2,351.97	\$ 223,205.91
20	\$ 223,205.91	\$ 14,342.78	\$ 12,110.72	\$ 2,232.06	\$ 211,095.19
21	\$ 211,095.19	\$ 14,342.78	\$ 12,231.83	\$ 2,110.95	\$ 198,863.37
22	\$ 198,863.37	\$ 14,342.78	\$ 12,354.14	\$ 1,988.63	\$ 186,509.22
23	\$ 186,509.22	\$ 14,342.78	\$ 12,477.69	\$ 1,865.09	\$ 174,031.54
24	\$ 174,031.54	\$ 14,342.78	\$ 12,602.46	\$ 1,740.32	\$ 161,429.07
25	\$ 161,429.07	\$ 14,342.78	\$ 12,728.49	\$ 1,614.29	\$ 148,700.59
26	\$ 148,700.59	\$ 14,342.78	\$ 12,855.77	\$ 1,487.01	\$ 135,844.81
27	\$ 135,844.81	\$ 14,342.78	\$ 12,984.33	\$ 1,358.45	\$ 122,860.49
28	\$ 122,860.49	\$ 14,342.78	\$ 13,114.17	\$ 1,228.60	\$ 109,746.31
29	\$ 109,746.31	\$ 14,342.78	\$ 13,245.31	\$ 1,097.46	\$ 96,501.00
30	\$ 96,501.00	\$ 14,342.78	\$ 13,377.77	\$ 965.01	\$ 83,123.23
31	\$ 83,123.23	\$ 14,342.78	\$ 13,511.55	\$ 831.23	\$ 69,611.69
32	\$ 69,611.69	\$ 14,342.78	\$ 13,646.66	\$ 696.12	\$ 55,965.02
33	\$ 55,965.02	\$ 14,342.78	\$ 13,783.13	\$ 559.65	\$ 42,181.90
34	\$ 42,181.90	\$ 14,342.78	\$ 13,920.96	\$ 421.82	\$ 28,260.94
35	\$ 28,260.94	\$ 14,342.78	\$ 14,060.17	\$ 282.61	\$ 14,200.77
36	\$ 14,200.77	\$ 14,342.78	\$ 14,200.77	\$ 142.01	\$ 0.00
<b>Total</b>		<b>\$ 516,339.99</b>	<b>\$ 431,825.25</b>	<b>\$ 84,514.74</b>	<b>\$ 8,019,649.25</b>

**TABLA No 5.13: pagos mensuales para el tercer escenario**

**Cuarto escenario:** Se desglosan los valores de operación y la inversión en la siguiente tabla.

SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO	SISTEMA DE MONITOREO Y ALARMA	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL	TIPO
Medidor Ion 8400	2600	1300	3380000	único	Discos duros para respaldo de base de datos	12	500	6000	anual
Tarjeta de red	2700	200	540000	único	Seguro de equipos	12	2000	24000	mensual
Software Ion Enterprise	2	10000	20000	único	Capacitación	12	3000	36000	mensual
Software emisión de reportes	2	10000	20000	único	Línea telefónica	12	2500	30000	mensual
Software monitoreo de medidores	1	10000	10000	único	Personal (servicio)	12	2500	30000	mensual
Pc de monitoreo	22	750	16500	único	Servicio de Internet de 256 K	12	1500	18000	mensual
Servidor para internet con rack	3	2500	7500	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			<b>144000</b>	
Firewall para protección	2	2000	4000	único					
Mano de obra, personal (servicio)	30	1300	39000	único					
Impresora a inyección	5	200	1000	único					
UPS	3	2000	6000	único					
windows Svr Std 2003	3	672	2016	único					
Windows Svr Cal English OLP	3	1000	3000	único					
Antivirus Symantec	3	1500	4500	único					
Microsoft office 2000	22	300	6600	único					
Inmuebles	26	2500	65000	único	<b>TOTAL</b>			4284116	
Caso fortuito	1	15000	15000	único	<b>TOTAL DE GASTOS</b>			144000	Anual
<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			<b>4140116</b>	Unico	<b>TOTAL DE INVERSIÓN</b>			4140116	Unico

**TABLA No. 5.14: costo total desglosado de inversión y gastos para el cuarto escenario**

TABLA No financiamiento	<b>Pago por los socios.</b>	1,071,029.00	25%	5.15: del proyecto para el cuarto escenario
	<b>Préstamo al banco</b>	3,213,087.00	75%	
	<b>TOTAL</b>	4,284,116.00		

Se solicita un préstamo ya sea a un banco local o internacional, la cantidad de \$3,213,087.00 con una tasa de interés activa del 12% anual (1% mensual), lo que dan



36 pagos mensuales de 106,720.47, que corresponde al monto de la deuda más los intereses, que en total suman 628,849.31

La amortización de la deuda contraída se puede observar en la siguiente tabla

MES	MONTO	MENSUALIDAD	CAPITAL	INTERES	CAPITAL INSOLUTO
1	\$ 3,213,087.00	\$ 106,720.47	\$ 74,589.60	\$ 32,130.87	\$ 3,138,497.40
2	\$ 3,138,497.40	\$ 106,720.47	\$ 75,335.49	\$ 31,384.97	\$ 3,063,161.91
3	\$ 3,063,161.91	\$ 106,720.47	\$ 76,088.85	\$ 30,631.62	\$ 2,987,073.06
4	\$ 2,987,073.06	\$ 106,720.47	\$ 76,849.74	\$ 29,870.73	\$ 2,910,223.33
5	\$ 2,910,223.33	\$ 106,720.47	\$ 77,618.23	\$ 29,102.23	\$ 2,832,605.09
6	\$ 2,832,605.09	\$ 106,720.47	\$ 78,394.42	\$ 28,326.05	\$ 2,754,210.68
7	\$ 2,754,210.68	\$ 106,720.47	\$ 79,178.36	\$ 27,542.11	\$ 2,675,032.32
8	\$ 2,675,032.32	\$ 106,720.47	\$ 79,970.14	\$ 26,750.32	\$ 2,595,062.17
9	\$ 2,595,062.17	\$ 106,720.47	\$ 80,769.85	\$ 25,950.62	\$ 2,514,292.33
10	\$ 2,514,292.33	\$ 106,720.47	\$ 81,577.54	\$ 25,142.92	\$ 2,432,714.78
11	\$ 2,432,714.78	\$ 106,720.47	\$ 82,393.32	\$ 24,327.15	\$ 2,350,321.46
12	\$ 2,350,321.46	\$ 106,720.47	\$ 83,217.25	\$ 23,503.21	\$ 2,267,104.21
13	\$ 2,267,104.21	\$ 106,720.47	\$ 84,049.42	\$ 22,671.04	\$ 2,183,054.79
14	\$ 2,183,054.79	\$ 106,720.47	\$ 84,889.92	\$ 21,830.55	\$ 2,098,164.87
15	\$ 2,098,164.87	\$ 106,720.47	\$ 85,738.82	\$ 20,981.65	\$ 2,012,426.05
16	\$ 2,012,426.05	\$ 106,720.47	\$ 86,596.21	\$ 20,124.26	\$ 1,925,829.84
17	\$ 1,925,829.84	\$ 106,720.47	\$ 87,462.17	\$ 19,258.30	\$ 1,838,367.67
18	\$ 1,838,367.67	\$ 106,720.47	\$ 88,336.79	\$ 18,383.68	\$ 1,750,030.88
19	\$ 1,750,030.88	\$ 106,720.47	\$ 89,220.16	\$ 17,500.31	\$ 1,660,810.72
20	\$ 1,660,810.72	\$ 106,720.47	\$ 90,112.36	\$ 16,608.11	\$ 1,570,698.36
21	\$ 1,570,698.36	\$ 106,720.47	\$ 91,013.48	\$ 15,706.98	\$ 1,479,684.88
22	\$ 1,479,684.88	\$ 106,720.47	\$ 91,923.62	\$ 14,796.85	\$ 1,387,761.26
23	\$ 1,387,761.26	\$ 106,720.47	\$ 92,842.85	\$ 13,877.61	\$ 1,294,918.41
24	\$ 1,294,918.41	\$ 106,720.47	\$ 93,771.28	\$ 12,949.18	\$ 1,201,147.12
25	\$ 1,201,147.12	\$ 106,720.47	\$ 94,709.00	\$ 12,011.47	\$ 1,106,438.13
26	\$ 1,106,438.13	\$ 106,720.47	\$ 95,656.09	\$ 11,064.38	\$ 1,010,782.04
27	\$ 1,010,782.04	\$ 106,720.47	\$ 96,612.65	\$ 10,107.82	\$ 914,169.40
28	\$ 914,169.40	\$ 106,720.47	\$ 97,578.77	\$ 9,141.69	\$ 816,590.62
29	\$ 816,590.62	\$ 106,720.47	\$ 98,554.56	\$ 8,165.91	\$ 718,036.06
30	\$ 718,036.06	\$ 106,720.47	\$ 99,540.11	\$ 7,180.36	\$ 618,495.96
31	\$ 618,495.96	\$ 106,720.47	\$ 100,535.51	\$ 6,184.96	\$ 517,960.45
32	\$ 517,960.45	\$ 106,720.47	\$ 101,540.86	\$ 5,179.60	\$ 416,419.59
33	\$ 416,419.59	\$ 106,720.47	\$ 102,556.27	\$ 4,164.20	\$ 313,863.31
34	\$ 313,863.31	\$ 106,720.47	\$ 103,581.83	\$ 3,138.63	\$ 210,281.48
35	\$ 210,281.48	\$ 106,720.47	\$ 104,617.65	\$ 2,102.81	\$ 105,663.83
36	\$ 105,663.83	\$ 106,720.47	\$ 105,663.83	\$ 1,056.64	\$ 0.00
<b>Total</b>		<b>\$ 3,841,936.81</b>	<b>\$ 3,213,087.00</b>	<b>\$ 628,849.81</b>	<b>\$ 59,671,894.47</b>

**TABLA No 5.16: pagos mensuales para el cuarto escenario**

Los servicios que se ofrecen al socio son:

- Generación de reportes, el cual es básico y más económico.
- Monitoreo de todas las variables que emita el medidor, con el objetivo de mantener informado al personal de alguna alteración visible y perjudicial para la planta como son las variaciones de voltaje, armónicos o variación del perfil de carga
- Emisión de alarmas cuando los valores estén fuera de rango, cuando estos salen del rango especificado se tiene la opción de instantáneamente emitir una alarma tanto a la persona que monitorea como a la persona o personas encargadas de la planta
- Envío de información al Cenace, según la regulación, el gran consumidor será el encargado de enviar la información a facturar por el Cenace, dentro de un plazo establecido.
- Respaldo de datos, si sucediera alguna irregularidad, como es la mala calidad de la energía o un apagón, esos datos quedarán registrados para poder tomar las medidas del caso.

En la siguiente tabla veremos los valores a cobrar por los servicios, igual para los cuatro escenarios.

<b>Servicio</b>	<b>Precio por usuario</b>	<b>Tipo de cobro</b>
Generación de reportes	40	mensual
Monitoreo	100	mensual
Emisión de alarmas	100	mensual
Envío de datos al Cenace	80	mensual
Respaldo de datos	80	mensual

**TABLA No. 5.17: servicios y su costo**

Como se ve en la tabla No 5.17, la tarifa más barata es la de emisión de reportes que actualmente se brinda, y el precio es el más bajo debido a que el software utilizado es más sencillo y más barato que los otros.

Le siguen el servicio de envío de datos al Cenace y respaldo de datos, si es verdad que el cliente podría él mismo respaldar los datos y enviar la información pero lo que significa disponer a una persona para este trabajo diariamente inclusive los sábados, domingos y feriados, por otro lado el Cenace siempre se respalda de los datos del Centro de servicios de información, y hay pocas posibilidades de falla en la recolección de los datos y el respaldo de los mismos. El cliente podría hacerlo, pero siempre necesitarán de un respaldo adicional.

El monitoreo y emisión de alarmas, son los servicios que poseen costos más altos debido a que el software utilizado es de mayor tecnología y su adquisición tiene un costo alto , además se habla no solo de programas si no también de personas que controlan esta aplicación.

El número de socios por cada servicio no puede ser constante por lo menos en los primeros meses, ya que no todos tendrán la misma clase de medidores , habrán socios que no deseen o no puedan hacer este cambio, por lo tanto no van a tener la opción de los otros servicios.

En los ingresos, hay que tener un especial cuidado en no bajar el volumen de ventas, puesto que una disminución de ella, es decir, si no se cumple con la meta anual, afectará directamente al flujo de ingresos del año siguiente, salvo el caso de que el número de usuarios no cubiertos en el año anterior, puedan ser recuperados en el siguiente año.

**Primer escenario:** la siguiente tabla muestra el número de socios, para el primer escenario, a quienes se tiene pensado, brindar los servicios de este centro de información.

Servicio / mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
GENERACIÓN DE REPORTES	75	76	77	79	80	81	82	83	84	86	87	88	89	89	90	91	92	92
MONITOREO	0	2	4	6	8	10	12	15	17	19	22	24	27	29	32	34	37	39
EMISION DE ALARMAS	0	6	8	10	12	14	16	17	19	21	23	26	27	30	32	35	38	40
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	23	24	26	28	30	32	34	37	39	41	43	48	51	55	58	61	64	67
RESPALDO DE DATOS	53	53	55	56	57	58	60	61	62	63	65	66	71	72	73	74	75	76

Servicio / mes	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
GENERACIÓN DE REPORTES	93	94	94	95	96	97	97	98	99	100	100	101	102	102	103	104	105	105
MONITOREO	42	45	47	50	53	56	58	61	64	67	70	73	76	79	82	86	89	92
EMISION DE ALARMAS	42	44	46	49	51	53	55	58	60	63	65	68	70	73	75	78	80	84
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	71	74	77	81	84	88	89	90	91	93	93	95	96	97	98	100	100	101
RESPALDO DE DATOS	77	78	79	80	82	82	88	88	90	91	92	93	95	95	97	98	99	100

TABLA No. 5.18: número de abonados durante los 36 meses del primer escenario

Los siguientes valores, son los ingresos anuales del proyecto por cada servicio.

SERVICIO / MES	Primer año	Segundo año	Tercer año
GENERACIÓN DE REPORTES	\$ 39,115	\$ 44,477	\$ 48,624
MONITOREO	\$ 13,868	\$ 48,904	\$ 89,908
EMISION DE ALARMAS	\$ 17,261	\$ 48,594	\$ 82,972
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	\$ 32,556	\$ 66,518	\$ 91,371
RESPALDO DE DATOS	\$ 56,783	\$ 73,427	\$ 89,995
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 159,582</b>	<b>\$ 281,919</b>	<b>\$ 402,870</b>

TABLA No. 5.19: ingresos de socios durante tres años del primer escenario

**Segundo escenario:** la siguiente tabla muestra el número de socios, para el segundo escenario, a quienes se tiene pensado, brindar los servicios de este centro de información.

Servicio / mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
GENERACIÓN DE REPORTES	144	146	149	151	154	156	159	161	164	166	169	171	173	174	176	177	179	180
MONITOREO	0	4	7	11	15	20	24	28	33	37	42	47	52	57	61	66	71	77
EMISION DE ALARMAS	0	12	15	20	23	27	30	34	38	42	45	50	53	57	61	69	73	77
ENVIO DE DATOS AL CENACE	43	47	51	54	58	63	67	71	75	80	84	94	100	106	112	119	125	131
RESPALDO DE DATOS	101	103	106	107	111	113	116	118	121	123	126	128	138	139	142	143	146	148

Servicio / mes	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
GENERACIÓN DE REPORTES	182	183	185	186	188	188	190	191	193	195	197	198	200	202	203	205	207	208
MONITOREO	82	87	92	98	103	108	114	120	126	131	138	144	150	156	163	169	176	182
EMISION DE ALARMAS	82	86	90	95	99	103	108	113	118	123	128	133	138	143	148	154	159	167
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	138	145	151	158	165	171	173	176	178	181	183	186	188	192	193	197	198	200
RESPALDO DE DATOS	151	152	155	156	159	160	171	172	176	177	181	182	186	187	191	193	196	198

TABLA No. 5.20: número de abonados durante los 36 meses del segundo escenario

Los siguientes valores, son los ingresos anuales del proyecto por cada servicio.

SERVICIO / MES	Primer año	Segundo año	Tercer año
GENERACIÓN DE REPORTES	\$ 75,590	\$ 86,720	\$ 95,544
MONITOREO	\$ 26,861	\$ 95,373	\$ 176,767
EMISION DE ALARMAS	\$ 33,413	\$ 94,766	\$ 339,886
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	\$ 62,955	\$ 129,714	\$ 179,555
RESPALDO DE DATOS	\$ 109,743	\$ 143,170	\$ 176,852
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 308,562</b>	<b>\$ 549,743</b>	<b>\$ 968,604</b>

TABLA No. 5.21: ingresos de socios durante tres años del segundo escenario

**Tercer escenario:** la siguiente tabla muestra el número de socios, para el tercer escenario, a quienes se tiene pensado, brindar los servicios de este centro de información.

Servicio / mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
GENERACIÓN DE REPORTES	297	302	307	312	317	322	327	332	337	342	347	354	357	360	363	366	369	372
MONITOREO	0	8	15	23	32	40	49	58	67	77	87	97	107	117	127	137	148	158
EMISION DE ALARMAS	0	24	31	41	48	55	62	70	78	86	94	103	111	119	127	143	151	160
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	89	97	104	112	120	129	137	146	155	164	174	195	207	220	232	245	258	272
RESPALDO DE DATOS	208	211	218	222	228	232	239	242	249	253	260	266	286	288	294	296	303	305

Servicio / mes	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
GENERACIÓN DE REPORTES	375	378	381	384	387	389	393	396	400	403	407	410	414	417	421	424	428	430
MONITOREO	169	180	191	202	213	224	236	248	260	272	285	297	310	323	336	350	363	376
EMISION DE ALARMAS	169	178	187	196	205	214	224	234	244	254	264	275	285	296	307	318	329	344
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	285	299	312	326	341	354	357	364	368	375	378	385	389	396	399	407	410	413
RESPALDO DE DATOS	311	314	320	323	329	331	353	356	364	367	374	377	385	388	395	399	406	409

TABLA No. 5.22: número de abonados durante los 36 meses del tercer escenario

Los siguientes valores, son los ingresos anuales del proyecto por cada servicio

SERVICIO / MES	Primer año	Segundo año	Tercer año
GENERACIÓN DE REPORTES	\$ 271,360	\$ 309,680	\$ 339,640
MONITOREO	\$ 96,360	\$ 340,445	\$ 628,288
EMISION DE ALARMAS	\$ 119,888	\$ 338,296	\$ 1,208,073
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	\$ 225,958	\$ 463,086	\$ 638,273
RESPALDO DE DATOS	\$ 393,954	\$ 511,244	\$ 628,660
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,107,520</b>	<b>\$ 1,962,751</b>	<b>\$ 3,442,933</b>

TABLA No. 5.23: ingresos de socios durante tres años del tercer escenario

**Cuarto escenario:** la siguiente tabla muestra el número de socios, para el cuarto escenario, a quienes se tiene pensado, brindar los servicios de este centro de información.

Servicio / mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
GENERACIÓN DE REPORTES	2068	2102	2136	2170	2204	2238	2272	2306	2340	2374	2408	2442
MONITOREO	0	53	107	163	220	280	341	404	468	534	602	672
EMISION DE ALARMAS	0	168	214	282	331	380	432	484	538	594	650	708
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	620	673	726	781	838	895	954	1015	1076	1140	1204	1343
RESPALDO DE DATOS	1448	1471	1517	1541	1587	1611	1659	1683	1732	1757	1806	1832

Servicio / mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GENERACIÓN DE REPORTES	2451	2461	2470	2479	2488	2498	2507	2516	2525	2535	2544	2544
MONITOREO	735	800	864	930	995	1061	1128	1195	1263	1331	1399	1463
EMISION DE ALARMAS	760	812	864	967	1020	1074	1128	1183	1237	1293	1348	1399
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	1422	1501	1581	1661	1742	1823	1905	1988	2071	2154	2239	2315
RESPALDO DE DATOS	1961	1968	2001	2008	2040	2048	2081	2088	2121	2129	2162	2162

Servicio / mes	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
GENERACIÓN DE REPORTES	2580	2616	2652	2688	2724	2760	2796	2832	2868	2904	2940	2943
MONITOREO	1548	1635	1724	1814	1907	2001	2097	2195	2294	2396	2499	2575
EMISION DE ALARMAS	1471	1543	1618	1693	1771	1849	1929	2011	2094	2178	2264	2354
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	2348	2407	2440	2500	2533	2594	2628	2690	2725	2788	2822	2825
RESPALDO DE DATOS	2322	2354	2413	2446	2506	2539	2600	2634	2696	2730	2793	2796

**TABLA No. 5.24: número de abonados durante los 36 meses del cuarto escenario**

Los siguientes valores, son los ingresos anuales del proyecto por cada servicio

SERVICIO / MES	Primer año	Segundo año	Tercer año
GENERACIÓN DE REPORTES	\$ 1,082,400	\$ 1,200,713	\$ 1,332,120
MONITOREO	\$ 384,230	\$ 1,316,467	\$ 2,468,513
EMISION DE ALARMAS	\$ 478,090	\$ 1,308,570	\$ 4,745,993
ENVÍO DE DATOS AL CENACE	\$ 901,208	\$ 1,792,122	\$ 2,504,054
RESPALDO DE DATOS	\$ 1,571,384	\$ 1,981,677	\$ 2,466,372
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 4,417,312</b>	<b>\$ 7,599,548</b>	<b>\$ 13,517,051</b>

**TABLA No. 5.25: ingresos de socios durante tres años del cuarto escenario**

En cuanto a los gastos uno de ellos es la depreciación de los bienes, por medio de la cual la utilidad contable disminuye, debido a que, cuando adquirimos un equipo éste tiende a deteriorarse con el uso y el tiempo. Por ello éstos tienen un tiempo de vida útil luego del cual, el equipo contablemente se considerará inservible.

La depreciación anual de la mayoría de los equipos es del 20%, debido a que van a ser usados la mayor parte del tiempo, sin embargo son pocos equipos los que hay que depreciar.

El seguro también cubre daños y arreglos si fuese necesario, pero como el proyecto es de tres años, quiere decir que no se debe adquirir ningún equipo nuevo.

La tabla nos muestra el listado de equipos que tienden a depreciarse, así como su porcentaje de depreciación anual, y su valor de rescate.

**Primer escenario:**

	TOTAL	10% DE RESCATE	VALOR A DEPRECIAR	DEPRECIACION ANUAL	DEPRECIAC ACUMULADA	SALDO EN LIBROS
Discos duros para respaldo de base de datos	1000	100	900	0.2	540	460
Pc de monitoreo	1500	150	1350	0.2	810	690
Servidor para internet con rack	2500	250	2250	0.2	1350	1150
Firewall para protección	2000	200	1800	0.2	1080	920
Impresora a inyección	200	20	180	0.15	108	92
UPS	1300	130	1170	0.2	702	598
Inmuebles	2400	240	2160	0.15	972	1428
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 10,900</b>	<b>\$ 1,090</b>	<b>\$ 9,810</b>	<b>1.3</b>	<b>\$ 5,562</b>	<b>\$ 5,338</b>

**TABLA No. 5.26: depreciación de equipos y valor de rescate para el primer escenario**



**Segundo escenario:**

	TOTAL	10% DE	VALOR A	DEPRECIACION	DEPRECIAC	SALDO
		RESCATE	DEPRECIAR	ANUAL	ACUMULADA	EN
						LIBROS
Discos duros para respaldo de base de datos	1500	150	1350	0.2	810	690
Pc de monitoreo	3000	300	2700	0.2	1620	1380
Servidor para internet con rack	2500	250	2250	0.2	1350	1150
Firewall para protección	2000	200	1800	0.2	1080	920
Impresora a inyección	400	40	360	0.15	216	184
UPS	2600	260	2340	0.2	1404	1196
Inmuebles	4800	480	4320	0.15	1944	2856
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 16,800</b>	<b>\$ 1,680</b>	<b>\$ 15,120</b>	<b>1.3</b>	<b>\$ 8,424</b>	<b>\$ 8,376</b>

TABLA No. 5.27: depreciación de equipos y valor de rescate para el segundo escenario

**Tercer escenario:**

	TOTAL	10% DE	VALOR A	DEPRECIACION	DEPRECIAC	SALDO
		RESCATE	DEPRECIAR	ANUAL	ACUMULADA	EN
						LIBROS
Discos duros para respaldo de base de datos	1500	150	1350	20%	810	690
Pc de monitoreo	3750	375	3375	20%	2025	1725
Servidor para internet con rack	2500	250	2250	20%	1350	1150
Firewall para protección	2000	200	1800	20%	1080	920
Impresora a inyección	200	20	180	15%	108	92
UPS	1300	130	1170	20%	702	598
Inmuebles	7200	720	6480	15%	2916	4284
<b>TOTAL</b>	<b>18450</b>	<b>1845</b>	<b>16605</b>	<b>1.3</b>	<b>8991</b>	<b>9459</b>

TABLA No. 5.28: depreciación de equipos y valor de rescate para el tercer escenario

**Cuarto escenario:**

	TOTAL	10% DE	VALOR A	DEPRECIACION	DEPRECIAC	SALDO
		RESCATE	DEPRECIAR	ANUAL	ACUMULADA	EN
						LIBROS
Discos duros para respaldo de base de datos	6000	600	5400	20%	3240	2760
Pc de monitoreo	16500	1650	14850	20%	8910	7590
Servidor para internet con rack	7500	750	6750	20%	4050	3450
Firewall para protección	4000	400	3600	20%	2160	1840
Impresora a inyección	1000	100	900	15%	540	460
UPS	6000	600	5400	20%	3240	2760
Inmuebles	65000	6500	58500	15%	26325	38675
<b>TOTAL</b>	<b>106000</b>	<b>10600</b>	<b>95400</b>	<b>1.3</b>	<b>48465</b>	<b>57535</b>

TABLA No. 5.29: depreciación de equipos y valor de rescate. Para el cuarto escenario

El mayor motivo de la depreciación es por adquisición de nueva tecnología que sin duda alguna habrá tenido avances significativos después de tres años.

### **5.3.5 Análisis de la rentabilidad del proyecto.**

Habiendo analizado las proyecciones de ingresos, costos y gastos, sumado a la tabla de amortización de la deuda bancaria, se establecen los flujos de caja, utilidades anuales, la rentabilidad y por lo tanto la factibilidad del proyecto.

A continuación se analizan las utilidades que se generarían durante los tres años que dure la financiación del proyecto.

**Primer escenario:**

meses	ingresos	gastos	interés	depreciación	Tot. Egresos	utilidad bruta
0	0	136717	0	0	136717	\$ -136,717.00
1	\$ 9,000.00	2783	\$ 1,275.88	272.5	4332	\$ 4,668.29
2	\$ 10,063.38	2783	\$ 1,246.26	272.5	4302	\$ 5,761.29
3	\$ 10,753.04	2783	\$ 1,216.34	272.5	4272	\$ 6,480.86
4	\$ 11,474.69	2783	\$ 1,186.13	272.5	4242	\$ 7,232.73
5	\$ 12,197.16	2783	\$ 1,155.61	272.5	4211	\$ 7,985.71
6	\$ 12,871.19	2783	\$ 1,124.79	272.5	4181	\$ 8,690.56
7	\$ 13,625.28	2783	\$ 1,093.66	272.5	4149	\$ 9,475.78
8	\$ 14,329.05	2783	\$ 1,062.22	272.5	4118	\$ 10,210.99
9	\$ 15,114.76	2783	\$ 1,030.47	272.5	4086	\$ 11,028.46
10	\$ 15,848.26	2783	\$ 998.39	272.5	4054	\$ 11,794.03
11	\$ 16,665.60	2783	\$ 966.00	272.5	4022	\$ 12,643.77
12	\$ 17,639.99	2783	\$ 933.28	272.5	3989	\$ 13,650.87
13	\$ 18,751.18	2783	\$ 900.24	272.5	3956	\$ 14,795.11
14	\$ 19,520.39	2783	\$ 866.86	272.5	3923	\$ 15,597.69
15	\$ 20,371.64	2783	\$ 833.16	272.5	3889	\$ 16,482.65
16	\$ 21,343.01	2783	\$ 799.11	272.5	3855	\$ 17,488.07
17	\$ 22,217.31	2783	\$ 764.72	272.5	3821	\$ 18,396.75
18	\$ 23,028.85	2783	\$ 729.99	272.5	3786	\$ 19,243.02
19	\$ 23,924.74	2783	\$ 694.92	272.5	3751	\$ 20,173.99
20	\$ 24,756.73	2783	\$ 659.49	272.5	3715	\$ 21,041.41
21	\$ 25,674.23	2783	\$ 623.71	272.5	3680	\$ 21,994.69
22	\$ 26,526.67	2783	\$ 587.56	272.5	3643	\$ 22,883.27
23	\$ 27,465.76	2783	\$ 551.06	272.5	3607	\$ 23,858.86
24	\$ 28,338.65	2783	\$ 514.20	272.5	3570	\$ 24,768.62
25	\$ 29,377.21	2783	\$ 476.96	272.5	3533	\$ 25,844.42
26	\$ 30,114.23	2783	\$ 439.35	272.5	3495	\$ 26,619.04
27	\$ 30,858.87	2783	\$ 401.37	272.5	3457	\$ 27,401.67
28	\$ 31,611.15	2783	\$ 363.01	272.5	3419	\$ 28,192.31
29	\$ 32,371.06	2783	\$ 324.26	272.5	3380	\$ 28,990.97
30	\$ 33,138.60	2783	\$ 285.12	272.5	3341	\$ 29,797.65
31	\$ 33,913.78	2783	\$ 245.60	272.5	3301	\$ 30,612.35
32	\$ 34,696.58	2783	\$ 205.68	272.5	3262	\$ 31,435.07
33	\$ 35,487.02	2783	\$ 165.36	272.5	3221	\$ 32,265.83
34	\$ 36,285.09	2783	\$ 124.63	272.5	3180	\$ 33,104.63
35	\$ 37,090.79	2783	\$ 83.50	272.5	3139	\$ 33,951.46
36	\$ 37,925.18	2783	\$ 41.96	272.5	3098	\$ 34,827.39
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 844,371</b>	<b>\$ 236,917</b>	<b>\$ 24,971</b>	<b>\$ 9,810</b>	<b>\$ 271,698</b>	<b>\$ 572,673</b>

TABLA No. 5.30: utilidad bruta durante 36 meses para el primer escenario.

**Segundo escenario:**

meses	ingresos	gastos	interés	depreciación	Tot. Egresos	utilidad bruta
0	0	265417	0	0	265417	\$ -265,417.00
1	\$ 17,280.00	3675	\$ 2,321.38	420	6416	\$ 10,863.62
2	\$ 19,346.05	3675	\$ 2,267.49	420	6362	\$ 12,983.56
3	\$ 20,697.10	3675	\$ 2,213.06	420	6308	\$ 14,389.04
4	\$ 22,112.24	3675	\$ 2,158.09	420	6253	\$ 15,859.15
5	\$ 23,531.40	3675	\$ 2,102.57	420	6198	\$ 17,333.83
6	\$ 24,859.38	3675	\$ 2,046.49	420	6141	\$ 18,717.89
7	\$ 26,344.20	3675	\$ 1,989.85	420	6085	\$ 20,259.35
8	\$ 27,733.92	3675	\$ 1,932.65	420	6028	\$ 21,706.27
9	\$ 29,284.40	3675	\$ 1,874.87	420	5970	\$ 23,314.53
10	\$ 30,735.85	3675	\$ 1,816.52	420	5912	\$ 24,824.34
11	\$ 32,352.00	3675	\$ 1,757.58	420	5853	\$ 26,499.42
12	\$ 34,285.50	3675	\$ 1,698.05	420	5793	\$ 28,492.45
13	\$ 36,466.50	3675	\$ 1,637.93	420	5733	\$ 30,733.57
14	\$ 37,984.20	3675	\$ 1,577.20	420	5672	\$ 32,312.00
15	\$ 39,663.00	3675	\$ 1,515.87	420	5611	\$ 34,052.13
16	\$ 41,577.30	3675	\$ 1,453.93	420	5549	\$ 36,028.37
17	\$ 43,304.10	3675	\$ 1,391.37	420	5486	\$ 37,817.73
18	\$ 44,910.00	3675	\$ 1,328.18	420	5423	\$ 39,486.82
19	\$ 46,681.80	3675	\$ 1,264.35	420	5359	\$ 41,322.45
20	\$ 48,330.30	3675	\$ 1,199.90	420	5295	\$ 43,035.40
21	\$ 50,147.10	3675	\$ 1,134.79	420	5230	\$ 44,917.31
22	\$ 51,838.20	3675	\$ 1,069.04	420	5164	\$ 46,674.16
23	\$ 53,700.00	3675	\$ 1,002.62	420	5098	\$ 48,602.38
24	\$ 55,140.40	3675	\$ 935.55	420	5031	\$ 50,109.85
25	\$ 57,251.46	3675	\$ 867.80	420	4963	\$ 52,288.66
26	\$ 58,804.94	3675	\$ 799.37	420	4894	\$ 53,910.57
27	\$ 60,351.44	3675	\$ 730.27	420	4825	\$ 55,526.17
28	\$ 61,915.96	3675	\$ 660.47	420	4755	\$ 57,160.49
29	\$ 63,498.50	3675	\$ 589.97	420	4685	\$ 58,813.53
30	\$ 65,099.06	3675	\$ 518.76	420	4614	\$ 60,485.30
31	\$ 66,717.64	3675	\$ 446.85	420	4542	\$ 62,175.79
32	\$ 68,354.24	3675	\$ 374.21	420	4469	\$ 63,885.03
33	\$ 70,008.86	3675	\$ 300.85	420	4396	\$ 65,613.01
34	\$ 71,681.50	3675	\$ 226.76	420	4322	\$ 67,359.74
35	\$ 73,372.16	3675	\$ 151.92	420	4247	\$ 69,125.24
36	\$ 75,122.52	3675	\$ 76.34	420	4171	\$ 70,951.18
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,650,483</b>	<b>\$ 397,717</b>	<b>\$ 45,433</b>	<b>\$ 15,120</b>	<b>\$ 458,270</b>	<b>\$ 1,192,213</b>

TABLA No. 5.31: utilidad bruta durante 36 meses para el segundo escenario.

**Tercer escenario:**

meses	ingresos	gastos	interés	depreciación	Tot. Egresos	utilidad bruta
0	0	529867	0	0	529867	\$ -529,867.00
1	\$ 35,640.00	3825	\$ 4,318.25	461.25	8605	\$ 27,035.50
2	\$ 39,894.20	3825	\$ 4,218.01	461.25	8504	\$ 31,389.94
3	\$ 42,673.00	3825	\$ 4,116.76	461.25	8403	\$ 34,269.99
4	\$ 45,583.20	3825	\$ 4,014.50	461.25	8301	\$ 37,282.45
5	\$ 48,501.00	3825	\$ 3,911.22	461.25	8197	\$ 40,303.53
6	\$ 51,230.20	3825	\$ 3,806.90	461.25	8093	\$ 43,137.05
7	\$ 54,282.00	3825	\$ 3,701.54	461.25	7988	\$ 46,294.21
8	\$ 57,137.20	3825	\$ 3,595.13	461.25	7881	\$ 49,255.82
9	\$ 60,323.00	3825	\$ 3,487.65	461.25	7774	\$ 52,549.10
10	\$ 63,304.20	3825	\$ 3,379.10	461.25	7665	\$ 55,638.85
11	\$ 66,624.00	3825	\$ 3,269.47	461.25	7556	\$ 59,068.28
12	\$ 70,977.00	3825	\$ 3,158.73	461.25	7445	\$ 63,532.02
13	\$ 75,469.80	3825	\$ 3,046.89	461.25	7333	\$ 68,136.66
14	\$ 78,588.00	3825	\$ 2,933.93	461.25	7220	\$ 71,367.82
15	\$ 82,038.00	3825	\$ 2,819.84	461.25	7106	\$ 74,931.91
16	\$ 85,973.40	3825	\$ 2,704.62	461.25	6991	\$ 78,982.53
17	\$ 89,519.40	3825	\$ 2,588.23	461.25	6874	\$ 82,644.92
18	\$ 92,814.00	3825	\$ 2,470.69	461.25	6757	\$ 86,057.06
19	\$ 96,450.00	3825	\$ 2,351.97	461.25	6638	\$ 89,811.78
20	\$ 99,829.80	3825	\$ 2,232.06	461.25	6518	\$ 93,311.49
21	\$ 103,555.80	3825	\$ 2,110.95	461.25	6397	\$ 97,158.60
22	\$ 107,020.80	3825	\$ 1,988.63	461.25	6275	\$ 100,745.92
23	\$ 110,836.80	3825	\$ 1,865.09	461.25	6151	\$ 104,685.46
24	\$ 114,093.70	3825	\$ 1,740.32	461.25	6027	\$ 108,067.13
25	\$ 118,456.50	3825	\$ 1,614.29	461.25	5901	\$ 112,555.96
26	\$ 121,637.60	3825	\$ 1,487.01	461.25	5773	\$ 115,864.34
27	\$ 124,830.80	3825	\$ 1,358.45	461.25	5645	\$ 119,186.10
28	\$ 128,061.10	3825	\$ 1,228.60	461.25	5515	\$ 122,546.25
29	\$ 131,328.50	3825	\$ 1,097.46	461.25	5384	\$ 125,944.79
30	\$ 134,633.00	3825	\$ 965.01	461.25	5251	\$ 129,381.74
31	\$ 137,974.60	3825	\$ 831.23	461.25	5117	\$ 132,857.12
32	\$ 141,353.30	3825	\$ 696.12	461.25	4982	\$ 136,370.93
33	\$ 144,769.10	3825	\$ 559.65	461.25	4846	\$ 139,923.20
34	\$ 148,222.00	3825	\$ 421.82	461.25	4708	\$ 143,513.93
35	\$ 151,712.00	3825	\$ 282.61	461.25	4569	\$ 147,143.14
36	\$ 154,965.00	3825	\$ 142.01	461.25	4428	\$ 150,536.74
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 3,410,302</b>	<b>\$ 667,567</b>	<b>\$ 84,515</b>	<b>\$ 16,605</b>	<b>\$ 768,687</b>	<b>\$ 2,641,615</b>

TABLA No. 5.32: utilidad bruta durante 36 meses para el tercer escenario.

**Cuarto escenario:**

meses	ingresos	gastos	interés	depreciación	Tot. Egresos	utilidad bruta
0	0	4140116	0	0	4140116	\$ -4,140,116.00
1	\$ 248,160.00	12000	\$ 32,130.87	2650	46781	\$ 201,379.13
2	\$ 277,674.20	12000	\$ 31,384.97	2650	46035	\$ 231,639.23
3	\$ 296,904.00	12000	\$ 30,631.62	2650	45282	\$ 251,622.38
4	\$ 317,037.00	12000	\$ 29,870.73	2650	44521	\$ 272,516.27
5	\$ 337,212.00	12000	\$ 29,102.23	2650	43752	\$ 293,459.77
6	\$ 356,065.80	12000	\$ 28,326.05	2650	42976	\$ 313,089.75
7	\$ 377,152.00	12000	\$ 27,542.11	2650	42192	\$ 334,959.89
8	\$ 396,862.60	12000	\$ 26,750.32	2650	41400	\$ 355,462.28
9	\$ 418,860.00	12000	\$ 25,950.62	2650	40601	\$ 378,259.38
10	\$ 439,427.40	12000	\$ 25,142.92	2650	39793	\$ 399,634.48
11	\$ 462,336.00	12000	\$ 24,327.15	2650	38977	\$ 423,358.85
12	\$ 489,621.00	12000	\$ 23,503.21	2650	38153	\$ 451,467.79
13	\$ 518,198.48	12000	\$ 22,671.04	2650	37321	\$ 480,877.44
14	\$ 537,135.88	12000	\$ 21,830.55	2650	36481	\$ 500,655.33
15	\$ 558,177.06	12000	\$ 20,981.65	2650	35632	\$ 522,545.41
16	\$ 582,335.89	12000	\$ 20,124.26	2650	34774	\$ 547,561.63
17	\$ 603,673.71	12000	\$ 19,258.30	2650	33908	\$ 569,765.41
18	\$ 623,156.19	12000	\$ 18,383.68	2650	33034	\$ 590,122.51
19	\$ 644,772.11	12000	\$ 17,500.31	2650	32150	\$ 612,621.80
20	\$ 664,517.86	12000	\$ 16,608.11	2650	31258	\$ 633,259.75
21	\$ 686,411.87	12000	\$ 15,706.98	2650	30357	\$ 656,054.89
22	\$ 706,420.89	12000	\$ 14,796.85	2650	29447	\$ 676,974.04
23	\$ 728,593.01	12000	\$ 13,877.61	2650	28528	\$ 700,065.40
24	\$ 746,155.20	12000	\$ 12,949.18	2650	27599	\$ 718,556.02
25	\$ 778,644.00	12000	\$ 12,011.47	2650	26661	\$ 751,982.53
26	\$ 803,399.60	12000	\$ 11,064.38	2650	25714	\$ 777,685.22
27	\$ 828,511.80	12000	\$ 10,107.82	2650	24758	\$ 803,753.98
28	\$ 854,005.60	12000	\$ 9,141.69	2650	23792	\$ 830,213.91
29	\$ 879,881.00	12000	\$ 8,165.91	2650	22816	\$ 857,065.09
30	\$ 906,138.00	12000	\$ 7,180.36	2650	21830	\$ 884,307.64
31	\$ 932,776.60	12000	\$ 6,184.96	2650	20835	\$ 911,941.64
32	\$ 959,796.80	12000	\$ 5,179.60	2650	19830	\$ 939,967.20
33	\$ 987,198.60	12000	\$ 4,164.20	2650	18814	\$ 968,384.40
34	\$ 1,014,982.00	12000	\$ 3,138.63	2650	17789	\$ 997,193.37
35	\$ 1,043,147.00	12000	\$ 2,102.81	2650	16753	\$ 1,026,394.19
36	\$ 1,060,398.90	12000	\$ 1,056.64	2650	15707	\$ 1,044,692.26
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 23,065,740</b>	<b>\$ 4,572,116</b>	<b>\$ 628,850</b>	<b>\$ 95,400</b>	<b>\$ 5,296,366</b>	<b>\$ 17,769,374</b>

TABLA No. 5.33: utilidad bruta durante 36 meses para el cuarto escenario.

**Utilidad bruta = Ingresos – Gastos – Pago de intereses – Gasto por depreciación**

Esta es, sin descontar los egresos por la participación a los empleados (15%) ni el impuesto a la renta (25%), que se deduce de las utilidades.

A partir de la utilidad bruta, se deduce el 15% que va a los trabajadores y se saca un subtotal, de este subtotal, se deduce el 25% para el impuesto a la renta. Cuando en un año hay pérdidas, no se deduce ninguno de estos dos valores los cuales son igual a cero, los trabajadores no reciben utilidades y no se tiene que pagar el impuesto a la renta, tal como ocurre en el primer año.

La utilidad neta se la obtiene de la utilidad bruta menos el aporte a los trabajadores y menos el impuesto a la renta.

**Primer escenario:**

meses	utilidad bruta	partic/trabaja	utili/antes/imp	imp. a la renta	utilidad neta
0	\$ -136,717.00	0	-\$ 136,717.00	0	\$ -136,717.00
1	\$ 4,668.29	700	\$ 3,968.05	992.01	\$ 2,976.03
2	\$ 5,761.29	864	\$ 4,897.09	1224.27	\$ 3,672.82
3	\$ 6,480.86	972	\$ 5,508.73	1377.18	\$ 4,131.55
4	\$ 7,232.73	1085	\$ 6,147.82	1536.96	\$ 4,610.87
5	\$ 7,985.71	1198	\$ 6,787.86	1696.96	\$ 5,090.89
6	\$ 8,690.56	1304	\$ 7,386.98	1846.74	\$ 5,540.23
7	\$ 9,475.78	1421	\$ 8,054.42	2013.60	\$ 6,040.81
8	\$ 10,210.99	1532	\$ 8,679.34	2169.84	\$ 6,509.51
9	\$ 11,028.46	1654	\$ 9,374.19	2343.55	\$ 7,030.64
10	\$ 11,794.03	1769	\$ 10,024.93	2506.23	\$ 7,518.70
11	\$ 12,643.77	1897	\$ 10,747.20	2686.80	\$ 8,060.40
12	\$ 13,650.87	2048	\$ 11,603.24	2900.81	\$ 8,702.43
13	\$ 14,795.11	2219	\$ 12,575.84	3143.96	\$ 9,431.88
14	\$ 15,597.69	2340	\$ 13,258.04	3314.51	\$ 9,943.53
15	\$ 16,482.65	2472	\$ 14,010.25	3502.56	\$ 10,507.69
16	\$ 17,488.07	2623	\$ 14,864.86	3716.22	\$ 11,148.65
17	\$ 18,396.75	2760	\$ 15,637.24	3909.31	\$ 11,727.93
18	\$ 19,243.02	2886	\$ 16,356.57	4089.14	\$ 12,267.43
19	\$ 20,173.99	3026	\$ 17,147.90	4286.97	\$ 12,860.92
20	\$ 21,041.41	3156	\$ 17,885.20	4471.30	\$ 13,413.90
21	\$ 21,994.69	3299	\$ 18,695.49	4673.87	\$ 14,021.61
22	\$ 22,883.27	3432	\$ 19,450.78	4862.69	\$ 14,588.08
23	\$ 23,858.86	3579	\$ 20,280.03	5070.01	\$ 15,210.03
24	\$ 24,768.62	3715	\$ 21,053.32	5263.33	\$ 15,789.99
25	\$ 25,844.42	3877	\$ 21,967.76	5491.94	\$ 16,475.82
26	\$ 26,619.04	3993	\$ 22,626.18	5656.55	\$ 16,969.64
27	\$ 27,401.67	4110	\$ 23,291.42	5822.85	\$ 17,468.56
28	\$ 28,192.31	4229	\$ 23,963.46	5990.87	\$ 17,972.60
29	\$ 28,990.97	4349	\$ 24,642.32	6160.58	\$ 18,481.74
30	\$ 29,797.65	4470	\$ 25,328.00	6332.00	\$ 18,996.00
31	\$ 30,612.35	4592	\$ 26,020.49	6505.12	\$ 19,515.37
32	\$ 31,435.07	4715	\$ 26,719.81	6679.95	\$ 20,039.86
33	\$ 32,265.83	4840	\$ 27,425.96	6856.49	\$ 20,569.47
34	\$ 33,104.63	4966	\$ 28,138.93	7034.73	\$ 21,104.20
35	\$ 33,951.46	5093	\$ 28,858.74	7214.68	\$ 21,644.05
36	\$ 34,827.39	5224	\$ 29,603.28	7400.82	\$ 22,202.46
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 572,673</b>	<b>\$ 106,409</b>	<b>\$ 466,265</b>	<b>\$ 150,745</b>	<b>\$ 315,519</b>

TABLA No. 5.34: utilidad neta durante tres años para el primer escenario

En el último mes se ha obtenido una utilidad de \$ 22,202.46 y en total se ha acumulado \$ 315,519 en utilidades, que servirán para hacer una reinversión de este



proyecto si se considera necesario.

**Segundo escenario:**

meses	utilidad bruta	partic/trabaja	utili/antes/imp	imp. a la renta	utilidad neta
0	\$ -265,417.00	0	-\$ 265,417.00	0	\$ -265,417.00
1	\$ 10,863.62	1630	\$ 9,234.08	2308.52	\$ 6,925.56
2	\$ 12,983.56	1948	\$ 11,036.02	2759.01	\$ 8,277.02
3	\$ 14,389.04	2158	\$ 12,230.68	3057.67	\$ 9,173.01
4	\$ 15,859.15	2379	\$ 13,480.28	3370.07	\$ 10,110.21
5	\$ 17,333.83	2600	\$ 14,733.76	3683.44	\$ 11,050.32
6	\$ 18,717.89	2808	\$ 15,910.20	3977.55	\$ 11,932.65
7	\$ 20,259.35	3039	\$ 17,220.45	4305.11	\$ 12,915.34
8	\$ 21,706.27	3256	\$ 18,450.33	4612.58	\$ 13,837.75
9	\$ 23,314.53	3497	\$ 19,817.35	4954.34	\$ 14,863.01
10	\$ 24,824.34	3724	\$ 21,100.69	5275.17	\$ 15,825.52
11	\$ 26,499.42	3975	\$ 22,524.51	5631.13	\$ 16,893.38
12	\$ 28,492.45	4274	\$ 24,218.58	6054.65	\$ 18,163.94
13	\$ 30,733.57	4610	\$ 26,123.54	6530.88	\$ 19,592.65
14	\$ 32,312.00	4847	\$ 27,465.20	6866.30	\$ 20,598.90
15	\$ 34,052.13	5108	\$ 28,944.31	7236.08	\$ 21,708.23
16	\$ 36,028.37	5404	\$ 30,624.12	7656.03	\$ 22,968.09
17	\$ 37,817.73	5673	\$ 32,145.07	8036.27	\$ 24,108.81
18	\$ 39,486.82	5923	\$ 33,563.80	8390.95	\$ 25,172.85
19	\$ 41,322.45	6198	\$ 35,124.08	8781.02	\$ 26,343.06
20	\$ 43,035.40	6455	\$ 36,580.09	9145.02	\$ 27,435.07
21	\$ 44,917.31	6738	\$ 38,179.71	9544.93	\$ 28,634.78
22	\$ 46,674.16	7001	\$ 39,673.04	9918.26	\$ 29,754.78
23	\$ 48,602.38	7290	\$ 41,312.02	10328.00	\$ 30,984.01
24	\$ 50,109.85	7516	\$ 42,593.37	10648.34	\$ 31,945.03
25	\$ 52,288.66	7843	\$ 44,445.36	11111.34	\$ 33,334.02
26	\$ 53,910.57	8087	\$ 45,823.98	11456.00	\$ 34,367.99
27	\$ 55,526.17	8329	\$ 47,197.25	11799.31	\$ 35,397.94
28	\$ 57,160.49	8574	\$ 48,586.42	12146.61	\$ 36,439.82
29	\$ 58,813.53	8822	\$ 49,991.50	12497.88	\$ 37,493.63
30	\$ 60,485.30	9073	\$ 51,412.50	12853.13	\$ 38,559.38
31	\$ 62,175.79	9326	\$ 52,849.42	13212.36	\$ 39,637.07
32	\$ 63,885.03	9583	\$ 54,302.27	13575.57	\$ 40,726.70
33	\$ 65,613.01	9842	\$ 55,771.06	13942.76	\$ 41,828.29
34	\$ 67,359.74	10104	\$ 57,255.78	14313.95	\$ 42,941.84
35	\$ 69,125.24	10369	\$ 58,756.45	14689.11	\$ 44,067.34
36	\$ 70,951.18	10643	\$ 60,308.50	15077.13	\$ 45,231.38
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,192,213</b>	<b>\$ 218,645</b>	<b>\$ 973,569</b>	<b>\$ 309,746</b>	<b>\$ 663,822</b>

**TABLA No. 5.35: utilidad neta durante tres años para el segundo escenario**

En el último mes se ha obtenido una utilidad de \$ 45,231.38 y en total se ha acumulado \$ 663,822 en utilidades, que servirán para hacer una reinversión de este proyecto si se considera necesario

**Tercer escenario:**

meses	utilidad bruta	partic/trabaja	utili/antes/imp	imp. a la renta	utilidad neta
0	\$ -529,867.00	0	-\$ 529,867.00	0	\$ -529,867.00
1	\$ 27,035.50	4055	\$ 22,980.17	5745.04	\$ 17,235.13
2	\$ 31,389.94	4708	\$ 26,681.45	6670.36	\$ 20,011.09
3	\$ 34,269.99	5140	\$ 29,129.49	7282.37	\$ 21,847.12
4	\$ 37,282.45	5592	\$ 31,690.08	7922.52	\$ 23,767.56
5	\$ 40,303.53	6046	\$ 34,258.00	8564.50	\$ 25,693.50
6	\$ 43,137.05	6471	\$ 36,666.49	9166.62	\$ 27,499.87
7	\$ 46,294.21	6944	\$ 39,350.08	9837.52	\$ 29,512.56
8	\$ 49,255.82	7388	\$ 41,867.45	10466.86	\$ 31,400.59
9	\$ 52,549.10	7882	\$ 44,666.73	11166.68	\$ 33,500.05
10	\$ 55,638.85	8346	\$ 47,293.02	11823.26	\$ 35,469.77
11	\$ 59,068.28	8860	\$ 50,208.04	12552.01	\$ 37,656.03
12	\$ 63,532.02	9530	\$ 54,002.22	13500.55	\$ 40,501.66
13	\$ 68,136.66	10220	\$ 57,916.16	14479.04	\$ 43,437.12
14	\$ 71,367.82	10705	\$ 60,662.64	15165.66	\$ 45,496.98
15	\$ 74,931.91	11240	\$ 63,692.12	15923.03	\$ 47,769.09
16	\$ 78,982.53	11847	\$ 67,135.15	16783.79	\$ 50,351.37
17	\$ 82,644.92	12397	\$ 70,248.18	17562.04	\$ 52,686.13
18	\$ 86,057.06	12909	\$ 73,148.50	18287.13	\$ 54,861.38
19	\$ 89,811.78	13472	\$ 76,340.02	19085.00	\$ 57,255.01
20	\$ 93,311.49	13997	\$ 79,314.77	19828.69	\$ 59,486.08
21	\$ 97,158.60	14574	\$ 82,584.81	20646.20	\$ 61,938.61
22	\$ 100,745.92	15112	\$ 85,634.03	21408.51	\$ 64,225.52
23	\$ 104,685.46	15703	\$ 88,982.64	22245.66	\$ 66,736.98
24	\$ 108,067.13	16210	\$ 91,857.06	22964.27	\$ 68,892.80
25	\$ 112,555.96	16883	\$ 95,672.57	23918.14	\$ 71,754.42
26	\$ 115,864.34	17380	\$ 98,484.69	24621.17	\$ 73,863.52
27	\$ 119,186.10	17878	\$ 101,308.19	25327.05	\$ 75,981.14
28	\$ 122,546.25	18382	\$ 104,164.31	26041.08	\$ 78,123.23
29	\$ 125,944.79	18892	\$ 107,053.07	26763.27	\$ 80,289.80
30	\$ 129,381.74	19407	\$ 109,974.48	27493.62	\$ 82,480.86
31	\$ 132,857.12	19929	\$ 112,928.55	28232.14	\$ 84,696.41
32	\$ 136,370.93	20456	\$ 115,915.29	28978.82	\$ 86,936.47
33	\$ 139,923.20	20988	\$ 118,934.72	29733.68	\$ 89,201.04
34	\$ 143,513.93	21527	\$ 121,986.84	30496.71	\$ 91,490.13
35	\$ 147,143.14	22071	\$ 125,071.67	31267.92	\$ 93,803.75
36	\$ 150,536.74	22581	\$ 127,956.23	31989.06	\$ 95,967.17
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2,641,615</b>	<b>\$ 475,722</b>	<b>\$ 2,165,893</b>	<b>\$ 673,940</b>	<b>\$ 1,491,953</b>

TABLA No. 5.36: utilidad neta durante tres años para el tercer escenario

En el último mes se ha obtenido una utilidad de \$ 95,967. y en total se ha acumulado \$ 1,491,953 en utilidades, que servirán para hacer una reinversión de este proyecto si se considera necesario

**Cuarto escenario:**

meses	utilidad bruta	partic/trabaja	utili/antes/imp	imp. a la renta	utilidad neta
0	\$ -4,140,116.00	0	-\$ 4,140,116.00	0	\$ -4,140,116.00
1	\$ 201,379.13	30207	\$ 171,172.26	42793.07	\$ 128,379.20
2	\$ 231,639.23	34746	\$ 196,893.34	49223.34	\$ 147,670.01
3	\$ 251,622.38	37743	\$ 213,879.02	53469.76	\$ 160,409.27
4	\$ 272,516.27	40877	\$ 231,638.83	57909.71	\$ 173,729.12
5	\$ 293,459.77	44019	\$ 249,440.80	62360.20	\$ 187,080.60
6	\$ 313,089.75	46963	\$ 266,126.29	66531.57	\$ 199,594.72
7	\$ 334,959.89	50244	\$ 284,715.91	71178.98	\$ 213,536.93
8	\$ 355,462.28	53319	\$ 302,142.94	75535.73	\$ 226,607.20
9	\$ 378,259.38	56739	\$ 321,520.47	80380.12	\$ 241,140.35
10	\$ 399,634.48	59945	\$ 339,689.31	84922.33	\$ 254,766.98
11	\$ 423,358.85	63504	\$ 359,855.02	89963.76	\$ 269,891.27
12	\$ 451,467.79	67720	\$ 383,747.62	95936.90	\$ 287,810.71
13	\$ 480,877.44	72132	\$ 408,745.82	102186.46	\$ 306,559.37
14	\$ 500,655.33	75098	\$ 425,557.03	106389.26	\$ 319,167.78
15	\$ 522,545.41	78382	\$ 444,163.60	111040.90	\$ 333,122.70
16	\$ 547,561.63	82134	\$ 465,427.39	116356.85	\$ 349,070.54
17	\$ 569,765.41	85465	\$ 484,300.60	121075.15	\$ 363,225.45
18	\$ 590,122.51	88518	\$ 501,604.14	125401.03	\$ 376,203.10
19	\$ 612,621.80	91893	\$ 520,728.53	130182.13	\$ 390,546.40
20	\$ 633,259.75	94989	\$ 538,270.79	134567.70	\$ 403,703.09
21	\$ 656,054.89	98408	\$ 557,646.66	139411.66	\$ 418,234.99
22	\$ 676,974.04	101546	\$ 575,427.94	143856.98	\$ 431,570.95
23	\$ 700,065.40	105010	\$ 595,055.59	148763.90	\$ 446,291.69
24	\$ 718,556.02	107783	\$ 610,772.61	152693.15	\$ 458,079.46
25	\$ 751,982.53	112797	\$ 639,185.15	159796.29	\$ 479,388.86
26	\$ 777,685.22	116653	\$ 661,032.44	165258.11	\$ 495,774.33
27	\$ 803,753.98	120563	\$ 683,190.88	170797.72	\$ 512,393.16
28	\$ 830,213.91	124532	\$ 705,681.82	176420.46	\$ 529,261.37
29	\$ 857,065.09	128560	\$ 728,505.33	182126.33	\$ 546,379.00
30	\$ 884,307.64	132646	\$ 751,661.49	187915.37	\$ 563,746.12
31	\$ 911,941.64	136791	\$ 775,150.39	193787.60	\$ 581,362.80
32	\$ 939,967.20	140995	\$ 798,972.12	199743.03	\$ 599,229.09
33	\$ 968,384.40	145258	\$ 823,126.74	205781.69	\$ 617,345.06
34	\$ 997,193.37	149579	\$ 847,614.36	211903.59	\$ 635,710.77
35	\$ 1,026,394.19	153959	\$ 872,435.06	218108.76	\$ 654,326.29
36	\$ 1,044,692.26	156704	\$ 887,988.42	221997.11	\$ 665,991.32
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 17,769,374</b>	<b>\$ 3,286,424</b>	<b>\$ 14,482,951</b>	<b>\$ 4,655,767</b>	<b>\$ 9,827,184</b>

TABLA No. 5.37: utilidad neta durante tres años para el cuarto escenario

En el último mes se ha obtenido una utilidad de \$665,991.32 y en total se ha acumulado \$ 9,827,184 en utilidades, que servirán para hacer una reinversión de este proyecto si se considera necesario

Las siguientes tablas muestran una utilidad con respecto al flujo de caja de efectivo, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ut Neta} + \text{Depreciación} - \text{Pago de capital} + \text{Venta de act. Fijo}$$

Como se puede ver para el flujo de caja es negativo solo a principios del proyecto, y para los demás meses el flujo es positivo, igual que la utilidad neta, esto demuestra que la inversión en efectivo se recuperará desde el primer mes, se nota una utilidad de \$ 193,494.29 sólo en efectivo.

**Primer escenario:**

meses	utilidad neta	depreciación	pago de capit	flujo de caja
0	\$ -136,717.00	0	\$ 0.00	-136717
1	\$ 2,976.03	155	\$ 2,961.86	169
2	\$ 3,672.82	155	\$ 2,991.48	836
3	\$ 4,131.55	155	\$ 3,021.39	1265
4	\$ 4,610.87	155	\$ 3,051.61	1714
5	\$ 5,090.89	155	\$ 3,082.13	2163
6	\$ 5,540.23	155	\$ 3,112.95	2582
7	\$ 6,040.81	155	\$ 3,144.08	3051
8	\$ 6,509.51	155	\$ 3,175.52	3488
9	\$ 7,030.64	155	\$ 3,207.27	3978
10	\$ 7,518.70	155	\$ 3,239.34	4434
11	\$ 8,060.40	155	\$ 3,271.74	4943
12	\$ 8,702.43	155	\$ 3,304.46	5552
13	\$ 9,431.88	155	\$ 3,337.50	6249
14	\$ 9,943.53	155	\$ 3,370.87	6727
15	\$ 10,507.69	155	\$ 3,404.58	7258
16	\$ 11,148.65	155	\$ 3,438.63	7865
17	\$ 11,727.93	155	\$ 3,473.02	8409
18	\$ 12,267.43	155	\$ 3,507.75	8914
19	\$ 12,860.92	155	\$ 3,542.82	9473
20	\$ 13,413.90	155	\$ 3,578.25	9990
21	\$ 14,021.61	155	\$ 3,614.03	10562
22	\$ 14,588.08	155	\$ 3,650.17	11092
23	\$ 15,210.03	155	\$ 3,686.68	11678
24	\$ 15,789.99	155	\$ 3,723.54	12221
25	\$ 16,475.82	155	\$ 3,760.78	12870
26	\$ 16,969.64	155	\$ 3,798.39	13326
27	\$ 17,468.56	155	\$ 3,836.37	13787
28	\$ 17,972.60	155	\$ 3,874.73	14252
29	\$ 18,481.74	155	\$ 3,913.48	14723
30	\$ 18,996.00	155	\$ 3,952.62	15198
31	\$ 19,515.37	155	\$ 3,992.14	15678
32	\$ 20,039.86	155	\$ 4,032.06	16162
33	\$ 20,569.47	155	\$ 4,072.38	16652
34	\$ 21,104.20	155	\$ 4,113.11	17146
35	\$ 21,644.05	155	\$ 4,154.24	17644
36	\$ 22,202.46	155	\$ 4,195.78	18161
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 315,519</b>	<b>\$ 5,562</b>	<b>\$ 127,588</b>	<b>\$ 193,494</b>

TABLA No 5.38: flujo de caja durante tres años para el primer escenario

**Segundo escenario:**

meses	utilidad neta	depreciación	pago de capit	flujo de caja
0	\$ -265,417.00	0	\$ 0.00	-265417
1	\$ 6,925.56	234	\$ 5,388.92	1771
2	\$ 8,277.02	234	\$ 5,442.81	3068
3	\$ 9,173.01	234	\$ 5,497.23	3910
4	\$ 10,110.21	234	\$ 5,552.21	4792
5	\$ 11,050.32	234	\$ 5,607.73	5677
6	\$ 11,932.65	234	\$ 5,663.81	6503
7	\$ 12,915.34	234	\$ 5,720.44	7429
8	\$ 13,837.75	234	\$ 5,777.65	8294
9	\$ 14,863.01	234	\$ 5,835.43	9262
10	\$ 15,825.52	234	\$ 5,893.78	10166
11	\$ 16,893.38	234	\$ 5,952.72	11175
12	\$ 18,163.94	234	\$ 6,012.24	12386
13	\$ 19,592.65	234	\$ 6,072.37	13754
14	\$ 20,598.90	234	\$ 6,133.09	14700
15	\$ 21,708.23	234	\$ 6,194.42	15748
16	\$ 22,968.09	234	\$ 6,256.37	16946
17	\$ 24,108.81	234	\$ 6,318.93	18024
18	\$ 25,172.85	234	\$ 6,382.12	19025
19	\$ 26,343.06	234	\$ 6,445.94	20131
20	\$ 27,435.07	234	\$ 6,510.40	21159
21	\$ 28,634.78	234	\$ 6,575.50	22293
22	\$ 29,754.78	234	\$ 6,641.26	23348
23	\$ 30,984.01	234	\$ 6,707.67	24510
24	\$ 31,945.03	234	\$ 6,774.75	25404
25	\$ 33,334.02	234	\$ 6,842.50	26726
26	\$ 34,367.99	234	\$ 6,910.92	27691
27	\$ 35,397.94	234	\$ 6,980.03	28652
28	\$ 36,439.82	234	\$ 7,049.83	29624
29	\$ 37,493.63	234	\$ 7,120.33	30607
30	\$ 38,559.38	234	\$ 7,191.53	31602
31	\$ 39,637.07	234	\$ 7,263.45	32608
32	\$ 40,726.70	234	\$ 7,336.08	33625
33	\$ 41,828.29	234	\$ 7,409.44	34653
34	\$ 42,941.84	234	\$ 7,483.54	35692
35	\$ 44,067.34	234	\$ 7,558.37	36743
36	\$ 45,231.38	234	\$ 7,633.96	37831
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 663,822</b>	<b>\$ 8,424</b>	<b>\$ 232,138</b>	<b>\$ 440,109</b>

TABLA No 5.39: flujo de caja durante tres años para el segundo escenario

Como se puede ver, el flujo de caja es negativo solo a principios del proyecto, y para los demás meses el flujo es positivo, igual que la utilidad neta, esto

demuestra que la inversión en efectivo se recuperará desde el primer mes, se nota una utilidad de \$ 440,109 sólo en efectivo.

**Tercer escenario:**

meses	utilidad neta	depreciación	pago de capit	flujo de caja
0	\$ -529,867.00	0	\$ 0.00	\$ -529,867.00
1	\$ 17,235.13	250	\$ 10,024.53	7460
2	\$ 20,011.09	321	\$ 10,124.77	10207
3	\$ 21,847.12	321	\$ 10,226.02	11942
4	\$ 23,767.56	321	\$ 10,328.28	13760
5	\$ 25,693.50	321	\$ 10,431.56	15583
6	\$ 27,499.87	321	\$ 10,535.88	17285
7	\$ 29,512.56	321	\$ 10,641.24	19192
8	\$ 31,400.59	321	\$ 10,747.65	20974
9	\$ 33,500.05	321	\$ 10,855.12	22966
10	\$ 35,469.77	321	\$ 10,963.68	24827
11	\$ 37,656.03	321	\$ 11,073.31	26904
12	\$ 40,501.66	321	\$ 11,184.05	29639
13	\$ 43,437.12	321	\$ 11,295.89	32462
14	\$ 45,496.98	321	\$ 11,408.84	34409
15	\$ 47,769.09	321	\$ 11,522.93	36567
16	\$ 50,351.37	321	\$ 11,638.16	39034
17	\$ 52,686.13	321	\$ 11,754.54	41253
18	\$ 54,861.38	321	\$ 11,872.09	43310
19	\$ 57,255.01	321	\$ 11,990.81	45585
20	\$ 59,486.08	321	\$ 12,110.72	47696
21	\$ 61,938.61	321	\$ 12,231.83	50028
22	\$ 64,225.52	321	\$ 12,354.14	52192
23	\$ 66,736.98	321	\$ 12,477.69	54580
24	\$ 68,892.80	321	\$ 12,602.46	56611
25	\$ 71,754.42	321	\$ 12,728.49	59347
26	\$ 73,863.52	321	\$ 12,855.77	61329
27	\$ 75,981.14	321	\$ 12,984.33	63318
28	\$ 78,123.23	321	\$ 13,114.17	65330
29	\$ 80,289.80	321	\$ 13,245.31	67365
30	\$ 82,480.86	321	\$ 13,377.77	69424
31	\$ 84,696.41	321	\$ 13,511.55	71506
32	\$ 86,936.47	321	\$ 13,646.66	73611
33	\$ 89,201.04	321	\$ 13,783.13	75739
34	\$ 91,490.13	321	\$ 13,920.96	77890
35	\$ 93,803.75	321	\$ 14,060.17	80065
36	\$ 95,967.17	321	\$ 14,200.77	82087
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1,491,953</b>	<b>\$ 11,485</b>	<b>\$ 431,825</b>	<b>\$ 1,071,612</b>

**TABLA No 5.40: flujo de caja durante tres años para el tercer escenario**

Como se puede ver, el flujo de caja es negativo solo a principios del proyecto, y para los demás meses el flujo es positivo, igual que la utilidad neta, esto demuestra que la inversión en efectivo se recuperará desde el primer mes, se nota una utilidad de \$1,071,612 sólo en efectivo.

Como se puede ver, para el cuarto escenario, el flujo de caja es negativo solo a principios del proyecto, y para los demás meses el flujo es positivo, igual que la utilidad neta, esto demuestra que la inversión en efectivo se recuperará desde el primer mes, se nota una utilidad de \$ 6,644,161 sólo en efectivo.



**Cuarto escenario:**

meses	utilidad neta	depreciación	pago de capit	flujo de caja
0	\$ -4,140,116.00	0	\$ 0.00	\$ -4,140,116.00
1	\$ 128,379.20	1346	\$ 74,589.60	55136
2	\$ 147,670.01	821	\$ 75,335.49	73155
3	\$ 160,409.27	821	\$ 76,088.85	85141
4	\$ 173,729.12	821	\$ 76,849.74	97700
5	\$ 187,080.60	821	\$ 77,618.23	110283
6	\$ 199,594.72	821	\$ 78,394.42	122021
7	\$ 213,536.93	821	\$ 79,178.36	135179
8	\$ 226,607.20	821	\$ 79,970.14	147458
9	\$ 241,140.35	821	\$ 80,769.85	161191
10	\$ 254,766.98	821	\$ 81,577.54	174010
11	\$ 269,891.27	821	\$ 82,393.32	188318
12	\$ 287,810.71	821	\$ 83,217.25	205414
13	\$ 306,559.37	821	\$ 84,049.42	223330
14	\$ 319,167.78	821	\$ 84,889.92	235098
15	\$ 333,122.70	821	\$ 85,738.82	248204
16	\$ 349,070.54	821	\$ 86,596.21	263295
17	\$ 363,225.45	821	\$ 87,462.17	276584
18	\$ 376,203.10	821	\$ 88,336.79	288687
19	\$ 390,546.40	821	\$ 89,220.16	302147
20	\$ 403,703.09	821	\$ 90,112.36	314411
21	\$ 418,234.99	821	\$ 91,013.48	328042
22	\$ 431,570.95	821	\$ 91,923.62	340468
23	\$ 446,291.69	821	\$ 92,842.85	354269
24	\$ 458,079.46	821	\$ 93,771.28	365129
25	\$ 479,388.86	821	\$ 94,709.00	385500
26	\$ 495,774.33	821	\$ 95,656.09	400939
27	\$ 512,393.16	821	\$ 96,612.65	416601
28	\$ 529,261.37	821	\$ 97,578.77	432503
29	\$ 546,379.00	821	\$ 98,554.56	448645
30	\$ 563,746.12	821	\$ 99,540.11	465027
31	\$ 581,362.80	821	\$ 100,535.51	481648
32	\$ 599,229.09	821	\$ 101,540.86	498509
33	\$ 617,345.06	821	\$ 102,556.27	515609
34	\$ 635,710.77	821	\$ 103,581.83	532949
35	\$ 654,326.29	821	\$ 104,617.65	550529
36	\$ 665,991.32	821	\$ 105,663.83	561148
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 9,827,184</b>	<b>\$ 30,064</b>	<b>\$ 3,213,087</b>	<b>\$ 6,644,161</b>

TABLA No 5.41: flujo de caja durante tres años para el cuarto escenario

A continuación se mostrarán los valores de las utilidades netas acumuladas, así como el flujo de caja acumulado, a medida que transcurre el periodo de ejecución del proyecto.

**Primer escenario:**

meses	utilid acumu	flujo acumu
0	\$ -136,717.00	\$ -136,717
1	\$ -133,740.97	\$ -136,548
2	\$ -130,068.15	\$ -135,712
3	\$ -125,936.60	\$ -134,448
4	\$ -121,325.73	\$ -132,734
5	\$ -116,234.84	\$ -130,571
6	\$ -110,694.60	\$ -127,989
7	\$ -104,653.79	\$ -124,938
8	\$ -98,144.29	\$ -121,449
9	\$ -91,113.64	\$ -117,471
10	\$ -83,594.95	\$ -113,038
11	\$ -75,534.55	\$ -108,094
12	\$ -66,832.11	\$ -102,542
13	\$ -57,400.23	\$ -96,293
14	\$ -47,456.71	\$ -89,566
15	\$ -36,949.02	\$ -82,308
16	\$ -25,800.37	\$ -74,444
17	\$ -14,072.44	\$ -66,034
18	\$ -1,805.02	\$ -57,120
19	\$ 11,055.91	\$ -47,648
20	\$ 24,469.81	\$ -37,657
21	\$ 38,491.42	\$ -27,095
22	\$ 53,079.50	\$ -16,003
23	\$ 68,289.53	\$ -4,325
24	\$ 84,079.52	\$ 7,896
25	\$ 100,555.34	\$ 20,765
26	\$ 117,524.98	\$ 34,091
27	\$ 134,993.54	\$ 47,878
28	\$ 152,966.14	\$ 62,130
29	\$ 171,447.88	\$ 76,853
30	\$ 190,443.88	\$ 92,051
31	\$ 209,959.25	\$ 107,729
32	\$ 229,999.11	\$ 123,891
33	\$ 250,568.58	\$ 140,542
34	\$ 271,672.78	\$ 157,688
35	\$ 293,316.83	\$ 175,332
36	\$ 315,519.29	\$ 193,494

**TABLA No. 5.42: flujo acumulado del primer escenario**

Aquí se aprecia que hasta el final del primer año, y casi la totalidad del segundo año, los valores del flujo acumulado son negativos es decir que aun no se recupera la inversión.

Recién en el mes 24, que corresponderían al último mes del segundo año, ambos valores son positivos, lo que significa que en ese momento se empieza a recuperar la inversión, y a partir de ahí, sus utilidades se dispararán, producto de lo cual los valores acumulados en el tercer año supera el valor de lo acumulado hasta el año anterior. Como conclusión el proyecto se recuperará en tres años.

**Segundo escenario:**

meses	utilid acumu	flujo acumu
0	\$ -265,417.00	\$ -265,417
1	\$ -258,491.44	\$ -263,646
2	\$ -250,214.42	\$ -260,578
3	\$ -241,041.41	\$ -256,668
4	\$ -230,931.20	\$ -251,876
5	\$ -219,880.88	\$ -246,200
6	\$ -207,948.23	\$ -239,697
7	\$ -195,032.90	\$ -232,268
8	\$ -181,195.15	\$ -223,974
9	\$ -166,332.14	\$ -214,712
10	\$ -150,506.62	\$ -204,547
11	\$ -133,613.24	\$ -193,372
12	\$ -115,449.30	\$ -180,986
13	\$ -95,856.65	\$ -167,232
14	\$ -75,257.75	\$ -152,532
15	\$ -53,549.52	\$ -136,784
16	\$ -30,581.44	\$ -119,839
17	\$ -6,472.63	\$ -101,815
18	\$ 18,700.22	\$ -82,790
19	\$ 45,043.28	\$ -62,659
20	\$ 72,478.35	\$ -41,500
21	\$ 101,113.13	\$ -19,207
22	\$ 130,867.91	\$ 4,141
23	\$ 161,851.93	\$ 28,651
24	\$ 193,796.96	\$ 54,055
25	\$ 227,130.98	\$ 80,781
26	\$ 261,498.97	\$ 108,472
27	\$ 296,896.90	\$ 137,124
28	\$ 333,336.72	\$ 166,748
29	\$ 370,830.34	\$ 197,355
30	\$ 409,389.72	\$ 228,957
31	\$ 449,026.79	\$ 261,564
32	\$ 489,753.49	\$ 295,189
33	\$ 531,581.78	\$ 329,842
34	\$ 574,523.62	\$ 365,534
35	\$ 618,590.96	\$ 402,277
36	\$ 663,822.34	\$ 440,109

**TABLA No. 5.43: flujo acumulado del segundo**

Aquí se aprecia que hasta el final del primer año, y parte del segundo año, los valores del flujo acumulado son negativos es decir que aun no se recupera la inversión.

Recién en el mes 22, que corresponderían al segundo año, ambos valores son positivos, lo que significa que en ese momento sus utilidades se dispararán, producto de lo cual los valores acumulados en el tercer año supera el valor de lo acumulado hasta el año anterior. Como conclusión el proyecto se recuperará en tres años.

**Tercer escenario:**

meses	utilid acumu	flujo acumu
0	\$ -529,867.00	\$ -529,867
1	\$ -512,631.87	\$ -522,407
2	\$ -492,620.78	\$ -512,199
3	\$ -470,773.66	\$ -500,257
4	\$ -447,006.10	\$ -486,497
5	\$ -421,312.60	\$ -470,914
6	\$ -393,812.73	\$ -453,629
7	\$ -364,300.17	\$ -434,437
8	\$ -332,899.59	\$ -413,463
9	\$ -299,399.54	\$ -390,497
10	\$ -263,929.77	\$ -365,670
11	\$ -226,273.74	\$ -338,766
12	\$ -185,772.08	\$ -309,127
13	\$ -142,334.96	\$ -276,665
14	\$ -96,837.98	\$ -242,256
15	\$ -49,068.89	\$ -205,689
16	\$ 1,282.48	\$ -166,655
17	\$ 53,968.61	\$ -125,402
18	\$ 108,829.99	\$ -82,092
19	\$ 166,085.00	\$ -36,507
20	\$ 225,571.08	\$ 11,190
21	\$ 287,509.68	\$ 61,218
22	\$ 351,735.21	\$ 113,410
23	\$ 418,472.19	\$ 167,990
24	\$ 487,364.98	\$ 224,602
25	\$ 559,119.41	\$ 283,948
26	\$ 632,982.93	\$ 345,277
27	\$ 708,964.07	\$ 408,595
28	\$ 787,087.30	\$ 473,925
29	\$ 867,377.10	\$ 541,291
30	\$ 949,857.96	\$ 610,715
31	\$ 1,034,554.37	\$ 682,221
32	\$ 1,121,490.84	\$ 755,831

33	\$ 1,210,691.88	\$ 831,570
34	\$ 1,302,182.01	\$ 909,460
35	\$ 1,395,985.76	\$ 989,525
36	\$ 1,491,952.94	\$ 1,071,612

**TABLA No. 5.44: flujo acumulado del tercer escenario**

Aquí se aprecia que hasta el final del primer año, y siete meses más del segundo año, los valores del flujo acumulado son negativos es decir que aun no se recupera la inversión.

Recién en el mes 20, que corresponderían al segundo año, ambos valores son positivos, lo que significa que en ese momento sus utilidades se dispararán, producto de lo cual los valores acumulados en el tercer año supera el valor de lo acumulado hasta el año anterior. Como conclusión el proyecto se recuperará en tres años.

**Cuarto escenario:**

meses	utilid acumu	flujo acumu
0	\$ -4,140,116.00	\$ -4,140,116
1	\$ -4,011,736.80	\$ -4,084,980
2	\$ -3,864,066.80	\$ -4,011,825
3	\$ -3,703,657.53	\$ -3,926,684
4	\$ -3,529,928.41	\$ -3,828,984
5	\$ -3,342,847.81	\$ -3,718,701
6	\$ -3,143,253.09	\$ -3,596,681
7	\$ -2,929,716.16	\$ -3,461,502
8	\$ -2,703,108.96	\$ -3,314,044
9	\$ -2,461,968.61	\$ -3,152,853
10	\$ -2,207,201.63	\$ -2,978,843
11	\$ -1,937,310.36	\$ -2,790,525
12	\$ -1,649,499.64	\$ -2,585,111
13	\$ -1,342,940.28	\$ -2,361,780
14	\$ -1,023,772.50	\$ -2,126,682
15	\$ -690,649.80	\$ -1,878,478
16	\$ -341,579.26	\$ -1,615,183
17	\$ 21,646.19	\$ -1,338,599
18	\$ 397,849.29	\$ -1,049,912
19	\$ 788,395.69	\$ -747,765
20	\$ 1,192,098.77	\$ -433,354
21	\$ 1,610,333.77	\$ -105,312
22	\$ 2,041,904.72	\$ 235,156
23	\$ 2,488,196.41	\$ 589,425
24	\$ 2,946,275.87	\$ 954,554
25	\$ 3,425,664.73	\$ 1,340,054
26	\$ 3,921,439.06	\$ 1,740,993
27	\$ 4,433,832.22	\$ 2,157,594
28	\$ 4,963,093.58	\$ 2,590,097
29	\$ 5,509,472.58	\$ 3,038,742
30	\$ 6,073,218.70	\$ 3,503,768
31	\$ 6,654,581.50	\$ 3,985,416
32	\$ 7,253,810.58	\$ 4,483,925
33	\$ 7,871,155.64	\$ 4,999,534
34	\$ 8,506,866.41	\$ 5,532,484
35	\$ 9,161,192.71	\$ 6,083,013
36	\$ 9,827,184.02	\$ 6,644,161

TABLA No. 5.45: flujo acumulado del cuarto escenario

Aquí se aprecia que hasta el final del primer año y más de la mitad del segundo los valores del flujo acumulado son negativos es decir que aun no se recupera la inversión.

Recién en el mes 22, que corresponderían al segundo año, ambos valores son positivos, lo que significa que en ese momento se empieza a recuperar la inversión, y a partir de ahí, sus utilidades se dispararán, producto de lo cual los valores acumulados en el tercer año supera el doble de lo acumulado hasta el año anterior. Como conclusión el proyecto se recuperará en tres años.

Los dos indicadores más importantes para analizar la rentabilidad de un proyecto son: el TIR (tasa interna de retorno) y el VAN (Valor actual neto). El TIR es la tasa cuando el valor presente es 0, es la mínima tasa admitida para lo cual se puede decir que el proyecto es rentable, es la tasa con la que la inversión regresa y tiene que ser mayor que la tasa del mercado para que sea rentable. El VAN en cambio, es el valor de todos los ingresos realizados a través del tiempo, traídos a un presente, este valor tiene que ser mayor que 0 para decir que el proyecto es rentable, de esta manera los ingresos reales o presentes serán mayores que los egresos. La obtención del VAN está basada en el flujo de caja y no en la utilidad neta.

En ambos casos hay que traer los valores hacia un presente, en este caso, el año 0. Para realizar dichos traslados, hay que usar la TMAR (tasa mínima atractiva de retorno), que es la tasa con la que se maneja el mercado:



**Tasa de interés pasiva** = 5% anual (socios)

**Tasa de interés activa** = 12% anual (banco)

**TMAR** = Tasa atractiva\* %participación + Tasa pasiva\* %participación.

**TMAR** = 12% \* 0.75 + 5% \* 0.25 = 9 + 1.25 =10.25 % anual

**TMAR** = 0.8542% mensual

Con este valor de TMAR, se analiza la rentabilidad del proyecto. Se encuentra el VAN y el TIR, primero sin considerar la inflación.

Para hallar el VAN, se trabaja con el flujo de caja de todos los meses. Se empezará determinando el VAN si inflación, es decir sin tomar en cuenta la inflación anual del estado:

$$\text{VAN (sin inflación)} = \text{FC}_0 + \text{FC}_1 \times (\text{P/F, } i \text{ mensual, } 1) + \text{FC}_2 \times (\text{P/F, } i \text{ mensual, } 2) + \dots + \text{FC}_n \times (\text{P/F, } i \text{ mensual, } n)$$

Donde:

$\text{FC}_0$  = Flujo de caja del año 0

$i$  mensual = interés mensual

$n$  = número de meses de los pagos.

**Primer escenario:**

VAN (sin inflación) = \$ 112,139.76

Como el VAN > 0 el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

TIR (sin inflación) = Tasa (VAN = 0) = 3.8% mensual, 45% anual

Como : TIR > TMAR, el proyecto es RENTABLE

**Segundo escenario:**

VAN (sin inflación) = \$ 265,408.02

Como el VAN > 0 el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

TIR (sin inflación) = Tasa (VAN = 0) = 4.4% mensual, 52% anual.

Como : TIR > TMAR, el proyecto es RENTABLE

**Tercer escenario:**

VAN (sin inflación) = \$ 670,703.59.

Como el VAN > 0 el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

TIR (sin inflación) = Tasa (VAN = 0) = 5.3% mensual, 63% anual

Como : TIR > TMAR, el proyecto es RENTABLE

**Cuarto escenario:**

VAN (sin inflación) = 4,030,137.50

Como el VAN > 0 el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

TIR (sin inflación) = Tasa (VAN = 0) = 4.4% mensual, 53 % anual

Como : TIR > TMAR, el proyecto es RENTABLE

Todos estos parámetros anteriores se los obtiene sin considerar la inflación, cuyo índice actualmente en nuestro país es del 6% anual y tiende a la baja. Como escenario pesimista se usa el 6%. Este índice influirá en la tasa del mercado (TMAR), y por ende, se deberá obtener valores de TIR y VAN.

Primero se encuentra la tasa del mercado mediante la fórmula:

$$\text{Tasa inflada} = \text{TMAR}_i = i + f + i * f$$

Donde :

$i$  = es la tasa normal del Mercado

$f$  = es la tasa de inflación

Entonces se tiene que:

$$\text{Tasa inflada} = i + f + i * f = 10.25\% + 6\% + 10.25\% * 6\% = 16.865\%$$

Usando la tasa inflada en vez de la TMAR, se encuentra ahora el VAN:

**Primer escenario:**

$$\text{VAN (con inflación)} = \$ 76,731.94$$

Como el  $\text{VAN} > 0$  el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

$$\text{TIR (con inflación)} = \text{Tasa (VAN} = 0) = 3.8\% \text{ mensual, } 45\% \text{ anual}$$

Como :  $TIR > TMAR$ , el proyecto es RENTABLE

**Segundo escenario:**

$VAN$  (con inflación) = \$188,939.32

Como el  $VAN > 0$  el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

$TIR$  (con inflación) = Tasa ( $VAN = 0$ ) = 4.4% mensual, 52% anual

Como :  $TIR > TMAR$ , el proyecto es RENTABLE

**Tercer escenario:**

$VAN$  (con inflación) = \$ 495,175.74

Como el  $VAN > 0$  el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

$TIR$  (con inflación) = Tasa ( $VAN = 0$ ) = 5.2% mensual, 63% anual

Como :  $TIR > TMAR$ , el proyecto es RENTABLE

**Cuarto escenario:**

$VAN$  (con inflación) = \$ 2,875,543.02

Como el  $VAN > 0$  el proyecto es rentable.

Para hallar el TIR:

$TIR$  (con inflación) = Tasa ( $VAN = 0$ ) = 4.4% mensual, 53% anual

Como :  $TIR > TMAR$ , el proyecto es RENTABLE

De los resultados anteriores, incluso considerando la inflación y tomando en cuenta situaciones pesimistas, se nota que el proyecto es rentable en los cuatro diferente

escenarios y no sólo eso, sino que los valores que arroja son muy altos con respecto al límite, es decir un VAN muy alto y un TIR aproximadamente más del triple que la tasa del mercado, lo que permite concluir que el proyecto es rentable, y que una vez que genere flujos positivos, las utilidades se disparan, por lo que es recomendable, una vez terminado el pago al banco en tres años, realizar una reinversión en equipos y programas más sofisticados para esa época, con el objetivo de obtener mayor utilidades y brindar un mejor servicio.

### **5.3.6 Análisis del mínimo consumo de energía y mínimo ahorro para obtener beneficios del proyecto.**

De acuerdo a las disposiciones del Conelec el requerimiento mínimo para ser gran consumidor es de 650 Kw. en demanda máxima y 4500 Mwh en consumo anual, analizaremos si es conveniente o no para aquellos grandes consumidores que tienen este mínimo de demanda y consumo, el acceder a nuestros servicios, sin afectar el ahorro que logran al ser grandes consumidores.

Se toma como ejemplo una empresa, que consume 260,000 Kwh. mensuales y tiene una demanda máxima de 622 Kw. un total de 140,000 Kwh. de consumo en horas media y punta. Su punto de conexión es en distribución primaria (DP) y la empresa distribuidora es de Milagro (EEMCA). Entonces tenemos que:

- Antes:

Energía Eléctrica	10.791,00
Demanda	3.230,38
Comercialización	1,41
Energía P. Base	<u>5.140,45</u>
<b>Total en energía</b>	<b>\$ 19.127,48</b>

Tasas:

F.E.R.U.M	1.921,56
Tasa de bomberos	8,14
Ordenanza Municipal	<u>765,02</u>
<b>Total en tasas</b>	<b>\$ 2.685,72</b>

TOTAL MES \$ **21.813,20**

• Después:

Energía Comprada	7.800,00
Potencia Remunerable	2.835,00
Tarifa fija de transmisión	1.959,00
Reactivos	0,00

Peaje por energía	546,00
Peaje por demanda	<u>2.513,00</u>
<b>Total en energía y rubros</b>	<b>15.653,00</b>

Tasas

FERUM	1.565,30
Ordenanza Municipal	626,00
Impuesto Cuerpo de bomberos	<u>8,14</u>
<b>Total en tasas</b>	<b>\$ 2.199,14</b>

TOTAL DEL MES \$ **17.852,14**

Diferencia = 21.813,20 – 17.852,14 = **\$ 3.961,06 mensuales.**

Tenemos un ahorro de \$ 3.961,06 mensuales de los cuales sacamos el 10% para adquirir los beneficios del centro de información y obtener todos los servicios, entonces;

Ahorro del GC = 3.961,06 - 400,00 = \$ 3.561,06 mensuales.

Lógicamente se puede seguir bajando los límites hasta llegar a un ahorro de \$ 400,00, mensuales pero no sería favorable para el gran consumidor, ahorrar esa cantidad y pagarla mes a mes ya que entonces no tendría ningún ahorro visible.

Pasados los tres años de inversión puede ser que el costo de los servicios baje y de esta manera acceder a más clientes que puedan beneficiarse de los servicios sin sacrificar su ahorro mensual.



## CONCLUSIONES

1. Una de las conclusiones que se pueden obtener de este trabajo de tesis es que, los grandes consumidores han tenido un alto crecimiento durante cuatro años de formación del mercado eléctrico mayorista, , y una de las causas es la disminución en la regulación para calificar como grandes consumidores, este requisito de consumo empezó de 7000 Mwh/anuales el cual disminuyó en periodos de seis meses, hasta la actualidad que es de 4500 Mwh/anuales, esto más otros factores han provocado que abonados industriales con estos consumos se sumen a formar parte de los agentes del MEM, como GCE.
2. Este crecimiento, no solo representa un gran número de abonados industriales que antes compraban su energía a las empresas eléctricas distribuidoras, para ahora comprarla a las generadoras u otros agentes, si no que también los actuales GCE representan un 9% de la energía nacional consumida.
3. Los montos que se transan a los GCE también son importantes, ya que no solo pagan por el costo de la energía consumida, si no también existen pagos por potencia y energía, por reactivos, por transmisión de energía, etc. Son pagos

mensuales que deben hacer los GCE a los demás agentes del MEM, para cumplir con las regulaciones estipuladas por el CONELEC, y que varían según la característica de la empresa, estos pagos, pueden llegar a representar el 70% de lo que la empresa pagaría a la generadora u otro agente tan solo por la energía consumida.

4. Debido al gran crecimiento de los GCE y la importancia que tienen en el MEM, es necesario la adquisición de tecnología apropiada para poder brindar los servicios adecuados a los antiguos y nuevos grandes consumidores, esta tecnología está siendo adquirida por el Cenace, para poder facturar y liquidar con bajos o ningún porcentaje de error, todas las transacciones de estos agentes, como también ponen mucho interés y preocupación en los sistemas de comunicación, para ello están implementando nuevos programas de obtención de datos sin opciones de error. Esto origina que los grandes consumidores de energía también tengan que colocar mejores equipos o medios de comunicación y desarrollar métodos de comprobación de datos, de verificación de información, capacitación del personal sobre los diferentes cálculos usados para emitir la facturación mensual y liquidación diaria.
  
5. Los requisitos de consumo mínimo en la regulación para calificar como gran consumidor de energía, no han variado desde enero del 2005, con este mínimo consumo, actualmente se cuentan con 75 grandes consumidores, sin embargo este número podría crecer a 880 GCE, hasta el 2015, si se regula que el requisito de consumo sea un mínimo de 750 Mwh/anales y no de 4500 MWH/anales como rige actualmente. Si se pudiera aprobar esta propuesta, habría un mayor número de

empresas interesadas en pertenecer al MEM como grandes consumidores, lo que provocaría que el porcentaje de participación de estos vaya en aumento, se establecerían nuevas formas de contrato con las empresas generadoras, se pondría más énfasis en capacitar a los GCE por parte del CENACE, y sobre todo llevaría a que las empresas distribuidoras pongan empeño en mejorar su calidad de servicio y atención al usuario, para así tener menos pérdidas anuales y poder rebajar sus tarifas eléctricas, evitando que, clientes industriales con altos consumos de energía decidan comprar a las generadoras, quedándose tan solo con los usuarios residenciales.

6. Existe la regulación 007/00 que estipula: *“Es responsabilidad de los distribuidores y GCE hacer llegar la información de la cantidad de energía activa recibida hora a hora en el día anterior en cada punto de recepción a través del Sistema de Medición Comercial. En caso de que la cadena de medición y envío de información falle el Distribuidor o Gran Consumidor está en la obligación de enviar estos datos al Cenace, obtenidos de su medidor de respaldo. Estos datos deberán enviarse de acuerdo a la prioridad indicada en la Regulación sobre los sistemas de medición comercial para los agentes del MEM., en forma de archivos de hoja de cálculo. Este informe debe llegar hasta las 09h00 del día siguiente al de interés”*. Debido a esta regulación y al crecimiento continuo de los GCE, al Cenace le interesa que sean los GCE los que envíen la información requerida para la facturación, para lo cual ha contratado el desarrollo de un software especial para obtención de datos, sin riesgo de modificación de esta información, actualmente se están implementando las licencias respectivas y la capacitación a cada agente que es lo que faltaría para terminar la implementación.

7. El proyecto propuesto es conveniente para los intereses de los GCE, ya que una sola entidad se encargaría de la responsabilidad del envío de información, y de brindar otros servicios necesarios para los GCE. Según el análisis económico de este proyecto, se obtiene la mayor rentabilidad para el caso de que se reduzca el requisito de consumo a un mínimo de 750 Mwh/anuales, ya que de esta manera, sería mayor la cantidad de grandes consumidores, que accederían a los servicios que ofrece este proyecto y se convertiría en una base para un futuro sistema de supervisión, control y adquisición de datos, que sería lo más adecuado para un grupo considerable de GCE.

## RECOMENDACIONES

1. Es recomendable, incentivar las relaciones entre el Cenace y los GCE, para de una forma más personalizada dar a conocer a los GCE, sobre los diferentes temas que rodean al sistema eléctrico a nivel nacional, y los cambios que día a día se suscitan, desarrollando cursos de capacitación mensuales, incentivando el acceso a la página Web y haciendo llegar noticias importantes de temas relacionados con el sector eléctrico al correo electrónico de cada empresa, interactuando con el personal técnico de cada planta, haciendo que estos se sientan incluidos en las decisiones que se tomen.
2. Empezar con la corrección de factores que afectan el precio de la energía eléctrica sin riesgo de provocar un problema colateral como son el factor de potencia y la demanda máxima, como también la reducción o eliminación de problemas de mal funcionamiento de equipo debido a la mala calidad de la energía eléctrica prolongando la vida de dispositivos eléctricos al tener un suministro adecuado.
3. Clasificar en grupos a los GCE dependiendo del proceso de cada planta, para desarrollar una base de “funcionamiento eficiente de la planta”, y establecerla como

ejemplo a todos aquellos nuevos GCE, que deseen realizar cambios en el proceso de su planta para que esta tenga un desarrollo eficiente y así disminuir costos de energía sin perder la calidad del producto, aumentando la producción a un menor costo, y prolongando la vida de las máquinas, debido a que tendrán calidad de energía.

4. Es necesario hacer respetar las regulaciones emitidas por el CONELEC, en cuanto a la calidad de la energía, ya que muchas ocasiones existen daños de máquinas, paradas de plantas, mal funcionamiento de la empresa y diversos problemas, que no son culpa del GCE, si no muchas veces de otros agentes que operan en el MEM y afectan a los GCE. Sin embargo de acuerdo a la regulación son estas empresas, que originan estos inconvenientes las que deberían pagar por los daños causados a las plantas u otros usuarios, debido a la mala calidad de energía.
  
5. Crear un ambiente favorable para que el Conelec establezca una política de reducir el nivel mínimo de consumo para calificar como GCE, planteando las ventajas que se obtendrían al disminuir un porcentaje en los requisitos de energía y demanda para que más empresas tengan opción a calificar como GCE, y por supuesto acceder a los servicios que se ofrecerían en el centro de operación. Este planteamiento se establece como resultado de la proyección del número de posibles GCE para los siguientes diez años, en base a datos de proyección del CONELEC y datos proporcionados por empresas distribuidoras.

6. Se recomienda implementar el proyecto, lo más pronto posible, sobretudo por los problemas de comunicación que se podrían evitar, inclusive si el CONELEC, no considere el bajar un porcentaje en los requisitos de consumo, ya que esta tesis está dirigida también al hecho de que la regulación no baje de 4500 Kwh./anuales, obteniendo resultados positivos pero no los mejores.
  
7. Sin embargo si el Conelec resuelve bajar los requisitos a 750 Kwh./anuales, que sería lo ideal para el proyecto y para los grandes consumidores de energía, como se ha visto en la tesis, es indispensable que el número asumido para los clientes no baje del 60 % de posibles GCE, que es lo mínimo que se ha considerado, ya que el aporte mensual de cada cliente en este caso GCE, es lo que hace que dicho proyecto funcione.

**CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA**

MES	NÚMERO GC	ENERGÍA MWH	DEMANDA NO COINCIDENTE MW	FACTOR DE CARGA	POTENCIA REMUNERABLE	c\$/kwh	REACTIVOS	c\$/kwh	GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA	c\$/kwh	TARIFA FIJA DE TRANSMISIÓN	c\$/kwh	CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN	c\$/kwh	PEAJES	c\$/kwh	TOTAL	c\$/kwh
oct-03	32	60.084	115	70%	520.741	0,87	17.935	0,03	15.211	0,03	374.651	0,62	35.519	0,06	300.918	0,50	1.264.975	2,11
nov-03	33	58.280	117	69%	604.517	1,04	20.308	0,03	20.206	0,03	367.628	0,63	26.633	0,05	274.021	0,47	1.313.313	2,25
dic-03	35	58.854	121	65%	581.239	0,99	20.710	0,04	95.057	0,16	381.356	0,65	33.279	0,06	283.650	0,48	1.395.291	2,37
ene-04	36	61.134	125	66%	632.717	1,03	17.578	0,03	25.663	0,04	393.304	0,64	44.596	0,07	304.772	0,50	1.418.629	2,32
feb-04	36	59.092	124	69%	606.507	1,03	12.102	0,02	9.181	0,02	389.165	0,66	38.858	0,07	295.226	0,50	1.351.039	2,29
mar-04	38	66.462	130	69%	632.471	0,95	40.089	0,06	45.142	0,07	408.372	0,61	52.916	0,08	327.289	0,49	1.506.279	2,27
abr-04	40	65.300	135	67%	628.333	0,96	20.122	0,03	78.187	0,12	418.318	0,64	59.140	0,09	334.270	0,51	1.538.370	2,36
may-04	45	71.243	144	66%	614.463	0,86	41.865	0,06	127.678	0,18	454.705	0,64	59.699	0,08	349.107	0,49	1.647.518	2,31
jun-04	45	72.106	144	70%	661.942	0,92	45.551	0,06	233.902	0,32	453.758	0,63	40.029	0,06	352.673	0,49	1.787.854	2,48
jul-04	45	72.881	143	69%	625.719	0,86	79.630	0,11	127.311	0,17	449.218	0,62	68.280	0,09	351.413	0,48	1.701.571	2,33
ago-04	56	85.080	167	68%	735.534	0,86	88.266	0,10	85.815	0,10	527.304	0,62	104.327	0,12	442.184	0,52	1.983.431	2,33
sep-04	58	86.132	173	69%	700.594	0,81	41.294	0,05	145.719	0,17	544.743	0,63	112.648	0,13	452.727	0,53	1.997.725	2,32
oct-04	61	91.556	177	69%	693.955	0,76	72.480	0,08	79.992	0,09	558.006	0,61	136.823	0,15	467.858	0,51	2.009.113	2,19
nov-04	61	85.596	176	68%	692.743	0,81	74.440	0,09	25.084	0,03	530.610	0,62	157.794	0,18	497.839	0,58	1.978.510	2,31
dic-04	62	88.543	180	66%	706.850	0,80	49.658	0,06	51.899	0,06	544.210	0,61	131.053	0,15	496.648	0,56	1.980.317	2,24
ene-05	62	91.338	177	69%	676.760	0,74	34.229	0,04	52.847	0,06	535.052	0,59	115.322	0,13	463.015	0,51	1.877.224	2,06
feb-05	63	83.747	180	69%	798.043	0,95	53.669	0,06	139.404	0,17	543.991	0,65	69.604	0,08	466.034	0,56	2.070.745	2,47
mar-05	64	94.055	185	76%	735.439	0,78	66.029	0,07	250.058	0,27	557.547	0,59	96.410	0,10	468.798	0,50	2.174.281	2,31
abr-05	62	93.500	183	71%	661.653	0,71	49.617	0,05	462.451	0,49	551.430	0,59	74.812	0,08	457.536	0,49	2.257.499	2,41
may-05	66	96.408	187	69%	660.243	0,68	53.237	0,06	248.769	0,26	562.754	0,58	80.616	0,08	468.817	0,49	2.074.435	2,15
jun-05	67	97.873	193	70%	731.615	0,75	58.977	0,06	339.214	0,35	583.076	0,60	64.819	0,07	477.739	0,49	2.255.441	2,30
jul-05	67	97.999	195	67%	650.205	0,66	76.389	0,08	100.001	0,10	589.722	0,60	54.567	0,06	489.216	0,50	1.960.099	2,00
ago-05	69	100.424	200	68%	768.719	0,77	66.759	0,07	20.428	0,02	602.982	0,60	34.361	0,03	500.319	0,50	1.993.568	1,99
sep-05	71	102.401	217	66%	782.071	0,76	60.593	0,06	31.716	0,03	654.029	0,64	19.650	0,02	507.726	0,50	2.055.784	2,01



**DATOS PARA LA CALIFICACION DE GRAN CONSUMIDOR  
INFORMACIÓN BÁSICA DEL SOLICITANTE**



**1.- DATOS GENERALES:**

EMPRESA \_\_\_\_\_

UBICACIÓN (PROVINCIA/CANTON /PARROQUIA) \_\_\_\_\_

DIRECCION \_\_\_\_\_

REPRESENTANTE LEGAL (NOMBRE/CARGO) \_\_\_\_\_

TELEFONOS \_\_\_\_\_ FAX \_\_\_\_\_

CORREO ELECTRONICO \_\_\_\_\_

EMPRESA QUE SUMINISTRA EL SERVICIO \_\_\_\_\_

**2.- DATOS TECNICOS:**

PROCESO QUE MANEJA \_\_\_\_\_

VOLTAJE DE ALIMENTACION (kV) \_\_\_\_\_

CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES (MVA) \_\_\_\_\_

CARGA INSTALADA (MVA) \_\_\_\_\_

**3.- DEMANDA Y ENERGIA:**

DEMANDA MEDIA MENSUAL (de los últimos seis meses) (MW) \_\_\_\_\_ DEMANDA MAXIMA (del último año) (MW) \_\_\_\_\_

DEMANDA MINIMA (del último año) (MW) \_\_\_\_\_ CONSUMO DE ENERGIA ANUAL (MWh) \_\_\_\_\_

CONSUMO DE ENERGIA PROMEDIO MENSUAL (MWh) \_\_\_\_\_

**4.- AUTOGENERACION**

Tipo	Motor		Generador				Combustible	kWh/m <sup>3</sup> ; kWh/gal	Estado
	Marca	Modelo	Marca	Potencia		f.p			
				Nominal (kW)	Efectiva (kW)				

ENERGIA ANUAL AUTOGENERADA (MWh) \_\_\_\_\_

- 1) A SER LLENADO POR LA EMPRESA ASPIRANTE A SER CALIFICADA COMO GRAN CONSUMIDOR
- 2) SE DEBE EMITIR UN FORMULARIO POR CADA INSTALACIÓN DE LA EMPRESA
- 3) ADJUNTO DEBE REMITIRSE COPIA DEL CERTIFICADO DE EXISTENCIA LEGAL, EMITIDO POR LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS, Y EL NOMBRAMIENTO DEL REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA (originales o copias notarias)

\_\_\_\_\_  
**REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA  
(FIRMA Y SELLO)**

**ACTUALIZACIÓN DE CALIFICACION DE GRANDES CONSUMIDORES**  
**FORMULARIO No. 5 (A SER LLENADO POR LA EMPRESA SUMINISTRADORA DEL SERVICIO \*)**



**CARACTERISTICAS DEL EQUIPO DE MEDICION PRINCIPAL (REGULACION No. 004/03):**

Se debe emitir un certificado por cada punto de medición

Empresa que suministra el servicio: \_\_\_\_\_

Solicitante: \_\_\_\_\_

No. Suministro: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_

MEDIDOR - REGISTRADOR (RESPALDO)							
PARAMETROS DE LA REGULACION No. 002/01		SI	NO	PARAMETROS DE LA REGULACION No. 002/01		SI	NO
Parámetros de medición	Medidor - registrador bidireccional en cuatro cuadrantes			Borneras de prueba	Instaladas luego del equipo de medición, con los seguros correspondientes		
	Energía activa / reactiva, voltajes, corrientes y frecuencia			Comunicación	Via modem (interfase RS232/485), cabezal óptico y/o tarjeta de comunicación		
Configuración del sistema de alimentación	Especificar			Indicadores visuales	Potencia instantánea, corriente, voltaje, fp y otros parámetros eléctricos		
Número de elementos		No.		Sistema de registro	Memoria no volátil		
Corriente máxima de trabajo	Clase en amperios (según normas IEC o equivalentes - especificar)		A	Fuente auxiliar de energía	Batería - condensador		
Canales de almacenamiento de información	Mínimo 12	No.		Referencia de tiempo	Reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de red) y sincronizable con el CENACE		
Precisión para energía activa y reactiva	0.2 % o menor		%	Réles	4 KYZ y 2 salidas de instrumentación auxiliar		
Almacenamiento de información	Periodos de 5, 15, 30, 60 min. Con subintervalos de 5 min.			Software	Disponible para el CENACE		
Almacenamiento de información	Permitir almacenar eventos relacionados con el punto de medición			Licencia del software	Copia disponible para el CENACE		
Burden de corriente	Correspondiente a la clase del equipo			Velocidad de transmisión	Mínimo 300 bps		
Burden de potencial	Correspondiente a la clase del equipo, con las variaciones correspondientes en sus rangos			Reportes	En unidades de ingeniería		
Protección contra sobrevoltaje	De conformidad a normas IEC o equivalentes (especificar)			Programación	Permitir programación de contraseñas de usuario		

**MEDIDOR - REGISTRADOR (PRINCIPAL)**

MARCA	TIPO	SERIE

(\*) Si el equipo de medición estuviera ubicado en instalaciones de otros Agentes del MEM o pertenescan al CENACE, la certificación debe ser emitida por el Transmisor, Generador o CENACE.

FECHA: \_\_\_\_\_

REALIZADO POR: \_\_\_\_\_

REPRESENTANTE DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA  
(FIRMA Y SELLO)

	Oct-05	MEM											VAD				SUBTOTAL	CONTRATO							
		CONSUMO (KWH)	DEMANDA (KW)	FACTOR DE CARGA	Potencia Remunerable y Servicios Adicionales	cUS\$/KWH	Por Reactivos	cUS\$/KWH	Generación Forzada y Obligada	cUS\$/KWH	Tarifa Fija de Transmisión	cUS\$/KWH	Cargos Variables de Transmisión	cUS\$/KWH	Rentas Congest.	Gen. No Convenc.			Subtotal MEM	cUS\$/KWH	Peaje Energía US\$	Peaje Demanda US\$	Subtotal VAD	Peaje c\$/KWH	MEM + VAD
C	1	ACUAMAR	565.465	1.331	57%	5.194	0,92	188	0,03	125	0,02	4.020	0,71	635	0,11	0	119	10.280	1,82	509	2.969	3.478	0,62	2,43	HIDROPAUTE
O	2	AGA	1.700.569	2.479	92%	13.003	0,76	108	0,01	504	0,03	7.486	0,44	2.505	0,15	0	382	23.988	1,41	680	868	1.548	0,09	1,50	HIDROAGOYÁN
S	3	BASE NAVAL	1.627.078	4.040	54%	14.776	0,91	714	0,04	385	0,02	12.201	0,75	0	0,00	0	339	28.415	1,75	651	1.414	2.065	0,13	1,87	HIDRONACIÓN
T	4	CARTONERA	944.572	2.356	54%	8.230	0,87	2.069	0,22	222	0,02	7.115	0,75	0	0,00	0	204	17.840	1,89	378	825	1.202	0,13	2,02	HIDRONACIÓN
A	5	CARTORAMA	1.395.313	2.394	78%	10.638	0,76	863	0,06	413	0,03	7.231	0,52	1.616	0,12	0	317	21.077	1,51	558	838	1.396	0,10	1,61	HIDROPAUTE
R	6	CERVECERIA	2.097.048	4.435	65%	18.793	0,90	147	0,01	502	0,02	13.394	0,64	2.487	0,12	0	438	35.711	1,70	839	1.552	2.391	0,11	1,82	HIDROPAUTE
O	7	CODANA	447.471	776	78%	3.349	0,75	253	0,06	136	0,03	2.344	0,52	-1.703	-0,38	0	104	4.482	1,00	1.298	3.174	4.472	1,00	2,00	HIDRONACIÓN
S	8	CRIDESA	2.119.542	3.086	92%	16.164	0,76	145	0,01	625	0,03	9.321	0,44	929	0,04	0	484	27.667	1,31	848	1.080	1.928	0,09	1,40	HIDROAGOYÁN
T	9	EBC GYE	1.373.553	2.781	66%	11.075	0,81	150	0,01	367	0,03	8.397	0,61	1.974	0,14	0	299	22.263	1,62	549	973	1.523	0,11	1,73	HIDROAGOYÁN
A	10	ECUAPLANTATION	499.448	1.068	63%	4.004	0,80	364	0,07	133	0,03	3.224	0,65	-1.800	-0,36	0	111	6.035	1,21	1.548	5.135	6.683	1,34	2,55	HIDRONACIÓN
R	11	ECUDOS	19.329	1.816	1%	287	1,48	299	1,55	1	0,00	5.483	28,37	-82	-0,42	0	2	5.991	30,99	15	1.543	1.559	8,06	39,06	HIDRONACIÓN
O	12	ELCAFE	1.735.534	2.792	84%	13.402	0,77	1.087	0,06	504	0,03	8.432	0,49	3.837	0,22	0	392	27.654	1,59	694	977	1.671	0,10	1,69	HIDROPAUTE
S	13	EMPESEC	837.483	1.716	66%	7.405	0,88	170	0,02	196	0,02	5.182	0,62	172	0,02	0	178	13.303	1,59	1.340	4.015	5.355	0,64	2,23	HIDROAGOYÁN
T	14	EXPALSA	1.857.354	3.831	65%	13.911	0,75	1.092	0,06	525	0,03	11.571	0,62	0	0,00	0	430	27.528	1,48	2.972	5.900	8.872	0,48	1,96	HIDRONACIÓN
A	15	FABRIL	1.394.786	2.636	71%	11.431	0,82	51	0,00	379	0,03	7.961	0,57	0	0,00	0	310	20.132	1,44	3.905	18.004	21.909	1,57	3,01	HIDRONACIÓN
R	16	FADESA	1.036.932	2.108	66%	8.815	0,85	36	0,00	247	0,02	6.367	0,61	390	0,04	0	223	16.078	1,55	1.659	4.933	6.592	0,64	2,19	HIDROPAUTE
O	17	FISA	1.068.997	2.257	64%	8.753	0,82	40	0,00	306	0,03	6.818	0,64	0	0,00	0	231	16.148	1,51	428	790	1.218	0,11	1,62	HIDRONACIÓN
S	18	HILTON COLÓN	613.363	1.208	68%	5.380	0,88	21	0,00	152	0,02	3.648	0,59	-1.597	-0,26	0	130	7.735	1,26	981	2.827	3.808	0,62	1,88	HIDRONACIÓN
T	19	HOLCIM GYE	5.645.153	11.144	68%	41.740	0,74	1.521	0,03	1.724	0,03	33.655	0,60	1.746	0,03	0	1.301	81.687	1,45	2.258	3.906	6.158	0,11	1,56	HIDROPAUTE
A	20	INTERAGUA	11.814.743	18.337	87%	90.031	0,76	8.868	0,08	3.497	0,03	55.376	0,47	13.569	0,11	0	2.686	174.026	1,47	0	0	0	0,00	1,47	HIDROPAUTE
R	21	JABONERIA	1.220.165	2.724	60%	10.624	0,87	94	0,01	316	0,03	8.226	0,67	0	0,00	0	257	19.518	1,60	488	953	1.441	0,12	1,72	HIDRONACIÓN
O	22	KIMBERLY	862.529	1.424	81%	6.475	0,75	30	0,00	260	0,03	4.300	0,50	3.031	0,35	0	197	14.293	1,66	2.501	6.479	8.981	1,04	2,70	HIDROPAUTE
S	23	LA FABRIL GYE	684.466	1.345	68%	5.435	0,79	26	0,00	191	0,03	4.060	0,59	0	0,00	0	158	9.870	1,44	274	471	744	0,11	1,55	HIDRONACIÓN
T	24	MOLINERA	857.562	2.450	47%	8.342	0,97	1.627	0,19	179	0,02	7.399	0,86	-588	-0,07	0	177	17.136	2,00	343	857	1.200	1,04	2,14	HIDROAGOYÁN
A	25	NAPORTEC	857.860	3.179	36%	7.064	0,82	1.609	0,19	218	0,03	9.601	1,12	-3.974	-0,46	0	180	14.699	1,71	1.373	7.439	8.812	1,03	2,74	HIDRONACIÓN
R	26	NIRSA	1.275.454	2.836	60%	10.684	0,84	307	0,02	327	0,03	8.566	0,67	-914	-0,07	0	280	19.230	1,51	767	2.466	3.232	0,25	1,76	HIDROPAUTE
O	27	ORO VERDE	526.138	983	72%	4.354	0,83	88	0,02	138	0,03	2.970	0,56	-192	-0,04	0	115	7.473	1,42	842	2.301	3.143	0,60	2,02	HIDROAGOYÁN
S	28	PAPELERA	5.065.993	7.528	90%	38.016	0,75	204	0,00	1.504	0,03	22.736	0,45	-19.312	-0,38	0	1.163	44.312	0,87	4.053	6.399	10.452	0,21	1,08	HIDRONACIÓN
T	29	PICA	2.014.043	3.854	74%	17.141	0,85	112	0,01	471	0,02	11.034	0,55	1.127	0,06	0	441	30.325	1,51	1.967	5.157	7.124	0,35	1,86	HIDROAGOYÁN
A	30	PLASTICOS ECUATORIANOS	1.303.993	2.176	81%	10.044	0,77	45	0,00	382	0,03	6.572	0,50	0	0,00	0	293	17.336	1,33	2.086	5.092	7.178	0,55	1,88	HIDRONACIÓN
R	31	PLASTIMPAQUES	745.095	1.524	66%	6.221	0,83	29	0,00	172	0,02	4.602	0,62	0	0,00	0	167	11.122	1,50	1.192	2.347	3.539	0,47	1,98	HIDRONACIÓN
O	32	PLASTIGAMA	1.371.768	2.584	71%	11.566	0,84	321	0,02	362	0,03	7.804	0,57	375	0,03	0	295	20.722	1,51	2.195	3.979	6.174	0,45	1,96	HIDROAGOYÁN
S	33	PLASTIGUAYAS	557.273	1.008	74%	4.551	0,82	73	0,01	141	0,03	3.044	0,55	-2.547	-0,46	0	124	5.387	0,97	892	2.359	3.250	0,58	1,55	HIDRONACIÓN
T	34	PLASTILIT	1.723.414	3.764	62%	15.543	0,90	60	0,00	377	0,02	11.367	0,66	-4.628	-0,27	0	375	23.095	1,34	689	1.317	2.207	0,12	1,46	HIDRONACIÓN
A	35	PROCARSA	478.196	989	65%	3.901	0,82	548	0,11	116	0,02	2.985	0,62	-1.733	-0,36	0	105	5.921	1,24	765	1.522	2.287	0,48	1,72	HIDRONACIÓN
R	36	PROMARISCO	891.828	1.533	78%	7.249	0,81	67	0,01	243	0,03	4.629	0,52	0	0,00	0	196	12.385	1,39	1.427	2.361	3.788	0,42	1,81	HIDRONACIÓN
O	37	PRONACA	1.431.308	2.953	65%	11.072	0,77	1.195	0,08	405	0,03	8.919	0,62	-4.257	-0,30	0	323	17.657	1,23	3.057	10.127	13.184	0,92	2,15	HIDRONACIÓN
S	38	PRONACA BUCAY	880.353	2.079	57%	8.285	0,94	107	0,01	191	0,02	6.278	0,71	145	0,02	0	181	15.187	1,73	2.553	8.502	11.055	1,26	2,98	HIDROAGOYÁN
T	39	PROQUIMSA	1.251.603	2.485	68%	9.383	0,75	104	0,01	338	0,03	7.506	0,60	1.514	0,12	0	312	19.156	1,53	501	870	1.370	0,11	1,64	HIDROPAUTE
A	40	SALICA	499.233	1.330	50%	3.932	0,79	609	0,12	127	0,03	4.018	0,80	-682	-0,14	0	118	8.122	1,63	499	8.142	8.641	1,73	3,36	HIDROAGOYÁN
R	41	SAN CARLOS	30.347	3.875	1%	271	0,89	79	0,26	8	0,03	11.702	38,56	8	0,03	0	3	12.071	39,78	24	3.293	3.318	10,93	50,71	HIDROAGOYÁN
O	42	SICA	916.139	1.534	80%	7.230	0,79	46	0,01	260	0,03	4.634	0,51	-376	-0,04	0	204	12.000	1,31	366	537	903	0,10	1,41	HIDROAGOYÁN
S	43	VALDEZ	144.177	3.093	6%	1.169	0,81	342	0,24	37	0,03	9.340	6,48	-554	-0,38	0	30	10.364	7,19	115	2.629	2.744	1,90	9,09	HIDRONACIÓN
			<b>64.382.608</b>	<b>129.642</b>	<b>67%</b>	<b>514.900</b>	<b>0,80</b>	<b>25.909</b>	<b>0,04</b>	<b>17.705</b>	<b>0,03</b>	<b>391.518</b>	<b>0,61</b>	<b>-8.877</b>	<b>-0,01</b>	<b>0</b>	<b>14.377</b>	<b>955.532</b>	<b>1,48</b>	<b>51.081</b>	<b>147.318</b>	<b>198.399</b>	<b>0,31</b>	<b>1,79</b>	
S	44	ACOSA	2.291.854	4.032	76%	17.034	0,74	132	0,01	691	0,03	12.177	0,53	0	0,00	0	510	30.544	1,33	3.209	10.161	13.369	0,58	1,92	ELEPCO
O	45	ADELCA	2.475.744	7.112	47%	19.882	0,80	2.670	0,11	624	0,03	21.478	0,87	0	0,00	0	556	45.211	1,83	1.238	2.987	4.225	0,17	2,00	EEQ
S	46	BOPP	2.052.540	3.268	84%	15.449	0,75	1.750	0,09	615	0,03	9.869	0,48	0	0,00	0	470	28.153	1,37	4.516	13.203	17.718	0,86	2,23	EEQ
T	47	CEDAL	696.905	1.836	51%	5.691	0,82	78	0,01	174	0,02	5.545	0,80	0	0,00	0	146	11.633	1,67	2.230	10.649	12.879	1,85	3,52	ELEPCO
A	48	CEMENTO CHIMBORAZO	2.914.889	5.180	76%	22.308	0,77	102	0,00	857	0,03	15.644	0,54	2.967	0,10	0	666	42.543	1,46	874	6.164	7.039	0,24	1,70	HIDROAGOYÁN
R	49	DANEC	866.383	1.684	69%	6.999	0,81	312	0,04	241	0,03	5.086	0,59	0	0,00	0	195	12.833	1,48	1.906	6.803	8.709	1,01	2,49	EEQ
O	50	DELLETEX	898.592	2.164	56%	8.855	0,99	1.813	0,20	179	0,02	6.535	0,73	0	0,00	0	180	17.562	1,95	1.977	8.743	10.719			

## **LISTA DE ACTIVIDADES PARA LA CALIFICACIÓN COMO GCE Y LA NEGOCIACIÓN DE ENERGÍA.**

1. Análisis de la facturación eléctrica para evaluar la posibilidad y los beneficios de la calificación como Grandes Consumidores.
  - a. Entregar copias claras de las doce últimas planillas.
2. Cotizar, Comprar y Contratar los equipos que cumplan con las regulaciones establecidas por el CONELEC: (02) Medidores, (03) Transformadores de Potencial y (03) Transformadores de Corriente.
3. Aprobación del proyecto en la Distribuidora e Instalación del Punto de Medición.
4. Llenado de los Formularios de Calificación:
  - a. Datos Generales de la Empresa: a ser llenado por la empresa interesada, firmado y sellado por el representante legal.
  - b. No. 1/4: Características del Sistema Primario: a ser llenado por la empresa distribuidora.
  - c. No. 2/4: Características del Sistema de Medición Principal: a ser llenado por la empresa distribuidora.
  - d. No. 3/4: Características del Sistema de Medición de Respaldo: a ser llenado por la empresa distribuidora.
  - e. No. 4/4: Registro de Demanda, Energía, y Deudas: a ser llenado por la empresa distribuidora.
5. Solicitar al CONELEC la calificación como Grandes Consumidores, adjuntando:
  - a. Copia notariada del certificado de existencia legal de la empresa, emitido por la Superintendencia de Compañías
  - b. Copia notariada del nombramiento del representante legal de la empresa.
  - c. Diagrama unifilar del sistema eléctrico, con la firma de responsabilidad de un profesional en ingeniería eléctrica (impreso y en archivo), que contenga los puntos de medición.
6. Inspección conjunta de CONELEC, CENACE, Empresa Eléctrica y GCE.
7. Calificación otorgada por el CONELEC como GCE
8. Solicitar ofertas de energía a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
9. Negociación del contrato de suministro de energía. Registro en el CENACE

No	oct-04
1	ACOSA
2	ACUAMAR
3	ADELCA
4	AGA
5	AZUCARERA VALDEZ
6	BASE NAVAL
7	BOPP QUITO
8	CARTONERA
9	CARTOPEL
10	CEDAL
11	CEMENTO CHIMBORAZO
12	CERVECERIA
13	CODANA
14	CRIDESA
15	DANEC QUITO
16	DELTEX QUITO
17	EBC GUAYAQUIL
18	EBC QUITO
19	ECUACERAMICA
20	ECUDOS
21	EL CAFÉ
22	EMPESEC
23	ENKADOR
24	ERCO
25	EXPALSA
26	FABRIL
27	FADESA
28	FAMILIA SANCELTA
29	FISA
30	GRAIMAN
31	GUAPAN
32	H_COLON_GYE
33	HOTEL ORO VERDE
34	INCASA
35	INTER AGUA
36	ITALPISOS
37	JABONERIA
38	KIMBERLY
39	LA FABRIL GYE
40	MOLINERA
41	NIRSA
42	NOVOPAN QUITO
43	PAPELERA
44	PICA
45	PINTEX
46	PLASLIT
47	PLASTICAUCHO
48	PLASTICOS ECUATORIANOS
49	PLASTIEMPAQUES
50	PLASTIGAMA
51	PROMARISCO
52	PRONACA
53	PRONACA BUCAY
54	PRONACA STO. DOMINGO
55	PROQUIMSA
56	PROVEFRUT
57	ROCACEM LATACUNGA
58	SAN CARLOS
59	SICA
60	TEXTILES RIO BLANCO

**CARACTERÍSTICAS DE LOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA**

MES	NÚMERO GC	ENERGÍA MWH	DEMANDA NO COINCIDENTE MW	FACTOR DE CARGA	POTENCIA REMUNERABLE	c\$/kwh	REACTIVOS	c\$/kwh	GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA	c\$/kwh	TARIFA FIJA DE TRANSMISIÓN	c\$/kwh	CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN	c\$/kwh	PEAJES	c\$/kwh	TOTAL	c\$/kwh
oct-03	32	60.084	115	70%	520.741	0,87	17.935	0,03	15.211	0,03	374.651	0,62	35.519	0,06	300.918	0,50	1.264.975	2,11
nov-03	33	58.280	117	69%	604.517	1,04	20.308	0,03	20.206	0,03	367.628	0,63	26.633	0,05	274.021	0,47	1.313.313	2,25
dic-03	35	58.854	121	65%	581.239	0,99	20.710	0,04	95.057	0,16	381.356	0,65	33.279	0,06	283.650	0,48	1.395.291	2,37
ene-04	36	61.134	125	66%	632.717	1,03	17.578	0,03	25.663	0,04	393.304	0,64	44.596	0,07	304.772	0,50	1.418.629	2,32
feb-04	36	59.092	124	69%	606.507	1,03	12.102	0,02	9.181	0,02	389.165	0,66	38.858	0,07	295.226	0,50	1.351.039	2,29
mar-04	38	66.462	130	69%	632.471	0,95	40.089	0,06	45.142	0,07	408.372	0,61	52.916	0,08	327.289	0,49	1.506.279	2,27
abr-04	40	65.300	135	67%	628.333	0,96	20.122	0,03	78.187	0,12	418.318	0,64	59.140	0,09	334.270	0,51	1.538.370	2,36
may-04	45	71.243	144	66%	614.463	0,86	41.865	0,06	127.678	0,18	454.705	0,64	59.699	0,08	349.107	0,49	1.647.518	2,31
jun-04	45	72.106	144	70%	661.942	0,92	45.551	0,06	233.902	0,32	453.758	0,63	40.029	0,06	352.673	0,49	1.787.854	2,48
jul-04	45	72.881	143	69%	625.719	0,86	79.630	0,11	127.311	0,17	449.218	0,62	68.280	0,09	351.413	0,48	1.701.571	2,33
ago-04	56	85.080	167	68%	735.534	0,86	88.266	0,10	85.815	0,10	527.304	0,62	104.327	0,12	442.184	0,52	1.983.431	2,33
sep-04	58	86.132	173	69%	700.594	0,81	41.294	0,05	145.719	0,17	544.743	0,63	112.648	0,13	452.727	0,53	1.997.725	2,32
oct-04	61	91.556	177	69%	693.955	0,76	72.480	0,08	79.992	0,09	558.006	0,61	136.823	0,15	467.858	0,51	2.009.113	2,19
nov-04	61	85.596	176	68%	692.743	0,81	74.440	0,09	25.084	0,03	530.610	0,62	157.794	0,18	497.839	0,58	1.978.510	2,31
dic-04	62	88.543	180	66%	706.850	0,80	49.658	0,06	51.899	0,06	544.210	0,61	131.053	0,15	496.648	0,56	1.980.317	2,24
ene-05	62	91.338	177	69%	676.760	0,74	34.229	0,04	52.847	0,06	535.052	0,59	115.322	0,13	463.015	0,51	1.877.224	2,06
feb-05	63	83.747	180	69%	798.043	0,95	53.669	0,06	139.404	0,17	543.991	0,65	69.604	0,08	466.034	0,56	2.070.745	2,47
mar-05	64	94.055	185	76%	735.439	0,78	66.029	0,07	250.058	0,27	557.547	0,59	96.410	0,10	468.798	0,50	2.174.281	2,31
abr-05	62	93.500	183	71%	661.653	0,71	49.617	0,05	462.451	0,49	551.430	0,59	74.812	0,08	457.536	0,49	2.257.499	2,41
may-05	66	96.408	187	69%	660.243	0,68	53.237	0,06	248.769	0,26	562.754	0,58	80.616	0,08	468.817	0,49	2.074.435	2,15
jun-05	67	97.873	193	70%	731.615	0,75	58.977	0,06	339.214	0,35	583.076	0,60	64.819	0,07	477.739	0,49	2.255.441	2,30
jul-05	67	97.999	195	67%	650.205	0,66	76.389	0,08	100.001	0,10	589.722	0,60	54.567	0,06	489.216	0,50	1.960.099	2,00
ago-05	69	100.424	200	68%	768.719	0,77	66.759	0,07	20.428	0,02	602.982	0,60	34.361	0,03	500.319	0,50	1.993.568	1,99
sep-05	71	102.401	217	66%	782.071	0,76	60.593	0,06	31.716	0,03	654.029	0,64	19.650	0,02	507.726	0,50	2.055.784	2,01



# BIBLIOGRAFIA

1. **LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO (LRSE)**
2. **CONELEC. CATALOGO RESUMEN DE LA GENERACION ELECTRICA EN EL ECUADOR OCTUBRE 2003**
3. **CENACE. PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 2004 – SEPTIEMBRE 2005.**
4. **CONELEC. ESTADISTICAS DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO: RESUMEN DEL PRIMER SEMESTRE DEL 2004, SEPTIEMBRE 2004**
5. **CONELEC. PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN 2004 – 2013, Julio 2004.**
6. **PANCHO GERMAN. “Filosofía de Mantenimiento de los Equipos del Sistema de Control del Centro Nacional de Control de Energía, Julio 1996**
7. **POWER MEASUREMENT. “Manual de aplicaciones del software Ion Enterprise”. Enero 2003**
8. **AMETEK. “Guía de Usuario del software Jemread”. Octubre2002**



**9. RUIZ RAUL.** “Presentación de condiciones actuales de la Empresa Eléctrica Quito, para la actualización del sistema Scada”. Julio 2004

**10. DEL FRUTO JOSÉ.** “Sistemas de Adquisición y Control”. Diciembre 2003

**11. PAGINAS WEB:**

**[www.scadanews.com](http://www.scadanews.com)**

**[www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)**

**[www.conelec.gov.com](http://www.conelec.gov.com)**