

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería en Electrónica

**Implementación del sistema de control de demanda eléctrica a partir
de la demanda predictiva de un medidor ION8500**

**Informe Final del Proyecto de Graduación para optar por el título de
Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura**

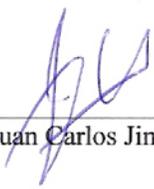
Alfonso Valverde Madriz

Cartago, Marzo de 2005

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
PROYECTO DE GRADUACIÓN
TRIBUNAL EVALUADOR

Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal



Ing. Juan Carlos Jiménez
Profesor lector



Ing. Miguel Hernández
Profesor asesor

Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

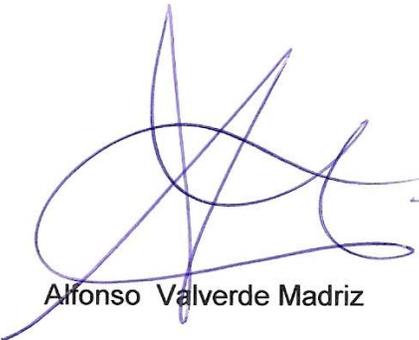
Cartago, 16 de marzo de 2005

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Cartago, 16 de marzo de 2005



Alfonso Valverde Madriz

Céd: 9-092-240

RESUMEN

La CNFL requiere ofrecer a sus grandes consumidores un conjunto de herramientas para obtener resultados que beneficien a ambos en el ahorro de energía. Los clientes necesitan reducir su factura eléctrica con el mínimo de inversión posible, la mejor opción para lograrlo es controlar la demanda máxima facturada.

Por lo tanto, se debe realizar un estudio del perfil de carga anualizado del cliente y determinar cuáles son las oportunidades que tiene para recortar demanda a partir de equipos eléctricos que puedan ser desconectados sin interferir con su producción normal. Esto último solo lo podrá definir el propio cliente.

Se implementó en el sistema de facturación ION8500 un control de demanda predictivo que le permita a la CNFL dar un servicio con tecnología de punta e innovación tecnológica. La meta es controlar la demanda a facturar del cliente industrial de acuerdo con sus posibilidades de desconectar equipos eléctricos.

El control de demanda tiene por objetivo la reducción del pago de la factura, cuyo ahorro directo beneficia al cliente. También se beneficia en forma indirecta al país debido a la mayor disponibilidad de potencia para otros clientes y un mejor aprovechamiento de la energía.

Palabras claves: Demanda eléctrica, CNFL, ION8500, demanda predictiva, Control de demanda.

Abstract

CNFL shall provide to its biggest customers a set of tools to get the better results that will benefit both of them with the energy savings. Customers need to reduce their electric bill with a minimum possible investment, the best choice to achieve this goal is by controlling electric demand billing.

Therefore, a customer yearly load profile study must be taken and pin opportunities down to lower electric demand out of electric equipment that would be shut down without normal production interference. These last, only the customer must define it.

There is implemented over ION8500 billing system a predictive demand control, which will allow CNFL to provide leading edge service by technological innovation. The goal should be industrial customer electrical demand control by matching its electric equipments disconnection capability.

Goal on demand control will be cutting down electric bill payments, which direct savings goes to customer. Also, the country gets roundabout benefits, due to higher power availability to other customers and better energy proficiency.

Keywords: electric demand, CNFL, ION8500, predictive demand, demand control.

Dedicado a mi familia

Agradecimiento a Dios, mis amigos y compañeros de trabajo

ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1:	Introducción	15
Capítulo 1:	Introducción	15
1.1	Problema existente e importancia de su solución.....	15
1.2	Razones para resolver el problema	16
1.3	Beneficios obtenidos de resolver el problema	17
Capítulo 2:	Meta y Objetivos	20
2.1	Meta.....	20
2.2	Objetivo general.....	20
2.3	Objetivos específicos	20
Capítulo 3:	Marco Teórico	22
3.1	Descripción del sistema o proceso a mejorar.....	22
3.2	Factura eléctrica	22
3.3	Tipos de Tarifa	24
3.4	Manejo de la demanda como programas de uso racional de energía.....	25
3.5	Descripción de los principales principios físicos.....	29
3.5.1	Carga eléctrica	29
3.5.1	Corriente.....	30
3.5.2	Tensión ó diferencia de potencial	30
3.5.3	Potencia.....	31
3.5.4	Energía.....	31
3.5.5	Demanda Eléctrica.....	31
3.5.6	Demanda en Bloque	33
3.5.7	Demanda deslizante	34
3.5.8	Factor de carga	37
3.5.9	Factor de utilización	37
3.5.10	Factor de potencia.....	38
Capítulo 4:	Procedimiento Metodológico.....	40
4.1	Reconocimiento y definición del problema.....	40
4.2	Obtención y análisis de la información	41
4.3	Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución	43
4.4	Análisis de soluciones y selección final.....	45
4.5	Implementación de la solución.....	48
4.5.1	Se analiza el comportamiento del cliente piloto en función de los perfiles de carga	48
4.5.2	Entender y enunciar la forma de cálculo de la facturación de los grandes consumidores de la CNFL.....	48
4.5.3	Determinar las variables y datos necesarios de los clientes para poder tomar las decisiones sobre el control de demanda	52
4.5.4	Estudio del hardware y su estructura de programación	53

4.5.5	Construir un prototipo del control de demanda donde se realizará la desconexión de cargas automáticamente para realizar las pruebas de programación y simulaciones de control de demanda.....	53
4.5.6	Comunicación por Internet	56
4.5.7	Diseño lógico del programa para el control de demanda en tarifas horarias en función de los límites de demanda	58
Capítulo 5:	Descripción detallada de la solución (Explicación del diseño).....	62
5.1	Descripción del hardware	62
5.1.1	Sistema de control de demanda máxima a partir de la demanda predictiva	66
5.1.2	Descripción del Módulo Predictivo de la demanda	68
5.1.3	Implementación del Sistema de Demanda Predictivo ante un esquema horario	74
5.2	Descripción del software	77
5.2.1	Descripción del Sistema de Control de demanda predictiva a partir del diagrama lógico de control.....	77
5.2.2	Implementación del esquema de Control de Demanda Predictiva.....	80
5.2.3	Visualización de la factura eléctrica por medio del medidor de energía eléctrica	89
5.2.3.1	Descripción a partir del algoritmo utilizado	91
5.2.3.2	Implementación del esquema de trabajo “Página Web”	98
5.2.4	Software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo”	108
5.2.4.1	Desarrollo en Visual Basic del software para la determinación de umbrales	109
5.2.4.2	Algoritmos y diagramas de flujo del programa	112
Capítulo 6:	Resultados y Análisis.....	116
6.1	Resultados	116
6.2	Análisis.....	129
6.2.1	Análisis a partir del objetivo general	129
6.2.2	Análisis a partir del objetivo de hardware	135
6.2.3	Análisis a partir de los objetivos de software	135
6.2.4	Análisis a partir de los objetivos de documentación	139
Capítulo 7:	Conclusiones y Recomendaciones.....	140
7.1	Conclusiones	140
7.2	Recomendaciones	142
BIBLIOGRAFÍA	144
Apéndice A.1	Glosario.....	146
Apéndice A.2	Manual del usuario.....	148
Apéndice A.3	Protocolos de medición.....	158
A.3.1	Informe del protocolo de pruebas para el Control de Demanda Predictiva del medidor ION8500.....	158

A.3.2	Informe del protocolo de pruebas para la facturación a partir del propio Sistema de Medición por medio de WEB	161
Apéndice A.4	Información sobre la empresa.....	167
A.4.1	Descripción de la empresa.....	167
A.4.2	Descripción del departamento donde se realizó el proyecto.....	168
Apéndice A.5	Presentación de Tarifas Eléctricas de la CNFL.....	169
Apéndice A.6	Reporte Evaluativo del Sistema de control de demanda para la determinación de los umbrales	173
Apéndice A.7	Informe histórico de consumo del cliente Plásticos Modernos con Localización 30-0820-0320	177
Apéndice A.8	Carta para solicitud de lectura del medidor de facturación por Internet	180
Apéndice A.9	El medidor ION8500 y su estructura de programación	182
A.9.1	Programación del medidor ION8500.....	182
A.9.2	Desarrollar habilidades en el uso del programa ION ENTERPRISE para la programación y visualización de los datos a controlar	185
A.9.3	Configuración del medidor ION8500 y el software ION ENTERPRISE para establecer comunicación entre ambos	186
Anexo B.1	Pliego Tarifario Eléctrico publicado el 1 de setiembre 2004.....	188
Anexo B.2	Carta de la empresa donde se implementó el Sistema de Control de Demanda Predictivo.....	190
Anexo B.3	Facturaciones eléctricas remitidas al cliente Plásticos Modernos desde julio 2004 a diciembre 2004.....	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1	Cálculo de la demanda en bloque del primer intervalo	33
Figura 3.2	Cálculo de la demanda en bloque del segundo intervalo.....	34
Figura 3.3	Cálculo de la demanda deslizante en su primer intervalo.....	35
Figura 3.4	Cálculo de la demanda deslizante con avance de un subintervalo..	36
Figura 3.5	Desfase entre la tensión y la corriente ocasionando el bajo factor de potencia	39
Figura 4.1	Factura elaborada para grandes consumidores.....	51
Figura 4.2	Bosquejo sobre la implementación de un prototipo para el control de demanda	54
Figura 4.3	Diagrama eléctrico del prototipo de control de demanda	55
Figura 4.4	Prototipo implementado para pruebas y demostración del funcionamiento del Control de Demanda Predictivo	55
Figura 4.5	Diagrama lógico del funcionamiento del control de demanda predictivo	58
Figura 4.6	Programación del medidor ION8500 del control de demanda predictivo	60
Figura 4.7	Pantalla de control y monitoreo para el accionamiento de cargas no significativas del cliente	61
Figura 5.1	Diagrama de bloque del Medidor de Facturación.....	63
Figura 5.2	Esquema final de la implementación del Control de Carga.....	65
Figura 5.3	Esquema de control del Control de Demanda Predictivo.....	66
Figura 5.4	Comportamiento de la Demanda Predictiva ante un escalon unitario con una respuesta predictiva de 90	71
Figura 5.5	Comportamiento de la Demanda Predictiva con una respuesta predictiva de 90	72
Figura 5.6	Comportamiento de la Demanda Predictiva con una respuesta predictiva de 60	73
Figura 5.7	Descripción gráfica de los periodos diarios de la Tarifa Media Tensión.	75
Figura 5.8	Descripción gráfica del registro de la energía y demanda en forma semanal para la Tarifa Media Tensión.....	76
Figura 5.9	Estacionalidad de la Tarifa Media Tensión	76
Figura 5.10	Diagrama lógico de control de demanda horaria con una única salida.....	77
Figura 5.11	Control de demanda en cascada para optar por tres salidas de control.....	79
Figura 5.12	Programa implementado en el medidor ION8500 para el	80
Figura 5.13	Módulo ION de Demanda Deslizante	82
Figura 5.14	Pantalla diseñada en el Software Vista del Enterprise 5.0 para el chequeo de la operación del esquema de Trabajo de la Demanda Predictiva	87
Figura 5.15	Algoritmo para el cálculo de la facturación eléctrica simplificado..	92

Figura 5.16	Algoritmo para el procedimiento de cálculo costo de la energía, demanda y factor de potencia.....	95
Figura 5.17	Algoritmo para el cálculo del Alumbrado Público.....	96
Figura 5.18	Programa implementado en el medidor ION8500 para el despliegue de la factura eléctrica por medio de páginas WEB.....	98
Figura 5.19	Página WEB de los valores facturados en TMT del mes anterior..	104
Figura 5.20	Página WEB donde se muestra el desglose de los rubros facturados en colones del mes anterior	105
Figura 5.21	Página WEB de los valores facturados en TMT hasta hoy	106
Figura 5.22	Página WEB donde se muestra el desglose de los rubros facturados hasta hoy	107
Figura 5.23	Algoritmo para la carga de datos a la base de datos.....	113
Figura 5.24	Algoritmo para el procedimiento de generación de reporte	115
Figura 6.1	Prototipo implementado para pruebas y demostración del funcionamiento del Control de Demanda Predictivo	116
Figura 6.2	a) Sistema de medición en primario, b) Equipo de medición para facturación y control	117
Figura 6.3	Conjunto de contactores para la desconexión de cargas no significativas	118
Figura 6.4	Molino para reciclaje de materia prima con motor de 100 HP.....	119
Figura 6.5	Líneas de producción denominadas termoformadoras.....	119
Figura 6.6	Línea de producción para decoración de lámina plástica.....	120
Figura 6.7	Facturación en variables eléctricas del mes de Diciembre 2004 por parte del medidor que realiza el control de demanda.....	121
Figura 6.8	Facturación en moneda nacional (colones) para el mes de Diciembre 2004 por parte del medidor que realiza el control de demanda	121
Figura 6.9	Pantallas de control a partir del Software VISTA del ENTERPRISE 5.0	123
Figura 6.10	Comparación de resultados obtenidos antes y después de la implementación del Control de Demanda Predictivo	131
Figura 6.11	Comparación del beneficio económico versus cantidad de horas no productivas con umbrales actuales	132
Figura 6.12	Comparación del beneficio económico versus cantidad de horas no productivas con umbrales propuestos	133
Figura A9.1	Ejemplo de un módulo ION	182
Figura A9.2	Ejecución de módulos ION según el flujo de datos.....	183
Figura A9.3	Enlace circular no permitido en la arquitectura ION	184
Figura A9.4	Ejemplo de esquema de trabajo diseñado en ION ENTERPRISE.....	186

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Información de clientes por sector a septiembre 2004	15
Tabla 3.1	Aplicación de las Tarifas para grandes consumidores	24
Tabla 3.2	Precios de la tarifa T-IN del sector industrial	26
Tabla 3.3	Evaluación de la demanda en bloque versus la demanda deslizante	37
Tabla 4.1	Evaluación de alternativas de solución al problema	44
Tabla 4.2	Criterios utilizados para la selección de la solución al problema	45
Tabla 4.3	Ventajas y desventajas de las soluciones planteadas	46
Tabla 4.4	Datos a tomar por el lector según el tipo de tarifa.....	49
Tabla 4.5	Parámetros aportados por el cliente autorizando la lectura por Internet.....	56
Tabla 4.6	Datos entregados por dos clientes para leer el medidor por Internet.....	57
Tabla 5.1	Descripción de variables para la fórmula de Demanda Predictiva.....	69
Tabla 5.2	Resumen de los periodos diarios de la Tarifa Media Tensión.....	75
Tabla 5.3	Resumen de los módulos ION utilizados en el programa Control de Demanda Predictivo.....	81
Tabla 5.4	Precios vigentes de la tarifa MT en energía a partir del 1 de setiembre del 2004	93
Tabla 5.5	Precios vigentes de la tarifa MT en demanda a partir del 1 de setiembre del 2004	93
Tabla 5.6	Resumen de los módulos ION utilizados en el programa para la página WEB	99
Tabla 5.7	Módulos modificables ante cambios tarifarios	108
Tabla 5.8	Estructura de la base de datos	111
Tabla 6.1	Histórico de consumo y demanda de la empresa Plásticos Modernos	125
Tabla 6.2	Total de horas a recortar a partir de un umbral moderado y su ganancia económica por obtener	126
Tabla 6.3	Total de horas a recortar a partir de umbrales agresivos y su ganancia económica por obtener	126
Tabla 6.4	Resumen de la encuesta realizada al ingeniero de mantenimiento de la empresa Plásticos Modernos	128
Tabla 6.5	Resumen de la ganancia económica por obtener a partir del historial del 2003 al 2004 por recorte de demanda superior a los 800 KW	129
Tabla 6.6	Resumen de la ganancia económica a partir de lo que pudo haber ocurrido de no existir un tope de demanda de 800 KW.....	130
Tabla 6.7	Comparación cuantitativa del ahorro obtenido por parte del cliente Plásticos Modernos.....	130
Tabla 6.8	Comparación entre lo registrado por el medidor de facturación real y lo desplegado en la página Web del cliente Plásticos Modernos para diciembre 2004.....	137

Tabla A9.1	Parámetros configurados en el medidor que garantizan la comunicación	187
Tabla A9.2	Configuración del puerto de comunicación en el servidor	187

Capítulo 1: Introducción

1.1 Problema existente e importancia de su solución

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. es una empresa dedicada a la distribución de energía eléctrica en el Gran Área Metropolitana. La misión de la CNFL S.A. la compromete con la satisfacción del cliente a partir de la utilización de los recursos en forma óptima y con el desarrollo ambiental del país.

La CNFL S.A. está comprometida a incentivar y promover programas de ahorro de energía entre sus clientes.

El problema existente descrito en forma sintética es el siguiente:

“Desperdicio de la energía eléctrica en los grandes consumidores de la CNFL S.A.”

La mayor parte de los clientes de la CNFL desperdician energía eléctrica, pero en el sector industrial, a pesar que son menos usuarios su consumo promedio por cliente es el mayor, tal y como se muestra en la tabla 1.1⁽¹⁾.

Tabla 1.1 Información de clientes por sector a septiembre 2004

Sector de clientes	Cantidad de usuarios	Consumo Promedio de energía mensual (KWh/cliente)
Industrial	2542	21863
Comercial	56576	1411
Residencial	380897	278

La mayoría de los clientes no tienen datos concretos acerca del desperdicio de energía en que incurren sus empresas. Sin embargo, cuando se ven

¹ Fuente: Departamento Consumidores - CNFL S.A.

amenazadas por otras empresas con mayor grado de eficiencia inician un proceso de reducción de costos y recortes de personal en muchos casos.

La CNFL S.A. tiene como valores institucionales el compromiso, la ética, la satisfacción del cliente, el trabajo en equipo, los resultados, la responsabilidad social y la superación. Dichos valores fomenta el desarrollo de proyectos para fortalecer a los clientes de manera tal que sean altamente productivos por cuanto ello hará vender mayor cantidad de energía por mucho más tiempo.

1.2 Razones para resolver el problema

Las siguientes son las razones por la cuales es importante resolver el problema:

- a. Reducción de quejas ante la CNFL S.A. por el monto facturado del recibo eléctrico.

Muchos clientes tienden a reclamar por montos de facturación altos pero no cuentan con ningún programa de uso racional de la energía.

- b. Aumento del costo de producción de energía eléctrica.

La capacidad de suplir energía a cada consumidor en todo momento y la cantidad que éste requiera conlleva a realizar grandes inversiones. Ejemplo de esto son los cambios en infraestructura, tales como ampliación de subestaciones, conversiones de tensión, cambios de conductores y relocalizaciones de postiería, entre otros; esto obliga a las empresas eléctricas a solicitar aumentos tarifarios.

- c. Operación forzada de los transformadores de distribución.

La medición para facturación en los clientes industriales se realiza antes de los transformadores de distribución en un nivel de tensión de 34500 Voltios, esto permite registrar el incremento de pérdidas del transformador por pérdidas en los bobinados.

- d. Búsqueda de alternativas no amigables con el ambiente.

La mayoría de los clientes buscan alternativas no amigables con el ambiente para reducir su factura, tales como la operación de plantas de emergencia, esto trae como consecuencia el gasto de combustible fósil tal como el diesel.

Para el país esta opción no es la más conveniente porque las plantas de emergencia no son eficientes e incrementan el consumo de hidrocarburos, provocando un desbalance en las divisas.

1.3 Beneficios obtenidos de resolver el problema

Entre los beneficios que se derivan de tener el problema resuelto están:

- a. Disminución del monto por pagar en la factura eléctrica

Buenos hábitos en el manejo de la energía producen grandes ahorros en la factura eléctrica.

- b. Cumplimiento con la ley 7447 “Uso Racional de la Energía”

Esta ley aplica sólo para grandes consumidores y con respecto a la reducción de los índices energéticos establece que:

“El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) establecerá un programa gradual obligatorio, de uso racional de la energía, destinado a las empresas privadas con consumos anuales de energía mayores a 240000 kilovatios-hora de electricidad, 360000 litros de derivados de petróleo ó un consumo total de energía equivalente a doce terajulios.

Con base en la información recibida de las declaraciones juradas, el MINAE obtendrá el índice específico de la empresa, calculado como el cociente entre el monto pagado por consumo anual de energía y el valor agregado neto al producto final, expresados ambos en colones.

El MINAE procederá a clasificar las diferentes empresas de acuerdo con su principal actividad económica. Esto en razón de poder establecer comparaciones entre empresas que elaboren productos o brinden servicios similares, por lo que la utilización de la energía pueda ser comparada con estándares de eficiencia energética. Estos estándares pueden ser fijados con base en información internacional tomando en cuenta índices de industrias nacionales o de ambas fuentes en forma conjunta.

Los infractores a esta ley quedarán expuestos a las sanciones establecidas.”²

- c. Disponibilidad de mayor potencia instalada para crecimiento futuro

Un crecimiento moderado, una buena práctica en la instalación de cargas y el uso adecuado y programado de la energía eléctrica, optimiza la capacidad de suministro en la instalación para el cliente.

- d. Competitividad empresarial

El ahorro de energía se convierte directamente en utilidades para la empresa. Cuando se tienen ahorros significativos en la factura eléctrica, manteniendo la misma producción, el costo por unidad producida es menor y por ende el precio en el mercado puede ser inferior para propiciar mayores ventas e incrementar así la producción.

- e. Disponibilidad de la energía eléctrica mediante acciones racionales que procuren un desarrollo sostenible

La implementación de plantas térmicas de emergencia para producir energía o satisfacer la demanda del propio cliente no es un desarrollo sostenible porque lo que provoca son daños al ambiente y la fuga de divisas del país por la compra de combustibles fósiles.

² Ley N° 7447, REGULACION DEL USO RACIONAL DE LA ENERGIA, del 25 de octubre de 1994, publicada en La Gaceta No. 236 de 13 de diciembre de 1994. ÚLTIMAS REFORMAS: Ley No. 8114 de 4 de julio del 2001. Alcance No. 53 a La Gaceta No. 131 de 9 de julio del 2001

f. Satisfacción de los clientes por los servicios brindados

Los clientes buscan soluciones y la empresa eléctrica está en la obligación de satisfacer dichas necesidades de alguna forma, logrando incrementar su buena imagen como proveedor eléctrico.

Capítulo 2: Meta y Objetivos

2.1 Meta

Controlar la demanda máxima facturada del cliente industrial que lo requiera a partir de límites de demanda previamente acordados con el cliente.

2.2 Objetivo general

Reducir el pago de la factura eléctrica de los clientes industriales en al menos un 10 %.

2.3 Objetivos específicos

a. Objetivos de hardware

- Construir un prototipo del control de demanda para efectuar las implementaciones de programación y protocolos de medición.

b. Objetivos de software

- Programar e interrogar el medidor ION8500 por medio de INTERNET
- Utilizar la Demanda predictiva del medidor ION8500 para implementar el control de demanda.
- Crear una interfase entre el medidor ION8500 y un PLC para automatizar el control de demanda en la industria.
- Desplegar la facturación del cliente a través de navegador de Internet a tiempo real, utilizando los servicios WEB que ofrecen los medidores ION8500
- Desarrollar un programa informático que permitan evaluar los beneficios económicos de ahorro de la demanda al cliente.

c. Objetivos de documentación

- Realizar un manual del usuario para la lectura de los perfiles de carga del Medidor ION8500 dirigido a los clientes.
- Implementar los procedimientos que permitan evaluar los beneficios económicos de ahorro de la demanda al cliente.

c. Objetivos de implementación

- Instalar el sistema de control de demanda en un cliente modelo.

Capítulo 3: Marco Teórico

3.1 Descripción del sistema o proceso a mejorar

La CNFL S.A. realiza el cobro por venta de energía a sus clientes por medio de los sistemas de medición instalados en cada sitio de entrega. Para grandes consumidores estos sistemas consisten en transformadores de medida tanto para corriente como para tensión además del medidor de energía eléctrica.

Para efectos de cobro, la lectura se realiza en fechas predeterminadas durante el mes cubriendo un periodo de facturación de 30 días, en algunos casos la facturación se realiza mes natural. Esta lectura puede ser realizada en sitio por un lector o vía remota a través de una línea telefónica conmutada.

Actualmente, los clientes deben ir hasta donde está el medidor, generalmente está en el límite de propiedad, y anotar los datos de variables eléctricas para facturación que este despliega. Luego, debe realizar los cálculos matemáticos para llevar un control de su consumo o esperar hasta que la factura le sea enviada, para conocer el monto a pagar por consumo de electricidad.

3.2 Factura eléctrica

La facturación eléctrica contempla los siguientes cargos:

- a. **Energía:** En términos termodinámicos es la capacidad de un sistema para producir acciones externas (Max Planck). Véase decreto MEIC No. 5292 artículo 16. Sin embargo, podemos definirla también como el valor obtenido para producir algún trabajo. Su unidad de medida es el Joule, donde 3600000 J es igual a un KWh.

b. Demanda máxima: es el valor máximo de potencia eléctrica promedio en un intervalo de 15 minutos, evaluado en el conjunto de intervalos del periodo de facturación.

c. Cargo por bajo factor de potencia:

Para clientes con demanda máxima superior a los 1000 KW, el factor de potencia mínimo es de 95%.

Para clientes con demanda máxima inferior o igual a 1000 KW, el factor de potencia mínimo es de 90%.

Cuando el factor de potencia es inferior al mínimo establecido debe aplicarse la siguiente fórmula

$$c\ a\ r\ g\ o\ _\ p\ o\ r\ _\ b\ a\ j\ o\ _\ F\ P = M\ o\ n\ t\ o\ _\ D\ e\ m_{máx} \cdot \left(\frac{F\ P_{mínimo} - F\ P_{medido}}{F\ P_{medido}} \right) \quad (3.1)$$

De la fórmula 3.1 se obtiene el monto a pagar por bajo factor de potencia en función de factor de potencia medido en forma coincidente cuando ocurre la demanda máxima y el monto en colones por cargo de demanda máxima.

d. Alumbrado público: monto por pagar en colones producto del servicio de alumbrado público, del cual se factura un mínimo de 30 KWh y un máximo de 50000 KWh. El precio actual es de ¢1.61/KWh y rige para todos los clientes de CNFL

e. Impuesto de ventas: se aplicará un 13% del monto de energía y demanda facturado

3.3 Tipos de Tarifa

La CNFL, como empresa pública, debe acatar las disposiciones de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). Dentro de estas disposiciones está obedecer sus lineamientos respecto al pliego tarifario publicado el 1ero de septiembre del 2004 en La Gaceta No. 171; en La Gaceta del 14 de septiembre 2004 se publican las Fe de erratas como aclaraciones por parte del ARESEP.

La Gaceta No. 171 describe las diferentes tarifas eléctricas, pero para efectos de este estudio se limitará a las tarifas del sector industrial y general, las cuales se presentan en el anexo 1.

En la tabla 3.1 se muestran las diferentes tarifas para los grandes consumidores.

Tabla 3.1 Aplicación de las Tarifas para grandes consumidores

Nomenclatura	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN	TIPO DE TARIFA
T-GE	GENERAL	Para consumos no residenciales ni industriales	PLANA
T-IN	INDUSTRIAL	Para consumos industriales que producen bienes y no a las que prestan servicios	PLANA
T-6	PROMOCIONAL	Para clientes con contrato especial, se factura con precios de T-GE	HORARIA
T-MT	MEDIA TENSIÓN	Para clientes servidos en media tensión (1000 a 34000 Voltios)	HORARIA

Las tarifas T-GE y T-IN son del tipo plano porque tanto la energía como la demanda tienen el mismo precio para cualquier lapso en periodo de facturación. Las Tarifas T-6 como la T-MT son del tipo de tarifa horaria por cuanto se tienen precios diferentes en diferentes horas del día.

3.4 Manejo de la demanda como programas de uso racional de energía

Los programas de uso racional de energía buscan incrementar la eficiencia de los procesos productivos de la siguiente forma:

- a. Incrementar la producción con el mismo consumo de energía
- b. Mantener la producción con menos consumo de energía

Algunos ejemplos de programas de uso racional de energía son:

- a. Sustitución de luminarias de alta eficiencia
- b. Sustitución de motores de alta eficiencia
- c. Mejoramiento de la red eléctrica interna
- d. Corrección del bajo factor de potencia
- e. Mejoramiento de los procesos de producción
- f. Sustitución de líneas de producción de alta eficiencia
- g. Almacenamiento energético en sistemas de enfriamiento ó de calentamiento
- h. Cogeneración
- i. Reprogramación de operaciones de producción en la planta
- j. Programas de manejo de demanda eléctrica
- k. Control de demandas máximas por priorización de uso

Cuando se hace el estudio de cualquier programa de uso racional de energía, el estudio económico nos permitirá determinar la rentabilidad del proyecto. Muchos proyectos no son rentables y aunque otros sean atractivos requieren de financiamiento con tasas de interés bajas para poder llevarlos a cabo.

Los programas de uso racional de energía deben implementarse de menor a mayor inversión. Por lo tanto, aquellos proyectos cuyo costo inicial sea mínimo deben implementarse en forma inmediata con el fin de obtener recursos para otros proyectos.

Como puede verse en la Tabla 3.2, según los costos de la Tarifa Industrial (T-IN), los clientes con consumos mayores a 20000 KWh deben pagar menor por energía, sin embargo, el cargo por demanda es mayor que el de quienes tienen consumos menores a 20000 KWh. Esto hace el cargo por demanda sea la variable a controlar para obtener beneficio o ganancia por el cliente.

Tabla 3.2 Precios de la tarifa T-IN del sector industrial

	BLOQUES DE ENERGÍA (KWh)		
	MENOR A 3000	ENTRE 3000 Y 20000	MAYOR A 20000
ENERGÍA	¢48.10	¢29.00	¢14.30
DEMANDA	¢0.00	¢4,027.00	¢9,385.00

Los clientes denominados grandes consumidores se encuentran en el tercer bloque, con consumos de energía superiores a los 20000 KWh.

Los cargos por energía y demanda permiten dirigir los esfuerzos en programas de uso racional de energía con el fin de reducir la factura por las siguientes razones:

- a. Controlar la variable cuyo precio es mayor, en este caso la demanda eléctrica
- b. La energía es el indicador de lo producido y las empresas eléctricas no deben atender contra la producción, sino fomentarla.

Reducir la facturación sin afectar la producción es un reto que puede realizarse mediante las técnicas de control de carga de acuerdo con uno ó ambos de los siguientes métodos:

- a. Los clientes pueden controlar sus cargas voluntariamente en respuesta a los precios horarios de las tarifas; esto aplica únicamente para clientes a quienes se les aplica la tarifa promocional (T-PR) y tarifa de media tensión (T-MT).
- b. Las empresas eléctricas, a convenir con sus clientes, controlan las cargas a través de una señal remota, generalmente radio, o en sitio, por medio de temporizadores cíclicos.

El cliente puede emplear técnicas como las siguientes:

- a. Conmutación por reloj: es el acto de permitir activar cargas eléctricas en determinadas horas del día a partir de temporizadores. La aplicaciones comunes son: para control de agua caliente en la madrugada y horas de la noche, carga de baterías para vehículos eléctricos en horarios nocturnos, desactivar maquinaria eléctrica para obligar a no coincidir con otros equipos eléctricos prioritarios para la producción.
- b. Limitadores de corriente: limitar la demanda máxima de los clientes a través del uso de limitadores de corriente, fusibles ó interruptores termomagnéticos son formas de control que fomentan mejorar el factor de carga. Sin embargo, su aplicación está enfocada al sector residencial.

- c. Control cíclico: este tipo de control permite activar cargas ó interrumpirlas de manera periódica. Su aplicación mayormente utilizada es la operación de unidades de aire acondicionado individuales, con el fin se activar unidades en tiempos diferentes para evitar que las demandas lleguen a ser coincidentes. Debe quedar claro que la operación de activar y desactivar unidades no debe repercutir en la comodidad del usuario.
- d. Control por engranaje: denominado así porque en un inicio se utilizaron sistemas de engranaje electromecánicos para evitar que dos o más cargas eléctricas iniciaran al mismo tiempo. Hoy día, a partir de equipos temporizadores electrónicos programables, se realiza la puesta en operación en cascada de líneas de producción para reducir la demanda por arranque.
- e. Control de demanda: Los controladores de demanda son dispositivos cuya función básica es monitorear y limitar la demanda de los clientes. En muchos casos reducen el consumo de energía eléctrica, sin embargo, no necesariamente en todos los clientes se reduce la demanda ó el consumo de energía lo suficiente como para garantizar la inversión.

Para efectos de este estudio nos limitaremos a los controladores de demanda de los cuales existen tres tipos: cíclico, limitador de demanda y predictivo.

El controlador de demanda cíclico es un dispositivo electrónico programado a partir de temporizaciones, las cuales se utilizan para evitar demandas coincidentes. Un ejemplo de ello podría ser el de dos grandes unidades de aire acondicionado en un hotel, las cuales nunca operarán en conjunto, por cuanto el control de demanda activará los equipos en forma alterna en lapsos donde no afecte la comodidad del huésped. Estos controladores se enfocan al manejo de muchas unidades de aire acondicionado, minimizando la operación coincidente de todas las unidades, reduciendo así la demanda y ahorrando energía.

El limitador de demanda es el segundo tipo de control y trabaja sobre un valor de límite de demanda, escogido previo estudio del perfil de carga del cliente. Cuando la carga del cliente supere el valor de demanda predefinido, cierta carga deberá ser desconectada; el resultado final será, que la demanda de la planta del cliente sea limitada, permitiendo mejorar el factor de carga.

El control predictivo consiste en un equipo electrónico que puede contar los pulsos de demanda entregados por un medidor electrónico instalado por la empresa eléctrica ó medir directamente la demanda del cliente en forma idéntica al periodo de demanda de facturación de la empresa eléctrica.

El controlador intenta limitar la demanda medida a una cantidad específica, por predicción ó estimación de la demanda al final del intervalo de evaluación. La predicción es realizada continuamente ó en varios intervalos a través del periodo de estudio. Si la demanda predictiva excede el límite establecido ciertas cargas deberán ser desconectadas en secuencia. Si en el periodo de demanda, otra predicción determina que la carga desconectada puede ser reiniciada sin exceder la demanda límite, ésta es reconectada.

3.5 Descripción de los principales principios físicos

3.5.1 Carga eléctrica

“Si dos partículas pequeñas, idénticamente cargadas, cuya separación es de un metro en el espacio vacío y que se repelen una a la otra con una fuerza de $10^{-7} c^2$ N tienen cargas idénticas de más ó menos un coulombio (C). El símbolo c representa la velocidad de la luz, $2.997925E08$ m/s. En términos de esta unidad, la carga del electrón es de $-1.60210E-19$ C, y, por lo tanto, un coulombio negativo representa la carga conjunta de alrededor de $6.24E18$ electrones”³.

³ Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 9

“La unidad fundamental de la carga, llamada coulombio en honor de Charles Coulomb, quien fue el primer hombre en hacer medidas cuantitativas cuidadosas de la fuerza entre dos cargas”

3.5.1 Corriente

“La unidad de la corriente es el amperio (A), que corresponde a una carga eléctrica (coulombio) que se mueve con una rapidez de 1C/s. El amperio fue así llamado en honor a A.M. Ampère, físico francés de principios de siglo XIX”.⁴

De acuerdo con la definición anterior, la corriente es un flujo de electrones que fluyen a través de un medio. Un ejemplo conveniente sería las líneas de distribución de energía eléctrica, como medio, por las cuales fluyen electrones hasta las fábricas ó nuestros hogares.

3.5.2 Tensión ó diferencia de potencial

“La unidad de tensión es el voltio (V), que es igual a 1 J/C, y se representa por V o v”⁵. El nombre de la unidad es llamado así en honor al físico italiano del siglo XVIII, Alessandro Guiuseppe Antonio Anastasio Volta.

Cuando el paso de una corriente eléctrica por un medio requiere el gasto de energía, se dice que existe una diferencia de potencial en los extremos del medio.

⁴ Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 12

⁵ Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 14

3.5.3 Potencia

La potencia absorbida por cualquier elemento eléctrico se define por la tensión entre sus terminales y la corriente a través de él.

“La potencia absorbida debe ser proporcional tanto al número de coulombios transferidos por segundo, o corriente, como a la energía requerida para transportar un coulombio a través de un elemento, o tensión. Por lo tanto,

$$P = V \cdot I \quad (3.1)$$

Dimensionalmente, el segundo miembro de esta ecuación es el producto de Joule/coulombio y coulombio/s; lo cual proporciona las dimensiones esperadas de joules/s, o watts”⁶.

3.5.4 Energía

Finalmente, la energía se expresa como la integral de la potencia sobre el intervalo de tiempo deseado, tal y como presenta en la fórmula 3.2.

$$E = \int_{t_0}^t P \cdot dt \quad (3.2)$$

“La unidad fundamental del trabajo o energía es el Joule (J), definido como un newton-metro (N-m). La aplicación de una fuerza constante de 1 N a lo largo de una distancia de un metro requiere un gasto de energía de 1 J.”⁷

Otra unidad muy utilizada en ingeniería eléctrica y electrónica es el KWh el cual es equivalente 3.6E06 J.

3.5.5 Demanda Eléctrica

La potencia eléctrica en alterna se define por la siguiente fórmula:

⁶ Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 16

⁷ Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 7

$$P = V \cdot I \cdot \cos \theta \quad (1) \tag{3.3}$$

Donde

V es la tensión cuya unidad es el voltio

I es la corriente cuya unidad es el amperio

$\cos\theta$ es el ángulo de desfase en la tensión y la corriente producto de las corrientes de magnetización en equipos de inducción, tales como motores.

La potencia instantánea se obtiene del producto de dichas variables.

Para efectos de la regulación costarricense, la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP) emitió la norma técnica denominada “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica” (AR-DTCON) donde se estipula en su inciso 10.1.1 la definición de intervalo de demanda a seguir:

“Para los servicios en los que las empresas eléctricas facturan, además de la energía consumida, la potencia, la demanda a facturar será la máxima que se registre en un intervalo de integración de quince minutos (15), durante el período a facturar.”⁸

Las empresas eléctricas, establecerán un sub-período de integración de cinco minutos (5), para los equipos de medición con opción de sub-intervalos para la determinación de la máxima demanda.

La demanda eléctrica se define como la potencia promedio en un intervalo dado, que como se vio anteriormente, en Costa Rica es de 15 minutos. Sin embargo, existen dos formas de calcular la potencia promedio las cuales son: demanda en bloque y demanda deslizante

⁸ Norma Técnica “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica” (AR-DTCON), del 21 de diciembre del 2001, publicada en La Gaceta No. 5 de 8 de enero 2002. p. 58

3.5.6 Demanda en Bloque

Los sistemas de medición electrónicos cuyo intervalo de demanda programado sea de 15 minutos, operará calculando la demanda promedio en cada intervalo en forma separada tal y como se muestra en las figuras 3.1 y 3.2.

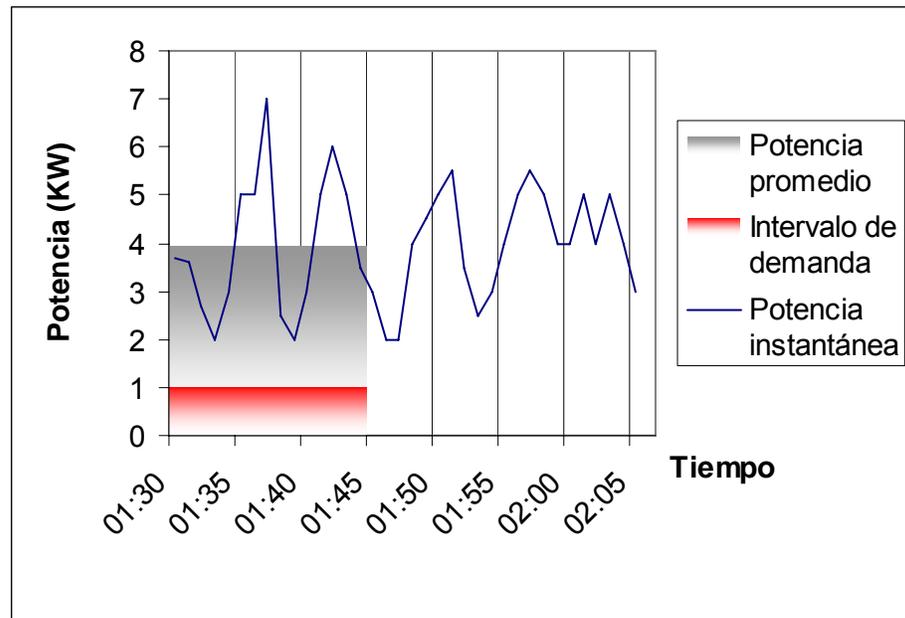


Figura 3.1 Cálculo de la demanda en bloque del primer intervalo

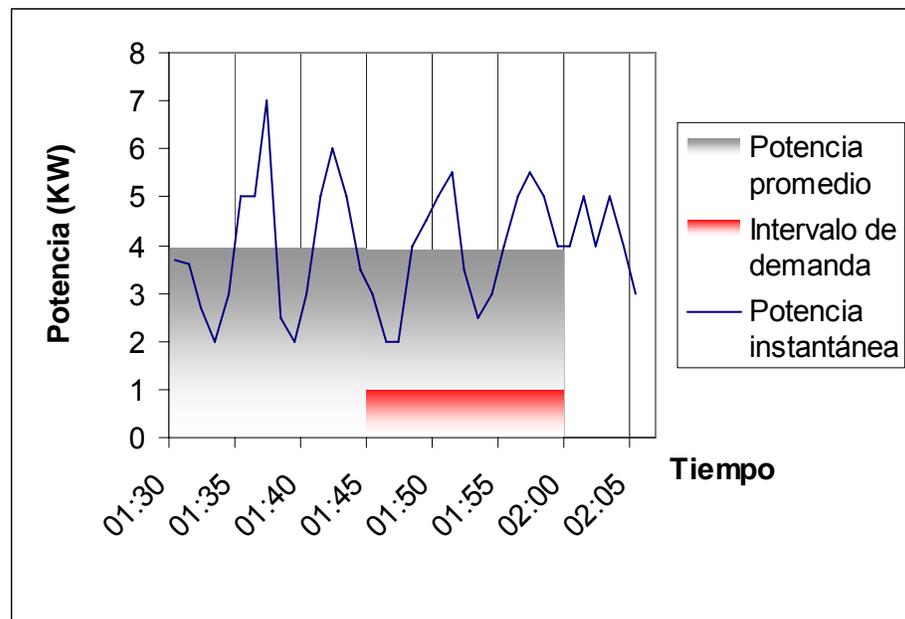


Figura 3.2 Cálculo de la demanda en bloque del segundo intervalo

Cuando se realiza el cálculo de la demanda en el primer intervalo se obtiene una demanda de 3.933 KW, aquí el sistema de medición realiza el cálculo en los primeros 15 minutos, posteriormente realiza el cálculo en el siguiente intervalo de 15 minutos obteniendo una demanda de 3.9 KW. Así se continúa midiendo de intervalo en intervalo y registrando el valor más alto, de manera tal que en nuestro ejemplo, la demanda máxima registrada en el primer intervalo.

3.5.7 Demanda deslizante

La figura 3.3 ilustra cómo se calcula la demanda deslizante. Para realizar este tipo de cálculo se manejan tres conceptos importantes:

- a. Subintervalo: periodo de evaluación de la demanda promedio parcial
- b. Número de Subintervalos: cantidad de subintervalos continuos de cuyos registros se obtiene la demanda promedio del intervalo
- c. Intervalo de demanda: periodo de evaluación de la demanda, obtenido por el producto de valor de subintervalo y el número de subintervalos.

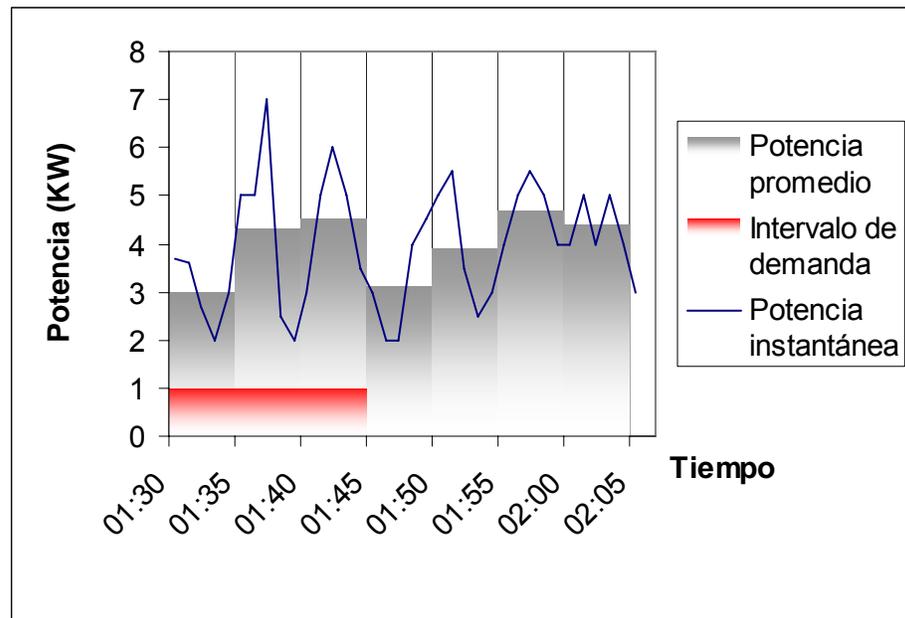


Figura 3.3 Cálculo de la demanda deslizante en su primer intervalo

Para cada uno de los 3 subintervalos previos, la demanda promedio es calculada y esos valores son promediados a través del número de subintervalos, es decir, el intervalo de demanda. En el ejemplo, el valor del registro de salida de demanda deslizante de 1:30 a 1:45 es:

$$demanda_deslizante = \frac{\sum_{n=1}^3 (valor_subintervalo_n)}{número_subintervalos} = \frac{3 + 4.3 + 4.5}{3} = 3.9333 \quad (3.4)$$

La ventana del intervalo de demanda se mueve un subintervalo, de manera tal que el periodo de evaluación es de 1:35 a 1:50, esto se muestra en la figura 3.4, donde se describe el intervalo de demanda avanzando un subintervalo

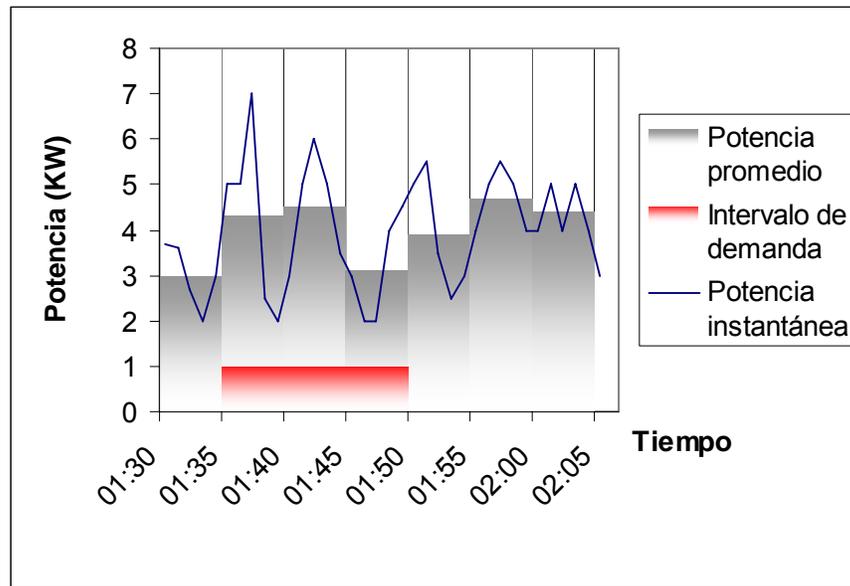


Figura 3.4 Cálculo de la demanda deslizante con avance de un subintervalo

Para este caso la demanda llega a obtener un valor a partir de la fórmula 3.5.

$$demanda_deslizante = \frac{\sum_{n=1}^3 (valor_subintervalo_n)}{número_subintervalos} = \frac{4.3 + 4.5 + 3.1}{3} = 3.96667 \quad (3.5)$$

Si continuamos realizando cálculos se obtienen los valores indicados en la Tabla 3.3 donde se muestran los resultados teóricos de la evaluación de demanda en bloque versus la demanda deslizante del ejemplo de las figuras 3.1 y 3.3.

Tabla 3.3 Evaluación de la demanda en bloque versus la demanda deslizando

No. Intervalo de evaluación	Tiempo inicial	Tiempo Final	Demanda promedio	Demanda en bloque	Demanda deslizando
1	01:30	01:35	3.00	3.93333	
2	01:35	01:40	4.30		
3	01:40	01:45	4.50		3.93333
4	01:45	01:50	3.10	3.90000	3.96667
5	01:50	01:55	3.90		3.83333
6	01:55	02:00	4.70		3.90000
VALOR DE MÁXIMA DEMANDA :				3.93333	3.96667

3.5.8 Factor de carga

El factor de carga es un indicador para determinar el grado de variación de carga en un periodo determinado. Por lo general se conoce para clientes con consumos mayores de 3000 KWh. Cuando un factor de carga está por encima de 80%, expone un excelente manejo de la demanda. La fórmula para obtener este parámetro es la siguiente:

$$FC = \frac{\text{energía_del_periodo_facturación}}{(\text{Demanda_máxima}) \cdot (\text{Total_horas_periodo_facturación})} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

3.5.9 Factor de utilización

El factor de utilización es una medida del uso que se le da a la capacidad instalada en la empresa, la fórmula para calcularlo se presenta a continuación:

$$\text{Factor_de_utilización} = \frac{\text{Demanda_máxima_del_periodo_facturación}}{\text{Potencia_instalada}} \cdot 100\% \quad (3.7)$$

3.5.10 Factor de potencia

El factor de potencia es producto de todas las cargas inductivas de corriente alterna, tales como motores, transformadores, balastos de lámparas fluorescentes, etc. Esto por cuanto requieren para su funcionamiento de una corriente de excitación para lograr la magnetización del circuito magnético. A este tipo de energía se le ha llamado energía reactiva.

El factor de potencia desde el punto de vista eléctrico representa el coseno del ángulo de atraso de la corriente con respecto a la tensión ($\cos\phi$) tal y como se muestra en la Figura 3.5.

Sin embargo, matemáticamente es la relación entre la potencia activa o real verdadera, que puede producir calor o trabajo mecánico, y la potencia aparente, que es el resultado de multiplicar la tensión por la corriente consumida por una carga determinada, la fórmula 3.8 muestra esta relación.

$$fp = \frac{Potencia_Real}{Potencia_Aparente} = \frac{KW}{KVA} = \cos\phi \quad (3.8)$$

El factor de de potencia puede definirse también de acuerdo a la fórmula 3.9.

$$fp = \frac{Potencia_Real}{\sqrt{(Potencia_Real)^2 - (Potencia_Reactiva)^2}} = \frac{KW}{KVA} = \cos\phi \quad (3.9)$$

Cabe indicar que las unidades para las potencias en cuestión son:

Potencia Real → KW

Potencia Aparente → KVA

Potencia Reactiva → KVAR

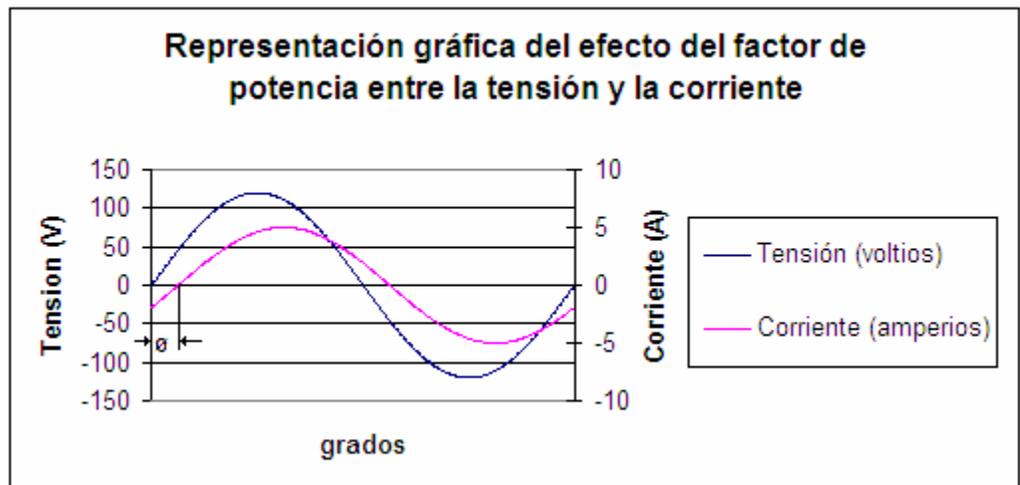


Figura 3.5 Desfase entre la tensión y la corriente ocasionando el bajo factor de potencia

Capítulo 4: Procedimiento Metodológico

4.1 Reconocimiento y definición del problema

La empresa Plásticos Modernos, ubicada en San Antonio de Belén, tiene la necesidad de reducir costos debido al incremento del costo de la resina para la elaboración de sus productos.

Para ser competitivo decide aprovechar, entre otras cosas, la energía eléctrica utilizándola eficientemente en la producción de bienes y servicios.

La empresa es consciente de que la programación de la carga tiene por objetivo la utilización racional de la energía y una reducción de la máxima demanda eléctrica, pero no tiene las herramientas para hacerlo y por lo tanto solicita ayuda a la CNFL S.A.

La CNFL S.A. conoce la necesidad del cliente y ve la oportunidad de satisfacerla buscando la forma en que pueda implementarse un control de demanda efectivo, que pueda además implementar posteriormente con otros clientes.

Por todo lo anterior, se definió el problema como el desperdicio de la energía eléctrica que incrementa la facturación de los clientes.

La meta a definir debe satisfacer la necesidad del cliente, por esto se definió en términos de controlar la demanda a partir de la demanda predictiva.

La única restricción para la implementación del proyecto es el acceso a la LAN del cliente, para interrogación del medidor de energía eléctrica, con el fin de tener datos a tiempo real e implantar mejoras en el sistema de control sin necesidad de desplazarse al sitio donde se instaló el medidor.

4.2 Obtención y análisis de la información

La información de los clientes de la CNFL puede ser obtenida y actualizada constantemente por medio del sistema de facturación.

Los datos a obtener son:

- a. Perfiles de carga, información de la demanda en intervalos de 15 minutos para un periodo de un año de información.
- b. Histórico de consumo y facturación.

Durante la investigación de campo, se vio la necesidad de poder realizar comparaciones tarifarias. Dicha información se encontró en los pliegos tarifarios vigentes publicados en el diario oficial La Gaceta del 1ero de setiembre de 2004.

Se recurrió a la investigación bibliográfica sobre el tema pero la información obtenida se orienta a comentar sobre la demanda predictiva desde el punto de vista de Centros de Control de Energía. Su enfoque se basa más en la acumulación de información para análisis estadístico y resultados obtenidos por software especiales para la implementación a partir de flujos de carga en redes de distribución eléctrica.

Se utilizó Internet para buscar información al respecto pero la información obtenida generalmente se basaba en casas comerciales, cuyos productos realizan dichas funciones y sólo se limitan a presentarlo.

A partir de la experiencia en tarifas se sabe que antes del 2001 se promovía una tarifa horaria (actualmente la tarifa promocional) donde los clientes entre más dejen de producir en algunos horarios recibirían un incentivo en su facturación.

Otra de las experiencias ha sido la creación en el año 2002 de la Tarifa de Media Tensión (T-MT), la cual tiene la particularidad de facturar energía y demanda a diferentes precios, horarios y estacionalidades en el transcurso del año.

Se recavó información sobre los equipos existentes adquiridos por la CNFL con el fin de determinar si cabría la posibilidad de utilizarlos para atacar con ello al problema. No obstante, solamente un tipo de medidor es capaz de soportar programación a nivel de objetos y además posee un módulo de demanda predictiva. El resto de sistemas de medición son configurables y solo tienen la capacidad de informar cuando ya ha sucedido el desperdicio de energía.

Se realizaron entrevistas al personal del Departamento de Servicios Técnicos y se comentó, entre otros aspectos, la Ley 7447 Reguladora del Uso Racional de la Energía. Dicha ley obliga a los grandes consumidores a plantear programas energéticos que promuevan el ahorro de la energía.

4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución

Para plantear las alternativas de solución al problema se recurrió a la investigación bibliográfica y consulta de expertos.

La validez de las posibles soluciones no fue verificada dado que fueron avaladas por la experiencia obtenida de los expertos.

Entre las posibles alternativas de solución al desperdicio de energía están:

- a. Incorporación de equipos de alta eficiencia en el proceso: con ello lo que se desea es reemplazar las líneas de producción cuyos diseños no fueron concebidos o enfocados a la utilización eficiente de la energía eléctrica.
- b. Reprogramación de operaciones de producción en la planta: la operación de líneas de producción en forma coincidente es una forma del mal aprovechamiento de la energía eléctrica cuando esta coincidencia no es permanente y más aún si es ocasional. La idea consiste en operar dichas líneas de producción en distintos periodos del día y no operarlas en conjunto.
- c. Control de demandas máximas por prioridad de uso: la exigencia de energía en forma excesiva durante lapsos de horas o fracciones es un mal aprovechamiento de la energía y para ello las industrias crean políticas de no operación de equipos no necesarios cuando se presume plena carga en operación por parte de la fábrica o empresa.
- d. Generación térmica: la generación eléctrica propia podría ser un aliciente para la industria siempre y cuando sea a partir de fuentes renovables y no contaminantes como el viento, el agua y el sol. Sin embargo, hay quienes recurren a plantas térmicas a partir de combustibles fósiles para generar electricidad en algunas horas del día y así reducir el consumo eléctrico

erróneamente. Esto último es grave error porque se emplean plantas de emergencia que no son eficientes y contaminan el medio ambiente.

Las soluciones propuestas se evaluaron y modificaron a partir de los puntos evaluativos de la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Evaluación de alternativas de solución al problema

Puntos evaluativos	Alternativa de solución al desperdicio de energía eléctrica			
	Incorporación de equipos de alta eficiencia en el proceso	Reprogramación de operaciones de producción en la planta	Control de demandas máximas por priorización de uso	Generación térmica
Alcance	posible	posible	posible	posible
Factibilidad	ninguna	baja	alta	ninguna
Utilidad	si	si	si	no
Economía	media	alta	alta	baja
Seguridad y confiabilidad	media	media	alta	baja
Legalidad O moralidad	alta	alta	alta	baja
Verificación de la solución	si	si	si	si
Modificación de la solución	no	si	si	no
Coordinación de sub problemas	no	si	si	no
Integración del conjunto	si	si	si	si
Factores cuantitativos	gran cantidad de equipo debera ser seleccionado	costos operativos altos	pocas líneas de producción son modificadas	Capacidad de KVA para respaldar
Factores cualitativos	determinación de equipos a ser seleccionados	Selección de las líneas de producción menos críticas	Selección de las líneas de producción o equipos menos críticos	Selección de cuales líneas de producción son factibles respaldar
Requerimientos de la solución	ALTA INVERSIÓN	INCREMENTO DE COSTOS OPERATIVOS	DESCONEXIÓN DE CARGAS NO ESCENCIALES	ALTA INVERSIÓN
Amigable con el ambiente	SI	SI	SI	NO

Los criterios usados para discriminar entre las alternativas y obtener así la solución propuesta se indican en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Criterios utilizados para la selección de la solución al problema

CRITERIOS DE DESCRIMINACIÓN	Alternativa de solución al desperdicio de energía eléctrica			
	Incorporación de equipos de alta eficiencia en el proceso	Reprogramación de operaciones de producción en la planta	Control de demandas máximas por priorización de uso	Generación térmica
BAJO COSTO	NO	SI	SI	NO
MÍNIMA INVERSIÓN POR PARTE DEL CLIENTE	NO	NO	SI	NO
CONFIABLE	NO	NO	SI	NO
FACTIBILIDAD DE FABRICACIÓN	NO	SI	SI	NO
RAPIDEZ DE IMPLEMENTACIÓN	NO	SI	SI	NO
ADAPTABLE A OTROS CLIENTES	NO	NO	SI	NO
CAPACIDAD DE AJUSTARSE SEGÚN NECESIDADES DEL CLIENTE	NO	NO	SI	NO
IMPLEMENTACIÓN DE AJUSTES EN FORMA REMOTA POR PARTE DE CNFL	NO	NO	SI	NO
EVALUACIÓN DE RESULTADOS A TIEMPO REAL	NO	NO	SI	NO
APORTA AL CLIENTE INFORMACIÓN PARA MEJORAR EL PROCESO	NO	NO	SI	NO
DE ALTO GRADO DE TECNOLOGÍA	SI	NO	SI	SI
BASADO EN EL DESARROLLO SOSTENIBLE	SI	SI	SI	NO

4.4 Análisis de soluciones y selección final

Se ha presentado la evaluación de las siguientes alternativas para la solución al problema:

- Incorporación de equipos de alta eficiencia en el proceso
- Reprogramación de operaciones de producción en la planta
- Control de demandas máximas por priorización de uso
- Generación térmica

En la Tabla 4.3 se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de las soluciones planteadas .

Tabla 4.3 Ventajas y desventajas de las soluciones planteadas

	Alternativa de solución al desperdicio de energía eléctrica			
	Incorporación de equipos de alta eficiencia en el proceso	Reprogramación de operaciones de producción en la planta	Control de demandas máximas por priorización de uso	Generación térmica
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> _Ahorros inmediatos en el consumo de energía y potencia. _Altas posibilidades de incremento de la producción por reducción de paros para reparación. 	<ul style="list-style-type: none"> _Permite generar políticas respecto a la operación de las líneas de producción creando una atmósfera de orden 	<ul style="list-style-type: none"> _Libera al personal de la responsabilidad de obtener los resultados o metas. _Minimiza la supervisión de operación de líneas de producción. _Costo inicial para la empresa es mínimo, comparado con el valor del equipo aportado por la empresa eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> _En condiciones normales puede ser puesta a operar en el momento que se desee
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> _Costo inicial alto. _Recuperación de la inversión variable según el uso. _Altamente sensibles a la Calidad de la Energía. 	<ul style="list-style-type: none"> _Distribución de líneas de producción en operación de horarios nocturnos causando problemas de calidad, reducción de producción y cargas sociales altas. _Oposición de sindicatos y empleados por cambios de horarios 	<ul style="list-style-type: none"> _Condiciona al Depto de Producción de programar adecuadamente sus líneas de producción para evitar desconexiones de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> _No se enfoca a un desarrollo sostenible por el grado de contaminación de hidrocarburos _Estos equipos requieren mantenimiento y su uso cotidiano provoca desgaste prematuro con incidencias graves de falla. _Sus resultados son vulnerables a los aumentos de los combustibles

En la tabla 4.2 se presentaron los criterios utilizados para la selección de la solución al problema. Se seleccionó el Control de Demanda Máxima por priorización de uso bajo los siguientes criterios, los cuales cumple en su totalidad respecto a las demás soluciones.

- a. Bajo costo: la empresa eléctrica empleará un sistema de medición para facturación y monitoreo de la calidad de energía, el cual fue adquirido para dicho fin, pero al utilizarse con este otro propósito la inversión es mínima por parte de la empresa eléctrica.
- b. Mínima inversión por parte del cliente: A partir de la implementación del Control de Demanda, el cliente puede verse beneficiado con dicha

implementación realizando únicamente la erogación de materiales y mano de obra para obtención de las señales de control desde el medidor hasta las diferentes cargas a ser desconectadas

- c. Confiable: El sistema trabaja en forma autónomo
- d. Factibilidad de fabricación: el sistema de control de demanda puede ser implementado a partir del sistema de medición ION8500.
- e. Rapidez de implementación: al utilizar equipos programables existentes se obtendrían resultados a corto plazo.
- f. Adaptable con otros clientes: la implementación del sistema de control en un cliente modelo no hará que el sistema quede limitado a características de estos clientes, sino, para cualquier empresa.
- g. Capacidad de ajustarse según necesidades del cliente: la desconexión de cargas por parte del sistema de control de demanda puede ajustarse de acuerdo con las necesidades del cliente en el transcurso de su implementación y por mejoras futuras.
- h. Implementación de ajustes en forma remota por parte de la CNFL: tanto la programación del medidor como la lectura de los datos de facturación y otros deben ser adquiridos en forma remota por Internet.
- i. Evaluación de resultados a tiempo real: tanto el cliente como la CNFL podrán evaluar a tiempo real los resultados como retroalimentación inmediata de lo realizado momento a momento.
- j. Aporta al Cliente información para mejorar el proceso: a partir de información almacenada por el medidor es posible realizar un programa que emita un informe para mejorar el sistema de control de demanda.
- k. Del alto grado de tecnología: los sistemas de medición son sistemas cuya tecnología de punta son reconocidos en el mundo de medición eléctrica.
- l. Basado en el desarrollo sostenible: las acciones que toma dicho sistema de control de demanda instan al aprovechamiento de la energía disponible y lo ahorrado puesto a disposición para otros clientes.

4.5 Implementación de la solución

4.5.1 Se analiza el comportamiento del cliente piloto en función de los perfiles de carga

Se recopilaron diferentes perfiles de carga y se graficaron para conocer su comportamiento en el tiempo. Esta información nos permitió evaluar en qué grado la demanda máxima de los clientes podría ser recortada, asumiendo la posibilidad de desconectar equipos o líneas de producción por niveles de prioridad.

Se realizaron gráficas de persistencia de la demanda, de manera tal, que se optó por ordenar los datos de menor a mayor y así determinar cuales de los últimos datos mayores tienden en poco tiempo a ser considerablemente altos.

Ordenando los perfiles de carga de menor a mayor se determina que existe una tendencia en los datos mayores a ascender en muy breve tiempo.

4.5.2 Entender y enunciar la forma de cálculo de la facturación de los grandes consumidores de la CNFL

Los clientes de la CNFL pueden optar por diferentes tarifas según hayan sido aprobadas por el ARESEP. Estas tarifas requieren que se realice la lectura en forma periódica, para el caso de las tarifas T-GE y T-IN. Por lo general los periodos de facturación no son del tipo mes calendario como lo son las tarifas T-6 y T-MT, sin embargo, las lecturas deberán estar entre periodos de 29 a 32 días.

Existen dos formas de obtener las lecturas de los clientes: la mayoría de los clientes son visitados por lectores de medidores quienes registran los valores de energía, demanda máxima y la potencia reactiva o aparente coincidente con la máxima demanda. La segunda forma es realizando la interrogación remota vía módem y descargando los datos de demanda de cada intervalo de 15 minutos registrados por el medidor en una base de datos para su posterior reporte, extrayendo los datos necesarios.

En la Tabla 4.4 se presentan los datos necesarios para que el sistema de facturación de la CNFL proceda a calcular e imprimir la factura para su posterior envío al cliente.

Tabla 4.4 Datos a tomar por el lector según el tipo de tarifa

TIPO DE TARIFA	T-GE y T-IN	T-6	T-MT
ENERGÍA	total	total	punta
			valle
			nocturna
DEMANDA	mensual	mensual	punta
		punta	valle
			nocturna
POTENCIA REACTIVA COINCIDENTE CON LA DEMANDA	mensual	mesual	punta
		punta	valle
			nocturna

Con base en la información anterior y de acuerdo con el tipo de tarifa, se aplican los precios vigentes calculándose los siguientes rubros descritos en el Apéndice A.5.

La facturación eléctrica contempla los siguientes cargos:

- a. Energía
- b. Demanda máxima
- c. Cargo por bajo factor de potencia
- d. Alumbrado público
- e. Impuesto de ventas

Una vez que el sistema procesa dicha información se imprime la factura que detalla una gran cantidad de información, como es el historial de consumo y demanda de los últimos doce meses. La Figura 4.1 muestra un ejemplo de factura para grandes consumidores.

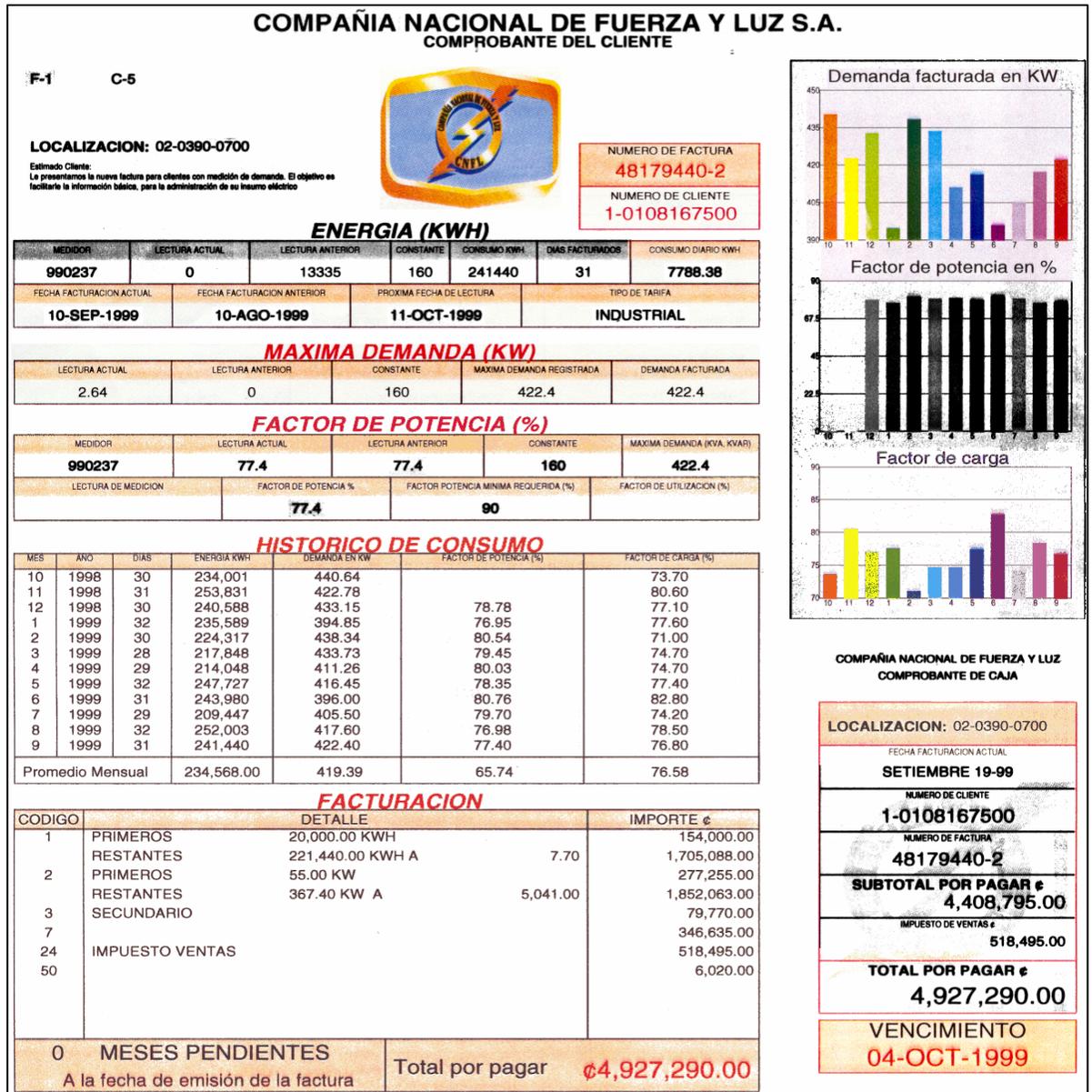


Figura 4.1 Factura elaborada para grandes consumidores

4.5.3 Determinar las variables y datos necesarios de los clientes para poder tomar las decisiones sobre el control de demanda

Los grandes consumidores se encuentran agrupados en su mayoría por la tarifa T-MT o T6 y muy pocos en T-GE o T-IN.

En el caso de los grandes consumidores existe un sistema que realiza la lectura de los medidores electrónicos vía módem o a partir de equipos portátiles, por medio de un puerto infrarrojo que posee el medidor.

El sistema que realiza esta lectura se denomina Red Informática de Medición “RIME” y fue implementado a partir de un software comercial para empresas eléctricas, el cual realiza los cálculos de energía y obtención de la máxima demanda a partir de la información obtenida del medidor respecto a su memoria masiva. En la memoria masiva del medidor se almacenan todos los intervalos del periodo de facturación, cada intervalo posee la información de la energía consumida en ese intervalo por el cliente.

El sistema de facturación de la CNFL, denominado Sistema Administración de Servicio Electrico “SASE”, se le introducen los datos de facturación de todos los clientes de la CNFL incluyendo los que se obtengan a partir de los reportes de RIME.

La información de cada intervalo de 15 minutos en un periodo dado es conocida como perfil de carga. El RIME puede generar un reporte de dicha información para ser manipulada en una hoja de cálculo diseñada para obtener la agrupación de demanda horarias según el tipo de tarifa.

Para este estudio, la creación de una hoja de cálculo en la cual se pueda generar el estudio económico anual para el cliente es parte de las herramientas. Dicho estudio contempla la propuesta de límites de demanda según tarifas, en el caso de tarifas horarias los límites de demanda punta, valle y nocturno, y en el caso de tarifas planas un único límite de demanda. Se especificará el total de horas a recortar demanda según el período y la obtención del beneficio económico mensual y anual.

4.5.4 Estudio del hardware y su estructura de programación

Para efectos de desarrollo de este proyecto se estudio la forma de programación de un medidor ION8500.

En el apéndice A.9 se detalla el estudio realizado con mayores detalles, tales como programación del medidor, el desarrollo de habilidades para el uso del programa ION ENTERPRISE para la programación y visualización de los datos, finalmente se presenta un resumen de la configuración del medidor ION8500 y el Software ION ENTERPRISE para establecer la comunicación.

4.5.5 Construir un prototipo del control de demanda donde se realizará la desconexión de cargas automáticamente para realizar las pruebas de programación y simulaciones de control de demanda

Para realizar las pruebas de la configuración y los diferentes métodos de lectura se utilizó un medidor ION8500 con alimentación a 120 Voltios, sin embargo, con la finalidad de realizar pruebas o simulaciones del comportamiento del diseño del programa para el medidor respecto al control del manejo de demanda, surge la necesidad de tener un prototipo que cumpla el objetivo de demostrar el control de demanda en funcionamiento según las necesidades del cliente.

Como primer etapa se realizó un bosquejo sobre lo que se pretende hacer, en la Figura 4.2 se muestra la idea básica. El prototipo debe poseer el medidor ION8500 instalado junto con la caja de entradas y salidas digitales por donde accionará los contactores de potencia para el manejo de cargas superiores a 3 Amperios. Para efectos de este prototipo se instalaron relees marca RELECO con capacidad de 15 amperios. Se usaron 3 plafones donde se instalarán bombillos de diferentes potencias lumínicas con el fin de simular las cargas. Los interruptores son para activar las 3 tres cargas posibles instaladas.

Finalmente, bajo dicho esquema se planteó el diagrama eléctrico el cual podemos ver en la Figura 4.3. Para efectos de estudio, dicho medidor posee tres wattímetros al ser un sistema de medición eléctrico trifásico y al ser la carga monofásica se procedió a cablearla en serie los tres wattímetros. Esto permite monitorear las tres corrientes en cada fase y de paso obtener mayor resolución en cargas bajas.

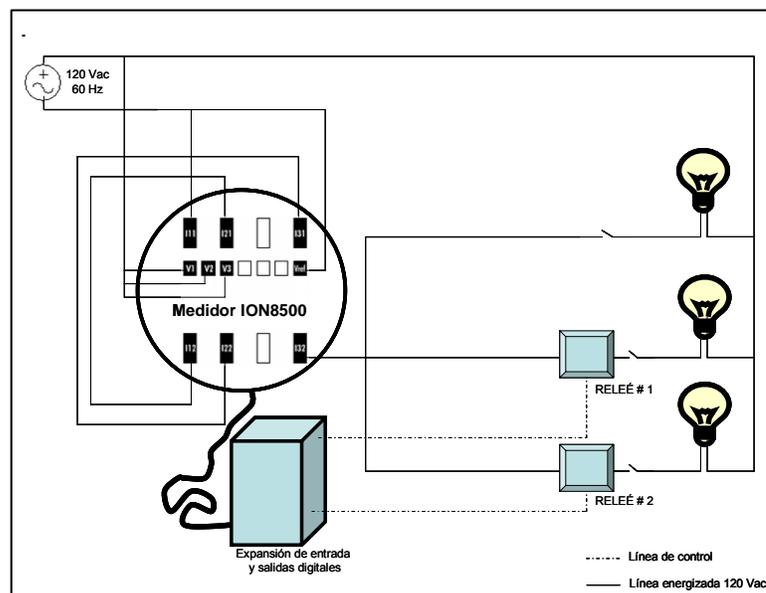


Figura 4.2 Bosquejo sobre la implementación de un prototipo para el control de demanda

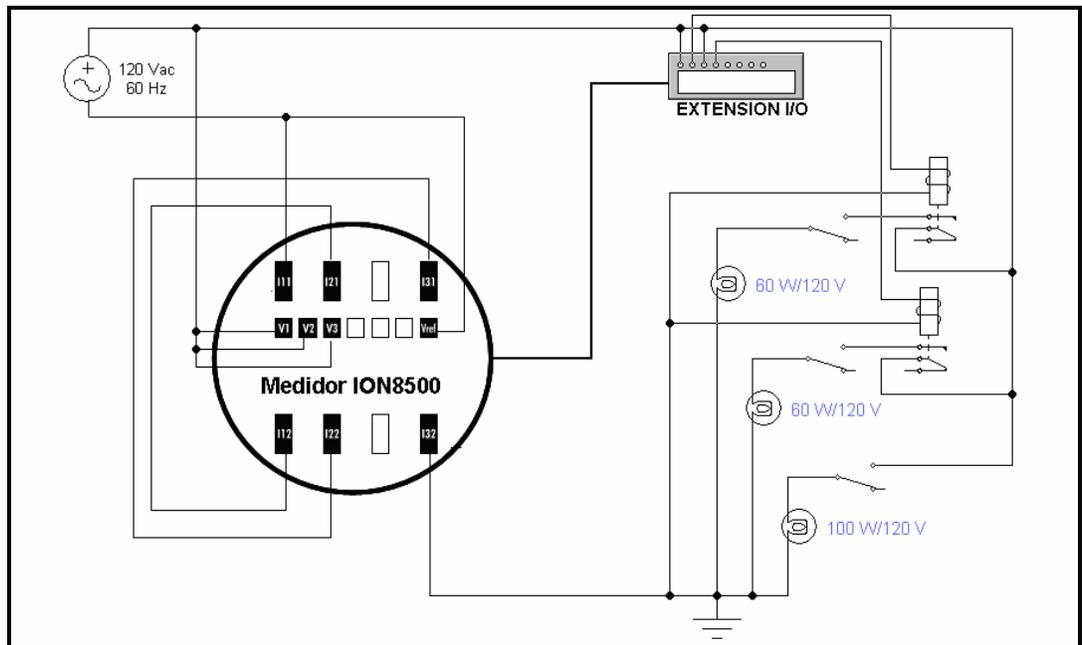


Figura 4.3 Diagrama eléctrico del prototipo de control de demanda

En la figura 4.4 se muestra una fotografía del estado final del prototipo donde se implementará la programación y su función principal será de equipo demostrador del funcionamiento del Control de Demanda ante los clientes.

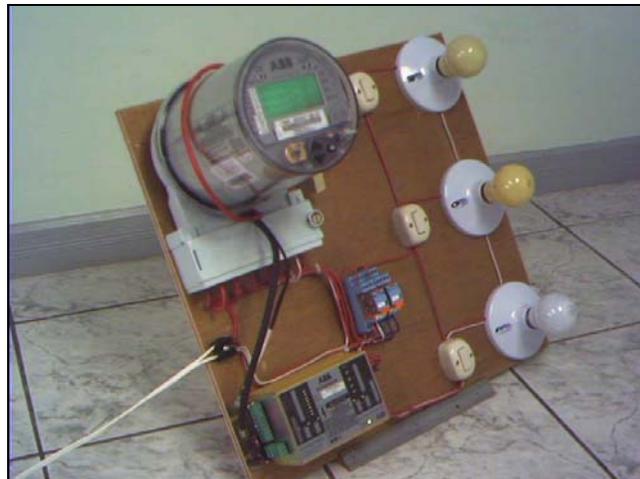


Figura 4.4 Prototipo implementado para pruebas y demostración del funcionamiento del Control de Demanda Predictivo

4.5.6 Comunicación por Internet

- a. Configurar en el prototipo los direccionamientos de IP, máscara y puerta de enlace necesarios para su funcionamiento en Internet

Para ser accesado por Internet el equipo de medición requiere sencillamente se le defina los parámetros de la Tabla 4.5 los cuales fueron obtenidos de la investigación de manuales

Tabla 4.5 Parámetros aportados por el cliente autorizando la lectura por Internet

PARÁMETROS SOLICITADOS		DESCRIPCIÓN	VALOR ENTREGADO POR EL CLIENTE
Dirección IP pública del cliente	IP	Dirección de internet asignada al cliente por RACSA	XXX.XXX.XXX.XXX
Dirección IP privada del cliente	IP	Dirección IP para el medidor ION8500 asignada por el cliente	XXX.XXX.XXX.XXX
	MÁSCARA	Valor asignado por el cliente según la sub_red utilizada	XXX.XXX.XXX.XXX
	GATEWAY	Valor asignado por el cliente cuando se utilizan múltiples redes	XXX.XXX.XXX.XXX
PUERTOS	7700	PROTOCOLO ION	APROBADO
	80	PROTOCOLO TCP/IP	APROBADO

Programado el medidor con los parámetros se procede a instalarlo en la red del usuario. Previamente el usuario programó el firewall de la empresa para que la dirección IP pública 196.40.1.244 con la cual CNFL llega a interrogar el medidor, se le permita el acceso en función de los puertos indicados en la Tabla 4.8

- b. Realizar pruebas con direcciones públicas y privadas

Las pruebas realizadas con direcciones privadas fueron implementadas en la red de la CNFL. Únicamente se configuró al medidor con el fin de que respondiera a tal dirección privada, para ello se utilizó un IP 192.168.24.92, máscara 255.255.255.0 y el gateway 192.168.24.1.

Para el caso de la pruebas con direcciones públicas se coordinó con clientes para poder implementar las pruebas. En la Tabla 4.6 se indican los valores entregados por los clientes para programar los medidores e implementarlos en sitio para su respectivas pruebas.

Tabla 4.6 Datos entregados por dos clientes para leer el medidor por Internet

PARÁMETROS SOLICITADOS		EJEMPLOS	
		No.1	No.2
Dirección IP pública del cliente	IP	196.40.23.70	200.91.68.225
Dirección IP privada del cliente	IP	196.40.23.70	192.168.24.89
	MÁSCARA	255.255.255.240	255.255.255.0
	GATEWAY	196.40.23.65	192.168.24.1
PUERTOS	7700	APROBADO	APROBADO
	80	APROBADO	APROBADO

La realización de la lectura fue exitosa a partir de la programación del Firewall por parte del cliente al permitir que el paquete de CNFL con la dirección IP 196.40.1.244 lo dirigieran al IP privado de su red y la información respuesta pudiese ser enviada sin problema al Servidor de CNFL donde reside el Software propietario ION ENTERPRISE.

- c. Enunciar el procedimiento para la configuración del medidor ION8500 para un correcto funcionamiento de la comunicación a través de Internet

Se realizó un Manual de Programación del medidor ION8500 para que funcionarios de la Sección del Laboratorio de Medidores de la CNFL S.A. realizarán sin problemas dicha labor. Dicho manual por su volumen y detalle técnico es mencionado en la bibliografía solamente.

4.5.7 Diseño lógico del programa para el control de demanda en tarifas horarias en función de los límites de demanda

- a. Diseñar el programa de control de demanda en función de la demanda predictiva

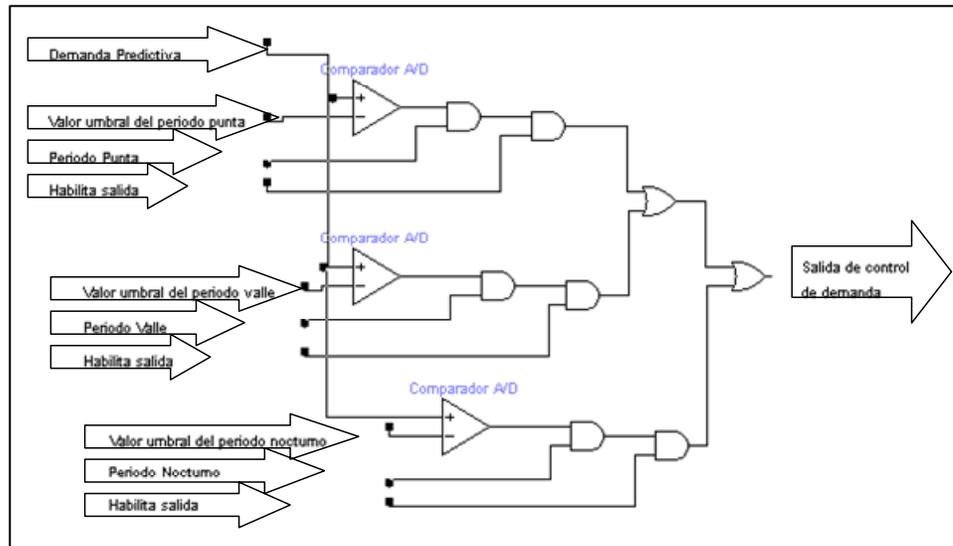


Figura 4.5 Diagrama lógico del funcionamiento del control de demanda predictivo

A partir del diagrama lógico del funcionamiento de control de demanda predictivo de la Figura 4.5 podemos explicar su funcionamiento para posteriormente implementarlo. Para este caso la demanda predictiva es obtenida directamente del medidor en tiempo real y logramos con ello compararla con el valor umbral o límite predefinido según el horario del día en lo que puede referirse a los periodos punta (10:00 am a 12:30 pm y 5:30 pm a 8:00 pm), valle (6:00 am a 10 am y 12:30 pm a 5:30 pm) y nocturna (8:00 pm a 6 am). Los periodos están definidos según la tarifa en que se encuentra el cliente, la cual puede abarcar de lunes a viernes o todos los días del mes.

De la comparación se obtiene un valor digital (0 ó 1). Existen tres comparadores por periodo, la señalización del periodo será quien habilite cada umbral de la comparación; esto por cuanto podrá definirse que las demandas a controlar son diferentes en cada periodo. Así si el medidor determina que se está en el periodo valle, el comparador de los periodos punta y nocturna quedan deshabilitados en la primera compuerta lógica AND.

No obstante, podría suceder que el cliente defina en algún momento deshabilitar la salida de control de demanda de algún periodo, por lo que se prevé agregando una segunda compuerta lógica la cual permitirá pasar la información o no a la salida de control a partir de un valor lógico controlado por el usuario para realizar esta función.

Finalmente, el resultado de los tres comparadores de periodo son sumados por la compuertas OR y entregan la información a una salida de control que para nuestro caso se trata de uno de los contactos de la salida digital del medidor ION8500.

Para elaborar el programa en el medidor ION8500 se utilizaron varios módulos: tiempo de uso, numérico externo, booleano externo, umbral relativo, compuertas lógicas y salidas digitales.

En la Figura 4.6 se muestra la programación para el control de demanda predictivo, en ella se muestra las comparaciones por cada periodo a partir de umbrales diferentes.

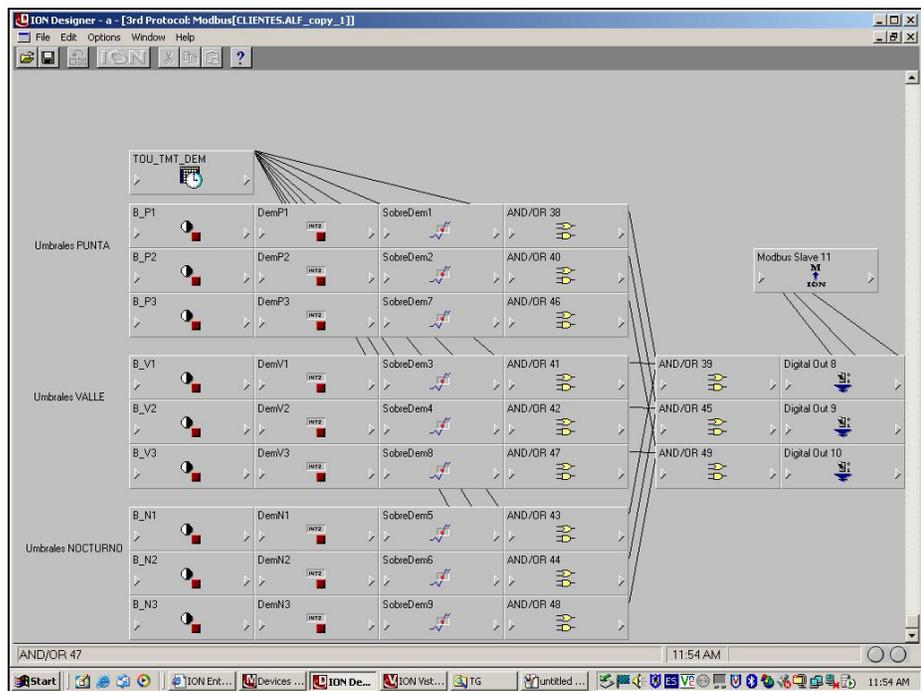


Figura 4.6 Programación del medidor ION8500 del control de demanda predictivo

La razón por la cual se tienen ubicados los módulos de dicha manera es debido a la necesidad de obtener tres valores umbrales en cada periodo para lograr tener la posibilidad de ir sacando cargas industriales segregadas de los diferentes procesos conforme la necesidad lo obligue en al menos tres partes y no todas la cargas posibles en un solo momento. También permitirá ir realizando ajustes en el control de demanda según los resultados obtenidos y las posibles cargas que puedan ser controladas.

En la figura 4.7 se presenta la configuración de pantallas en el software del fabricante denominado ION ENTERPRISE donde se introducen los valores límites o umbral, así como la acción de habilitar los valores de umbral según el periodo.

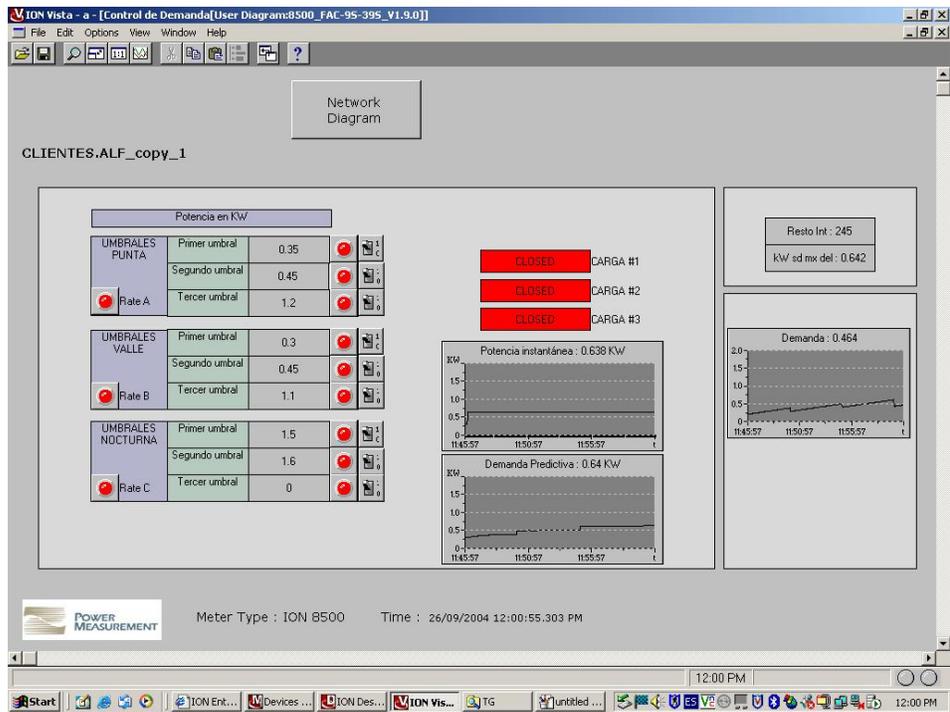


Figura 4.7 Pantalla de control y monitoreo para el accionamiento de cargas no significativas del cliente

Capítulo 5: Descripción detallada de la solución (Explicación del diseño)

5.1 Descripción del hardware

El hardware utilizado para desarrollar este proyecto ha sido construido por la empresa canadiense Power Measurement Ltda. y consiste en un sistema de medición de energía eléctrica diseñado para facturar por parte de las empresas eléctricas.

Estos sistemas de medición tienen por nombre ION8500, su grado de precisión permite que sean instalados en puntos de trasiego de energía ya que cumplen con la norma ANSI C12.20, la cual rige para sistemas de medición electrónicos con precisión $\pm 0.2\%$ de error.

Su importancia para este proyecto es relevante por cuanto a partir de ellos se realiza el valor agregado de modificar su programación de fábrica para convertirlo en un sistema de medición que además despliegue la factura a tiempo real a través de WEB y también controle la demanda exigida por la empresa medida.

Los equipos utilizados por la CNFL son para sistemas trifásicos en configuración estrella con tensiones 120/208 Voltios, sin embargo, también son fabricados para configuraciones en delta. Su implementación en un cliente industrial ó gran consumidor es a partir de transformadores de medición, los cuales realizan la transformación de tensiones y corrientes muy altas en valores manejables por estos equipos electrónicos y también manipulables por las personas.

A partir de la figura 5.1 se muestra como el medidor de facturación eléctrica toma las señales de tensión por fase, ya que el suministro de energía se realiza

en forma trifásica, y convierte las señales de corriente por medio de transductores o sensores de corriente a niveles de tensión para ser muestreados por el convertidor analógico digital. No obstante, para ahorrar tiempo, la información es procesada allí mismo para obtener la energía real y reactiva, potencia real y reactiva, valores de tensión y corriente, y otros parámetros como aspectos de calidad de energía que no veremos en este estudio.

Una vez que se tiene esta información en la entrada del microprocesador, se realiza la ejecución de los programas implementados tales como la visualización de datos en la pantalla de cristal líquido (LCD), el almacenamiento en la EEPROM de los perfiles de carga cada 15 minutos en la memoria masiva. También se almacenan los históricos promedios, máximos y mínimos de tensión, corriente, potencia, frecuencia y armónicos.

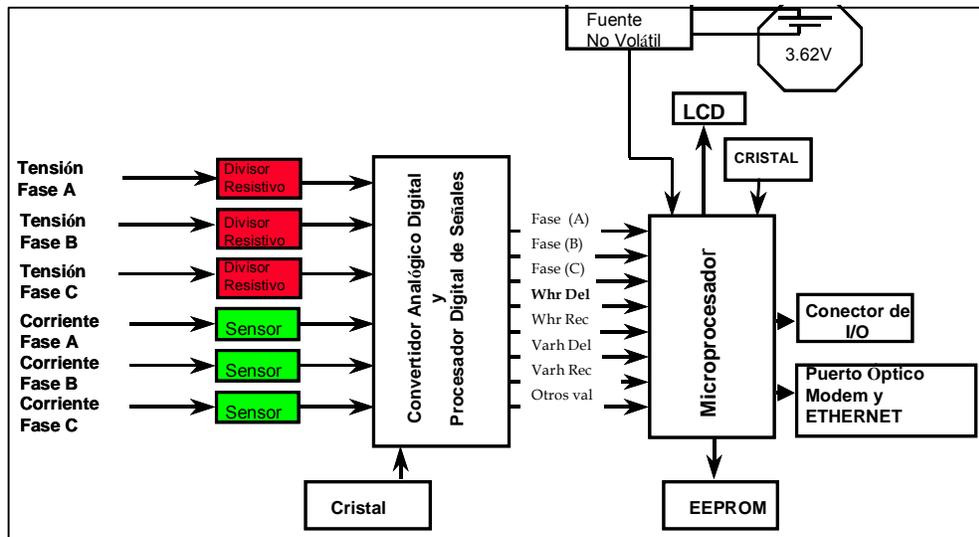


Figura 5.1 Diagrama de bloque del Medidor de Facturación

En el microprocesador se realiza el proceso de facturación, pero deberá agregarse la lógica de programación de un módulo de medición predictivo que permita tomar acciones para controlar la demanda a partir de la desconexión de cargas no significativas. Estas desconexiones se harán a partir del módulo de entradas y salidas (Conector I/O) el cual puede manejar hasta 8 señales de salida de control de baja potencia como contactos secos (250 mA máximo a 120 Voltios ac o 24 Voltios dc). El cliente deberá implementar una etapa de contactores para manipular los contactores de potencia de arranque de los equipos a controlar.

Finalmente, se utilizarán los puertos de comunicación del medidor tanto para acceder tanto la programación como la lectura de información para mejorar en el control de carga del cliente. Cabe indicar la necesidad de obtener información a tiempo real del medidor y por ello se utilizará un protocolo de comunicación como Ethernet (TCP/IP) y modbus TCP, este último para acceder la información del medidor y tomar acciones de control dentro de la planta de Cliente como opción para no instalar cableado de control desde el medidor hasta la planta, sino emplear la misma infraestructura de cableado estructurado para trasegar información con Sistemas PLC's que puedan comunicarse con el medidor y exista un mejor aprovechamiento de los recursos.

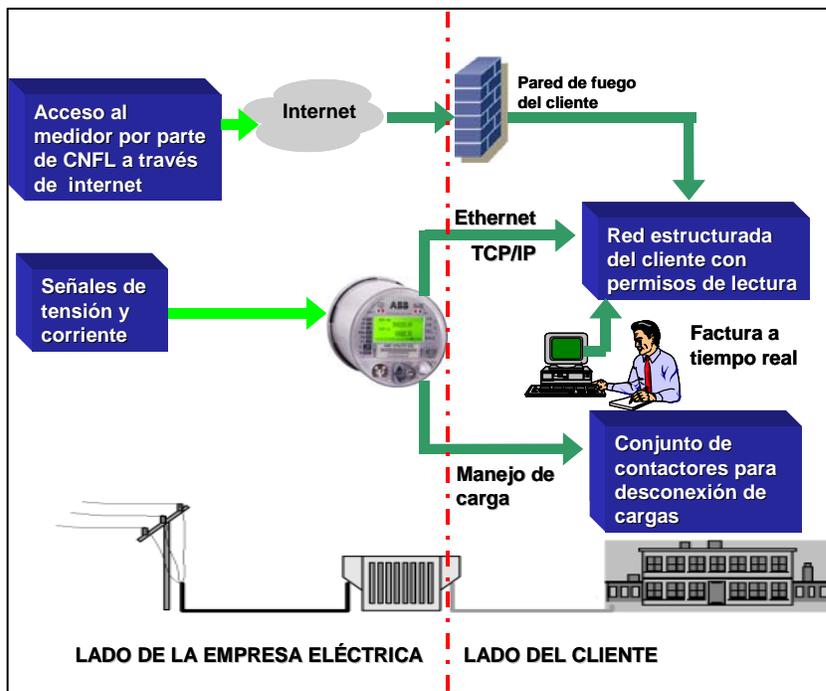


Figura 5.2 Esquema final de la implementación del Control de Carga

En la figura 5.2 se muestra el estado ideal final del proyecto. A pesar de tener un Control de Demanda en perfecta operación, los clientes deben tener una retroalimentación para evaluar el factor económico, por lo tanto se ve la necesidad de crear una página WEB a partir de las particularidades ofrecidas por el medidor y desplegar los parámetros de facturación como son las energías, demandas, factores de potencia coincidentes con la máxima demanda y cargos fijos como alumbrado e impuesto de venta (si aplica), por medio de la computadora de los clientes a partir del Internet Explorer accediendo la dirección asignada al medidor. Cabe indicar que este aspecto es fundamental para el proyecto por cuanto se debe ofrecer retroalimentación a tiempo real hacia el cliente y su ausencia sería una de las grandes debilidades.

5.1.1 Sistema de control de demanda máxima a partir de la demanda predictiva

En la figura 5.3 se muestra el esquema de control simple de los elementos principales que actúan para controlar la demanda máxima exigida por una fábrica, proceso o cliente al cual una empresa eléctrica le suministra energía eléctrica.

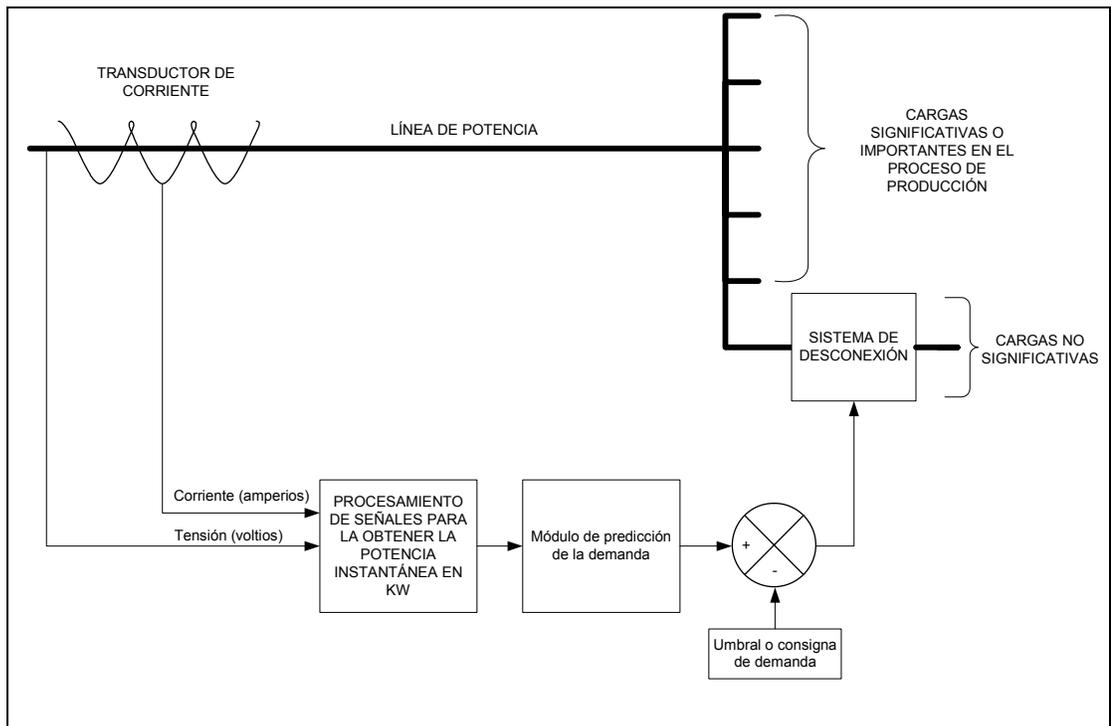


Figura 5.3 Esquema de control del Control de Demanda Predictivo

Como primer paso debe determinarse la potencia instantánea que está siendo registrada en punto de entrega de energía por parte de la empresa eléctrica. Para ello aplicamos el concepto indicado en el capítulo 3 en el apartado 3.5.3 y 3.5.5 de potencia y demanda respectivamente a partir de la corriente y tensión aplicada a la carga.

Posteriormente, realizado el procesamiento de señales para obtener la potencia instantánea en KW, se debe realizar el procedimiento para la determinación de la demanda predictiva.

En nuestro caso, el fin de este módulo es dar una proyección del valor de la demanda final del intervalo en los primeros minutos, obteniéndose el mismo valor demanda al final del intervalo si las condiciones no varían.

Previamente, con base en estudios realizados de los históricos de los perfiles de carga de todos los meses posibles hacia atrás, se determinó el valor de demanda consigna o umbral de demanda del cual no se quiere superar con el fin de lograr un uso eficiente de la energía a partir del manejo de la demanda.

Este manejo de la demanda permitirá realizar una comparación entre la demanda predictiva y la demanda consigna la cual enviará una señal de control para que se active o desactive las cargas que no son indispensables para la producción inicial.

Estas cargas son catalogadas con cargas no significativas, esto por cuanto su operación no trae consecuencias inmediatas a la producción en forma inmediata y pueden ser solventadas en un futuro cercano.

Como ejemplo de lo anterior, puede citarse el caso de una empresa de plásticos, la cual sus líneas de producción de envases no deben ser detenidas por cuanto el producto elaborado debe ser despachado al comprador lo más pronto posible.

Sin embargo, todo el desperdicio plástico generado es almacenado para ser molido como materia prima, su proceso puede ser ejecutado en las horas de menos demanda eléctrica exigido por la fábrica; no obstante, nadie puede

asegurar el funcionamiento de dicha área sin afectar la demanda máxima registrada anteriormente.

El sistema de control de demanda predictivo logrará permitir y garantizar el funcionamiento de los equipos menos significativos para un proceso productivo sin afectar el valor de demanda máximo definido con anterioridad.

Para un cliente en Tarifa Media Tensión es lógico pensar no conectar todos sus equipos en las horas estipuladas como horas punta por cuanto el rubro por demanda máxima es el más oneroso del resto de los periodos valle y nocturno.

Sin embargo, es posible utilizar los equipos no significativos en dichos periodos cuando la demanda del periodo no supera la demanda máxima registrada en periodos anteriores sin detrimento en la facturación.

5.1.2 Descripción del Módulo Predictivo de la demanda

El módulo de demanda deslizante en el medidor ION8500 posee una salida de este tipo y se rige por la fórmula 5.1, la cual se detalla a continuación:

$$Demanda_Predictiva = \frac{(PT \cdot TrSubint) + Energía_P + [DemPrev \cdot (\#Subint - 1) \cdot LSubint]}{LTPD} \quad (5.1)$$

Donde:

$$PT_k = \frac{PT_{k-1} \cdot (BasePredictiva - 1) + Potencia_Medida}{BasePredictiva} \quad (5.2)$$

$$BasePredictiva = \frac{100 - Respuesta_predictiva}{100} \cdot LSubint \quad (5.3)$$

$$LTPD = \#Subint \cdot LSubint \quad (5.4)$$

Además, en la tabla 5.1 se describen las variables utilizadas en las fórmulas anteriores.

Tabla 5.1 Descripción de variables para la fórmula de Demanda Predictiva.

Variable	Descripción	unidades
PT	Promedio térmico	KW
TrSubint	Tiempo restante del subintervalo	segundos
Energía_P	Energía acumulada en el Periodo	KWs
DemPrev	Demanda previa	KW
#Subint	Número de subintervalos	unitario
LSubint	Longitud del subintervalo	segundos
LPTD	Longitud total del periodo de demanda	segundos

Basándose en los conceptos de demanda en bloque y demanda deslizante vistos en los apartados 3.5.6 y 3.5.7 respectivamente se puede afirmar que la demanda deslizante jamás concordará con los registros almacenados en los perfiles de carga del medidor eléctrico ya que este último se basa en la demanda en bloque. Cabe indicar que el cálculo de la demanda deslizante es más riguroso y con mayor precisión para registrar la demanda máxima.

También es importante aclarar que el concepto de medición de demanda en bloque favorece a los clientes quienes leen los perfiles de carga del medidor para retroalimentarse de las acciones tomadas por el control de demanda de manera tal que los datos siempre concordarán con los facturados.

Con base en lo anterior, los cálculos por realizar se simplifican si se asume la utilización de la demanda en bloque por cuanto el último término de la ecuación 5.1 de la demanda predictiva se vuelve cero quedando expresada según la ecuación 5.5.

$$Demanda_Predictiva = \frac{(PT \cdot TrSubint) + Energía_P}{LTPD} \quad (5.5)$$

En primer lugar, la longitud total de periodo de demanda (LTPD) será siempre de 15 minutos (900 s) por cuanto así está establecido en la reglamentación en Costa Rica.

La respuesta predictiva es un valor entre 1 a 99 quien definirá la velocidad de predicción. Por lo tanto, un valor cercano a 99 proporcionará una velocidad de predicción alta. El valor recomendado es 70 por parte del fabricante. A partir de este valor se puede obtener con facilidad el resultado de la base predictiva de la ecuación 5.3

El sistema realizará un conjunto de iteraciones matemáticas para determinar el Promedio Térmico (PT) el cual para efectos del Medidor ION8500 realiza cada segundo, de manera tal que la ecuación 5.2 se implementa en una hoja electrónica en Excel para obtener los resultados a ser estudiados a continuación.

Para explicar dicha ecuación supongamos se exige una potencia unitaria ante una carga cualquiera. En nuestro caso particular asumiremos que durante los primeros 15 minutos no se exige ninguna potencia. En la Figura 5.4 se presenta el resultado predictivo ante una respuesta predictiva de 90.

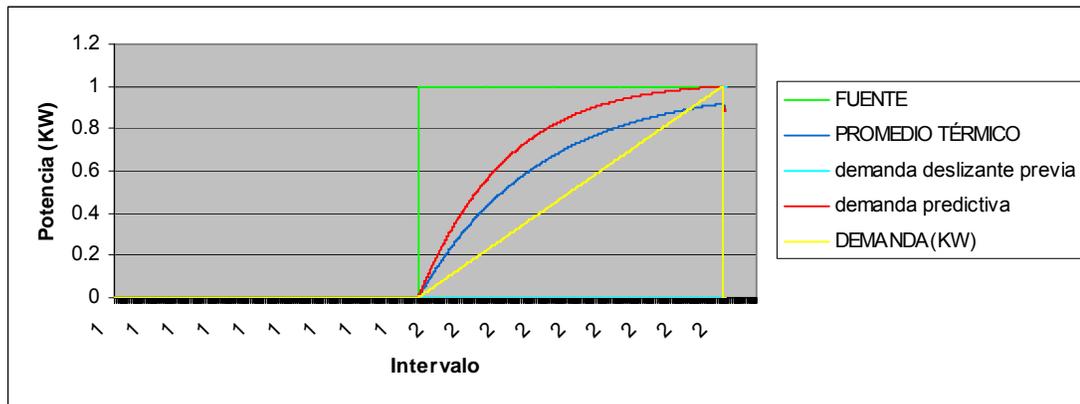


Figura 5.4 Comportamiento de la Demanda Predictiva ante un escalón unitario con una respuesta predictiva de 90.

La curva de color verde representa la potencia instantánea exigida por alguna carga a la red eléctrica denominada como fuente, esta potencia representa el escalón unitario.

Promedio térmico tiene un comportamiento exponencial el cual depende directamente del propio promedio térmico calculado anteriormente y la potencia medida instantánea según la ecuación 5.2. En la figura 5.2 la curva de color azul representa el resultado en el transcurso del segundo intervalo.

En la ecuación 5.1 el promedio térmico (PT) es multiplicado por el valor del resto del intervalo, por lo tanto este factor es quien realmente adelanta el criterio de cual va ser el valor de demanda al final de intervalo desde un principio y al ir transcurriendo el tiempo el resto del intervalo tiende a cero con lo cual el valor de demanda será el valor de demanda del intervalo al prevalecer la energía del intervalo en la fórmula entre la longitud del intervalo según la ecuación 5.5. Este último es el método de obtención de la demanda en bloque por parte de un medidor electrónico.

La curva de color amarillo es el valor de demanda registrada en el transcurso del intervalo, el valor al final del intervalo se entenderá como la demanda del intervalo. Este valor final será conocido en el siguiente intervalo como la demanda previa.

La gráfica de color rojo es la respuesta obtenida para determinar el valor de demanda predictiva, la cual tenderá a converger más rápidamente al valor de demanda final del intervalo de acuerdo con el valor más cercano a 99 de la respuesta predictiva.

Respuesta Predictiva

Implementando los datos de la Tabla 3.3 discutida en el Capítulo 3 en la ecuación 5.5 de una hoja electrónica se llega a obtener una simulación del comportamiento de la demanda predictiva graficada en la figura 5.5 a partir de una respuesta predictiva de 90.

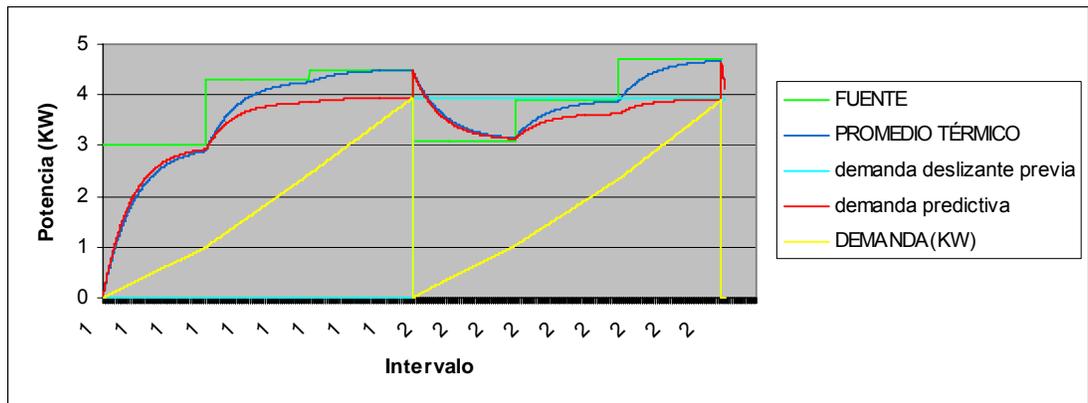


Figura 5.5 Comportamiento de la Demanda Predictiva con una respuesta predictiva de 90

Para efectos de estudio, en la figura 5.4 se aplica una respuesta predictiva de 60 a los mismos datos y el comportamiento de la curva predictiva de color rojo comparada con la figura 5.6 es muchísimo más lento pero converge al valor de demanda del final del intervalo.

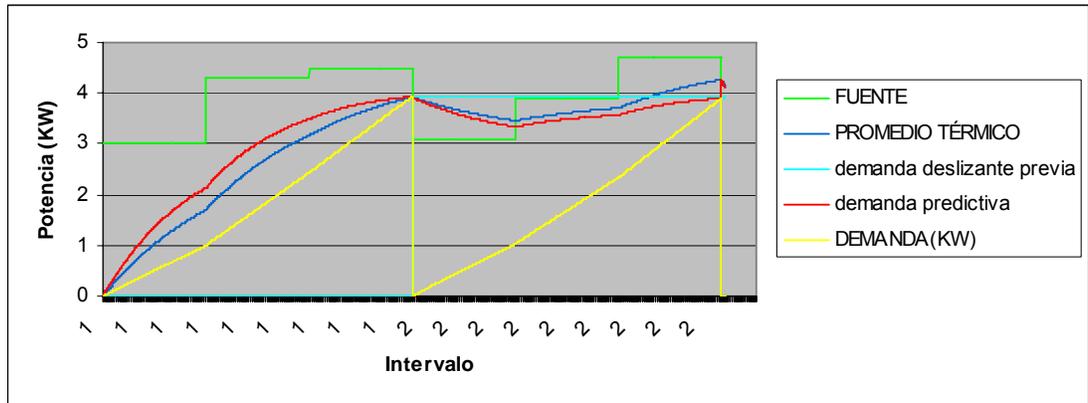


Figura 5.6 Comportamiento de la Demanda Predictiva con una respuesta predictiva de 60

De las Figuras 5.5 y 5.6 no se puede definir cual es el mejor valor a escoger para la respuesta predictiva. Esto por cuanto un valor muy alto hará converger muy pronto ante cambios abruptos pero con un exceso de valor ante el cambio de intervalo tal y como se muestra en la figura 5.5; por otra parte, un valor bajo la convergencia es muy lenta y ante una cambio descendente de potencia no se obtendría una respuesta rápida de acción tal y como se muestra en la figura 5.6 en el primer subintervalo del segundo intervalo de demanda.

Por lo tanto, valores intermedios de respuesta predictiva entre estos podrían utilizarse con el fin de sintonizar la señal de desconexión de equipos en cargas no significativas.

5.1.3 Implementación del Sistema de Demanda Predictivo ante un esquema horario

Durante la explicación del sistema de control de demanda a partir de la demanda predictiva con base en el esquema de control de la Figura 5.3 no se ha hecho mención alguna sobre el tipo de tarifa aplicada a los grandes consumidores.

En el Capítulo 3 se expuso en el apartado 3.3 los diferentes tipos de tarifas; sin embargo, debe profundizarse en los conceptos y el entendimiento de la Tarifa Media Tensión que puede catalogarse como la tarifa más compleja y la que favorece en su mayoría a los grandes consumidores quienes disfrutan ya de dicha tarifa.

En primera instancia, la Tarifa Media Tensión es del tipo horaria-estacional, esto por cuanto posee tres periodos de diarios y dos estaciones en el año. Esta marcación se debe a que durante dichos periodos los precios del costo de la energía y demanda varían sustancialmente, inclusive varían entre los propios periodos durante dos temporadas al año.

En Figura 5.7 se muestran los tres periodos diarios conocidos como Punta, Valle y Nocturno. Durante el periodo Punta los costos de energía y demanda son los más altos que el resto de los periodos del día. El periodo Punta se compone de 5 horas diarias las cuales se detallan en la Tabla 5.2, el periodo Valle se compone de un total de 9 horas y el periodo Nocturno se compone de las restantes 10 horas del día.

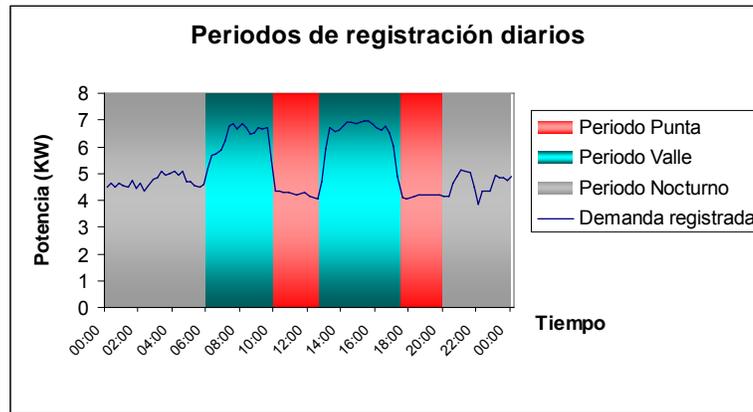


Figura 5.7 Descripci3n gráfica de los periodos diarios de la Tarifa Media Tensi3n.

Tabla 5.2 Resumen de los periodos diarios de la Tarifa Media Tensi3n.

PERIODO	HORARIO	TOTAL DE HORAS
PUNTA	10:00 a 12:30 y 17:30 a 20:00	5
VALLE	6:00 a 10:00 y 12:30 a 17:30	9
NOCTURNO	0:00 a 6:00 y 20:00 a 24:00	10

Es importante aclarar que los periodos punta, valle y nocturna deben ser respetados de lunes a domingo, es decir, todos los días para registrar la energía consumida durante dichos periodos.

Sin embargo, no pasa lo mismo en el caso de la demanda máxima, esto por cuanto los sábadoss y domingos no es considerada para registraci3n. En todo caso, la demanda máxima es evaluada de lunes a viernes durante todo el periodo de facturaci3n. La figura 5.8 nos muestra en forma gráfica el concepto de registraci3n de energía y demanda en forma semanal.

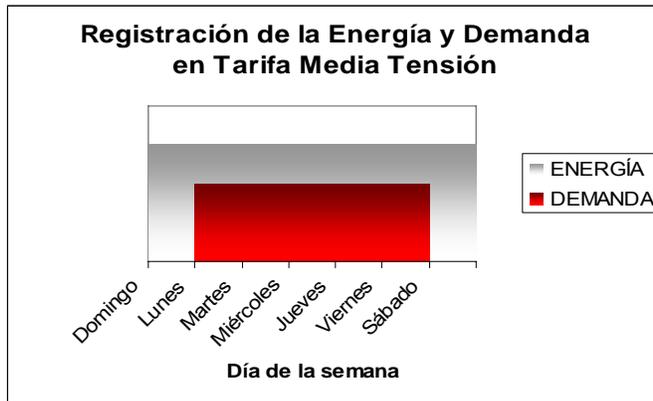


Figura 5.8 Descripción gráfica del registro de la energía y demanda en forma semanal para la Tarifa Media Tensión

Todo lo indicado anteriormente, se ha comentado únicamente en el ámbito diario, no obstante, esta tarifa tiene un componente estacional basado en dos temporadas: la temporada alta que aplica desde el 1 de enero al 31 de agosto, ocho meses en total y la temporada baja que aplica desde el 1 de setiembre al 31 de diciembre, cuatro meses en total.

En la Figura 5.9 se representan las dos temporadas, se puede decir que sus nombres obedecen al comportamiento del costo tanto de la energía como la demanda por cuanto en la temporada alta los precios son altos y en la temporada baja los precios son bajos.

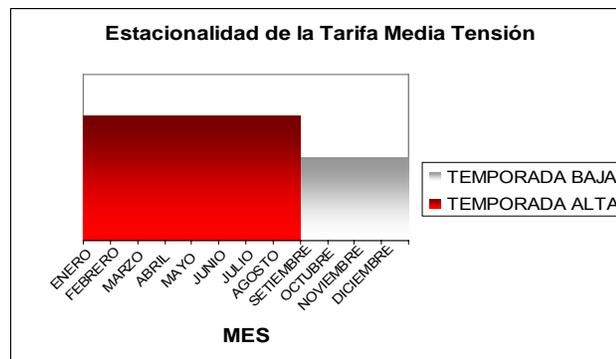


Figura 5.9 Estacionalidad de la Tarifa Media Tensión

5.2 Descripción del software

5.2.1 Descripción del Sistema de Control de demanda predictiva a partir del diagrama lógico de control.

El Sistema de Control de Demanda deberá tomar en consideración no actuar bajo ningún tipo de control durante los fines de semana, ya que la tarifa eléctrica así se lo permite al usuario del servicio eléctrico.

Por el contrario, el Sistema de Control de Demanda debe ser vigilante en los periodos punta, valle y nocturna de lunes a viernes donde se aplica el concepto de facturación de la demanda.

Por todo lo anterior, se puede describir a partir del diagrama lógico el sistema de control de demanda implementado en la figura 5.10.

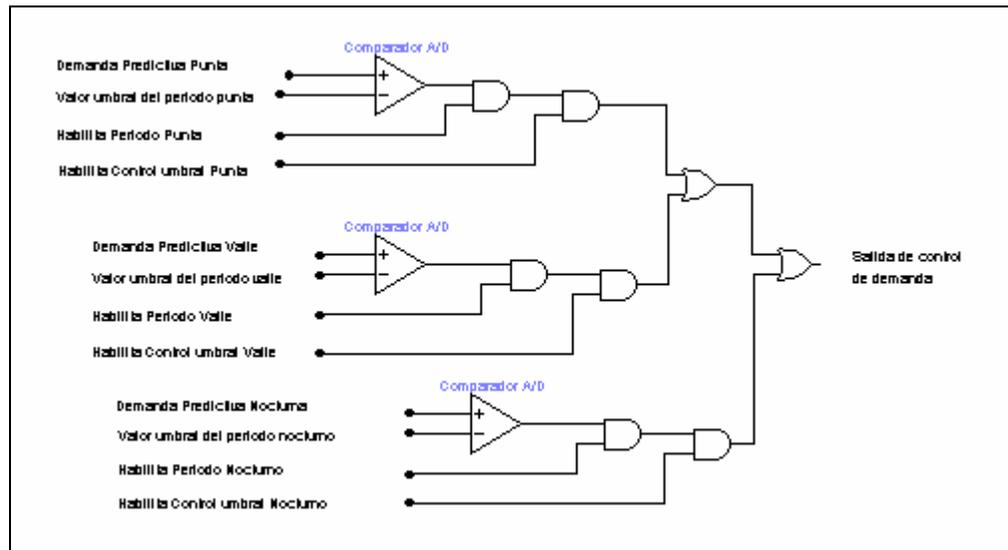


Figura 5.10 Diagrama lógico de control de demanda horaria con una única salida

Las entradas de este diagrama lógico son totalmente independientes unas de otras y a continuación de hará su descripción:

Demanda Predictiva:

El valor de la demanda predictiva será el valor numérico obtenido por el módulo de demanda deslizante a partir de una constante asignada a la respuesta predictiva en el periodo de horario respectivo, ya sea punta, valle o nocturno.

Valor umbral de demanda:

Para cualquier periodo horario ha sido obtenido un valor previo estudio del perfil de carga del comportamiento del cliente varios meses atrás. Podrá establecerse tres horarios valores umbrales o consignas de demanda al menos para cada periodo (punta, valle o nocturno); sin embargo, en algunos casos podría considerarse definir una mismo valor consigna para los tres periodos.

Los valores umbrales pueden variarse a solicitud del cliente de acuerdo con los ajustes o metas obtenidas por la retroalimentación y seguimiento de los resultados obtenidos hasta ese momento.

Señal para habilitar periodo:

Esta señal determina en cuál periodo de demanda se encuentra y es necesaria para habilitar el resultado del comparador Analógico Digital indicado en el diagrama lógico de la figura 5.8.

Señal para habilitar Control Umbral:

Dicha señal permitirá actuar directamente sobre el Sistema de Control para activar o desactivar el valor umbral asignado sin necesidad de cambiar el valor umbral. Como ejemplo podría requerirse que solamente el Sistema de Control de Demanda actúe en el periodo punta de manera tal que en los periodos valle y nocturna la demanda quede libre aplicando una señal para deshabilitar estos periodos. Esto último es muy importante para clientes que optan por una Tarifa Promocional en lugar de la Tarifa MT.

En general, este diagrama lógico contempla únicamente una salida, no obstante, a partir de la implementación en cascada de uno o dos módulos adicionales se pueden tener hasta tres salidas de control para diferentes valores umbrales en un mismo periodo. En la Figura 5.11 se representa la idea esquematizada en bloques.

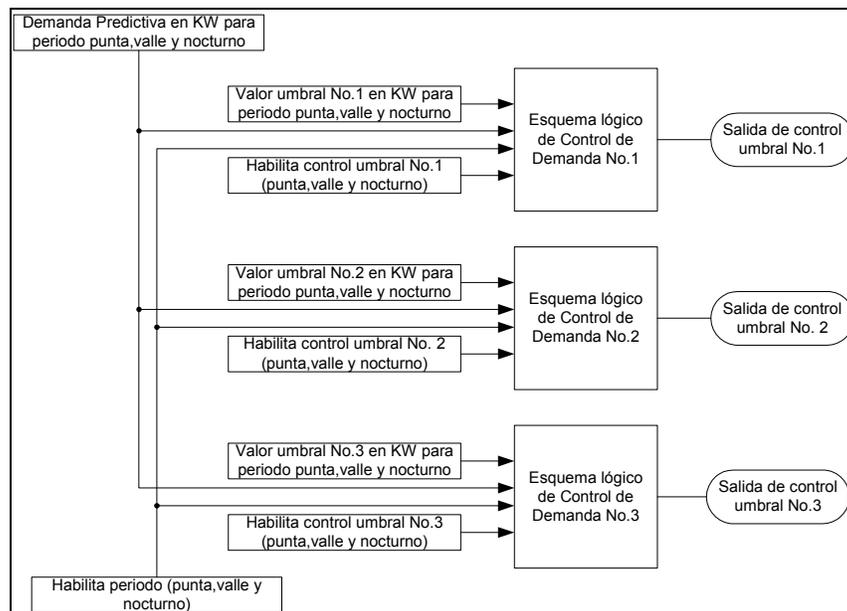


Figura 5.11 Control de demanda en cascada para optar por tres salidas de control de umbrales de demanda

El sistema de control de demanda de la Figura 5.11 para ser implementado en el medidor ION8500 se ajustó según las capacidades de éste, dando como resultado el esquema de trabajo de la Figura 5.12

5.2.2 Implementación del esquema de Control de Demanda Predictiva.

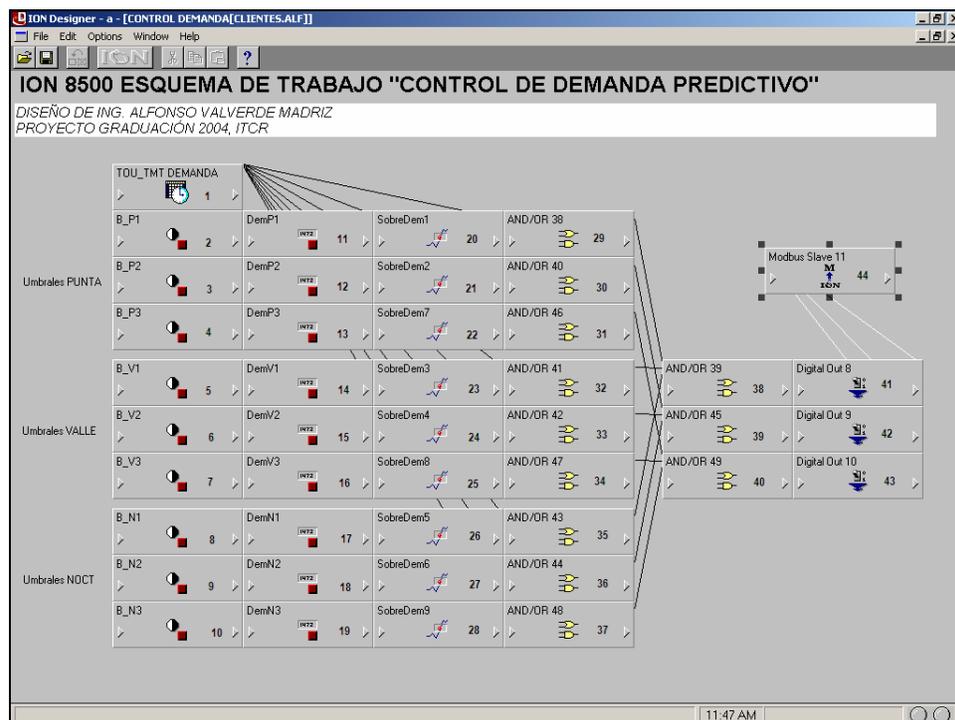


Figura 5.12 Programa implementado en el medidor ION8500 para el Control de Demanda Predictivo

La implementación del esquema de trabajo “Control de Demanda Predictivo” se realizó a partir de la utilización de los módulos descritos en la Tabla 5.3.

Entendimiento del esquema de trabajo “Control de Demanda Predictivo”

A partir del diagrama lógico de la figura 5.10 y la adaptación del control de demanda en cascada de la figura 5.11 se emplearon módulos que cumplieran con el mismo papel. De esta forma, el esquema lógico en la figura 5.10 fue implementado como programa para el medidor ION8500 contando con tres salidas de control a partir de tres valores de umbral.

Tabla 5.3 Resumen de los módulos ION utilizados en el programa Control de Demanda Predictivo

TIPO DE MODULO	NÚMERO DE MODULO	NOMBRE DEL MÓDULO	DESCRIPCIÓN	Nombre de la salida
TIEMPO DE USO	1	TOU_TMT DEMANDA	Módulo que rige los periodos de registraci3n de la demanda	Periodo Punta, Valle y Nocturno
PULSO EXTERNO (external pulse)	2	B_P1	Bot3n habilitador del Umbral Punta No. 1	Bot3n Punta 1
	3	B_P2	Bot3n habilitador del Umbral Punta No. 2	Bot3n Punta 2
	4	B_P3	Bot3n habilitador del Umbral Punta No. 3	Bot3n Punta 3
	5	B_V1	Bot3n habilitador del Umbral Valle No. 1	Bot3n Valle 1
	6	B_V2	Bot3n habilitador del Umbral Valle No. 2	Bot3n Valle 2
	7	B_V3	Bot3n habilitador del Umbral Valle No. 3	Bot3n Valle 3
	8	B_N1	Bot3n habilitador del Umbral Nocturno No. 1	Bot3n Nocturno 1
	9	B_N2	Bot3n habilitador del Umbral Nocturno No. 2	Bot3n Nocturno 2
	10	B_N3	Bot3n habilitador del Umbral Nocturno No. 3	Bot3n Nocturno 3
	NUMÉRICO EXTERNO (external numeric)	11	DemP1	Valor de consigna o umbral Punta No.1
12		DemP2	Valor de consigna o umbral Punta No.2	Valor Umbral P2
12		DemP3	Valor de consigna o umbral Punta No.3	Valor Umbral P3
14		DemV1	Valor de consigna o umbral Valle No.1	Valor Umbral V1
15		DemV2	Valor de consigna o umbral Valle No.2	Valor Umbral V2
16		DemV3	Valor de consigna o umbral Valle No.3	Valor Umbral V3
17		DemN1	Valor de consigna o umbral Nocturno No.1	Valor Umbral N1
18		DemN2	Valor de consigna o umbral Nocturno No.2	Valor Umbral N2
19		DemN3	Valor de consigna o umbral Nocturno No.3	Valor Umbral N3
CONSIGNA RELATIVA (relative setpoint)	20	SobreDem1	Comparador de Valor Umbral Punta No.1 vrs Demanda Predictiva Punta	Comparador 1
	21	SobreDem2	Comparador de Valor Umbral Punta No.2 vrs Demanda Predictiva Punta	Comparador 2
	22	SobreDem7	Comparador de Valor Umbral Punta No.3 vrs Demanda Predictiva Punta	Comparador 3
	23	SobreDem3	Comparador de Valor Umbral Valle No.1 vrs Demanda Predictiva Valle	Comparador 4
	24	SobreDem4	Comparador de Valor Umbral Valle No.2 vrs Demanda Predictiva Valle	Comparador 5
	25	SobreDem8	Comparador de Valor Umbral Valle No.3 vrs Demanda Predictiva Valle	Comparador 6
	26	SobreDem5	Comparador de Valor Umbral Nocturna No.1 vrs Demanda Predictiva Nocturna	Comparador 7
	27	SobreDem6	Comparador de Valor Umbral Nocturna No.2 vrs Demanda Predictiva Nocturna	Comparador 8
	28	SobreDem9	Comparador de Valor Umbral Nocturna No.3 vrs Demanda Predictiva Nocturna	Comparador 9
COMPUERTA L3GICA (AND / OR)	29	AND/OR 38	Compuerta AND(Comparador 1,Periodo Punta,Bot3n Punta1)	Umbral P1
	30	AND/OR 40	Compuerta AND(Comparador 2,Periodo Punta,Bot3n Punta2)	Umbral P2
	31	AND/OR 46	Compuerta AND(Comparador 3,Periodo Punta,Bot3n Punta3)	Umbral P3
	32	AND/OR 41	Compuerta AND(Comparador 4,Periodo Valle,Bot3n Valle1)	Umbral V1
	33	AND/OR 42	Compuerta AND(Comparador 5,Periodo Valle,Bot3n Valle2)	Umbral V2
	34	AND/OR 47	Compuerta AND(Comparador 6,Periodo Valle,Bot3n Valle3)	Umbral V3
	35	AND/OR 43	Compuerta AND(Comparador 7,Periodo Nocturno,Bot3n Nocturno1)	Umbral N1
	36	AND/OR 44	Compuerta AND(Comparador 8,Periodo Nocturno,Bot3n Nocturno2)	Umbral N2
	37	AND/OR 48	Compuerta AND(Comparador 9,Periodo Nocturno,Bot3n Nocturno3)	Umbral N3
	38	AND/OR 39	Compuerta OR (Umbral P1,Umbral V1, Umbral N1)	Salida 1
	39	AND/OR 45	Compuerta OR (Umbral P2,Umbral V2, Umbral N2)	Salida 2
	40	AND/OR 49	Compuerta OR (Umbral P3,Umbral V3, Umbral N3)	Salida 3
SALIDA DIGITAL	41	DIGITAL OUT 8	SALIDA DIGITAL 1	A1
	42	DIGITAL OUT 9	SALIDA DIGITAL 2	A2
	43	DIGITAL OUT 10	SALIDA DIGITAL 3	A3
MODBUS	44	MODBUS SLAVE11	Posici3n de memoria para lectura por protocolo Modbus TCP	DIRECCI3N 40100

a. Descripción del módulo de Demanda Deslizante

Este módulo realiza el cálculo de la demanda por intervalo a partir de las entradas asignadas y la configuración de sus registros internos. Las salidas de este módulo son valores numéricos utilizados por diferentes subprogramas elaborados por el fabricante, los cuales realizan las funciones para facturación por parte del medidor.

Este módulo realiza el cálculo de demanda en bloque como en deslizante de acuerdo con la configuración asignada en sus registros configurables. A continuación se describen todas las entradas, registros configurables y sus salidas para este módulo representado en la Figura 5.13.

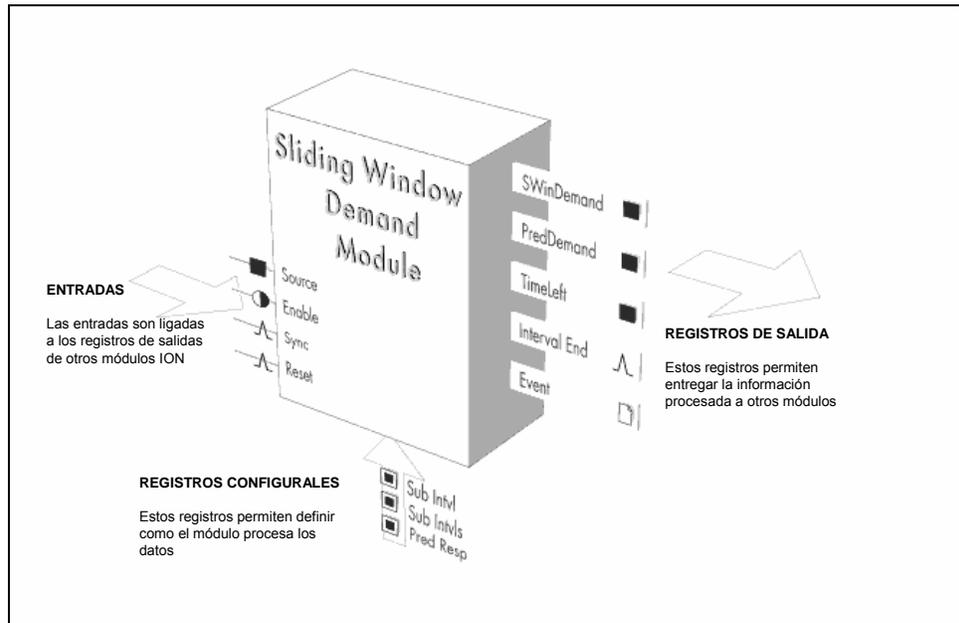


Figura 5.13 Módulo ION de Demanda Deslizante

Descripción de entradas:

Fuente (“Source”): Esta entrada es mandatoria y debe ser un registro numérico entregado en la salida de algún otro módulo. En este estudio se liga a la potencia instantánea proveniente del módulo de potencia.

Habilitar (“enable”): Esta entrada habilita o deshabilita el módulo. Si el módulo está deshabilitado todas las salidas indicarán NO DISPONIBLE (“Not available”) y todos los datos registrados quedan descartados de la memoria. Cuando se habilita el módulo todas las salidas permanecerán con el indicador de NO DISPONIBLE hasta superar el número total de subintervalos. Dicha entrada es opcional, en caso de dejar sin ligar, queda por defecto habilitado el módulo.

Sincronización (“Sync”): Esta entrada recibe un pulso para sincronización externa del módulo de algún otro módulo cuya salida sea pulsante. Esta entrada es opcional y se utiliza cuando existen varios medidores realizando la misma función pero uno de todos es quien lleva el control de la sincronización del tiempo.

Inicialización (“Reset”): Cuando un pulso de inicialización es aplicado las salidas del módulo indicarán NO DISPONIBLE. Dicha consigna permanecerá hasta que hayan transcurrido el número de subintervalos indicados en la configuración del módulo en cuestión. La salida de la Demanda predictiva indicará “NOT AVAILABLE” hasta transcurrido el primer subintervalo. Dicha entrada es opcional.

Descripción de los registros configurables

Subintervalo (“Sub_intvl”): Este registro numérico especifica el número de segundos del subintervalo de demanda de la ventana deslizante. Si la entrada de sincronización es utilizada, este registro es ignorado para el cálculo de la Demanda, sin embargo, es utilizado para el cálculo de la demanda deslizante predictiva. Para efectos de la CNFL se introduce un valor de 900 segundos.

Número de subintervalos (“#Sub_intvls”): Este registro numérico especifica el número de subintervalos en la ventana deslizante. En caso de CNFL para habilitarlo como demanda en bloque se introduce un valor de uno.

Respuesta predictiva (“Pred Resp”): Este registro numérico especifica la velocidad de la salida de la demanda predictiva. Ello permite configurar la sensibilidad de la predicción de la Demanda. Seleccionando 99 se obtiene una respuesta rápida de predicción, o para una respuesta lenta de predicción de forma tal que la salida de la demanda predictiva seguirá el valor de la salida de la demanda deslizante. Un valor entre 70 y 99 es recomendado por el fabricante para una respuesta razonablemente rápida.

Promedio de actualización (“Update Rate”): Este registro define el promedio de actualización para la salida de la demanda deslizante, los posibles valores son:

1. Cada segundo, configuración por defecto, los cálculos de la demanda serán salvados por ausencia de energía.
2. Fin del Subintervalo

Para aplicaciones de facturación debe seleccionarse “cada segundo”.

Descripción de los registros de salida

Demanda deslizante (“SWinDemand”): Este registro numérico contiene el valor de demanda por el método de la ventana deslizante o en bloque según sea.

Demanda predictiva (“Pred Demand”): Este registro numérico contiene el valor de demanda predictivo. Cuando un pulso es aplicado en la entrada de inicialización, se aplica una señal de habilitar el módulo o se cambia algún parámetro de los registros configurables. Ésta salida indicará “no disponible” hasta que al menos el número de subintervalos especificados por el registro configurable “Número de Subintervalos” haya transcurrido.

Resto del intervalo (“TIME LEFT”): Este registro numérico contiene el número de segundos que restan del periodo de demanda.

Fin del intervalo (“INTERVAL END”): Este registro de salida genera un pulso cuando el registro de salida Demanda Deslizante está sobrescribiéndose.

b. Descripción del módulo de Tiempo de Uso

Durante el análisis tarifario, descrito gráficamente en la figura 5.6, los periodos de registración de la demanda son totalmente diferentes a los periodos de energía. Es por ello que se utilizó la cualidad que posee este medidor de disponer de dos módulos de Tiempo de Uso, de manera tal, uno será utilizado para distinguir los periodos de energía y el otro para distinguir los periodos de demanda.

El módulo No. 1, según la Figura 5.10, es programado a partir del software “Designer del Enterprise 5.0” el cual posee un subprograma gráfico para la configuración de los periodos tanto horarios como estacionales.

Las salidas utilizadas son las señales habilitadas para los diferentes periodos Punta, Valle y Nocturno para la registración de la demanda tal y como se indica en la tabla 5.3 las cuales serán las señales de control para distinguir cuál valor umbral de demanda utilizar. Sus salidas son las entradas de las compuertas lógicas AND

c. Descripción del módulo de Pulso Externo

Este módulo no tiene ninguna entrada posible a ser ligada con otro módulo, su salida es un escalón binario que actúa en forma similar a un interruptor lógico.

Los módulos del 2 al 10, de acuerdo con la Figura 5.12, son los responsables de habilitar el valor umbral asignado o respectivo.

Para habilitar o deshabilitar los valores es necesario activarlos vía el software “Vista del Enterprise 5.0” desde el cual se diseñan las pantallas respectivas y se asignan los módulos gráficos con los módulos respectivos del medidor. Véase la Figura 5.14

d. Descripción del módulo Numérico Externo

Este módulo no tiene ninguna entrada posible a ser ligada con otro módulo, su salida es un valor numérico el cual es ligado a la entrada de otro módulo.

Los módulos del 11 al 19, de acuerdo con la Figura 5.12, son los responsables de aportar el valor umbral asignado al periodo punta, valle o nocturno.

El ingreso o cambio de los valores se realiza vía el software “Vista del Enterprise 5.0” desde el cual se diseñan las pantallas respectivas y se asignan los módulos gráficos con los módulos respectivos del medidor. Véase la Figura 5.14

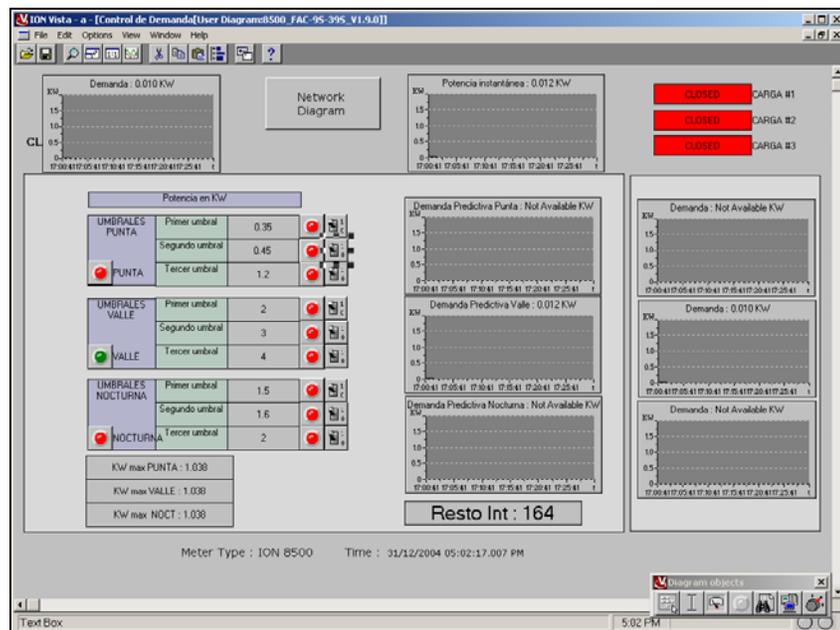


Figura 5.14 Pantalla diseñada en el Software Vista del Enterprise 5.0 para el chequeo de la operación del esquema de Trabajo de la Demanda Predictiva

e. Descripción del módulo consigna relativa

Dicho módulo es el comparador analógico/digital de la Figura 5.12 esquematizado en el diagrama lógico. Se le asigna este nombre por cuanto el valor consigna (“setpoint”) puede ser ligado por un módulo numérico al cual los valores le pueden ser variados.

Los módulos del 20 al 28, de acuerdo con la Figura 5.12, son los responsables de realizar la comparación entre la demanda predictiva obtenida del módulo de demanda deslizante descrito anteriormente y el valor umbral asignados al periodo punta, valle o nocturno.

El resultado es un valor lógico el cual permitirá indicar si la demanda predictiva será superior al valor consigna o umbral determinado con anterioridad previos estudios estadísticos.

f. Descripción del módulo compuerta lógica

Dicho módulo puede poseer hasta ocho entradas y convertirse en módulo lógico AND ó OR. Estos son las compuertas lógicas de la Figura 5.10 esquematizado en el diagrama lógico.

Su función principal es la de dar paso a las señales de control a la salida según el periodo y la habilitación de umbrales por parte del usuario a través del software Vista de la Figura 5.14

g. Descripción del módulo salida digital (Digital Output).

El módulo salida digital envía la información al mundo exterior del medidor después de ser procesada a nivel interno a través de las salidas físicas. A

partir de este punto, inicia el cableado necesario para tomar acciones de control hacia los diferentes procesos o equipos asignados para realizar la desconexión.

h. Descripción del módulo MODBUS (“Modbus Slave”)

A este módulo se le asignó un registro de palabra a partir de 16 entradas digitales; las primeras tres cifras significativas tienen la información de las salidas digitales de mayor a menor nivel de prioridad de desconexión.

A dicho módulo le fue asignado la dirección de memoria 40100, de la cual a través de protocolo MODBUS TCP podrá ser leído y extraída la información para su respectivo proceso.

Lo anterior se implementó en caso de requerirse la información y no poder implementarse el cableado de control desde las salidas físicas del medidor ION8500, permitiendo que algún equipo existente en la empresa se comuniquen con el medidor en dicho protocolo y replique las salidas respectivas.

5.2.3 Visualización de la factura eléctrica por medio del medidor de energía eléctrica

La retroalimentación es lo más importante para aplicar control, por lo tanto, aquellos clientes que deseen realizar un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica e implementen proyectos para lograrlo deben de contar con alguna herramienta básica que le permita conocer sus efectos a través de la facturación de la energía eléctrica de forma rápida y oportuna.

La facturación en cualquier empresa eléctrica aplica el concepto “consume y pague después”. Es así como los periodos de facturación corresponden entre 28 y 32 días. Para los clientes industriales en tarifas horarias los periodos de facturación corresponden a un mes natural y generalmente con un plazo posterior de 20 días para pagar después del corte de lectura.

El caso es que muchos clientes reciben esta retroalimentación desde el inicio de su periodo de facturación hasta el último día de pago transcurridos los 50 días aproximadamente. Esto ocasiona que los periodos de facturación confundan a los clientes y no puedan llevar un control adecuado.

Otra forma para reducir este tiempo por parte del cliente es realizando la lectura del medidor de la empresa eléctrica; sin embargo, los datos obtenidos por el cliente son valores de variables eléctricas y en el caso de energía deberá poseer el valor de la energía acumulada al inicio del periodo para obtener el valor correcto a partir de la diferencia.

Para minimizar los problemas anteriores se idealizó disponer en el propio medidor la factura eléctrica a partir del diseño de una página WEB, la cual el cliente podrá ver en cualquier computador de su empresa.

Esto último permitirá al personal de contabilidad prepararse para el pago de la factura eléctrica, al personal de producción o mantenimiento obtener la retroalimentación inmediata para determinar si sus proyectos de uso racional de energía están dando los resultados esperados y a las Gerencias llevar el pulso directo de sus decisiones.

5.2.3.1 Descripción a partir del algoritmo utilizado

En la Figura 5.15 se presenta el algoritmo utilizado para realizar el cálculo de la factura eléctrica tal y como se indicó en el apartado 3.2 donde se describen los cargos de facturación.

Este algoritmo detalla todos los pasos a seguir para lograr realizar el despliegue de los cargos de facturación. Necesariamente debe realizarse una inicialización de las variables para cuando se realicen modificaciones tarifarias en los costos de energía y demanda, o modificaciones arancelarias respecto al impuesto de ventas o el factor de cobro del alumbrado público.

A partir de la energía acumulada en los diferentes periodos punta, valle y nocturna se debe obtener la diferencia con el valor acumulado inicial del periodo de facturación. La ecuación 5.6 nos expone este enunciado donde X representa el periodo de análisis punta (A), valle (B) o nocturno (C).

$$KWh_X = (KWh_X_ac) - (KWh_X_ac_PB) \quad (5.6)$$

Donde,

$KWh_X = \text{energía_del_periodo_de_facturación}$

$(KWh_X_ac) = \text{energía_acumulada_actual}$

$(KWh_X_ac_PB) = \text{energía_acumulada_factura_previa_}(Previous_Billing)$

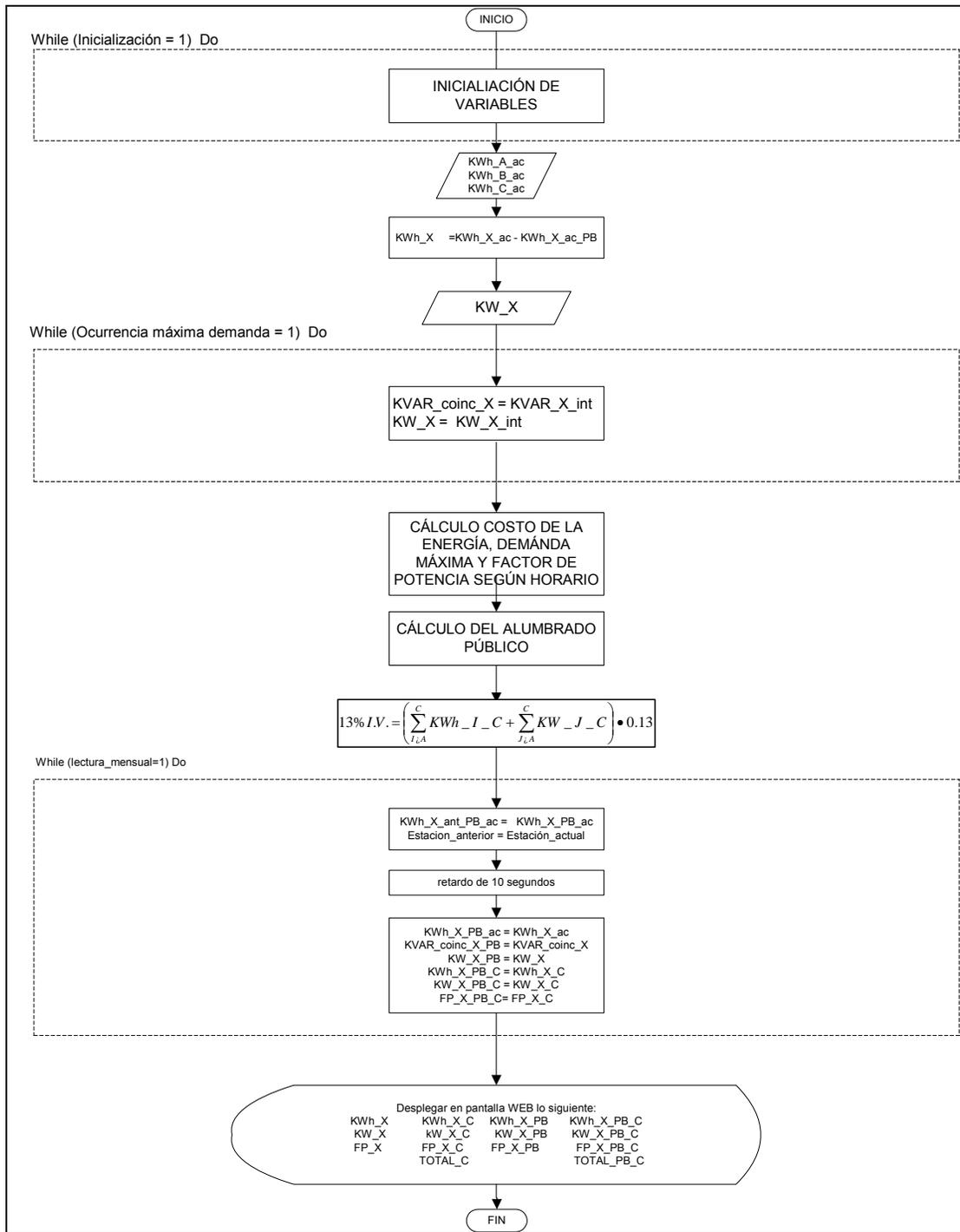


Figura 5.15 Algoritmo para el cálculo de la facturación eléctrica simplificado

La demanda máxima deberá ser registrada para el periodo de facturación. En caso de las tarifas horarias deberá recordarse que deberá registrarse al menos tres demandas, una para cada periodo.

Para el cálculo del factor de potencia coincidente con la máxima demanda se diseña una estrategia para registrar los valores de demanda reactiva coincidente con la máxima demanda real del periodo de facturación el cual registraremos como KVAR_coinc_X. Para obtener el valor de factor de potencia deberemos aplicar la ecuación (3.9) la cual denotaremos a partir de nuestra nomenclatura como:

$$FP_X = \frac{KW_X}{\sqrt{(KW_X)^2 - (KVAR_coinc_X)^2}} \quad (5.7)$$

Una vez determinadas las tres variables de facturación (energía, demanda y factor de potencia) se debe aplicar los diferentes precios según la estacionalidad del año y los periodos punta, valle y nocturno a los cuales corresponden, para ello se utilizaron los precios vigentes en la Tarifa Media Tensión por ser la tarifa más competitiva y compleja de elaborar para los Grandes Consumidores. En la Tabla 5.4 se indican los precios por energía y en la Tabla 5.5 los precios por demanda.

Tabla 5.4 Precios vigentes de la tarifa MT en energía a partir del 1 de setiembre del 2004

COSTO DE LA ENERGÍA		TEMPORADA	
		ALTA	BAJA
PERIODO	PUNTA (¢/KWh)	¢23.10	¢18.60
	VALLE (¢/KWh)	¢13.80	¢7.50
	NOCTURNA (¢/KWh)	¢7.80	¢7.20

Tabla 5.5 Precios vigentes de la tarifa MT en demanda a partir del 1 de setiembre del 2004

COSTO DE DEMANDA		TEMPORADA	
		ALTA	BAJA
PERIODO	PUNTA (¢/KW)	¢4,134.00	¢3,198.00
	VALLE (¢/KW)	¢3,986.00	¢1,525.00
	NOCTURNA (¢/KW)	¢1,809.00	¢1,525.00

En la Figura 5.16 se muestra el algoritmo del procedimiento para el cálculo del costo de la energía, la demanda máxima y sus respectivos factores de potencia según horario.

Para el cálculo del recargo por bajo factor de potencia debe tomarse en consideración lo indicado el apartado 3.2.c, de esta manera cuando un cliente posee el factor de potencia dentro de la tolerancia indicada no se le deberá realizar ningún cargo. No obstante, cuando se deba aplicar se utiliza la ecuación 3.1 para determinar el monto a pagar.

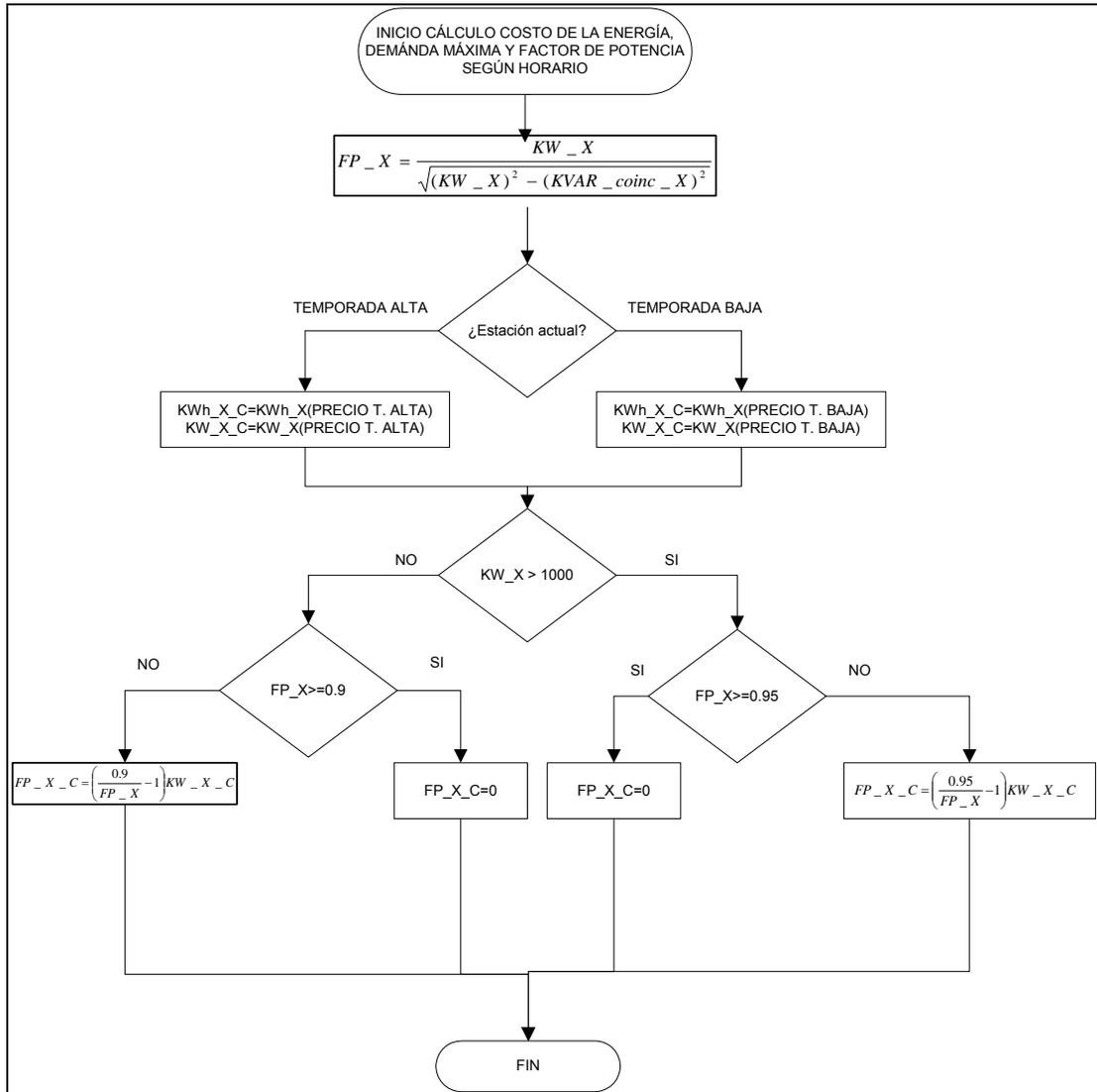


Figura 5.16 Algoritmo para el procedimiento de cálculo costo de la energía, demanda y factor de potencia

En lo que respecta al Alumbrado Público debe entenderse que se factura en función de la energía consumida, por lo tanto, en la Figura 5.15 se presenta el algoritmo de cálculo del alumbrado público de cual se puede ver que contempla la existencia de un límite de 50000 KWh. Esta es el máxima energía posible a facturar a un cliente por concepto de alumbrado público.

Un aspecto importante de dicho algoritmo es la evaluación del cambio de precio por fecha definida, ya que por lo general el pliego tarifario publicado en el periódico de la Gaceta indica cuándo rige el aumento o a partir de qué momento puede aumentar ó reducir el cobro por concepto de alumbrado público. Esta condición es evaluada en el algoritmo de la Figura 5.17.

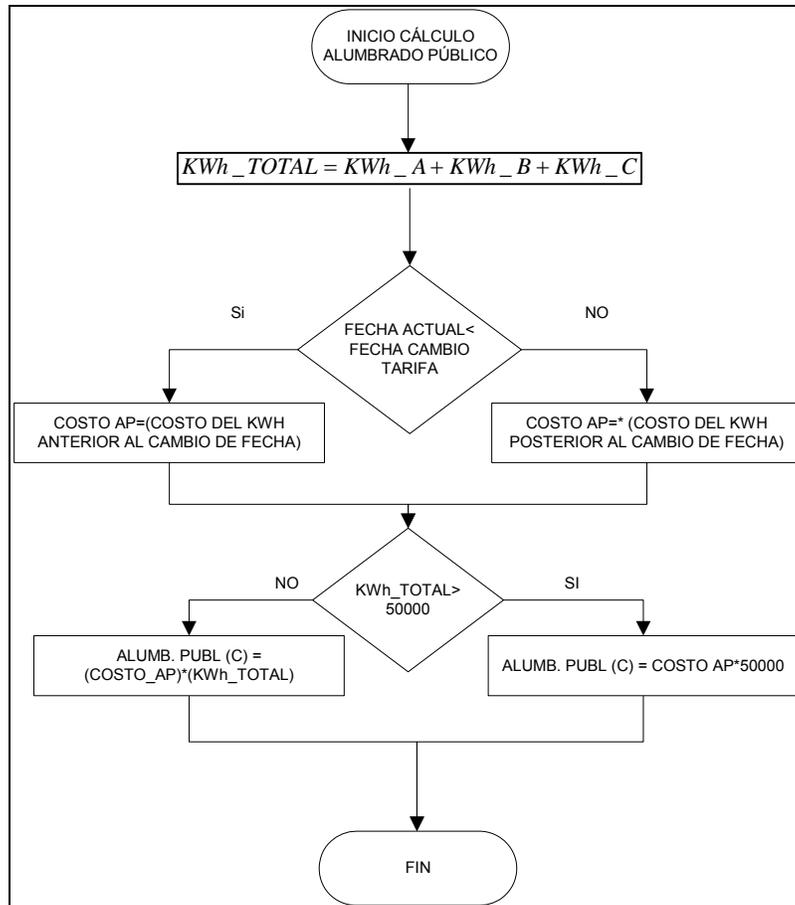


Figura 5.17 Algoritmo para el cálculo del Alumbrado Público

Respecto al impuesto de ventas, este se aplica únicamente al monto a facturar por concepto de Energía y Demanda únicamente. Es por ello que en el algoritmo se realiza la suma de los montos facturados en los diferentes periodos punta (A), valle (B) y nocturno (C) tanto de energía como demanda y se multiplica por el 13% de impuesto de ventas.

Algunos clientes pueden encontrarse exonerados de dicho pago en forma total o parcial para lo cual deberá modificarse el factor de multiplicación por el correspondiente a su caso.

Hasta aquí, se está actualizando constantemente los valores conforme se registren consumos o cambios de demanda y factor de potencia. Cuando se determine que ocurre un fin de periodo de facturación ya sea por la lectura automática predefinida o inicialización por parte de un lector a través del borrador de demanda del medidor, todos los registros son almacenados a variables similares denominadas al final con “_PB”.

El significado “_PB” proviene de las letras iniciales de la frase “previous billing” la cual significa previa facturación. Dicha nomenclatura es la utilizada normalmente por parte de las personas en medición.

Un aspecto importante al respecto es almacenar la energía acumulada con la cual arranca el nuevo periodo de facturación en sus diferentes periodos punta, valle y nocturna, así también la estación anterior a la actual, con el fin de realizar los cálculos.

5.2.3.2 Implementación del esquema de trabajo “Página Web”

El algoritmo de la Figura 5.15 para ser implementado en un medidor ION 8500 debió ajustarse a las capacidades propias de este medidor, tal que en su implementación final se muestra en la figura 5.18.

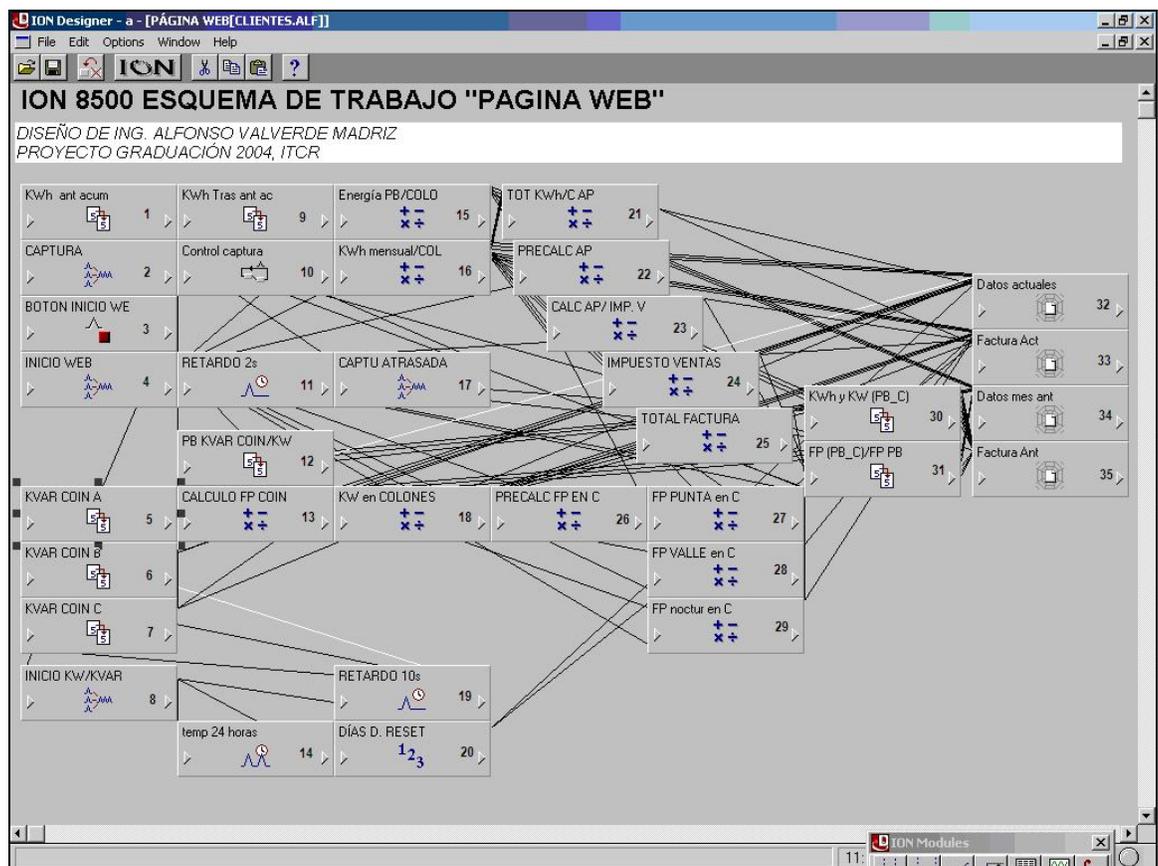


Figura 5.18 Programa implementado en el medidor ION8500 para el despliegue de la factura eléctrica por medio de páginas WEB

Para poder llevar a cabo su implementación se utilizaron los módulos descritos en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Resumen de los módulos ION utilizados en el programa para la página WEB

TIPO DE MODULO	NÚMERO DE MODULO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
DE ALMACENAMIENTO	1	KWh ant acum	Guarda el valor de energía acumulado del inicio del periodo
	5	KVAR COIN A	Guarda el valor de Demanda Máxima Punta y su potencia reactiva coincidente
	6	KVAR COIN B	Guarda el valor de Demanda Máxima Valle y su potencia reactiva coincidente
	7	KVAR COIN C	Guarda el valor de Demanda Máxima Nocturna y su potencia reactiva coincidente
	9	KWh tras ant ac	Guarda el valor de energía acumulado del periodo tras anterior
	12	PB KVAR COIN/KW	Guarda las Demandas Máximas horarias y sus potencias reactivas coind. del periodo anterior
	30	KWh Y KW (PB C)	Guarda los cobros de facturación horarios del periodo anterior (energías, demanda, FP)
UNIÓN DE PULSOS	31	FP (PB C)/FP PB	Guarda los cobros de facturación horarios del periodo anterior (I.V., Alumb Publ y total a pagar)
	2	CAPTURA	Emite un pulso para inicializar un nuevo Periodo de facturación
	4	INICIO WEB	Emite un pulso para inicializar todas las variables a partir de un Software o Hardware
PULSO EXTERNO	8	INICIO KW/KVAR	Emite un pulso para inicializar los módulos de almacenamiento 5,6 y 7
	17	CAPTU ATRASADA	Pulso utilizado para captura la energía acumu del periodo tras anterior
RETROALIMENTACIÓN	3	BOTON INICIO WE	Pulso externo a partir de software para inicializar las variables en cero
TEMPORIZADOR DE UN PULSO	10	CONTROL CAPTURA	Pulso de retroalimentación para ordenar el almacenamiento de la energía inicial del periodo
ARITMÉTICO	11	RETARDO 2s	Retardo utilizado en la inicialización de la página web para la garantizar variables en cero
	19	RETARDO 10s	Retardo utilizado para almacenar las demandas horarias y sus potencias reactivas del mes anterior
	13	CALCULO FP COIN	Calcula el factor de potencia punta, valle y nocturno
	15	ENERGÍA PB/COLO	Evalúa las energías horarias y su costo en colones del mes anterior
	16	KWh mensual/COL	Evalúa las energías horarias y su costo en colones del periodo actual
	18	KW en COLONES	Calcula el monto a cobrar por Máxima Demanda
	21	TOT KWh/C AP	Energías totales actuales y del periodo anterior. Fechas y precios para el alumbrado público
	22	PRECAL AP	Definición de precios actuales, anteriores y monto máximo a cobrar a cobrar por ALUMB PUB
	23	CALC AP/IMP V	Cálculo del alumbrado público actual y anterior. Total a pagar por energía y por demanda
	24	IMPUESTO VENTAS	Cálculo del impuesto de ventas. Aplica un 13%
	25	TOTAL FACTURA	Suma de todos los rubros facturados para obtener el total a cobrar
	26	PRECAL FP EN C	Precalcula el factor de potencia con los mínimos de 0.9 y 0.95
	TEMPORIZADOR PERIÓDICO	27	FP PUNTA EN C
28		FP VALLE EN C	Calcula el cobro por bajo factor de potencia Valle en función de la máxima demanda Valle
29		FP NOCTUR EN C	Calcula el cobro por bajo factor de potencia Nocturna en función de la máxima demanda Nocturna
CONTADOR	14	TEMP 24 HORAS	Se emite un pulso cada 24 horas a partir de la inicialización
PÁGINA WEB	20	DÍAS D RESET	contador de pulsos de 24 horas para llevar control de la cantidad de días facturados
	32	DATOS ACTUALES	Despliega los Valores Facturados en Tarifa MT con corte en ese instante
	33	FACTURA ACT	Despliega los Montos en colones Facturados con corte en ese instante
	34	DATOS MES ANT	Despliega los Valores Facturados en Tarifa MT del mes anterior
	35	FACTURA ANT	Despliega los Montos en colones Facturados del mes anterior

- a. Entendimiento del esquema de trabajo de la página WEB para la visualización de la factura a tiempo real.

Los valores de energía son registrados en el medidor en forma acumulativa, de manera tal que debe almacenarse la energía final del anterior periodo de facturación con el fin de obtener la diferencia entre la actual y la anterior, para obtener la energía consumida en el actual periodo de facturación.

De esta forma, los módulos 1 y 9 de la Figura 5.18 lo que almacenan dicha información a partir de la fecha de lectura o cuando se aplica una inicialización manual por parte del lector de medidores de la empresa eléctrica. Cabe mencionar que también almacenan la temporada a la cual corresponden dichos datos, esto por cuanto es necesario para determinar los precios que deben aplicarse.

El módulo 15 se encarga de realizar el cálculo aritmético de la energía total del periodo de facturación anterior y su equivalente en colones tomando en consideración la temporada dada para dichos datos.

El módulo 16 se encarga de realizar el cálculo aritmético de la energía hasta la fecha y su equivalente en colones tomando en consideración la temporada dada para dichos datos.

El modulo 21 está compartido con el cálculo de las energías totales tanto del periodo actual como del anterior y con el cálculo inicial para el monto a cobrar por alumbrado público. En este módulo se ingresa la fecha del cambio tarifario y el monto a cobrar por concepto de Alumbrado Público.

El módulo 22 realiza un precálculo de Alumbrado Público con el fin de determinar el costo a facturar por dicho rubro según la fecha en la que aplique el aumento, la cual está en el módulo anterior, además toma en consideración que no se debe cobrar por concepto de Alumbrado Público más allá de los 50000KWh, limitándolo a este valor.

El módulo 23 realiza el cálculo numérico para determinar el monto en colones a pagar por concepto de Alumbrado Público. También se aprovecha para ingresar los montos a pagar por concepto de impuesto los

cuales corresponden al monto total en colones por energía consumida y por demanda.

El módulo 24 únicamente se encarga de realizar el cálculo aritmético para obtener el monto total por concepto de impuesto de ventas fijado en un 13%.

El módulo 2 se encarga de agrupar en una sola salida un conjunto de pulsos. Para nuestro caso agrupa las señales de lectura automática y la inicialización manual por parte del lector. El resultado es enviado al módulo 12, 17, 30 y 31 quienes toman acciones según veremos más adelante para anunciar el corte de lectura para un nuevo periodo de facturación.

El módulo 3 es un módulo de pulso externo el cual se aplica a partir de software por medio de las pantallas diseñadas en el Programa Vista. Dicho botón se utiliza para inicializar los valores en cero y su salida se denomina “INICIO MANUAL”.

El módulo 4 se encarga de agrupar en una sola salida un conjunto de pulsos. En este caso agrupa las señales de “INICIO MANUAL” y “MASTER RESET” la cual posee el medidor a nivel de hardware por medio de un botón oculto . El resultado es a la mayoría de los módulos en estudio para inicializar sus valores en cero. Cabe rescatar que inicialización podrá realizarse vía software como vía hardware.

El módulo 11 realiza una temporización de 2 segundos. Su inicio se da a partir de la señal de inicialización de la página web y su salida se denomina “CAPTU AL INICIO”

El módulo 17 se encarga de agrupar en un sola salida un conjunto de pulsos. En este caso agrupa las señales de “CAPTU AL INICIO” y la salida del módulo 2 llamada “CAPTURA”. Esta señal permite registrar los valores tras anteriores de facturación del módulo 9 para ser utilizados en el cálculo de energía.

Los módulos 5, 6 y 7 guardan la información de demanda máxima punta, valle y nocturna respectivamente con sus respectivos valores de demanda reactiva coincidentes. Estos registros son activados a partir de las salidas de los módulos de demanda deslizante que posee el medidor y son utilizados para almacenar dichas entradas.

El módulo 8 se encarga de agrupar en un sola salida un conjunto de pulsos. En este caso agrupa las señales de “MASTER RESET”, “INICIO MANUAL”, de lectura automática y la inicialización manual por parte del lector. Esta señal permitirá registrar los valores previos de facturación en lo que respecta a demanda.

El módulo 19 emite un pulso único de 10 segundos, de manera tal que, cuando ocurre un cambio de registros de demanda estos permanezcan por diez segundos con el fin de mantener dichos datos estables para ser almacenados en los registros de datos previos a la facturación.

El módulo 14 realiza una temporización periódica de 24 horas, es decir, transcurridas 24 horas se obtiene un pulso en su salida.

El módulo 20 es un contador de pulsos y es quien recibe el pulso de salida del módulo 14 con el fin de indicar la cantidad de días transcurridos desde la última lectura o inicialización del medidor.

El módulo 12 es quien almacena la información de la demanda máxima punta, valle y nocturna con sus respectivos valores de demandas reactivas coincidentes.

El módulo 13 es quien realiza el cálculo aritmético del factor de potencia en los periodos punta, valle y nocturna a partir de la demanda real y reactiva utilizando la ecuación matemática (3.7)

El módulo 18 es quien realiza el cálculo aritmético para obtener el monto a cobrar por demanda punta, valle y nocturna según la temporada de acuerdo con el pliego tarifario introducido para tal efecto.

El módulo 26 es el módulo aritmético que realiza un precálculo para discernir más adelante si el factor de potencia debe facturarse por debajo de 95% o 90%.

Los módulos 27, 28 y 29 son los aritméticos cuyas entradas contempla los cálculos previos tales como demanda máxima, factor de potencia coincidente, cobro por bajo factor de potencia con demanda superior a 1000 KW, cobro por bajo factor de potencia con demanda inferior o igual a 1000 KW, todo ello para los periodos punta, valle y nocturna respectivamente.

Los módulos 30 y 31 son quienes almacenan todos los valores previos a un periodo de facturación tales como energía, demanda, factor de potencia, tanto como variable eléctrica como por monto puesto al cobro, impuesto de venta, alumbrado público y monto total puesto al cobro.

Los módulos 32, 33, 34 y 35 son módulos cuyas entradas son desplegadas en una página WEB. En la Figura 5.19, 5.20, 5.21 y 5.22 se presentan las pantallas finales con los datos desplegados según el interés y su descripción se detalla a continuación.

El módulo 34 tiene como entradas los datos tanto de energía, demanda máxima y factor de potencia en todos los periodos horarios punta, valle y nocturna del periodo de facturación anterior. En la figura 5.19 se muestra dichos valores con el título de la tabla denominado “Valores Facturados en TMT del mes anterior”, esta información podrá ser utilizada por el usuario como información de primera mano para comparar la facturación actual.

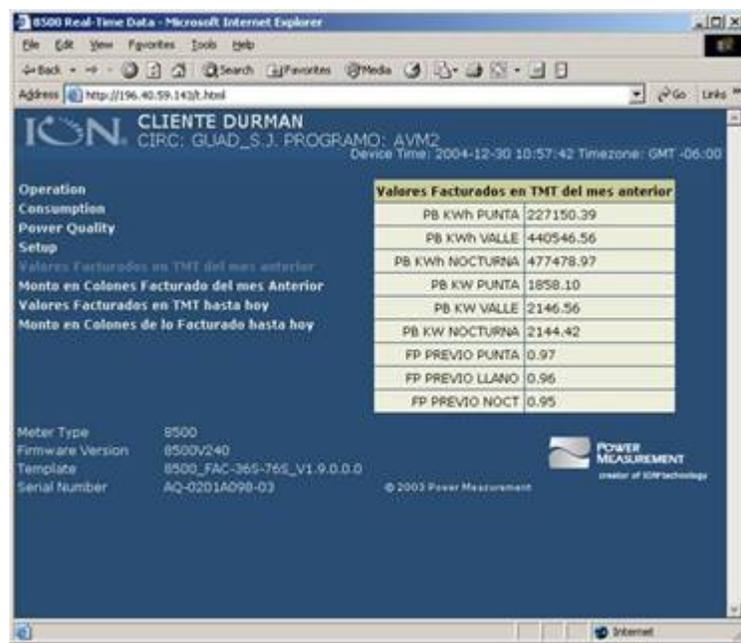


Figura 5.19 Página WEB de los valores facturados en TMT del mes anterior.

El módulo 35 tiene como entradas los montos facturados tanto de energía, demanda máxima y factor de potencia en todos los periodos horarios punta, valle y nocturna, impuesto de ventas, alumbrado público y el Total a pagar del periodo de facturación anterior. En la Figura 5.20 se muestra dichos valores con el título de la tabla denominado “Monto en Colones Facturado del mes anterior”, esta información podrá ser utilizada por el usuario como información de primera mano para comparar el monto actual a facturar.

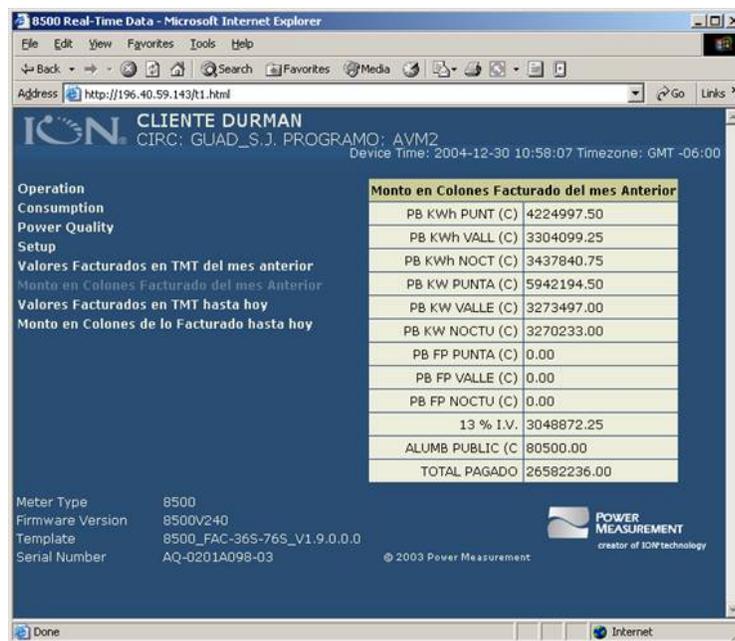


Figura 5.20 Página WEB donde se muestra el desglose de los rubros facturados en colones del mes anterior

El módulo 32 tiene como entradas los datos tanto de energía, demanda máxima y factor de potencia en todos los periodos horarios punta, valle y nocturna del periodo de facturación actual, hasta donde la hora de medidor se indica en la pantalla. En la figura 5.21 se muestra dichos valores con el título de la tabla denominado “Valores Facturados en TMT hasta hoy”, esta información podrá ser utilizada por el usuario para monitorear el consumo

del mes en cuestión, tomar medidas para control diario del consumo, monitorear el registro de la máxima demanda y monitorear el factor de potencia de la empresa para evitar ser penalizado.

En la Figura 5.21 se muestra el contador de días transcurridos desde la última inicialización de demanda, ya sea por acción manual de un lector o por aplicarse la lectura automática definida en el programa. Los días transcurridos le permiten a los clientes conocer el comportamiento de la factura en función del avance del mes.

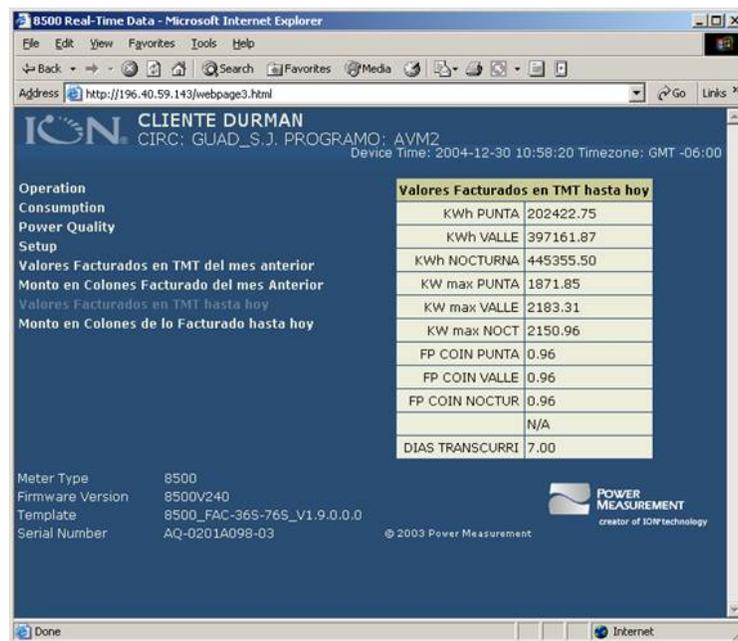


Figura 5.21 Página WEB de los valores facturados en TMT hasta hoy

El módulo 33 tiene como entradas los montos facturados tanto de energía, demanda máxima y factor de potencia en todos los periodos horarios punta, valle y nocturna, impuesto de ventas, alumbrado público y el Total hasta la fecha indicada en dicha página. En la figura 5.22 se muestra dichos valores con el título de la tabla denominado "Monto en Colones de

lo Facturado hasta hoy”, esta información podrá ser utilizada por el usuario para determinar el costo por unidad producida en forma diaria, un control del monto a pagar por concepto de demanda máxima, el cobro por bajo factor de potencia para analizar la factibilidad de corrección por tiempo de recuperación de la inversión y finalmente, determinar con anticipación el monto total a pagar en la factura eléctrica.

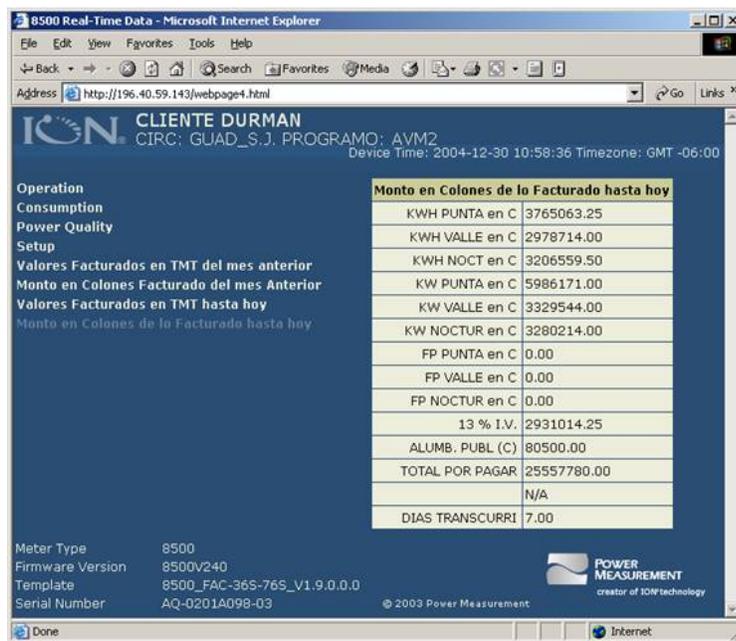


Figura 5.22 Página WEB donde se muestra el desglose de los rubros facturados hasta hoy

b. Modificaciones en el pliego tarifario.

Cuando se requiera realizar algún cambio producto de cambios de precios de venta en la energía y demanda, cambio en los cargos por alumbrado público ó cuando algún cliente reciba algún tipo de exoneración ya sea parcial ó total podrán realizarse los cambios a conveniencia de la empresa eléctrica y estos se actualizarán en forma instantánea con solo modificar los módulos que se detallan en la tabla 5.7

Tabla 5.7 Módulos modificables ante cambios tarifarios

TIPO DE MODULO	NÚMERO DE MODULO	NOMBRE	MODIFICAR EN CASO DE CAMBIO TARIFARIOS		
			ENERGÍA Y DEMANDA	ALUMBRADO PÚBLICO	ARANCELES
ARITMÉTICO	15	ENERGÍA PB/COLO	x		
	16	KWh mensual/COL	x		
	18	KW en COLONES	x		
	21	TOT KWh/C AP		x	
	24	IMPUESTO VENTAS			x

5.2.4 Software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo”

Los medidores de energía eléctrica electrónicos cuentan con memoria que permite almacenar en intervalos de 15 minutos las lecturas de información que se les halla programado. Utilizando el software del fabricante del medidor estos datos se pueden exportar a archivos tipo texto o planos de manera que una rutina de lectura secuencial lo importe y almacene en una base de datos para su análisis o uso según se necesite.

Para leer el archivo tipo texto se decidió desarrollar una aplicación utilizando el Lenguaje de Programación Visual Basic V6.0 SP5, este tiene la característica de universalidad o sea la gran mayoría de los programadores lo conocen, lo que facilitaría el mantenimiento futuro. Otro detalle es que su fabricante Microsoft le brinda soporte y mejoras diariamente por lo que no va a quedar obsoleto en poco tiempo, además el sistema operativo más común es Windows por lo que existe completa compatibilidad entre la aplicación que se desarrolló y el ambiente de trabajo de las computadoras.

Para la base de datos se tenía que utilizar una que no fuera costosa y que además la mayoría de las empresas la tuvieran, por lo tanto se eligió MSAccess V2000. Este programa también fabricado por Microsoft forma parte del paquete

MSSQL Server. Tiene características similares a las bases de datos relacionales robustas como por ejemplo (Oracle, SQLServer, Sybase), es completamente compatible con el Visual Basic, se puede consultar utilizando la tecnología ADO (Activex Data Object) de Microsoft y su mantenimiento muy sencillo al semejarse al de una hoja de cálculo. La versión 2000 ofrece además mayor capacidad de almacenamiento de información, hasta 2GB de información que equivalen a un poco más de 2 millones de registros .

Para la presentación de reportes y gráficos se utiliza la hoja de cálculo MSExcel de Microsoft. Esta hoja es muy popular y la mayoría de los usuarios de computadoras la conocen por lo que el proceso de capacitación e instalación del programa es rápido. La versión 2000 ofrece completa compatibilidad con los objetos Activex de Visual Basic y además fue diseñada para funcionar con Window2000, con cuya plataforma cuentan la mayoría de las computadoras personales hoy.

5.2.4.1 Desarrollo en Visual Basic del software para la determinación de umbrales

La interfaz gráfica se eligió en ambiente XP de esta forma el programa tiene una presentación moderna, con herramientas actualizadas y con lo último en manipulación de datos. Los íconos grandes dan sensación de espacio y además el programa es muy amigable para el usuario lo que invita a su uso y favorece que rápidamente aprenda a usarlo.

El archivo de texto que contiene la información puede ser generado por dos fuentes: una es la Red Informática de Medición (RIME) y la otra es el medidor ION8500 que se encuentra instalado en el cliente.

Los datos del RIME deben ser solicitados a la Sección Administración de Energía de la CNFL S.A. mientras que los datos del medidor ION8500 se extraen a partir del software ION SETUP de Power Measurement que interroga el propio cliente a través de su propia red.

El formato con que Power Measurement presenta la información es la siguiente:

```
“Date/Time,kWh del int,kVARh del int,kWh rec int,kVARh rec int
07/10/2004 05:15:00.000 PM,0.000000,0.000000,0.000000,0.000000
07/10/2004 05:30:00.000 PM,0.000000,0.000000,0.000000,0.000000
07/10/2004 05:45:00.000 PM,0.000000,0.000000,0.000000,0.000000”
```

Este archivo se abre en el Visual Basic, a partir de la segunda línea y hasta el fin del archivo se extrae: fecha, hora, KVAR entregados y kWh entregados.

En el RIME el formato de los datos es el siguiente:

```
,,,04HMT,04HMT
,,,3008160320,3008160320
,,,9904370000,9904370000
,,,kVarhD,kWhD
2004,08/01,00,00:00,76.821,153.563
2004,08/01,00,00:15,77.844,148.129
2004,08/01,00,00:30,81.624,157.224
2004,08/01,00,00:45,83.711,162.619
2004,08/01,01,01:00,83.869,160.453
```

Este archivo se abre en el Visual Basic, de la segunda línea se extrae la localización y a partir de la quinta línea y hasta el fin del archivo se extrae: año, mes_día, hora, KVAR entregados y kWh entregados.

En el Visual Basic se incluye una referencia a una conexión de base de datos con tecnología ADO (Activex Data Object). Esta es más segura y rápida además de ser la forma más moderna y estándar para manipular bases de datos que ofrece Microsoft.

Toda la información es almacenada en la base de datos cuya estructura se muestra en la tabla 5.8.

Tabla 5.8 Estructura de la base de datos

Nombre del campo	Tipo de datos
KW_Del	Número
KVAR_Del	Número
julianDate	Texto
Fecha	Texto
File	Texto
Hora	Número
año_mes	Texto
Localización	Texto
Día	Número

Con el fin de hacer que las búsquedas se hagan lo más rápido posible, se decidió guardar en una sola tabla toda la información. Para la manipulación de fechas además de este campo se guardan por separado el día, hora, año, mes y un número juliano

Para generar reportes se diseñó un módulo generador de reporte que utiliza un objeto ActiveX llamado MSEXcel capaz de abrir una hoja de MSEXcel e interactuar con ella como un usuario más. Este módulo de automatización permite extraer los datos de un mes específico y cargarlos en la hoja MSEXcel

donde una serie de fórmulas implementadas generan los cálculos y gráficas necesarias para el análisis de tarifas y reportes

La automatización fue necesaria debido a que en un día se tienen 96 intervalos, estos deben ordenarse cronológicamente desde el primer día hábil hasta el último del mes. Además se requiere otra columna con los datos ordenados de mayor a menor, otra con los datos ordenados de menor a mayor y una cuarta con todos los datos del mes. Sin la automatización este trabajo tomaría mucho tiempo, lo cual haría imposible su manipulación.

5.2.4.2 Algoritmos y diagramas de flujo del programa

La aplicación consta de dos módulos:

1. Módulo de carga de información.
2. Módulo de generación de reportes.

Para el módulo de carga la lógica del programa es la siguiente:

- A) Solicitar al usuario que indique el nombre del archivo que desea importar.
Si no existe o no es válido desplegar un mensaje de error.
- B) Abrir el archivo de texto.
Si no se pudo abrir desplegar un mensaje de error indicándolo
- C) Leer la primer línea del archivo y determinar si corresponde a un medidor ION8500
Si no corresponde a un medidor ION8500 desplegar un mensaje de error.
- D) Leer las líneas siguientes y extraer la información que se necesita
- E) Desplegar mensaje cuando finaliza la búsqueda.

El diagrama de flujo de este proceso se muestra en la figura 5.23

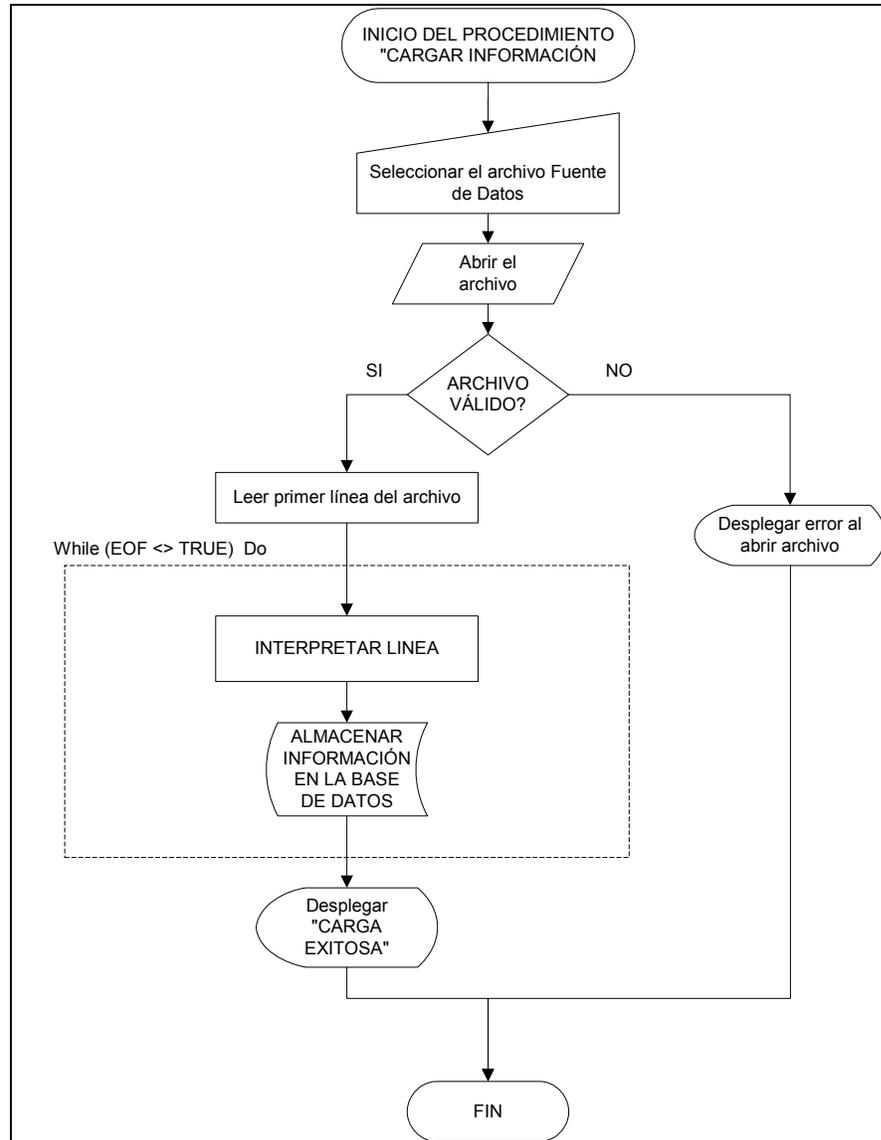


Figura 5.23 Algoritmo para la carga de datos a la base de datos

Para el módulo generador de reportes la lógica de programación es la siguiente:

- A) Solicitar al usuario que indique el nombre del archivo donde desea guardar la hoja de MSEXcel.
Si el usuario no indica el nombre o no es válido desplegar un mensaje de error.
- B) Solicitar al usuario que indique el año y mes a analizar.
Si el usuario no lo indica o hay un error de formato desplegar un mensaje de error.
- C) Buscar todos los intervalos de demanda del mes a estudiar y ordenarlos cronológicamente.
Si no hay datos enviar mensaje de error y terminar el proceso.
- D) Buscar todos los intervalos de demanda del mes a estudiar y ordenarlos del valor de energía menor al mayor.
Si no hay datos enviar mensaje de error y terminar el proceso.
- E) Buscar todos los intervalos de demanda en horario punta del mes a estudiar y ordenarlos del valor de energía menor al mayor.
Si no hay datos enviar mensaje de error y terminar el proceso.
- F) Buscar todos los intervalos de demanda en el horario valle del mes a estudiar y ordenarlos del valor de energía menor al mayor.
Si no hay datos enviar mensaje de error y terminar el proceso.
- G) Buscar todos los intervalos de demanda en el horario nocturno del mes a estudiar y ordenarlos del valor de energía menor al mayor.
Si no hay datos enviar mensaje de error y terminar el proceso.
- H) Abrir el objeto Excel y cargar los datos en la hoja predeterminada.
- I) Finalizar el proceso.

El diagrama de flujo que describe el algoritmo anterior se muestra en la Figura 5.24. Los detalles de la operación y uso de este software se muestran en el apéndice A.2 sobre el manual de usuario. Cabe indicar que el manual de instalación fue desarrollado pero solo es mencionado solamente en la bibliografía.

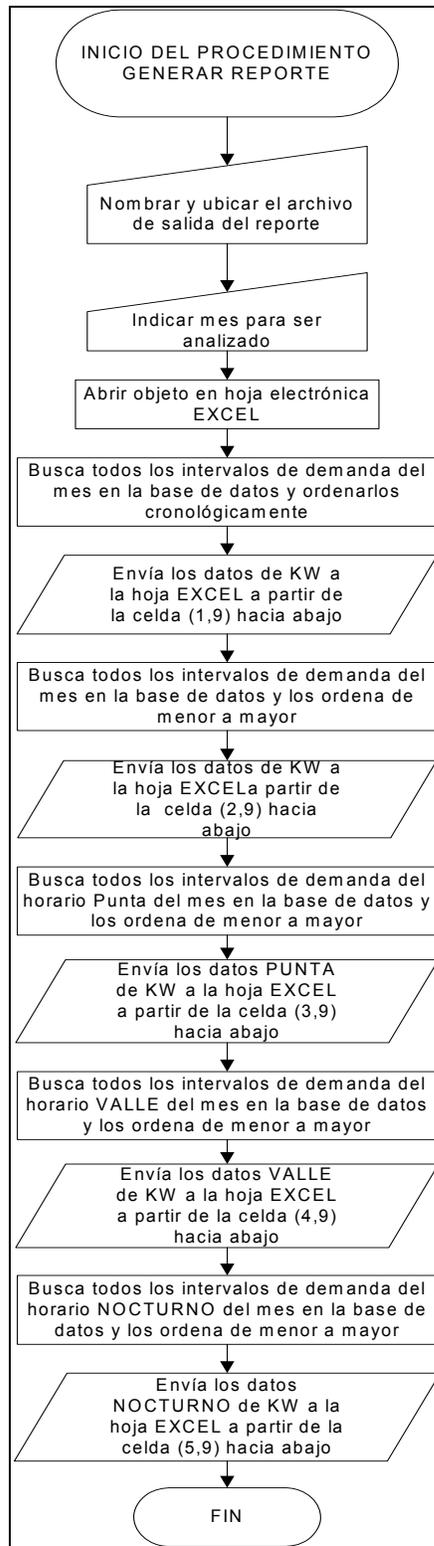


Figura 5.24 Algoritmo para el procedimiento de generación de reporte

Capítulo 6: Resultados y Análisis

6.1 Resultados

Objetivo de hardware:

La Figura 6.1 muestra el prototipo de control de demanda para efectuar las implementaciones de programación y aplicar los protocolos de medición.

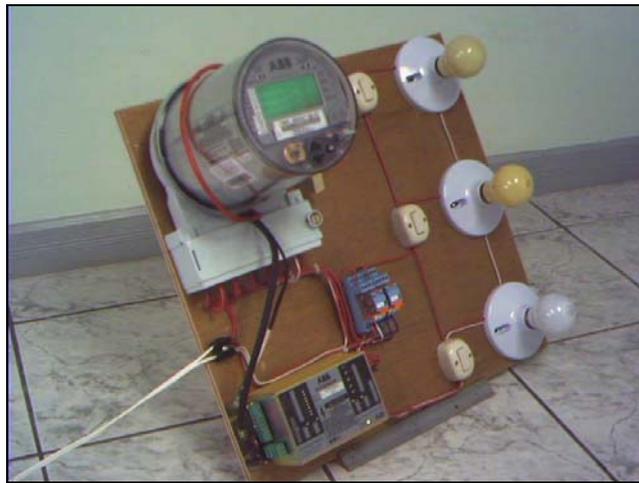


Figura 6.1 Prototipo implementado para pruebas y demostración del funcionamiento del Control de Demanda Predictivo

Este prototipo cumple con las funciones implementación para prueba de los programas diseñados (Control de demanda predictivo y visualización por WEB de la facturación a tiempo real) y evaluar los protocolos de medición los cuales se adjuntan el apéndice A.3

Objetivo de implementación:

Como un objetivo de implementación se instaló el sistema de control de la demanda en un cliente modelo, ésta implementación se realizó en la empresa

Plásticos Modernos localizada en la Rivera de Belén, 400 metros oeste de Firestone.

En la Figura 6.2 se muestra el punto de entrega de energía por parte de la CNFL S.A. a dicha empresa; el circuito que alimenta esta empresa está configurado como estrella a 20125/34500 Voltios. Para manipular esta tensión se utilizan transformadores de corriente y tensión por fase para transformar estas variables en valores que pueden ser manipulados por personal humano y equipos electrónicos tal como 120/208 voltios y corrientes menores a 5 amperios. En la Figura 6.2.a se muestran dichos equipos en la parte superior del poste; en la parte inferior se encuentra el gabinete de medición, este se detalla en la Figura 6.2.b donde se presentan los medidores para facturación y el medidor que realiza el control de demanda.

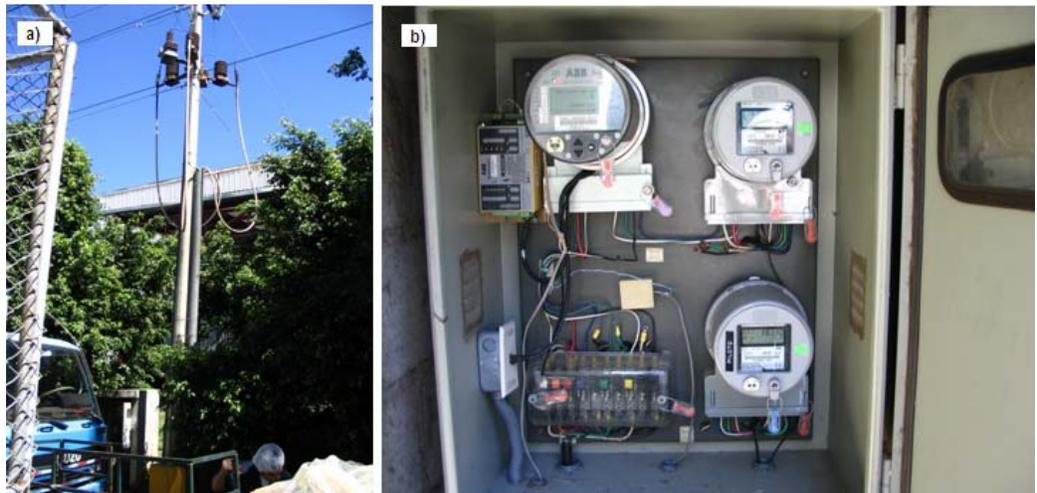


Figura 6.2 a) Sistema de medición en primario,
b) Equipo de medición para facturación y control

Para julio del 2004 se implementó un sistema de control de demanda simple, únicamente determinaba el valor umbral de demanda en todo momento, sin considerar si era necesario tal y como lo indica el tipo de tarifa aplicada al cliente.

En la Figura 6.3 se muestra el diseño realizado por el cliente para realizar la desconexión de las cargas no significativas. La intención del cliente es a partir de las señales de contactos de baja potencia entregados por la CNFL, elevar su valor de tensión a partir de contactores de potencia y controlar así los equipos que pueden sacarse de operación sin afectar su producción.



Figura 6.3 Conjunto de contactores para la desconexión de cargas no significativas

La Figura 6.4 muestra un molino cuyo motor es de 100 HP (74.570 KW) y su principal función es realizar la molienda de todo el plástico sobrante o material de desperdicio que es producido por la misma planta.

La potencia de dicho equipo es muy variable, producto de la capacidad con la cual las cuchillas trituradoras deben operar, de tal modo que cuando el plástico reciclado es inicialmente molido presenta potencias instantáneas muy altas pero en tiempos muy cortos (segundos).



Figura 6.4 Molino para reciclaje de materia prima con motor de 100 HP

La Figura 6.5 muestra las líneas termoformadoras donde se producen envases plásticos, estos equipos son muy variables respecto al consumo de potencia y no son parte de la línea de producción final, por el contrario, pueden producir en diferentes horas y almacenar producción.



Figura 6.5 Líneas de producción denominadas termoformadoras

La Figura 6.6 muestra un máquina que realiza el moldeado de láminas acrílicas para puertas de baño. En esta máquina está conformada en su mayor parte de resistencias con el fin de producir calor, las cuales son desconectadas como

última medida para evitar se incremente la demanda por encima de los umbrales definidos.



Figura 6.6 Línea de producción para decoración de lámina plástica

Objetivos del Software:

A principios de noviembre se implementó el sistema de control de demanda en función de la Tarifa Media Tensión, adicionalmente se incorporaron las herramientas de visualización de la factura a tiempo real y el software de determinación de umbrales de demanda para el Sistema de Control de Demanda Predictivo, para el cliente Plásticos Modernos.

En la Figura 6.7 se muestra la factura del mes de Diciembre 2004 en función de variables eléctricas y en la Figura 6.8 en función de los montos a cobrar en moneda nacional (Colones) como resultado de la herramienta implementada en el medidor para desplegar la facturación.

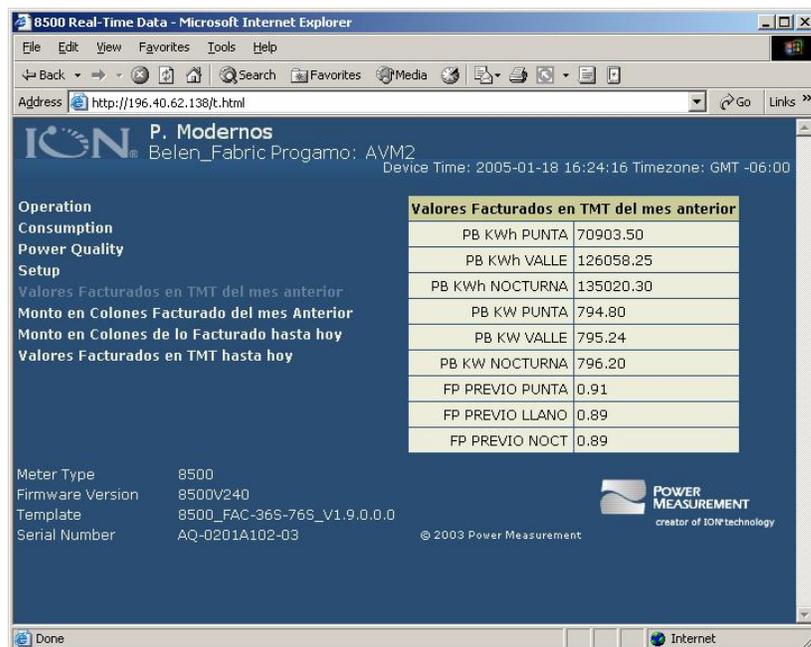


Figura 6.7 Facturación en variables eléctricas del mes de Diciembre 2004 por parte del medidor que realiza el control de demanda

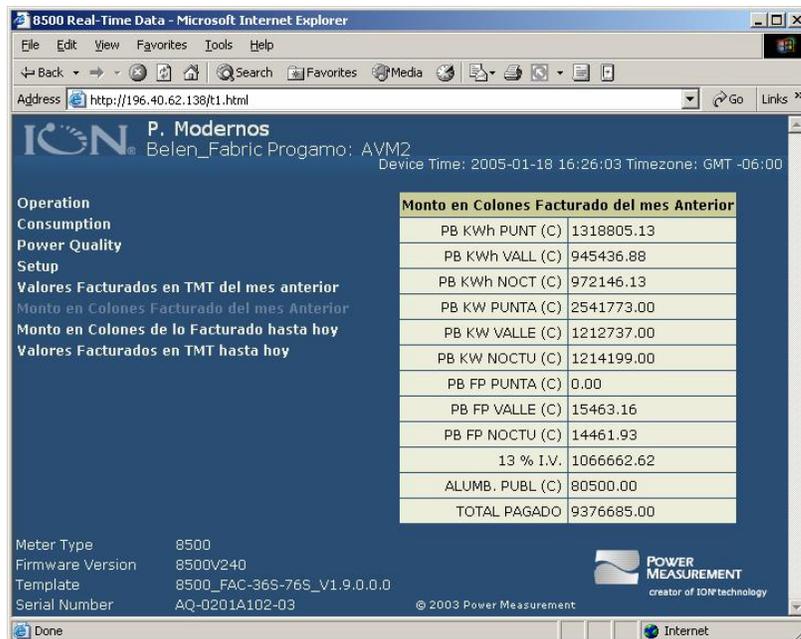


Figura 6.8 Facturación en moneda nacional (colones) para el mes de Diciembre 2004 por parte del medidor que realiza el control de demanda

Para efectos de ingreso de los valores umbrales de desconexión, se diseñó en el programa Vista del ION Enterprise, una pantalla donde se enlazan los módulos automáticamente con el medidor a evaluar, así por ejemplo, para el caso del cliente Plásticos Modernos, los valores de desconexión son los mismos en todos los periodos (Punta, Valle y Nocturna) pero está diseñado para que se introduzcan valores diferentes. La Figura 6.9 muestra la pantalla de ingreso, visualización de datos y estados de las salidas y los periodos del día.

En la pantalla de la Figura 6.9 podrá el usuario activar o desactivar los valores umbrales a partir de los interruptores. Cada periodo activo se despliega a partir de la luz verde indicadora al lado de su nombre. En forma independiente se tiene un gráfico de demanda predictiva con 2 intervalos de demanda (30 minutos) y otro de demanda para cada periodo Punta, Valle y Nocturno. En la parte superior se muestra la Demanda General para sistemas de medición no horarios y la potencia instantánea registrada por el medidor.

La adquisición de datos para visualización e ingreso de los valores umbrales se realiza en línea entre el Servidor ION de la CNFL S.A. y el medidor instalado en el cliente a través de conexión por Internet. Esto permite evaluar al cliente a tiempo real con el fin de darle seguimiento y realizar los ajustes al programa en caso necesario sin necesidad de visitarlo, ahorrando tiempo y costos administrativos.

En el caso de la CNFL no existe ningún inconveniente para la toma de datos, sino, es el cliente quien debe dar acceso para que a través de IP público de la CNFL S.A. ingrese directamente al IP asignado al medidor por los puertos 80 y 7700. No se registraron problemas que impidieran esta comunicación, la cual ha sido aprovechada para realizar las lecturas del medidor para fines de facturación.

Finalmente, se logró realizar un software que procesara la información extraída del medidor por parte del cliente a través de su intranet dando como resultado final un reporte de determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo. Este reporte se muestra en el apéndice A.6.

En dicho reporte se realiza una evaluación total de las diferentes posibles tarifas aplicadas a los grandes consumidores, con el fin de determinar el efecto económico a obtener a partir de los valores de umbrales de demanda definidos.

Cabe indicar que dicho reporte no requiere más que el ingreso de los 4 valores umbrales posibles, 3 para tarifa TMT y 1 para tarifa general o industrial. Adicionalmente se muestra al final del reporte el pliego tarifario con el cual se realizaron los cálculos.

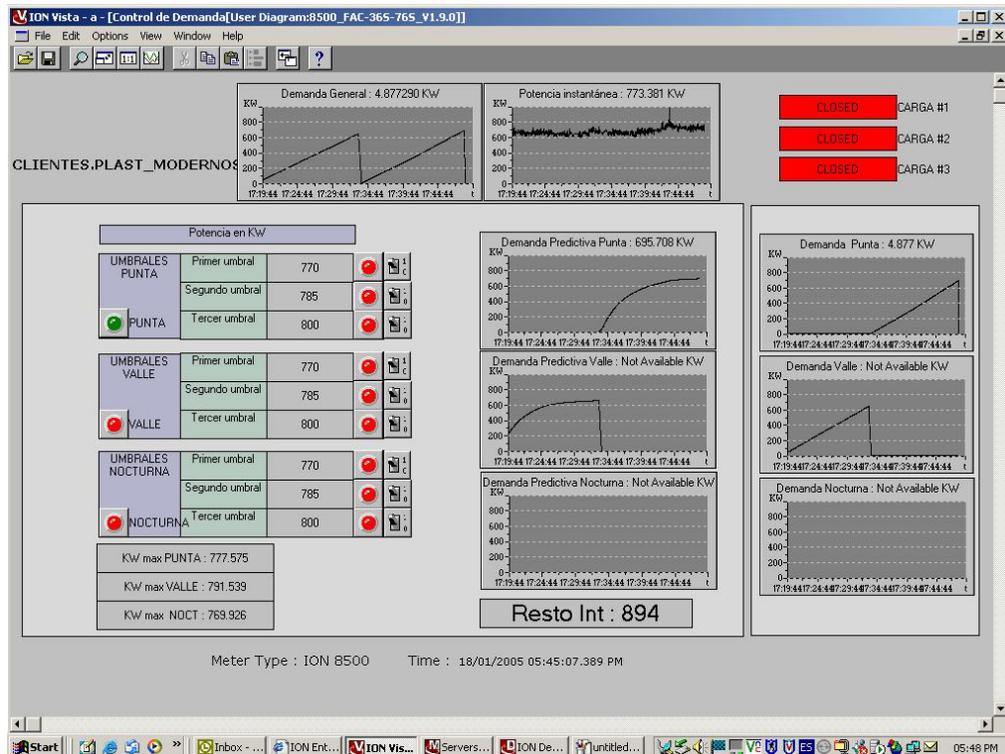


Figura 6.9 Pantallas de control a partir del Software VISTA del ENTERPRISE 5.0

Objetivos de documentación:

Los sistemas de medición ION8500 deben ser programados por personal técnico calificado, sin embargo, no por ello debe permitirse acceder a las programaciones del medidor directamente y debe facilitarse la programación de los mismos a través de manuales.

Considerando lo anterior, se realizaron los manuales de programación del medidor y de Inicialización del medidor a partir del software ION Enterprise con el fin de que puedan programarse tantos medidores como sean necesarios por parte del personal de la Sección Laboratorio de Medidores de la CNFL S.A. Esta documentación por su volumen y contenido técnico es mencionado solamente en la bibliografía.

También se elaboraron los manuales de instalación y la Guía de Usuario del software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo”. Estos manuales facilitan la distribución y manejo adecuado del software por parte del cliente sin necesidad de ser un experto. En el apéndice A2 se muestra el manual de guía del usuario para el software desarrollado en Visual Basic.

Objetivo General:

En la Tabla 6.1 se muestra el histórico de consumo y demanda registrado por el cliente Plásticos Modernos, el cual fue obtenido a partir del reporte histórico del Sistema Administrativo de Servicio Eléctrico (SASE). En el apéndice A.7 se adjunta el Informe Histórico de Consumo de dicho cliente.

Tabla 6.1 Histórico de consumo y demanda de la empresa Plásticos Modernos

MES	ENERGIA (KWH)			DEMANDA (KW)			FACTOR DE POTENCIA (%)			MONTO FACTURADO (COLONES)
	punta	valle	nocturno	punta	valle	nocturno	punta	valle	nocturno	
SEP 03	82890	147037	150856	804	838	788	92	92	92	7,712,200
OCT	80790	141315	150835	780	785	764	92	91	90	7,904,115
NOV	80727	145985	154308	795	842	737	94	80	94	8,657,000
DIC	68341	123552	132843	816	881	801	91	92	91	8,205,545
ENE 04	73609	130898	133047	827	885	801	90	91	89	13,117,150
FEB	76290	137433	134858	834	870	730	88	91	89	13,190,235
MAR	83385	146330	145475	844	870	787	91	88	92	13,690,525
ABR	70052	128968	145475	780	814	696	91	93	92	12,565,440
MAY	84096	147693	155008	821	855	801	92	92	91	13,714,250
JUN	92205	161936	168133	862	918	779	91	92	92	14,486,790
JUL	95938	166411	167329	801	801	798	90	90	90	14,138,880
AGO	81026	139104	153221	774	774	755	90	90	90	14,696,475
SEP	74592	127442	140490	780	790	745	91	90	91	9,336,200
OCT	94666	166207	183002	806	797	800	89	91	90	10,663,500
NOV	89293	159680	167900	800	802	790	92	91	91	10,311,415
DIC04	70957	125763	135128	798	788	796	88	89	89	9,453,475

Para realizar el estudio de los valores de umbral en los diferentes periodos punta, valle y nocturno se utilizó el software desarrollado en este proyecto denominado “Determinación de umbrales de demanda para el Sistema de Control de Demanda Predictivo”. Para ello se utilizó el historial de cada 15 minutos almacenados en la base de datos del Sistema Informático de Medición de la CNFL S.A. (RIME) el cual inicia desde del mes de septiembre 2003 hasta diciembre 2004. En el apéndice A.6 se presenta un reporte evaluativo del sistema de control de demanda para la determinación de los umbrales.

A partir de este software se realizaron los diferentes reportes para la determinación de umbrales durante los 16 meses obteniéndose los siguientes resultados mostrados en la tabla 6.2 y 6.3

Tabla 6.2 Total de horas a recortar a partir de un umbral moderado y su ganancia económica por obtener

MES EN ESTUDIO	DEMANDA MÁXIMA EN TARIFA GENERAL	PUNTA		VALLE		NOCTURNA		Ganancia mensual
		Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 800KW	Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 800KW	Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 800KW	
Sep-03	838	804	0.25	838	2.5	788	0	€70,487.00
Oct-03	785	780	0	785	0	764	0	€0.00
Nov-03	842	795	0	842	1	737	0	€61,372.47
Dic-03	881	816	1.5	881	12.5	801	0.25	€168,830.25
Ene-04	885	827	1.5	885	7.25	801	0.25	€453,563.69
Feb-04	885	834	1	870	4.75	730	0	€416,351.05
Mar-04	871	844	4	871	5.75	787	0	€464,396.65
Abr-04	823	780	0	814	0.5	696	0	€56,904.14
May-04	855	821	0.5	855	5.25	801	0.25	€309,618.62
Jun-04	918	862	3.5	918	12.25	779	0	€725,643.79
Jul-04	897	801	0.25	801	0.25	798	0	€7,233.65
Ago-04	774	774	0	774	0	755	0	€0.00
Sep-04	790	780	0	790	0	745	0	€0.00
Oct-04	806	806	0.75	797	0	800	0.25	€20,602.71
Nov-04	907	800	0.25	802	0.25	790	0	€4,094.39
Dic-04	797	797	0	788	0	796	0	€0.00
TOTAL DE AHORRO :								€2,759,098.40

Tabla 6.3 Total de horas a recortar a partir de umbrales agresivos y su ganancia económica por obtener

MES EN ESTUDIO	DEMANDA MÁXIMA EN TARIFA GENERAL	PUNTA		VALLE		NOCTURNA		Ganancia mensual
		Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 770KW	Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 770KW	Demanda máx. (KW)	Horas a recortar a partir de 750KW	
Sep-03	838	804	3.75	838	8.75	788	3	€263,719.05
Oct-03	785	780	0.5	785	1	764	1	€74,160.78
Nov-03	842	795	1.5	842	4.25	737	0	€182,914.87
Dic-03	881	816	6.25	881	23.5	801	9.5	€380,070.25
Ene-04	885	827	6.75	885	18.75	801	1.75	€787,613.69
Feb-04	885	834	1.5	870	12.25	730	0	€659,951.05
Mar-04	871	844	9.25	871	13	787	2.5	€774,408.66
Abr-04	823	780	0.75	814	2	696	0	€219,527.34
May-04	855	821	2.5	855	11	801	3	€643,668.62
Jun-04	918	862	7.75	918	22.5	779	3.25	€1,021,125.91
Jul-04	897	801	5	801	7.5	798	4	€337,759.72
Ago-04	774	774	0.25	774	1.25	755	0.5	€43,722.06
Sep-04	790	780	1.75	790	0.75	745	0.25	€65,055.49
Oct-04	806	806	8	797	15.5	800	13.5	€233,650.51
Nov-04	907	800	5.5	802	10	790	5.25	€206,095.09
Dic-04	797	797	3	788	3.75	796	3.5	€182,286.52
TOTAL DE AHORRO :								€6,075,729.60

Resultados varios:

Se realizó una entrevista al Ing. Federico Salas Campos, Jefe de Mantenimiento de la empresa Plásticos Modernos. Él fue la persona de enlace y con quien se coordinó para la implementación del Sistema de Control de Demanda.

En la Tabla 6.4 se presenta el resumen a las preguntas más importantes formulas y sus respuestas. Así también se correlaciona la respuesta con el valor institucional de la CNFL que mejor se aproxima respecto a su cumplimiento. Con ello se puede garantizar, en cierta medida, la importancia del proyecto para la empresa eléctrica.

Tabla 6.4 Resumen de la encuesta realizada al ingeniero de mantenimiento de la empresa Plásticos Modernos

PREGUNTA	RESPUESTA	Valor institucional de la CNFL cumplido
Cómo se realizaba el control de demanda antes del mes de julio 2004?	Me limitaba a apagar equipos durante el periodo punta, sin embargo, este esfuerzo era inútil porque al menos un día del mes el descuido salía caro.	no aplica
Cómo afectó al inicio la producción una vez implementado el Sistema de Control de Demanda?	Era de esperarse que el Depto de Producción reclame por la desconexión de equipos, sin embargo, al ser una directriz de la Gerencia y al participarlos en el proyecto pronto empezaron a realizar recomendaciones en la producción y el sistema empezó a realizar menos desconexiones de equipos.	COMPROMISO y TRABAJO EN EQUIPO
En los primeros seis meses cuáles han sido los aportes más valiosos del Sistema de Control de Demanda?	1) La información a tiempo real que ofrece el medidor por estar conectado a la red de la empresa.	SUPERACIÓN
	2) El control de demanda a partir de los valores máximos predefinidos a partir de la información de meses atrás ha sido reflejado en la factura satisfactoriamente	RESULTADOS
	3) Al disponer del cálculo de la factura eléctrica se puede remitir el monto aproximado por pagar, con una gran seguridad, al Depto de Financiero para reservar el dinero necesario a la fecha de pago.	SATISFACCIÓN DEL CLIENTE
	4) Se elimina el rol de policía, dejando de vigilar al Depto de Producción para que se desconectaran equipos y evitar demanda excesivas de potencia. Tiempo que se dedica a otras actividades de ingeniería	RESULTADOS
	5) Una notable mejoría en la calidad de la energía al minimizarse las caídas de tensión producto de las corrientes excesivas.	SUPERACIÓN
Qué otros logros cree usted ha tenido su empresa con la implementación de este proyecto?	Al tener la información a la mano logramos determinar focos de desperdicio de energía eléctrica al dejar los operarios equipos encendidos los fines de semana como bombas hidráulicas. Esto se notaba cuando se extraía la información del medidor un lunes y se indicaba un consumo anómalo.	SUPERACIÓN
	También, a partir de los datos remitidos se ha reorganizado la producción y se estudia la posibilidad de instaurar producción los domingos con el fin de incrementar el factor de carga y por ende mejorar el índice energético	SUPERACIÓN
Cuál ha sido el impacto respecto al medio ambiente?	Al ser una empresa plástica se tiene una gran importancia al aprovechamiento de la materia prima y el reciclaje de producto sobrante. Ello crea una cultura de ahorro y búsqueda de proyectos con sostenibilidad ambiental.	RESPONSABILIDAD SOCIAL

6.2 Análisis

6.2.1 Análisis a partir del objetivo general

A partir de los datos obtenidos se puede realizar el análisis desde diferentes puntos de vista.

En un primer caso, se analizará desde el punto de vista del cumplimiento del objetivo general, el cual se indica en el capítulo 2 y dice así:

“Reducir el pago de la factura eléctrica de los clientes industriales en al menos un 10 %.”

Para ello, a sabiendas de que el valor umbral del cliente es de 800 KW, se utiliza la información de la Tabla 6.2 para obtener como resultado los datos de la Tabla 6.5 donde se expone el resultado económico a obtener considerando la forma de trabajo desde junio 2004 hacia atrás. A partir de estos datos se indica que la ganancia a obtener sería de casi cuatro millones de colones como ahorro mínimo por hacer un buen aprovechamiento de la energía eléctrica.

Tabla 6.5 Resumen de la ganancia económica por obtener a partir del historial del 2003 al 2004 por recorte de demanda superior a los 800 KW

PERIODO DEL AÑO	Ahorro por		TOTAL AHORRADO
	Demanda desplazada	Impuesto de ventas	
TEMPORADA ALTA 2004	₡3,235,303.91	₡420,589.51	₡3,655,893.42
TEMPORADA BAJA 2003	₡300,689.72	₡39,089.66	₡339,779.38
TOTAL ANUAL	₡3,535,993.63	₡459,679.17	₡3,995,672.81

No obstante, no se debe dejar de lado lo que pudo haber ocurrido si no existiese un sistema de control de demanda. De manera tal que en el mes de noviembre 2004 se registra un valor de demanda fin de semana de 907 KW. Esto puede

verificarse en el reporte de umbrales del apéndice A.6. Mientras que en el historial de la Tabla 6.2 existe un valor de 918 KW en la temporada alta.

Podría asumirse entonces que a partir del control existente no se llegó a dar un valor de demanda de 907 KW o 918 KW en alguno de los periodos punta, valle o nocturno de lunes a viernes, de modo tal que de ocurrir se facturaría lo indicado en la Tabla 6.6 en un valor anual ahorrado de 12 millones de colones como ahorro máximo posible. Esto de acuerdo con los precios vigentes del pliego tarifario publicado en la Gaceta No.171 del 1 de septiembre del 2004 el cual se encuentra el Anexo B.1.

Tabla 6.6 Resumen de la ganancia económica a partir de lo que pudo haber ocurrido de no existir un tope de demanda de 800 KW

PERIODO DEL AÑO 2004	Demanda máxima (KW)		Total de demanda suprimida	AHORRO EN EL PERIODO			Monto total ahorrado por temporada
	Posible	Valor Umbral		PUNTA	VALLE	NOCTURNO	
TEMPORADA ALTA	918	800	118	€3,899,586	€3,759,978	€1,706,422	€9,365,985.98
TEMPORADA BAJA	907	800	107	€1,371,302	€653,920	€653,920	€2,679,142.40
TOTAL ANUAL				€5,270,888.06	€4,413,897.86	€2,360,342.46	€12,045,128.38

Ahora bien, en la Tabla 6.7 se encuentra el monto facturado mayor y menor en la temporada alta y baja, como también el total anual facturado del 2004, con el fin de realizar una comparación con los valores anteriormente citados como ahorrados mínimo y máximos, obteniéndose que con el esfuerzo realizado la ganancia de dicho cliente estuvo entre un 2.68% y un 8.06%. Por lo tanto nunca llega a obtener el 10% esperado, sin embargo, esto no es de extrañarse si se considera que puede incrementarse el valor de ahorro mejorando el valor de umbral paulatinamente hasta alcanzar un valor óptimo por el cliente.

Tabla 6.7 Comparación cuantitativa del ahorro obtenido por parte del cliente Plásticos Modernos

PERIODO DEL AÑO 2004	Facturación		Facturación Anual 2004	AHORRO ANUAL			
	MAYOR	MENOR		MÁXIMO	PORCENTAJE	MÍNIMO	PORCENTAJE
TEMPORADA ALTA	€14,696,475.00	€13,117,150.00	€149,364,335.00	€12,045,128.00	8.06%	€3,995,672.00	2.68%
TEMPORADA BAJA	€10,663,500.00	€9,336,200.00					

Un segundo punto de vista podría ser el análisis comparativo de demandas máximas registradas en los últimos 16 meses tomando en consideración las demandas máximas de los periodos punta, valle y nocturna en conjunto con la demanda máxima general que abarcaría la totalidad de los intervalos del mes.

Para cumplir con lo anterior se procede a implementar la gráfica de la Figura 6.10 donde se expone la demanda máxima general versus las demandas de los periodos de los meses de estudio.

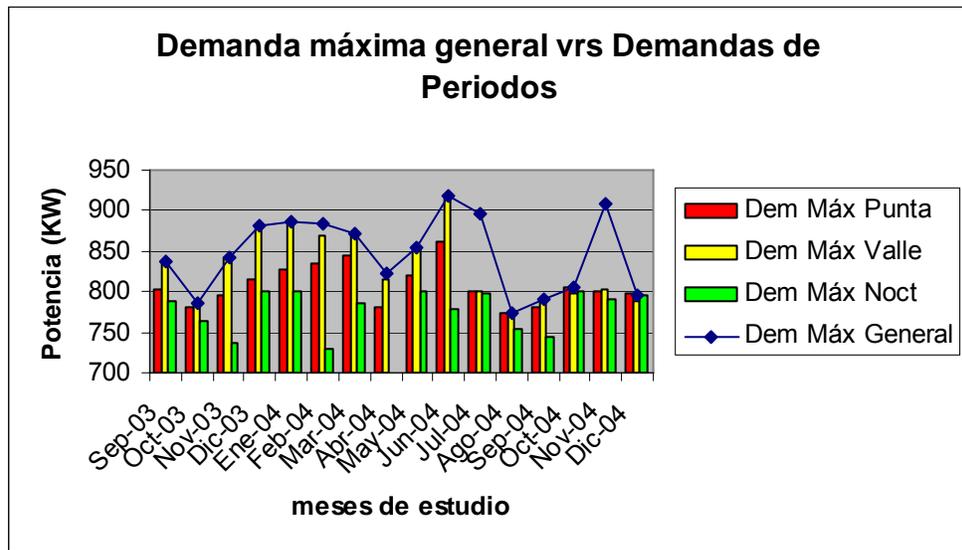


Figura 6.10 Comparación de resultados obtenidos antes y después de la implementación del Control de Demanda Predictivo

Con la Figura 6.10 se puede demostrar que el control trabajó en forma permanente en el límite de la demanda umbral de 800 KW solicitada por el cliente. En el caso de una revisión de los valores de demanda anteriores al mes de julio 2004, estos se encuentran en al menos uno de los periodos por encima del valor umbral a excepción del mes de octubre 2003.

Para tomar un criterio de aceptación se realizó un análisis económico en función de las acciones a tomar por el Sistema de Control de Demanda en lo que respecta a recortar los valores de máxima demanda.

La Figura 6.11 presenta una gráfica con los resultados de las horas a recortar a partir de un umbral general para todos los periodos del día en 800 KW obtenidos de la Tabla 6.2. De ella podemos determinar que el esfuerzo mayor en producción será en el periodo Valle por cuanto son mayores las horas a recortar demanda.

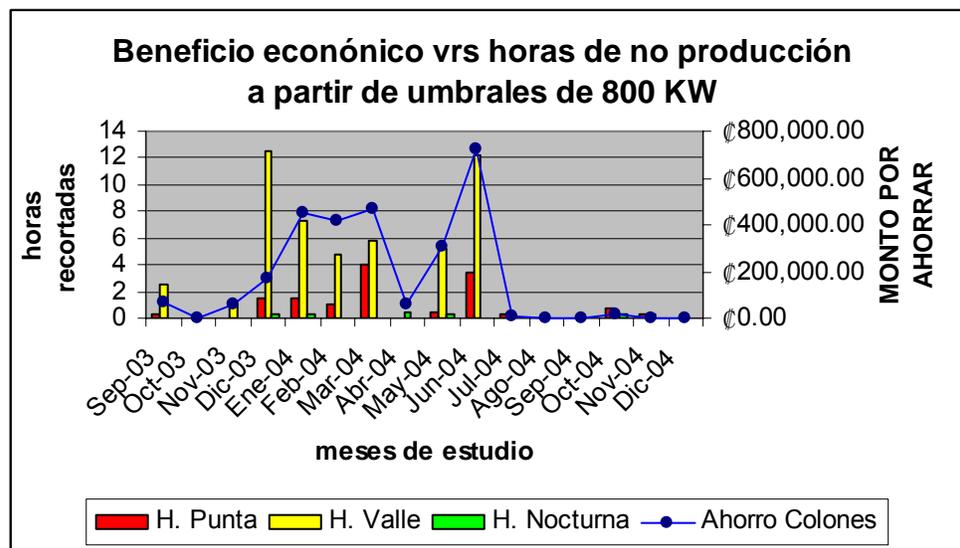


Figura 6.11 Comparación del beneficio económico versus cantidad de horas no productivas con umbrales actuales

La Figura 6.12 presenta una gráfica con los resultados de las horas a recortar a partir de un umbral de 770 KW tanto en periodos punta como valle, y de 750 KW para el periodo nocturno obtenidos de la Tabla 6.3. En este caso el beneficio a obtener deberá enfocarse en los tres periodos por cuanto previamente se han hecho esfuerzos para recortar la demanda en 800 KW.

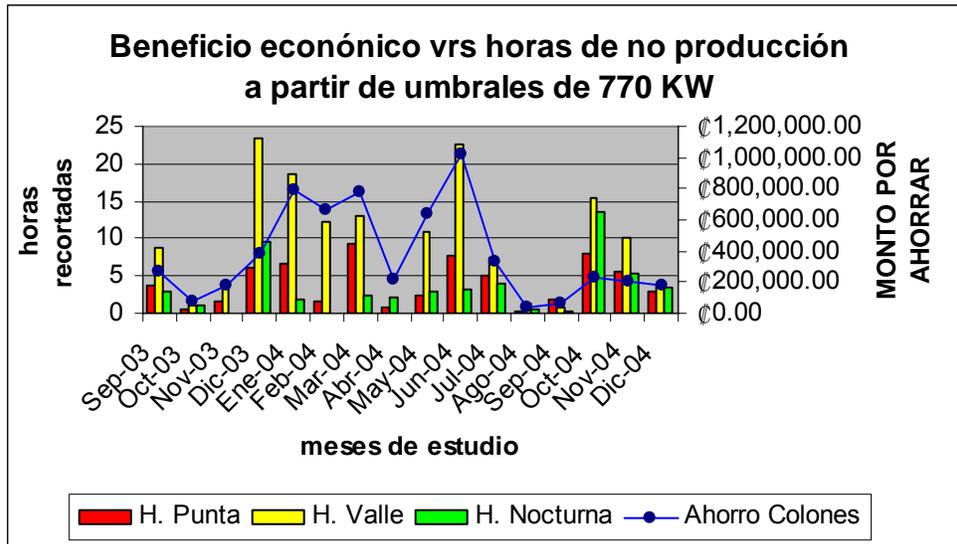


Figura 6.12 Comparación del beneficio económico versus cantidad de horas no productivas con umbrales propuestos

Es importante recordar que el beneficio no solo es para el cliente, esto por cuanto todas las empresas eléctricas buscan reducir sus demandas máximas en los horarios punta tanto como se pueda con el fin de lograr tener un factor de carga superior a 75%.

Cabe indicar que esta sería una primer etapa a implementar por el cliente, ya que con los beneficios económicos y el esfuerzo de cambio de cultura por el ahorro de energía pueden ser reinvertidos parte de los ahorros en otros proyectos donde deben realizarse erogaciones fuertes de dinero como son la sustitución de equipos viejos por equipos modernos de alta eficiencia.

Por otro lado, los beneficios obtenidos para la CNFL en caso de masificar el proyecto serían:

- a. Reducir la factura del proveedor de energía, en este caso al ICE, como resultado del esfuerzo del cliente Plásticos Modernos y todos aquellos que se incorporen en un futuro.
- b. Mejorar la curva de carga del sistema eléctrico incrementando su factor de carga.
- c. Posibilidad de distribuir mayor capacidad de energía hacia otros clientes por cuanto se libera potencia subutilizada.
- d. Incremento de imagen por incentivar a los grandes consumidores en el ahorro de energía a partir del Control de Demanda.
- e. Satisfacción del cliente por los servicios brindados.

Los beneficios obtenidos para el país serían:

- a. Reducción en el gasto de divisas al reducir la potencia exigida a las plantas térmicas con su consecuente reducción de combustibles fósiles.
- b. Mayor disponibilidad de potencia para el país en general.
- c. El mejor aprovechamiento de la potencia distribuida por parte de la CNFL incide en el Sistema Eléctrico Nacional.
- d. Mayor imagen del país por reducción de contaminantes a la atmósfera al incidir en la reducción del uso de las plantas térmicas.
- e. Protección a la productividad nacional como resultado de la reducción de costos por unidad producida.

6.2.2 Análisis a partir del objetivo de hardware

La elaboración del prototipo de control de demanda permitió implementar los diseños de programación en línea con el medidor ION8500 y obtener los resultados en forma inmediata para realizar las evaluaciones del caso.

Finalmente, este prototipo permitirá explicar en forma demostrativa a los clientes como actúa el control de demanda en forma real a partir de umbrales de demanda definidos previamente. Con ello se ejemplificaría este sistema y permitiría al cliente interactuar directamente con la propuesta a ofrecer.

6.2.3 Análisis a partir de los objetivos de software

Objetivo “Programar e interrogar el medidor ION8500 por medio de INTERNET”

Para efectos de análisis, se logró realizar la conexión por Internet con 6 diferentes clientes los cuales estuvieron muy motivados con contar con la facturación tiempo real.

Para realizar la lectura del medidor por Internet se formuló una nota para los clientes informándoles los requisitos de la CNFL y los beneficios que obtendrían como usuarios. Esta nota se adjunta en el apéndice A.8

Objetivo “Utilizar la Demanda Predictiva del Medidor ION8500 para implementar el control de demanda”

Todo el enfoque de este proyecto está centralizado en el módulo de demanda deslizante y el entendimiento de la fórmula de demanda predictiva de la fórmula 5.1, la implementación en el sistema de control de demanda tal y como se

describe en el apartados 5.1.2 conduce a predecir el valor de demanda al final del intervalo si la carga no varía.

La constante de respuesta predictiva requerida por el módulo para determinar que tan rápido debe obtenerse una respuesta deberá ser de 70 como valor inicial. Este valor deberá ser ajustado de acuerdo con el tipo de carga del cliente. Los valores entre 70 y 90 son valores de prueba para cargas muy oscilantes y de amplitud considerada.

Objetivo: “Crear una interfase entre el medidor ION8500 y un PLC para automatizar el control de demanda en la industria”

Durante el desarrollo de este proyecto surgió la necesidad de permitir la posibilidad de lograr comunicar este sistema de medición con un PLC que permitiera leer las señales de control con el fin de evitar realizar cableado desde el sistema de medición. Esto conduciría a que el PLC realizara el replicado de las señales de salida del medidor permitiendo utilizar la propia infraestructura de cableado estructurado de la empresa y lograr desconectar cargas a través de comunicación entre equipos por TCP/IP. Esta función fue implementada pero no ha sido utilizada por el cliente modelo.

Objetivo “Desplegar la facturación del cliente a través del navegador de Internet a tiempo real, utilizando los servicios WEB que ofrecen los medidores ION8500”

Para efectos de análisis, cabe recordar que la implementación del sistema de control en el cliente modelo se realizó a partir de la instalación del medidor ION8500 en conjunto con el medidor verdadero de facturación para evitar problemas de pérdida de información por cambios en las rutinas del ION8500.

De manera tal que a partir de los resultados obtenidos en las páginas Web presentadas en las figuras 6.7 y 6.8 y los datos de la factura del mes de diciembre 2004 adjunta en el anexo B.3, se agrupan los datos en la Tabla 6.8

Tabla 6.8 Comparación entre lo registrado por el medidor de facturación real y lo desplegado en la página Web del cliente Plásticos Modernos para diciembre 2004

		SISTEMA DE				Porcentaje de error	
		FACTURACIÓN		CONTROL DE DEMANDA		Variable eléctrica	Monto facturado
ENERGIAS (KWh)	PUNTA	70957.00	€1,319,800.00	70903.50	€1,318,805.13	-0.08%	-0.08%
	VALLE	125763.00	€943,220.00	126058.25	€945,436.88	0.23%	0.24%
	NOCTURNA	135128.00	€972,920.00	135020.30	€972,146.13	-0.08%	-0.08%
DEMANDA (KW)	PUNTA	796.792	€2,548,140.00	794.800	€2,541,773.00	-0.25%	-0.25%
	VALLE	787.500	€1,200,935.00	795.240	€1,212,737.00	0.98%	0.98%
	NOCTURNA	795.847	€1,213,665.00	796.200	€1,214,199.00	0.04%	0.04%
F.P	PUNTA	87.71%	€66,530.00	91.00%	€0.00	3.75%	-100.00%
	VALLE	88.77%	€16,640.00	89.00%	€15,463.16	0.26%	-7.07%
	NOCTURNA	88.88%	€15,295.00	89.00%	€14,461.00	0.14%	-5.45%
I.V.	0.00%		€1,065,830.00		€1,066,662.62		0.08%
ALUMBRADO			€80,500.00		€80,500.00		0.00%
TOTAL			€9,443,475.00		€9,376,685.00		-0.71%

A partir de los resultados de la Tabla 6.8 se determina que el porcentaje de error coinciden tanto eléctricamente como lo facturado en colones, respecto a la energía y demanda. Por lo tanto, los cálculos aplicados en los algoritmos del medidor ION8500 se verifican tanto en el protocolo de pruebas del Anexo A.3.2 como en la facturación del mes de diciembre 2004 están correctamente implementados.

Cabe mencionar que al ser sistemas de facturación independientes y al no tener el reloj interno sincronizado, los intervalos de demanda registrarán valores parecidos pero nunca iguales, es por ello que los valores de demanda en ambos sistemas son parecidos. Esta es la razón de porque las demandas máximas punta, valle y nocturna pueden registrarse diferencias inferiores al 1 % de error.

En el caso del factor de potencia, la CNFL debe registrarlo en forma coincidente con la demanda máxima, al no tenerse los sistemas de medición en sincronización no habrá forma de que estos lleguen a ser iguales.

Objetivo: “Desarrollar un programa informáticos que permitan evaluar los beneficios económicos de ahorro de la demanda al cliente”

Se desarrolló un programa en lenguaje de programación Visual Basic cuyo uso fuera muy simple y cuyos resultados estuviesen completos.

Los resultados de este software se pueden ver en el Anexo A.6, en resumen, dicho reporte presenta los siguientes resultados:

- a. Evaluación de los límites de demanda en tarifa T-MT
- b. Evaluación de los límites de demanda en tarifa T-PR, T-GE y T-IN
- c. Comparación por facturación entre las diferentes tarifas respecto a la tarifa T-MT (sin y con control de demanda).
- d. Comparación gráfica entre las distintas facturaciones y la ganancia a obtener por aplicar control.

La intención de dicho software es facilitar la herramienta de evaluación tanto antes como después de implementado el proyecto.

Se diseñaron dos modalidades de programa, una que tuviera la posibilidad de contener la información de varios clientes y cuya información provenga del sistema de facturación propiamente de CNFL llamado RIME y otra, diseñada para poseer únicamente la información exclusiva del cliente la cual procesará la información proveniente del propio medidor ION8500.

La modalidad de retención de varios clientes está diseñada para funcionarios de la CNFL, quienes podrán evaluar a distintos clientes. Los clientes solo necesitarán tener información de su propio medidor.

6.2.4 Análisis a partir de los objetivos de documentación

Objetivos

- Realizar un manual del usuario para la lectura de los perfiles de carga del Medidor ION8500 dirigido a los clientes.
- Implementar los procedimientos que permitan evaluar los beneficios económicos de ahorro de la demanda al cliente.

Los objetivos de documentación involucraron aspectos que pudiesen ser ventajosos para el proyecto:

- a. Dejar mecanismos de apoyo para la instalación del software.
- b. Facilitar la programación de medidores ION8500 con sistemas de control de demanda para ser instalados en otros clientes.
- c. Disponer de material de consulta a los clientes para la utilización del Software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo” con el fin de evaluar los beneficios económicos.

Capítulo 7: Conclusiones y Recomendaciones

7.1 Conclusiones

- a. El uso eficiente de la energía le permite al cliente Plásticos Modernos un ahorro máximo de ¢12 millones los cuales representan un 8.06% de la facturación anual.
- b. El cliente Plásticos Modernos podrá a futuro reducir sus valores límites de demanda de 800 KW a 770 KW con el fin de obtener un 100% de incremento en el ahorro mensual.
- c. El sistema de control actúa en el cliente Plásticos Modernos con mayor esfuerzo durante las horas valle, 12 horas al mes lo cual representa el 1.6% del periodo de facturación.
- d. El valor de la constante de respuesta predictiva inicial durante la implementación será de 70 y deberá ajustarse de ser necesario según el tipo de carga del cliente.
- e. El trasiego de datos por Internet opera al 100% entre los medidores instalados en los clientes y el servidor de la CNFL.
- f. El error obtenido entre el sistema de facturación verdadero y la factura por WEB del medidor ION8500 en la empresa Plásticos Modernos es de un 0.71%.

- g. El software para evaluación de los beneficios económicos y determinación de umbrales de demanda garantiza la operatividad del proyecto según sus resultados y la expectativa del cliente en un 100%.
- h. El Sistema de Control de Demanda Predictivo no está limitado a clientes similares a la empresa modelo, sino que puede ser adaptado a cualquier empresa que busque obtener beneficios ante una leve reducción de producción por desconexión de equipos.
- i. El Sistema de Control de Demanda Predictivo puede adaptarse a cualquier tipo de Tarifa vigente en el pliego tarifario actual.
- j. Transcurrido uno o varios meses de la implementación del Sistema de Control de Demanda, el software de Determinación de Umbrales permitirá evaluar los resultados obtenidos en forma rápida y oportuna a partir del reporte emitido, permitiendo proponer nuevos umbrales de desconexión.
- k. El empleo de la facturación a tiempo real le permite a toda empresa tener una retroalimentación inmediata de las acciones tomadas por la empresa tanto desde el punto de vista de variables eléctricas como económicas.
- l. La factura a través de WEB realizada por parte del medidor de la CNFL permite a los clientes prepararse con el pago de la factura eléctrica con anticipación, al conocer el monto total por pagar el día de lectura o un aproximado unos días antes.

7.2 Recomendaciones

- a. El Sistema de Control de Demanda Predictivo podrá implementarse en forma adaptiva, de manera tal que logrará determinar el valor de potencia desconectada en cada salida de control y tomará la decisión de cuánta carga desconectar según la necesidad del valor umbral para cumplir con el objetivo.
- b. Como valor agregado puede diseñarse un registro de desconexiones en el propio medidor para futuros reportes y el cálculo a ser desplegado en la página WEB de facturación de un índice de tiempo de desconexión versus el tiempo transcurrido.
- c. El Sistema de Control de Demanda Predictivo debe implementarse en aquellas empresas donde el factor de carga sea muy bajo y en clientes que operen 24 horas para obtener mejores resultados.
- d. La implementación de este proyecto no debe realizarse con aquellos clientes donde no se pueda monitorear el medidor a través de Internet.
- e. Para lograr los resultados de recorte de demanda deben establecerse por parte de la Gerencia de la empresa políticas administrativas coherentes con las acciones de desconexión de líneas de producción.
- f. Previa a la implementación del Sistema de Control de Demanda Predictivo, debe divulgarse ampliamente ante la Gerencia, el Departamento Financiero, Producción y Mantenimiento como mínimo los alcances y efectos iniciales.
- g. Durante los primeros meses de la implementación del Sistema de Control de Demanda, el Departamento de Producción se ve obligado a ordenar sus

procesos productivos para evitar demandas coincidentes entre líneas de producción, logrando así el objetivo del aprovechamiento de la energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

Gellings, C; Chaberlin J. Demand – Side Managements. Concepts & Methods. 2da. Ed. Lilburn, The Fairmont Press, Inc, 1993. p. 13-35, 133-166.

Gellings, C. Demand Forecasting in the Electric Utility. 2da. Ed. Tulsa, PennWell. 1996. p. 1.1-1.21.

Hayt, W. Análisis de circuitos en Ingeniería. 4a. ed. México, Ed. McGraw-Hill Inc., 1987, p. 7-16

Ley N° 7447, REGULACION DEL USO RACIONAL DE LA ENERGIA, del 25 de octubre de 1994, publicada en La Gaceta No. 236 de 13 de diciembre de 1994. ÚLTIMAS REFORMAS: Ley No. 8114 de 4 de julio del 2001. Alcance No. 53 a La Gaceta No. 131 de 9 de julio del 2001.

Norma Técnica “Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica” (AR-DTCON), del 21 de diciembre del 2001, publicada en La Gaceta No. 5 del 8 de enero 2002. p. 58.

PLIEGO TARIFARIO ELÉCTRICO, publicado en La Gaceta No 171. del 1 de setiembre de 2004. pp 30 – 34.

Power Measurement. Installation & Basic setup Instructions. ION 8300, 8400, 8500. Victoria, Canadá. Julio, 2002.

Revista Informativa bimestral de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. Año 49, Número 222, julio – agosto, 2004.

Talukdar, S; Gellings, C. Load Management. Nueva York, Ed. IEEE, 1987. p. 169-171

Valverde, Alfonso. Manual de inicialización del medidor a partir del ION ENTERPRISE, Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., 2004

Valverde, Alfonso. Manual de instalación de Software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo, Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., 2004

Valverde, Alfonso. Manual para programación de medidores ION8500 con Control de Demanda Predictiva, Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., 2004

APÉNDICES Y ANEXOS

Apéndice A.1 Glosario

Alumbrado público:	Recargo en la factura por concepto de iluminación de las vías públicas.
ARESEP:	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Institución del gobierno.
CNFL S.A.:	Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.
Combustibles fósiles:	Combustibles derivados del petróleo.
Control de demanda:	Sistema de control del nivel máximo de consumo de demanda.
CURVAS ITI	
(CBEMA):	“Computer and business electronic manufacturing association”. Gráficas normalizadas, tiempo en función de nivel de tensión para la obtención de límites de sobretensiones y transientes.
Demanda eléctrica:	Potencia eléctrica promedio en un intervalo de tiempo.
Demanda máxima:	La demanda más alta en un período de tiempo definido.
Demanda predictiva:	Valor pronosticado a la cual el sistema registrará como demanda al finalizar el intervalo.
Energía:	Valor obtenido para producir algún trabajo. Su unidad de medidor es el Joule.
Energía eléctrica:	Trabajo producido por un flujo de electrones.
Ethernet:	Topología de red en estrella.
Factor de potencia:	Razón entre la potencia real y la potencia aparente.
“Internet Explorer”:	Software navegador para internet. Marca Microsoft.
ION8500:	Medidor de energía eléctrica fabricado por Power Measurement.
IP:	Protocolo de capa de red. Internet Protocol.
KW:	Mil watts (potencia o demanda)
KWh:	Mil watts hora. (Energía)
Memoria EEPROM:	Memoria eléctricamente borrrable.
Modbus TCP/IP:	Protocolo de comunicación industrial en servicios de red.

PEGASYS VISTA:	Software propietario de Power Measurement para el monitoreo a tiempo real o variables almacenadas.
Perfiles de carga:	Conjunto de datos obtenidos a partir de los intervalos ordenados secuencialmente.
PLC:	Control lógico programable.
RIME:	Red informática de medición de la CNFL S.A.
Servicios WEB:	Presentación de datos a tiempo real de las variables eléctricas principales y la factura al cliente por el sistema de facturación.
Sistema de medición monofásico de máxima demanda:	Servicio suplido al cliente por una fase de tensión con un equipo de medición que registra máxima demanda.
Sistema de medición network:	Servicio suplido al cliente a partir de dos fases de un sistema estrella.
Sistema de medición trifásico:	Servicio suplido al cliente a partir de tres fases.
SQL SERVER ENTERPRISE:	Base de datos comercial de Microsoft
Tarifas horarias:	Tarifa que evalúa las variables de energía y demanda eléctrica en función del tiempo.
Tarifas planas:	Tarifa donde se registra un único valor de energía y un único valor de demanda eléctrica.
TCP/IP:	Conjunto de protocolos que brindan diversos servicios.
TCP:	Transmission Control and Protocol

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.



**COMPAÑÍA NACIONAL
DE FUERZA Y LUZ, S.A.
CNFL**

Manual

Guía del Usuario para la utilización del Software “Determinación de umbrales de demanda para el Control de Demanda Predictivo”

Sección Administración de la Energía

Departamento de Servicios Técnicos

Dirección Comercial

Introducción

Esta guía de usuario le permitirá a la persona poder utilizar con facilidad la herramienta diseñada para determinar los umbrales de demanda posibles a ser implementados a partir de la curva de persistencia de la demanda a ser implementada extraída de los perfiles de cargas del medidor de energía eléctrico ION8500.

El software podrá instalarse en cualquier computador donde el sistema operativo sea igual o superior a Windows Me. Se recomienda utilizar un equipo con Procesador Pentium de 1.4 GHz para rapidez a la hora de realizar un informe.

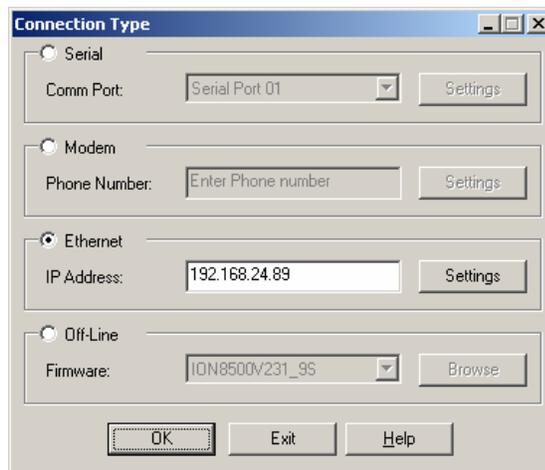
Para utilizar este software deberá previamente tener instalado Excel de Microsoft y ION SETUP de POWER MEASUREMENT Ltda, este último no requiere pago de licencia.

PRIMERA PARTE: Guía a seguir para cargar datos a la base de datos.

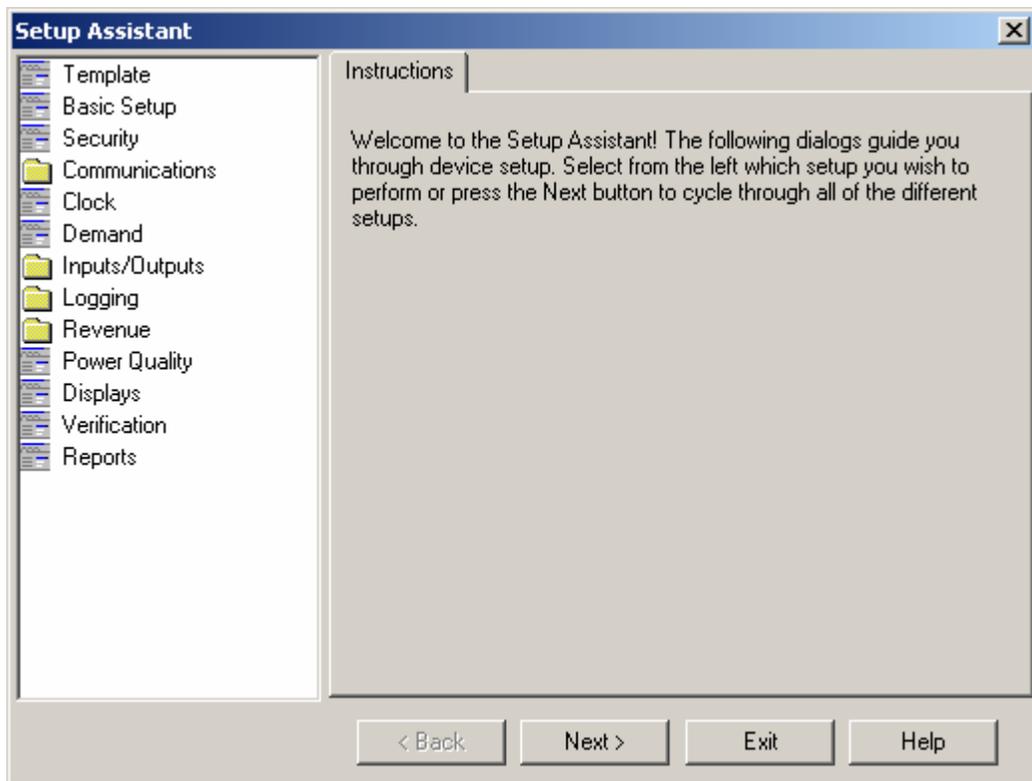
1. Ejecutando el software a partir de icono ION SETUP aparece la pantalla “ION Setup System Log On” solicitando el usuario y el password los cuales corresponden a ”supervisor” y “0” (cero) respectivamente. Asegúrese de dejar marcado “Single ION device configuration mode” con el fin de acceder a la siguiente pantalla



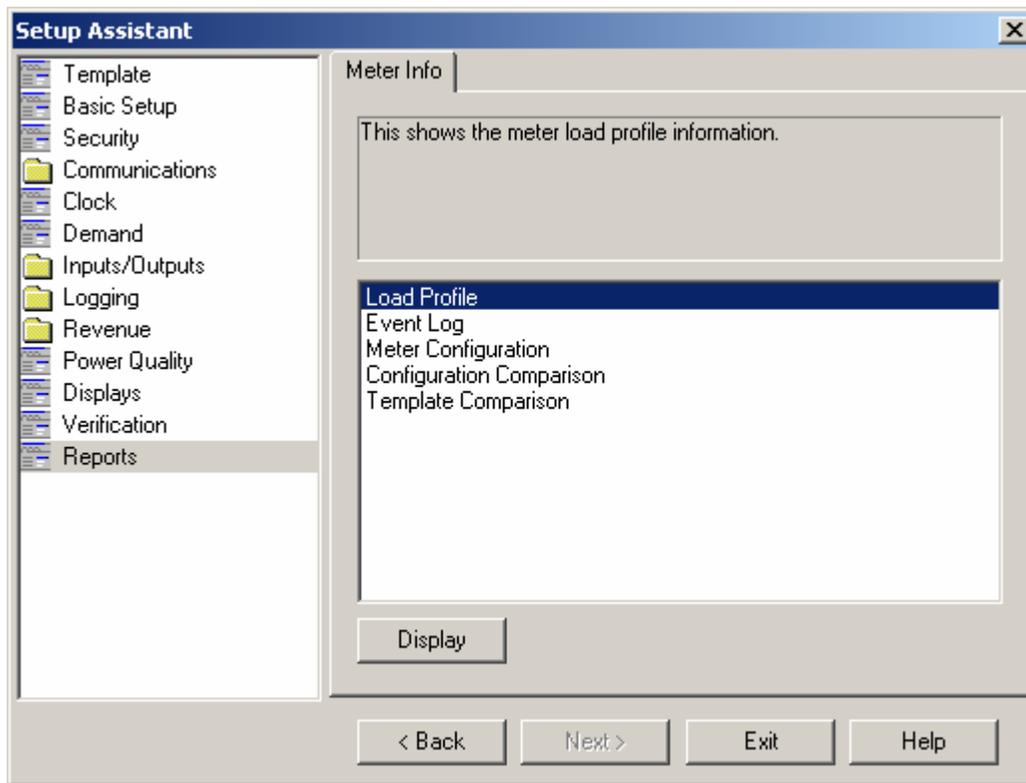
2. Seguidamente la pantalla “Connection Type” define el medio de comunicación



3. Indíquese la dirección IP asignada al medidor para interrogarlo por la red e introdúzcalo en la celda de Ethernet. Oprima el botón de OK con el mouse.
4. En la pantalla “Setup Assistant” con el mouse oprima el indicador de “Reports”



5. Este desplegará las opciones para los diversos tipos de reportes de los cuales solo interesa el de “Load Profile”, es decir, es de perfiles de carga.



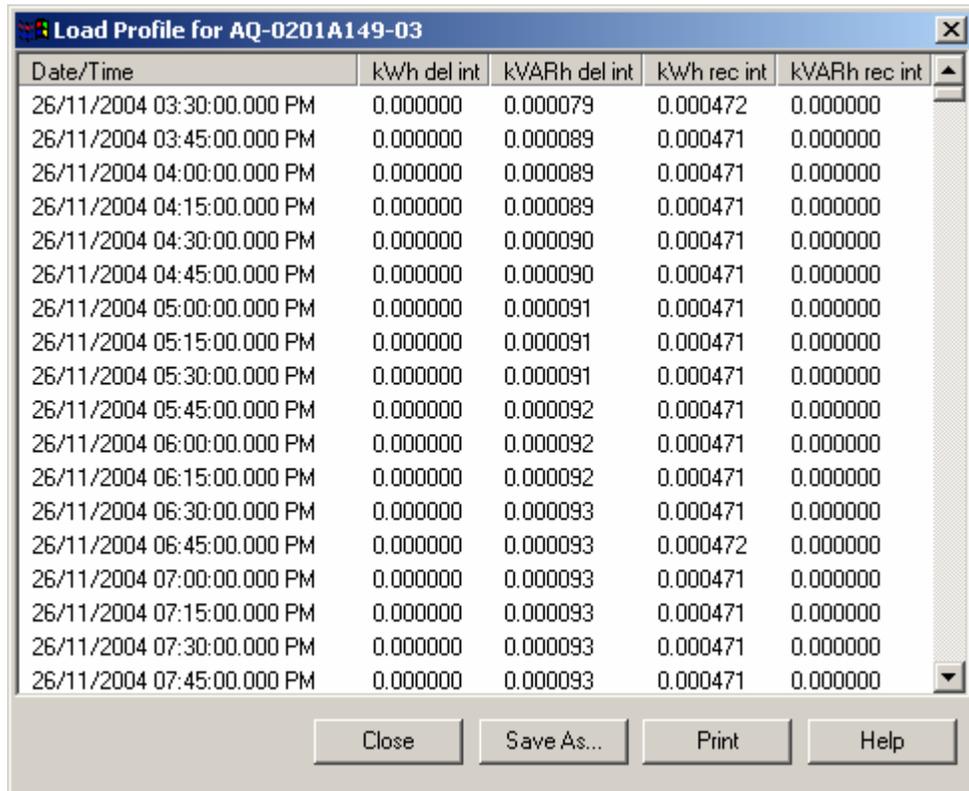
6. Oprimiendo con el mouse dos veces seguidas el nombre "Load Profile" se mostrará la siguiente pantalla y deberá escogerse la opción "All available records" la cual se selecciona para leer por completo el conjunto de registros guardados por el medidor en lo que respecta a perfiles de carga.



7. Oprima el botón OK y la pantalla siguiente se desplegará indicando que los datos están siendo cargados a la memoria del computador

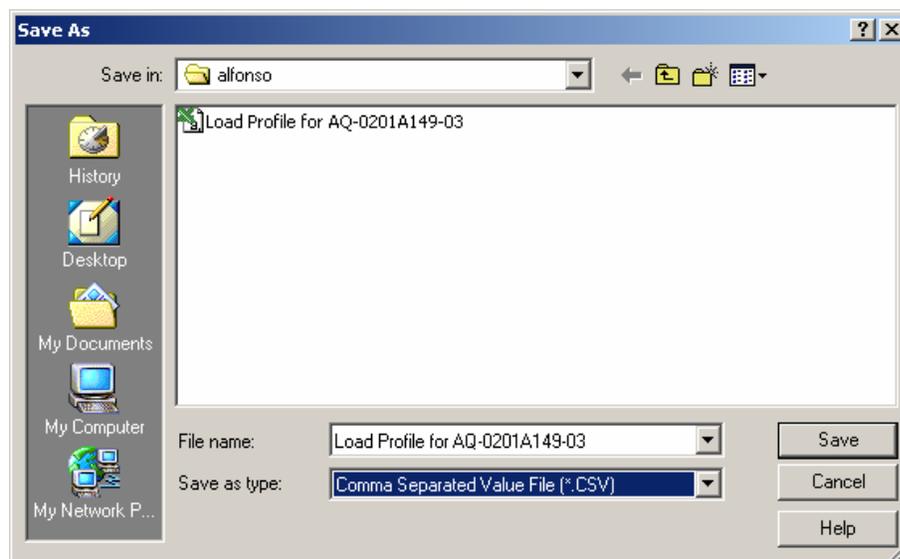


8. Una vez que termine de cargar los datos aparecerá la siguiente pantalla



Date/Time	kWh del int	kVARh del int	kWh rec int	kVARh rec int
26/11/2004 03:30:00.000 PM	0.000000	0.000079	0.000472	0.000000
26/11/2004 03:45:00.000 PM	0.000000	0.000089	0.000471	0.000000
26/11/2004 04:00:00.000 PM	0.000000	0.000089	0.000471	0.000000
26/11/2004 04:15:00.000 PM	0.000000	0.000089	0.000471	0.000000
26/11/2004 04:30:00.000 PM	0.000000	0.000090	0.000471	0.000000
26/11/2004 04:45:00.000 PM	0.000000	0.000090	0.000471	0.000000
26/11/2004 05:00:00.000 PM	0.000000	0.000091	0.000471	0.000000
26/11/2004 05:15:00.000 PM	0.000000	0.000091	0.000471	0.000000
26/11/2004 05:30:00.000 PM	0.000000	0.000091	0.000471	0.000000
26/11/2004 05:45:00.000 PM	0.000000	0.000092	0.000471	0.000000
26/11/2004 06:00:00.000 PM	0.000000	0.000092	0.000471	0.000000
26/11/2004 06:15:00.000 PM	0.000000	0.000092	0.000471	0.000000
26/11/2004 06:30:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000471	0.000000
26/11/2004 06:45:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000472	0.000000
26/11/2004 07:00:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000471	0.000000
26/11/2004 07:15:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000471	0.000000
26/11/2004 07:30:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000471	0.000000
26/11/2004 07:45:00.000 PM	0.000000	0.000093	0.000471	0.000000

9. Deberá oprimirse el botón “Save As...” y aparecerá la siguiente pantalla

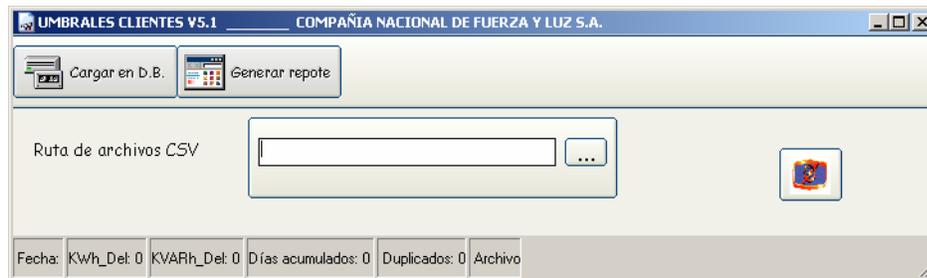


Debe nombrarse el archivo con cualquier nombre afín y almacenarlo en cualquier lugar que se quiera, no obstante, es importante aclarar que debe ser

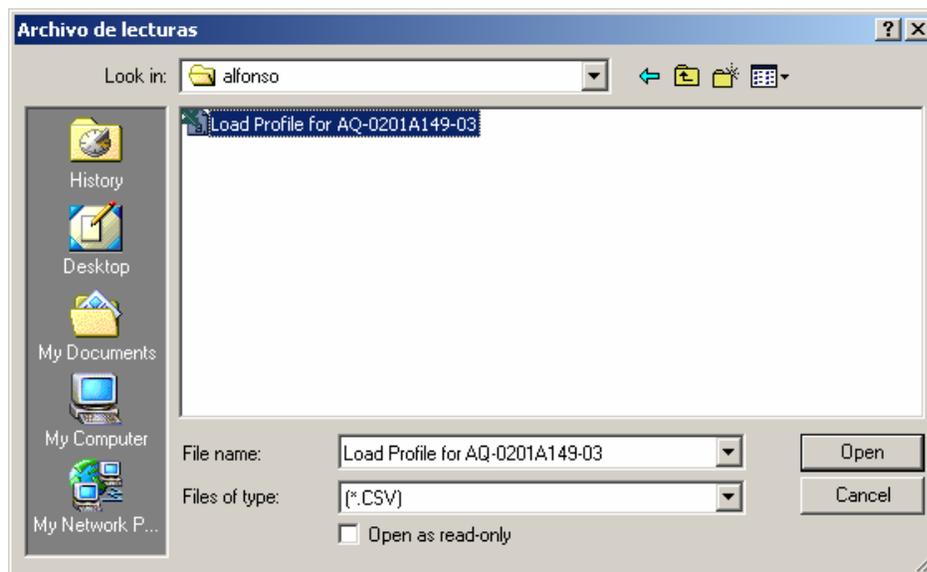
salvado como un archivo con valores separados por comas, es decir con extensión CSV. Una vez realizado esto oprima el botón “SAVE”.

10. Seguidamente oprima los botones en la siguiente secuencia “Close”, “EXIT”, “YES”, “EXIT” hasta finalizar el programa ION SETUP.

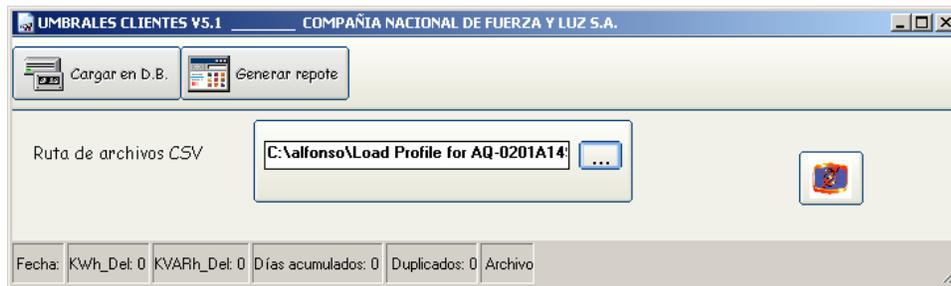
11. A continuación ejecute el programa “UMBRALES CLIENTE” localizado en el grupo de programas UMBRALES CLIENTE, la pantalla siguiente será desplegada



12. Abra la ruta de datos a partir del botón con puntos suspensivos y seleccione el archivo deseado tal y como se muestra en la siguiente figura.



13. Oprima el botón “OPEN” para que la ruta quede seleccionada



14. Se debe aclarar que una vez que los datos son almacenados en la base de datos el archivo fuente es borrado por cuanto ya no tiene sentido guardarlo. Por lo tanto, oprima el botón “Carga en B.D.”

15. Oprima el botón OK en el anuncio de CARGA EXITOSA.

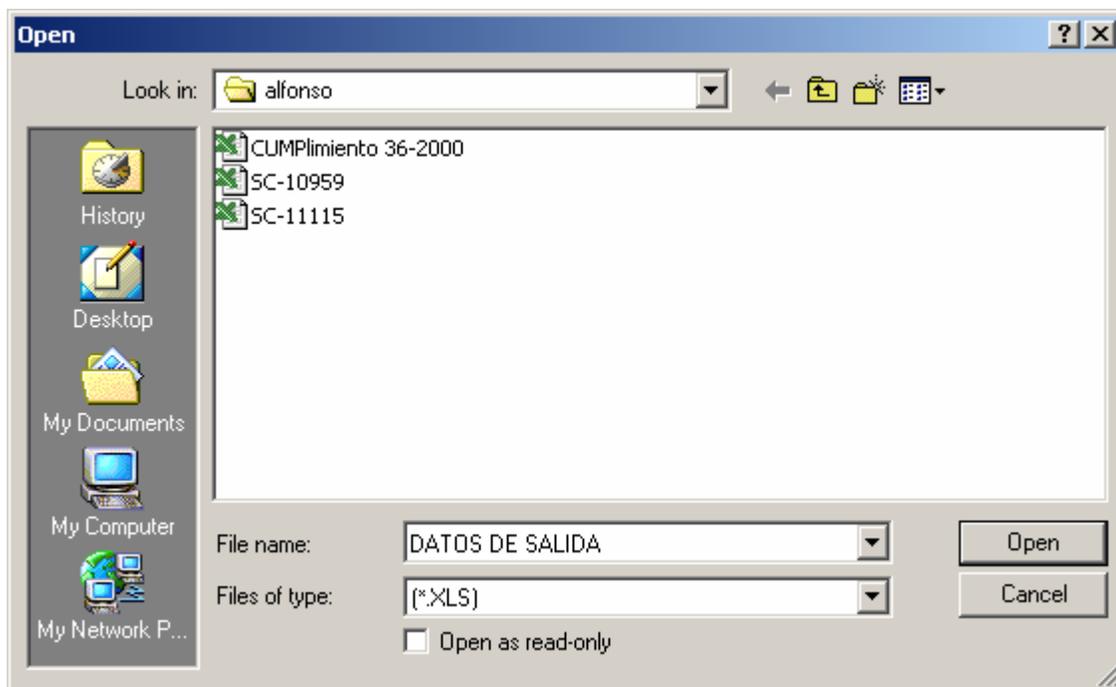
SEGUNDA PARTE: Guía a seguir para Generar un Reporte

1. Oprima el botón “Generar Reporte”, la pantalla siguiente aparecerá

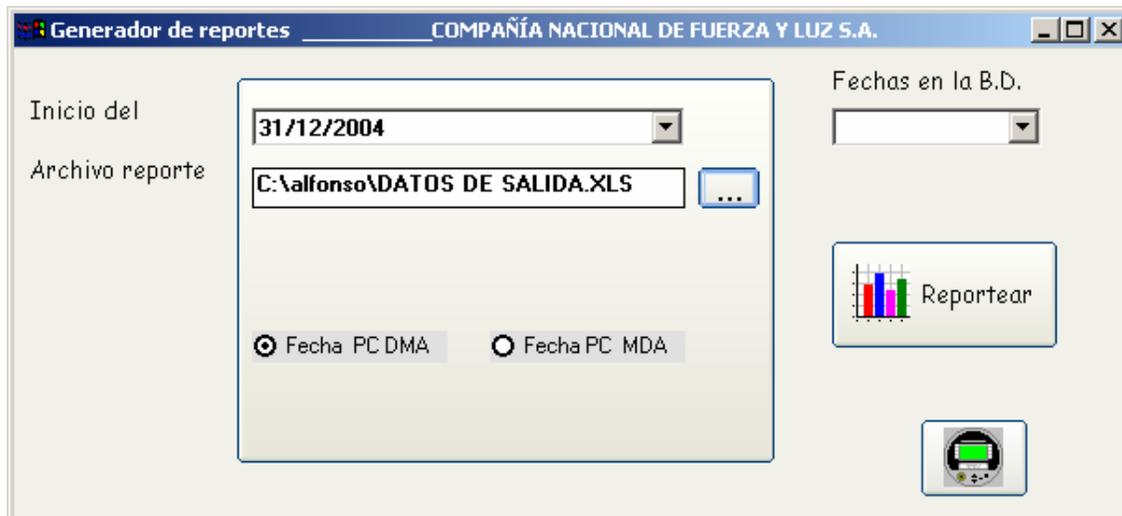


Si la fecha en su computador está definida como día, mes y año no realice ningún cambio en la selección inferior, caso contrario realice el cambio.

2. Seleccione a partir del botón con puntos secuenciales el nombre del archivo de salida y el lugar donde se guardará este.



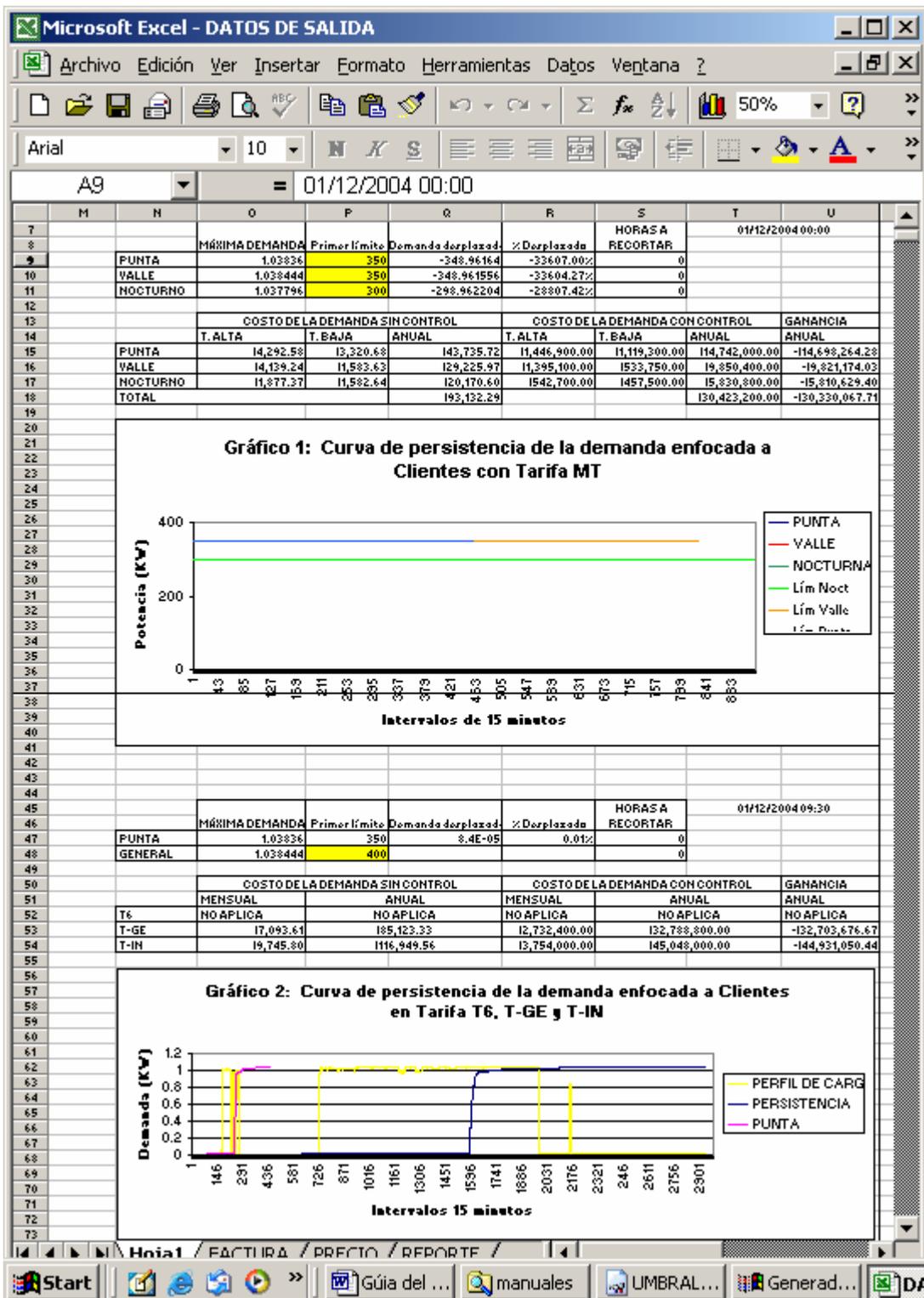
3. Oprima el botón “Open” y aparecerá la siguiente pantalla



4. Debemos seleccionar el mes de inicio y para ello recurrimos a consultar que meses de información existen en la base de datos oprimiendo la pestaña de “Fechas en la B.D.”
5. Se selecciona cualquier día del mes para realizar el estudio sobre todo el periodo de dicho mes y se oprime el botón “Reportear”. A partir de este momento se podrá tardar unos 5 minutos en generarse el reporte, no debe

oprimir ninguna tecla o tocar celdas de la hoja en Excel que se abrió. Adjunto está la muestra del reporte que aparecerá. Para realizar la impresión del reporte, recomendamos se posicione en la Pestaña denominada Reporte para obtener la calidad de reporte esperado.

6. Antes de realizar la impresión, debe seleccionar los valores umbrales propuestos según las posibilidades de recortar demanda en las posiciones de las celdas P10, P11 y P12 en la hoja Excel para el caso de clientes en Tarifa Media Tensión y en la celda P48 para clientes en Tarifa General o Industrial. Cuando se trate de clientes en Tarifa Seis aplica el valor umbral definido en la Celda P10. Estas celdas son las únicas accesibles y están indicadas a partir de un relleno amarillo.



Apéndice A.3 Protocolos de medición

A.3.1 Informe del protocolo de pruebas para el Control de Demanda Predictiva del medidor ION8500

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	SECCIÓN ADM. DE LA ENERGÍA		No. MEDIDOR 999567	
			PÁGINA	1 de 3
	INFORME PROTOCOLO DE PRUEBAS CONTROL DE DEMANDA PREDICTIVA DEL MEDIDOR ION8500			
Fecha de recepción de estudio	Fecha de realización de las pruebas	Fecha de emisión del informe	Número de Copias	
15/11/2004	23/11/2004	03/12/2004	1	

Nombre del Cliente: INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
Dirección del Cliente: CARTAGO
Teléfono/ Fax:

DATOS DEL KILOWATTORIMETRO SUJETO A PRUEBAS

Empresa Propietaria:	C.N.F.L. S.A.	volt:	120/208
Localización:	NINGUNA	Número de fases:	3
Modelo / Tipo:	ION8500	Número de hilos:	4
Marca:	ABB	Kh (Wh/rev):	1.8
Número de kilowattorimetro:	999 567	Rr:	NINGUNO
Número de Serie:	AQ-0201A103-03	ampere de prueba (T.A.):	2.5
Clase:	20	Tipo de Registro:	ELECTRÓNICO
Forma:	9S	Número de Elementos:	3
Motivo de la solicitud:	EVALUACIÓN A PARTIR DE DEMANDA PREDICTIVA		

DATOS DEL EQUIPO DE CALIBRACIÓN:

DESCRIPCIÓN	MARCA / MODELO	Nº DE SERIE	Nº DE PATRÓN	Nº DE CERTIFICADO
Equipo de calibración de kilowattorímetros monofásicos	Schlumberger	28204245	E4X21E	1728 Trazabilidad con el patrón ACTARIS 96 N 936295
EMPRESA PROPIETARIA	COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A.			
METODOLOGÍA	Método de comparación del instrumento sujeto a calibración contra el patrón			
ÁMBITO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES	TEMPERATURA		HUMEDAD RELATIVA	
	23.7 °C		49.30%	

"Los efectos de los resultados se relacionan únicamente a los elementos ensayados o calibrados"

Ing. Alfonso Valverde Madriz
 Estudiante Proyecto Graduación

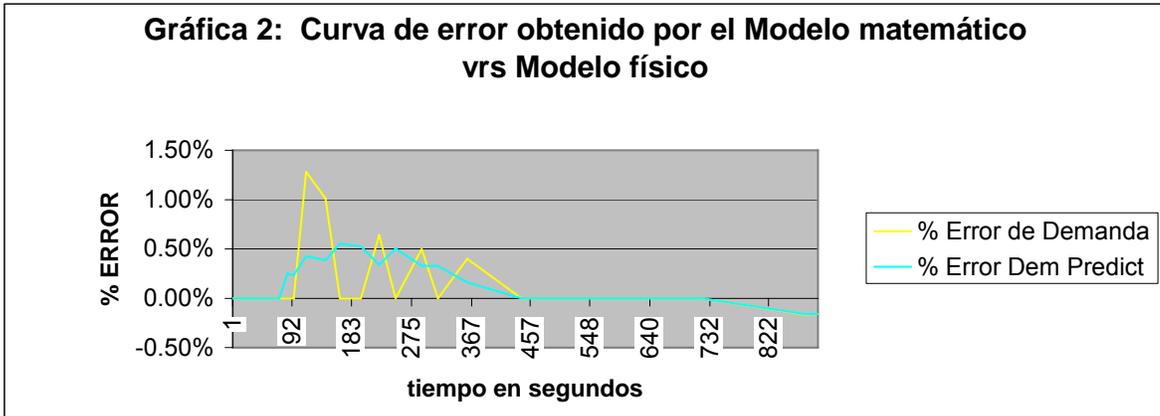
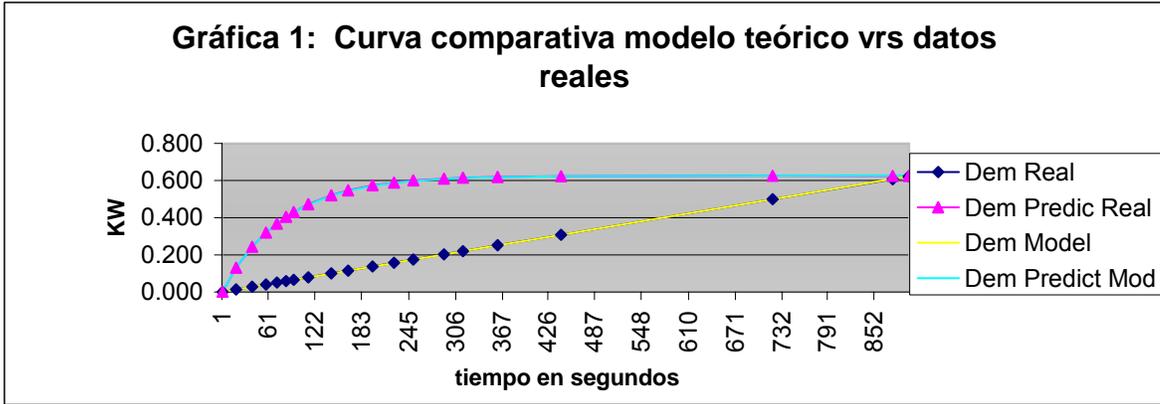
Ing. Erick Bogantes
 Asesor de la CNFL

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-30, Fax 290-6340, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

Curvas comparativas y Porcentaje de Error del Control de Demanda Predictivo Matemático y Real



Conclusiones: Medidor dentro del margen de error (%) establecido ($\pm 2\%$), según la norma ANSI C.12.1-1995 y la norma técnica de ARESEP (AR-NTCON).

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-30, Fax 290-6340, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

A.3.2 Informe del protocolo de pruebas para la facturación a partir del propio Sistema de Medición por medio de WEB

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	SECCIÓN ADM. DE LA ENERGÍA		No. MEDIDOR 999567	
			PÁGINA	1 de 6
	INFORME PROTOCOLO DE PRUEBAS FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB			
	Fecha de recepción de estudio	Fecha de realización de las pruebas	Fecha de emisión del informe	Número de Copias
	2004-10-17	2004-10-17	2004-12-03	1

Nombre del Cliente: INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
Dirección del Cliente: CARTAGO
Teléfono/ Fax:

DATOS DEL KILOWATTHORIMETRO SUJETO A PRUEBAS

Empresa Propietaria:	C.N.F.L. S.A.	volt:	120/208
Localización:	NINGUNA	Número de fases:	3
Modelo / Tipo:	ION8500	Número de hilos:	4
Marca:	ABB	Kh (Wh/rev):	1.8
Número de kilowattorimetro:	999 567	Rr:	NINGUNO
Número de Serie:	AQ-0201A103-03	ampere de prueba (T.A.):	2.5
Clase:	20	Tipo de Registro:	ELECTRÓNICO
Forma:	9S	Número de Elementos:	3
Motivo de la solicitud:	EVALUACIÓN DE LA FACTURA A PARTIR DE LA PÁGINA WEB DEL MEDIDOR		

DATOS DEL EQUIPO DE CALIBRACIÓN:

DESCRIPCIÓN	MARCA / MODELO	Nº DE SERIE	Nº DE PATRÓN	Nº DE CERTIFICADO
Equipo de calibración de kilowattorímetros monofásicos	Schlumberger	28204245	E4X21E	1728 Trazabilidad con el patrón ACTARIS 96 N 936295
EMPRESA PROPIETARIA	COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A.			
METODOLOGÍA	Método de comparación del instrumento sujeto a calibración contra el patrón			
ÁMBITO DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES	TEMPERATURA		HUMEDAD RELATIVA	
	23.7 °C		49.30%	

"Los efectos de los resultados se relacionan únicamente a los elementos ensayados o calibrados"

Ing. Alfonso Valverde Madriz
 Estudiante Proyecto Graduación

Ing. Erick Bogantes
 Asesor de la CNFL

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB	No. MEDIDOR 999567	
		PÁGINA	2 de 6

CONDICIONES INICIALES Y POTENCIA APLICADA EN EL PERIODO EVALUATIVO

PERIODO DE EVALUACIÓN		FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA APLICADA (KW)	Determinación de fin de semana
INICIAL	FINAL			
17/10/2004 00:00	17/10/2004 06:00	0.61	0.91	0.1
17/10/2004 06:00	17/10/2004 12:00	0.61	0.91	0.1
17/10/2004 12:00	17/10/2004 18:00	0.61	0.91	0.1
17/10/2004 18:00	18/10/2004 00:00	0.61	0.91	0.1
18/10/2004 00:00	18/10/2004 06:00	0.61	0.91	0
18/10/2004 06:00	18/10/2004 12:00	0.61	0.91	0
18/10/2004 12:00	18/10/2004 17:25	0.61	0.91	0
18/10/2004 17:25	19/10/2004 00:00	1	1.7	0
19/10/2004 00:00	19/10/2004 06:00	1	1.7	0
19/10/2004 06:00	19/10/2004 12:00	1	1.7	0
19/10/2004 12:00	19/10/2004 18:00	1	1.7	0
19/10/2004 18:00	20/10/2004 00:00	1	1.7	0
20/10/2004 00:00	20/10/2004 07:10	1	1.7	0
20/10/2004 07:10	20/10/2004 12:00	0	0	0
20/10/2004 12:00	20/10/2004 18:00	0	0	0
20/10/2004 18:00	21/10/2004 00:00	0	0	0
21/10/2004 00:00	21/10/2004 06:00	0	0	0
21/10/2004 06:00	21/10/2004 13:00	0	0	0
21/10/2004 13:00	21/10/2004 18:00	0.61	0.5	0
21/10/2004 18:00	22/10/2004 00:00	0.61	0.5	0
22/10/2004 00:00	22/10/2004 06:00	0.61	0.5	0
22/10/2004 06:00	22/10/2004 11:00	0.61	0.5	0
22/10/2004 11:00	22/10/2004 18:00	1	0.3	0
22/10/2004 18:00	23/10/2004 00:00	1	0.3	0
23/10/2004 00:00	23/10/2004 06:00	1	0.3	0.1
23/10/2004 06:00	23/10/2004 12:00	1	0.3	0.1
23/10/2004 12:00	23/10/2004 18:00	1	0.3	0.1
23/10/2004 18:00	24/10/2004 00:00	1	0.3	0.1
24/10/2004 00:00	24/10/2004 06:00	1	0.3	0.1
24/10/2004 06:00	24/10/2004 12:00	1	0.3	0.1
24/10/2004 12:00	24/10/2004 18:00	1	0.3	0.1
24/10/2004 18:00	25/10/2004 00:00	1	0.3	0.1
25/10/2004 00:00	25/10/2004 06:00	1	0.3	0
25/10/2004 06:00	25/10/2004 12:00	1	0.3	0
25/10/2004 12:00	25/10/2004 18:00	1	0.3	0
25/10/2004 18:00	26/10/2004 00:00	1	0.3	0

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica



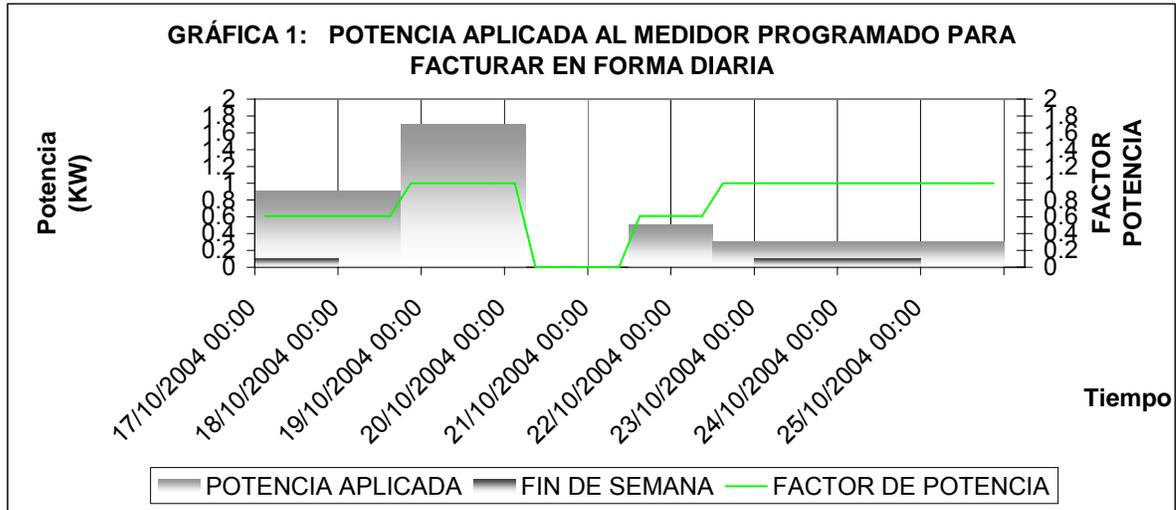
PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB

No. MEDIDOR

999567

PÁGINA

3 de 6



RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Domingo, 17 de Octubre de 2004		REPORTE RIME	% DE ERROR	
	UNIDADES	TÉORICO	WEB		
ENERGÍA PUNTA	KWh	4.55	4.52	4.52	-0.66%
ENERGÍA VALLE	KWh	8.19	8.14	8.14	-0.61%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	9.10	9.02	9.02	-0.88%
DEMANDA PUNTA	KW	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
DEMANDA VALLE	KW	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
DEMANDA NOCTURNA	KW	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	0.00	0.00	0.00	NO APLICA

COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	84.63	84.07	84.07	-0.66%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	61.43	61.05	61.05	-0.61%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	65.52	64.94	64.94	-0.88%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	NO APLICA
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	27.50	27.31	27.31	-0.71%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	35.16	34.90	34.90	-0.73%
TOTAL A PAGAR	COLONES	274.24	272.28	272.28	-0.72%

Conclusiones: Se aplica autolectura de domingo a viernes 24 horas, por lo tanto, la rutina de facturación de demanda es correcta por cuanto no se registra demanda y el monto facturado es cero en este rubro. Solo se registra energía como debe ser y lo facturado es correcto. La diferencia se debe a la variación de la carga fantasma simulando carga registrada por el medidor.

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB	No. MEDIDOR 999567	
		PÁGINA	4 de 6

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Lunes, 18 de Octubre de 2004			REPORTE RIME	% DE ERROR
	UNIDADES	TÉORICO	WEB		
ENERGÍA PUNTA	KWh	6.53	6.52	6.52	-0.08%
ENERGÍA VALLE	KWh	8.19	8.22	8.22	0.37%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	12.26	12.21	12.21	-0.41%
DEMANDA PUNTA	KW	1.70	1.72	1.72	1.18%
DEMANDA VALLE	KW	0.91	1.13	0.91	24.18%
DEMANDA NOCTURNA	KW	1.70	1.70	1.70	0.00%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	0.61	0.80	0.61	31.15%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%

COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	121.37	121.27	121.27	-0.08%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	61.43	61.65	61.65	0.37%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	88.27	87.91	87.91	-0.41%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	5436.60	5500.56	5500.56	1.18%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	1387.75	1723.25	1387.75	24.18%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	2592.50	2592.50	2592.50	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	659.75	215.41	659.75	-67.35%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	1259.43	1311.33	1267.71	4.12%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	43.43	43.39	43.39	-0.09%
TOTAL A PAGAR	COLONES	11650.52	11657.27	11722.50	0.06%

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Martes, 19 de Octubre de 2004			REPORTE RIME	% DE ERROR
	UNIDADES	TÉORICO	WEB		
ENERGÍA PUNTA	KWh	7.23	7.20	7.20	-0.35%
ENERGÍA VALLE	KWh	15.30	15.22	15.22	-0.52%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	17.00	16.94	16.94	-0.35%
DEMANDA PUNTA	KW	1.70	1.71	1.71	0.59%
DEMANDA VALLE	KW	1.70	1.71	1.71	0.59%
DEMANDA NOCTURNA	KW	1.70	1.71	1.71	0.59%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	1.00	1.00	1.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%

COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	134.39	133.92	133.92	-0.35%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	114.75	114.15	114.15	-0.52%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	122.40	121.97	121.97	-0.35%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	5436.60	5468.58	5468.58	0.59%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	2592.50	2607.75	2607.75	0.59%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	2592.50	2607.75	2607.75	0.59%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	1429.11	1437.04	1437.04	0.55%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	63.64	63.37	63.37	-0.42%
TOTAL A PAGAR	COLONES	12485.88	12554.52	12554.52	0.55%

Conclusiones: El resultado de demanda valle del Lunes 18 de octubre no concuerda y se verifica el enlace del factor de potencia el cual estaba mal en el programa. Este se corrige y se verifica su validez el martes 19 al registrarse correctamente los valores.

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB	No. MEDIDOR 999567	
		PÁGINA	5 de 6

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Miércoles, 20 de Octubre de 2004				
	UNIDADES	TÉORICO	WEB	REPORTE RIME	% DE ERROR
ENERGÍA PUNTA	KWh	0.00	0.03	0.03	100.00%
ENERGÍA VALLE	KWh	1.98	2.06	2.06	3.87%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	10.20	10.23	10.23	0.29%
DEMANDA PUNTA	KW	0.00	0.01	0.01	100.00%
DEMANDA VALLE	KW	1.70	1.70	1.70	0.00%
DEMANDA NOCTURNA	KW	1.70	1.71	1.71	0.59%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	1.00	1.00	1.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	1.00	1.00	1.00	0.00%

COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	0.00	0.56	0.56	100.00%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	14.88	15.45	15.45	3.87%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	73.44	73.66	73.66	0.29%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	0.00	31.98	31.98	100.00%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	2592.50	2592.50	2592.50	0.00%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	2592.50	2607.75	2607.75	0.59%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	685.53	691.85	691.85	0.92%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	19.62	19.84	19.84	1.12%
TOTAL A PAGAR	COLONES	5978.46	6033.58	6033.58	0.92%

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Jueves, 21 de Octubre de 2004				
	UNIDADES	TÉORICO	WEB	REPORTE RIME	% DE ERROR
ENERGÍA PUNTA	KWh	1.25	1.23	1.23	-1.60%
ENERGÍA VALLE	KWh	2.25	2.24	2.24	-0.44%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	2.00	1.98	1.98	-1.00%
DEMANDA PUNTA	KW	0.50	0.49	0.49	-2.00%
DEMANDA VALLE	KW	0.50	0.51	0.51	2.00%
DEMANDA NOCTURNA	KW	0.50	0.50	0.50	0.00%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	0.61	0.62	0.62	1.64%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	0.61	0.62	0.62	1.64%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	0.61	0.62	0.62	1.64%

COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	23.25	22.88	22.88	-1.60%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	16.88	16.80	16.80	-0.44%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	14.40	14.26	14.26	-1.00%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	1599.00	1567.02	1567.02	-2.00%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	762.50	777.75	777.75	2.00%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	762.50	762.50	762.50	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	760.18	707.69	707.69	-6.91%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	362.50	351.24	351.24	-3.11%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	362.50	344.35	344.35	-5.01%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	413.21	410.96	410.96	-0.54%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	8.86	8.77	8.77	-0.91%
TOTAL A PAGAR	COLONES	5085.77	4984.22	4984.22	-2.00%

Conclusiones: Los errores presentados el día Miércoles 20 se deben a la corriente de fuga de la carga fantasma la cual se evaluó por parte del medidor, no obstante, el resultado es correcto tanto en energía como en demanda.

LAS COMPARACIONES ENTRE WEB Y RIME SON EXACTAS CON LO CUAL EL REGISTRO ES 100% PERFECTO.

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	PROTOCOLO DE PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA FACTURACIÓN A PARTIR DE PROPIO SISTEMA DE MEDICIÓN POR MEDIO DE WEB	No. MEDIDOR 999567	
		PÁGINA	6 de 6

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Viernes, 22 de Octubre de 2004				
	UNIDADES	TÉORICO	WEB	REPORTE RIME	% DE ERROR
ENERGÍA PUNTA	KWh	1.70	1.78	1.78	4.71%
ENERGÍA VALLE	KWh	3.50	3.58	3.58	2.29%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	4.20	4.24	4.24	0.95%
DEMANDA PUNTA	KW	0.50	0.50	0.50	0.00%
DEMANDA VALLE	KW	0.50	0.50	0.50	0.00%
DEMANDA NOCTURNA	KW	0.50	0.50	0.50	0.00%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	0.60	0.63	0.62	5.00%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	0.60	0.62	0.62	3.33%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	0.60	0.62	0.62	3.33%
COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	31.62	33.11	33.11	4.71%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	26.25	26.85	26.85	2.29%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	30.24	30.53	30.53	0.95%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	1599.00	1599.00	1599.00	0.00%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	762.50	762.50	762.50	0.00%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	762.50	762.50	762.50	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	799.50	685.29	722.13	-14.29%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	381.25	344.35	344.35	-9.68%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	381.25	344.35	344.35	-9.68%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	417.57	417.88	417.88	0.07%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	15.13	15.46	15.46	2.13%
TOTAL A PAGAR	COLONES	5206.82	5021.82	5058.66	-3.55%

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Período de evaluación	Lunes, 25 de Octubre de 2004				
	UNIDADES	TÉORICO	WEB	REPORTE RIME	% DE ERROR
ENERGÍA PUNTA	KWh	3.20	3.19	0.00	-0.31%
ENERGÍA VALLE	KWh	6.13	6.08	0.00	-0.87%
ENERGÍA NOCTURNA	KWh	8.32	8.29	0.00	-0.36%
DEMANDA PUNTA	KW	0.00	0.00	0.00	0.00%
DEMANDA VALLE	KW	0.32	0.32	0.00	0.00%
DEMANDA NOCTURNA	KW	0.32	0.32	0.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA PUNTA	%	0.00	0.00	0.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA VALLE	%	1.00	1.00	0.00	0.00%
FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	%	1.00	1.00	0.00	0.00%
COBRO POR ENERGÍA PUNTA	COLONES	59.52	59.33	0.00	-0.31%
COBRO POR ENERGÍA VALLE	COLONES	46.00	45.60	0.00	-0.87%
COBRO POR ENERGÍA NOCTURNA	COLONES	59.90	59.69	0.00	-0.36%
COBRO POR DEMANDA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR DEMANDA VALLE	COLONES	488.00	488.00	0.00	0.00%
COBRO POR DEMANDA NOCTURNA	COLONES	488.00	488.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA PUNTA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA VALLE	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
COBRO POR FACTOR DE POTENCIA NOCTURNA	COLONES	0.00	0.00	0.00	0.00%
IMPUESTO DE VENTAS	COLONES	148.39	148.28	0.00	-0.07%
ALUMBRADO PÚBLICO	COLONES	28.42	28.27	0.00	-0.53%
TOTAL A PAGAR	COLONES	1318.23	1317.17	0.00	-0.08%

Conclusiones: El porcentaje de error en energía del Viernes 22 difiere por las variaciones de la carga fantasma utilizada. No obstante, los cálculos de factor de potencia en colones se ajustan correctamente a excepción del conjunto de decimales que utiliza el RIME el cual no realiza redondeo. Por lo tanto, el sistema opera correctamente y se comprueba con los resultados del 25.

Este protocolo de pruebas no puede ser reproducido parcialmente.

El informe de protocolo sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-15-33, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

Apéndice A.4 Información sobre la empresa

A.4.1 Descripción de la empresa

Tras 60 años de operación, La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL) está consolidada como la principal empresa distribuidora de electricidad en Costa Rica. Su servicio cubre 903 Km², que representan el 2% del territorio nacional, y tiene 400.000 clientes, aunque se estima que el número de usuarios de sus servicios supera el millón de personas, de 3.8 millones de personas que viven en el país.

Por estar ubicada en la Gran Área Metropolitana, donde se concentra la mayor parte de la población nacional y la actividad comercial, productiva e institucional del país, Fuerza y Luz tiene bajo su responsabilidad el suministro de energía al 40% de los clientes del sistema eléctrico costarricense y comercializa el 46% del total de la electricidad del mercado de distribución nacional.

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., es una empresa estatal de la República de Costa Rica que distribuye energía eléctrica en el área más densamente poblada del país, la región central o Gran Área Metropolitana.

Responsable del origen del servicio eléctrico en Costa Rica desde agosto de 1884, cuando el país se ubicó de tercero en el mundo al inaugurar el servicio eléctrico público a partir de fuentes renovables.

Fue en 1941 que la CNFL adquiere su actual razón social como resultado de la fusión de tres empresas eléctricas: Compañía Nacional de Electricidad, The Costa Rican Electric Light and Traction Company Limited y Compañía Nacional Hidroeléctrica.

Su capital mayoritario, 98% de las acciones, fue comprado por el Instituto Costarricense de Electricidad, el ICE, el 30 de abril de 1968 a la Transnacional norteamericana Electric Bond and Share Co. con lo cual se finiquitó su nacionalización.

Desde un punto de vista corporativo, CNFL es actualmente una empresa filial de la Corporación ICE y cuenta con un Consejo de Administración que es el máximo Jefe de la Institución y es precedido por el Presidente Ejecutivo del ICE Ing. Pablo Cob. El Gerente de la CNFL, Ing. Marco Cordero, es quien tiene la responsabilidad de llevar a la CNFL a la contribución del desarrollo económico y social del país, mediante el suministro del servicio eléctrico más competitivo al mercado, en busca de la excelencia, tanto en la utilización de los recursos, como en la calidad de la atención al cliente.

A.4.2 Descripción del departamento donde se realizó el proyecto.

El Departamento de Servicios Técnicos pertenece a la Dirección Comercial. Este departamento tiene por principal actividad todo el aspecto de medición para facturación de clientes con sistemas de medición trifásicos, network y monofásicos máxima demanda. Debido a que los clientes de mayor demanda requieren evacuar consultas y dudas está en la obligación de ser atendidas por este Departamento.

Este Departamento está constituido por la Sección Administración de la Energía y la Sección Laboratorio de Medidores. Cuenta con un equipo de apoyo, el cual vela por la atención de los clientes de alto consumo.

El Departamento está constituido por 37 personas de los cuales 2 son profesionales en Electrónica, 4 Ingenieros en Eléctromecánica, un Ingeniero Industrial y un Ingeniero Informático.

Las actividades desarrolladas en este departamento varían en función del enfoque de las Secciones y se pueden citar entre otras las siguientes:

- a) Creación de las especificaciones técnicas para la compra de sistemas de medición
- b) Evaluación de tecnologías recientes en el campo de medición eléctrica para facturación
- c) Aprobación de las configuración o programaciones de los medidores para facturación
- d) Contar con los mejores equipos para calibración de medidores y velar por el buen funcionamiento del Laboratorio de medidores.
- e) Instalación de todos los medidores de máxima demanda y trifásicos solicitados por los clientes de CNFL
- f) Inspección de todos los reclamos por alto consumo asociados a grandes consumidores.
- g) Atención de dudas y consultas en forma personalizada a los grandes consumidores.

Apéndice A.5 Presentación de Tarifas Eléctricas de la CNFL

 <h3>Tarifas Eléctricas de CNFL S.A.</h3> <p>ING. ALFONSO VALVERDE MADRIZ</p> <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>1 26/01/2005</p>	 <h3>VISIÓN DE LA CNFL</h3> <ul style="list-style-type: none">■ Ser una empresa modelo en el ámbito nacional e internacional, en la prestación de servicios públicos de alto valor agregado para nuestros clientes, basados en el desarrollo tecnológico, la responsabilidad social y la calidad técnica y humana de nuestro personal. <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>2 26/01/2005</p>
 <h3>Objetivos propuestos</h3> <ul style="list-style-type: none">■ El oyente, al final de la exposición, comprenderá el pliego tarifario y las mejores técnicas para aplicarlo en su empresa casi en forma inmediata■ Motivar al oyente en el ahorro de la energía concientizándolo por el valor de esta. <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>3 26/01/2005</p>	 <h3>Situación actual</h3> <ul style="list-style-type: none">■ El pliego tarifario vigente fue publicado en La Gaceta No. 171 del 1 de setiembre del 2004 y La Gaceta del 14 de setiembre 2004 se indican las fe de erratas■ La CNFL tiene 9 tipos de tarifas, sin embargo, para cuestiones prácticas se presentarán únicamente las tres más importantes <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>4 26/01/2005</p>
 <h3>Definiciones importantes</h3> <ul style="list-style-type: none">■ Energía: Capacidad para producir trabajo. Su unidad de medida es el Joule (1 kWh = 3 600 000 J)■ Potencia: La rapidez con la que se realiza un trabajo o que tan rápido se gasta la energía. La unidad fundamental es el Watt (W). <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>5 26/01/2005</p>	 <h3>Definiciones</h3> <ul style="list-style-type: none">→ DEMANDA: Valor promedio de potencia sobre un intervalo de 15 minutos.→ DEMANDA MAXIMA: El valor más alto de demanda medida sobre un periodo de tiempo (mensual).→ En ambos casos la unidad de medida es el Watt (W), generalmente se expresa en su múltiplo de 1000 denominado KW. <p><small>Ing. Alfonso Valverde Madriz, Jefe Sección Administración de la Energía</small></p> <p>6 26/01/2005</p>



Definiciones

- Factor de potencia: es la relación entre la potencia real y la potencia aparente debido a la presencia de corrientes de magnetización producto de cargas inductivas.
- Su expresión: $FP = (KW / KVA) \times 100\%$

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
Sección Administración de la Energía

26/01/2005

Definiciones

- Factor de Carga: es un indicador del esfuerzo realizado por programar en el tiempo el uso de la carga.
- Se calcula de la siguiente manera:
 $FC = (KWh / (KW_{max} \times T)) \times 100\%$
 Donde KWh: energía consumida en el periodo analizado
 KW : Demanda máxima registrada
 T : Tiempo analizado en horas, (31 días 744 horas, 30 días 720, 28 días 672)

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
Sección Administración de la Energía

26/01/2005

Factura industrial con demanda

Breve explicación sobre la mecánica de cálculo de la factura mensual para clientes de CNFL.

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
Sección Administración de la Energía

26/01/2005

COMPAÑIA NACIONAL DE ENERGIA Y LUZ S.A.
CONTADOR DEL CLIENTE

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
Sección Administración de la Energía

26/01/2005

Pliego Tarifario de CNFL S.A.

- Estructurado en bloques de energía
 - menores de 3000 KWh
 - entre 3000 y 20000 KWh
 - mayores de 20000 KWh
- Demanda máxima solo se factura a clientes con consumos superiores a los 3000 KWh
- El factor de potencia se factura en forma coincidente con la máxima demanda

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
Sección Administración de la Energía

26/01/2005

CÁLCULO DE FACTOR DE POTENCIA

$$\text{carg}_o_por_bajo_FP = \text{Monto_Dem}_{m\acute{a}x} \cdot \left(\frac{FP_{m\acute{a}x} - FP_{medida}}{FP_{medida}} \right)$$

PARA EFECTOS DE CÁLCULO DEBE CONSIDERARSE LO SIGUIENTE:
 1) Para Dem máx >= 1000 KW el FP mínimo es de 95 %
 2) Para Dem máx < 1000 KW el FP mínimo es de 90 %

El FP medido es el factor de potencia coincidente con la máxima demanda
 El Monto_Dem máx es el monto en colones a pagar por la Demanda máxima

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

13

26/01/2005

TIPOS DE TARIFAS

- TARIFA T-RE RESIDENCIAL
- TARIFA T-GE GENERAL
- TARIFA T-IN INDUSTRIAL
- TARIFA T-BO BOMBEO DE AGUA POTABLE
- TARIFA T-CS PREFERENCIAL
- TARIFA T-PR PROMOCIONAL
- TARIFA T-MT MEDIA TENSIÓN
- TARIFA T-REH RESIDENCIAL HORARIA
- TARIFA T-REH RESIDENCIAL HORARIA CON POTENCIA CONTRATADA

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

14

26/01/2005

Tarifa T-GE GENERAL



Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

15

26/01/2005

Tarifa T-IN: INDUSTRIAL



Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

16

26/01/2005

Tarifa T-PR: PROMOCIONAL

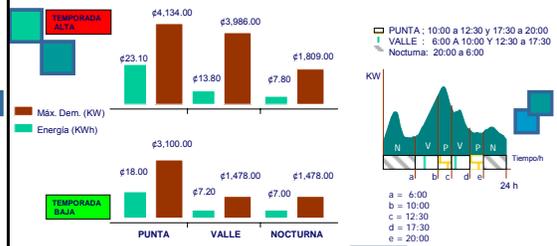


Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

17

26/01/2005

Tarifa T-MT: Media Tensión



Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

18

26/01/2005

Manejo de la Demanda

Cliente que trabaja de lunes a viernes
 consumiendo al menos 20000 KWh en un
 periodo de facturación de 31 días

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

19 26/01/2005

Caso 1: Cliente 8 horas diurnas

Factor de carga: 25.6%
 Labora desde las 8:00 am a las 4:00 pm
 Demanda máxima es de 105 KW

PUNTA : 10:00 a 12:30 y 17:30 a 20:00
 VALLE : 6:00 A 10:00 Y 12:30 a 17:30
 Nocturna: 20:00 a 6:00

Caso No. 1

T-GE		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20100	\$4,452,200.00	\$12,804,660.00			
Demanda Máxima	105	\$8,342,460.00				
T-IN		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20100	\$3,352,880.00	\$14,813,640.00			
Demanda Máxima	105	\$11,469,960.00				
T6 (50% despi.)		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20100	\$4,452,200.00	\$8,633,430.00			
Demanda Máxima	52.5	\$4,171,230.00				
TMT		PUNTA	VALLE	NOCTURNA	Monto anual	TOTAL FACTURADO
Energía	6000	13800	0	\$3,538,800.00	\$12,282,360.00	
Demanda Máxima	105	105	0	\$9,743,520.00		

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

20 26/01/2005

Caso 2: Cliente 16 horas diurnas

Factor de carga: 51.7%
 Labora desde las 4:00 am a las 8:00 pm
 Demanda máxima es de 52.1 KW

PUNTA : 10:00 a 12:30 y 17:30 a 20:00
 VALLE : 6:00 A 10:00 Y 12:30 a 17:30
 Nocturna: 20:00 a 6:00

Caso No. 2

T-GE		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20005	\$4,441,110.00	\$8,580,559.20			
Demanda Máxima	52.1	\$4,139,449.20				
T-IN		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20005	\$3,339,834.00	\$9,023,653.20			
Demanda Máxima	52.1	\$5,686,819.20				
T6 (50% despi.)		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20005	\$4,441,110.00	\$6,510,834.60			
Demanda Máxima	26.05	\$2,069,724.60				
TMT		PUNTA	VALLE	NOCTURNA	Monto anual	TOTAL FACTURADO
Energía	6252	11253	2500	\$3,987,631.40	\$8,798,408.80	
Demanda Máxima	52.1	52.1	52.1	\$5,480,477.60		

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

21 26/01/2005

Caso 3: Cliente 24 horas

Factor de carga: 76.8%
 Labora desde las 0:00 a las 24:00
 Demanda máxima es de 35 KW

PUNTA : 10:00 a 12:30 y 17:30 a 20:00
 VALLE : 6:00 A 10:00 Y 12:30 a 17:30
 Nocturna: 20:00 a 6:00

Caso No. 3

T-GE		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20180	\$4,478,520.00	\$7,256,340.00			
Demanda Máxima	35	\$2,780,820.00				
T-IN		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20180	\$3,352,658.00	\$11,183,008.00			
Demanda Máxima	35	\$3,820,320.00				
T6 (50% despi.)		Monto anual	TOTAL FACTURADO			
Energía	20180	\$4,478,520.00	\$5,885,930.00			
Demanda Máxima	17.5	\$1,390,410.00				
TMT		PUNTA	VALLE	NOCTURNA	Monto anual	TOTAL FACTURADO
Energía	4200	7560	8400	\$2,890,272.00	\$6,918,232.00	
Demanda Máxima	35	35	35	\$3,627,960.00		

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

22 26/01/2005

Conclusiones

- El pliego tarifario ofrece alternativas al usuario para la escogencia de su mejor tarifa en función de la curva de carga del cliente
- El manejo de carga con el fin de aplanar la curva logrando un mayor factor de carga propicia la reducción de la factura
- Aquellos clientes que hacen el esfuerzo por desplazar carga obtienen un mayor beneficio

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

23 26/01/2005

Muchas Gracias Señores Industriales.

Ing. Alfonso Valverde Madrid, Jefe
 Sección Administración de la Energía

24 26/01/2005

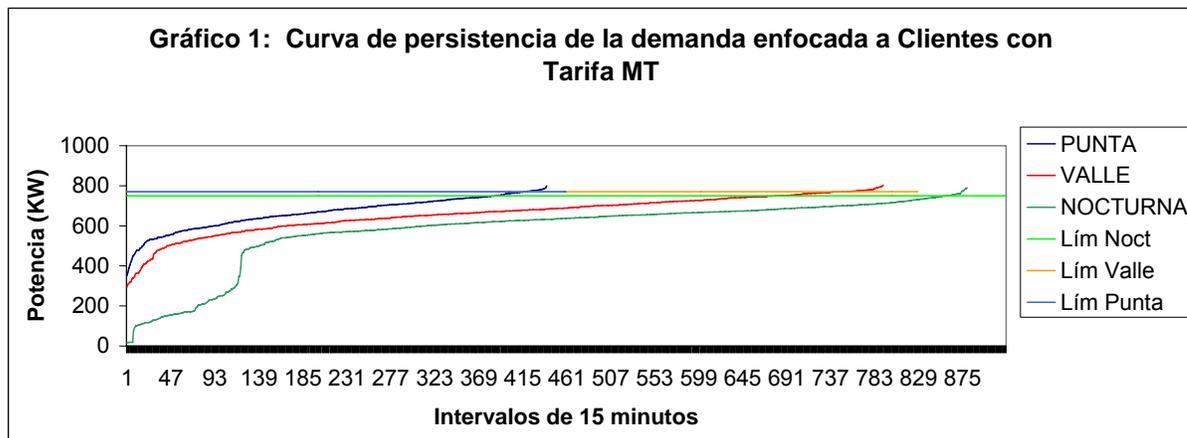
Apéndice A.6 Reporte Evaluativo del Sistema de control de demanda para la determinación de los umbrales

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	SECCIÓN ADM. DE LA ENERGÍA		LOCALIZACIÓN 3008160320	
			PÁGINA	1 de 4
	REPORT E EVALUATIVO CONTROL DE DEMANDA PREDICTIVA A PARTIR DEL MEDIDOR ION8500			
Fecha inicial de estudio	Fecha final de estudio	Fecha de emisión del informe	Número de Copias	Realizado por:
01-Nov-2004	30-Nov-2004	16-Ene-2005	1	AMV2

Nombre del Cliente:
Dirección del Cliente:
Teléfono/ Fax:

	MÁXIMA DEMANDA	Primer límite	Demanda desplazada	% Desplazado	HORAS A RECORTAR
PUNTA	800.256	770	30.256	3.78%	5.5
VALLE	802.148	770	32.148	4.01%	10
NOCTURNO	789.548	750	39.548	5.01%	5.25

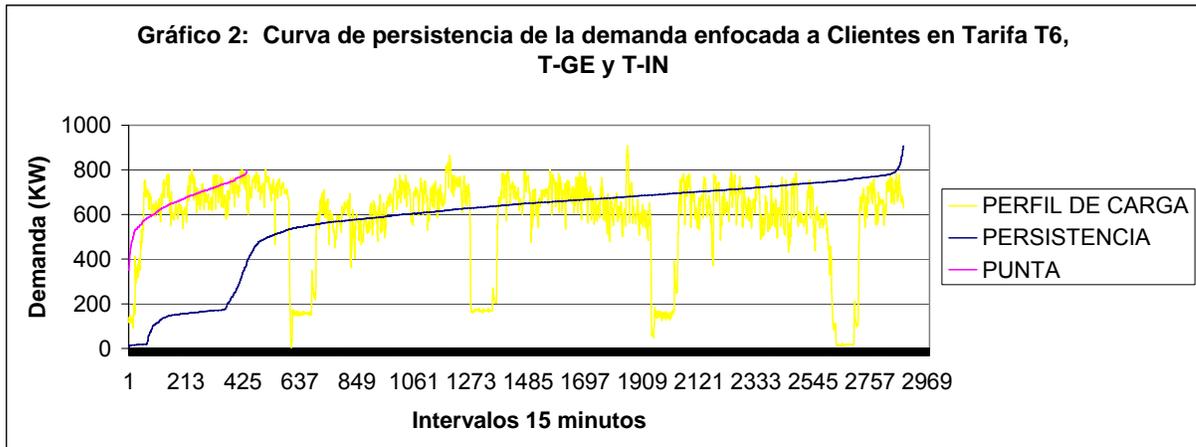
	COSTO DE LA DEMANDA SIN CONTROL			COSTO DE LA DEMANDA CON CONTROL			GANANCIA
	T. ALTA	T. BAJA	ANUAL	T. ALTA	T. BAJA	ANUAL	ANUAL
PUNTA	€3,308,258.30	€2,559,218.69	€33,706,782.72	€3,183,180.00	€2,462,460.00	€32,432,400.00	€1,274,382.72
VALLE	€3,197,361.93	€1,223,275.70	€22,575,653.31	€3,069,220.00	€1,174,250.00	€21,670,880.00	€904,773.31
NOCTURNO	€1,428,292.33	€1,204,060.70	€15,345,654.93	€1,356,750.00	€1,143,750.00	€14,577,000.00	€768,654.93
TOTAL			€71,628,090.96			€68,680,280.00	€2,947,810.96



 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	REPORTE EVALUATIVO DEL SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA			LOCALIZACIÓN	
				3008160320	
	Fecha inicial de estudio	Fecha final de estudio	Fecha de emisión del informe	PÁGINA	2 de 4
01-Nov-2004	30-Nov-2004	16-Ene-2005	1		AMV2

	MÁXIMA DEMANDA	Primer límite	Demanda desplazada	% Desplazado	HORAS A RECORTAR
PUNTA	800.256	770	106.944	11.79%	5.5
GENERAL	907.2	770	0	0.00%	26.5

	COSTO DE LA DEMANDA SIN CONTROL		COSTO DE LA DEMANDA CON CONTROL		GANANCIA
	MENSUAL	ANUAL	MENSUAL	ANUAL	ANUAL
T6	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
T-GE	€6,197,083.20	€74,364,998.40	€5,259,870.00	€63,118,440.00	#####
T-IN	€8,514,072.00	€102,168,864.00	€7,226,450.00	€86,717,400.00	#####



 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	REPORTE EVALUATIVO DEL SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA			LOCALIZACIÓN	
				3008160320	
	Fecha inicial de estudio	Fecha final de estudio	Fecha de emisión del informe	PÁGINA	3 de 4
01-Nov-2004	30-Nov-2004	16-Ene-2005		Número de Copias	Realizado por:
				1	AMV2

		MONTOS A FACTURAR		MONTOS A FACTURAR A PARTIR DEL CONTROL		GANANCIA MENSUAL
T-PR	ENERGIA (KWh)	416873.433	€7,962,282.57	416873.433	€7,962,282.57	€0.00
	DEMANDA (KW)	907.2	€6,197,083.20	770	€5,259,870.00	€937,213.20
	F.P		€0.00		€0.00	€0.00
	I.V. 13.00%		€1,840,717.55		€1,718,879.83	€121,837.72
	ALUMBRADO		€80,500.00		€80,500.00	€0.00
TOTAL		€16,080,583.32		€15,021,532.40	€1,059,050.92	

T-GE	ENERGIA (KWh)	416873.433	€7,962,282.57	416873.433	€7,962,282.57	€0.00
	DEMANDA (KW)	907.2	€6,197,083.20	770	€5,259,870.00	€937,213.20
	F.P		€0.00		€0.00	€0.00
	I.V. 13.00%		€1,840,717.55		€1,718,879.83	€121,837.72
	ALUMBRADO		€80,500.00		€80,500.00	€0.00
TOTAL		€16,080,583.32		€15,021,532.40	€1,059,050.92	

T-IN	ENERGIA (KWh)	416873.433	€5,961,290.09	416873.433	€5,961,290.09	€0.00
	DEMANDA (KW)	907.2	€8,514,072.00	770	€7,226,450.00	€1,287,622.00
	F.P		€0.00		€0.00	€0.00
	I.V. 13.00%		€1,881,797.07		€1,714,406.21	€167,390.86
	ALUMBRADO		€80,500.00		€80,500.00	€0.00
TOTAL		€16,437,659.16		€14,982,646.30	€1,455,012.86	

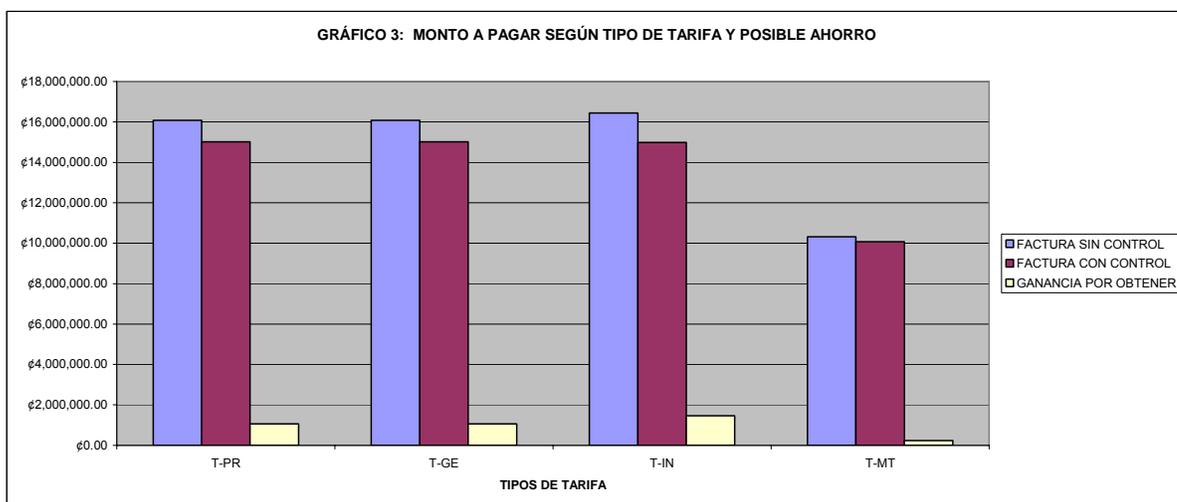
T-MT	ENERGIAS (KWh)	PUNTA	89293.28	€1,660,855.06	89293.28	€1,660,855.06	€0.00
		VALLE	159679.94	€1,197,599.54	159679.94	€1,197,599.54	€0.00
		NOCTURNA	167900.21	€1,208,881.53	167900.21	€1,208,881.53	€0.00
	DEMANDA (KW)	PUNTA	800.256	€2,559,218.69	770.000	€2,462,460.00	€96,758.69
		VALLE	802.148	€1,223,275.70	770.000	€1,174,250.00	€49,025.70
		NOCTURNA	789.548	€1,204,060.70	750.000	€1,143,750.00	€60,310.70
	F.P	PUNTA		€0.00		€0.00	€0.00
		VALLE		€0.00		€0.00	€0.00
		NOCTURNA		€0.00		€0.00	€0.00
	I.V. 13.00%		€1,177,005.86		€1,150,213.50	€26,792.36	
ALUMBRADO		€80,500.00		€80,500.00	€0.00		
TOTAL		€10,311,397.07		€10,078,509.62	€232,887.45		

COMPARACIÓN TARIFARIA	T-PR VRS MT	55.95%	€5,769,186.25	49.05%	€4,943,022.78
	T-GE VRS MT	55.95%	€5,769,186.25	49.05%	€4,943,022.78
	T-IN VRS MT	59.41%	€6,126,262.09	48.66%	€4,904,136.68

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	REPORTE EVALUATIVO DEL SISTEMA DE CONTROL DE DEMANDA			LOCALIZACIÓN	
				3008160320	
	Fecha inicial de estudio	Fecha final de estudio	Fecha de emisión del informe	PÁGINA	4 de 4
01-Nov-2004	30-Nov-2004	16-Ene-2005	Número de Copias	Realizado por:	
			1	AMV2	

RESUMEN DE MONTOS A PAGAR SEGÚN TARIFAS

	MONTO A FACTURAR		GANANCIA OBTENIDA	Porcentaje
	SIN CONTROL	CON CONTROL		
T-PR	¢16,080,583.32	¢15,021,532.40	¢1,059,050.92	6.59%
T-GE	¢16,080,583.32	¢15,021,532.40	¢1,059,050.92	6.59%
T-IN	¢16,437,659.16	¢14,982,646.30	¢1,455,012.86	8.85%
T-MT	¢10,311,397.07	¢10,078,509.62	¢232,887.45	2.26%



TARIFA MEDIA TENSIÓN (T-MT)

COSTO ENERGÍA	TEMPORADA	
	ALTA	BAJA
PUNTA	¢23.10	¢18.60
VALLE	¢13.80	¢7.50
NOCTURNA	¢7.80	¢7.20

COSTO DEMANDA	TEMPORADA	
	ALTA	BAJA
PUNTA	¢4,134.00	¢3,198.00
VALLE	¢3,986.00	¢1,525.00
NOCTURNA	¢1,809.00	¢1,525.00

TARIFA GENERAL (T-GE)

COSTO ENERGÍA	¢19.10
COSTO DEMANDA	¢6,831.00

TARIFA INDUSTRIAL (T-IN)

COSTO ENERGÍA	¢14.30
COSTO DEMANDA	¢9,385.00

COSTO POR KWh	ANTES	DESPUES
ALUMBRADO PÚBLICO	¢1.61	¢1.50
FECHA DE CAMBIO	01/01/2005	

PRECIOS SEGÚN GACETA NO.171 DEL 1 DE SETIEMBRE 2004

Tel: (506) 295-15-55, (506) 295-15-41, Fax 290 63 40, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica.

Apéndice A.7 Informe histórico de consumo del cliente Plásticos Modernos con Localización 30-0820-0320

 COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. CNFL	DIRECCIÓN COMERCIAL Departamento de Servicios Técnicos	Sección Administración de la Energía	LOCALIZACIÓN 30-0820-0320	
	INFORME HISTÓRICO DE CONSUMO			PÁGINA 1 de 3
				Fecha de emisión del informe 2005-01-16

Nombre del Cliente: Plásticos Modernos
Dirección del Cliente: La Ribera de Belén, 400 oeste de Firestone
Teléfono/ Fax:

HISTÓRICO DE CONSUMO, DEMANDA Y FACTOR DE POTENCIA

MES	ENERGIA (KWH)			DEMANDA (KW)			FACTOR DE POTENCIA (%)			MONTO FACTURADO (COLONES)
	punta	valle	nocturno	punta	valle	nocturno	punta	valle	nocturno	
SEP 03	82890	147037	150856	804	838	788	92	92	92	7,712,200
OCT	80790	141315	150835	780	785	764	92	91	90	7,904,115
NOV	80727	145985	154308	795	842	737	94	80	94	8,657,000
DIC	68341	123552	132843	816	881	801	91	92	91	8,205,545
ENE 04	73609	130898	133047	827	885	801	90	91	89	13,117,150
FEB	76290	137433	134858	834	870	730	88	91	89	13,190,235
MAR	83385	146330	145475	844	870	787	91	88	92	13,690,525
ABR	70052	128968	145475	780	814	696	91	93	92	12,565,440
MAY	84096	147693	155008	821	855	801	92	92	91	13,714,250
JUN	92205	161936	168133	862	918	779	91	92	92	14,486,790
JUL	95938	166411	167329	801	801	798	90	90	90	14,138,880
AGO	81026	139104	153221	774	774	755	90	90	90	14,696,475
SEP	74592	127442	140490	780	790	745	91	90	91	9,336,200
OCT	94666	166207	183002	806	797	800	89	91	90	10,663,500
NOV	89293	159680	167900	800	802	790	92	91	91	10,311,415
DIC04	70957	125763	135128	798	788	796	88	89	89	9,453,475

Observaciones: A partir del 1 de setiembre 2004 las tarifas aumentaron pero también cabe recordar que inicia la temporada baja y los precios son menores

AUTORIZADO POR:	ELABORADO POR:	SOLICITADO POR:
Ing. Alfonso Valverde Madriz Jefe, Sección Administración de la Energía	Ing. Alfonso Valverde Madriz Jefe, Sección Administración de la Energía	Ing. Alfonso Valverde Madriz Jefe, Sección Administración de la Energía

Este informe histórico no puede ser reproducido parcialmente.

El informe sin sello y firma no es válido

Tel: (506) 295-1533, (506) 295-1530, Fax 290-6340, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica



INFORME HISTÓRICO DE CONSUMOS, DEMANDAS Y FACTOR DE POTENCIA

Fecha de emisión del informe

2004-12-03

LOCALIZACIÓN

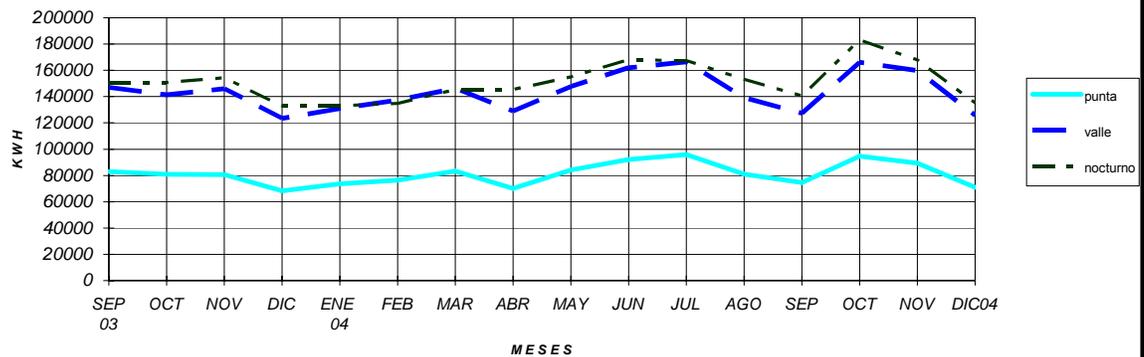
30-0816-0320

PÁGINA

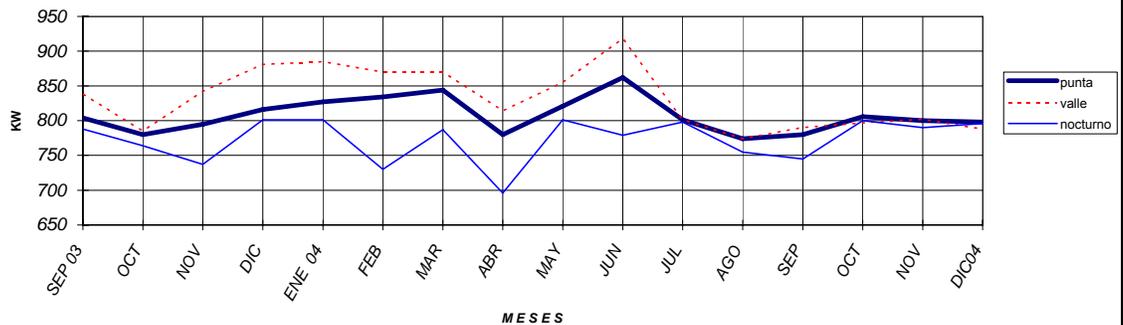
2 de 3

**HISTORICO DE
Plásticos Modernos**

GRAFICA 1: CONSUMO DE ENERGIA MENSUAL (KWH)



GRÁFICA 2: MÁXIMA DEMANDA HORARIA REGISTRADA MENSUALMENTE (KW)



Observaciones: _____

Este informe histórico no puede ser reproducido parcialmente.
 El informe sin sello y firma no es válido
 Tel: (506) 290-1333, (506) 290-1330, FAX 290-6340, Dirección: Comiguo a Caprís, La Uruca, San José, Costa Rica



INFORME HISTÓRICO DE CONSUMOS, DEMANDAS Y FACTOR DE POTENCIA

Fecha de emisión del informe

2004-12-03

LOCALIZACIÓN

30-0816-0320

PÁGINA

3 de 3

**HISTORICO DE
Plásticos Modernos**

GRÁFICA 3: FACTOR DE POTENCIA MENSUAL HORARIO(%)

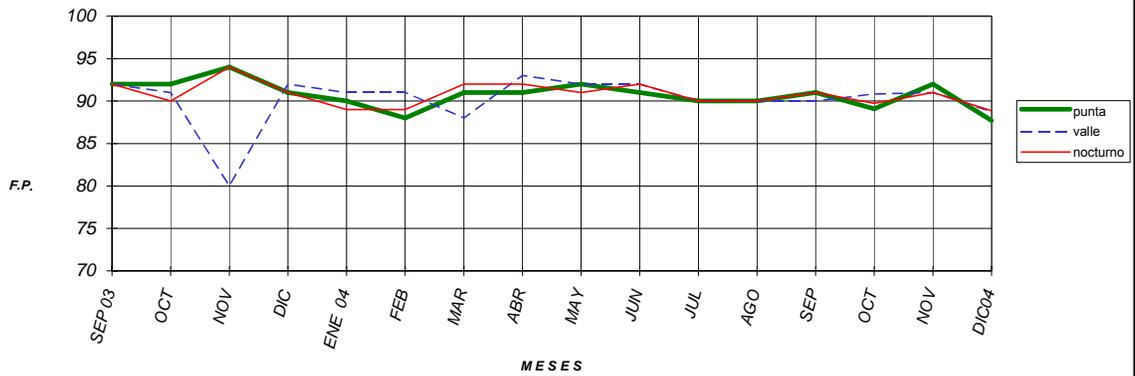
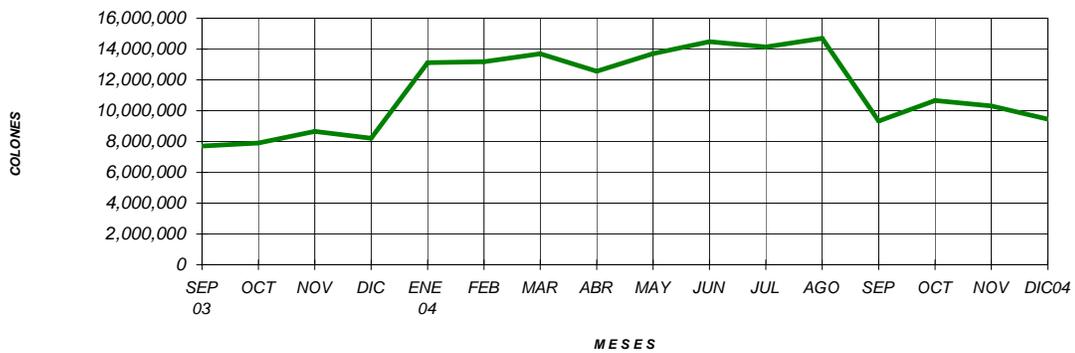


GRÁFICO 4: MONTO DE FACTURACIÓN MENSUAL (COLONES)



Observaciones: _____

Este informe histórico no puede ser reproducido parcialmente.
 El informe de calibración sin sello y firma no es válido
 Tel: (506) 295-1533, (506) 295-1530, Fax 290-6340, Dirección: Contiguo a Capris, La Uruca, San José, Costa Rica

Apéndice A.8 Carta para solicitud de lectura del medidor de facturación por Internet

San José, fecha

Señor

Nombre de la persona

Puesto que desempeña

Nombre de la empresa

Estimado señor:

Tal y como se le ha dado previamente a conocer por parte la CNFL, se le solicita su autorización para realizar la lectura del medidor de facturación por medio de INTERNET.

Para lograr con este esfuerzo se requiere de lo siguiente:

- 1) Tener acceso a su red por medio de un IP público asignado a su empresa.
- 2) El PIX o FIREWALL de su empresa debe programarse de manera tal que cuando el IP público 196.1.40.244 haga solicitud de acceso se remitan los paquetes de información hacia el IP de su red (el IP de la Intranet asignado al medidor de CNFL, el valor del IP debe suministrarse junto con la máscara y el gateway).
- 3) Los puertos a programar en el FIREWALL para que la dirección pública de CNFL pueda comunicarse con el medidor son
 - a. Puerto 80 : requerido para monitoreo de la página Web de la facturación y remitir correos electrónicos hacia el servidor
 - b. Puerto 7700: comunicación directa por Ethernet al medidor y el servidor de la CNFL donde reside el programa de lectura.

La CNFL le entregará un medidor para ser conectado a un tomacorriente de 120 Voltios y a su intranet con el fin de realizar las pruebas de comunicación. Cuando se apruebe la comunicación por parte de la CNFL debe realizarse el cableado estructurado necesario hasta donde esté el sistema de medición para facturación. Los costos por materiales y mano de obra en que se incurra serán costeados únicamente por el cliente.

La CNFL realizará el cambio de medidor sin costo alguno para el cliente. Además se ofrecen los siguientes beneficios:

- a. El cliente podrá realizar lecturas del sistema de medición desde cualquier computador de la empresa y también desde cualquier parte del mundo. Para ello deberá asegurarse que la clave asignada para acceder el medidor no sea divulgada.
- b. El cliente podrá interrogar al medidor a través de un software gratis del fabricante del medidor. La CNFL le hará entrega de un software para el estudio de la demanda y la comparación tarifaria, realización de gráficas de demanda e información a tiempo real del consumo de su empresa. Este último software almacena los datos de consumo del cliente como historial y se obtiene un reporte en MS-EXCEL listo para ser impreso y presentado a la Gerencia.
- c. La CNFL podrá ofrecerle otros servicios como desconexión de cargas para control de demanda, facturación a tiempo real de las variables eléctricas y su equivalente en moneda nacional, correos electrónicos según aspectos a estudiar.
- d. Todas las necesidades a suplir a su empresa u otras desarrolladas por CNFL serán compartidas con los demás clientes servidos por la CNFL.
- e. Participación en los talleres de capacitación en el uso del software a finales de cada trimestre. En dichos talleres solo podrán participar los clientes con acceso a lectura por Internet porque será impartido en las instalaciones de CNFL y cada cliente debe acceder su medidor.

Agradecemos se nos remita la información solicitada llenando para ello la Tabla 1.

Tabla 1 Parámetros aportados por el cliente autorizando la lectura por Internet

PARÁMETROS SOLICITADOS		DESCRIPCIÓN	VALOR ENTREGADO POR EL CLIENTE
Dirección IP pública del cliente	IP	Dirección de internet asignada al cliente por RACSA	XXX.XXX.XXX.XXX
Dirección IP privada del cliente	IP	Dirección IP para el medidor ION8500 asignada por el cliente	XXX.XXX.XXX.XXX
	MÁSCARA	Valor asignado por el cliente según la sub_red utilizada	XXX.XXX.XXX.XXX
	GATEWAY	Valor asignado por el cliente cuando se utilizan multiples redes	XXX.XXX.XXX.XXX
PUERTOS	7700	PROTOCOLO ION	APROBADO
	80	PROTOCOLO TCP/IP	APROBADO

Atentamente,
 Ing. Alfonso Valverde Madriz
 Jefe, Sección Administración de la Energía
 Departamento Servicios Técnicos
 Email: avalverde@cnfl.go.cr

Apéndice A.9 El medidor ION8500 y su estructura de programación

A.9.1 Programación del medidor ION8500

Los medidores ION8500 son programables a partir de una arquitectura orientada por objetos. La información monitoreada de energía eléctrica es accesada, transferida y manipulada dentro del medidor. La red de objetos está compuesta por una variedad de unidades discretas llamados “módulos ION”. A partir de los módulos ION se puede personalizar funciones adicionales en el medidor.

La red de objetos está compuesta por más de 70 tipos de módulos ION. Cada tipo de módulo ha sido diseñado para una tarea específica, la combinación con otros módulos permite la creación de funciones personalizadas para aplicaciones particulares.

Todos los módulos ION comparten una misma estructura. Por ejemplo, todos los módulos son bautizados con un único nombre y la mayoría provee datos procesados a través de un registro de salida. Los módulos reciben datos a través de entradas y los módulos que son configurables por el usuario poseen uno o más registros configurables. En la figura A9.1 se muestra un ejemplo de un módulo ION del cual se indican las entradas, los datos de parametrización y los registros de salida.

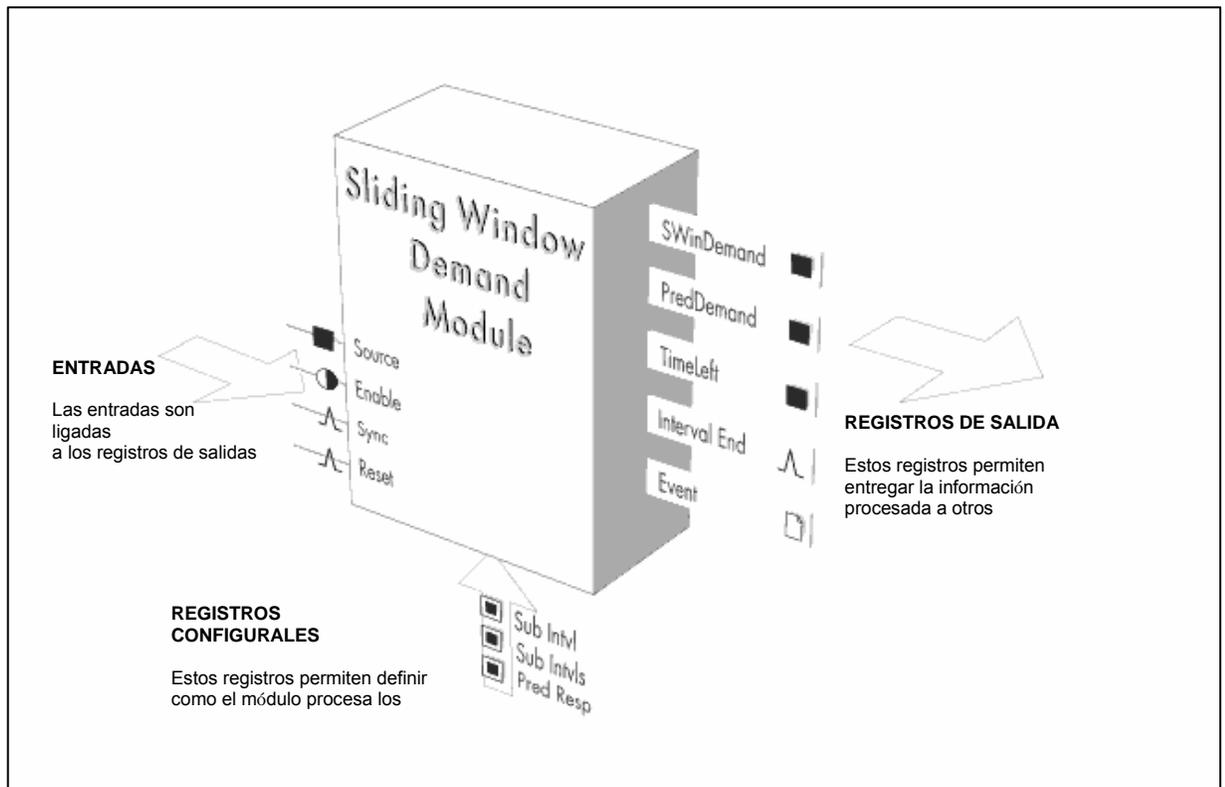


Figura A9.1 Ejemplo de un módulo ION

A continuación se describe un módulo ION:

- a) Nombre del módulo: Cada tipo de módulo es identificado por un nombre. En muchos casos el nombre implica la función del módulo; por ejemplo, el Módulo Integrador es quien integra valores en el tiempo.
- b) Entradas: Una entrada es el punto de conexión, a algún otro módulo, por el cual los datos son recibidos. Se pueden ligar módulos asignando la entrada de un módulo al registro de salida de otro módulo.
- c) Registros configurables: Los registros configurables contienen la parametrización del módulo con el fin de indicar como procesar los datos.
- d) Registros de salida: Los registros de salida contienen la información de los datos que han sido procesados por el módulo.

Es importante resaltar que los módulos ION son objetos finitos, por ejemplo la cantidad máxima de módulos Tiempo de Uso son 2 para un medidor ION8500 con versión 240.

Consideraciones de temporización:

Cuando los módulos ION se ligan con otros módulos ION debe considerarse bajo qué esquema de trabajo se labora. De modo tal que, deben utilizarse esquemas de trabajo de alta velocidad o esquemas de trabajo de alta exactitud. Por lo general se emplean módulos estándar o módulos ION de alta exactitud y poseen la particularidad de actualizarse cada segundo. Aquellos con capacidad de alta velocidad se actualizan en el orden de los milisegundos.

Secuencia de ejecución de los Módulo ION:

Los módulos ION siempre se ejecutan en el orden del flujo de datos. En la Figura A9.2 se muestra la ejecución de 5 módulos, los cuales se ejecutan en 4 pasos. De manera tal que si ese es el orden lógico de ejecución se recomienda implementar esquemas de trabajo de atrás hacia adelante.

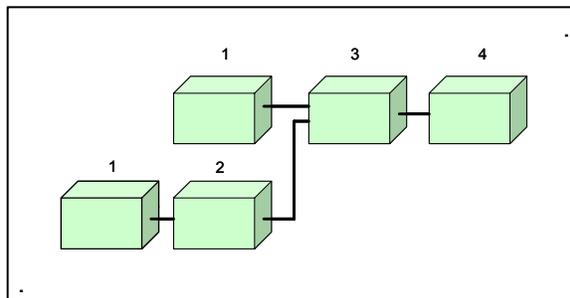


Figura A9.2 Ejecución de módulos ION según el flujo de datos

Los módulos ION pueden ser ejecutados simultáneamente si ellos no dependen de otros datos, tal es el caso de ambos módulos 1 de la Figura A9.2.

Contrariamente, el módulo ION 3 no se ejecutará hasta que ambos módulos 1 y 2 se hayan ejecutado.

Restricciones para ligar módulos:

Cada entrada puede ser ligada una única vez, sin embargo, puede ligarse una salida a una o más entradas diferentes.

Los enlaces circulares no son permitidos, es decir, no se puede ligar una salida de un módulo a su entrada o a la entrada de algún módulo predecesor. La Figura A9.3 muestra la ejemplificación de lo incorrecto ante un enlace circular.

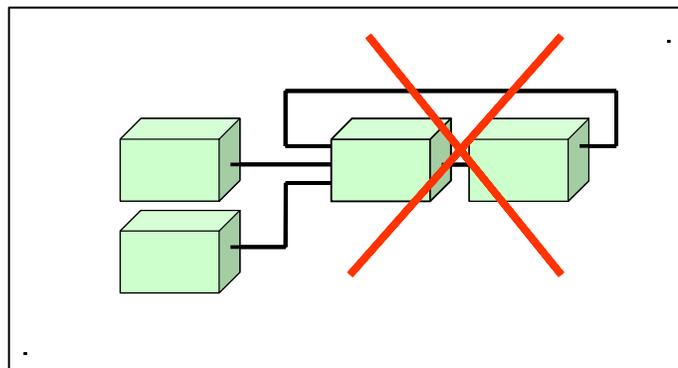


Figura A9.3 Enlace circular no permitido en la arquitectura ION

Valores no disponibles (“Not available”):

Si un módulo ION no está ligado a una entrada necesaria o tiene una entrada inválida, entonces el registro de salida no tendrá ningún valor pero se registrará el indicador de no disponible “NOT AVAILABLE”. El valor “NOT AVAILABLE” ayuda a distinguir entre casos donde el registro de salida posee valores de 0 u OFF y casos en donde el registro no tiene ningún valor almacenado.

Cuando se visualizan los datos en la pantalla del medidor con un valor no disponible aparecerán guiones (-) y en el software PEGASYS VISTA (programa de monitoreo) se despliega el mensaje “NOT AVAILABLE”.

Cuando existe un encadenamiento de módulos y su valor de entrada inicial es “NOT AVAILABLE” se propagará dicho valor a través de todos los módulos enlazados hasta el final.

A.9.2 Desarrollar habilidades en el uso del programa ION ENTERPRISE para la programación y visualización de los datos a controlar

El software ION Enterprise es una solución para la administración de la información energética de la CNFL y es conocido dentro de la empresa como Sistema de Medición y Calidad de la Energía "SIMEYCE". Este software reside en un servidor Windows 2000 Server y en estaciones de trabajo con Windows 2000 y XP.

Entre sus funciones más importantes podemos mencionar las siguientes:

- a. Adquisición de datos: almacenamiento de datos históricos de los medidores ION8500 en una base datos SQL SERVER ENTERPRISE, mediante conexiones módem y Ethernet. También es posible leerlos por medio de puerto serie pero aplica en equipos portátiles y no para el servidor en la aplicación definitiva.
- b. Monitoreo: visualiza los datos almacenados, los datos en tiempo real y presenta comandos de control a través de la red conformada por computadoras tipo cliente, quienes accesan al servidor donde reside el Software ION ENTERPRISE.
- c. Análisis: creación de informes sobre energía, perfiles de carga y calidad de energía. Análisis de las perturbaciones de la tensión a partir de formas de onda registradas y curvas ITI (CBEMA)

Entre los componentes principales del software ION ENTERPRISE se pueden citar:

VISTA: Proporciona vistas gráficas de información en tiempo real e histórica, analiza datos, informa sobre el estado del equipo y ofrece capacidades de control.

MANAGEMENT CONSOLE: Administra la red de medidores ION permitiendo adicionar nuevos dispositivos, removerlos y configurar los diferentes sitios de accesos ya sean estos por puerto serie, módem o Ethernet. Permite configurar los puertos de lectura y administrar la forma de interrogación de medidores vía módem a partir de esquemas preestablecidos, con ello se libera al usuario de realizar las lecturas y permite minimizar los costos de interrogación. Posee herramientas para manipulación de la base de datos, adición de nuevos usuarios al sistema y monitoreo de la eficiencia de comunicación de los medidores que se encuentran conectados.

DISEÑADOR (DESIGNER): Permite configurar gráficamente y programar los medidores ION. Por lo tanto, permite realizar la parametrización de los módulos ION, la creación de nuevos módulos y el ligamen de esos módulos a través de un orden para crear nuevas funciones para el medidor ION, el cual debe estar comunicado para poder realizar los nuevos diseños.

Cabe indicar que el uso del Designer permite ver cómo los módulos ION está organizados y ligados en el medidor. Los módulos ION son desplegados en la pantalla de Designer como cajas rectangulares. Las entradas son mostradas a partir del símbolo de flecha al lado izquierdo; en el caso de los registros de salida son mostrados también por un símbolo de flecha del lado derecho. Los enlaces entre módulos son representados por líneas continuas que van de un módulo a otro. En la figura A9.4 se muestra un esquema sencillo de un bloque de trabajo.

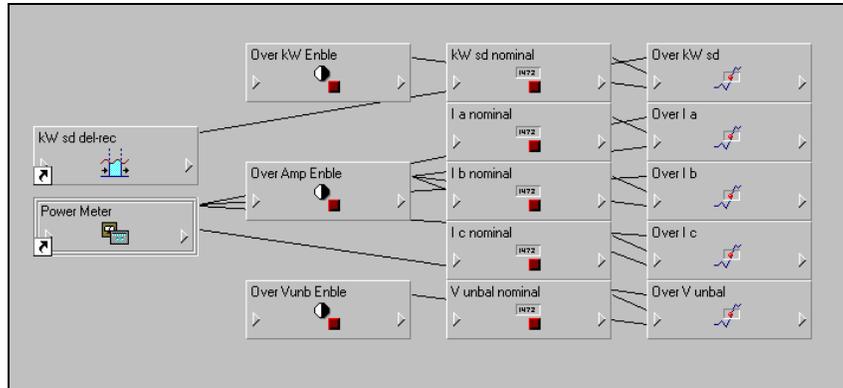


Figura A9.4 Ejemplo de esquema de trabajo diseñado en ION ENTERPRISE

GENERADOR DE REPORTES: La aplicación de generador de reportes permite definirlos y generarlos sobre la información almacenada en la base de datos. Este proceso selecciona datos y genera un reporte final en formato Microsoft Excel 2000.

A.9.3 Configuración del medidor ION8500 y el software ION ENTERPRISE para establecer comunicación entre ambos

Las pruebas de comunicación se llevaron a cabo con un medidor ION8500 versión 240. Los siguientes son los pasos realizados para la comunicación:

- a. Deberá parametrizarse el puerto de comunicación del medidor a utilizar según los datos de la Tabla A9.1
- b. También se requiere que en el software ION ENTERPRISE esté debidamente configurado el puerto de comunicaciones según el medio utilizado, en la Tabla A9.2 se presentan las configuraciones óptimas. Los medios a utilizar son cable serie, cable óptico y módems.

Tabla A9.1 Parámetros configurados en el medidor que garantizan la comunicación

Registros configurables	Configuración del puerto de comunicación				
	RS-232	RS-485	INFRAROJO	MÓDEM INTERNO	ETHERNET
PROTOCOLO	ION	ION	ION	ION	N/A
BAUD RATE	115200	115200	19200	Nota 1.	10 Mbps
UNIT ID	numérico	numérico	numérico	numérico	N/A
RTS DELAY	10ms	10ms	10ms	10ms	N/A
COMM MODE	RS-232	RS-485	N/A	N/A	N/A
HSHAKE MODE	RTS with delay	N/A	N/A	N/A	N/A
RTS LEVEL	NORMAL	N/A	N/A	N/A	N/A
CTS LEVEL	NORMAL	N/A	N/A	N/A	N/A
IP ADDRESS	N/A	N/A	N/A	N/A	XXX.XXX.XXX.XXX
SUBNET MASK	N/A	N/A	N/A	N/A	XXX.XXX.XXX.XXX
GATEWAY	N/A	N/A	N/A	N/A	XXX.XXX.XXX.XXX
SMTP SERVER	N/A	N/A	N/A	N/A	XXX.XXX.XXX.XXX
SMTP CONNECTION TIMEOUT	N/A	N/A	N/A	N/A	60s
PUERTO DE COMUNICACIÓN	COM1	COM1	COM3	COM2	COM4
RX TIMEOUT	2s	2s	2s	2s	N/A
WEBSERVER CONFIG ACCESS	N/A	N/A	N/A	N/A	NO
WEBSERVER ABILITADO	N/A	N/A	N/A	N/A	YES
DEFAULT WEB PAGE	N/A	N/A	N/A	N/A	Operation.html
MODEM INIT	N/A	N/A	N/A	AT&F	N/A
ANSWER HOURS	N/A	N/A	N/A	MON-SUN@00:00-23:59.	N/A
ANSWER HOURS RINGS	N/A	N/A	N/A	1	N/A
NON ANSWER HOURS RINGS	N/A	N/A	N/A	5	N/A

N/A: NO APLICA
 BAUD RATE posibles: 300,1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 y 115200 bps
 Nota 1: Para modems internos la velocidad referida es con la circuitería interna. La velocidad de un modem interno es siempre 33.8 bps

Tabla A9.2 Configuración del puerto de comunicación en el servidor

VALOR CONFIGURABLE EN EL ION ENTERPRISE	MEDIO UTILIZADO POR EL SITIO		
	CABLE SERIE	CABLE ÓPTICO	MÓDEM
NAME	10 caracteres máximo	10 caracteres máximo	10 caracteres máximo
COMPUTER	nombre del servidor	nombre del servidor	nombre del servidor
Numero telefónico	N/A	N/A	XXXXXXXX,XXX
PUERTO SERIE	COM1 ... COM X	COM1 ... COM X	COM1 ... COM X
RtsCts	NO	YES	NO
USA DTR	YES	YES	NO
abilitado	YES	YES	YES
baud rate	115200	19200	57600
transmit delay	500 ms	500 ms	150 ms
descripción	256 caracteres	256 caracteres	256 caracteres
abilita la sincronización del tiempo	NO	NO	NO

BAUD RATE posibles: 300,1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600 y 115200 bps
 Nota: Los 10 caracteres máximos del nombre es política de la CNFL

Anexo B.1 Pliego Tarifario Eléctrico publicado el 1 de setiembre 2004

Pág 30

La Gaceta N° 171 — Miércoles 1° de setiembre del 2004

Tarifa T-SD Ventas a las Cooperativas de Electrificación Rural.

- A. **Aplicación:** Aplicable a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L. (COPELESCA), Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COPEGUANACASTE), Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (COPE SANTOS), Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (COPEALFARORUIZ).
- B. **Características del servicio:**

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras.
Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

Cargo por potencia	Temporada alta ¢	Temporada baja ¢
Período punta:		
Cada kilovatio	3 029,00	2 271,00
Período valle:		
Cada kilovatio	2 918,00	1 083,00
Período nocturno:		
Cada kilovatio	1 325,00	1 083,00
Cargo por energía		
Período punta:		
Cada kWh	13,20	9,80
Período valle:		
Cada kWh	7,00	2,50
Período nocturno:		
Cada kWh	2,90	2,30

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión.

DISPOSICIONES GENERALES:

- Los consumos iguales o menores a 3 000 kWh mensuales, serán facturados utilizando el bloque de consumo de 3 000 a 20 000 kWh mensuales, cuando el consumo mensual supere los 3 000 kWh mensuales más de seis veces en los últimos doce meses consecutivos.
- Los consumos superiores a los 3 000 kWh mensuales, serán facturados utilizando el bloque de consumo inferior a 3 001 kWh mensuales, cuando el consumo mensual no supere los 3 000 kWh mensuales más de seis veces en los últimos doce meses consecutivos o se modificaren las características del servicio.
- Los consumos mayores a los 3 000 kWh por mes y facturados mediante tarifas que incluyen la potencia (abonados de máxima demanda), se facturarán con los valores del bloque que corresponda a su consumo mensual.
- La potencia por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.
- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.
- Definición de horario y temporadas.

Temporada alta: Se define como temporada alta al tiempo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de agosto del mismo año, es decir, 8 meses.

Temporada baja: Se define como temporada baja al tiempo comprendido entre el 1° de setiembre y el 31 de diciembre del mismo año, es decir, 4 meses.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.
- Los usuarios de las tarifas T-MT y T-AT, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.
La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.
Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.
- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora.

En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del período punta de la temporada alta a la máxima demanda registrada durante el mes."

COMPANÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S. A.
CNFL S. A.

Rige para los consumos que se originen a partir de su publicación.

Tarifa T-RE Residencial

- a. **Aplicación:** Para consumo residencial en todo el sistema de distribución de la Compañía.
Se entiende por consumo residencial el servicio para casas de habitación o apartamentos que sirven exclusivamente de alojamiento. No incluye moteles, hoteles, hospitales, hospicios, servicios combinados casa pulpería, etc., ni edificios de apartamentos servidos por un solo medidor.
- b. **Precios mensuales:**
- | | |
|------------------------------|-------------|
| Primeros 200 kWh a | ¢ 24,20/kWh |
| Por cada kilovatio adicional | ¢ 41,30 |

Tarifa T-GE General

- a. **Aplicación:** Para consumos no residenciales ni industriales.
- b. **Precios mensuales:**
- Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh**
- | | |
|--------------|---------|
| Por cada kWh | ¢ 48,40 |
|--------------|---------|
- Para consumos entre 3 001 y 20 000 kWh**
- Cargo por demanda**
- | | |
|-----------------------|-------------|
| Primeros 8 kW o menos | ¢ 36 576,00 |
| Cada kW adicional a | ¢ 4 572,00 |
- Cargo por energía**
- | | |
|----------------------------|-------------|
| Primeros 3 000 kWh o menos | ¢ 85 500,00 |
| Cada kWh adicional a | ¢ 28,50 |
- Para consumos mayores que 20 000 kWh**
- Cargo por demanda**
- | | |
|------------------------|--------------|
| Primeros 55 kW o menos | ¢ 375 705,00 |
| Cada kW adicional | ¢ 6 831,00 |
- Cargo por energía**
- | | |
|-------------------------------------|--------------|
| Por los primeros 20 000 kWh o menos | ¢ 382 000,00 |
| Cada kWh adicional a | ¢ 19,10 |

Tarifa T-IN Industrial

- a. **Aplicación:** Para consumos industriales, se aplica a todas aquellas empresas industriales que producen bienes y no a las que prestan servicios.
- b. **Precios mensuales:**
- Para consumos menores o iguales a 3 000 kWh**
- | | |
|--------------|---------|
| Por cada kWh | ¢ 48,10 |
|--------------|---------|
- Para consumos entre 3 001 y 20 000 kWh**
- Cargos por demanda**
- | | |
|-----------------------|-------------|
| Primeros 8 kW o menos | ¢ 32 216,00 |
| Cada kW adicional a | ¢ 4 027,00 |
- Cargo por energía**
- | | |
|----------------------------|-------------|
| Primeros 3 000 kWh o menos | ¢ 87 000,00 |
| Cada kWh adicional a | ¢ 29,00 |
- Para consumos mayores que 20 000 kWh**
- Cargo por demanda**
- | | |
|------------------------|--------------|
| Primeros 55 kW o menos | ¢ 516 175,00 |
| Cada kW adicional a | ¢ 9 385,00 |
- Cargo por energía**
- | | |
|-------------------------------------|--------------|
| Por los primeros 20 000 kWh o menos | ¢ 286 000,00 |
| Cada kWh adicional a | ¢ 14,30 |

Tarifa T-BO Bombeo de agua potable

- a. **Aplicación:** Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, en todos aquellos lugares en donde esté tendida la red de voltaje correspondiente.
- b. **Precios mensuales:**
- Para consumos menores o iguales a 3 000 kWh**
- Por cada kWh ₡ 31,90
- Para consumos mensuales mayores que 3 000 kWh**
- Cargo por demanda:**
- Primeros 8 kW o menos ₡ 23 925,00
- Cada kW adicional ₡ 2 994,00
- Cargo por energía:**
- Primeros 3 000 kWh o menos ₡ 56 100,00
- Cada kWh adicional a ₡ 18,70

Tarifa T-CS Preferencial

- a. **Aplicación:** Aplicable estrictamente a todos aquellos clientes que pertenezcan a alguno de los siguientes sectores:
- Educación:** Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.
- Religión:** Exclusivamente para templos de iglesias legalmente conformados. Cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.
- Protección a la niñez y a la vejez:** Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro.
- Otros:** Todos aquellos clientes que a criterio de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. A. puedan incluirse en esta tarifa, siempre que el cliente demuestre fehacientemente que su actividad es estrictamente de beneficencia y sin fines de lucro.
- b. **Precios mensuales:**
- Para consumos mensuales menores o iguales que 3 000 kWh**
- Por cada kWh ₡ 26,10
- Para consumos mensuales mayores que 3 000 kWh**
- Cargo por demanda:**
- Primeros 8 kW a ₡ 23 952,00
- Cada kW adicional a ₡ 2 994,00
- Cargo por energía:**
- Primeros 3 000 kWh o menos ₡ 55 800,00
- Cada kWh adicional ₡ 18,60

Tarifa T-6: Promocional

- a. **Aplicación:** Para clientes con consumos mensuales mayores que 3.000 kWh, con un contrato especial de duración mínima de un año, el cual se considera renovado a su vencimiento por periodos iguales si ambas partes no hacen indicación de lo contrario tres meses antes de su vencimiento.
- b. **Cargo por demanda:** La demanda máxima que se facturará será la carga promedio más alta en kW, para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes, que se registre entre las 10:00 y las 12:30 horas o entre las 17:30 y las 20:00 horas (horas punta), siempre y cuando se cumpla con las siguientes condiciones:
- PRIMERA:** Para los clientes clasificados en el bloque de consumo de 3000 a 20000 kWh mensuales, la potencia registrada en las horas pico deberá ser al menos un 40% menor que la potencia máxima del período y 35 kilovatios como mínimo de manejo de carga.
- SEGUNDA:** Para los clientes clasificados en el bloque de consumo mayor a 20000 kWh mensuales, la potencia registrada en las horas pico deberá ser al menos un 30% menor que la potencia máxima del período y 290 kilovatios como mínimo de manejo de carga.
- TERCERA:** De no cumplirse con las condiciones antes mencionadas, la potencia facturada será la más alta registrada en el período de facturación, independientemente de la hora punta. No se tomarán en cuenta para efectos de facturación, las demandas registradas los días sábados, domingos y los días feriados por ley que establece el artículo 147 del Código de Trabajo.
- c. **Precios mensuales:** La potencia máxima así establecida y la energía se facturarán de acuerdo con la tarifa T-GE.

Tarifa T-MU: Energía para alumbrado de las municipalidades

- a. **Aplicación:** Exclusivamente para el servicio de alumbrado público que administran las municipalidades en forma directa.
- b. **Precios mensuales:**

Periodo punta:

Precio de la energía ₡ 15,20/kWh
 Precio de la potencia ₡ 2 806,00/kW

Periodo nocturno:

Precio de la energía ₡ 5,80/kWh
 Precio de la potencia ₡ 1 337,00/kW

- b. El consumo de electricidad se calculará por carga fija, de acuerdo con el consumo total de energía y potencia de las lámparas instaladas incluyendo el consumo propio de los transformadores, por norma 17% de la potencia nominal de la lámpara o en su lugar la que demuestre el municipio a satisfacción de la CNFL.

II. Tarifa T-MT: Media tensión

- a. **Aplicación:** Para clientes servidos en media tensión.
- b. **Características del servicio:** 1000 voltios a 34 500 voltios.
- c. **Medición:** Un único sistema en un solo punto de medición en el punto de entrega.
- Cargo por potencia**
- Periodo punta,** por cada kilovatio ₡ 3 198,00
- Periodo valle,** por cada kilovatio ₡ 1 525,00
- Periodo nocturno,** por cada kilovatio ₡ 1 525,00
- Cargo por energía**
- Periodo punta,** por cada kWh ₡ 18,60
- Periodo valle,** por cada kWh ₡ 7,50
- Periodo nocturno,** por cada kWh ₡ 7,20
- c. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante cada período del mes, exceptuando los sábados y domingos

T-REH RESIDENCIAL HORARIA

Aplicación: Para clientes residenciales servidos en baja tensión y consumos superiores a 200 kWh por mes al acogerse a esta tarifa.

Precios:

Periodo punta: ₡ 49,10/kWh
 Periodo valle: ₡ 19,80/kWh
 Periodo nocturno: ₡ 9,00/kWh

Factor de escalamiento:

INTERVALO MENSUAL DE CONSUMO (kWh)	b	a
De 0 a 200		0,8911
De 201 a 600	0,00099071	0,7601
De 601 a 1000	0,00020915	1,1873
De 1001 a 2000	0,00006274	1,3338
Más de 2000	0,00002091	1,4146

Metodología: La metodología de cálculo para determinar los precios a facturar es la siguiente:

$$a + (b * x) = \text{Coeficiente de consumo}$$

Donde:

a = Factor de escalamiento fijo
 b = Factor de escalamiento variable
 x = Consumo mensual (kWh)

Coeficiente de consumo: Es el valor que se aplicará a cada uno de los precios base, para determinar los precios finales que deben facturarse.

T-REHP RESIDENCIAL HORARIA CON POTENCIA CONTRATADA

Aplicación: Para clientes residenciales servidos en baja tensión y consumos superiores a 200 kWh por mes al acogerse a esta tarifa.

Precios:

Potencia contratada ₡ 5 734/kW

Precios de la energía

Periodo punta: ₡ 20,80/kWh

Periodo valle: ₡ 12,70/kWh

Periodo nocturno: ₡ 9,20/kWh

Factor de escalamiento:

INTERVALO MENSUAL DE CONSUMO (kWh)	b	a
De 0 a 200		0,8453
De 201 a 600	0,00093979	0,7210
De 601 a 1000	0,00019840	1,1263
De 1001 a 2000	0,00005952	1,2652
Más de 2000	0,00001984	1,3419

Metodología: La metodología de cálculo para determinar los precios a facturar es la siguiente:

$$a + (b * x) = \text{Coeficiente de consumo}$$

Donde:

a = Factor de escalamiento fijo
 b = Factor de escalamiento variable
 x = Consumo mensual (kWh)

Coeficiente de consumo: Es el valor que se aplicará a cada uno de los precios base propuestos en el estudio tarifario, para determinar los precios finales a facturar. Este factor también se aplica al precio de la potencia.

Anexo B.2 Carta de la empresa donde se implementó el Sistema de Control de Demanda Predictivo



PLÁSTICOS MODERNOS

Teléfono: (506) 293-4010 • Fax: (506) 293-4017 • E-mail: modernos@racs.co.cr
Apartado 451 La Ribera de Belén, Heredia, Costa Rica

Heredia, 10 de diciembre del 2004

Señores
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
Escuela de Ingeniería en Electrónica
Presente.

Estimados señores:

La presente es para comunicarles acerca del sistema de predicción y control de demanda eléctrica instalado por La Compañía Nacional de Fuerza y Luz en nuestra representada.

El sistema en cuestión ha dado los resultados inicialmente esperados, generando el ahorro y control de la energía consumida en Plásticos Modernos, más allá de esto se ha podido no solo predecir los consumos, sino no también en forma muy certera la facturación anticipada del recibo eléctrico y detectar anomalías en algunos de nuestros equipos productivos los cuales hemos comenzado a corregir.

El más importante de los beneficios hacia Plásticos Modernos es el control y costo de la variable de demanda, en lo cual superamos el ahorro de €750,000.00 mensuales.



Atentamente,

Ing. Federico Salas Campos
Jefe de Mantenimiento

Cc: Archivo



Anexo B.3 Facturaciones eléctricas remitidas al cliente Plásticos Modernos desde julio 2004 a diciembre 2004

COMPañIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. FACTURA DE TARIFA HORARIA								
CLIENTE	PLASTICOS MODERNOS SA	LOCALIZACION	30-0816-0320					
No FACTURA	16982942-1	No ABONADO	2-310103257224					
APARTADO	1150-000001	No MEDIDOR	990437					
DIRECCIONADO OESTE DE LA COCA COLA LA RIBERA								
CONSTANTE	FECHA FACT. ANTERIOR	FECHA FACT. ACTUAL	FECHA PROX. FACT.	DIAS FACTURADOS				
525	30-Jun-04	31-Jul-04	31-Ago-04	31				
CONSUMO DE ENERGIA - Kw h -								
PERIODO	ENERGIA CONSUMIDA	PRECIO POR KWH	MONTO					
	Kwh	CONSUMIDO	FACTURADO					
PUNTA	95,938	€ 20.89	€ 2,004,145.00					
VALLE	166,411	€ 12.47	€ 2,075,145.00					
LLANO	167,329	€ 7.10	€ 1,188,035.00					
Sub Total	429,678		€ 5,267,325.00					
MAXIMA DEMANDA - Kw -								
PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	PRECIO POR KW	MONTO					
	Kw	CONSUMIDO	FACTURADO					
PUNTA	801.05	€ 3,739.77	€ 2,995,745.00					
VALLE	800.73	€ 3,605.94	€ 2,887,385.00					
LLANO	798.05	€ 1,636.65	€ 1,306,130.00					
Sub Total			€ 7,189,260.00					
FACTOR DE POTENCIA (%)								
PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	KVA MAXIMOS COINCIDENTES	FACTOR DE POTENCIA	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJO FACTOR POTENCIA			
PUNTA	801.05	886.160	90.40%	90.00%	€ 0.00			
VALLE	800.73	888.380	90.13%	90.00%	€ 0.00			
LLANO	798.05	887.750	89.90%	90.00%	€ 1,455.00			
HISTORICO DEL CONSUMO								
MES / AÑO	PUNTA		VALLE		LLANO		DIAS	FACTOR
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	FACTUR	CARGA
Ago-03	83,291	795,533	148,049	843,255	164,833	874,283	30	62.00
Sep-03	82,890	804,670	147,037	837,900	150,856	787,820	31	61.00
Oct-03	80,790	779,940	141,315	785,450	150,835	763,880	30	65.00
Nov-03	80,727	794,900	145,985	841,520	154,308	737,260	30	62.00
Dic-03	68,341	815,690	123,552	880,580	132,843	800,730	32	4,800.00
Ene-04	73,609	826,720	130,898	885,470	133,047	801,360	31	51.00
Feb-04	76,290	833,650	137,433	869,560	134,858	729,860	29	57.00
Mar-04	83,385	844,360	146,330	870,500	145,475	786,710	31	57.00
Abr-04	70,052	780,410	128,968	814,280	138,672	801,360	30	57.00
May-04	84,096	821,210	147,693	855,070	155,008	849,870	31	60.00
Jun-04	92,205	861,840	161,936	917,910	168,133	778,680	30	63.00
Jul-04	95,938	801,050	166,411	800,730	167,329	798,050	31	72.00
Promedio	80,967	813,330	143,800	850,180	149,683	792,480	30	59.58
FACTURACION								
1	ENERGIA						€ 5,267,325.00	
2	DEMANDA						€ 7,189,260.00	
6	ALUMBRADO PUBLICO.						€ 61,485.00	
7	BAJO FACTOR DE POTENCIA						€ 1,455.00	
24	IMPUESTO DE VENTAS.						€ 1,619,355.00	
Meses pendientes 00					TOTAL POR PAGAR		€ 14,138,880.00	
MES AL COBRO	VENCIMIENTO		<small>Si cancela después del vencimiento se cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de €375,585.00</small>					
JULIO	23-Ago-04							

COMPañIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.
COMPROBANTE DE CAJA

Localización : **30-0816-0320**

Fecha Facturación Actual
Jul-04

número de cliente
2-310103257224

número de factura
16982942-1

subtotal por pagar
€ 12,519,525.00

impuesto de ventas
€ 1,619,355.00

TOTAL POR PAGAR
€ 14,138,880.00

VENCIMIENTO
23-Ago-04

*** 16982942-1 ***

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.
FACTURA DE TARIFA HORARIA

CLIENTE PLASTICOS MODERNOS SA **LOCALIZACION** 30-0816-0320
No FACTURA 18144442-3 **No ABONADO** 2-310103257224
APARTADO 1150-000001 **No MEDIDOR** 990437
DIRECCIONADO OESTE DE LA COCA COLA LA RIBERA

CONSTANTE	FECHA FACT.ANTERIOR	FECHA FACT.ACTUAL	FECHA PROX.FACT.	DIAS FACTURADOS
525	31-Jul-04	31-Ago-04	30-Sep-04	31

CONSUMO DE ENERGIA - Kw h -

PERIODO	ENERGIA CONSUMIDA		PRECIO POR KWH		MONTO	
	KWh	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	81,026		¢ 23.60		¢ 1,912,215.00	
VALLE	139,104		¢ 14.10		¢ 1,961,365.00	
LLANO	153,221		¢ 8.00		¢ 1,225,770.00	
Sub Total	373,351				¢ 5,099,350.00	

MAXIMA DEMANDA - Kw -

PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA		PRECIO POR KW		MONTO	
	Kw	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	773.96		¢ 4,223.00		¢ 3,268,435.00	
VALLE	774.43		¢ 4,072.00		¢ 3,153,480.00	
LLANO	755.37		¢ 1,848.00		¢ 1,395,925.00	
Sub Total					¢ 7,817,840.00	

FACTOR DE POTENCIA (%)

PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	KVA MAXIMOS COINCIDENTES	FACTOR DE POTENCIA	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR
					BAJO FACTOR POTENCIA
PUNTA	773.96	858.380	90.16%	90.00%	¢ 0.00
VALLE	774.43	862.450	89.79%	90.00%	¢ 7,375.00
LLANO	755.37	846.940	89.19%	90.00%	¢ 12,675.00

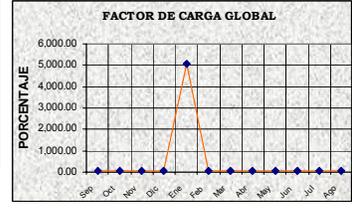
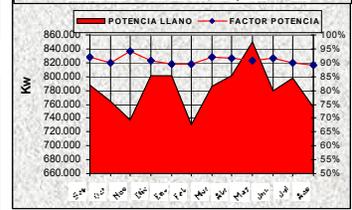
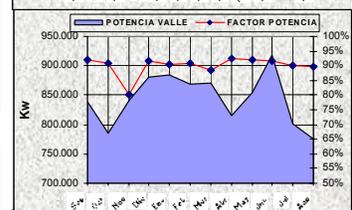
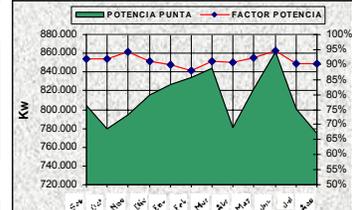
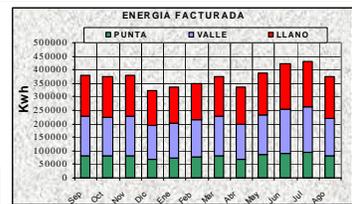
HISTORICO DEL CONSUMO

MES / AÑO	PUNTA		VALLE		LLANO		DIAS FACTUR	FACTOR CARGA
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA		
Sep-03	82,890	804.670	147,037	837.900	150,856	787.820	31	61.00
Oct-03	80,790	779.940	141,315	785.450	150,835	763.880	30	65.00
Nov-03	80,727	794.900	145,985	841.520	154,308	737.260	30	62.00
Dic-03	68,341	815.690	123,552	880.580	132,843	800.730	32	48.00
Ene-04	73,609	826.720	130,898	885.470	133,047	801.360	31	51,100.00
Feb-04	76,290	833.650	137,433	869.560	134,858	729.860	29	57.00
Mar-04	83,385	844.360	146,330	870.500	145,475	786.710	31	57.00
Abr-04	70,052	780.410	128,968	814.280	138,672	801.360	30	57.00
May-04	84,096	821.210	147,693	855.070	155,008	849.870	31	60.00
Jun-04	92,205	861.840	161,936	917.910	168,133	778.680	30	63.00
Jul-04	95,938	801.050	166,411	800.730	167,329	798.050	31	72.00
Ago-04	81,026	773.960	139,104	774.430	153,221	755.370	31	64.00
Promedio	80,779	811.530	143,055	844.450	148,715	782.570	30	59.75

FACTURACION

1	ENERGIA	¢ 5,099,350.00
2	DEMANDA	¢ 7,817,840.00
6	ALUMBRADO PUBLICO.	¢ 80,000.00
7	BAJO FACTOR DE POTENCIA	¢ 20,050.00
24	IMPUESTO DE VENTAS.	¢ 1,679,235.00
Meses pendientes 00		TOTAL POR PAGAR
		¢ 14,696,475.00

MES AL COBRO	VENCIMIENTO	Si cancela después del vencimiento se cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de ¢390,515.00
AGOSTO	21-Sep-04	



COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.

COMPROBANTE DE CAJA

Localización :	30-0816-0320
Fecha Facturación Actual	Ago-04
número de cliente	2-310103257224
número de factura	18144442-3
subtotal por pagar	¢ 13,017,240.00
impuesto de ventas	¢ 1,679,235.00
TOTAL POR PAGAR	¢ 14,696,475.00
VENCIMIENTO	21-Sep-04

*** 18144442-3***

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.
FACTURA DE TARIFA HORARIA

CLIENTE PLASTICOS MODERNOS SA **LOCALIZACION** 30-0816-0320
No FACTURA 19394442-8 **No ABONADO** 2-310103257224
APARTADO 1150-000001 **No MEDIDOR** 990437
DIRECCIONADO OESTE DE LA COCA COLA LA RIBERA

CONSTANTE	FECHA FACT.ANTERIOR	FECHA FACT.ACTUAL	FECHA PROX.FACT.	DIAS FACTURADOS
525	31-Ago-04	30-Sep-04	30-Oct-04	30

CONSUMO DE ENERGIA - KW h -

PERIODO	ENERGIA CONSUMIDA		PRECIO POR KWH		MONTO	
	KWh	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	74,592		¢ 18.60	¢ 1,387,410.00		
VALLE	127,442		¢ 7.50	¢ 955,815.00		
LLANO	140,457		¢ 7.20	¢ 1,011,290.00		
Sub Total	342,491			¢ 3,354,515.00		

MAXIMA DEMANDA - Kw -

PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA		PRECIO POR KW		MONTO	
	Kw	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	780.26		¢ 3,198.00	¢ 2,495,270.00		
VALLE	790.49		¢ 1,525.00	¢ 1,205,495.00		
LLANO	744.66		¢ 1,525.00	¢ 1,135,605.00		
Sub Total				¢ 4,836,370.00		

FACTOR DE POTENCIA (%)

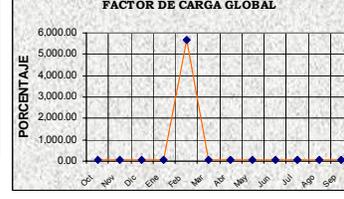
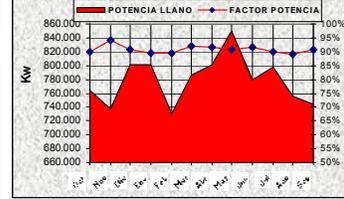
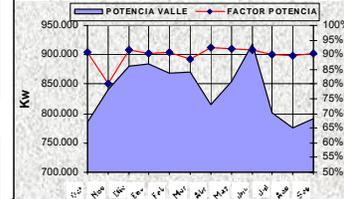
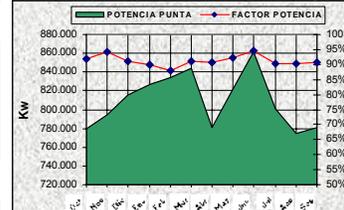
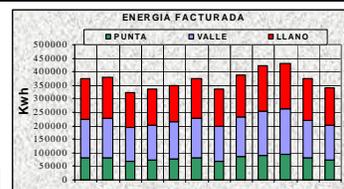
PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	KVA MAXIMOS COINCIDENTES	FACTOR DE POTENCIA	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJO FACTOR POTENCIA
PUNTA	780.26	858.600	90.88%	90.00%	¢ 0.00
VALLE	790.49	875.140	90.33%	90.00%	¢ 0.00
LLANO	744.66	819.410	90.88%	90.00%	¢ 0.00

HISTORICO DEL CONSUMO

MES / AÑO	PUNTA		VALLE		LLANO		DIAS FACTUR.	FACTOR CARGA
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA		
Oct-03	80,790	779.940	141,315	785.450	150,835	763.880	30	65.00
Nov-03	80,727	794.900	145,985	841.520	154,308	737.260	30	62.00
Dic-03	68,341	815.690	123,552	880.580	132,843	800.730	32	48.00
Ene-04	73,609	826.720	130,898	885.470	133,047	801.360	31	51.00
Feb-04	76,290	833.650	137,433	869.560	134,858	729.860	29	57.00
Mar-04	83,385	844.360	146,330	870.500	145,475	786.710	31	57.00
Abr-04	70,052	780.410	128,968	814.280	138,672	801.360	30	57.00
May-04	84,096	821.210	147,693	855.070	155,008	849.870	31	60.00
Jun-04	92,205	861.840	161,936	917.910	168,133	778.680	30	63.00
Jul-04	95,938	801.050	166,411	800.730	167,329	798.050	31	72.00
Ago-04	81,026	773.960	139,104	774.430	153,221	755.370	31	64.00
Sep-04	74,592	780.260	127,442	790.490	140,457	744.660	30	60.00
Promedio	80,087	809.490	141,422	840.490	147,848	778.980	30	59.66

FACTURACION

1	ENERGIA	¢ 3,354,515.00
2	DEMANDA	¢ 4,836,370.00
6	ALUMBRADO PUBLICO.	¢ 80,500.00
24	IM PUESTO DE VENTAS.	¢ 1,064,815.00
Meses pendientes 00		TOTAL POR PAGAR
		¢ 9,336,200.00
MES AL COBRO	VENCIMIENTO	Si cancela después del vencimiento se cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de ¢248,140.00
SEPTIEMBRE	21-Oct-04	



COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.

COMPROBANTE DE CAJA

Localización :	30-0816-0320
Fecha Facturación Actual	Sep-04
número de cliente	2-310103257224
número de factura	19394442-8
subtotal por pagar	¢ 8,271,385.00
impuesto de ventas	¢ 1,064,815.00
TOTAL POR PAGAR	¢ 9,336,200.00
VENCIMIENTO	21-Oct-04

* 19394442-8*

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.
FACTURA DE TARIFA MEDIA TENSION

CLIENTE	PLASTICOS MODERNOS SA	LOCALIZACION	30-0816-0320
No FACTURA	21799942-4	No ABONADO	2-310103257224
APARTADO	1150-000001	No MEDIDOR	990437
DIRECCION:	COSTADO OESTE DE LA COCA COLA LA RIBERA	TARIFA T-MT	

CONSTANTE	FECHA FACT.ANTERIOR	FECHA FACT.ACTUAL	FECHA PROX.FACT.	DIAS FACTURADOS
525	30-Oct-04	30-Nov-04	30-Dic-04	31

CONSUMO DE ENERGIA - Kw h -

PERIODO	ENERGIA CONSUMIDA		PRECIO POR KWH		MONTO	
	KWh	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	89,293		¢ 18.60	¢ 1,660,850.00		
VALLE	159,680		¢ 7.50	¢ 1,197,600.00		
LLANO	167,900		¢ 7.20	¢ 1,208,880.00		
Sub Total	416,873			¢ 4,067,330.00		

MAXIMA DEMANDA - Kw -

PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA		PRECIO POR KW		MONTO	
	Kw	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	800.26		¢ 3,198.00	¢ 2,559,230.00		
VALLE	802.15		¢ 1,525.00	¢ 1,223,280.00		
LLANO	789.55		¢ 1,525.00	¢ 1,204,065.00		
Sub Total				¢ 4,986,575.00		

FACTOR DE POTENCIA (%)

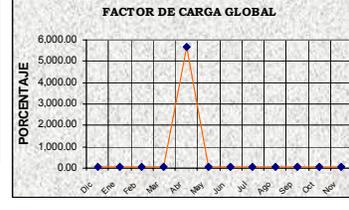
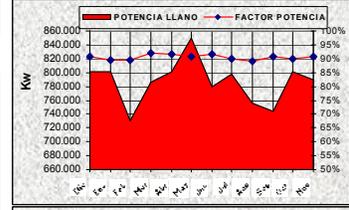
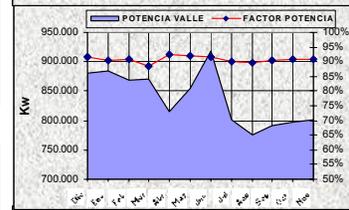
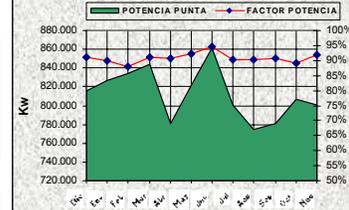
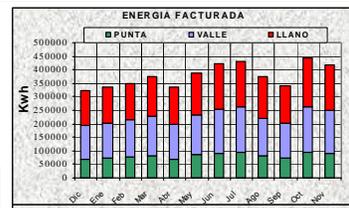
PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	KVA MAXIMOS COINCIDENTES	FACTOR DE POTENCIA	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJA FACTOR POTENCIA
PUNTA	800.26	870.620	91.92%	90.00%	¢ 0.00
VALLE	802.15	883.620	90.78%	90.00%	¢ 0.00
LLANO	789.55	871.330	90.61%	90.00%	¢ 0.00

HISTORICO DEL CONSUMO

MES / AÑO	PUNTA		VALLE		LLANO		DIAS FACTUR	FACTOR CARGA
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA		
Dic-03	68,341	815,690	123,552	880,580	132,843	800,730	32	48.00
Ene-04	73,609	826,720	130,898	885,470	133,047	801,360	31	51.00
Feb-04	76,290	833,650	137,433	869,560	134,858	729,860	29	57.00
Mar-04	83,385	844,360	146,330	870,500	145,475	786,710	31	57.00
Abr-04	70,052	780,410	128,968	814,280	138,672	801,360	30	5,700.00
May-04	84,096	821,210	147,693	855,070	155,008	849,870	31	60.00
Jun-04	92,205	861,840	161,936	917,910	168,133	778,680	30	63.00
Jul-04	95,938	801,050	166,411	800,730	167,329	798,050	31	72.00
Ago-04	81,026	773,960	139,104	774,430	153,221	755,370	31	64.00
Sep-04	74,592	780,260	127,442	790,490	140,457	744,660	30	60.00
Oct-04	94,666	806,240	166,207	796,790	183,002	800,420	30	76.00
Nov-04	89,293	800,260	159,680	802,150	167,900	789,550	31	69.00
Promedio	81,957	812,130	144,637	838,160	151,662	786,380	30	61.16

FACTURACION

1	ENERGIA	¢ 4,067,330.00
2	DEMANDA	¢ 4,986,575.00
6	ALUMBRADO PUBLICO.	¢ 80,500.00
24	IM PUESTO DE VENTAS.	¢ 1,177,010.00
Meses pendientes 00		
TOTAL POR PAGAR		¢ 10,311,415.00
MES AL COBRO	VENCIMIENTO	<small>Si cancela después del vencimiento se cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de ¢274,030.00</small>
NOVIEMBRE	21-Dic-04	



COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.

COMPROBANTE DE CAJA

Localización :	30-0816-0320
Fecha Facturación Actual	Nov-04
número de cliente	2-310103257224
número de factura	21799942-4
subtotal por pagar	¢ 9,134,405.00
impuesto de ventas	¢ 1,177,010.00
TOTAL POR PAGAR	¢ 10,311,415.00
VENCIMIENTO	21-Dic-04

21799942-4

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.
FACTURA DE TARIFA MEDIA TENSION

CLIENTE	PLASTICOS MODERNOS SA	LOCALIZACION	30-0816-0320
No FACTURA	23070942-0	No ABONADO	2-310103257224
APARTADO	1150-000001	No MEDIDOR	990437
DIRECCION:	COSTADO OESTE DE LA COCA COLA LA RIBERA	TARIFA T-MT	

CONSTANTE	FECHA FACT.ANTERIOR	FECHA FACT.ACTUAL	FECHA PROX.FACT.	DIAS FACTURADOS
525	30-Nov-04	31-Dic-04	31-Ene-05	31

CONSUMO DE ENERGIA - Kw h -

PERIODO	ENERGIA CONSUMIDA		PRECIO POR KWH		MONTO	
	KWh	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	70,957		¢ 18.60		¢ 1,319,800.00	
VALLE	125,763		¢ 7.50		¢ 943,220.00	
LLANO	135,128		¢ 7.20		¢ 972,920.00	
Sub Total	331,848				¢ 3,235,940.00	

MAXIMA DEMANDA - Kw -

PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA		PRECIO POR KW		MONTO	
	Kw	CONSUMIDO	CONSUMIDO	FACTURADO		
PUNTA	796.79		¢ 3,198.00		¢ 2,548,140.00	
VALLE	787.50		¢ 1,525.00		¢ 1,200,935.00	
LLANO	795.85		¢ 1,525.00		¢ 1,213,665.00	
Sub Total					¢ 4,962,740.00	

FACTOR DE POTENCIA (%)

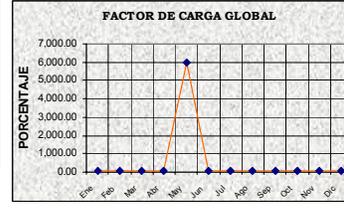
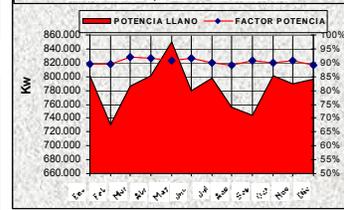
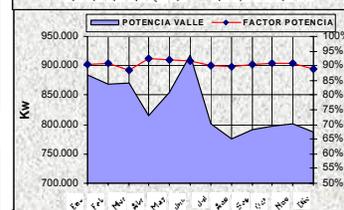
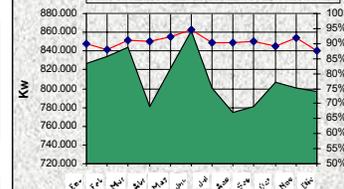
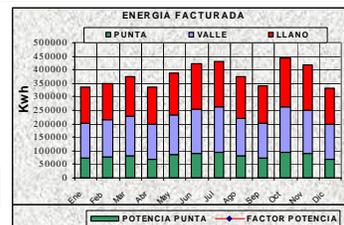
PERIODO	DEMANDA MAXIMA FACTURADA	KVA MAXIMOS COINCIDENTES	FACTOR DE POTENCIA	MINIMO REQUERIDO	RECARGO POR BAJO FACTOR POTENCIA
PUNTA	796.79	908.412	87.71%	90.00%	¢ 66,530.00
VALLE	787.50	887.099	88.77%	90.00%	¢ 16,640.00
LLANO	795.85	895.382	88.88%	90.00%	¢ 15,295.00

HISTORICO DEL CONSUMO

MES / AÑO	PUNTA		VALLE		LLANO		DIAS FACTUR	FACTOR CARGA
	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA		
Ene-04	73,609	826.720	130,898	885.470	133,047	801.360	31	51.00
Feb-04	76,290	833.650	137,433	869.560	134,858	729.860	29	57.00
Mar-04	83,385	844.360	146,330	870.500	145,475	786.710	31	57.00
Abr-04	70,052	780.410	128,968	814.280	138,672	801.360	30	57.00
May-04	84,096	821.210	147,693	855.070	155,008	849.870	31	6,000.00
Jun-04	92,205	861.840	161,936	917.910	168,133	778.680	30	63.00
Jul-04	95,938	801.050	166,411	800.730	167,329	798.050	31	72.00
Ago-04	81,026	773.960	139,104	774.430	153,221	755.370	31	64.00
Sep-04	74,592	780.260	127,442	790.490	140,457	744.660	30	60.00
Oct-04	94,666	806.240	166,207	796.790	183,002	800.420	30	76.00
Nov-04	89,293	800.260	159,680	802.150	167,900	789.550	31	69.00
Dic-04	70,957	796.792	125,763	787.500	135,128	795.847	31	55.00
Promedio	82,175	810.560	144,822	830.400	151,852	785.970	30	61.75

FACTURACION

1	ENERGIA	¢ 3,235,940.00
2	DEMANDA	¢ 4,962,740.00
6	ALUMBRADO PUBLICO.	¢ 80,500.00
7	BAJO FACTOR DE POTENCIA	¢ 98,465.00
24	IMPUESTO DE VENTAS.	¢ 1,065,830.00
45	MANO DE OBRA.	¢ 6,800.00
46	DESPLAZAMIENTO DE CUADRILLA	¢ 3,200.00
Meses pendientes 00		
TOTAL POR PAGAR		¢ 9,453,475.00
MES AL COBRO	VENCIMIENTO	Si cancela después del vencimiento se cobrará en la próxima facturación un cargo por mora de ¢251,630.00
DICIEMBRE	21-Ene-05	



COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A.

COMPROBANTE DE CAJA

Localización :	30-0816-0320
Fecha Facturación Actual	Dic-04
número de cliente	2-310103257224
número de factura	23070942-0
subtotal por pagar	¢ 8,387,645.00
impuesto de ventas	¢ 1,065,830.00
TOTAL POR PAGAR	¢ 9,453,475.00
VENCIMIENTO	21-Ene-05

23070942-0