

***Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electrónica***



***Empresa de Servicios Públicos de Heredia Sociedad Anónima
E. S. P. H. S. A***

***Diseño e Instalación de Procedimientos de Programación de
Medidores Eléctricos de Estado Sólido***

***Informe de Proyecto de Graduación para optar por el Grado de Bachiller
en Ingeniería Electrónica***

Pablo Bonilla Sequeira

Cartago, 2000

DEDICATORIA

Debido al esfuerzo dirigido hacia la superación de sus hijos, este trabajo es dedicado a las personas que a través de varios años han puesto la esperanza en que los miembros de su familia se conviertan en profesionales dignos de la confianza de la gente que los rodea: mis padres.

En la culminación de estos años de estudio, ellos merecen un crédito especial por la alargada espera para ver que el primero de sus hijos se gradúa del Instituto Tecnológico de Costa Rica, y espero en el futuro no defraudar la confianza que ellos depositaron en mi a lo largo de estos años dando el máximo esfuerzo en cada tarea que tenga que realizar.

Una mención aparte para mi abuelo materno, don Hernán, quien por desgracia no logró estar a nuestro lado en este momento tan especial. Gracias a él, aprendí algunos preceptos básicos de la vida que han guiado mi proceder a lo largo de los años en que he estudiado, y que siempre he agradecido que me haya enseñado. Es triste para mí el que el no haya estado conmigo para ver el final de la carrera, ya que siempre quiso ver el momento en que todos sus nietos se hubiesen convertido en profesionales.

Gracias a mis padres por haberme apoyado hasta el día de hoy. Espero que siempre me tengan en cuenta para ayudarlos el resto de sus vidas.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. José Herrera y al Ing. Francisco Hidalgo por darme la confianza para realizar la practica de especialidad en la Empresa, y al Sr. Fernando Marín y a todo el Personal del Laboratorio de Medidores de la ESPH por su valiosa colaboración para llevar este proyecto a feliz término. Gracias a su esfuerzo y varias de sus ideas, este proyecto pudo finalizarse.

También agradezco al Ing. Alfonso Valverde, en el Departamento de Medición de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y graduado de Electrónica en el ITCR, por su breve pero productiva intervención, sin la cual no hubiese sido posible darle un rumbo adecuado al proyecto.

Un agradecimiento especial a los Ingenieros Sergio Morales y Pedro Murillo, quienes estuvieron conmigo como asesores de práctica, y cuya orientación sirvió para no alejarme de los objetivos del proyecto. Sin su aporte, no hubiese sido posible el cumplir con la meta de graduarme. Dentro de este apartado dedico un agradecimiento especial a los profesores de la Escuela de Electrónica, no solo por enseñarme los conceptos básicos de la profesión, sino también a aprovechar lo mejor de ellos para desenvolverme como profesional.

Por ultimo, un agradecimiento especial a los compañeros y amigos que me acompañaron durante los años que estudié con ellos esta carrera y que se graduaron antes, o lo hacen ahora. Sin ellos, es probable que estos años aquí no hubiesen sido tan llevaderos.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO.....	III
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	X
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción de la Empresa.....	2
1.1.1 Descripción General.....	2
1.1.2 Descripción del departamento donde se realiza el proyecto de graduación	2
1.2 Definición del problema y su importancia	3
1.2 Objetivo General.....	8
1.3 Objetivos Específicos.....	8
CAPÍTULO 2 ANTECEDENTES	9
2.1 Estudio del problema a resolver	10
2.2 Requerimientos de la Empresa.....	12
2.3 Solución Propuesta.....	13
CAPÍTULO 3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	19
CAPÍTULO 4 DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE UTILIZADO	21
4.1 Mesa de Pruebas de Medidores ATB-3P	22
4.2 El medidor de Estado Sólido kV de General Electric	23
4.3 El medidor de Estado Sólido Alpha de ABB	24
CAPÍTULO 5 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA	28

5.1	OPTIMA Software de AVO International	29
5.2	MeterMate de General Electric	31
5.3	ALPHA PLUS de ABB	35
5.4	Power Quality Inspector de ABB	37
CAPÍTULO 6 ANÁLISIS Y RESULTADOS		40
6.1	Explicación del Diseño	41
6.2	Alcances y limitaciones.....	45
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		49
7.1	Conclusiones	50
7.2	Recomendaciones.....	51
BIBLIOGRAFÍA		52
APÉNDICE 1 MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA EL LABORATORIO DE MEDIDORES		53
PRUEBA DE LABORATORIO PARA MEDIDORES.....		54
	Recolección de Datos.....	54
	Pruebas de Laboratorio	54
	Informe y Resultados de las Pruebas de Laboratorio	56
INSTALACIÓN DE MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO		57
VERIFICACIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS		63
APÉNDICE 2 MANUAL DE PROGRAMACIÓN DE MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO.....		68
ETAPA DE CONTROL DE DATOS Y PARÁMETROS		69
ETAPA DE PROGRAMACIÓN (Solo medidores ABB).....		72
	Programación del contador.....	73
	Construcción de un programa.....	75
	Programación del Despliegue.....	86
	Definición del Calendario.....	94

APÉNDICE 3 GLOSARIO	97
APÉNDICE 4 REPORTE DE MEDICIÓN ELABORADO CON PQ INSPECTOR EN SAWTEK	103
APÉNDICE 5 REPORTES DE LECTURA DE ALPHA PLUS.....	109
ANEXO 1 CARACTERÍSTICAS DE LA MESA DE PRUEBAS ATB-3P DE AVO INTERNATIONAL.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Procedimiento de Pruebas de Laboratorio para medidores	14
Figura 2.2	Procedimiento de Programación de Medidores Electrónicos	16
Figura 2.3	Procedimiento de Instalación de Medidores Electrónicos	17
Figura 2.4	Procedimiento de verificación de Medidores Electrónicos	18
Figura 4.1	Mesa de pruebas ATB3P.....	22
Figura 4.2	Diagrama de bloques del medidor kV.....	23
Figura 4.3	Medidor kV de General Electric.....	24
Figura 4.4	Diagrama de Bloques del medidor Alpha	25
Figura 4.5	Estructura Electrónica del medidor Alpha	25
Figura 4.6	Medidores serie Alpha de ABB	26
Figura 5.1	Pantalla principal de OPTIMA	29
Figura 5.2	Ventana de Configuración de Pruebas.....	30
Figura 5.3	Interfase de construcción de MeterMate 1.30	32
Figura 5.4	Listado de programas de MeterMate	33
Figura 5.5	Opciones de Edición	33
Figura 5.6	Interfase para programación de medidores de MeterMate	34
Figura 5.7	Pantalla principal de Alpha Plus.....	35
Figura 5.8	Pantalla de programación de perfil de carga.....	36
Figura 5.9	Diagrama fasorial de PQ Inspector	38
Figura 5.10	Diagrama de Distorsión Armónica de PQ Inspector	39
Figura 6.1	Potencia consumida por Atlas Eléctrica S.A. durante un mes	46
Figura 6.2	Comportamiento del consumo diario de potencia en Atlas Eléctrica S.A.	47
Figura 6.3	Comportamiento del factor de potencia en Atlas Eléctrica S.A.....	48
Figura A2.1	Pantalla inicial de Alpha Plus.....	72
Figura A2.2	Menú Principal	73
Figura A2.3	Menú de Programación.....	74
Figura A2.4	Menú Principal	76
Figura A2.5	Menú de Desarrollo de Programas	76
Figura A2.6	Opciones de Definición	77

Figura A2.7 Opciones de Perfil de Programa	77
Figura A2.8 Definición de la Demanda.....	79
Figura A2.9 Opciones Especiales.....	82
Figura A2.10 Definición de Tipos de Día.....	84
Figura A2.11 Definición de Cambio de Tiempo	84
Figura A2.12 Definición de Perfil de Carga.....	85
Figura A2.13 Opciones de Filtrado medidores Power Plus	88
Figura A2.14 Opciones de Filtrado medidores A1	89
Figura A2.15 Control de Despliegue.....	90
Figura A2.16 Designación de secuencias de Despliegue	93
Figura A2.17 Lista de Días Especiales.....	95
Figura A4.1 Diagrama fasorial de tensiones y corrientes para el edificio viejo de SAWTek	104
Figura A4.2 Diagrama fasorial de tensiones y corrientes para el edificio nuevo de SAWTek.....	104
Figura A4.3 Diagrama fasorial de potencia para el edificio viejo de SAWTek.....	105
Figura A4.4 Diagrama fasorial de potencia para el edificio nuevo de SAWTek	105
Figura A4.5 Diagrama de distorsión armónica fase A para el edificio viejo de SAWTek	106
Figura A4.6 Diagrama de distorsión armónica fase B para el edificio viejo de SAWTek.....	106
Figura A4.7 Diagrama de distorsión armónica fase C para el edificio viejo de SAWTek	107
Figura A4.8 Diagrama de distorsión armónica fase A para el edificio nuevo de SAWTek.....	107
Figura A4.9 Diagrama de distorsión armónica fase B para el edificio nuevo de SAWTek.....	108
Figura A4.10 Diagrama de distorsión armónica fase C para el edificio nuevo de SAWTek.....	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Tipos de medidor Alpha y sus capacidades de medición	26
Tabla A1.1 Secuencia de pruebas de Laboratorio para contadores trifásicos.....	55
Tabla A2.1 Contador a programar según medición a realizar	71

RESUMEN

Todas las empresas de distribución de energía eléctrica necesitan de dispositivos fiables para la medición de potencia consumida por sus abonados, ya sean estos de baja o alta demanda energética. En los últimos años, en el mercado han aparecido contadores de energía basados en microprocesadores, fabricados por General Electric y ABB, que combinan en sí mismos las capacidades de medición de los tradicionales contadores electromecánicos con la exactitud de los dispositivos electrónicos y las capacidades adicionales que éstos permiten a un costo accesible para las empresas de distribución. La correcta programación y utilización de estos contadores electrónicos, objetivo principal de este proyecto, permite no sólo el registro de la energía consumida y la máxima potencia demandada por el abonado, rubros que al final son los cobrados por las empresas de distribución de energía, sino que coloca al alcance del encargado de medición herramientas útiles que le permiten realizar un diagnóstico de la red de algún abonado en particular. Hasta muy recientemente, en la Empresa de Servicios Públicos de Heredia se realizaba la instalación de contadores electrónicos de energía con programas que llenaban las necesidades básicas para la realización del cobro, sin que se explotaran al máximo las capacidades de medición de los mismos. El costo de implementar estos cambios es accesible, al menos en los medidores ABB, y la Empresa se asegura contar con un seguimiento más detallado del consumo de sus abonados. La inspección en las instalaciones eléctricas del abonado incorpora las herramientas disponibles en estos contadores, por lo que se realizó una ligera modificación a los procedimientos de inspección que existían anteriormente. Para asegurarse de que la medición sea confiable, se modificaron los procedimientos de prueba de contadores en el laboratorio, con el fin de asegurar que los medidores que sean instalados, sean electrónicos o mecánicos, realicen un registro fiable y justo para el usuario y la Empresa.

Palabras clave: [ABB](#), [General Electric](#), [distribución de energía eléctrica](#), [medidor electrónico](#), [medidor de demanda](#).

ABSTRACT

All the electric energy distribution companies need reliable devices for the metering of consumed power by their costumers, whether they're high or low energetic demand. In the last years, microprocessor based wattmeters have been appeared, developed by ABB and General Electric, that combine themselves the metering capacities of traditional electromechanical wattmeters with the electronic devices accuracy and the additional capabilities that they allow at an accessible cost for distribution companies. The correct programming and use of these electronic wattmeters, principal goal of this project, not only allow the recording of the consumed energy and the maximum demanded power, but places within the metering manager's reach useful tools that allow him to do a diagnosis of the electric network of any costumer. In the last years, the Heredia's Public Services Enterprise made the electronic wattmeters installation with software that fills the basic needs of collection, didn't taking advantage from full metering capabilities of them. The cost of implanting these changes is accessible, in the case of ABB wattmeters, and the Enterprise will assure the more detailed continuation of the costumers consume. The examination of the costumer electric installations incorporates the tools available on these wattmeters, so this project has a light modification to the former examination procedures. To be sure the metering will be reliable, it modified the wattmeter tests procedures in the laboratory, in order to assure the wattmeters installed, whether electronic or mechanical, make a fair and reliable power recording for both the costumer and the Enterprise.

Keywords: [ABB](#), [General Electric](#), [electric energy distribution](#), [electronic wattmeter](#), [powermeter](#).

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción de la Empresa

1.1.1 Descripción General

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia, ESPH, es la entidad encargada del suministro de energía eléctrica y agua potable, además del alumbrado público y el alcantarillado en varios de los cantones de la provincia de Heredia. Nació con la firma de la Ley 5889 de 1976, reemplazando a su antecesora, la Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia (JASEMH).

A la cabeza de la empresa se encuentra el Ing. Allan Benavides Vílchez, como Gerente General. La Empresa cuenta con aproximadamente 350 empleados, que se reparten en la División de Energía, Agua, Alcantarillados y la Sección Comercial y la Dirección de Recursos Humanos. La Empresa atiende con el servicio de energía eléctrica a un total de 44 837 abonados repartidos en los cantones de Heredia, San Pablo, San Isidro, San Rafael, Barba y Flores, varios de los cuales son industrias con otro tipo de régimen tarifario. En el sector de agua potable cuenta con 20 657 abonados. Para el suministro de energía, cuenta con varias plantas hidroeléctricas, y también le compra energía al ICE.

1.1.2 Descripción del departamento donde se realiza el proyecto de graduación

El proyecto en sí se desarrolla en el Departamento de Medición, más conocido como el Laboratorio de Medición. En este departamento laboran 5 personas, ayudadas en las labores de campo por una cuadrilla de empleados de un servicio privado contratado por la ESPH. Este departamento es dependiente de la División de Energía Eléctrica y en este momento no cuenta con un ingeniero. El Jefe de Departamento es el señor Fernando Marín, Técnico en Electricidad.

Como responsabilidades del departamento están el reemplazo y revisión de medidores eléctricos defectuosos o manipulados. Además está la instalación de medidores eléctricos nuevos, y su posterior verificación en el campo. Para ello cuentan con un nuevo equipo de laboratorio y tres unidades de transporte, localizados en la planta hidroeléctrica La Joya, que recientemente fue clausurada. Están a cargo también de la calibración de todos los medidores eléctricos de la Empresa.

1.2 Definición del problema y su importancia

Al ser una de las principales entradas de la Empresa el cobro por el consumo de energía eléctrica en las zonas industriales y residenciales de su área de cobertura, es de vital importancia una medición en el punto de consumo que refleje la cantidad real de energía consumida, para que así la Empresa no opere con pérdidas por subfacturación, ni tampoco se perjudique a los clientes, al hacerles pagar montos por altos consumos tal vez inexistentes.

La medición, hasta un pasado muy reciente, se hacía exclusivamente con medidores electromecánicos, los cuales son confiables y robustos, pero presentan el inconveniente de que con éstos solo se puede realizar una medición a la vez, lo cual no es un problema en las zonas residenciales, pero si lo es en las áreas industriales, donde el factor de potencia, el perfil de carga, picos de demanda y otros parámetros son también sujetos de facturación por las compañías de servicio eléctrico.

Para medir los parámetros anteriores se recurría a arreglos de medidores electromecánicos, en conjunto con desfasadores, lo cual permitía, mediante la aplicación de fórmulas matemáticas a varias de las lecturas, la obtención de los valores de los parámetros deseados.

Desde hace un tiempo, las empresas que brindan el servicio de electricidad y en particular E.S.P.H, han venido reemplazando estos arreglos de medidores electromecánicos, por medidores de Estado Sólido, y por una versión intermedia entre estos, los medidores Híbridos, los cuales tienen la capacidad de realizar todas las mediciones requeridas en una sola unidad.

Estos medidores deben ser programados y revisados en el laboratorio de medición antes de llevarlos al campo, y una vez instalados, se debe programar junto con la lectura regular del medidor, una revisión especial para verificar su correcto funcionamiento.

Es imperativo para la Empresa que los nuevos medidores que están entrando a la Red eléctrica funcionen correctamente, ya que si la programación de los medidores es incorrecta, puede provocar pérdidas económicas fuertes por subfacturación, o la lógica insatisfacción de los clientes por sobrefacturación, con la consecuente pérdida de éstos a manos de la competencia y la pérdida económica final de la Empresa.

También se encuentran las pérdidas por el inadecuado mantenimiento de los medidores nuevos, debido al desconocimiento de las características de éstos por parte de las cuadrillas de trabajo a cargo de la lectura y el mantenimiento de los medidores.

La instalación de dichos medidores apropiadamente programados les permitirá una lectura real de la energía, factor de potencia, kVA's, kW, etc., en el punto donde se instala el medidor. Desgraciadamente, el avance en la adquisición de equipo no va acompañado por la correspondiente capacitación técnica ni por la adaptación de los procedimientos administrativos que permitan el máximo aprovechamiento del equipo recién adquirido.

En la actualidad, en el Laboratorio de Medición de E.S.P.H se cuenta con un módulo de pruebas de medidores eléctricos, el cual hasta este momento cuenta con una programación brindada por el ICE y la C.N.F.L para la calibración de medidores electromecánicos. Este módulo de pruebas (ATB3P) realiza las pruebas de porcentaje de error de todos los medidores basado en los parámetros dados por el ICE y la C.N.F.L para medidores electromecánicos. Además se cuenta con una serie de medidores (General Electric y ABB) de Estado Sólido e Híbridos (los cuales son programables) cuya programación actual viene de fábrica, lo que no permite obtener de estos mucha más información de la actualmente se obtiene de ellos. El problema, desde el punto de vista técnico, al que se enfrenta el Laboratorio de Medición es que en la actualidad no cuenta con pruebas de laboratorio que le permita obtener con la mesa de pruebas ATB3P la capacidad real de los medidores programables (Híbridos y de Estado Sólido), ya que en este momento los procedimientos de prueba en laboratorio de los medidores eléctricos están dirigidos hacia los medidores de tipo electromecánico.

Tampoco se cuenta con los procedimientos de programación en el laboratorio y lectura en el campo que permitan obtener de los medidores programables toda la información que estos son capaces de obtener y aprovechar la capacidad de manejo de ésta que tienen los medidores, por lo que se sigue actuando de la manera tradicional, colocando arreglos de medidores que permitan obtener la información que desean: demanda acumulada, factor de potencia, potencia aparente consumida, potencia real consumida, etc. La lectura se hace de la forma tradicional (un empleado de la Empresa toma los datos de consumo leyendo la lectura directamente en el medidor y anotándola en una tarjeta o computadora HandHeld) en los medidores electromecánicos, mientras que en los medidores programables se cuenta con un puerto óptico que permite la transferencia de datos a una PC, lo que facilita el trabajo a la hora de la facturación, pues los datos se obtienen de forma directa, sin necesidad de aplicar fórmulas. Este método de lectura no está disponible en la actualidad ya que no se ha podido ni intentado programar en los medidores.

Lo anterior representa un obstáculo para el Laboratorio de Medición en particular y para la Empresa en general. El Laboratorio necesita actualizar sus procedimientos técnicos y administrativos para poder realizar una correcta configuración e instalación de los equipos y medidores y darles un adecuado mantenimiento. En la actualidad se trabaja bajo las normas dadas para los medidores electromecánicos, lo que produce una subutilización de los medidores y equipos nuevos.

Los procedimientos administrativos para el manejo de los medidores que entran y salen de la Red también son en cierto grado ineficientes, pues no se obtiene la información requerida (plano eléctrico, capacidad de los transformadores utilizados por el cliente, tipo de red, etc.) para la instalación de los medidores en los puntos de consumo; tampoco existen pruebas de laboratorio que corroboren el estado de los medidores nuevos que salen de la Red. Esto hace que la capacidad de trabajo del Laboratorio se vea reducida considerablemente. Para la Empresa, esto repercute en un menor control de la energía consumida y problemas de facturación (detectables y no detectables) en los puntos donde los nuevos medidores son instalados. También puede ocurrir una continua necesidad del cliente por verificar las lecturas del aparato de medición, lo que puede generar gastos adicionales a la Empresa en el caso de un posible reemplazo del medidor por un problema inexistente.

Como se ve, el beneficio económico está latente en la optimización de los procedimientos administrativos y en la adaptación técnica del Laboratorio de Medición a la llegada de las nuevas tecnologías en medición eléctrica. La correcta programación e instalación de los nuevos equipos beneficiará la modernización y agilización del trabajo no sólo en el Laboratorio de Medición; también en la Sección Comercial de la Empresa al mejorar la facturación en los puntos de consumo.

También existe un beneficio al tener la Empresa su Departamento de Medición y procedimientos de trabajo a punto para la nueva estructura de tarifas que va a funcionar en el año 2001, con 2 períodos estacionales y 3 diarios, cada uno regulado por su propia tarifa. Esto se puede hacer si se realiza una programación adecuada de los medidores y un ajuste en el proceso administrativo de facturación.

Además la información obtenida de los medidores nuevos, aparte de confiable, se podrá utilizar para hacer recomendaciones a los clientes sobre como mejorar ciertos rubros en la facturación para beneficio de ellos y de la Empresa. La implementación de los procedimientos adecuados podría llevar a la Empresa a ahorrar por la no-contratación de servicios privados que se encarguen de la lectura y mantenimiento de los medidores nuevos en un mediano plazo.

1.2 Objetivo General

- Desarrollar los protocolos de Programación y Pruebas de Laboratorio y diseñar los procedimientos de Instalación y Lectura de Medidores Eléctricos de Estado Sólido e Híbridos en un período de 4 meses.

1.3 Objetivos Específicos

- Investigar la clasificación y el funcionamiento de los medidores electromecánicos, de Estado Sólido e Híbridos.
- Estudiar el modo de programación y lectura de los medidores de Estado Sólido.
- Estudiar las formas de configuración del módulo de pruebas de medidores eléctricos ATB-3P.
- Desarrollar programas para la lectura y configuración de cada tipo de medidor de Estado Sólido e Híbrido.
- Diseñar pruebas de laboratorio que midan las capacidades reales de los medidores de Estado Sólido, según las capacidades técnicas del módulo de pruebas ATB-3P.
- Desarrollar procedimientos de operación para la realización de las pruebas de laboratorio.
- Desarrollar procedimientos de operación para programación de los medidores de Estado Sólido e Híbridos.
- Desarrollar procedimientos de operación para la instalación y verificación de los medidores de Estado Sólido e Híbridos.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

2.1 Estudio del problema a resolver

Durante todo el proyecto, la solución de la parte técnica del proyecto ha contemplado el aprovechamiento máximo de las capacidades de medición de los medidores de Estado Sólido. Debido a que la Empresa ha concentrado la mayoría de la medición industrial trifásica en un solo tipo de medidor, se decidió alcanzar primero la máxima capacidad de extracción de información de este medidor en particular, y luego concentrarse en los demás.

La ESPH S.A. tiene como medidor principal el Alpha Power Plus de ABB, modelo A1K. El siguiente en importancia es el Alpha Plus de ABB, modelo A1D, y por último, un medidor híbrido, el M90 de General Electric. Este último está siendo reemplazado por el A1K de ABB, ya que el soporte técnico para estos es más completo que el que brinda General Electric en Costa Rica, por lo que se resolvió no trabajar con medición híbrida, y concentrarse en medición de estado sólido.

La Empresa también adquirió medidores de Estado Sólido de General Electric, pero por lo apuntado anteriormente en cuanto al soporte, este no había sido utilizado. En este momento se estudian posibles lugares para el aprovechamiento de las existencias de estos en la realización de medición trifásica con demanda.

En el momento del comienzo del proyecto, la programación de todos los medidores trifásicos instalados contenía las opciones mínimas requeridas para la medición industrial. Como antes de la instalación de estos, se leían medidores electromecánicos en arreglo, los datos que el departamento de Facturación recogía no variaron mucho, por lo que se optó por dejar que el medidor desplegara solo los datos de consumo y demanda para potencia real, y solo en algunos casos, para potencia aparente también.

Para poder implementar una medición que incluyera como parámetro adicional de facturación el factor de potencia, había que analizar el comportamiento del consumo de los clientes de la Empresa antes de incluir este parámetro en la programación. La inclusión de la medición en potencia aparente y del factor de potencia en sí no representa un problema técnico, pero para hacer una inclusión de ésta, se debe estudiar el aprovechamiento de la energía que hacen los clientes, para justificar la inclusión y el cobro de estos rubros.

El estudio representaba un reto en sí, ya que no se disponía de equipo adecuado a la mano para este tipo de análisis. Pero el descubrimiento de capacidades adicionales en los medidores A1K Power Plus de ABB, el cual puede realizar mediciones instantáneas de corrientes consumidas, factores de potencia por fase y nominales, diagramas fasoriales de potencia y análisis de distorsión armónica en la red, provee de una fuente valiosa de información para este estudio.

Este medidor está instalado en el 80% de los abonados de tipo industrial que tiene la Empresa, por lo que la adquisición de los datos mediante una PC portátil se hizo sin que existiera el problema de ubicar contadores de este tipo. Al resolverse el asunto de la programación de los medidores ABB, se resolvió colocar medidores a prueba con en el campo, a fin de comprobar la eficacia de los programas instalados. El resultado de esto, el cual está descrito más adelante, fue la revelación de ciertas anomalías en el consumo algunos abonados. La programación de los medidores instalados para la máxima adquisición de datos ha sido fundamental para justificar la entrada en vigor del cobro de ciertos rubros que aún no se ha puesto en marcha.

Como resultado parcial del estudio, se nota que los abonados tienen un factor de potencia bajo, el cual ronda como media general entre 0.85 y 0.75 para la mayoría de las empresas. Hay pocas sobre este promedio y por debajo, lo cual puede ser una confirmación de la exactitud de la medición realizada por el A1K.

El único obstáculo hasta ahora ha sido la realización de una prueba de campo para un medidor de estado sólido, pues el cálculo de la fórmula de la exactitud de los medidores no ha podido ser comprobada dentro del laboratorio. Estas fórmulas son importantes, pues en el campo no se puede contar con la mesa de pruebas, por lo que el procedimiento de prueba visual deberá ser una herramienta fundamental para la comprobación del correcto funcionamiento del medidor.

2.2 Requerimientos de la Empresa

La ESPH S.A. dejó como objetivo principal el desarrollo de un programa para los medidores ABB que incluyera las opciones de multitarifa y período estacional, así como de procedimientos de calibración de los medidores de Estado Sólido. De manera intrínseca, se incluye el desarrollo de procedimientos de tipo administrativo y operativo que requerirá la implementación de estos procedimientos, así como los manuales de usuario correspondientes.

Hasta este momento, los programas fueron desarrollados y sus resultados han sido evaluados en su desempeño en el campo y en posteriores reuniones con los abonados donde estuvieron los medidores en prueba. Además, los procedimientos de calibración se realizaron en conjunción con las pruebas de laboratorio en la mesa de pruebas, y los resultados de los mismos han sido satisfactorios. Cabe decir que los procedimientos para calibrar un medidor de Estado Sólido solo pueden revelarse en capacitación directa a otro técnico, ya que involucra variables que pueden llevar a la adulteración del medidor. En cuanto a los manuales de usuario, estos indican de manera simple y rápida la preparación de un medidor para llevarlo a facturación. Los procedimientos indicados en estos agilizan la salida y recepción de medidores electrónicos al minimizar el tiempo de toma de datos. Para ello, la prueba de laboratorio que se realiza indica el estado del medidor, en conjunción con el diagnóstico del programa y el examen de hardware y en complemento con la información en la base de datos.

La Empresa no ha dejado de lado la optimización de los programas de demanda de esos medidores, por cuanto son la base principal de facturación de la empresa, y todos los abonados se encuentran en este modelo tarifario. Aún así, no es una prioridad el máximo desarrollo de los programas para medidores con demanda.

2.3 Solución Propuesta

Ante el evidente estado de cosas dentro del Laboratorio de Medición, y con el advenimiento del sistema multitarifa en el año 2001, la Empresa ha optado por una reorganización en el ámbito técnico y operativo dentro del esquema de funcionamiento del Laboratorio. Esto por cuanto se requiere de una solución de corto plazo que contemple ajustes a largo plazo. Se ha optado entonces por una diferenciación y reorganización clara de las operaciones en el Laboratorio de Medición respecto al manejo de los contadores electrónicos con demanda.

Esta reorganización operativa puede, como modelo, extenderse al área de trabajo más grande del departamento: la medición en el ámbito residencial. Se optó por una división clara de las tres operaciones básicas que el departamento realiza con los contadores: la instalación, la verificación, y las pruebas de laboratorio. La programación de los medidores de Estado Sólido se trata independientemente, ya que no es relevante en la solución del tema de la organización del Laboratorio.

Para el diseño de pruebas de laboratorio, se determinaron las tolerancias al error que son permitidas en estos medidores, luego se diseñaron pruebas con diferentes tipos de carga, pruebas con variaciones en la demanda, con variaciones de la carga en el tiempo y con diferentes factores de potencia. Por último, se llegó al esquema de procedimiento de la figura 2.1, el cual va a regular el comportamiento operativo del Laboratorio relativo al manejo de medidores electrónicos, y si es posible, en un futuro se podrá adaptar al manejo del resto de la medición.

El manual descriptivo de las pruebas de laboratorio y otros procedimientos de laboratorio se puede observar en el Apéndice A de este informe.

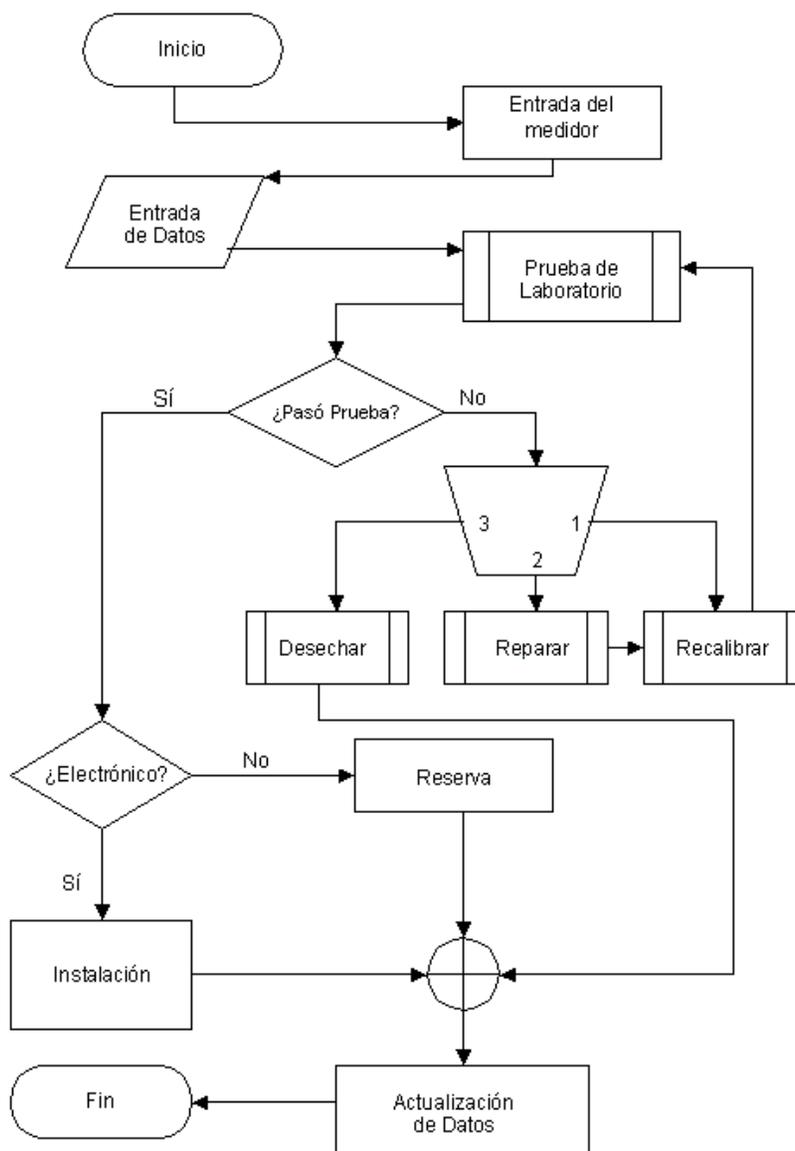


Figura 2.1 Procedimiento de Pruebas de Laboratorio para medidores

Las pruebas se realizan tomando como patrón el medidor más moderno (el A1K+ de ABB), y se hizo una tabla con la clasificación de las pruebas de acuerdo a la capacidad de información del medidor programable. El procedimiento de programación, visto en la figura 2.2, es prácticamente el más sencillo de todos, pues condensa en pasos muy sencillos y que se pueden ver más en detalle en el manual de programación, la construcción de un programa para un medidor de registro electrónico.

También se realizaron modificaciones al procedimiento de instalación, visto en la figura 2.3, con el fin de resguardar información importante en el caso de que haya que hacer una verificación de la medición en ese punto; y al procedimiento de verificación, en la figura 2.4, ya que varios de estos medidores, aunque detectan un cambio en la configuración de la red, en algunas ocasiones registran de manera equivocada en perjuicio del cliente.

Esto se debe verificar también para poder adecuar la programación a la red eléctrica del cliente, sino, el medidor no registrará las lecturas correctas. Si por alguna razón el cliente desea cambiar la configuración de su red, deberá anticiparle su deseo a la Empresa, para que se pueda actualizar la programación de medidor, y no toda la unidad.

Los datos de lectura deben ser pasados a Facturación, para que este pueda actualizar la base de datos de consumo de los medidores en el campo, y con esta información poder levantar un calendario para la verificación y revisión de éstos. Todo este flujo de información se tomará contra la información de generación de energía de la Empresa, para llevar un control más estricto del consumo de los clientes.

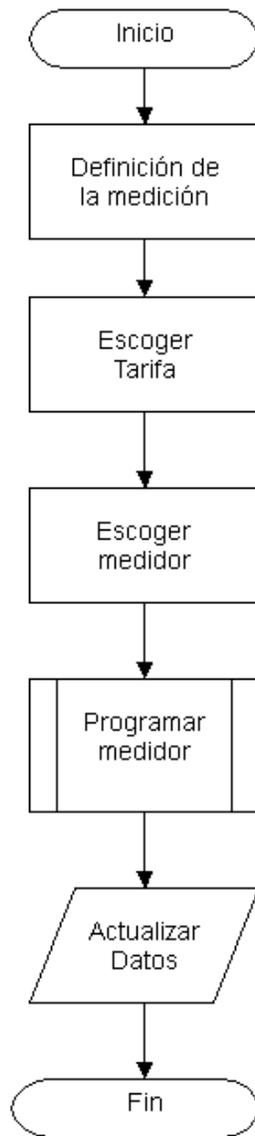


Figura 2.2 Procedimiento de Programación de Medidores Electrónicos



Figura 2.3 Procedimiento de Instalación de Medidores Electrónicos

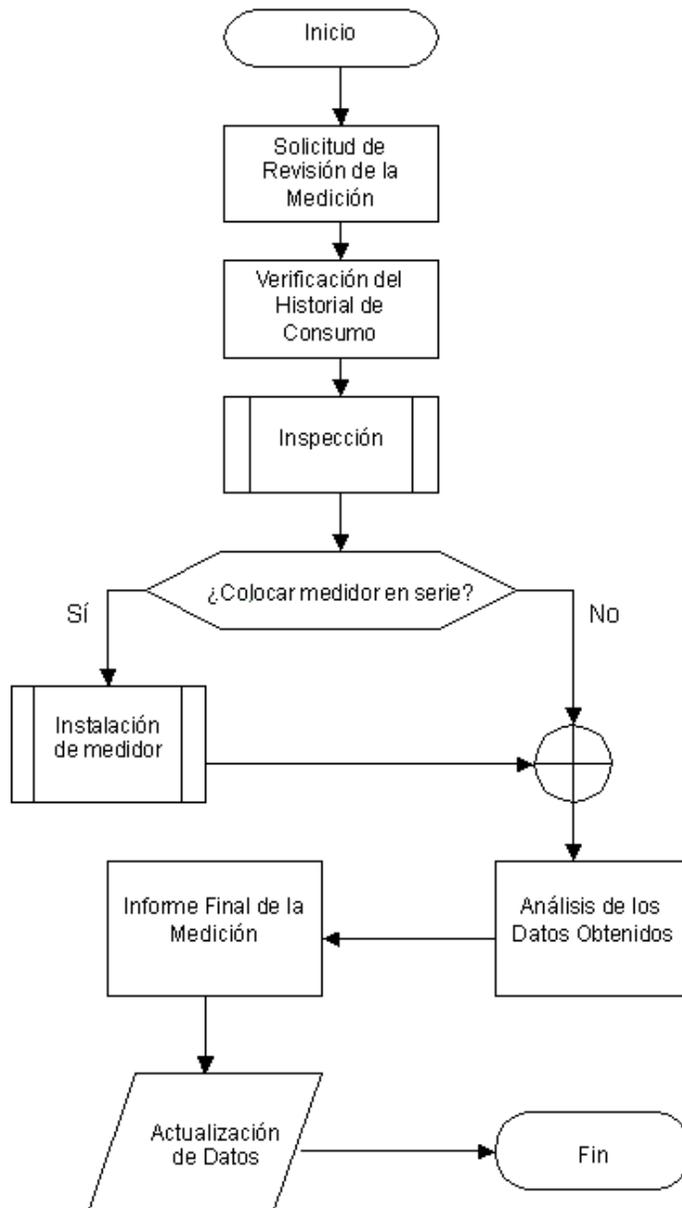


Figura 2.4 Procedimiento de verificación de Medidores Electrónicos

CAPÍTULO 3
PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Metodología seguida para el cumplimiento del trabajo:

1. Investigación sobre todo lo relacionado con los medidores electromecánicos y de Estado Sólido: 5 Días
2. Investigación y Familiarización con el software: 10 días
3. Investigación y Familiarización con la mesa de pruebas ATB3P: 2 semanas
4. Desarrollo de los programas:
 - a. ABB: 2 semanas
 - b. GE: 2 semanas
 - c. ATB3P: 2 semanas
5. Diseño y Desarrollo de Pruebas de Laboratorio: 2 semanas
6. Redacción de los borradores para los procedimientos: 2 semanas
7. Redacción de la versión final de los procedimientos: 2 semanas
8. Elaboración de los manuales: 3 semanas
 - a. Programación de medidores
 - b. Procedimientos operativos de instalación, verificación y prueba de contadores de Estado Sólido.
9. Charla para los jefes de Departamento: 1 semana

Se notará una modificación en la extensión de las actividades 2, 3 y 6 con respecto al anteproyecto, así como la desaparición de 2 de los manuales en el punto 8. En el primer caso, fue debido al gran volumen de información a asimilar, y en el segundo caso, se debe a que se comprobó que el procedimiento actual de trabajo es el más eficiente hasta el momento, y se corre el riesgo de afectar el ritmo de trabajo de al menos 2 departamentos con una modificación profunda al método de trabajo.

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE UTILIZADO

4.1 Mesa de Pruebas de Medidores ATB-3P

Este es un módulo de pruebas de exactitud para medidores de todo tipo: monofásicos, bifásicos y trifásicos; electromecánicos, híbridos y de Estado Sólido; de potencia real y de potencia aparente. Se realizan pruebas directamente con medidores tipo S, pero mediante adaptadores de chasis, se pueden realizar pruebas a medidores tipo A sin que la máquina note la diferencia. La mesa se conecta a una computadora personal donde se programan el tipo de pruebas y su duración. El sistema completo se puede ver en la figura 4.1.



Figura 4.1 Mesa de pruebas ATB3P

El sistema toma su energía de forma monofásica, pero dentro de sí realiza la conversión al sistema requerido de tensiones desde 0.5 hasta 600 voltios, y de 0 hasta 60 amperios. La máquina provee al medidor de las corrientes y voltajes de prueba dados por los estándares, y así se puede chequear la potencia medida en el medidor con la que calcula el usuario.

Pero para evitarse la molestia del cálculo y poder desarrollar varias pruebas en forma consecutiva, la mesa de pruebas provee al usuario de un lector óptico que se coloca frente al disco del medidor (o frente al LED pulsador en caso de los medidores electrónicos) para llevar el conteo de las revoluciones del disco y hacer un cálculo directo de la exactitud del medidor.

También el usuario puede programar las corrientes y tensiones de su elección, así como los ángulos de las corrientes, para hacer un chequeo del desempeño del medidor con un factor de potencia no cercano a la unidad. Este tipo de pruebas se programan para verificar no solo la facturación correcta del medidor en potencia real, sino que, en medidores de potencia aparente, poder realizar el mismo tipo de pruebas de exactitud que se pueden realizar en los medidores de potencia real. Esta unidad es auto calibrada por software, por lo que se puede asegurar la fidelidad de las magnitudes y ángulos proveídos al medidor a prueba. También cuenta con dispositivos de seguridad que impiden la energización de los medidores si éstos no están propiamente conectados.

4.2 El medidor de Estado Sólido kV de General Electric

El medidor kV de General Electric es un medidor de registro electrónico con demanda, que contiene 128 kbytes de memoria no volátil y 64 kbytes adicionales que permiten hasta 856 días de almacenamiento de datos de demanda en su máxima capacidad. Contiene un microprocesador Hitachi de 8 bits, el cual procesa datos proveídos de una unidad DSP a 2 millones de muestras de 16 bits por segundo, además de operar las unidades periféricas del medidor. Es capaz de registrar tanto energía real como reactiva, y realiza diagnósticos del estado de la red, instantánea y mensualmente, independientemente de una PC. Un diagrama de bloques de su funcionamiento completo es brindado a continuación.

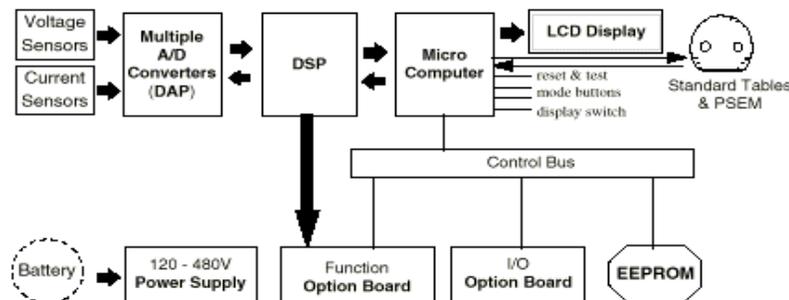


Figura 4.2 Diagrama de bloques del medidor kV

El medidor utilizado específicamente en el proyecto es de tipo S, clase 200 (para conexión directa sin transformadores de corriente), como se muestra en la figura 4.3. El exterior del mismo está hecho de Lexan, un plástico policarbonado que limita el acceso del interior del medidor a solo el switch de reset y el puerto óptico de acceso, y protege al medidor del clima en el exterior.

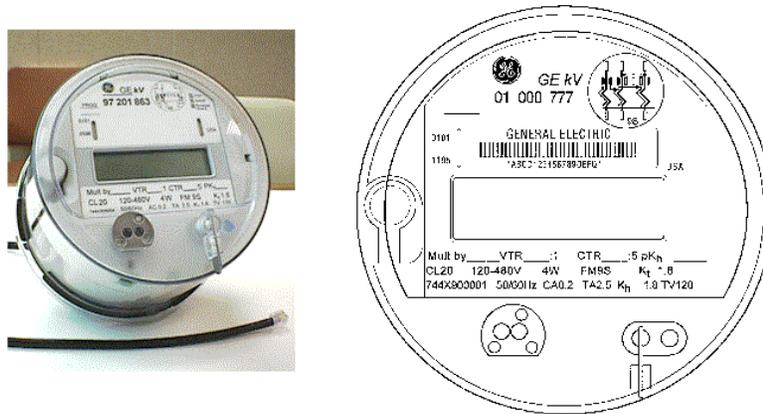


Figura 4.3 Medidor kV de General Electric

Además de las mediciones de potencia real y reactiva, el medidor kV realiza hace una medición de potencias hasta la armónica 23, con lo cual se puede realizar un diagnóstico preciso de distorsión armónica en la red, o por lo menos de su presencia en ésta. El medidor es interrogado de manera visual, o con una laptop por medio de su puerto óptico, por lo que se pueden realizar reportes completos de medición.

4.3 El medidor de Estado Sólido Alpha de ABB

El medidor de las series Alpha y Alpha Plus de ABB son tan completos en el ámbito de hardware como el medidor kV, y su arquitectura es prácticamente la misma, según se ve en las figuras 4.4 y 4.5. El medidor ABB también contiene un microprocesador de 8 bits y una cantidad de memoria similar al kV. El muestreo de datos es 10% menor, pero aún esto no merma la exactitud en el dato medido.

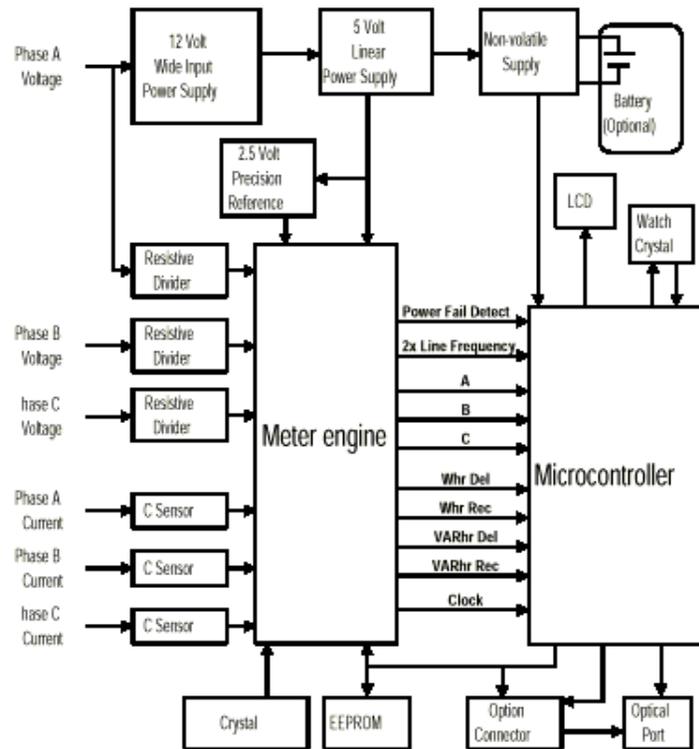


Figura 4.4 Diagrama de Bloques del medidor Alpha

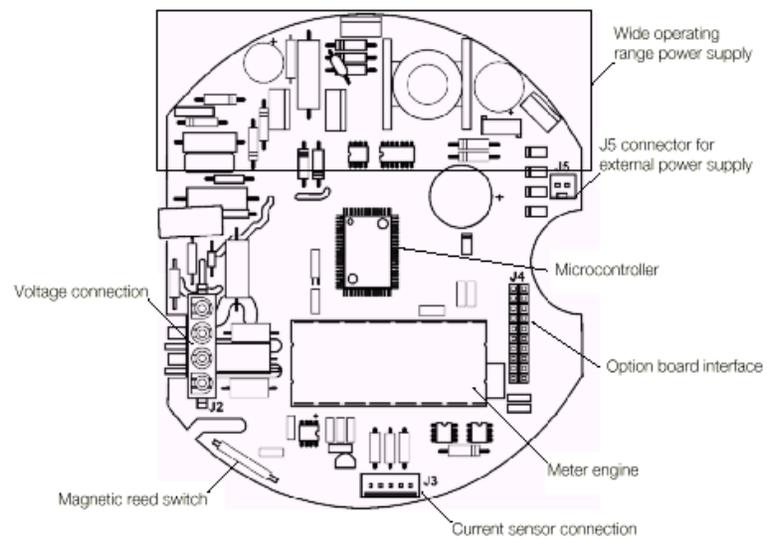


Figura 4.5 Estructura Electrónica del medidor Alpha

La diferencia entre estas dos marcas radica en el manejo de la información que estos medidores proveen en el ámbito de software, y una diferenciación que hace ABB en sus diferentes modelos, lo cual permite una identificación clara de la medición que realiza el medidor. La apariencia externa de este medidor se ve en la figura 4.6.



Figura 4.6 Medidores serie Alpha de ABB

Al igual que el kV, ABB provee a sus medidores de Estado Sólido de una cubierta de policarbonato, el cual encierra al chasis electrónico, e impide el acceso usuarios no autorizados al interior de los mismos. ABB provee varios tipos de medidor Alpha, con lo cual se evita el desperdicio de funciones y opciones en ciertos lugares donde no se requieren de los mismos. En la tabla 4.1 se despliega una lista de los modelos que proporciona ABB, así como de las mediciones que realizan. Esta lista no incluye lo que pueden realizar en conjunción con el software de ABB Alpha Plus y Power Quality Inspector, los cuales serán descritos más adelante.

Tabla 4.1 Tipos de medidor Alpha y sus capacidades de medición

Tipo de medidor Alpha	kWh kW	kVARh	KVARh kVAR	kVAh	kVAh kVA	TOU	Perfil de carga	Dos cantidades	Cuatro cantidades
A1D	X
A1T	X	X	.	.	.
A1T-L	X	X	X	.	.
A1R	X	X	.	.	.	X	.	X	.

Tipo de medidor Alpha	kWh kW	kVARh	KVARh kVAR	kVAh	kVAh kVA	TOU	Perfil de carga	Dos cantidades	Cuatro cantidades
A1R-L	X	X	.	.	.	X	X	X	.
A1R-A	X	.	X	.	X	X	.	.	X
A1R-AL	X	.	X	.	X	X	X	.	X
A1K	X	.	.	X	.	X	.	X	.
A1K-L	X	.	.	X	.	X	X	X	.
A1K-A	X	.	X	.	X	X	.	.	X
A1K-AL	X	.	X	.	X	X	X	.	X

Los medidores Alpha pueden ser ampliados en su capacidad de medición y memoria con la adición de tarjetas de extensión (Enhanced Option Board), además de soportar tarjetas de módem y controladores de relés. En su serie Power Plus, que es la más actual, adiciona herramientas de diagnóstico en mediciones instantáneas, por lo que se pueden recolectar datos de tensiones, corrientes y factores de potencia de forma instantánea.

El TOU (Time of Use) es la opción que permite al medidor dividir el día y el año en diferentes períodos para la diferenciación tarifaria en estaciones y horas pico y valle. El perfil de carga es la tarjeta que le permite al medidor almacenar los datos de demanda de potencia y energía que el abonado registra durante cierto tiempo predeterminado, y según la capacidad de memoria de la tarjeta y el medidor. Con los datos de la tarjeta de perfil de carga, se pueden realizar estudios tarifarios y construir curvas que describen el comportamiento del consumo del abonado.

CAPÍTULO 5
DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA

5.1 OPTIMA Software de AVO International

OPTIMA es el programa interfase entre el usuario y la mesa de pruebas ATB3P. En este software se programa y maneja todo lo relativo a las pruebas de medición, y se lleva un control mediante archivos en formato Access™ de todas las pruebas realizadas. El programa despliega en su pantalla principal las principales constantes del medidor escogido, las pruebas programadas para éste, y su estado, según se ve en la figura 5.1.

The screenshot shows the main interface of the OPTIMA software. The title bar reads "[UnitID] ATB3P Sigma / AVO Meter Test Software (DEFAULT) FORM16". The menu bar includes File, Edit, Run, Operator, Setup, Report, and Help.

Meter Under Test

Form: 16S K(h): 21.6
 Volts: 120 Amps: 30.0
 Nameplate

	V	I
A	120.0 0.0	30.00 0.0
B	120.0 120.0	30.00 120.0
C	120.0 240.0	30.00 240.0

Enter Meter Data

Meter ID:
 Secondary ID:
 Register As Found:
 Register As Left:

Misc
PI
DR

Test Status

Measured energy _____ Rev _____
 Ideal energy _____ of _____

Jogging Meter Start Stop Loop Cycle

No	Type	Energy	Element	Load	Revs	AsFound	Previous	AsLeft	P-F
00	Disk	WH	ALL	FL	1				
01	Disk	WH	ALL	LL	1				
02	Disk	WH	ALL	PF	1				

Weighted Averages: Clear Stats

Other Test Parameters for Selected Test

FL Balance PF Balance Phase Seq
A-B-C

As Found Store Results Reset Volts On/Off

	X Bar	Sigma
FL	0.00	0.000
LL	0.00	0.000
PF	0.00	0.000

Figura 5.1 Pantalla principal de OPTIMA

En esta pantalla se pueden ingresar los datos del medidor, tales como su número de identificación, número de serie, y la cantidad que registraba el consumo antes de la prueba y después de la prueba. Se lleva un pequeño registro estadístico de todas las pruebas a las que ha sido sometido el medidor a prueba, y se le puede dar ingreso a la pantalla de modificación de pruebas.

Antes de ingresar al programa propiamente dicho, se interroga al usuario sobre el tipo de medidor que va a poner a prueba, para que el mismo programa configure la mesa para realizar la secuencia respectiva. Para la configuración de subpruebas, en el menú de Edición existe una opción para ingresar a la ventana que se muestra en la figura 5.2.

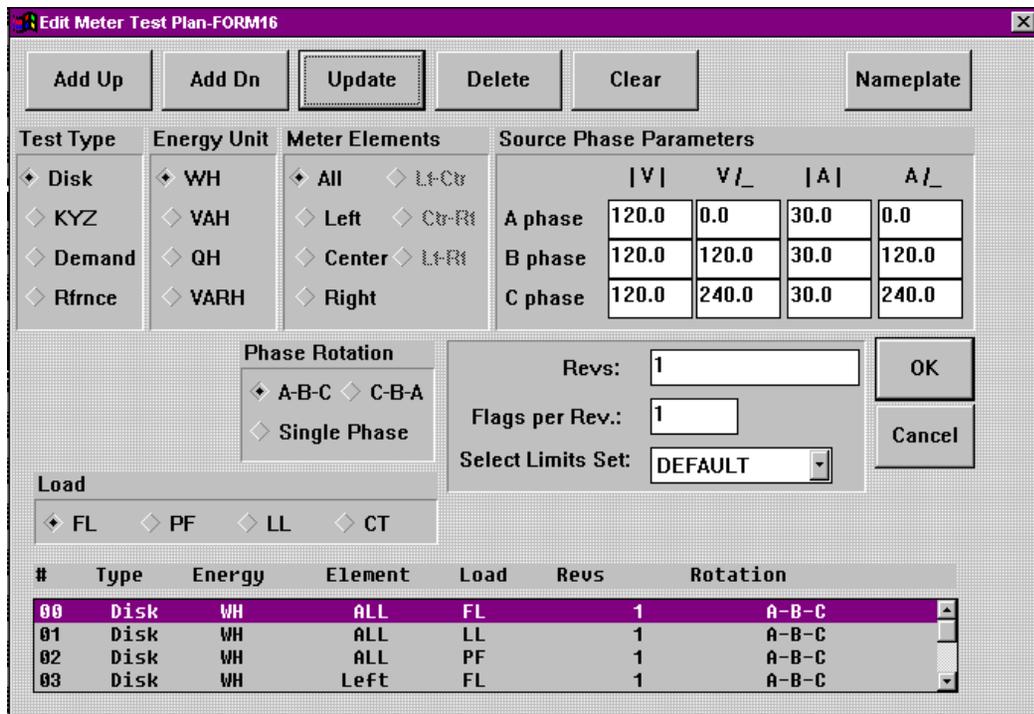


Figura 5.2 Ventana de Configuración de Pruebas

Como se ve, en esta ventana se pueden configurar las magnitudes y ángulos de las tensiones y corrientes que va a suministrar la mesa, lo que permite la simulación de casi cualquier tipo de carga a la que se va a exponer el medidor. Se pueden elegir cuales fases del medidor van a ser probadas, la rotación de las fases, y cual va a ser la unidad de medida de la prueba. Generalmente este punto, con excepción para los medidores mecánicos de potencia aparente, es la medición en kilowatts. Debido a que todos los medidores poseen un disco de medición o algún equivalente electrónico, el parámetro de referencia para que la mesa lleve control de la energía entregada al medidor es la prueba del disco.

En la prueba de factor de potencia, el programa le indica a la mesa que introduzca automáticamente un desfase de 60 grados de atraso en la corriente en cada una de las fases a prueba, para comprobar la exactitud del medidor cuando se le suministra un 50% de la potencia total suministrada.

También hay pruebas a plena carga y carga baja que comprueban las condiciones de operación del medidor en las posibles situaciones extremas. Todos los resultados de las pruebas son salvados en un archivo de base de datos de Microsoft Access™, por lo que se pueden realizar reportes de prueba y control sobre los medidores que han pasado por pruebas en la máquina.

Esto convierte a todo el set de pruebas en un módulo eficiente de comprobación del estado de medidores trifásicos.

5.2 MeterMate de General Electric

MeterMate es el entorno de construcción de programas y de lectura y configuración de medidores que General Electric tiene para sus medidores kV de Estado Sólido. Está dividido en 2 programas que funcionan en entornos diferentes.

La versión de MeterMate para Windows 95™ funciona como el constructor de programas que luego la interfase en DOS™ del mismo programa descargará al programa. La interfaz del programa se ve en la figura 5.3.

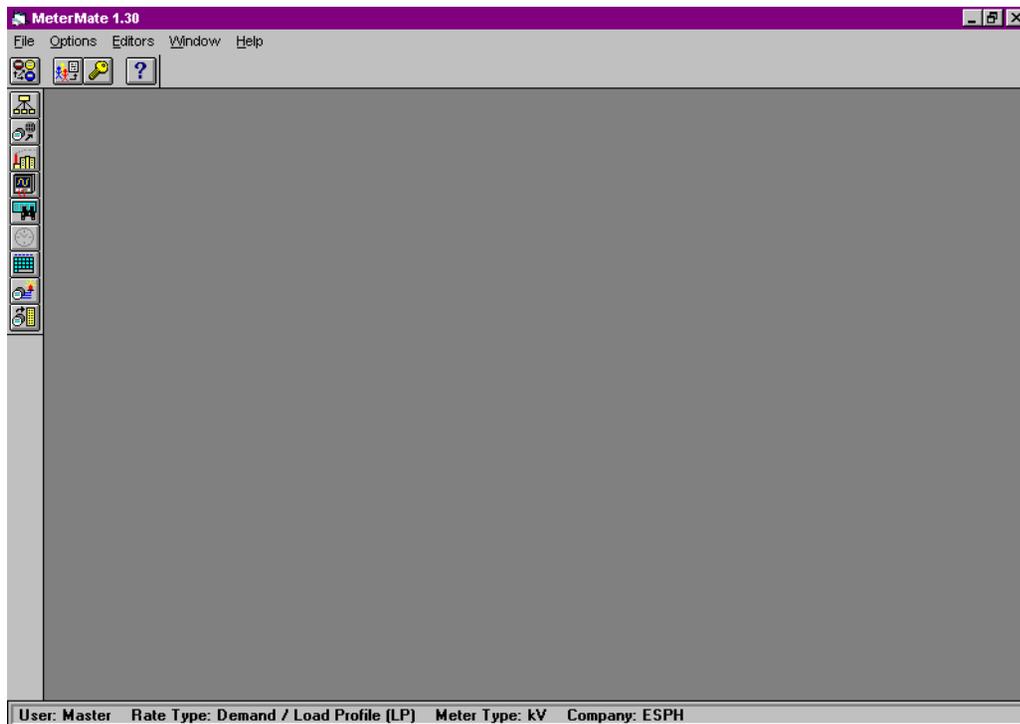


Figura 5.3 Interfase de construcción de MeterMate 1.30

El programa permite la creación de varios usuarios, para llevar un control de las personas que han accedido y modificado los programas en la computadora y los medidores. En la interfase se puede leer cual usuario ha ingresado al programa, además del tipo de tarifa que está utilizando o modificando. También mediante las barras de herramientas permite acceder el bloque de compilación por parte del usuario, y con un botón inicia el proceso de compilación.

Al ingresar al menú de programas, el usuario se encuentra con la lista de todos los programas que han sido construidos, indicándole cuales están disponibles para el tipo de tarifa que desea trabajar. Este menú se puede ver en la figura 5.4.

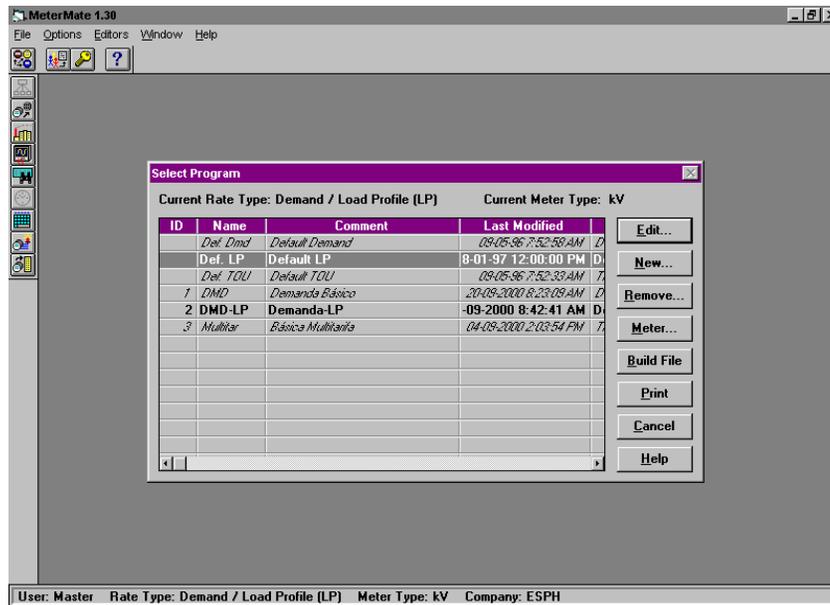


Figura 5.4 Listado de programas de MeterMate

Los programas en negrita son los disponibles para el modelo tarifario escogido. Con este mismo menú se puede cambiar de modelo, se pueden compilar los programas modificados, o se pueden construir y borrar programas. Al escoger modificar un programa, se entra al siguiente bloque de escogencias.

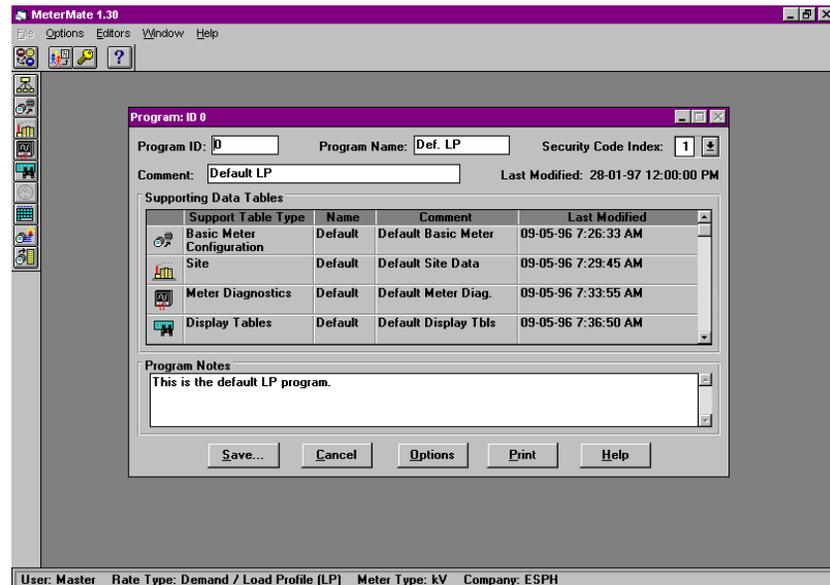


Figura 5.5 Opciones de Edición

En la figura 5.5 se puede notar que los programas para los medidores kV están divididos en bloques totalmente independientes unos de otros, los cuales una vez compilados interactúan. Pero en modo Edición, se puede echar mano de ellos sin que esto afecte el desempeño de los otros bloques. Cuando los programas están compilados, para hacer la descarga de uno de ellos a un medidor se ingresa a la versión de MeterMate para DOS™, que se ve en la figura 5.6. Este programa se encarga de realizar las lecturas, reportes y programaciones de los medidores dentro o fuera del Laboratorio. Es extremadamente fácil de usar, y casi no requiere de la ayuda de un manual para utilizarlo, a excepción de algunas opciones que casi nunca se usan.

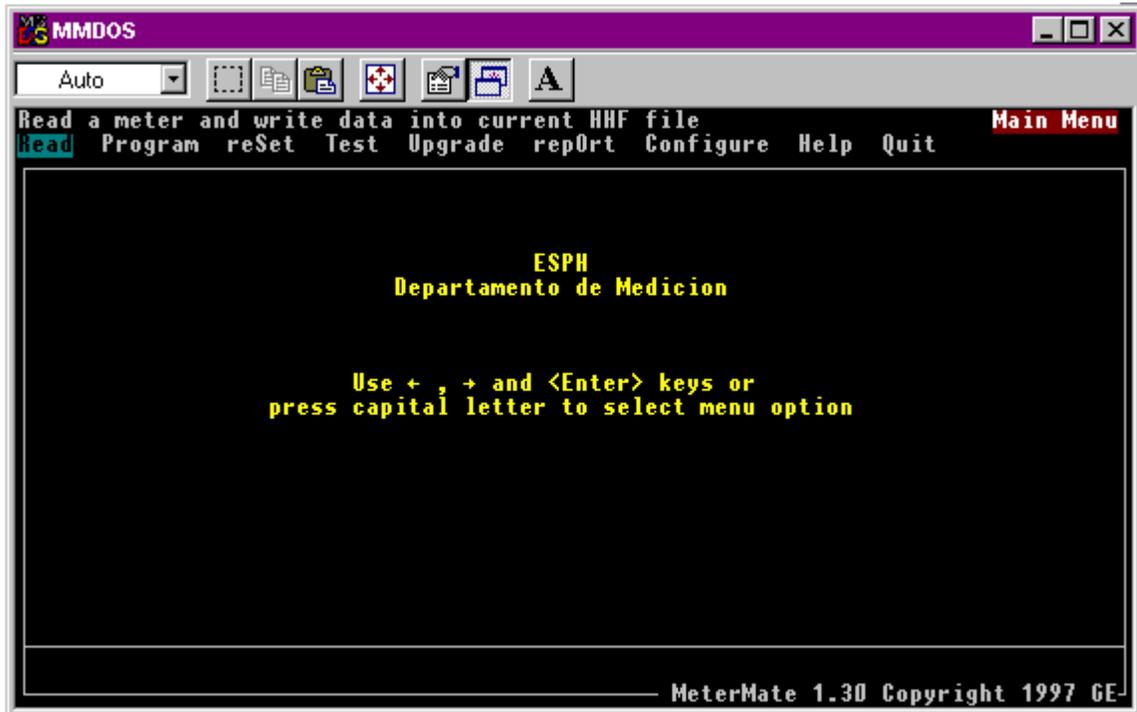


Figura 5.6 Interfase para programación de medidores de MeterMate

Con esta interfase, se pueden realizar todas las tareas que requieren la lectura y la generación de reportes que se necesitan para la realización del cobro de la energía consumida por el abonado.

Debido a la simplicidad de esta interfase, no es posible realizar cambios en la forma de los reportes, ni en su manipulación fuera del programa. Tampoco provee la posibilidad de realizar gráficos, ni diagramas.

5.3 ALPHA PLUS de ABB

Alpha Plus es el software de programación, lectura y generación de reportes de medición que ABB lanzó junto con la serie Alpha de medidores de Estado Sólido. El programa está ambientado totalmente en DOS™, para facilitar la interacción de una PC o Notebook con los medidores y con las lectoras HandHeld (computadoras manuales). Alpha Plus contiene dentro de sí la configuración de usuarios y de niveles de acceso de lectura a medidores, la generación y modificación de reportes de medición, así como la generación de diagramas y gráficos y exportación de datos a otros formatos (Word y Excel) para un procesamiento más refinado. También tiene una interfase para la interrogación vía módem de los medidores que así se hayan configurado, y la realización de todas las tareas mencionadas por ese mismo método. A continuación se da un vistazo a la pantalla principal en la figura 5.7.

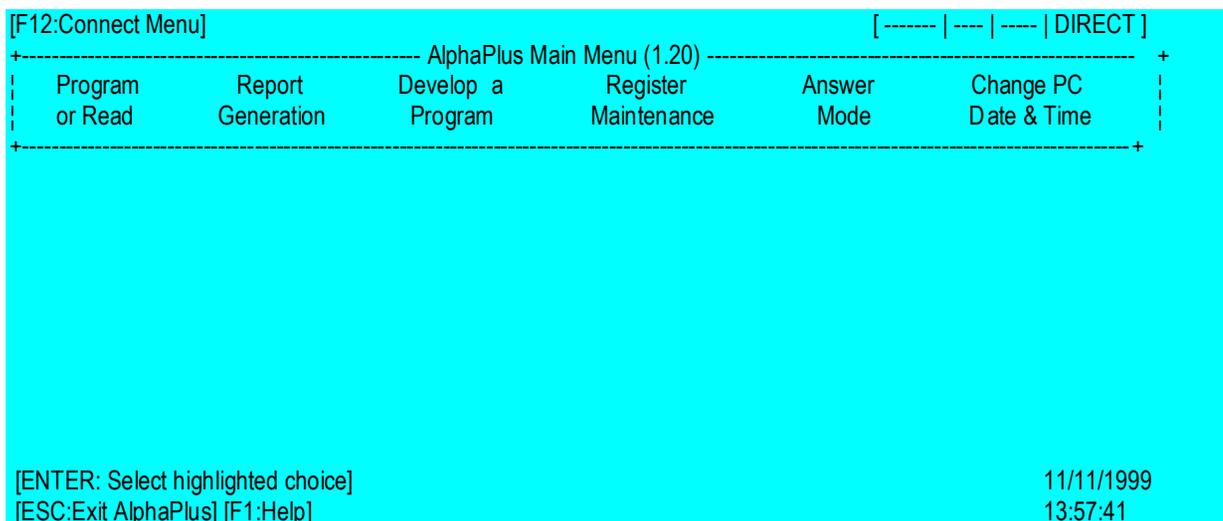


Figura 5.7 Pantalla principal de Alpha Plus

Con esta interfase, la manipulación de datos y la programación de parámetros es más eficiente, y uno puede obtener reportes de lectura como los que se ilustran en el Apéndice 5, y reportes de medición instantánea como se ilustra en el Apéndice 4.

Alpha Plus reúne en un solo programa lo que General Electric ha realizado con MeterMate en 2 programas, lo que lo hace más eficiente. Su potencial se incrementa al ver las curvas de perfil de carga que despliega al obtener los datos de cualquier medidor con esta opción. Esto permite visualizar los datos de consumo de energía y potencia de cualquier abonado y saber cuanto consumió a cualquier hora del día en cualquier día dentro del período de lectura. La cantidad de días se programa en la pantalla descrita en la figura 5.8.

```

-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----+
      Pgm Profile      Demand Defn      Special Features      Relay Options
      Day Types        Switch Times    Load Profile         Event Log
-----LOAD PROFILE-----
      Load Profile      Days of              Scaling Factor
      Interval (Min.)   Storage
      -----
              15              35              1

      Maximum Storage Chart (Days)
              12K      28K
      -----
      1 Channel | 60 | 139
      2 Channels | 30 | 70
      3 Channels | 20 | 47
      4 Channels | 15 | 35

-----[Program ID: 000]-----+
[ENTER: Modify form shown]
[ESC:Quit] [F1:Help]
11/16/1999
18:32:44
  
```

Figura 5.8 Pantalla de programación de perfil de carga

Existen tarjetas que permiten el almacenamiento de hasta 64 y 128 kbytes, que significan hasta 96 días en cuatro canales de almacenamiento y 400 días en un solo canal.

5.4 Power Quality Inspector de ABB

Aunque es parte del paquete de programas que distribuye ABB para lectura de medidores, este programa debe ser explicado por aparte, por cuanto se vale de ciertas cualidades en la programación básica de los medidores Power Plus de la serie Alpha para realizar ciertos exámenes a la red eléctrica del abonado donde se encuentra conectado.

Power Quality o PQ Inspector realiza mediciones de tensiones y voltajes por cada fase, cálculos de factores de potencia nominales y por fase, y análisis de distorsión armónica hasta la armónica 15, en tensiones y corrientes por cada fase. Luego realiza un despliegue gráfico de toda la información recolectada, lo que facilita la interpretación.

Esto provee a la empresa que realice mediciones con medidores Alpha Power Plus de una herramienta de diagnóstico poderosa que le permite saber el estado de la red del abonado.

Esto facilitaría la realización de los estudios de Calidad de la Energía que la Empresa lleva a cabo, con el conocimiento de la utilización que los abonados hacen de su energía. La pantalla principal muestra un diagrama fasorial del sistema, con el cual se logra tener una idea de la naturaleza de la capacidad de la carga instalada.

Este diagrama de ejemplo, obtenido de una medición realizada en la empresa SAWTek, localizada en la Zona Franca Metropolitana, se puede observar en la figura 5.9.

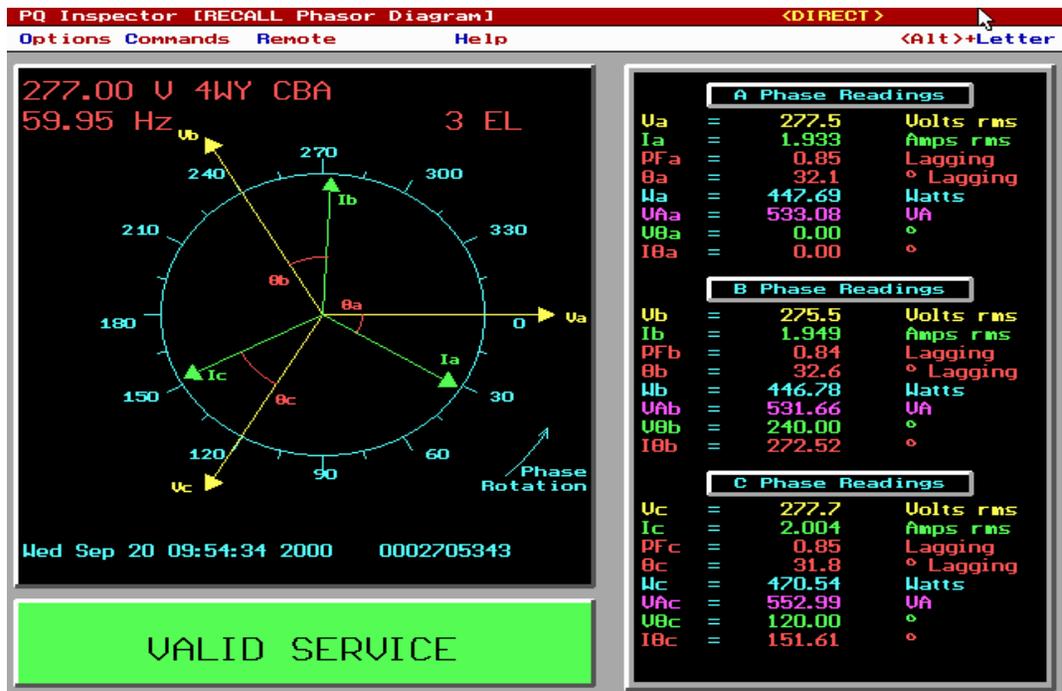


Figura 5.9 Diagrama fasorial de PQ Inspector

También se puede obtener un diagrama fasorial de potencias, donde el software muestra en el plano complejo las componentes de la potencia aparente consumida por el abonado, su magnitud, y ángulo, con lo cual se obtiene el diagnóstico directo del factor de potencia nominal del sistema y el factor de potencia por fase.

La característica más relevante de este software es la construcción de un diagrama que muestra las componentes de frecuencia de tensión y corriente que se encuentran en la red. El diagrama de distorsión armónica revela que tipos de carga están conectadas a la red, y cuanto afectan éstas a cada fase de alimentación. En la figura 5.10. se puede observar con detalle el diagrama de distorsión armónica de la fase A en el edificio viejo de SAWTek, empresa ubicada en la Zona Franca.

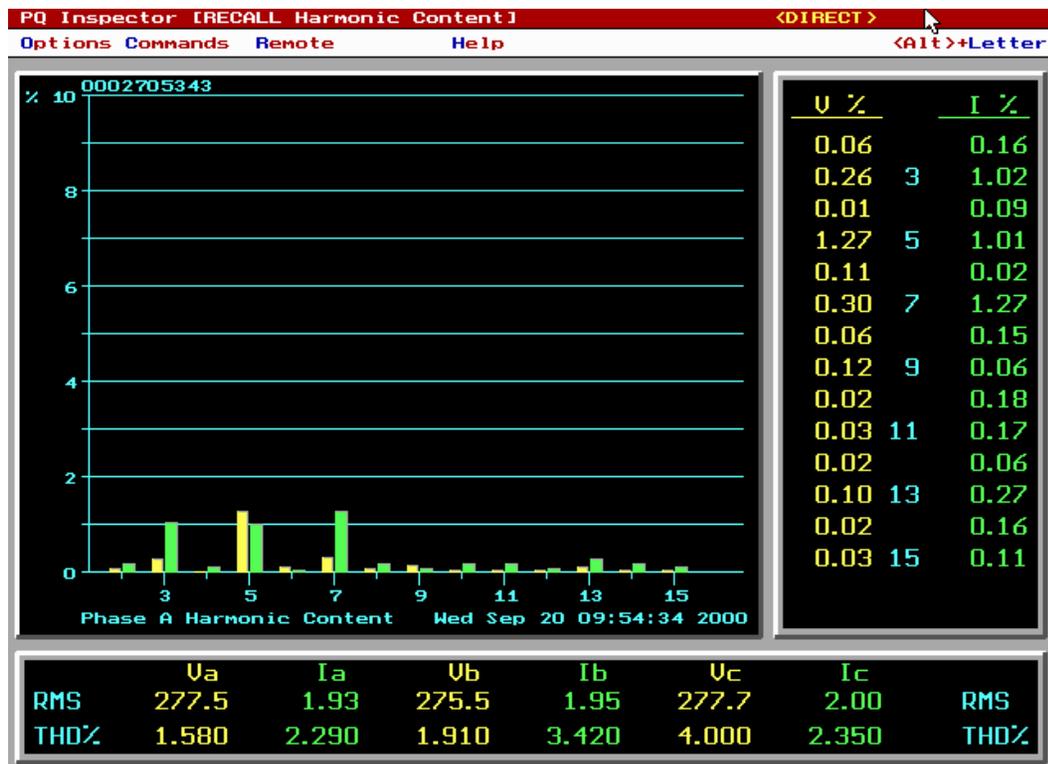


Figura 5.10 Diagrama de Distorsión Armónica de PQ Inspector

Se muestran las magnitudes de cada componente de frecuencia como un porcentaje respecto a la onda fundamental. En la parte inferior se muestran las magnitudes RMS tanto de la onda fundamental de tensión en cada fase como de la corriente, y el porcentaje de distorsión armónica total para cada una.

CAPÍTULO 6
ANÁLISIS Y RESULTADOS

6.1 Explicación del Diseño

Dada la naturaleza del proyecto y al tiempo que requiere el obtener resultados concluyentes de las pruebas de campo (seis semanas), hasta la octava semana se pudo hacer un primer análisis a partir de lo observado y experimentado en el Laboratorio. Este análisis técnico se basa en la comparación del desempeño en el Laboratorio de los dos medidores de Estado Sólido con que cuenta la Empresa: el kV de General Electric y el Alpha de ABB, y a raíz de lo observado, éste se muestra como un diagnóstico acertado de la situación técnica de la medición en la Empresa. El análisis de la mesa de pruebas es muy corto debido a que no fue complicada la comprensión de su funcionamiento y sus posibilidades de configuración.

El balance actual de los medidores de estado sólido, según su soporte técnico y utilización por parte de la empresa, da como poseedor de una gran ventaja a ABB, ya que si bien pelea codo a codo en capacidad de medición y diagnóstico al nivel de hardware con General Electric, el soporte de software le da una gran ventaja sobre éste, pues se pueden realizar lecturas en el ámbito gráfico para fasores, armónicas y potencia que el soporte de software de General Electric no realiza. La capacidad de memoria por canal para mediciones de perfil de carga es muy superior en los medidores General Electric, pero la capacidad de manejo de datos, manipulación de conjuntos de mediciones y exportaciones a otros formatos de archivo le provee a Alpha Plus una superioridad indiscutida sobre MeterMate.

Solo existe en el ámbito de software un punto muy favorable a MeterMate, y es que permite subdividir las programaciones en bloques más pequeños, los cuales pueden utilizarse indistintamente en los programas de Demanda y Multitarifa. Esto provee a MeterMate de una flexibilidad similar a la programación por objetos de C++™ y Delphi™. Alpha Plus separa las programaciones por tipo de medidor (lo mismo hace MeterMate, pero no afecta la intercambiabilidad de bloques), y provoca que se tenga que realizar más de una programación por tipo de medidor.

La forma gráfica (Windows™) del ambiente de programación de MeterMate facilita un control de los programas construidos. Pero la interfase de comunicación con el medidor (MeterMate para DOS™) ahoga las posibilidades de manipulación de datos que se pueden observar en Power Plus y Alpha Plus.

Regresando a ABB, esta compañía crea Alpha Lite como una alternativa a Alpha Plus, en donde se manipula al medidor desde la línea de comandos, o con archivos tipo ensamblador construidos previamente.

Esto tiene la ventaja de que se obtiene solo la información requerida, obviando todos los demás datos que Alpha Plus provee; sin embargo, Alpha Lite no es lo suficientemente poderoso como para manejar grandes masas de datos (como registros de perfil de carga), por lo que hay que descartarlo como opción para lectura y programación de medidores (en especial con tarjeta AL y medidores PQ Inspector). La gran limitante de Alpha Plus, Alpha Lite y PQ Inspector es el ambiente de trabajo (DOS™), el cual choca con algunas de las características de los nuevos sistemas operativos (en el ámbito de comunicaciones, estos paquetes no funcionan con Windows 98™ y NT™), y los coloca un poco por debajo de MeterMate en programación.

Para llevar un control en los lugares donde se van a efectuar mediciones, es necesario que el programa construya un archivo que lleve el control de las lecturas y programaciones realizadas. MeterMate y Alpha Plus incluyen esta opción dentro de su programación, aunque con grandes diferencias. MeterMate construye archivos que no se pueden manipular en varios de los programas comunes para manejo de datos (Excel, Word), en cambio, Alpha Plus puede exportar e importar datos a estos formatos, e incluso se podría pensar en un ligamen a un programa de bases de datos, que maneje varios de los datos obtenidos del medidor.

Respecto a los medidores General Electric, sean estos de estado sólido o híbridos, se deberá pensar en un reemplazo de éstos a mediano plazo. La gran desventaja de un medidor GE de Estado Sólido es que no incluye la opción de multitarifa, lo que limita su posible despliegue en el campo. Los medidores M90 no tienen un soporte de hardware muy duradero, por lo que sí se retiran del campo, no se pueden volver a poner de manera permanente. Aún así, estos dos tipos de medidor son muy exactos y muy robustos para pensar en desecharlos, y se pueden utilizar como reemplazos temporales de medición, o como monitores de otro medidor instalado. Los datos generados por estos medidores son muy confiables, a pesar del pésimo manejo de éstos por software. Esto lo convierte en un instrumento práctico de diagnósticos de campo sin la necesidad de contar con una PC. Este medidor, por lo tanto, tiene excelentes características para ser un medidor de estudio de la red y monitor de consumo, o como supervisor de otro medidor.

El medidor General Electric disponible en la Empresa comparte una característica con el medidor Alpha tipo A1R, y es que la medición secundaria que realiza es en kVA reactivos. Las opciones de HandHeld aún no han sido exploradas, y se espera por la aparición del equipo restante para la programación de este equipo. Si se hacen obvias las consideraciones anteriores y se colocan al mismo nivel técnico los medidores ABB y GE, el interés de los proveedores de medidores ABB de estado sólido por hacer que la Empresa adquiera sus equipos ha superado con creces a los proveedores de GE. Esto coloca a ABB en una posición inmejorable para desplazar a GE como el estándar de la Empresa para medición industrial.

Por otro lado, en la Internet, las casas matriz de ABB y GE provee distinta cantidad de información. ABB es muy escueto en su página web sobre información de sus medidores Alpha y su software. General Electric en cambio publica de manera gratuita sus manuales en formato pdf e invita a potenciales clientes a explotar muestras y contactar de manera directa con ellos.

La mesa de pruebas ATB3P parece ser un módulo autosuficiente, ya que contiene patrones de prueba para los medidores de todo tipo, según su forma y tipo de medición. Efectúa correcciones de manera automática a sus propias pruebas, utilizando estimaciones estadísticas y datos de correlación. Pero sólo incluye pruebas para medidores de potencia real, dejando de lado algunos medidores que efectúan mediciones de potencia activa.

Esto no es un problema, pues éstas pruebas son fácilmente programables. No fue problema en el proyecto el crear varios archivos para los medidores más comunes de la empresa que efectúan estos dos tipos de prueba. Un documento encontrado en Internet dado en el Anexo 1 da la información básica de las características físicas y de operación de la mesa.

Con respecto a la situación operativa del departamento, la realización de un diagnóstico y la formulación de conclusiones y recomendaciones no parece ser alejada de la realidad, por cuanto se ve que dada la cantidad de personal con el que cuenta, se trabaja de manera rápida y eficiente.

Se debe enfatizar un estudio en la forma en que el departamento obtiene y maneja la información, tanto de la que recibe y da a los otros departamentos de la Empresa, como la que obtiene del usuario. Este es el punto que parece ser el rasgo más débil del departamento.

Respecto a los nuevos procedimientos a implementar para el manejo adecuado de las mejoras técnicas, no parece ser un problema el acople del nuevo sistema de trabajo al accionar del departamento de Medición. Sin embargo, se debe realizar una capacitación profunda en lo que respecta al manejo de la información dentro y fuera del Departamento, ya que este es demasiado dependiente de la información que obtiene y no de la que ya tiene.

6.2 Alcances y limitaciones

Hasta este momento, los resultados del proyecto dan por un hecho que la utilización de la energía en la gran mayoría de los abonados de tipo industrial es deficiente, por lo que con base en ellos, la Empresa deberá girar recomendaciones para que los clientes traten en la medida de lo posible de corregir los problemas y desperdicios y ayudarse a disminuir los costos por pago de energía.

También se contempla la entrada del cobro de factor de potencia, en cuanto se cuente con total capacidad técnica y respaldo administrativo para llevarlo a cabo. Esto es muy importante, porque es un eficiente mecanismo de control del estado de la carga del abonado, y es un punto de persuasión dentro de la factura de cobro para corregir los desperdicios entre los abonados. La entrada en funcionamiento de los medidores con herramientas de diagnóstico Power Plus va a abrir la posibilidad de realizar auditorías rápidas de energía por parte de la Empresa, y en un futuro, en complemento con equipos más completos, van a permitir a la empresa realizar estudios más profundos para mejorar el aprovechamiento de energía por parte del abonado a manera de servicio opcional, el cual se puede cobrar.

Una herramienta de diagnóstico muy útil, tanto en los medidores Power Plus como en los Alpha es el registro de perfil de carga. La información que ésta provee no sólo es útil para la Empresa, sino que también le sirve al abonado como referencia para optimizar la utilización de la energía en su propia compañía. El registro de perfil de carga tiene como objeto llevar un registro prolongado en el tiempo del consumo del abonado. Esto sirve para generar gráficas que indiquen cual es el comportamiento de la carga en determinadas horas del día, poniendo al descubierto patrones de desperdicio que pueden ser eliminados. Obsérvese la figura 6.1, la cual es un registro del consumo de potencia de la compañía Atlas Eléctrica S.A. No se coloca un cuadro de identificación de curvas para observar de mejor manera la escala inferior del gráfico.

Demanda Diaria de Potencia Real
17-09-2000 al 17-10-2000

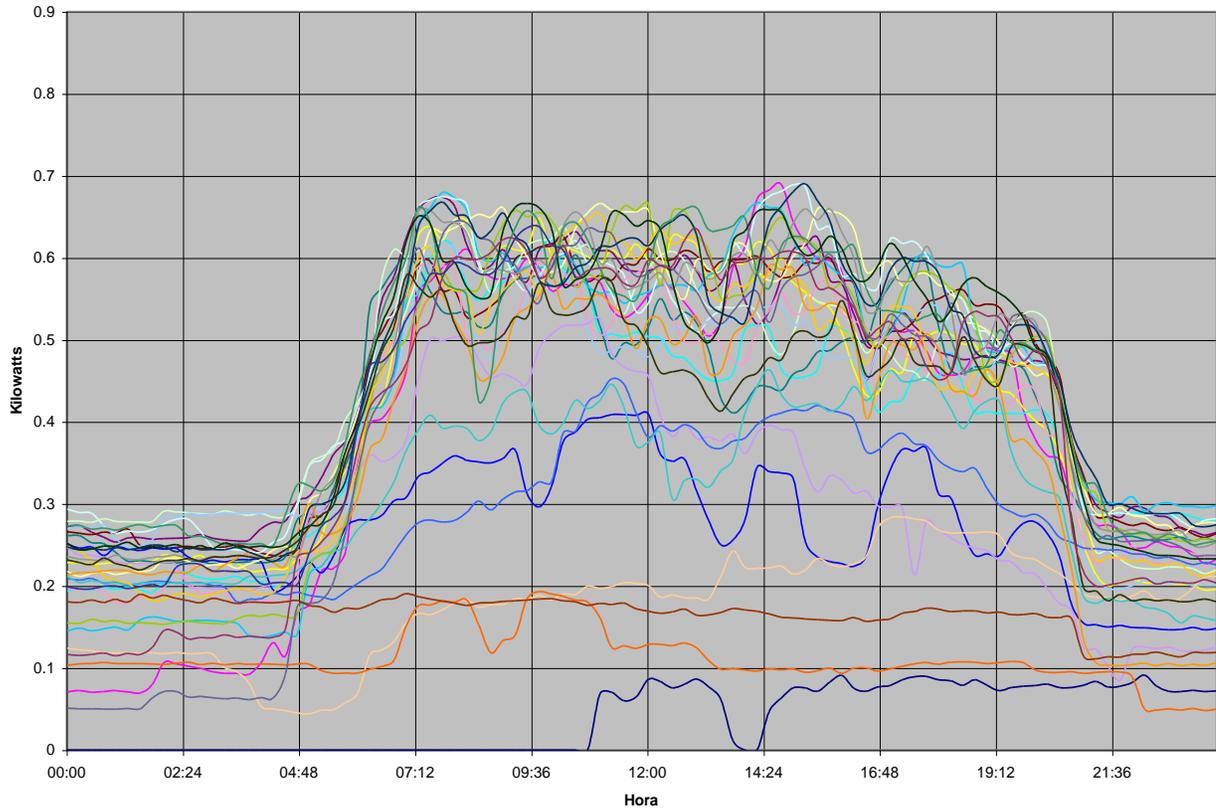


Figura 6.1 Potencia consumida por Atlas Eléctrica S.A. durante un mes

Si se realizan promedios de potencia consumida en los días laborales (de lunes a viernes), sábados, domingos y feriados, se puede obtener el siguiente perfil de comportamiento de la carga en este abonado durante ese mes. Ya que se espera que el abonado trabaje de la misma manera el resto del año, se puede obtener el perfil de comportamiento dado en la figura 6.2.

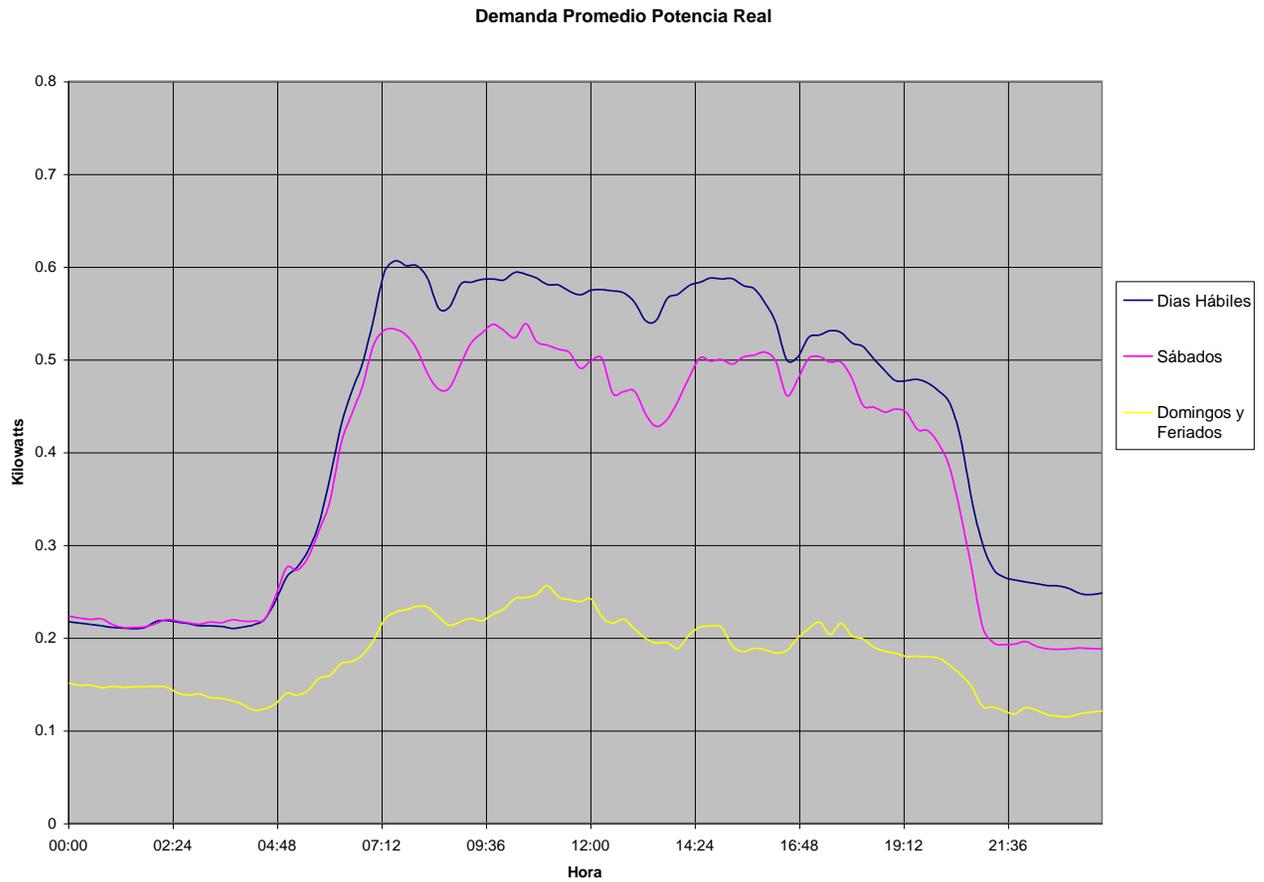


Figura 6.2 Comportamiento del consumo diario de potencia en Atlas Eléctrica S.A.

Ya que el contador ABB permite también el registro de la potencia aparente en forma simultánea a la potencia real, se puede obtener también un comportamiento del factor de potencia en la misma forma en que se obtuvo el perfil del consumo de éste abonado en particular. En la figura 6.3 se exhibe el gráfico de variaciones del factor de potencia de la misma forma en que se hizo en la figura anterior.

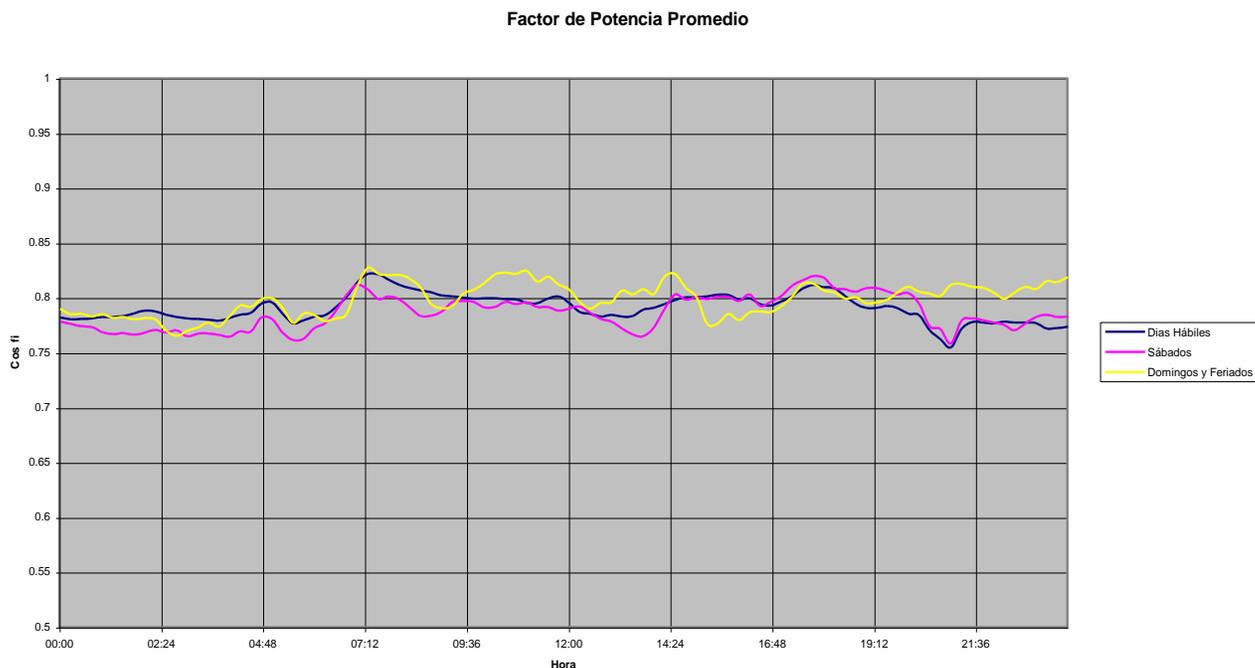


Figura 6.3 Comportamiento del factor de potencia en Atlas Eléctrica S.A.

Lo primero en notarse es el bajo factor de potencia, constante que se repite en muchas industrias en la zona de Heredia. Pero en este análisis hemos puesto estas curvas como ejemplos del potencial de utilización de los contadores ABB en la medición industrial. Al disponer de esta información, la Empresa estará en posición de fomentar el ahorro de energía eléctrica en las industrias, mediante planes para optimizar la utilización de la energía en sus abonados.

La gran limitación de este medidor es su poca cantidad de memoria, lo que le impide un almacenamiento de datos en forma prolongada, o limita la cantidad de información almacenada. Esto produce aún cierta dependencia de aparatos de diagnóstico que son caros para la realización de estudios de comportamiento de la calidad de la energía suministrada al abonado.

CAPÍTULO 7
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- La totalidad de la medición de energía eléctrica en el ámbito industrial en la ESPH está orientada a la utilización de medidores de Estado Sólido.
- La utilización de los abonados industriales de la energía eléctrica que provee la ESPH es deficiente en su mayoría.
- El medidor kV de General Electric con el que cuenta la ESPH es un medidor de Demanda superior a nivel de hardware a cualquier otro que la Empresa haya obtenido.
- Los medidores de la serie Alpha tiene una aplicación más extensa a nivel industrial, por cuanto se complementan mucho mejor con aplicaciones de software que el medidor kV de General Electric.
- La opción de tarjeta de Perfil de Carga permite un control más estricto y datos de primera mano sobre el consumo energético de los abonados.
- Combinando las características de software y hardware, los medidores de la serie Alpha Plus de ABB son superiores a los medidores kV de General Electric y los Alpha de ABB.
- La mesa de pruebas de medidores eléctricos ATB3P permite conocer con exactitud el estado de la medición que realiza cualquier tipo de medidor, no sólo los de tipo trifásicos.
- La ATB3P es un módulo que tiene que estar en el Laboratorio para conservar sus propiedades como modelo de exactitud.
- El proceso a nivel operativo de control de calidad en la red interna eléctrica de los abonados es inexistente.
- El proceso de control de medidores trifásicos de Estado Sólido instalados a nivel de departamento es prácticamente inexistente.
- El proceso de programación y prueba de medidores trifásicos de Estado Sólido era bastante incompleto.
- La carga de trabajo del Departamento de Medición es mucha para la cantidad de personal y equipo con que cuenta.

7.2 Recomendaciones

- Unificar la medición de tipo industrial bajo un solo modelo de medidor de Estado Sólido, el cual tiene que reunir ciertas características técnicas que le permitan adaptarse a cualquier cambio de tipo operativo y administrativo.
- El medidor candidato para unificar la medición de tipo industrial es el A1K+-QL, por lo que se propone tratar de implementarlo como estándar de medición en la ESPH S.A.
- Extender el cobro de la tarifa industrial al factor de potencia como incentivo de mejoramiento en la utilización de la energía.
- Tener como apoyo en el control de consumo al medidor kV y al M90 de General Electric.
- Procurar habilitar la lectura mediante una computadora HandHeld para tener acceso a todos los datos posibles que brinde el medidor.
- Mejorar el intercambio de información entre los departamentos para llevar un mejor control cruzado de los consumos, y obtener una mejor coordinación en las tareas de campo.
- Incrementar el número de efectivos en el Departamento de Medición en forma temporal y periódica para poder realizar tareas de control de utilización de la energía, aparte de las tareas propias que realiza el Departamento actualmente.

BIBLIOGRAFÍA

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2180 Alpha Solid State Polyphase Meter Watts, Vars, Va. April 1992.

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2181 Enhanced Option Board for Alpha Solid State Meter. April 1992.

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2181B Enhanced Metering Functions, Relays and Modems Alpha Meter Options. April 1992.

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2200 Getting Started Alpha Plus Software. April 1992.

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2202 Getting Started Power Plus Software. April 1992.

ABB Power T&D Company Inc. Technical Manual TM 42-2153 Alpha Keys. April 1992.

General Electric Company. Technical Manual GEH-5081B GE kVTM Vector Electricity Meter. May 1997.

General Electric Company. Technical Manual GEH-7269 GE kVTM Meter Modem Option Board. May 1997.

General Electric Company. Technical Manual GEI-52590 Fitzall Operating Guide for kV Meter. May 1997.

General Electric Company. Technical Manual GEI-101424 Installing RSX Option Board on kV Meter. May 1997.

General Electric Company. MeterMate Software Programming Manual Versión 1.30. May 1997.

AVO International Corporation. Installing and Using Optima Software. June 1993.

AVO International Corporation. Electric Test Equipment, Measuring instruments . Testing and Training Services. June 1993.

APÉNDICE 1
MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA EL
LABORATORIO DE MEDIDORES

PRUEBA DE LABORATORIO PARA MEDIDORES

Recolección de Datos

Todo contador de energía eléctrica con demanda que ingrese al Departamento de Medición deberá estar acompañado de la correspondiente orden de trabajo, en donde se indique el motivo de la sustitución o retiro, nombre del abonado, dirección exacta, lecturas de retiro, número de los sellos retirados, nombre del técnico que realiza el trabajo y si es del caso, los datos del nuevo medidor instalado.

En el caso de los contadores eléctricos con demanda nuevos, debe verificarse el documento de pruebas de fábrica adjuntado a los mismos. La realización de la prueba de laboratorio a estos medidores es opcional. Antes de la realización de la prueba de laboratorio, el técnico deberá tomar los siguientes datos:

- a. Kh
- b. Forma
- c. Clase
- d. Número de medidor
- e. Número de serie
- f. Marca
- g. Modelo
- h. Lecturas

Pruebas de Laboratorio

Todos los contadores eléctricos con demanda deberán pasar por la siguiente prueba de laboratorio, elaborada para despejar dudas sobre su funcionabilidad. La lista de pruebas de laboratorio, que está adjunta en la Tabla 1, está diseñada para aplicarse a medidores trifásicos, pero puede aplicarse a cualquier tipo de medidor omitiendo algunas de las subpruebas.

Tabla A1.1 Secuencia de pruebas de Laboratorio para contadores trifásicos

Prueba	Unidades	Elementos	Carga	Rev. de disco	Secuencia de fases
1	KW	Todos	Alta	10	A-B-C
2	KW	Todos	Baja	2	A-B-C
3	KW	Todos	Inductiva	5	A-B-C
4	KW	A	Alta	5	-
5	KW	A	Inductiva	2	-
6	KW	B	Alta	5	-
7	KW	B	Inductiva	2	-
8	KW	C	Alta	5	-
9	KW	C	Inductiva	2	-
10	KW	Todos	Alta	10	C-B-A
11	-	Todos	Vacío	-	-

Para la verificación de la exactitud de la medición que proporciona el contador electrónico, se debe revisar que las constantes se encuentren bien calculadas y que el medidor no realice conteos mientras se encuentre sin carga. **La prueba de vacío**, que se verifica de manera cualitativa, permite comprobar que el medidor cuente mientras el abonado no tenga carga conectada. Las pruebas con carga permiten determinar la exactitud de las constantes programadas para la medición. Mientras tanto, **la prueba de demanda** determina la exactitud de la medición de energía y potencia que realiza el medidor, sea cual sea la constante de medición designada. La prueba de demanda es la más larga de todas, y debe realizarse con un tiempo de prueba mayor de 6 horas.

La prueba con carga tiene tres subpruebas, las cuales someten al medidor a condiciones extremas de medición: con plena carga ($I = TA$) y factor de potencia unitario, con baja carga ($I = 0.1TA$) y factor de potencia unitario, y con plena carga con un factor de potencia de 0.5. La primera comprueba el valor de K_h y P/R del contador, y la siguiente prueba es una redundancia (necesaria) de la primera. La prueba de factor de potencia compara las lecturas de potencia real y potencia activa, para comprobar que la primera es la mitad de la segunda. Debido a que la mayoría de los contadores de Estado Sólido se utilizan en medición trifásica, las pruebas de laboratorio deben incluirla comprobación del correcto funcionamiento de todos los elementos de medición, tanto en forma conjunta, como de manera independiente.

Así, primero se realizarán las pruebas suministrando corriente a las tres fases al mismo tiempo, y luego, en forma secuencial, para **cada fase** de forma independiente. Por último, se comprueba que el medidor puede trabajar con la secuencia de fases en forma invertida. Una vez realizadas las pruebas anteriores y si existe disponibilidad de tiempo, se le realizará al contador una prueba de demanda cuya duración será no menor de 6 horas y no mayor a las 72, con un consumo de corriente igual a la designada como corriente de prueba para ese tipo de medidor.

Al finalizar se levantará un informe con los resultados obtenidos en la prueba, el cual incluirá el porcentaje de desviación obtenido en cada prueba realizada sobre el valor teórico dado por los dispositivos de prueba de exactitud y consumo o calculado matemáticamente. Para mayor celeridad, utilizar la Boleta de Pruebas de Laboratorio de Medidores Electrónicos, mostrada al final de este manual.

Informe y Resultados de las Pruebas de Laboratorio

En caso de fallo en la prueba de laboratorio:

Cuando un contador de energía eléctrica con demanda falla la prueba de laboratorio se debe hacer lo siguiente:

- Si el medidor es de tipo electromecánico, pasa por el proceso de recalibración. Se somete de nuevo a prueba. Si falla, se busca la posibilidad de una reparación a mayor nivel por parte del técnico, se somete a recalibración y se somete de nuevo a prueba. Si falla, se debe poner el medidor como **Salido de Activo**, y se desecha.
- Si el medidor es de Híbrido, pasa por el mismo proceso para el medidor electromecánico, con la excepción de que el resultado final será la conversión del contador defectuoso en piezas para repuestos.
- Si el medidor es de Estado Sólido, pasará por el mismo proceso que el medidor Híbrido.

En caso de éxito en la prueba:

Cuando un contador de energía eléctrica con demanda pasa la prueba de laboratorio se debe hacer lo siguiente:

- Si el medidor es de tipo electromecánico, se debe etiquetar como **Medidor para Almacenar**, y colocarse en la base de datos como **4° opción de Instalación**.
- Si el medidor es de tipo Híbrido, se debe etiquetar como **Medidor para Almacenar**, y colocarse en la base de datos como **3° opción de Instalación**.
- Si el medidor es de tipo electrónico, se debe etiquetar como **Medidor Listo para Instalación**, y colocarse como **2° opción de Instalación** en el caso de los medidores con cierto tiempo en la Red, o **1° opción de Instalación** en el caso de que sea un medidor nuevo.

Al finalizar, se actualizará la base de datos con lo siguiente:

- Fecha y hora de prueba: Inicio y Fin.
- Porcentajes de error.
- Estado del medidor.

INSTALACIÓN DE MEDIDORES DE ESTADO SÓLIDO

Cuando un abonado solicita la instalación de un servicio nuevo, el primer paso a realizar por parte del personal técnico del Departamento de Medición es la inspección del lugar donde se va a colocar el sistema de medición. De acuerdo a la capacidad del Banco de Transformadores con que cuenta el abonado y la demanda máxima probable, se realizan cálculos de la corriente que va a demandar el abonado, y por ende, cual es el sistema de medición mas adecuado.

En el caso de que se requiera un sistema de medición basado en transformadores de corriente (corriente demandada superior a 200 amperios por fase), el contador eléctrico correspondiente será de tipo A Clase 20, por lo que se siguen los siguientes pasos:

- A. El cliente proveerá los siguientes datos para determinar el tipo de medición: Tipo de servicio, Factor de Demanda, Demanda Máxima, Configuración de la Red, Ubicación y Capacidad del Banco de Transformadores.
- B. La caja donde se instalará el medidor debe colocarse a la orilla de la propiedad, frente a la vía pública, con la parte inferior a 1.50 metros de altura sobre el nivel del suelo en los lugares de poco tránsito peatonal y 2 metros sobre el nivel del suelo en sitios con mucho tránsito peatonal.

La caja deberá tener al menos las siguientes dimensiones mínimas: 45 cm de ancho, 70 cm de alto y 35 cm de fondo. La caja deberá cumplir con los requisitos establecidos para este tipo de artículos dados en el Código Nacional Eléctrico, artículo 373-B.

- C. Si el Banco de Transformadores se encuentra en una bóveda, los conductores de medición desde este de Transformadores hasta el punto de medición deben cumplir con lo siguiente:
 - a. Deben estar entubados.
 - b. Debe dejarse una prevista en el caso de que una medición adicional sea necesaria.
 - c. Los tubos deben estar 40 cm bajo tierra y cubiertos con concreto mezclado con ocre rojo.
 - d. El tubo debe ser de 1 pulgada, y debe ser de metal galvanizado (2 metros a la salida del Banco de Transformadores y 1 metro al llegar al medidor como mínimo; el resto puede ser de PVC).
 - e. Las uniones y los puntos donde se necesite “doblar” el tubo serán de tipo curvo.

Toda esta instalación la debe hacer el interesado. A distancias menores de 20 metros, la Empresa proveerá el cable de medición correspondiente. Para distancias mayores, el interesado deberá proveer el cable de medición (cable No. 8 o 10 de 7 conductores).

La bóveda estará siempre cerrada con candado y será de acceso restringido. Para realizar mantenimiento, reparación por averías y desconexiones, el cliente deberá coordinar con la Empresa el trabajo dentro de la bóveda.

- D. Para Bancos de Transformadores ubicados en postes, se sigue con los lineamientos dados en el Código Nacional Eléctrico, artículo 230-B para acometidas aéreas.
- E. Se reinspecciona el lugar de la instalación antes de proceder con la misma.
- F. Para proceder con la instalación, se deben revisar y anotar las condiciones de los siguientes parámetros para adjuntarlos a los datos del medidor:
 - 1. *Tipo de servicio (Estrella, Delta, etc.).*
 - 2. *Tensiones de Alimentación.*
 - 3. *Relación de transformación de corriente y voltaje.*
 - 4. *Capacidad del Banco de Transformadores.*
 - 5. *Calibre de cables.*
 - 6. *Condiciones de la caja del medidor y conduleta.*
- G. El medidor a instalar debe ser programado previamente en el laboratorio, de acuerdo a la tarifa definida por el cliente y la Empresa con anterioridad, y según el Procedimiento de Programación de Medidores de Estado Sólido. Ningún medidor debe ser programado o reprogramado en el campo.
- H. Si el medidor a instalar está en prueba para un estudio, debe programarse como Multitarifa con perfil de carga, para un mayor control y mayor disponibilidad de información.
- I. Se instala el medidor y la regleta. Se debe revisar que el mismo se encuentre correctamente programado, sin alertas ni mensajes de error, y con su respectiva batería. En el caso de que exista algún mensaje de estos, mediante la PC se restablece el funcionamiento normal del medidor.

- J. En la caja del medidor deben quedar anotados los siguientes datos:
1. *Codificación del cable de control.*
 2. *Constantes de Transformación: TC y TP.*
 3. *Capacidad del Banco de Transformadores.*
 4. *Codificación de la regleta.*
 5. *Sellos de Tapa y Regleta.*
- K. Se anotan los datos del abonado para adjuntarlos a los datos del medidor:
1. *Nombre del abonado.*
 2. *Dirección exacta.*
 3. *Número de Teléfono.*
 4. *Condición del medidor: Facturación / Estudio.*

Si el medidor a instalar es de tipo S Clase 200 (medición de tipo primario), el proceso de instalación sigue los mismos lineamientos básicos que el proceso seguido para los medidores tipo A. Las diferencias se hacen patentes en los requerimientos de instalación del sistema de medición:

- A. La base clase 200 o 300 donde se instalará el medidor debe colocarse a la orilla de la propiedad, frente a la vía pública, con la parte inferior a 1.50 metros de altura sobre el nivel del suelo en los lugares de poco tránsito peatonal y 2 metros sobre el nivel del suelo en sitios con mucho tránsito peatonal.
- Las dimensiones de la base deberán corresponder con el calibre de los cables a utilizar y ésta deberá cumplir con los requisitos establecidos para este tipo de artículos dados en el Código Nacional Eléctrico, artículo 373-B.
- B. Si el Banco se encuentra en una bóveda, los conductores desde el Banco de Transformadores hasta el punto de medición deben cumplir con lo siguiente:
- a. Deben estar entubados.
 - b. Debe dejarse una prevista en el caso de que una medición adicional sea necesaria.

- c. Los tubos deben estar 40 cm bajo tierra y cubiertos con concreto mezclado con ocre rojo.
- d. La medida del tubo debe ser correspondiente con la medida de los conductores utilizados, y debe ser de metal galvanizado (2 metros a la salida del Banco de Transformadores y 1 metro al llegar al medidor como mínimo; el resto puede ser de PVC). Debe procurarse que los cables no queden apretados dentro del tubo.
- e. Las uniones y los puntos donde se necesite “doblar” el tubo serán de tipo curvo.

Toda esta instalación la debe hacer el interesado. Para determinar la medida del tubo y la cantidad de conductores que este puede llevar, ver el Código Nacional Eléctrico, Apéndice C.

La bóveda estará siempre cerrada con candado y será de acceso restringido. Para realizar mantenimiento, reparación por averías y desconexiones, el cliente deberá coordinar con la Empresa el trabajo dentro de la bóveda.

- C. Para Bancos de Transformadores ubicados en postes, se sigue con los lineamientos dados en el Código Nacional Eléctrico, artículo 230-B para acometidas aéreas.
- D. Se reinspecciona el lugar de la instalación antes de proceder con la misma.
- E. Para proceder con la instalación, se deben revisar y anotar las condiciones de los siguientes parámetros para adjuntarlos a los datos del medidor:
 - 1. *Tipo de servicio (Estrella, Delta, etc.).*
 - 2. *Tensiones de Alimentación.*
 - 3. *Capacidad del Banco de Transformadores.*
 - 4. *Calibre de cables.*
 - 5. *Condiciones de la base del medidor y conduleta.*
- F. El medidor a instalar debe ser programado previamente en el laboratorio, de acuerdo a la tarifa definida por el cliente y la Empresa con anterioridad, y según el Procedimiento de Programación de Medidores de Estado Sólido.

- G. Ningún medidor, en la medida de lo posible, debe ser programado o reprogramado en el campo.
- H. Si el medidor a instalar está en prueba para un estudio, debe programarse como Multitarifa con perfil de carga, para un mayor control y mayor disponibilidad de información.
- I. Se instala el medidor. Se debe revisar que el mismo se encuentre correctamente programado, sin alertas ni mensajes de error, y con su respectiva batería. En el caso de que exista algún mensaje de estos, mediante la PC se restablece el funcionamiento normal del medidor.
- J. En la caja del medidor deben quedar anotados los siguientes datos:
 - 1. *Codificación del cable de control.*
 - 2. *Capacidad del Banco de Transformadores.*
 - 3. *Sellos de Tapa.*
- K. Se anotan los datos del abonado para adjuntarlos a los datos del medidor:
 - 1. *Nombre del abonado.*
 - 2. *Dirección exacta.*
 - 3. *Número de Teléfono.*
 - 4. *Condición del medidor: Facturación / Estudio.*

Al terminar la instalación, si es posible, se procederá a la energización de la instalación eléctrica para verificar el correcto funcionamiento del sistema de medición.

Finalmente se levantara un reporte respecto a la instalación y se enviara una nota al Departamento Comercial para que este proceda al inicio de la facturación en el sistema de medición recién instalado. El reporte deberá adjuntar la hoja de instalación del servicio adjunta al final de este manual.

VERIFICACIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS

Cuando un contador se encuentra en el campo, es posible que en cualquier momento y por alguna razón en particular este no realice con la precisión requerida la medición de la energía consumida por el abonado, ya sea a favor o en contra de este (subfacturación o sobrefacturación). El Departamento de Medición tiene la responsabilidad de velar por el estado de instalación y operación de los contadores con demanda. De manera periódica y de acuerdo a la carga de trabajo del Departamento, el mismo debe programar recorridos de verificación, donde se inspeccione el estado operativo de un porcentaje de los contadores, escogidos al azar.

También se puede realizar una inspección a pedido del Departamento Comercial, cuando este detecte una brusca variación en las lecturas obtenidas del contador, o cuando un abonado presente una queja ante la Empresa por excesiva facturación. El procedimiento a seguir para una verificación es el siguiente:

- A. Para comenzar con el proceso de verificación, se debe consultar el historial de consumo del medidor cuestionado.
- B. Se realiza una visita en la que se documentará lo siguiente:
 1. *Condiciones exteriores del medidor (cableado, conduleta, etc.).*
 2. *Condiciones del Banco de Transformadores*
 3. *Características de la carga.*
 4. *Lecturas del display del medidor.*
 5. *Condición de las bobinas de corriente.*
 6. *Comprobación de las constantes TC y TP: Medición de tensiones y corrientes.*
 7. *Verificación de la capacidad del Banco de Transformadores contra la lectura de Demanda Máxima.*
 8. *Corrientes en el neutro.*

9. *Distorsión Armónica (Si es posible).*

10. *Desbalanceo de cargas.*

- C. Se realizará una lectura al medidor vía puerto óptico para recabar más información acerca del sitio.
- D. Si se considera necesario, se coloca un medidor en serie como monitor para respaldar o refutar la información obtenida del medidor en facturación, mientras se analiza la información obtenida.
- E. Si se considera necesario, se deberá realizar otra visita, 2 días hábiles después de la primera. Durante los 2 días anteriores se estudian los datos recabados para incluirlos dentro del informe.
- F. De acuerdo a los datos recabados, se emitirá un informe que indique que se cambie el medidor o que se desestime el reclamo.
- G. Por último, se deberá ingresar en la información del medidor:
 - 1. *Fecha Verificación.*
 - 2. *Conclusión del estudio: Medidor Retirado / En estudio / En Fact.*
 - 3. *Observaciones.*

El informe de verificación deberá ir acompañado de una nota donde se indiquen las razones por las que se rechazan o reivindican los reclamos por parte del abonado o del Departamento Comercial.

EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA S.A.
DIRECCION DE ENERGÍA ELECTRICA Y ALUMBRADO PUBLICO
LABORATORIO DE MEDIDORES

Boleta de Pruebas de Contadores de Registro Electrónico

Marca del Contador: _____
Numero de Medidor: _____
Forma: _____
Kh: _____

Modelo: _____
Serie: _____
Clase: _____
TA: _____ A.

Lecturas de inicio:

Consumo: _____ KW-h
DMD Max: _____ KW
DMD Cum: _____ KW

DMD Max: _____ KVA
DMD Cum: _____ KVA
Resets: _____

	Prueba	Elementos	% de Error
1	Carga Alta	Todos	
2	Carga Baja	Todos	
3	Factor de Potencia	Todos	
4	Carga Alta	A	
5	Factor de Potencia	A	
6	Carga Alta	B	
7	Factor de Potencia	B	
8	Carga Alta	C	
9	Factor de Potencia	C	
10	Inversión	Todos	
11	Vacio	Todos	

Prueba de Demanda:

Inicio: ____/____/____ > ____:____
Fin: ____/____/____ > ____:____

Duración: _____ horas.
Potencia teórica consumida: _____ KW-h
Lectura del medidor: _____ KW-h
Porcentaje de error: _____ %

Técnico: _____

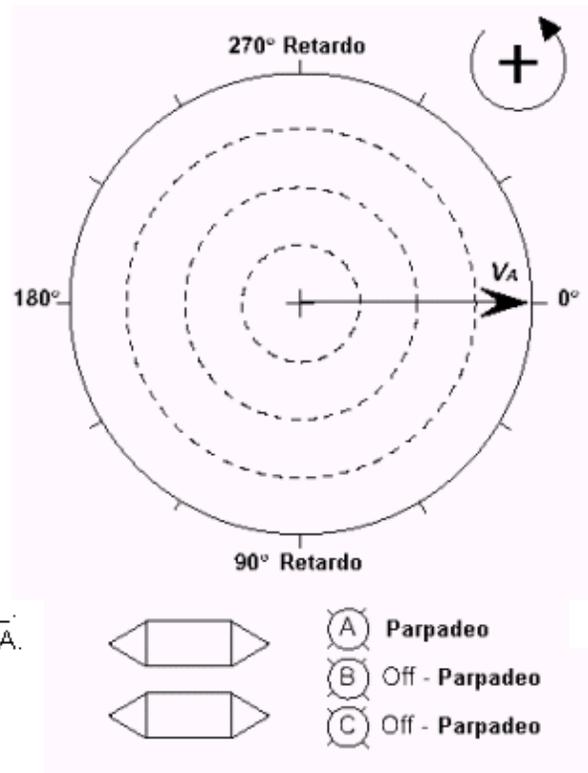
Observaciones:

EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA S.A.
DIRECCION DE ENERGÍA ELECTRICA Y ALUMBRADO PUBLICO
LABORATORIO DE MEDIDORES

Boleta de Inspección de Instalaciones con Medición Electrónica

Abonado: _____ Teléfono: _____
 Cuenta: _____ Medidor: _____
 Dirección: _____ Fecha: ____/____/____

Tensiones	
L1-L2	-
L2-L3	-
L1-L3	-
L1-N	-
L2-N	-
L3-N	-
Corrientes	
L1	-
L2	-
L3	-
Neutro	-
Elementos	
Fase A	
Fase B	
Fase C	



Programa: _____
 Capacidad Banco: _____ KVA.
 Resets: _____
 TC: _____ : 5
 Kh: _____

Sellos	Retirados	Instalados
Demanda		
Tapa		
Regleta		

KW-h: _____
 Demanda: _____ KW.
 _____ KVA.

Observaciones: _____

Inspector: _____

APÉNDICE 2
MANUAL DE PROGRAMACIÓN DE MEDIDORES DE
ESTADO SÓLIDO

ETAPA DE CONTROL DE DATOS Y PARÁMETROS

El control de datos toma en cuenta tanto los datos del propio contador como la definición de los parámetros de programación. Antes de programar un contador electrónico se debe haber realizado la siguiente toma de datos:

- a. Número de medidor
- b. Número de serie
- c. Marca
- d. Modelo
- e. Clase
- f. Forma
- g. Kh

Si el contador es marca ABB, el cual es el estándar de la Empresa en medición con Demanda, y es un medidor nuevo, se puede proceder a una programación sin realizar la prueba de Laboratorio. En cambio, si el medidor viene de realizar mediciones en el campo, se debe pasar por la etapa de prueba de Laboratorio, descrita en el Manual de Pruebas antes de realizar alguna programación sobre el contador. En el caso de que no sea un contador electrónico de marca ABB, proceda asumiendo que se habla del mismo contador ABB hasta que se le indique lo contrario. Después de la toma de datos del medidor, se debe proceder con la definición de parámetros de programación, el cual es indispensable para poder escoger el programa para contador más adecuado. El resultado de esta definición permitirá reconocer si el medidor escogido es el más adecuado o por el contrario, hay que cambiarlo por otro más adecuado. También permitirá la construcción de un programa que se adapte más al tipo de medición que se va a implementar.

Los parámetros a definir son los siguientes:

- *Función del programa:* Se debe decidir si se va a trabajar en Demanda de manera continua (**DMD**) o en forma de multitarifa (**TOU**). A la hora de creación el

programa es el primer parámetro a definir, y en función de éste están varios de los secundarios y de los principales.

- *Tipo de mediciones desplegadas (kW, kVA, kVAR):* Se refiere a las unidades en que son desplegadas las demandas y consumos, y pueden programarse más de un conjunto con unidades distintas. Dado ese parámetro, la cantidad de mediciones desplegadas puede ser mayor o menor.
- *Cantidad de mediciones desplegadas (8, 10, 14,22):* Se debe procurar la programación de un mínimo de mediciones desplegadas que pueda brindar a la Empresa una mayor cantidad de información. Muy pocas mediciones desplegadas no ayudan al cobro, y muchas mediciones desplegadas hacen lento el proceso de recolección de datos.
- *Habilitación de registro diario de potencia demandada (perfil de carga):* Para la realización de controles en el consumo, cuyos resultados se pueden utilizar en estudios de consumo, se habilita dentro del programa la opción de perfil de carga.
- *Cantidad de días de almacenamiento del registro:* Se programa un registro de días menor al máximo permitido, para prever una prolongación del estudio de las curvas de perfil de carga.
- *Intervalo de almacenamiento del registro:* Longitud del intervalo de integración para calcular el valor de potencia demandada a almacenar en el registro de perfil de carga.
- *Tipo de datos de almacenamiento (kW, kVA):* Tipo de datos a almacenar en el registro de perfil de carga. Se pueden programar hasta 4 diferentes tipos de datos, como potencia real entregada, potencia real recibida, potencia activa entregada, potencia activa recibida, potencia real neta consumida (entregada – recibida), etc.
- *Longitud del intervalo de demanda:* Tiempo que utiliza el registro para calcular la integral de demanda en la determinación de la demanda máxima. El intervalo de demanda puede tener una longitud mínima de 1 minuto, y una máxima de 60 minutos, y solo se debe especificar un múltiplo de 5.

- *Demanda de respuesta exponencial (**Emulación de demanda Térmica**)*: Opción para realizar el cálculo de la Demanda en forma logarítmica.
- *Tiempo mínimo a considerar como salida de servicio*: Tiempo mínimo que considera el medidor para considerar que una ausencia de tensión en los terminales es una suspensión del servicio.
- *Tiempo mínimo después de una salida de servicio*: Tiempo mínimo en el que el medidor no realiza cálculo de la demanda después de una reanudación del servicio.
- *Calendario de días feriados fijos y variables y de cambios estacionales*: En multitarifa, calendario en el que el medidor hace la diferenciación entre días laborales y no laborales, para efectos de facturación de demanda.
- *Horario de vigencia de cada una de las tarifas (Solo para medidores a programar en multitarifa)*: En multitarifa, horario con los rangos de validez de cada una de las tarifas.
- *Umbrales de error de medición para habilitación de alertas*: Se programan los rangos en los que las tensiones y los valores de distorsión están dentro de valores aceptables.

Luego de definir los parámetros anteriores, la definición de los parámetros secundarios está en función directa con los principales, por lo que se hace innecesario el detalle de los mismos. Una vez definidos los parámetros de programación, se revisa si el contador electrónico escogido es el **adecuado para las mediciones a realizar**. Para verificar la escogencia, se puede consultar la Tabla 1.

Tabla A2.1 Contador a programar según medición a realizar

Tarifa	KW	Factor de Potencia	THD	LP
T-3	A1D			
T-6		A1K+ A1K A1R	A1K+	A1K+L A1K-L

Determinada la escogencia del medidor, se procede con la siguiente etapa.

ETAPA DE PROGRAMACIÓN (Solo medidores ABB)

Para descargar un programa en un contador electrónico ABB, se debe ejecutar el software Alpha Plus, cuya pantalla inicial se indica en la figura 1.

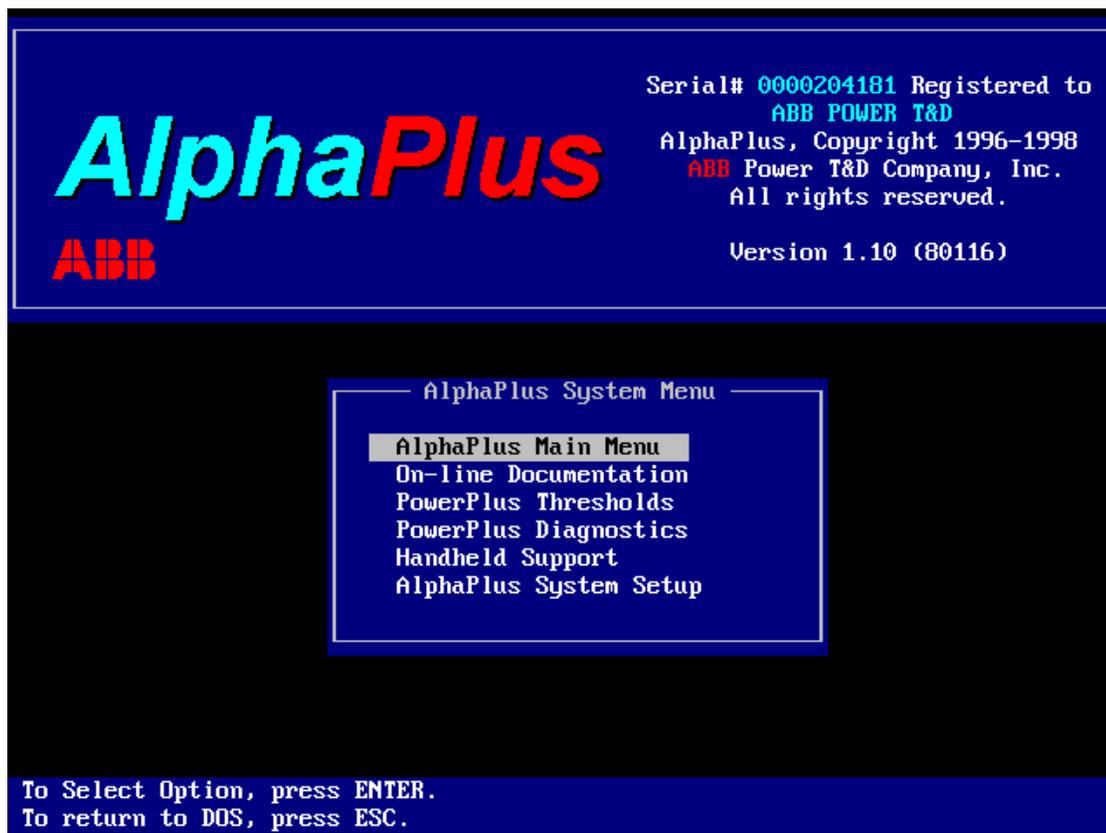


Figura A2.1 Pantalla inicial de Alpha Plus

Como primer paso, se procede al *Main Menu* (Menú Principal), pues es allí donde se concentra el grueso de opciones de operación y lectura de los contadores electrónicos ABB. En el menú principal se encuentra una serie de operaciones a realizar con o sin el contador acoplado a la PC. En la figura 2 se indica la apariencia de este menú. Para proceder con la programación, se debe escoger la opción *Program or Read*. Para construir un programa nuevo, se debe escoger la opción *Develop a Program*.

Las demás opciones no entran en el campo de interés de este manual. Para más detalles, consultar con el Manual Técnico de ABB para el software Alpha Plus.

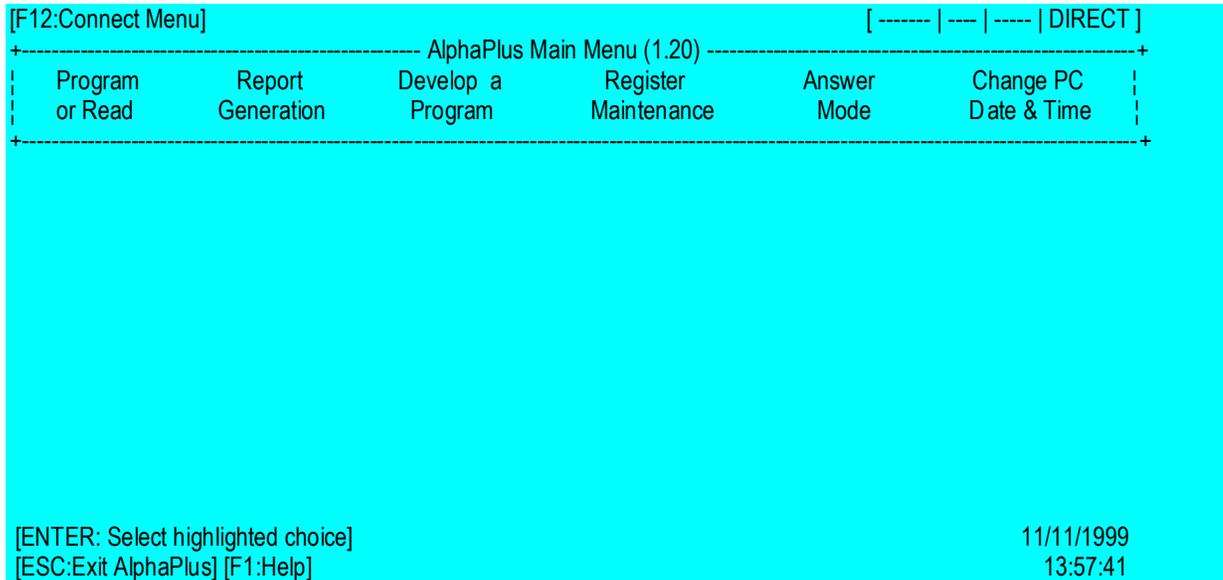


Figura A2.2 Menú Principal

Programación del contador

Al escoger la opción *Program or Read*, el software desplegará una lista en un menú pulldown de contadores, dentro de la cual se deberá escoger el contador seleccionado en la etapa 1. Si el contador no corresponde con el escogido en el programa, el contador rechazará el programa. Al indicar el contador en la lista, el software lo llevará hasta la pantalla de programación, indicada en la figura 3.

```

[F12:Connect Menu]                                [----- | --- | ---- | DIRECT ]
+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
|          PROGRAM / READ FUNCTIONS FOR A1R(P+)          |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|          Program          Register Read      Update      Replace      Special Tasks      |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|          Choices          |
|-----|-----|-----|-----|-----|
Program ID:          | 000 - ECABB GUAYAQUIL   - TOU,L |
Constants:          | 998 - Sample TOU Pgm      - TOU,L |
  Use factory defaults (y/n)? N | 999 - Sample Non-TOU Pgm  - DMD  |
  Kh= 0.000 P/R= 0 |-----|-----|-----|-----|
  Primary Metering (y/n)? Y
CUENTA:
CT Ratio: 1.00 VT Ratio: 1.00
Register Multiplier: Automatic

Remote Definition: DISABLE REMOTE
Read Only Password: 00000000
PowerPlus Thresholds: No Change

11/11/1999
[ESC:Quit] [Enter:Select] [Cursor Keys:Scroll] 14:27:06

```

Figura A2.3 Menú de Programación

En este caso, se ha escogido el modelo A1R-P+, pues es el más completo de todos, y con él se pueden indicar todas las opciones del software. Antes de descargar el programa en el contador, el software pide lo siguiente:

- *Program ID*: Número identificador del programa a descargar. De una lista de programas previamente contruidos, se elige cual va a ser descariado.
- *Constants*: Constantes a ser utilizadas en la medición (Kh y P/R). Este dato es muy importante, pues estas constantes definen a que ritmo va a ser realizada la medición de energía y potencia (de forma acelerada o lenta). Generalmente se dejan las constantes de fábrica, ya que son las más exactas.
- *Primary Metering*: Indica si el contador va a estar en medición primaria o secundaria (sin o con transformadores de corriente y potencial). Esto pone como datos relevantes o no las relaciones de transformación. Generalmente se indica No.
- *Cuenta*: Se pone aquí el número de medidor, si el contador va a estar en facturación, o el nombre del abonado, si es un medidor en estudio.

- *CT y VT*: Relaciones de transformación de corriente y tensión. Si se ha escogido medición primaria, deben colocarse los valores. Si la medición es secundaria, es opcional (colocar 1 en CT y VT).
- *Register Multiplier*: Constante de multiplicación de registro. Se define un valor si los valores registrados van a ser muy altos. En otros casos, se deja en determinación automática.
- *Remote Definition*: Conjunto de parámetros que definen el comportamiento del medidor en comunicación remota. La carencia de hardware que soporte estas opciones define esta opción como Disable Remote.
- *Read Only Password*: Palabra clave para lecturas de medición y diagnóstico.
- *PowerPlus Thresholds*: Archivo que define los rangos de tensión y voltaje en los que el servicio brindado por la Empresa es válido.

Una vez finalizado este proceso, el software se encargará de descargar el programa en el contador.

Construcción de un programa

Al escoger la opción *Develop a Program*, el software desplegará una lista de contadores, dentro de la cual se deberá escoger el contador seleccionado en la etapa 1, como se indica en la figura 4. Verifique cual fue el contador escogido y que éste concuerde con el que está disponible para programación. Al indicar el contador en la lista, el software lo llevará hasta la pantalla de desarrollo, indicada en la figura 5.

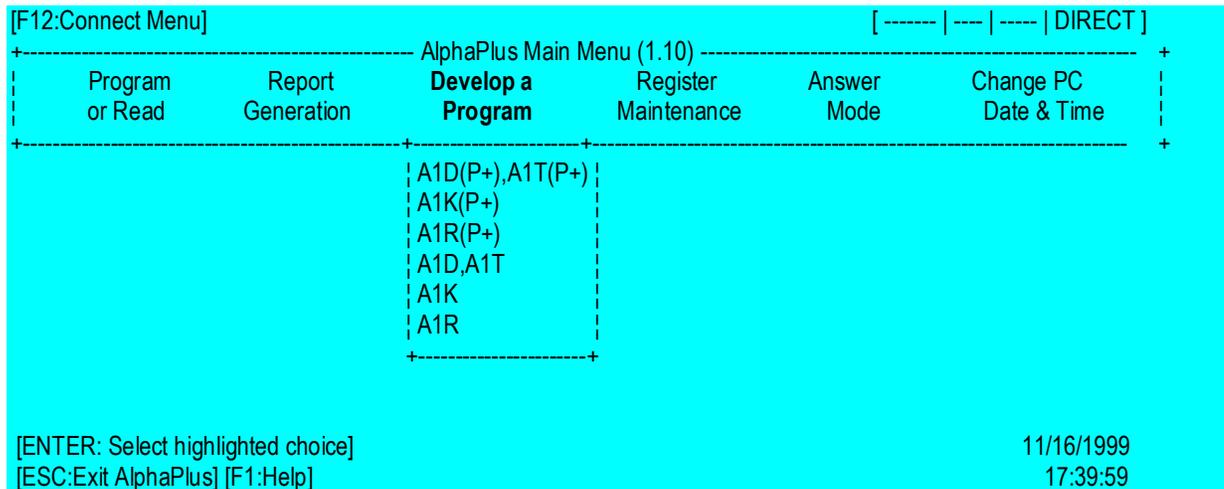


Figura A2.4 Menú Principal

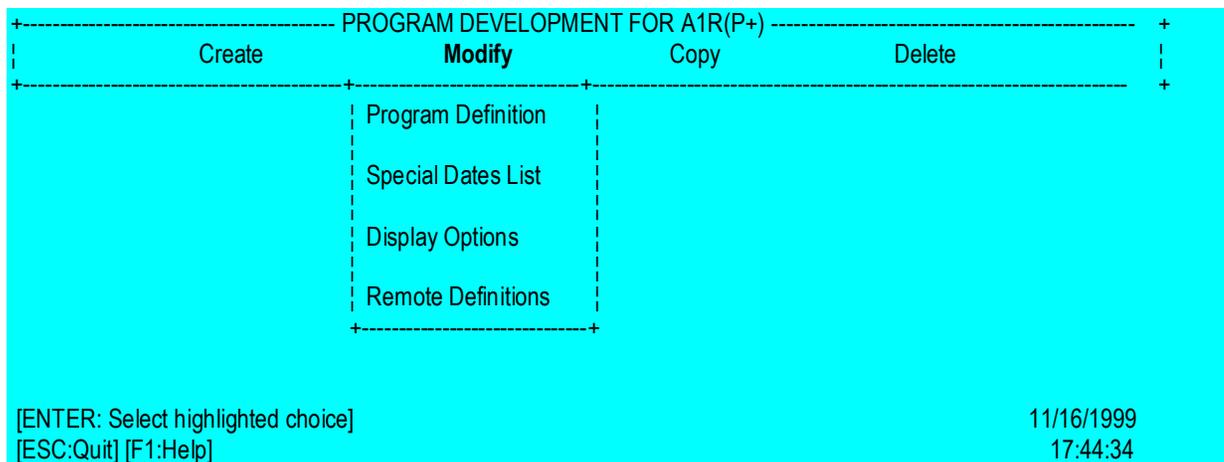


Figura A2.5 Menú de Desarrollo de Programas

Las opciones *Create* y *Modify* son bastante similares, por lo que utilizando la segunda se explicarán ambas. La única diferencia radica en que en *Create* se define de entrada si el programa a construir es TOU o DMD y se le pone nombre al programa. En *Program Definition*, Alpha Plus lo llevará a una pantalla donde se colocarán los parámetros que definirán el comportamiento del medidor como tal, sin importar los datos que el contador sea capaz de desplegar. Para tener un panorama más general, observe las figuras 6 y 7. La pantalla desplegada en la figura 6 va seguida de la descrita en la figura 7, la cual es la principal en este caso.

```

-----PROGRAM DEFINITION OPTIONS-----
Will you be using any load profile options (y/n)? Y
Will you be using any relay control options (y/n)? Y
Will you be using more than one season (y/n)? N
Will demand be required from a time-of-use register (y/n)? Y
What is the default rate at midnight (A, B, C, D)? C
Will you always use the standard day types as defined below (y/n)? N

    MONDAY thru FRIDAY - treated as WEEKDAYS
    SATURDAY          - treated as WEEKEND
    SUNDAY            - treated as WEEKEND
    HOLIDAYS          - treated as HOLIDAYS

-----
[ESC:Quit] [F10:Save] [F1:Help]
11/16/1999
17:49:53

```

Figura A2.6 Opciones de Definición

```

-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----
Pgm Profile      Demand Defn      Special Features  Relay Options
Day Types        Switch Times    Load Profile     Event Log

-----PROGRAM PROFILE-----

Program Description: ECABB GUAYAQUIL          Program Function: TOU,L
Effective Date:    10/12/99
Assigned Special Dates List: NO LIST
Assigned Display Options: ECABB              Display Function: TOU,L

Constants: USE FACTORY DEFAULTS
Demand Decimal Places: 2
Energy Decimal Places: 0
Register Multiplier: 1

Select users who will have access to this Program:
      Users | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10
-----+---+---+---+---+---+---+---+---+---+---+
ALPHAPLUS | N | N | N | N | N | N | N | N | N | N
HANDHELD  | Y |   |   |   |   |   |   |   |   |   |

-----[Program ID: 000]-----
[ENTER: Modify form shown]
[ESC:Quit] [F1:Help]
11/16/1999
17:53:12

```

Figura A2.7 Opciones de Perfil de Programa

A continuación se da una descripción de los ítemes detallados en la figura 7.

- *Program Description*: Se puede hacer una pequeña descripción del programa creado, escribiendo hasta 20 letras o números. Esta identificación no será cargada al medidor, sirve únicamente para identificar el Programa desarrollado.
- *Effective Date*: Se indica la fecha en la cual el Programa se hará efectivo o comenzará a ‘trabajar’ en el medidor. Esta fecha puede ser modificada en la función de *Reemplazo (Replace)* del Programa.
- *Listado de fechas especiales a asignar*: Del menú de listados de fechas se podrá asignar el listado que interese al programador o no asignar ningún listado.
- *Opciones de Display asignado*: ES MUY IMPORTANTE considerar las opciones de Display, pues de este menú depende la presentación en pantalla que tendrá el medidor.
- *Constantes del medidor*: Se tienen tres opciones:
 - a) No constantes: En este caso se difiere para el momento de programar, la asignación de las constantes Kh y P/R para el medidor a programar.
 - b) Constantes de Fábrica: Se utilizarán las constantes de fábrica que posea el medidor a programar.
 - c) Valores de Kh y P/R de la lista: Se asignarán los valores que escoja de ésta tabla que ya fue vista o desarrollada en el SET UP.
- *Demand decimal places*: Se pueden definir entre 0 y 4 decimales para el valor de demanda máxima. Al disponer de 6 dígitos en el medidor, se deberá tomar en cuenta que con tres o más decimales, se reduce la capacidad de KW a menos de 999 KW para la demanda en lectura directa.
- *Energy decimal places*: Se pueden definir entre 0 y 4 decimales para el valor de consumo de energía. Al disponer de 6 dígitos en el display, se deberá tomar en cuenta que con uno o más decimales, se reduce la capacidad de KWh a menos de 99,999 KWh para lectura directa.
- *Multiplicador del registrador (Register multiplier)*: Ingrese el multiplicador del registrador deseado (1, 10, 100, 1.000, 10.000 o 100.000) o permita que el software lo defina en forma automática. Debe tomar en cuenta que para valores inferiores del multiplicador (1, 10), se pueden tener valores extremadamente altos

de Ke y Kd y/o que los decimales (6) a la derecha del valor entero de Ke puedan ser truncados, perjudicando la exactitud del valor mostrado en el registrador. La entrada automática del multiplicador del registrador asignará el factor de transformación temporal (FTT, múltiplo de 10) en función de los valores de relaciones de PT's y CT's (PT x CT) para que el valor de Ke sea producto del Ke inicial multiplicado por un factor entre 1 y 9.9999 obtenido del FTT.

- *Select users who will have access to this program:* Aquí se define cuáles usuarios del software Alpha Plus tendrán acceso a este programa, siempre y cuando se haya instalado el Alpha Plus para múltiples usuarios.

Continuando con la programación, se presenta la Definición de la Demanda. La figura 8 muestra en detalle las opciones a escoger.

```

+-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----+
      Pgm Profile      Demand Defn      Special Features      Relay Options
      Day Types        Switch Times      Load Profile      Event Log
+-----DEMAND DEFINITION-----+

Demand Interval:  15
Demand Subinterval:  5

Test Mode Demand Interval:  15
Test Mode Demand Subinterval:  5

Demand Overload:      0.00
Demand Forgiveness Time:  1 minutes
Min. Forgiveness Outage:  1 minutes
Demand Reset Lockout Time:  3 minutes

Cumulative Demand Type: AT RESET
Demand Class: TOU
Exponential Demand Response (y/n)? N

+-----[Program ID: 000]-----+
[ENTER: Modify form shown]                               11/16/1999
[ESC:Quit] [F1:Help]                                     17:53:12
  
```

Figura A2.8 Definición de la Demanda

El detalle de los ítemes mostrados en la figura anterior es el siguiente:

- *Demand interval*: Ingresar un valor entre 1 - 60. Este valor dado en minutos especifica el intervalo en el cual se calcula la demanda. El intervalo de demanda debe ser divisible por el valor del subintervalo de demanda, así mismo 60 debe ser divisible por el valor del intervalo. El valor más común es de 15 min.
- *Demand Subinterval*: Ingresar un valor entre 1 - 60. El intervalo de demanda debe ser divisible por el valor del subintervalo de demanda. Se permite un máximo de 15 subintervalos de demanda. El valor más común es de 15 min. Los subintervalos son utilizados para calcular la demanda rolada. Un bloque de intervalo de demanda se calcula únicamente si el valor de intervalo y subintervalo de demanda son iguales.
- *Test Mode Demand Interval*: Ídem que para el modo normal.
- *Test Mode Demand Subinterval*: Ídem que para el modo normal.
- *Demand Overload*: Especifique el valor de sobrecarga de la demanda máxima (fuera de escala) entre 1 - 999,999. El valor 0 indica que no aparecerá ningún aviso de sobrecarga de la demanda.
- *Demand Forgiveness Time*: Ingrese un valor entre 0 a 255 minutos. Aquí se especifica el lapso (en minutos) durante el cual la demanda máxima no se calcula luego de un corte de energía. El tiempo de “olvido” comienza inmediatamente después de que se restituye la energía al medidor. Esta opción de tiempo es válida cuando en el caso de un usuario con cargas (motores, transformadores, etc.) conectadas al sistema, luego de la restitución del servicio “arrancan” con valores pico de corriente, pudiendo dar origen a un falso valor de demanda máxima para las condiciones normales del sistema. El valor 0 deshabilita esta opción.
- *Min. Forgiveness Outage*: Ingrese un valor entre 0 a 255 minutos. Aquí se especifica el lapso (en minutos) que se considera como “corte de luz” o energía a fin de iniciar un tiempo de “olvido” de la demanda, inmediatamente después de que se restituye la energía al medidor. El valor 0 deshabilita esta opción.
- *Demand Reset Lockout Time*: Ingrese un valor entre 0 a 255 minutos. Aquí se especifica el lapso mínimo (en minutos) para considerar una nueva reposición

manual de la demanda. Esta opción previene que se contabilicen múltiples inicializaciones accidentales o sin intención. Una inicialización manual de la demanda es una función periódica llevada a cabo para propósitos de facturación, ya que sirve como un método de finalización del período, luego de la lectura o toma de datos para facturación. El valor 0 deshabilita esta opción.

- *Cumulative Demand Type*: Se especifica si los datos de Demanda Acumulativa son tomados cuando ocurra una Inicialización de la Demanda o continuamente. Se tienen las siguientes opciones:
 - a) A la reposición (At reset): En este caso la demanda pico de éste período de facturación será añadida como demanda máxima (KW) en el momento de reposición la demanda.
 - b) Continua (Continuos): El incremento del nuevo pico es añadido al valor acumulado de demanda máxima (KW) en el momento que ocurre el pico.
- *Demand Class*: Especifique si los valores de demanda son clasificados para cada uno de los períodos multitarifarios correspondientes. Elija TOU para tener valores de demanda almacenados y mostrados de acuerdo a cada período de tarifa. Si no se usa TOU, la demanda pico puede ser especificada como una tarifa particular para propósito de identificar y mostrarla en pantalla. Si se utiliza un esquema de dos o tres tarifas TOU, una tarifa disponible se puede utilizar para mostrar la mayor demanda pico.
- *Exponential Demand Response*: Sí o No. Especificar si se calcula la demanda térmica (lagged). La demanda de respuesta térmica provee un promedio logarítmico continuo de la carga en una característica de tiempo de 15 min. Después de 15 minutos de la aplicación de una carga constante, la indicación de demanda será el 90% del valor final. Asigne un intervalo de demanda de un (1) minuto para el cálculo de la demanda térmica.

A continuación se detallan en las figuras 9, 10, 11 y 12, con su respectiva descripción de ítemes, la función de definición de las pantallas que son relevantes para la configuración de hardware actual de los contadores electrónicos.

PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)			
Pgm Profile	Demand Defn	Special Features	Relay Options
Day Types	Switch Times	Load Profile	Event Log
----- SPECIAL FEATURES -----			
Autoread Period: 0 DAYS			
Perform Demand Reset After Autoread (y/n)? Y			
Display a Warning if Reverse Power Flow Detected (y/n)? N			
----- [Program ID: 000] -----			
[ENTER: Modify form shown]			11/16/1999
[ESC:Quit] [F1:Help]			17:53:12

Figura A2.9 Opciones Especiales

- *Autoread Period:* Aquí se especifica el número de días que forman el período de lectura automática de la información de facturación del medidor, o el día del mes en el cual se toma la lectura. El valor 0 deshabilita la función. Después de ingresar el número, utilice la lista para escoger si es días (DAYS) o día del mes (DOM: Day of the Month) en que se realizará la lectura automática del medidor. La opción DAYS permite un valor de entre 0 - 127 días como período de facturación. La opción DOM especifica el día del mes entre 0 a 28. Esta lectura ocurre a la hora 00:00 del día escogido. Así por ejemplo: si se escoge el día 1 del mes, la lectura será tomada a la medianoche del último día del mes anterior. De esta manera, cada mes se podrá tener en forma automática la información correspondiente al período de facturación, independientemente de que se baje la información en días posteriores al día de cierre. Durante una auto lectura, el medidor se lee a sí mismo, almacena los datos tomados como valores de una lectura de facturación previa (PB) y reposiciona la demanda. El intervalo de tiempo define un período de días que sigue al más reciente reset de demanda en lugar de hacerlo por un reset debido a un cambio de estación.
- *Perform Demand reset after Autoread:* **Si o No.** Se puede hacer la autolectura sin que se reposicione la demanda, si es que se pone N en esta opción.

- *Display a Warning if reverse power flow detected: Si o No.* Especifique si se desea que se muestre una alerta si se detecta el equivalente a dos rotaciones de disco en sentido inverso, durante un intervalo de demanda. El código de alerta que se mostrará es el **F000100**.

El aviso de alerta se eliminará después de hacer un reset de la demanda, ya sea en forma directa mediante el uso del dispositivo mecánico de reposición en el medidor o accediendo a la opción de *Tareas Especiales > Reseteo de la Demanda o Borrar valores y estatus (Special Tasks > Reset Demand Option or Clear Values and Statuses)*. También se puede eliminar la alerta mediante la programación del medidor.

Utilice la pantalla de la figura 10 para asignar el tipo de día correspondiente a cada día de la semana y fiestas dentro de cada estación. Cada tipo de día tiene asignados los cambios de tarifas correspondientes según se determine en Tiempos de Cambio de Tarifa (Switch Times).

Cada día de la semana podrá ser asignado escogiendo de la lista como día de semana, fin de semana, fiesta o especial (generalmente los días sábados se toman como día especial).

```

-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----+
Pgm Profile      Demand Defn      Special Features      Relay Options
Day Types        Switch Times      Load Profile          Event Log
-----+-----
DAY TYPES DEFINITIONS-----+
Enter Corresponding Day Type:
-----+
DAYS             SEASON 0
-----+-----
Sunday           WEEKDAY
Monday           WEEKDAY
Tuesday          WEEKDAY
Wednesday        WEEKDAY
Thursday         WEEKDAY
Friday           WEEKDAY
Saturday         WEEKDAY
Holiday          WEEKDAY
-----+-----
[Program ID: 000]-----+
[ENTER: Modify form shown]                               11/16/1999
[ESC:Quit] [F1:Help]                                   18:25:37

```

Figura A2.10 Definición de Tipos de Día

```

-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----+
Pgm Profile      Demand Defn      Special Features      Relay Options
Day Types        Switch Times      Load Profile          Event Log
-----+-----
TOU SWITCH TIMES-----+
Default rate at midnight: C
SEASON           DAY TYPE          TIME              RATE TYPE         ENERGIZE
-----+-----
0                WEEKDAY           08:00             A                  N
0                WEEKDAY           16:00             C                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
0                :                 :                 :                  N
-----+-----
[Program ID: 000]-----+
[ENTER: Modify form shown]                               11/16/1999
[ESC:Quit] [F1:Help]                                   18:32:44

```

Figura A2.11 Definición de Cambio de Tiempo

Utilizar esta forma para asignar los horarios de cambio de tarifa en los cuales los datos tomados (TOU) serán asignados a la tarifa correspondiente. Estos horarios son especificados para cada tipo de día y estación. En los campos correspondientes se deberá definir los siguientes parámetros para el horario: La estación a la que corresponde el horario asignado, el tipo de día, la hora de inicio, el tipo de tarifa escogida (A, B, C o D) y la opción de relé de control (si se energiza o no).

En caso no estar definida la opción de estaciones, el primer parámetro (Season) siempre será 0. La hora de cambio de tarifa se especifica según el sistema horario de 24 horas. Aquí únicamente se indica la hora de inicio de la tarifa. La hora del final será la correspondiente a la de inicio de la siguiente tarifa.

```

-----PROGRAM DEFINITION FOR A1R(P+)-----
Pgm Profile   Demand Defn   Special Features   Relay Options
Day Types     Switch Times   Load Profile      Event Log

-----LOAD PROFILE-----
Load Profile   Days of         Scaling Factor
Interval (Min.) Storage

          15          35          1

Maximum Storage Chart (Days)
                12K    28K
-----
1 Channel | 60 | 139
2 Channels | 30 | 70
3 Channels | 20 | 47
4 Channels | 15 | 35

----- [Program ID: 000] -----
[ENTER: Modify form shown]
[ESC:Quit] [F1:Help]
11/16/1999
18:32:44
  
```

Figura A2.12 Definición de Perfil de Carga

- *Load Profile Interval in min.:* Este campo define el tiempo durante el cual se almacenarán los pulsos. El valor puede ser escogido entre 0 a 60. El sistema aproxima y muestra el número de días a almacenar como perfil de carga según el intervalo de demanda escogido, número de canales habilitados y capacidad de memoria del medidor (otras opciones programables, tales como número de eventos para los medidores Alpha Plus también competen a ésta capacidad de memoria). El número que ingrese debe ser divisor entero de 60. Así, se pueden escoger como valores de intervalo los números: 1,2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 y 60. Al ingresar el número 0 se deshabilita la grabación de datos de perfil de carga.
- *Days of Storage:* Se puede ingresar un valor entre 0 y el máximo mostrado en la cartilla. Este campo define el número de días de perfil de carga a ser almacenados
Un valor de 0 permite al software Alpha Plus calcular el máximo número de días que se pueden disponer en el medidor programado. Esta opción se utiliza a menudo, cuando la capacidad de memoria o número de canales a registrar difiere con respecto a otro medidor.
- *Scaling Factor:* Ingresar un valor entre 0 a 255. Ingresar un factor para ser utilizado como reductor de escala (o gradual) de los pulsos de entrada para propósitos de almacenamiento. El máximo permisible del contador de pulsos es de 32,765. Si un contador de pulsos excede éste valor máximo, su valor será reportado como “sobrepasado” (OverFLOW).

Programación del Despliegue

La información que despliegue el contador mientras no se encuentre conectado a una PC es de suma importancia, pues es la que se utiliza en la realización de cobros por parte de la Empresa.

En el contador de Estado Sólido ABB existen tres modos de despliegue: Normal, Alternativo, y Modo de Prueba. Su programación lleva un proceso apartado de la programación general del contador, por lo que se explica de manera específica. Para crear las Opciones de Pantalla deberá seguir los siguientes pasos:

- a) Seleccione *Crear (Create)*>*Opciones de Pantalla (Display Options)* en el Menú de Desarrollo del Programa. Para medidores con capacidad multitarifaria (TOU), deberá definir si el medidor trabajará como medidor de Tiempo de Uso (TOU) o medidor de Demanda.
- b) Especifique un nombre para la Opción de Pantalla que desea crear. El nombre puede consistir de una clave (string) única de hasta 8 letras y/o números.
- c) Seleccione las opciones en el *Filtrado de Items en Pantalla (Display Item Filtering)* y almacénelas, según se muestra en la figura 13. Se muestra la forma de las cantidades a medir. Seleccione las cantidades que a Ud. le gustaría o necesita mostrar en pantalla y especifique el orden en el cual desea que aparezcan (1ra. columna). Luego, elija las cantidades de Perfil de Carga (Load Profile) que desea registrar y especifique el orden en el cual desea que éstos datos sean grabados (2da. columna). Esto no es válido para medidores de demanda únicamente.

A1R(P+) Quantities Metered		
	Quantities Metered: Choice #	Load Profile Quantities: Channel #
kW-Del	[1]	[1]
kW-Rec	[]	[]
kW-Sum	[]	[*]
kVAR-Del	[]	[]
kVAR-Rec	[]	[]
kVAR-Sum	[]	[*]
kVAR-Q1	[2]	[2]
kVAR-Q2	[]	[]
kVAR-Q3	[]	[]
kVAR-Q4	[]	[]
kVAR-Q1+4	[]	[*]
	(items scroll )	
Choice #1 is used for Threshold-based Load Control and Demand Overload.		
* Quantity available for LP only if first selected as Metered Quantity.		
[Display Option: DISPTOU]		
Range: 1 - 2 ; select up to 2		11/16/1999
[ESC:Quit] [F10:Save] [F1:Help]		19:57:54

Figura A2.13 Opciones de Filtrado medidores Power Plus

La figura siguiente es para las opciones de pantalla de un medidor Alpha convencional del tipo A1.

PROGRAM DEVELOPMENT FOR A1R						
Create		Modify		Copy		Delete
A1R Quantities Metered						
Quantities Metered:	*B) kW-Del	kVAR-Q1		kVA-Q1		
	Choices					
	A) kW-Del and an additional Total kVARh quantity					
	*B) kW-Del	kVAR-Q1		kVA-Q1		
	*C) kW-Del	kVAR-Q1	kVAR-Q4	kVA-Q1+4		
	*D) kW-Del	kW-Rec	kVAR-Q1	kVAR-Q2	kVAR-Q3	kVAR-Q4
Trigger Unit-Threshold	*E) kW-Del	kW-Rec	kVAR-Del	kVAR-Rec		
*Data Recorded in LP Channel A: kW-Del						
*Data Recorded in LP Channel B: kVAR-Del						
*Data Recorded in LP Channel C: kVA-Q1						
*Data Recorded in LP Channel D: DISABLE						
* = Advanced Metering Option Boards only (-A,-AL).						
[Display Option: DISPTOUA]						
						11/16/1999
						20:07:06
[ESC:Quit] [F10:Save] [F1:Help] [F2:Choices]						

Figura A2.14 Opciones de Filtrado medidores A1

Una vez que se han escogido las cantidades a medir, se pasa al Menú de Opciones de Pantalla, donde se controlará la forma de despliegue de las mediciones escogidas, la cantidad y la secuencia de éstas. En las figuras 15 y 16 y en su respectiva descripción se observa la forma en que se programan estos parámetros.

DISPLAY OPTIONS FOR A1R(P+)		
Display Control	Normal/Alternate Mode	Test Mode
DISPLAY CONTROL		
Display Function: TOU,L		
Display Hold Time:	8	
Display Date Format:	Month-Day-Year	
Energy display digits:	6	
Demand display digits:	6	
Display autoread data:	If Present	
Item Labels in Normal Mode (y/n)?	Y	
Item Labels in Alternate Mode (y/n)?	Y	
Item Labels in Test Mode (y/n)?	Y	
Leading zeros on metered quantities (y/n)?	N	
Lock warning signal on Display (y/n)?	N	
[Display Option: ECABB]		
[ENTER: Modify form shown]		11/16/1999
[ESC:Quit] [F1:Help]		20:27:18

Figura A2.15 Control de Despliegue

- Display Function:* En éste campo se indica el tipo de opciones de pantalla en el que se va a trabajar, ya sea multitarifario (TOU) o demanda (DEM).
- Display Hold Time:* Se puede ingresar un valor entre 1 a 15 seg. Este tiempo corresponde al que cada valor mostrado en pantalla permanecerá expuesto antes de mostrar el siguiente (según lo solicitado para pantalla normal, alterna o de prueba). Aunque originalmente viene designado con 6 seg., es preferible aumentarlo a 10 seg., a fin de permitir la anotación por parte del encargado de la lectura visual del medidor.
- Display Date Format:* Aquí se especifica el formato con el cual se mostrarán las fechas en pantalla. Se disponen tres opciones en la tabla: día-mes-año, mes-día-año y año-mes-día.
- Energy Display Digits:* Se especifica solamente si el medidor va a mostrar la energía consumida en 3, 4, 5 o 6 dígitos. Este campo limita el número exacto de dígitos a ser mostrados. Así por ejemplo, si el valor de energía corresponde a 4 dígitos y se ha limitado en pantalla a mostrar 3 dígitos, el valor será

truncado (un valor de 123.4 se mostrará como 23.4). Para habilitar el medidor de manera tal que escoja el número necesario de dígitos, seleccione en éste campo para que muestre 6 dígitos y determine la eliminación de ceros a la izquierda del valor (leading zeros on metering quantities: N).

e) *Demand Display Digits*: Se aplica de la misma manera que en el campo anterior.

f) *Display Autoread Data*: Especifica cuando se desea que el medidor muestre en pantalla los datos más recientes de autolectura almacenados como lectura previa (PB). Se tienen dos opciones: Siempre (Always): Siempre mostrará los datos de autolectura (PB) y Si están presentes (If Present): En este caso, los datos de autolectura (PB) se mostrarán si es que se ha producido una autolectura desde la última Programación, Actualización de Programa, Reemplazo de Programa, Lectura de Facturación o en Tareas Especiales > Borrar estatus y funciones de Status. Los datos de autolectura se guardan como resultado de una autolectura del medidor. Nota: Es importante que en la definición de los datos a mostrar en pantalla (Display Options) se hayan definido las cantidades a mostrar en lecturas de facturación previa (PB) o estación previa (PS), de los modos Normal/Alternativo.

g) *Display Season Change Data*: Especifica cuando se desea que el medidor muestre en pantalla los datos correspondientes a una estación previa (PS). Se tienen dos opciones: Siempre (Always): Siempre mostrará los datos de estación previa (PS) y Si están presentes (If Present): En este caso, se mostrarán los datos de una estación previa, cuando se ha producido cambio de la misma (PS) desde la última Programación, Actualización de Programa, Reemplazo de Programa, Lectura de Facturación o en Tareas Especiales > Borrar estatus y funciones de Status.

Los datos de estación previa se guardan como resultado de un cambio de estación. Nota: Es importante que en la definición de los datos a mostrar en pantalla (Display Options) se hayan definido las cantidades a mostrar en lecturas de estación previa (PS), de los modos Normal/Alternativo.

h) *Códigos de identificación en los modos Normal/Alternativo/Prueba (Item Labels in Normal/Alt/Test Mode)*: Especifique cuando desea que se muestren los códigos de identificación para cada dato mostrado en pantalla del medidor, para las funciones en Normal/Alternativo o Prueba. Estos códigos también pueden ser llamados identificadores de pantalla.

Los dígitos independientes KWARh de la pantalla utilizados para mostrar KW, KVA, KVAR, KWh etc., no son afectados por ésta opción.

i) *Ceros sobrantes en las cantidades medidas? (Leading zeros on metered quantities?)*: Si o No (Y/N). Aquí se especifica si se permite la aparición de ceros a la izquierda de las cantidades medidas o se los suprime. Cuando se suprimen los ceros, una cantidad que se mostraba como "00002.4" aparecerá como "2.4"

j) *Bloquear una señal de alerta en la pantalla? (Lock warning signal on Display?)*: Si o No (Y/N). Si se aprueba el bloqueo de una señal de alerta tal como "F00000" o "E00000", únicamente aparecerá este código de alerta o error en pantalla. Si se pone N, entonces éste código aparecerá como el primer parámetro mostrado en la secuencia de valores mostrados en pantalla.

Nota: Los códigos de alerta bloqueados en pantalla requieren de una reposición (reset) electrónica del medidor. Esta reposición electrónica se puede generar mediante una lectura de facturación que incluya reposición de la demanda (demand reset) o asignando ésta función mediante tareas especiales (Special Tasks). Una reposición manual de la demanda (manual reset) no eliminará ésta alerta de la pantalla y las lecturas deberán ser tomadas en el modo Alternativo.

DISPLAY OPTIONS FOR A1R(P+)					
Display Control			Normal/Alternate Mode		Test Mode
NORMAL MODE ITEMS (items scroll [↓])			ALTERNATE MODE ITEMS (items scroll [↓])		
Seq	ID	Name	Seq	ID	Name
1	888	Complete LCD test	1	888	Complete LCD test
2	2	Present date	2	2	MEDIDOR Nro. 1
3	3	Present time	3	3	Program ID
4	4	Total kWh-Del	4	4	Demand Interval
5	5	Rate A kWh-Del	5	5	Pulse count
6	6	Rate A Max kW-Del	6	6	Program change date
7	7	Rate C kWh-Del	7	7	Security check date
8	8	Rate C Max kW-Del	8	8	Demand reset date
9	9	Total kVARh-Del	9	*	PH A Voltage
10	10	Rate A kVARh-Del	10	*	PH B Voltage
11	11	Rate A Max kVAR-Del	11	*	PH C Voltage
12	12	Rate C kVARh-Del	12	*	PH A Current

* = ID field is not applicable

Items remaining to be selected: 13

[Display Option: ECABB]

[ENTER: Modify form shown] 11/16/1999
 [ESC:Quit] [F1:Help] 20:33:57

Figura A2.16 Designación de secuencias de Despliegue

a) *Secuencia (Seq)*: Para la secuencia de presentación de los parámetros se puede asignar un número diferente entre 1 - 99 para cada uno. Para eliminar un parámetro de pantalla, simplemente se borra (con “delete” o la barra espaciadora) el número de secuencia correspondiente y la identificación (ID). Nótese que algunos parámetros muestran los códigos PB (previous billing) y PS (previous station) que corresponden a los correspondientes a facturación previa (PB) y estación previa (PS). PB es utilizado también en autolectura del medidor para almacenamiento de ésta información.

Algunos parámetros tales como Programa Futuro (Future Program) y Facturación Previa (PB) no están soportados en todos los medidores de la misma clase. Sin embargo, se puede completar la secuencia e identificación de los mismos en el programa para enviarlas a otro medidor.

Si éstas son enviadas a un medidor habilitado para presentarlas, éstas aparecerán, en caso de no ser así, aparecerán como ceros.

- b) *Identificador (ID)*: Se puede ingresar para identificador del parámetro un número entre 1 - 999. El sistema ordena la aparición de los parámetros en función de los números de secuencia.

Si se quiere eliminar la aparición del identificador del parámetro, se debe poner “-1”; de otra manera, aparecerá como un valor próximo a la cantidad mostrada en la pantalla del medidor. Del mismo modo algunos parámetros corresponden a PB (facturación previa o autolectura) y/o PS (estación previa). Estos identificadores no se aplican para los parámetros de instrumentación (Powertools).

Definición del Calendario

Creación del Listado de Fechas Especiales (Special Days List)

Un listado de fechas especiales es creado para especificar las fechas para fiestas o feriados durante los cuales ocurren cierto tipo de eventos, tales como un cambio de estación o los días asignados para cambio de hora (cuando se requiere alargar o acortar el día). Algunas fechas especiales pueden ser recurrentes y otras no. Las fechas recurrentes ocurren una vez al año en la misma fecha o en el mismo día, el que puede definido específicamente. El día de Navidad (25 de Diciembre) y el Viernes Santo son fechas recurrentes.

Las fechas no recurrentes deben ser ingresadas especialmente, tal como ocurre cuando se corre una festividad cívica a un día previo o posterior a un fin de semana. El listado de fechas que viene en el software AlphaPlus puede ser modificado en *Perfil de Desarrollo del Programa (Program Development Profile)*.

En la figura 17 se observa la pantalla que sirve para crear el calendario.

SPECIAL DATES FOR A1R(P+)				
Origination Date: 08/12/1996			Season at Origination Date: 0	
RECURRING DATES (items scroll [I])			NONRECURRING DATES (items scroll [I])	
Month/Day	Day Type	Day of Week	Month/Day/Year	Day Type
01/01	HOLIDAY	ANY	03/28/1997	HOLIDAY
02/15	HOLIDAY	MONDAY	03/30/1997	HOLIDAY
05/25	HOLIDAY	MONDAY	03/31/1997	HOLIDAY
07/04	HOLIDAY	ANY	04/10/1998	HOLIDAY
09/01	HOLIDAY	MONDAY	04/12/1998	HOLIDAY
11/22	HOLIDAY	THURSDAY	04/13/1998	HOLIDAY
12/25	HOLIDAY	ANY	04/02/1999	HOLIDAY
/			04/04/1999	HOLIDAY
/			04/05/1999	HOLIDAY
/			04/21/2000	HOLIDAY
/			04/23/2000	HOLIDAY
/			04/24/2000	HOLIDAY
/			04/13/2001	HOLIDAY

[Dates List: SAMPLE]

11/16/1999
[ESC:Quit] [F10:Save] [F1:Help] [F8:Next] 18:47:51

Figura A2.17 Lista de Días Especiales

Para crear un listado de fechas especiales se deben seguir los siguientes pasos:

1. Seleccione *Crear (Create) > Fechas Especiales (Special Dates)* en el Menú de Desarrollo del Programa. Nota: Si está creando un programa con un listado de fechas especiales, deberá ir automáticamente a la forma de Fechas Especiales después de salvar su Definición General del Programa.
2. Especificar un nombre para el Listado de Fechas Especiales que desea crear. El nombre puede consistir de una clave única de hasta 8 letras y/o números. La forma de Fechas Especiales aparece con el nombre del listado de Fechas Especiales en la porción central baja del formato. Tiempos de cambio de tarifa (switch times), fechas recurrentes, fechas especiales no recurrentes son almacenadas en la misma área de la memoria del medidor.

Estas son priorizadas de la siguiente forma: tiempos de cambio de tarifa, fechas recurrentes, tanto como se encuentren fechas no recurrentes. Los medidores ALPHA v2.x necesitan dos unidades de almacenamiento para guardar uno de éstos datos. Por ejemplo: si se envían 30 puntos de cambio de tarifa y 30 fechas recurrentes, dispondrá de suficiente memoria para 18 fechas no-recurrentes. El total utilizado de unidades de almacenamiento será en ésta caso de $(30 \times 2) + (30 \times 2) + (18 \times 2) = 156$.

3. Especificar el origen de la fecha y la estación correspondiente. Cuando ingrese fechas en la forma, utilice la función (F8) para mover entre las fechas recurrentes y la sección de fechas no-recurrentes o para retornar al inicio de la forma. Presionar (F6) para reordenar en el calendario las fechas recurrentes y las no-recurrentes.
4. Complete la entrada de datos en la forma, entonces salve la información y regrese al Menú de Desarrollo del Programa. El listado de Fechas Especiales será ordenado cronológicamente según se haya salvado. Nota: Los listados de fechas especiales se archivan en el disco con la extensión SPD.

Para los contadores electrónicos que no sean de la serie Alpha de ABB, se deben consultar los manuales de programación dados por el proveedor. ABB es el principal proveedor de contadores electrónicos de la E.S.P.H., y este manual solo se ocupa de la programación de éstos.

Al tener ya todos los parámetros definidos y el medidor escogido, se procede a la programación. Luego se actualiza la base de datos, incluyendo lo siguiente:

1. *Fecha y hora de programación.*
2. *Tipo de programa: Demanda o Multitarifa.*
3. *Estado del medidor: Listo p/instalar.*

APÉNDICE 3
GLOSARIO

Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Acometida: Los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con el sistema de alambrado eléctrico del inmueble o de la propiedad servida. Está conformada por: Los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, y el sistema de conexión, así como las bóvedas, recintos o marcos de postes para el albergue de los transformadores, en acometidas a media tensión.

Alta Tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz es superior a 34,5 kV.

Baja Tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz nominal es de 1 kV como máximo.

Capacidad de Banco: Suma de las potencias nominales en kVA de los transformadores instalados en la bóveda, recinto protegido, poste o marco de postes.

Clase: Constante que define la corriente máxima que soporta un contador de energía eléctrica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Conductores de entrada: Los conductores entre los terminales del equipo de desconexión de la acometida y un punto, corrientemente fuera del inmueble, donde se empalman los conductores de acometida.

Contrato para el suministro de energía eléctrica: Documento suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico.

CT: TC: Relación de transformación de corriente.

Demanda: Valor de potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico.

Demanda máxima: Valor más alto de la demanda en un período dado, por una instalación, elemento de red o dispositivo eléctrico.

DSP: Digital Signal Processing. Procesamiento Digital de Señales.

Elemento: Un elemento de medición lo constituye una bobina de potencial y una bobina de corriente.

Empresa: Empresa eléctrica: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualesquiera de sus etapas.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia.

Factor de Demanda: Cociente entre la Demanda máxima de un abonado y la carga total que este puede llegar a conectar a la red.

Factor de Potencia: Cociente entre la Demanda máxima de potencia real y la Demanda máxima de potencia aparente.

Forma: Configuración de red para la cual fue construido un contador de energía eléctrica en específico.

HandHeld: Computadora Personal que tiene dimensiones físicas mucho menores que una PC Desktop o una Laptop.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

Kh: Constante que se refiere a la cantidad de watts-hora por cada revolución de disco.

KVA: Unidad de Potencia Aparente.

KW: Unidad de Potencia Real.

LP: Load Profile. Perfil de carga. Curva de consumo de potencia de algún usuario en particular.

Media Tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz está comprendido entre 1 kV y 34,5 kV.

Medidores o contadores: Instrumentos que registran el consumo de energía, demanda eléctrica o ambas.

Medidor Tipo A: Contador de energía eléctrica de conexión por tablero, cuya alimentación se hace en la caja de bornes, o block de conexiones.

Medidor Tipo S: Contador de energía eléctrica de socket, cuya alimentación se hace en la base donde se enchufa el medidor.

Medio de desconexión: Dispositivos o grupos de dispositivos por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de suministro.

NEC: National Electric Code. Código Nacional Eléctrico.

Pentagrama: Tendido eléctrico secundario.

Punto de entrega: Es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Recalibración: Ajuste de las constantes de medición de cualquier contador de energía eléctrica.

Red eléctrica: El conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados o usuarios.

Sistema de medición: Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y de corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de energía y potencia requerida por un servicio eléctrico.

TA: Corriente de prueba de un contador de energía eléctrica.

THD: Total Harmonic Distortion. Distorsión Armónica Total. Densidad Espectral de la corriente o tensión que le son suministrados a un abonado, a causa de la carga que éste tiene conectada a la red.

Transformador: Dispositivo para elevar o reducir el voltaje o la corriente eléctrica sin variación de frecuencia.

Usuario: Persona física o jurídica que aprovecha la energía eléctrica en un determinado inmueble.

VT: PT: TP: Relación de transformación de potencial (Tensión).

APÉNDICE 4
REPORTE DE MEDICIÓN ELABORADO CON
PQ INSPECTOR EN SAWTEK

Datos obtenidos mediante PQ Inspector

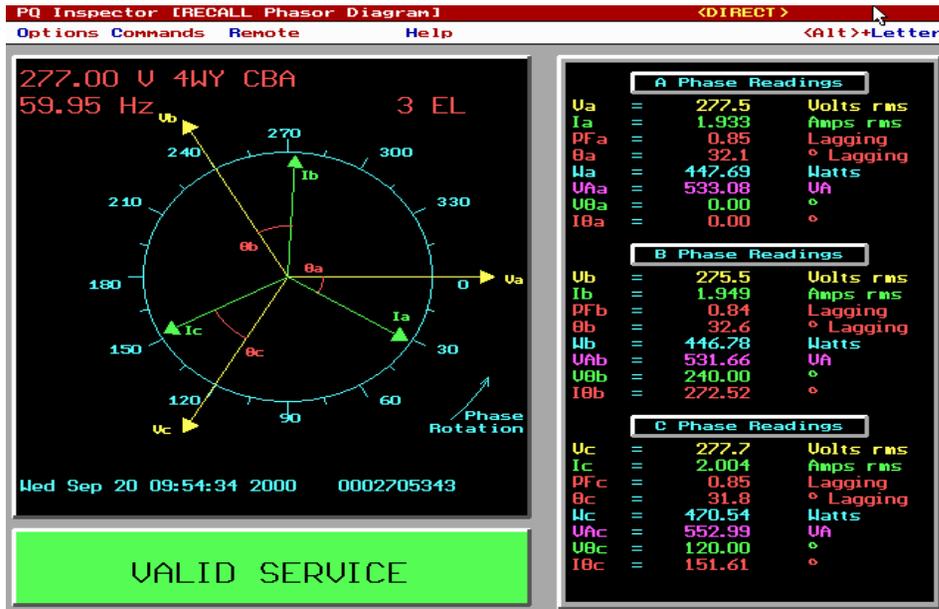


Figura A4.1 Diagrama fasorial de tensiones y corrientes para el edificio viejo de SAWTek

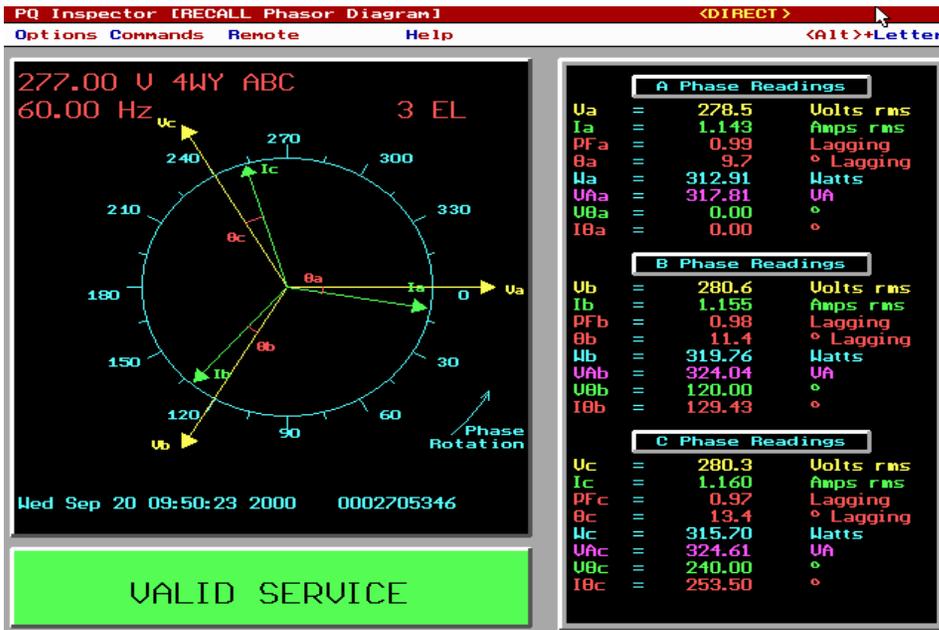


Figura A4.2 Diagrama fasorial de tensiones y corrientes para el edificio nuevo de SAWTek

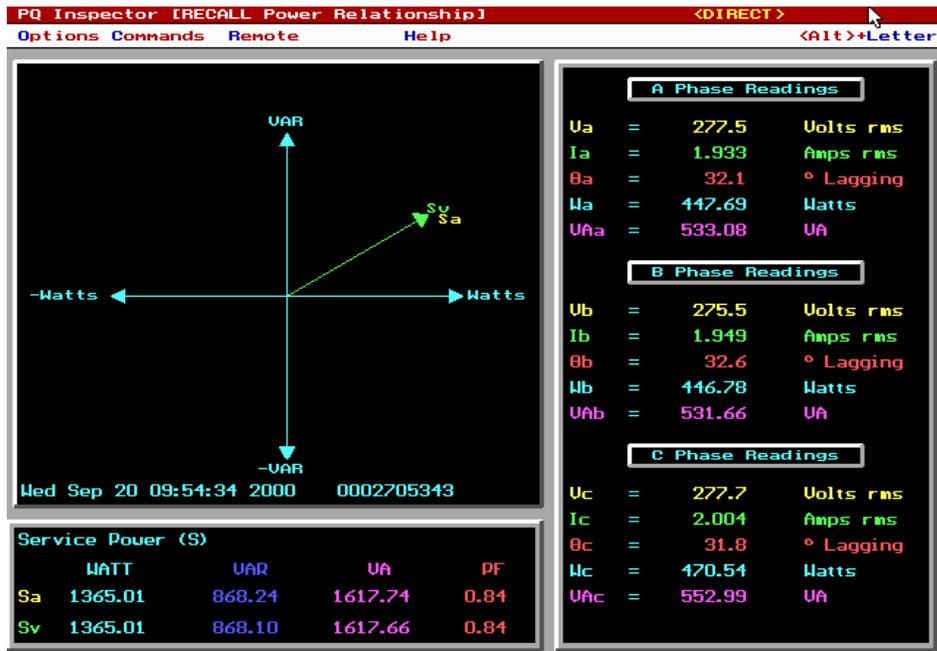


Figura A4.3 Diagrama fasorial de potencia para el edificio viejo de SAWTek

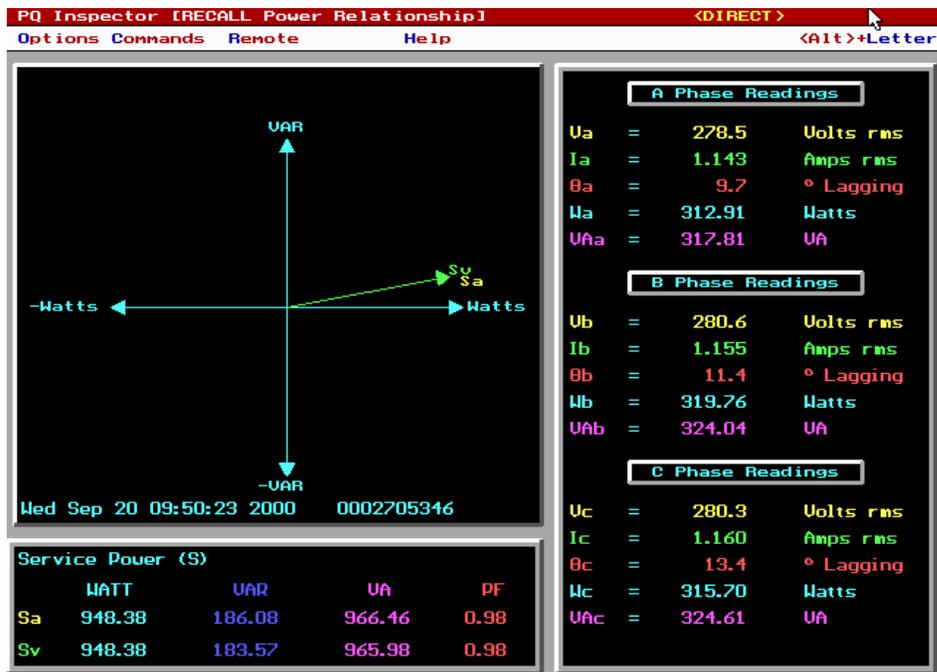


Figura A4.4 Diagrama fasorial de potencia para el edificio nuevo de SAWTek

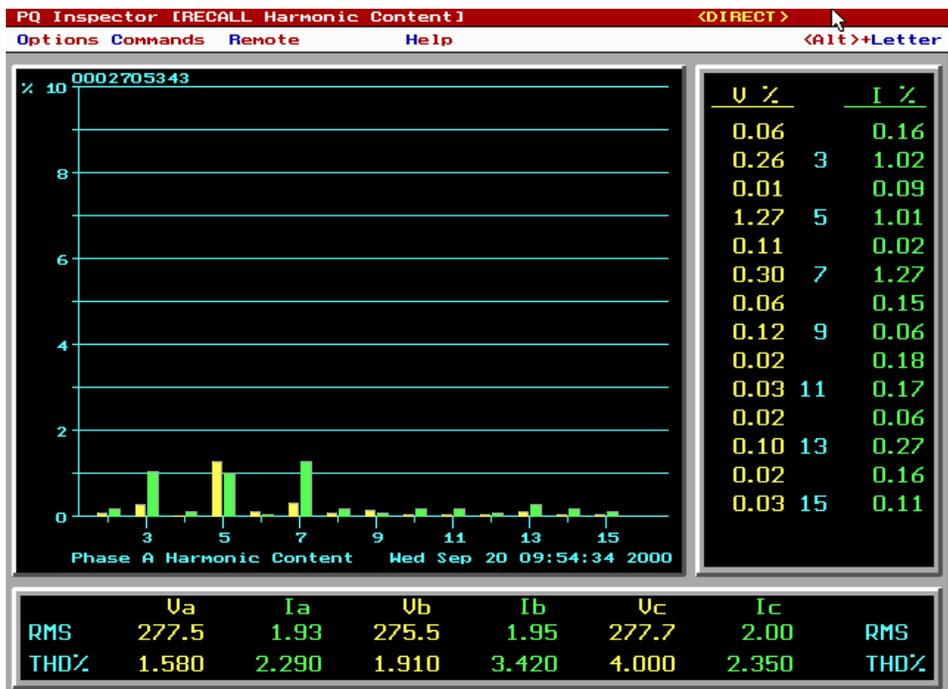


Figura A4.5 Diagrama de distorsión armónica fase A para el edificio viejo de SAWTek

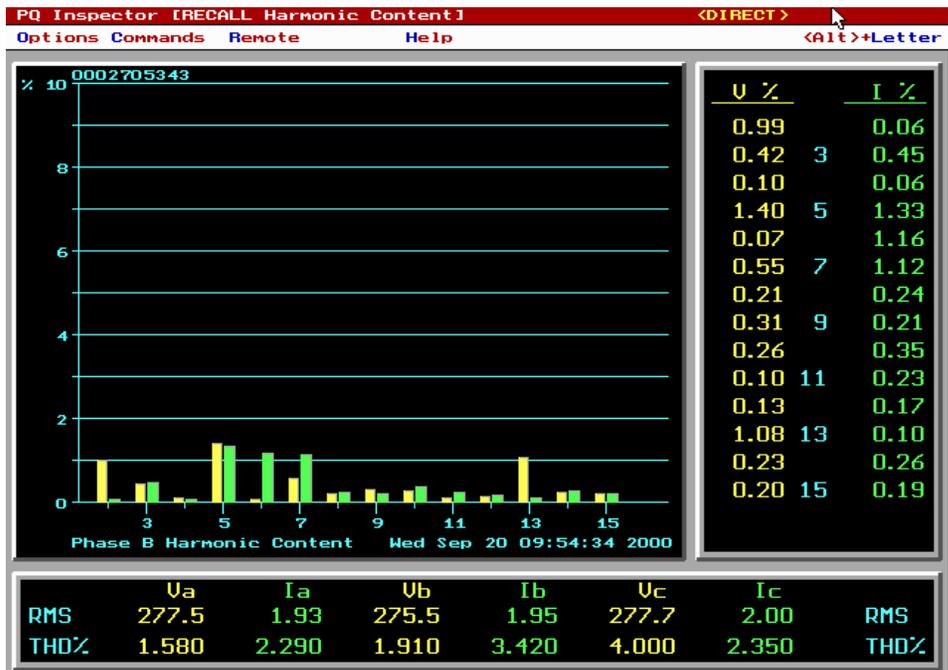


Figura A4.6 Diagrama de distorsión armónica fase B para el edificio viejo de SAWTek

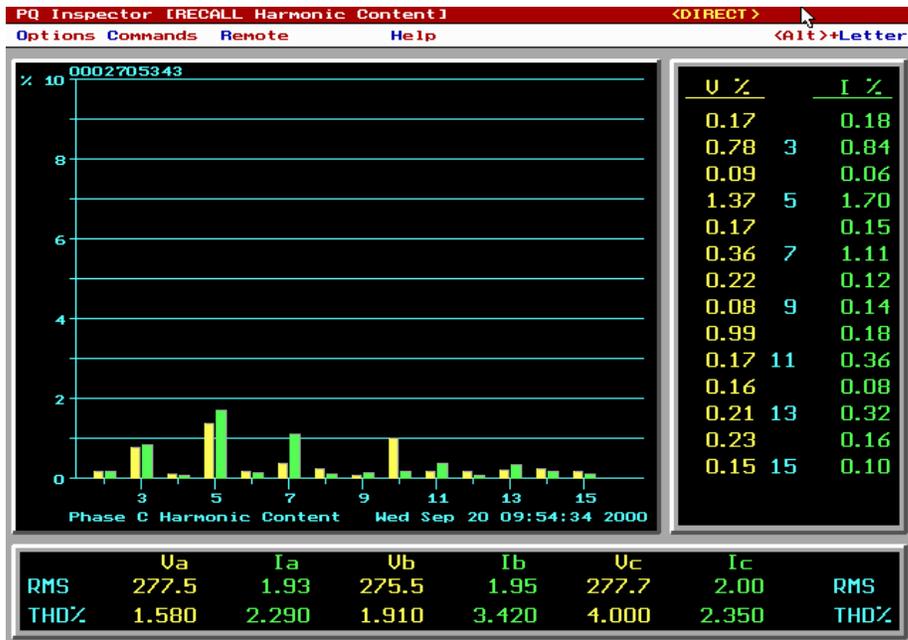


Figura A4.7 Diagrama de distorsión armónica fase C para el edificio viejo de SAWTek

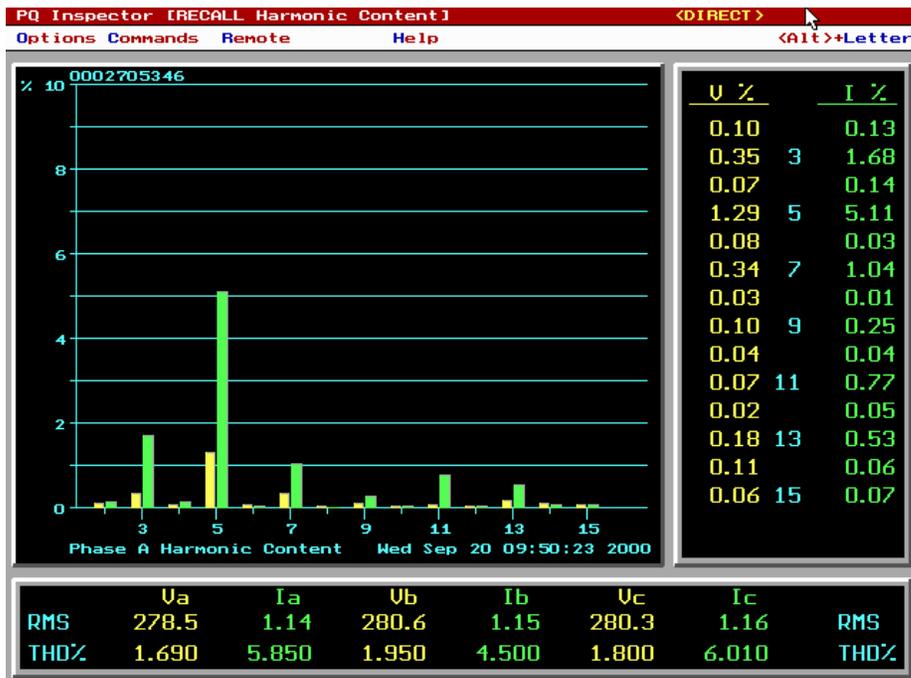


Figura A4.8 Diagrama de distorsión armónica fase A para el edificio nuevo de SAWTek

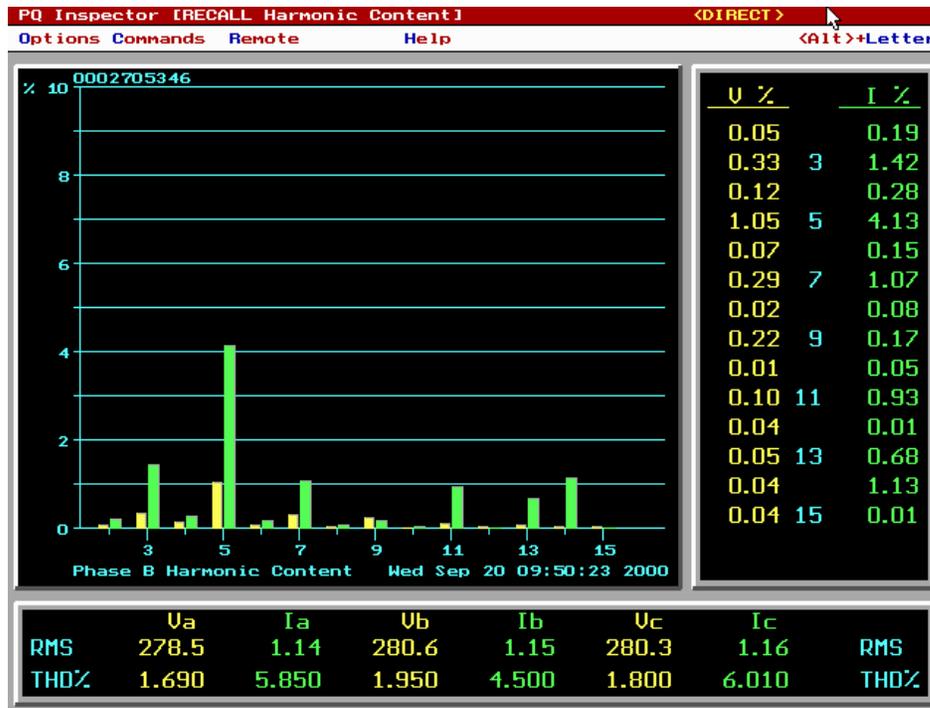


Figura A4.9 Diagrama de distorsión armónica fase B para el edificio nuevo de SAWTek

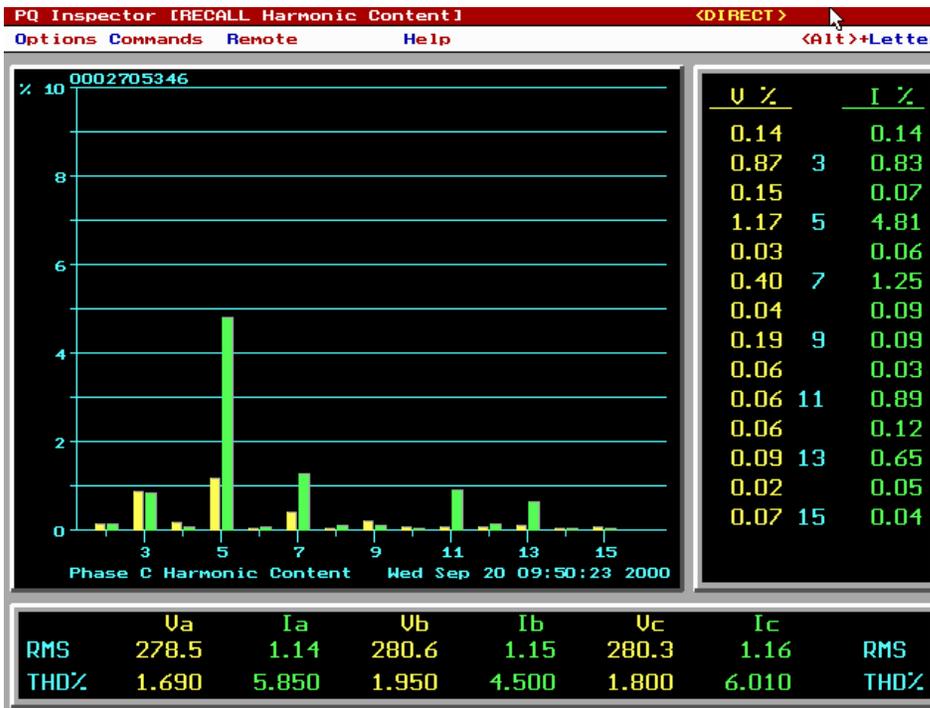


Figura A4.10 Diagrama de distorsión armónica fase C para el edificio nuevo de SAWTek

APÉNDICE 5
REPORTES DE LECTURA DE ALPHA PLUS

----- READING INTRODUCTION ----- 1.20 -----

MEDIDOR No.: 0003023421 Program ID: 000
CLIENTE: ATLAS ELECTRIC Programmer ID: 0000
Register Type: AlK-AL Register Firmware: 000204 05 H-128K(M)
File: VISION

----- CURRENT CONDITIONS -----

Register Date: 18/09/00 09:06:37 Season: Winter(0)
PC Date: 18/09/00 09:02:52 Rate: A Holiday: No
Julian Date: 262 Day of Week: Monday
Leap Year: Yes Load Control Relay: Not Energized
ALPHA-to-Modem Baud: Port Inactive

----- KH INFORMATION SUMMARY -----

Kh: 001.800 Wh per rev Pulses/Revolution (P/R): 24
Ke: 000.075 Wh per pulse Exponential Dmd Rsp Time: 15 Min
KYZ Divisor: 1 Test Interval: 5-15 Min
Transformer Factor: 1

----- STATUS -----

Errors: None Total Outage: 000 Days 04:42:48
Warnings: BATTERY Prior Outage From: 17/09/00 07:42:02
Factory Codes: To: 17/09/00 09:07:29
12 12 00 00 Last Outage From: 17/09/00 13:47:50
6C 0B C3 01 00 00 00 04 20 C0 To: 17/09/00 14:30:57
Events: POWEROUT
Comm Reason: Optical
A Modem Has Been Initialized: N

----- SECURITY -----

Days Since Last Pulse: 0 Program Change Date: 23/08/00
Days Since Last Reset: 26 Demand Reset Date: 00/00/00
Total Communication Sessions: 1 Security Check Date: 00/00/00
Number of Resets: 0 Number of Outages: 5
Data Edited: No
PW Level in Effect: 3
Last Comm PW1: 18/09/00 09:06
Last Comm PW2: 00/00/00 00:00
Last Comm PW3: 00/00/00 00:00

----- CURRENT READINGS -- (kWh Delivered) -----

Table with 6 columns: kWh, Max. Demand, Cum. Demand, Date, Time. Rows include Rate A, Rate B, Rate C, Rate D, Total, and Avg. PF.

----- CURRENT READINGS -- (kVAh Delivered) -----

kVAh Max. Demand Cum. Demand Date Time

Rate A	96.63	0.88	0.00	04/09/00	11:13
Rate B	85.59	0.86	0.00	30/08/00	14:45
Rate C	86.27	0.81	0.00	02/09/00	08:14
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	268.49				

----- CURRENT READINGS -- (kVARh Quadrant 1 + 4) -----					
	kVARh-Q1+4	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	57.87	0.52	0.00	24/08/00	12:54
Rate B	51.27	0.50	0.00	23/08/00	15:00
Rate C	51.08	0.48	0.00	02/09/00	07:16
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	160.22				

----- CURRENT READING COINCIDENT DATA -----					
At Max. kW-Del:	Coincident			Coincident	
	kW-Del	kVA-Del	Date	Time	Power Factor
Rate A	0.72	0.85	04/09/00	11:08	0.847
Rate B	0.70	0.85	01/09/00	14:31	0.824
Rate C	0.66	0.79	02/09/00	07:28	0.835
Rate D	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000

At Max. kVA-Del:	Coincident			Coincident	
	kVA-Del	kW-Del	Date	Time	Power Factor
Rate A	0.88	0.72	04/09/00	11:13	0.818
Rate B	0.86	0.67	30/08/00	14:45	0.779
Rate C	0.81	0.65	02/09/00	08:14	0.802
Rate D	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000

----- PRIOR READINGS -- (kWh Delivered) -----					
	kWh	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				
Avg. PF	0.000				

----- PRIOR READINGS -- (kVAh Delivered) -----					
	kVAh	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				

----- PRIOR READINGS -- (kVARh Quadrant 1 + 4) -----					
	kVARh-Q1+4	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time

Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				

----- PRIOR READING COINCIDENT DATA -----

At Max. kW-Del:	Coincident				Coincident
kW-Del	kVA-Del	Date	Time	Power Factor	
Rate A	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate B	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate C	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate D	0.00	00/00/00	00:00	0.000	

At Max. kVA-Del:	Coincident				Coincident
kVA-Del	kW-Del	Date	Time	Power Factor	
Rate A	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate B	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate C	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate D	0.00	00/00/00	00:00	0.000	

----- PRIOR SEASON READINGS -- (kWh Delivered) -----

	kWh	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				
Avg. PF	0.000				

----- PRIOR SEASON READINGS -- (kVAh Delivered) -----

	kVAh	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				

----- PRIOR SEASON READINGS -- (kVARh Quadrant 1 + 4) -----

	kVARh-Q1+4	Max. Demand	Cum. Demand	Date	Time
Rate A	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate B	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate C	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Rate D	0.00	0.00	0.00	00/00/00	00:00
Total	0.00				

----- PRIOR SEASON COINCIDENT DATA -----

At Max. kW-Del:		Coincident			Coincident	
	kW-Del	kVA-Del	Date	Time	Power	Factor

Rate A	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate B	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate C	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate D	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	

At Max. kVA-Del:		Coincident			Coincident	
	kVA-Del	kW-Del	Date	Time	Power	Factor

Rate A	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate B	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate C	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	
Rate D	0.00	0.00	00/00/00	00:00	0.000	

----- SWITCH TIMES -----

SEA	DAY TYPE	TIME	RATE	RELAY	SEA	DAY TYPE	TIME	RATE	RELAY

0	WEEKDAY	06:00	A	Off	2	WEEKDAY	06:00	A	Off
0	WEEKDAY	14:00	B	Off	2	WEEKDAY	14:00	B	Off
0	WEEKDAY	22:00	C	Off	2	WEEKDAY	22:00	C	Off

----- RECURRING DATES -----

DATE	DAY TYPE	DAY OF WEEK	DATE	DAY TYPE	DAY OF WEEK

01/01	HOLIDAY	ANY	15/08	HOLIDAY	ANY
11/04	HOLIDAY	ANY	15/09	HOLIDAY	ANY
01/05	HOLIDAY	ANY	12/10	HOLIDAY	ANY
21/05	SEASON CH	ANY	05/11	SEASON CH	ANY
25/07	HOLIDAY	ANY	25/12	HOLIDAY	ANY

----- LOAD PROFILE DEFINITION -----

Interval Length:	15 Min	Num. Days Storage:	30
Scaling Factor:	1	Outage Threshold:	0 Sec.
Data in Channel A:	kW-Del	Data in Channel B:	kVAR-Q1+4
Data in Channel C:	kVA-Del	Data in Channel D:	DISABLE

ANEXO 1
CARACTERÍSTICAS DE LA MESA DE PRUEBAS
ATB-3P DE AVO INTERNATIONAL